

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION EN POZOS CON BOMBEO MECANICO
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL PARA
AJUSTAR EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTON DENTRO DE LA
BOMBA. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**HUGO ANDRES DALLOS SANTANDER
NESTOR EDUARDO MENDOZA MORENO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION EN POZOS CON BOMBEO MECANICO
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL PARA AJUSTAR EL
DESPLAZAMIENTO DEL PISTON DENTRO DE LA BOMBA. APLICACIÓN
CAMPO COLORADO**

**HUGO ANDRES DALLOS SANTANDER
NESTOR EDUARDO MENDOZA MORENO**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Docente UIS

Co-Director

**ALEXANDER BELTRÁN BARRERA
UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. MARCO CONCEPTUAL	19
1.1 ANALISIS NODAL	19
1.1.1 Relación de capacidad de afluencia.	24
1.1.1.1 Índice de Productividad y el IPR	24
1.1.2 Análisis y cálculo de la relacion de capacidad de afluencia (IPR).	27
1.1.2.1 Método de Vogel	28
1.2 BOMBEO MECANICO	35
1.2.1 Generalidades	35
1.2.2 Tipos de unidades	39
1.2.2.1 Unidad Convencional	39
1.2.2.2 Unidad Mark II	40
1.2.2.3 Unidades Balanceadas por Aire	43
1.2.2.4 Designación API	44
1.2.3 Partes que conforman el bombeo mecánico	45
1.2.3.1 Equipo de superficie	45
1.2.3.2 Equipo de subsuelo	47
1.2.4 Denominación de las bombas mecánicas	50
1.2.4.1 Componentes de las bombas	52
1.2.5 Generalidades del diseño de un sistema de bombeo mecánico.	54
1.2.5.1 Selección de las condiciones óptimas de operación	55
1.3 ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO	60
1.3.1 Bombeo continuo	62
1.4 ANALIZADOR DE POZOS	65
1.4.1 Well Analyzer	67
1.4.1.1 Registros Sonolog	67

1.4.1.2 Prueba de Ascenso de Presión (PBU).	73
1.4.1.3 Dinagramas Y Pruebas De Válvulas	81
1.5 ANALISIS DE LAS CARTAS DE FONDO	86
1.5.1 Interferencia por Gas	87
1.5.2 Golpe de Fluido	88
1.5.3 Fuga en Válvula Viajera o en Pistón	88
1.5.4 Fuga en la Válvula Fija.	89
1.5.5 Tubería no Anclada	91
1.5.6 Ancla de Tubería funcionando mal	92
1.5.7 Pistón Golpeando Abajo	93
1.5.8 Barril de la Bomba Doblado o Pegándose	94
1.5.9 Barril de la Bomba Gastado o Partido.	95
1.6 AJUSTE DEL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN DENTRO DE LA BOMBA	96
1.6.1 Herramienta no convencional	98
2. CAMPO COLORADO	100
2.1 GENERALIDADES	100
2.1.1 Localización	100
2.1.2 Formaciones productoras	101
2.1.3 Propiedades del yacimiento	105
2.1.4 Historia de producción	105
3. METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL EN LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO	108
3.1 PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	108
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL.	109
3.2.1 Sección 1: Análisis del Nivel del líquido de cada pozo	109
3.2.2 Sección 2: Análisis de la carta dinagráfica de cada pozo	110
3.2.3 Sección 3: Construcción de la curva de inflow	111
3.2.4 Sección 4: Construcción de la curva de outflow	121

3.3 PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL.	127
3.3.1 Calculo de las deformaciones elásticas de las varillas.	128
3.3.2. Procedimiento ATS para la implementación de la herramienta no convencional	137
4. ANALISIS DE RESULTADOS	141
5. COLCLUSIONES	158
6. RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFIA	161
ANEXOS	164

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización de varios nodos.	20
Figura 2. Determinación de la capacidad de flujo.	22
Figura 3. Sistema de producción simple	23
Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.	24
Figura 5. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.	26
Figura 6. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).	28
Figura 7. Gráfica de Vogel para $EF = 1$.	30
Figura 8. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo.	34
Figura 9. Ciclo del Bombeo Mecánico.	38
Figura 10. Unidad de bombeo convencional	40
Figura 11. Unidad de bombeo MARK II	42
Figura 12. Unidad balanceada por aire	44
Figura 13. Designación de las unidades de bombeo según el API	45
Figura 14. Bomba de tubería	49
Figura 15. Bomba inserta	50
Figura 16. Designación de las bombas de subsuelo mecánicas	52
Figura 17. Pistones y Barriles	53
Figura 18. Válvulas y Asientos	53
Figura 19. Visualización del rendimiento del sistema de bombeo	59
Figura 20. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.	62
Figura 21. Componentes del analizador de pozos	66
Figura 22. Registro Prueba Sonolog	68
Figura 23. Pistola a gas con todas sus partes	69
Figura 24. Transductor de Presión.	70
Figura 25. Prueba Acústica.	72
Figura 26. Registro PBU	74
Figura 27. Conexiones a la pistola de gas	75

Figura 28. Pantalla del TWM para calibrar el transductor de presión.	76
Figura 29. Pantalla del TWM para seleccionar el tipo de prueba.	79
Figura 30. Pantalla del TWM	80
Figura 31. Pantalla del TWM. Para dar inicialización a la prueba.	81
Figura 32. Registro Prueba Dinagrama	82
Figura 33. Registro Estado De Válvulas	83
Figura 34. Celda de carga	83
Figura 35. Celda de PRT	84
Figura 36. Interferencia por gas	87
Figura 37. Golpe de fluido	88
Figura 38. Fuga en Válvula Viajera o en Pistón	89
Figura 39. Falla en la válvula fija.	90
Figura 40. Tubería no anclada o ancla no está sujetando.	92
Figura 41. Ancla de tubería en mal funcionamiento.	93
Figura 42. Pistón golpeando abajo.	94
Figura 43. Barril de la bomba doblado o pegándose.	95
Figura 44. Barril de la bomba doblado o pegándose	96
Figura 45. Herramienta no convencional	98
Figura 46. Herramienta no convencional instalada.	99
Figura 47. Localización Campo Colorado. Tomado del Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de recobro (Ecopetrol - ICP 2003).	101
Figura 48. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.	102
Figura 49. Estructura campo Colorado.	104
Figura 50. Facilidades de superficie del Campo Colorado.	107
Figura 51. Nivel de líquido Col 52.	110
Figura 52. Carta dinagrafica Col 52.	111
Figura 53. Metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.	115
Figura 54. Aplicación para determinar SPF óptima. Datos COL 52.	116
Figura 55. IPR para el pozo COL 52	117

Figura 56. Metodología para el desarrollo de la curva de Inflow.	118
Figura 57. Flujograma del cálculo del índice de productividad	119
Figura 58. Curva de IPR para diferentes valores de eficiencia de flujo	120
Figura 59. Curva outflow para el pozo COL 52	127
Figura 60. Estado mecánico pozo COL 52	129

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas y desventajas Unidad Convencional.	40
Tabla 2. Ventajas y desventajas Unidad Mark II.	42
Tabla 3. Ventajas y desventajas Unidad Balanceadas por aire.	44
Tabla 4. Denominación de las Bombas según norma API11AX	51
Tabla 5. Velocidades críticas de bombeo vs. Longitudes de carrera para unidades de bombeo convencionales.	57
Tabla 6. Datos básicos de propiedades de las arenas	105
Tabla 7. Pozos preseleccionados para implementación de la herramienta no convencional	108
Tabla 8. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.	113
Tabla 9. Valores de a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo sobrebalanceado.	114
Tabla 10. Valores de a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo bajobalanceo.	114
Tabla 11. Test Point Col 52	115
Tabla 12. Datos pozo Colorado 52	116
Tabla 13. Test Point Col 52	118
Tabla 14. Inflow para el pozo COL 52	121
Tabla 15. Data para la curva Outflow para el pozo colorado 52	122
Tabla 16. Resultados de cálculos previos para determinar el gradiente de presión para el colorado 52.	125
Tabla 17. Resultados obtenidos	126
Tabla 18. Reporte preliminar de resultados	138
Tabla 19. Reporte de resultados, Col 24	143
Tabla 20. Reporte de resultados. Col 25	146
Tabla 21. Reporte de resultados, Col 33.	149
Tabla 22. Reporte de resultados, Col 36.	152
Tabla 23. Reporte de resultados, Col 52.	155

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. NIVEL DE LÍQUIDO Y DINAGRAMAS DE LOS POZOS PRESELECCIONADOS	165
ANEXO B. DATA PARA LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW	185
ANEXO C. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS	194
ANEXO C. ATS PARA COLOCAR GOLPE DE BOMBA DE FORMA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL	199
ANEXO E. MULTIMEDIA	

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION EN POZOS CON BOMBEO MECANICO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL PARA AJUSTAR EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTON DENTRO DE LA BOMBA. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.*

AUTORES: Dallos Santander, Hugo Andrés
Mendoza Moreno, Néstor Eduardo**

PALABRAS CLAVES: Campo Colorado, Bombeo Mecánico, Golpe de bomba, Herramienta no convencional, Echometer, Optimización, Producción.

DESCRIPCION:

Los pozos del Campo Colorado tienen como sistema de levantamiento el Bombeo Mecánico, estos presentan continuas intervenciones con el objetivo de poner o quitar el golpe de bomba y así remover partículas de suciedad que impiden un funcionamiento óptimo de la bomba; el procedimiento convencional es un poco dispendioso, por esto se implementa una herramienta no convencional que permite realizar la operación de una manera más fácil y en un menor tiempo, además de optimizar la producción de los pozos.

La metodología que se lleva a cabo muestra una secuencia adecuada de pasos para seleccionar partiendo de 10 pozos los más adecuados para instalar la herramienta no convencional. Primero se realiza un estudio del comportamiento de cada pozo con la herramienta Total Well Management de Echometer Company con el fin de observar niveles de líquido del pozo y las cartas dinámicas de la bomba de subsuelo. Segundo, determinar las condiciones óptimas de operación y el potencial actual y futuro generando las curvas Inflow (IPR) y outflow. Tercero, según los datos obtenidos de los pasos anteriores se seleccionan los 5 mejores pozos, en los cuales se implementara la herramienta no convencional. Cuarto, se instala la herramienta no convencional en los 5 pozos realizando un monitoreo previo y posterior a la instalación con la herramienta Total Well Management además, de medir la producción de los pozos en los días siguientes con el fin de determinar el grado de optimización alcanzado.

El grado de optimización se alcanzó en dos aspectos, el primero en una disminución del tiempo de intervención del pozo cuando hay que poner o quitar el golpe de bomba y el segundo un aumento significativo en la producción de fluidos por día.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleo. Director: M.Sc. CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique. Codirectores: BELTRAN, Alexander

ABSTRACT

TITULO: PRODUCTION OPTIMIZATION IN PUMPING SYSTEMS USING AN UNCONVENTIONAL TOOL TO ADJUST THE PISTON DISPLACEMENT INSIDE THE PUMP, COLORADO FIELD APPLICATION.

AUTORES: Dallos Santander, Hugo Andrés
Mendoza Moreno, Néstor Eduardo **

PALABRAS CLAVES: Colorado Field, Pumping system, Pump hit, Unconventional tool, Echometer, Optimization, Production.

DESCRIPCION:

The Colorado Field wells have as lift system, mechanical pumping. They present continuous interventions in order to place or remove the pump stroke and thus remove dirt particles that prevent optimal operation of the pump, the conventional procedure is wasteful, this is the reason why implementing an unconventional tool allows an easier and quicker operation, increasing production wells.

The methodology shows a sequence of steps appropriate to select 10 wells starting from the most suitable for installing the unconventional tool. First it is necessary to make a study of the behavior of each well with the tool Total Well Management from Echometer Company to observe the well fluid levels and torque charts subsurface pump. Second, determine the optimum operating conditions and the current and future potential to generate inflow (IPR) and outflow curves. Third. According to data obtained from the previous steps are selected 5 wells, in which the unconventional tool was implemented. Fourth, the unconventional tool is installed in the five wells performing and monitoring before and after installing the Total Well Management tool to measure the production of the wells in the next days in order to determine the increased optimization achieved.

The increased optimization was reached in two ways, the first was decreasing the time in well intervention when is required to add or remove the pump stroke and the second, increasing in the production of fluids per day

* Proyect Degree

**Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique; Co-directors: BELTRAN, Alexander (UIS).

INTRODUCCION

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter tecnológica, científico y de operación de los hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, comenzaron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reactivando pozos, realizando nuevas perforaciones, aplicando nuevas tecnologías, entre otros.

Actualmente el campo Escuela Colorado tiene un convenio con la empresa WEI LTD. Denominado éste “aliado tecnológico” el cual tiene como compromiso vincular la academia con la industria petrolera, por medio de la investigación para el aprendizaje.

En la actualidad el sistema de producción de los pozos del campo Colorado es el levantamiento artificial por bombeo mecánico dentro del cual un espaciamiento correcto es fundamental para la vida útil de la bomba y todo su conjunto móvil. Un espaciamiento incorrecto podría generar golpes de bomba hacia abajo o hacia arriba causando deterioro irreversible y permanente de la bomba. Por otro lado en el día a día se ha observado que la producción de aceite en el campo viene acompañada de arenas, parafinas entre otros; los cuales generan problemas a la bomba y todo su conjunto móvil, por ello se realiza un espaciamiento que genere un leve golpe de bomba como primera medida de atención a este problema, el efecto que se busca es el de tratar de remover todo o parte del material que obstruye el funcionamiento óptimo de la bomba.

Aprovechando la alianza tecnológica- académica se ha desarrollado este proyecto que tiene como fin implementar una herramienta no convencional para realizar el espaciado del pozo de una manera segura, correcta y en menor tiempo de lo que hoy se realiza de manera convencional, para ello se ha decidido llevar a cabo el siguiente procedimiento:

1. Analizar el IPR (Inflow Performance Relationship) del pozo para determinar la producción adicional disponible.
2. Monitorear los pozos por medio de la herramienta-software TWM de la empresa Echometer.
3. Analizar el nivel de fluido de los pozos, prueba de válvulas y el estado de la bomba por medio de las cartas dinamométricas.
4. Determinar los pozos que son candidatos para la implementación de la herramienta no convencional.
5. Realizar la implementación de la herramienta no convencional en los pozos seleccionados y verificar la mejora.

Una vez aplicada y monitoreada esta metodología se espera alcanzar cierto grado de optimización en la producción del campo disminuyendo tiempos de intervención del pozo e incrementando la producción de aceite por medio de un espaciado correcto al sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 ANALISIS NODAL

El análisis nodal ha sido por muchos años aplicado para analizar el comportamiento de sistemas constituidos por componentes que interactúan entre sí. Circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías, e incluso sistemas de bombeo centrífugo son todos analizados utilizando este método. Su aplicación a sistemas de producción en pozos de petróleo y gas, fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert y discutida años más tarde por Nind (1964) y Brown (1978).

Los principales objetivos del análisis se pueden enunciar como se observa a continuación:

1. Determinar la rata de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones del completamiento.
2. Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
3. Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
4. Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
5. Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
6. Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

Para un tiempo en particular en la vida de un pozo, existen dos valores de presión que permanecen constantes: la presión promedio del yacimiento P_R y la presión de separador P_{sep} . A diferencia de los demás nodos estos valores de presión no son una función de la tasa de flujo. Dado el caso de que el pozo sea controlado por un estrangulador en superficie, la presión de separador sería reemplazada por la presión en cabeza de pozo P_{wh} . Una vez es seleccionado el nodo, la presión en este punto se calcula desde ambas direcciones, comenzando por las presiones que permanecerán fijas. Se tiene entonces:

Sección de entrada al nodo:

$$\bar{P}_R - \Delta P(\text{componentes upstream}) = P_{nodo}$$

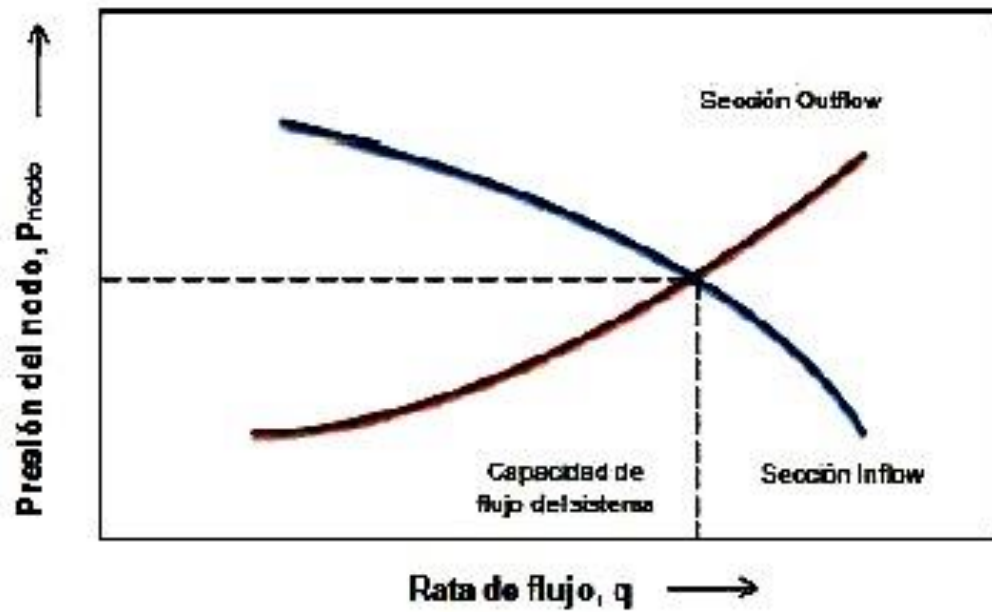
Sección de salida del nodo:

$$P_{sep} - \Delta P(\text{componentes downstream}) = P_{nodo}$$

Partiendo del hecho de que la caída de presión es una función de la tasa de flujo, una gráfica de presión de nodo vs tasa de flujo, dará como resultado dos curvas, la intersección de estas son las condiciones que satisfacen los requerimientos 1 y 2, previamente establecidos. Véase figura 2.

El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión de nodo vs tasa de flujo utilizando las nuevas características del componente que fue reemplazado. Si el cambio tiene lugar en un elemento aguas arriba, la curva de sección de salida permanecerá inalterada, y viceversa. En todo caso, si por lo menos una de las curvas sufre algún cambio, la intersección se desplazará, y resultarán nuevos valores para la tasa de flujo y la presión del nodo.

Figura 2. Determinación de la capacidad de flujo.



Fuente. Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODALTM Analysis. 1991

Si en un sistema simple de producción (**Figura 3**) se toma el nodo en cabeza de pozo, quedaría de la siguiente manera:

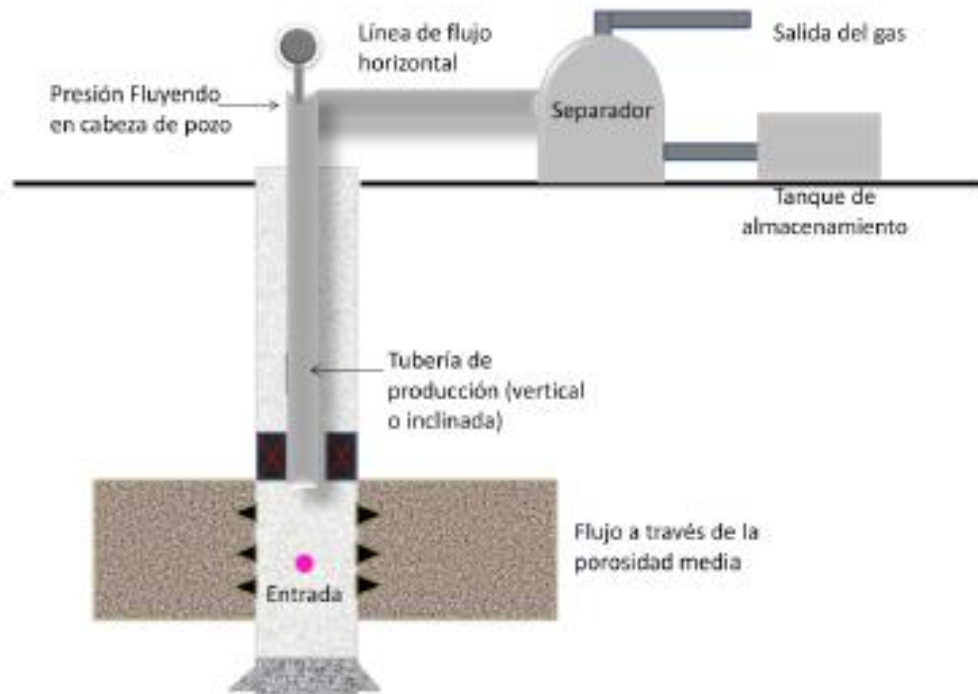
- Entrada al nodo

$$\bar{P}_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

- Salida del nodo

$$\bar{P}_{sep} - \Delta P_{linea\ de\ flujo} = P_{wh}$$

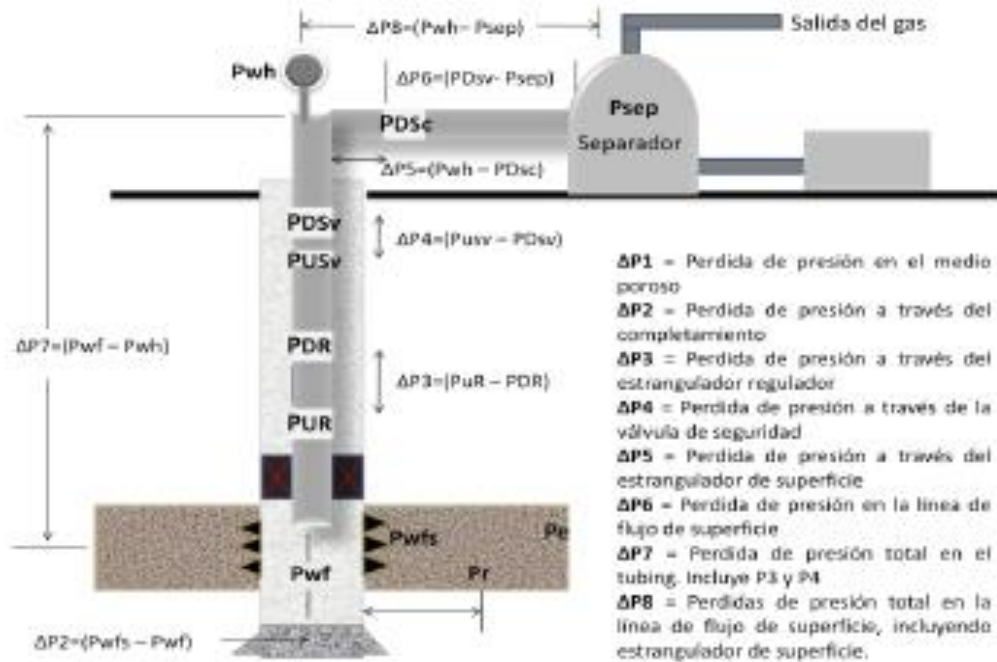
Figura 3. Sistema de producción simple



Fuente: Modificado de BEGGS, H. Dale. Optimización de la Producción usando Análisis Nodal. Tulsa, Oklahoma: OGCI y Publicaciones Petrokills, 1991. Capítulo 1.

Para un sistema de producción completo la **Figura 4** señala las posibles pérdidas de presión.

Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.



Fuente: Modificado de BEGGS, H. Dale. Optimización de la Producción usando Análisis Nodal. Tulsa, Oklahoma: OGCI y Publicaciones Petrokills, 1991. Capítulo 1.

1.1.1 Relación de capacidad de afluencia. Uno de los más importantes componentes en el sistema total del pozo es el yacimiento. La optimización de un sistema de producción es imposible de realizar sin antes conocer como es el flujo desde el yacimiento hasta el pozo. La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión a través del medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros como propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo, saturación de fluidos en la roca, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación a la formación, y mecanismo de empuje. También depende de la presión del yacimiento, que dependiendo del mecanismo de empuje puede decrecer con el tiempo o la producción acumulada.

1.1.1.1 Índice de Productividad y el IPR. El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad

con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo. Matemáticamente está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento:

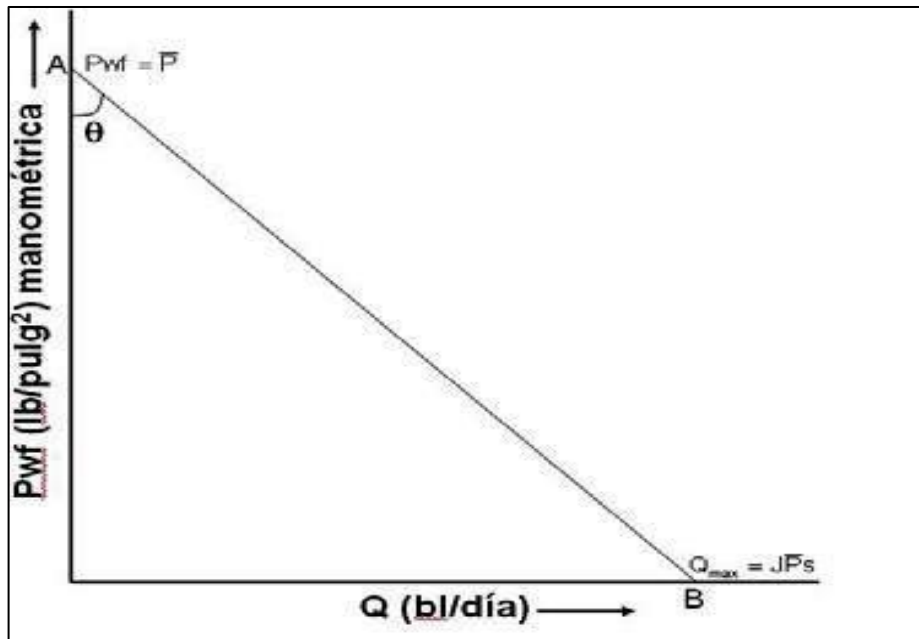
$$IP = J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d * \left(\frac{lb}{pulg^2} \right)} \right] \quad \text{Ec. 1}$$

Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, \bar{P}_R es la presión promedio del yacimiento y Pwf es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo. Resolviendo esta ecuación para Pwf en términos de q (ecuación 2) se puede ver que una gráfica de Pwf Vs. q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $- 1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \frac{q}{J} \quad \text{Ec. 2}$$

Que la ecuación 2 pueda ser descrita por una línea recta como la de la gráfica de la **figura 5** se debe al hecho de que se consideró que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción, es decir, para pozos fluyendo en dos fases (aceite y gas) J deja de ser constante y la gráfica de la **figura 5** toma una forma curvada, como se podrá ver más adelante.

Figura 5. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.



Fuente: NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Si se aplica la Ley de Darcy para flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal uniforme, en estado pseudo estable, con un factor de daño a la formación S y cuya presión promedio es mayor a la presión de burbuja, se puede definir el índice de productividad como sigue:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{0.007082K_o h}{\ln\left(0.472\frac{r_o}{r_w}\right) + S} \quad \text{Ec. 3}$$

De esta ecuación es necesario destacar como influyen la permeabilidad K y el factor de daño S en el índice de productividad J. Un incremento en la permeabilidad se vería reflejado en un aumento en el índice de productividad, ahora bien, como el factor de daño S es inversamente proporcional al índice de productividad, este último presenta valores bajos cuando la formación tiene un factor de daño alto.

Debido a que para formular esta ecuación se asumió que la presión promedio del yacimiento está por encima del punto de burbuja se puede asegurar que su índice de productividad es constante y que la gráfica que la describe es como la de la **figura 5**.

Si la caída presión de un yacimiento horizontal y circular, con flujo de fluido monofásico (aceite y agua) y composición uniforme no ha llegado a tocar los límites exteriores del yacimiento, es decir, el yacimiento se encuentra en estado transitorio, podemos definir su índice de productividad como sigue:

$$q = \frac{kh(\bar{P}_R - P_{wf})}{162.6\mu_o B_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]} \quad \text{Ec. 4}$$

A diferencia de un yacimiento en estado pseudo estable, para un yacimiento en estado transitorio el índice de productividad no permanece constante a través del tiempo.

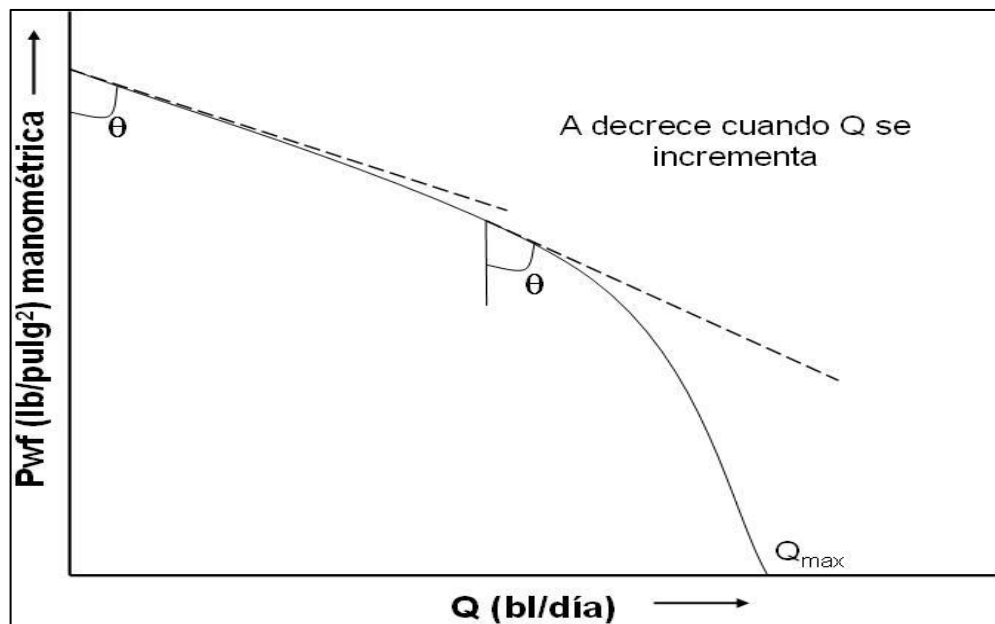
En la gráfica de la **figura 5**, el valor de q en el punto B, es decir $\bar{J}\bar{P}_R$, se denomina potencial del pozo y en adelante se representará con el símbolo qmax. Este qmax se refiere al gasto de producción máximo al cual la formación puede entregar liquido al pozo y esto se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica.

1.1.2 Análisis y cálculo de la relacion de capacidad de afluencia (IPR). Es conveniente tener en cuenta que mientras el valor de la presión de fondo fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación, no habrá gas libre en la formación y J se mantendrá constante. Ahora bien, en el momento en que la presión de fondo fluyendo caiga por debajo de la presión del punto de burbuja debe esperarse que J deje de ser una constante y que la relación entre la razón de flujo del pozo q y la

presión de fondo fluyendo P_{wf} deje de ser lineal tomando una forma curvada como la de la **figura 6**.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo. Estos métodos serán presentados en esta sección. La mayoría de estos métodos requieren de, por lo menos, un valor de q y de P_{wf} obtenidos de una prueba de presión. Una de las consideraciones importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento (\bar{P}_R) se asume constante.

Figura 6. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).



Fuente: NIND T., E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

1.1.2.1 Método de Vogel¹. Vogel desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con

¹ H. Dale Beggs, Production Optimization Using NODALTM Analysis, OGCI and Petroskills Publications, Tulsa, Oklahoma

empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

Vogel también consideró que no había daño en la formación, es decir, $S = 0$. A partir de esto, construyó una gráfica para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento, $\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}$. La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado y q_{max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta gráfica Vogel llegó a la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad \text{Ec. 5}$$

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

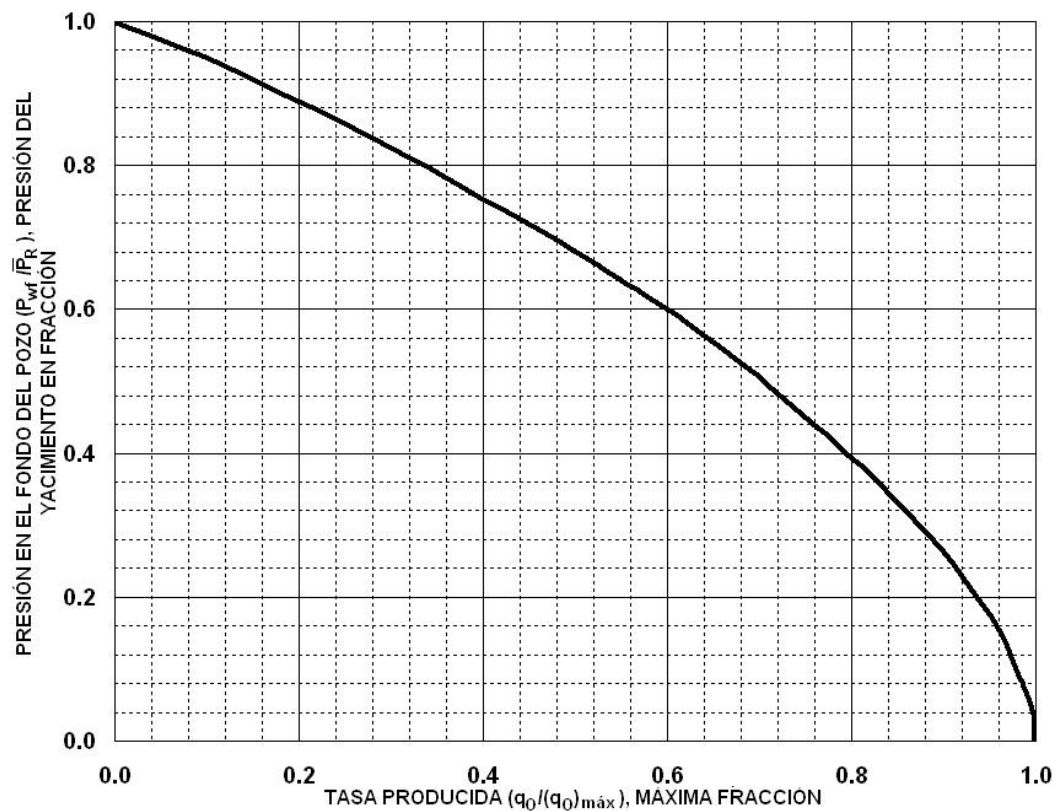
$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf} . También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación $q/q_{m\acute{a}x}$ puede ser remplazada por $q/q'(m\acute{a}x)$, donde $q_l = q + q_w$.

Vogel en su artículo original solo considero casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando $P_{wf} \leq P_b$:

- **Yacimientos saturados con factor de daño cero.** Para desarrollar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{m\acute{a}x}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{m\acute{a}x}$ correspondientes utilizando también la ecuación 5. Estos datos también se pueden obtener usando la **figura 7**.

Figura 7. Gráfica de Vogel para $EF = 1$.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

- **Yacimientos subsaturados con factor de daño cero.** En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos para los cuales aplicar el método de Vogel debido a que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima y por debajo del punto de burbuja. Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, se

debe calcular primero J usando una prueba de presión en la ecuación 1, luego se calcula q_b reemplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{Ec. 7}$$

Ahora, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se reemplazan en la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ describe un comportamiento lineal.

$$q = q_b + \frac{J P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 8}$$

Considerando ahora el segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 7 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(\bar{P}_R - P_b) \quad \text{Ec. 9}$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado usando la ecuación 1.

Ahora bien, Standing³ realizó varios estudios a partir de la ecuación de Vogel. En su análisis Standing propuso considerar condiciones de flujo donde la eficiencia de

flujo sea diferente de uno (1), es decir, para cuando la formación presente daño o esté estimulada. La eficiencia de flujo está definida como²

$$FE = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad \text{Ec.10}$$

Donde $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la pérdida de presión debido al daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada. Este ΔP_s está definido como:

$$\Delta P_s = S \frac{q\mu}{2\pi kh} \quad \text{Ec. 11}$$

Dónde:

$S \geq 0$ Cuando la formación presenta daño.

$S = 0$ Cuando la permeabilidad K de la formación es constante y $FE = 1$.

$S \leq 0$ Cuando la formación está estimulada.

- **Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero.**

Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$\frac{q}{q_{(\max FE=1)}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad \text{Ec.12}$$

² Camacho V.R.G., raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA

Donde q (máx.) $FE = 1$ es la mayor producción que se puede obtener si $FE = 1$ y P'_{wf} es la presión de fondo fluyendo para la cual también $FE = 1$. La siguiente ecuación relaciona P_{wf} , P'_{wf} y EF :

$$\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - EF - EF \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \quad \text{Ec. 13}$$

Usando las ecuaciones 12 y 13 Standing construyó la gráfica de la figura 8, que muestra las curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0,5 y 1,5. La ecuación que describe esta gráfica se puede deducir combinando las ecuaciones 12 y 13 resultando como sigue:

$$\frac{q}{q_{(\max FE=1)}} = 1,8EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8EF^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad \text{Ec. 14}$$

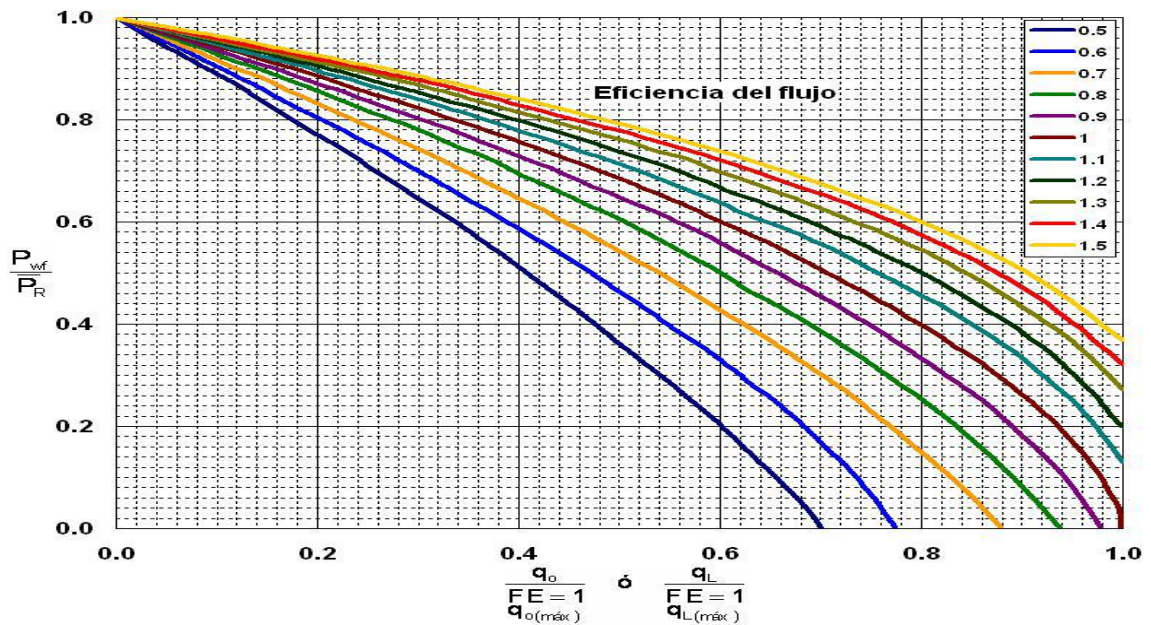
Para valores de $EF \geq 1$ una relación aproximada entre el actual q_{\max} y q (máx) $FE=1$ es:

$$q_{(\max)} = q_{(\max FE=1)}(0,624 + 0,376 EF) \quad \text{Ec. 15}$$

- **Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero.** Ahora bien, es posible modificar la ecuación 8 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$q = J(\bar{P}_R - P_b)t + \frac{JP_b}{1,8} \left(1,8EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 16}$$

Figura 8. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

Teniendo en cuenta que existen dos casos específicos para estos yacimientos, se pueden seguir los siguientes procedimientos para desarrollar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo EF = 1.

En el primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 1, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 16. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Se puede realizar el mismo procedimiento para otros valores de EF así predecir el comportamiento del IPR. Para esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado como sigue:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF_1} \right) \quad \text{Ec. 17}$$

Ahora, para el segundo caso, en el que la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de burbuja, se calcula primero J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 16 y luego se desarrolla el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando también la ecuación 16. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Para nuevos valores de FE se calcula J con la ecuación 17 y se repite el procedimiento anterior.

1.2 BOMBEO MECANICO

A nivel mundial el bombeo mecánico es uno de los métodos de producción más utilizados (80%-90%), además de ser uno de los más antiguos, es el más económico y fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente. Su principal característica es el de convertir el movimiento rotatorio del motor, en movimiento recíprocante vertical requerido para la barra lisa.

1.2.1 Generalidades. El sistema de bombeo mecánico está compuesto básicamente por las siguientes partes:

- Superficie: unidad de bombeo, motor.
- Subsuelo: sarta de varillas, bomba, anclas de tubería, tubería de producción.

El bombeo mecánico³ es un sistema de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. La unidad de superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

³ OSORIO, Rafael. <http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html>

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

Funcionamiento⁴.

Para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento recíproco dentro del barril, la tubería confina la sarta de cabilla de succión que acciona a su vez la bomba en el subsuelo; posee válvulas fijas y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento de modo que solo permite el flujo en una sola dirección hacia el cabezal.

El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el balancín está en el punto muerto de inferior, las válvulas fijas y viajeras se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el inferior de la bomba.

Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada durante la carrera ascendente fluido continúa liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto del pistón. La válvula fija se cierra y comienza la carrera descendente. El pistón se mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que existe en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto

⁴ EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009

muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería deba ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba. En el diseño apropiado de la unidad de bombeo se debe tener en cuenta un tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, también se debe tener una longitud de recorrido acorde con la producción de fluido que se desee.

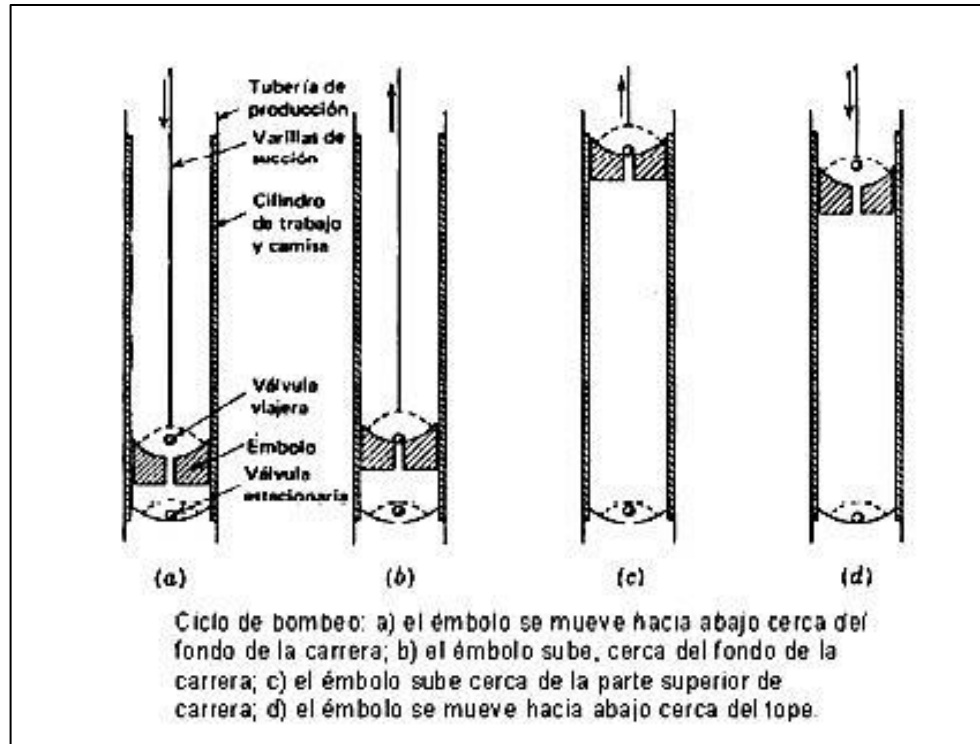
Ventajas y Desventajas

Ventajas⁵

- Sistema relativamente simple de operar y analizar.
- Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a un bajo costo.
- Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.
- Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.
- Se puede bombear pozos con bajas presiones (depende de la tasa y la profundidad).
- Pueden levantar crudos pesados y a altas temperaturas.
- Puede usarse gas o electricidad como fuente de potencia.
- Disponibilidad en diferentes tamaños.

⁵ Arzuza, Leonardo. Curso Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

Figura 9. Ciclo del Bombeo Mecánico.



Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T. E. W. Nind. 1987.

Desventajas⁶

- Unidad de superficie requiere de grandes espacios.
- Gas libre en el pozo puede reducir drásticamente la producción de fluidos.
- En pozos desviados presenta problemas de fricción.
- La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.

⁶ Ibid.

Rango de aplicación del bombeo mecánico

- Este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2000 (BPPD).
- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Solo se utiliza en pozos unidireccionales.
- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500 °F.

1.2.2 Tipos de unidades⁷

1.2.2.1 Unidad Convencional⁸. Es de fácil operación y mínimo está basado en la transmisión del movimiento rotativo del motor por medio de correas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través del sistema de engranajes. Este movimiento angular más lento conexión biela-manivela, convirtiéndolo en alternativo vertical, que se refleja en el ascenso y descenso de la barra pulida. Estas unidades son balanceadas generalmente en la manivela. Sin embargo, los equipos balanceados en la viga viajera. La capacidad de la caja de engranajes de 25 a 912 MLbs-pulg, y la longitud de las carreras entre 12 y 192 pulgadas.

⁷ Industrias Lufkin Inc. “**Catalogo de productos Generales de Yacimientos Petrolíferos**”. (Argentina). 2000.

⁸ Sánchez, Yoel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de Bombeo Hidráulico Corlift. Tesis Pregrado, Cabimas, 2010.

Figura 10. Unidad de bombeo convencional



Fuente. www.lufkin.com

Tabla 1. Ventajas y desventajas Unidad Convencional.

Ventajas	Desventajas
Costos de mantenimiento bajos. Tiene menor costo que otras unidades. Velocidad de bombeo más Rápida que las MARK II. Puede rotar en sentido horario y antihorario. Requiere menos contrabalanceo que las MARK II.	Podría requerir cajas reductoras más grandes que otros tipos de unidad, especialmente con varillas de acero. En otras aplicaciones no es tan eficiente como la unidad Mark II.

Fuente: Svinos, John G Theta Enterprise, Inc. Optimización de Bombeo Mecánico, Bera, 2005.

1.2.2.2 Unidad Mark II. Utiliza un mecanismo cinemático muy similar a los componentes estructurales de la unidad de bombeo convencional. Diseñada para rotar únicamente en sentido contrario de las manecillas del reloj. Esta unidad

ofrece uno de los sistemas de bombeo por varillas más sencillos y avanzados que existentes en la actualidad.

Las unidades Mark II basan su geometría en tres características, las cuales reducen el torque y la carga con respecto a una unidad Convencional. Estas son:

- **La ubicación de la caja reductora.** La misma está ubicada de tal manera que con un giro determinado de las manivelas crea una carrera ascendente de 195° de la rotación de la manivela y una carrera descendente de aproximadamente de 165° de la rotación de la manivela.
- **Un punto de apoyo en el extremo de la unidad,** colocando en ese lugar el cojinete ecualizador (llamado cojinete de cola), creando un sistema CLASE III.
- **Una manivela desfasada,** la cual produce un contrabalanceo más efectivo el cual, al comienzo de la carrera ascendente, “arrastra” la carga del pozo en aproximadamente $7\ 1/2^{\circ}$. Igualmente en la carrera descendente, esta misma condición produce esta acción, también “llevando” el contrapesado aproximadamente $7\ 1/2^{\circ}$.

Independientemente de estos factores, las unidades Mark II producirán un torque uniforme trabajando en forma conjunta, reduciendo un 35% del torque en la caja reductora. Adicionalmente los costos de electricidad y del tamaño del motor pueden ser reducidos.

Figura 11. Unidad de bombeo MARK II



Fuente. www.lufkin.com

Tabla 2. Ventajas y desventajas Unidad Mark II.

Ventajas	Desventajas
<p>Tiene menor costo en la mayoría de los casos.</p>	<p>No puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.</p>
<p>Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional.</p>	<p>Solo puede rotar en sentido anti horario. En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de varillas y la bomba.</p>
<p>Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.</p>	<p>La base de la sarta de varillas puede generar una gran compresión provocando falla por pandeo.</p>

Fuente: Svinos, John G Theta Enterprise, Inc. Optimización de Bombeo Mecánico, Bera, 2005.

1.2.2.3 Unidades Balanceadas por Aire. En estas unidades el punto de apoyo del balancín esta en uno de sus extremo, son más livianas y compactas; estas unidades de bombeo utilizan un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro, esta cualidad permite mejor transporte a la unidad ya que son un 40% más livianas que las convencionales, sin embargo los costos de operación son altos debido al mantenimiento del sistema de balanceo (cilindro de aire, pistón, compresor y controles neumáticos). Estas unidades tienen mayor aplicación para pozos profundos, el bombeo de altos volúmenes con carreras largas y el bombeo de crudos viscosos.

El diseño compacto y liviano relativamente de la unidad la hace conveniente para todo tipo de instalaciones, incluyendo instalaciones de plataforma y para unidades móviles de ensayos montadas sobre remolques. Un compresor de aire suministrado con la unidad provee la presión de aire necesaria de contrabalanceo. En las unidades impulsadas por motores a gas el compresor está impulsado por una correa accionada por un embrague neumático. El compresor funciona solamente cuando el sistema necesita aire. En las unidades impulsadas por motores. En las unidades impulsadas por motor eléctrico el compresor es accionado por un motor separado controlado por un regulador, ajustable de presión.

El conjunto del tanque de aire contrabalanceo es compuesto de un cilindro, émbolo y un conjunto de vástago encerrado en un recipiente o un tanque de aire. El tanque de aire está fijado a la base de la unidad de bombeo. Durante la carrera descendente de la unidad el aire en el sistema se comprime más, de tal modo que se acumula energía para desengancharse durante la carrera ascendente durante el tiempo que se levantan los vástagos y fluido. La presión del aire en el sistema se ajusta para dar el contrabalanceo óptimo necesario para balancear la carga de torsión sobre el reductor de engranajes durante la carrera ascendente y la carrera descendente.

Figura 12. Unidad balanceada por aire



Fuente. www.lufkin.com

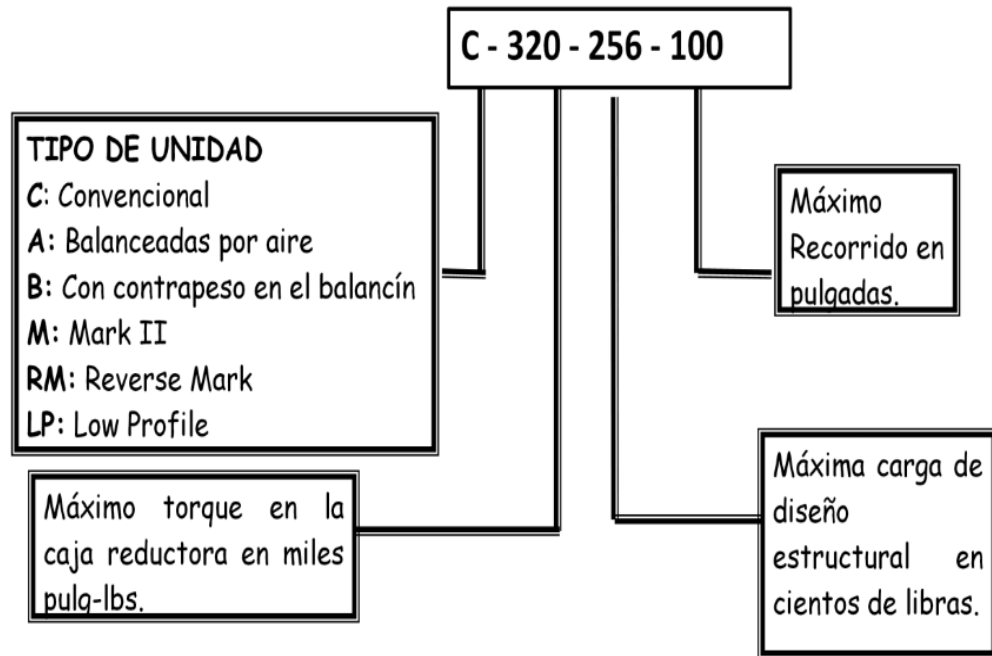
Tabla 3. Ventajas y desventajas Unidad Balanceadas por aire.

Ventajas	Desventajas
<p>Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.</p> <p>Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (pesa menos).</p> <p>Vienen en tamaños más grandes que cualquier tipo de unidad.</p> <p>Puede rotar en sentido horario y anti horario.</p>	<p>Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).</p> <p>La condensación de aire puede constituir un serio problema en la unidad.</p> <p>La caja reductora podría dañarse si el cilindro pierde presión de aire.</p>

Fuente: Svinos, John G Theta Enterprise, Inc. Optimización de Bombeo Mecánico, Bera, 2005.

1.2.2.4 Designación API. El API desarrollo un método estándar para la descripción de las unidades de bombeo mecánico, la cual tiene la siguiente configuración:

Figura 13. Designación de las unidades de bombeo según el API



Fuentes: Tomada de EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009.

1.2.3 Partes que conforman el bombeo mecánico

1.2.3.1 Equipo de superficie

- **Motor eléctrico o de gas.** La selección del tipo y tamaño del motor es uno de los aspectos más importantes en el diseño de un sistema de bombeo mecánico. Su principal función es la de suministrar la energía que el sistema de bombeo necesita. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, la velocidad de bombeo, nivel de fluido y balanceo de la unidad; entre más optimas estén estas condiciones se genera un menor consumo en la energía.

- **Caja reductora.** La caja reductora convierte los altos torques y bajos r.p.m. de la unidad en altos torques y bajas r.p.m., necesarios para opera la unidad de bombeo.
- **Contrapesos.** Su función es reducir el torque que la caja debe suministrar. En la carrera descendente los contrapesos proporcionan energía a la caja de engranaje (al caer), en cambio en la carrera descendente estos almacenan energía.
- **Balancín.** La principal función es almacenar energía en la carrera descendente y entregar energía en la carrera ascendente.
 - a. **Barra Lisa.** Conecta la sarta de varillas con la bomba, es la única parte de la sarta de varillas visible en superficie; como su nombre lo indica tiene una superficie lisa y brillante.
 - b. **Caja prensa estopa.** Están diseñadas para prevenir fugas del fluido. Si el pozo no se encuentra produciendo suficiente petróleo, un lubricador es colocado sobre la prensa estopa, el cual previene que este se dañe además de mantener lubricada constantemente la barra lisa.
 - c. **Líneas de flujo.** Son las encargadas de conectar el cabezal del pozo con el separador. Altas presiones en las líneas de flujo pueden provocar altas cargas en la barra lisa y por ende una baja en la eficiencia de la unidad.
 - d. **Cabezal de producción.** Lo conforma un conjunto de válvulas y accesorios cuya función es producir el pozo de forma segura, los cuales controlan y dirigen la entrada y salida de los fluidos o gases.

1.2.3.2 Equipo de subsuelo

a. **Sarta de varillas.** Conecta la bomba de fondo con la barra lisa, su función principal es transmitir el movimiento (energía) oscilatorio de la barra lisa a la bomba, lo que proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. Son hechas de fibra de vidrio o acero, siendo la mayoría fabricada en un 100% de este material. Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por debajo de ellas.

La sarta de varillas tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra lisa y la caja de engranaje, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo, y frecuencia de fallas de las varillas.

- **Barras de peso.** son varillas de gran diámetro diseñadas mantener un diseño optimizado de la sarta, evitando roturas prematuras de varillas. Es eficaz para reducir las pescas de pines y cuplas que se generan por efecto de la compresión en la sarta. Las barras de peso se ubican al final de la sarta, sobre la bomba, de modo de mantenerla totalmente sometida la cargas de tracción durante el ciclo de bombeo. Su implementación minimiza la compresión generada sobre las varillas durante la carrera descendente de bombeo.

b. **Tubería de producción.** El fluido se produce a través del anular tubería-varillas hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las varillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento.

c. **Bombas de Subsuelo.** Son típicamente clasificadas en base al mecanismo a través del cual estas le agregan energía al fluido y por la manera específica en que ese mecanismo es implementado.

Las bombas se pueden clasificar en diferentes tipos: Dinámicas o de desplazamiento positivo.

- **Bombas Dinámicas.** Agregan energía al fluido mientras éste pasa a través de la bomba para incrementar su velocidad de manera que las subsecuentes reducciones de velocidad dentro o fuera de la bomba producen un incremento de presión.
- **Bombas de Desplazamiento Positivo.** Periódicamente añaden energía al fluido a través de la aplicación de fuerzas a un volumen de fluido constante.

Existen varios tipos de bombas de profundidad empleada para diferentes aplicaciones. Las más utilizadas son:

- **Bombas de tubing (TH)**⁹. Las bombas de tubería son principalmente utilizadas para altas tasas de producción en pozos poco profundos comparados con las bombas insertables. Por lo tanto, pueden utilizarse diámetros de pistón mayores a los usados con bombas insertables. Se caracterizan al tener el barril conectado directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del barril se ubica un niple de asiento, que aloja la válvula fija.

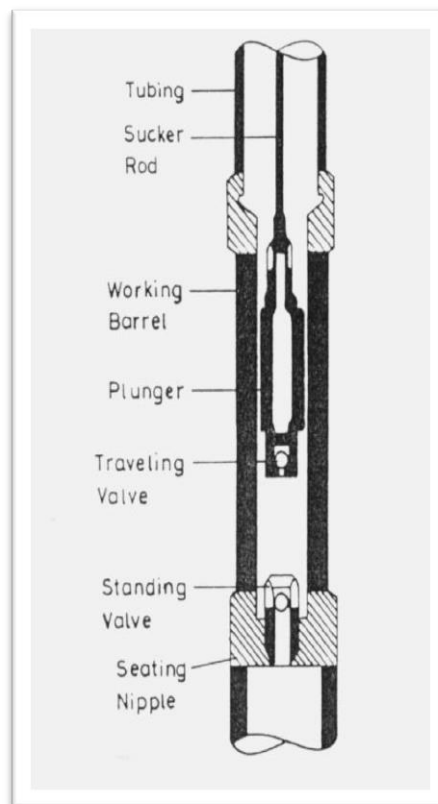
Estas bombas provee el máximo desplazamiento de fluido para una determinada tubería de producción. Una de las limitaciones que presenta es que si se debe

⁹ BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005

cambiar el barril hay que sacar todo el tubing, además no se recomienda para pozos con gas ya que reduce la eficiencia de la bomba.

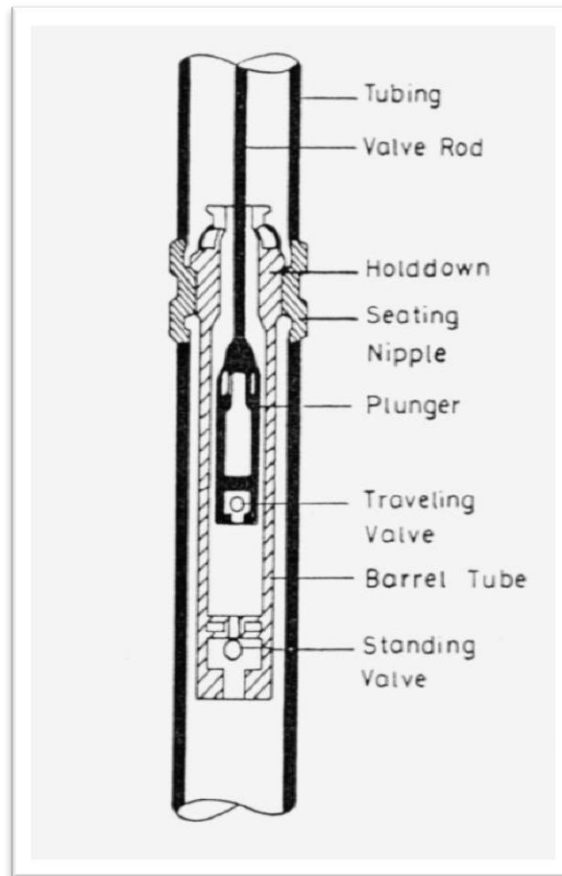
- **Bombas Insertables (RH/RW).** Bombas de varillas o insertables son populares debido a que ellas son fáciles de instalar y reparar. Su característica principal es que se fijan al tubing mediante un sistema de anclaje, por lo tanto al retirarla del pozo no es necesario sacar el tubing. Existen varios tipos de bombas insertables dependiendo de las condiciones del pozo, tasa de producción, y profundidad del pozo.

Figura 14. Bomba de tubería



Fuentes: Tomada de EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009.

Figura 15. Bomba inserta



Fuentes: Tomada de EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009.

1.2.4 Denominación de las bombas mecánicas

Los distintos tipos de bombas mecánicas de profundidad se identifican según la norma **API 11AX** de la siguiente forma:

Tabla 4. Denominación de las Bombas según norma API11AX

Tipo de Bomba		Con Pistón de metal liso	
		Barril pared gruesa	Barril pared fina
Insertable	Barril estacionario, anclaje superior	RHA	RWA
	Barril estacionario, anclaje inferior	RHB	RWB
	Barril móvil, anclaje inferior	RHT	RWT
De tubing		TH	---

Fuente: Tomada de BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capítulo 1

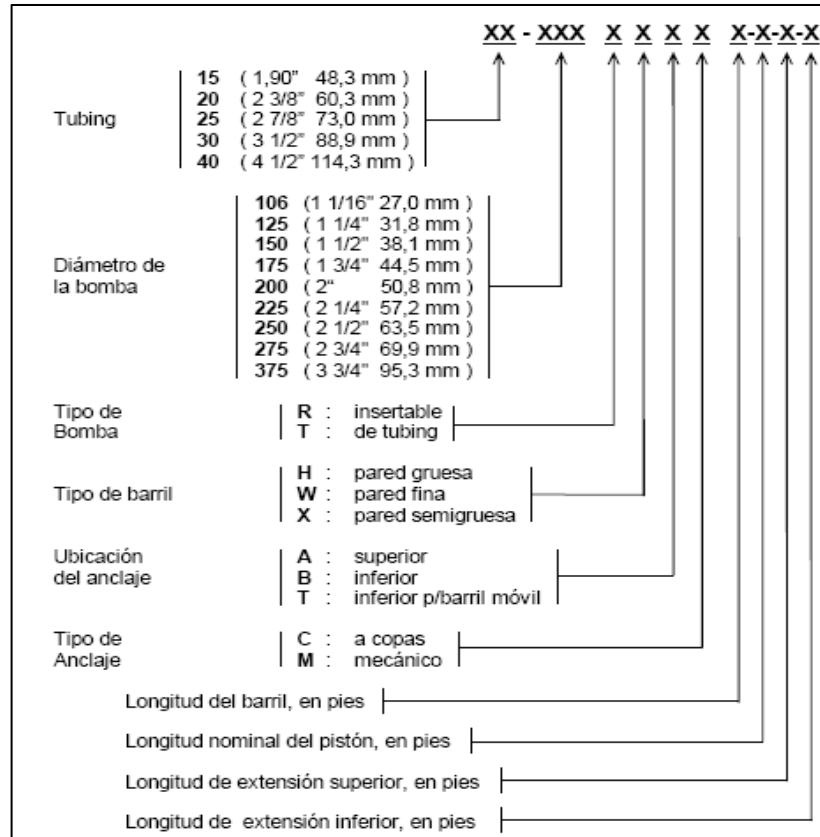
La designación de la bomba incluye diámetro nominal del tubing, diámetro básico de la bomba, tipo de bomba incluyendo tipo de barril y ubicación y tipo de anclaje, longitud del barril, longitud del pistón, longitud de cada una de las extensiones cuando corresponda.

Su configuración y el significado se indican en la **Figura 16**.

Adicionalmente, para completar la descripción de la bomba, se debe suministrar la siguiente información:

- a) Calidad del barril
- b) Calidad del pistón
- c) Luz entre barril y pistón
- d) Calidad de los asientos y bolas.

Figura 16. Designación de las bombas de subsuelo mecánicas



Fuente: Tomada de BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capítulo 1

Ejemplo: Bomba insertable de 1 3/4" de diámetro con barril de pared gruesa de 16 pies de acero cromado. Pistón de 4 pies metalizado liso. Extensión superior de 2 pies y extensión inferior de 2 pies. Anclaje inferior a copas para insertar en tubing 2 7/8". Sera identificada: 25-175 RHBC-16-4-2-2 Barril ACI – Pistón ML, luz 3 – Asientos de carburo de tungsteno y bolas de carburo de titanio.

1.2.4.1 Componentes de las bombas

a. Barriles y pistones. El barril y el pistón de una bomba por varillas de succión son simples tubos, maquinados y pulidos para una tolerancia bien pequeña entre los diámetros internos del barril y externo del pistón.

Figura 17. Pistones y Barriles



Fuente: Tomada de BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capítulo 1

b. Válvulas y jaulas. Son consideradas el corazón de las bombas por varillas de succión, ya que la eficiencia de operación de la bomba depende de la acción apropiada de la válvula fija y la válvula viajera, las cuales operan bajo el principio de bola y asiento. En esta operación, la bomba es periódicamente asentada y desasentada del asiento.

Figura 18. Válvulas y Asientos



Fuente: Tomada de BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capítulo 1

c. Anclas de gas. Las anclas de gas ayudan a reducir la cantidad de gas libre que entra en la bomba. La bomba de varillas de succión está diseñada para bombear líquido. La presencia de gas en el líquido producido reduce la eficiencia de la bomba. En la carrera descendente, la bomba comprime el gas hasta que la presión dentro del barril es lo suficientemente alta para abrir la válvula viajera. Dependiendo de la cantidad de gas libre, una gran parte de la carrera ascendente puede desperdiciarse en la compresión del gas antes que algún líquido sea producido.

Debido a esto, eficiencias volumétricas menores al 50% son comunes cuando el gas entra a la bomba. En la carrera ascendente, como el gas entra a la bomba, este ocupa una gran parte del volumen de la bomba. Esto reduce la cantidad de líquido que puede entrar a la bomba.

1.2.5 Generalidades del diseño de un sistema de bombeo mecánico. Este diseño consiste en la selección de los componentes apropiados del sistema y la determinación de funcionamiento para asegurar la producción de fluidos de una manera económica.

Para el bombeo mecánico, esto significa seleccionar el tamaño correcto de la unidad de bombeo para un conjunto de parámetros y variables de operación definidos, como el tamaño del pistón, longitud de la carrera, velocidad de bombeo y diseño de la sarta de varillas.

En la operación de pozos con bombeo mecánico se presentan dos situaciones: el caudal del pozo es constante y el caudal del pozo es ilimitado.

La primera situación está más asociada a la producción de campos maduros en donde la solución involucra un problema de optimización, por lo que será necesario asegurar condiciones óptimas de operación. Para la segunda situación,

la meta del operador es optimizar las variables de bombeo, a fin de lograr el máximo caudal de producción posible. Para ambos casos se requiere correlacionar la capacidad de la bomba de subsuelo con la curva IPR del pozo.

Cabe destacar que, en la mayoría de los campos maduros, la unidad de bombeo seleccionada tiene una capacidad de levantamiento que en el tiempo resulta mayor al aporte productivo del pozo. En casos como estos, se opta por regular la operación de la unidad, ya sea instalando reductores de velocidad ó trabajando los pozos de manera intermitente para evitar la situación en la cual el motor de la unidad trabaja en vacío por un período de tiempo, hasta que nuevamente se detecte que el nivel de fluido este por encima de la entrada a la bomba. En pozos automatizados, la operación de la unidad de bombeo se controla por un dispositivo en superficie denominado *“pump off”*.

1.2.5.1 Selección de las condiciones óptimas de operación. Corresponde a la primera situación planteada para la operación de pozos asistidos por bombeo mecánico

- **Uso del API RP 11 L- API Bul 11L313.** El procedimiento ampliamente usado API RP 11L, en conjunto con la publicación API Bul 11L3 son utilizados para determinar el conjunto de variables y parámetros de bombeo, para un caudal de bombeo preestablecido, mediante un procedimiento de ensayo y error. Los programas de ingeniería comercialmente disponibles incorporan este análisis, con el fin de facilitar los procedimientos de cálculo con múltiples escenarios.
- **Índices de comportamiento.** Existen distintos índices de comportamiento propuestos en la literatura, los cuales son descritos en función de la carga estructural, el torque y el consumo de energía. En la mayoría de los casos la elección de un conjunto de variables de bombeo con carga estructural mínima, no desencadenan en una potencia mínima.

- **Maximizando la eficiencia de levantamiento.** A partir de la determinación de la eficiencia de levantamiento, se puede desarrollar un procedimiento confiable para la optimización del sistema. La eficiencia de levantamiento, definida a partir de la potencia de extraer los hidrocarburos, y los HP en el varillón pulido o barra lisa, es uno de los componentes principales en el cálculo de la eficiencia total del sistema:

$$n_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PRHP} \quad \text{Ec. 18}$$

Dónde:

n_{lift}: Eficiencia de levantamiento.

P_{hydr}: Potencia hidráulica requerida para el levantamiento del fluido, HP.

PRHP: Potencia en el varillón pulido.

Se hace evidente que una menor potencia en el varillón pulido (PRHP) está relacionada con una mayor eficiencia de levantamiento, y consecuentemente con una menor operación del motor, lo que implica una reducción en los costos de operación y una mayor eficiencia del sistema.

- **Maximización de la tasa de bombeo.** Para la situación en la que el flujo del pozo es ilimitado, la atención se centra en seleccionar las variables de bombeo adecuadas para obtener la máxima rata de flujo. Es importante resaltar que la capacidad de bombeo disminuye al tiempo que aumenta la profundidad del pozo.

Para la determinación del caudal de un sistema de bombeo mecánico se tienen en cuenta factores tales como:

1. El tamaño de la bomba de subsuelo
2. La longitud de la carrera
3. La velocidad de bombeo
4. La metalurgia de las varillas
5. La capacidad estructural y torsional de la unidad de bombeo
6. El GOR de producción

La **tabla 5** contiene los valores de velocidad de bombeo críticos para unidades de bombeo convencionales.

Tabla 5. Velocidades criticas de bombeo vs. Longitudes de carrera para unidades de bombeo convencionales.

Longitud de Carrera (in)	Velocidad Critica (1/min)
64	23.0
74	21.5
86	19.5
100	18.5
120	16.5
144	15.0
168	14.0

Fuente. TICLLA, Juan; Huerta, Víctor; VEGA, Diego y L. Augusto. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por bombeo mecánico en campos maduros.

$$N_{critico} = C \left(\frac{60000}{s} \right)^{0.5} \quad \text{Ec. 19}$$

Ncrítico: Velocidad de bombeo crítico, 1/min

S: Longitud de carrera en el varillón, pulg

C: 0.7 (Unidades convencionales), 0.63(balancedas por aire), 0.56(M.II)

La determinación analítica del caudal máximo de un pozo asistido por bombeo mecánico es complicada, esto es debido al gran número de parámetros que influyen en el sistema y las múltiples interacciones entre ellos; por fortuna se dispone de programas de diseño que facilitan el análisis y los procedimientos de cálculos para diversas condiciones.

- **Ajuste de la tasa de bombeo con el influjo del pozo.** La situación se torna fácil si el volumen de líquido levantado por la bomba de subsuelo está disponible en la entrada. Si se instala un sistema con baja capacidad de bombeo en un pozo con alta capacidad de producción, o se instala un sistema de alta capacidad de bombeo en un pozo con baja capacidad de producción, resultará en una operación completamente ineficiente.

En tal sentido es necesario obtener la curva de IPR del pozo a fin de conocer su potencial. Básicamente, el rol que desempeña el sistema de levantamiento artificial consiste en encontrar una tasa de flujo que se ajuste al IPR del pozo, dimensionando adecuadamente los componentes de su sistema de producción. El comportamiento de influjo de fluidos puede ser descrito por cualquiera de los métodos mencionados en el capítulo correspondiente al análisis cálculo de la relación de capacidad de afluencia (IPR), dependiendo de las características del yacimiento.

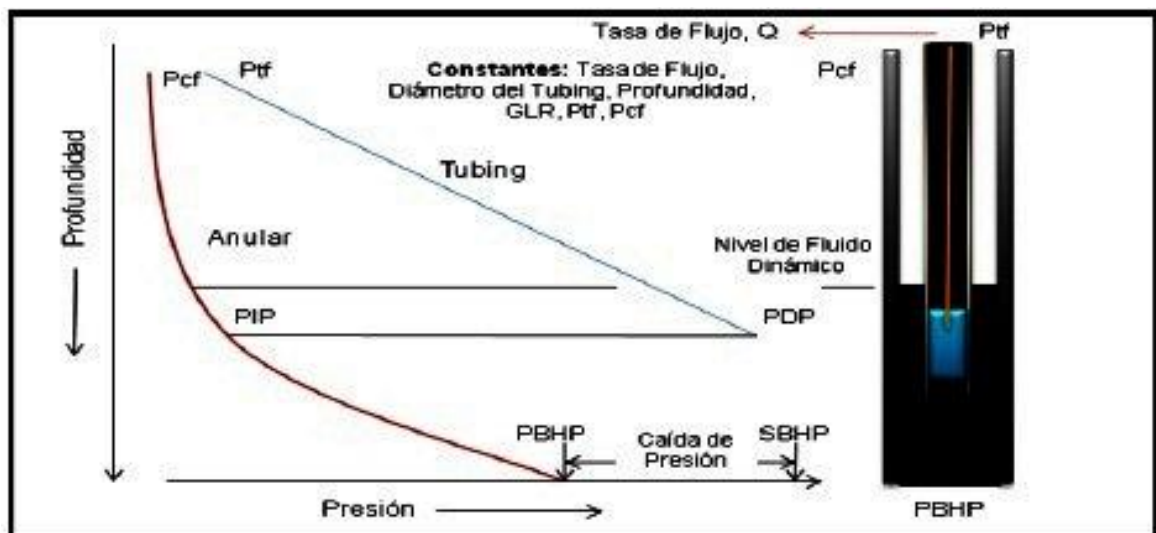
Mantener valores de la presión de bombeo en el fondo del pozo iguales o menores a un diez por ciento de la presión estática de fondo probablemente garantizaría

una producción del 95% del caudal máximo. Es preciso destacar, que tanto la presión del revestimiento y los niveles de fluido deben ser determinados a condiciones estables. Son útiles las medidas de presiones de casing y niveles de fluido durante el cierre del pozo para determinar las presiones de fondo estáticas.

Existen dos opciones para asegurar que el caudal de bombeo se ajuste al IPR del pozo:

1. Seleccionar un conjunto de parámetros¹⁴ y variables de bombeo que aseguren el desplazamiento de un volumen de líquido equivalente a una producción estabilizada del pozo. Ver figura 15.

Figura 19. Visualización del rendimiento del sistema de bombeo



Fuente. Modificado de: TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPEP 2005.

En la figura anterior se puede observar como es el comportamiento que generalmente describen las variables de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Para este caso son constantes la tasa de flujo (Q), el diámetro de la

tubería de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba, la relación gas – líquido (GLR), y las presiones fluyendo a través del cabezal del pozo (P_{cf}) y a través de la línea de flujo en superficie (P_{tf}). A través de la sarta de producción la presión en función de la profundidad describe un comportamiento lineal, empezando con la presión de descarga de la bomba (PDP) localizada a la profundidad correspondiente al asentamiento de la bomba, y finalizando con la presión en cabeza de pozo; se puede distinguir el incremento de presión que ocurre a través de la bomba de subsuelo (Presión de descarga, PDP – presión de entrada, PIP). Por otro lado la curva roja describe el comportamiento de la presión en función de la profundidad para en el espacio anular iniciando en el punto medio de las perforaciones y finalizando en la profundidad de nivel dinámico de fluido; puede notarse la caída de presión a través del wellbore por la diferencia entre la presión de fondo estática SBHP, y la presión de fondo fluyendo PBHP.

2. Controlar el tiempo de bombeo, dado que la capacidad de levantamiento de fluido del sistema de bombeo es mayor que el caudal del pozo. Este es el caso de bombeo intermitente, operación que requiere de una selección óptima del tiempo total de bombeo; cabe resaltar que, el mejor uso de bombeo intermitente es en pozos con regímenes de flujo no estabilizado, especialmente si son operados con motores eléctricos.

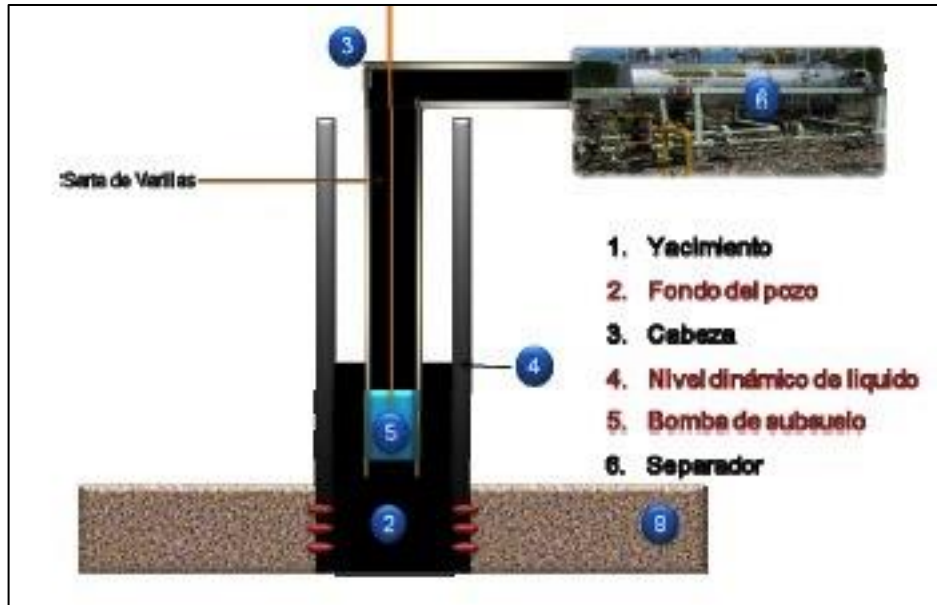
1.3 ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO

El análisis nodal ha sido ampliamente utilizado en el diseño de nuevos pozos, para determinar el caudal de producción óptimo, el dimensionamiento de los equipos de subsuelo y superficie, así como también en la estimación de la eficiencia del sistema de producción.

La aplicación de esta teoría para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complicada que para pozos fluyendo naturalmente como ya se trató en los apartados anteriores, pero a su vez ofrece ventajas y oportunidades de mejora. Como es sabido, el descubrimiento de nuevos y grandes yacimientos que aporten a las actuales reservas de crudo, es escaso, por esta razón es imperativo extender el análisis nodal a pozos que requieren de algún sistema de levantamiento artificial, en yacimientos en los cuales la presión decrece rápidamente.

En el caso de un sistema de bombeo por varillas como el de la figura 23, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie. Debido al espacio anular existente, están disponibles dos trayectorias para el movimiento de los fluidos hasta la superficie. Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo. La otra trayectoria disponible es el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el mismo punto (ver nodo 2 en la figura 23); por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales. Como resultado de esta condición, a diferencia de un pozo fluyente, existen dos maneras de calcular las presiones en el fondo de pozos con bombeo mecánico: a través de la sarta de tubing y a través del espacio anular. Por tanto el nivel líquido dinámico es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo.

Figura 20. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.



Fuente. TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

1.3.1 Bombeo continuo. Los principios de análisis de los sistemas (análisis nodal) demuestran que el equipo de producción y la formación se encuentran conectados en el fondo del pozo. Esto implica que el mismo caudal líquido debe fluir por ambos componentes del sistema. Por lo tanto, debe existir una solución común del comportamiento de ambos componentes, para determinar el caudal de producción, bajo el cual el sistema operará a condiciones óptimas.

Para un pozo asistido por bombeo mecánico en el cual se desea evaluar el performance operativo del equipo de subsuelo y superficie, se sugeriría utilizar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y outflow del pozo. Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

Inflow:

$$P_R - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad \text{Ec. 20}$$

Outflow:

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf} \quad \text{Ec. 21}$$

Δ Pres: Drawdown del yacimiento

Pwh: Presión en el cabezal del pozo, psi

Δ Pft: Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi

Fo: Carga de fluido, lbs

Ap: Sección transversal del pistón, pulg²

El Inflow es determinado por la ecuación de Vogel o cualquier otro método para calcular el IP e IPR que aplique para el caso, mientras que el outflow requerirá establecer correlaciones con el inventario de información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema sería obtenida al interceptar las curvas Inflow y outflow. La información de las mediciones físicas de pruebas realizadas al pozo comprende:

- **Caudal, Q (STB/día)**
- **Presión de Cabeza, Pwh (psi)**

- GOR
- Niple de asiento, NA (pies)
- **Pwf, PIP (psi)**
- **Carga de fluido (libras)**
- **Diámetro del pistón (pul)**
- **Presión de la carga de fluido, Pfo (psi)**
- Presión de descarga, PDP (Pfo + PIP)
- Golpes por minuto (GPM)
- Desplazamiento del pistón (STB/día)
- Llenado de la cámara del barril (%)

Los ítems en negrita destacados anteriormente, son la mínima información requerida para poder elaborar la curva de performance para el sistema de bombeo. Una vez recopilada esta data, se emplea la ecuación 27 para determinar los valores de Pwf y se obtienen los puntos para la gráfica de rendimiento. Este procedimiento es basado en la norma API RP 11L15

$$\Delta J(\%) = \left(\frac{J_{optimo}}{J_{inicial}} - 1 \right) * 100 \quad \text{Ec. 22}$$

$$\Delta J(\%) = \left(\frac{Q_{optimo}}{Q} \right) \left(\frac{P_r - P_{wf}}{P_r - P_{wfoptimo}} - 1 \right) * 100 \quad \text{Ec. 23}$$

$$\Delta N(\%) = \left(\frac{N_{optimo}}{N_{inicial}} - 1 \right) * 100 \quad \text{Ec. 24}$$

$$\Delta J(\%) = \left[\left(\frac{Q_{optimo}}{Q} \right) \left(\frac{NL_{optimo}}{NL} \right) \left(\frac{HP_{motor}}{HP_{motor\ optimo}} \right) \right] * 100 \quad \text{Ec. 25}$$

Dónde:

ΔJ : Variación del índice de productividad.

Q óptimo: Caudal óptimo de producción de líquido, STB/día.

P_{wf} óptimo: Presión de fondo fluyente optima, psi.

ΔN : Variación de la eficiencia del sistema.

NL: Nivel de fluido, en pies.

NL óptimo: Nivel de fluido optimo, en pies.

HP motor: Potencia neta del motor, HP.

HP motoroptimo: Potencia neta optima del motor, HP.

1.4 ANALIZADOR DE POZOS

El Analizador de pozos es un equipo diseñado para adquirir y digitalizar datos del pozo para su posterior análisis e interpretación con el fin de determinar nivel

acústico de líquido, presión promedio de yacimiento, factor de daño, permeabilidad de la formación y medidas de dinamómetro y así poder determinar posibles problemas en un pozo, maximizar la productividad de éste y proveer información necesaria para el operador en la toma de decisiones.

El Analizador de pozos consta de los siguientes componentes: Pistola a gas con sus partes, Consola, Computador, Cables de conexión y Software TWM. En la figura 1 se observan todas las partes de la herramienta; a continuación se hará una descripción de cada uno de estos componentes.

Una vez obtenida la solución, los incrementos en el índice de productividad y la eficiencia total del sistema pueden evaluarse por las siguientes relaciones matemáticas.

Figura 21. Componentes del analizador de pozos



Fuente: Echometer Company.

1.4.1 Well Analyzer. El equipo Well Analyzer de Echometer permite realizar tres pruebas básicas

1.4.1.1 Registros Sonolog. Un registro Sonolog se basa en medición de la reflexión del sonido emitido por un gas a través de las diferentes restricciones que se encuentran en el espacio anular del pozo.

Permiten identificar:

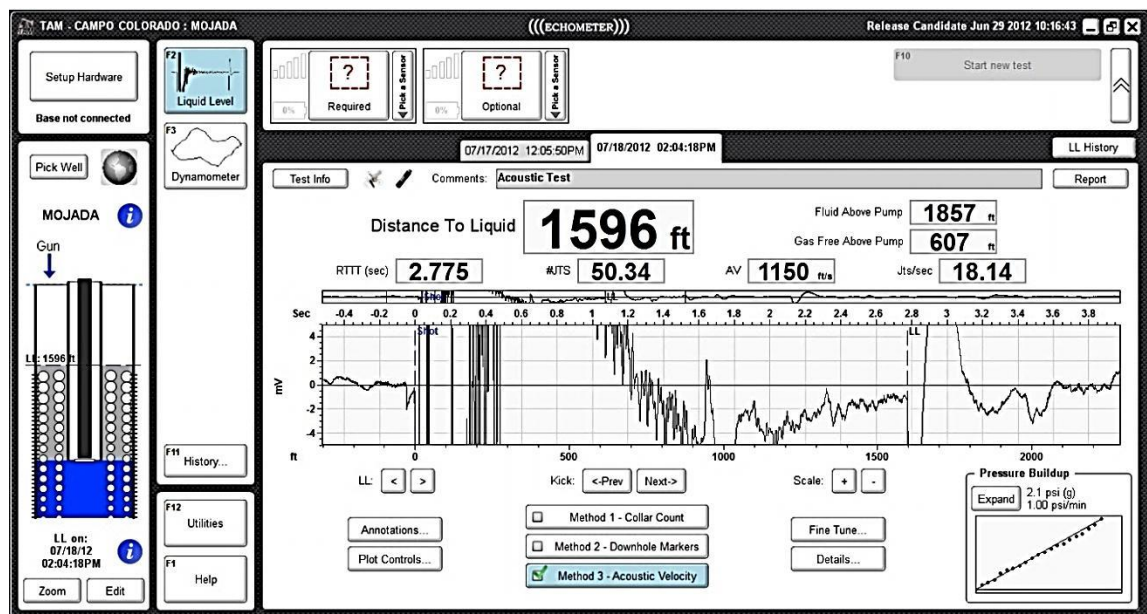
- El nivel de fluido dentro del pozo.
- Porcentaje de líquido en la columna de fluido.
- Presión en las perforaciones.
- Restricciones o anomalías en el anular por encima del nivel del líquido.
- Presión del anular
- Gas fluyendo por anular

Equipo necesario para correr el registro Sonolog

- **Consola del Analizador de Pozos.** La consola es una unidad electrónica compacta. Esta unidad adquiere y digitaliza las señales del micrófono y del transductor de presión. Estas señales se envían al equipo portátil para ser procesadas, la comunicación entre la unidad electrónica con el computador se hace por puerto USB.

- **Computador y software.** El Analizador de Pozos se controla por medio de un computador portátil. El Computador opera desde un programa que está en el disco duro, conocido como TOTAL WELL MANAGEMENT o TWM, el cual fue diseñado por la compañía estadounidense ECHOMETER COMPANY en el año de 1998. Cabe señalar que la versión utilizada actualmente es una versión moderna y actualizada de los equipos y programas desarrollados por la compañía.

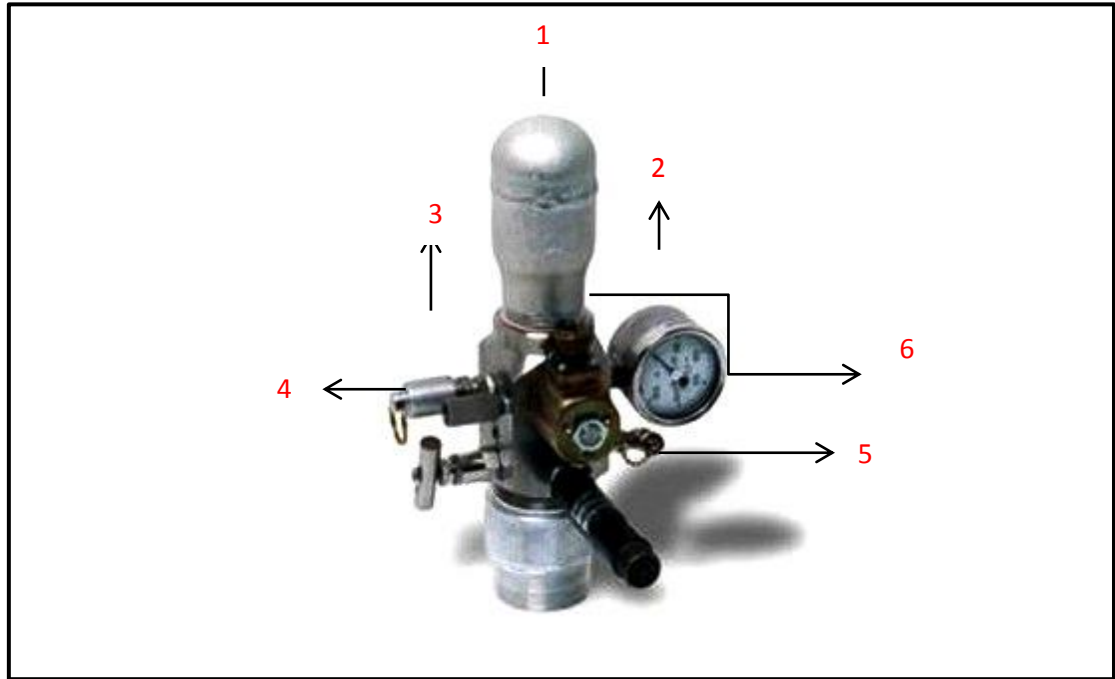
Figura 22. Registro Prueba Sonolog



Fuente. Software TWM, TAM. Echometer Company

- **Pistola a gas.** La pistola a gas remota es una herramienta que libera un pulso acústico que viaja por el anular y detecta los ecos del fondo del pozo. La pistola a gas utiliza un micrófono de alto rendimiento que detecta el disparo, las uniones, ecos del ruido del pozo y el nivel del fluido. De igual manera cuenta con una cámara que se llena con CO2 comprimido para enviar el pulso acústico.

Figura 23. Pistola a gas con todas sus partes



Fuente: Modificado de Echometer Company

1. Cámara de CO₂
 2. Manómetro de WG
 3. Válvula de alivio llenado de la cámara
 4. Válvula de alivio de la presión de casing
 5. Transductor de presión
 6. Conexión del solenoide
- **Transductor de presión.** Las medidas de presión en el Casing son hechas con un transductor electrónico, la función de este es convertir una señal de

entrada, en otra diferente en la salida. La señal entrante es la señal de análoga (presión) y es convertida en una señal digital. El transductor de presión ofrece una buena precisión para trabajar en amplios rangos de temperatura. Todas las medidas de presión son compensadas por temperatura, estas correcciones son hechas automáticamente por el software. Ver figura 4.

Figura 24. Transductor de Presión.



Fuente: Modificado de Echometer Company

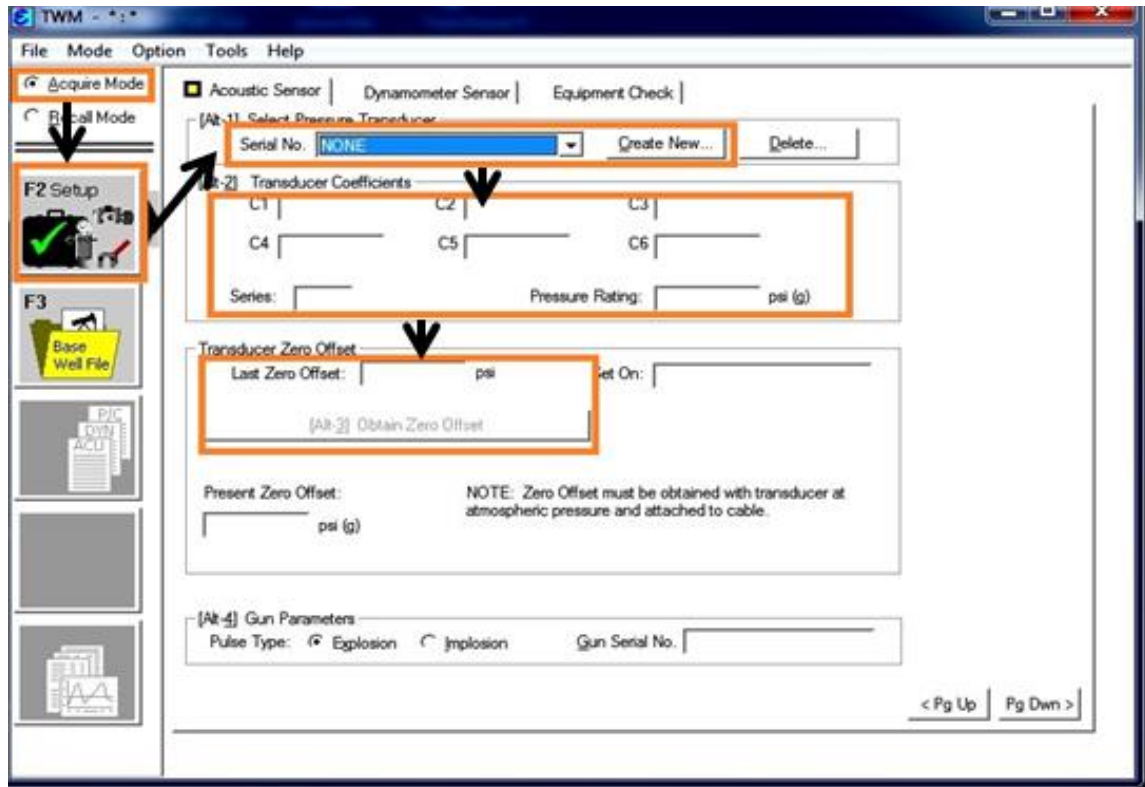
- Cable Coaxial del micrófono
- Cable del solenoide de presión
- Herramientas de mano (llaves)
- Cilindro de gas (dióxido de carbono o nitrógeno)

Pasos para la prueba¹⁰

- a. Conecte la pistola de gas al pozo, tener precaución de dejar la válvula de cabeza cerrada. Verificar que el equipo este calibrado. Esto se realiza mediante una serie de sencillos pasos que se verifican poco a poco en el programa.
- b. Verificar cual es el valor de la presión de casing en la cabeza del pozo
- c. Conectar el transductor de presión a la pistola de gas, si está disponible.
- d. Conectar los cables a la pistola de gas conectada previamente a una de las entradas del casing y al analizador del pozo.
- e. Cargar la cámara del dispositivo disparador con gas CO₂ con una presión entre 100 y 150 libras mayores que la presión de casing medida previamente en el paso 2.
- f. Encienda el analizador del pozo y espere la luz verde, inmediatamente encienda el computador.
- g. Se debe seleccionar la opción de inicialización (**Set Up (F2)**), señalar la Modalidad de Adquisición (**Acquire Mode**), elija el transductor de presión, si no se encuentra el número del serial de la pistola de gas y el tipo de disparo (explosión e implosión), se va a la pestaña crear nueva y se introduce el nuevo serial. Los coeficientes que se deben ingresar en la parte inferior son de fábrica y los trae cada pistola de gas, los cuales deben ser ingresados. El transductor de presión debe estar en cero para esto se debe liberar la presión de la pistola de gas (**Figura 11**).

¹⁰ Echometer Company

Figura 25. Prueba Acústica.



Fuentes. Software TWM, TAW. Echometer Company

h. Ahora se debe buscar el pozo al cual se le van a tomar las pruebas para esto se dirige a la parte de la ventana **Base Well File (F3)**, dándole click al link de **Open**.

i. En la pantalla se dirige a Seleccionar la prueba (**Select Test (F4)**), donde se elige la prueba a seguir para este caso Acústico (**Acoustic**) que indica que se va a realizar un registro de nivel. En este punto el micrófono solo muestra la señal pero nada se está registrando; la pistola se activa oprimiendo el botón Disparo (**Fire Shot (Alt + S)**), al ser oprimido se emplea grabar el registro por un tiempo determinado (lo elige el usuario) en base a la profundidad del pozo. Luego se procede a guardar o eliminar según sea el caso.

j. Se procede a analizar el registro en la sección Analizar (**Analyzer**), allí se observa el nivel del fluido, utilizando los botones Derecha (**Left**) e Izquierda (**Right**) se puede ajustar el marcador al eco correcto del líquido, en caso de ser necesario.

k. En la parte de la pantalla en donde se señala la Profundidad determinada (**Depth Determination**), el programa convierte automáticamente el tiempo de doble viaje de la onda al líquido a la distancia correspondiente. La velocidad del sonido es calculada del eco que genera la onda con los cuellos (Couplings) de la tubería.

l. La pantalla Presión de Casing (**Casing Pressure**), muestra el cambio de presión en un tiempo desde que se realizó el disparo.

m. Los resultados son mostrados en la pantalla Presión de fondo (**BHP**) a partir de la medición del nivel del líquido, la presión, el cambio de presión por unidad de tiempo y los datos introducidos del pozo.

1.4.1.2 Prueba de Ascenso de Presión (PBU). Esta prueba permite determinar propiedades del yacimiento tales como presión promedio de yacimiento, factor de daño, permeabilidad de la formación.

Equipo necesario para correr el PBU

Consola del Analizador de Pozos

Computador y software

Pistola a gas

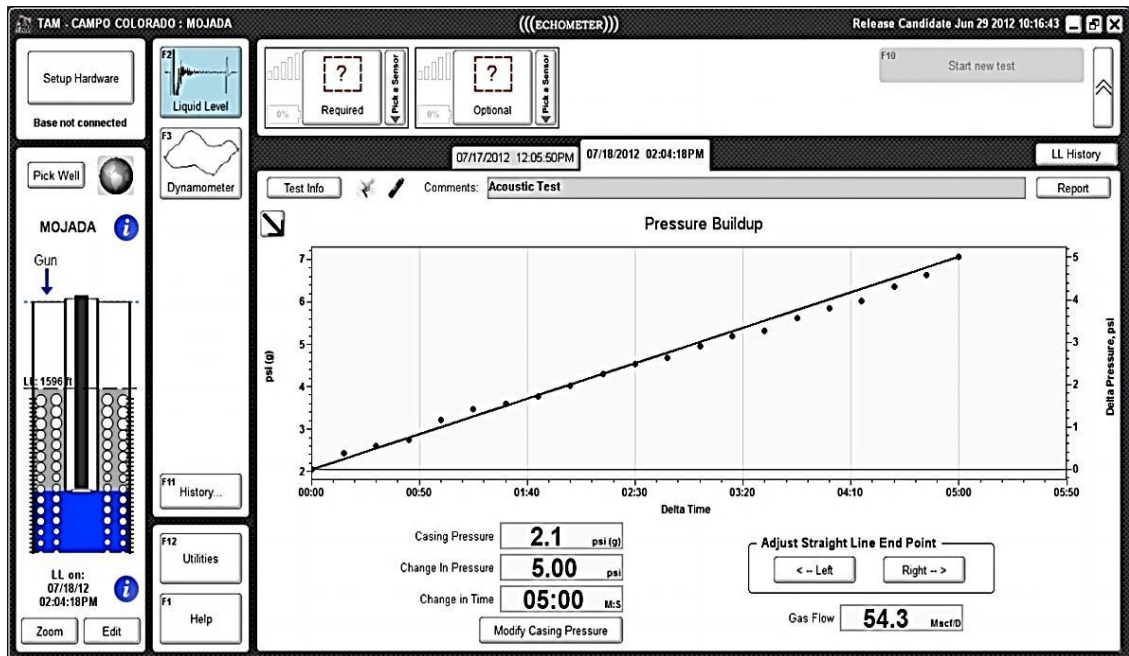
Transductor de presión

Cable del solenoide de presión

Herramientas de mano (llaves)

Cilindro de gas (dióxido de carbono o nitrógeno)

Figura 26. Registro PBU



Fuentes. Software TWM, TAW. Echometer Company

Pasos Para Tomar Un PBU

a. Conectar la pistola a gas a la válvula del anular usando un codo de 90 grados de manera que ésta quede en posición vertical con el fin de eliminar la humedad de la pistola y evitar el congelamiento de la válvula de gas en temperaturas inferiores a cero grados centígrados.

La conexión de la pistola a la válvula del anular debe hacerse con mucho cuidado con el fin de no dañar ninguna de las dos roscas. En caso de que la rosca del

anular no sea de 2" se debe colocar un adaptador, lo cual causa una disminución en la energía acústica, provocando así una disminución en la calidad de los datos.

b. Hacer las conexiones del cable dual, el cable del micrófono desde la consola hasta la pistola a gas. Ver figura 27.

Figura 27. Conexiones a la pistola de gas



Fuente: Manual TWM

c. Conectar el regulador al cilindro de CO₂. Luego hacer la conexión de la manguera desde la válvula de alivio/llenado hasta el regulador. Coloque el regulador a una presión 200 psi por encima de la máxima presión de cabeza de pozo esperada durante la prueba de restauración.

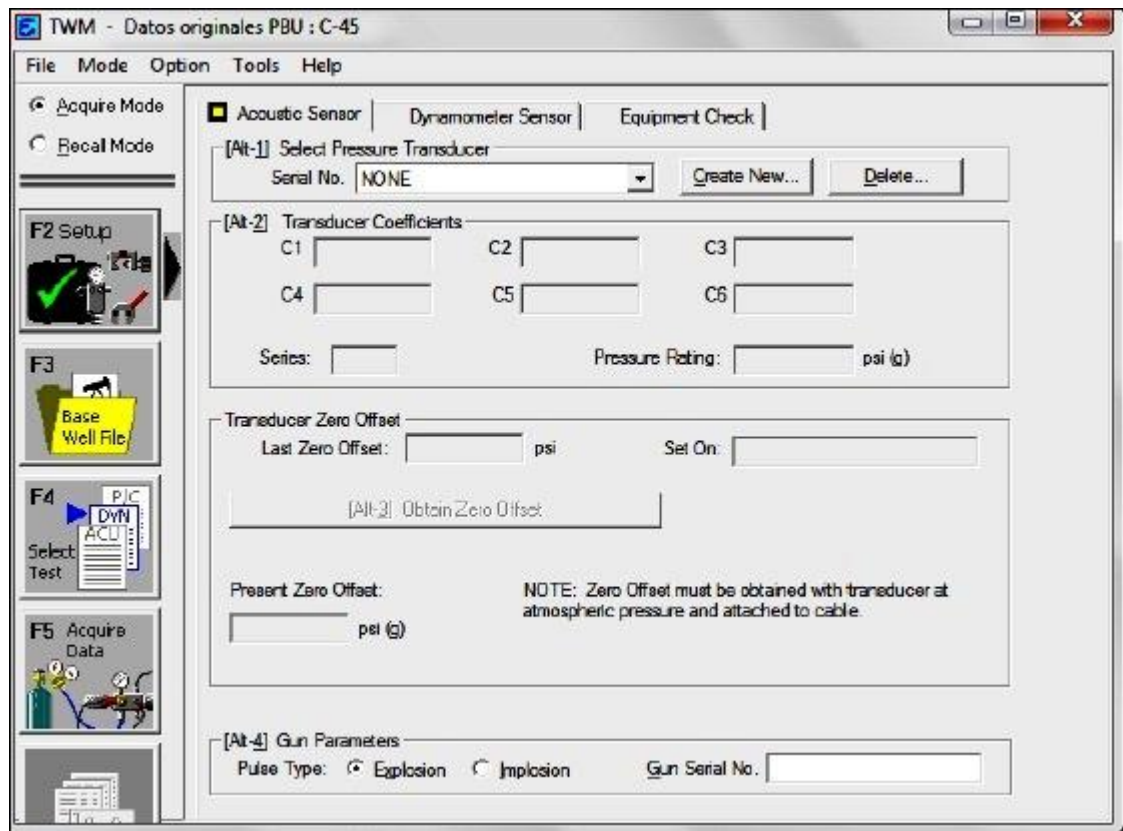
d. Comprobar que la válvula entre el revestimiento y la pistola a gas esté cerrada. Abra la válvula de alivio del revestimiento ubicada en la pistola a gas y vuélvala a cerrar.

e. Encienda el computador del analizador de pozos. Se verifica que la fecha y hora sean correctas. Inicialice el programa TWM. Seleccione la opción ACQUIRE

MODE. Luego se procede a obtener el cero del transductor de presión con la ayuda del software del Analizador de Pozos en la opción SETUP, para esto se activa la pestaña SENSOR ACOUSTIC la cual mostrará la opción OBTAIN ZERO OFFSET que permite la auto calibración del transductor de presión. Ver figura 14.

Este procedimiento debe repetirse hasta que se obtenga el cero, este debe ser un valor menor del 10% del coeficiente C2.

Figura 28. Pantalla del TWM para calibrar el transductor de presión.



Fuente: Software TWM.

f. Abra el archivo base de pozo (Base Wellfile) y verifique que los datos estén actualizados. Los parámetros en la sección de Presión transiente se usan para el análisis de los datos de restauración de presión. Estos parámetros se pueden introducir más adelante.

Aunque los datos para el análisis de la prueba no se requieren inmediatamente es conveniente ingresarlos tan pronto como sea posible, ya que esto ayudará al monitoreo de esta. Estos datos son dados a condiciones de yacimiento y son los siguientes:

- Factor volumétrico del petróleo (B_o).
- Factor volumétrico del agua (B_w).
- Factor volumétrico del gas (B_g).
- Viscosidad del petróleo (μ_o).
- Viscosidad del agua (μ_w).
- Viscosidad del gas producido (μ_g).
- Espesor producible (h).
- Porosidad.
- Compresibilidad total.
- Área de drenaje.
- Radio del pozo.

En la sección del pozo (Wellbore) se debe ingresar

- ID del revestimiento.
- OD de la tubería de producción.

En sección condiciones (Conditions) se debe ingresar

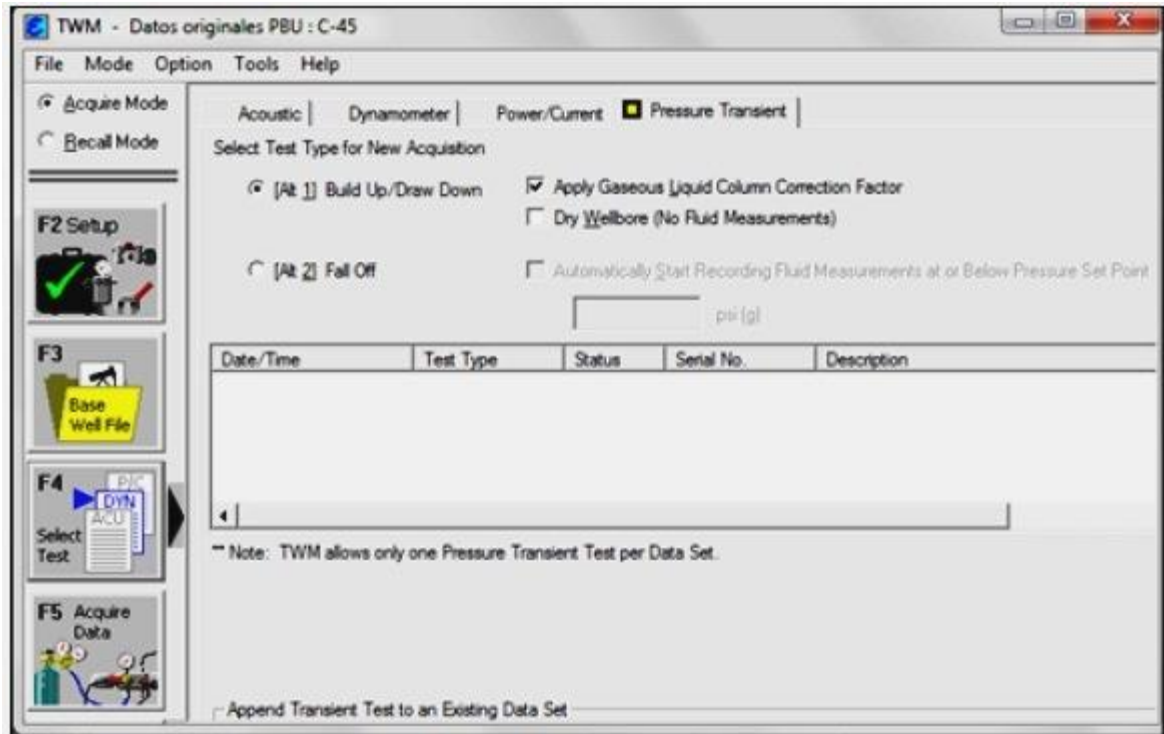
- Temperatura de superficie.
- Temperatura de fondo de pozo.

Los parámetros que son requeridos para adquirir datos de transiente de presión son

- Nombre del pozo (Well Name).
- Profundidad de la formación (FormationDepth).
- Profundidad de entrada de la bomba (PumpIntakeDepth).
- Longitud promedio de las juntas (AverageJointLength).

Escoger el tipo de prueba, en este caso Prueba de Transiente de Presión, cuando se selecciona esta opción, esta ventana brinda la posibilidad de aplicar la corrección por columna líquido-gas en el anular.

Figura 29. Pantalla del TWM para seleccionar el tipo de prueba.

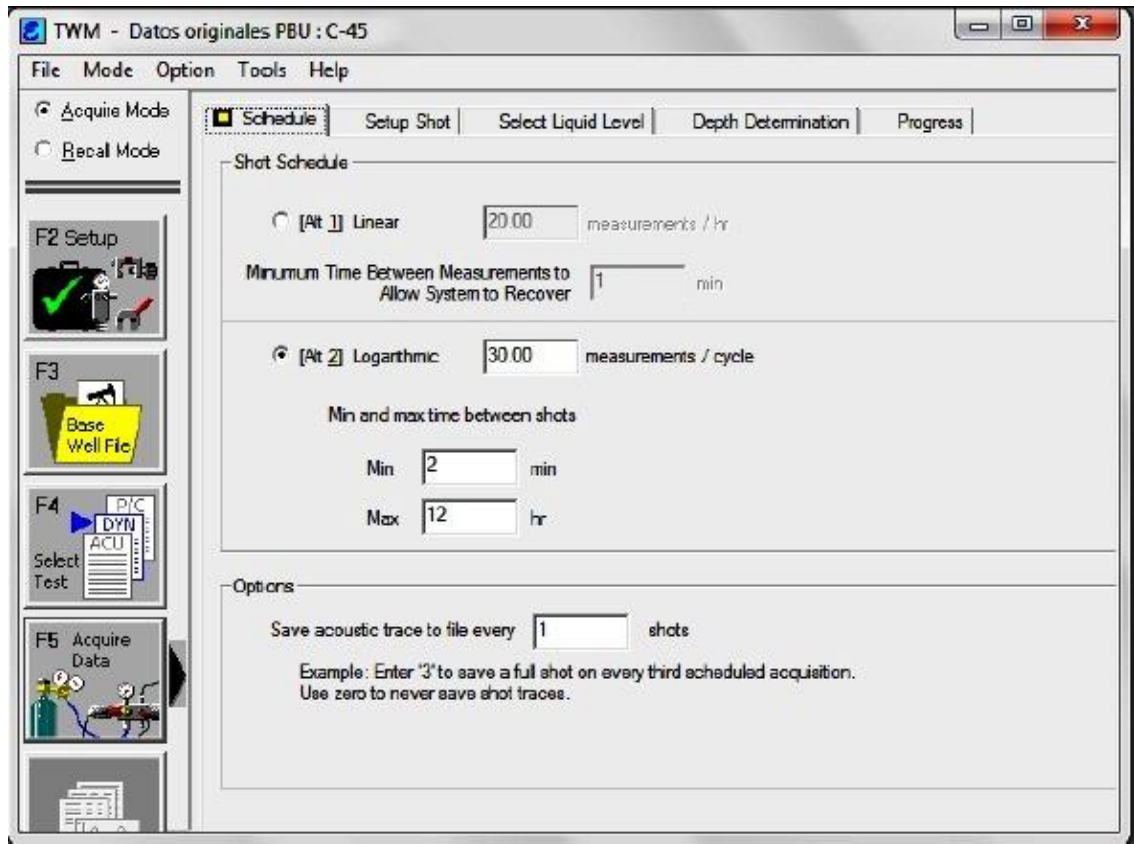


Fuente: software TWM

g. Seleccione la opción Adquirir Datos y la pestaña SCHEDULE en la cual se definirán la frecuencia con la que se harán los disparos y la frecuencia con la que se registrarán las trazas del disparo. Ver figura 16.

Existen dos opciones para la frecuencia de los disparos: lineal y logarítmica. En la primera el usuario selecciona el número de disparos en una hora, el máximo son 30 disparos, para un promedio de 1 disparo por cada dos minutos. En la segunda se asignan un número de disparos por cada ciclo logarítmico dando así un número uniforme de medida durante la duración de la prueba.

Figura 30. Pantalla del TWM



Fuente: SoftwareTWM

h. Seleccione la opción Adquirir disparo y ajuste el regulador de CO2 para que la presión de la cámara sea mayor 200 psi a la presión máxima del revestimiento esperada durante la prueba. En esta sección se hará el primer disparo con el fin de analizar las condiciones en las que se encuentra el pozo.

Seleccione la opción de Nivel de líquido, identifique el nivel de líquido y ajuste el marcador y la ventana si es necesario.

i. Seleccione la sección Determinación de profundidad. Verifique que el cálculo automático de profundidad sea correcto o seleccione un análisis manual.

j. Seleccione la opción Progreso y acepte los parámetros. Si el disparo se debe repetir entonces rechace los parámetros y retome el paso número h.

k. Antes de continuar debe revisar que todas las conexiones estén aun aseguradas, de igual forma se debe verificar que no haya fuga de gas en la pistola y se debe verificar que la válvula del anular esté abierta y la válvula de la línea de flujo esté cerrada. En la pantalla de la sección progreso se muestra cuando el disparo de prueba ha finalizado. Para empezar la prueba se debe seleccionar la opción START: TRANSIENT TEST, esto se debe hacer en el mismo tiempo en el que se cierra el pozo. Ver figura 25.

Figura 31. Pantalla del TWM. Para dar inicialización a la prueba.

The screenshot shows the TWM software interface with the following elements:

- Navigation tabs: Schedule, Acquire Shot, Select Liquid Level, Depth Determination, **Progress** (selected).
- Current date/time: 7/16/99 9:29:58 AM
- Buttons: START: Transient Test, End Test, Acquire Manual Shot
- Time until next data acquisition: [---:--] H:M:S
- Elapsed time since start of test: 0 00:00:00 H:M:S
- Battery voltage: 12.6 volts
- Number of measurements: 1
- Data table:

No.	Delta Time	Status	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Valid	Time(s)	Vel(ft/s)	Depth(ft)
▶ 0000-P	0 00:00:00	Completed	12.6				8.765	1101.0	4824.9

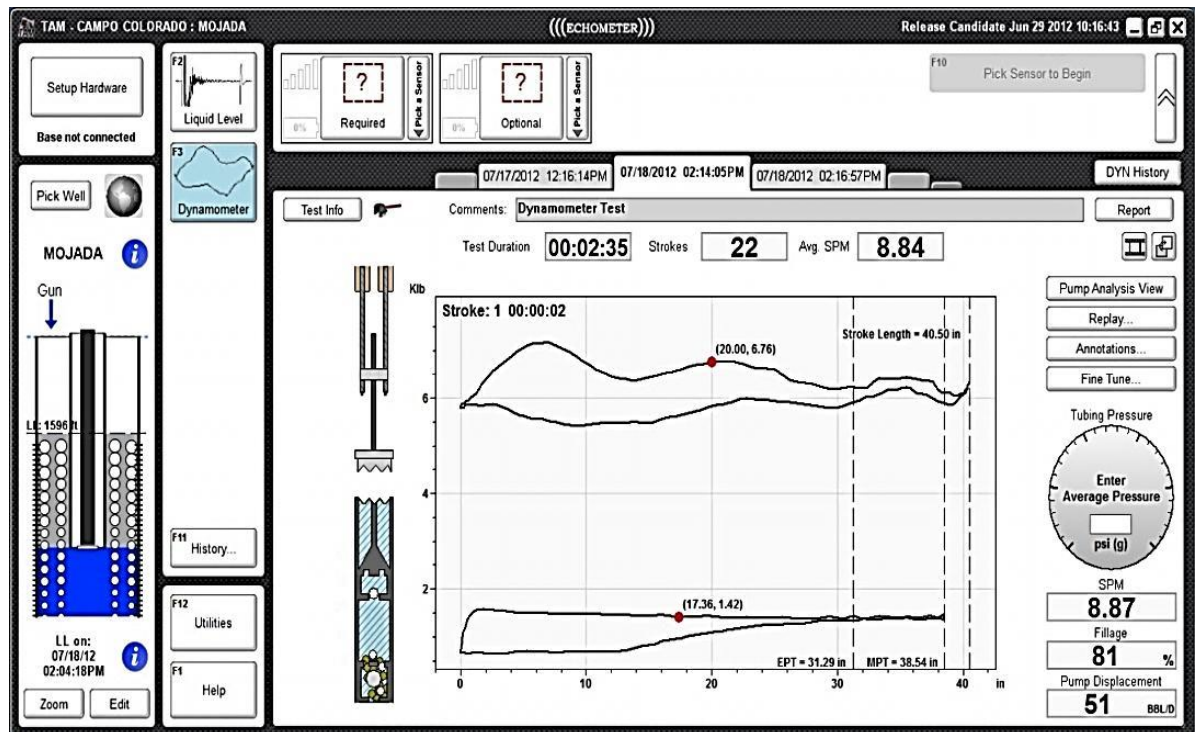
Fuente: SoftwareTWM

1.4.1.3 Dinagramas Y Pruebas De Válvulas. La toma de dinagramas y pruebas de válvulas permite identificar:

- Porcentaje de llenado de la bomba
- El estado de las válvulas fija y/o viajera
- Desplazamiento de la bomba en barriles por día

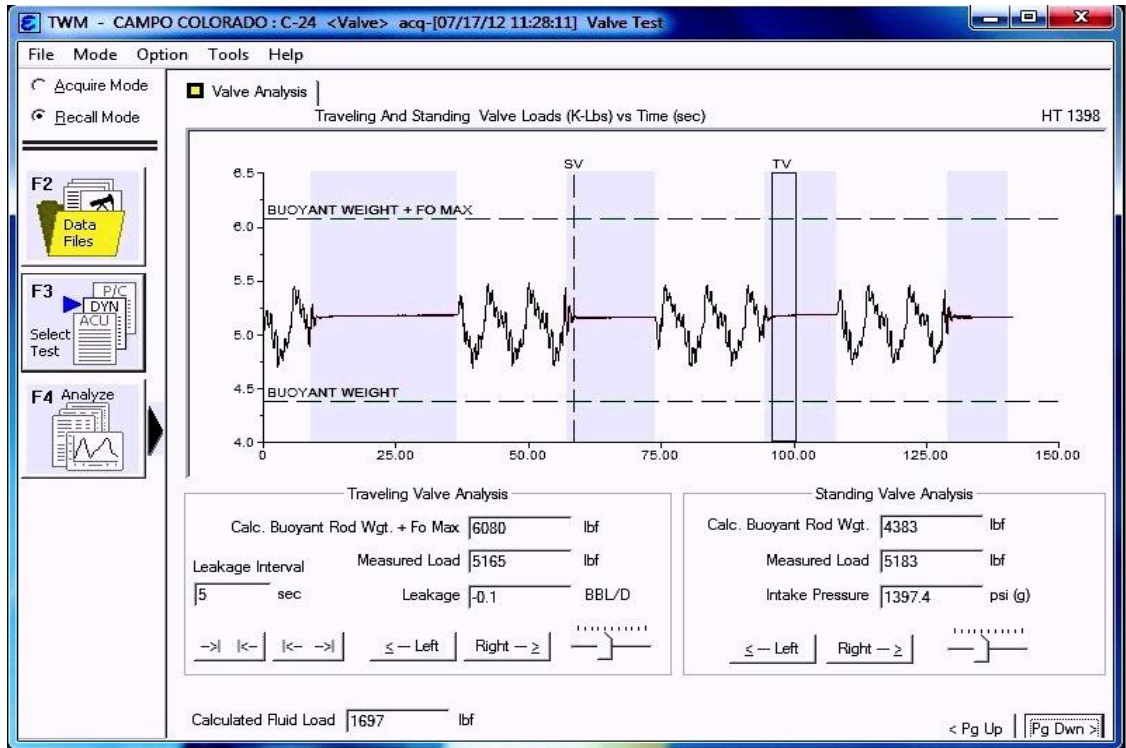
Este registro puede ser tomado de dos maneras ya sea utilizando la celda de carga o PRT.

Figura 32. Registro Prueba Dinagrama



Fuentes. Software TWM, TAM. Echometer Company

Figura 33. Registro Estado De Válvulas



Fuentes. Software TWM. Echometer Company

Celda de carga. Posee un dinamómetro que registra la carga que está soportando la barra lisa del sistema de bombeo mecánico.

Figura 34. Celda de carga



Fuentes. Echometer Company

Celda PRT. Posee un sistema que mide la deformación de la barra pulida. El software infiere la carga que está soportando el sistema a partir de la variación del diámetro de la barra pulida (Fig. 15).

Figura 35. Celda de PRT



Fuentes. Echometer Company

Equipo necesario para obtener un dinagrama

- Consola del Analizador de Pozos
- Computador y software
- Celda de Carga o PRT
- Cables coaxiales
- Herramienta de mano

Pasos para la prueba Dinamométrica

- a.** Encienda el analizador del pozo y espere la luz verde, inmediatamente encienda el computador.
- b.** Usando TWM se debe seleccionar la opción de inicialización (Set Up (F2)), señalar la modalidad de Adquisición (Acquire Mode) para seleccionar el dinamómetro que se va a utilizar para la prueba; en la sección de sensores del dinamómetro (Dynamometer Sensor) y el número de serie (Serial N°) se ingresan los datos del transductor a usar.
- c.** Se busca el pozo al cual se le van a tomar las pruebas para esto se dirige a la ventana archivos de los pozos (**Base Well File (F3)**).
- d.** En la sección del Dinamómetro (**Dynamometer**), se encuentran tres a realizar: Prueba de Dinamómetro, Prueba de válvulas y Prueba de efecto de contrabalanceo, seleccione la prueba que desee realizar.
- e.** El operador adquiere por lo menos dos minutos de carga de la barra lisa y aceleración que es lo que debe tardar la prueba, el resultado se procesa obteniéndose una carta dinamométrica para todas las carreras obtenidas durante este tiempo.
- f.** Se adquieren los datos de válvula viajera, válvula fija y por último los datos de contrabalanceo.

Pasos para el registro de válvulas

- a.** En el modo adquirir datos (**Acquire Data**), se selecciona la prueba correspondiente a este análisis.

b. Prueba de la válvula viajera: Se debe realizar a la unidad de bombeo suave y lentamente, cuando la barra lisa este sobre la carrera ascendente y a tres cuartos arriba de la misma, la barra lisa levanta la sarta más la carga del líquido sobre el pistón. Cuando el líquido se filtra en la válvula viajera, se produce una disminución de la carga de la barra lisa, por lo tanto estas cargas deben ser mayores que las cargas en la válvula fija, ya que es solo el peso de la sarta de varilla en flotación. Una rápida disminución en la carga de la barra lisa indica una fuga en la válvula viajera.

c. Prueba de la válvula fija: se debe realizar a la unidad de bombeo suave y lentamente, cuando la barra lisa este sobre la carrera descendente y al menos un medio o dos tercios abajo del final. El fluido debe ser soportado por la válvula fija, si este no es soportado la válvula presenta fuga, en este caso la presión del barril podría caer y la válvula viajera podría recoger las cargas del fluido, lo que hace que las cargas sobre la barra lisa se incrementen. Una línea recta indica que la válvula fija está en buen estado.

Nota: el operador cuenta con tres minutos para llevar a cabo dos o más pruebas de la válvula viajera y dos o más pruebas para la válvula fija.

1.5 ANALISIS DE LAS CARTAS DE FONDO

Luego de obtener una carta dinagráfica de fondo usando un programa computarizado se tiene una carta de superficie la cual es modificada por medio de la ecuación de onda originándose la carta de fondo, la cual es utilizada con mayor frecuencia debido a su facilidad al interpretar las condiciones de la bomba.

Para detectar con precisión problemas en las bombas se deben comprender las causas que están ocasionando que el sistema no sea eficiente. Se debe entender

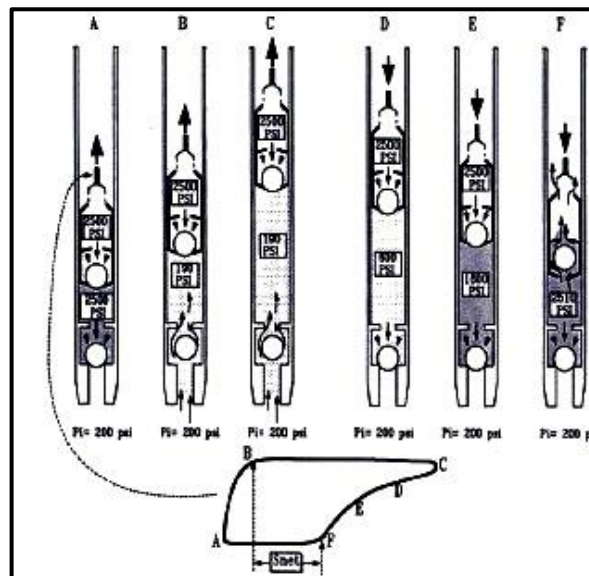
cómo la condición mecánica de la bomba y la presión del fluido afectan la forma de la carta dinagráfica.

A continuación se presentan los comportamientos más comunes:

1.5.1 Interferencia por Gas. La **Figura 36** muestra una típica carta dinagráfica de fondo para interferencia por gas, en esta figura se observa lo que sucede en la bomba en puntos clave del ciclo de bombeo.

Ocurre cuando el barril está parcialmente ocupado por gas, obteniéndose un dinagrama similar al del golpe de fluido con una menor área de prueba y un golpe más amortiguado por la compresibilidad del gas ya que va disminuyendo la carga en forma paulatina. El método de confirmar una interferencia por gas es dejar que se superpongan varios gráficos dinamométricos en la misma carta. Si en ningún caso la carrera descendiente coincide es evidencia de la interferencia por gas debido a que la presión varía dentro de la bomba.

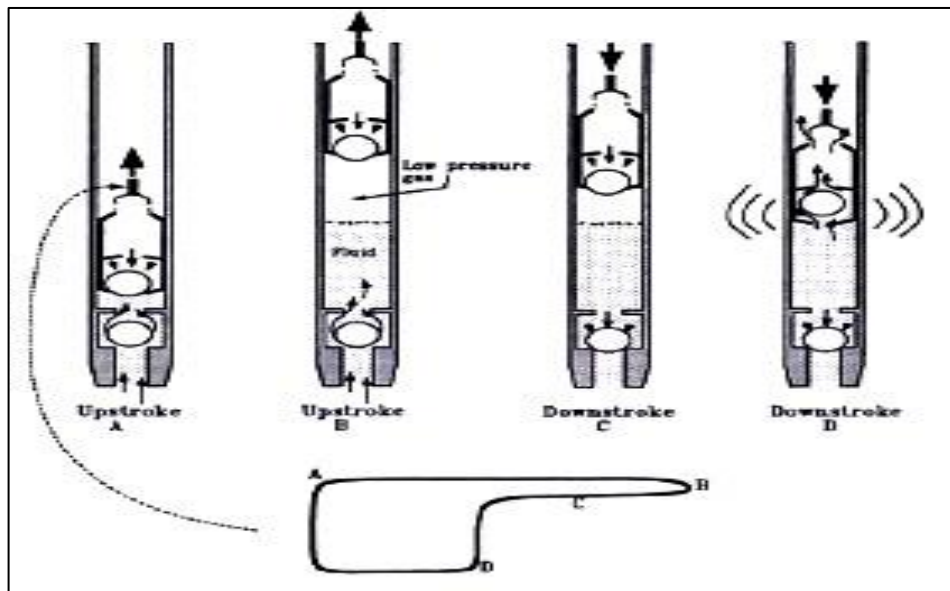
Figura 36. Interferencia por gas



Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.2 Golpe de Fluido. Ocurre cuando la bomba no se llena correctamente en la carrera descendente (Downstroke), la válvula superior de la bomba no abre hasta que el fluido llegue a su nivel. Este golpe se refleja en cargas excesivas en las varillas, la bomba y la caja de engranajes y en toda la unidad de bombeo. Una posible solución para tratar esta falla se ha implementado nuevas tecnologías como lo es el **Fiver Optic Pump Off**.

Figura 37. Golpe de fluido

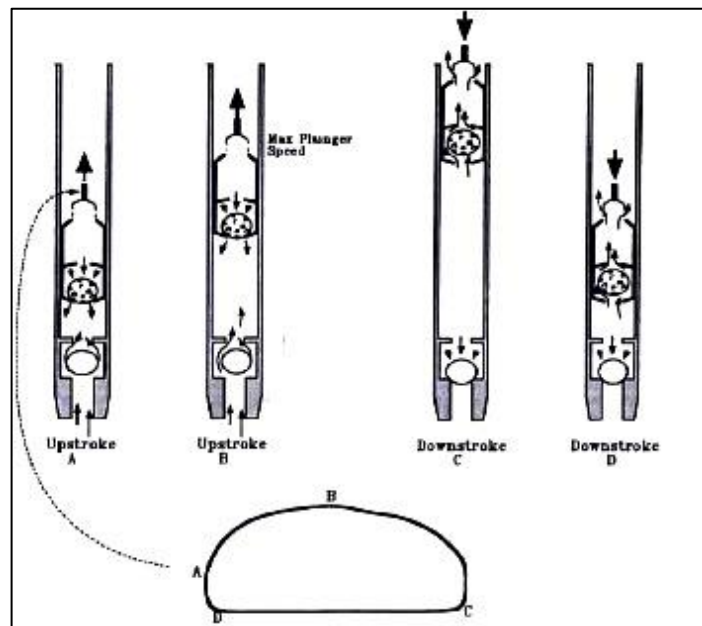


Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.3 Fuga en Válvula Viajera o en Pistón. La principal característica de la forma de esta carta dinográfica es lo redondeado en la mitad superior de la carta. Esto sucede porque la válvula viajera o el pistón no pueden tomar completamente la carga del fluido como sucede en una carta de bomba llena. Al iniciar el pistón su carrera ascendente, toma lentamente la carga del fluido. Pero, debido a que el fluido se está fugando hacia el barril de la bomba, la presión en el barril de la bomba no cae lo suficientemente rápido para que el pistón recoja la carga completa del fluido. Para crear suficiente diferencial de presión el pistón debe moverse más rápido que la fuga presente en él. Dependiendo de la severidad de la fuga, el pistón podrá o no, recoger completamente la carga del fluido. La carga

máxima de fluido en el pistón ocurre aproximadamente a la mitad de la carrera donde el pistón viaja a su máxima velocidad. Sin embargo, después de este punto, al bajar la velocidad del pistón, la fuga de fluido provoca una pérdida de carga en el pistón. El paso del fluido del pistón hacia el barril, hace aumentar la presión dentro del barril de la bomba. Esto se traduce en menos carga de fluido sobre el pistón a medida que su velocidad se reduce hacia el final de su recorrido. En la carrera descendente, cuando la válvula viajera abre y la carga de fluido es transferida a la tubería, la fuga en la válvula viajera o el pistón no tiene efecto alguno. Por tanto, la carga del fluido durante la carrera descendente permanece constante e igual a la fuerza de flotación en el fondo de la sarta de varillas.

Figura 38. Fuga en Válvula Viajera o en Pistón



Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

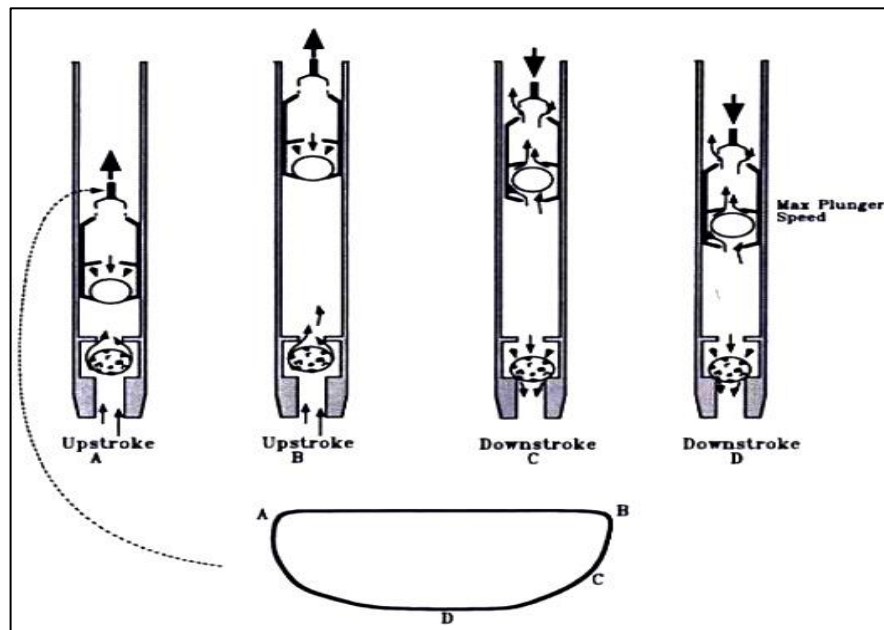
1.5.4 Fuga en la Válvula Fija. Como muestra la **Figura 39**, la forma de una carta dinagráfica de fondo correspondiente a fuga en la válvula fija.

En la carrera ascendente, al iniciar el pistón su movimiento, la válvula viajera cierra y el pistón recoge la carga del fluido. Simultáneamente la válvula fija abre

permitiendo que el fluido entre en el barril de la bomba. Hasta este punto, la fuga en la válvula fija no tiene efecto sobre la carga en el pistón. Al iniciar la bomba su carrera descendente la válvula fija gastada tiene un impacto significativo sobre la carga del pistón y de allí la forma de la carta.

Si la válvula fija está en buenas condiciones, al iniciar el pistón su viaje descendente comprime el fluido en el barril de la bomba. Esto hace que la presión en el barril de la bomba aumente rápidamente a una presión mayor que la presente sobre el pistón. Esto abre la válvula viajera y transfiere la carga del fluido de las varillas a la tubería. Sin embargo, debido al desgaste de la válvula fija, la presión en el barril de la bomba no puede aumentar con suficiente rapidez ya que el fluido se está fugando a través de la válvula fija. Entonces, para que la presión en el barril de la bomba aumente con suficiente velocidad para liberar por completo la carga del fluido del pistón a la tubería, el pistón debe moverse rápido para sobreponerse a la fuga.

Figura 39. Falla en la válvula fija.



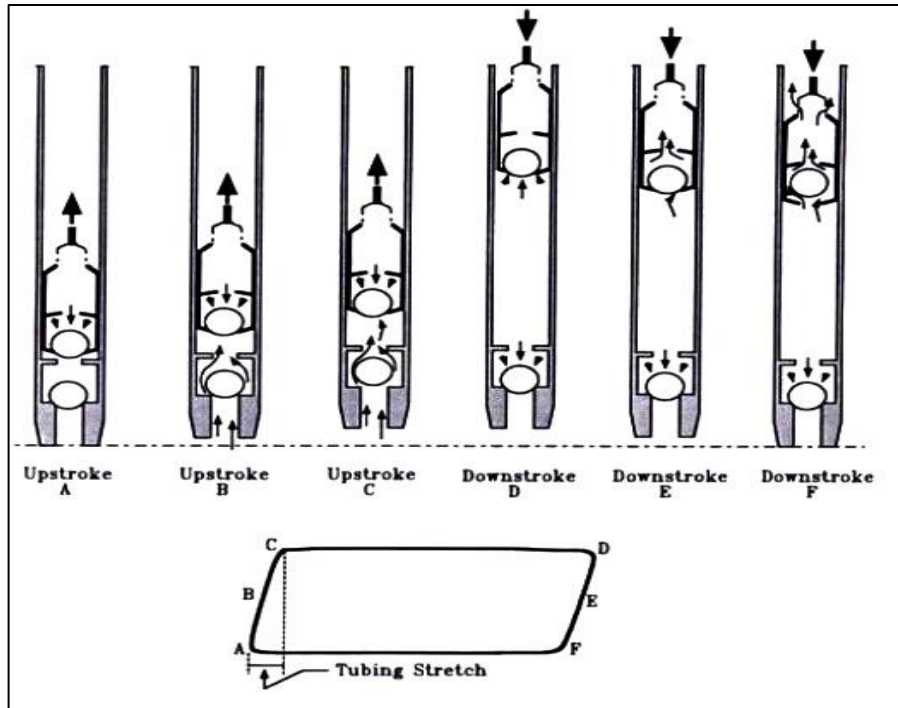
Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.5 Tubería no Anclada. Cuando la tubería no está anclada o si el ancla no está sujetando, la forma de la carta dinográfica de fondo para bomba llena se inclina a la derecha. La **Figura 40** es un ejemplo de este comportamiento. Cuando la válvula viajera abre durante la carrera descendente, la carga del fluido es transferida del pistón a la tubería. Esto provoca estiramiento de la tubería. Cuando la válvula viajera cierra durante la carrera ascendente, se transfiere la carga de fluido de la tubería a las varillas. Esto hace que la tubería retorne a su posición no-estirada como se ve en la **Figura 40**.

Cuando el pistón comienza a subir, la válvula viajera empieza a tomar la carga del fluido mientras la presión en el barril de la bomba comienza a caer. Cuando el pistón comienza a tomar la carga del fluido de la tubería, la tubería empieza a contraerse. En un primer momento la tubería y la válvula fija suben a la misma razón que el pistón. Ya que la distancia entre la válvula viajera y la fija permanece constante, la carga en el pistón no cambia.

Al aumentar la velocidad del pistón, rápidamente alcanza la tasa de contracción de la tubería, el pistón ha recogido más del 50% de la carga del fluido. La tubería ha retornado a su posición no estirada y el pistón ha recogido completamente la carga del fluido. La válvula ha cerrado, la válvula fija está abierta, y el pistón soporta la carga de fluido. Por lo tanto, la carga de fluido en el pistón permanece constante.

Figura 40. Tubería no anclada o ancla no está sujetando.

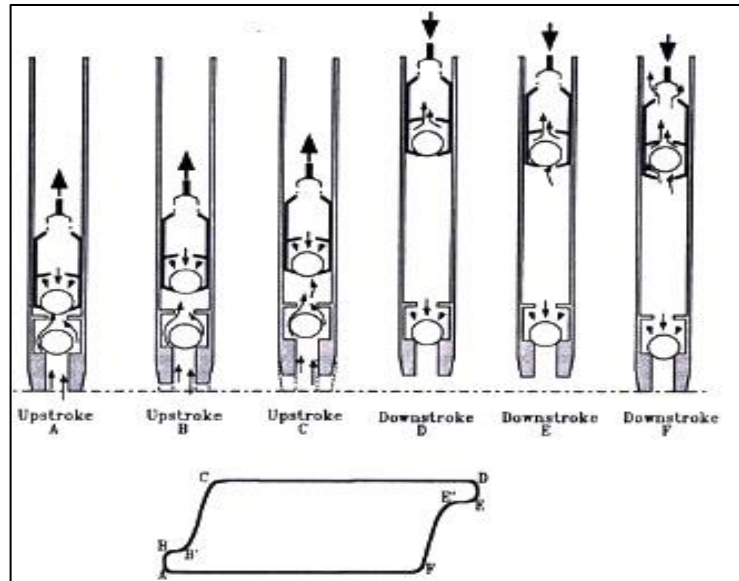


Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.6 Ancla de Tubería funcionando mal. La **Figura 41.** muestra este comportamiento. Al empezar el ascenso del pistón, el ancla de tubería está reteniendo y el pistón empieza a recoger la carga del fluido. El ancla de tubería se afloja y sube. Cuando esto sucede, la tubería (y la válvula viajera) están subiendo a la misma velocidad que el pistón. Pero, a medida que el pistón aumenta su velocidad, rápidamente recoge toda la carga del fluido.

Durante el resto de la carrera ascendente no se produce ningún cambio por lo tanto la carga continúa constante. Cuando el pistón empieza a moverse hacia abajo, el ancla de tubería se mantiene constante y después se presenta el leve movimiento de forma similar a la de la carrera ascendente.

Figura 41. Ancla de tubería en mal funcionamiento.

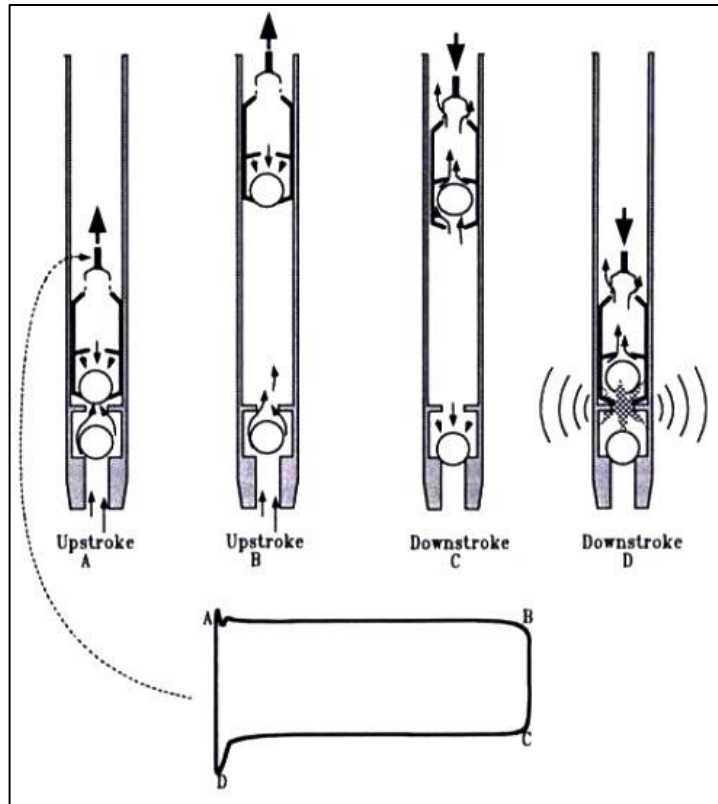


Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.7 Pistón Golpeando Abajo. Cuando el pistón está espaciado muy bajo, puede estar golpeando el fondo al final de la carrera descendente. Cuando esto ocurre, la forma de la carta dinográfica de fondo es similar a la forma de la **Figura 42**, donde se observa un pico de carga justo al final de la carrera descendente, generado por un gran golpe compresivo reduciendo la carga del pistón.

Cuando el pistón golpea el tope de la bomba, un pico de carga similar aparece justo al final de la carrera ascendente.

Figura 42. Pistón golpeando abajo.

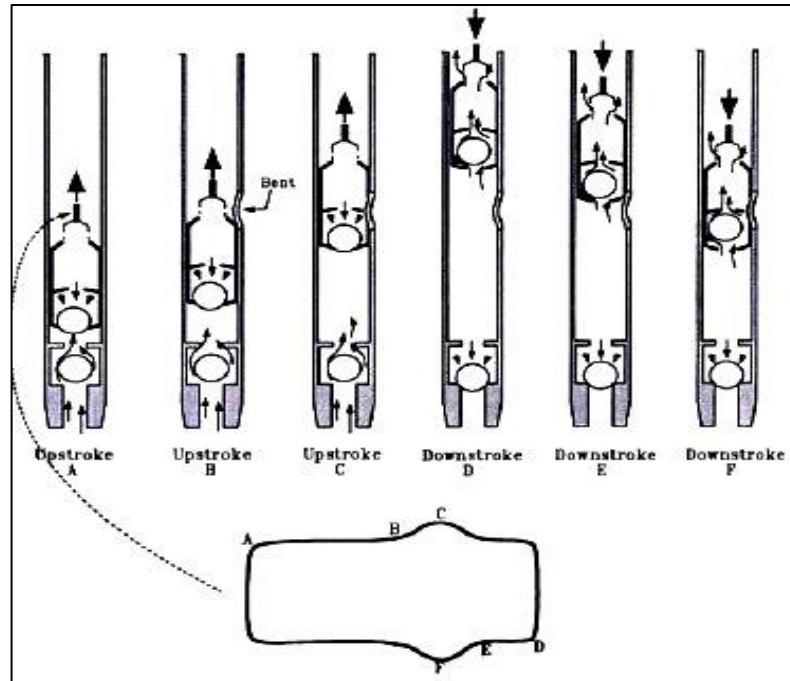


Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.8 Barril de la Bomba Doblado o Pegándose. La **Figura 43** explica la forma que se presenta cuando el barril de la bomba está doblado o pegándose. El pistón está por debajo de la sección doblada y la carga sobre el pistón es la misma que para bomba llena. Cuando el pistón alcanza la dobles, la carga sobre el pistón aumenta ya que el pistón debe escurrirse por esta porción del barril de la bomba. La carga del pistón llega al punto máximo y luego baja mientras el pistón se aleja de la dobles.

En la carrera descendente, la carga sobre el pistón es normal hasta que el pistón llega al sitio en donde se encuentra la falla en el barril. Luego de este punto, la carga del pistón decrece y regresa a la normalidad después que el pistón se aleja de la porción doblada del barril de la bomba.

Figura 43. Barril de la bomba doblado o pegándose.



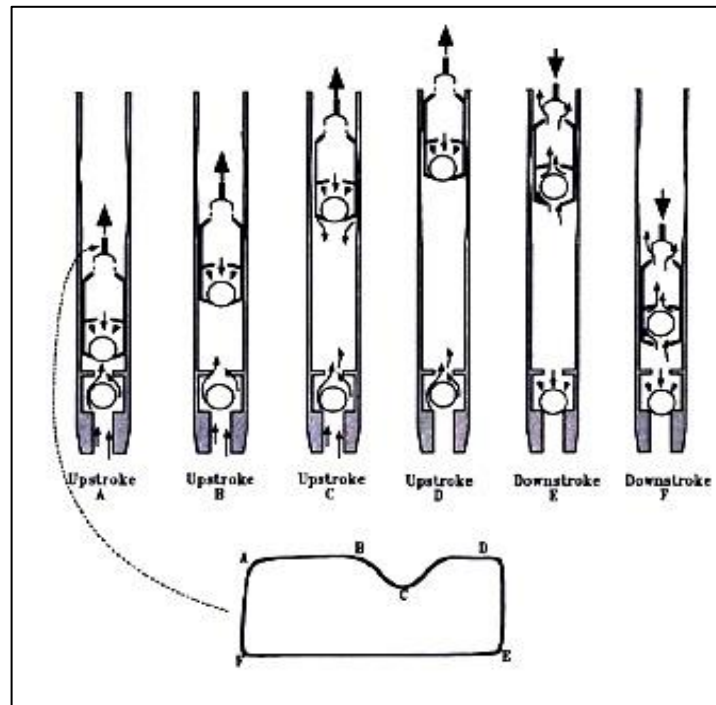
Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.5.9 Barril de la Bomba Gastado o Partido. Cuando el barril de la bomba está gastado o partido, la carta dinagráfica de fondo puede tener una forma como la de **Figura 44**, desde el principio de la carrera ascendente hasta el punto gastado en el barril, las cargas son normales. Cuando el pistón atraviesa la porción gastada del barril, una fuga de líquido pasa el pistón causando una caída de carga hasta que el pistón pasa la sección gastada y se establece de nuevo un buen sello entre el pistón y el barril.

En la carrera descendente, ya que la válvula viajera permanece abierta, la carga del pistón parece normal. Sin embargo, si el barril de la bomba está gastado, se puede ver un aumento de carga correspondiente al mismo punto.

Esto puede suceder si la sección gastada causa suficiente pérdida de presión en el barril de la bomba para que la válvula viajera comience a tomar la carga del fluido.

Figura 44. Barril de la bomba doblado o pegándose



Fuente: SVINOS, Jhon. Optimización de bombeo Mecánico. Bera, USA. Theta Enterprise, 2005.

1.6 AJUSTE DEL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN DENTRO DE LA BOMBA

En la mayoría de pozos petroleros del mundo es muy común encontrar como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico. La eficiencia de este sistema frecuentemente se ve afectada por el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Para ajustar este desplazamiento se suelen realizar procedimientos convencionales (Re espaciar un pozo) que generalmente involucran grandes tiempos de intervención del pozo.

El arenamiento y la depositación de parafinas son unos de los problemas más frecuentes que afectan la eficiencia de desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Generalmente impiden el llenado óptimo del barril y la extracción del fluido hacia el tubing de producción; este fenómeno se presenta debido a que las partículas de arena y parafinas mezcladas con el fluido de la formación generan un material que se adhiere a las válvulas fija y viajera impidiéndoles el movimiento natural para el cual están diseñadas, lo que se traduce en una mínima extracción del fluido de formación incrementando así el costo por barril producido en superficie.

Una de las soluciones comúnmente utilizada, aunque no recomendada por los efectos a largo plazo que tiene sobre el equipo de subsuelo es el “Golpe de Bomba”; este procedimiento consiste en desplazar hacia el fondo de pozo la sarta de varillas tantas pulgadas como sean necesarias para lograr un golpe entre el pistón y el barril de la bomba durante determinado periodo de tiempo, posteriormente se debe dejar la sarta en su posición original. El golpe de bomba se realiza con el fin de generar impactos sobre la válvula fija y viajera, causando en estas un movimiento que hace que el material adherido deje de obstruir el movimiento de las mismas.

Este procedimiento se realiza de acuerdo a la experiencia del operador que se asigne para ese trabajo, lo cual genera incertidumbre en el desplazamiento adecuado que se le debe dar a la sarta de varillas y el tiempo durante el cual se dejara el golpe a la bomba; se recomienda que el golpe sea sutil y no supere los 10 minutos; De lo contrario se pueden presentar efectos negativos como lo son el daño de barril, varillas, válvulas, pistón, etc.

Un re-espaciamento (Golpe de Bomba) correcto es fundamental para la vida útil de la bomba y para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema de bombeo

mecánico. Lo que se busca con esta operación es establecer la posición relativa del pistón y de todo el subconjunto móvil dentro de la cámara de la bomba.

Herramienta no convencional. La herramienta no convencional es una herramienta diseñada con el fin de permitir realizar un ajuste al desplazamiento del pistón dentro de la bomba de una manera más rápida y fácil, es una herramienta hecha de tubería de producción de 27/8" de diámetro con una agarradera de varilla de 7 mm la cual permite una fácil manipulación, además tiene dos herraduras en sus extremos para permitir su fijación y una cadena con la cual se asegura para evitar se caiga de la barra lisa.

Figura 45. Herramienta no convencional

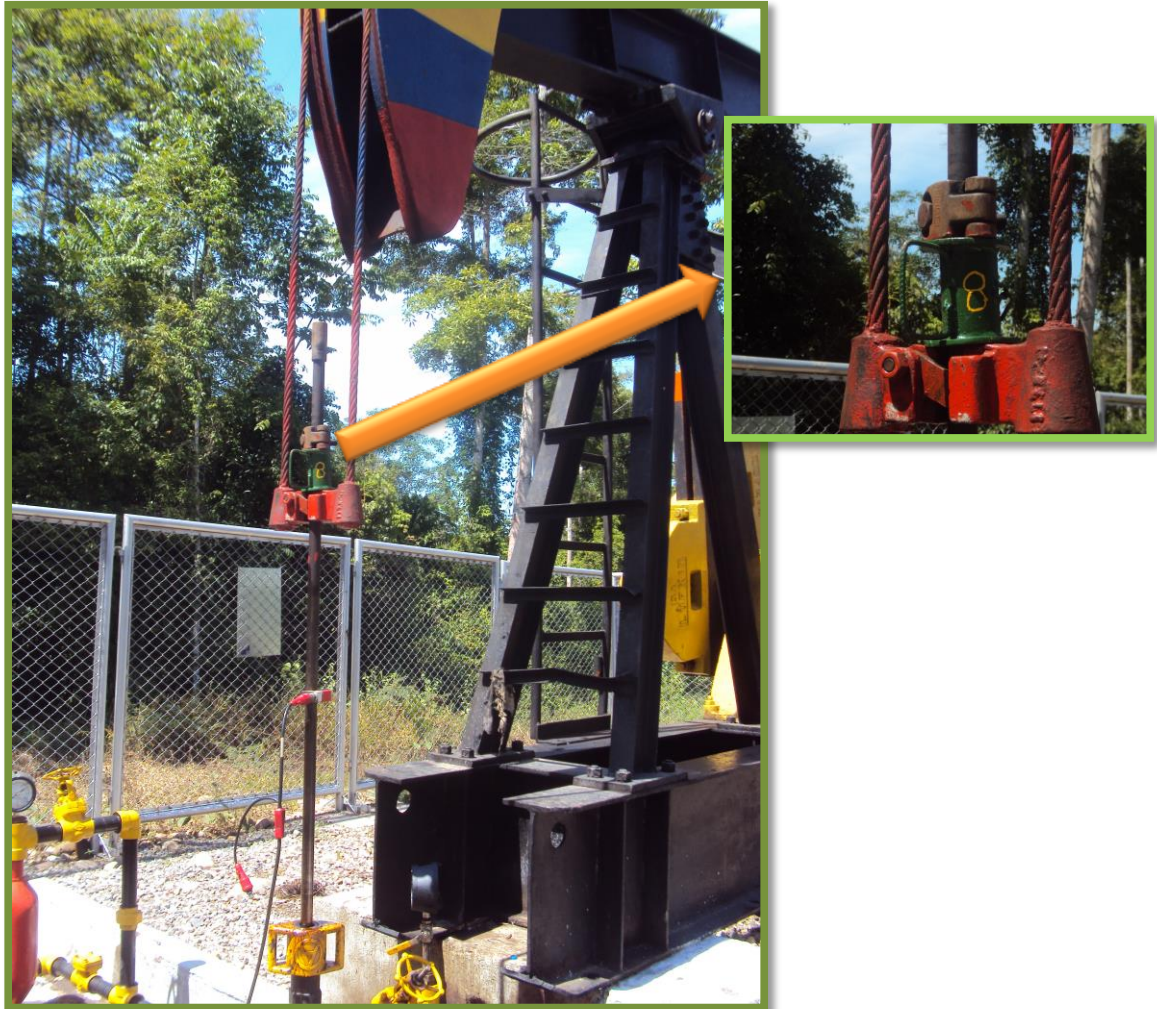


Fuente. Autores

Esta herramienta no convencional se instala entre la grapa principal y el portabarra una vez el pozo tenga golpe de bomba, cuando la unidad de bombeo mecánico

este en marcha nuevamente y con la herramienta no convencional instalada el golpe de bomba debe haber desaparecido.

Figura 46. Herramienta no convencional instalada.



Fuente. Autores

Es aquí donde se ve la utilidad de la herramienta no convencional, pues si es necesario colocar golpe de bomba al pozo que tiene instalada la herramienta no convencional con un procedimiento sencillo y en un menor tiempo, además de tener una medida exacta del desplazamiento de la sarta de varillas en cada pozo para lograr el golpe de bomba.

2. CAMPO COLORADO

2.1 GENERALIDADES

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter tecnológica, científico y de operación de los hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, comenzaron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reactivando pozos, realizando nuevas perforaciones, aplicando nuevas tecnologías, entre otros.

Actualmente el campo Escuela Colorado tiene un convenio con la empresa WEI LTD. Denominado éste “aliado tecnológico” el cual tiene como compromiso vincular la academia con la industria petrolera, por medio de la investigación para el aprendizaje.

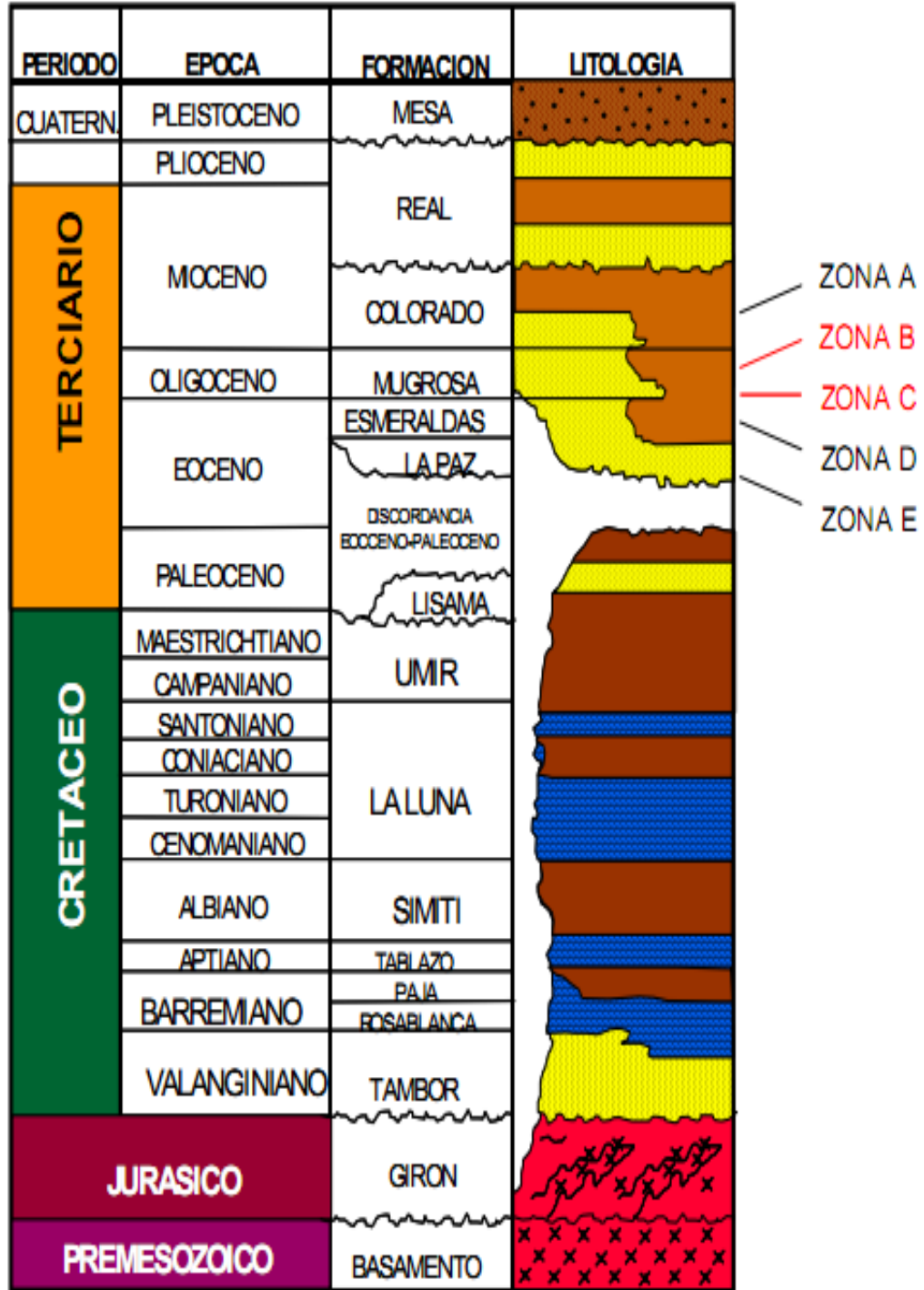
2.1.1 Localización. El Campo Colorado se encuentra localizado sobre la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente, en la Vereda Los Colorados, en el Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 m - 1'040.500 m Este Y = 1'238.000 m – 1'.247.500 m Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares, ocupando un área de polígono de aproximadamente 60 km².

Figura 47. Localización Campo Colorado. Tomado del Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de recobro (Ecopetrol - ICP 2003).



2.1.2 Formaciones productoras. El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeralda (E) y La paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales, ilustrado en la figura 40.

Figura 48. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A.

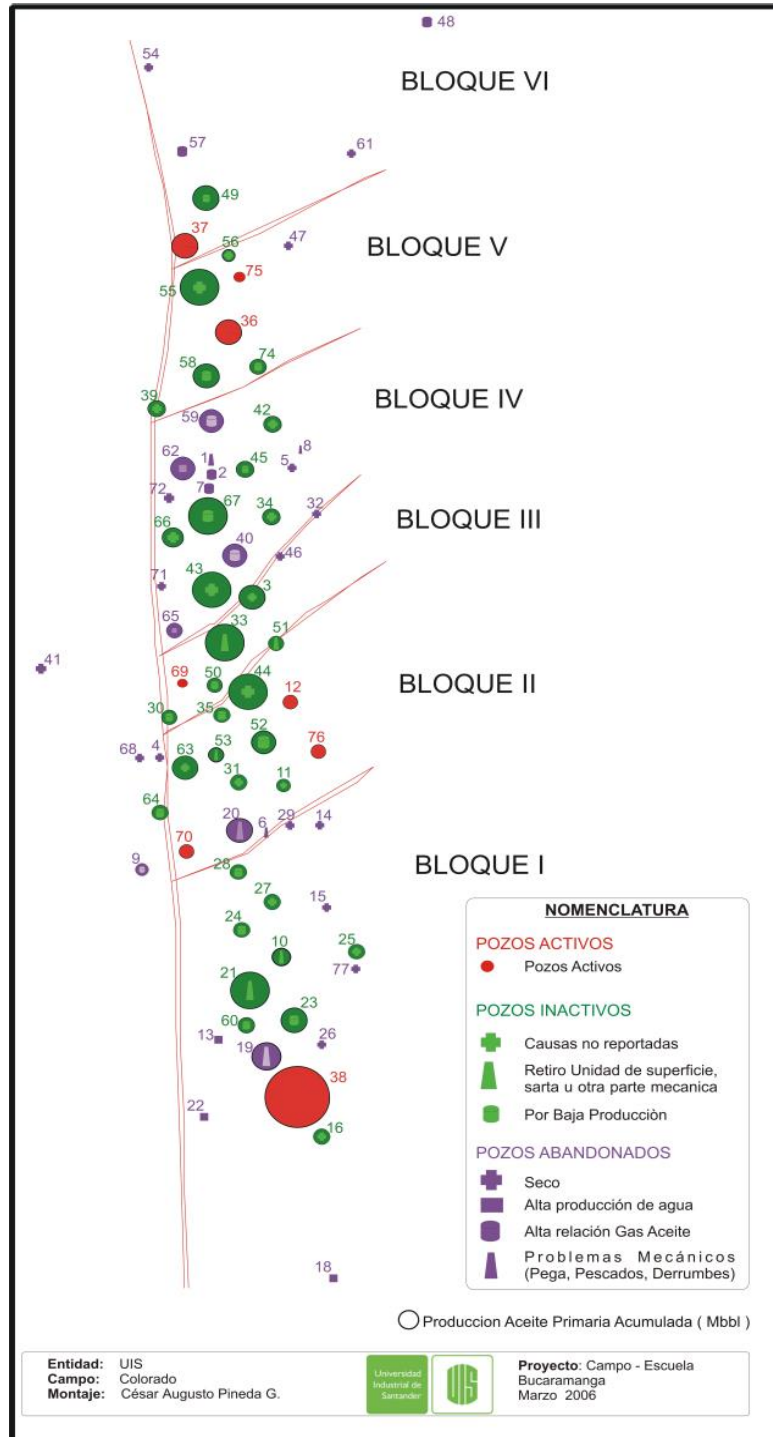
La formación Mugrosa es la principal formación productora del campo Colorado y se divide en las siguientes zonas B y C, éstas a su vez se dividen en subzonas B1, B2, C1, y C2; tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándrico.

Esta formación comprende areniscas que se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo, con una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera de 12.9% y 21.8 pies para la B1, 13.5% y 23.2 pies para B2, 15.7% y 24.9 pies para C1 y por último 19.6% y 42.3 pies para C2.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36 A 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución. El aceite original estimado es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBls con un factor de recobro de 14.6%.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen 6 fallas de tipo inverso y una norma que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 7 bloques, como se ilustra en la figura 41.

Figura 49. Estructura campo Colorado.



Fuente. Informe "Información técnica campo escuela Colorado". Ing. Cesar Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

2.1.3 Propiedades del yacimiento. En el campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 4.

Tabla 6. Datos básicos de propiedades de las arenas

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedia	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ Pb	1.64	0.462	0.0441	0.0441	Cp
Bo @ Pb	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
OOIP	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
Rsb	140	648	667	667	PC/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Area	634	1083	--	--	Acres

Fuente. ECOPELROL S.A. Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho, Junio de 1978.

2.1.4 Historia de producción¹¹. La etapa de exploración fue realizada por la compañía Tropical Oil Company – TROCO perforando los primeros 7 pozos entre los años 1923 a 1932 y 8 pozos entre los años 1945 a 1946. ECOPELROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de la estructura.

¹¹ Informe Colorado 2003. “Diagnóstico y Estrategias de recobro”, ECOPELROL S.A., El Centro Barrancabermeja, Diciembre, 2003

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

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción, siendo muy pobre las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde un solo pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas hace que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

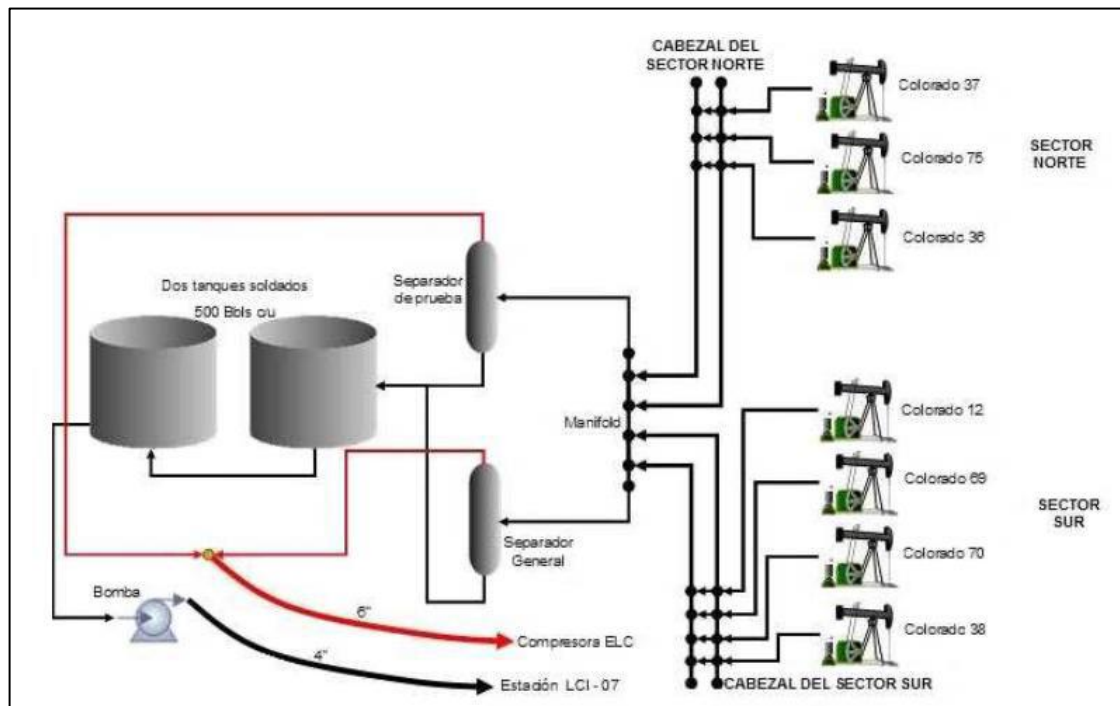
Gracias al convenio que se llevó a cabo entre la UIS y el aliado tecnológico WEIL GROUP en el año 2009, se han intervenido un gran número de pozos por medio de campañas de reacondicionamiento de pozos, aumentando así la producción del campo, de tal forma que hoy día se tiene 23 pozos operando, 13 parados y 17 abandonados, con una producción diaria aproximada de 350 barriles.

En la actualidad el sistema de producción de los pozos del campo Colorado es por levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo tanto se cuenta con una infraestructura como la estación de recolección del crudo que llega de los pozos activos, la bodega en donde se encuentra tuberías, varillas de producción, bombas

de subsuelo tipo “R”, es decir tipo varilla y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

Las facilidades del campo Colorado están siendo adecuadas para el mejoramiento de la eficiencia de transporte y/o almacenamiento del crudo, contando así con dos tanques cada uno con una capacidad de almacenamiento de 500 barriles y con dos separadores uno de prueba y el otro general, como lo ilustra la figura 42.

Figura 50. Facilidades de superficie del Campo Colorado.



Fuente: Coordinación de producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS. Diciembre de 2003

De la anterior figura, cabe rescatar que en la actualidad se ha aumentado el número de pozos productores activos, debido a la campaña de reacondicionamiento, por lo tanto a la estación de recolección llegan la producción de todos los pozos activos hoy día, los cuales son 23, luego el crudo es bombeado a la estación de El Centro de COPETROL.

3. METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL EN LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

3.1 PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

La implementación del golpe de bomba en pozos con bombeo mecánico se ve ligada a aquellas formaciones productoras de parafinas y arenas, este procedimiento puede ser muy útil para optimizar las condiciones de producción aunque tiene un grado de incertidumbre alto debido a que es una prueba piloto.

Para desarrollar este proyecto la empresa operadora del Campo Colorado facilitó 10 pozos de los cuales se seleccionaron los más adecuados para la implementación de la herramienta no convencional.

Tabla 7. Pozos preseleccionados para implementación de la herramienta no convencional

POZOS	BLOQUE	ZONA	PRODUCCION JUN 2012
24	I	C	6.20
25	I	B	3.86
33	III	C	16.00
35	II	C	4.00
36	V	B	24.00
37	VI	B y C	12.70
52	II	C	18.31
55	V	B y C	31.33
75	V	C	9.80
MOJADA			10.80

Fuente. Autores, modificado de archivo Campo Escuela Colorado

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL.

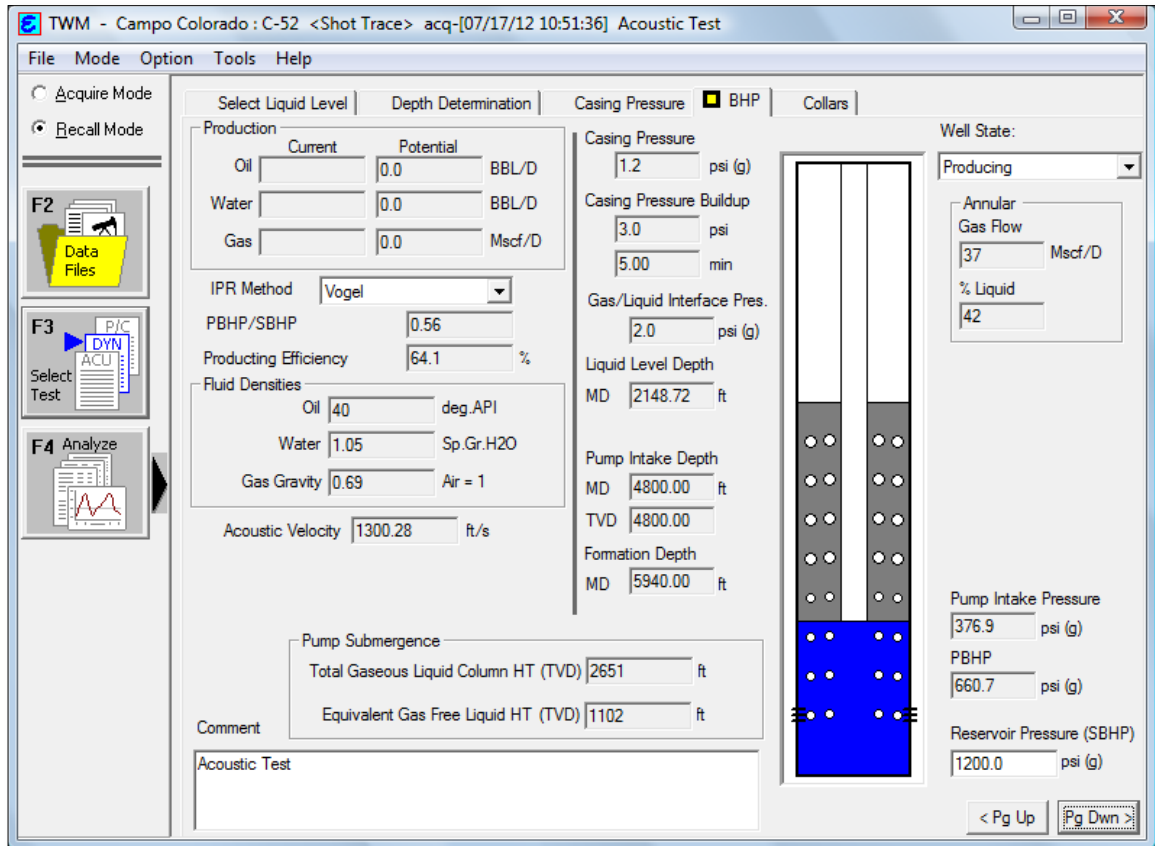
Para hacer una selección adecuada de los pozos a utilizar para la implementación de la herramienta no convencional, la metodología propuesta está estructurada en tres secciones para facilitar su entendimiento. Estas secciones corresponden a:

- Sección 1: Análisis del Nivel del líquido de cada pozo.
- Sección 2: Análisis de la carta dinográfica de cada pozo.
- Sección 3: Construcción de la curva de inflow.
- Sección 4: Construcción de la curva outflow.

A continuación se ilustra paso a paso como se desarrolla cada sección, tomando como elemento muestra el pozo COLORADO – 52.

3.2.1 Sección 1: Análisis del Nivel del líquido de cada pozo. El nivel de líquido del pozo se mide utilizando el analizador de pozos o TWM, utilizando el procedimiento descrito en la sección 1.3. El nivel de líquido es un factor muy importante a la hora de seleccionar los pozos para la aplicación de la herramienta no convencional, un pozo con un buen nivel de líquido o con buena sumergencia de la bomba de subsuelo nos indica que la formación productora está aportando fluidos al pozo los cuales debemos llevar hasta superficie realizando ajuste en el sistema de levantamiento artificial, en el caso del bombeo mecánico se puede realizar un ajuste a los strokes por minuto (SPM) de la bomba.

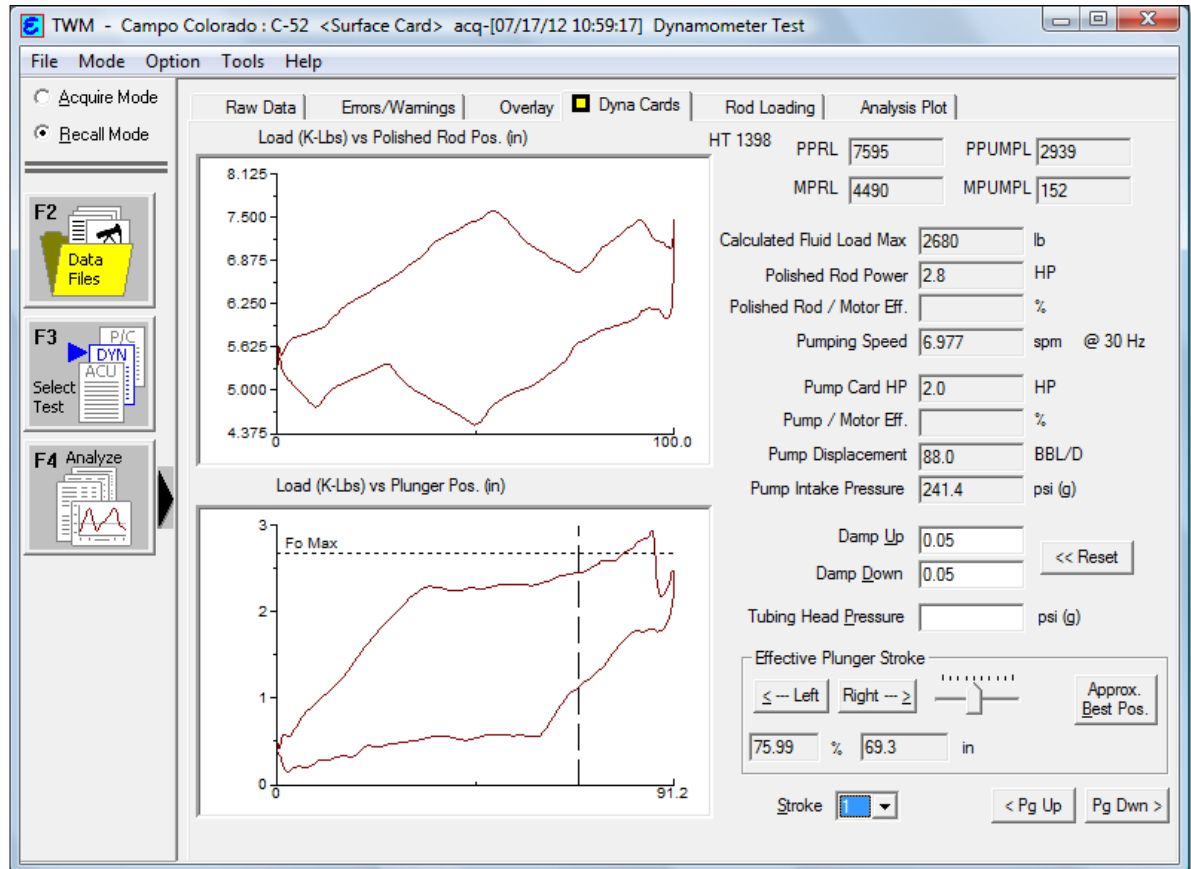
Figura 51. Nivel de líquido Col 52.



Fuente. Software TWM.

3.2.2 Sección 2: Análisis de la carta dinagráfica de cada pozo. La toma de la carta dinagráfica igual que el nivel de líquido se toma con el analizador de pozos o TWM. La toma de cartas dinagráfica tiene como finalidad mostrar que tan bueno es el funcionamiento de la bomba de subsuelo, dejando evidenciar en esta los diferentes golpes de fluido, almacenamiento de gas, escurrimiento de las válvulas entre otros.

Figura 52. Carta dinografica Col 52.



Fuente. Software TWM.

Los reportes de los niveles de líquido y las cartas dinograficas de los demás pozos preseleccionados se encuentran en el Anexo A.

3.2.3 Sección 3: Construcción de la curva de inflow . La curva inflow o el IPR del pozo en este caso será evaluado por dos métodos el primero es el propuesto por Pérez y Kelkar el cual tiene en cuenta la densidad de las perforaciones, el otro método es el de Vogel – Standing.

- **Pérez y Kelkar**¹². La ecuación propuesta por Pérez y Kelkar, permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados¹³, por lo que se empleó para determinar la curva IPR de cada pozo teniendo en cuenta la densidad de las perforaciones con que cuenta cada uno. La tabla 8 señala los rangos de valores para los cuales aplica el modelo de Pérez y Kelkar. La expresión desarrollada por los autores citados en el párrafo superior es la siguiente:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ec. 26}$$

Dónde:

q_o = Caudal de Aceite (STB/día)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

P_r = Presión de yacimiento (psi)

Q_{max} = Máxima rata de producción sin perforaciones (STB/día)

a_0, a_1, a_2 = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación.

Los valores de las constantes a_0, a_1, a_2 se presentan en las tablas 9 y 10 para cañoneo sobrebalanceado y bajobalanceo respectivamente. Ya descrita la teoría, la secuencia sistemática para evaluar la densidad de las perforaciones está

¹² PEREZ, G and KELKAR, B.G. A new Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, 93-101

¹³ SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

representada en la figura 51, y cada paso se describe de manera subsecuente y en forma detallada.

Tabla 8. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.

	Valor Mínimo	Valor Máximo
Propiedades del fluido		
API	25	60
Gravedad Especifica del Aceite	0.6	0.74
Gravedad Especifica del Agua	1.07	
Presión de Burbuja	1457	3149
Propiedades de la roca		
Porosidad	0.16	0.29
k (md)	100	625
Geometría de Pozo y Yacimiento		
Área de Drenaje (Acres)	20	33
Espesor de la Formación (ft)	10	29
Radio del Pozo (ft)	0.33	0.5
Temperatura del Yacimiento (°F)	160	190
Daño	0	
Perforaciones		
Longitud de Perforaciones (in)	3.03	12.33
Radio (in)	0.19	0.73
Densidad (TPP)	2	16

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 9. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo sobrebalanceado.

Cañoneo Sobrebalanceado				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.6171	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	2	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283

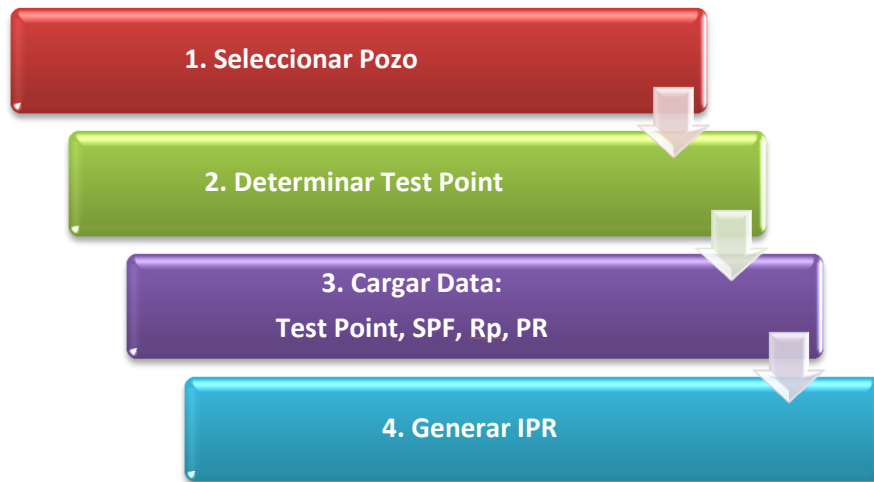
Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 10. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo bajobalanceo.

Cañoneo bajobalanceo				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0.64374	0.22082	-0.83782
<=0.3	4	0.79507	0.15189	-0.91899
>=0.19	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>=0.19	12	0.93806	0.05464	-0.95875
>=0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.8554	0.06302	-0.88678
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Figura 53. Metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.



Fuente. Autor. Basado en: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. March 1995. www.spe.org. SPE 29312.

Paso 1. Seleccionar el pozo a evaluar. Para este caso el pozo muestra será el COL-52, que se encuentra actualmente activo.

Paso 2. El *test point* es un valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de P_{wf} (psi). Estos valores fueron tomados de los reportes actuales de producción del campo Colorado y de los valores calculados de P_{wf} a partir de pruebas de nivel de fluido. Para el pozo muestra estos valores son:

Tabla 11. Test Point Col 52

Flowing Bottomhole Pressure (P_{wf}) psi:	660
Oil Production Rate (Q_o) Stb/day:	4

Fuente. Autores, Tomado de Software TWM.

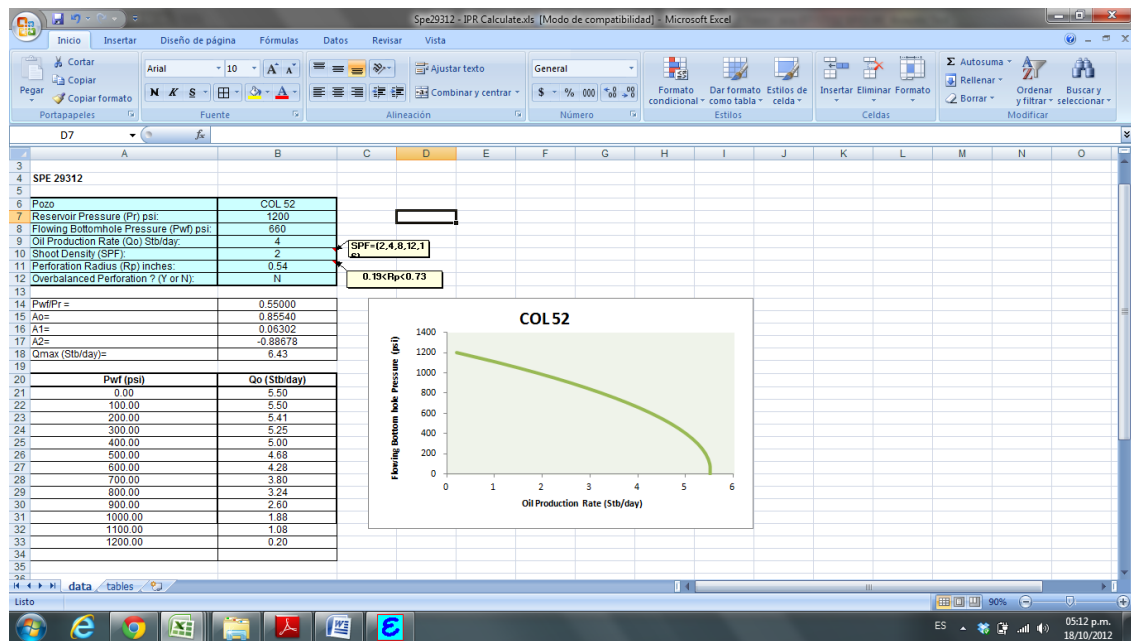
Paso 3. Para facilitar el proceso de construcción de curvas IPR utilizando el método de Pérez y Kelkar¹⁴ se empleó una aplicación en Excel (ver figura 54). Los datos de entrada incluyen: test point, presión de yacimiento, radio de las perforaciones y densidad de las perforaciones (TPP). Para el pozo COL 52 estos valores son:

Tabla 12. Datos pozo Colorado 52

Presión de Reservorio(Pr) psi:	1200
Presión de Fondo (Pwf) psi:	660
Producción de aceite (Qo) Stb/day:	4
Densidad de las perforaciones(SPF):	2
Radio de las perforaciones (Rp) inches:	0.54

Fuente. WellFile COL 52. Campo Escuela Colorado

Figura 54. Aplicación para determinar SPF óptima. Datos COL 52.

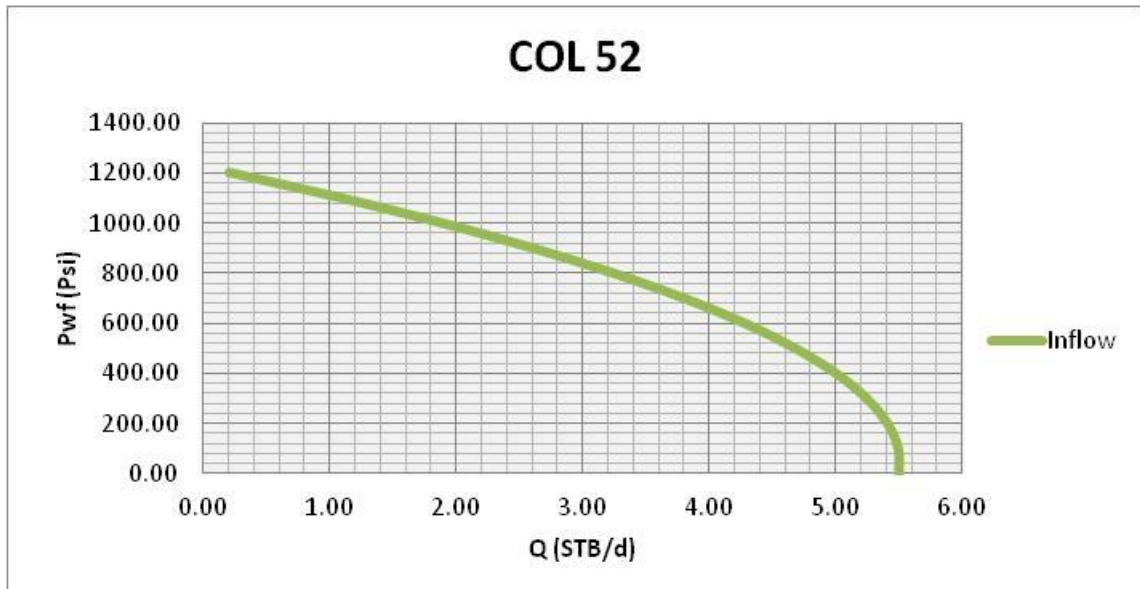


Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

¹⁴ SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Paso 4. Una vez cargados los datos se procede a generar la curva IPR para la densidad de perforaciones establecida.

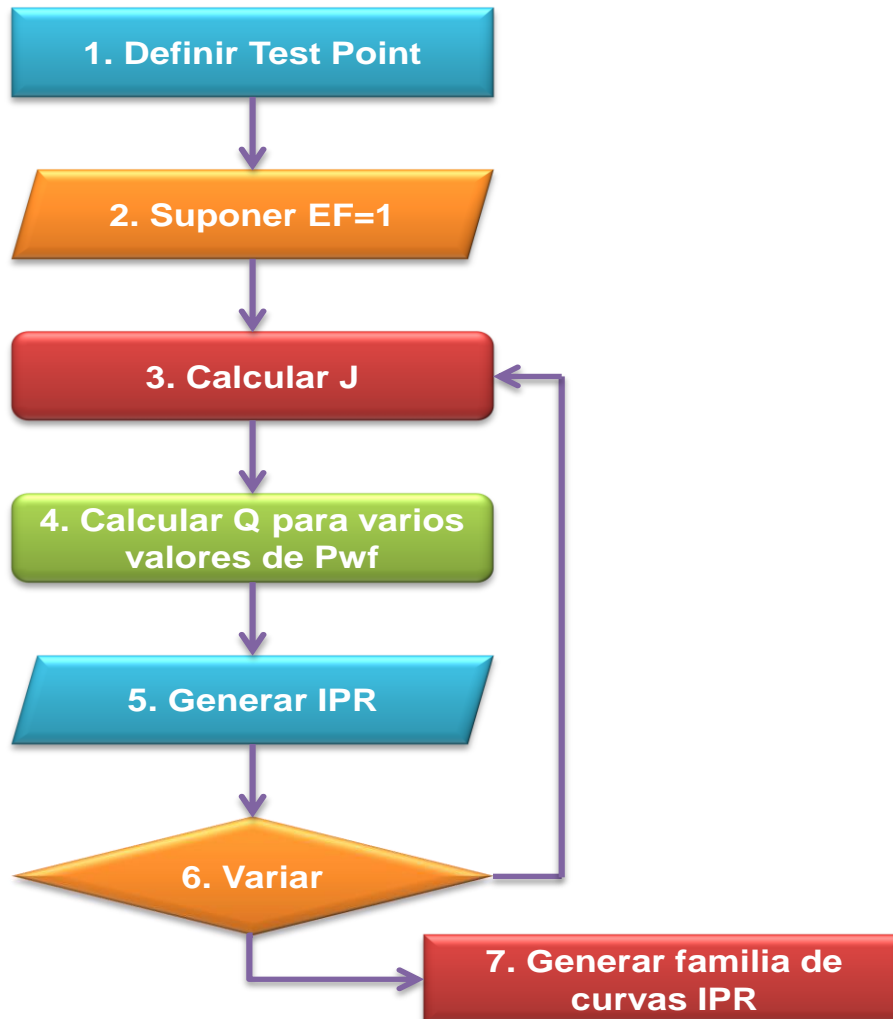
Figura 55. IPR para el pozo COL 52



Fuente. Autores, basado en SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312

- **Vogel-Standing.** El método de Vogel – Standing para tres valores diferentes de eficiencia de flujo que simulan escenarios en donde el pozo está dañado, tiene daño cero ($s = 0$), y para un pozo estimulado, para las condiciones del test point. La secuencia sistemática que se desarrolló para la construcción del IPR se puede ver en la figura 56.

Figura 56. Metodología para el desarrollo de la curva de Inflow.



Fuente. Autor. Basado en el método de Vogel – Standing para cálculo de IPR.

Paso 1. El test point es el mismo determinado en la construcción de la curva inflow por Pérez y Kelkar.

Tabla 13. Test Point Col 52

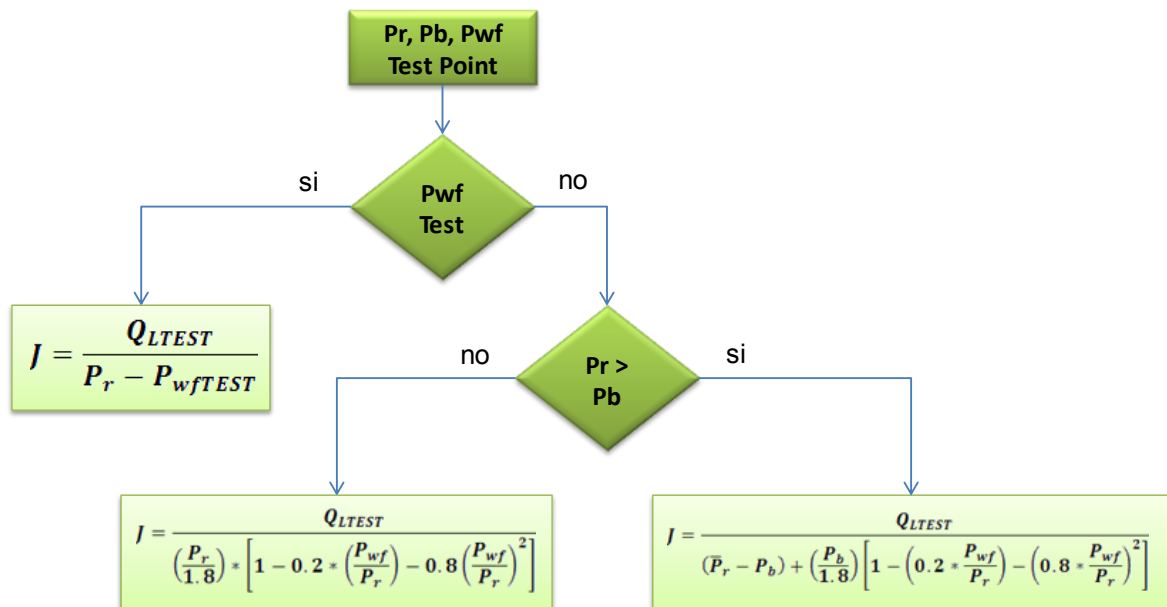
Flowing Bottomhole Pressure (Pwf) psi:	660
Oil Production Rate (Qo) Stb/day:	4

Fuente. Autores, Tomado de Software TWM.

Paso 2. En vista de que no se tiene certeza de los valores reales para el daño que presenta cada pozo; se ha optado por generar tres escenarios en los cuales este puede localizarse. Inicialmente se supone un valor de eficiencia de flujo igual a 1, esto es EF=1.

Paso 3. A partir de los valores de EF = 1 y demás variables que incurren en el modelo de Vogel – Standing, el índice de productividad J se calcula como muestra la figura 57.

Figura 57. Flujoograma del cálculo del índice de productividad



Fuente: Autores, Modificado de MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal, workshop ESP OIL, 2004

Paso 4. Una vez calculado J, se varían los valores de Pwf y se obtiene así una data con la cual puede procederse a la construcción de la curva IPR.

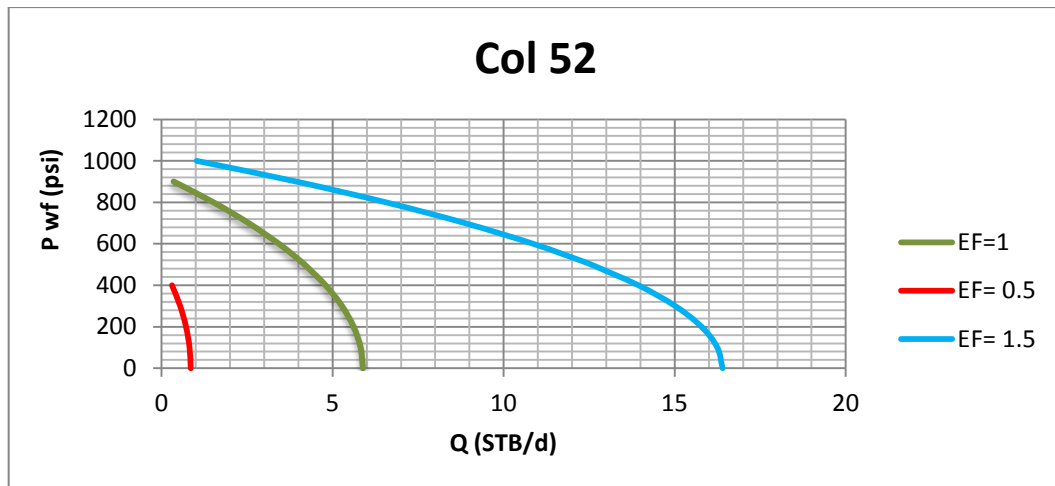
Paso 5. Graficar la curva de Inflow con la data obtenida en el paso 4.

Paso 6. A partir de los datos de EF y J, empleados en los pasos 2 y 3, se calculan los nuevos valores de índice de productividad para valores de EF=0.5 (escenario pozo con daño) y EF=1.5 (escenario pozo estimulado), utilizando la ecuación 17. Luego se repite el mismo procedimiento de los pasos 4, 5 y 6.

$$J_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF} \right) \quad \text{Ec. 17}$$

Paso 7. Se grafican en el mismo plano las curvas obtenidas en los pasos anteriores, dando origen así a una familia de curvas correspondientes a las condiciones actuales de producción del pozo

Figura 58. Curva de IPR para diferentes valores de eficiencia de flujo



Fuente. Autores, Basado en el método de Vogel – Standing para cálculo de IPR.

Tabla 14. Inflow para el pozo COL 52

Pwf	Q EF=1	Pwf	Q EF=0,5	Pwf	Q EF=1,5
0,00	5,89	0,00	0,85	0,00	16,40
100,00	5,82	100,00	0,82	100,00	16,25
200,00	5,62	200,00	0,72	200,00	15,78
300,00	5,28	300,00	0,54	300,00	15,02
400,00	4,80	400,00	0,31	400,00	13,94
500,00	4,18			500,00	12,56
514,30	4,09			514,30	12,33
600,00	3,43			600,00	10,87
700,00	2,54			700,00	8,87
800,00	1,52			800,00	6,56
900,00	0,36			900,00	3,95
				1000,00	1,03

Fuente. Autores, Basado en el método de Vogel – Standing para cálculo de IPR.

3.2.4 Sección 4: Construcción de la curva de outflow. Uno de los objetivos principales del Análisis Nodal es determinar el caudal óptimo en un sistema de producción, se puede idear un procedimiento para encontrar el caudal con el que producirá el sistema. Para conocerlo es necesario interceptar las curvas de Inflow y Outflow, en donde el punto en común representa el equilibrio energético del sistema y por lo tanto el caudal deseado.

La construcción de la curva Outflow para un pozo que tenga como sistema de levantamiento el Bombeo Mecánico, se puede realizar a través de los datos obtenidos en pruebas que se le realizan a los pozos, tales como niveles de fluidos, toma de cartas dinamométricas, entre otras, que permiten dar una idea del comportamiento de la bomba de subsuelo, y de las pérdidas de presión que se dan desde la entrada de la bomba hasta cabeza de pozo. Estas pérdidas generalmente se presentan en la bomba, en la sarta de varillas y la columna de

fluidos. En la bomba son pérdidas friccionales e hidráulicos así como fugas de líquidos.

A continuación se presenta el procedimiento que se realizó para la construcción de la curva Outflow para los pozos de campo colorado.

Procedimiento

1. Recopilación de los datos obtenidos de las pruebas de niveles, cartas dinamométricas a través de la vida productiva del pozo. Esta información fue suministrada por el departamento de Producción del Campo Colorado, de las cuales se tomaron tres fechas que proporcionen la información necesaria para el desarrollo de la curva.

Tabla 15. Data para la curva Outflow para el pozo colorado 52

DATA OUTFLOW			
	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3
FECHA	13/06/2011	04/01/2012	17/07/2012
Sumergencia de la Bomba (ft)	2737	2111	2652
Gravedad API crudo	40	40	40
Profundidad Bomba (ft)	4800	4800	4800
Presión de Cabeza (psi)	25	25	25
Nivel de fluido (ft)	2063	2689	2148
Presión de entrada a la bomba PIP,(psi)	673	440	376
Presión de descarga, PDP (psi)			
Presión de Fondo pozo, PBHP(psi)	1083,00	803,00	660,00
Carga de fluido, Fo (lb)	2487	2487	2680
Diámetro pistón (pulg)	1,25	1,25	1,25
Fluido desplazado por la bomba (BBL/día)	35,9	34,6	88
Q (BBL/día)	2	2,5	2,1

Fuente. Autores, CAMPO ESCUELA COLORADO. Base de datos Echometer, Departamento de producción Campo Colorado.

2. Con la data recopilada se procede a realizar los cálculos pertinentes para el desarrollo de la curva outflow.

Esta curva nos da una estimación de la relación entre la caída total de presión por fricción, la presión fluyente de fondo y su dependencia con la tasa de flujo.

La correlación utilizada es la siguiente en donde se considera que el pozo está sujeto a flujo bifásico de petróleo y gas.

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{f_o}{A_p} = P_{wf} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde

ΔP_{ft} : Caída Total de presión por fricción, varillas y tuberías, psi.

P_{wh} : Presión en cabeza del pozo, psi.

F_o : Carga de fluido, en lbs.

A_p : Sección transversal del pistón, in^2

Cálculos Previos

Para conocer la P_{wf} debemos calcular antes:

Carga de fluido por unidad de área P_{fo} (psi)

$$P_{fo} = \frac{f_o}{A_p} \quad \text{Ec.28}$$

Perdidas de presión, ΔP_t (Psi)¹⁵: Para conocer las pérdidas que se generan a través de la tubería cuando los fluidos van de fondo a cabeza, se debe tener en cuenta las correlaciones de Flujo Multifásicos en Tuberías, para el proyecto en estudio, tuberías verticales. Suponiendo que es flujo continuo, se selecciona el método de Beggs & Brill, ya que es el que mejor se acopla a las condiciones de campo colorado.

$$Grad.Total \left[\frac{Psi}{Ft} \right] = \frac{1}{144*(1-EK)} \left[\frac{g*\rho_{tp}*sen\theta}{g_c} + \frac{f_{tp}*\rho_{ns}*v_m^2}{2*g_c*d} \right] \quad Ec. 29$$

Siendo:

$$\left[\frac{dP}{dH} \right]_E = \frac{g*\rho_{tp}*sen\theta}{144*g_c} = \text{Gradiente por Elevación} \quad Ec. 30$$

$$\left[\frac{dP}{dH} \right]_f = \frac{f_{tp}*\rho_{ns}*v_m^2}{144*2*g_c*d} = \text{Gradiente por Fricción} \quad Ec. 31$$

$$EK = \frac{\rho_{tp}*v_m*v_{sg}}{144*g_c*P} = \text{Energía Cinética} \quad Ec. 32$$

En donde:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal (0° para flujo horizontal y 90° para flujo vertical)

ρ_{tp} = densidad de la mezcla en función del HOLD UP

ρ_{ns} = densidad de la mezcla en función de la relación de velocidad del líquido y la mezcla.

¹⁵ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991

g = aceleración de la gravedad

f_m = factor de fricción, adimensional

d = diámetro interno de la tubería

v_m = Velocidad de la mezcla

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 Psi), por lo tanto para este estudio se desprecian estas pérdidas.

Tabla 16. Resultados de cálculos previos para determinar el gradiente de presión para el colorado 52.

Propiedades de la mezcla	13/06/2011	04/01/2012	17/07/2012
Densidad, Lb/Ft^3	46,77	49,73	47,45
Velocidad, Ft/seg	0,021	0,023	0,021
Viscosidad, cp	3,12	3,29	3,16
Número de Reynolds	22,14	25,97	22,92
Factor de Fricción, F	0,315	0,30	0,31
Hold up	1,13	1,11	1,13

Fuente. Autores

Con los cálculos realizados previamente se procede a conocer el gradiente de presión total y por ende la caída de presión que se produce desde fondo de pozo hasta cabeza.

Tabla 18. Cálculos para hallar la caída de presión de fondo a cabeza de pozo para colorado 52

Gradiente de presión (Psi/Ft)	13/06/2011	04/01/2012	17/07/2012
Elevación	0,3247	0,3452	0,3294
Fricción	5,8350E-07	7,8322E-07	6,22E-07
Total	0,3247	0,3452	0,3294

Fuente. Autores

Al calcular las perdidas por fricción, se completa los datos requeridos para la construcción de la curva outflow. Los resultados obtenidos para las tres fechas tomadas se presentan en la tabla 18.

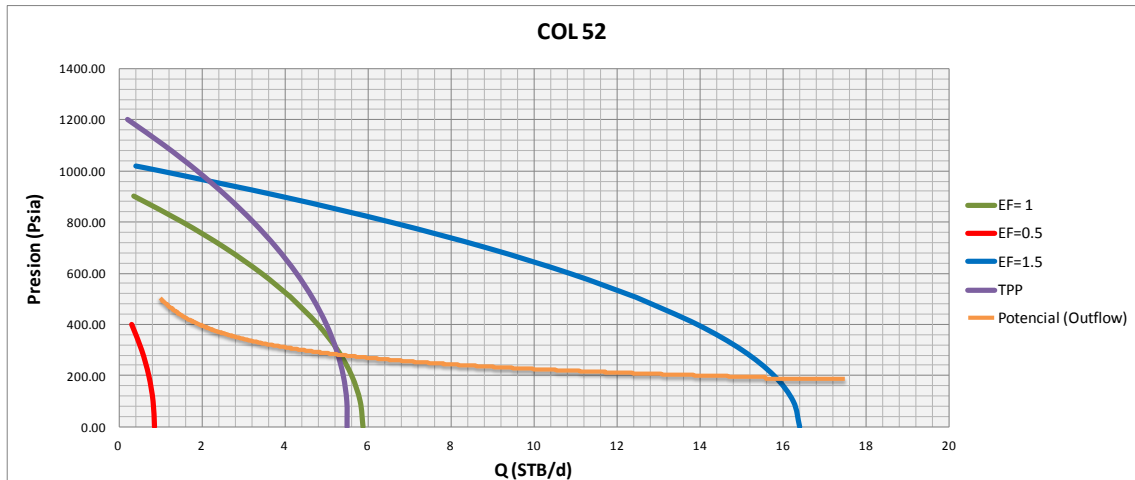
Tabla 17. Resultados obtenidos

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf	Qo
25,00	1083,00	882,51	1278,12	420,61	2,00
25,00	803,00	654,34	981,50	352,16	2,50
25,00	660,00	537,82	1010,76	497,94	1,00

Fuente. Autores

Con la información calculada se procede a graficar la PWF VS Q (curva outflow) con la curva inflow realizada anteriormente. El punto en donde se intercepten las dos curvas representa el equilibrio energético del sistema y por ende la producción óptima.

Figura 59. Curva outflow para el pozo COL 52



Fuente. Autores

La data para las curvas de inflow y outflow de los demás pozos preseleccionados se encuentra en el Anexo B.

Luego de realizar un análisis a los pozos preseleccionados basados en las cuatro secciones descritas anteriormente se decidió que los pozos más adecuados para la instalación de la herramienta no convencional son Col 24, Col 25, Col 33, Col 36 y Col 52.

3.3 PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA NO CONVENCIONAL.

El espaciado consiste en levantar a las varillas (y por ende al pistón y todo el subconjunto móvil de la bomba) una distancia equivalente a lo que se prevé será el estiramiento de la sarta bajo condiciones de funcionamiento estable del sistema. Un correcto espaciado es aquel con el que se logra un mínimo espacio nocivo en la cámara de la bomba, sin la presencia de golpe de bomba.

Para poder efectuar un espaciado en forma correcta se deberá contar con la información que Ingeniería de Producción deberá proveer acerca de los cálculos que indiquen cual es el estiramiento esperado de la sarta utilizada. Con el fin de colaborar en este objetivo, la Práctica Recomendada del API para los Cálculos de Diseño de Sistemas de Bombeo Mecánico (RP11L), hace referencia a distintos tipos de sargas telescópicas comúnmente utilizadas en la industria petrolera internacional.

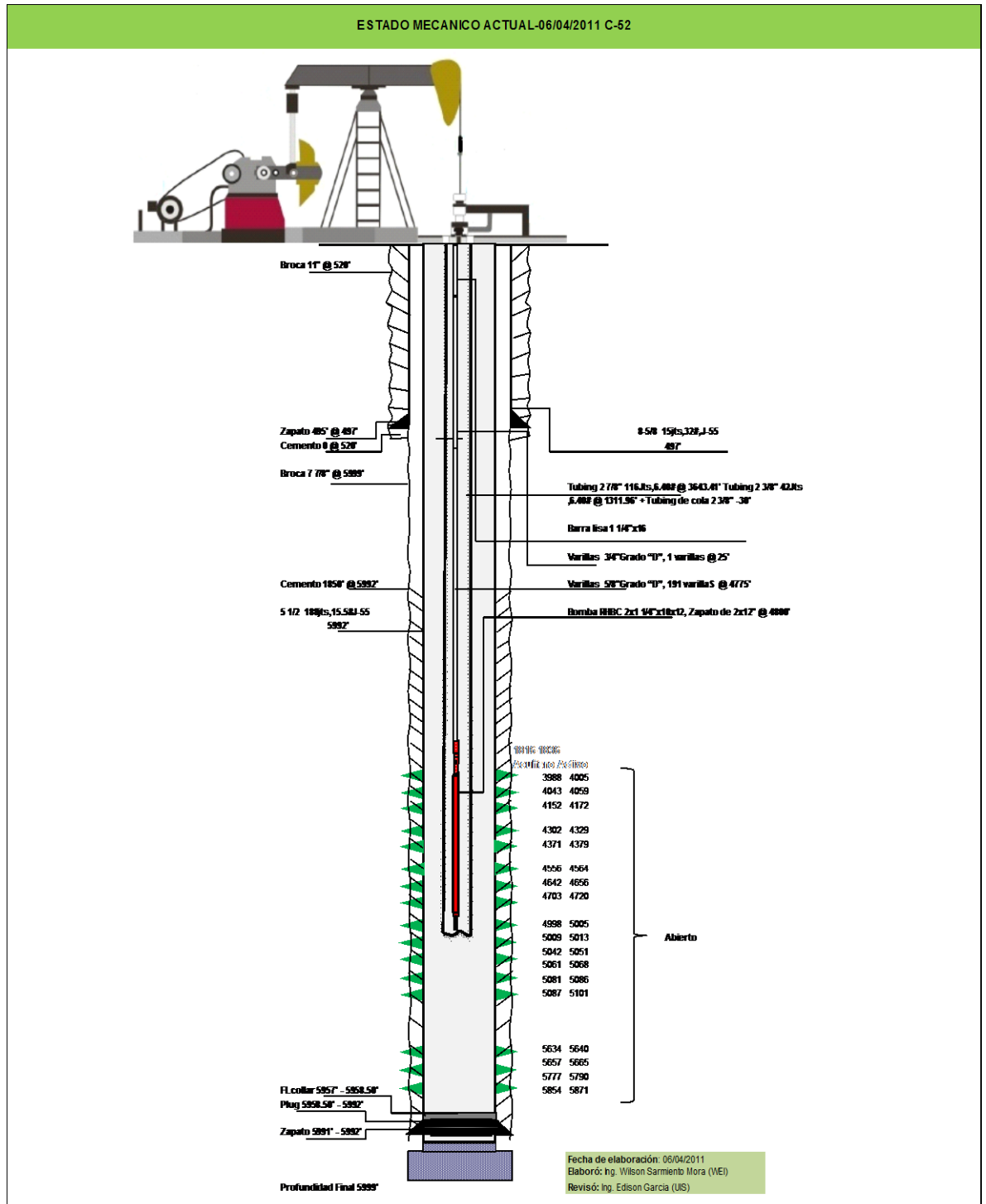
Uno de los inconvenientes que se presentan con este procedimiento es que muchas veces los operadores petroleros utilizan sargas que no responden al diseño del API y en ese caso no resulta aplicable la información brindada por dicha práctica recomendada. Tampoco se tiene en cuenta la práctica habitual de utilizar barras o varillas de peso, comúnmente empleadas en aquellas aplicaciones en las que el tramo inferior de la sarga entra en un estado de tensiones de compresión.

3.3.1 Cálculo de las deformaciones elásticas de las varillas.¹⁶

Debido entonces a las limitaciones que presenta la práctica recomendada RP11L, es que se desarrolla este criterio de cálculo estático para poder conocer de antemano cuales serían las deformaciones elásticas que podrán sufrir las varillas para una instalación determinada.

¹⁶ Dottore, Eduardo J. Deformaciones Elásticas en Varillas. Bolland & Cia S.A. Agosto de 2004.

Figura 60. Estado mecánico pozo COL 52



Fuente. Autores, modificado de archivo Campo Escuela Colorado.

1. Calculo del peso de la sarta

Para calcular el peso de la sarta, se toma el peso de varillas en libras por pie de cada diámetro utilizado (Tabla 18) y se lo multiplica por la longitud del tramo, o sea:

Tabla 18. Características de los diferentes tipos de varillas.

SUCKER ROD DATA			
1	2	3	4
Tubin size	Metal Area Sq in.	Rod Weight in air, lb per ft Wr	Elastic Constant, in, per lb ft. Et
½	0.196	0.720	1.990x10-6
5/8	0.307	1.130	1.270x10-6
¾	0.442	1.630	0.883x10-6
7/8	0.601	2.220	0.649x10-6
1	0.785	2.900	0.497x10-6
1 1/8	0.994	3.670	0.393x10-6

Fuente. Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional U nits). American Petroleum Institute (RP 11 L) FOURTH EDITION, JUNE 1, 1988.

$$P_{v1} = Wr_1 \times L_1 = 1.63 \frac{lb}{ft} \times 25 ft = 40.75 lb \quad \text{Ec. 33}$$

$$P_{v2} = Wr_2 \times L_2 = 1.13 \frac{lb}{ft} \times 4775 ft = 5395.75 lb \quad \text{Ec. 34}$$

2. Cálculo de la deformación por peso propio

Se obtiene la constante elástica de la varilla. Adicionalmente, veremos que el peso de las varillas se va incrementando desde el fondo hasta la superficie. Ello se debe a que la penúltima varilla del fondo recibe solo la carga de la última, la antepenúltima recibe el peso de dos varillas y así sucesivamente hasta que la varilla en superficie recibe el peso de todas las restantes que se encuentran por

debajo de ella. Vale decir que este ordenamiento lineal de las cargas distribuidas generará deformaciones crecientes desde el fondo hacia la superficie. El efecto del peso propio en la deformación de la sarta, es equivalente al de una fuerza concentrada de la mitad de su intensidad aplicada en su extremo inferior, o sea:

$$Dpv_1 = Er_1 * Pv_1 * \frac{L_1}{2} = 8.83 * 10^{-7} \left[\frac{in}{lb * Ft} \right] * 40.75 [lb] * \frac{25[Ft]}{2} = 4.49 * 10^{-4} [in] \quad \text{Ec. 35}$$

$$Dpv_2 = Er_2 * Pv_2 * \frac{L_2}{2} = 1,27 * 10^{-6} \left[\frac{in}{lb * Ft} \right] * 5395,75 [lb] * \frac{4775[Ft]}{2} = 16.30[in] \quad \text{Ec. 36}$$

A su vez cada tramo genera una fuerza concentrada en el extremo inferior del tramo superior. Es decir, la varilla de peso de 5/8 “genera una carga sobre la varilla de 3/4”.

$$Dpv'_1 = Dpv_1 + Er_1 * Pv_2 * L_1 = 4.49 * 10^{-4} [in] + 8.83 * 10^{-7} \left[\frac{in}{lb * Ft} \right] * 5395,75 [lb] * 25[Ft] \quad \text{Ec. 37}$$

$$Dpv'_1 = 0,1124[in]$$

$$Dpv'_2 = Dpv_2 + Er_2 * Pv_2 * L_2 = 16,30[in] + 1,27 * 10^{-6} \left[\frac{in}{lb * Ft} \right] * 5395,75 [lb] * 4775[Ft] \quad \text{Ec. 38}$$

$$Dpv'_2 = 16.30[in]$$

3. Cálculo de la flotación debido al nivel estático

La porción de sarta que se sumerja en el nivel estático recibirá un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del volumen de líquido que desaloja. El volumen de líquido desalojado es igual al volumen de la sarta que ingresa, y siendo que los pesos específicos del acero y del agua son 7.8 kg/dm³ y 1 kg/dm³ respectivamente, podemos calcular el peso de líquido por pie, el que será:

$$Wne_1 = Wr_1 \times 1 \frac{kg}{dm^3} / 7.8 \frac{kg}{dm^3} = 1,63 \frac{lb}{ft} / 7.8 \frac{kg}{dm^3} = 0.209 \frac{lb}{ft} \quad \text{Ec. 39}$$

$$Wne_2 = Wr_2 \times 1 \frac{kg}{dm^3} / 7.8 \frac{kg}{dm^3} = 1,13 \frac{lb}{ft} / 7.8 \frac{kg}{dm^3} = 0.145 \frac{lb}{ft} \quad \text{Ec. 40}$$

Por lo tanto podemos calcular la fuerza de flotación generada por el fluido sobre la sarta hasta alcanzar el nivel estático. Vale decir, desde la profundidad de la bomba hasta el nivel estático, lo que podrá involucrar a más de un tramo de varillas pero, muy probablemente, no a todos. En este caso:

Para $(P - NE) = 2850 \text{ ft} < L_2 = 4775$

$$Fne_2 = Wne_2 \times 2850 \text{ ft} = 0.145 \frac{lb}{ft} \times 2850 \text{ ft} = 413.25 \text{ lb} \quad \text{Ec. 41}$$

Este empuje genera una contracción en la sarta dado que actúa en forma opuesta al peso propio de la misma, por lo que lo consideraremos de signo negativo. La contracción de cada tramo se obtiene multiplicando la constante elástica de cada diámetro (E_r de la columna 4, Tabla 18) por la fuerza de flotación y largo sumergido de cada tramo, o sea:

$$Dne_2 = \frac{Er_2 \times Fne_2 \times 2850 \text{ ft}}{2} = \frac{1.270 \times 10^{-6} \frac{in}{lb \times ft} \times 413.25 \text{ lb} \times 2850 \text{ ft}}{2} = 0.747 \text{ in} \quad \text{Ec. 42}$$

A su vez, cada tramo genera una fuerza de contracción en el extremo inferior del tramo superior. Es decir, la varilla de peso de 5/8" genera una fuerza de flotación sobre la varilla de 3/4".

$$Dne_2 = 0.747 \text{ in}$$

$$Dne'_1 = Dne_1 + Er_1 \times Fne_2 \times L_1 = 0 + 0.883 \times 10^{-6} \frac{in}{lb \times ft} \times 413.25 \text{ lb} \times 25 \text{ ft} = 0.009 \text{ in} \quad \text{Ec. 43}$$

La contracción de la sarta debido a la flotación de las varillas será igual a la sumatoria de las contracciones individuales de cada tramo, o sea:

$$Dne = Dne'_1 + Dne_2 = 0.009 \text{ in} + 0.747 \text{ in} = 0.756 \text{ in} \quad \text{Ec. 44}$$

Vale decir que en el momento de anclar la bomba la sarta habrá experimentado un estiramiento igual a:

$$Do = Dpv + Dne = 16.412 - 0.756 \text{ in} = 15.656 \text{ in} \quad \text{Ec. 45}$$

4. Cálculo del peso de fluido

Independiente del tamaño del tubing, el peso de fluido será función directa de la sección de la bomba y de la presión hidrostática a la que se encuentra. Es decir, la carga de fluido será mayor cuanto más grande sea el diámetro de la bomba, cuanto más profundo se ancle, y cuanto más cercano a la admisión de la bomba se encuentre el nivel dinámico. Para continuar con las unidades con las que venimos desarrollando el cálculo, utilizaremos la expresión planteada en la práctica recomendada RP11L, que dice:

$$F_o = 0,340 * G * D^2 * H = 0,340 * 0,8250 * 2.25^2 [\text{in}]^2 * 2150 [\text{Ft}] = 3053,067 [\text{lb}] \quad \text{Ec. 46}$$

5. Calculo de la deformación debido al peso del fluido

El peso del fluido es una carga concentrada en el extremo de la sarta a la altura de la bomba o sea que produce la siguiente deformación en cada uno de los tramos:

$$Dpf_1 = Er_1 * F_o * L_1 = 8.83 * 10^{-7} \left[\frac{\text{in}}{\text{lb} * \text{Ft}} \right] * 3053,067 [\text{lb}] * 25 [\text{Ft}] = 0,0673 [\text{in}] \quad \text{Ec. 47}$$

$$Dpf_2 = Er_2 * F_0 * L_2 = 1,27 * 10^{-6} \left[\frac{in}{lb*Ft} \right] * 3053,067[lb] * 4775[Ft] = 18,514[in] \quad \text{Ec. 48}$$

La deformación en toda la sarta será la sumatoria de la deformación de todos los tramos, o sea:

$$Dpf = Dpf_1 + Dpf_2 = 0,0673 + 18,513 = 18,5803[in] \quad \text{Ec. 49}$$

6. Cálculo de la flotación debido al tubing lleno (de nivel estático a superficie)

En el estado tomado como referencia ya se encontraba bajo consideración la flotación que genera el nivel estático sobre las varillas. Para completar ahora el desarrollo, se deberá calcular la fuerza de flotación que produce el fluido desde el nivel estático hasta la superficie. Esa fuerza de flotación será:

Para NE = 1950 ft > L₁ = 25 ft

$$Fsup_1 = Wne_1 * L_1 = 0.209 \frac{lb}{ft} * 25 ft = 5.225 lb \quad \text{Ec. 50}$$

Para NE – (L₁ + L₂)= 1925 ft

$$Fsup_2 = Wne_2 * L_2 = 0.145 \frac{lb}{ft} * 1925 ft = 279.125 lb \quad \text{Ec. 51}$$

Este empuje genera una contracción en la varilla dado que actúa en forma opuesta al peso propio de la misma, por lo que lo consideraremos de signo negativo:

$$Dsup_1 = -Er_1 * Fsup_1 * L_1 = 0.883 * 10^{-6} \frac{in}{lb * ft} * 5.225 lb * 25 ft = -1.088 * 10^{-4} in \quad \text{Ec. 52}$$

$$Dsup_2 = -Er_2 \times Fsup_2 \times L_2 = 1.270 \times 10^{-6} \frac{in}{lb \times ft} \times 279.125 \text{ lb} \times 1925 \text{ ft} = -0,682 \text{ in} \quad \text{Ec. 53}$$

A su vez, cada tramo genera una fuerza contracción en el extremo inferior del tramo superior.

$$Dsup_1' = -[Dsup_1 + Er_1 \times Fsup_2 \times L_1] = -\left[1.088 \times 10^{-4} \text{ in} + 0.883 \times 10^{-6} \frac{in}{lb \times ft} \times 279.125 \text{ lb} \times 25 \text{ ft}\right] = -5.821 \times 10^{-3} \text{ in} \quad \text{Ec.54}$$

$$Dsup_2 = -0,682 \text{ in}$$

La contracción total será la sumatoria de la deformación de todos los tramos, o sea:

$$Dsup = Dsup_1' + Dsup_2 = -5.821 \times 10^{-3} \text{ in} + (-0,682 \text{ in}) = -6.688 \text{ in} \quad \text{Ec.55}$$

Vale decir que en el momento en que finaliza el transitorio la sarta habrá experimentado un estiramiento igual a:

$$Dfi = Dpf + Dsup = 18.580 - 0.688 = 17.892 \text{ in} \quad \text{Ec.56}$$

7. Cálculo de la deformación del tubing

Superados los 1000 / 1200 metros de profundidad, es recomendable anclar el tubing. Si la tubería de producción estuviera anclada, el valor anterior representa al espaciamiento necesario para la situación considerada en el pozo COL 52. Pero en este caso la tubería de producción no está anclada, se debe calcular la deformación que le genera la carga fluido. De la tabla 19, se obtiene la constante elástica de los distintos tamaños de tubing. Considerando el caso de tener una instalación con tubing de 2 7/8" el valor de la constante elástica es $E_t: 0.221 \times 10^{-6}$, por lo que la deformación esperada será igual a:

Tabla 19. Características de los diferentes diámetros de tubing.

TUBING DATA				
1	2	3	4	5
Tubin size	Outside Diameter, in.	Inside Diameter, in.	Metal Area, sq. In.	Elastic Constant, in, per lb ft. Et
1.9	1.900	1.610	0.800	0.500x10 ⁻⁶
2 3/8	2.375	1.995	1.304	0.307x10 ⁻⁶
2 7/8	2.875	2.441	1.812	0.221x10 ⁻⁶
3 1/2	3.500	2.992	2.590	0.154x10 ⁻⁶
4	4.000	3.476	3.077	0.130x10 ⁻⁶
4 1/2	4.500	3.958	2.601	0.111x10 ⁻⁶

Fuente. Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional U nits). American Petroleum Institute (RP 11 L) FOURTH EDITION, JUNE 1, 1988.

$$Dtpf = Et \times Fo \times P = 0.221 \times 10^{-6} \frac{\text{in}}{\text{lb} \times \text{ft}} \times 3053.067 \text{ lb} \times 4800 \text{ ft} = -3.238 \text{ in} \quad \text{Ec.57}$$

Siendo que el tubing se carga cuando se descarga la sarta y viceversa, la deformación del tubing se opone a la de las varillas, de allí que se haya adoptado el signo negativo. Entonces el espaciamiento necesario para el caso de tubing sin anclar del pozo COL 52 será de:

$$Esp = Dfi + Dtpf = 17.892 \text{ in} + (-3.238 \text{ in}) = 14.654 \text{ in} \quad \text{Ec.58}$$

En la Tabla. 20 se presentan los valores del espaciamiento que requiere teóricamente cada pozo. Este cálculo se realizo siguiendo el procedimiento anterior y basándonos en los estados mecánicos de cada pozo (Ver Anexo C).

Tabla 20. Deformación elástica de las varillas calculadas teóricamente.

POZO	ESPACIAMIENTO TEORICO (in)
24	2.2
25	2.63
33	11.56
36	2.93
52	14.99




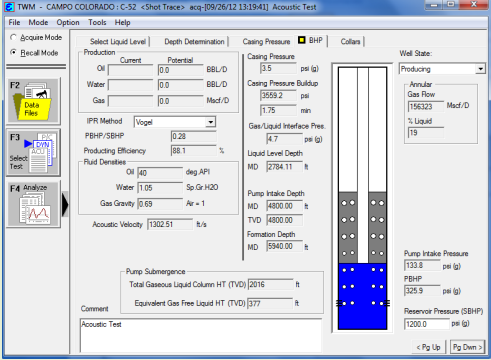
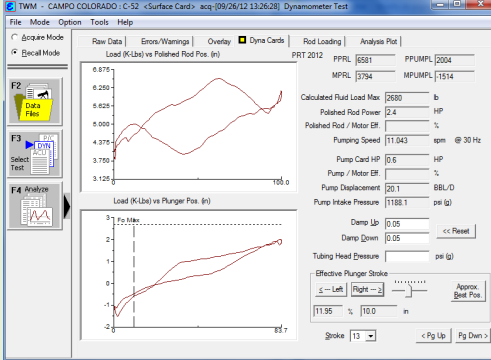
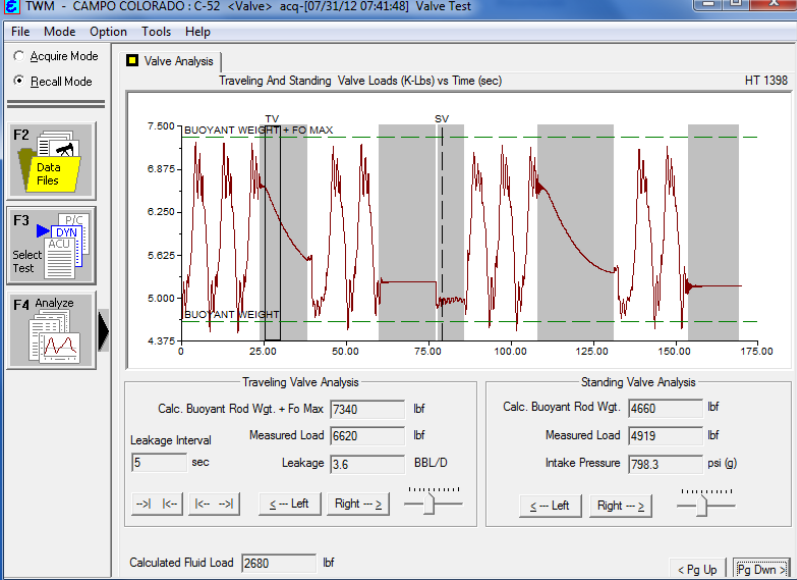
Fuente. Autore basados en, Dottore, Eduardo J. Deformaciones Elásticas en Varillas. Bolland & Cia S.A. Agosto de 2004.




3.3.2. Procedimiento ATS para la implementación de la herramienta no convencional.

No por ser una herramienta no convencional debe pasar por alto estándares de seguridad, para esto se ha desarrollado un procedimiento de instalación adecuado, el cual garantice la seguridad del personal que desarrolla el trabajo y prevenga futuros problemas tanto para la salud de las personas y el cuidado del medio ambiente; por esto se ha desarrollado un procedimiento ATS para colocar golpe a la bomba de la forma convencional y uno para la implementación de la herramienta no convencional. Ver Anexo D.

Es cierto que la herramienta no convencional tiene una instalación rápida en la unidad de bombeo que permite efectuar la operación de colocar golpe de bomba en menos tiempo, por esto durante la experiencia de campo se ha desarrollado un archivo multimedia en el cual se pueden evidenciar los tiempos de trabajo de forma convencional y con la herramienta no convencional. Ver anexo E.

Tabla 21. Reporte preliminar de resultados

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO		
Pozo: COLORADO 52		Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional				
Nivel de fluido			Carta Dinagráfica	
				
Prueba de válvulas				
				
El nivel de líquido nos muestra la prueba acústica se encuentra a 2748.11 ft, con un FOP =377, y una presión de entrada a la bomba de 133.8 psi. El aporte de fluidos por parte de la formación es				

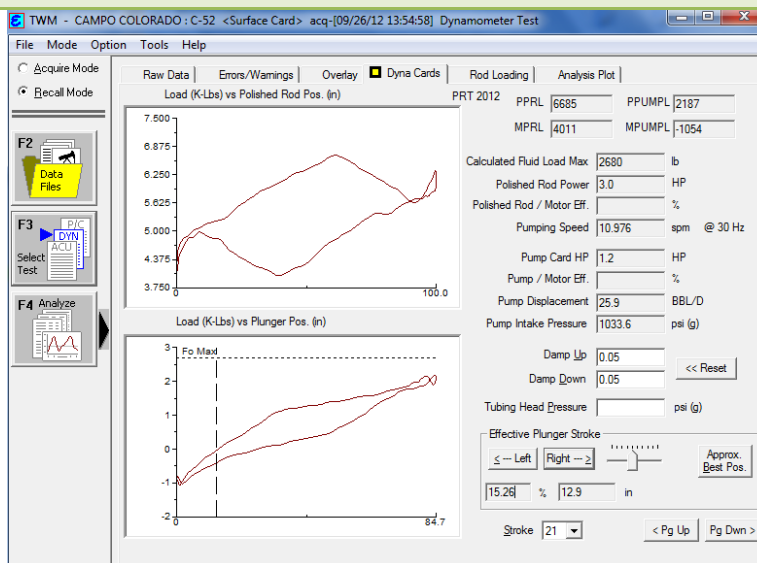
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 52	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:

bueno, se espera mediante la implementación de la herramienta no convencional la producción de barriles de fluido por día aumente.




La carta dinamoétrica evidencia golpe de bomba y bloqueo por gas, lo que quiere decir que la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión del pistón y mayor que la presión de entrada a la bomba, por esta razón las válvulas fija y viajera al final del recorrido ascendente y descendente respectivamente se alcanzan las condiciones óptimas para que las válvulas hagan su apertura, permitiendo un llenado y vaciado del barril deficiente (Eficiencia de llenado 12.21%) con un desplazamiento de la bomba de 19 BFPD.

La prueba de válvula evidencia un escurrimiento en la válvula viajera lo que genera una disminución en los fluidos que serían producidos pues estos se escurren y llegan nuevamente al barril de la bomba, la válvula fija se encuentra en buen estado.

Después de la instalación de la herramienta no convencional



Luego de la implementación de la herramienta no convencional se toman registros para generar nuevamente la carta dinamoétrica, en este caso la carta nos muestra que la bomba continua con un bloqueo por gas aunque se ha atenuado con respecto a la carta anterior, el golpe de bomba

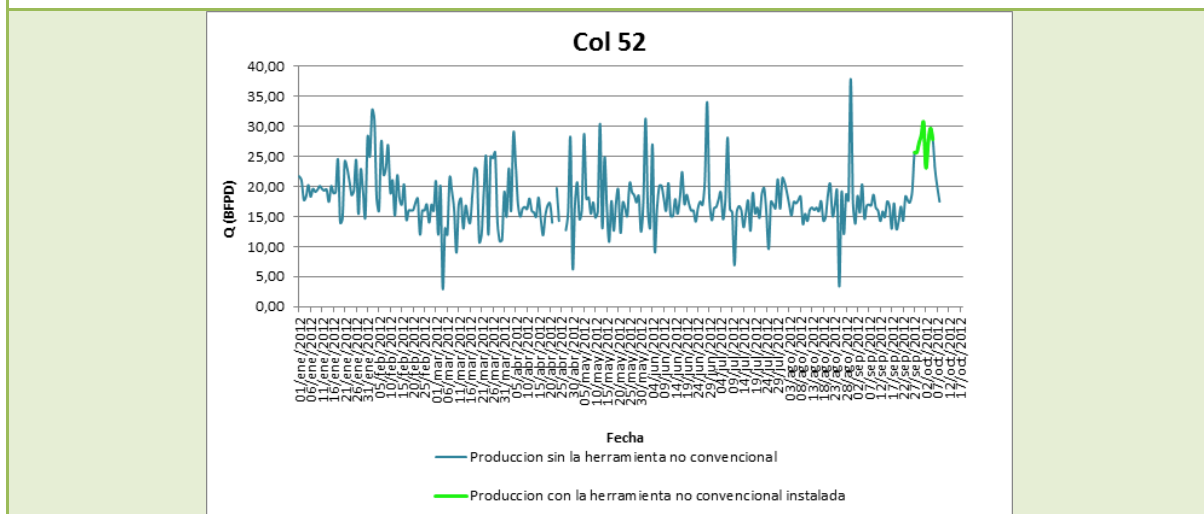
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
---	---	---	---

Pozo: COLORADO 52	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
-----------------------------	--------------------------	---	------------------------------------

está presente y la fuga en la válvula viajera aun continua, estos factores no permiten que la implementación de la herramienta no convencional alcance un grado mayor de optimización aunque se alcanzó una eficiencia de desplazamiento de 15.26% con una producción de 25.68 BFPD aumentando en 3% la eficiencia de desplazamiento.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 102.1 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 60.26% con la herramienta no convencional instalada, un poco mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 98.57 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 53.56%.

Gráfica del histórico de producción



El registro del pozo Col 52 nos muestra una tendencia de aumento de la producción cuando el pozo es intervenido para lograr golpe de bomba, maneja una producción promedio de 15 a 17 barriles de fluido por día. El día 26 de septiembre de 2012 el pozo se intervino implementado la herramienta no convencional y alcanzando un aumento en la producción por encima del promedio.

Fuente. Autores,

4. ANALISIS DE RESULTADOS

En la sección 3.3.1 se realizó el cálculo del espaciamiento teórico para cada uno de los pozos seleccionados para este estudio. Al realizar la implementación de la herramienta no convencional se encontraron los siguientes valores reales de espaciamiento.

Tabla 22. Espaciamiento practico realizado a cada pozo.

POZO	ESPACIAMIENTO PRACTICO (in)
24	1.5
25	1.5
33	1.5
36	1.5
52	3

Fuente. Autores.

La siguiente tabla muestra los valores calculados teóricos y experimentales del espaciamiento de los pozos del campo colorado seleccionados en este estudio.

Tabla 23. Espaciamiento teórico versus practico.

POZO	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA (Ft)	ESPACIAMIENTO TEORICO (in)	ESPACIAMIENTO PRACTICO (in)
24	3805	2,25	1.5
25	1858	2,63	1.5
33	4498	11,56	1.5
36	2250	2,93	1.5
52	4800	14,99	3

Fuente. Autores.




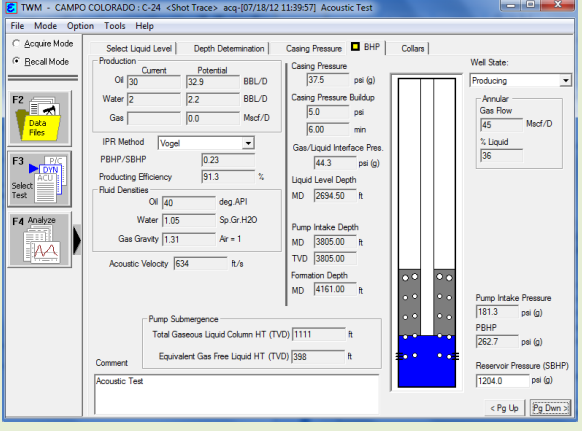
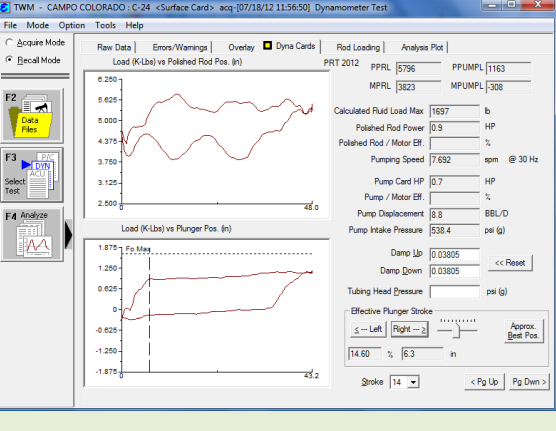
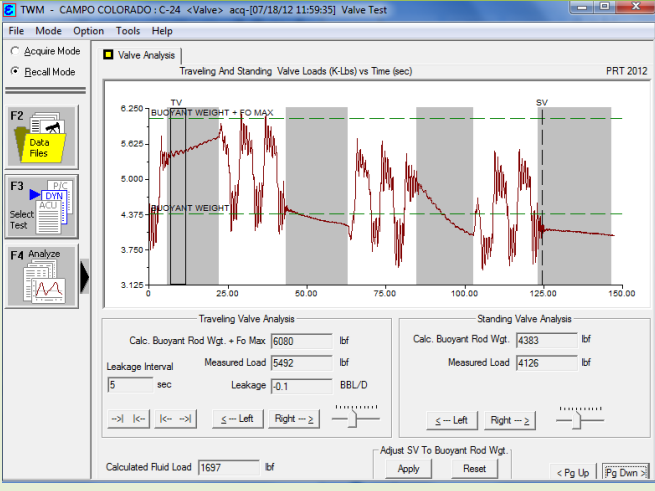
De la anterior tabla se puede inferir que a profundidades mayores de 4000 Ft el espaciamiento práctico es una fracción del espaciamiento teórico, por otra parte para pozos con profundidades menores a los 4000 Ft el espaciamiento teórico y práctico son aproximadamente iguales. Hay que tener en cuenta que los cálculos

realizados para el espaciamento teórico se hacen partiendo de la suposición de un sistema de levantamiento nuevo, los estado mecánicos de estos pozos fueron elaborados con la información recopilada en el archivo de campo escuela colorado por lo tanto estos sistemas de levantamiento poseen múltiples modificaciones las cuales no nos permiten asegurar que el espaciamento teórico sea el real. Los valores del espaciamento práctico son los tenidos en cuenta para la elaboración e implementación de la herramienta no convencional.

Para facilitar el manejo e interpretación de los resultados, estos se han organizado como lo sugiere la Tabla 21; los campos de la parte superior indican generalidades del pozo como: estado, coordenadas y bloque en donde se localiza.

La información que representa los resultados de este trabajo comprende el resto del formato; el nivel de líquido, la carta dinamométrica y la prueba de válvulas previo a la instalación de la herramienta no convencional, la carta dinamométrica luego de la instalación de la herramienta no convencional y un histórico de producción donde se resalta los días que la unidad trabajo con la herramienta no convencional.

Tabla 24. Reporte de resultados, Col 24

 	REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO		
Pozo: COLORADO 24	Estado: ACTIVO	Localización: N 1°240.929,4 E 1°038.666,8 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional			
Nivel de fluido		Carta Dinografica	
			
Prueba de válvulas			
			
La prueba acústica muestra un pozo con nivel de líquido a 2694.5 ft, un FOP de 398 ft con una presión de entrada a la bomba de 11.3 psi. La formación presenta buen aporte de fluidos al pozo, con la implementación de la herramienta no convencional se espera aumentar la producción del			

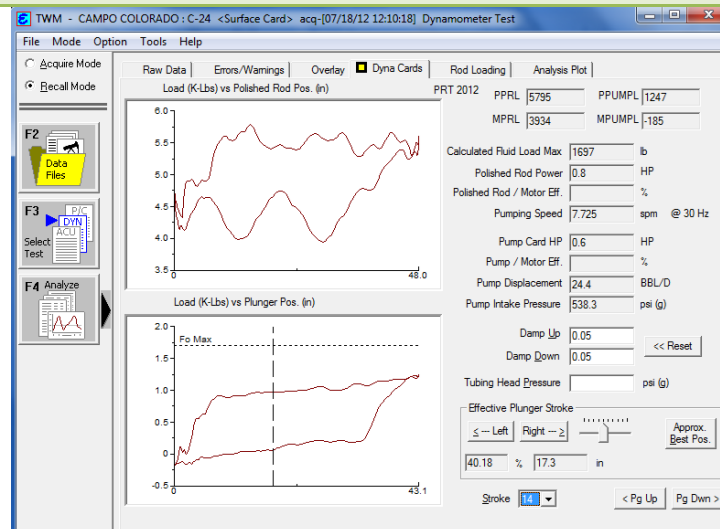
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 24	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'240.929,4 E 1'038.666,8 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:

pozo.




La carta dinamométrica evidencia golpe de bomba, tubería no anclada e interferencia por gas; la interferencia por gas durante la carrera ascendente del pistón no permite que la válvula fija realice una correcta apertura y por consiguiente ocasiona un mal llenado del barril de la bomba, esto debido a que el gas libre en la bomba evita que la caída de presión sea rápida dentro del barril desperdiciando así una parte significativa de la carrera del pistón expandiendo el gas en lugar de producir más líquido, de igual forma en la carrera descendente del pistón se desperdicia gran parte del desplazamiento comprimiendo los fluidos hasta que esta presión aumente lo suficiente como para que la válvula viajera realice su apertura y haya paso de fluidos del barril de la bomba a la tubería de producción, disminuyendo así la eficiencia del sistema de levantamiento, con una producción de 8 BFPD y una eficiencia de 14.60%.

El comportamiento de las válvula viajera no es bueno presenta un alto grado de escurrimiento, por otra parte la válvula fija tiene un comportamiento aceptable

Después de la instalación de la herramienta no convencional



La carta dinamométrica tomada luego de la implementación de la herramienta no convencional sigue evidenciando el golpe de bomba, una interferencia leve por gas y un efecto de inercia del

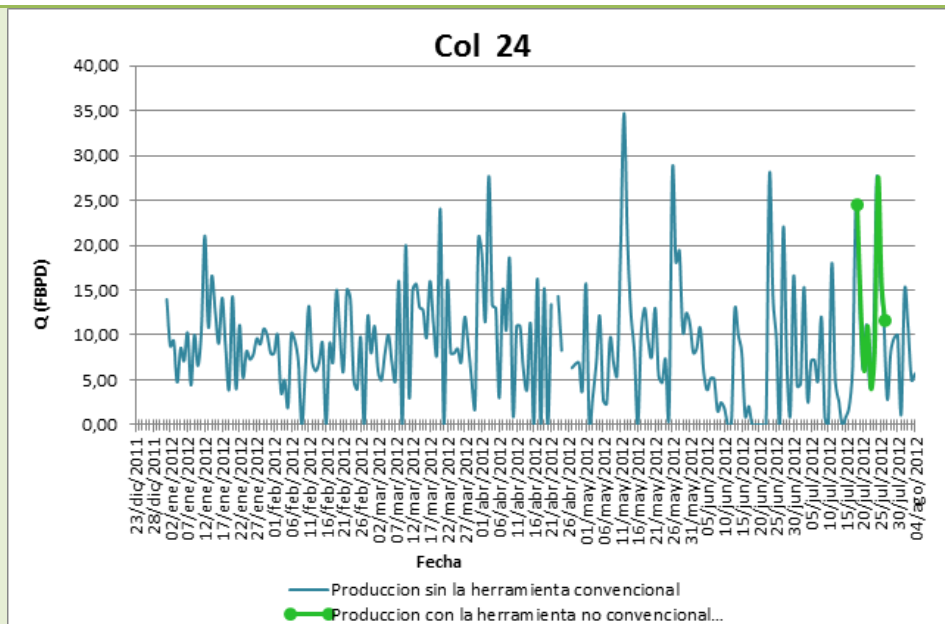
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
---	---	---	---

Pozo: COLORADO 24	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'240.929,4 E 1'038.666,8 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
--------------------------	---------------------------------	--	------------------------------------

fluido, a pesar de estos problemas se alcanza una eficiencia de desplazamiento de 40.18% con una producción de 24 BFPD, mejorando un 26% la eficiencia de desplazamiento.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 48.7 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 80.19% con la herramienta no convencional instalada, mucho mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 41.9 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 41.9%.




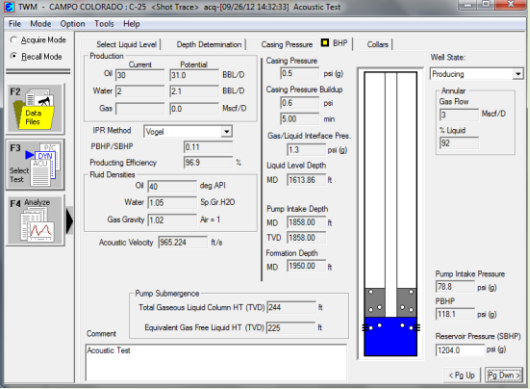
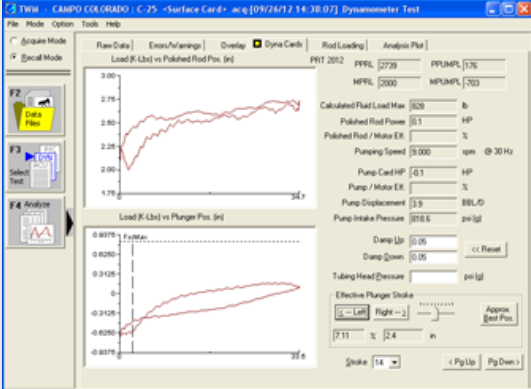
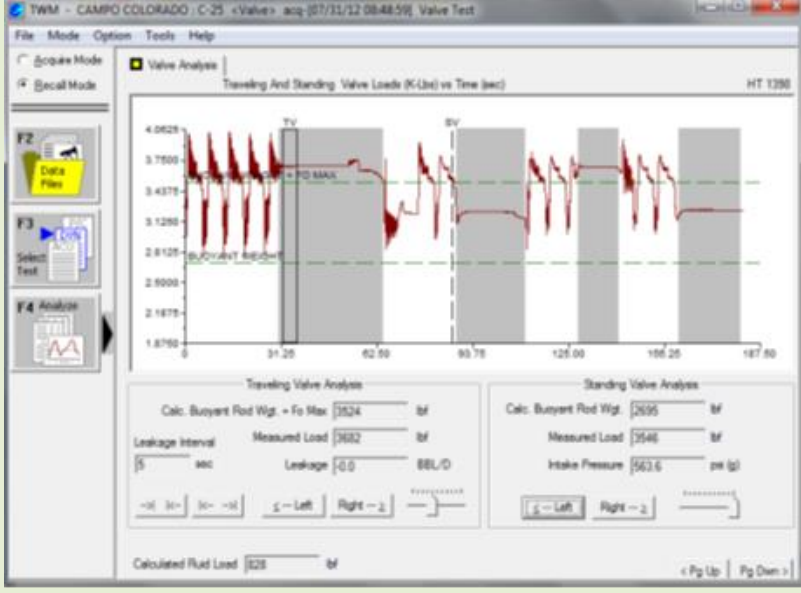
Gráfica del histórico de producción




Al observar el historial de producción del pozo Col 24 podemos concluir que los picos de producción están asociados a días en los cuales al pozo se le realizó una intervención para lograr un golpe de bomba, el efecto de esta intervención se refleja en un incremento de la producción en los 5 días siguientes aproximadamente. El 18 de julio de 2012 este pozo se intervino instalando la herramienta no convencional, alcanzando el respectivo incremento de la producción y su posterior declinación el día 24 de julio.

Fuente. Autores

Tabla 25. Reporte de resultados. Col 25

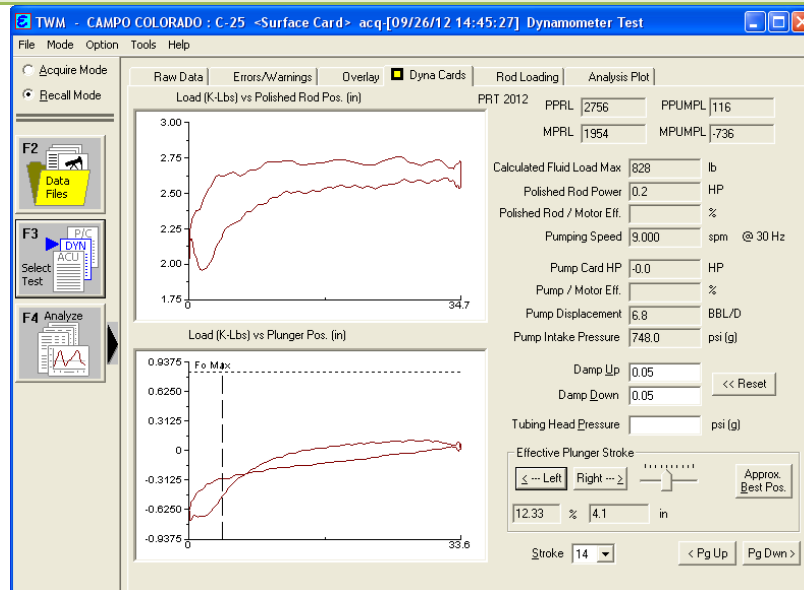
 	REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO		
Pozo: COLORADO 25	Estado: ACTIVO	Localización: N 1°240.767,6 E 1°039.412,1 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional			
Nivel de fluido		Carta Dinografica	
			
Prueba de Válvulas			
			
El nivel de fluido del pozo está a 1613.86 ft, con un FOP = 225 ft, y una presión de entrada a la bomba de 78.8 psi. El nivel de fluido en el pozo es aceptable, con la implementación de la			

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 25	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'240.767,6 E 1'039.412,1 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:

herramienta no convencional se espera incrementar la eficiencia en el sistema de levantamiento. La carta dinamométrica evidencia golpe de bomba y bloqueo por gas, es decir la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión del pistón y mayor que la presión de entrada a la bomba, por esta razón las válvulas fija y viajera al final del recorrido ascendente y descendente respectivamente se alcanzan las condiciones óptimas para que las válvulas hagan su apertura, permitiendo un llenado y vaciado del barril deficiente (Eficiencia de llenado 7.11%) con un desplazamiento de la bomba de 4 BFPD.

El comportamiento de las válvulas es óptimo según los reportes obtenidos de la prueba.

Después de la instalación de la herramienta no convencional



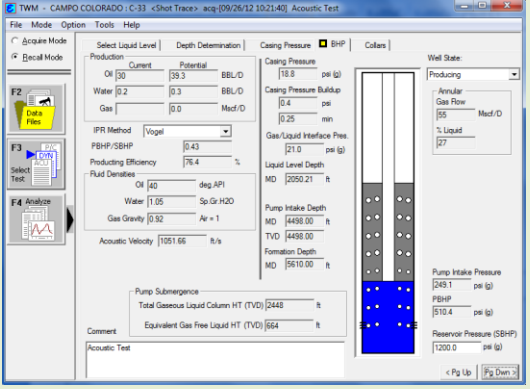
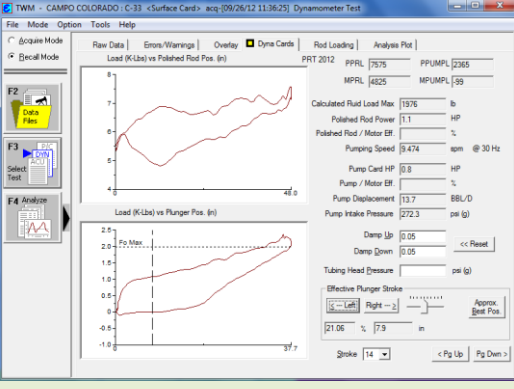
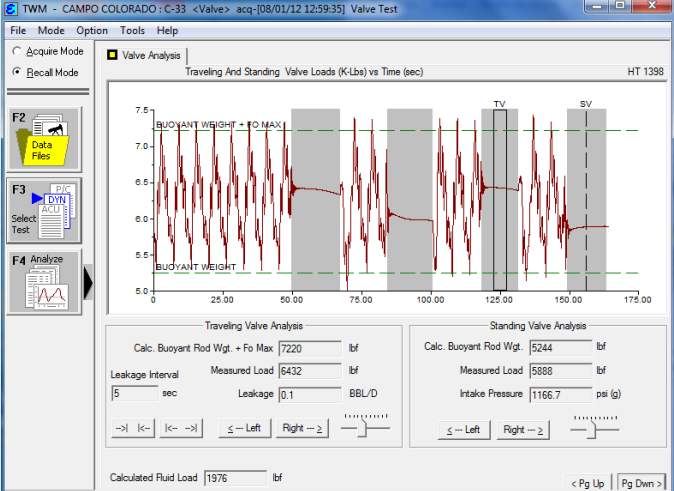


Luego de la instalación de la herramienta no convencional se procedió a tomar los registros nuevamente para obtener la carta dinamométrica, esta carta sigue mostrando el bloqueo por gas que presenta la bomba de subsuelo y además evidencia una disminución en el golpe de bomba. Se puede observar que con la implementación de la herramienta no convencional la producción del pozo aumento a 6.38 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 12.33%. Obteniendo así un aumento en la eficiencia de desplazamiento de 5%.

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 25	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'240.767,6 E 1'039.412,1 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
<p>En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 55 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 99.83% con la herramienta no convencional instalada, mucho mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 26.26 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 52.11%.</p>			
Gráfica del histórico de producción			
<div style="text-align: center;"> Col 25 </div> 			
<p>La grafica de producción del pozo Col 25 evidencia que los picos de producción se presentan cuando hay intervención del pozo para lograr el golpe de bomba, una exposición prolongada de la unidad al golpe de bomba puede presentar el efecto contrario que es enviar la producción por debajo de valores de 4 barriles de fluidos por día inclusive llegando a 0. Podemos observar que cuando se instala la herramienta no convencional el día 26 de septiembre de 2012 se incrementa la producción sin generar caídas por debajo de 4 barriles de fluido por día.</p>			

Fuente. Autores

Tabla 26. Reporte de resultados, Col 33.

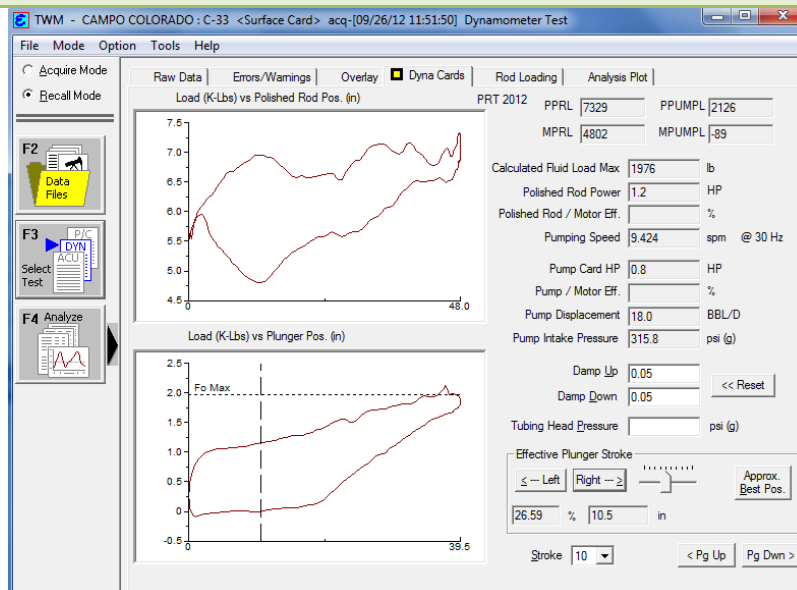
	REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO		
Pozo: COLORADO 33	Estado: ACTIVO	Localización: N 1°242.899,5 E 1°038.565,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional			
Nivel de fluido		Carta Dinagráfica	
			
Prueba de válvulas			
			
<p>La prueba acústica nos muestra un nivel de líquido a 2050.21 ft, con un FOP =664 ft, y una presión de entrada a la bomba de 249.1 psi. Se puede observar que la formación aporta buena cantidad de fluidos, por eso se va a implementar la herramienta no convencional con el fin de incrementar los barriles de fluido producidos.</p>			

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 33	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.899,5 E 1'038.565,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:




La carta dinamométrica nos muestra golpe de bomba, tubería no anclada e interferencia por gas; la interferencia por gas durante la carrera ascendente del pistón no permite que la válvula fija realice una correcta apertura y por consiguiente ocasiona un mal llenado del barril de la bomba, esto debido a que el gas libre en la bomba evita que la caída de presión sea rápida dentro del barril desperdiciando así una parte significativa de la carrera del pistón expandiendo el gas en lugar de producir más líquido, de igual forma en la carrera descendente del pistón se desperdicia gran parte del desplazamiento comprimiendo los fluidos hasta que esta presión aumente lo suficiente como para que la válvula viejera realice su apertura y haya paso de fluidos del barril de la bomba a la tubería de producción, disminuyendo así la eficiencia del sistema de levantamiento (Eficiencia de llenado= 21.06%) con una producción de 13.7 BFPD.

El comportamiento de las válvulas es bueno según los reportes obtenidos de la prueba.

Después de la instalación de la herramienta no convencional



La siguiente toma de registro se realizó luego de haber instalado la herramienta no convencional, se obtuvo una carta dinamométrica que muestra que no hay golpe de bomba, además de una disminución de la interferencia por gas lo que representa que se está llegando a las condiciones de

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
---	---	---	---

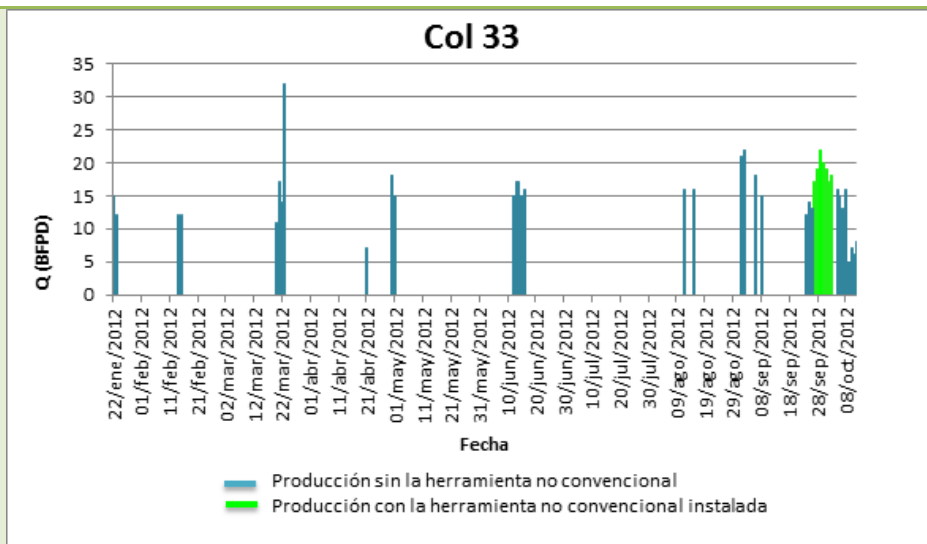
Pozo: COLORADO 33	Estado: ACTIVO	Localización: N 1´242.899,5 E 1'038.565,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
--------------------------	---------------------------	--	--------------------------

presión para un llenado y vaciado del barril más rápido, siendo así más eficiente el sistema de levantamiento.

La implementación de la herramienta no convencional tuvo un efecto positivo en la eficiencia de desplazamiento llevándola a un 26.59% y aumentando la producción a 17 BFPD. Obteniendo así un aumento en la eficiencia de desplazamiento de 5.5%.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 38.4 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 55.59% con la herramienta no convencional instalada, un poco mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 36.5 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 53.56%.




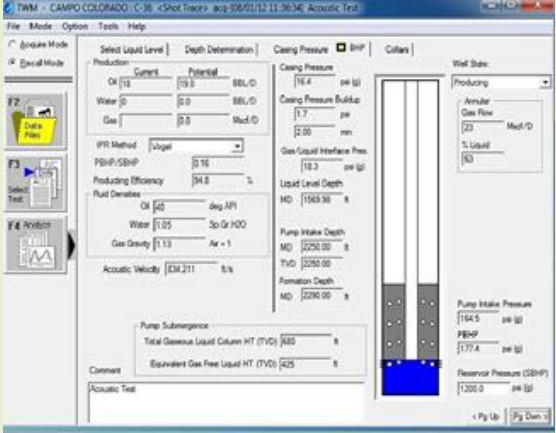
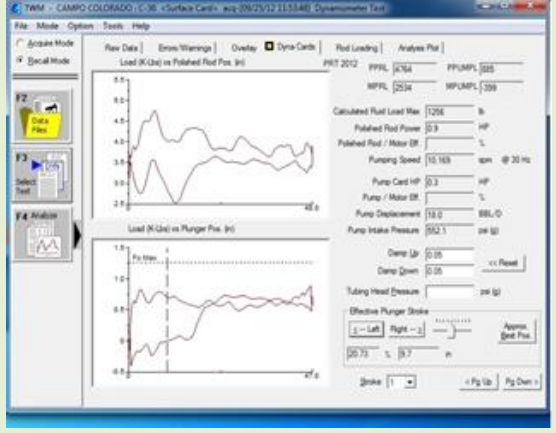
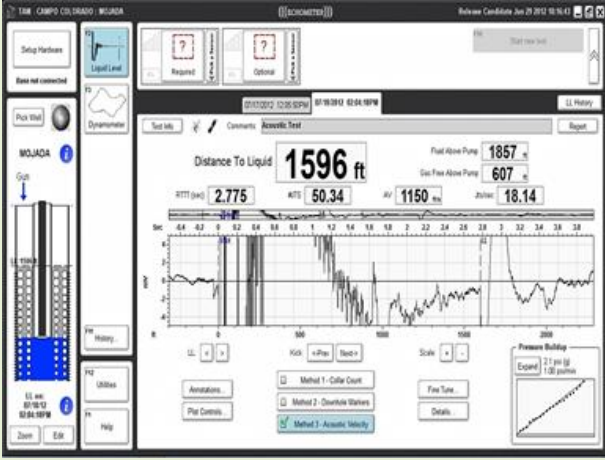
Gráfica del histórico de producción




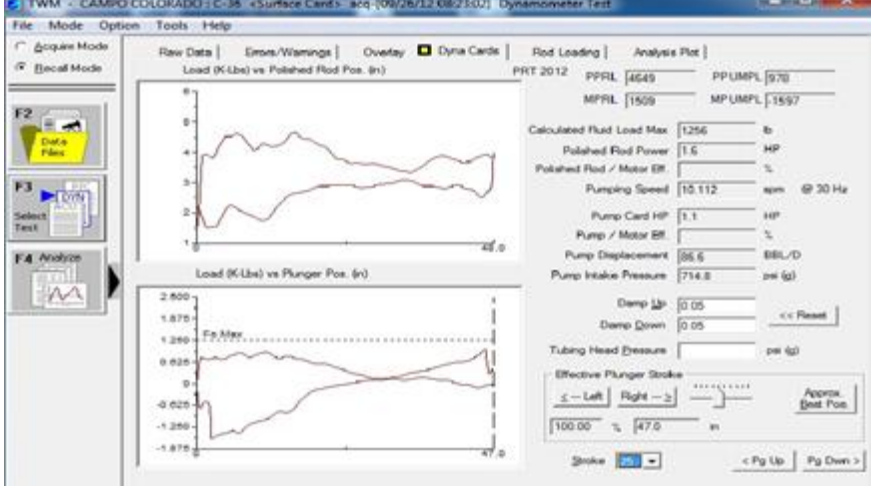


Los registros de producción del pozo Col 33 nos muestran que no es medido frecuentemente por eso la tendencia de esta gráfica es como la que se aprecia. La producción de este pozo es importante para el Campo Colorado con un promedio de 12 a 15 barriles de fluido por día. El día 26 de septiembre de 2012 se implementó la herramienta no convencional logrando un incremento de la producción por encima del promedio por aproximadamente 5 días.

Fuente. Autores

Tabla 27. Reporte de resultados, Col 36.




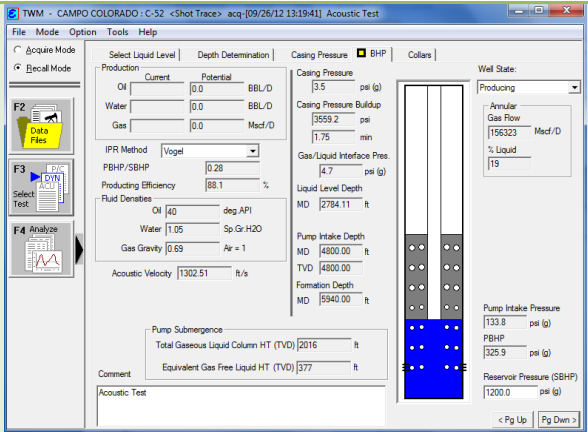
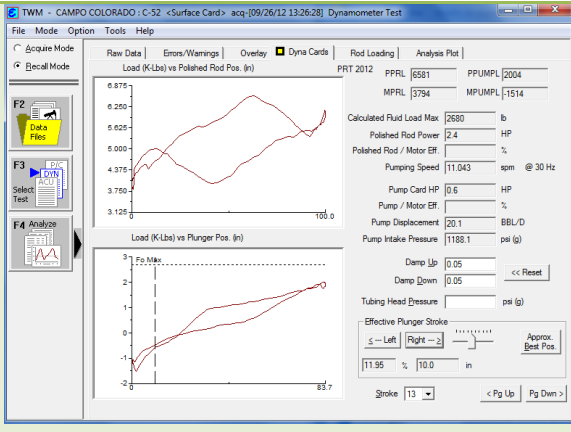
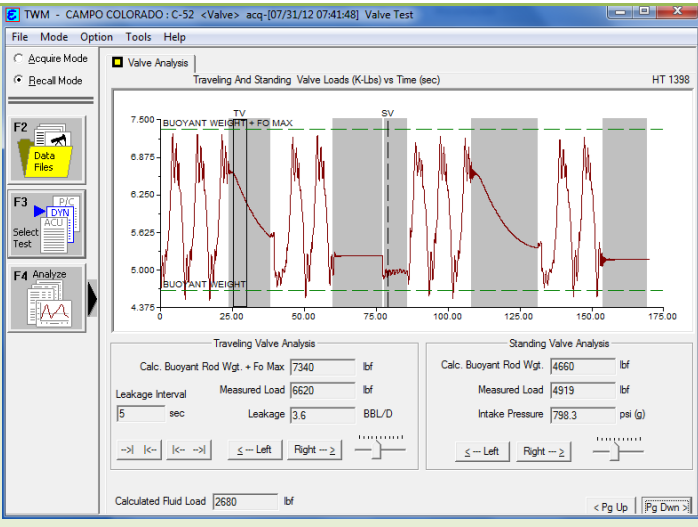
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 36	Estado: ACTIVO	Localización: N 1°245.011,6 E 1°038.566,9 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional			
Nivel de fluido		Carta Dinagráfica	
			
Prueba de válvulas			
			
<p>Según la prueba acústica para este pozo, el nivel de fluido está a 1569.98 ft, con un FOP = 425 ft, y una presión de entrada a la bomba de 164.5 psi. El nivel de fluido presente en el pozo permite que con la implementación de la herramienta no convencional se logre evidenciar cierto grado de optimización en la eficiencia del sistema de levantamiento.</p>			




		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 36	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'245.011,6 E 1'038.566,9 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
<p>La carta dinamométrica evidencia golpe de bomba, bloqueo por gas, bomba desgastada y golpe de fluido. Bajo estas condiciones el llenado y vaciado del barril tiene una eficiencia de llenado 20.73% con un desplazamiento de la bomba de 19 BFPD.</p> <p>El comportamiento de las válvulas es óptimo según los reportes obtenidos de la prueba.</p>			
Después de la instalación de la herramienta no convencional			
			
<p>Luego de la instalación de la herramienta no convencional se procedió a tomar los registros nuevamente para obtener la carta dinamométrica, donde continúa evidenciándose aunque en menor intensidad el bloqueo por gas, golpe de fluido y bomba desgastada que presenta la bomba de subsuelo.</p> <p>Se puede observar que con la implementación de la herramienta no convencional la producción del pozo aumento a 20 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 22.50%. Obteniendo así un aumento en la eficiencia de desplazamiento de 1,77%.</p> <p>En condiciones óptimas de operación según el software TWM la producción del pozo seria de 45.5BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 52.5% con la herramienta no convencional instalada, mucho mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 28.7 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 33%.</p>			



Fuente. Autores

Tabla 28. Reporte de resultados, Col 52.

		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 52	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
Previo a la instalación de la herramienta no convencional			
Nivel de fluido		Carta Dinagráfica	
			
Prueba de válvulas			
			
El nivel de líquido nos muestra la prueba acústica se encuentra a 2748.11 ft, con un FOP =377, y una presión de entrada a la bomba de 133.8 psi. El aporte de fluidos por parte de la formación es			

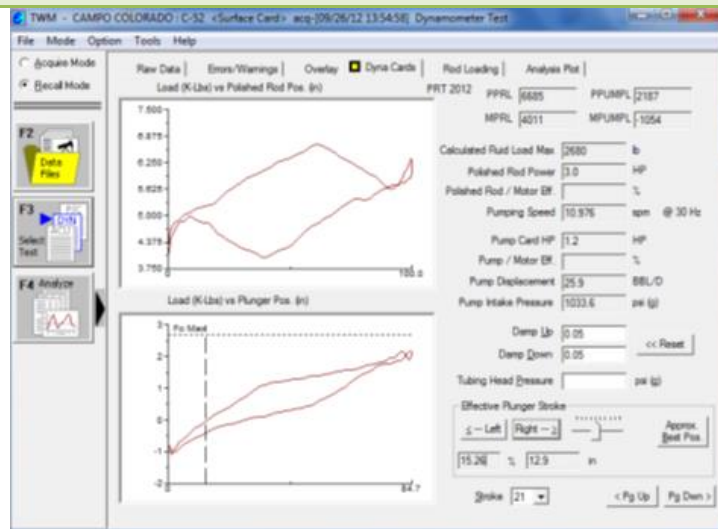
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
Pozo: COLORADO 52	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:

bueno, se espera mediante la implementación de la herramienta no convencional la producción de barriles de fluido por día aumente.




La carta dinamométrica evidencia golpe de bomba y bloqueo por gas, lo que quiere decir que la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión del pistón y mayor que la presión de entrada a la bomba, por esta razón las válvulas fija y viajera al final del recorrido ascendente y descendente respectivamente se alcanzan las condiciones óptimas para que las válvulas hagan su apertura, permitiendo un llenado y vaciado del barril deficiente (Eficiencia de llenado 12.21%) con un desplazamiento de la bomba de 19 BFPD.

La prueba de valvula evidencia un escurrimiento en la válvula viajera lo que genera una disminución en los fluidos que serían producidos pues estos se escurren y llegan nuevamente al barril de la bomba, la valvula fija se encuentra en buen estado

Después de la instalación de la herramienta no convencional



Luego de la implementación de la herramienta no convencional se toman registros para generar nuevamente la carta dinamométrica, en este caso la carta nos muestra que la bomba continua con un bloqueo por gas aunque se ha atenuado con respecto a la carta anterior, el golpe de bomba

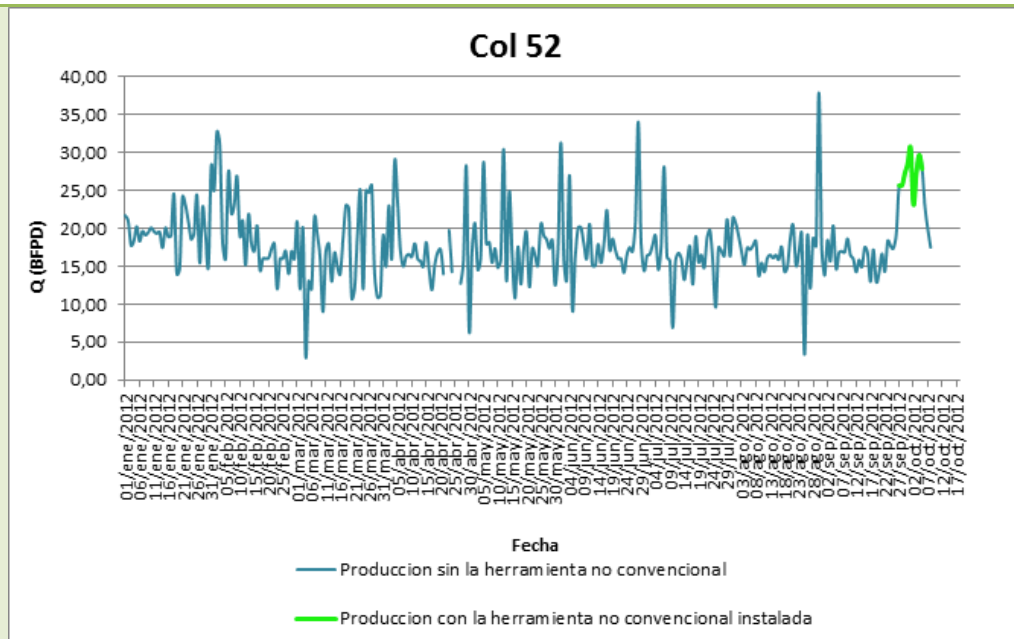
		REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO	
---	---	---	---

Pozo: COLORADO 52	Estado: ACTIVO	Localización: N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	Bloque: Zona:
-------------------	-------------------	--	------------------

está presente y la fuga en la válvula viajera aun continua, estos factores no permiten que la implementación de la herramienta no convencional alcance un grado mayor de optimización aunque se alcanzó una eficiencia de desplazamiento de 15.26% con una producción de 25.68 BFPD aumentando en 3% la eficiencia de desplazamiento.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 102.1 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 60.26% con la herramienta no convencional instalada, un poco mayor que la producción a condiciones óptimas sin la implementación de la herramienta no convencional que sería de 98.57 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 53.56%

Gráfica del histórico de producción



El registro del pozo Col 52 nos muestra una tendencia de aumento de la producción cuando el pozo es intervenido para lograr golpe de bomba, maneja una producción promedio de 15 a 17 barriles de fluido por día. El día 26 de septiembre de 2012 el pozo se intervino implementado la herramienta no convencional y alcanzando un aumento en la producción por encima del promedio.

Fuente. Autores

5. COLCLUSIONES

Según el análisis de las condiciones óptimas de operación, el potencial actual y futuro generado por las curvas inflow y outflow, así como los registros de nivel de líquido y cartas dinamométricas tomados con la herramienta TWM (Total Well Management) se determinó que solo 5 de los diez pozos que fueron asignados por parte de la empresa WEI LTD. son aptos para la implementación de la herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba.

Con el TWM se logró analizar el estado de la bomba de subsuelo previo y posterior a la implementación de la herramienta no convencional, encontrando problemas como el bloqueo por gas, golpe de fluido, barril de la bomba gastado que impiden el funcionamiento óptimo de la bomba y por ende el grado de optimización alcanzado.

De acuerdo a los registros obtenidos por medio del TWM y al seguimiento de la producción de los pozos se puede concluir que la implementación de la herramienta no convencional en pozos con bombeo mecánico incrementa la eficiencia de desplazamiento del pistón en un 5%, según sea el caso; lo que se traduce en un aumento de barriles de fluido producidos por día.

El tiempo de intervención de un pozo para quitar o poner golpe a la bomba de la forma convencional depende de la experiencia del trabajador y del conocimiento que tenga acerca del estado mecánico del pozo a intervenir, operación que en algunos casos puede tardar hasta 20 minutos; con la implementación de la herramienta no convencional se reduce el tiempo de intervención notablemente, realizándola bajo el análisis de trabajo seguro aquí elaborado toma alrededor de 5 minutos, por otra parte, se reduce la incertidumbre que genera la experiencia y el conocimiento del trabajador acerca del estado mecánico del pozo ya que la

herramienta no convencional posee una medida estándar sujeta al estado mecánico del pozo, la cual garantiza que el desplazamiento de la sarta de varillas siempre sea el mismo.

La elaboración de un análisis de trabajo seguro (ATS) es indispensable para el éxito de la implementación de la herramienta no convencional, garantizando la seguridad del personal que realiza la operación, controlando desde los mecanismos en movimiento hasta los factores ambientales y poblacionales que puedan existir.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda a Campo Escuela Colorado continuar con la implementación de la herramienta no convencional en los pozos del Campo Colorado ya que presenta un incremento en la eficiencia de desplazamiento, viéndose esto reflejado en un aumento en la producción de barriles de fluido por día; además reduce los tiempos de intervención del pozo y mantiene una medida del re-espaciamiento (Golpe de bomba) fija.

Realizar un monitoreo continuo con la herramienta TWM, para así analizar el funcionamiento de la bomba de subsuelo y tomar las medidas correctivas necesarias en caso de que la bomba presente algún problema.

La metodología para la selección de pozos e implementación de la herramienta no convencional puede extenderse a otros campos con problemas de arena-miento y precipitación de parafinas.

De acuerdo al análisis del Inflow (IPR) se debe diseñar una campaña de reacondicionamiento de los pozos para así producir el potencial que posee la formación.

De acuerdo a la carta dinamométrica se recomienda cambiar las bombas de subsuelo o instalar dispositivos que ayuden a controlar el bloqueo por gas que es el principal problema que afecta un trabajo óptimo del sistema de levantamiento.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional U nits), RP 11 L, FOURTH EDITION, JUNE 1, 1988.

BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991

BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capítulo 1

BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal™ Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. October 1985. www.spe.org. SPE 14714.

CAMACHO V.R.G., raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA

CAMPO ESCUELA COLORADO. Base de Datos.

DOTTORE, Eduardo J. Deformaciones Elásticas en Varillas. Bolland & Cia S.A. Agosto de 2004

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

ENCISO, Juan; HUERTA, Víctor; VEGA, Diego; PODIO, Augusto. Uso de análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET. 2005

EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009

GONZÁLEZ, Pilar, VARGAS, Diana. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCION EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO DEL SECTOR M-14 DEL CAMPO TIBÚ USANDO HERRAMIENTAS ECHOMETER. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-química. Escuela de Ingeniería de petróleos, 143143.23673P.

Informe Colorado 2003. “Diagnóstico y Estrategias de recobro”, ECOPETROL S.A., El Centro Barrancabermeja, Diciembre, 2003

KAPPOS, Leonidas and ECONOMIDES, Michael. Definitive Method of Flow Analysis of Surface Pipeline Networks. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. September 2004. www.spe.org. SPE 89736.

LABRADOR, Laura y SANCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

LUFKIN, Industrias Inc. “Catálogo de productos Generales de Yacimientos Petrolíferos”. (Argentina). 2000.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal, workshop ESP OIL, 2004.

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

REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 1988. 212 p.

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

STOISITS, R.F. Dynamic Production Systems Nodal™ Analysis. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. October 1992. www.spe.org. SPE 24791.

SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. March 1995. www.spe.org. SPE 29312.

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

TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

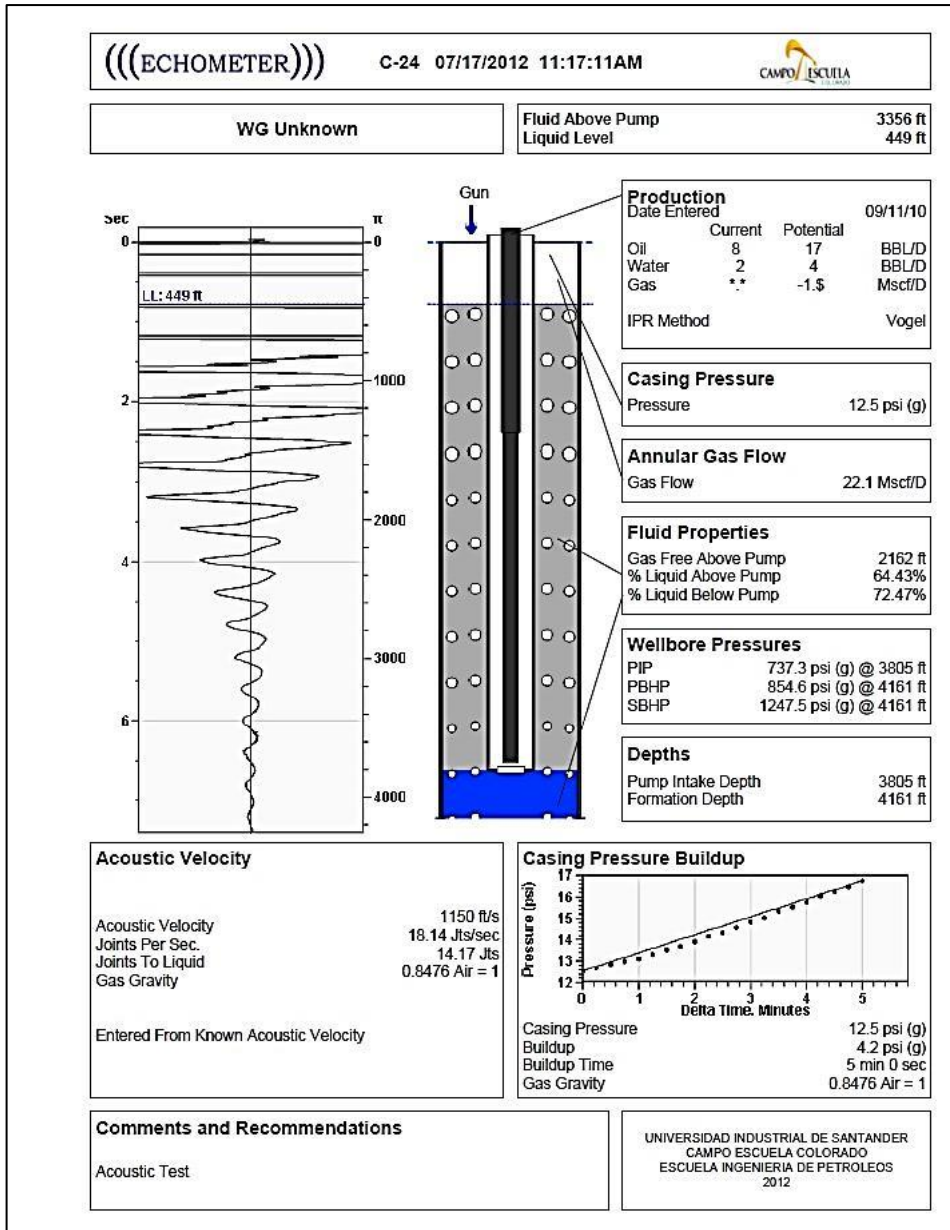
VILORIA, Ricardo. ANÁLISIS NODAL EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 130100.19347p.

ANEXOS

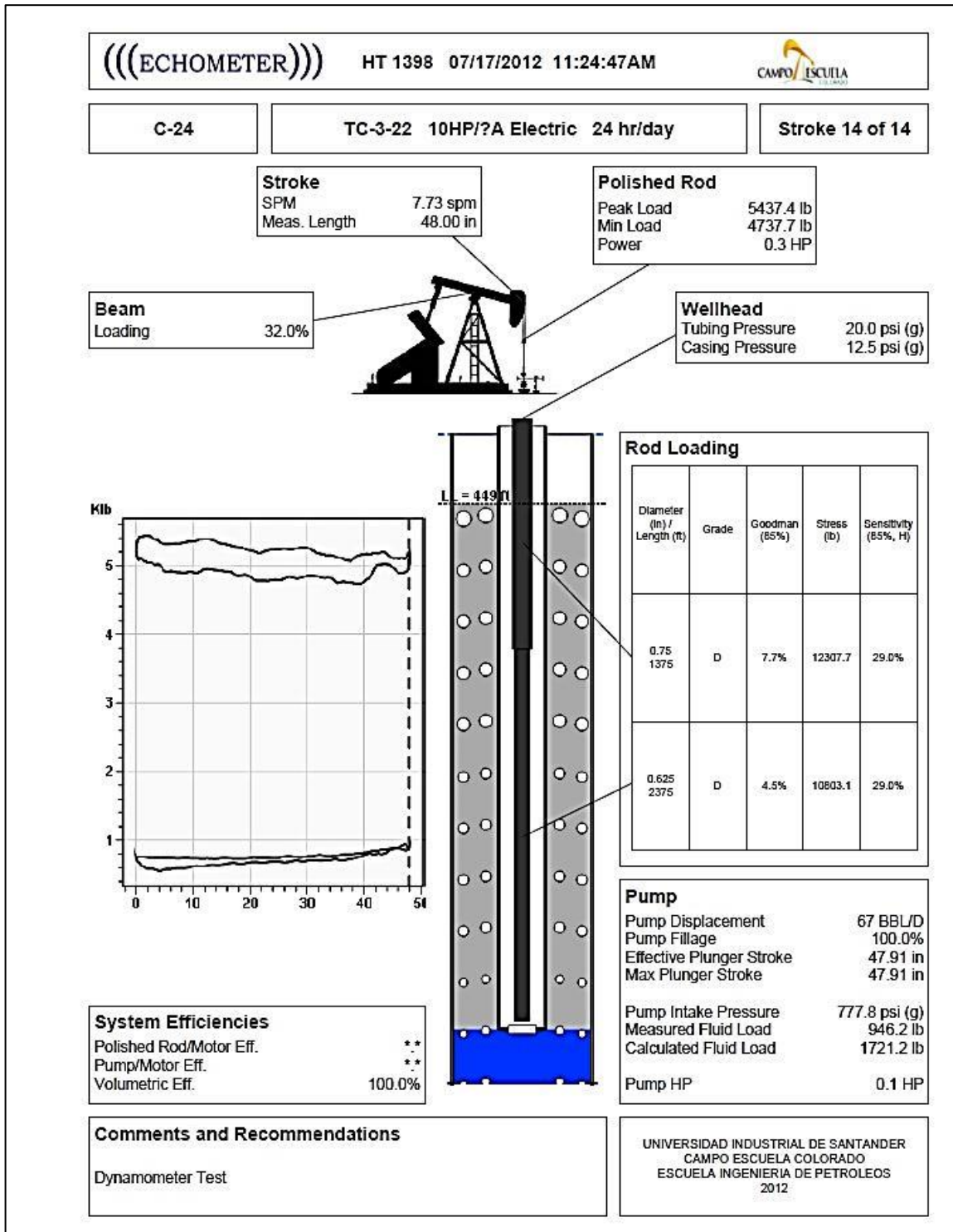
ANEXO A. NIVEL DE LÍQUIDO Y DINAGRAMAS DE LOS POZOS PRESELECCIONADOS

COLORADO 24

NIVEL DE LÍQUIDO

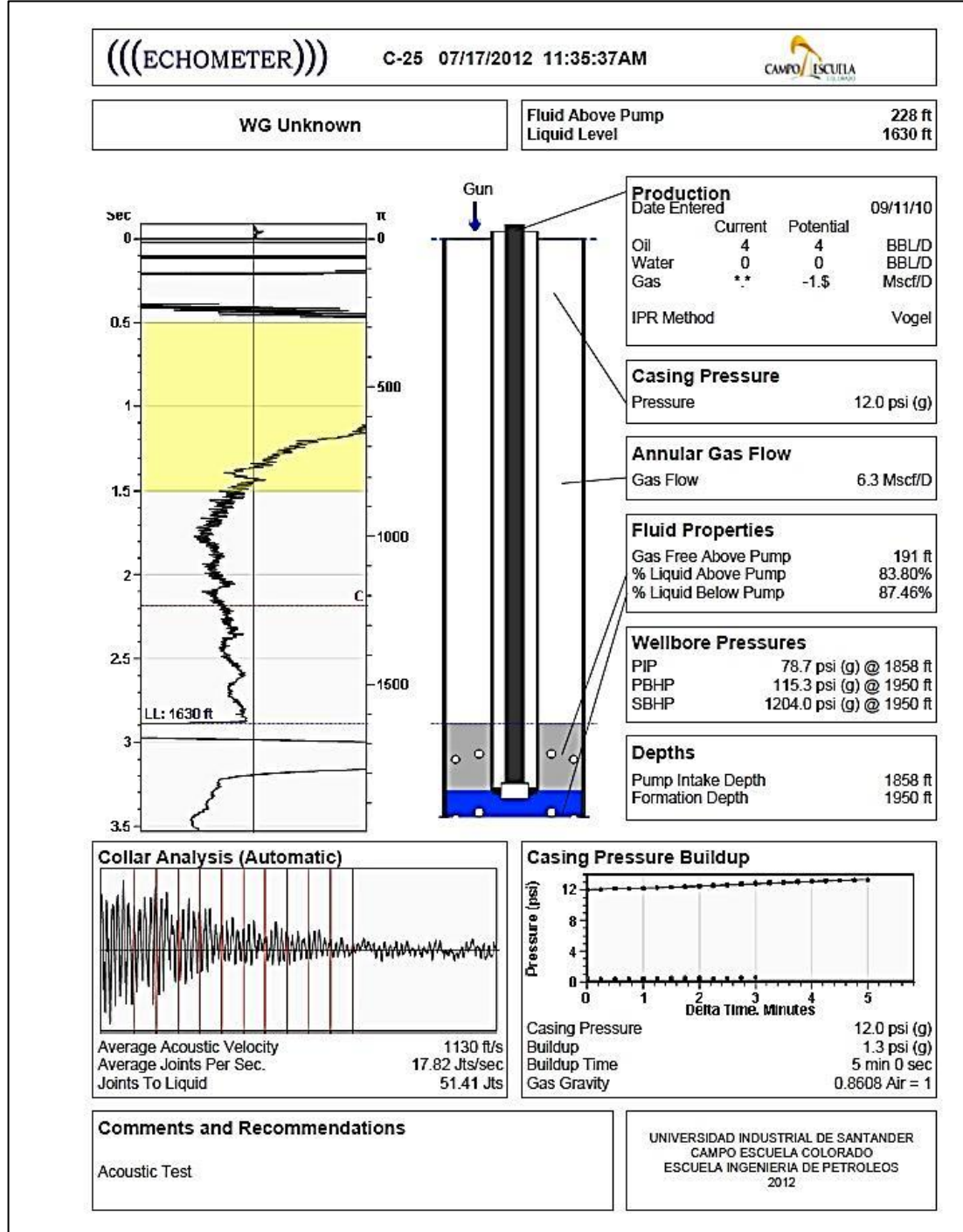


DINAGRAMA

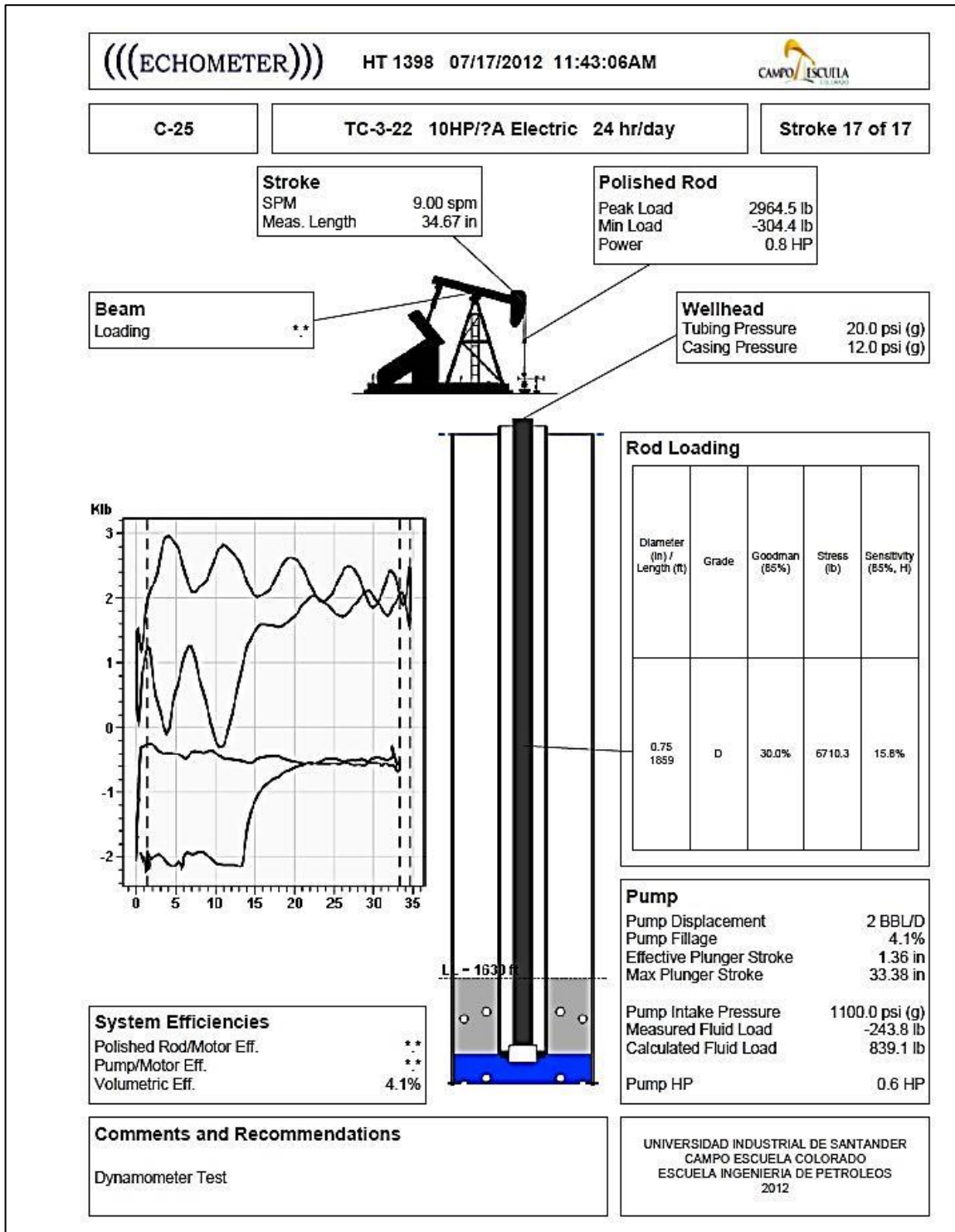


COLORADO 25

NIVEL DE LÍQUIDO

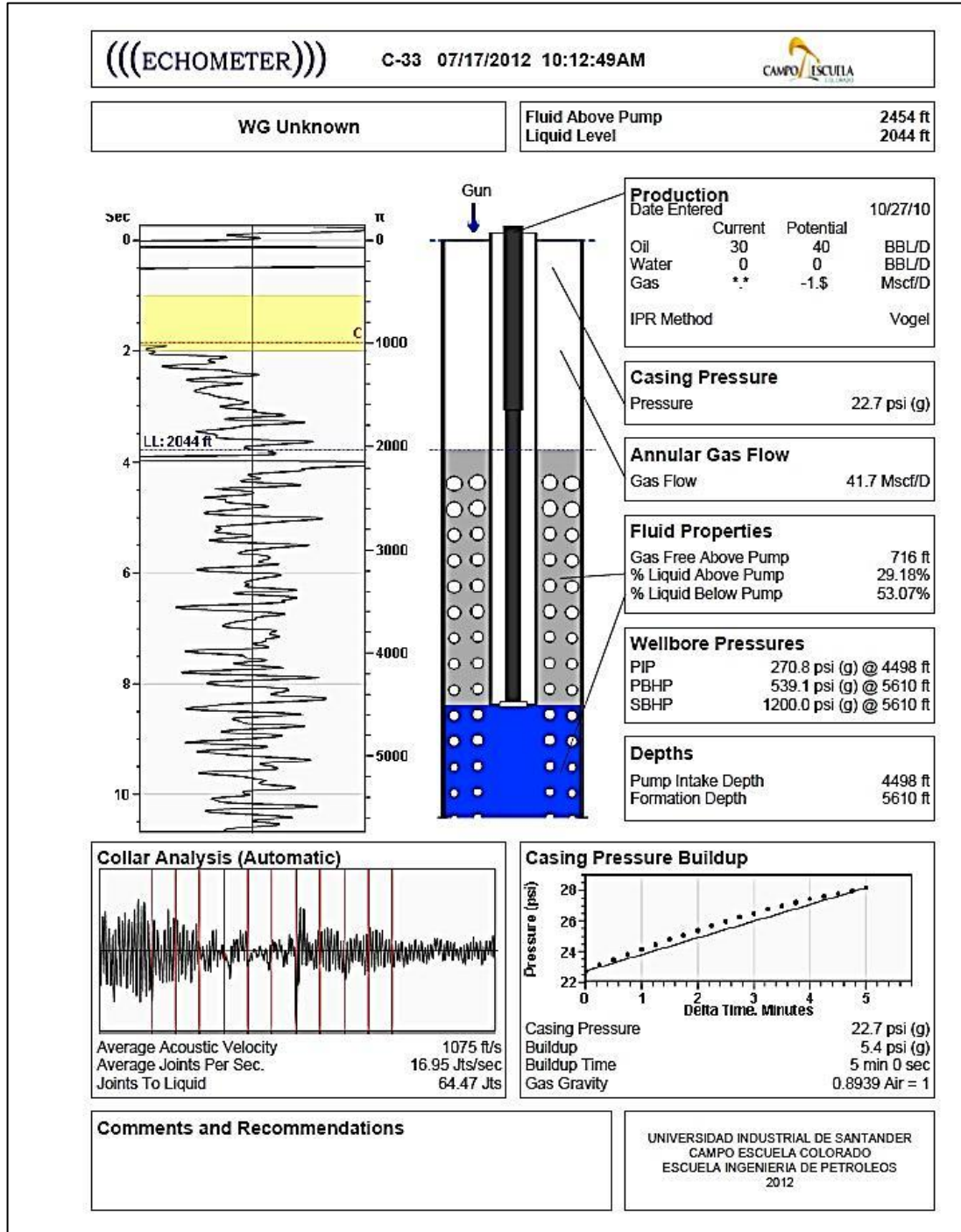


DINAGRAMA



COLORADO 33

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER))) HT 1398 07/17/2012 10:21:09AM 

C-33
 TC-3-22 10HP/?A Electric 24 hr/day
 Stroke 14 of 14

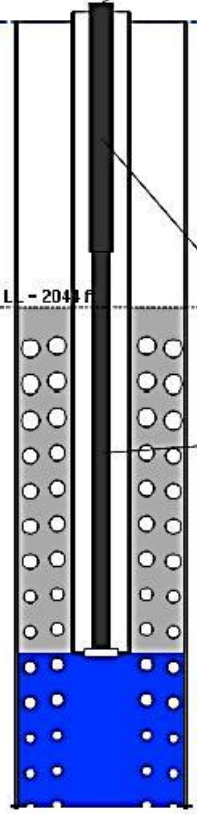
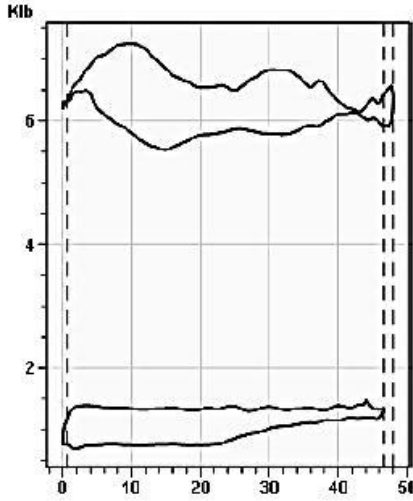
Stroke
 SPM 9.47 spm
 Meas. Length 48.00 in

Polished Rod
 Peak Load 7250.3 lb
 Min Load 5529.6 lb
 Power 0.9 HP

Beam Loading 42.6%



Wellhead
 Tubing Pressure 30.0 psi (g)
 Casing Pressure 22.7 psi (g)



Rod Loading

Diameter (in) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.75 / 1650	D	19.7%	16411.4	38.6%
0.625 / 2825	D	16.9%	14857.8	38.6%

System Efficiencies

Polished Rod/Motor Eff.	**
Pump/Motor Eff.	**
Volumetric Eff.	1.3%

Pump

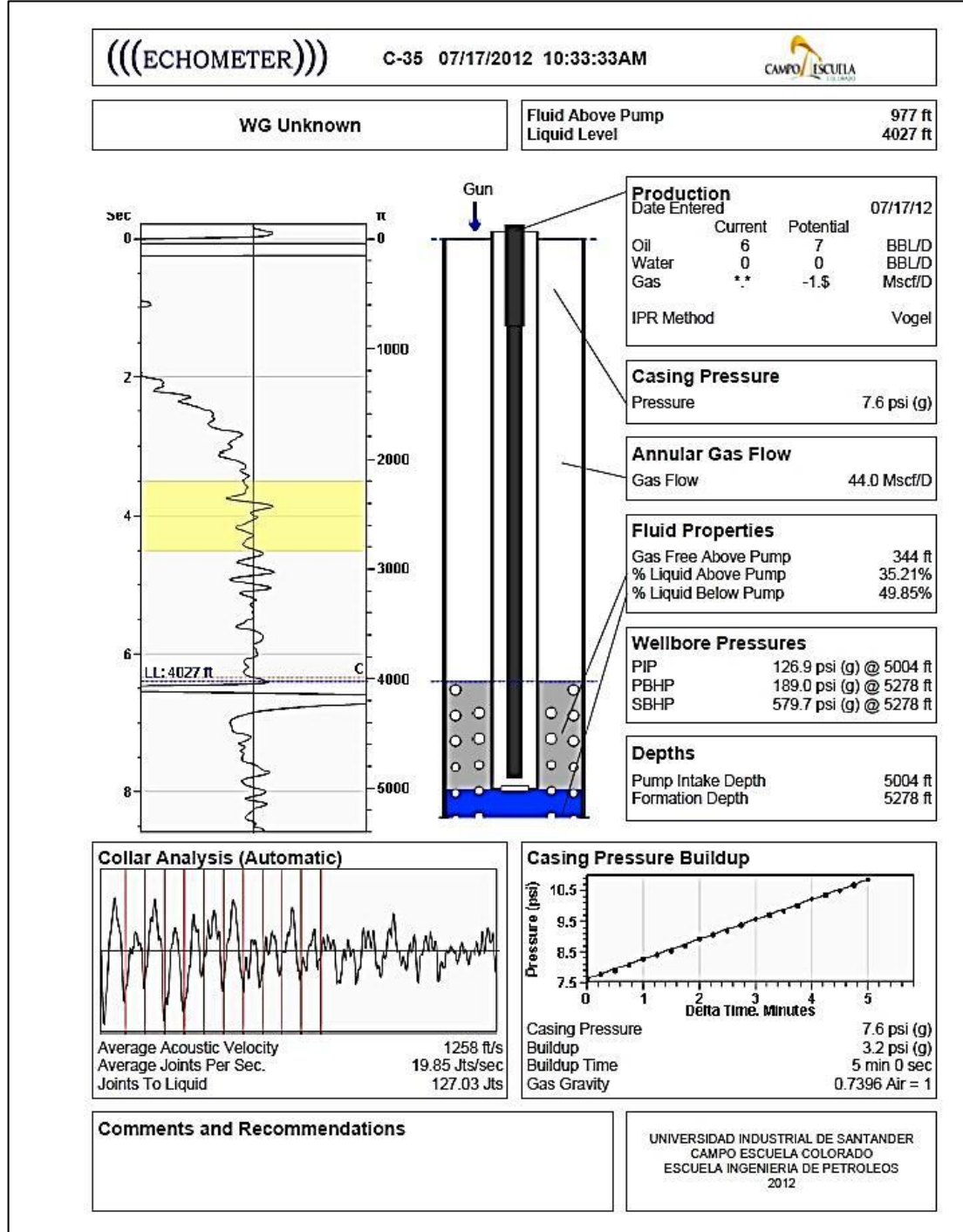
Pump Displacement	1 BBL/D
Pump Fillage	1.3%
Effective Plunger Stroke	0.61 in
Max Plunger Stroke	46.60 in
Pump Intake Pressure	544.5 psi (g)
Measured Fluid Load	1471.9 lb
Calculated Fluid Load	2012.4 lb
Pump HP	0.5 HP

Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
 CAMPO ESCUELA COLORADO
 ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
 2012

COLORADO 35

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER)))

HT 1398 07/17/2012 10:40:41AM



C-35

?HP/?A Electric 24 hr/day

Stroke 13 of 13

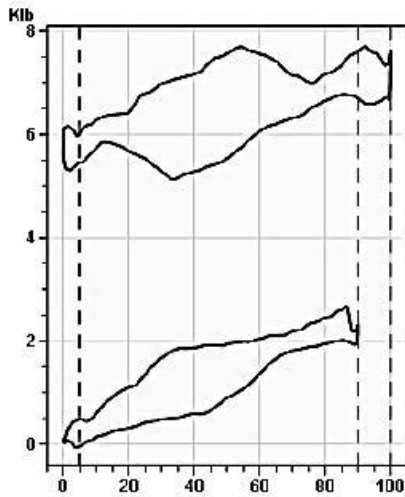
Stroke
SPM 7.29 spm
Meas. Length 100.00 in

Polished Rod
Peak Load 7701.6 lb
Min Load 5135.4 lb
Power 2.1 HP

Beam Loading **



Wellhead
Tubing Pressure 42.0 psi (g)
Casing Pressure 7.6 psi (g)



Rod Loading

Diameter (In) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.75 / 800	D	28.9%	17432.9	41.0%
0.625 / 4100	C	52.8%	21276.3	41.0%



Pump

Pump Displacement 6 BBL/D
Pump Fillage 5.4%
Effective Plunger Stroke 4.83 in
Max Plunger Stroke 90.09 in
Pump Intake Pressure 166.7 psi (g)
Measured Fluid Load 2664.5 lb
Calculated Fluid Load 2245.4 lb
Pump HP 1.3 HP

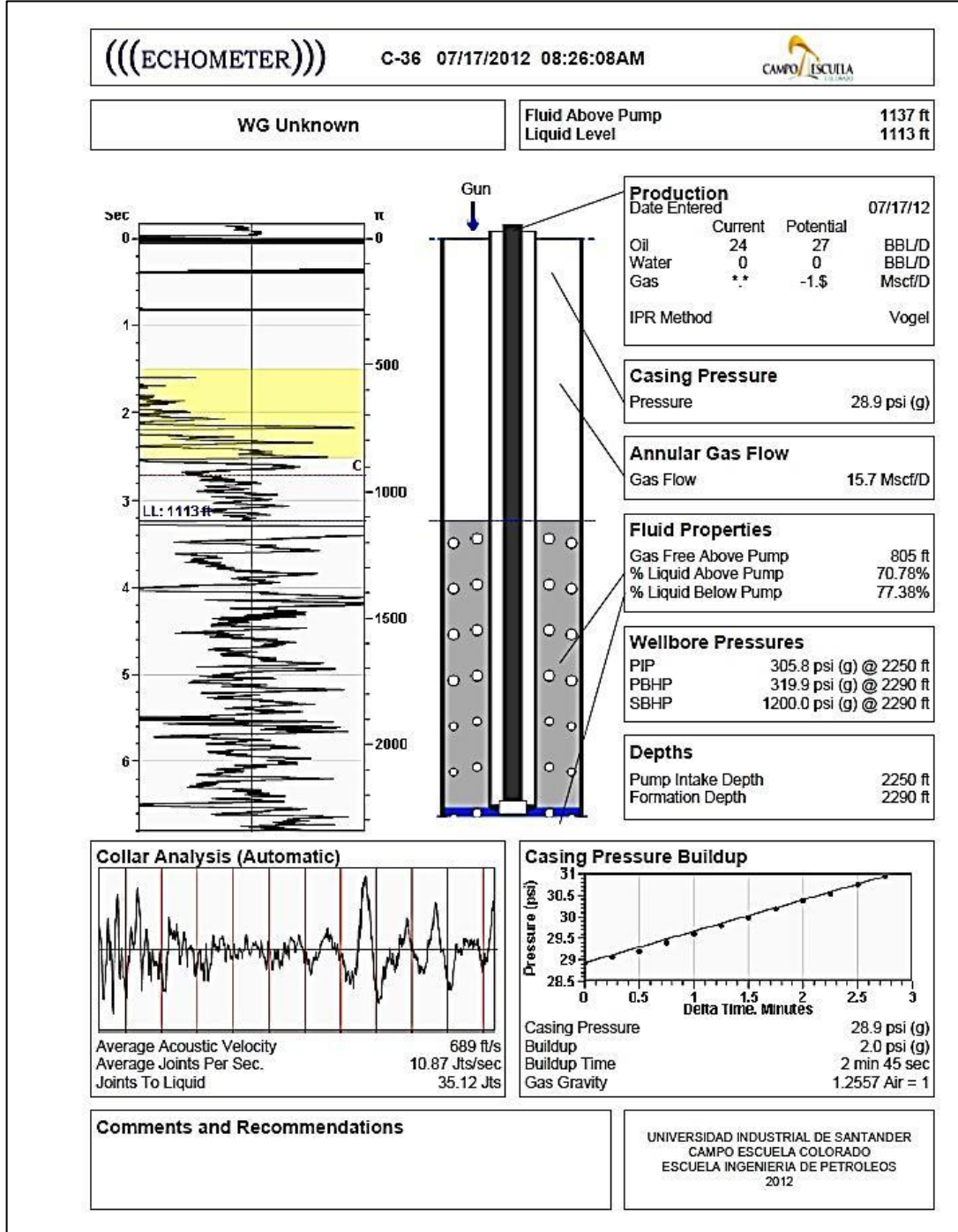
System Efficiencies

Polished Rod/Motor Eff. **
Pump/Motor Eff. **
Volumetric Eff. 5.4%

Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
CAMPO ESCUELA COLORADO
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
2012

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER)))

HT 1398 07/17/2012 08:31:17AM



C-36

TC-3-22 10HP/?A Electric 24 hr/day

Stroke 15 of 15

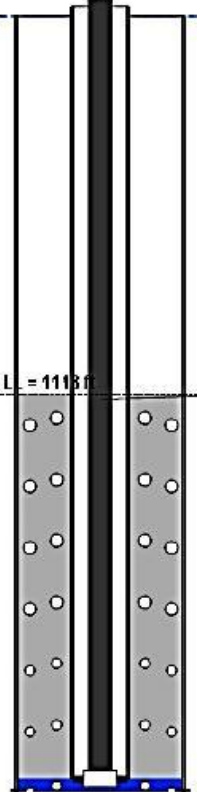
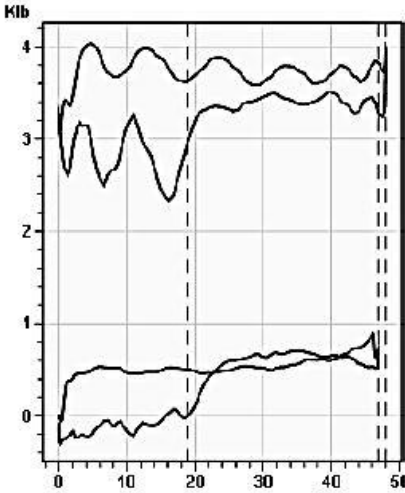
Stroke
SPM 8.29 spm
Meas. Length 48.00 in

Polished Rod
Peak Load 4038.2 lb
Min Load 2335.9 lb
Power 0.6 HP

Beam Loading 23.8%



Wellhead
Tubing Pressure 52.0 psi (g)
Casing Pressure 28.9 psi (g)



Rod Loading

Diameter (in) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.75 / 2250	D	17.1%	9140.7	21.5%

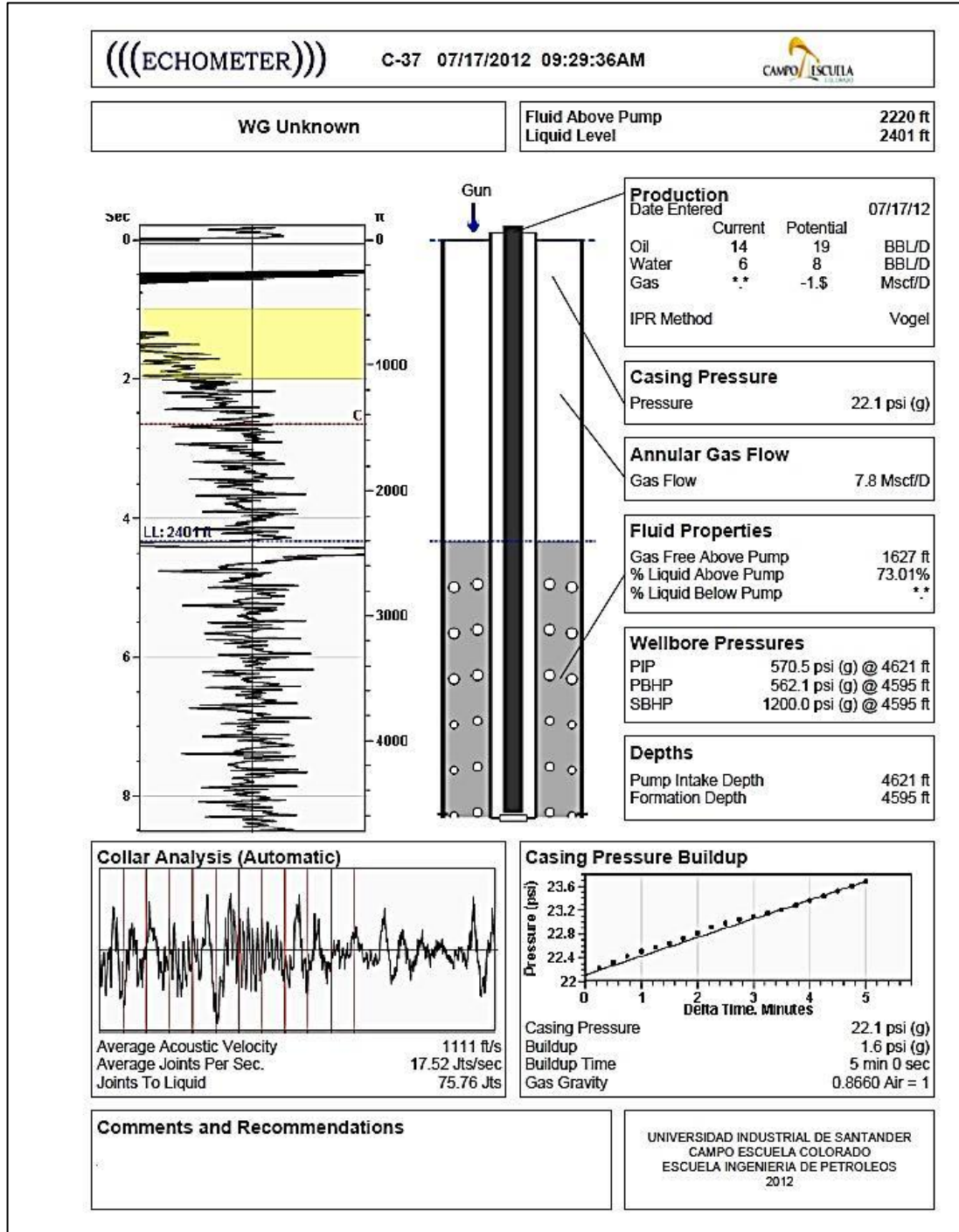
System Efficiencies
Polished Rod/Motor Eff. **
Pump/Motor Eff. **
Volumetric Eff. 40.2%

Pump
Pump Displacement 29 BBL/D
Pump Fillage 40.2%
Effective Plunger Stroke 18.87 in
Max Plunger Stroke 46.90 in
Pump Intake Pressure 639.9 psi (g)
Measured Fluid Load 892.9 lb
Calculated Fluid Load 1320.1 lb
Pump HP 0.2 HP


Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
CAMPO ESCUELA COLORADO
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
2012

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER))) HT 1398 07/17/2012 09:37:32AM 

C-37
 TC-3-22 10HP/?A Electric 24 hr/day
 Stroke 20 of 20

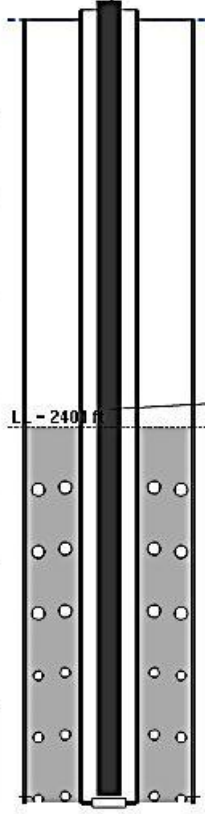
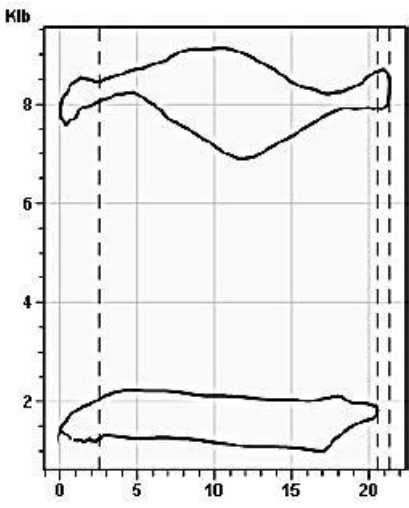
Stroke
 SPM 10.23 spm
 Meas. Length 21.33 in

Polished Rod
 Peak Load 9139.4 lb
 Min Load 6906.4 lb
 Power 0.6 HP

Beam Loading 53.8%



Wellhead
 Tubing Pressure 33.0 psi (g)
 Casing Pressure 22.1 psi (g)



Rod Loading

Diameter (In) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.75 / 4575	D	27.1%	20687.3	48.7%

System Efficiencies

Polished Rod/Motor Eff.	**
Pump/Motor Eff.	**
Volumetric Eff.	12.2%

Pump

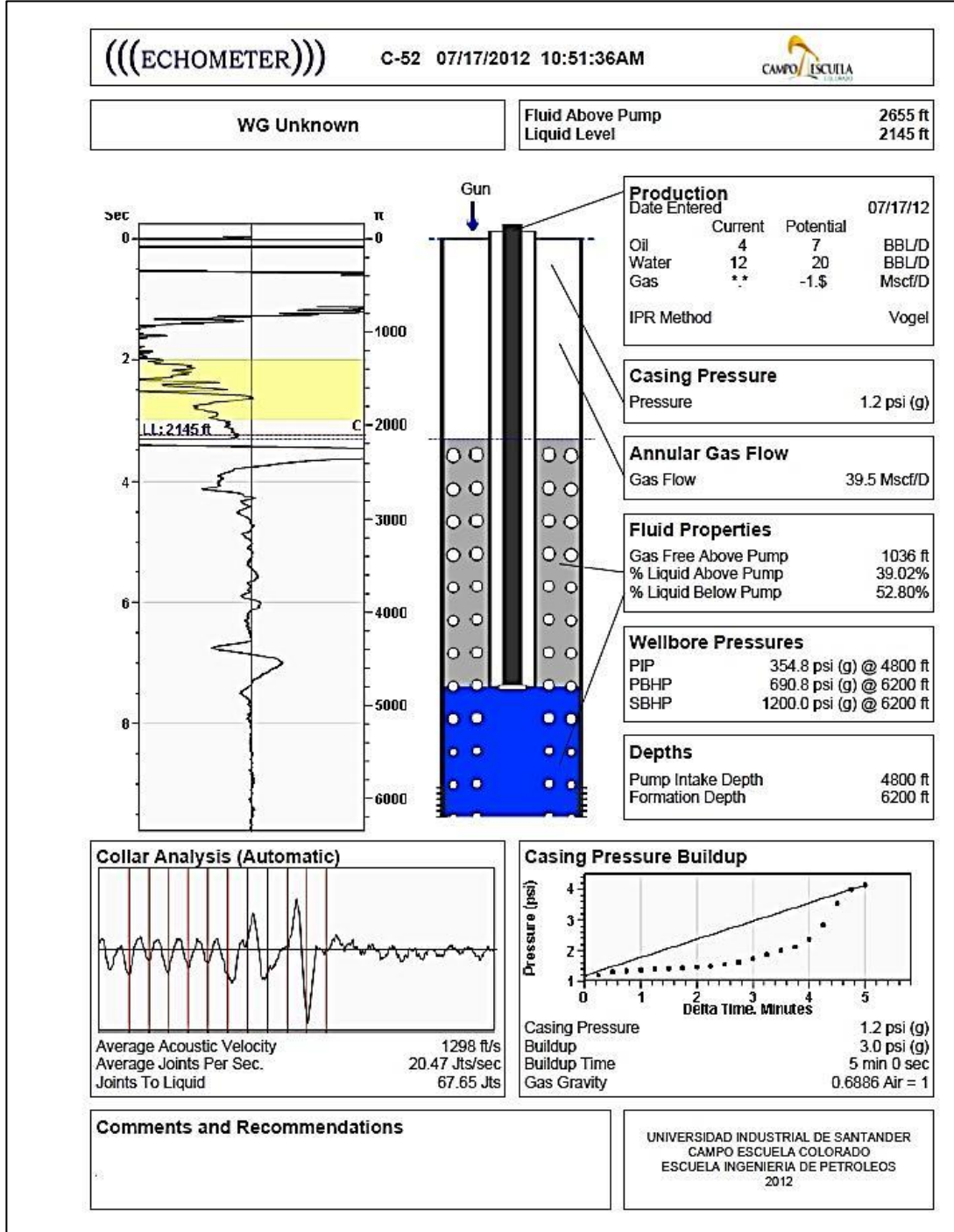
Pump Displacement	4 BBL/D
Pump Fillage	12.2%
Effective Plunger Stroke	2.51 in
Max Plunger Stroke	20.57 in
Pump Intake Pressure	22.1 psi (g)
Measured Fluid Load	2235.6 lb
Calculated Fluid Load	1801.6 lb
Pump HP	0.5 HP

Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
 CAMPO ESCUELA COLORADO
 ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
 2012

COLORADO 52

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER))) HT 1398 07/17/2012 10:59:17AM 

C-52 ?HP/?A Electric 24 hr/day Stroke 12 of 12

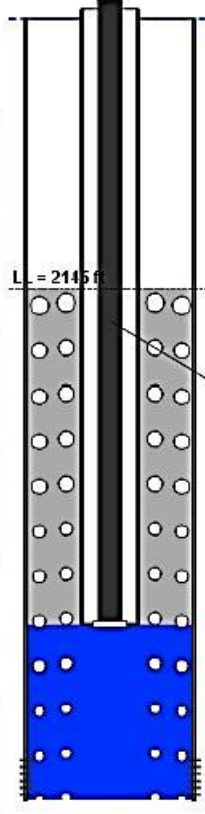
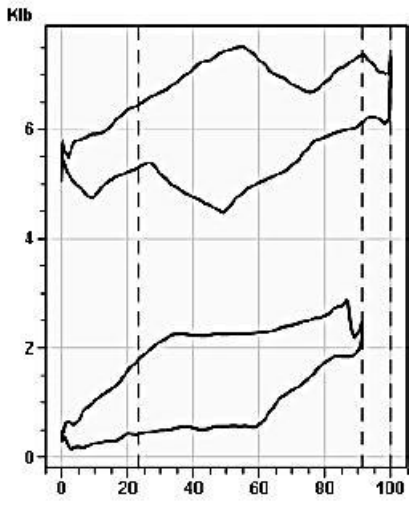
Stroke
 SPM 7.00 spm
 Meas. Length 100.00 in

Polished Rod
 Peak Load 7516.8 lb
 Min Load 4476.7 lb
 Power 2.7 HP

Beam Loading **



Wellhead
 Tubing Pressure 20.0 psi (g)
 Casing Pressure 1.2 psi (g)



Rod Loading

Diameter (in) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.625 / 4775	D	52.1%	24500.8	57.6%

System Efficiencies

Polished Rod/Motor Eff.	**
Pump/Motor Eff.	**
Volumetric Eff.	25.6%

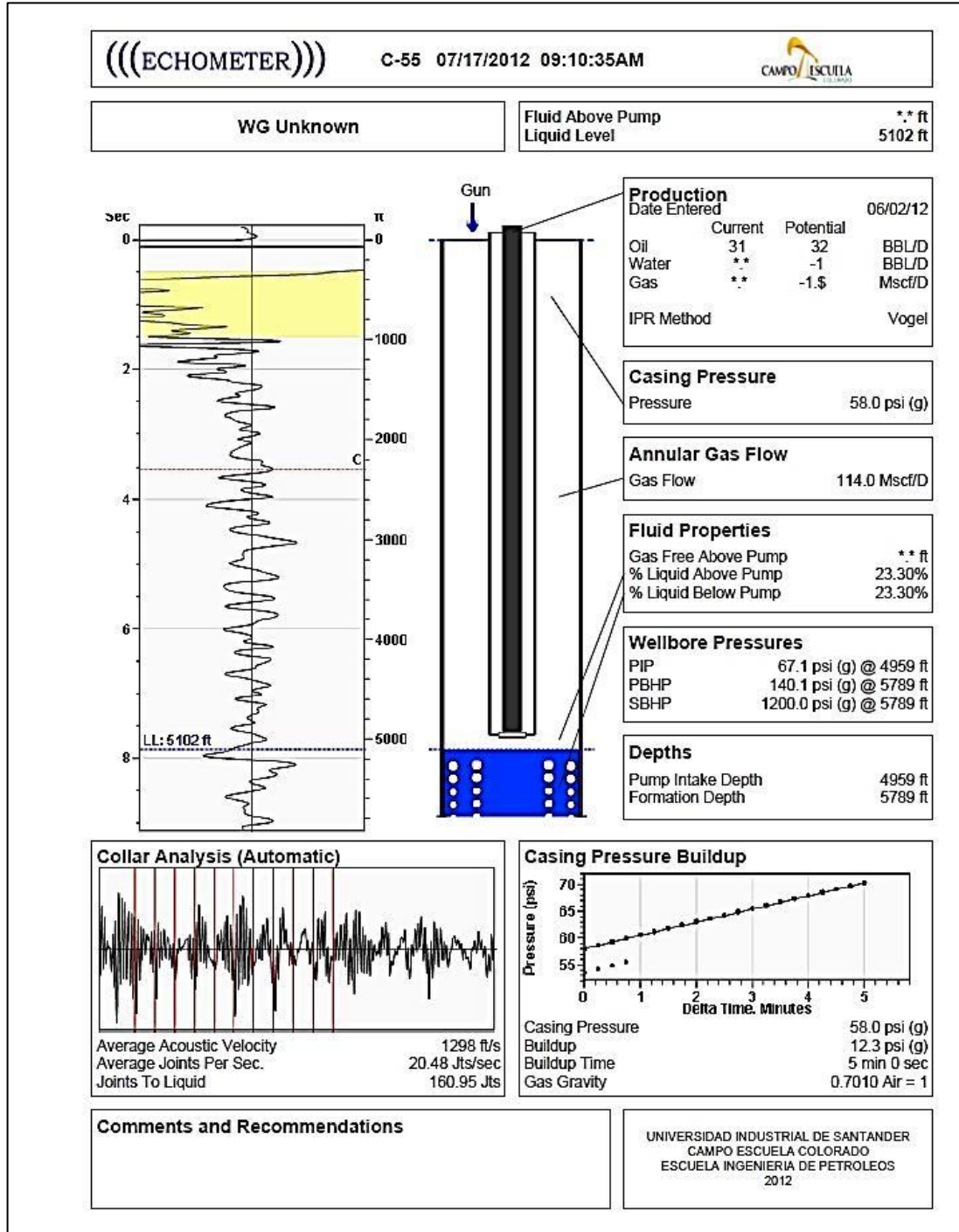
Pump

Pump Displacement	30 BBL/D
Pump Fillage	25.6%
Effective Plunger Stroke	23.37 in
Max Plunger Stroke	91.23 in
Pump Intake Pressure	180.8 psi (g)
Measured Fluid Load	2863.3 lb
Calculated Fluid Load	2559.2 lb
Pump HP	2.0 HP

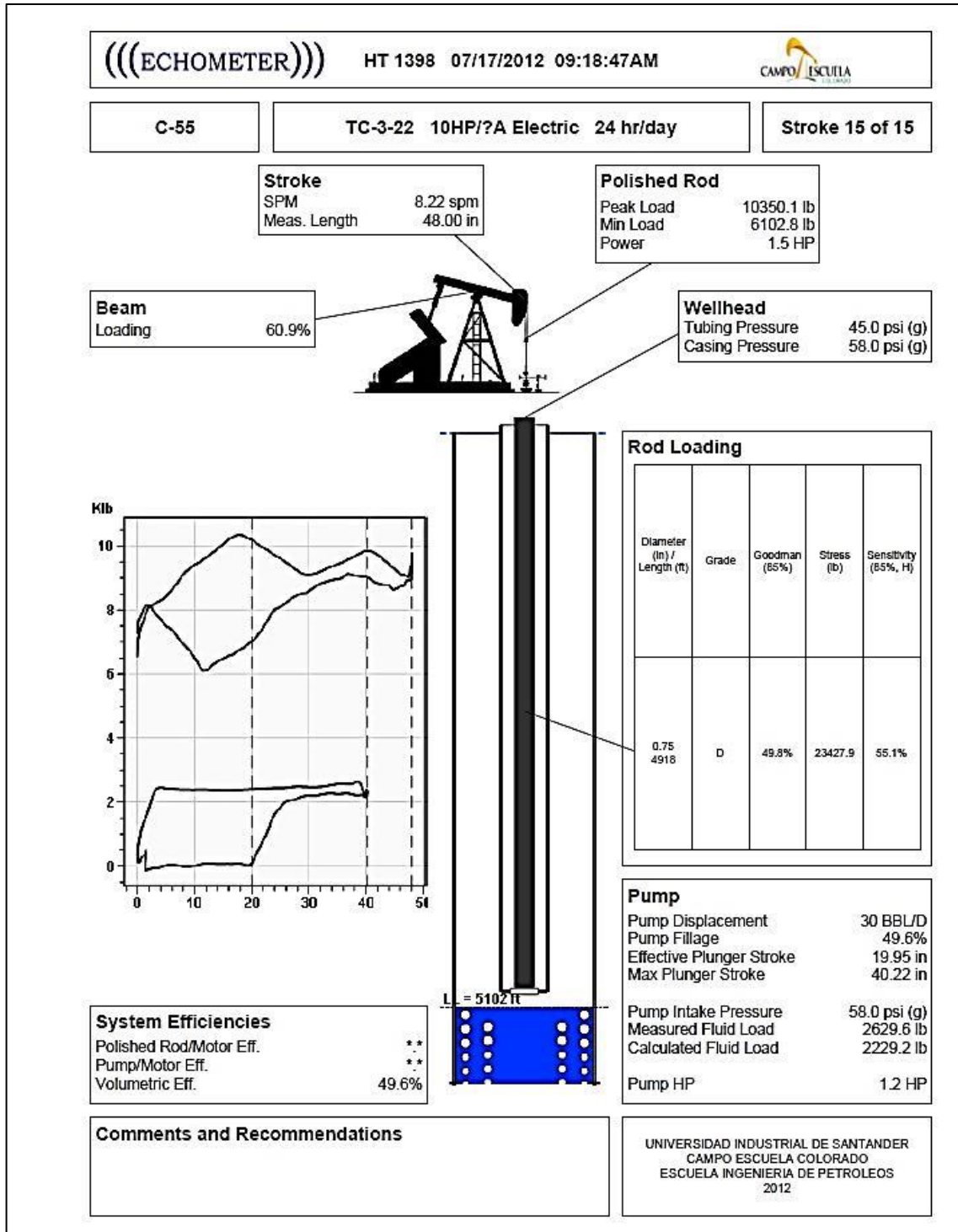
Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
 CAMPO ESCUELA COLORADO
 ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
 2012

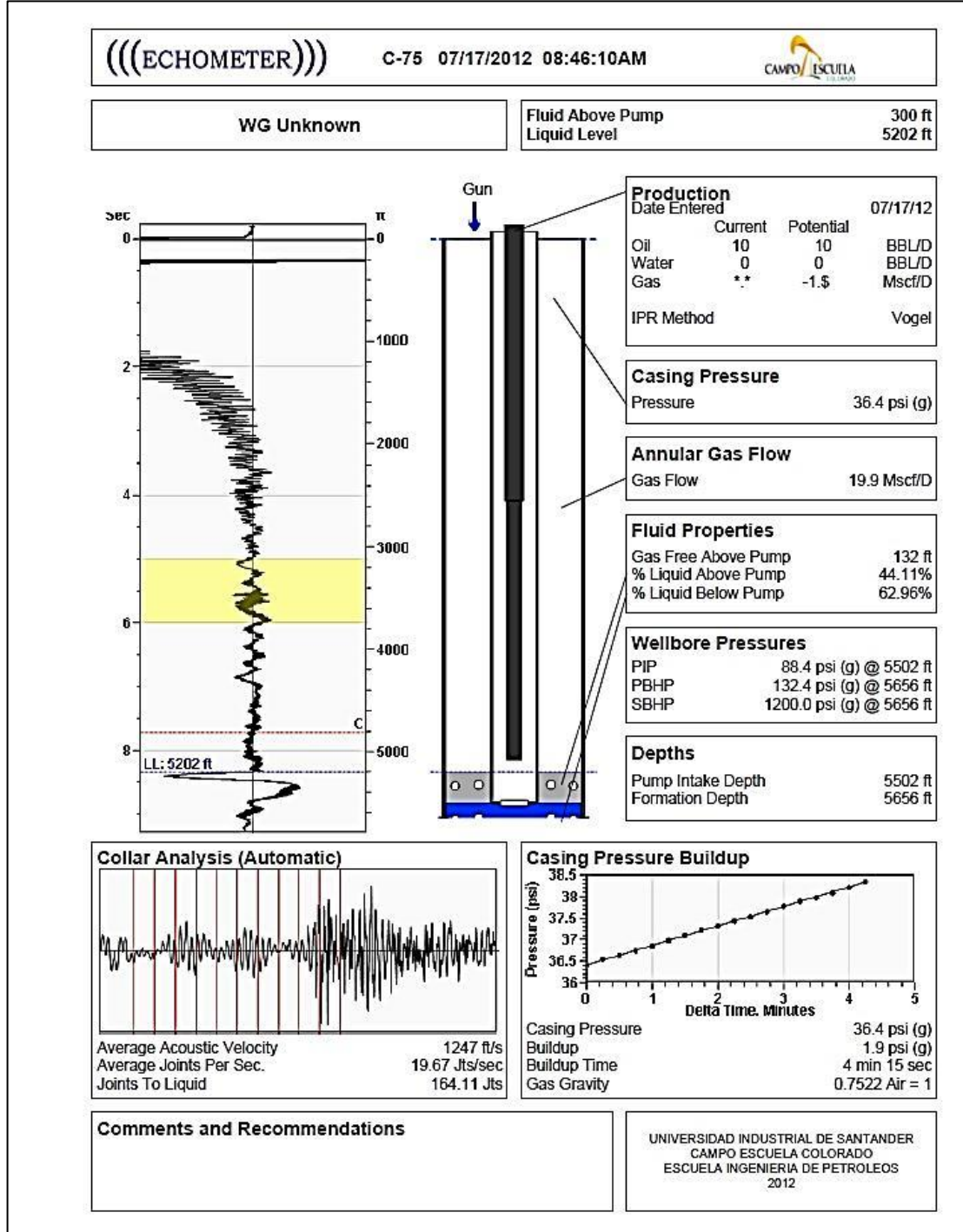
NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA



NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER))) HT 1398 07/17/2012 08:53:33AM 

C-75 TC-3-22 30HP/?A Electric 24 hr/day Stroke 21 of 21

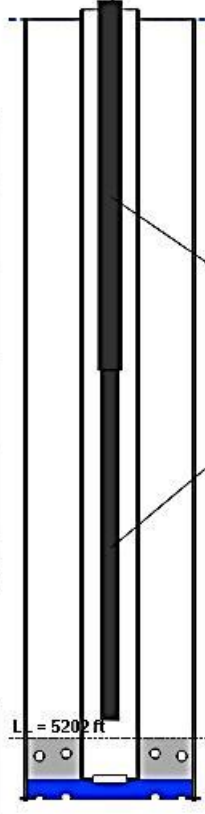
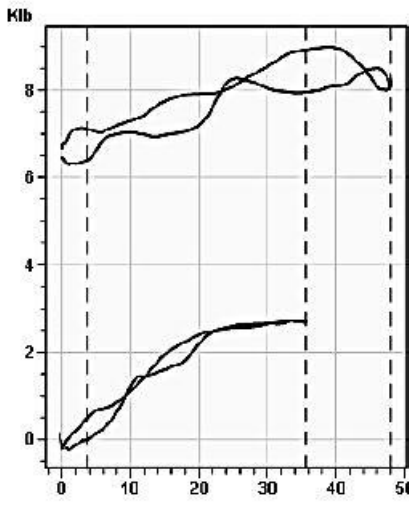
Stroke
 SPM 11.92 spm
 Meas. Length 48.00 in

Polished Rod
 Peak Load 8988.1 lb
 Min Load 6303.1 lb
 Power 0.7 HP

Beam Loading 52.9%



Wellhead
 Tubing Pressure 25.0 psi (g)
 Casing Pressure 36.4 psi (g)



Rod Loading

Diameter (In) / Length (ft)	Grade	Goodman (85%)	Stress (lb)	Sensitivity (85%, H)
0.75 / 2550	D	31.8%	20344.9	47.9%
0.625 / 2525	D	41.7%	16682.5	47.9%

System Efficiencies

Polished Rod/Motor Eff.	**
Pump/Motor Eff.	**
Volumetric Eff.	10.4%

Pump

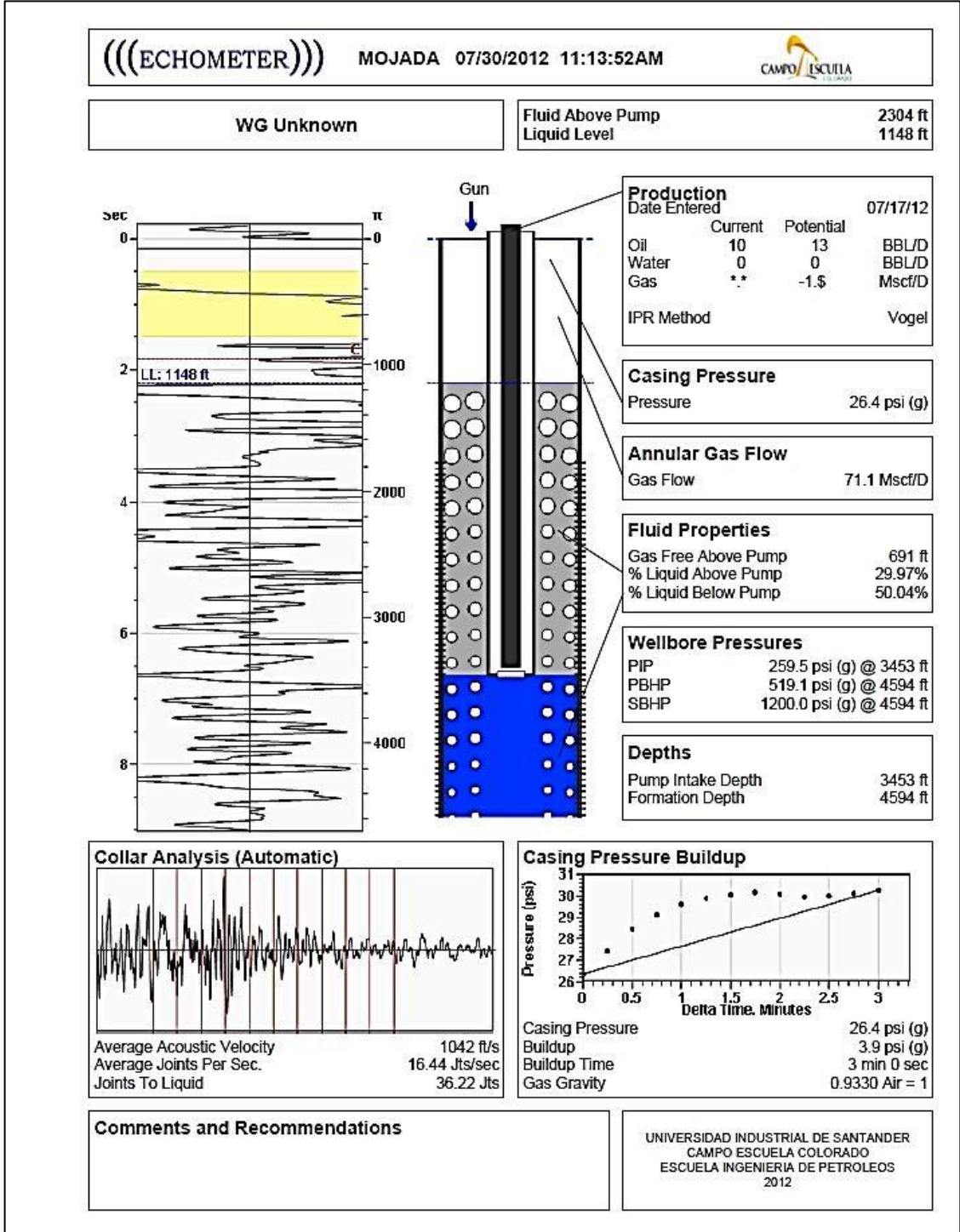
Pump Displacement	6 BBL/D
Pump Fillage	10.4%
Effective Plunger Stroke	3.69 in
Max Plunger Stroke	35.59 in
Pump Intake Pressure	36.4 psi (g)
Measured Fluid Load	2724.3 lb
Calculated Fluid Load	1979.3 lb
Pump HP	0.2 HP

Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
 CAMPO ESCUELA COLORADO
 ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
 2012

MOJADA

NIVEL DE LÍQUIDO



DINAGRAMA

(((ECHOMETER)))

HT 1398 07/17/2012 12:13:19PM



MOJADA

TC-3-22-B 10HP/?A Electric 24 hr/day

Stroke 15 of 15

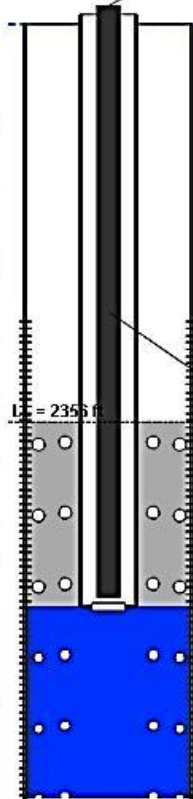
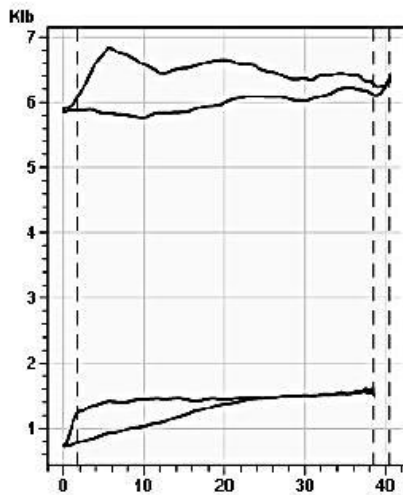
Stroke
SPM 8.82 spm
Meas. Length 40.50 in

Polished Rod
Peak Load 6833.6 lb
Min Load 5767.6 lb
Power 0.4 HP

Beam Loading 40.2%



Wellhead
Tubing Pressure 20.0 psi (g)
Casing Pressure 0.7 psi (g)



Rod Loading

Diameter (in) / Length (ft)	Grade	Goodman (65%)	Stress (lb)	Sensitivity (65%, H)
0.75 / 3399	D	12.3%	15468.1	36.4%

Pump

Pump Displacement 3 BBL/D
Pump Fillage 4.4%
Effective Plunger Stroke 1.71 in
Max Plunger Stroke 38.45 in

Pump Intake Pressure 60.8 psi (g)
Measured Fluid Load 1598.7 lb
Calculated Fluid Load 1546.4 lb

Pump HP 0.2 HP

System Efficiencies
Polished Rod/Motor Eff. **
Pump/Motor Eff. **
Volumetric Eff. 4.4%

Comments and Recommendations

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
CAMPO ESCUELA COLORADO
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
2012

ANEXO B. DATA PARA LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW

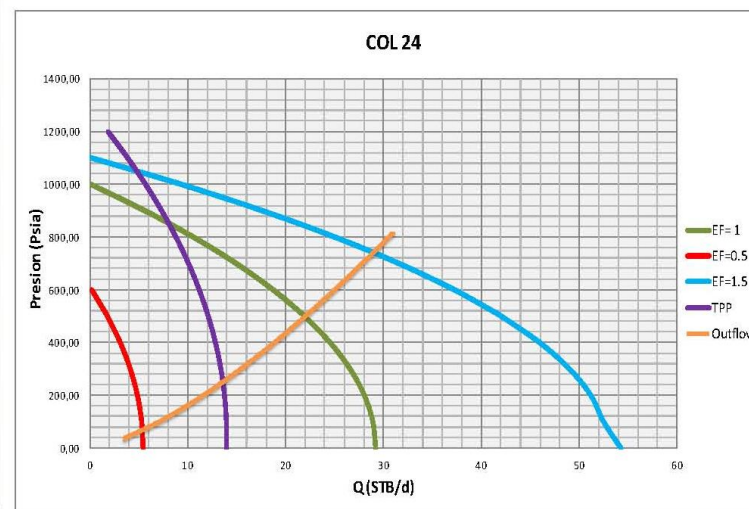
COL 24

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf (psi)	Qo a 2 TPP (Stb/d)	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=1	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=0,5	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=1,5
0,00	13,94	0	29,21	0	5,44	0	54,28
100,00	13,93	100	28,91	100	5,3	100	52,53
200,00	13,74	200	28,04	200	4,86	200	51,22
300,00	13,36	300	26,58	300	4,13	300	49,03
400,00	12,81	400	24,54	400	3,11	400	45,97
500,00	12,07	500	21,92	500	1,8	500	42,04
600,00	11,16	600	18,71	600	0,19	600	37,23
700,00	10,06	700	14,92			700	31,54
800,00	8,78	800	10,55			800	24,99
900,00	7,32	900	5,59			900	17,55
1000,00	5,68	1000	0,06			1000	9,24
1100,00	3,85					1100	0,06
1200,00	1,85						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
25.00	1764.00	1437.44	1466.92	54.48
25.00	1645.00	1340.47	1517.71	202.24
25.00	1697.00	1382.84	1490.39	132.55



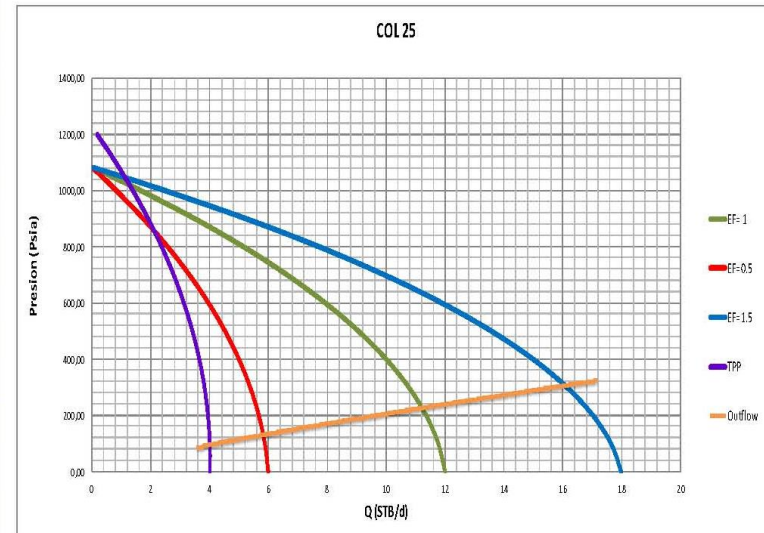
COL 25

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf (psi)	Qo a 2 TPP (Stb/d)	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=1	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=0,5	Pwf (psi)	Qo (Stb/d) Ef=1,5
0,00	13,94	0,00	11,99	0,00	6,00	0,00	17,99
100,00	13,93	100,00	11,76	100,00	5,88	100,00	17,64
200,00	13,74	200,00	11,35	200,00	5,67	200,00	17,02
300,00	13,36	300,00	10,76	300,00	5,38	300,00	16,13
400,00	12,81	400,00	9,99	400,00	4,99	400,00	14,98
500,00	12,07	500,00	9,04	500,00	4,52	500,00	13,56
600,00	11,16	600,00	7,92	600,00	3,96	600,00	11,87
700,00	10,06	700,00	6,61	700,00	3,31	700,00	9,92
800,00	8,78	800,00	5,13	800,00	2,57	800,00	7,70
900,00	7,32	900,00	3,47	900,00	1,74	900,00	5,21
1000,00	5,68	1000,00	1,63	1000,00	0,82	1000,00	2,45
1100,00	3,85						
1200,00	1,85						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
25	878	715,46	816,81	126,35
25	815	664,12	723	83,88
25	828	674,72	754,05	104,33



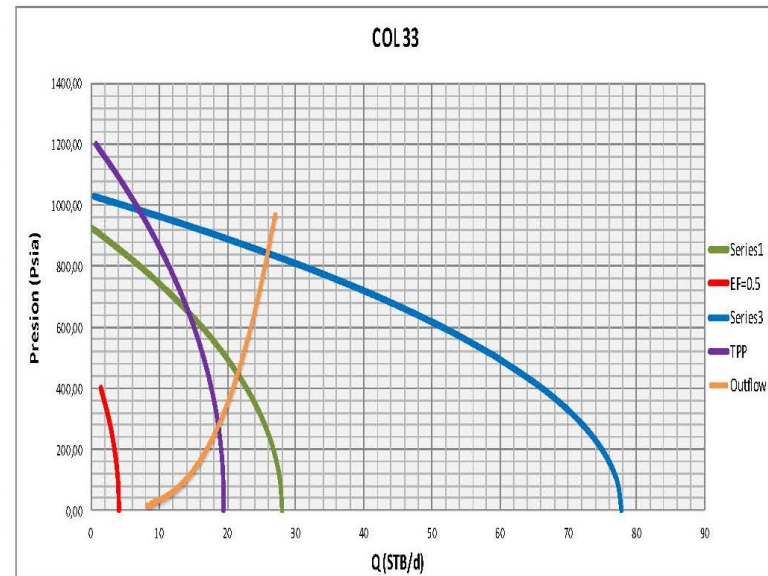
COL 33

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=0,5	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1,5
(psi)	(Stb/d)	(psi)		(psi)		(psi)	
0,00	19,42	0,00	27,98	0,00	4,05	0,00	77,88
100,00	19,40	100,00	27,66	100,00	3,89	100,00	77,15
200,00	19,10	200,00	26,68	200,00	3,40	200,00	74,96
300,00	18,52	300,00	25,06	300,00	2,59	300,00	71,31
400,00	17,66	400,00	22,79	400,00	1,45	400,00	66,20
500,00	16,52	500,00	19,87	500,00		500,00	59,63
600,00	15,10	600,00	16,30	600,00		600,00	51,60
700,00	13,40	700,00	12,09	700,00		700,00	42,11
800,00	11,43	800,00	7,22	800,00		800,00	31,16
900,00	9,17	900,00	1,70	900,00		900,00	18,75
1000,00	6,63			1000,00		1000,00	4,88
1100,00	3,81						
1200,00	0,72						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
45	1972	1606,93	1637,32	75,39
25	1972	1606,93	1700,49	118,56
12	1976	1610,19	1756,18	157,99



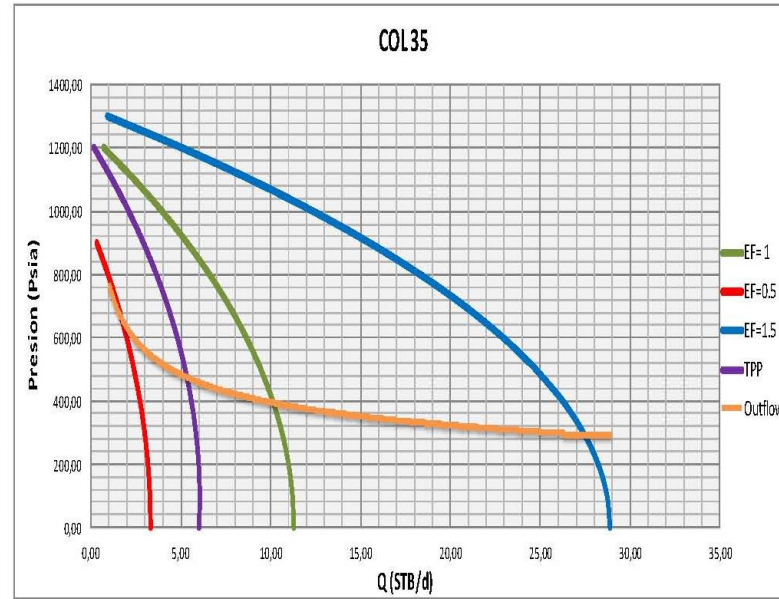
COL 35

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)
(psi)	(Stb/d)	(psi)	Ef=1	(psi)	Ef=0,5	(psi)	Ef=1,5
0.00	6.02	0.00	11.29	0,00	3.32	0,00	28.88
100.00	6.05	100.00	11.21	100,00	3.28	100,00	28.71
200.00	5.99	200.00	10.99	200,00	3.17	200,00	28.22
300.00	5.83	300.00	10.62	300,00	2.99	300,00	27.39
400.00	5.58	400.00	10.11	400,00	2.73	400,00	26.23
500.00	5.24	500.00	9.45	500,00	2.40	500,00	24.74
600.00	4.80	600.00	8.64	600,00	2.00	600,00	22.92
700.00	4.26	700.00	7.68	700,00	1.52	700,00	20.77
800.00	3.64	800.00	6.58	800,00	0.97	800,00	18.29
900.00	2.91	900.00	5.33	900,00	0.34	900,00	15.48
1000.00	2.09	1000.00	3.93			1000,00	12.33
1100.00	1.18	1100.00	2.39			1100,00	8.86
1200.00	0.17	1200.00	0.70			1200,00	5.05

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
75,00	2194,00	1787,83	2383,00	670,17
72,00	2194,00	1787,83	1979,87	370,42
42,00	2794,00	2276,76	1849,34	479,76



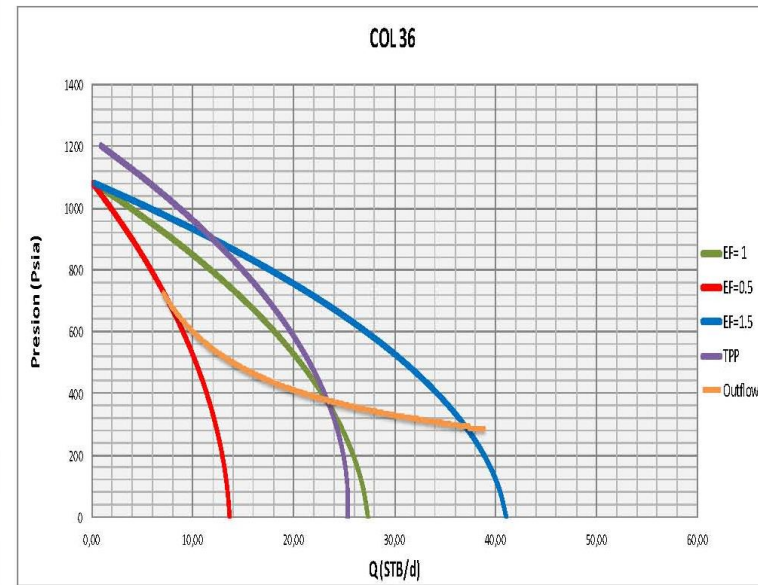
COL 36

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)
(psi)	(Stb/d)	(psi)	Ef=1	(psi)	Ef=0,5	(psi)	Ef=1,5
0.00	25.37	0.00	27.37	0,00	13.68	0,00	41.05
100.00	25.35	100.00	26.83	100,00	13.42	100,00	40.25
200.00	24.95	200.00	25.90	200,00	12.95	200,00	38.85
300.00	24.20	300.00	24.56	300,00	12.28	300,00	36.84
400.00	23.07	400.00	22.81	400,00	11.41	400,00	34.22
500.00	21.58	500.00	20.66	500,00	10.33	500,00	30.99
600.00	19.73	600.00	18.11	600,00	9.05	600,00	27.16
700.00	17.51	700.00	15.14	700,00	7.57	700,00	22.72
800.00	14.93	800.00	11.78	800,00	5.89	800,00	17.67
900.00	11.98	900.00	8.01	900,00	4.00	900,00	12.01
1000.00	8.66	1000.00	3.83	1000,00	1.92	1000,00	5.75
1100.00	4.98						
1200.00	0.94						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
50,00	970,00	790,43	1157,00	416,57
30,00	970,00	790,43	915,36	370,42
50,00	1256,00	1023,48	1007,50	479,76



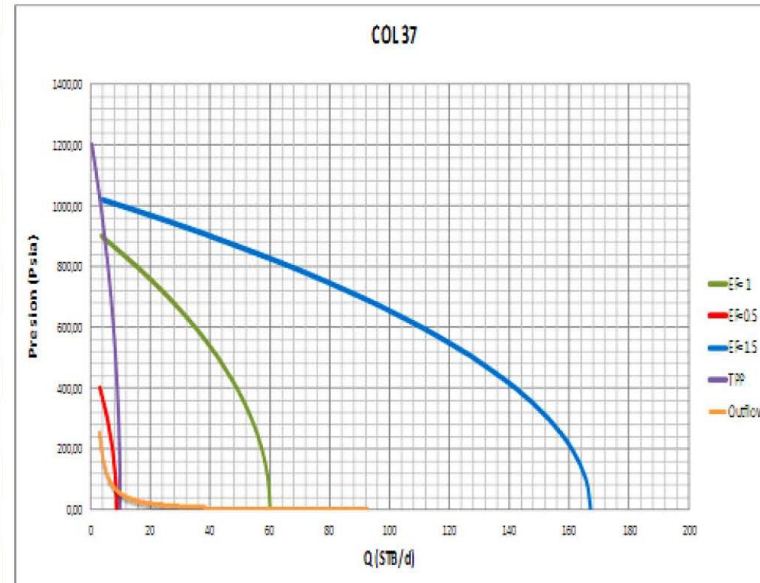
COL 37

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=0,5	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1,5
(psi)	(Stb/d)	(psi)		(psi)		(psi)	
0.00	9.91	0.00	60.06	0,00	8.69	0,00	167.15
100.00	9.90	100.00	59.36	100,00	8.34	100,00	165.58
200.00	9.75	200.00	57.27	200,00	7.29	200,00	160.88
300.00	9.45	300.00	53.79	300,00	5.55	300,00	153.05
400.00	9.01	400.00	48.92	400,00	3.12	400,00	142.08
500.00	8.43	500.00	42.65			500,00	127.98
600.00	7.71	600.00	34.99			600,00	110.74
700.00	6.84	700.00	25.94			700,00	90.38
800.00	5.83	800.00	15.49			800,00	66.88
900.00	4.68	900.00	3.66			900,00	40.24
1000.00	3.38					1000,00	10.47
1100.00	1.95						
1200.00	0.37						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
65,00	2384,00	1942,66	1945,45	67,79
50,00	2256,00	1838,36	2055,13	266,77
33,00	1769,00	1441,51	1448,30	39,79



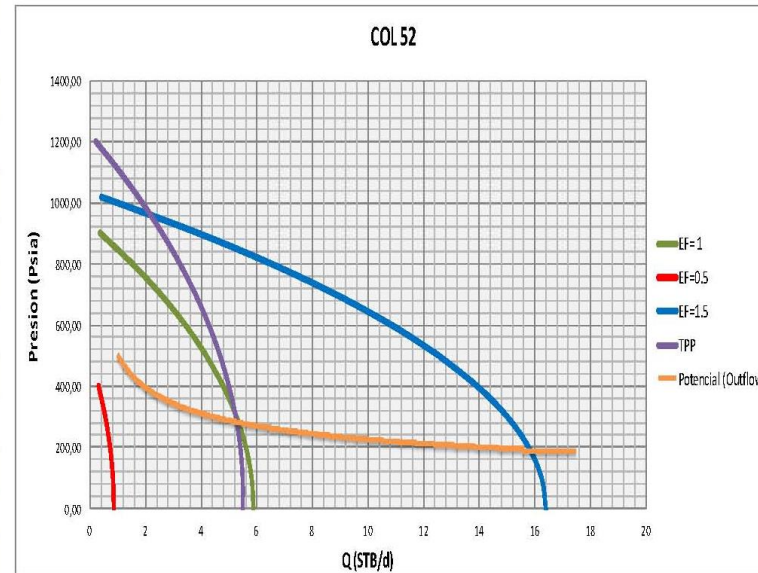
COL 52

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)
(psi)	(Stb/d)	(psi)	Ef=1	(psi)	Ef=0,5	(psi)	Ef=1,5
0.00	5,50	0.00	5,89	0,00	0,85	0,00	16,40
100.00	5,50	100.00	5,82	100,00	0,82	100,00	16,25
200.00	5,41	200.00	5,62	200,00	0,72	200,00	15,78
300.00	5,25	300.00	5,28	300,00	0,54	300,00	15,02
400.00	5,00	400.00	4,80	400,00	0,31	400,00	13,94
500.00	4,68	500.00	4,09	500,00	0,00	500,00	12,56
600.00	4,28	600.00	3,43			600,00	10,87
700.00	3,80	700.00	2,54			700,00	8,87
800.00	3,24	800.00	1,52			800,00	6,56
900.00	2,60	900.00	0,36			900,00	3,95
1000.00	1,88					1000,00	1,03
1100.00	1,08						
1200.00	0,20						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
25,00	1083,00	882,51	1278,12	420,61
25,00	803,00	654,34	981,50	352,16
25,00	660,00	537,82	1010,76	497,94



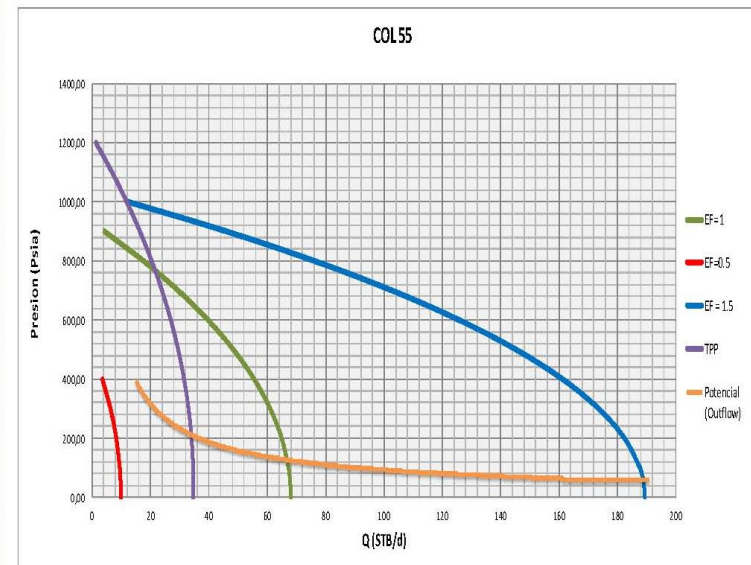
COL 55

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=0,5	Pwf	Qo (Stb/d) Ef=1,5
(psi)	(Stb/d)	(psi)		(psi)		(psi)	
0.00	34,68	0.00	68,07	0,00	9,85	0,00	189,45
100.00	34,64	100.00	67,29	100,00	9,45	100,00	187,68
200.00	34,11	200.00	64,92	200,00	8,27	200,00	182,35
300.00	33,07	300.00	60,97	300,00	6,29	300,00	173,47
400.00	31,54	400.00	55,45	400,00	3,53	400,00	161,04
500.00	29,50	500.00	48,34			500,00	145,06
600.00	26,97	600.00	39,66			600,00	125,52
700.00	23,94	700.00	29,40			700,00	102,44
800.00	20,41	800.00	17,56			800,00	75,80
900.00	16,37	900.00	4,14			900,00	45,61
1000.00	11,84					1000,00	11,87
1100.00	6,81						
1200.00	1,28						

Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
40,00	2248,00	1831,84	2065,54	273,70
40,00	2261,00	1842,43	2126,76	324,33
40,00	2177,00	1773,98	1964,25	230,27



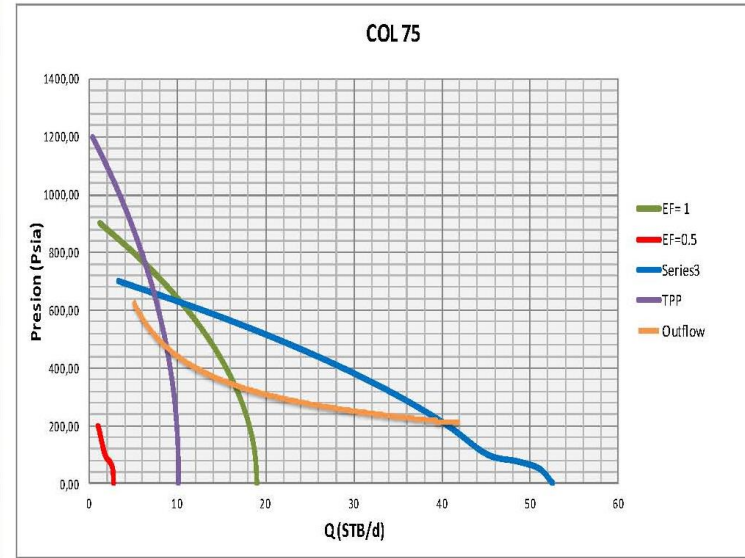
COL 75

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)	Pwf	Qo (Stb/d)
(psi)	(Stb/d)	(psi)	EF=1	(psi)	EF=0,5	(psi)	EF=1,5
0.00	10,04	0.00	19,04	0,00	2,75	0,00	53,03
100.00	10,03	100.00	18,82	100,00	2,64	100,00	52,50
200.00	9,88	200.00	18,16	200,00	2,31	200,00	51,01
300.00	9,58	300.00	17,05	300,00	1,76	300,00	48,52
400.00	9,13	400.00	15,51	400,00	0,99	400,00	45,05
500.00	8,55	500.00	13,52			500,00	40,57
600.00	7,81	600.00	11,09			600,00	35,11
700.00	6,93	700.00	8,22			700,00	28,65
800.00	5,91	800.00	4,91			800,00	21,20
900.00	4,74	900.00	1,16			900,00	12,76
1000.00	3,43					1000,00	3,32
1100.00	1,97						
1200.00	0,37						

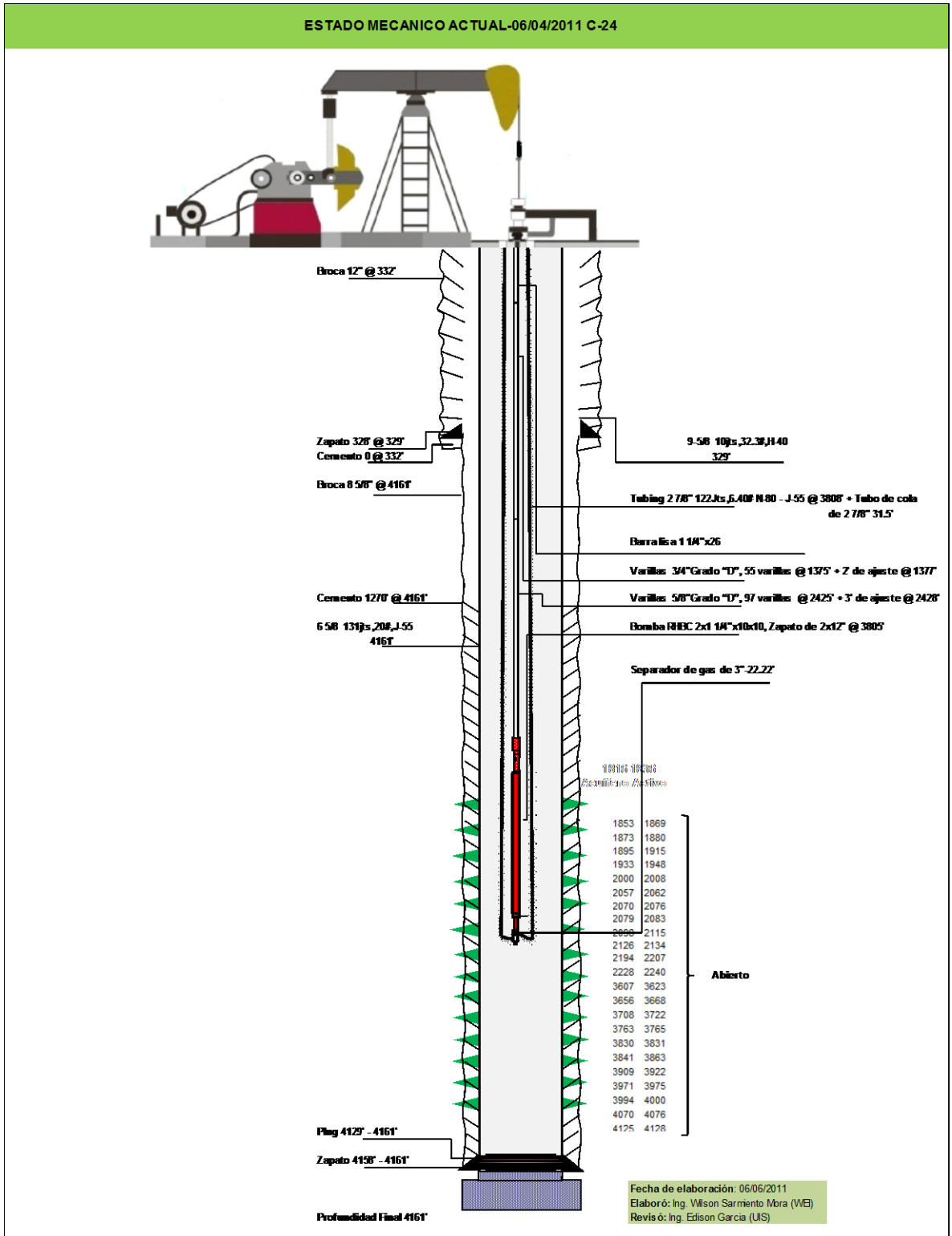
Outflow

Pwh	Fo	Pfo	Δ Pft	Pwf
40,00	1954,00	1592,26	2121,15	568,89
40,00	2060,00	1678,64	2244,82	606,18
40,00	1954,00	1592,26	1977,71	425,45

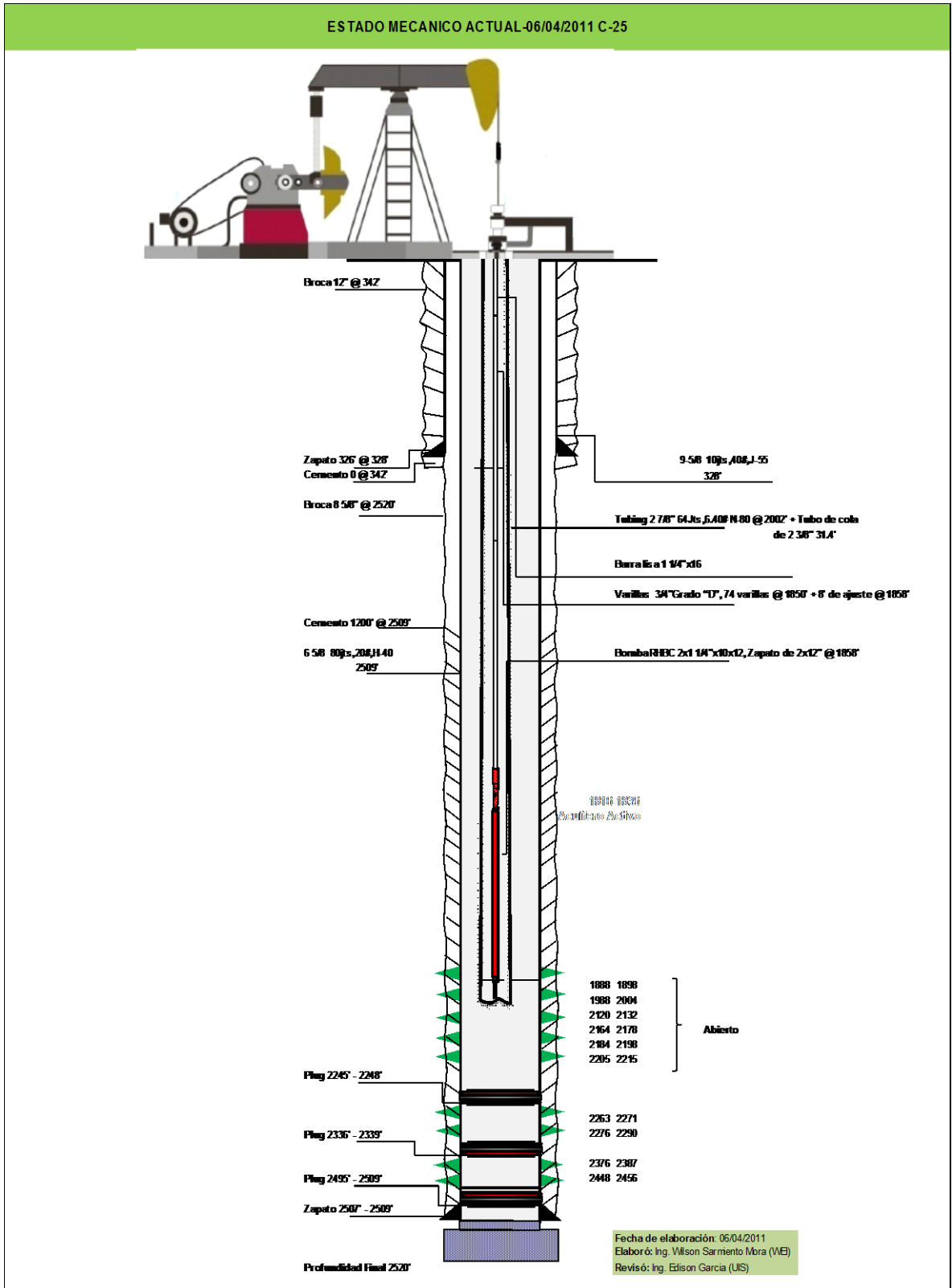


ANEXO C. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS

COLORADO 24

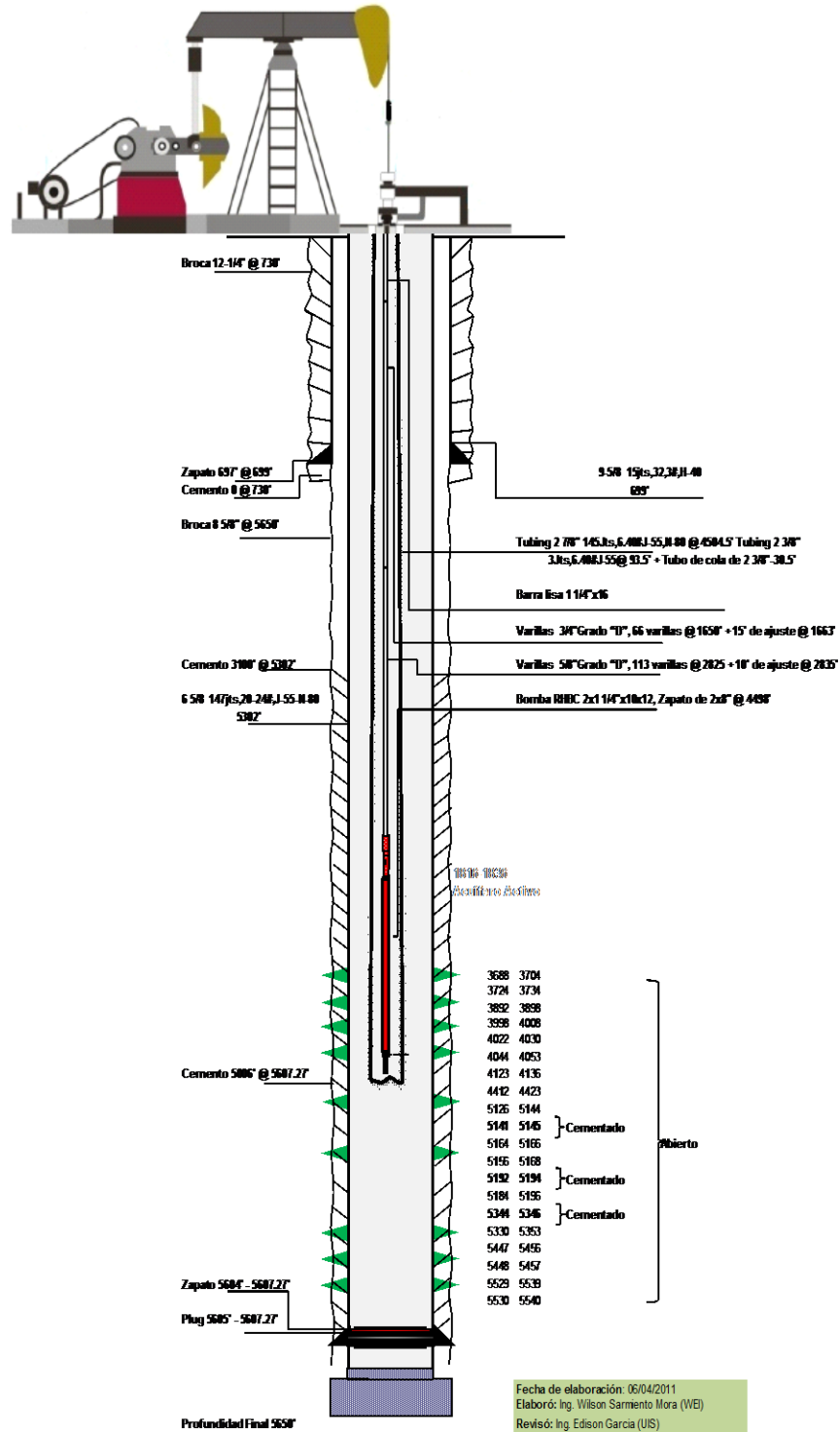


COLORADO 25

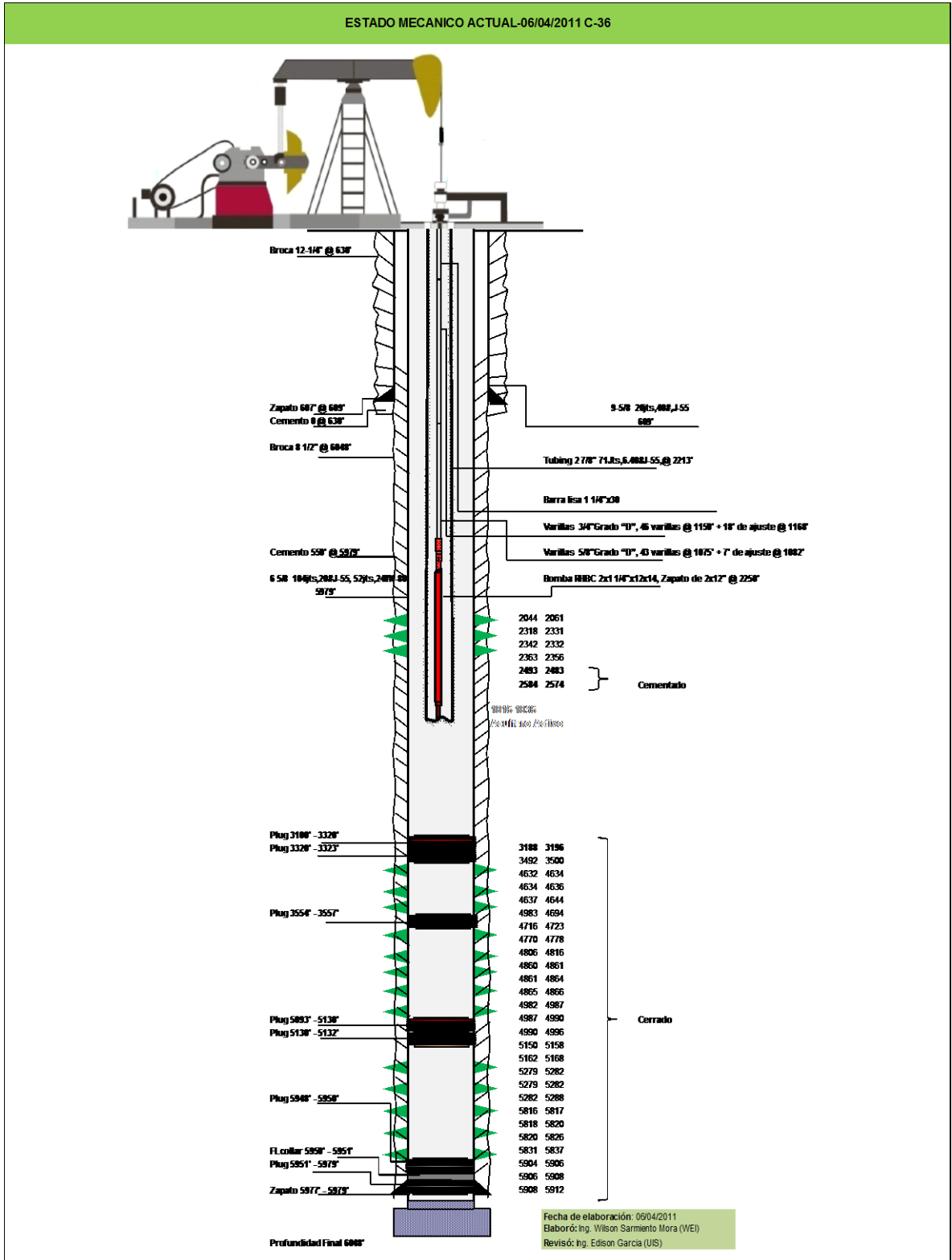


COLORADO 33

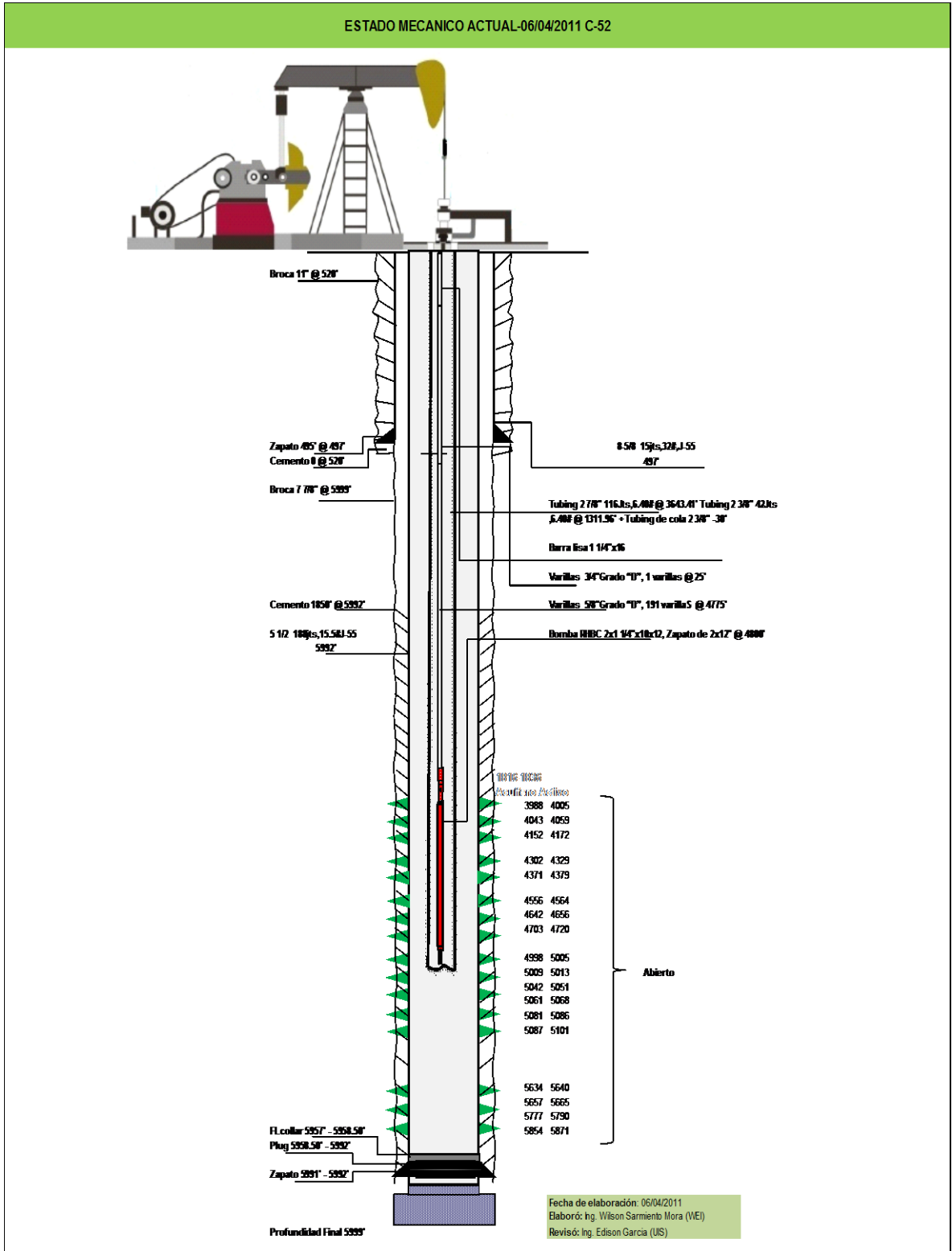
ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-33






COLORADO 36



COLORADO 52






ANEXO D. ATS PARA COLOCAR GOLPE DE BOMBA DE FORMA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

 	CAMPO ESCUELA COLORADO - UIS FORMATO DE ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO - ATS PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL GOLPE DE BOMBA			
PLANTA Y/O LUGAR:	Campo Escuela Colorado	FECHA (dd/mm/aa)		
EQUIPO OBJETO DEL TRABAJO:	Unidad de Bombeo Mecanico	Elaboración:		
TRABAJO A REALIZAR:	Colocar o quitar golpe a bomba de subsuelo	Aplicación:		
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS:	Llave de Tubo, llave expansiva, llave boca fija, grampa auxiliar.	Desde:		
		Hasta:		
Tiempo de trabajo aproximado: 40 min.				
SECUENCIA ORDENADA DE PASOS (Procedimiento)	PELIGRO (Fuente o Situación)	CONSECUENCIAS	CONTROLES REQUERIDOS (Preventivos, Protectivos y Reactivos)	
	1 ANIMALES	1.1 Mordeduras de Ofídicos, picaduras de insectos. Enrojecimiento en la piel. Parálisis respiratoria, colapso circulatorio, fiebre, vomito, cefaleas, alergias, enfermedades de tipo viral o bacterias.	1.1.1	Revisar previamente por inspección visual el lugar de trabajo verificando la no presencia de estos animales.
			1.1.2	Uso de EPP (casco, gafas de seguridad, botas de seguridad caña alta y ropa de dotación).
			1.1.3	Respetar el hábitat natural de la especie. Tener precaución e informar a operaciones cuando exista presencia de abejas y/o avispas en cercanías al lugar de trabajo.
			1.1.4	Realizar Charla sobre Riesgo Biológico, Presencia de Animales venenosos ó ponzoñosos.
	2 OBSTÁCULOS EN EL ÁREA	2.1 Caídas a nivel, golpes, resbalones, Contusiones, fracturas, lesiones personales	2.1.1	Difusión de los peligros existentes en el área y Señalización de las áreas de peligro.
			2.1.2	Recolectar los residuos generados por la actividad en un área que no impida el paso ó genere obstáculo.
			2.1.3	Demarcación de las áreas de circulación y/o almacenamiento
			2.1.4	Charlas sobre Riesgo Locativo
	3 SUPERFICIES LISAS, HÚMEDAS, ENLODADAS Y ESBALOSAS POR LLUVIAS. TERRENO A DESNIVEL Ó IRREGULAR	3.1 Golpes, caídas, lesiones, fracturas, heridas, contusiones, luxaciones	3.1.1	Revisión inspección de la locación, entorno y estado del área donde se van a instalar los equipos.
			3.1.2	Mantener el orden y es aseo en el área de trabajo, señalizar y demarcar áreas de tránsito.
			3.1.3	Uso de botas de seguridad con suela antideslizante en buen estado
			3.1.4	Realizar charla en seguridad sobre Riesgo Locativo.

A	Riesgos comunes a la actividad	4	MANEJO INADECUADO DE CARGA (peso de los módulos)	4.1	Lumbagos, hernias, dolores osteomusculares, trauma de columna, Distensiones, desgarros, calambres, tendinitis, lesiones incapacitantes	4.1.1	No levantar mas de lo establecido (25 Kg) por persona. Emplear higiene corporal correcta, flexione las piernas, manteniendo la espalda recta.
						4.1.2	El desplazamiento se debe realizar entre dos personas, en caso de ser necesario emplear ayuda mecánica.
						4.1.3	Difundir charla sobre métodos apropiados para levantamiento movlizado y manejo manual de cargas.
		5	POSICIONES SEDENTES (posturas prolongadas de pie, inclinado)	5.1	lesiones y/o alteraciones del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, stres perdida de la capacidad fisica	5.1.1	Adoptar posturas apropiadas durante la realización de tareas que impliquen quietud.
						5.1.2	Descansos programados, Pausas activas que incluyan estiramiento muscular
						5.1.3	Cambio de postura
						5.1.4	Divulgar charla sobre higiene postural.
		6	EXPOSICIÓN A RADIACIÓN SOLAR	6.1	Insolación, deshidratación, estrés, cefaleas, agotamiento físico.	6.1.1	Divulgar al personal el beneficio de usar bloqueador solar y verificar su aplicación.
						6.1.2	Evitar exposición prolongadas al sol cuando se presentan altas temperaturas.
						6.1.3	Realizar pausas a la sombra cada hora o de acuerdo a la capacidad física de cada trabajador durante la actividad, para reposar e hidratarse.
						6.1.4	Asegurar la permanencia de un termo con agua potable para consumo, para la hidratación del personal durante la jornada de trabajo.
						6.1.5	Usar capuchón y camisa manga larga
						6.1.6	Trasladar el afectado a un lugar fresco y con sombra. Buscar una posición semisentado.
						6.1.7	Si presenta síntomas de insolación ó golpe de calor aplique compresas de agua fría en la cabeza y dele de beber pequeños sorbos de agua fresca, no helada. Si los síntomas persisten traslade a un centro médico
		7	PROYECCIÓN DE PARTÍCULAS	7.1	Lesiones Oculares	7.1.1	Uso permanente de gafas de seguridad.
						7.1.2	Practicas de autocuidado. Ojos y mentes
						7.1.3	Charlas en seguridad sobre Autocuidado e importancia de los ojos y uso de los elementos del botiquín para la atención de primer auxilio por lesiones oculares.
		8	MANIPULACIÓN DE MATERIALES, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	8.1	Golpes, contusiones machucones, hematomas, Cortaduras	8.1.1	Practicas de autocuidado. Ojos y mentes puestos en la tarea.
8.1.2	Realizar pre operacional a las herramientas y reportar al Supervisor cualquier anomalia o falla en los equipos.						
8.1.3	Realizar inspección visual antes de intervenir el equipo y mantener comunicación permanente con el equipo de trabajo						
8.1.4	Antes de intervenir el sistema de Freno verifique						
8.1.5	Charla sobre Practicas de Trabajo seguras = AUTOCUIDADO						

B	MOVILIZACIÓN VEHICULAR DEL PERSONAL Y EQUIPOS A LAS UNIDADES DE BOMBEO	1	Vehículos en malas condiciones, carretera destapada, angosta y en mal estado. Ramas de arboles salientes y Presencia de semovientes en la vía	1.1	Accidentes de Tránsito, contusiones, Fracturas múltiples, traumas osteomusculares, atrapamientos, lesiones incapacitantes, Daños a terceros	1.1.1	Realizar inspección pre operacional al vehículo.	
						1.1.2	Cumplir con las normas y señales de tránsito (Nacionales e internas) Límite de velocidad (30 Km/H), Cinturón de Seguridad, No hablar por celular mientras conduce, respetar al peatón.	
						1.1.3	Capacitación en manejo defensivo	
						9.1.4	Realizar mantenimiento preventivo al vehículo y en caso de presentarse alguna anomalía reportarla e inmovilizar el vehículo si es necesario.	
						9.1.5	Estar atento al estado de las vías y reportar cualquier condición insegura que se observe.	
	2	INADECUADO ASEGURAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	2.1	Caída de objetos en la vía, Accidentes de tránsito, Lesiones a personas y Daños a terceros	2.1.1	Almacenar adecuadamente y asegurar las herramientas y equipos para el transporte.		
					2.1.2	Prácticas de trabajo seguras y aplicar AUTOCAUIDADO.		
					2.1.3	Aplicar PARE - PIENSE - ACTUE		
					2.1.4	Charlas sobre Almacenamiento de herramientas equipos y Hrrtas		
Golpe de Bomba de Subsuelo								
C	Pare y frene la unidad con la cabeza de mula en el punto muerto inferior.	1	Manipulación de partes mecánicas	1,1	Golpes, fracturas, heridas, contusiones, lesiones incapacitantes	1.1.1	Contar con personal competente. Prácticas de trabajo claras y seguro.	
						1.1.2	Ojos y mente puestos en la tarea y Mantener comunicación permanente entre el equipo de trabajo.	
						1.1.3	Antes de intervenir el sistema de Freno verifique el estado mecánico (bandas).	
		2	Sistema energizado	2,1	Electrocución, Quemaduras de primero, segundo y tercer grado	2.1.1	Verificar que la caja de control tenga polo a tierra.	
						2.1.2	Acercar ligeramente su mano a la caja con la palma hacia dentro para determinar si existe atracción (energización), ubíquese a un lado de la caja de control.	
						2.1.3	Desenergizar la Unidad Bombeo apagando el interruptor. Si la caja eléctrica está en mal estado no realizar la operación y reportar inmediatamente.	
	2.1.4					Coordinar actividad antes de iniciar y aclarar dudas para garantizar que el procedimiento de trabajo se realice de forma segura.		
	2.1.5	Asegurar que el personal que realice la labor este capacitado y autorizado para realizar trabajos eléctrico.						
	Coloque y ajuste una grapa de vástago auxiliar en la barra lisa, de tal manera que al concluir su recorrido descendente,					Golpes, fracturas,	1.1.1	Verificar el ajuste de la caja de empaques antes de colocar y /0 quitar golpe.
							1.1.2	Verificar el buen estado de la grapa antes de su instalación. En caso de presentar deterioro no usar, sacar de funcionamiento y marcarla.

D	Coloque y ajuste una grapa de vástago auxiliar en la barra lisa, de tal manera que al concluir su recorrido descendente, estagrampa se apoye sobre el tee prensa. (La grapa auxiliar de vástago, llamada también grapa de maniobra, deberá ser de doble ojal, con tornillos cuyo torque deberá ser de 310 lbs/pie)	1	Manipulación de herramientas y piezas mecánicas.	1,1	Golpes, fracturas, heridas, contusiones, lesiones incapacitantes	1.1.3	Al colocar la grapa en la barra lisa se debe fijar la llave con seguridad.
						1.1.4	Verificar que la grapa quede apoyada en la prensa- estopa. Ajuste las tuercas y apriételas.
						1.1.5	Coordinar Actividades. Ojos y mentes puestos en la tarea y disponer de personal competente y autorizado.
E	Quite el freno y ponga la unidad en marcha	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
F	Pare y frene la unidad antes de terminar la primera vuelta completa de la manivela, así la grapa se apoyará sobre el tee prensa, quedando así toda la sarta soportada por la grapa auxiliar y el portabarra quede libre.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
G	En el caso de colocar golpe de bomba, se debe aflojar la grapa superior (la que se utiliza para soportar la sarta de varillas desde la cruceta con el portabarra), para colocarla mas arriba, tanto como sea requerido para lograr el efecto buscado, en el caso de necesitar quitar el golpe de bomba se debe bajar la grampa tantos centímetros como sea necesario, el punto de referencia para el ajuste de medida, es la parte superior de la cupla deseguridad	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia B					
H	Aflojar el freno hasta que el portabarra se apoye nuevamente sobre la grapa o cupla a la distancia a la que se colocó y vuelva a accionar el freno.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A seccion 1					
I	Quite la grapa auxiliar.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia B					
J	Quite el freno y ponga la unidad en marcha	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
<p>NOTA: Si no ha sido suficiente la corrección de medida se deberá proceder de la manera descrita anteriormente a efectos de lograr el efecto esperado.</p>							

		CAMPO ESCUELA COLORADO - UIS FORMATO DE ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO - ATS PROCEDIMIENTO NO CONVENCIONAL GOLPE DE BOMBA	
PLANTA Y/O LUGAR:	Campo Escuela Colorado	FECHA (dd/mm/aa)	
EQUIPO OBJETO DEL TRABAJO	Unidad de Bombeo Mecanico	Elaboración:	
TRABAJO A REALIZAR:	Colocar o quitar golpe a bomba de subsuelo	Aplicación:	
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS:	Llave de Tubo, llave expansiva, llave boca fija, grapa auxiliar.	Desde:	
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS:	Llave de Tubo, llave expansiva, llave boca fija, grapa auxiliar.	Hasta:	
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS:	Llave de Tubo, llave expansiva, llave boca fija, grapa auxiliar.	Tiempo de trabajo aproximado: 10 min.	
SECUENCIA ORDENADA DE PASOS (Procedimiento)	PELIGRO (Fuente o Situación)	CONSECUENCIAS	CONTROLES REQUERIDOS (Preventivos, Protectivos y Reactivos)
NOTA: Para lograr la configuración deseada para la implementación de la herramienta no convencional es necesario que el pozo tenga golpe en la bomba de subsuelo, de lo contrario se debe colocar el golpe de acuerdo al procedimiento convencional.			
Riesgos comunes a la actividad	1 ANIMALES	1.1 Mordeduras de Ofídicos, picaduras de insectos. Enrojecimiento en la piel. Parálisis respiratoria, colapso circulatorio, fiebre, vomito, cefaleas, alergias, enfermedades de tipo viral o bacterias.	1.1.1 Revisar previamente por inspección visual el lugar de trabajo verificando la no presencia de estos animales.
			1.1.2 Uso de EPP (casco, gafas de seguridad, botas de seguridad caña alta y ropa de dotación).
			1.1.3 Respetar el hábitat natural de la especie. Tener precaución e informar a operaciones cuando exista presencia de abejas y/o avispas en cercanías al lugar de trabajo.
			1.1.4 Realizar Charla sobre Riesgo Biológico, Presencia de Animales venenosos ó ponzoñosos.
	2 OBSTÁCULOS EN EL ÁREA	2.1 Caídas a nivel, golpes, resbalones, Contusiones, fracturas, lesiones personales	2.1.1 Difusión de los peligros existentes en el área y Señalización de las áreas de peligro.
			2.1.2 Recolectar los residuos generados por la actividad en un área que no impida el paso ó genere obstáculo.
			2.1.3 Demarcación de las áreas de circulación y /o almacenamiento
			2.1.4 Charlas sobre Riesgo Locativo
	3 SUPERFICIES LISAS, HÚMEDAS, ENLODADAS Y ESBALOSAS POR LLUVIAS. TERRENO A DESNIVEL Ó	3.1 Golpes, caídas, lesiones, fracturas, heridas, contusiones, luxaciones	3.1.1 Revisión inspección de la locación, entorno y estado del área donde se van a instalar los equipos.
			3.1.2 Mantener el orden y es aseo en el área de trabajo, señalar y demarcar áreas de transito.
			3.1.3 Uso de botas de seguridad con suela antideslizante en buen estado

3	SUPERFICIES LISAS, HÚMEDAS, ENLODADAS Y	3.1	Golpes, caídas, lesiones, fracturas, heridas, contusiones,	3.1.4	Realizar charla en seguridad sobre Riesgo Locativo.
4	MANEJO INADECUADO DE CARGA (peso de los módulos)	4.1	Lumbagos, hernias, dolores osteomusculares, trauma de columna, Distensiones, desgarros, calambres, tendinitis, lesiones incapacitantes	4.1.1	No levantar mas de lo establecido (25 Kg) por persona. Emplear higiene corporal correcta, flexione las piernas, manteniendo la espalda recta.
				4.1.2	El desplazamiento se debe realizar entre dos personas, en caso de ser necesario emplear ayuda mecánica.
				4.1.3	Difundir charla sobre métodos apropiados para levantamiento movlizado y manejo manual de cargas.
5	POSICIONES SEDENTES (posturas prolongadas de pie, inclinado)	5.1	lesiones y/o alteraciones del sistema osteomuscular y circulatorio, agotamiento, stres perdida de la capacidad física	5.1.1	Adoptar posturas apropiadas durante la realización de tareas que impliquen quietud.
				5.1.2	Descansos programados, Pausas activas que incluyan estiramiento muscular
				5.1.3	Cambio de postura
				5.1.4	Divulgar charla sobre higiene postural.
6	EXPOSICIÓN A RADIACIÓN SOLAR	6.1	Insolación, deshidratación, estrés, cefaleas, agotamiento físico.	6.1.1	Divulgar al personal el beneficio de usar bloqueador solar y verificar su aplicación.
				6.1.2	Evitar exposición prolongadas al sol cuando se presentan altas temperaturas.
				6.1.3	Realizar pausas a la sombra cada hora o de acuerdo a la capacidad física de cada trabajador durante la actividad, para reposar e hidratarse.
				6.1.4	Asegurar la permanencia de un termo con agua potable para consumo, para la hidratación del personal durante la jornada de trabajo.
				6.1.5	Usar capuchón y camisa manga larga
				6.1.6	Trasladar el afectado a un lugar fresco y con sombra. Buscar una posición semisentado.
				6.1.7	Si presenta síntomas de insolación ó golpe de calor aplique compresas de agua fría en la cabeza y dele de beber pequeños sorbos de agua fresca, no helada. Si los síntomas persisten traslade a un centro médico
7	PROYECCIÓN DE PARTÍCULAS	7.1	Lesiones Oculares	7.1.1	Uso permanente de gafas de seguridad.
				7.1.2	Practicas de autocuidado. Ojos y mentes puestos en la tarea.
				7.1.3	Charlas en seguridad sobre Autocuidado e importancia de los ojos y uso de los elementos del botiquín para la atención de primer auxilio por lesiones oculares.
				8.1.1	Practicas de autocuidado. Ojos y mentes puestos en la tarea. Procedimientos de trabajo claros, seguros y difundidos.

A		8	MANIPULACIÓN DE MATERIALES, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	8.1	Golpes, contusiones machucones, hematomas, Cortaduras	8.1.2	Realizar pre operacional a las herramientas y reportar al Supervisor cualquier anomalía o falla en los equipos.
						8.1.3	Realizar inspección visual antes de intervenir el equipo y mantener comunicación permanente con el equipo de trabajo
						8.1.4	Antes de intervenir el sistema de Freno verifique
						8.1.5	Charla sobre Practicas de Trabajo seguras = AUTOCAUIDADO
B	MOVILIZACIÓN VEHICULAR DEL PERSONAL Y EQUIPOS A LAS UNIDADES DE BOMBEO	1	Vehiculos en malas condiciones, carretera destapada, angosta y en mal estado. Ramas de arboles salientes y Presencia de semovientes en la vía	1.1	Accidentes de Transito, contusiones, Fracturas múltiples, traumas osteomusculares, atrapamientos, lesiones incapacitantes, Daños a terceros	1.1.1	Realizar inspección pre operacional al vehiculo.
						1.1.2	Cumplir con las normas y señales de transito (Nacionales e internas) Limite de velocidad (30 Km/H), Cinturón de Seguridad, No hablar por celular mientras conduce, respetar al peatón.
						1.1.3	Capacitación en manejo defensivo
						9.1.4	Realizar mantenimiento preventivo al vehiculo y en caso de presentarse alguna anomalía reportarla e inmovilizar el vehiculo si es necesario.
						9.1.5	Estar atento al estado de las vías y reportar cualquier condición insegura que se observe.
		2	INADECUADO ASEGURAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	2.1	Caída de objetos en la vía, Accidentes de transito, Lesiones a personas y Daños a terceros	2.1.1	Almacenar adecuadamente y asegurar las herramientas y equipos para el transporte.
						2.1.2	Practicas de trabajo seguras y aplicar AUTOCAUIDADO.
						2.1.3	Aplicar PARE - PIENSE - ACTUE
						2.1.4	Charlas sobre Almacenamiento de herramientas equipos y Hrrtas
		Golpe de Bomba de Subsuelo, no convencional					
C	Pare y frene la unidad con la cabeza de mula en el punto muerto inferior.	1	Manipulación de partes mecanicas	1,1	Golpes, fracturas, heridas, contusiones, lesiones incapacitantes	1.1.1	Contar con personal competente. Practicas de trabajo claras y seguro.
						1.1.2	Ojos y mente puestos en la tarea y Mantener comunicación permanente entre el quipo de trabajo.
						1.1.3	Antes de intervenir el sistema de Freno verifique el estado mecánico (bandas).
		2	Sistema energizado	2,1	Electrocución, Quemaduras de primero, segundo y tercer grado	2.1.1	Verificar que la caja de control tenga polo a tierra.
						2.1.2	Acercar ligeramente su mano a la caja con la palma hacia dentro para determinar si existe atracción (energización), ubíquese a un lado de la caja de control.
						2.1.3	Des energizar la Unidad Bombeo apagando el interruptor. Si la caja eléctrica está en mal estado no realizar la operación y reportar inmediatamente.
						2.1.4	Coordinar actividad antes de iniciar y aclarar dudas para garantizar que el procedimiento de trabajo se realice de forma segura.

C	Pare y frene la unidad con la cabeza de mula en el punto muerto inferior.	2	Sistema energizado	2,1	Electrocución, Quemaduras de primero, segundo y	2.1.5	Asegurar que el personal que realice la labor este capacitado y autorizado para realizar trabajos eléctrico.
D	Coloque y ajuste una grapa de vástago auxiliar en la barra lisa, de tal manera que al concluir su recorrido descendente, estagrampa se apoye sobre el tee prensa.(La grapa auxiliar de vástago, llamada también grampa de maniobra, deberá ser de doble ojal, con tornillos cuyo torque deberá ser de 310 lbs/pie)	1	Manipulación de herramientas y piezas mecánicas.	1,1	Golpes, fracturas, heridas, contusiones, lesiones incapacitantes	1.1.1	Verificar el ajuste de la caja de empaques antes de colocar y /0 quitar golpe.
						1.1.2	Verificar el buen estado de la grapa antes de su instalación. En caso de presentar deteriora no usar, sacar de funcionamiento y marcarla.
						1.1.3	Al colocar la grapa en la barra lisa se debe fijar la llave con seguridad.
						1.1.4	Verificar que la grapa quede apoyada en la prensa- estopa. Ajuste las tuercas y apriételas.
						1.1.5	Coordinar Actividades. Ojos y mentes puestos en la tarea y disponer de personal competente y autorizado.
E	Quite el freno y ponga la unidad en marcha	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
F	Pare y frene la unidad antes de terminar la primera vuelta completa de la manivela, así la grapa se apoyará sobre el tee prensa, quedando así toda la sarta soportada por la grapa auxiliar y el portabarra quede libre.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
G	Instalar la herramienta no convencional entre la grapa principal y el portabarra.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia B					
H	Aflojar el freno hasta que el portabarra se apoye sobre la herramienta no convencional y esta sobre la grapa o cupla y vuelva a accionar el freno.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A seccion 1					
I	Quite la grapa auxiliar.	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia B					
J	Quite el freno y ponga la unidad en marcha	Los peligros, consecuencias y controles requeridos son los mismos propuestos en la secuencia A					
NOTA:							
Con la herramienta no convencional instalada se retira el golpe a la bomba de subsuelo, si se desea colocar golpe a la bomba se repite el procedimiento descrito anteriormente pere esta vez retirando la herramienta no convencional de la unidad de bombeo.							