



# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO COLORADO**

**JUAN CAMILO DIAZ MATEUS**

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

**2013**



## **EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO COLORADO**

**JUAN CAMILO DIAZ MATEUS**

**Trabajo de grado en la modalidad de práctica empresarial como requisito  
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director**

**Ing. OSCAR VANEGAS ANGARITA**  
**Docente Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS**

**Tutor**

**Ing. JORGE LUIS RAMOS RAMOS**  
**Ingeniero de yacimientos – WEI LTD**

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

**2013**



## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por haberme acogido durante estos años de aprendizaje.

A Campo Escuela Colorado y a la gente de WEI LTD por apoyarme y permitirme formar parte de este proyecto.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por dedicar su mayor esfuerzo a la educación de jóvenes integrales.

A los ingenieros Nestor Eduardo, Hugo Andres, Astrid Xiomara y Daniel Fernando por su gran apoyo y compañía en la realización de este proyecto.

A mi familia y amigos que me ayudaron y apoyaron durante mi vida universitaria con infinitas enseñanzas.

A Bocamonte F.C, muchachos esto también es para ustedes.



## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	16
1. FUNDAMENTOS TEORICOS .....	17
1.1. BOMBEO MECANICO.....	17
1.1.1. Generalidades .....	17
1.1.2. Partes que conforman el bombeo mecánico.....	21
1.2. ANALISIS NODAL .....	26
1.2.1. Introducción al análisis nodal.....	26
1.2.2. Cálculo y análisis de la relación de capacidad de afluencia (IPR).....	36
1.2.3 Correlaciones de gradientes de profundidad y presión para flujo multifásico en tuberías .....	41
1.3. ANALISIS PVT PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO .....	49
1.3.1. Generalidades .....	49
1.3.2. Clasificación de los fluidos de yacimiento .....	50
1.3.3. Importancia de un estudio PVT.....	52
1.3.4. Análisis de crudos PVT en campos maduros.....	52
1.3.5. Definición de un campo maduro .....	53
1.3.6. Importancia del estudio PVT en campos maduros.....	55
1.3.7. Formas de determinar las propiedades PVT.....	56
1.4. PRODUCCIÓN COMMINGLED.....	57
1.4.1. Aplicaciones de la producción conjunta .....	59
1.4.2. Limitaciones de la producción conjunta .....	61
1.4.3. Metodología para hallar el IPR de la producción conjunta .....	62
2. CAMPO ESCUELA COLORADO.....	64
2.1. GENERALIDADES .....	64
2.1.1. Localización.....	64
2.1.2. Formaciones productoras .....	65
2.1.3. Precipitación de parafinas en campo colorado .....	69
2.2. ESTADO ACTUAL DE PRODUCCION DEL CAMPO .....	73
2.2.1. Informes mensuales de producción .....	74
2.2.2. Análisis de datos .....	80



2.3.	ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO .....	82
2.3.1.	Comportamiento de las presiones del campo colorado.....	83
3.	PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A EVALUAR .....	92
3.1.	SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA EVALUACION DE LA PRODUCCION	93
3.1.1.	Sección 1: Análisis del Nivel del líquido de cada pozo.....	93
3.1.2.	Sección 2: Análisis de la carta dinográfica de cada pozo.....	94
3.1.3.	Sección 3: Construcción de la curva de inflow. ....	95
3.1.4.	Sección 4: Construcción de la curva de outflow.....	106
4.	CONCLUSIONES .....	128
5.	RECOMENDACIONES.....	130
	BIBLIOGRAFIA.....	132
	ANEXOS .....	138



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Funcionamiento de la bomba de subsuelo	19
Figura 2. Bomba de tubería	26
Figura 3. Bomba inserta	26
Figura 4. Localización de varios nodos	28
Figura 5. Determinación de la capacidad de flujo	30
Figura 6. Sistema de producción simple	31
Figura 7. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción completo	32
Figura 8. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo en cabeza de pozo con presión $P_{wh}$	33
Figura 9. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo para un nodo en cabeza de pozo con presión $P_{wh}$	33
Figura 10. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo en fondo de pozo con presión $P_{wf}$	34
Figura 11. Comportamiento de la IPR compuesta tipo Vogel para yacimientos inicialmente subsaturados ( $P_{wf} \leq P_b$ )	39
Figura 12. Esquema de comportamiento presión-producción de acuerdo a correlación de Fetkovich	41
Figura 13. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical, cálculo de $P_{wf}$	45
Figura 14. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical, cálculo de $P_{wh}$	46
Figura 15. Gradientes de presión de flujo multifásico horizontal	48



Figura 16. Diferentes etapas de recobro que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo	54
Figura 17. Esquema de producción conjunta	57
Figura 18. IPR compuesta-zona de flujo cruzado	58
Figura 19. Zona de flujo continuo	59
Figura 20. Localización Campo Colorado	65
Figura 21. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	66
Figura 22. Estructura del Campo Colorado	68
Figura 23. Facilidades de superficie del Campo Colorado	74
Figura 24. Producción por pozos enero 2012.	76
Figura 25. Producción por tipo de fluido enero 2012.	76
Figura 26. Producción por pozos febrero 2012.	78
Figura 27. Producción por tipo de fluido febrero 2012.	78
Figura 28. Producción de aceite total mensual CEC 2012	79
Figura 29. Comportamiento de la presión Zona Mugrosa B	88
Figura 30. Tendencia de presión Zona Mugrosa B	88
Figura 31. Comportamiento de la presión Zona Mugrosa C	89
Figura 32. Tendencia de la presión Zona Mugrosa C	89
Figura 33. Comportamiento de la presión Zona C Bloque I	91
Figura 34. Comportamiento de la presión Zona C Bloque II	91
Figura 35. Nivel de líquido Col 52.	94



Figura 36. Carta dinagráfica Col 52.	95
Figura 37. Metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.	100
Figura 38. IPR para el pozo COL 52	102
Figura 39. Flujograma del cálculo del índice de productividad	103
Figura 40. Curva de IPR para diferentes valores de eficiencia de flujo	104
Figura 41. Curva outflow para el pozo COL 52	112



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	20
Tabla 2. Clasificación de los fluidos del yacimiento	51
Tabla 3. Clasificación basada en la fracción de C7+	51
Tabla 4. Datos básicos de las propiedades de las arenas.	67
Tabla 5. Informe producción enero 2012	75
Tabla 6. Informe producción febrero 2012	77
Tabla 7. Porcentajes de producción de fluidos CEC	81
Tabla 8. Pruebas de restauración de presión (PBU) realizadas en Campo Colorado.	83
Tabla 9. Presiones de fondo Campo Colorado Zona Mugrosa B	86
Tabla 10. Presiones de fondo Campo Colorado Zona Mugrosa C	87
Tabla 11. Presiones y producción acumulada por bloque Zona Mugrosa C	90
Tabla 12. Pozos preseleccionados para la evaluación de la producción	92
Tabla 13. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.	97
Tabla 14. Valores de $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo sobrebalanceado.	98
Tabla 15. Valores de $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo bajo balanceo.	99
Tabla 16. Test Point Col 52	100
Tabla 17. Datos pozo Colorado 52	101
Tabla 18. Test Point Col 52	102
Tabla 19. Inflow para el pozo COL 52	105



Tabla 20. Data para la curva Outflow para el pozo colorado 52	107
Tabla 21. Resultados de cálculos previos para determinar el gradiente de presión para el colorado 52.	110
Tabla 22. Cálculos para hallar la caída de presión de fondo a cabeza de pozo para colorado 52	111
Tabla 23. Resultados obtenidos	111
Tabla 24. Reporte de resultados, Col 52	113
Tabla 25. Reporte de resultados, Col 24	116
Tabla 26. Reporte de resultados. Col 25	119
Tabla 27. Reporte de resultados, Col 33.	122
Tabla 28. Reporte de resultados, Col 36.	125



## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Datos de mensuales de producción y análisis gráficos del Campo Colorado	139
Anexo B. Comportamiento de presiones por bloques Zona Mugrosa C	151
AnexoC. Nivel de líquido y dinagramas de los pozos preseleccionados	153
AnexoD. Data para las curvas inflow y outflow	163
AnexoE. Estado mecánico de los pozos	169



## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION INTEGRAL DE LA PRODUCCION DEL CAMPO COLORADO.\*

**AUTOR:** Díaz Mateus, Juan Camilo.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Campo Colorado, Bombeo Mecánico, Evaluación, Echometer, Optimización, Producción, Análisis Nodal.

### DESCRIPCION:

Los pozos del Campo Colorado tienen como sistema de levantamiento el Bombeo Mecánico, es necesario pues la evaluación de este sistema para analizar el funcionamiento de las bombas, válvulas y varillas como también la producción de cada uno de los pozos y así proponer recomendaciones sobre cómo se puede optimizar la producción de los pozos.

También, se ve la necesidad de realizar un estudio de la producción del Campo Colorado por arenas, es decir, se discretizan los pozos activos de los abandonados y se analiza la producción de estos durante el año 2012 en donde se separan de acuerdo a las formaciones productoras (arenas) donde se cuantifica gráficamente la producción de petróleo, agua y gas para cada mes del año.

El trabajo realizado muestra una secuencia adecuada de pasos para seleccionar, partiendo de 10 pozos, los más adecuados para realizar la evaluación de la producción y del sistema de levantamiento. Primero se realiza un estudio del comportamiento de cada pozo con la herramienta Total Well Management de EchometerCompany 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 5 para analizar. Cuarto, se comparan los datos obtenidos teóricamente de los 5 pozos usando los datos obtenidos de la herramienta Total Well Management con la producción real de los pozos y su historial de producción para analizar cuáles son las diferencias en la producción y la eficiencia del sistema de bombeo mecánico.

Además, este proyecto está enmarcado en el Convenio UIS – WEI LTD para el intercambio de experiencias de investigación y desarrollo en la Parte de Operaciones de Campo e Ingeniería de Yacimientos.

---

\*Proyecto de grado. Modalidad Práctica Empresarial.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleo. Director: VANEGAS ANGARITA, Oscar. Tutor: RAMOS RAMOS, Jorge Luis.



## ABSTRACT

**TITLE:** INTEGRAL EVALUATION OF THE COLORADO FIELD PRODUCTION.\*

**AUTHOR:** Diaz Mateus, Juan Camilo\*\*

**KEYWORDS:** Colorado Field, Pumping system, Evaluation, Echometer, Optimization, Production, Nodal Analysis.

### DESCRIPTION:

Colorado Field wells have as lift system, mechanical pumping. is necessary for the evaluation of this system to analyze the operation of pumps, valves and rods as well as the production of each of the wells to propose recommendations on how can optimize the well production.

Also, the need for a study of the production of the Colorado Field sands its significant, for this the wells were discretized by abandoned and actives and according to the production of these wells in 2012 were separated on the producing formations (sands) and then were quantified graphically by oil, water and gas production for each month of the year.

The work performed shows a suitable sequence of steps for selecting, starting from 10 wells, and the most suitable wells for the evaluation of the lifting system. First a study is made of the behavior of each well with the Total Well Management tool of the Echometer Company to observe the well fluid levels and dynamometric charts of the subsurface pump. Second, determine the optimum operating conditions and the current and future potential curves Inflow (IPR) and outflow. Third, according to data obtained from the previous steps 5 wells are selected to analyze. Fourth, we compare the data obtained from the 5 wells using data from Total Well Management Tool with the actual production of the wells and the production history to analyze what are the differences in the production and efficiency of the pumping system mechanic.

In addition, this project is part of the Convention UIS - WEI LTD for the exchange of experiences in research and development Part of Field Operations and reservoir engineering.

---

\*Undergraduate thesis project. Internship Mode.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: VANEGAS ANGARITA, Oscar; Tutor: RAMOS RAMOS, Jorge Luis



## INTRODUCCION

La necesidad de verificar si los pozos están produciendo en su capacidad óptima y de una manera rentable es una cuestión fundamental para cualquier compañía petrolera. Por lo tanto se requiere realizar un análisis integral del sistema de bombeo y del historial de producción del campo para aumentar la producción de petróleo y aumentar los ingresos netos, incluyendo el rendimiento y la interacción de todos los elementos tanto de superficie como de fondo de pozo.

Todo pozo productor es perforado y completado con el fin de conducir aceite o gas desde su ubicación original en el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento o líneas de venta según sea el caso. Transportar estos fluidos requiere energía para superar las pérdidas por fricción a través del sistema de producción y lograr llevarlos hasta la superficie.

Los fluidos deben desplazarse a través del yacimiento y el sistema de tuberías y por último entrar a un separador para lograr la separación gas-liquido. El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los cuales tienen lugar pérdidas de presión.

Teniendo en cuenta lo anterior, el completamiento de pozos de petróleo y gas resulta determinante para las tasas de producción; el caudal que puede producirse es una función directa del diseño de los sistemas de producción; cuando este diseño se considere ineficiente, se deben concentrar esfuerzos en trabajos de optimización y reacondicionamiento.



## 1. FUNDAMENTOS TEORICOS

### 1.1. 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.

#### 1.1.1. 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.

Un equipo de bombeo mecánico (también conocido como “balancín” o “cigüeña”) produce un movimiento de arriba hacia abajo (continuo). Las bombas sumergibles bombean el petróleo de manera parecida a una bomba que bombea aire a un neumático. Un motor, usualmente eléctrico, gira un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan un extremo de un eje de metal. El otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta curva, está unido a una barra de metal que se mueve hacia arriba y hacia abajo. La barra, que puede tener una longitud de cientos de metros, está unida a una bomba de profundidad en un pozo de petróleo. El balancín de producción, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba.

#### **1.1.1.1. Funcionamiento<sup>1</sup>**

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.

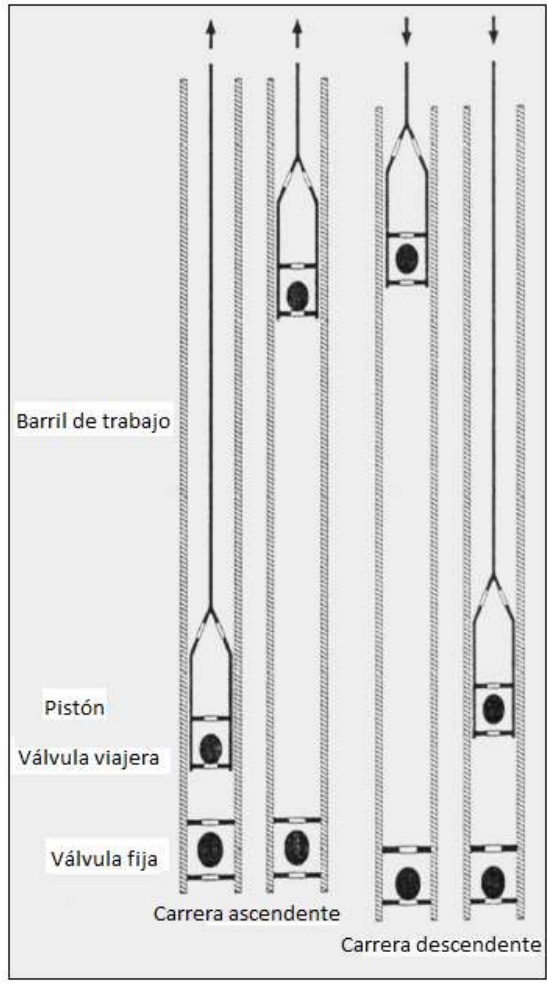
Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada durante la carrera ascendente fluido continúa liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto del pistón. La válvula fija y cierra y comienza la carrera descendente. El pistón se mueve 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 muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo (Ver Figura 1). No obstante hay que tener presente que la tubería debe 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.

---

<sup>1</sup>EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKO SERVICES, 2009

**Figura 1 Funcionamiento de la bomba de subsuelo**



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

**1.1.1.2. Ventajas y desventajas**

La necesidad de verificar si los pozos están produciendo en su capacidad óptima y de una manera rentable es una duda que ha estado presente en las compañías productoras. Por lo tanto se requiere realizar un análisis integral del sistema de bombeo para reducir los costos operativos, aumentar la producción de petróleo y

aumentar los ingresos netos, incluyendo el rendimiento y la interacción de todos los elementos tanto de superficie como de fondo de pozo.

**Tabla 1 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico<sup>2</sup>**

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Sistema relativamente simple de operar y analizar.	Unidad de superficie requiere de grandes espacios.
Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a un bajo costo.	Gas libre en el pozo puede reducir drásticamente la producción de fluidos.
Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.	En pozos desviados presenta problemas de fricción.
Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.	La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.
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.	

<sup>2</sup>Arzuza, Leonardo. Curso Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.



### **1.1.1.3. Rango de aplicación<sup>3</sup>**

- 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.

### **1.1.2. Partes que conforman el bombeo mecánico<sup>4</sup>**

#### **1.1.2.1. Equipo de superficie**

##### **1.1.2.1.1. 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. Hay dos tipos de motores usados principalmente:

- Motor eléctrico
- Motor de gas

---

<sup>3</sup> EMBUS; MARTINEZ, Op. Cit

<sup>4</sup> Pan American Energy. Manual de producción. Golfo San Jorge, 2002.



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 óptimas estén estas condiciones en el caso del motor eléctrico que es el más usado en el Campo Colorado genera un menor consumo en la energía.

#### **1.1.2.1.2. Caja reductora**

Este dispositivo permite cambiar por medio de engranajes la alta velocidad angular entregada por el motor a un mayor torque suficiente para permitir el movimiento del balancín.

#### **1.1.2.1.3. Contrapesos**

Su función es reducir el torque que la caja debe suministrar. En la carrera ascendente los contrapesos proporcionan energía a la caja de engranaje (al caer), en cambio en la carrera descendente, estos almacenan energía.

#### **1.1.2.1.4. Balancín**

La principal función es almacenar energía en la carrera descendente y entregar energía en la carrera ascendente.

#### **1.1.2.1.5. 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.

#### **1.1.2.1.6. 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.

#### **1.1.2.1.7. 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.

#### **1.1.2.1.8. 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.

#### **1.1.2.2. Equipo de Subsuelo**

##### **1.1.2.2.1. 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.

##### **1.1.2.2.2. 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.



#### **1.1.2.2.3. 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.

#### **1.1.2.2.4. 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 (Ver Figuras 2 y 3) empleadas para diferentes aplicaciones. Las más utilizadas son:

**Bombas de tubing (TH)<sup>5</sup>:** 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.

---

<sup>5</sup>BOLLAND, Manual de Partes: Bombas Mecánicas de Profundidad. Buenos Aires, Argentina, 2005. Capitulo 1

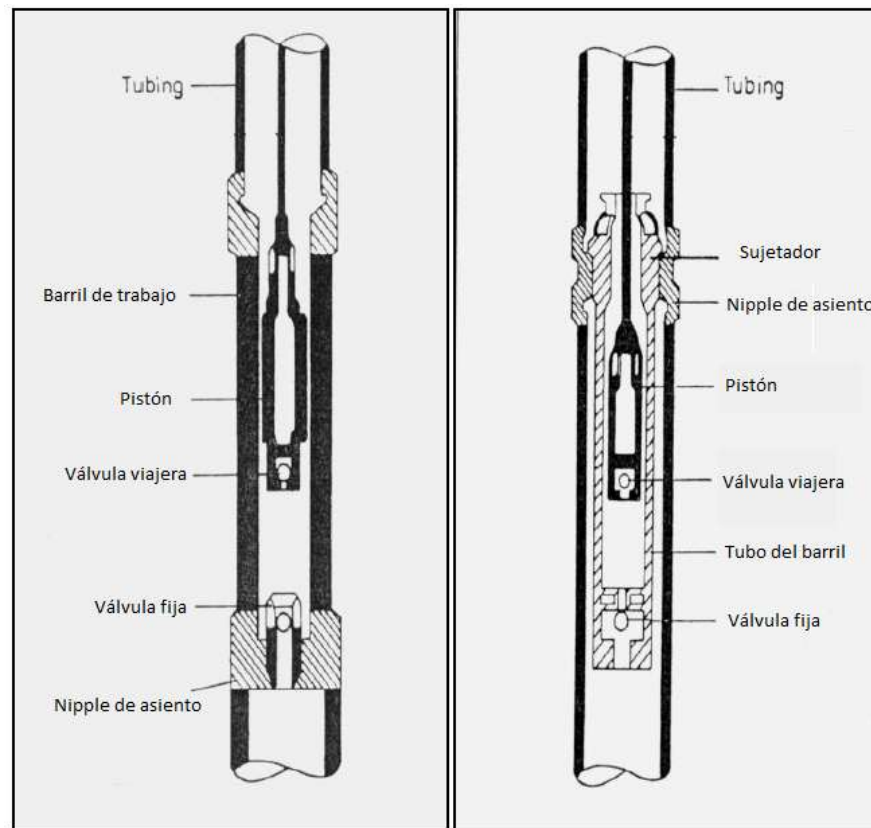


Se caracterizan al tener el barril conectado directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del barril se ubica un niple de asiento, que aloja la válvula fija. Estas bombas provee el máximo desplazamiento de fluido para una determinada tubería de producción. Una de las limitaciones que presenta es que si se debe cambiarel barril hay que sacar todo el tubing, además no se recomienda para pozos don 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 el pozo, tasa de producción, y profundidad del pozo.

**Figura 2. Bomba de tubería**

**Figura 3. Bomba inserta**



Fuente: Modificado de EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKOSERVICES, 2009.

## 1.2. ANALISIS NODAL<sup>6</sup>

### 1.2.1. Introducción al análisis nodal

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos,

<sup>6</sup>BEGGS, H. Dale. Optimización de la Producción usando Análisis Nodal. Tulsa, Oklahoma: OGCI y Publicaciones Petrokills, 1991. Capítulo 1.



y de esta manera, poder determinar las curvas de IPR y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

Los principales objetivos del análisis nodal son:

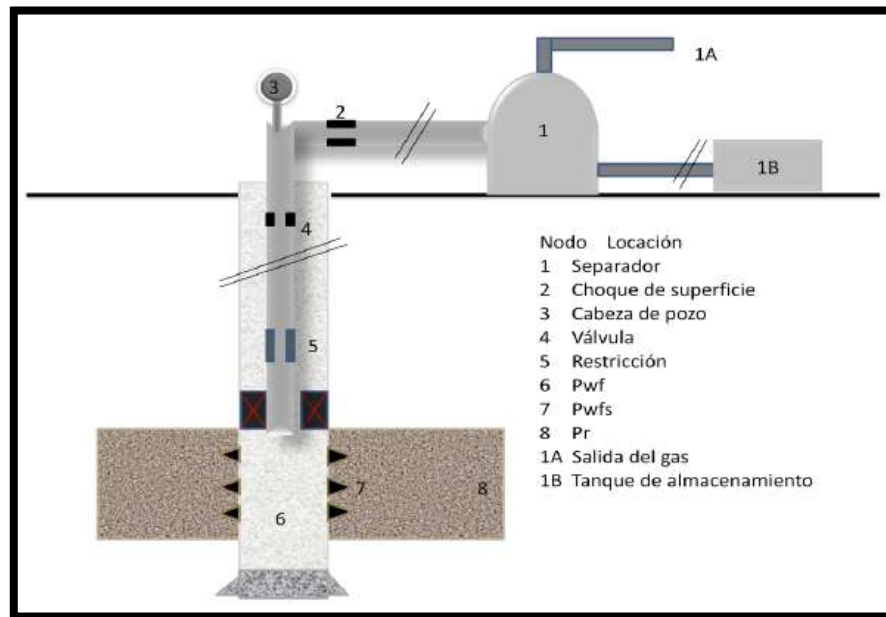
- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas teniendo en cuenta la geometría del pozo y las limitaciones del completamiento.
- Establecer las condiciones de flujo a las cuales el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el mejor tiempo para la instalación del sistema de levantamiento artificial, y también para seleccionar el más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo para que el proceso sea económico
- Evaluar los componentes del sistema de producción para identificar las restricciones de flujo que son innecesarias.
- Establecer alternativas al personal de operaciones para incrementar la producción.

El procedimiento consiste en la selección de un nodo en el pozo, dividiendo el sistema en este punto (Ver Figura 4). Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la

sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Además para cada componente debe tener una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida al del mismo.
2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo

**Figura 4. Localización de varios nodos**



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

Para cualquier tiempo en la vida del pozo, existen dos valores de presiones que permanecen constante, que son: la presión promedio del yacimiento ( $P_r$ ) y la Presión de separador ( $P_{sep}$ ). Estas presiones no están en 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 remplazada por la presión en cabeza de pozo ( $P_{wh}$ ).

Al seleccionar el nodo, la presión en este punto se calcula para ambas direcciones, comenzando por las presiones que permanecerán fijas.

- Entrada al nodo

$$P_r - \Delta P_{componentesupstream} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 1}$$

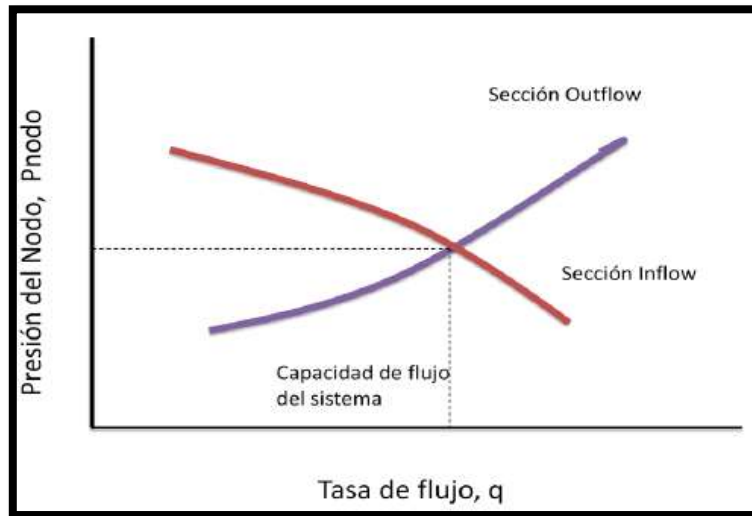
- Salida del nodo

$$P_{sep} - \Delta P_{componentesdownstream} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 2}$$

Teniendo en cuenta de que la caída de presión es una función de la tasa de flujo, la gráfica de presión de nodo vs la tasa de flujo, dará como resultado dos curvas, la intersección de estas son las condiciones que satisfacen los requerimientos 1 y 2, previamente establecidas (Ver Figura 5).

Si se presenta algún cambio en los componentes del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión en el nodo vs la tasa de flujo, empleando las nuevas características de cada componente que se ha remplazado. Si el cambio es en los elementos aguas arriba, la curva de sección de salida permanecerá inalterada, y viceversa. En cualquier caso, si algún de las curvas sufre alguna modificación, el punto de intersección se desplazará, y resultarán nuevos valores para la tasa de flujo y la presión del nodo.

**Figura 5. Determinación de la capacidad de flujo**



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

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción como el mostrado en la Figura 6, y tomando la cabeza de pozo como un nodo. Para un sistema de producción completo la Figura 7 señala las posibles pérdidas de presión.

- Entrada al nodo

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

*Ecuación 3*

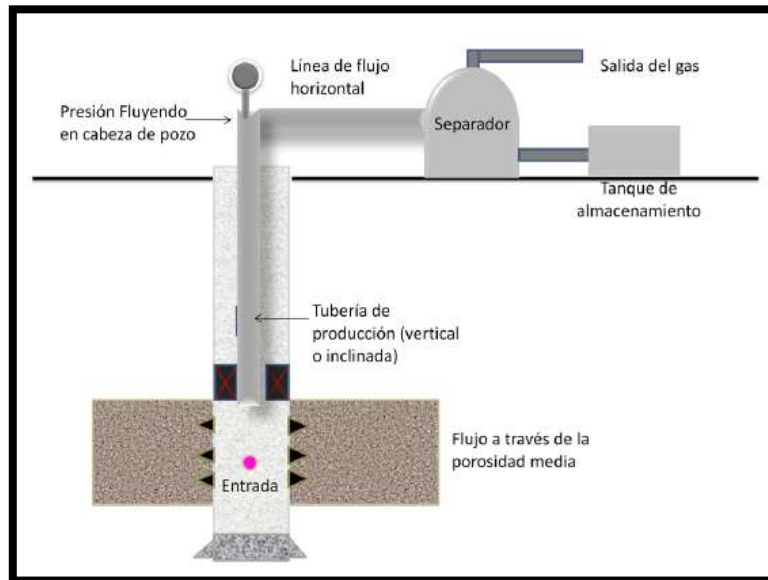
- Salida del nodo

$$P_{sep} + \Delta P_{linea deflujo} = P_{wh}$$

*Ecuación 4*

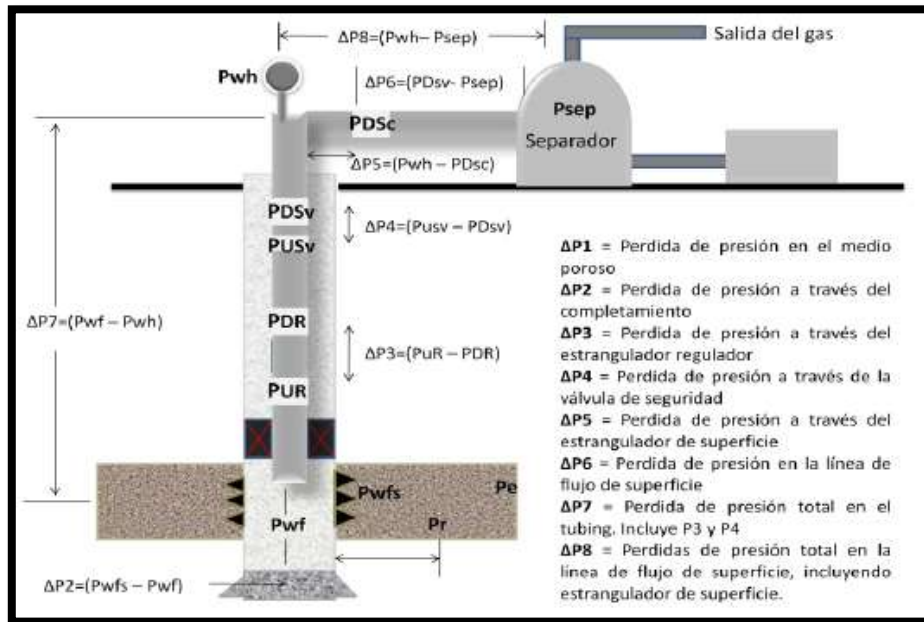
El efecto de cambiar el tamaño del tubing y de las líneas de flujo, sobre la capacidad de flujo, se puede apreciar en las Figuras 8 y 9 respectivamente.

**Figura 6. 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.**

**Figura 7. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción completo**

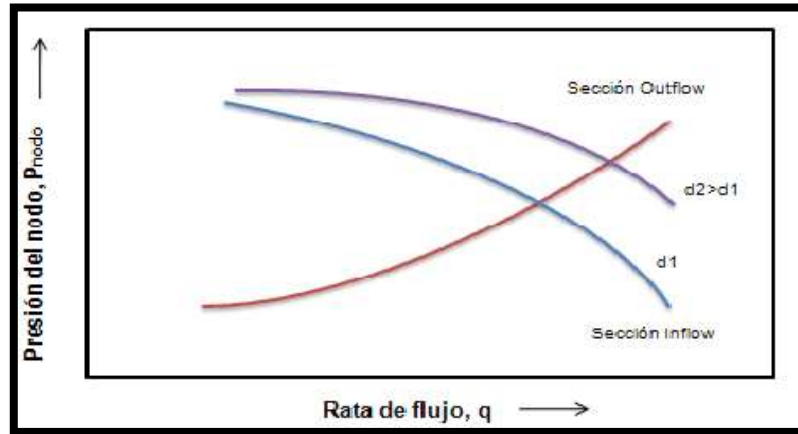


**Fuente: Modificado de BEGGS, H. Dale. Optimización de la Producción usando Análisis Nodal. Tulsa, Oklahoma: OGCI y Publicaciones Petrokills, 1991. Capítulo 1.**

Incrementar el diámetro de la tubería de producción, no en exceso claro está, resultará en una presión de nodo o de cabeza de pozo más elevada; esto debido a que se verá reducida la caída de presión en el tubing. Esto desplazará la curva de entrada hacia arriba, y hacia la derecha la intersección.

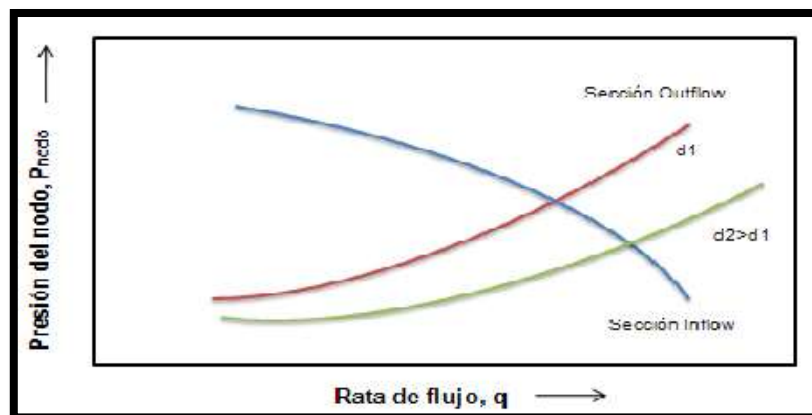
Una línea de flujo de diámetro mayor reducirá la caída de presión en este elemento, desplazando la curva de la sección de salida hacia abajo y la intersección a la derecha.

**Figura 8. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo en cabeza de pozo con presión  $P_{wh}$**



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

**Figura 9. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo para un nodo en cabeza de pozo con presión  $P_{wh}$**



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

Un procedimiento de análisis más utilizado consiste en seleccionar un nodo entre el yacimiento y el sistema de tuberías de producción. Este se indica como el punto 6 en la Figura 4 y la presión para este nodo es ( $P_{wf}$ ). Al seleccionar este nodo, se divide el sistema en un componente que se rige por el yacimiento y otro que se rige por el sistema de tuberías. Las expresiones para las secciones de entrada y salida para un sistema de producción simple serán entonces:

- Entrada al nodo

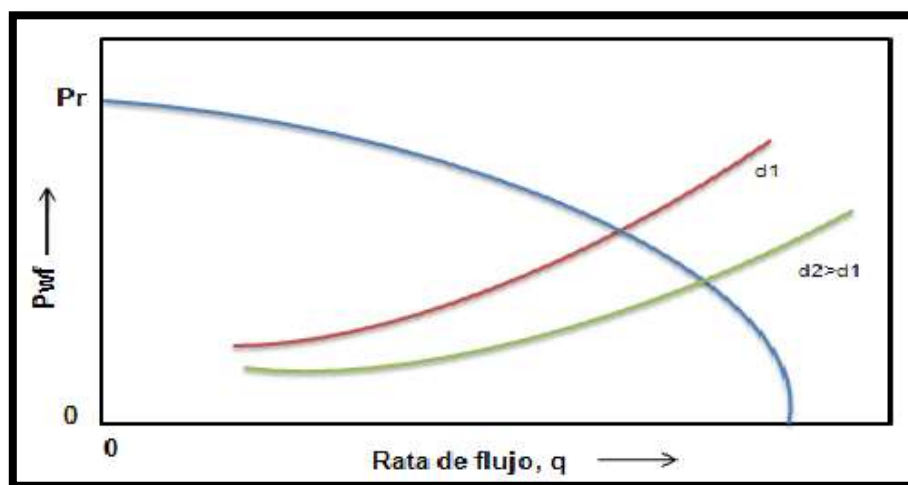
$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 5}$$

- Salida del nodo

$$P_{sep} - \Delta P_{linea\ de\ flujo} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 6}$$

El efecto de cambiar las dimensiones del tubing sobre la capacidad total de producción del sistema cuando ( $P_{wf}$ ) es la presión del nodo lo ilustra la Figura 10.

**Figura 10. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo en fondo de pozo con presión  $P_{wf}$**



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



Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que permita la máxima tasa de producción al menor costo. Si en un componente del sistema ocurre demasiada pérdida de presión, el diferencial restante no será suficiente para obtener un buen rendimiento por parte del pozo; es el caso de tener un tubing de diámetro muy pequeño, la restricción de flujo sería demasiada y las pérdidas por presión serían tales que de nada serviría estimular la formación, u optimizar cualquier otro componente del sistema. La solución a este problema puede ser incrementar el diámetro el tubing, pero no lo suficiente como para que la velocidad a través de la tubería sea tan baja como para no llevar efectivamente los fluidos hasta la superficie.

Una metodología<sup>7</sup> sencilla para la aplicación del análisis nodal puede definirse como sigue a continuación:

1. Determinar que componentes del sistema pueden ser cambiados. Estos cambios en algunos casos se ven limitados por el tipo de completamiento del pozo.
2. Seleccionar el componente a ser optimizado.
3. Seleccionar la ubicación del nodo que mejor describa el comportamiento del sistema una vez se realice el cambio.
4. Desarrollar expresiones para las secciones de entrada y salida del nodo.
5. Obtener la información requerida para calcular las caídas de presión vs las tasas de flujo para todos los componentes.
6. Determinar el efecto de cambiar las características del componente seleccionado en el paso 2, construyendo las gráficas de sección de entrada y salida y leyendo la intersección.
7. Repetir el procedimiento para cada componente del sistema.

---

<sup>7</sup>BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal™ Systems Analysis of Oil and Gas Wells. 1985



Una vez definido el concepto de análisis nodal, sus objetivos y metodologías, se puede entonces enunciar algunas de sus aplicaciones en la optimización de la producción de pozos de petróleo y gas. Algunas de ellas son:

1. Selección de las dimensiones del tubing.
2. Selección de las dimensiones de las líneas de flujo.
3. Diseño de empaquetamiento con grava.
4. Dimensionamiento del estrangulador en superficie.
5. Dimensionamiento de válvula de seguridad de subsuelo.
6. Análisis de sistemas de producción existentes en busca de restricciones de flujo anormales.
7. Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
8. Evaluación de estimulación de pozos.
9. Determinar el efecto de la compresión en el rendimiento de pozos de gas.
10. Analizar el efecto de la densidad de las perforaciones.
11. Predecir el efecto de la disminución de la presión del yacimiento sobre la capacidad de flujo.
12. Análisis de un sistema de producción multipozo.

### **1.2.2. Cálculo y análisis de la relación de capacidad de afluencia (IPR)**

A continuación se presentan las ecuaciones de flujo para varios tipos de yacimientos y mecanismos de producción, que permitirán calcular la caída de presión a través del wellbore. Todas estas ecuaciones se basan en la ley de Darcy.

### 1.2.2.1. Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)

Existen dos problemas diferentes por resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra el gasto en un momento determinado, es decir, en una etapa particular de la extracción. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

#### a. Método de Vogel<sup>8</sup>.

Vogel ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo.

Vogel también considero que no había daño en la formación. A partir de esto, construyó una grafica (Ver Figura 11) 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. La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de Pwf dado y qmax que se refiere a la tasa de flujo a la cual Pwf es cero

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

$\bar{P}$  = La presión media del yacimiento.

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:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

---

<sup>8</sup>Vogel, J.V. Inflow Performance Relationships for Solutions-Gas Drive Wells, 1968. PRODUCTION ESTIMATION, 1476

Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de  $P_{wf}$ .

El método de Vogel también puede ser aplicado para:

Yacimientos saturados con factor de daño cero: Para desarrollar el IPR es necesario primero calcular  $q_{max}$  utilizando una prueba de presión con la ecuación 7 y luego calcular para varios valores de  $P_{wf}$  los valores de  $q_{max}$  correspondientes utilizando la misma ecuación.

Yacimientos subsaturados con factor de daño cero: (Ver Figura 11) 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 8, luego se calcula  $q_b$  reemplazando  $J$  y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{Ecuación 9}$$

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 10. El IPR para valores de  $P_{wf} \geq P_b$  describe un comportamiento lineal.

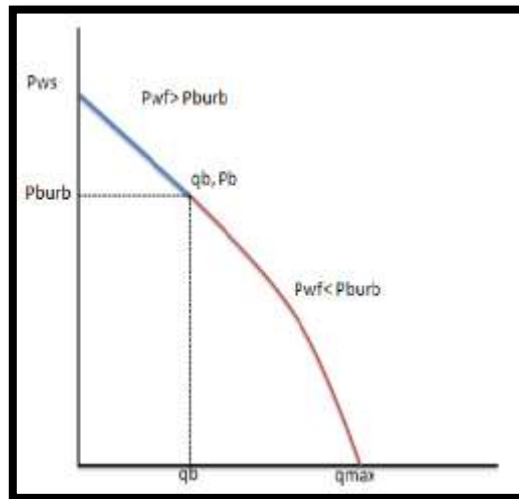
$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 10}$$

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 9 y el de  $q_b$  utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J (P - P_b) \quad \text{Ecuación 11}$$

Luego de haber calculado  $J$  y  $q_b$ , para desarrollar el IPR para valores de  $P_{wf} \leq P_b$ . Se utiliza la Ecuación 10.

**Figura 11. Comportamiento de la IPR compuesta tipo Vogel para yacimientos inicialmente subsaturados ( $P_{wf} \leq P_b$ )**



**Fuente: Modificado de Nind, T.E.W, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de pozos petroleros. Canadá: Limusa, 1987**

### b. Método de Fetkovich<sup>9</sup>

Demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 12}$$

En donde:

$q_o$  = gasto de aceite correspondiente a la  $P_{wf}$

<sup>9</sup>Fetkovich, "M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529, 1973.



$q_{max}$  = gasto máximo de producción cuando la  $P_{wf}$  es igual a cero

$P_{wf}$  = Presión de Fondo estática.

$C$  = coeficiente de la curva

$n$  = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

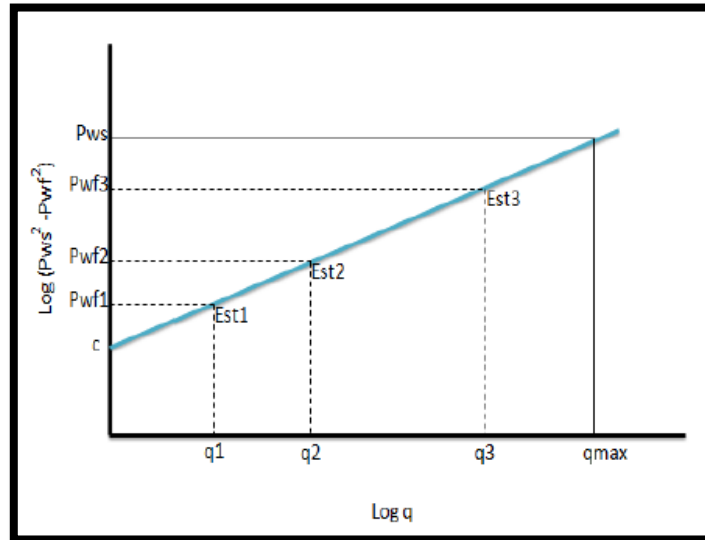
Para aplicar el método de Fetkovitch<sup>10</sup>, es necesario determinar los valores de  $C$  y de  $n$ . Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de  $C$  es la ordenada al origen y el valor de  $n$  es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la  $P_{ws}$  con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto (Ver Figura 12).

---

<sup>10</sup> Fuente: Sertecpet, “Manual Para Operaciones de Campo”, Abril 27 2010

**Figura 12. Esquema de comportamiento presión-producción de acuerdo a correlación de Fetkovich**



Fuente: Modificado Fetkovich, "M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529, 1973.

### 1.2.3. Correlaciones de gradientes de profundidad y presión para flujo multifásico en tuberías

De igual manera que el flujo a través del medio poroso, el estudio del comportamiento del flujo multifásico es un aspecto muy importante para el análisis nodal de sistemas debido a que éste involucra las pérdidas de presión a través de las líneas de fondo y de superficie.

Las ecuaciones presentadas por F.H. Poettmann y P.G. Carpenter sirvieron para los trabajos de W.E. Gilbert, Kermit E. Brown, y otros autores. Estos desarrollaron una serie de correlaciones de flujo vertical y horizontal que permiten calcular con bastante precisión las pérdidas de presión. Estas correlaciones han permitido la construcción de familias de curvas de gradientes para rangos apropiados de diámetros de tubería, tasas de flujo líquidas y relaciones gas líquido.



Esta sección ilustra el manejo de las curvas de flujo multifásico horizontal y vertical, empleando para pozos de aceite las correlaciones de Hagedorn y Brown<sup>11</sup>, y las de Beggs y Brill, respectivamente.

### 1.2.3.1. Flujo vertical

El gradiente de presión para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores principales:

- El gradiente de presión hidrostática
- El gradiente de fricción
- El gradiente de aceleración

También se tiene en cuenta la influencia de variables, como lo son: Diámetro de la tubería, tasa de flujo, relación gas – líquido (RGL), viscosidad, densidad, etc.

Las curvas de flujo multifásico vertical, se utilizan comúnmente para la resolución de problemas tales como el cálculo de la presión de fondo fluyendo, y la presión de cabeza fluyendo. El procedimiento se ilustra en los siguientes ejemplos:

**Cálculo de la presión de fondo fluyendo<sup>12</sup>. Datos:**

Diámetro del tubing: 2 7/8 pulg O.D. (2.441 pulg ID)

Tasa de flujo: 1000 b/d

Profundidad: 12000 pies

Corte de agua: 50%

GOR : 800 scf/bbl

GLR :  $800 \times 0.5 = 400$  scf/bbl

---

<sup>11</sup>BROWN, Kermit E., et al. The technology of artificial lift methods: Pressure gradient curves. 1 edición. Tulsa, Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 4V, Tomo 3, Parte A, p. 241-384, 733-869.

<sup>12</sup>REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemasde producción de pozos.



Presión de cabeza = 160 psi

Procedimiento de solución:

1. Buscar la gráfica apropiada para las condiciones dadas. Véase Figura 13.
2. Localizar la profundidad equivalente, correspondiente a la presión de cabeza de 160 psi. A partir de 160 psi a profundidad cero, descender hasta interceptar la curva de GLR de 400 scf/bbl, trazar una línea horizontal hasta cortar el eje vertical y leer la profundidad. La lectura arroja una profundidad equivalente de 1400 pies.
3. A la profundidad equivalente de 1400 pies adicionar la profundidad del pozo de 12000 pies para obtener una profundidad de 13400 pies.
4. A partir de 13400 pies en la escala vertical, se procede horizontalmente hasta la línea de GLR correspondiente a 400 scf/bbl y se lee la presión de flujo de 3360 psi en la escala horizontal.

**Cálculo de la presión de cabeza fluyendo<sup>13</sup>.** Datos:

Diámetro del tubing: 2.441 pulg I.D.

Tasa de flujo: 1000 b/d

Profundidad: 12000 pies

Corte de agua: 50%

GOR: 800 scf/bbl

GLR: 400 scf/bbl

Presión estática: 4000 psi

Índice de productividad: 5bpd / psi (constante)

---

<sup>13</sup> REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.



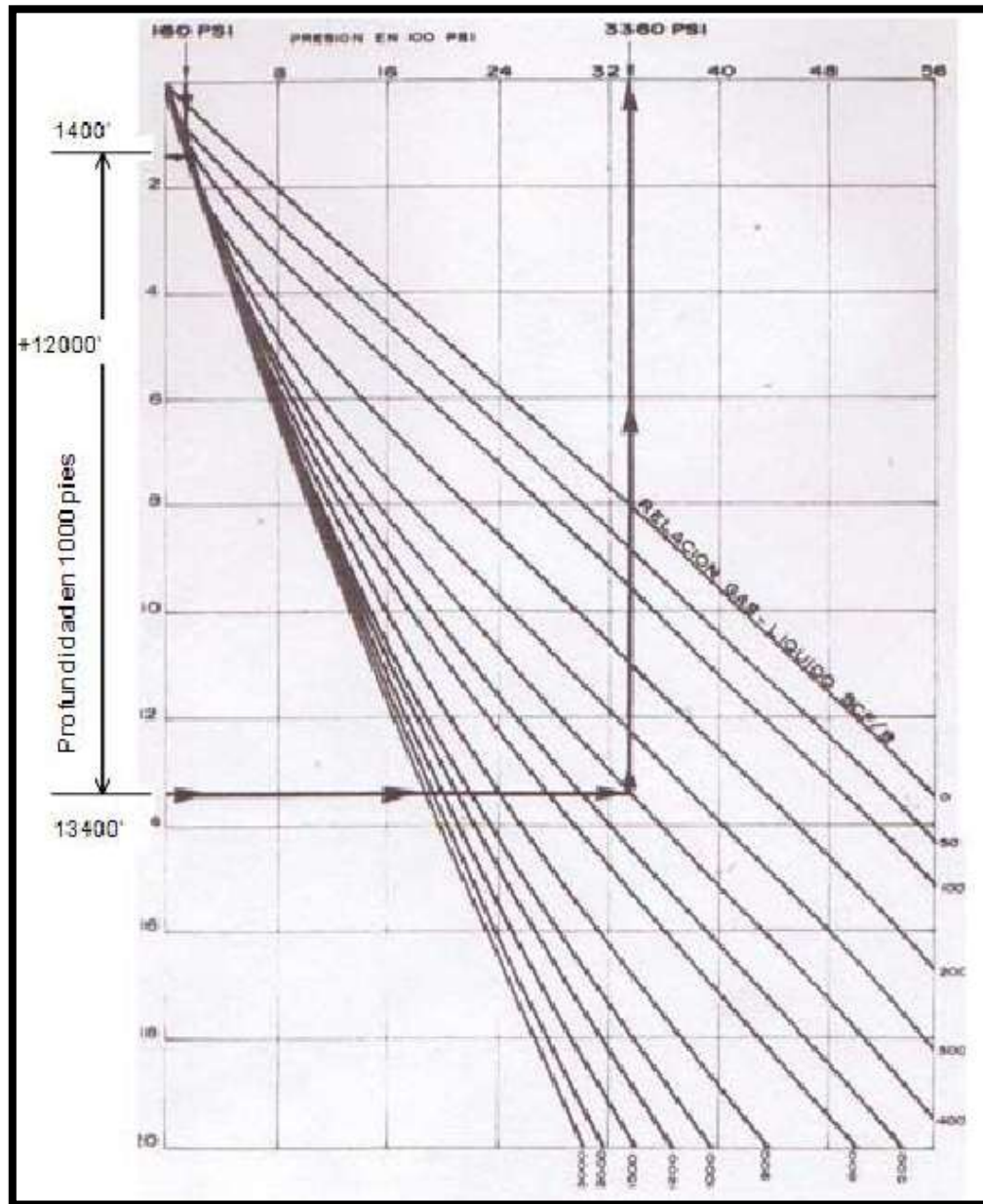
Procedimiento:

1. Seleccionar la curva de gradiente vertical adecuada. Véase Figura 14.
2. Calcular la presión de fondo fluyendo a partir de la relación apropiada de IPR.  
Para IP constante:

$$P_{wf} = P_R - \frac{q}{J} = 4000 - \frac{1000}{5} = 3800 \text{ psi} \quad \text{Ecuación 13}$$

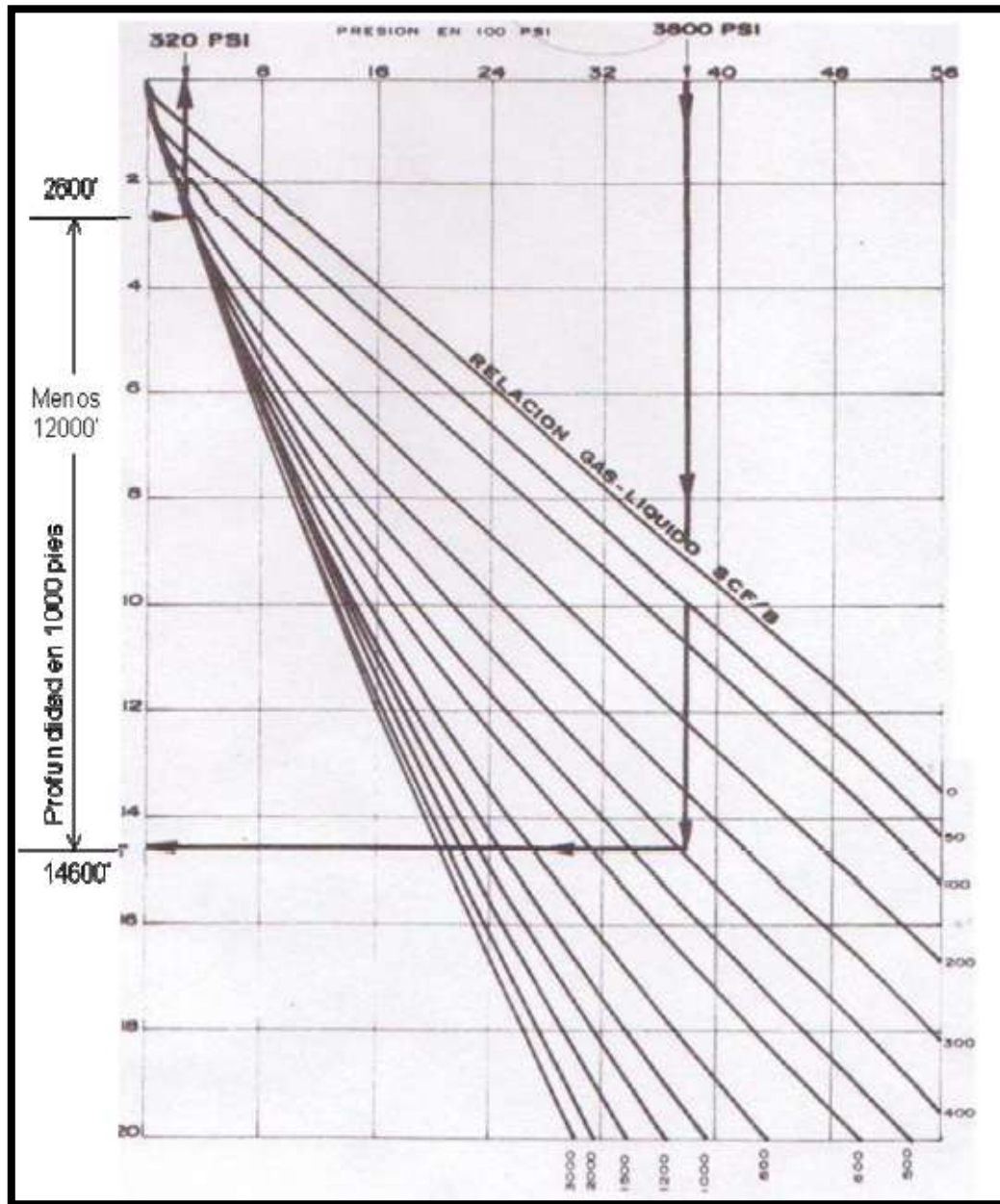
3. A partir de  $P_{wf} = 3800$  psi y profundidad cero, descender hasta intersectar la línea de GLR de 400 scf/bbl, para obtener así una profundidad equivalente de 14600 pies.
4. A esta profundidad, restar la profundidad del pozo para obtener una profundidad de 2600 pies.
5. A partir de 2600 pies, trazar una línea horizontal hasta la curva de GLR de 400 scf/bbl y obtener así la presión de cabeza permisible. Para este caso es 320 psi.

Figura 13. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical, cálculo de Pwf



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

Figura 14. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical, cálculo de Pwh



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos



### 1.2.3.2. Flujo horizontal.

Para el flujo multifásico en líneas horizontales, los factores que se tienen en cuenta para el cálculo de las pérdidas de presión son en esencia los mismos que aplican para el flujo vertical. Para este caso la variable más comúnmente calculada es la presión de cabeza fluyendo.

#### **Cálculo de la presión de cabeza fluyendo<sup>14</sup>.** Datos:

Diámetro de la línea de flujo: 2 ½ pulg. I.D.

Longitud: 6000 pies

Rata de flujo: 1500 b/d

Corte de agua: 0

GOR: 800 scf/bbl

Presión del separador: 100 psi

Procedimiento:

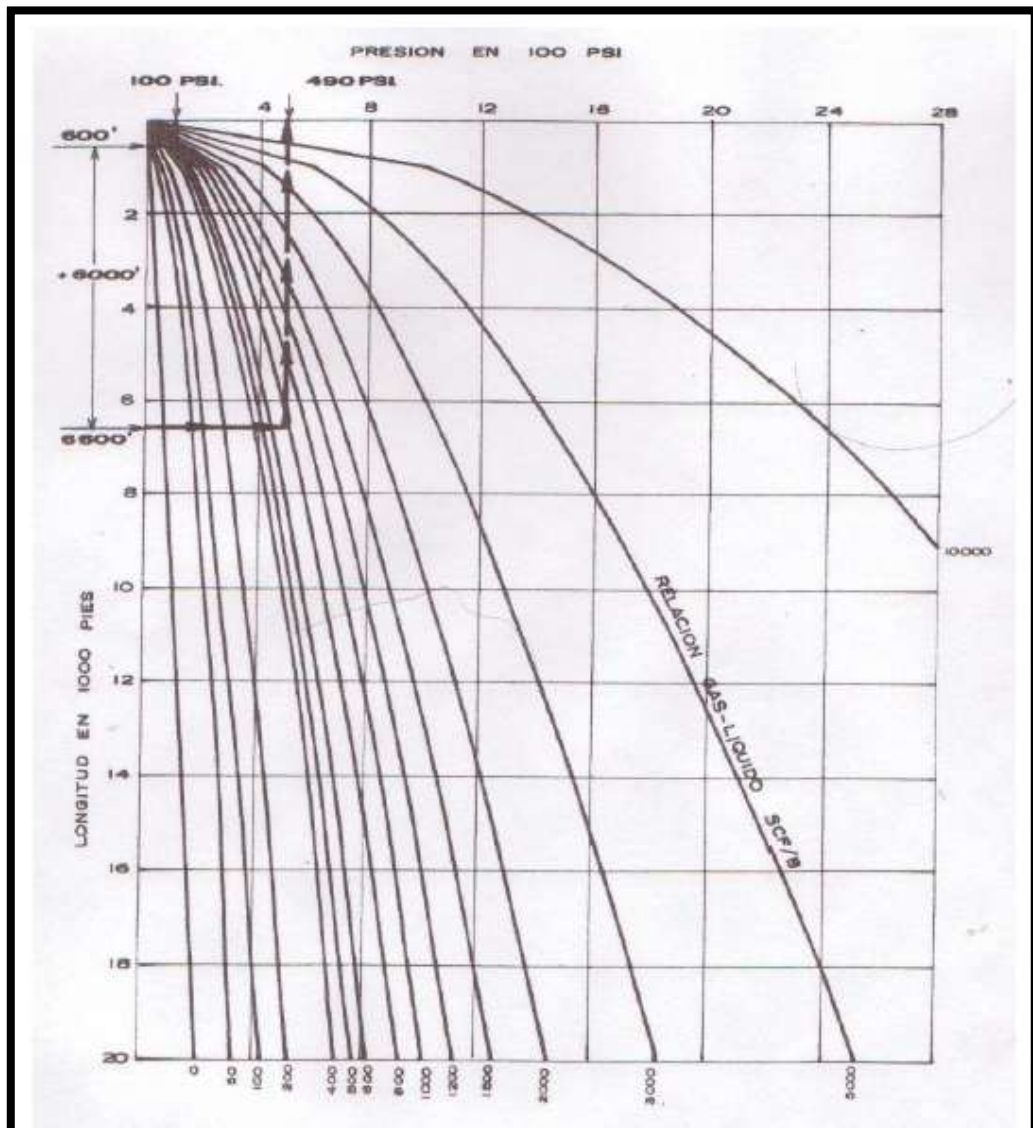
1. Seleccionar la curva de gradiente horizontal adecuada. Véase Figura 15.
2. Encontrar la longitud equivalente correspondiente a la presión del separador de 100 psi, localizando 100 psi a una longitud cero, desplazarse verticalmente hasta interceptar la línea de GLR de 800 scf/bbl. Leer la longitud equivalente correspondiente. Para este caso 600 pies.
3. Sumar esta longitud equivalente a la longitud de la línea de producción. Se obtiene para el caso bajo estudio una longitud de 6600 pies.

---

<sup>14</sup>REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

4. A partir de 6600 pies en la escala vertical, desplazarse horizontalmente hasta la línea de GLR de 800 scf/bbl, y leer en la escala horizontal la presión correspondiente a la presión de cabeza fluyendo. Para el caso es 490 psi.

**Figura 15. Gradientes de presión de flujo multifásico horizontal**



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos



### **1.3. ANALISIS PVT PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO**

El análisis PVT de fluidos de yacimiento es una herramienta que aporta a la industria datos claves acerca del comportamiento termodinámico del fluido de yacimiento, con el fin de brindar soporte a un estudio integrado que permita obtener una precisa evaluación de reservas así como la calidad de los fluidos producidos y aportar al desarrollo de optimas estrategias de recobro que permitan reactivar y/o aumentar la productividad de los Campos Petroleros.

#### **1.3.1. Generalidades**

Un fluido puede existir en fase sólida, líquida o gaseosa, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la cual está sujeto. Una fase es definida como un sistema homogéneo que tiene propiedades físicas propias e idénticas en cada punto de la fase y pueden ser claramente reconocidas. Un buen ejemplo es el agua, la cual puede existir como vapor, líquida y sólida a varias temperaturas y presión atmosférica. En este caso solo el cambio en la temperatura cambia la fase del agua de un estado al otro; en cambio en un yacimiento de petróleo, tanto la temperatura como la presión cambian invariablemente y la composición no es pura como la del agua, sino consta de una mezcla de miles de componentes, haciendo el comportamiento más complejo.<sup>15</sup>

A medida que el gas y el aceite son producidos desde el yacimiento, están sujetos a una serie de cambios de Presión, Temperatura y Composición; tales cambios afectan el comportamiento volumétrico y de transporte de los fluidos de yacimiento y consecuentemente, los volúmenes de gas y aceite producidos.

En un yacimiento de petróleo, coexisten dos o tres fases diferentes en los poros de la roca. El estudio de los fluidos del yacimiento como una función de la presión, volumen y temperatura de los mismos, es comúnmente conocido como un estudio PVT.

---

<sup>15</sup>“Practical Fluid Behavior Course” by Schlumberger 2002.



### 1.3.2. Clasificación de los fluidos de yacimiento

Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento, aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco, los cuales se han sido definidos debido a que cada uno requiere un tratamiento distinto tanto por los ingenieros de yacimiento como por los de producción.

Lo ideal es determinar el tipo de fluido en la vida temprana del yacimiento, puesto que como lo expresa McCain<sup>16</sup>, este punto es un factor clave a la hora de tomar decisiones para obtener el mayor provecho del yacimiento. Igualmente los métodos para muestreo de fluidos, el tipo y configuración de las facilidades de superficie, los cálculos para tratar de determinar el gas y el aceite in place y consecuentemente las técnicas para estimar reservas y el método de recobro mejorado mas apropiado en una etapa madura del yacimiento, todo depende del tipo de fluido de yacimiento, de allí la importancia de definirlo de la manera mas exacta posible en la etapa inicial del proyecto.

En la Tabla 2 se resume la clasificación de los fluidos de yacimiento con base en el GOR y en la gravedad que estos presentan. Generalmente los Crudos Pesados ( $10 < \text{API}^0 < 20$ ) presentan bajo GOR ( $\text{GOR} < 1000 \text{ SCF/STB}$ ) y muchísima menos cantidad de componentes hidrocarburos livianos, mientras que los gases secos se componen enteramente de componentes de bajo peso molecular. La Tabla 3 muestra la clasificación de fluidos basados en la fracción C7+, siendo este un factor clave para diferenciar los crudos cercanos al punto crítico.

---

<sup>16</sup>Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids" 2nd Ed. Penn Well Books. Tulsa (1990)

**Tabla 2. Clasificación de los fluidos del yacimiento**

Fluido del yacimiento	Apariencia en superficie	Rango de GOR SCF/STB	G.E. del Gas	API° del Aceite
<b>Gas Seco</b>	Incoloro, no produce líquidos	-	0.6 – 0.65	-
<b>Gas Húmedo</b>	Gas incoloro, pequeñas cantidades de líquido de color claro	>100000	0.6 – 0.85	60-70
<b>Gas Condensado</b>	Gas incoloro y cantidades significativas de líquido	70000-100000	0.6 – 0.85	40-60
<b>Aceite Volátil</b>	Líquido de café claro con matices de amarillo, verde y rojo	2000-3300	0.6 – 0.85	>40
<b>Black-Oil</b>	Líquido de café oscuro a negro de apariencia viscosa	<2000	0.7 – 0.95	30-40
<b>Crudo Pesado</b>	Negro y de apariencia muy viscosa	No produce Gas	>1.0	10-25

Fuente: Modificado de: “Practical Fluid Behaviour Course” by Schlumberger

**Tabla 3. Clasificación basada en la fracción de C7+**

Fluido del yacimiento	% Molar de C7+
<b>Gas Condensado</b>	<12.5
<b>Aceite Volátil</b>	12.5-20
<b>Black-Oil</b>	>20

Fuente: Modificado de: “Practical Fluid Behaviour Course” by Schlumberger



### **1.3.3. Importancia de un estudio PVT**

Los análisis PVT son parte fundamental en la caracterización y en la adecuada explotación y mantenimiento de un yacimiento de petróleo. La información obtenida en estos estudios, es vital para la evaluación de reservas, en el desarrollo óptimo de un plan de recobro, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos.

El objetivo principal de las pruebas PVT es determinar la relación volumétrica de las fases desde condiciones de yacimiento hasta las condiciones de superficie, y también determinar la solubilidad del gas en el crudo.

Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un estudio PVT son:

- Factor Volumétrico de formación del aceite,  $B_o$
- Relación Gas en Solución,  $R_s$
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica,  $C_o$
- Densidad del gas y del aceite,  $\rho_g$  y  $\rho_o$
- Factor Volumétrico de formación del gas,  $B_g$
- Factor de compresibilidad del gas,  $Z$
- Coeficiente de expansión térmica,  $\alpha_o$
- Viscosidad del gas y del aceite,  $\mu_g$  y  $\mu_o$
- Composición del gas y del aceite

### **1.3.4. Análisis de crudos PVT en campos maduros**

En los últimos años en el mundo no se han encontrado grandes hallazgos de hidrocarburos, por tanto el interés se ha centrado en los campos maduros, los cuales comenzaron a producir cuando la caracterización de yacimientos no era una prioridad, esto se ve reflejado en la escasez de datos que ayuden en la caracterización de estos yacimientos y en la actualidad se ha vuelto una desventaja.



Un campo maduro ha estado produciendo por un largo periodo de tiempo bajo varios mecanismos de depleción. Durante la depleción de un campo, la composición del fluido en el yacimiento cambia, lo que ocasiona que el comportamiento de fases y las propiedades del fluido “actual” del yacimiento sean diferentes a las “originales”.

### **1.3.5. Definición de un campo maduro**

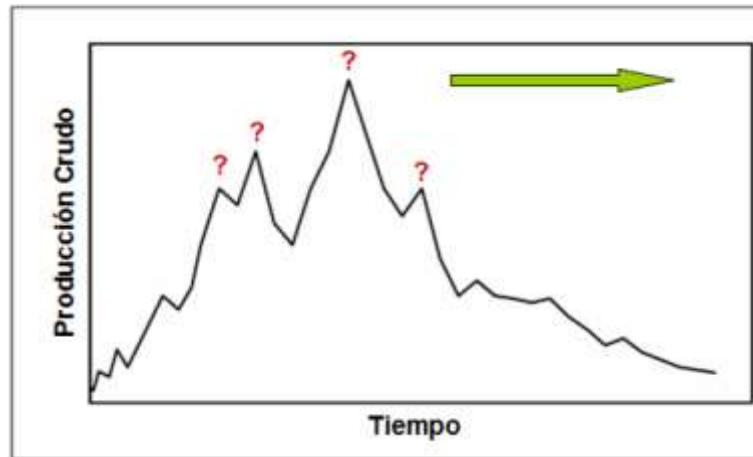
Un campo se define “maduro” cuando ha estado produciendo por largos periodos de tiempo, bajo altos mecanismos de depleción. Se comienza a denominar “campo maduro” después de que este ha alcanzado su pico máximo de producción y haya entrado en una etapa de declinación continua.<sup>17</sup> Un campo que haya alcanzado su límite económico después de un recobro primario y secundario también es catalogado como campo maduro.

La Figura 16 muestra el comportamiento típico de producción durante toda la vida de un campo, cualquier punto señalado con un interrogante puede ser considerado como el tiempo en el que el campo alcanza su madurez. La tendencia, sin embargo, es definir el periodo de declinación indicado por la flecha en la figura 6, la cual es alcanzada por lo general después de someter al campo a procesos de recuperación secundaria. El incremento en la producción de agua y de gas, así como la disminución progresiva de la presión y el envejecimiento de los equipos son también otros indicadores de la madurez del campo.

---

<sup>17</sup>T. Babadagli, U. of Alberta “Mature Field Development – A Review” SPE 93884

**Figura 16. Diferentes etapas de recobro que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo**



Fuente: T. Babadagli “Mature Field Development” SPE 93884

El desarrollo de campos maduros ha venido ganando importancia a través del tiempo. La gran demanda de hidrocarburos, y la escasez de nuevos hallazgos significativos, han hecho que la industria enfoque sus esfuerzos en la reactivación de este tipo de campos.

Luego de que un campo es denominado “maduro”, se empiezan a analizar algunos aspectos. El primer aspecto se centra en la estimación de las reservas remanentes en el campo, enfocándose en la determinación de la cantidad y las zonas donde se encuentra el aceite residual luego de la recuperación primaria y secundaria, esto se logra por medio del análisis de la historia del campo, de los registros, los corazones y caracterizando el fluido actual del campo. Una vez conocidas las reservas remanentes, se estudian los diferentes métodos de recobro que se podrían aplicar. Estos incluyen recobro terciario, perforación infill y horizontal, entre otros.

La caracterización del fluido del yacimiento, es un aspecto fundamental a tener en cuenta al estudiar la reactivación de un campo maduro. Como se mencionó



anteriormente, todos los procesos que se planeen implementar en estos campos, necesitan conocer el fluido “actual” del yacimiento.

Estudiar el crudo de un Campo Maduro representa un reto especial, la volatilización del gas a medida que decrece la presión del yacimiento causa que la formación actué como si estuviera dividida en 2 regiones o más; la región más cercana tiene tanto gas como aceite mientras que probablemente la región más alejada todavía se encuentre en una sola fase. La diferencia de movilidades en cada región se debe tener en cuenta a la hora de elaborar un programa de muestreo de fluidos con el fin de que la muestra que se obtenga sea representativa del crudo del yacimiento, de esta manera el desarrollo de la fase de laboratorio puede aportar datos de calidad que sirvan para complementar el estudio de caracterización de los fluidos de un campo maduro en pro de llevar a cabo un programa de reactivación de este tipo de campos.

### **1.3.6. Importancia del estudio PVT en campos maduros**

El área de Análisis PVT normalmente no se le da la importancia que merece para la caracterización de fluidos dentro de un campo maduro. Muchas veces solo se cuenta con los datos PVT “originales” y para estudiar apropiadamente un potencial proceso de recobro mejorado se requiere que los datos de las propiedades PVT del crudo sean los “actuales” del estado del yacimiento.

Para la mejor estimación posible de las propiedades del crudo durante la vida entera de un yacimiento y el buen entendimiento y comportamiento del mismo, es necesario un remuestreo de fluidos periódicamente.<sup>18</sup>

Las principales ventajas que se obtienen al realizar un análisis PVT a un campo maduro son entre otras:

---

<sup>18</sup>M.B. Standing, “Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems” printed by Millet the printer, Inc. 1977



- Ajuste en la determinación de Volúmenes In-situ
- Datos de entrada clave para simulación de aplicación de procesos EOR
- Caracterización de Fluidos y su Distribución en el yacimiento
- Rediseño de facilidades de superficie
- Mejor ajuste de los modelos del yacimiento
- Clave para la Reactivación del Campo
- Facilita la toma de decisiones de ingeniería y de inversiones

### **1.3.7. Formas de determinar las propiedades PVT**

Las propiedades PVT de un crudo pueden ser determinadas de las siguientes maneras:

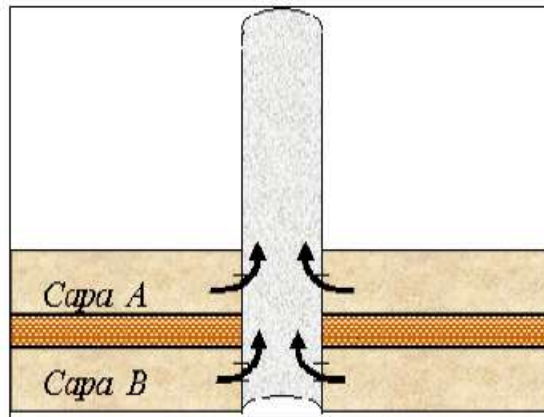
- Medidas en laboratorio
- Ecuaciones de estado con un ajustes adecuados
- Correlaciones empíricas con un apropiado rango de aplicación

Aunque existen diversas formas de determinar las propiedades PVT de los fluidos de un yacimiento, solo las medidas en laboratorio son las más reales, cuando se realizan de forma adecuada siguiendo a cabalidad todos los procedimientos y teniendo en cuenta todas las consideraciones que sean necesarias. Por lo general se utilizan dos o tres formas distintas para corroborar los datos obtenidos en cada una de estas.

#### 1.4. PRODUCCIÓN COMMINGLED<sup>19</sup>

Cuando dos o más de estas arenas son producidas simultáneamente, a través de la misma tubería de producción, es lo que se define como producción conjunta, o flujo "Commingled". Para analizar el comportamiento de un pozo con producción conjunta, se considera el caso de dos zonas que poseen diferentes valores de presión de yacimiento ( $P_e$ ), fracción de agua ( $f_w$ ), relación gas-líquido (RGL), tasa máxima ( $q_{m\acute{a}x}$ ) e índice de productividad ( $J$ ) fluyendo a través de un hoyo común, como se ilustra en la Figura 17.

**Figura 17. Esquema de producción conjunta**



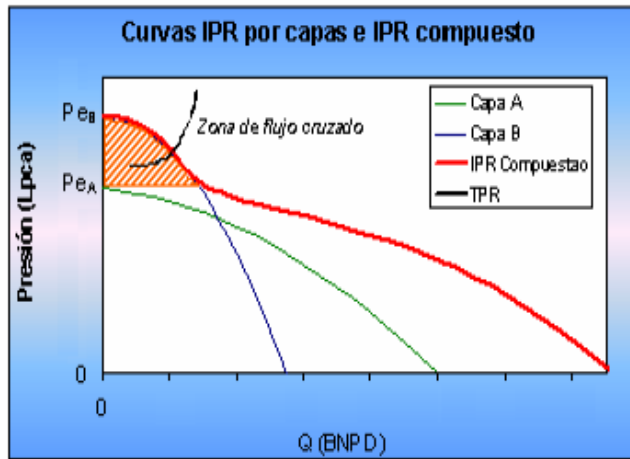
**Fuente. RODRIGUEZ, Ivan, VEITIA, Debora. Análisis comparativo de producción sencilla y conjunta en el área mayor de Socororo. 2003**

Así mismo; al observar la Figura 18, donde se considera que la presión de yacimiento de la capa B ( $P_{eB}$ ) es mayor que la presión de yacimiento de la capa A ( $P_{eA}$ ). Si la presión de fondo fluente  $P_{wfB}$  (generada por la presión de separación y las caídas de presión a través de la línea de flujo, de la tubería y a través del reductor) es mayor que  $P_{eA}$ , existirá flujo hacia la zona A desde la zona B, es decir, flujo cruzado o "crossflow". En este caso, no existirá producción en superficie hasta que la presión de fondo fluente de la zona B sea lo suficientemente baja

<sup>19</sup> RODRIGUEZ, Ivan, VEITIA, Debora. Análisis comparativo de producción sencilla y conjunta en el área mayor de Socororo. 2003

para que el flujo, de la zona de mayor presión, sea mayor que la tasa a la cual se fluye hacia la zona de menor presión, es decir, se excede la tasa de flujo cruzado.

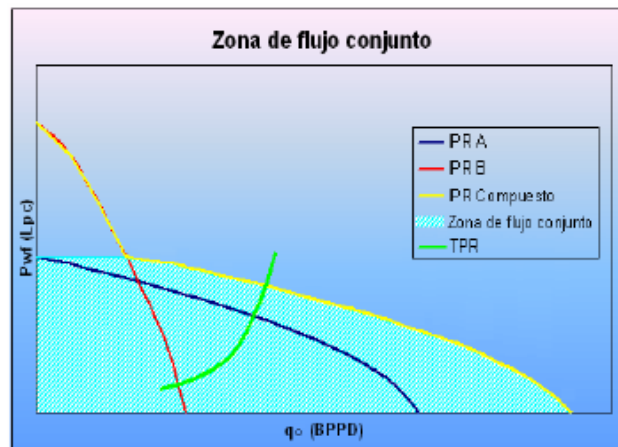
**Figura 18. IPR compuesta-zona de flujo cruzado**



Fuente. RODRIGUEZ, Ivan, VEITIA, Debora. Análisis comparativo de producción sencilla y conjunta en el área mayor de Socororo. 2003

Una vez, que la presión  $P_{wf}$  sea menor que la presión  $P_{eA}$ , comenzará flujo de ambas zonas. Un ejemplo de este caso se muestra en la Figura 19.

**Figura 19. Zona de flujo continuo**



Fuente. RODRIGUEZ, Ivan, VEITIA, Debora. Análisis comparativo de producción sencilla y conjunta en el área mayor de Socororo. 2003

#### 1.4.1. Aplicaciones de la producción conjunta

La producción conjunta, es una técnica que permite producir varios yacimientos a través de la misma tubería de producción. Su objetivo básico, es adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo, lo cual resulta posible si se cumplen ciertos requerimientos mínimos que pueden ayudar en la selección de los candidatos a ser productores en conjunto.

A continuación se indican algunas condiciones, en las cuales el sistema puede aplicarse:

1) Yacimientos altamente agotados, en donde los niveles de presión y reservas resultan bajas, por lo cual no resulta económica su explotación comercial. En estos casos, la implantación de este tipo de proceso disminuye considerablemente los costos y además, aumenta la producción de los pozos, por lo que su rentabilidad económica se incrementa. Adicionalmente, se acelera el recobro de las reservas



remanentes, ya que no es necesario esperar el agotamiento de las reservas de cierta zona para iniciar la producción de otra.

2) En yacimientos maduros sometidos a procesos de inyección de agua. En estos casos, es posible reducir la tasa de producción por zonas sin sacrificar la tasa total del pozo. Debido a que la tasa individual de las zonas es menor, la presión de fondo fluyente frente a éstas es mayor y esto permitirá una mayor estabilidad de los frentes de invasión, retardando la ruptura del agua en los pozos productores.

3) Yacimientos separados por capas delgadas de lutitas y con mecanismos de producción semejantes que permitan un comportamiento de presión y producción estable entre todas las zonas. Al tener una presión fluyente mayor frente a cada yacimiento se puede disminuir la producción de arena, migración de finos, y de fluidos indeseables por conificación u otro problema local.

4) Levantamiento artificial simultáneo de los fluidos de varias arenas con moderadas a altas tasas brutas de producción, y bajas tasas de producción neta, con propiedades similares, en donde todas las tasas individualmente requieran de dicho método de producción.

5) Levantamiento artificial simultáneo de los fluidos de varias arenas con bajas tasas de producción brutas, altas relaciones gas-líquido y propiedades similares. Adicionalmente se persigue disminuir el volumen total de inyección de gas de levantamiento.

6) Levantamiento simultáneo de una arena de moderada tasa de producción neta y mediana gravedad API (20-35) Y de una arena de baja tasa de producción neta y alta gravedad de crudo (39-45 o API). Se persigue el mejoramiento de la calidad de crudo producido.

7) Levantamiento artificial del crudo de una arena que requiere de dicho método de producción, mediante los fluidos de otra arena que produce mediante flujo natural,

con moderada presión en el cabezal. Se persigue disminuir o eliminar volumen total de inyección de gas de levantamiento.

#### **1.4.2. Limitaciones de la producción conjunta**

De la misma forma como existen aplicaciones para este tipo de proceso, también se presentan algunos casos, en donde debe evitarse esta práctica o por lo menos manejarse con sumo cuidado, para evitar resultados poco satisfactorios. Ejemplos de estas situaciones pueden ser:

- 1) Yacimientos en donde los fluidos de las distintas zonas presenten características físico - químicas que los hagan incompatibles. La puesta en producción conjunta de zonas que no sean compatibles entre sí, puede traer consecuencias graves que incluso interfieran seriamente la producción, tales como acumulaciones o depósitos de escamas, asfáltenos y otros elementos indeseables.
- 2) Zonas con diferenciales de presión considerables. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas que toman fluidos con facilidad (zonas fracturadas). El problema se presenta cuando la presión fluyente resultante frente a la zona de menor presión, es mayor que la presión estática de ésta, lo que produce una inyección indeseable y por lo tanto pérdida de producción en superficie, e incluso de reservas.
- 3) Debe tratarse en lo posible de evitar la producción conjunta de zonas con marcados cortes de agua. Esto es debido a que la zona de alto corte de agua, puede ocasionar un aumento excesivo de la presión fluyente, evitando de esta forma la producción eficiente de las zonas.
- 4) Por las mismas razones descritas, debe evitarse colocar en producción conjunta, zonas muy distantes entre sí, ya que ello ocasionará cargas de presión fluyentes muy pesadas sobre las zonas inferiores.

Se requiere en la implantación de este proceso un análisis pozo por pozo, que permita establecer las condiciones óptimas de producción de cada caso en particular, así como un seguimiento que permita corregir las posibles desviaciones.

#### **1.4.3. Metodología para hallar el IPR de la producción conjunta**

Una metodología propuesta<sup>20</sup> para la construcción de la curva de IPR compuesta cuando dos o más zonas están siendo producidas conjuntamente, es utilizada y desarrollada a continuación. Para el uso de este procedimiento se requiere de cierta información base, tal como: los datos mecánicos del pozo bajo estudio, es decir diámetro y longitud de tuberías, profundidad de cada zona, así como del punto de inyección de gas-lift si lo hubiere, las curvas de IPR de cada una de las zonas involucradas calculadas al nivel medio de cada una de ellas y la RGP de las mismas.

El procedimiento recomendado se puede resumir en los pasos siguientes:

1. Determinar la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) necesaria para obtener una tasa determinada de la zona más profunda, en el gráfico de curvas IPR individuales.
2. Colocar esta  $P_{wf}$  en el nivel de la zona más profunda del gráfico de presión contra profundidad.
3. Determinar la presión fluyente en el nivel de la zona inmediata superior a la más profunda. Con el uso de curvas de gradiente (o programas para calcularlas), tomando la RGP de la zona más profunda y los diámetros de tubería y distancia entre zonas.
4. Determinar la tasa obtenible a esa presión en la zona siguiente a la más profunda, con el valor de presión fluyente calculado en el paso anterior, entrando de nuevo en el gráfico de las curvas IPR individuales.

---

<sup>20</sup> Ferrer, A. Producción Conjunta de Yacimientos. Maracaibo; CORPOVEN, 1980. 220 p.



5. Determinar la tasa total de fluido, mediante la suma de las tasas de las dos zonas.

6. Determinar la RGP total mediante la fórmula:

$$RGP_T = \frac{(q_b * RGP_b) + (q_a * RGP_a)}{q_b + q_a}$$

*Ecuación 14*

7. Determinar la presión fluyente en el nivel siguiente a los dos anteriores, con estas condiciones. Repetir los pasos anteriores (5 y 6) para determinar la tasa total y RGPT.

8. Calcular la presión fluyente desde el último nivel al nivel del punto de inyección de gas, tomando en cuenta los cambios de diámetro de tubería.

9. Colocar en el gráfico de curvas IPR la Pwf calculada en el paso anterior (en el punto de inyección de gas de levantamiento) contra la tasa total.

10. Repetir el procedimiento tomando otras tasas de producción para la zona inferior.

Con los puntos generados de esta forma se podrá al final construir una curva de IPR compuesta, sin importar el número de zonas que estén abiertas. Por supuesto, el procedimiento será más laborioso a medida que exista mayor número de zonas.



## **2. CAMPO ESCUELA 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 está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares, Ver La Figura 20.

**Figura 20. Localización Campo Colorado**



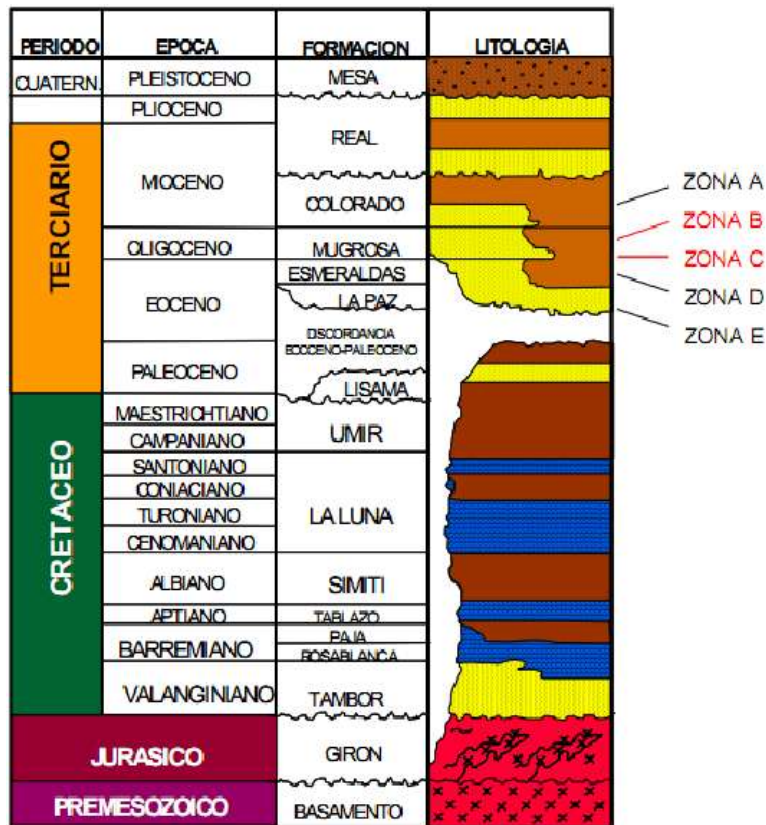
**Fuente: Modificado del informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.**

La estructura corresponde a una anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

### **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 21.

**Figura 21. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena**



Fuente: informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPELROL 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%.

**Tabla 4. Datos básicos de las propiedades de las arenas.**

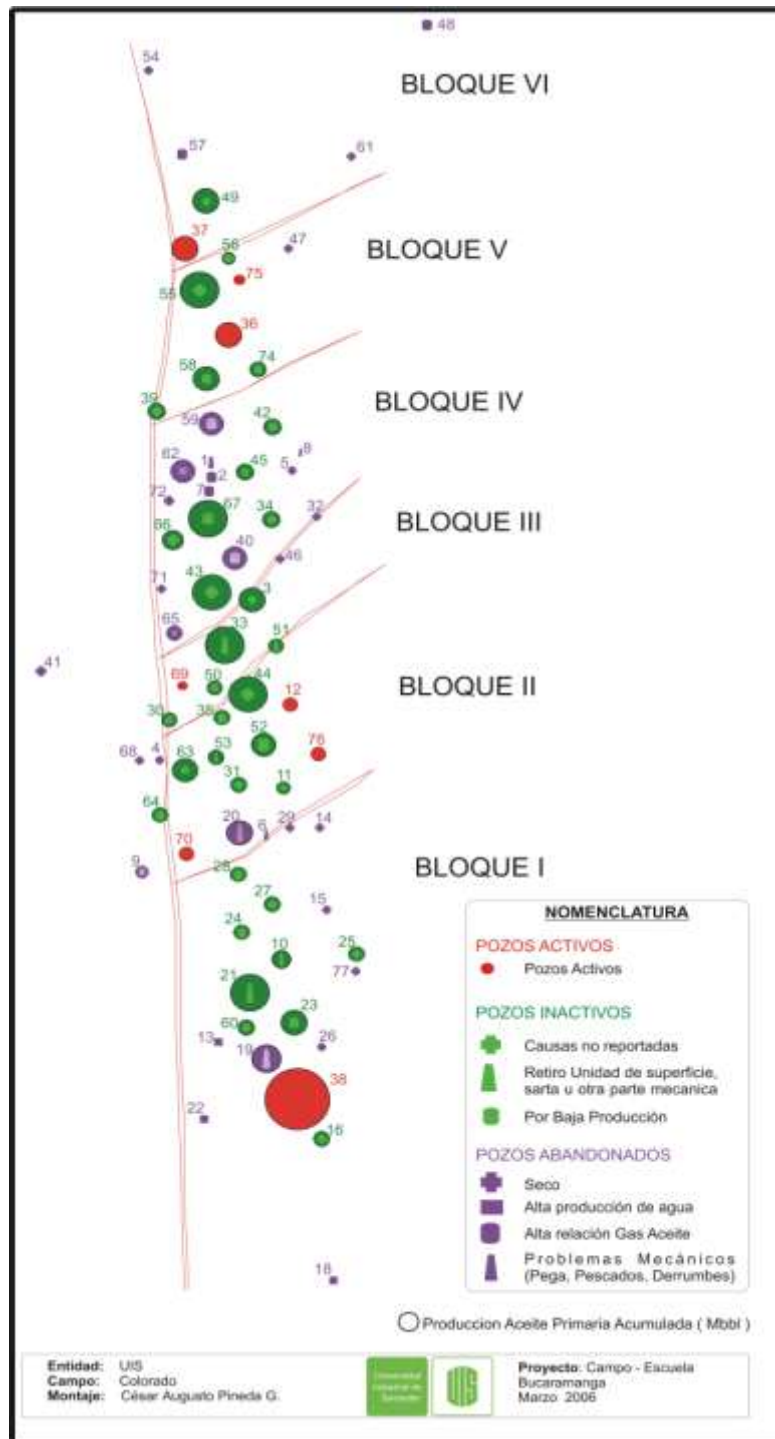
Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedia	1800	3500	4700	5600	ft
Presión de Burbuja, $P_b$	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a $P_b$	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
$Bo$ @ $P_b$	1.091	1.401	1.373	1.3.73	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
$S_{wi}$	40	40	50	50	%
Aceite Original	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
$R_{sb}$	140	648	667	667	pc/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	ft
Area	634	1083	----	-----	Acres

**Fuente: Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978.**

El campo Colorado cuenta con pruebas de restauración de presión tomadas en los años 1959-1964, registradas sólo a 11 pozos de los cuales se obtuvo una presión inicial de 506 psia en la zona B a 1900 pies de profundidad y 2208 psia en la zona C.

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 normal 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 22.

Figura 22. Estructura del Campo Colorado



Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos OFM (CD-ROM). Bucaramanga, Colombia: ICP, Diciembre 2008 (citado 26 de abril de 2009).



### **2.1.3. Precipitación de parafinas en campo colorado**

La precipitación y depositación de parafinas ha sido un problema que ha afectado a Campo Colorado durante su vida productiva. Los crudos parafínicos crean problemas en la producción por 2 razones, porque aumentan la viscosidad del crudo y restringen el flujo en la tubería de producción al reducir el diámetro de la misma. Existe un umbral para que las parafinas cristalicen y se peguen a las paredes de las tuberías, así pues, a medida que pasa el tiempo esta capa parafínica aumenta y puede incluso bloquear completamente el flujo de crudo.

Propiedades termodinámicas como la temperatura y la presión son importantes a tener en cuenta en el control de parafinas, a medida que el crudo sube por la tubería de producción estas propiedades cambian hasta un punto donde ya no es posible el equilibrio y se produce la precipitación y posterior depositación de parafina en un punto entre el yacimiento, la cara del pozo y la superficie.

El punto en el cual aparece el primer cristal en el crudo es denominado punto de nube y la temperatura a este punto se denomina temperatura de cristalización. Existen tres puntos críticos donde se presenta una considerable disminución de la temperatura; en la tubería de producción a medida que el crudo se acerca a la superficie, en cualquier punto del sistema de producción (facilidades de superficie) y dentro del mismo yacimiento si ya se ha llegado a una temperatura inferior al punto de nube.

El Campo Colorado presenta un crudo altamente parafínico con problemas de precipitación en la tubería de producción, en donde el uso de químicos ha sido efectivo para resolver los problemas de depositación de parafinas. Así mismo, se ha atacado este problema aplicando algunos métodos correctivos como la inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y la inyección de químicos por el anular del pozo obteniendo en algunas ocasiones resultados desfavorables como el taponamiento de pozos.



## **CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS:**

- Reducción de la producción de crudo por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Cierre de pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento de costos en prevención y atención del problema.
- Aumento en el requerimiento de potencia para asegurar el flujo de fluidos.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Aumenta el daño a la formación y obstruye los orificios cañoneados si la precipitación ocurre en fondo.
- Taponamiento de los poros causando reducción de la permeabilidad del yacimiento y por consiguiente disminuye el flujo del crudo hacia el pozo.

## **METODOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS:**

Existen 3 métodos que son usados convencionalmente para combatir el problema de parafinas:

1. Método mecánico
2. Método térmico
3. Método químico

### **Método mecánico**

Es el método más antiguo y comúnmente utilizado para el control de parafinas, consiste en la remoción de estas mediante el uso de raspadores y cortadores de parafina.



La ventaja de remover mecánicamente los depósitos de parafinas es que se asegura la limpieza total de las líneas de flujo pero la desventaja está en la limitación de tiempo, de los equipos y el costo comparado con otros métodos, esto debido a que se requiere personal especializado, tiempo de operación y equipos especiales y no proporciona una solución a largo plazo para el problema de depositación, es más bien un remedio que ataca un síntoma y no la enfermedad.

### **Método térmico**

La técnica más popular del método térmico es el bombeo de aceite caliente, este proceso causa que la tubería de producción este rodeada de suficiente calor como para que el aceite supere el punto de cristalización de las parafinas. Aunque, investigaciones sobre este método han arrojado que puede aumentar el daño a la formación.

En las últimas décadas se han logrado avances importantes en el uso de químicos como inhibidores de depositación de parafinas logrando resultados satisfactorios representando aumentos de producción a bajos costos de inversión en tratamientos en la industria petrolera.

### **Método químico**

Aunque se ha avanzado en el uso de inhibidores químicos para el control de la precipitación de las parafinas se ha observado que ningún químico es igualmente eficaz en todos los pozos de un mismo campo, peor aun cuando se varía de un campo a otro. Es por esto que se requiere un estudio individual de acuerdo a que sustancia química utilizar en un pozo específico.

Existen dos métodos que son adoptados para inyectar el químico desde el anular hasta el pozo, es decir, circular el químico bajo el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. El método continuo (consiste en una inyección continua del químico) y a baches (consiste en una inyección cíclica del químico) El método



continuo consiste en una bomba especial de inyección instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento de arriba a debajo de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, haciendo que el químico caiga dentro del pozo. El tratamiento por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular dentro del tubing en un tiempo predeterminado.<sup>21</sup>

El control químico correctivo de los problemas de depositación de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de cuatro clases de productos químicos:

- Solventes
- Dispersantes
- Surfactantes

Los productos químicos mencionados, también se pueden utilizar por separados como métodos preventivos o correctivos.

---

<sup>21</sup> BIAO, Wan and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and themethods of paraffin removal and inhibition.En: SPE.No.29954 (Nov. 1995).



## 2.2. ESTADO ACTUAL DE PRODUCCION DEL CAMPO

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.

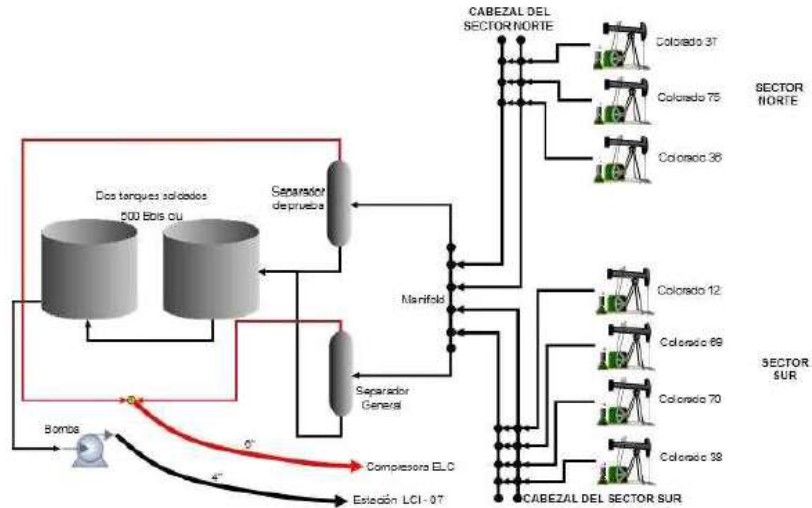
El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas hace que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

Gracias al convenio que se llevó a cabo entre la UIS y el aliado tecnológico WEI LTD 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 32 pozos activos, 42 suspendidos y 3 abandonados, con una producción diaria promedio 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 23.

**Figura 23. 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 32, luego el crudo es bombeado a la estación de El Centro de ECOPETROL.

Para el año 2012, de acuerdo con los datos de producción entregados por parte de WEI LTD a ECOPETROL se realizó para este proyecto una serie de tablas y gráficas y se presentó a continuación unos análisis de resultados de acuerdo a los datos obtenidos.

### **2.2.1. Informes mensuales de producción**

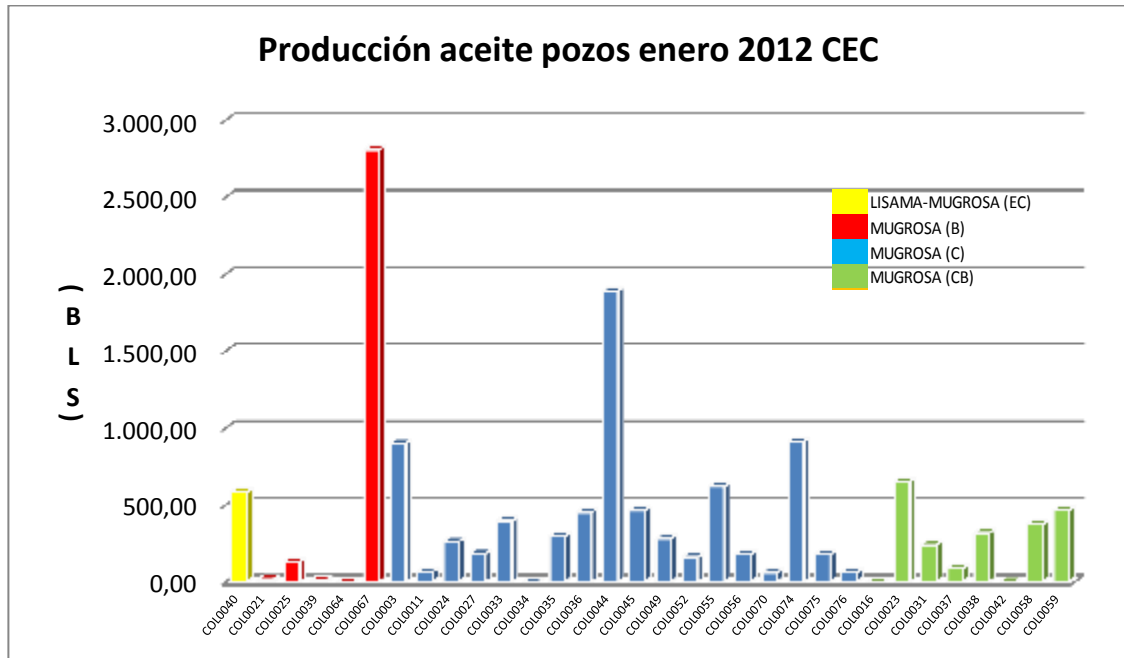
A continuación se muestran las tablas con los datos de producción del Campo Escuela Colorado para el año 2012, junto con un análisis gráfico sobre los mismos.

**Tabla 5. Informe producción enero 2012**

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (ENERO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	18,81	583,20	6.178,99	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>18,81</b>	<b>583,20</b>	<b>6.178,99</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.516,42</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
MUGROSA (B)	COL0021	B	1,68	16,78	324.683,78	78,05	780,51	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	97,9
	COL0025	B	4,22	130,85	16.911,69	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,47	11,36	75.121,69	1,98	47,43	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	80,68
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	90,53	2.806,30	210.461,00	0,00	0,00	15.716,00	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>96,90</b>	<b>2.965,29</b>	<b>643.931,16</b>	<b>80,03</b>	<b>827,94</b>	<b>297.020,16</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.160.565,50</b>	
MUGROSA (C)	COL0003	C	33,34	900,31	290.416,15	0,00	0,00	8.282,41	227,31	6.137,46	1.423.090,46	40,2
	COL0011	C	16,05	64,21	102.059,21	26,61	106,43	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	40,3
	COL0024	C	8,45	262,05	53.502,67	1,71	52,96	3.787,11	0,00	0,00	725.861,00	16,81
	COL0027	C	5,95	184,30	137.555,45	0,87	27,07	8.627,20	0,00	0,00	459.464,00	12,81
	COL0033	C	12,80	396,69	397.145,21	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.647,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	9,58	296,99	2.188,89	2,33	72,08	311,59	0,00	0,00	0,00	19,53
	COL0036	C	14,51	449,84	13.753,08	0,00	0,00	759,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	60,88	1.887,19	321.384,61	0,64	22,87	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	1,2
	COL0045	C	14,95	463,49	197.265,68	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	13,36	280,63	200.538,38	17,83	374,41	10.254,32	0,00	0,00	515.864,10	57,16
	COL0052	C	5,18	160,57	182.277,82	32,03	992,89	21.078,01	0,00	0,00	1.481.113,00	86,08
	COL0055	C	19,99	619,80	119.070,00	9,27	287,24	10.356,87	0,00	0,00	760.690,50	31,37
	COL0056	C	5,74	178,09	120.014,70	6,98	216,23	4.368,79	0,00	0,00	860.554,84	54,84
	COL0070	C	1,92	59,42	322,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	29,40	911,27	203.948,22	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	5,74	178,00	49.495,47	2,63	72,08	2.067,62	0,00	0,00	99.133,93	28,82	
COL0076	C	2,01	62,18	24.112,30	0,16	4,95	1.177,35	0,00	0,00	26.386,29	7,37	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>259,85</b>	<b>7.355,03</b>	<b>2.501.493,27</b>	<b>101,06</b>	<b>2.229,21</b>	<b>144.499,59</b>	<b>227,31</b>	<b>6.137,46</b>	<b>11.474.365,21</b>	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	21,00	650,86	37.131,86	2,85	88,44	1.639,56	0,00	0,00	88.724,00	11,96
	COL0031	CB	7,69	238,45	1.788,18	0,19	5,97	320,17	52,08	1.614,54	23.712,08	2,44
	COL0037	CB	2,85	88,22	286.074,33	11,63	360,39	20.146,56	0,00	0,00	622.681,99	80,33
	COL0038	CB	11,32	317,09	355.285,86	26,58	744,35	31.473,68	0,00	0,00	603.745,06	70,13
	COL0042	CB	0,80	1,60	36.501,98	3,02	6,05	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	79,05
	COL0058	CB	12,04	373,16	185.071,61	10,18	315,55	20.020,56	0,00	0,00	628.367,11	45,81
	COL0059	CB	14,97	463,99	221.851,62	1,64	298,94	9.007,92	0,00	0,00	1.187.982,08	39,18
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>70,67</b>	<b>2.133,37</b>	<b>1.146.383,44</b>	<b>56,09</b>	<b>1.819,69</b>	<b>89.620,68</b>	<b>52,08</b>	<b>1.614,54</b>	<b>3.258.450,32</b>	
<b>TOTAL CAMPO</b>			<b>446,23</b>	<b>13.036,89</b>	<b>4.297.986,86</b>	<b>237,18</b>	<b>4.876,84</b>	<b>532.656,85</b>	<b>279,39</b>	<b>7.752,00</b>	<b>15.893.381,03</b>	

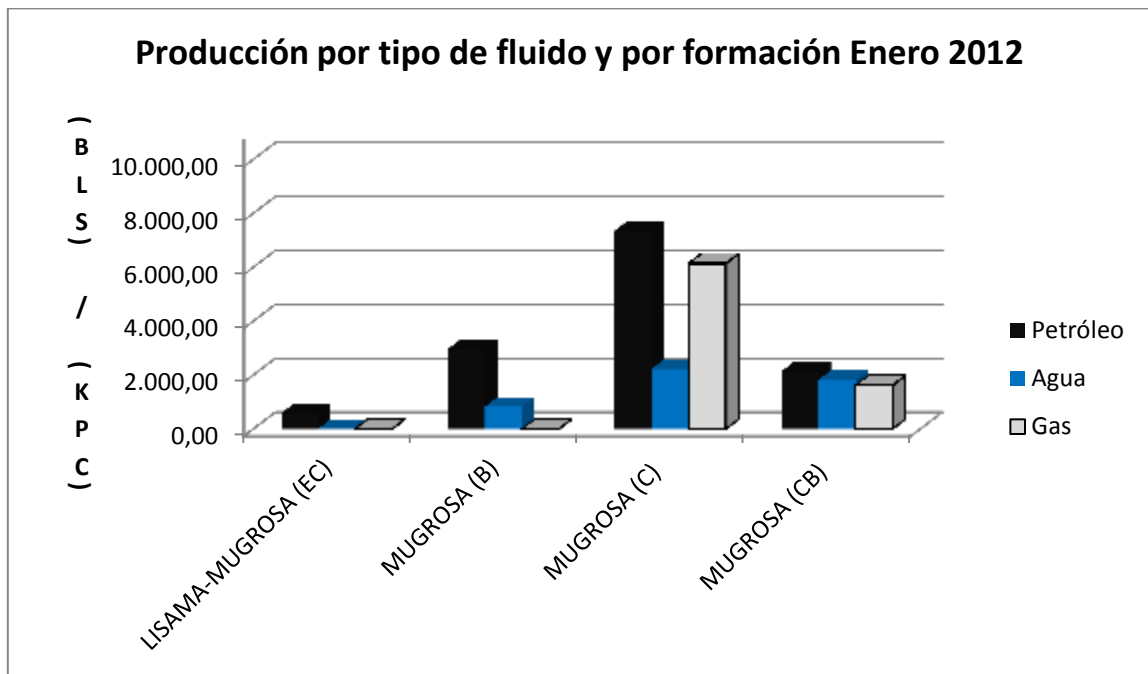
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

**Figura 24. Producción por pozos enero 2012.**



Fuente. El autor

**Figura 25. Producción por tipo de fluido enero 2012.**



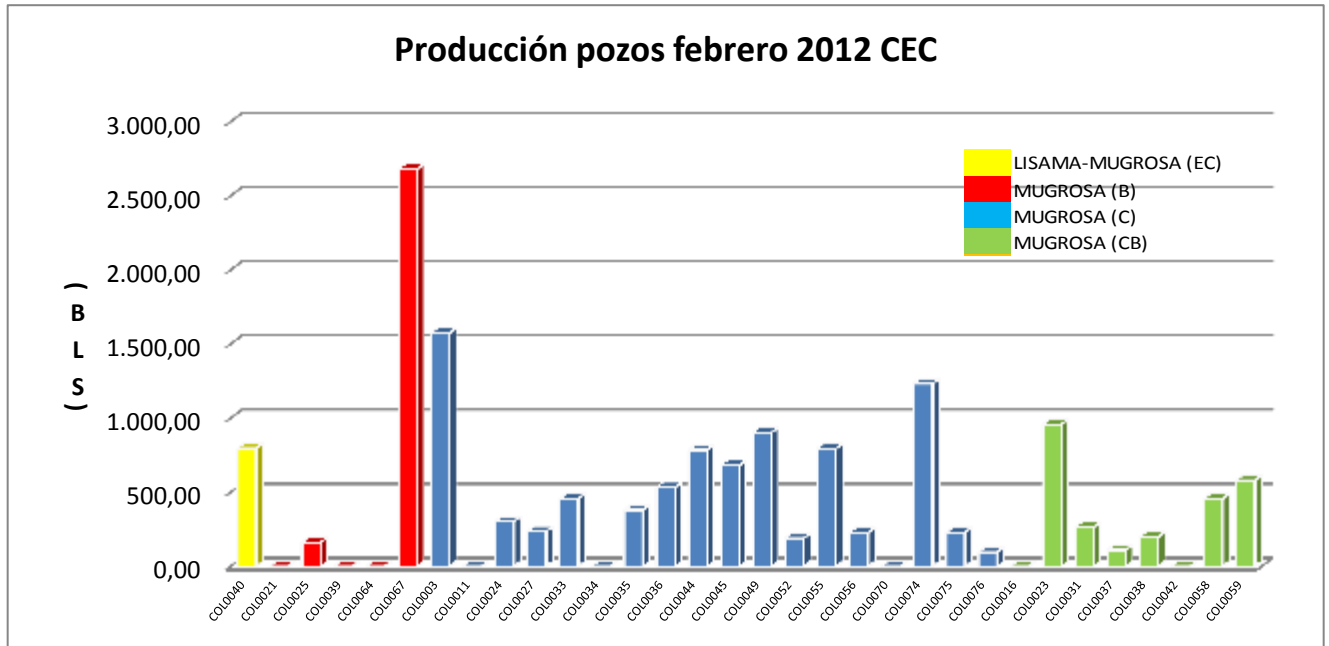
Fuente. El autor

**Tabla 6. Informe producción febrero 2012**

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (FEBRERO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	27,44	795,76	6.974,75	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			27,44	795,76	6.974,75	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	5,50	159,51	17.071,20	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	116.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	92,42	2.680,22	163.460,91	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			97,92	2.839,73	697.090,58	0,00	0,00	297.021,09	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	54,24	1.572,92	291.989,07	0,00	0,00	8.282,41	288,81	8.375,45	1.431.465,91	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	10,39	301,18	53.803,85	0,30	8,64	3.795,75	0,00	0,00	725.861,00	2,79
	COL0027	C	8,08	234,23	137.789,68	0,38	10,96	8.638,16	0,00	0,00	459.464,00	4,47
	COL0033	C	15,68	454,62	397.599,83	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	13,06	378,85	2.567,74	2,61	75,65	387,24	0,00	0,00	0,00	15,65
	COL0036	C	18,35	532,15	14.285,23	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	27,01	783,41	322.168,02	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,83	0
	COL0045	C	23,51	681,69	197.947,37	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	31,11	902,32	201.440,70	7,02	203,53	10.457,85	0,00	0,00	515.864,10	18,41
	COL0052	C	6,51	188,72	182.466,54	34,87	1.011,11	22.089,12	0,00	0,00	1.481.113,00	84,27
	COL0055	C	27,40	794,58	119.864,58	10,44	302,68	10.659,49	0,00	0,00	760.690,50	27,58
	COL0056	C	7,83	227,20	120.241,89	7,83	226,96	4.595,65	0,00	0,00	860.554,84	49,97
	COL0070	C	0,00	0,00	322,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	42,48	1.231,99	205.180,21	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	7,83	226,97	49.722,44	2,61	75,65	2.143,28	0,00	0,00	99.133,93	25	
COL0076	C	3,24	94,09	24.206,39	0,18	5,17	1.182,52	0,00	0,00	26.386,29	5,21	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			296,72	8.604,92	2.510.098,18	66,24	1.920,35	146.418,79	288,81	8.375,45	11.482.740,63	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	32,97	956,04	38.087,89	0,90	26,09	1.665,65	0,00	0,00	88.724,00	2,66
	COL0031	CB	9,10	263,87	2.052,05	0,94	27,36	347,54	28,88	837,55	24.549,63	9,4
	COL0037	CB	3,78	109,56	286.183,89	13,04	378,27	20.524,83	0,00	0,00	622.681,99	77,54
	COL0038	CB	11,60	197,23	355.483,10	39,94	678,92	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	77,49
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	15,69	455,09	185.526,70	10,96	317,98	23.338,54	0,00	0,00	628.367,11	41,13
	COL0059	CB	19,99	579,58	222.431,20	14,83	429,97	9.437,89	0,00	0,00	1.187.982,08	42,59
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			93,13	2.561,37	1.148.944,81	80,61	1.858,59	94.479,28	28,88	837,55	3.259.287,87	
<b>TOTAL CAMPO</b>			515,21	14.801,78	4.363.108,32	146,85	3.778,94	539.435,58	317,69	9.213,00	15.902.594,00	

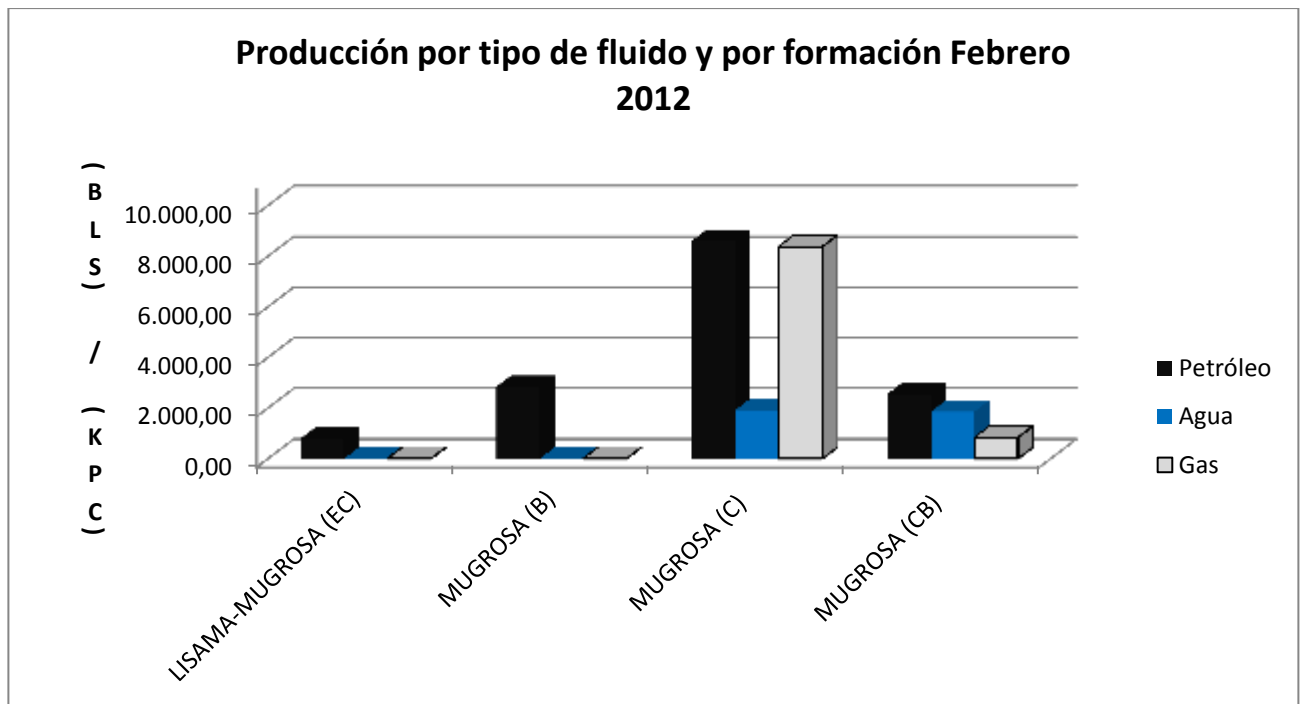
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

**Figura 26. Producción por pozos febrero 2012.**



Fuente. El autor

**Figura 27. Producción por tipo de fluido febrero 2012.**



Fuente. El autor

**Figura 28. Producción de aceite total mensual CEC 2012**



**Fuente. El autor en base de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.**

Los datos de los meses siguientes se encuentran en el Anexo A.



### **2.2.2. Análisis de datos**

Estos datos muestran la producción actual (2012) del Campo Escuela Colorado, anteriormente se mencionaban los pozos existentes en el campo, pero para este estudio solo se tuvieron en cuenta los pozos activos del campo. Así pues, se puede apreciar que la formación Mugrosa (C) es la que cuenta con el mayor número de pozos activos en producción con un total de 18.

La formación Mugrosa (C) al contar con el mayor número de pozos es la que produce la mayor cantidad de fluidos (petróleo, agua y gas). Teniendo en cuenta los datos para el año 2012 se obtuvo que la formación Mugrosa (C) aporta en total el 67,3% de fluidos del total del campo con unos valores de 59,2% de petróleo, 60,8% de agua y 82,2% de gas del total del Campo Colorado.

Sin embargo, para el mes de enero el pozo que tuvo un mayor aporte de hidrocarburo fue el pozo COL0067 con casi 3000 bls mensuales, quien hace parte de la formación Mugrosa (B).

Es significativo también el aporte del pozo COL0040 el cual es el único pozo que produce de la formación Lisama-Mugrosa (EC) y sin embargo en el mes de marzo aportó 800 bls, una importante cantidad de petróleo.

A partir del mes de marzo se reactivó la producción del pozo MOJA0001 que hace parte de la formación Mugrosa-Esmeraldas (CD) cuya producción de petróleo es considerable (produjo 600 bls mensuales durante el mes de marzo) dentro del promedio de los pozos actuales.

Calculando la desviación estándar mes a mes del total anual de la producción ha variado al redor del 550 bls del total mensual, es decir, se espera que a futuro la producción del campo no varíe más de este número de barriles si no cambian las condiciones del campo, cierre de pozos o algo parecido. Esto muestra, también, que si bien la producción del campo disminuyó en el año, esta caída no fue tan drástica.

Comparando las formaciones Mugrosa, se observa que la formación Mugrosa (CB) es la que aporta más fluidos después de Mugrosa (C) con alrededor del 19% del total del campo como se muestra en la Tabla 7.

**Tabla 7. Porcentajes de producción de fluidos CEC**

<b>Formación</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Agua</b>	<b>Gas</b>	<b>Total</b>
<b>LISAMA-MUGROSA (EC)</b>	5,4%	0,8%	0,0%	2,8%
<b>MUGROSA (B)</b>	18,0%	3,9%	0,5%	9,9%
<b>MUGROSA (C)</b>	59,2%	60,8%	82,2%	67,3%
<b>MUGROSA (CB)</b>	15,6%	34,5%	17,1%	19,0%
<b>MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)</b>	1,8%	0,1%	0,2%	1,0%

Fuente. El autor



### **2.3. ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO**

El campo Colorado no cuenta con un estudio de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo, debido a que al yacimiento sólo se le han realizado pruebas de formación y de ascenso de presión entre los años 1959 al 1964.

De las pruebas de formación que se le realizaron a los pozos del campo Colorado en los primeros trabajos de perforación, la mayoría no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, por lo tanto se tomó como profundidad de referencia la profundidad del empaque, esto para determinar la presión estática correspondiente a cada zona. Para la zona C, se determinó una presión inicial de 3000 psia y para la zona B de 900 psia<sup>22</sup>.

Éstos resultados no ofrecerán una completa aceptación, si se tiene en cuenta que estas pruebas de presión se tomaron en los años 60's, cuando las herramientas que se utilizaban no ofrecían la suficiente precisión y exactitud, como las de hoy en día para realizar una buena interpretación, además los datos de la prueba no fueron extraídos de la curva original.

Teniendo en cuenta que ningún pozo tiene más de dos pruebas de presiones para la misma zona y en diferentes años, esto no permite determinar un histórico de presiones para el comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo, además el yacimiento no presenta una continuidad lateral, incluso en pozos de un mismo bloque.

De los archivos de pozos se recopiló la información de los pozos que se le han realizado pruebas de restauración de presión, éstos son: para la zona B los pozos Col 30 y Col 43 y para la zona C los pozos Col 11, Col 49, Col 40, Col 36, Col 33, Col 28, Col 52, Col 53, Col 12.

---

<sup>22</sup> MOLINA Miguel. Determinación de la presión promedia en yacimientos naturalmente fracturados, utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab", Tesis de maestría, UIS, 2004

**Tabla 8. Pruebas de restauración de presión (PBU) realizadas en Campo Colorado.**

Pozo	Bloque	Zona abierta probada	Fecha de la prueba	Duración de la prueba
Colorado 30	Bloque IV	Mugrosa B	Octubre de 1960	150 horas
Colorado 43	Bloque V	Mugrosa B	Octubre de 1960	20 horas
Colorado 11	Bloque III	Mugrosa C	Mayo de 1946	38 horas
Colorado 12	Bloque III	La Paz E	Julio de 1960	110 horas
Colorado 28	Bloque I	Mugrosa C	Abril de 1974	72 horas
Colorado 33	Bloque IV	Mugrosa C	Octubre de 1959	45 horas
Colorado 36	Bloque VI	Mugrosa C	Septiembre de 1957	16 horas
Colorado 40	Bloque V	Mugrosa C	Marzo de 1958	11 horas
Colorado 49	Bloque VII	Mugrosa C	Noviembre de 1959	46 horas
Colorado 52	Bloque III	Mugrosa C	Abril de 1960	60 horas
Colorado 53	Bloque III	Mugrosa C	Julio de 1960	80 horas

**Fuente: Modificado de Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Fabio Correa.**

Debido a que el campo Escuela Colorado no cuenta con información representativa para determinar parámetros del yacimiento que son vitales para buena administración del campo y aprovechamiento adecuado de los recursos del mismo, es necesario realizar pruebas de restauración de presión en cada bloque para obtener datos confiables y además poder evaluar el comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo.

### **2.3.1. Comportamiento de las presiones del campo colorado<sup>23</sup>**

El análisis interpretativo de las pruebas de presión, a partir de técnicas modernas, en el campo Colorado se convierten en una técnica segura y efectiva, cuyos propósitos son los de identificar el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el grado de almacenamiento y definir características petrofísicas.

<sup>23</sup> CORREA Fabio. “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado”, tesis de grado, UIS, 2008.



Teniendo en cuenta que la energía causante del desplazamiento del fluido desde el yacimiento hacia los pozos es la diferencia de presión entre estos dos puntos, se hace indispensable manejar y controlar una base de datos que almacene los valores de las presiones que intervienen en el comportamiento del yacimiento. Igualmente es fundamental obtener el registro de la historia de presión del campo para llevar a cabo el ajuste histórico en el modelo de simulación<sup>24</sup>.

Para el presente trabajo, se recopilaron las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos, dichas pruebas se encontraron en los archivos y reportes de los pozos, con el fin de establecer el comportamiento histórico de la presión del campo Colorado, con respecto al tiempo. Los datos corresponden a la formación Mugrosa, en sus zonas B y C, las cuales son las de mas interés del campo.

Con los datos disponibles y teniendo en cuenta, que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como punto de referencia la profundidad media entre el intervalo cañoneado; y el gradiente de presión se evaluó a esa profundidad de referencia. Posteriormente se llevó éste gradiente hasta el datum de cada zona para obtener la presión estática correspondiente. El datum escogido para la zona B fue de 2000 pies y para la zona C de 4000 pies, donde cada datum corresponde al promedio de la profundidad del tope de los pozos del campo para cada zona<sup>25</sup>. (Ver tablas 9 y 10).

Con los datos adquiridos para cada zona, se realizaron los respectivos gráficos de presión contra tiempo, para establecer el comportamiento de la presión, como se ilustra en Las Figuras 29 y 31. Se debe tener en cuenta que no se encontró ningún pozo con más de dos presiones en la misma zona y en diferentes años a lo largo de la vida productiva, factor fundamental para realizar un archivo histórico de presiones. Se puede observar en las mismas figuras, que el yacimiento no presenta

---

<sup>24</sup>SIERRA, J. y SUÁREZ, W., Plan integral de desarrollo de campos maduros, Tesis de grado, UIS, 2007.

<sup>25</sup> Información de Yacimientos Campo Colorado, "Diagnostico y Estrategias de Recobro", ECOPELROL S.A., Barrancabermeja, Diciembre de 2003.



un comportamiento de descenso de presiones muy definido, donde la presión se ha depletado, aproximadamente, de 300 a 815psia en la zona B y de 1200 a 1400 psia en la zona C.

El comportamiento encontrado, se atribuye a la geología del campo, que maneja un modelo geológico de compartimentalización por fallas geológicas; estructura conformada por una trampa anticlinal asimétrica y compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas acumuladas dentro de un ambiente fluvial, donde el yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía y sus arenas delgadas, por debajo de los 15 pies de espesor; esto es lo que posiblemente pueda explicar este comportamiento<sup>26</sup>.

---

<sup>26</sup> Información de Yacimientos Campo Colorado, “Diagnostico y Estrategias de Recobro”, ECOPETROL S.A., Barrancabermeja, Diciembre de 2003.

**Tabla 9. Presiones de fondo Campo Colorado Zona Mugrosa B**

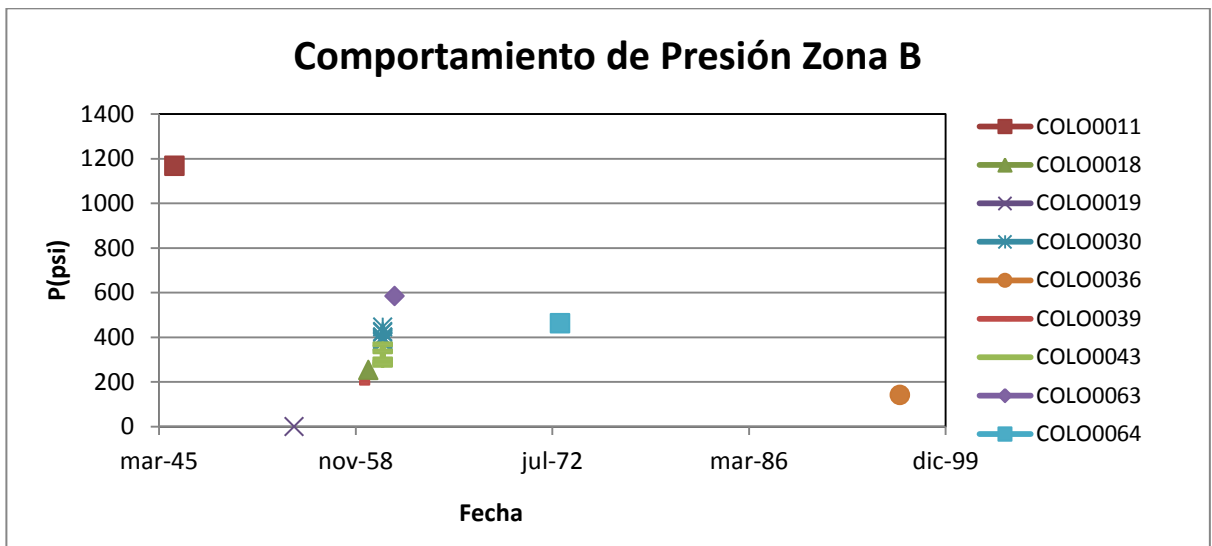
**PRESION ZONA B**

POZO	FECHA	UNIDAD	DATUM	PSTATIC
COLO0011	Abr-46	Zona B	900	1,168
COLO0018	Oct-59	Zona B	900	253
COLO0019	Ago-54	Zona B	900	311
COLO0023	May-54	Zona B	900	167
COLO0024	Oct-54	Zona B	900	134
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	445
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	421
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	399
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	376
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	378
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	382
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	384
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	388
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	390
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	393
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	396
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	400
COLO0030	Oct-60	Zona B	900	425
COLO0036	Oct-96	Zona B	900	141
COLO0037	May-59	Zona B	900	554
COLO0037	Ene-68	Zona B	900	235
COLO0039	Mar-59	Zona B	900	195
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	288
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	368
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	336
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	300
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	276
COLO0043	Oct-60	Zona B	900	279
COLO0063	Ago-61	Zona B	900	584
COLO0064	Feb-73	Zona B	900	462

**Tabla 10. Presiones de fondo Campo Colorado Zona Mugrosa C**

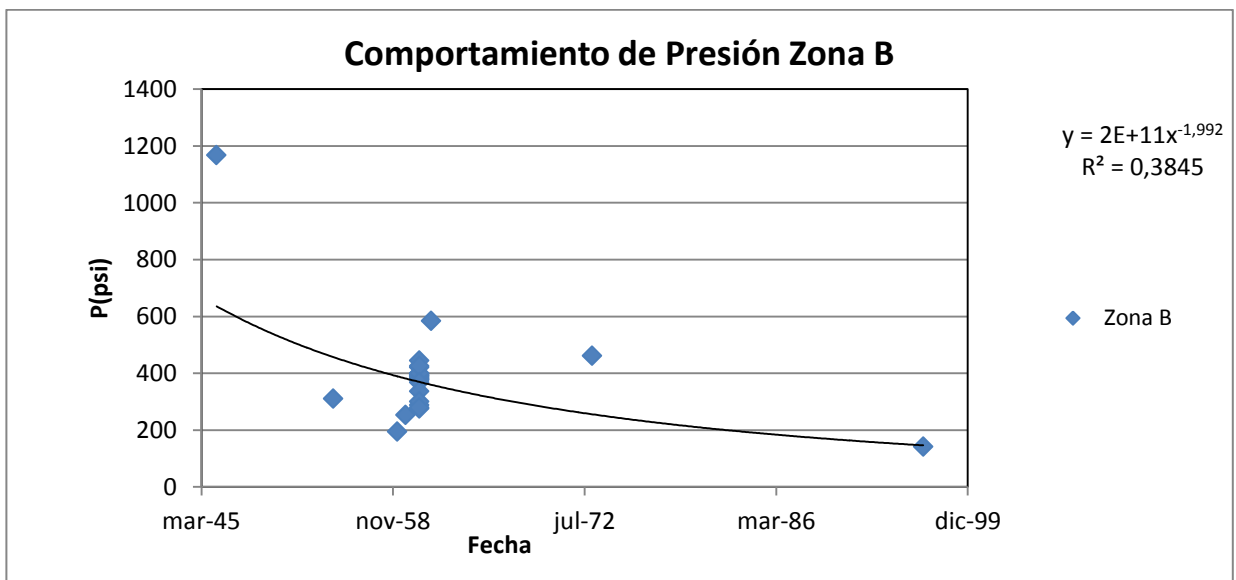
PRESION ZONA C				
POZO	FECHA	UNIDAD	DATUM	PSTATIC
COLO0003	Ago-56	Zona C	3000	1,216
COLO0003	Ago-56	Zona C	3000	1,610
COLO0011	Abr-46	Zona C	3000	1,888
COLO0011	Abr-46	Zona C	3000	1,929
COLO0011	Abr-46	Zona C	3000	1,902
COLO0011	Abr-46	Zona C	3000	1,830
COLO0016	Jul-54	Zona C	3000	429
COLO0016	Jul-54	Zona C	3000	370
COLO0016	Jul-54	Zona C	3000	698
COLO0016	Jul-54	Zona C	3000	704
COLO0016	Jul-54	Zona C	3000	708
COLO0023	Abr-54	Zona C	3000	1,879
COLO0023	Abr-54	Zona C	3000	1,826
COLO0023	May-54	Zona C	3000	1,692
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	2,838
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	2,140
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	2,036
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	1,901
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	1,792
COLO0024	Ene-54	Zona C	3000	1,810
COLO0024	May-54	Zona C	3000	1,674
COLO0024	May-54	Zona C	3000	1,808
COLO0024	Jun-54	Zona C	3000	1,373
COLO0026	Oct-54	Zona C	3000	1,521
COLO0026	Nov-54	Zona C	3000	659
COLO0028	May-54	Zona C	3000	2,489
COLO0028	Jul-54	Zona C	3000	1,434
COLO0034	Jun-57	Zona C	3000	512
COLO0034	Jun-57	Zona C	3000	1,252
COLO0034	Jun-57	Zona C	3000	1,013
COLO0034	Jun-57	Zona C	3000	1,433
COLO0034	Jul-57	Zona C	3000	661
COLO0036	Sep-57	Zona C	3000	69
COLO0038	Jul-54	Zona C	3000	359
COLO0038	Jul-54	Zona C	3000	217
COLO0038	Jul-54	Zona C	3000	1,672
COLO0038	Jul-54	Zona C	3000	34
COLO0039	Feb-59	Zona C	3000	869
COLO0044	Jun-59	Zona C	3000	1,546
COLO0045	Ene-59	Zona C	3000	371

**Figura 29. Comportamiento de la presión Zona Mugrosa B**



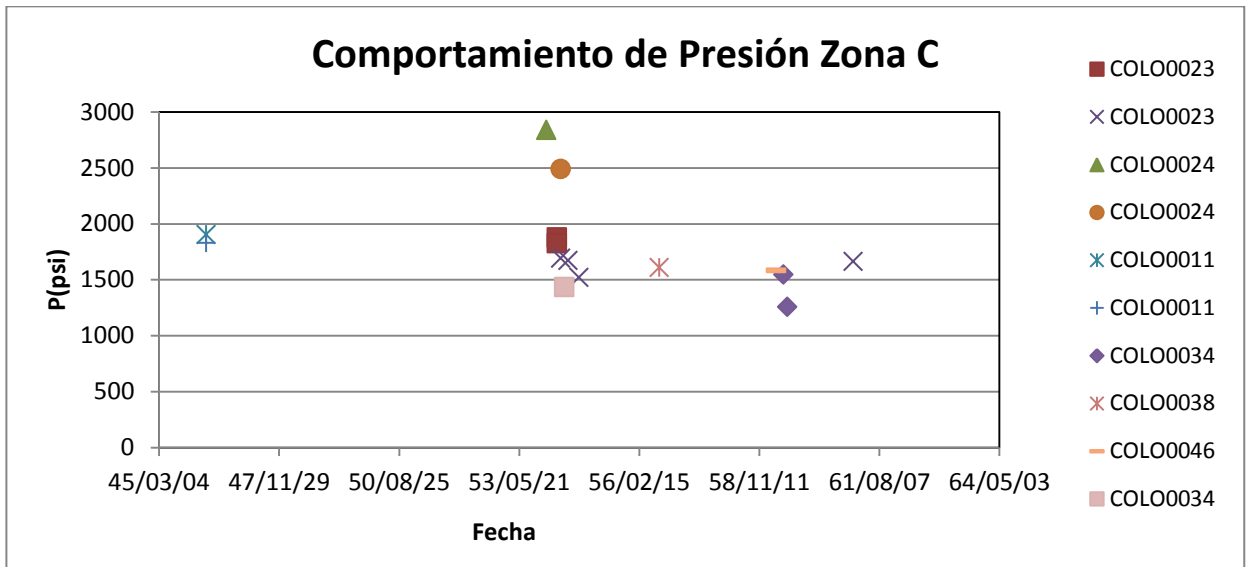
Fuente. El autor

**Figura 30. Tendencia de presión Zona Mugrosa B**



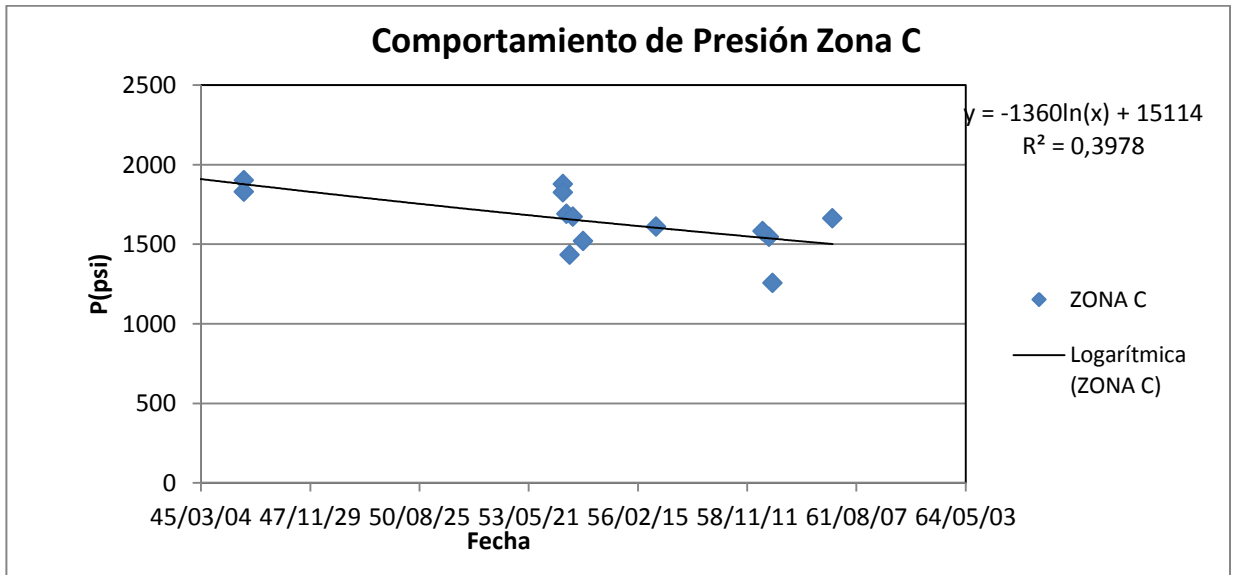
Fuente. El autor

**Figura 31. Comportamiento de la presión Zona Mugrosa C**



Fuente. El autor

**Figura 32. Tendencia de la presión Zona Mugrosa C**



Fuente. El autor

Además, para este proyecto se realizó una discretización de los datos de presiones por los diferentes bloques del campo para la Zona Mugrosa C y se analizaron estos datos respecto a la producción acumulada del campo de acuerdo al historial de producción.

**Tabla 11. Presiones y producción acumulada por bloque Zona Mugrosa C**

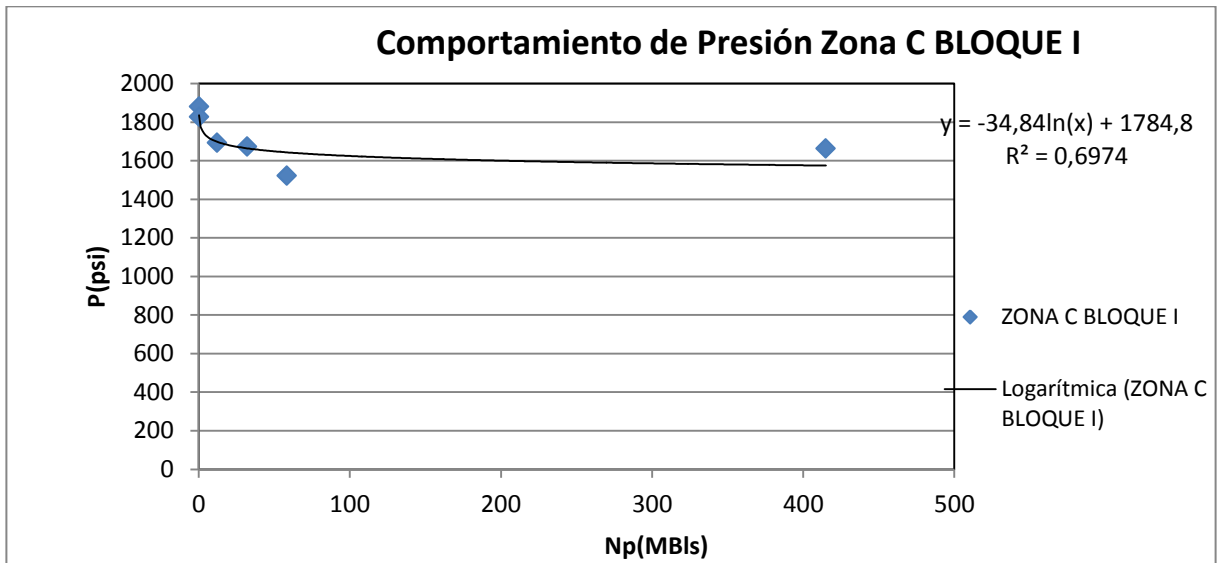
POZO	BLOQUE	FECHA	UNIDAD	DATUM	P(PSI)	TIPO DE PRUEBA	NP(MBLS) <sub>FIELD</sub>	NP(MBLS) <sub>BLOQUE</sub>
COLO0023	I	54/04/01	ZONA C	3000	1879	ESTATICA	393,574	0,227
COLO0023	I	54/04/01	ZONA C	3000	1826	ESTATICA	393,574	0,227
COLO0023	I	54/05/01	ZONA C	3000	1692	ESTATICA	407,981	12,094
COLO0026	I	54/10/01	ZONA C	3000	1521	ESTATICA	471,228	58,263
COLO0038	I	54/07/01	ZONA C	3000	1672	ESTATICA	434,809	32,025
COLO0060	I	61/01/01	ZONA C	3000	1663	ESTATICA	2093,599	414,954
COLO0024	II	54/01/01	ZONA C	3000	2838	ESTATICA	386,126	112,666
COLO0028	II	54/05/01	ZONA C	3000	2489	ESTATICA	407,981	115,849
COLO0011	III	46/04/01	ZONA C	3000	1902	ESTATICA	17,293	12,96
COLO0011	III	46/04/01	ZONA C	3000	1830	ESTATICA	17,293	12,96
COLO0044	III	59/06/01	ZONA C	3000	1546	ESTATICA	1395,569	434,597
COLO0053	III	59/07/01	ZONA C	3000	1256	ESTATICA	1425,671	445,423
COLO0003	IV	56/08/01	ZONA C	3000	1610	ESTATICA	754,036	0
COLO0046	IV	59/04/01	ZONA C	3000	1583	ESTATICA	1355,776	193,034
COLO0034	V	54/06/01	ZONA C	3000	1433	ESTATICA	418,642	4,333

**Fuente: El autor**

Con esta información se presentó un análisis grafico donde se determinó una tendencia que representa el comportamiento de presiones de la zona Mugrosa C para el Campo Colorado.

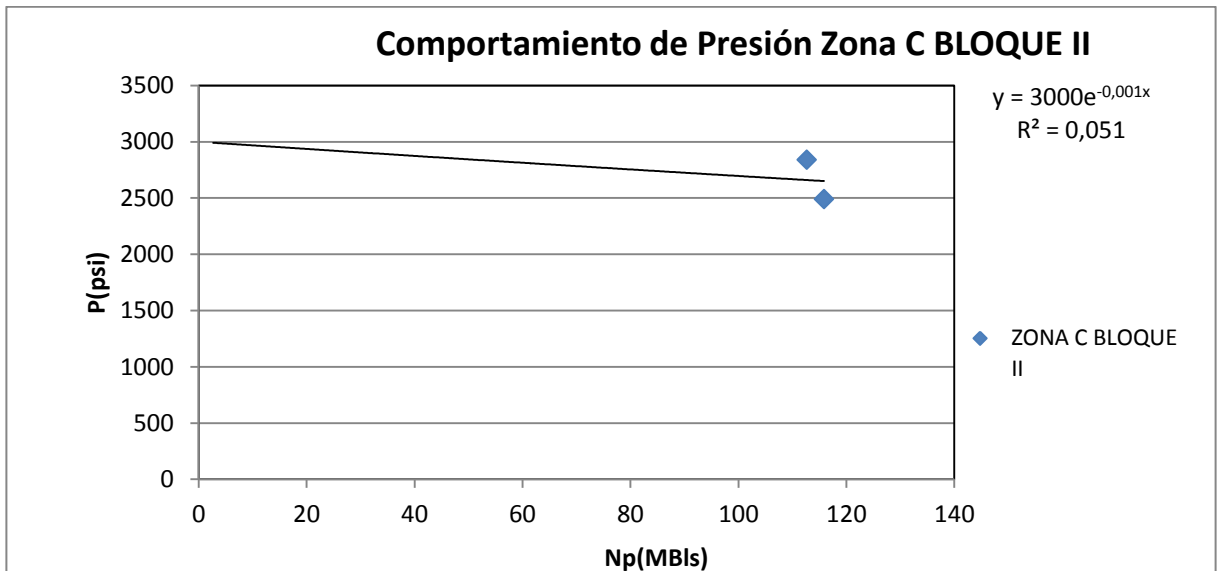
Las gráficas de los demás bloques se pueden ver en el Anexo B.

**Figura 33. Comportamiento de la presión Zona C Bloque I**



Fuente. El autor

**Figura 34. Comportamiento de la presión Zona C Bloque II**



Fuente. El autor

### 3. PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A EVALUAR

La producción de los pozos con bombeo mecánico se ve ligada al estado en que se encuentra el sistema de levantamiento artificial, una evaluación del mismo puede ser muy útil para optimizar las condiciones de producción aunque también se deben considerar otras variables.

Para desarrollar este proyecto la empresa operadora del Campo Colorado facilitó 10 pozos de los cuales se seleccionaron los más adecuados para la evaluación del sistema de bombeo mecánico y su producción.

**Tabla 12. Pozos preseleccionados para la evaluación de la producción**

<b>POZOS</b>	<b>BLOQUE</b>	<b>ZONA</b>
24	I	C
25	I	B
33	III	C
35	II	C
36	V	B
37	VI	B y C
52	II	C
55	V	B y C
75	V	C
<b>MOJADA</b>		

Fuente. Autor, modificado de archivo Campo Escuela Colorado

### 3.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA EVALUACION DE LA PRODUCCION<sup>27</sup>

Para hacer una selección adecuada de los pozos a utilizar para la evaluación de la producción, la metodología propuesta está estructurada en cuatro 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 dinagráfica 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.

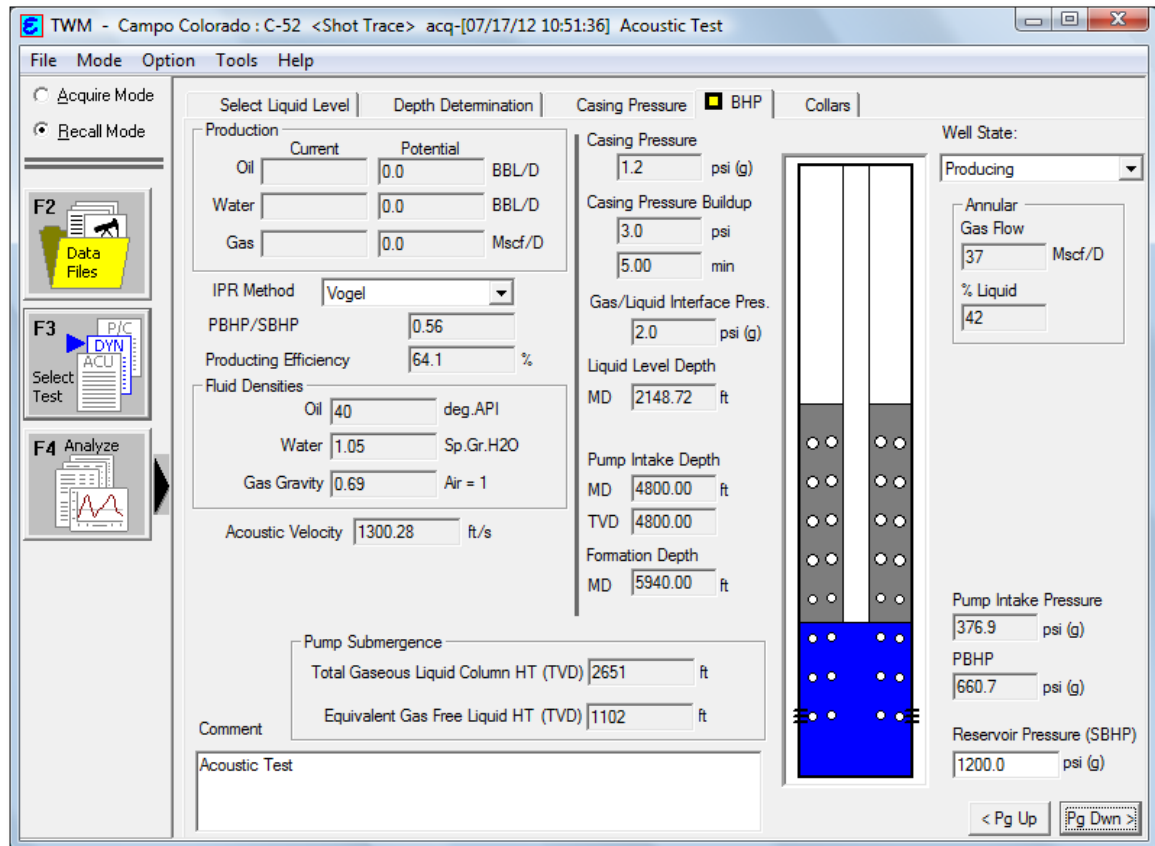
#### 3.1.1. Sección 1: Análisis del Nivel del líquido de cada pozo.

El nivel de líquido del pozo se mide utilizando el analizador de pozos o TWM. El nivel de líquido es un factor muy importante a la hora de seleccionar los pozos para la evaluación, 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.

---

<sup>27</sup>DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. 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. TesisPregrado 2013.

**Figura 35. Nivel de líquido Col 52.**

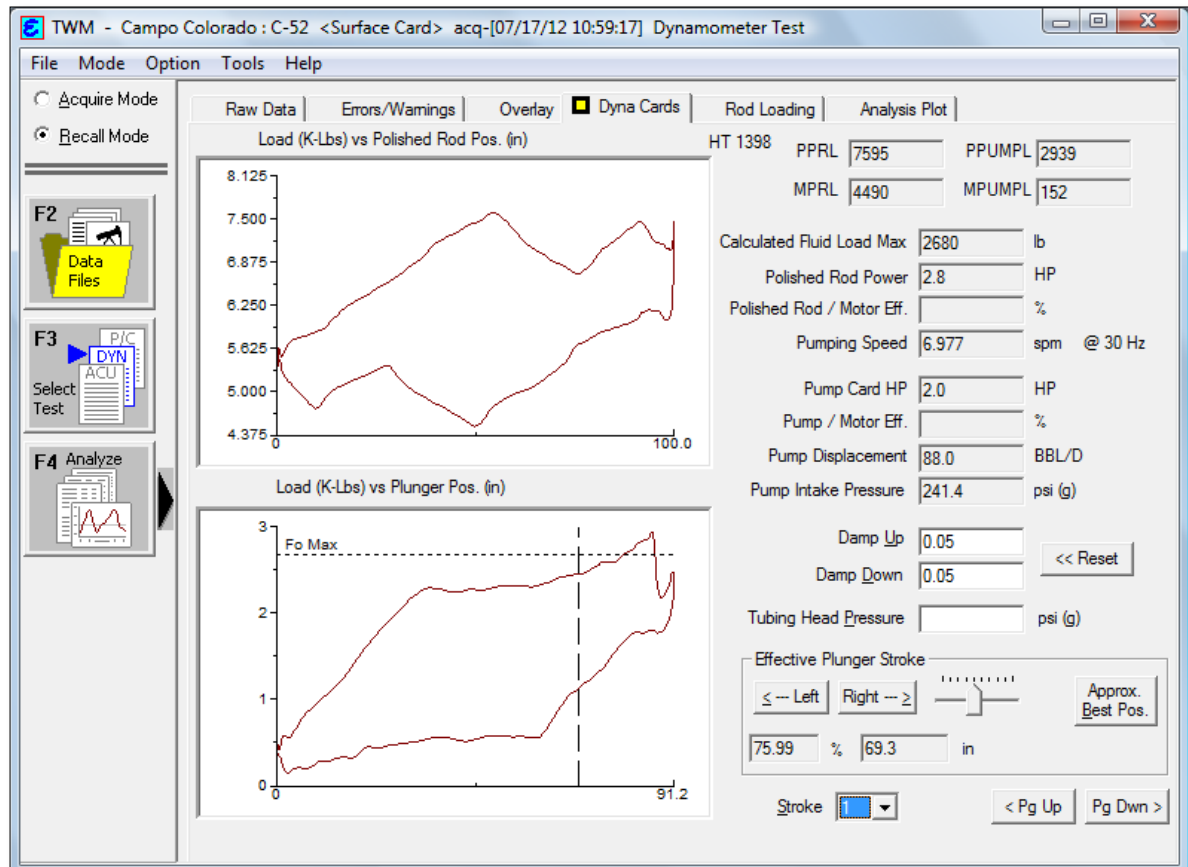


**Fuente. Software TWM.**

### 3.1.2. Sección 2: Análisis de la carta dinográfica de cada pozo.

La toma de la carta dinográfica igual que el nivel de líquido se toma con el analizador de pozos o TWM. La toma de cartas dinográfica 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 36. Carta dinagráfica Col 52.**



**Fuente. Software TWM.**

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

### **3.1.3. 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<sup>28</sup>. 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 perforados<sup>29</sup>, 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 9 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:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación 15}$$

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 10 y 11 para cañoneo sobrebalanceado y bajobalanceo respectivamente. Ya descrita la teoría, la secuencia sistemática para evaluar la densidad de las perforaciones está representada en la figura 29, y cada paso se describe de manera subsecuente y en forma detallada.

---

<sup>28</sup> PEREZ, G and KELKAR, B.G. A new Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, 93-101

<sup>29</sup> SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**Tabla 13. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.**

Propiedades del fluido	Valor Mínimo	Valor Máximo
API	25	60
Gravedad Especifica del Aceite	0.6	0.74
Gravedad Especifica del Agua	1.07	
Presión de Burbuja	1457	3149
<b>Propiedades de la roca</b>		
Porosidad	0.16	0.29
k (md)	100	625
<b>Geometría de Pozo y Yacimiento</b>		
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	
<b>Perforaciones</b>		
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 14. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo sobrebalanceado.**

<b>Cañoneo Sobrebalanceado</b>				
<b>Rp (inches)</b>	<b>SPF</b>	<b>A0</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>
>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

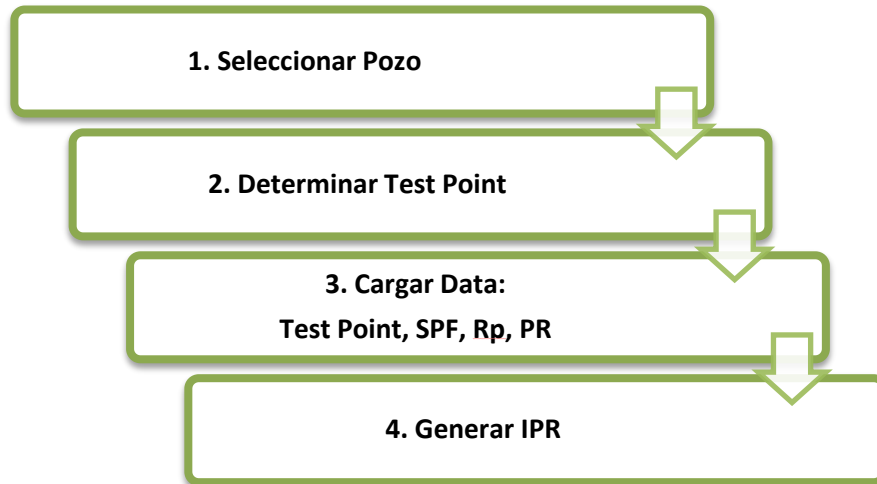
Fuente.SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**Tabla 15. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo bajobalanceo.**

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

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 37. 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 Pwf (psi). Estos valores fueron tomados de los reportes actuales de producción del campo Colorado y de los valores calculados de Pwf a partir de pruebas de nivel de fluido. Para el pozo muestra estos valores son:

**Tabla 16. Test Point Col 52**

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

**Fuente.** Autor, Tomado de Software TWM.



**Paso 3.** Para facilitar el proceso de construcción de curvas IPR utilizando el método de Pérez y Kelkar<sup>30</sup> se empleó una aplicación en Excel. 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 17. Datos pozo Colorado 52**

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

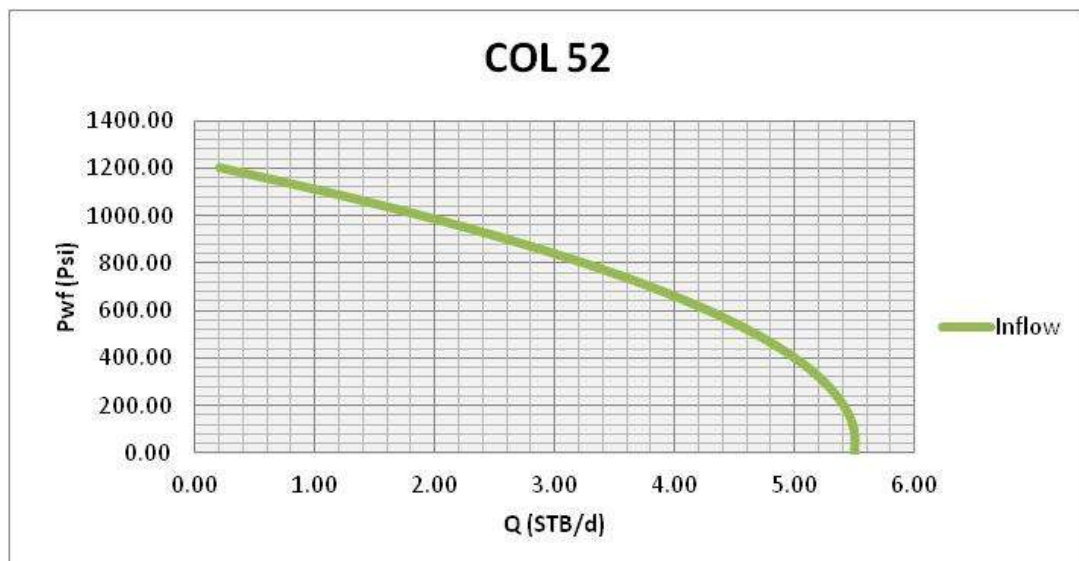
**Fuente. WellFile COL 52. Campo Escuela Colorado**

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

---

<sup>30</sup>SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for PerforatedWells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**Figura 38. IPR para el pozo COL 52**



**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.**

- 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

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

**Tabla 18. Test Point Col 52**

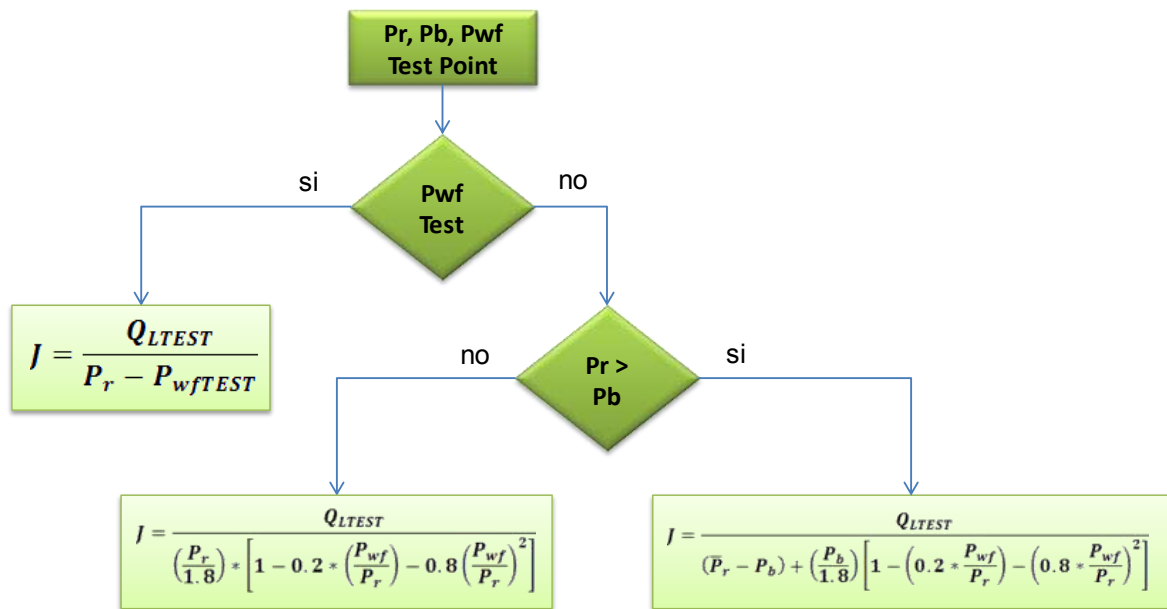
<b>Flowing Bottomhole Pressure (Pwf) psi:</b>	<b>660</b>
<b>Oil Production Rate (Qo) Stb/day:</b>	<b>4</b>

**Fuente. Autor, 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 33.

**Figura 39. Flujograma del cálculo del índice de productividad**



**Fuente:** Autor, 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.

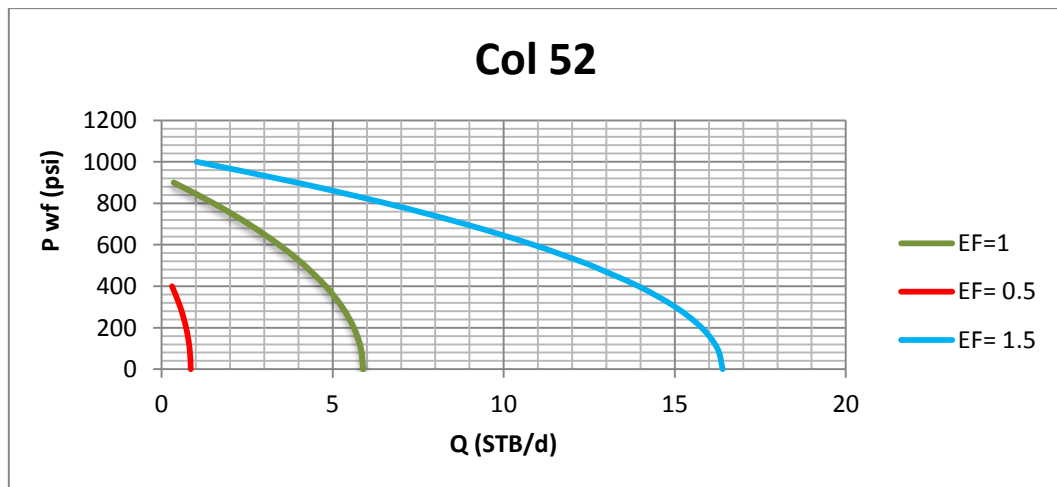
**Paso 6.** A partir de los datos de EF y J, empleados en los pasos 2 y 3, se calculan los nuevos valores de índice de productividad para valores de EF=0.5 (escenario pozo con daño) y EF=1.5 (escenario pozo estimulado), utilizando la ecuación 2. Luego se repite el mismo procedimiento de los pasos 4,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

$$J_2 = J_1 \left( \frac{EF_2}{EF_1} \right)$$

*Ecuación 16*

**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 40. Curva de IPR para diferentes valores de eficiencia de flujo**



Fuente. DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.

**Tabla 19. Inflow para el pozo COL 52**

<b>Pwf</b>	<b>Q EF=1</b>	<b>Pwf</b>	<b>Q EF=0,5</b>	<b>Pwf</b>	<b>Q EF=1,5</b>
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. Autor, Basado en el método de Vogel – Standing para cálculo de IPR.

#### **3.1.4. 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**

**Paso 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 20. Data para la curva Outflow para el pozo colorado 52**

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

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



**Paso 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.

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{f_o}{A_p} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde

$\Delta P_{ft}$ : 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)**

$$P_{fo} = \frac{f_o}{A_p} \quad \text{Ecuación 18}$$



**Perdidas de presión,  $\Delta P_t$  (Psi)**<sup>31</sup>: 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.

$$Grad.Total \left[ \frac{Psi}{Ft} \right] = \frac{1}{144*(1-EK)} \left[ \frac{g*\rho_{tp}*sen\theta}{g_c} + \frac{f_{tp}*\rho_{ns}*v_m^2}{2*g_c*d} \right] \quad Ecuación 19$$

Siendo:

$$\left[ \frac{dP}{dH} \right]_E = \frac{g*\rho_{tp}*sen\theta}{144*g_c} = \text{Gradiente por Elevación} \quad Ecuación 20$$

$$\left[ \frac{dP}{dH} \right]_f = \frac{f_{tp}*\rho_{ns}*v_m^2}{144*2*g_c*d} = \text{Gradiente por Fricción} \quad Ecuación 21$$

$$EK = \frac{\rho_{tp}*v_m*v_{sg}}{144*g_c*P} = \text{Energía Cinética} \quad Ecuación 22$$

En donde:

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

$\rho_{tp}$  = densidad de la mezcla en función del HOLD UP

<sup>31</sup>BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991

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

$g$  = 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 21. 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. Autor

**Paso 3.** 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 22. 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. Autor

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 19.

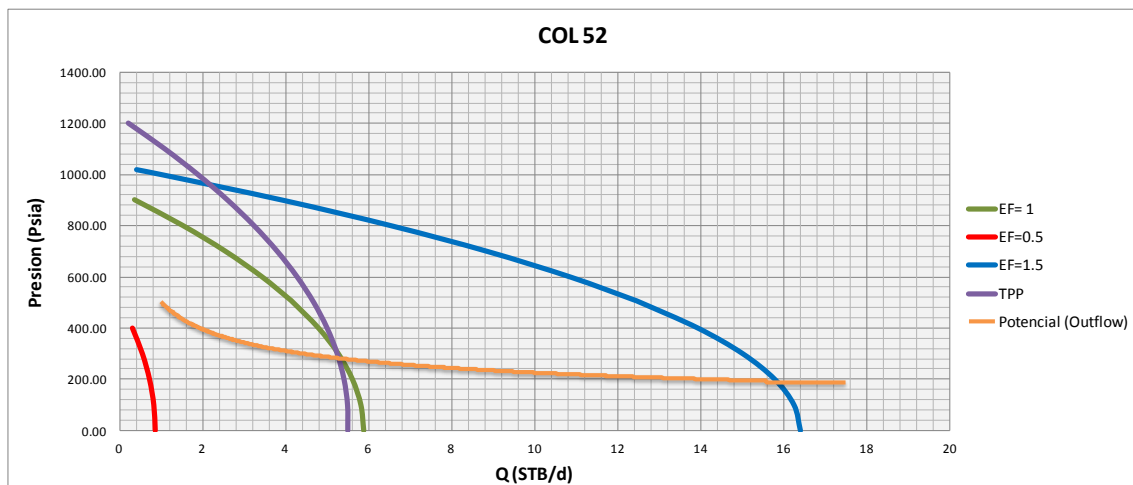
**Tabla 23. Resultados obtenidos**

Pwh	Fo	Pfo	$\Delta$ 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. Autor

**Paso 4.** 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 41. Curva outflow para el pozo COL 52**



**Fuente.**DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.

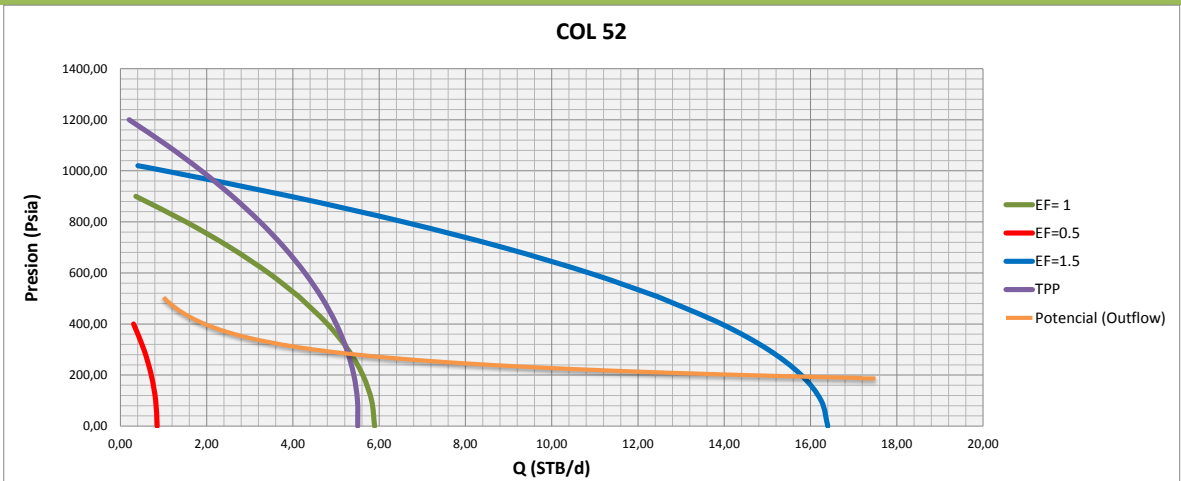
La data para las curvas de inflow y outflow de los demás pozos seleccionados se encuentra en el Anexo D.

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 evaluación de la producción y sistema de levantamiento son Col 24, Col 25, Col 33, Col 36 y Col 52.

**Tabla 24. Reporte de resultados, Col 52**

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo:</b> COLORADO 52	<b>Estado:</b> ACTIVO	<b>Localización:</b> N 1'242.255,1 E 1'038.781,3 (origen Bogotá)	<b>Bloque: II</b> <b>Zona: C</b>
<b>Pruebas realizadas al pozo</b>			
<b>Nivel de fluido</b>		<b>Carta Dinagráfica</b>	
<p>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 bueno.</p> <p>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.</p>			
<b>Producción teórica curvas inflow y outflow</b>			

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo:</b> COLORADO 52	<b>Estado:</b> ACTIVO	<b>Localización:</b> N 1°242.255,1 E 1°038.781,3 (origen Bogotá)	<b>Bloque: II</b> <b>Zona: C</b>
<b>COL 52</b>			
<p>De acuerdo al análisis teórico realizado para este pozo se pueden presentar 3 escenarios principales para su producción.</p> <p>Primero, asumiendo que hay estimulación (EF = 1.5) en donde la producción debería ser de 15 BPD a un presión de 200 psia.</p> <p>Segundo, asumiendo un comportamiento normal (EF=1) en donde la producción sería de 5 BPD a una presión de 300 psia.</p> <p>Tercero, asumiendo que hay daño a la formación (EF=0.5) en donde teóricamente no se puede obtener un dato acertado y se podría decir en seguida que no es esta la situación para este pozo.</p> <p>En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 98.57 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 53.56%.</p>			
<b>Gráfica del histórico de producción</b>			



	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo:</b> COLORADO 52	<b>Estado:</b> ACTIVO	<b>Localización:</b> N 1°242.255,1 E 1°038.781,3 (origen Bogotá)	<b>Bloque: II</b> <b>Zona: C</b>
<div data-bbox="305 604 1479 1220"> <p><b>Col 52</b></p> <p>Q (BFPD)</p> <p>Fecha</p> <p>— Produccion COL 52</p> </div>			
<p>El registro del pozo Col 52 nos muestra una tendencia de una producción promedio de 15 a 17 barriles de fluido por día.</p> <p>Es decir que se puede comprobar por medio de las pruebas realizadas que el escenario analizado teóricamente para este pozo es que se encuentra estimulado (EF=1.5)</p>			

**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado.**

**Tesis Pregrado 2013.**

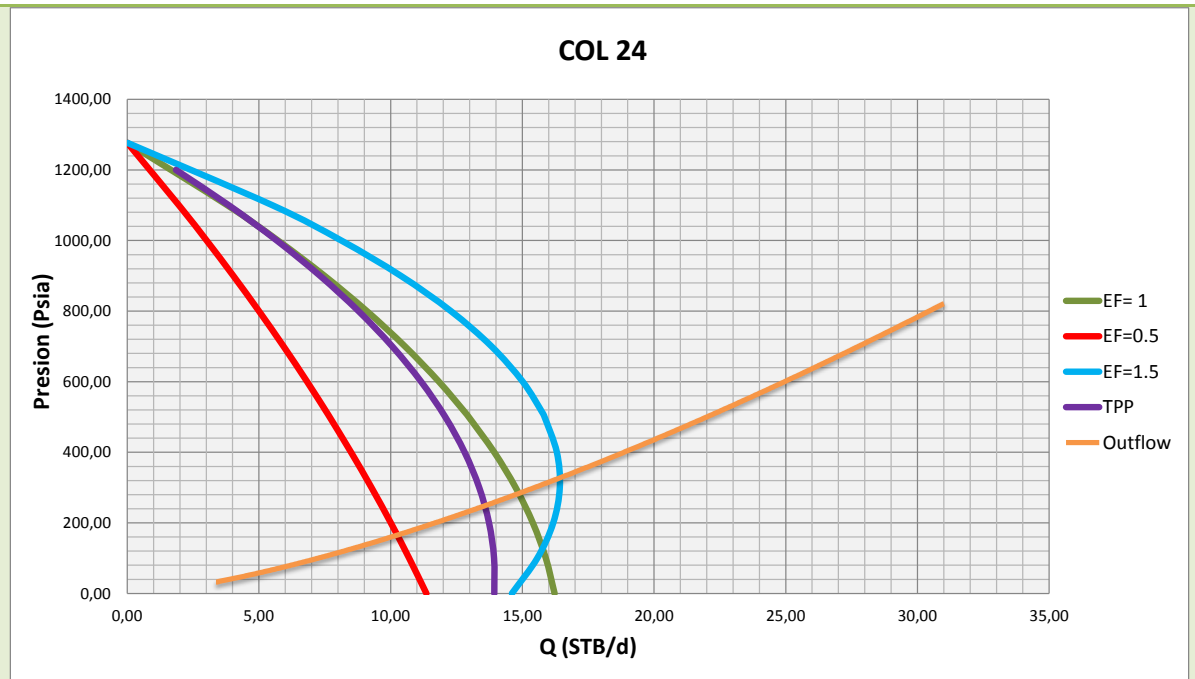
**Tabla 25. Reporte de resultados, Col 24**

	<p align="center"><b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b></p>		
<p><b>Pozo: COLORADO 24</b></p>	<p><b>Estado: ACTIVO</b></p>	<p><b>Localización: N 1°240.929,4 E 1°038.666,8 (origen Bogotá)</b></p>	<p><b>Bloque: I Zona: C</b></p>
<p align="center"><b>Pruebas realizadas al pozo</b></p>			
<p align="center"><b>Nivel de fluido</b></p>		<p align="center"><b>Carta Dinografica</b></p>	
<p>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.</p>			
<p>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 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, con una producción de 8 BFPD y una eficiencia de 14.60%.</p> <p>El comportamiento de las válvula viajera no es bueno presenta un alto grado de escurrimiento, por</p>			

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo:</b> COLORADO 24	<b>Estado:</b> <b>ACTIVO</b>	<b>Localización:</b> N 1°240.929,4 E 1°038.666,8 (origen Bogotá)	<b>Bloque:</b> I <b>Zona:</b> C

otra parte la válvula fija tiene un comportamiento óptimo.

**Producción teórica curvas inflow y outflow**



De acuerdo al análisis teórico realizado para este pozo se pueden presentar 3 escenarios principales para su producción.

Primero, asumiendo que hay estimulación (EF = 1.5) en donde la producción debería ser de 30 BPD a un presión de 750 psia.

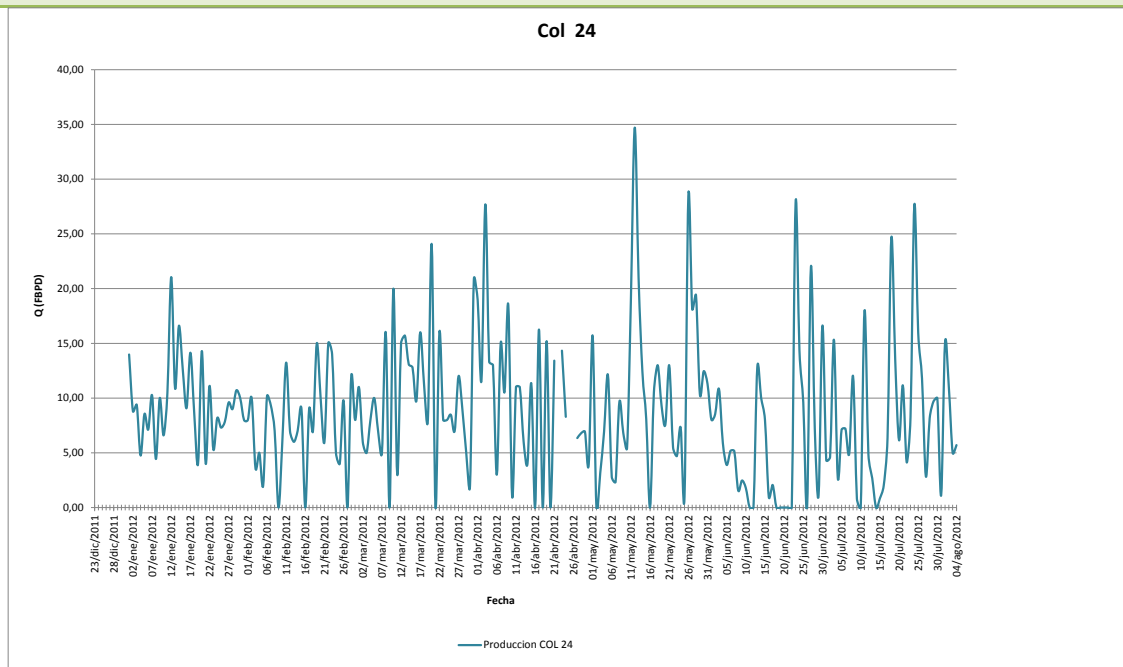
Segundo, asumiendo un comportamiento normal (EF=1) en donde la producción sería de 22 BPD a una presión de 500 psia.

Tercero, asumiendo que hay daño a la formación (EF=0.5) en donde la producción sería de 4 BPD a una presión de 50 psia.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 41.9 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 41.9%.

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo: COLORADO 24</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1´240.929,4 E 1'038.666,8 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: I Zona: C</b>

**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. En el mes de julio la producción del pozo COL 24 fue de 7 BPD, en este caso podemos concluir comparándolo con la teoría que este pozo presenta daño a la formación.

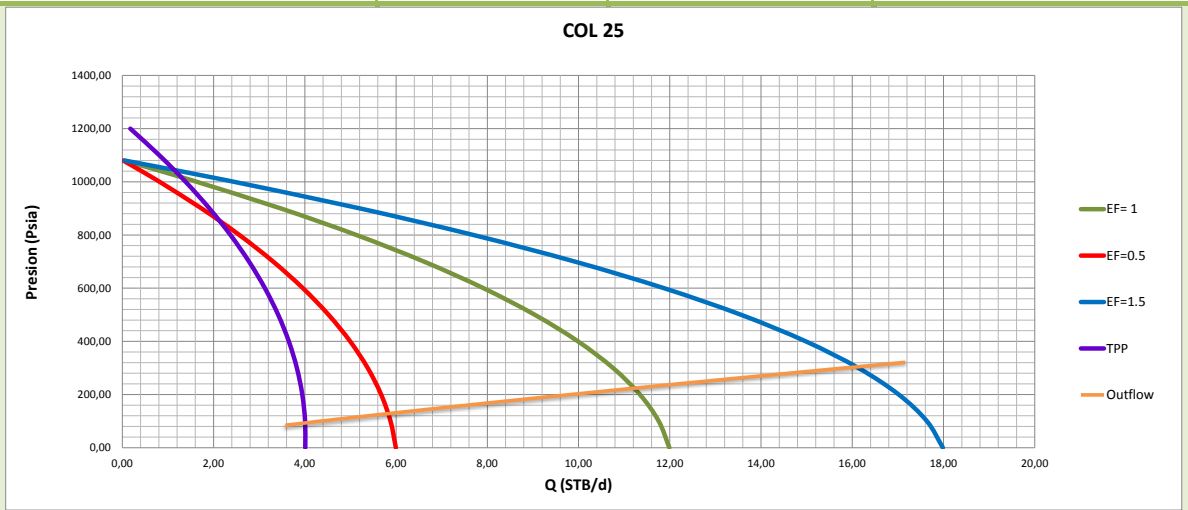
**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado.**

**Tesis Pregrado 2013.**

**Tabla 26. Reporte de resultados. Col 25**

	<p align="center"><b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b></p>		
<p><b>Pozo: COLORADO 25</b></p>	<p><b>Estado: ACTIVO</b></p>	<p><b>Localización: N 1'240.767,6 E 1'039.412,1 (origen Bogotá)</b></p>	<p><b>Bloque: I Zona: B</b></p>
<p align="center"><b>Pruebas realizadas al pozo</b></p>			
<p align="center"><b>Nivel de fluido</b></p>		<p align="center"><b>Carta Dinografica</b></p>	
<p>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 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.</p> <p>El comportamiento de las válvulas es óptimo según los reportes obtenidos de la prueba.</p>			
<p align="center"><b>Producción teórica curvas inflow y outflow</b></p>			

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



De acuerdo al análisis teórico realizado para este pozo se pueden presentar 3 escenarios principales para su producción.

Primero, asumiendo que hay estimulación ( $EF = 1.5$ ) en donde la producción debería ser de 16 BPD a un presión de 350 psia.

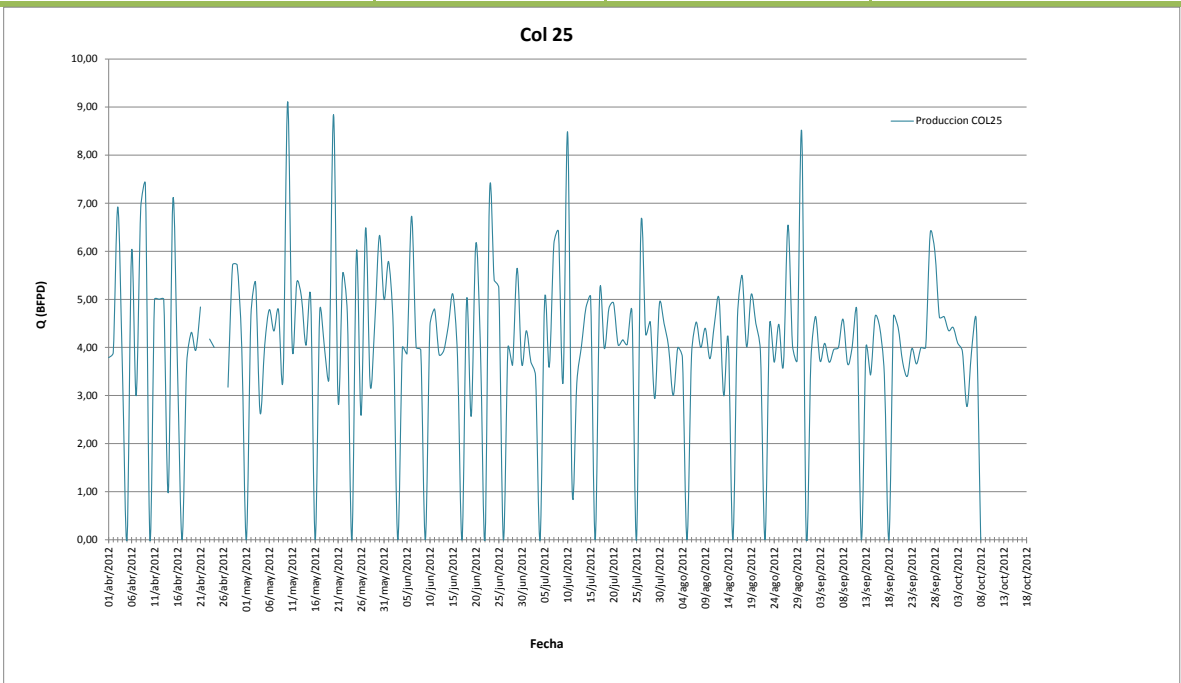
Segundo, asumiendo un comportamiento normal ( $EF=1$ ) en donde la producción sería de 11 BPD a una presión de 250 psia.

Tercero, asumiendo que hay daño a la formación ( $EF=0.5$ ) en donde la producción sería de 6 BPD a una presión de 100 psia.

En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 26.26 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 52.11%.

**Gráfica del histórico de producción**

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





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. Analizando la gráfica se podría asumir que la producción promedio del pozo está en el orden de los 4 BPD de lo cual con los datos teóricos podemos concluir que el pozo presenta daño a la formación.

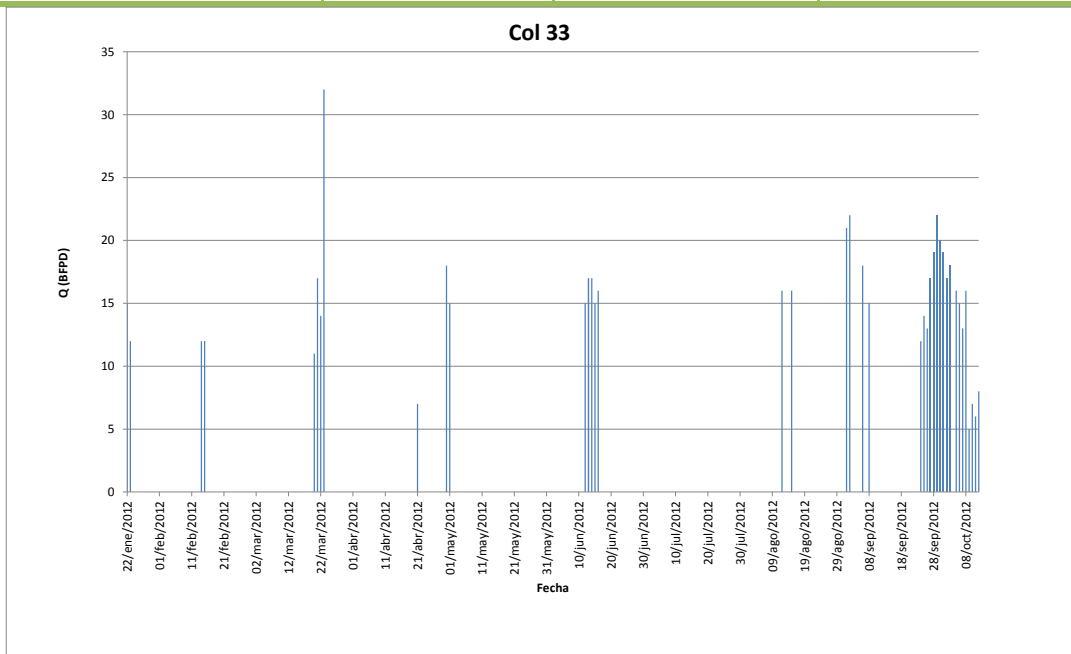
**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.**

**Tabla 27. Reporte de resultados, Col 33.**

		<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>	
<b>Pozo: COLORADO 33</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1'242.899,5 E 1'038.565,3 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: III Zona: C</b>
<b>Pruebas realizadas al pozo</b>			
<b>Nivel de fluido</b>		<b>Carta Dinagráfica</b>	
<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.</p> <p>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.</p> <p>El comportamiento de las válvulas es bueno según los reportes obtenidos de la prueba.</p>			

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo: COLORADO 33</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1°242.899,5 E 1°038.565,3 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: III Zona: C</b>
<b>Producción teórica curvas inflow y outflow</b>			
<div style="text-align: center;"> <p><b>COL 33</b></p> </div>			
<p>De acuerdo al análisis teórico realizado para este pozo se pueden presentar 3 escenarios principales para su producción.</p> <p>Primero, asumiendo que hay estimulación (EF = 1.5) en donde la producción debería ser de 26 BPD a un presión de 820 psia.</p> <p>Segundo, asumiendo un comportamiento normal (EF=1) en donde la producción sería de 21 BPD a una presión de 420 psia.</p> <p>Tercero, asumiendo que hay daño a la formación (EF= 0.5) en donde teóricamente no se puede obtener un dato acertado y se podría decir en seguida que no es ésta la situación para este pozo.</p> <p>En condiciones óptimas de operación la producción del pozo sería de 36.5 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 53.56%.</p>			
<b>Gráfica del histórico de producción</b>			

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo: COLORADO 33</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1°242.899,5 E 1°038.565,3 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: III Zona: C</b>



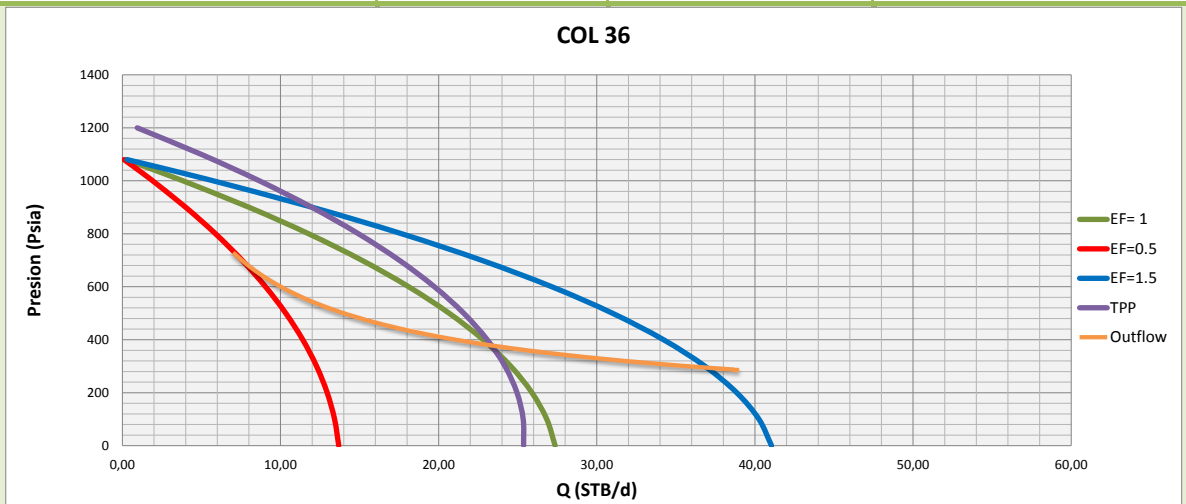
Los registros de producción del pozo Col 33 nos muestran que no es medido frecuentemente por eso la tendencia de esta gráfica es como se aprecia. La producción de este pozo es importante para el Campo Colorado con un promedio de 12 a 15 barriles de fluido por día. Para este pozo en específico el comportamiento analizado desde la parte teórica muestra un comportamiento normal, es decir, no está estimulado ni dañado, aun así, al igual que todos los pozos analizados no produce a las condiciones óptimas que se esperan de acuerdo a las pruebas echometer. Es necesaria una intervención al sistema de levantamiento, las válvulas y las varillas para optimizar la producción que para este pozo podría ser más del doble.

**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.**

**Tabla 28. Reporte de resultados, Col 36.**

	<p align="center"><b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b></p>		
<p><b>Pozo: COLORADO 36</b></p>	<p><b>Estado: ACTIVO</b></p>	<p><b>Localización: N 1'245.011,6 E 1'038.566,9 (origen Bogotá)</b></p>	<p><b>Bloque: V Zona: B</b></p>
<p align="center"><b>Pruebas realizadas al pozo</b></p>			
<p align="center"><b>Nivel de fluido</b></p>		<p align="center"><b>Carta Dinografica</b></p>	
<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.</p>			
<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>			
<p align="center"><b>Producción teórica curvas inflow y outflow</b></p>			

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo: COLORADO 36</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1'245.011,6 E 1'038.566,9 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: V Zona: B</b>



De acuerdo al análisis teórico realizado para este pozo se pueden presentar 3 escenarios principales para su producción.

Primero, asumiendo que hay estimulación ( $EF = 1.5$ ) en donde la producción debería ser de 36 BPD a un presión de 300 psia.

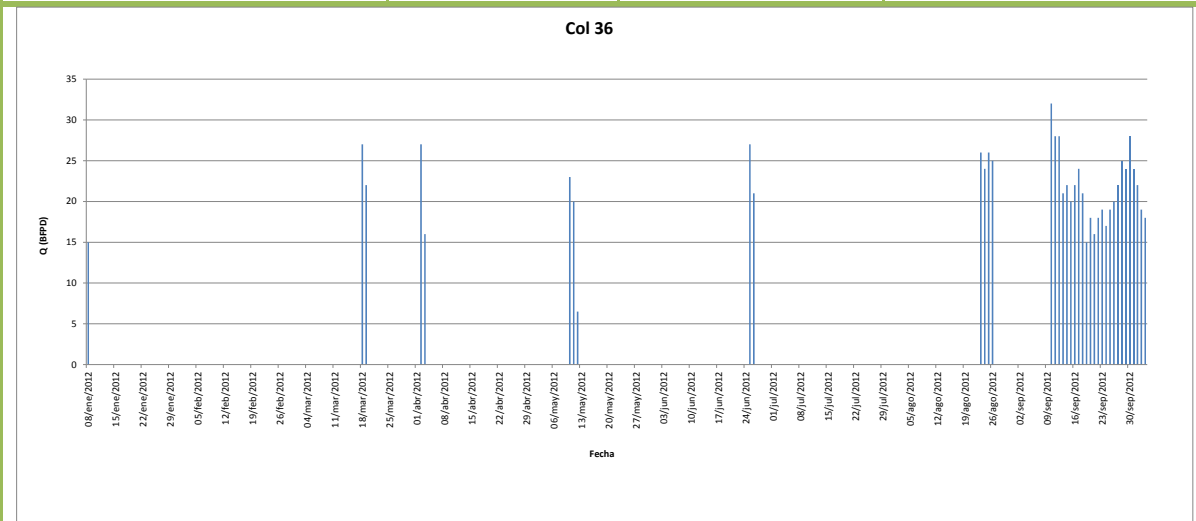
Segundo, asumiendo un comportamiento normal ( $EF=1$ ) en donde la producción sería de 23 BPD a una presión de 380 psia.

Tercero, asumiendo que hay daño a la formación ( $EF=0.5$ ) en donde la producción sería de 8 BPD a una presión de 700 psia.

En condiciones óptimas de operación según el software TWM la producción del pozo sería de 28.7 BFPD con una eficiencia de desplazamiento de 33%.

**Grafica del histórico de producción**

	<b>REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>Pozo: COLORADO 36</b>	<b>Estado: ACTIVO</b>	<b>Localización: N 1°245.011,6 E 1°038.566,9 (origen Bogotá)</b>	<b>Bloque: V Zona: B</b>



El pozo Col 36 es un pozo que no se mide frecuentemente como lo muestra la gráfica. Maneja un promedio de producción entre 15 y 20 barriles de fluido por día y alcanza sus picos cuando se interviene para lograr golpe de bomba. Para este pozo se puede apreciar que la producción promedio está soportada teóricamente para un escenario en donde no hay daño a la formación ni se encuentra estimulado el pozo. También se observa que si se mejora la eficiencia de la bomba (33%) la producción podría aumentar cerca de 8 BPPD por lo cual es recomendada una intervención al sistema de levantamiento.

**Fuente. Modificado de: DALLOS S. Hugo; MENDOZA M. Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Tesis Pregrado 2013.**



#### 4. CONCLUSIONES

Estos datos muestran la producción actual (2012) del Campo Escuela Colorado, anteriormente se mencionaban los pozos existentes en el campo, pero para este estudio solo se tuvieron en cuenta los pozos activos del campo. Así pues, se puede apreciar que la formación Mugrosa (C) es la que cuenta con el mayor número de pozos activos en producción con un total de 18.

La formación Mugrosa (C) al contar con el mayor número de pozos es la que produce la mayor cantidad de fluidos (petróleo, agua y gas). Teniendo en cuenta los datos para el año 2012 se obtuvo que la formación Mugrosa (C) aporta en total el 67,3% de fluidos del total del campo con unos valores de 59,2% de petróleo, 60,8% de agua y 82,2% de gas del total del Campo Colorado.

De acuerdo a los datos de producción la formación Mugrosa es la más importante en aporte de crudo debido a que cuenta con dos zona productoras, la zona B y la zona C en donde se observa que la formación Mugrosa (Zonas B) es la que aporta mayor cantidad de fluido después de Mugrosa (Zona C) con alrededor del 19% del total del campo.

Es necesaria la actualización de las pruebas de presiones para el Campo Colorado. Si bien con datos que se tienen se pueden hacer predicciones y estimaciones para reducir la incertidumbre a la hora de realizar campañas de reactivación o estimulación de pozos es bueno tener estos datos actualizados.

La eficiencia del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para los pozos evaluados no es superior al 50% de acuerdo a la información obtenida por el software TWM de Echometer. Esto es importante a la hora de analizar la disminución de la producción para el año 2012.

Es claro que existen ciertas restricciones en los sistemas de producción que no permiten el desplazamiento óptimo de los fluidos desde el pozo hasta la superficie.



De acuerdo con los resultados del análisis nodal, una estimulación a los pozos objeto de este estudio puede representar un incremento sustancial en la producción total del campo escuela Colorado.

Con el análisis nodal realizado se pudo determinar la capacidad de fluido existente para cada pozo estudiado, el cual permite modelar a las condiciones óptimas de operación cada pozo haciendo que el sistema de levantamiento sea más efectivo actualmente y en un futuro.

De acuerdo al monitoreo realizado a los pozos de Campo Colorado con la herramienta software TWM Echometer en la mayoría de los pozos la bomba de subsuelo presenta bloqueo por gas, escurrimiento de válvulas y en algunos casos desgaste del barril. Así mismo solo 3 pozos del total de los activos presenta tubería anclada, esto incluye a la hora de evaluar la eficiencia de todo el sistema de levantamiento.



## 5. RECOMENDACIONES

Es de vital importancia tener un manejo acertado de la información atrabajar en los software para realizar cualquier tipo de análisis y queeste tenga valides a la hora de sugerir y ver el comportamiento de los pozos, para esto se recomienda cargar y verificar la data de TWM, yaque de esta depende la buena toma de las pruebas; puesto que al noingresar correctamente la data, se genera resultados erróneos en el análisis.

Se recomienda la actualización de toma de datos Echometer para todos los pozos activos en producción, en este trabajo se tuvieron en cuenta los últimos 5 pozos que tenían datos actualizados (junio de 2012). Esto serviría para actualizar los niveles estáticos, estimar las presiones actuales de los pozos y posteriormente discretizar por bloques.

Se sugiere tomar pruebas de sonolog a pozoscerrados que seencuentren con un lapso de tiempo considerables, con el fin de actualizar la información de presiones estáticas del yacimiento, locual es de vital importancia para el desarrollo de análisis futuros eneste sector, debidoque cierta información suministrada no estáactualizada, generando errores considerables.

Es indispensable tener un banco de datos que cuente con unaconsiderable cantidad y calidad de información de los pozospertenecientes al área de estudio, ya que este constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis, realizados medianteel empleo de herramientas tales como OFM.

Realizar campañas de prevención para la precipitación de parafinas de acuerdo a los datos de los fluidos que se tiene en Campo Escuela.

Ejecutar un plan para trabajos de reacondicionamiento, fracturamiento y workover para aumentar la producción de crudo.



Plantear una evaluación física de los equipos de bombeo mecánico para aumentar la eficiencia de los mismos (reparación y renovación de equipos como bombas, valvulas, varillas.etc)

De acuerdo a las propiedades de los fluidos que produce el Campo Colorado el sistema de levantamiento por bombeo mecánico no es el más óptimo, ya que éste está diseñado para la recuperación de crudos pesados. Se recomendaría hacer estudios para la implementación de otro sistema de levantamiento que no se vea tan afectado por la presencia de gas.



## BIBLIOGRAFIA

AHMED EL-BANBI "LAYERED PSEUDO-STEADY-STATE MODELS FOR TIGHT COMMINGLED GAS RESERVOIRS", Texas A&M University, 1995.

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

Ali Danesh."PVT and Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids".Elsevier (1998)

ARIZA, Emiliano. DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO. Tesis Maestría. UIS.

ARIZMIENDI, Jose; VELASQUEZ, Miguel; "CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO" Tesispregrado, UIS 2008.

BIELENIS VILLANUEVA-TRIANA "SIMPLIFIED ANALYSIS AND MODELING OF PRODUCTION FROM MULTILAYER COMMINGLED RESERVOIRS" TesisMcs, University of Oklahoma, 2011.

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

CANDELO, Andres, CARVAJAL, Benjamin. ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS METODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACION EN EL CAMPO Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

CAMPO ESCUELA COLORADO. Base de Datos.

CORREA, Fabio. “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado”, Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos, UIS, 2008.

CHAVARRIA, Sandra, NIÑO, Angelica. EVALUACION DEL DANO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS Y ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos, UIS,

CRISTANCHO Diana & Hoyos Jorge. “Procedimientos Metodológicos Para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”, Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. UIS. 2008.

DALLOS, Hugo, MENDOZA, Nestor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013



ECHOMETER COMPANY. Manual de Operación: WellAnalyzer 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

GALAVÍS B., ANDRÉS S. “DESARROLLO DE YACIMIENTOS MARGINALES MEDIANTE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO. CASO: ÁREA OESTE, CAMPO DACIÓN” Tesis Pregrado, Universidad Central de Venezuela, 2002.

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 petróleo, 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, [online]. 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.

Mc Cain W.D. “The properties of Petroleum Fluids” 2nd Ed. PennWellBooks. Tulsa (1990)

Mc Cain W.D. and bridges. B: “Volatile Oils and Retrograde Gases-What’s the Difference?” PetroleumEngineer International 35-36.(Jan 1994)

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. TrentUniversity. Ontorio. Canadá, 1987

OCHOA, Ismael, LOPEZ, Sergio. EVALUACION DE UN TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos, UIS.

PACHON Yessika& GODIN Francisco. “Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-campo colorado.”, tesis de grados. UIS. 2011.

“Practical Fluid Behavior Course” by Schlumberger 2002.

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.

RODRIGUEZ, Ivan, VEITIA, Debora. “ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCION SENCILLA Y CONJUNTA DEN EL AREA MAYOR DE SOCORORO.” Tesis pregrado, Universidad Central de Venezuela, 2003.

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. DATOS DE MENSUALES DE PRODUCCION Y ANALISIS GRAFICOS DEL CAMPO COLORADO**

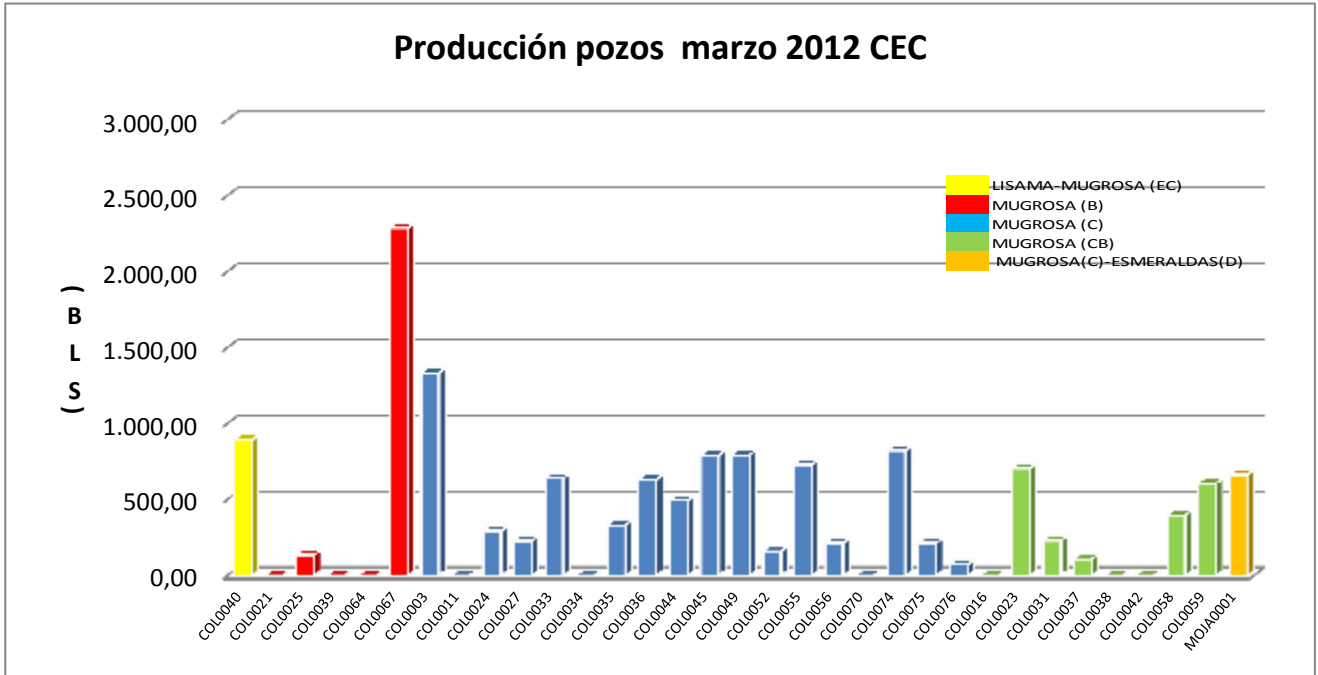


## Informe producción marzo 2012

Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPEL, Ministerio de minas y energía. 2012.

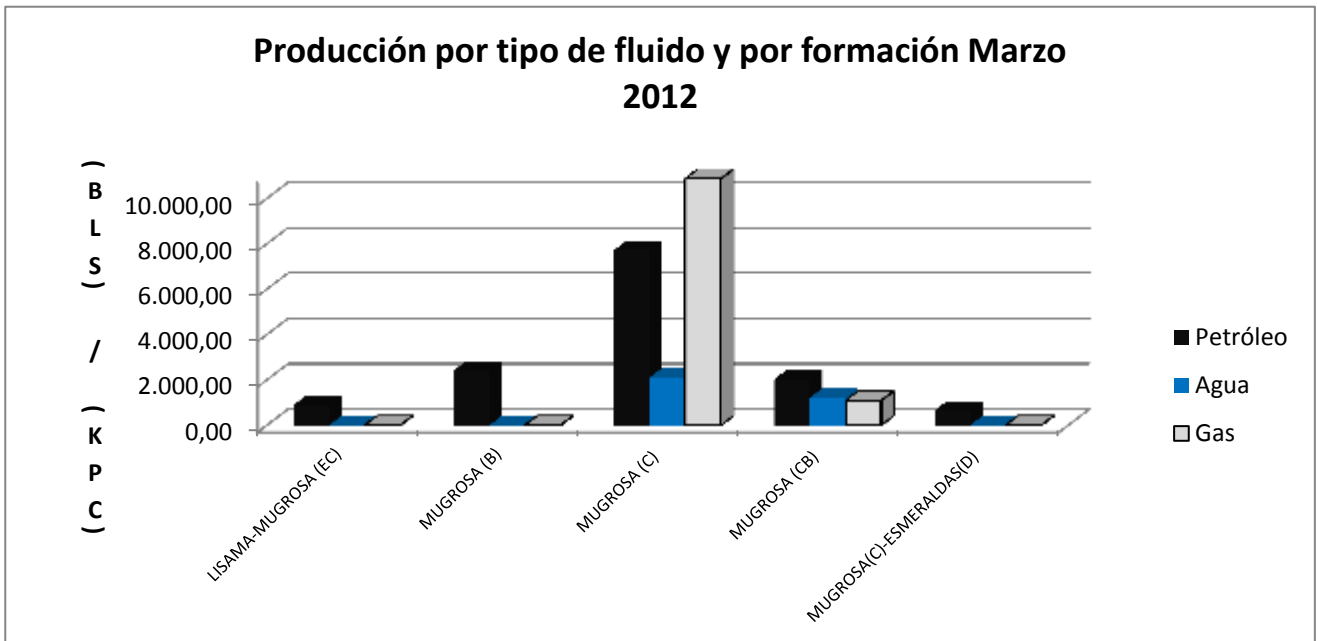
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (MARZO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	28,77	891,95	7.866,70	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			28,77	891,95	7.866,70	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	4,33	134,31	17.205,51	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	73,72	2.285,30	165.746,21	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			78,05	2.419,61	599.510,19	0,00	0,00	297.021,09	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	42,86	1.328,55	293.317,62	0,00	0,00	8.282,41	350,68	10.871,22	1.442.337,41	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	9,44	292,58	54.096,44	3,03	93,69	3.889,64	0,00	0,00	725.861,00	24,29
	COL0027	C	7,30	226,40	183.016,08	2,31	71,50	8.709,66	0,00	0,00	459.464,00	24
	COL0033	C	20,61	638,78	398.238,61	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	10,58	328,09	2.895,82	1,94	60,20	447,44	0,00	0,00	0,00	15,5
	COL0036	C	20,34	630,57	14.915,81	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	15,91	493,24	322.661,26	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	0
	COL0045	C	25,44	788,70	198.736,06	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	25,51	790,76	202.231,46	13,06	404,81	10.862,66	0,00	0,00	515.864,10	33,86
	COL0052	C	5,11	158,38	182.624,92	28,29	877,04	22.966,15	0,00	0,00	1.481.113,00	84,7
	COL0055	C	23,48	727,80	120.592,38	9,57	296,74	10.956,23	0,00	0,00	760.690,50	28,96
	COL0056	C	6,87	212,88	120.454,78	7,18	222,56	4.818,21	0,00	0,00	860.554,84	51,11
	COL0070	C	0,00	0,00	322,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	COL0074	C	26,49	821,19	206.001,41	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0
COL0075	C	6,86	212,75	49.935,19	2,39	74,19	2.217,46	0,00	0,00	99.133,93	25,85	
COL0076	C	2,30	71,39	24.277,78	0,33	10,22	1.192,73	0,00	0,00	26.386,29	12,52	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			249,10	7.722,06	2.562.820,26	68,10	2.110,95	148.529,91	350,68	10.871,22	11.493.612,16	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	22,56	702,56	38.790,46	4,23	131,14	1.796,79	0,00	0,00	88.724,00	15,73
	COL0031	CB	7,35	227,98	2.280,03	1,07	33,14	380,67	35,07	1.087,12	25.636,75	12,69
	COL0037	CB	3,40	105,46	286.289,35	11,97	370,93	20.895,76	0,00	0,00	622.681,99	77,89
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	12,68	393,01	185.919,71	11,15	345,53	20.684,07	0,00	0,00	628.367,11	46,79
	COL0059	CB	19,56	606,21	223.037,41	10,86	336,79	9.774,69	0,00	0,00	1.187.982,08	35,71
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			65,55	2.035,22	1.150.980,04	39,28	1.217,53	92.696,81	35,07	1.087,12	3.260.374,99	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	21,32	661,05	661,05	0,03	1,03	1,03	0,00	0,00	0,00	0,16
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			21,32	661,05	661,05	0,03	1,03	1,03	0,00	0,00	0,00	
<b>TOTAL CAMPO</b>			442,79	13.729,89	4.321.838,24	107,41	3.329,51	539.765,26	385,75	11.958,34	15.914.552,65	

**Producción por pozos marzo 2012.**



Fuente. El autor

**Producción por tipo de fluido marzo 2012.**



Fuente. El autor

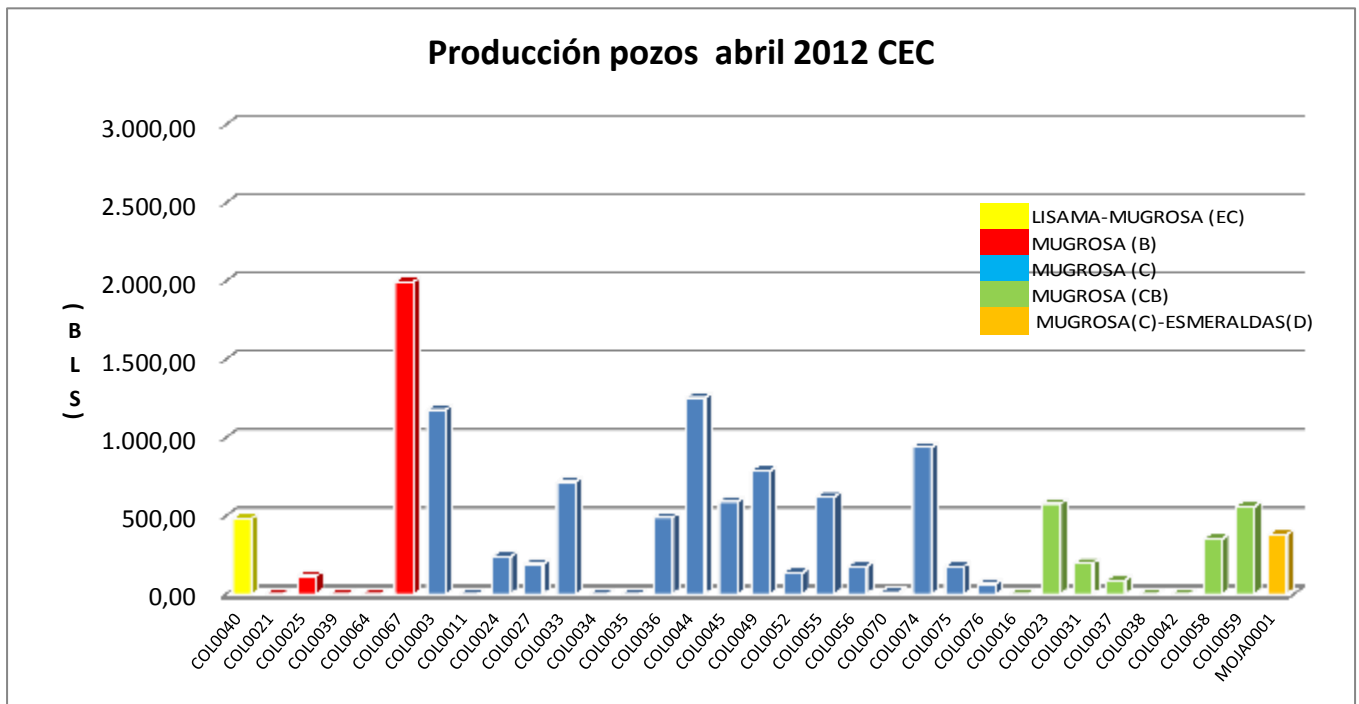


## Informe producción abril 2012

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (ABRIL 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	22,93	481,44	8.348,14	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			22,93	481,44	8.348,14	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	3,86	115,80	17.321,31	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			70,32	2.109,49	601.619,68	0,00	0,00	297.021,09	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	39,25	1.177,49	294.495,08	0,00	0,00	8.282,41	322,67	9.680,06	1.452.017,20	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	7,92	237,74	54.334,18	0,79	23,69	3.913,33	0,00	0,00	725.861,00	9,06
	COL0027	C	6,44	193,18	138.209,26	2,32	69,64	8.779,30	0,00	0,00	459.464,00	26,5
	COL0033	C	23,93	717,89	398.956,50	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	0,00	0,00	2.895,82	0,00	0,00	447,44	0,00	0,00	0,00	0
	COL0036	C	16,33	489,84	15.405,65	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	41,84	1.255,13	232.916,39	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	0
	COL0045	C	19,74	592,17	199.328,23	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	26,24	787,12	203.018,58	4,44	133,28	10.995,94	0,00	0,00	515.864,10	14,48
	COL0052	C	4,51	135,39	182.760,31	22,20	665,93	23.632,08	0,00	0,00	1.481.113,00	83,1
	COL0055	C	20,65	619,57	121.211,95	7,63	228,90	11.185,13	0,00	0,00	760.690,50	26,98
	COL0056	C	5,92	177,66	120.632,44	5,72	171,67	4.989,89	0,00	0,00	860.554,84	49,14
COL0070	C	2,01	12,08	334,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	
COL0074	C	31,29	938,67	206.940,07	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	5,83	174,92	50.110,10	1,91	57,22	2.274,69	0,00	0,00	99.133,93	24,65	
COL0076	C	2,20	65,99	24.343,78	0,75	22,41	1.215,14	0,00	0,00	26.386,29	25,35	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			254,10	7.574,84	2.434.395,06	45,76	1.372,74	149.902,67	322,67	9.680,06	11.503.291,95	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	19,28	578,43	39.368,89	3,29	98,67	1.895,47	0,00	0,00	88.724,00	14,57
	COL0031	CB	6,55	196,41	2.476,44	0,48	14,31	394,99	32,27	968,01	26.604,76	6,79
	COL0037	CB	2,94	88,15	286.377,50	9,54	286,12	21.181,88	0,00	0,00	622.681,99	76,45
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	11,74	352,16	186.271,87	8,86	265,80	20.949,86	0,00	0,00	628.367,11	43,01
COL0059	CB	16,64	559,28	223.596,68	8,00	239,90	10.014,59	0,00	0,00	1.187.982,08	30,02	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			57,15	1.774,43	1.152.754,46	30,17	904,80	93.601,62	32,27	968,01	3.261.343,00	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	12,60	378,11	1.039,16	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			12,60	378,11	1.039,16	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	
<b>TOTAL CAMPO</b>			417,10	12.318,31	4.198.156,50	75,93	2.277,54	542.042,83	354,94	10.648,07	15.925.200,45	

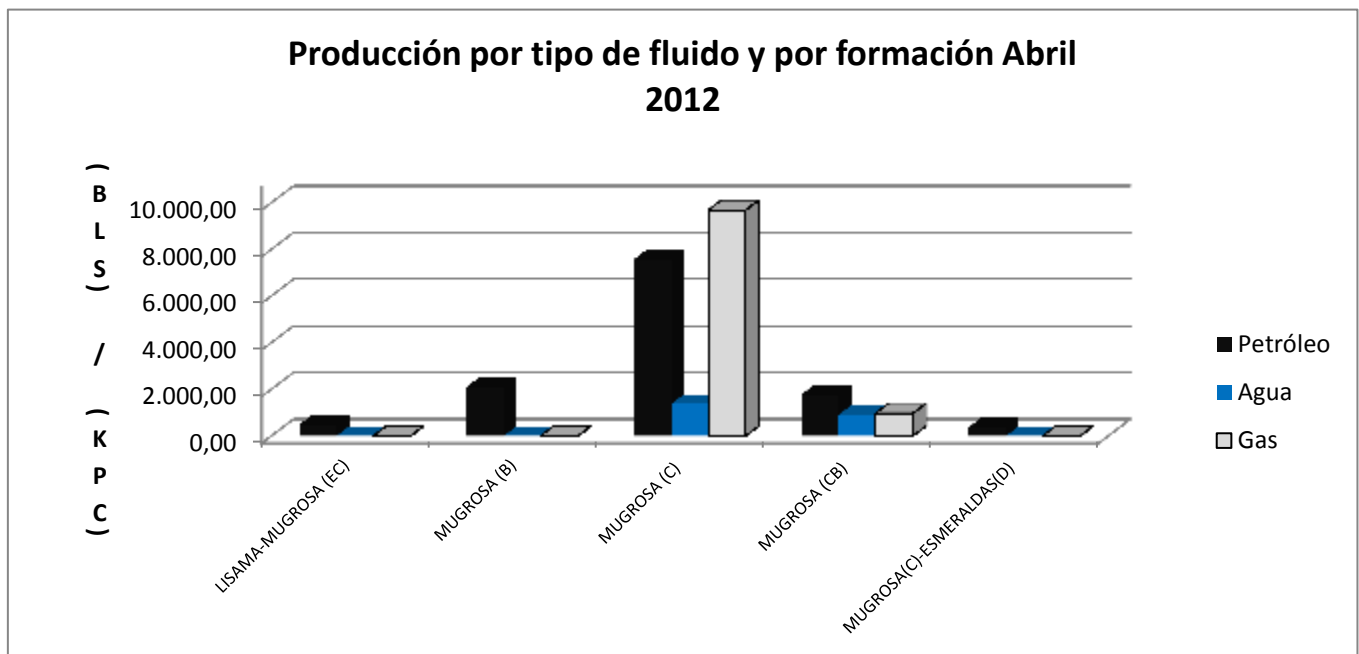
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

### Producción por pozos abril 2012.



Fuente. El autor

### Producción por tipo de fluido abril 2012.



Fuente. El autor

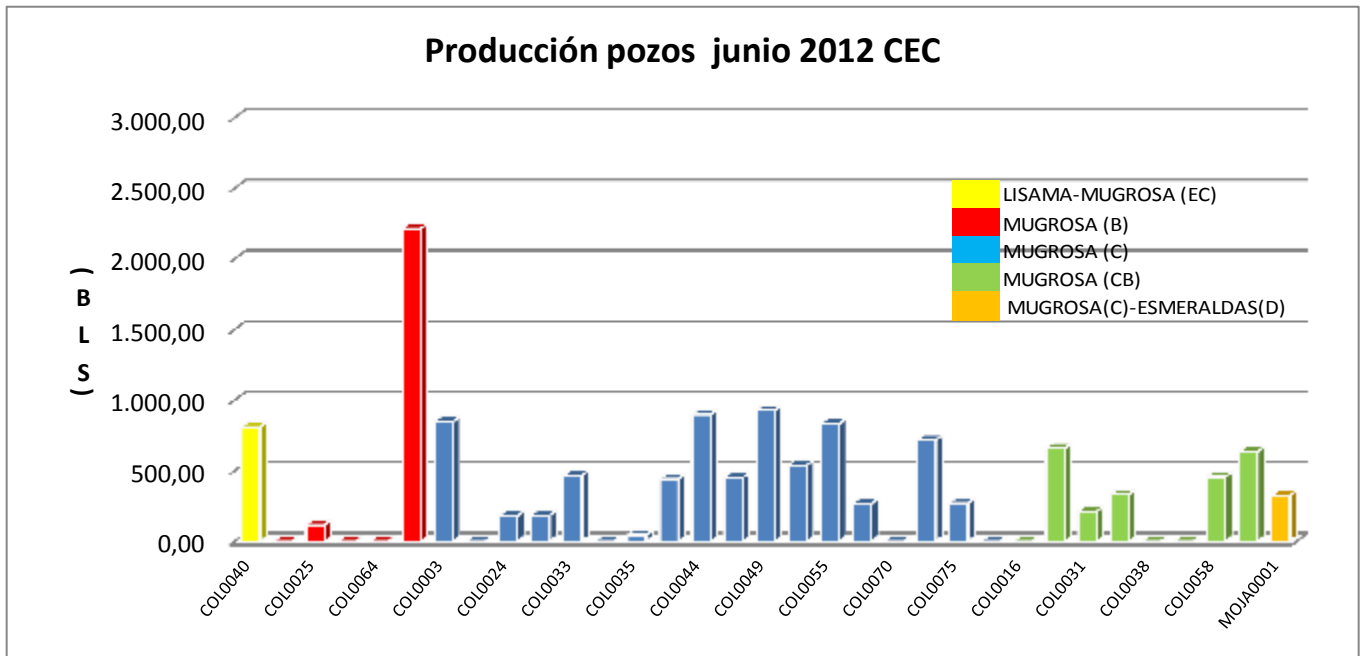


## Informe producción junio 2012

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (JUNIO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	26,95	808,48	9.854,11	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			26,95	808,48	9.854,11	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	3,79	113,62	17.575,70	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	73,80	2.213,94	172.420,96	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			77,59	2.327,56	606.555,13	0,00	0,00	297.021,09	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	28,26	847,78	296.360,04	0,00	0,00	8.282,41	237,99	7.139,63	1.468.984,15	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	5,94	178,31	54.811,19	0,00	0,00	4.051,75	0,00	0,00	725.861,00	0
	COL0027	C	6,12	183,47	138.601,92	1,94	58,26	8.989,37	0,00	0,00	459.464,00	24,1
	COL0033	C	15,43	462,87	399.881,57	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	1,50	45,13	2.940,95	0,00	0,00	447,44	0,00	0,00	0,00	0
	COL0036	C	14,96	440,79	16.292,26	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	29,91	897,28	326.025,34	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	0
	COL0045	C	14,97	449,09	200.414,90	0,00	0,00	3.803,56	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	30,91	927,32	204.876,75	5,02	150,50	11.331,71	0,00	0,00	515.864,10	13,96
	COL0052	C	17,94	538,18	183.620,26	49,47	1.484,16	26.688,01	0,00	0,00	1.481.113,00	73,39
	COL0055	C	27,72	831,47	122.518,63	0,00	0,00	11.247,23	0,00	0,00	760.690,50	0
	COL0056	C	8,88	266,52	121.136,11	0,00	0,00	5.036,46	0,00	0,00	860.554,84	0
	COL0070	C	0,00	0,00	396,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	23,85	715,41	208.526,04	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	8,98	269,40	50.617,49	0,00	0,00	2.290,21	0,00	0,00	99.133,93	0	
COL0076	C	0,00	0,00	24.354,89	0,00	0,00	1.219,75	0,00	0,00	26.386,29	0	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			235,37	7.053,02	2.539.876,54	56,43	1.692,92	153.771,69	237,99	7.139,63	11.520.258,90	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	21,94	658,12	40.716,38	9,23	276,98	2.438,44	0,00	0,00	88.724,00	29,62
	COL0031	CB	6,99	209,74	2.919,76	1,83	54,86	522,61	23,80	713,96	28.301,45	20,73
	COL0037	CB	11,03	331,04	286.975,99	0,00	0,00	21.259,51	0,00	0,00	622.681,99	0
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	15,20	456,14	187.242,49	11,82	354,69	21.814,89	0,00	0,00	628.367,11	43,74
	COL0059	CB	21,09	632,59	224.849,25	13,46	403,79	10.856,80	0,00	0,00	1.187.982,08	38,96
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			76,25	2.287,63	1.157.366,95	36,34	1.090,32	96.057,08	23,80	713,96	3.263.039,69	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	10,69	320,82	1.755,55	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			10,69	320,82	1.755,55	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	
<b>TOTAL CAMPO</b>			426,85	12.797,51	4.315.408,28	92,77	2.783,24	548.367,31	261,79	7.853,59	15.943.864,09	

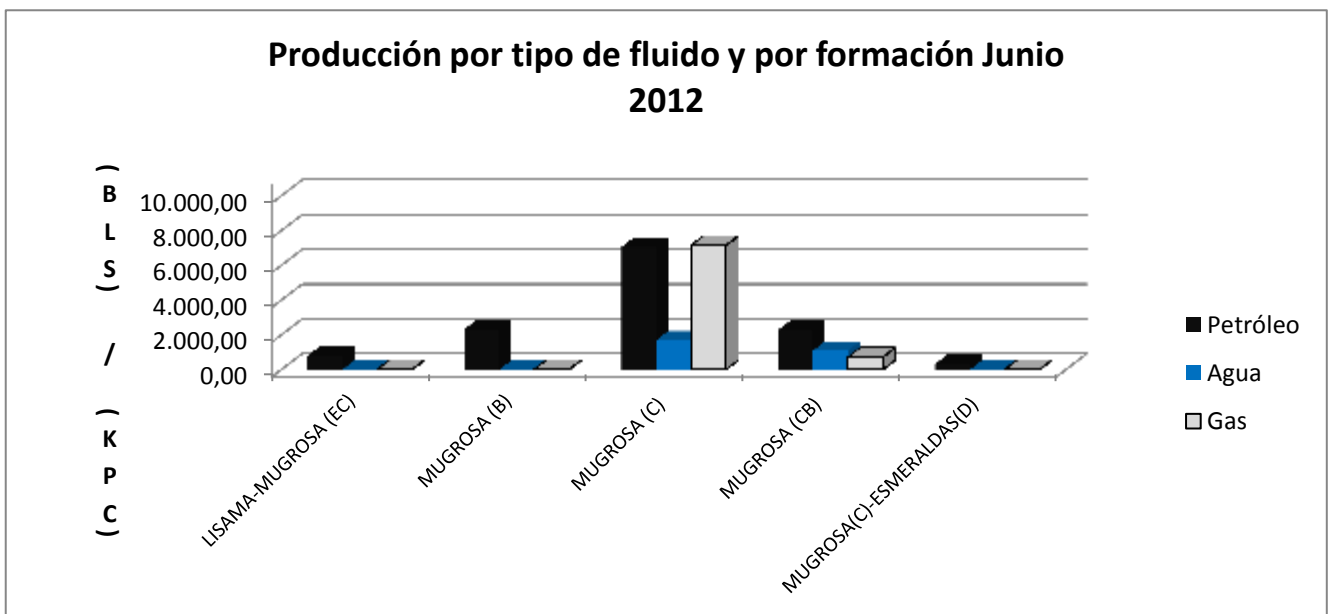
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

### Producción por pozos junio 2012.



Fuente. El autor

### Producción por tipo de fluido junio 2012.



Fuente. El autor

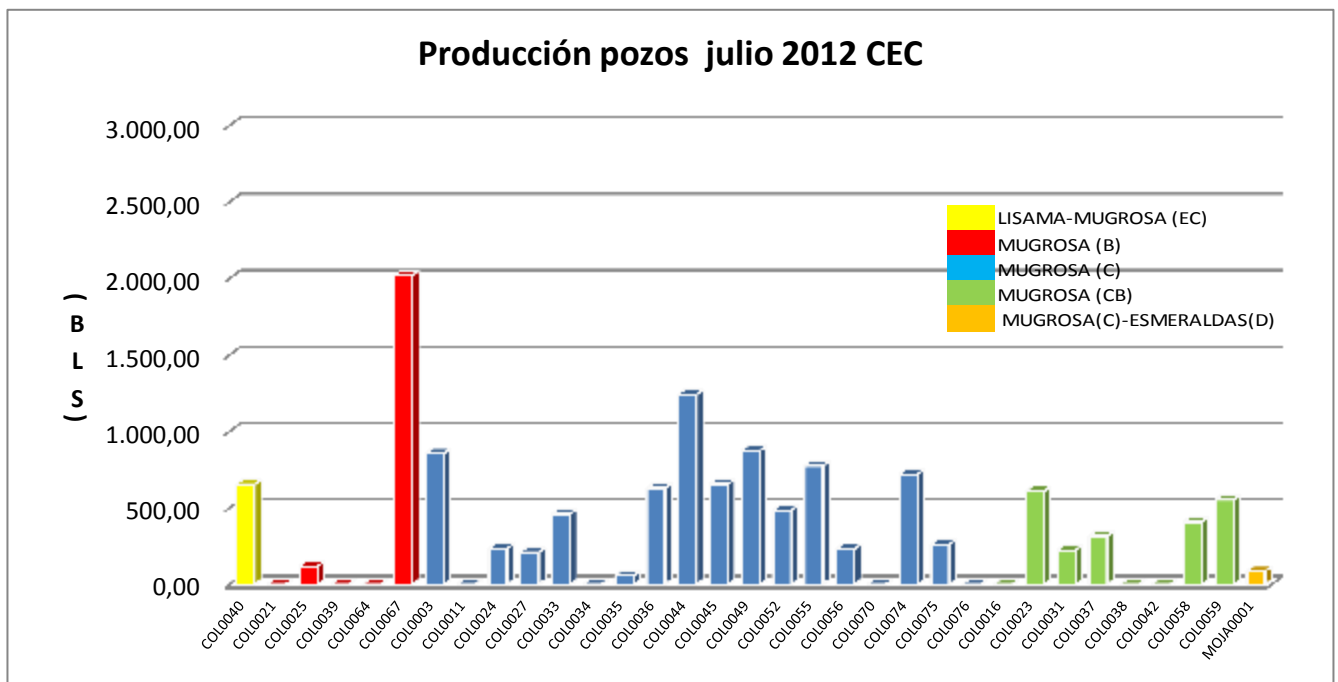


## Informe producción julio 2012

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (JULIO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	21,08	653,56	10.507,67	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>21,08</b>	<b>653,56</b>	<b>10.507,67</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.516,42</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.663,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	3,76	116,71	17.692,41	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	65,10	2.018,24	174.439,22	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>68,86</b>	<b>2.134,95</b>	<b>608.670,10</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>297.021,09</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.160.565,50</b>	
MUGROSA (C)	COL0003	C	27,61	856,02	297.216,06	0,00	0,00	8.282,41	194,43	6.027,20	1.475.011,36	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	7,46	231,37	55.042,50	3,97	123,05	4.174,80	0,00	0,00	725.861,00	34,72
	COL0027	C	6,73	208,57	138.810,49	5,49	170,09	9.159,46	0,00	0,00	459.464,00	44,92
	COL0033	C	14,83	459,66	400.341,23	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	1,84	57,14	2.998,09	0,00	0,00	447,44	0,00	0,00	0,00	0
	COL0036	C	20,28	628,71	16.920,97	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	40,05	1.241,49	327.266,88	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	0
	COL0045	C	21,12	654,86	201.069,75	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	28,14	872,41	205.749,16	6,18	191,52	11.523,23	0,00	0,00	515.864,10	18
	COL0052	C	15,54	481,80	184.102,06	78,83	2.443,83	29.131,85	0,00	0,00	1.481.113,00	83,53
	COL0055	C	25,01	775,19	123.293,62	0,00	0,00	11.247,23	0,00	0,00	760.690,50	0
	COL0056	C	7,41	229,73	121.365,84	0,00	0,00	5.036,46	0,00	0,00	860.554,84	0
	COL0070	C	0,00	0,00	396,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	COL0074	C	23,16	717,89	209.243,94	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0
COL0075	C	8,34	258,56	50.876,05	0,00	0,00	2.290,21	0,00	0,00	99.133,93	0	
COL0076	C	0,00	0,00	24.354,89	0,00	0,00	1.219,75	0,00	0,00	26.386,29	0	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>247,52</b>	<b>7.673,40</b>	<b>2.547.549,73</b>	<b>94,47</b>	<b>2.928,49</b>	<b>156.700,16</b>	<b>194,43</b>	<b>6.027,20</b>	<b>11.526.286,11</b>	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	19,64	608,90	41.325,28	16,47	510,68	2.949,12	0,00	0,00	88.724,00	45,61
	COL0031	CB	7,15	221,50	3.141,26	4,68	145,19	667,80	18,65	578,06	28.879,51	39,6
	COL0037	CB	10,19	315,86	287.291,84	0,00	0,00	21.259,51	0,00	0,00	622.681,99	0
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	13,14	407,42	187.649,91	15,73	487,58	22.302,47	0,00	0,00	628.367,11	54,48
	COL0059	CB	17,84	553,03	225.402,28	21,04	652,39	11.509,19	0,00	0,00	1.187.982,08	54,12
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>67,96</b>	<b>2.106,71</b>	<b>1.159.473,65</b>	<b>57,92</b>	<b>1.795,84</b>	<b>97.852,92</b>	<b>18,65</b>	<b>578,06</b>	<b>3.263.617,75</b>	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	8,47	84,75	1.840,29	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			<b>8,47</b>	<b>84,75</b>	<b>1.840,29</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,03</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>TOTAL CAMPO</b>			<b>413,89</b>	<b>12.653,37</b>	<b>4.328.041,44</b>	<b>152,39</b>	<b>4.724,33</b>	<b>553.091,62</b>	<b>213,08</b>	<b>6.605,26</b>	<b>15.950.469,36</b>	

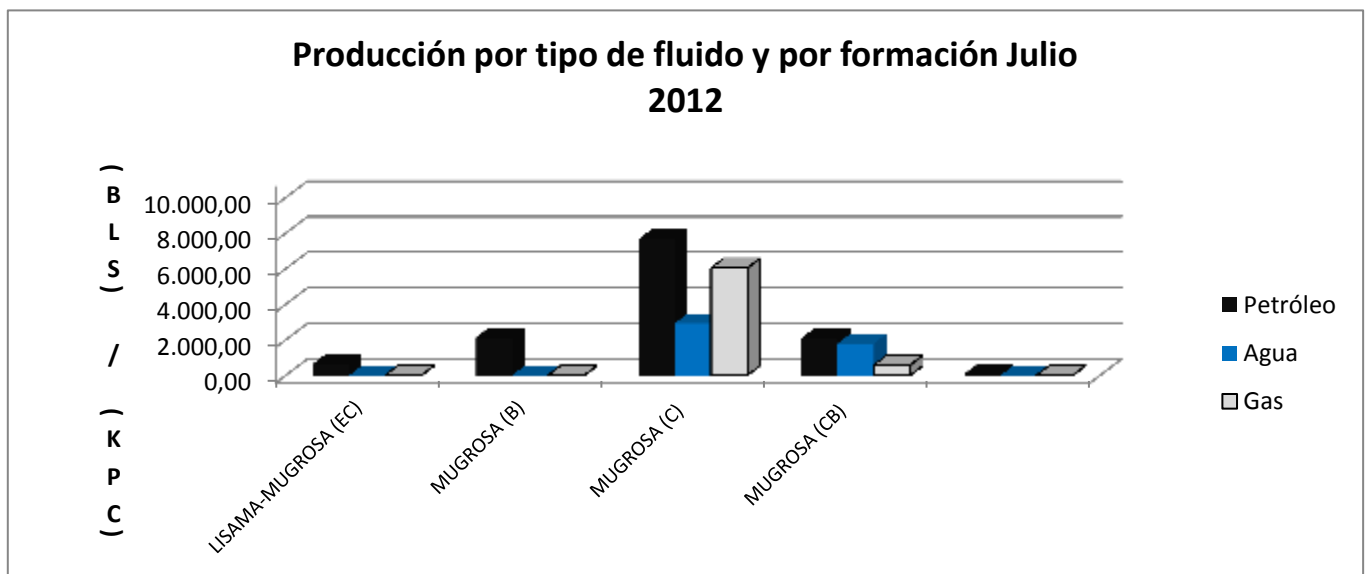
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

### Producción por pozos julio 2012.



Fuente. El autor

### Producción por tipo de fluido julio 2012.



Fuente. El autor

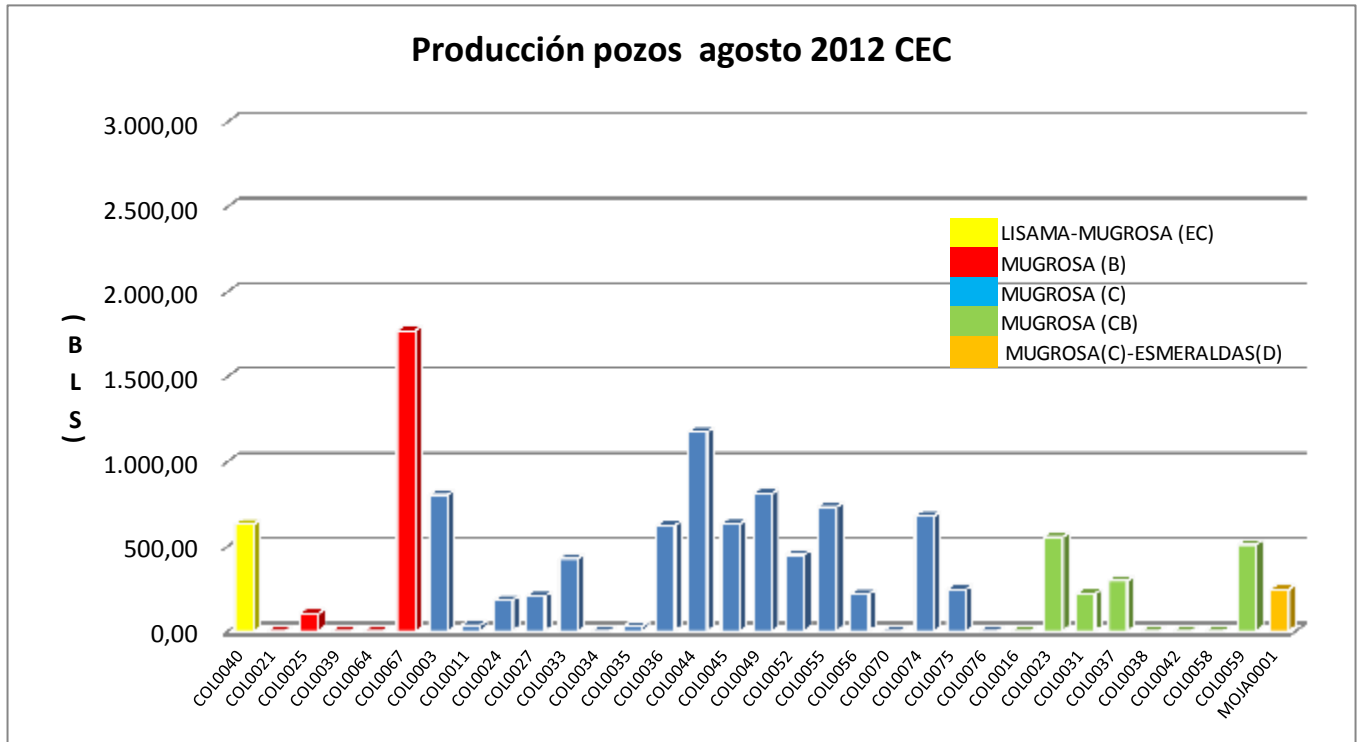


## Informe producción agosto 2012

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (AGOSTO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	20,29	629,11	11.136,77	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			20,29	629,11	11.136,77	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.663,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	3,31	102,73	17.795,13	0,84	25,94	762,84	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	57,05	1.768,64	176.207,85	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			60,36	1.871,37	610.541,45	0,84	25,94	297.047,03	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	25,88	802,16	298.016,22	0,00	0,00	8.282,41	145,91	4.523,07	1.479.534,43	0
	COL0011	C	1,11	34,53	102.093,74	1,82	56,41	32.917,85	0,00	0,00	101.806,00	62,03
	COL0024	C	5,83	180,69	55.223,20	0,47	14,42	4.189,22	0,00	0,00	725.861,00	7,39
	COL0027	C	6,62	205,25	139.015,74	5,80	179,91	9.339,37	0,00	0,00	459.464,00	46,71
	COL0033	C	13,79	427,39	400.768,63	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	0,87	26,97	3.025,06	0,00	0,00	447,44	0,00	0,00	0,00	0
	COL0036	C	19,97	619,09	17.540,06	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	37,82	1.172,31	328.439,13	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	0
	COL0045	C	20,33	630,31	201.700,06	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	26,12	809,76	206.558,93	10,00	309,86	11.883,09	0,00	0,00	515.864,10	27,68
	COL0052	C	14,51	449,92	184.551,98	76,99	2.386,61	31.518,46	0,00	0,00	1.481.113,00	84,14
	COL0055	C	23,59	731,16	124.024,98	0,00	0,00	11.247,23	0,00	0,00	760.690,50	0
	COL0056	C	6,99	216,61	121.582,45	0,00	0,00	5.036,46	0,00	0,00	860.554,84	0
	COL0070	C	0,00	0,00	396,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	21,83	676,66	209.920,59	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	7,86	243,59	51.119,64	0,00	0,00	2.290,21	0,00	0,00	99.133,93	0	
COL0076	C	0,00	0,00	24.354,89	0,00	0,00	1.219,75	0,00	0,00	26.386,29	0	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			233,12	7.226,40	2.554.774,29	95,08	2.947,21	159.697,38	145,91	4.523,07	11.530.809,18	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	17,87	554,11	41.879,39	11,58	358,98	3.308,10	0,00	0,00	88.724,00	39,32
	COL0031	CB	7,03	217,97	3.359,22	2,02	62,51	730,31	96,56	2.993,48	31.872,99	22,29
	COL0037	CB	9,61	297,84	287.589,68	0,00	0,00	21.259,51	0,00	0,00	622.681,99	0
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	0,00	0,00	187.649,91	0,00	0,00	22.302,47	0,00	0,00	628.367,11	0
	COL0059	CB	16,44	509,64	225.911,91	24,95	773,45	12.282,64	0,00	0,00	1.187.982,08	60,28
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			50,95	1.579,56	1.161.053,19	38,55	1.194,94	99.047,86	96,56	2.993,48	3.266.611,23	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	7,87	243,99	2.084,29	0,28	8,63	9,67	0,00	0,00	0,00	3,42
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			7,87	243,99	2.084,29	0,28	8,63	9,67	0,00	0,00	0,00	
<b>TOTAL CAMPO</b>			372,59	11.550,43	4.339.589,99	134,75	4.176,72	557.318,36	242,47	7.516,55	15.957.985,91	

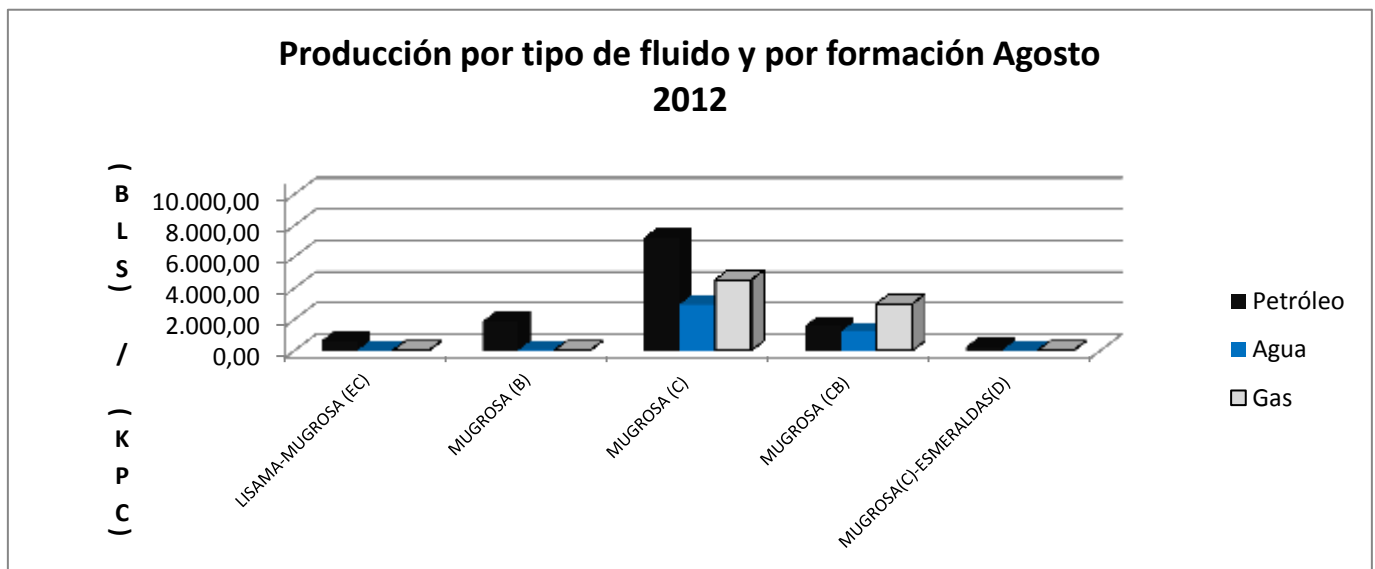
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

**Producción por pozos agosto 2012.**



Fuente. El autor

**Producción por tipo de fluido agosto 2012.**



Fuente. El autor

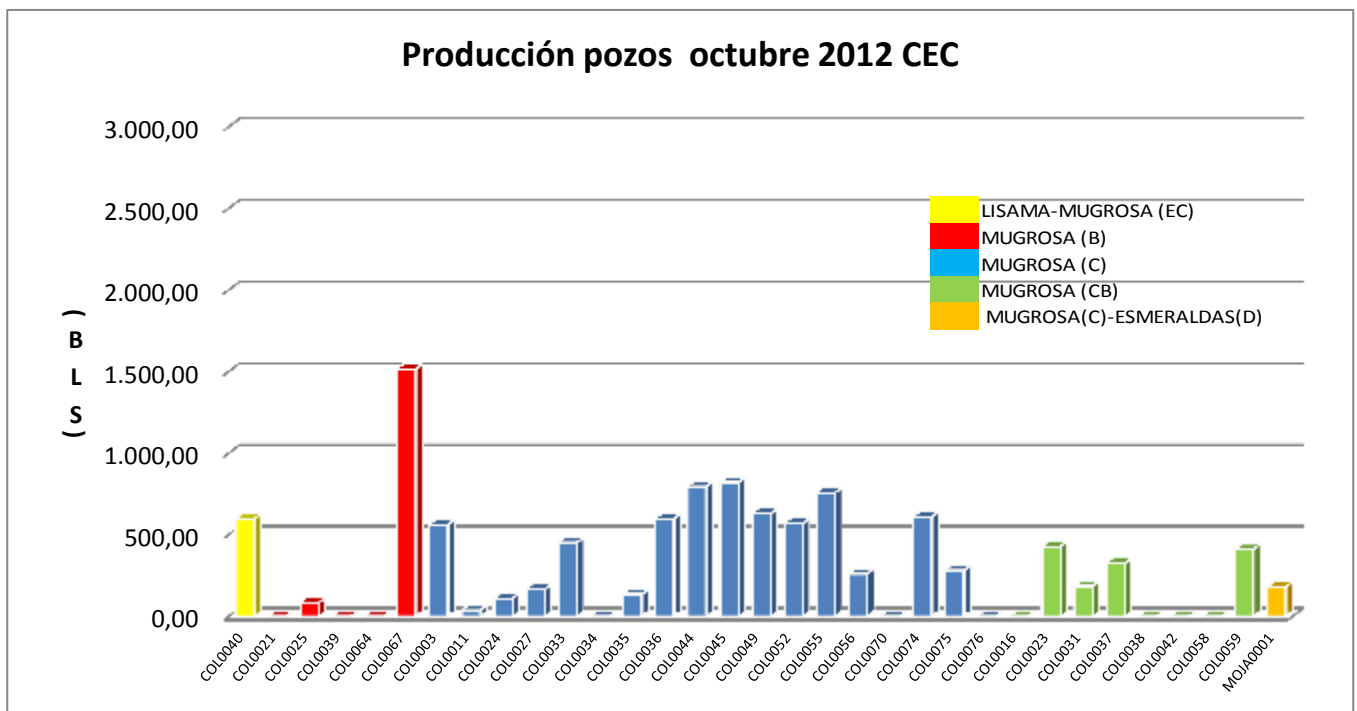


## Informe producción octubre 2012

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (OCTUBRE 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	19,20	595,20	12.510,96	7,60	235,71	2.010,12	0,00	0,00	0,00	28,37
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			19,20	595,20	12.510,96	7,60	235,71	2.010,12	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	2,67	82,66	17.966,85	0,17	5,38	771,65	5,40	167,51	32.198,51	6,11
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	48,84	1.514,01	179.282,44	10,14	314,39	16.063,31	4,82	149,42	392.740,99	17,19
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			51,51	1.596,67	613.807,76	10,31	319,77	297.402,22	10,22	316,93	1.160.882,42	
MUGROSA (C)	COL0003	C	18,07	560,32	299.260,44	54,27	1.682,52	10.626,06	85,15	2.639,64	1.485.949,09	75,02
	COL0011	C	1,16	36,06	102.156,68	0,16	4,81	32.928,83	5,40	167,51	101.973,51	11,76
	COL0024	C	3,51	108,68	55.482,54	0,24	7,52	4.219,67	5,40	167,51	726.028,51	6,47
	COL0027	C	5,36	166,06	139.379,95	0,34	10,64	9.358,58	5,40	167,51	459.631,51	6,02
	COL0033	C	14,58	451,87	401.733,45	1,75	54,32	6.848,12	5,40	167,51	2.143.857,51	10,73
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	4,36	135,23	3.231,16	0,50	15,37	465,16	0,00	0,00	0,00	10,21
	COL0036	C	19,29	598,05	18.779,07	21,69	672,49	1.948,64	0,00	0,00	31.524,00	52,93
	COL0044	C	25,63	794,66	330.041,56	3,40	105,40	15.813,74	0,00	0,00	1.550.601,86	11,71
	COL0045	C	26,46	820,16	203.111,41	9,78	303,33	4.320,94	5,40	167,51	589.594,65	27
	COL0049	C	20,33	630,20	207.913,57	1,33	41,33	11.930,67	5,40	167,51	516.031,61	6,15
	COL0052	C	18,37	569,51	185.555,87	1,21	37,59	31.988,42	5,40	167,51	1.481.280,51	6,19
	COL0055	C	24,42	756,92	125.510,08	4,16	128,92	11.450,38	0,00	0,00	760.690,50	14,55
	COL0056	C	8,38	259,65	122.079,08	0,95	29,52	5.075,29	0,00	0,00	860.554,84	10,21
	COL0070	C	0,00	0,00	396,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	19,63	608,44	211.196,15	2,60	80,65	7.762,74	0,00	0,00	457.592,09	11,7	
COL0075	C	9,07	281,28	51.660,97	1,03	31,98	2.338,78	0,00	0,00	99.133,93	10,21	
COL0076	C	0,00	0,00	24.354,89	0,00	0,00	1.219,75	0,00	0,00	26.386,29	0	
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			218,62	6.777,09	2.568.285,86	103,41	3.206,39	164.945,02	122,95	3.812,21	11.538.396,41	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	13,77	426,86	42.753,43	1,82	56,30	3.466,95	5,40	167,51	88.891,51	11,65
	COL0031	CB	5,95	184,30	3.748,47	0,40	12,26	798,28	85,15	2.639,64	38.287,65	6,24
	COL0037	CB	10,47	324,67	288.221,02	0,69	21,51	21.292,73	0,00	0,00	622.681,99	6,21
	COL0038	CB	0,00	0,00	355.483,10	0,00	0,00	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	0
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	0,00	0,00	187.649,91	0,00	0,00	22.302,47	0,00	0,00	628.367,11	0
	COL0059	CB	13,18	408,64	226.745,51	15,08	467,63	13.450,37	5,40	167,51	1.188.149,59	53,37
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			43,37	1.344,47	1.163.781,42	17,99	557,70	100.475,63	95,95	2.974,66	3.273.360,91	
MUGROSA(C)-ESMERALDAS(D)	MOJA0001	C-D	5,74	177,87	2.471,95	0,38	11,66	29,81	5,40	167,51	167,51	6,15
<b>TOTAL FORMACIÓN</b>			5,74	177,87	2.471,95	0,38	11,66	29,81	5,40	167,51	167,51	
<b>TOTAL CAMPO</b>			338,44	10.491,30	4.360.857,95	139,69	4.331,23	564.862,80	234,52	7.271,31	15.972.807,25	

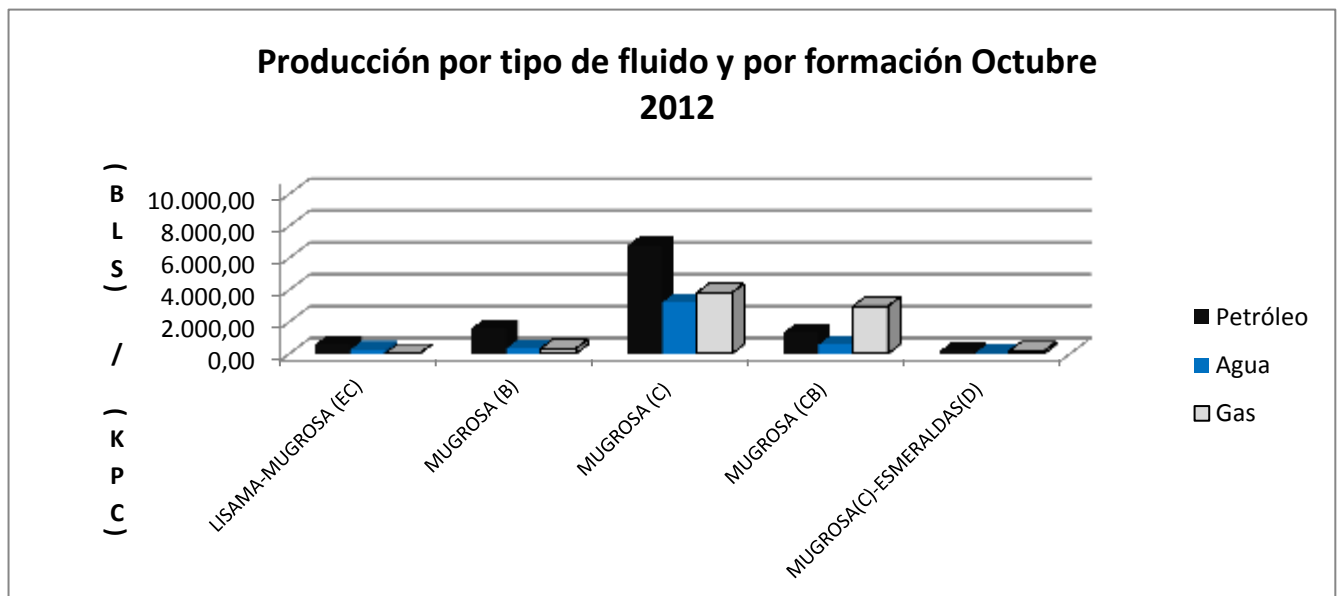
Fuente. Modificado por el autor de; Resumen mensual sobre producción y movimiento de petróleo, Campo Colorado, ECOPETROL, Ministerio de minas y energía. 2012.

**Producción por pozos octubre 2012.**



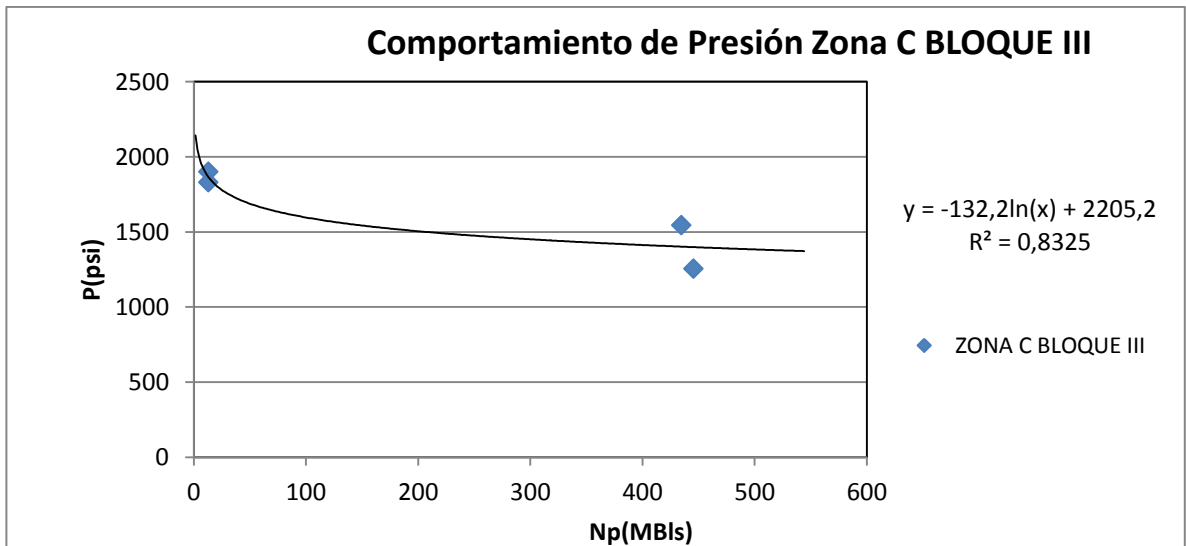
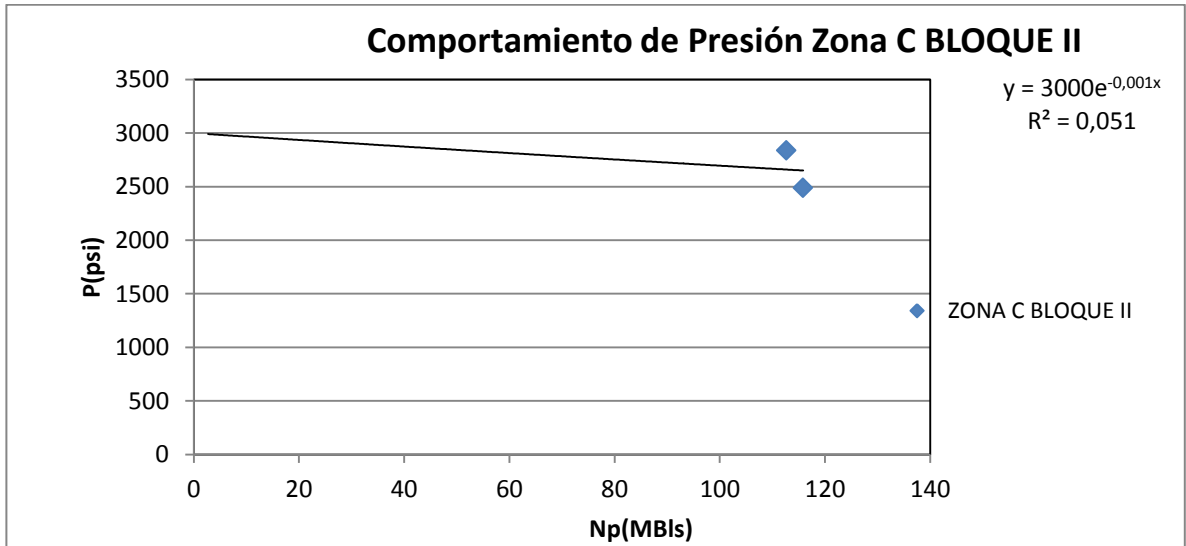
Fuente. El autor

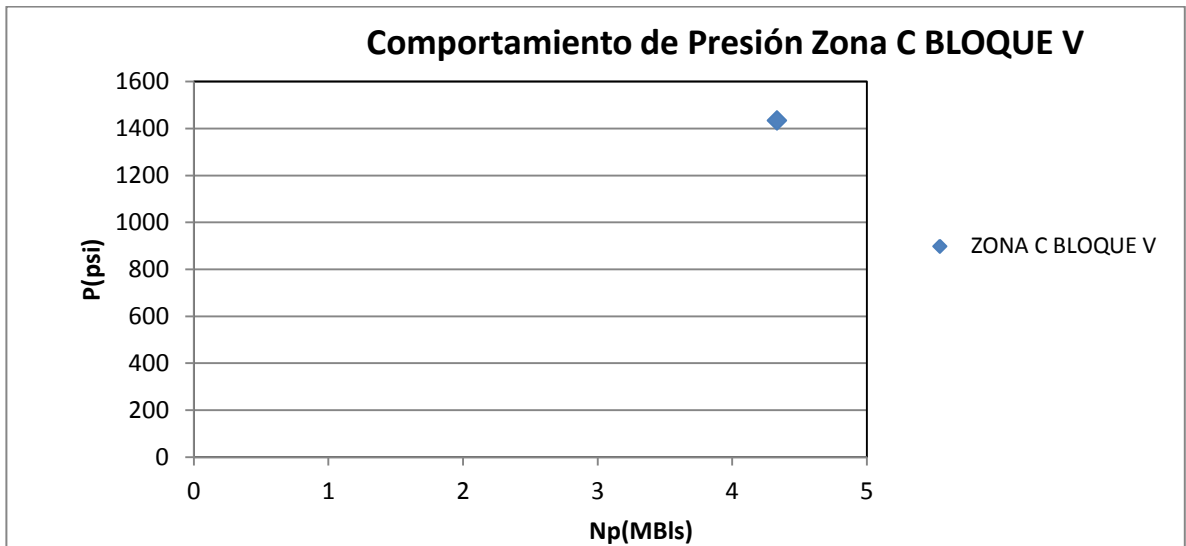
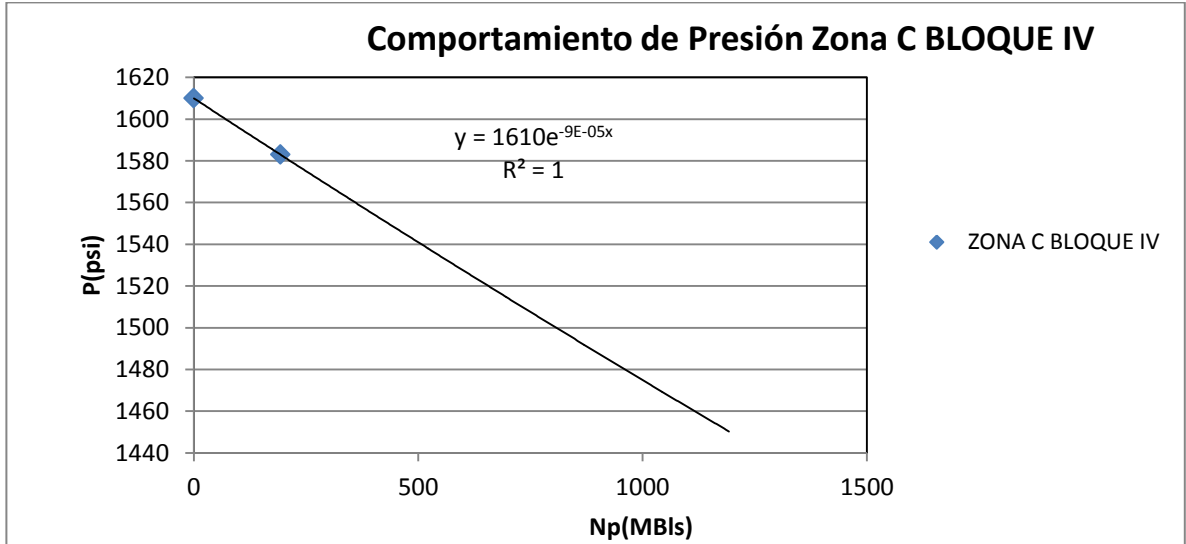
**Producción por tipo de fluido octubre 2012.**



Fuente. El autor

## ANEXO B. COMPORTAMIENTO DE PRESIONES POR BLOQUES ZONA MUGROSA C



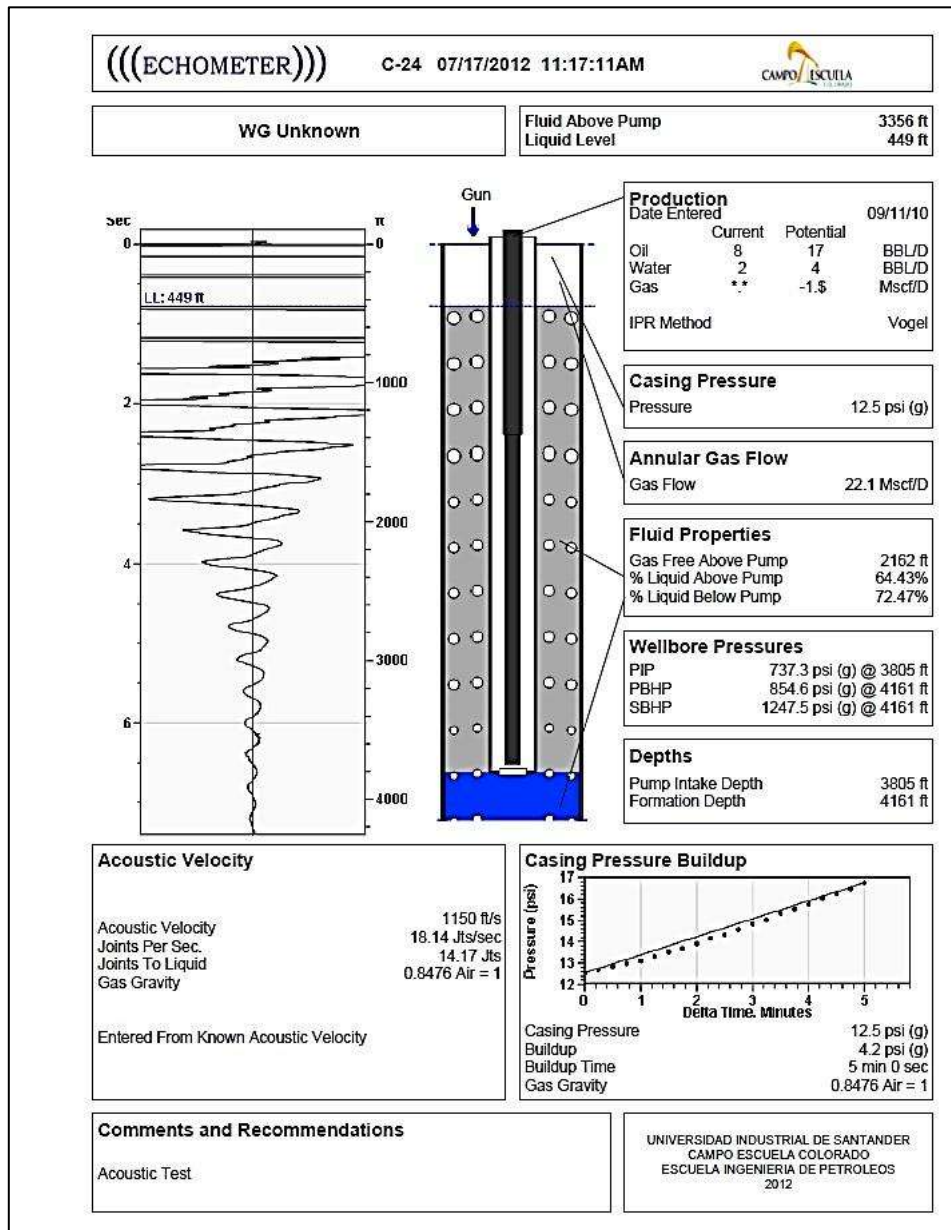




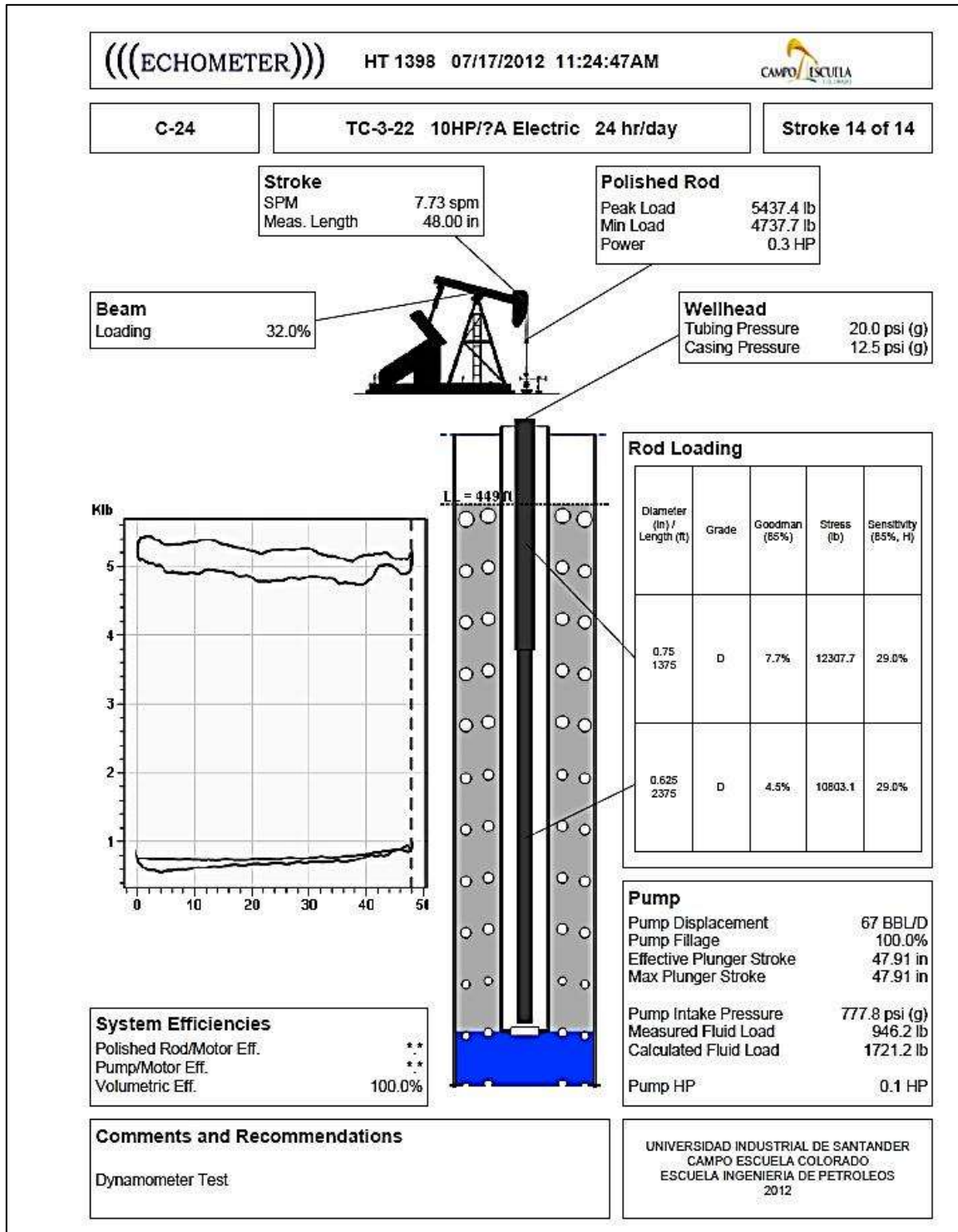
# ANEXO C. NIVEL DE LÍQUIDO Y DINAGRAMAS DE LOS POZOS PRESELECCIONADOS

COLORADO 24

## NIVEL DE LÍQUIDO

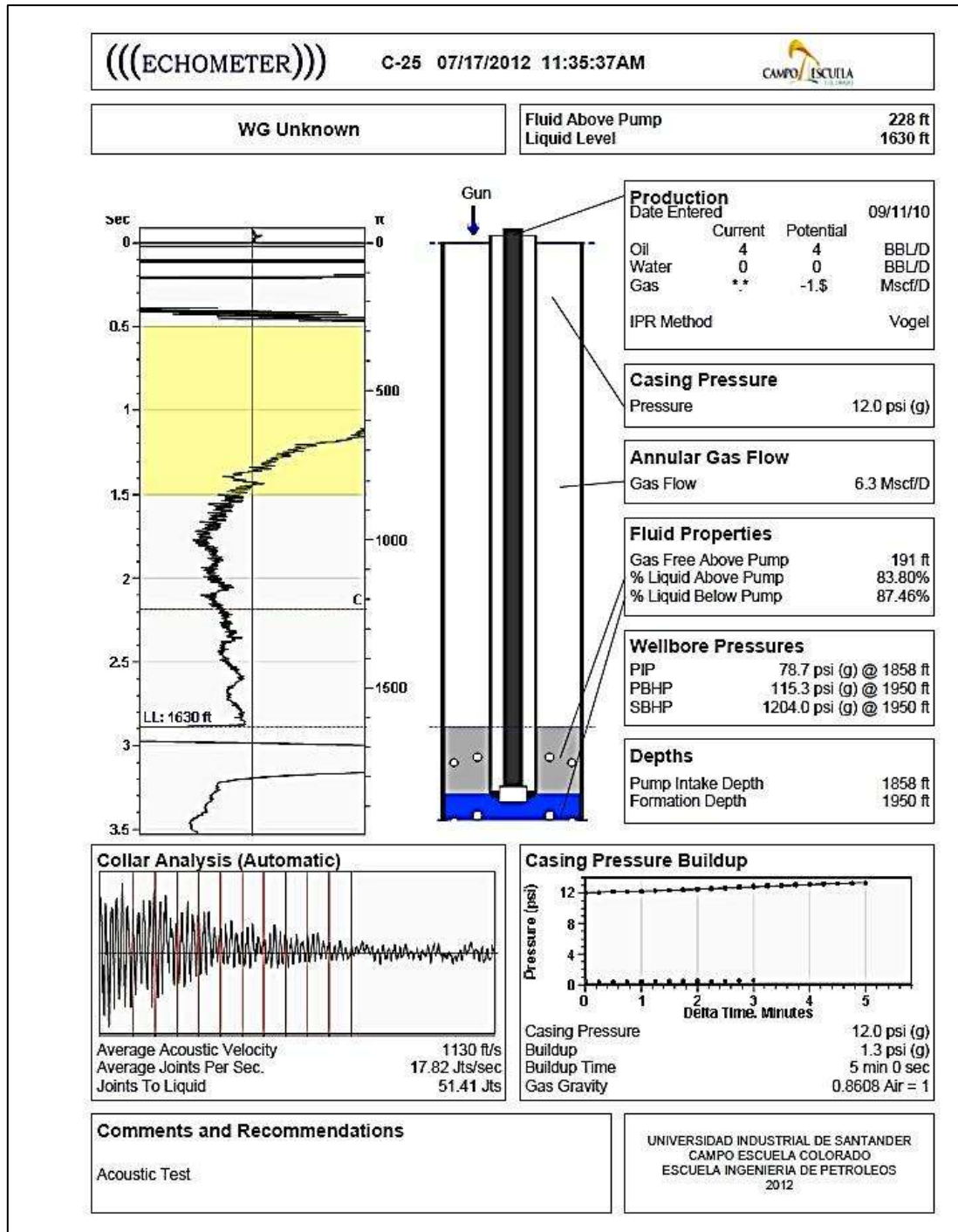


# DINAGRAMA

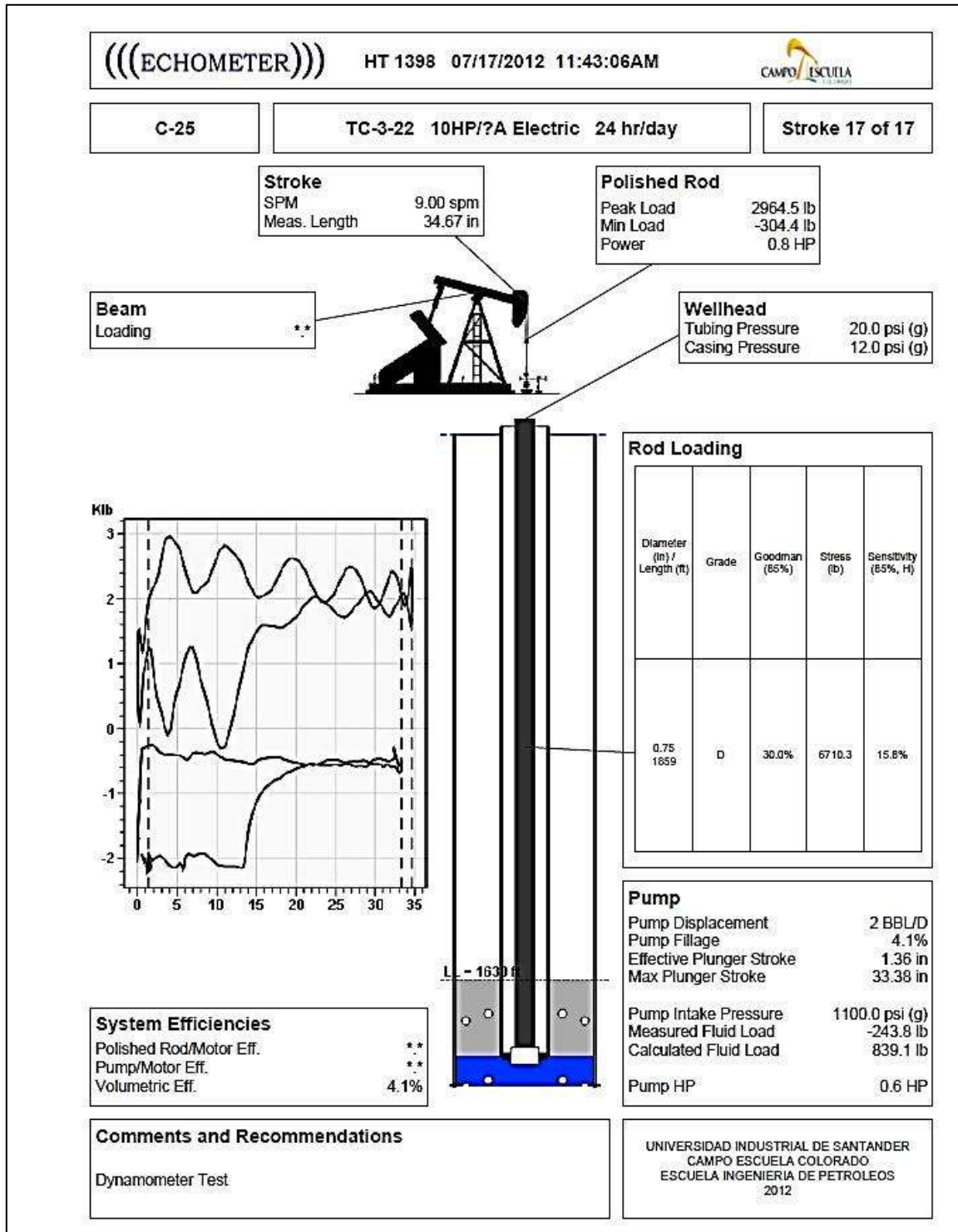


COLORADO 25

NIVEL DE LÍQUIDO

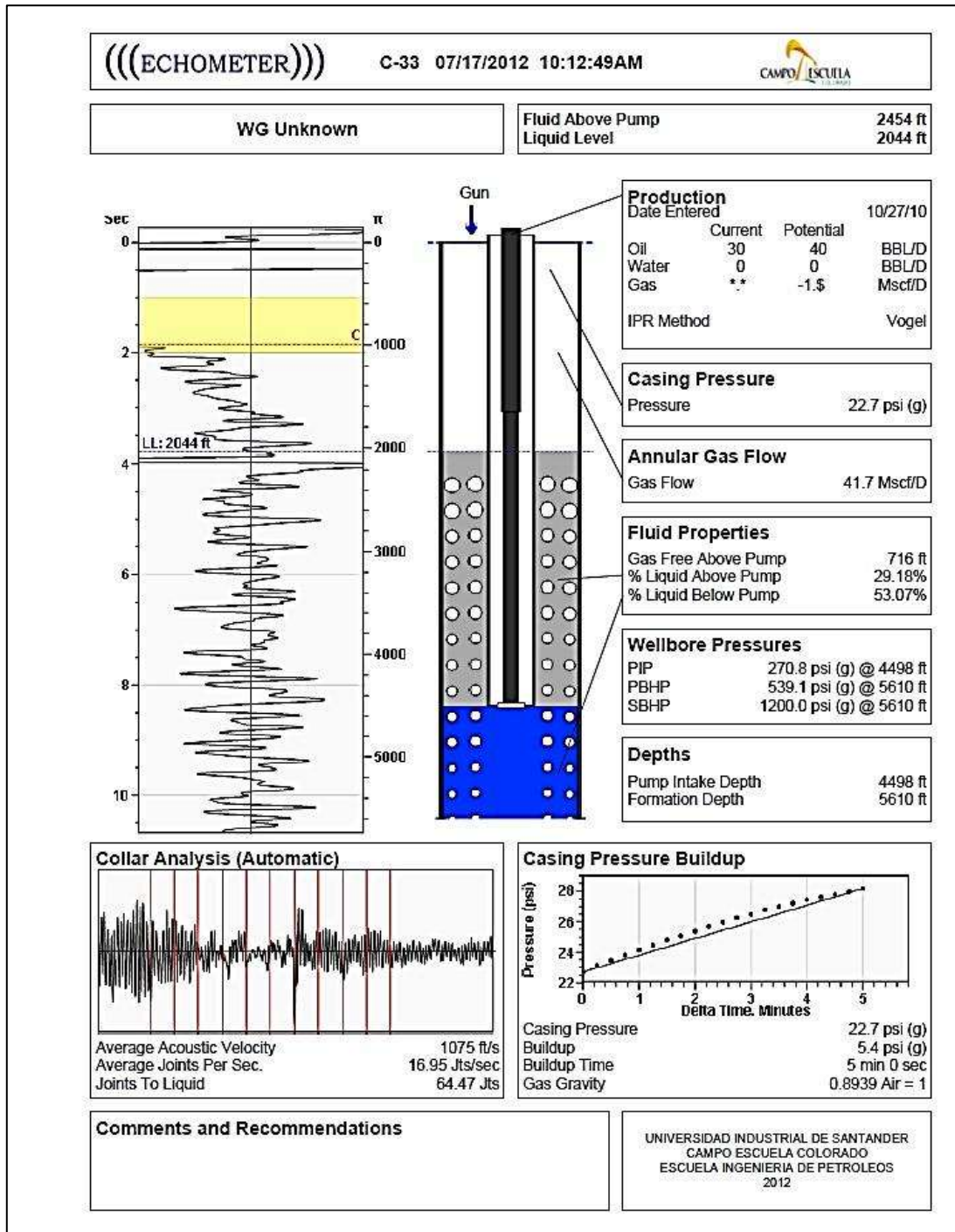


# DINAGRAMA

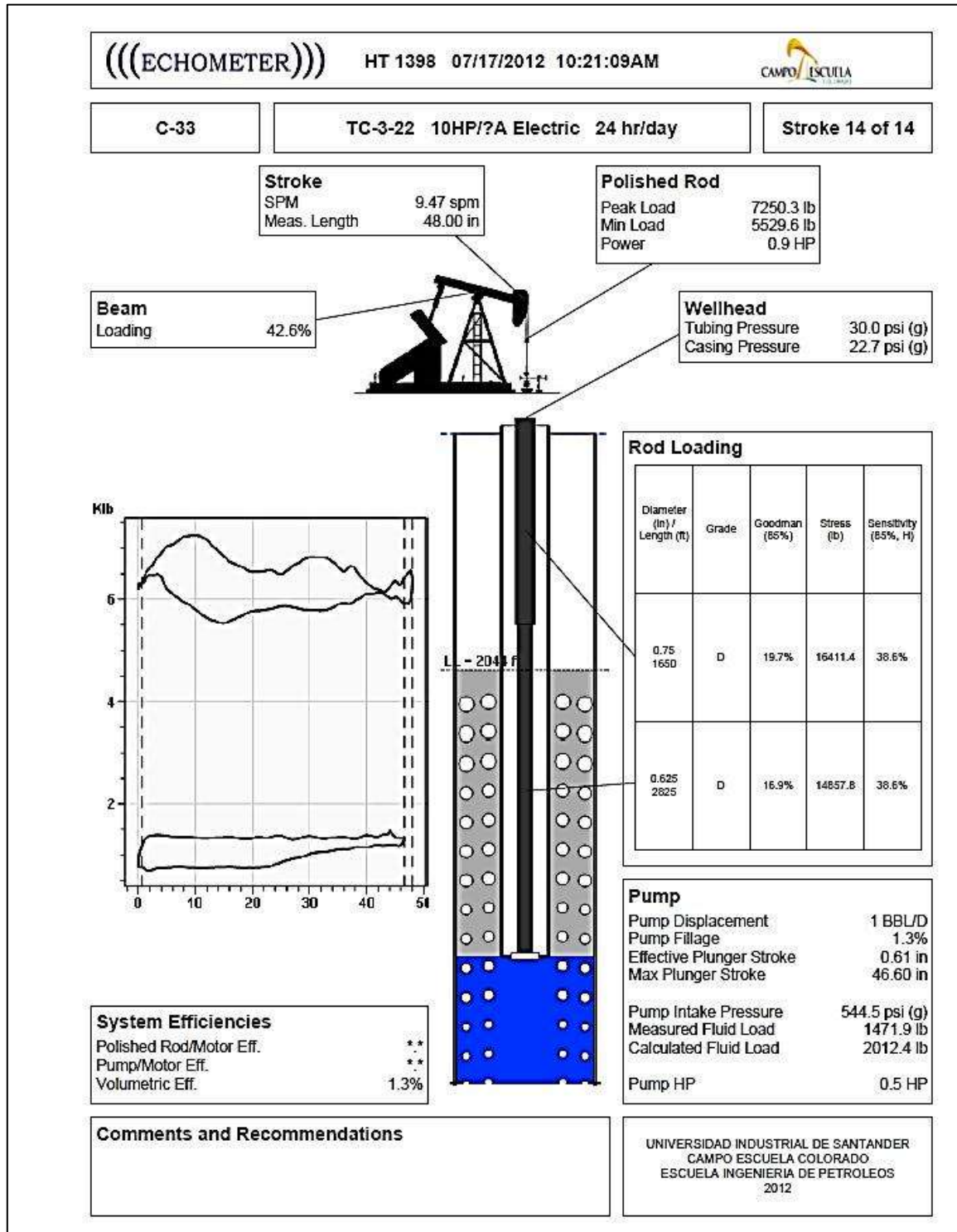


COLORADO 33

NIVEL DE LÍQUIDO

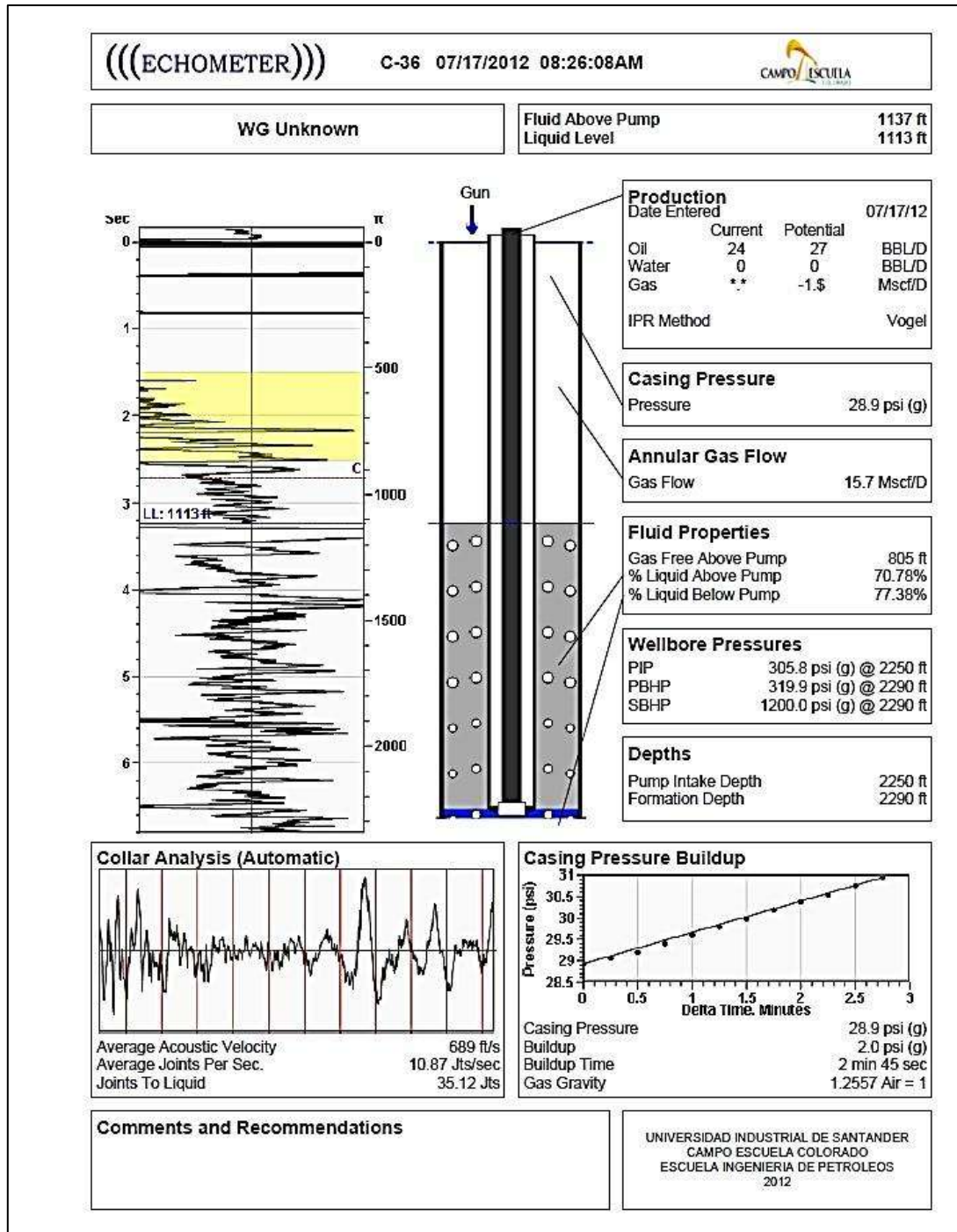


## DINAGRAMA

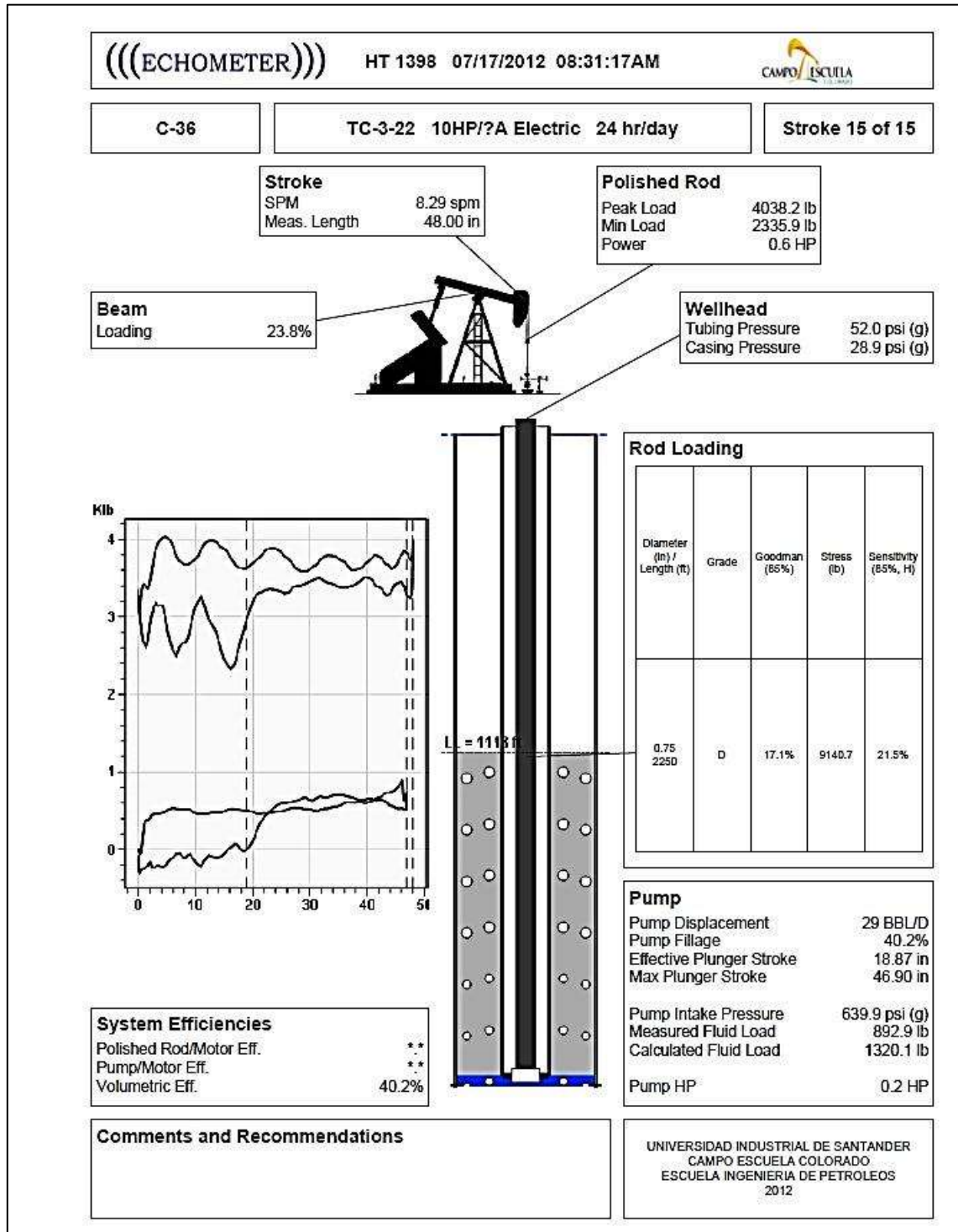


COLORADO 36

NIVEL DE LÍQUIDO

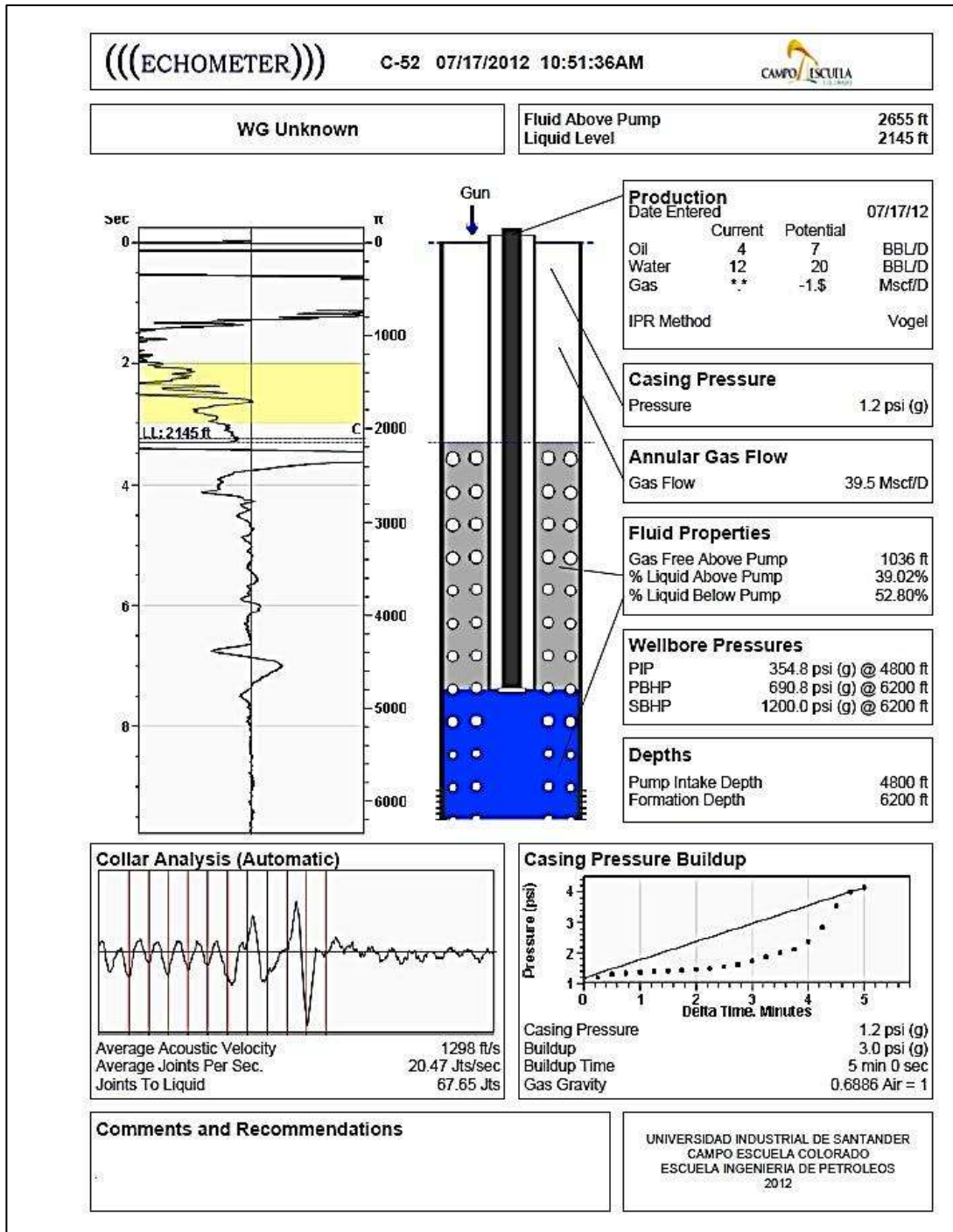


### DINAGRAMA

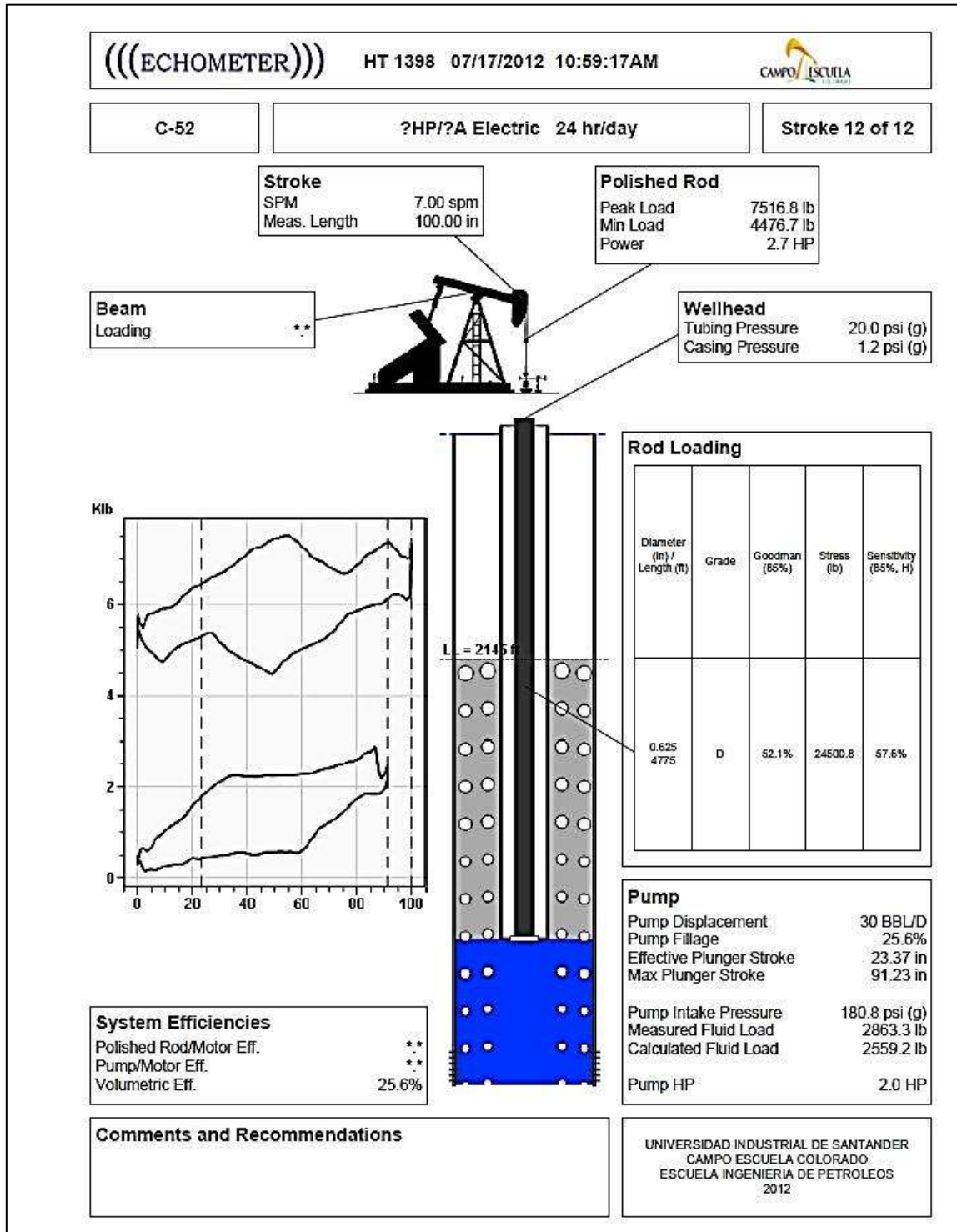


**COLORADO 52**

**NIVEL DE LÍQUIDO**



### DINAGRAMA





**ANEXO D. DATA PARA LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW**

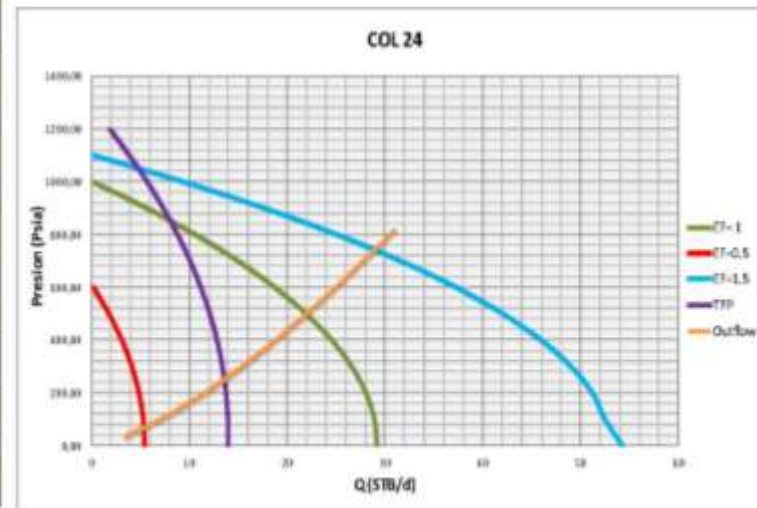
**COL 24**

**Inflow**

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf (psi)	Qo a 2 TPP (Stbd)	Pwf (psi)	Qo (Stbd) Ef=1	Pwf (psi)	Qo (Stbd) Ef=0,5	Pwf (psi)	Qo (Stbd) 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	0,08
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





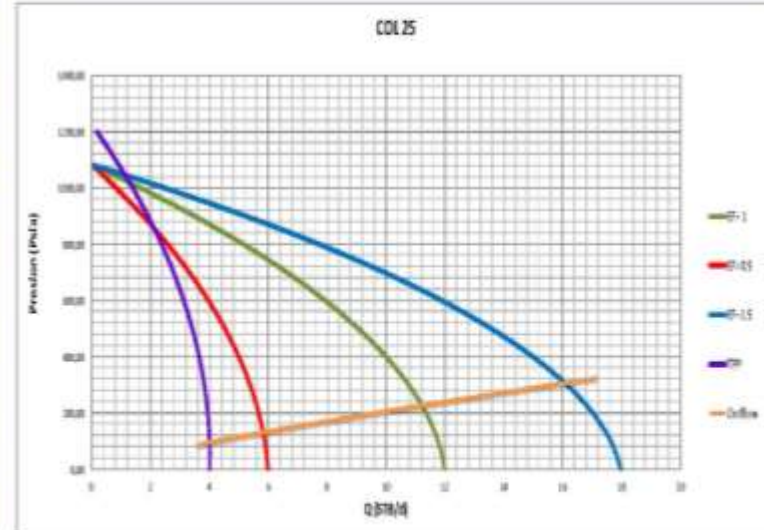
**COL 25**

**Inflow**

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf (psi)	Qo a 2 TPP (Stbid)	Pwf (psi)	Qo (Stbid) Ef=1	Pwf (psi)	Qo (Stbid) Ef=0,5	Pwf (psi)	Qo (Stbid) 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	13,58
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





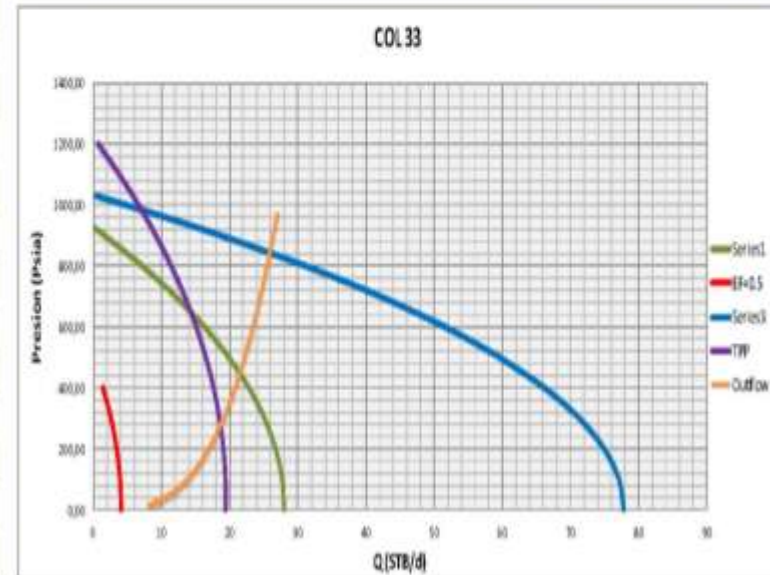
**COL 33**

**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	17,86	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	Fa	Pfa	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





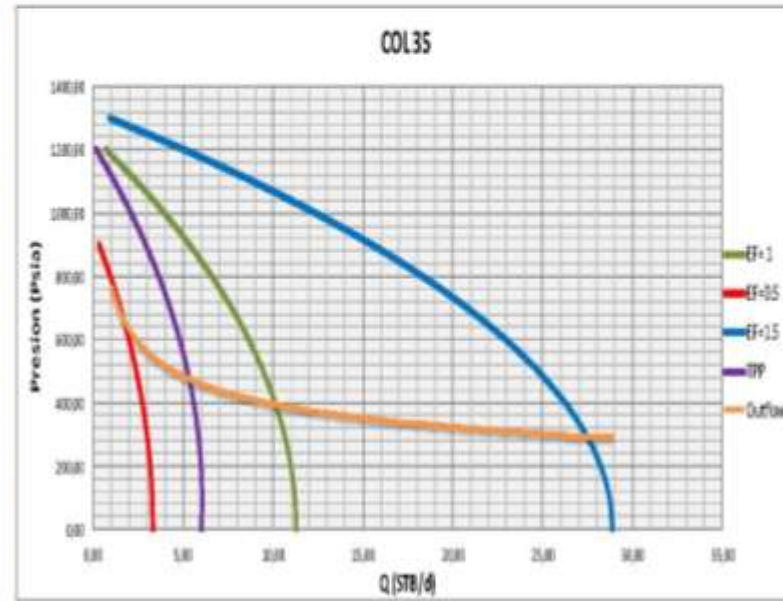
COL 35

Inflow

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stbid) Ef=1	Pwf	Qo (Stbid) Ef=0,5	Pwf	Qo (Stbid) Ef=1,5
(psi)	(Stbid)	(psi)		(psi)		(psi)	
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	7.66	700.00	1.52	700.00	20.77
800.00	3.64	800.00	6.56	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





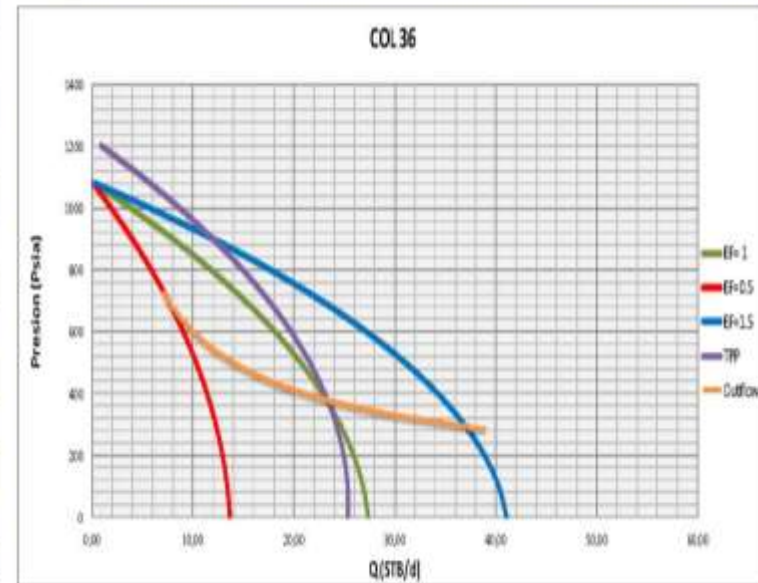
**COL 36**

**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	24.58	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	20.68	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	1258,00	1023,48	1007,50	479,76





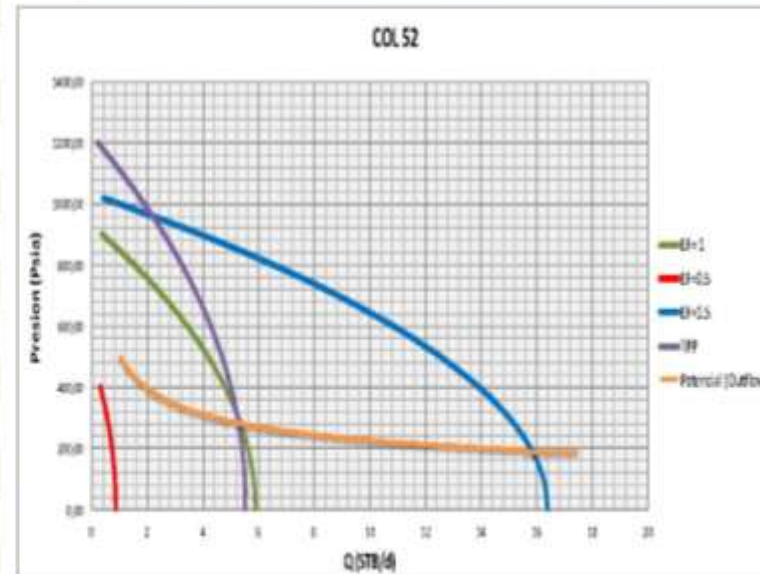
**COL 52**

**Inflow**

Perez y kelkar		Vogel- Standing					
Pwf	Qo a 2 TPP	Pwf	Qo (Stbd)	Pwf	Qo (Stbd)	Pwf	Qo (Stbd)
(psi)	(Stbd)	(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	5,26	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	4,26	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						

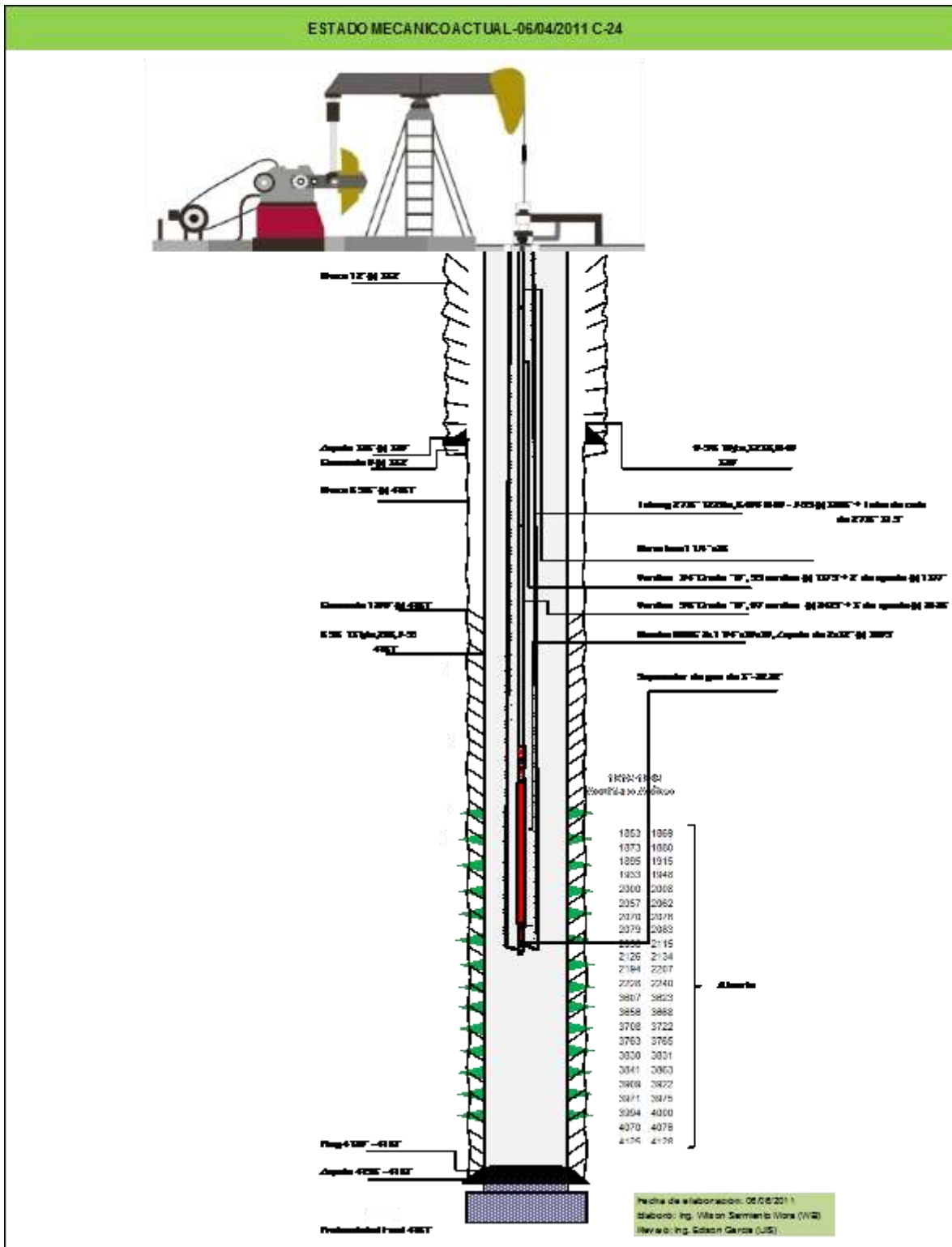
**Outflow**

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



## ANEXO E. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS

### COLORADO 24





# COLORADO 33

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

