

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE
INGENIERÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES
DE CRUDO.**



LEONEL ADRIANO GOMEZ HERNANDEZ

CESAR FABIAN SOLARTE ORDOÑEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA

2012

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE
INGENIERÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES
DE CRUDO.**

LEONEL ADRIANO GOMEZ HERNANDEZ

CESAR FAVIAN SOLARTE ORDOÑEZ

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



Director:

DIEGO FERNANDO BRIÑEZ GALVIS

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA

2012

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 12 de marzo de 2012

DEDICATORIA

Leonel,

A Dios que está presente en todos los momentos de mi vida, a mi madre "Mi Anadelfi" quien con mucho sacrificio fue el pilar para cumplir mis sueños profesionales, por los ejemplos de perseverancia y constancia que me ha infundado y que la caracterizan, a mi padre y mis hermanas quien me apoyaron en los momentos difíciles de mi vida, a mis hijos quienes fueron el motor que me impulsó hasta la meta y a Nancy mi esposa por haberme apoyado en todo momento con sus consejos, valores y motivación constante, pero más que nada, por su amor.

Cesar,

A mi Señor, Jesús, quien me dio la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para terminar este trabajo.

A mis padres, José Libardo y Rosa quienes me enseñaron desde pequeño a luchar para alcanzar mis metas. Mi triunfo es el de ustedes, ¡los amo!

A mi esposa, Marcela, quien me brindó su amor, su estímulo y su apoyo constante. Su cariño, comprensión y paciente espera para que pudiera terminar el grado son evidencia de su gran amor. ¡Gracias!

A mi adorada hija Ana Sofía quien me prestó el tiempo que le pertenecía para terminar, me motivó siempre con sus notitas, "Te quiero mucho" ¡Gracias, mi princesa!, y a quien prometí que terminaría mis estudios. Promesa cumplida.

A mis queridos hermanos, Jairo y Rosa Yamina, ¡Gracias! Sin ustedes no hubiese podido hacer realidad este sueño cuidándome y brindando aliento.

AGRADECIMIENTOS

Los autores ofrecen sus agradecimientos a:

A **Diego Fernando Briñez Galvis**, Ingeniero de producción de ECOPETROL S.A y director del proyecto, por la confianza, orientación y apoyo incondicional durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero **Ervin Aranda Aranda**, profesor de la Universidad Surcolombiana, Co-director del proyecto por su colaboración, su constante e incansable enseñanza.

A **Rodrigo Gualy Martínez**, Ingeniero de producción de ECOPETROL S.A, quien con su experiencia ayudo a resolver problemas presentados en el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros **Fernando Bonilla Camacho** y **Ricardo Parra Pinzón**, profesores de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por su gran disposición, interés y acertadas observaciones.

A **Anderson Caviedes Ramírez** y **Ana María Manchola Fierro**, ingenieros electrónicos, por toda la colaboración y apoyo prestado durante la realización del proyecto.

A **Todos**, los que de una u otra forma influyeron en el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	20
2.1 FLUJO NATURAL	20
2.2 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	21
2.2.1 Sistema de bombeo mecánico	21
2.2.2 Sistema de bombeo electrosumergible (BES)	22
2.2.3 Sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP)	23
3. VARIABLES Y/O CONDICIONES QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA EN EL ANÁLISIS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN	32
3.1 CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES	32
3.1.1 Condiciones y variables generales del campo	32
3.1.2 Condiciones y variables generales del pozo	34
3.2 CONDICIONES Y VARIABLES PARTICULARES DE CADA MÉTODO DE PRODUCCIÓN	35

3.2.1	Flujo natural	35
3.2.2	Levantamiento artificial	35
4.	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN	37
4.1	PASOS DE LA METODOLOGÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN	37
4.1.1	Descripción de la metodología de control de producción	38
5.	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE COMPUTO MAICPP	50
5.1	ENTRADA DE LA INFORMACIÓN	52
5.2	ANÁLISIS D ELA INFORMACIÓN	58
6.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL PARA POZOS PRODUCTORES DE CRUDO MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE COMPUTO MAICPP	60
6.1	CAMPO SURCOLOMBIANO	60
6.1.1	Pozo USCO 7D	62
6.1.2	Pozo USCO 11D	70
7.	CONCLUSIONES	76
8.	RECOMENDACIONES	77
	BIBLIOGRAFÍA	78
	ANEXOS	80

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Comparativo de los principales sistemas de levantamiento artificial	25
Cuadro 2. Condiciones y variables del campo	33
Cuadro 3. Condiciones y variables generales del pozo	34
Cuadro 4. Condiciones y variables particulares de los sistemas de levantamiento artificial	36
Cuadro 5. Interrogantes en el análisis de control de producción	44
Cuadro 6. Anomalías más frecuentes en los métodos de producción	45
Cuadro 7. Comparativo para evaluar la viabilidad de las acciones	48
Cuadro 8. Valores y significados del método de valoración cuantitativa	48
Cuadro 9. Interpretación del resultado del Be	49

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema de bombeo mecánico	21
Figura 2. Sistema de bombeo electrosumergible	23
Figura 3. Sistema de bombeo de cavidades progresivas	24
Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología de análisis de control de Producción	39
Figura 5. Ventana de inicio MAICPP	50
Figura 6. Lista desplegable de campos y pozos creados	52
Figura 7. Creación del campo	52
Figura 8. Condiciones iniciales del campo	53
Figura 9. Histórico de producción del campo	53
Figura 10. IP e IPR del campo	54
Figura 11. Creación del pozo	54
Figura 12. Información general de pozo	55
Figura 13. Histórico de producción del pozo	55
Figura 14. IP-IPR del pozo	56
Figura 15. Histórico de trabajos del pozo	56
Figura 16. Validación de comportamientos	57
Figura 17. Antecedentes	57

Figura 18. Prueba ácida	58
Figura 19. Aviso de anomalía detectada	59
Figura 20. Aviso de anomalía detectada	59
Figura 21. Condiciones iniciales del campo Surcolombiano	60
Figura 22. Características de los fluidos del campo Surcolombiano	61
Figura 23. Histórico de producción del campo Surcolombiano	61
Figura 24. IP e IPR del campo Surcolombiano	62
Figura 25. Información general del pozo USCO 7D	63
Figura 26. Histórico de producción pozo USCO 7D	63
Figura 27. IPR del pozo USCO 7D	64
Figura 28. Histórico del trabajos del pozo USCO 7D	64
Figura 29. Prueba ácida de pozo USCO 7D	65
Figura 30. Detección de anomalía mediante la prueba ácida del pozo USCO 7D	66
Figura 31. Validación de la calidad de la información de pozo USCO 7D	66
Figura 32. Dinagrama generado por le TWM evidenciando la anomalía	67
Figura 33. Antecedentes, hallazgos y control del pozo USCO 7D	68
Figura 34. Acciones para optimizar producción de pozo USCO 7D	69
Figura 35. Seguimiento de la anomalía dado por el analista para el pozo USCO 7D	69
Figura 36. Seguimiento un mes después realizado al pozo USCO 7D	70
Figura 37. Creación de pozo USCO 11D	71
Figura 38. Histórico de producción pozo USCO 11D	71
Figura 39. IPR del pozo USCO 11D	72

Figura 40. Históricos de trabajos pozo USCO 11D	72
Figura 41. Curvas de campo de bomba electrosumergible del pozo USCO 11D	73
Figura 42. Recomendaciones para el pozo USCO 11D	74
Figura 43. Condiciones de opresiones de la bomba electrosumergible del pozo USCO 11D	75

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A	80
Anexo B	99
Anexo C	102

GLOSARIO

ACCIÓN CORRECTIVA: acción notada para eliminar la causa de una anomalía negativa detectada.

ACCIÓN PREVENTIVA: acción tomada para eliminar la causa de una anomalía negativa potencial.

ANOMALÍA: irregularidad, anormalidad o falta de adecuación a lo que es habitual, desviación del comportamiento habitual de un sistema o elemento.

BFPD: barriles de fluido por día.

BHP: potencia al freno.

BHT: bottom hole temperatura, temperatura de fondo de pozo.

BOPD: barriles de aceite por día.

BWPD: barriles de agua por día.

CONDICIÓN: circunstancia necesaria e indispensable para que otra pueda ocurrir, son los aspectos con los cuales contamos y que sería muy complicado modificar.

Dp: diámetro del pistón.

e: excentricidad.

GOR: relación gas –aceite.

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL: las técnicas utilizan a menudo una variedad de herramientas que se desarrollan para tal fin; es decir, una herramienta computacional es un recurso sistematizado a disposición de la metodología para realizar las operaciones que en ella se prevea. Las herramientas tienen significado o toman vida dentro del contexto de la técnica o método del cual forma parte.

IPR: La relación de comportamiento del influjo (IPR) representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos acorde con las presiones de fondo. Esta depende en gran parte del tipo de yacimiento y su mecanismo de empuje, además de variables como la presión de yacimiento, la permeabilidad, el espesor del reservorio, los

perforados, entre otras. La IPR es una relación gráfica de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) vs la tasa de producción de líquido (BFPD).

MAICPP: abreviatura de la herramienta de computo “Metodología Para El Análisis De Ingeniería De Control De Producción En Pozos Productores”.

MÉTODO: es una palabra que proviene del término griego *methodos* (“camino” o “vía”) y que se refiere al medio utilizado para llegar a un fin.

METODOLOGÍA: es una palabra compuesta por tres vocablos griegos: *meta* (“más allá”), *odos* (“camino”) y *logos* (“estudio”). El concepto hace referencia a los métodos de investigación que permiten lograr ciertos objetivos en una ciencia, corresponde a un conjunto de modelos, lenguajes y otras herramientas, que facilitan la representación de los datos de cada fase del proceso (análisis, diseño, solución, etc) junto con las reglas o protocolos que nos permiten el paso de una fase a la siguiente.

N: velocidad de bombeo.

NF: nivel de fluido.

OPCIÓN DE MEJORA: acción tomada para la optimización recurrente del sistema.

P: paso del estator.

Pch: presión del casing en cabeza de pozo.

PID: pump intake depth, profundidad de entrada a la bomba.

PIP: pump intake pressure. presión de entrada a la bomba.

PRUEBA ACIDA: es un indicador instantáneo del comportamiento de la tasa de producción, utiliza ecuaciones sencillas para determinar teóricamente la tasa de producción con los valores instantáneos de las variables y condiciones del sistema.

Pth: presión del tubing en cabeza de pozo.

P_{wf} : presión de pozo fluyendo.

Q: rata de producción.

RPM: revoluciones por minuto del motor.

Rsi: cantidad de gas en solución inicial.

S: longitud del stroke.

THT: tubing head temperature, temperatura de cabeza de tubería.

VARIABLES: una variable contiene un valor que puede modificarse a lo largo de la ejecución de la aplicación, donde cada variable tiene atributos propios como el nombre que puede contener y debe ser único dentro de la aplicación.

RESUMEN

En la metodología para el análisis de ingeniería de control de producción en pozos productores de crudo se expone un sistema integral para la realización de estudios de optimización de la producción en pozos de petróleo, siendo una herramienta que ofrece un método estándar, lógico e inductivo que facilita el seguimiento de la información con el cual el ingeniero de producción puede llegar a un diagnóstico en un determinado caso teniendo en cuenta sus antecedentes y recomendaciones previas, basado en un enfoque sistemático que evite confusiones en la definición del problema y presunciones falsas que entorpezcan la toma de decisiones.

La metodología propone seguir un procedimiento que es igual para cualquier tipo de método de producción, ya sea natural o artificial, donde el ingeniero realiza un análisis teórico de la información del pozo y la compara con la información real de campo, basado en métodos simples y particulares de cada sistema, con el fin de identificar la existencia de cualquier cambio que afecte positiva o negativamente la producción. Una vez conocida la existencia de una anomalía, el ingeniero es libre de escoger el método de análisis manual o programa de cómputo para identificar el cambio así como la causa que lo origina; flexibilidad que ofrece la metodología con el fin de ser estándar.

Para realizar un diagnóstico confiable una vez identificada la anomalía, el ingeniero debe buscar antecedentes de ésta en el seguimiento del pozo o del campo para así fundamentar su decisión en experiencias y trabajos anteriores, siendo posible llegar fácilmente a resolver el problema implementando la acción tomada para remediar o prevenir la misma anomalía en casos anteriores, donde ya ha sido probada y validada su efectividad, ó, por el contrario que la experiencia sirva para descartar una acción que teóricamente es acertada pero que una vez implementada no surta el efecto esperado o lleve a problemas posteriores; de esta manera la metodología nos ayuda a evitar caer en errores ya cometidos en casos anteriores que pudieron generar pérdidas de tiempo, dinero y porque no fallas de seguridad.

Cuando el ingeniero considera tener una o más acciones que satisfagan la necesidad, la metodología obliga a realizar un análisis de viabilidad técnico, operativo y económico para escoger la opción más acertada y más conveniente para la empresa. Pero, para saber el rendimiento real de la acción tomada es necesario implementarla en campo y realizar las pruebas técnico-operacionales pertinentes, las cuales deben de reportarse en el seguimiento del pozo en la metodología para que sirvan de soporte y experiencia para nuevos casos.

ABSTRACT

In the methodology for the analysis of engineering production control of oil producing wells, it is presented an integral system to carry out optimization studies of production in oil wells, being a tool that provides a standard, logical and inductive method which facilitates the tracking of the information, in which the production engineer can come up with a diagnostic in a particular event or case taking into account their background and previous recommendations, based on a systematic approach to avoid confusion in defining the problem and false assumptions that hinder the decision-making.

The methodology proposes to follow a procedure which is the same for any type of production method, whether it is natural or artificial, where the engineer performs a theoretical analysis of the information of the oil well and compares it with the actual field data, based on simple and particular methods of each system, in order to identify the existence of any change that affect the production positively or negatively. Once it is known the existence of an anomaly, the engineer is free to choose the method of analysis; either manually or computer program in order to identify the change and the cause which originates it; flexibility offered by the methodology to be standard.

To carry out a reliable diagnosis once the anomaly is identified, the engineer must look for the record or the history of this, in the monitoring of the well or well field in order to base the decision on experience and previous work, this leads you easily to solve or work out the problem by implementing the action taken to remedy or prevent the same anomaly in previous cases, where its effectiveness has been tested and validated, or, in contrast to the experience serves to rule out an action which is theoretically right but once it is implemented does not take the expected effect, or leads to get further problems; so the methodology helps us to avoid falling into past mistakes that may generate loss of time, money and why no, security flaws.

When the engineer considers having one or more actions which meet the need, the methodology requires an operational and economical analysis of technical feasibility, to choose the best option and the most convenient for the company. But, to know the actual performance of the action which has been taken, it is necessary to implement it in the field and make the appropriate technical-operational tests, which must be reported in the monitoring of the oil well in the methodology in order to serve as support and expertise for new events or cases.

INTRODUCCIÓN

En el área de control de producción en la industria del petróleo es indispensable contar con una metodología generalizada en el estudio del comportamiento del pozo para identificar anomalías que afectan la tasa de producción y por ende en los intereses económicos de la compañía.

La mayoría de los métodos de análisis son conducidos por una metodología, la cual es la base esencial de los programas computacionales que facilitan al ingeniero a encontrar soluciones fundamentales. El papel de los métodos de análisis, es asistir al analista para que pueda dar una descripción precisa e independiente del problema y llegar a una toma de decisiones acertada. La utilización de una metodología adecuada y generalizada permite definir el problema real, tomar una decisión sabia y evitar soluciones desviadas a este, se trata de un proceso lógico y analítico de naturaleza sistemática, secuencial y cíclica que exige una actualización constante, orientada hacia los resultados.

Este proyecto plantea el desarrollo de una metodología de análisis en el área de ingeniería de control de producción de crudo, ofreciendo un método estándar, lógico e inductivo que facilita el seguimiento de la información, con el cual el ingeniero de producción pueda llegar a un diagnóstico en un determinado caso teniendo en cuenta antecedentes y recomendaciones previas, basado en un enfoque sistemático que evite confusiones en la definición del problema y presunciones falsas que entorpezcan la toma de decisiones.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar e implementar una metodología basada en un protocolo de técnicas de análisis de control para el estudio de ingeniería de producción en pozos productores de crudo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Clasificar las condiciones y variables de los métodos convencionales de extracción de crudo necesarias para desarrollar la metodología de ingeniería de control de producción de pozos de petróleo.
- Levantar el diagrama de procesos del análisis de ingeniería de control utilizado para la valoración de deficiencias y facilidades de producción.
- Desarrollar una metodología de procesos que mediante un protocolo estándar, lógico e inductivo facilite analizar y realizar seguimiento al comportamiento de la producción de un pozo de crudo.
- Diseñar una herramienta de cómputo basada en la metodología desarrollada, para ayudar en el análisis de ingeniería de control de producción de pozos de crudo y revisar su desempeño mediante una prueba piloto.

2. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

El propósito de la ingeniería de petróleos es obtener y llevar hidrocarburos de su estado original en el yacimiento al tanque de almacenamiento o a las líneas de ventas y/o refinería. El movimiento o transporte de esos fluidos requiere energía para superar las pérdidas de fricción en el sistema y levantar los productos hasta la superficie para conducirlos a separación y tratamiento, proceso en el que puede existir pérdidas de energía y/o presión debido a diferentes causas que se reflejan en la producción, haciendo complejo su análisis.

Los métodos de producción hacen referencia a la fuente de energía para hacer llegar el fluido a superficie; se clasifican en flujo natural y levantamiento artificial, este último comprende el bombeo mecánico, bombeo electrosumergible (BES), bombeo por cavidades progresivas (BCP) entre los más usados.

2.1 FLUJO NATURAL

Cuando el fluido sale de la formación con la suficiente energía para llegar a la cabeza del pozo, a través de la tubería de producción y luego al separador por medio de la línea de superficie con las condiciones de presión requeridas, se dice que es flujo natural, esto se refiere a que el único tipo de energía con el que se cuenta para la extracción de hidrocarburos, es la proporcionada por el mismo yacimiento debido a su mecanismo de empuje.

El método de producción no se puede separar del comportamiento del yacimiento y el sistema de tuberías, debido a esto no puede ser manejado de manera independiente. La cantidad de petróleo y de gas fluyendo en el pozo desde el yacimiento, depende de la caída de presión en el sistema de tuberías y esta a su vez depende de la cantidad de fluido fluyendo. Por lo tanto, el sistema de producción completo debe ser analizado como una unidad.

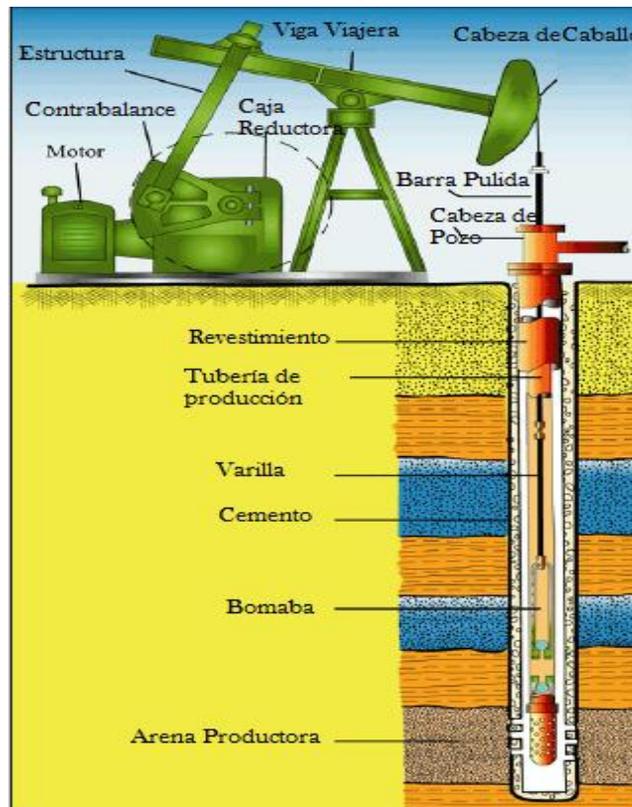
Como la caída de presión a través de cualquier componente varía con la rata de producción, esta será controlada por los componentes seleccionados. La selección y el tamaño de los componentes individuales es muy importante, un cambio en la caída de presión en uno podría cambiar el comportamiento de la caída de presión en los demás. Esto ocurre porque el flujo de fluido es comprensible y por lo tanto, la caída de presión en un componente particular depende de la rata de flujo y la presión promedio que exista en el componente.

2.2 METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Existen varias formas de suministrarle energía al pozo para ayudarlo a producir a una tasa dada cuando la energía que posee no es suficiente para producir naturalmente, y/o para producir por encima de la rata que puede a portar el pozo en flujo natural. Los métodos más conocidos son el bombeo mecánico, bombeo electrosumergible (BES) y bombeo por cavidades progresivas (BCP).

2.2.1 Sistema de bombeo mecánico. La función del sistema de bombeo recíprocante accionado por varillas de succión también conocido como bombeo mecánico (ver Figura 1) es levantar los fluidos del yacimiento a la superficie. La bomba de varillas de succión bombea el fluido que fluye de la formación al pozo, disminuyendo la presión en el fondo del pozo y ocasionando un mayor diferencial de presión entre la formación y la cara del pozo, incrementando así la rata de producción.

Figura 1. Sistema de bombeo mecánico.



Fuente www.petroblogger.com

El principio de operación de todas las unidades de balancín es el mismo, un motor hace girar la caja reductora mediante bandas en V, la caja reductora varía el número de revoluciones por minuto mediante un mecanismo de piñones que convierte los bajos torques y altos R.P.M del motor en altos torques y bajos R.P.M requeridos para operar la unidad que transforma el movimiento rotatorio a reciprocante, el cual es transmitido a la bomba por la sarta de varillas.

Durante el movimiento ascendente, el fluido provoca el cierre de la válvula viajera y es transportado a través de la tubería de producción hasta la cabeza del pozo.

Simultáneamente se crea un vacío sobre la válvula estacionaria permitiendo la abertura de esta y por consiguiente la entrada del fluido de formación al barril.

En el inicio de la carrera descendente, el pistón se desplaza a través del fluido que se aloja en la tubería de producción, consecuentemente la válvula viajera se abre y la estacionaria se cierra transfiriéndose de esta manera el fluido del barril a la tubería de producción.

La caída de las varillas en la carrera ascendente no debe ser forzada, prácticamente todo el levantamiento del fluido se realiza durante la carrera ascendente del ciclo de bombeo. Durante la carrera descendente las varillas al caer actúan como una fuerza impulsora para mover la unidad de superficie dotando posteriormente energía durante la carrera ascendente.

El contrabalanceo debe contribuir a la distribución de las cargas y reducir el momento rotacional máximo (torque) durante el ciclo de bombeo. La selección adecuada del efecto de contrabalanceo es uno de los aspectos más importantes del diseño de una instalación de bombeo, un efecto incorrecto somete a cargas excesivas la estructura, los rodamientos, la caja reductora y el motor, limitando su vida útil. Además, el consumo de electricidad es mayor cuando la unidad no está correctamente balanceada.

2.2.2 Sistema de bombeo electrosumergible (BES). El bombeo electrosumergible (ver Figura 2) es muy acertado cuando se requiere levantar grandes volúmenes de fluido. Históricamente ha sido implementado en pozos de agua o pozos con bajos cortes de aceite, los cuales entre sí presentan un comportamiento similar. Debido a lo anterior, este bombeo se ha utilizado en proyectos de inundación con agua.

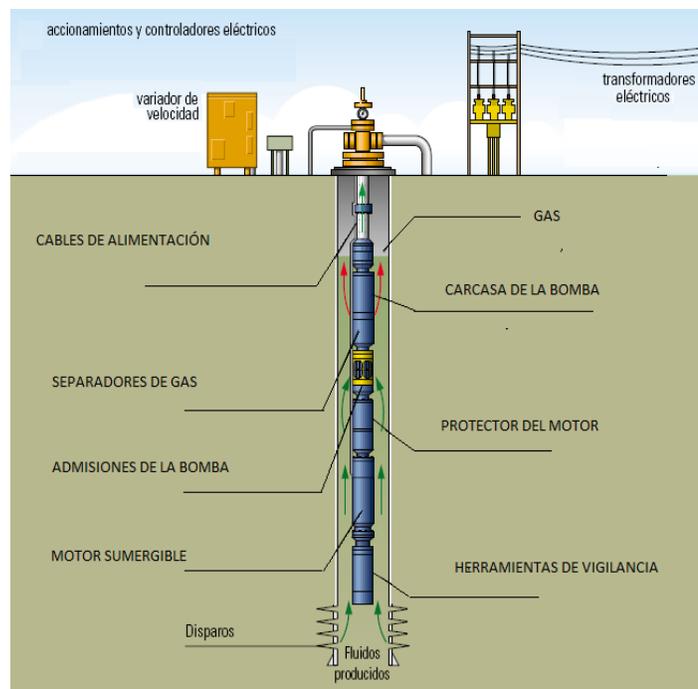
Una bomba electrosumergible está diseñada para manejar grandes cantidades de fluido (hasta 30.000 BFPD a 13.000 pie).

Un sistema de BES utiliza una bomba centrífuga multietapa para suministrar en los impulsores de las etapas energía cinética al fluido del pozo la cual se transformará en altura o “head” en los difusores, el número de etapas dependerá de la altura dinámica total requerida para el levantamiento de la producción del pozo desde la profundidad de asentamiento de la bomba hasta la superficie. La bomba es accionada por un motor eléctrico bipolar trifásico situado por debajo de la bomba en el subsuelo y este a su vez recibe, a través de un cable eléctrico especial, la fuerza electromotriz desde la superficie. La fuente de energía proviene de un arrancador o de un variador de frecuencia que recibe fuerza electromotriz de una red eléctrica existente o de un generador portátil.

La velocidad de bombeo o la velocidad de descarga, es una función de la velocidad de rotación, el número de etapas, la carga dinámica que actúa contra la bomba y la viscosidad del fluido que se está bombeando, estos factores dictaminan la presión diferencial a través del sistema de bombeo y en consecuencia la tasa de flujo; no obstante cada bomba tiene una velocidad de flujo óptima que maximiza la eficiencia y la vida operativa de la bomba.

El hecho de operar dentro de un rango recomendado por el fabricante no garantiza que una operación de bombeo no tenga problemas

Figura 2. Sistema de bombeo electrosumergible.

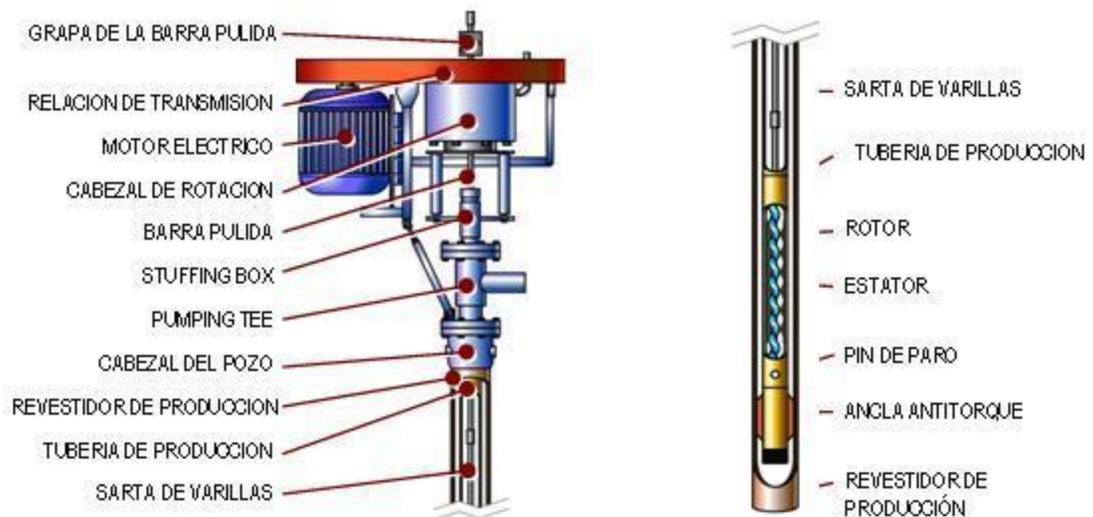


Fuente www.petroblogger.com

2.2.3 Sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP). Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de la sarta desde superficie es dada por el acondicionamiento de una fuente de energía externa que permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo dentro del cual el fluido se desplaza verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema. En la Figura 3 se esquematiza un sistema BCP típico.

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosas con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60% lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento. Ver anexos en la sección generalidades de bombas de cavidades progresivas (BCP).

Figura 3. Sistema de bombeo de cavidades progresivas.



Fuente www.petroblogger.com

En el Cuadro 1 se comparan los sistemas de levantamiento artificial mencionados en diferentes aspectos. Cabe anotar que a mayor profundidad todos los bombeos pierden eficiencia, por lo tanto actualmente se utilizan sistemas de bombeo mixtos.

Cuadro 1. Comparativo de los principales sistemas de levantamiento artificial.

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
CAUDAL	Restringido a profundidades someras usando pistones grandes. Ratas máximas de 4000 bfpd a 1000 pie y 1000 bfpd a 5000 pie	Limitado por la potencia requerida y el tamaño del casing. Con un casing de 5.5. pulg se puede producir 4000 bfpd desde 4000 pie con 240 Hp.	Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m3/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m3/día).
GOR	Reduce la eficiencia volumétrica de la bomba. Puede bombear hasta 400 scf sin ventear el gas.	Se pueden bombear hasta 400 scf/bbl sin ventear el gas.	Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea); Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación)
PROFUNDIDAD	Las varillas y la estructura limitan la producción a determinada profundidad. (500 B/D a 7500 pie).	Limitada por la potencia del motor y la temperatura (10000 pies aprox.)	Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros).

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
VISCOSIDAD DEL CRUDO	Bueno para fluidos < 200 cp y bajos caudales. Se presenta cierto problema en las varillas cuando se bombea a altas ratas; por lo tanto, se recomienda aplicar disolventes	Limitado a fluidos de <200 cp, ya que se reduce la eficiencia de operación del sistema	Habilidad para producir fluidos altamente viscosos (2000-500000) centipoises.
LIMITACIONES DEL CASING	No se pueden levantar altos caudales ya que se requieren pistones grandes. Diámetros de casing pequeños (4.5 y 5.5 pulg) limitan la separación del gas.	El tamaño del casing limita el uso de bombas y motores grandes. Evitar el uso de casing < 4.5 pulg.	Tamaños de casing demasiado pequeños limitan la producción debido a las pérdidas por fricción.
COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE	Aplicable para pozos con casing de 7 pulg.	No se conocen instalaciones con este tipo de completamiento.	Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies lo hacen adecuado a esta condición.

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
FUENTES DE ENERGIA	Puede emplear motores de gas, diesel, gasolina o eléctricos.	No se conocen instalaciones con este tipo de completamiento.	Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies lo hacen adecuado a esta condición.
APLICACIÓN OFFSHORE	Poco aplicable.	Aplicable.	Aplicable.
POZOS DESVIADOS	Se presentan problemas de desgaste debido a la fricción entre la tubería y las varillas. Sin embargo, pozos altamente desviados están siendo producidos por este mecanismo.	No presenta gran cantidad de problemas; la experiencia en pozos horizontales es limitada.	Es común su uso. Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
LIMITACIONES DE TEMPERATURA	Excelente: resiste temperaturas hasta de 550 °F	Limitada a temperaturas < 250 °F para cables y motor standard y temperaturas < 325 °F para cables y motor especial.	Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C)

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
PRODUCCIÓN DE ARENAS Y SÓLIDOS	<p>La producción de arena y sólidos deteriora el barril y el pistón de la bomba. Se pueden manipular por encima de 0.1 % de sólidos con bombas especiales.</p>	<p>La producción de arena y sólidos deteriora los impulsores y difusores de la bomba. Puede bombear concentraciones de sólidos < 200 ppm.</p>	<p>Habilidad para producir con altas concentraciones de arena; Muy buena resistencia a la abrasión.</p>
MANIPULACIÓN DE PARAFINAS	<p>Regular a buena. Se pueden implementar tratamientos de inyección de agua o aceite caliente y/o el uso de cortadores o solventes pero esto incrementa los costos de operación.</p>	<p>Regular. Se pueden implementar tratamientos de inyección de agua o aceite caliente, el uso de cortadores mecánicos y/o inhibidores.</p>	<p>Excelente: permite el tratamiento de parafinas sin necesidad de la utilización de equipos complejos que aumente el costo.</p>

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
MANIPULACIÓN DE PARAFINAS	Regular a buena. Se pueden implementar tratamientos de inyección de agua o aceite caliente y/o el uso de cortadores o solventes pero esto incrementa los costos de operación.	Regular. Se pueden implementar tratamientos de inyección de agua o aceite caliente, el uso de cortadores mecánicos y/o inhibidores.	Excelente: permite el tratamiento de parafinas sin necesidad de la utilización de equipos complejos que aumente el costo.
MANIPULACIÓN DE LA CORROSIÓN	Buena a excelente. El tratamiento de inhibidores es usado frecuentemente para controlar la corrosión.	Buena. Los tratamientos de corrosión son fáciles de realizar. Ambientes corrosivos afectan considerablemente el sistema.	Buena. Los tratamientos de corrosión son fáciles de realizar. Ambientes corrosivos afectan considerablemente el sistema

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
INSPECCIÓN	Excelente. Pueden ser analizadas pruebas de pozo y niveles de fluido con la ayuda de dinamómetros y registros sónicos manuales, automáticos o manejados por computador.	Regular. Es posible realizar inspecciones eléctricas, pero se necesita de equipo especial.	Regular. Es posible realizar inspecciones eléctricas, pero se necesita de equipo especial.
COMPLETAMIENTO EN HUECO ESTRECHO	Factible para bajos caudales (<1000 BPD) y bajos GOR (>250) con tubing de 2" pulg nominal.	No se conocen instalaciones de este tipo	Factible
PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA	Puede operar pozos con presiones < 25 psi.	Puede operar eficientemente con presiones > 25 psi. La eficiencia disminuye cuando se manipula más del 5% de gas libre.	Puede operar eficientemente con presiones > 25 psi. La eficiencia disminuye cuando se manipula más del 5% de gas libre.

Cuadro 1. (Continuación)

CARACTERÍSTICA	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
COSTO CAPITAL	Moderado. Incrementa con la profundidad y el tamaño de las unidades.	Moderado a alto; si hay disponibilidad de corriente eléctrica bajan los costos. Los costos incrementan a medida que incrementan los requerimientos de potencia.	La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.
COSTOS DE OPERACIÓN	Muy bajos para profundidades bajas a medias (<7500 pies) y para bajos caudales (<400 BPD)	Varían: si la potencia es alta, los costos de energía son altos	Bajo. Se ahorra energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales. El sistema de accionamiento Es eficiente a causa de que la varillas de bombeo solo giran.

3. VARIABLES Y/O CONDICIONES QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA EN EL ANALISIS DE CONTROL DE PRODUCCION

Para poder desarrollar una metodología que sea compatible con todos los sistemas de levantamiento nombrados anteriormente es necesario conocer las condiciones y variables generales que se tienen en cuenta en un estudio de ingeniería de control de producción, ya sean del campo en general como de cada uno de los pozos; así como también las variables y condiciones particulares de cada método de producción.

3.1 CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES

Como primera medida se tienen las variables y condiciones generales del campo, estas son las condiciones iniciales y las características del fluido producido. Luego se dispone de la información general de cada pozo en particular donde encontramos las condiciones del pozo y el historial de producción.

3.1.1 Condiciones y variables generales del campo. Para el análisis de producción es indispensable contar con la información detallada del campo, la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento, la calidad y composición de los fluidos, el método de recobro en el que se encuentra o produce el yacimiento ya que esta información es una herramienta indispensable para identificar pérdidas de producción a causa de daño en la formación productora o depleción del yacimiento.

Las condiciones y variables generales son mostradas a continuación en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Condiciones y variables del campo.

CONDICIONES Y VARIABLES DEL CAMPO	Historial	Condiciones iniciales	Índice de productividad (IPR)	
			Presión y temperatura iniciales	
			Cantidad de gas en solución inicial (Rsi)	
		Histórico de producción	BFPD	
			BOPD	
			GOR	
			BWPD	
	Características de los fluidos	Viscosidad		
		Temperatura		
		Cantidad de gas en solución (Rs)		
		Gravedad del fluido		
		BSW		
		Bo, Bw y Bg		
		Composición del fluido	Parafinas y asfáltenos	
			Corrosión (CO ₂ y H ₂ S).	
			NaCl, CaCO ₃ , CaSO ₄ , BaSO ₄ , SrSO ₄ , FeCO ₃ , FeS, Fe(OH) ₂ , Fe(OH) ₃ , F ₂ O ₃	
		Contenido de abrasivos.		
Métodos de recobro				
Presión promedio de yacimiento (psi)				

3.1.2 Condiciones y variables generales del pozo. Algunas variables y/o condiciones son comunes entre los diferentes métodos de producción (flujo natural y métodos de levantamiento artificial) esto ayudara a obtener un solo camino que nos facilite el objetivo final de este trabajo que es llegar a una metodología única para los distintos sistemas de levantamiento. En el Cuadro 3 se muestra las condiciones y variables generales para los pozos.

Cuadro 3. Condiciones y variables generales del pozo.

Condiciones y Variables Generales del Pozo	Condiciones del pozo	Presión de pozo fluyendo (Pwf)		
		Presión del tubing en cabeza de pozo (Pth)		
		Presión del casing en cabeza de pozo (Pch)		
		Presión diferencial		
		Rata de producción (Q)		
		Nivel de fluido		
		Temperatura de fondo		
		Estado mecánico del pozo	Profundidad del pozo	
			Diámetro de tubing y casing	
			Porcentaje de diámetro perdido por scale en tubing	
	Arreglo de tubería			
	Desviación del pozo			
	Historial del pozo	Condiciones iniciales del pozo	Índice de productividad (IPR)	
			Presión y temperatura iniciales	
			Cantidad de gas en solución inicial (Rsi)	
		Historico de producción:	BFPD	
			BOPD	
			BWPD	
GOR				
Características de diseño, estado del equipo.				
Histórico de trabajos de subsuelo y superficie.				

3.2 CONDICIONES Y VARIABLES PARTICULARES DE CADA MÉTODO DE PRODUCCIÓN

Como cada método de extracción de petróleo opera de diferente forma, obligatoriamente se tienen distintas condiciones y variables que serán complementarias a las anteriormente citadas como generales del pozo y que de igual manera hace parte del análisis incluido en la metodología.

3.2.1 Flujo natural. Debido a la simplicidad de este método de producción, el diámetro del estrangulador es la variable más importante; las otras variables como la presión, temperatura y pruebas de presión, se encuentran dentro de las condiciones y variables generales del pozo.

3.2.2 Levantamiento artificial. Las variables particulares para el levantamiento artificial se encuentran al realizarse un estudio de las condiciones de operación de cada método de producción. Es necesario aclarar que en este proyecto se ha trabajado con los métodos de producción artificial más utilizados en Colombia (bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y bombeo de cavidades progresivas), pero esto no limita el alcance de la metodología ya que es aplicable a cualquier método teniendo en cuenta las variables y condiciones particulares.

A continuación, en el Cuadro 4, se presentan las condiciones y variables de cada uno de los métodos de levantamiento tratados en este documento.

Cuadro 4. Condiciones y variables particulares de los sistemas de levantamiento artificial.

TIPO DE LEVANTAMIENTO	CONDICIONES	VARIABLES
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	Número de etapas	La velocidad de bombeo o la velocidad de descarga
	Temperatura de operación del motor	Presión de entrada a la bomba
		Presión y temperatura de descarga de la bomba
	Altura de elevación del fluido por etapa	Revoluciones por minuto del motor (RPM)
	Tipo de cable	Potencia del motor
		La vibración del motor
La corriente de operación del motor		
BOMBEO MECÁNICO (BM)	Profundidad de asentamiento de la bomba	Velocidad de bombeo (SPM)
	Tipo de bomba	Revoluciones por minuto del motor (RPM)
	Tamaño del pistón (diámetro)	Tensión de la varilla pulida (carga en la estructura de la unidad y las varillas)
	Sumergencia y llenado de la bomba	
	Accesorios en fondo (empaques, anclas, sensores, etc.)	Longitud del stroke
	Potencia del motor	
	Balaceo	
	Nivel de fluido en tubing y anular	
	Carga en la caja reductora	
BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	Excentricidad	Revoluciones por minuto (RPM)
	Numero de etapas	
	Material del estator	Potencia al freno (BHP)
	Potencia del motor (HP)	Frecuencia de operación (Hz)
	Diferencia entre rotor y estator (ajuste)	
	Porcentaje de aromáticos que contiene el aceite.	

4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN

Muchas organizaciones manejan sus operaciones mediante la aplicación de un sistema de procesos y sus interacciones, que se puede denominar como “enfoque basado en procesos”. La metodología de análisis de control de producción es una adaptación de la metodología PHVA, es un modelo cíclico que obedece a la ruta marcada por el modelo (planear, hacer, verificar y actuar), que inicia en el proceso de verificación del comportamiento del pozo y mediante ella se diagnostica una acción, la cual en el departamento de ingeniería se planifica para poder ser implementada; de esta manera se cumple con el ciclo marcado por la metodología PHVA.

La metodología no pretende ser una herramienta que sirva sólo para la solución de problemas, sino una herramienta de seguimiento, que permita mediante un análisis de variables y condiciones, llegar a un diagnóstico donde se identifique el comportamiento, las anomalías y oportunidades del sistema, según sea el caso.

La ventaja de esta metodología es que no obliga en ningún momento a una decisión determinada, lo que ofrece es una herramienta guía que muestra el camino para llegar a una buena toma de decisiones, basada en la comparación y análisis del estudio actual de una situación particular, con el historial de seguimiento donde se compila los diagnósticos y recomendaciones anteriores de dicha condición de estudio; de esta manera el interprete puede evaluar las acciones anteriores tomadas para el caso, sacar conclusiones y tomar una decisión certera y sustentada.

Es importante tener en cuenta que cada método de producción cuenta con diferentes herramientas de computo y/o procedimientos de análisis de variables y condiciones propios del sistema; por esta razón la metodología no hace referencia a ninguno en particular, haciéndola compatible con todos.

4.1 PASOS DE LA METODOLOGÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentan los pasos a seguir de la metodología de control de producción.

- 1.** Identificar el área de estudio. Características y condiciones relevantes del campo y el pozo.
- 2.** Identificar el método de producción del pozo.
- 3.** Identificar variables y condiciones particulares del método de producción.
- 4.** Identificar variables y condiciones que se puedan controlar.

5. Análisis de variables; aplicar el modelo de análisis de control de producción y comparar los datos obtenidos con los datos reales.
6. Validar comportamientos; identificar oportunidades o detectar anomalías y sus causas.
7. Buscar antecedentes del hallazgo y sus causas.
8. Formular una o más acciones correctivas, preventivas u opción de mejora.
9. Realizar un análisis técnico, operativo y económico de la o las acciones; elaborar un cuadro comparativo y elegir la acción más factible (acción óptima) que satisfaga las necesidades del sistema.
10. Implementar la acción elegida en el análisis teórico de variables “paso 5” para reevaluar el comportamiento del pozo. Continuar con el proceso.
11. Formular observaciones y recomendaciones pertinentes
12. Realizar seguimiento del comportamiento del pozo y monitoreo de las variables modificadas.

4.1.1 Descripción de la metodología de control de producción. Cada uno de los pasos son explicados a continuación, además de ser expuesto en el diagrama de flujo en la Figura 4 que facilita la comprensión de la metodología.

1. Identificar el área de estudio.

Es necesario conocer la información general y actualizada del campo y los pozos, pues basada en esta el analista debe fundamentar su análisis teórico.

La información que se debe revisar en este paso es:

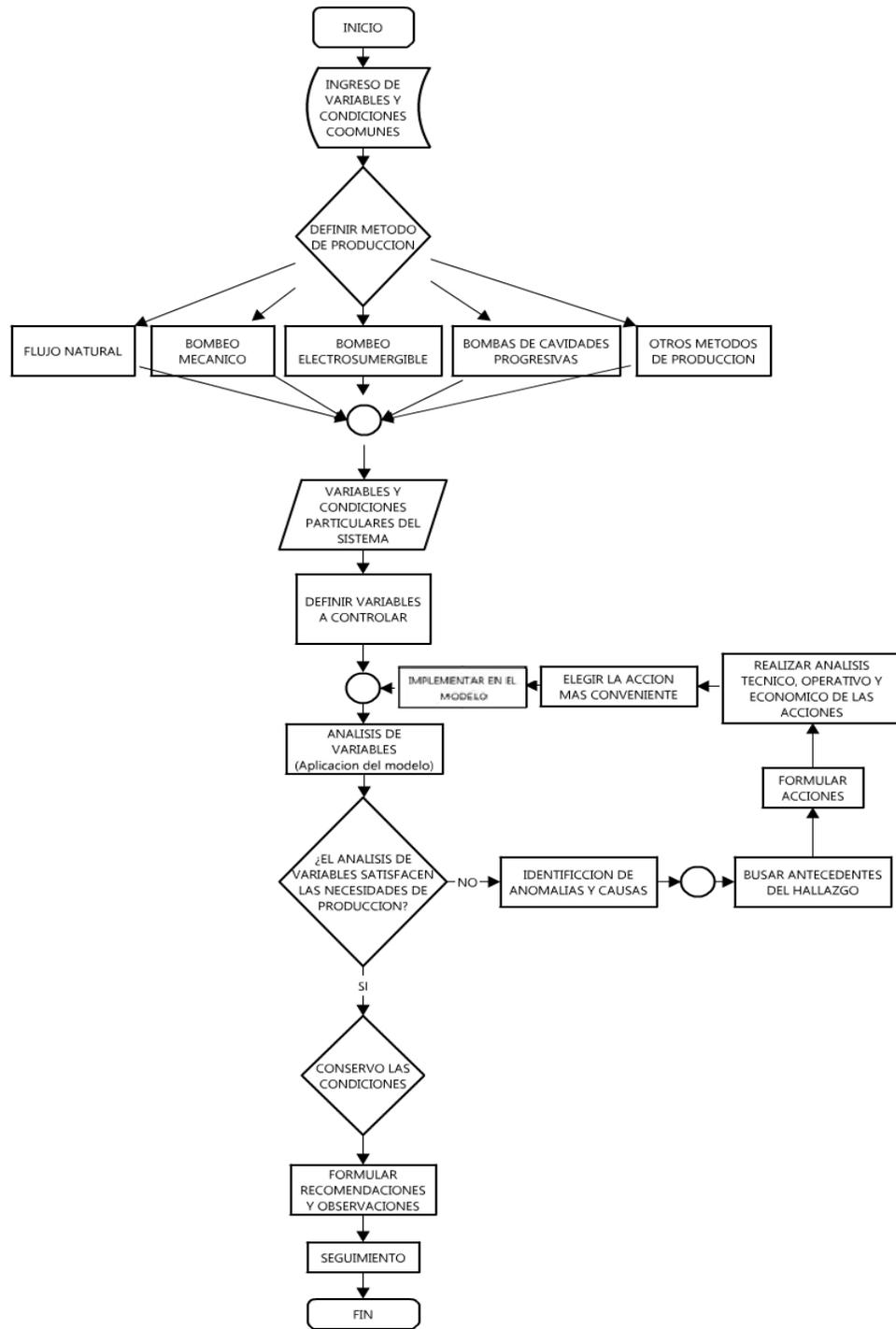
- **Información general del campo**

- Nombre
- Ubicación
- Fecha de inicio de producción
- Pozos productores que lo conforman
- condiciones y variables generales del campo. (Ver numeral 2.1.1).

- **Información general del pozo.**

- Nombre
- Ubicación
- Fecha de inicio de producción
- Condiciones y variables generales de los métodos de producción. (ver numeral 2.1.2)
- Trabajos relevantes realizados e información especial (lecciones aprendidas, particularidades del pozo, etc.)

Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología de análisis de control de producción



2. Identificar el método de producción del pozo.

Aunque la metodología es general, es indispensable identificar el método de producción para poder realizar el estudio teórico con los modelos particulares.

3. Identificar variables y condiciones actuales del método de producción.

Se debe contar con los datos actualizados de variables y condiciones particulares de cada método de producción (ver numeral 2.2 “condiciones y variables particulares de cada método de producción”), además de los datos actuales del histórico de producción y trabajos de pozo.

4. Identificar variables y condiciones que se puedan controlar.

Es necesario definir la o las variables a controlar para poder aplicar el método teórico de análisis de datos.

5. Análisis de variables (comparación de los datos obtenidos teóricamente con los datos reales).

Este paso está conformado por dos procesos muy importantes, el primero es la prueba ácida la cual indica la presencia de una anomalía en el comportamiento de la producción y el segundo proceso es la aplicación del modelo y/o método que define el tipo de anomalía.

- **Prueba Ácida**

La prueba ácida es un proceso obligatorio dentro de la metodología de control de producción ya que este indica la presencia de una anomalía en el comportamiento de la producción a la cual es necesaria realizarle un análisis más específico. Cuando en la prueba ácida no se identifica la presencia de una anomalía, el usuario debe de continuar en el paso 11 de la metodología.

Cada método de producción según su tipo, equipo de subsuelo y superficie, fuente de energía, forma de extracción de los fluidos lo caracteriza diferentes condiciones y variables lo cual impide hacer esta prueba ácida estándar para los diferentes métodos.

A continuación se muestra la prueba ácida utilizada en este proyecto para cada uno de los métodos de producción aquí citados.

Flujo Natural

En este método de producción debido a su simplicidad la prueba ácida se realiza con base en la grafica de la IPR que nos muestra la rata de producción a una determinada presión y la TPR la rata de producción dada a una restricción o estrangulador.

Bombeo Mecánico

Para aplicar la prueba ácida¹ en un pozo con sistema de bombeo mecánico es necesario contar con la siguiente información:

Q = Tasa de Flujo (Bl/Dia)

N = Velocidad de bombeo (SPM)

Sp = Longitud del stroke (pulg)

Dp= Diámetro del pistón (pulg)

Valor Máximo

$$Q = 0.1166 \times N \times Sp \times Dp^2$$

Valor Mínimo

$$Q = 0.1166 \times Sp \times N \times Dp^2 \times Ef$$

Si el valor real de la rata de produccion en dias está dentro del rango (maximo y minimo) el comportamiento de la produccion del pozo es normal, pero si este no se encuentra dentro de dicho rango nos indica que existe una anomalia en el sistema y es necesario realizarle un estudio mas detallado.

¹ ECUACIONES 1 Y 2: "MEJORES PRÁCTICAS DE CAMPO, INCREMENTANDO LA EFICIENCIA DEL BOMBEO MECÁNICO". Noviembre 1999. Vol. 220 No. 11

Bombeo de Cavidades Progresivas

Para aplicar la prueba ácida² en un pozo con BCP es necesario contar con la siguiente información:

D= Diámetro del Rotor (pulg)
e= Excentricidad (pulg)
P= Paso del Estator (pulg)
Q= Tasa de Flujo (Bls/Dia)
N= Velocidad de Operación (RPM)
K = Constante (5.94 x 10⁻¹)

Valor Máximo

$$Q = K \times D \times 4e \times P \times N$$

Valor Mínimo

$$Q = K \times D \times 4e \times P \times N \times E_f$$

Si el valor real de la rata de produccion en dias está dentro del rango (maximo y minimo) el comportamiento de la producción del pozo es normal, pero si éste no se encuentra dentro de dicho rango nos indica que existe una anomalía en el sistema y es necesario realizarle un estudio mas detallado.

Bombeo Electrosumergible

Para el caso del bombeo electrosumergible la prueba ácida requiere realizar un análisis del comportamiento de la producción diaria, la presión de entrada de la bomba, carga dinámica total (TDH), frecuencia (Hz) y potencia (Hp) respecto el tiempo. También es importante tener en cuenta la curva dada por el fabricante de la bomba, la vida útil y requerimientos de esta.

² ECUACIÓN 3 Y 4: WEATHERFORD. "ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS HAND BOOK".

- **Método Teórico de Análisis de Datos**

Cuando se ha determinado mediante la prueba ácida la presencia de una anomalía es necesario continuar el proceso con la aplicación del método.

El método teórico de análisis de datos, es libre de escoger según sea el criterio del intérprete; pues para cada método de producción existen diferentes programas de cómputo y modelos manuales que calculan el comportamiento de las condiciones del pozo.

Una vez el usuario ha aplicado el método de su escogencia se realiza la comparación de los resultados de este estudio con los datos reales.

Cuando no se determina una anomalía en la prueba ácida el proceso pasa al paso 11.

6. Validar comportamientos, identificar oportunidades o detectar anomalías.

En este paso el analista debe de interpretar los resultados del paso 4, e identificar el o los hallazgos (comportamientos, oportunidades y anomalías), así como formular una hipótesis de las causas que lo generaron.

De esta manera se puede inferir la anomalía que presenta el sistema y determinar la condición actual, resolviendo interrogantes que se presentan en el Cuadro 5 y que algunos de estos interrogantes se resuelven en superficie mediante pruebas de laboratorio, medición de flujo en facilidades de superficie (Ver anexo C), registros de presión, etc.

Cuadro 5. Interrogantes en el análisis de control de producción.

ASPECTO	INTERROGANTE
Calidad de la Información	<ul style="list-style-type: none"> · ¿La información disponible es confiable? · ¿Los datos de laboratorio están confirmados? · ¿La muestra es representativa? · ¿Se descartan problemas de adquisición de datos?
Comportamiento actual de la producción Vs Histórico e IPR	<ul style="list-style-type: none"> · ¿Es anómalo el comportamiento comparado con el histórico? · ¿Existe ajuste de datos de producción con la curva IPR?
Estudio de presiones	<ul style="list-style-type: none"> · ¿Cuál es la presión de yacimiento? · ¿Cuál es la presión dinámica de fondo del pozo? · ¿Cuál es la tasa de restauración de presión? · ¿Hay algún daño de formación? · ¿Cuál es la presión en cabeza del casing (CHP) y como varía con el tiempo? · ¿Cuál es la presión en cabeza de tubing (Pth)?
Registro de nivel de fluido	<ul style="list-style-type: none"> · ¿Hay líquido por encima de la bomba? · ¿A qué profundidad esta el nivel de fluido? · ¿Está el nivel de líquido aumentando o disminuyendo? · ¿Hay gas fluyendo por el anular? , ¿A qué rata?

7. Buscar antecedentes del hallazgo y sus causas.

Se debe revisar el seguimiento del pozo o los pozos del campo, respecto al hallazgo y sus causas teniendo en cuenta observaciones y acciones tomadas frente a la misma circunstancia (ver Cuadro 6).

Es importante resaltar que en el Cuadro 6 debe ser retroalimentada según las experiencias obtenidas del pozo y/o campo de estudio a través del tiempo y uso de esta.

Cuadro 6. Anomalías más frecuentes en los métodos de producción.

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Baja eficiencia de extracción	Tiempo excesivo de vida de la bomba, daño en la bomba, daño en la tubería, desgaste de la bomba, bloqueo de la bomba, menor SPM que lo requerido.	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar nuevas pruebas de producción para determinar la tasa de flujo correcta. - Circular el pozo. - Profundizar la bomba según sea adecuado por la condiciones del pozo. - Elabore un diagnostico del sistema. - Disminuir la velocidad de la bomba o instalar una bomba con mayor capacidad volumétrica. - Limpiar perforación o recañonear. - Reemplazar las partes dañadas.
Reducción de diámetro	Incrustaciones, depositaciones de scale	<ul style="list-style-type: none"> - Control sistematizado de scale - Limpieza de tubería - Cambio de tubería
Desgaste en el equipo	Debido a la producción de sólidos abrasivos como arena de formación e incrustaciones.	Minimizar la producción de arena a través de prácticas de terminación y producción optimizadas, incluyendo la supervisión del sistema de levantamiento.
Fallas de diseño y mantenimiento	Un diseño inadecuado del equipo puede causar una distribución inadecuada de los esfuerzos.	Realizar un diseño apropiado teniendo en cuenta las condiciones del sistema que reducen anomalías, Sin embargo los parámetros iniciales pueden variar a medida que las condiciones del pozo cambian o se ejecutan trabajos de mantenimiento.

Cuadro 6. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Daños ocasionados a los equipos y partes en superficie	Debido a malas técnicas de transporte e instalación de los equipos o partes del sistema	Acoger las recomendaciones dadas en el protocolo dado por la empresa para este tipo de actividades.
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de agua - Bajo pH - Potencial de oxidación alto - Alta temperatura - Alta velocidad del fluido - Alta concentración de sal - Gases disueltos 	Los métodos más comunes para prevenir la corrosión son: recubrimientos sobre partes o equipos, inhibidores de corrosión, protección catódica y seleccionar aleaciones aptas para el medio.
Interferencia por gas.	Presencia de gas debido a caídas de presión por debajo del punto de burbuja o inyección para mejorar el recobro.	<p>La acción recomendada es parar la unidad y si es posible, desahogar el anular a la fosa y observarlo por unas cuatro horas.</p> <p>Luego, arrancar la unidad con el anular hacia la fosa y realizar una prueba de presurización.</p> <p>Si esto no resulta, es preferible parar la unidad con el anular hacia la línea de flujo y reportarlo al centro de control.</p>

Cuadro 6. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Obturación y cavitación en la bomba	Cuando el volumen de gas se aproxima al 10% por volumen se puede producir obturación por gas	<ul style="list-style-type: none"> - Elevar la presión de admisión de la bomba más para evitar que se forme gas libre en el fondo del pozo. - Reducir el régimen de producción o emplazando la bomba a una posición más baja dentro del pozo es una forma de incrementar la presión de admisión. - Instalar un dispositivo de tratamiento de gas o separador.
Fallas en el motor ocasionado por daños en los sistemas de aislamiento y sellado	Altas temperaturas	<ul style="list-style-type: none"> - Controlar el nivel dinámico del pozo - Controlar la velocidad de bombeo - Controlar la presencia de sal y gases corrosivos.

NOTA: la metodología ofrece un listado de cambios en el sistema con sus respectivas causas y sugerencias de control, es importante resaltar que en este listado sólo se muestran algunos cambios como ejemplo para el usuario y que es propósito de esta metodología la alimentación de dichos cambios por parte del seguimiento que ella ofrece.

8. Formular una o más acciones correctivas, preventivas u opción de mejora. El intérprete, basado en su análisis efectuado en los pasos anteriores, debe de enunciar una acción que satisfaga la necesidad.

9. Realizar un análisis Técnico, Operativo y Económico (T-O-E) de las acciones postuladas a optimizar el sistema para determinar la viabilidad de éstas.
 Para hacer más fácil este análisis la metodología propone visualizar los resultados en un cuadro comparativo como el que se expone a continuación (ver Cuadro 7), que ofrece la posibilidad de realizar una valoración cuantitativa (V. Cuanti) y cualitativa (V Cual) de la o las acciones que satisfacen la necesidad del pozo descritas por el usuario y que según su

criterio fundamentado en los resultados del análisis del método y antecedentes de la anomalía calificará como beneficio esperado (Be).

Cuadro 7. Comparativo para evaluar la viabilidad de las acciones.

ACCION	TECNICO (T)		OPERATIVO (O)		ECONOMICO (E)		Be	OBSERVACION
	V. Cual	V. Cuanti	V. Cual	V. Cuanti	V. Cual	V. Cuanti		

Para el análisis T-O-E se requiere dar un método de valoración cualitativa donde el usuario tiene la oportunidad de describir las razones por las cuales considera como viable o no viable la acción y un método de valoración cuantitativa en la que se asignara una calificación de 1 a 5 a la acción, cuyos valores y significados se muestran en el Cuadro 8

Cuadro 8. Valores y significados del método de valoración cuantitativa.

CALIFICACION	SIGNIFICADO
5	Excelente
4	Bueno
3	Aceptable
2	Malo
1	Muy malo

Como resultado de esa valoración obtenemos un beneficio esperado (Be) que es básicamente la sumatoria de la calificación cuantitativa otorgada por el usuario donde la acción con mayor BE es la opción óptima que integra la viabilidad técnica, económica y operacional podría ser aplicada en campo.

Las acciones con menor valor podrían ser puestas a consideración más adelante o definitivamente serian descartadas según criterio del ingeniero basándose en la calificación de Be. (Ver Cuadro 9)

Beneficio Esperado:

$$Be = T + O + E$$

Cuadro 9. Interpretación del resultado del Be

Be	SIGNIFICADO
10 - 15	Optimo
7 - 9	Medio
≤ 6	Pobre

10. Implementar la acción elegida en el análisis teórico de variables “paso 5” para reevaluar el comportamiento del pozo.

Se reevaluar las variables particulares del pozo para confirmar que la acción a tomar es la más conveniente. Continuar con el proceso como se describe en el diagrama de flujo.

11. Formular recomendaciones y observaciones pertinentes

12. Realizar seguimiento.

Es importante una vez definida y aprobada la acción realizar un monitoreo del pozo y analizarlo con esta metodología, con una periodicidad de 30 días.

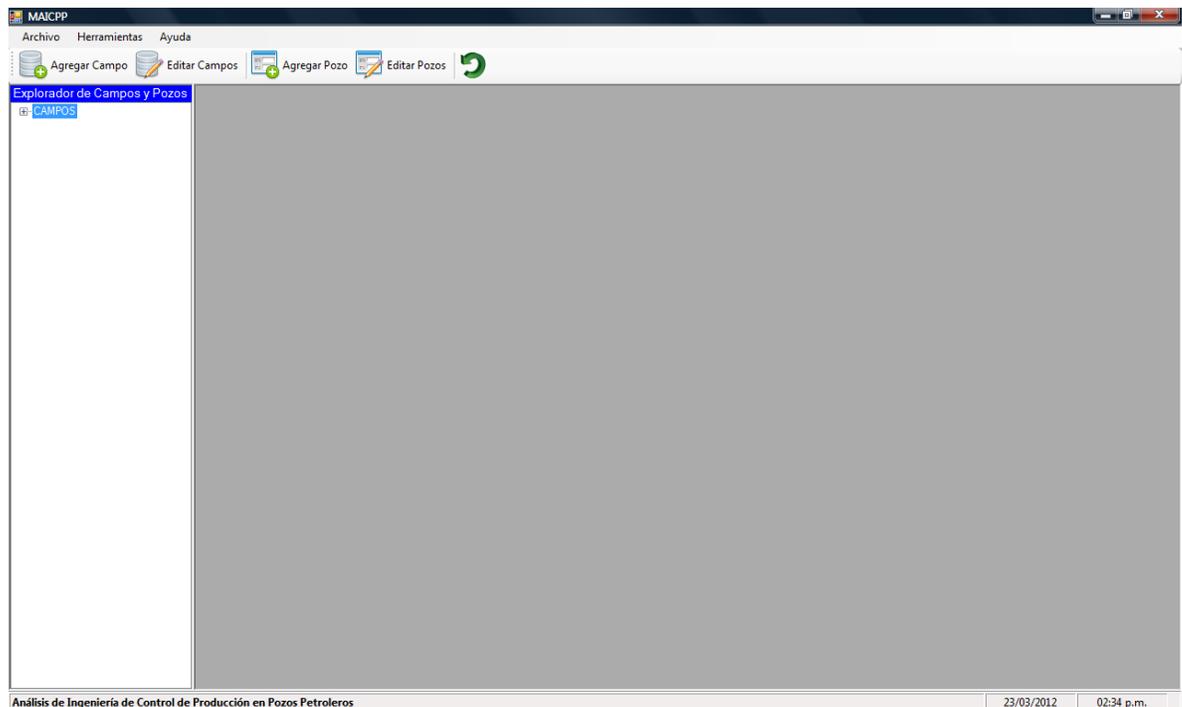
NOTA: Es obligatorio alimentar la base de datos del Cuadro 6 para así tener un nutrido historial de antecedentes.

5. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE COMPUTO MAICPP

La MAICPP fue desarrollada en el lenguaje de programación Visual Basic en la plataforma Visual Basic 2008 Express, en este se muestra la información básica del campo y sus pozos, así como los procesos llevados a cabo en el análisis de ingeniería de control de un pozo productor de crudo, esto permite que el usuario interactúe con todos los elementos que allí se sitúan con el fin de identificar y analizar cambios en el comportamiento de la operación.

El diseño de la herramienta consta para mayor facilidad del usuario de una barra de menú, por debajo de esta se encuentra la barra de herramientas y al lado izquierdo de la ventana se encuentra el panel de control. Al pasar el cursor del ratón encima de un botón de la barra de herramientas o por encima de un icono en el panel de control se mostrará una breve descripción de la correspondiente función del botón. La barra de desplazamiento que se encuentra al lado derecho permite desplazarse a lo largo de las gráficas cuando la escala de profundidad es modificada (zoom vertical). A continuación en la figura 5 se muestra la ventana de inicio del MAICPP.

Figura 5. Ventana de inicio **MAICPP**.



- **Barra de menú**

Archivo Contiene las opciones **Abrir** y **Cerrar** la aplicación y **Generar Reporte**.

Herramientas Esta opción despliega una lista de la barra de herramientas.

Ayuda Esta opción muestra el manual de ayuda del usuario.

- **Barra de herramientas**



Agregar campo con este botón el usuario puede crear una plantilla que permite agregar los datos de un nuevo campo de crudo.



Editar campo con esta opción se puede editar los datos que se deseen actualizar a un campo ya creado.



Agregar pozo con este botón el usuario puede crear una plantilla que permite agregar los datos de un nuevo pozo productor de crudo.



Editar pozo con esta opción se puede editar los datos que se deseen actualizar a un pozo ya creado.

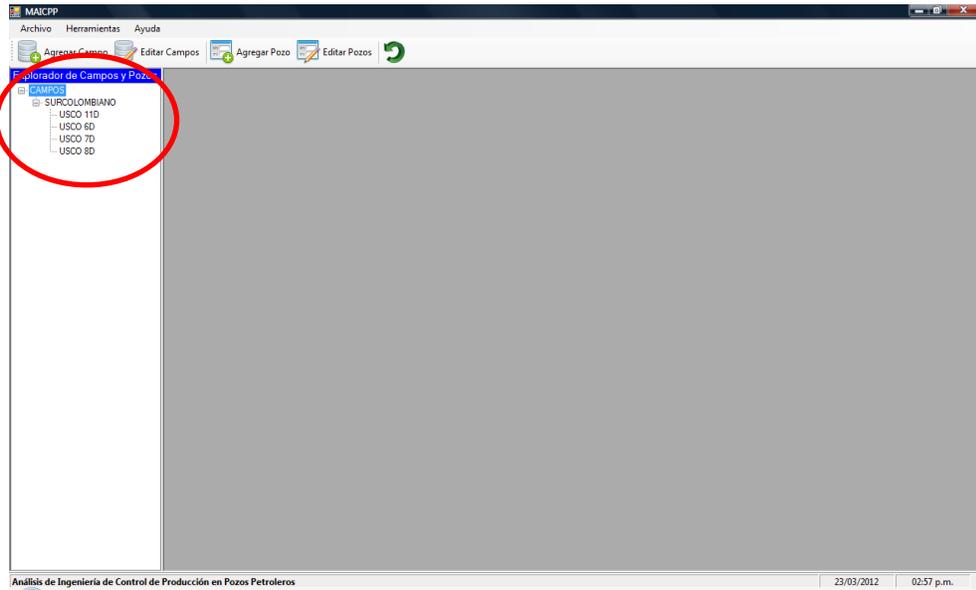


Actualizar campos y pozos con esta opción se puede actualizar la base de datos, cuando la conexión entre el programa supera el tiempo límite establecido por Visual Basic .Net y no se cargan los campos y pozos en el “Explorador de campos y pozos”.

- **Explorador de campos y pozos**

Explorador de Campos y Pozos En este explorador presenta al usuario una estructura jerárquica de los campos y pozos creados como se muestra en la figura 6.

Figura 6. Lista desplegable de campos y pozos creados.



La **MAICPP** consta de dos secciones esenciales:

5.1 ENTRADA DE LA INFORMACIÓN

En esta sección se introducen los datos básicos del campo y pozo de estudio necesarios para llevar a cabo la metodología de análisis de ingeniería de control de producción de pozos de crudo.

En la figura 7 se observa la ventana del MAICPP donde se ingresan los datos básicos del campo mencionados en el capítulo 2, sección 2.1.1; “Variables y condiciones generales del campo”.

Figura 7. Creación del campo.

The screenshot shows the 'Explorador de Campos' dialog box. It is divided into three main sections: 'Información General', 'Condiciones Iniciales', and 'Método de Recobro'.
Información General: Fields for 'Nombre' (SURCOLOMBIANO), 'Ubicación' (Neiva (Huila)), 'Yacimiento' (Sub Saturado), 'Fecha Inicio' (01/07/1978), 'Pozos' (4), and 'Recobro' (Secundario).
Condiciones Iniciales: Fields for 'Pi' (2650 psi), 'Ti' (119 °F), 'Profundidad' (4700 ft), 'Rsi' (163 pcs/bbl), and 'Pb' (985 psi).
Método de Recobro: Radio buttons for 'Primario', 'Secundario' (selected), and 'Terciario'. A 'Método' dropdown menu is open, showing options: 'Inyección de agua', 'Inyección de agua', and 'Inyección de gas'.
Navigation buttons include '<<', '<', '>', and '>>'. Action buttons at the bottom are 'Guardar', 'Nuevo', and 'Eliminar'.

Al ingresar los datos de nuevo campo, en el Explorador de Campos y Pozos aparecerá el nombre del campo y se abrirá otra ventana donde se ingresará las características de los fluidos, histórico de producción del campo e IPR como se muestran en las figuras 8, 9 y 10.

Figura 8. Condiciones iniciales del campo.

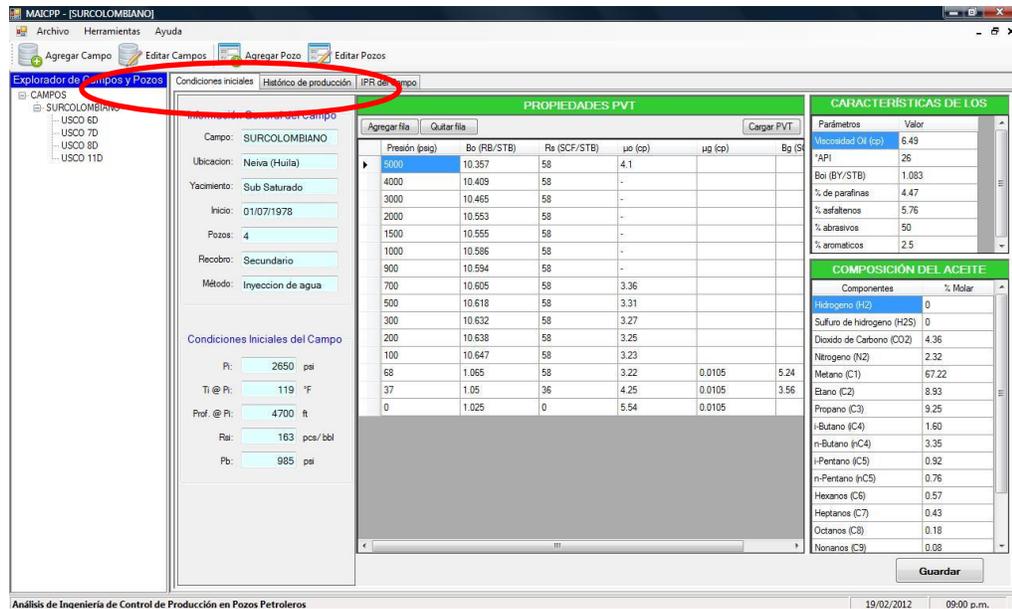


Figura 9. Histórico de producción del campo.

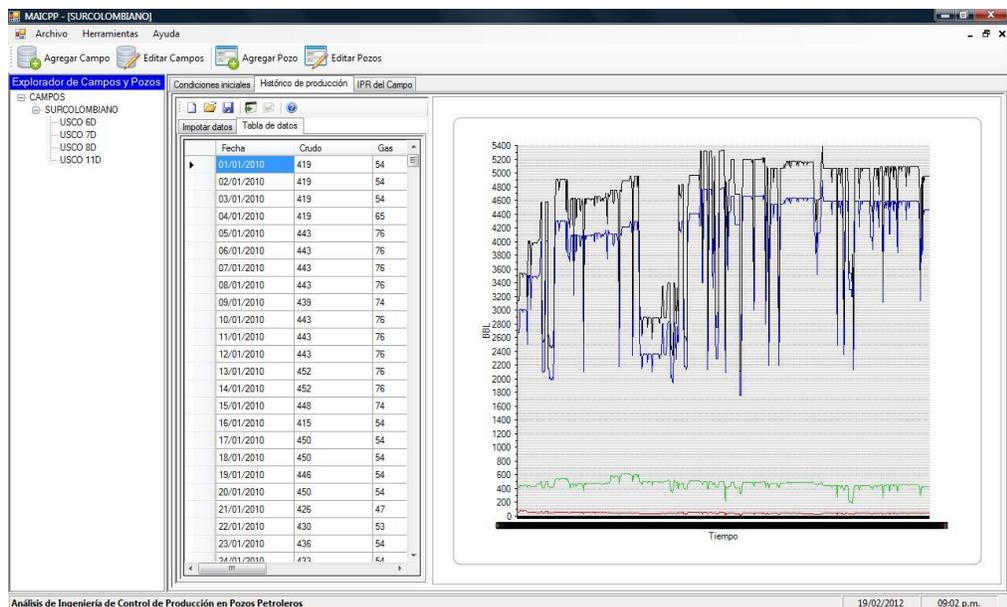
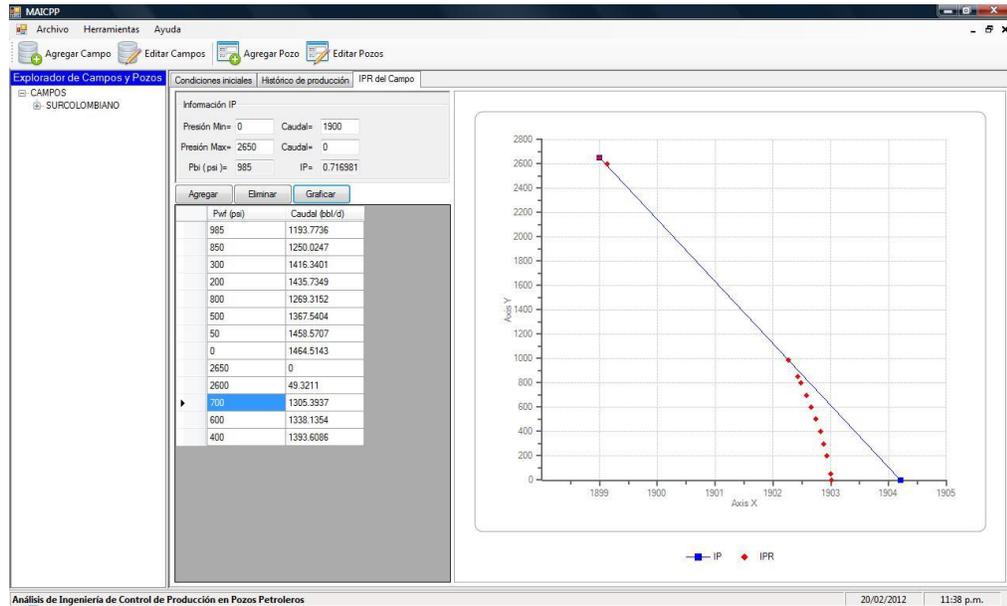


Figura 10. IP e IPR del campo.



En la figura 11 se observa la ventana del MAICPP donde se ingresan los datos básicos del pozo mencionados en el capítulo 2, sección 2.1.2; “Variables y condiciones generales del pozo”.

Figura 11. Creación del pozo.

MAICPP

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

CAMPOS

SURCOLOMBIANO

USCO 6D

USCO 7D

USCO 8D

USCO 11D

Nuevo Pozo

Seleccione el campo al que pertenece el pozo

SURCOLOMBIANO

Información General

Nombre:

Ubicación:

Inicio de Producción:

Nivel de Fluido:

Método de producción:

Rujo Natural

Control Mecánico

Cavidades Progressivas

Electrosurgible

Cargar estado mecánico

Condiciones Iniciales

Pi: psi T fondo: psi

Ti: °F IP: °F

Rai: pcs/bbl Pwf: psi

Pch: psi Pth: psi

ΔP: psi Paep: psi

Daño: psi GOR: pcs/bbl

Aceptar Cancelar

20/02/2012 11:43 p.m.

Análisis de Ingeniería de Control de Producción en Pozos Petroleros

Al ingresar los datos de nuevo pozo, en el Explorador de Campos y Pozos inmediatamente aparecerá el nombre del pozo y se abrirá otra ventana donde se visualizará datos generales, históricos de producción, IP-IPR e históricos de trabajos.

Figura 12. Información general de pozo.

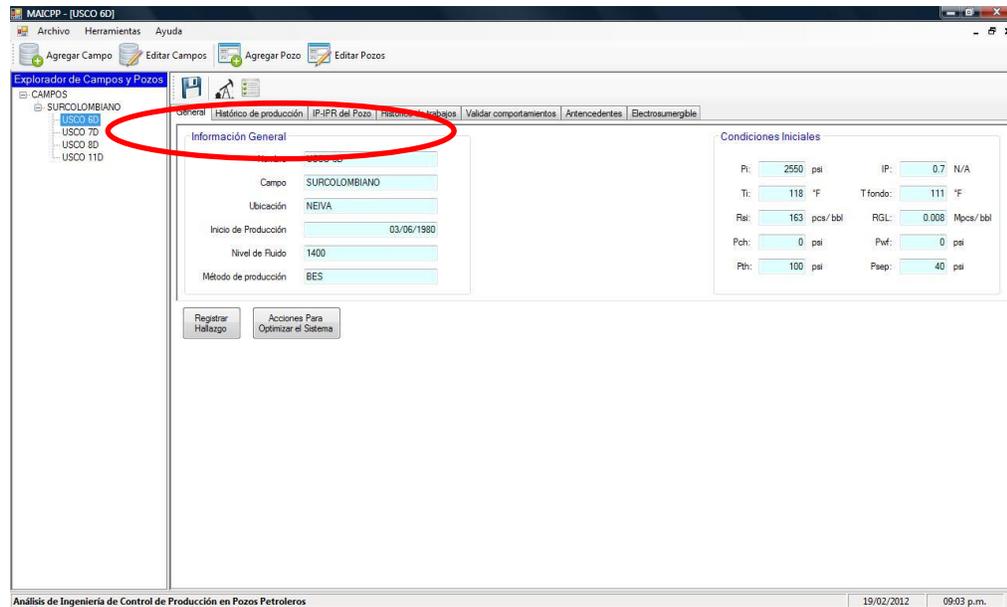


Figura 13. Histórico de producción del pozo.

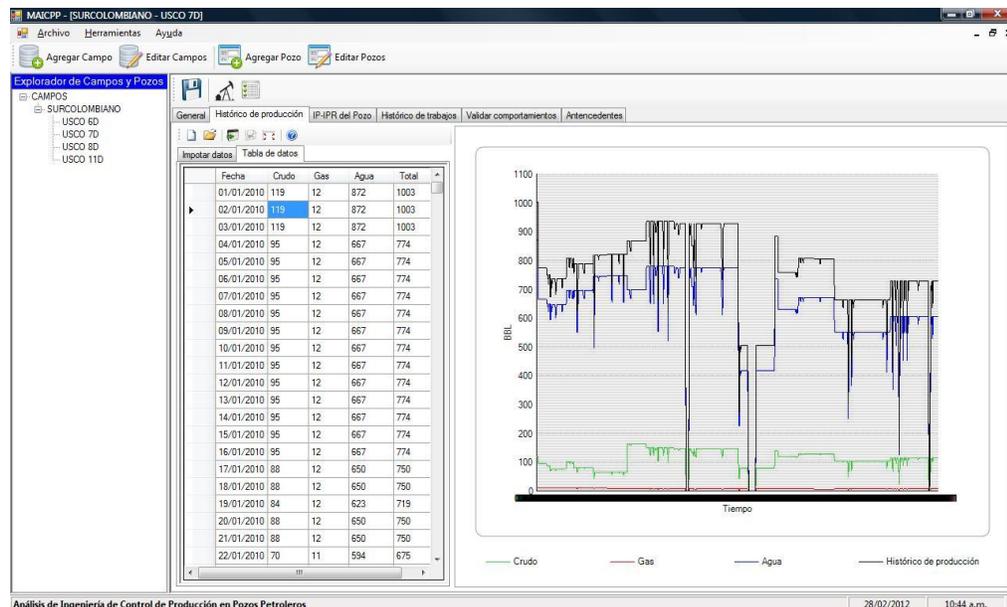


Figura 14. IP-IPR del pozo.

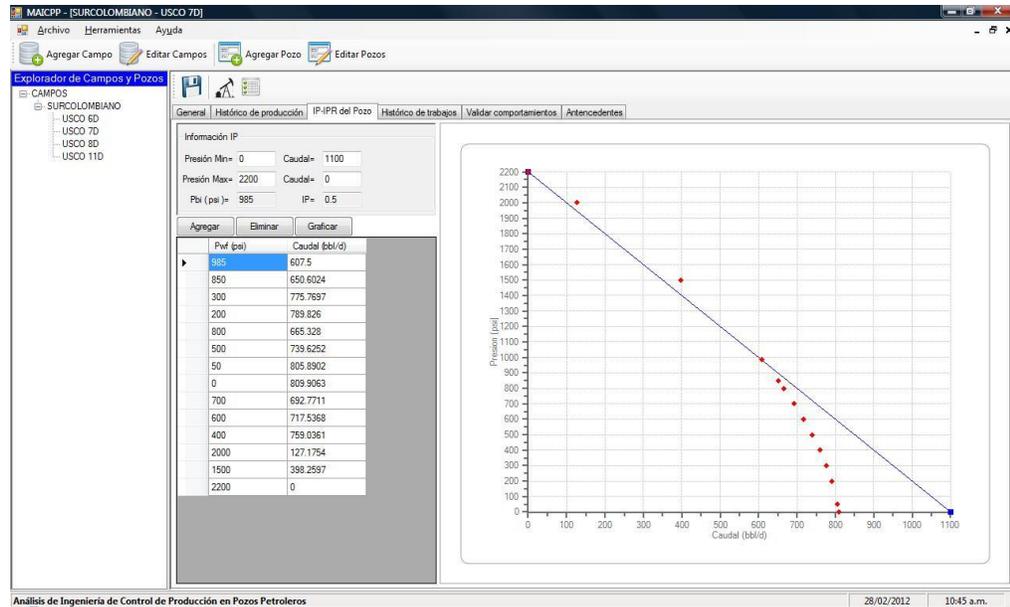
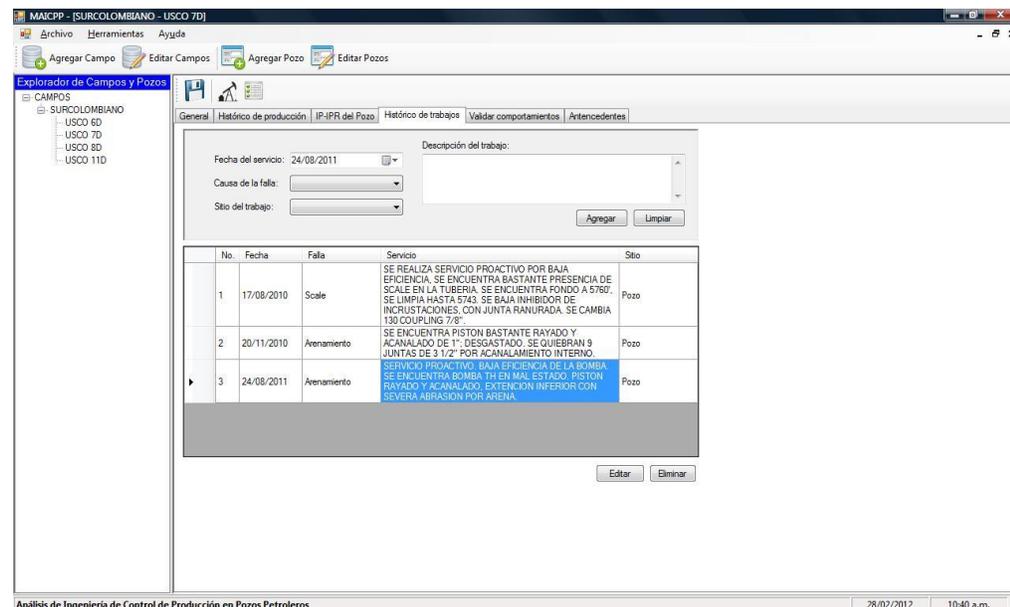


Figura 15. Histórico de trabajos del pozo.



En la figura 16 se muestra la ventana para la validación de comportamientos donde el usuario debe de chequear cada una de las opciones y garantizar que se

cuenta con la información necesaria para llevar a cabo el análisis de producción del pozo, se aclara que la utilidad de la información dada en esta ventana es para verificar que el usuario no ha omitido información.

Figura 16. Validación de comportamientos.

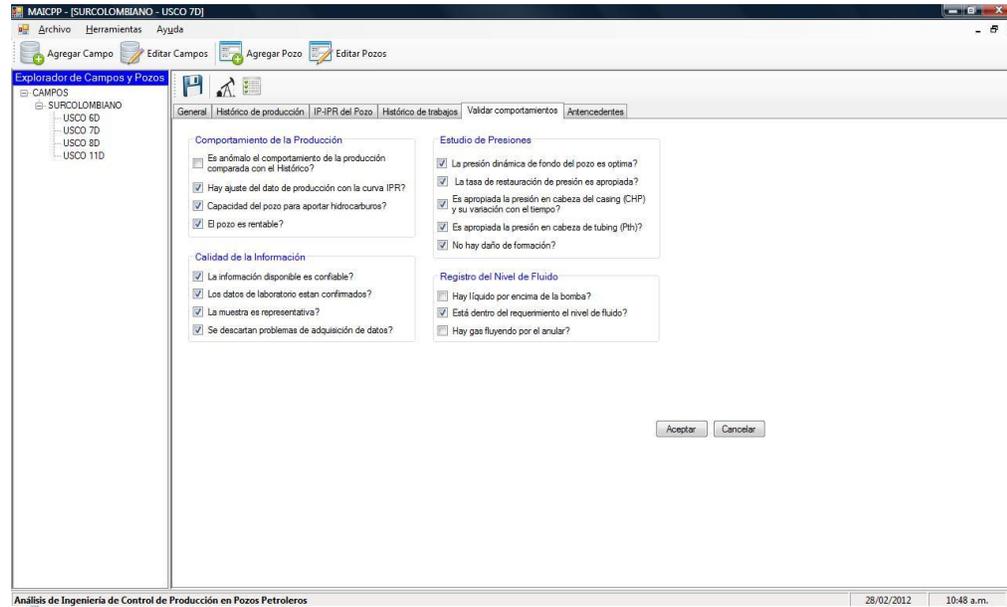
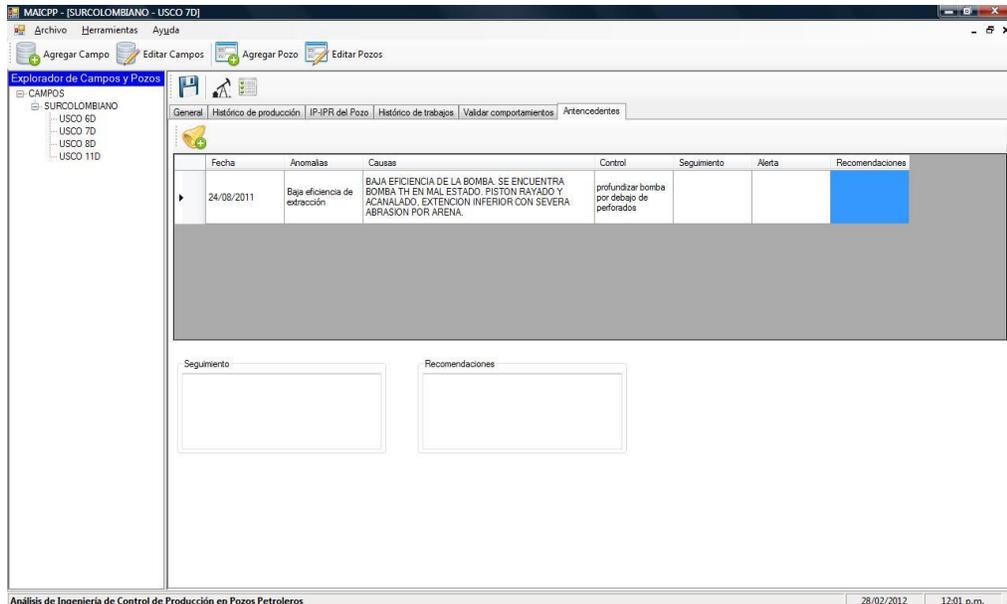


Figura 17. Antecedentes.



5.2 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

En esta sección se analiza el comportamiento de la producción del pozo de estudio basado en la prueba ácida la cual muestra la existencia de una anomalía en el sistema, la aplicación de un método de análisis particular del sistema de producción que indica las posibles soluciones y el análisis técnico, operativo y económico que muestra la solución más óptima, según el criterio de calificación dado por el usuario a cada opción.

Una vez ingresada la información necesaria para correr la MAICPP en un determinado pozo se procede a realizar el análisis del comportamiento de la producción, para ello es indispensable realizar la prueba acida (según el método de producción, ver capítulo 3, sección 3.1.1 paso 5) tal como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Prueba ácida.

La prueba acida mediante la MAICPP se realiza una vez ingresado los datos, ejecutando el botón . Una vez hecho esto, si el valor real no se encuentra dentro del rango teórico de producción la MAICPP genera un aviso como se muestra en la figura 19, lo cual indica la presencia de una anomalía en el comportamiento de la producción de dicho pozo, además el valor real se muestra

de color amarillo (de alerta) en el análisis de variables y se debe registrar el hallazgo mediante el botón . Ver figura 20.

Figura 19. Aviso de anomalía detectada.

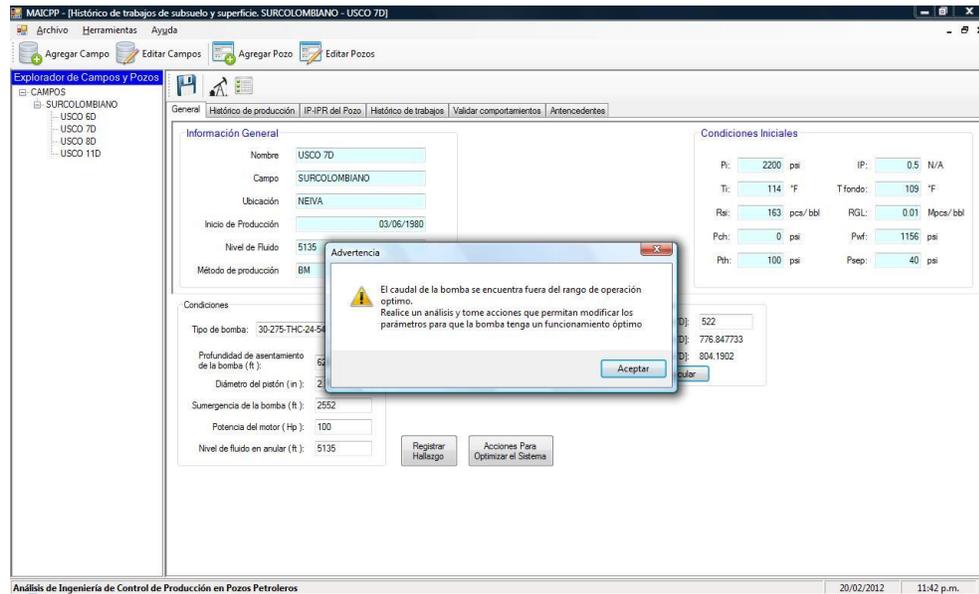
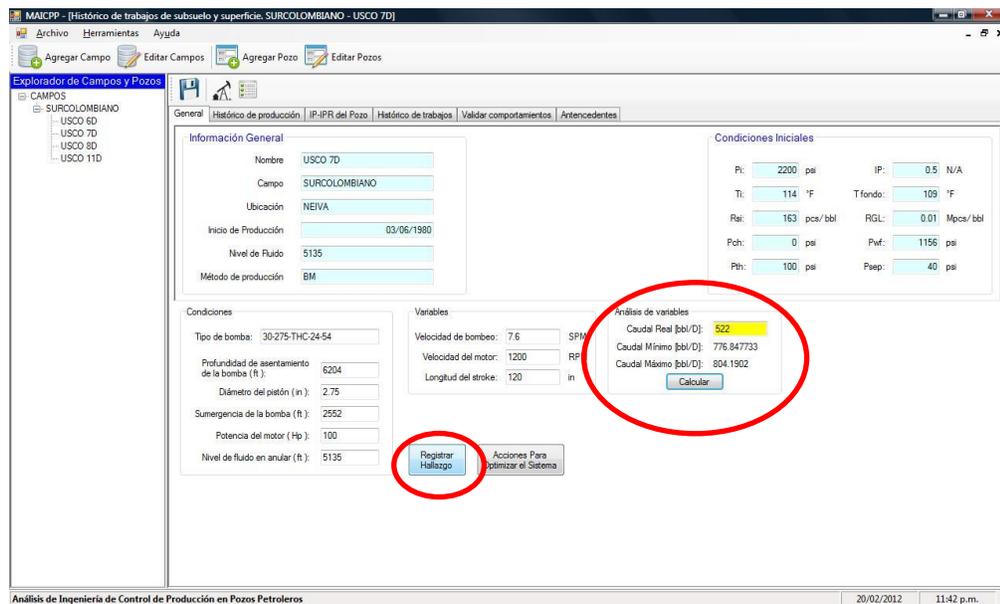


Figura 20. Aviso de anomalía detectada.



6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERÍA DE CONTROL PARA POZOS PRODUCTORES DE CRUDO MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE CÓMPUTO MAICPP

Como se especifica en el capítulo 3, la metodología de análisis de ingeniería de control para pozos productores de crudo se desarrolla en doce pasos, los cuales están contenidos en la MAICPP; para validarla con la herramienta MAICPP se contó con la información de los pozos USCO 7D y USCO 11D del campo Surcolombiano, llamado así en este documento por efectos de confidencialidad empresarial.

6.1 CAMPO SURCOLOMBIANO

En el numeral 3.1.1 de la metodología explica que se debe conocer la información general (especificada en el capítulo 2; numeral 2.1.1) del campo Surcolombiano y los pozos USCO 7D y USCO 11D respectivamente.

- Información general del campo Surcolombiano.

Introduciendo la información general y condiciones iniciales del campo Surcolombiano al MAICPP este se crea inmediatamente (ver figuras 21) conduciendo al usuario al ingreso de las características de los fluidos, histórico de producción e IP-IPR de dicho campo como se muestra en las figuras 22, 23 y 24 respectivamente.

Figura 21. Condiciones iniciales del campo Surcolombiano

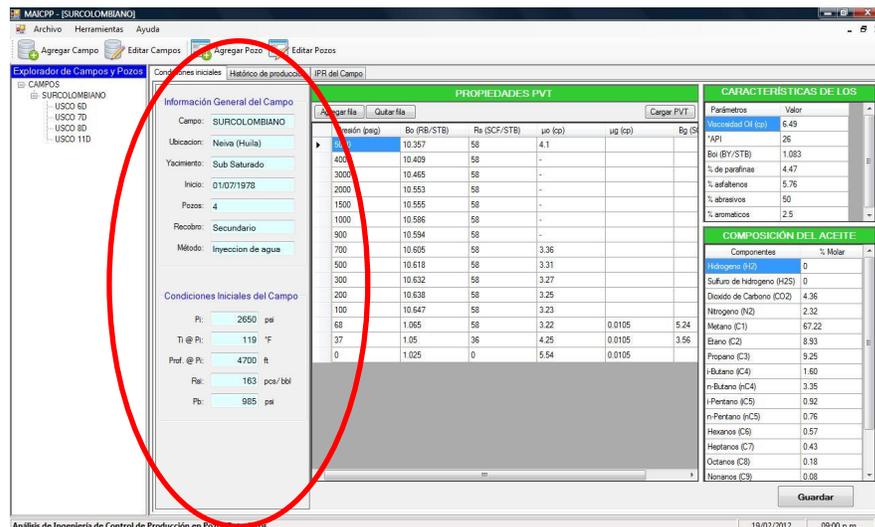


Figura 22. Características de los fluidos del campo Surcolombiano.

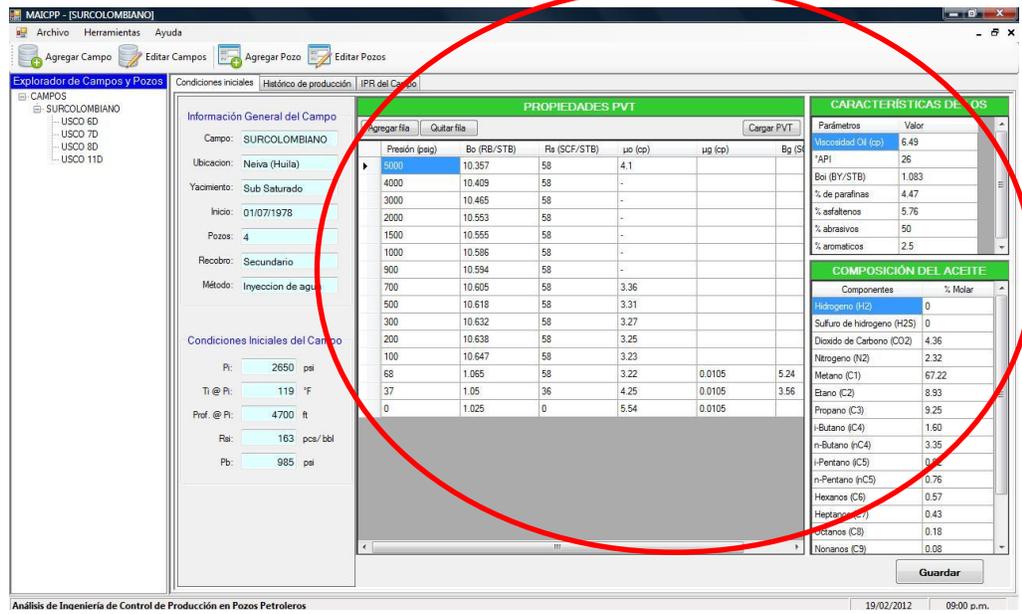


Figura 23. Histórico de producción del campo Surcolombiano.

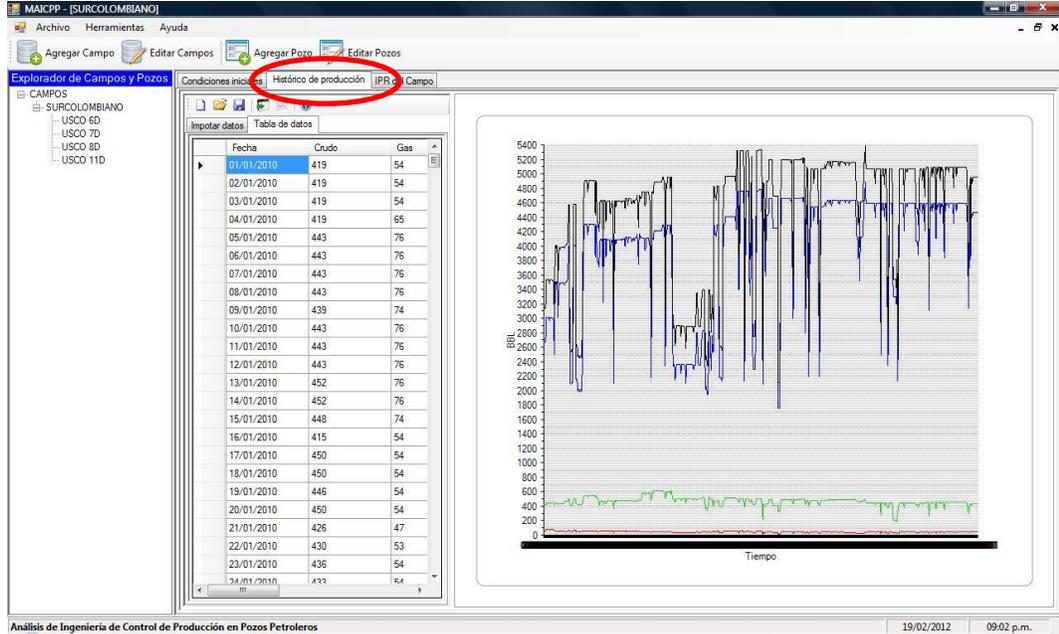
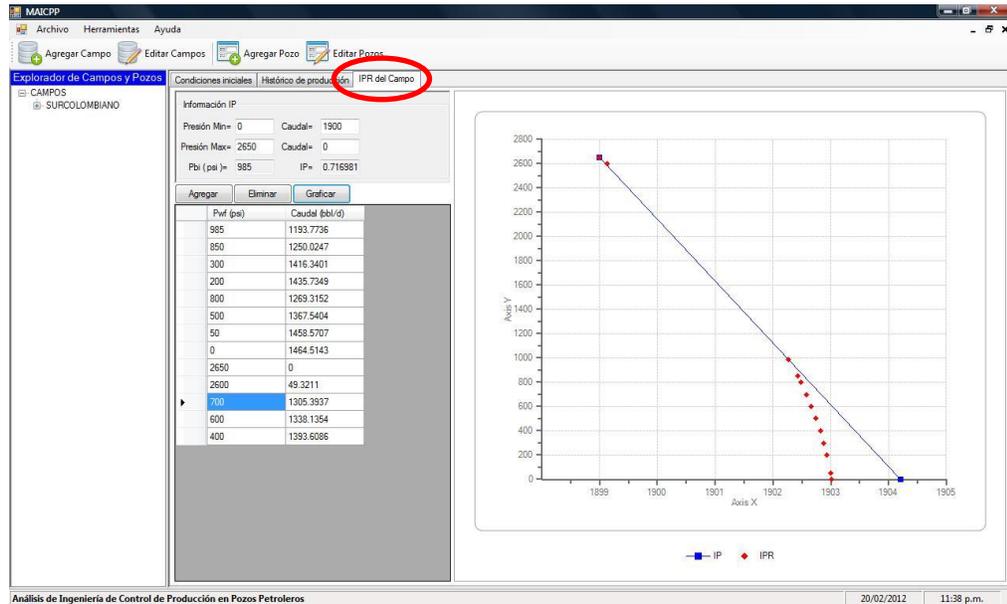


Figura 24. IP e IPR del campo Surcolombiano.



Como se mencionó anteriormente se expone la aplicación en la MAICPP con el pozo USCO 7D en bombeo mecánico inicialmente y posteriormente la aplicación en la MAICPP con el pozo USCO 11D que produce con bomba electrosumergible.

6.1.1 Pozo USCO 7D

- Condiciones iniciales del pozo USCO 7D.

Al crear el pozo USCO 7D ingresando la información general, la MAICPP automáticamente nos muestra dicha información (ver figura 25), además se depuran las variables y condiciones particulares de este y las variables y condiciones que se pueden controlar para optimizar el sistema al momento de identificar el método de producción del pozo. Se ingresa también el histórico de producción, IPR e histórico de trabajos del pozo USCO 7D. Ver figuras 26, 27 y 28.

Figura 25. Información general de pozo USCO 7D.

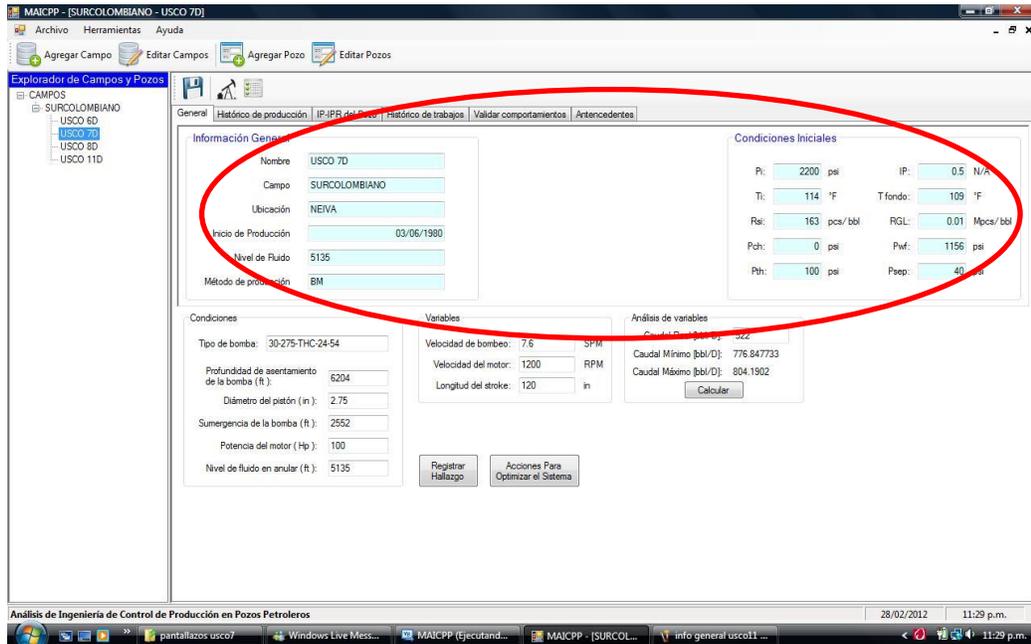


Figura 26. Histórico de producción pozo USCO 7D.

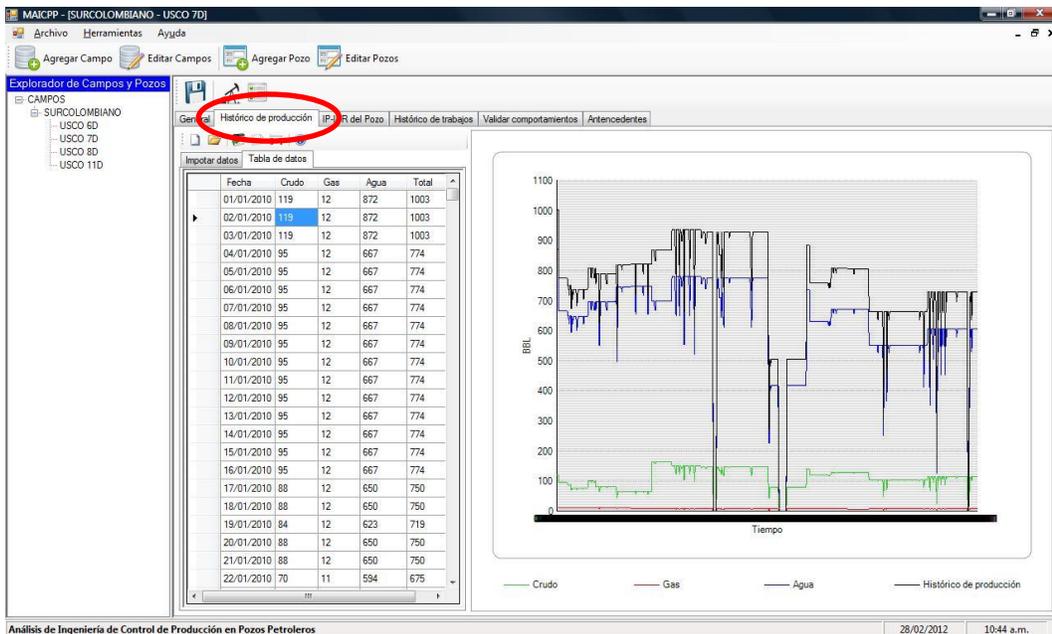


Figura 27. IPR del pozo USCO 7D.

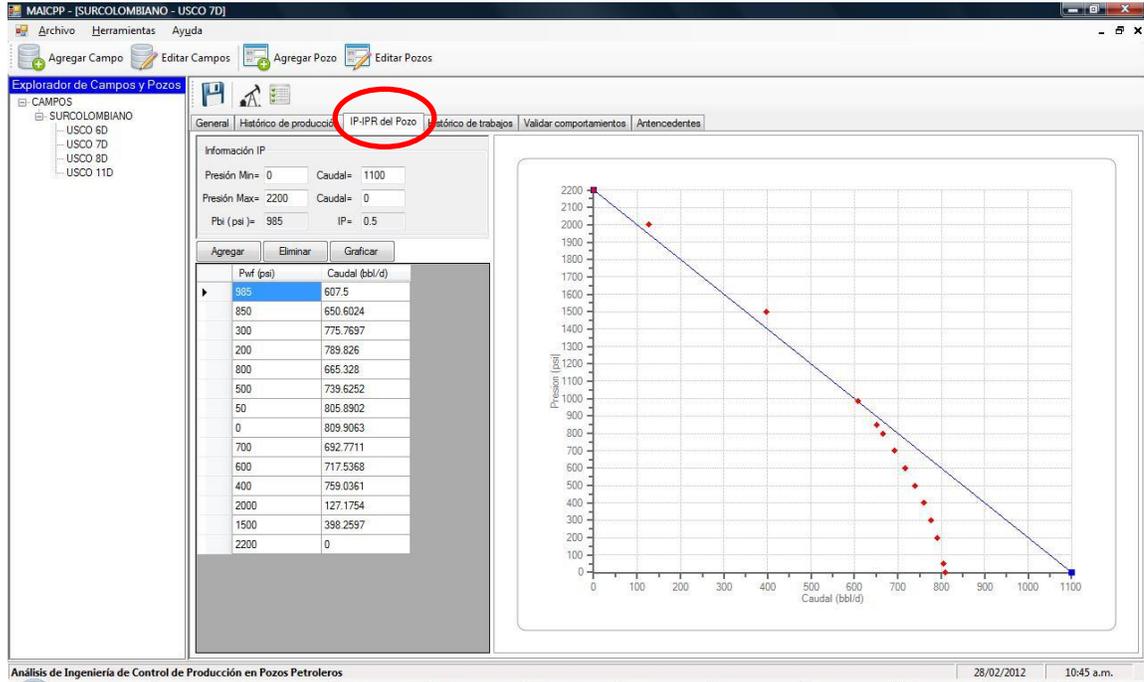
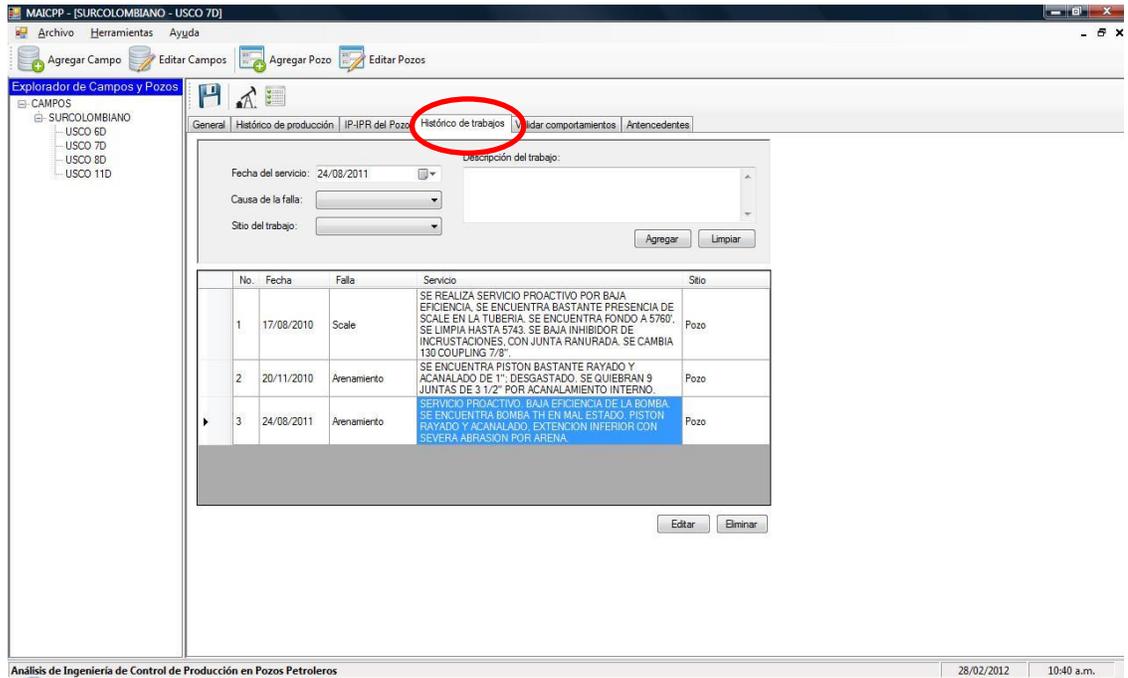


Figura 28. Histórico de trabajos del pozo USCO 7D.



- Análisis de variables del pozo USCO 7D.

Analizando el comportamiento de la producción del pozo de estudio basado en la prueba ácida para bombeo mecánico se evidencia una anomalía en el sistema, ya que el valor real de producción se encuentra fuera del rango óptimo tal como se explica en el paso 5 de la metodología en la sección 3.1.1. (Ver figura 29 y 30).

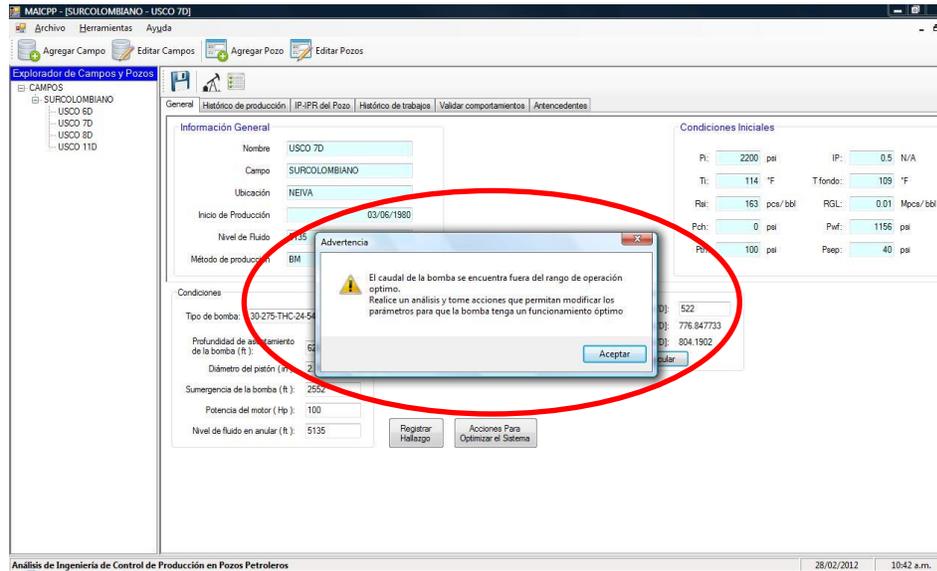
Figura 29. Prueba acida del pozo USCO 7D.

The screenshot displays the MAICPP software interface for well analysis. The main window is titled "MAICPP - [Histórico de trabajos de subsuelo y superficie: SURCOLOMBIANO - USCO 7D]". The interface is divided into several sections:

- Explorador de Campos y Pozos:** A tree view on the left showing the project structure: SURCOLOMBIANO > USCO 6D, USCO 7D, USCO 8D, USCO 11D.
- General:** A tabbed interface with "General" selected. It contains:
 - Información General:** Name (USCO 7D), Campo (SURCOLOMBIANO), Ubicación (NEIVA), Inicio de Producción (03/06/1980), Nivel de Fluido (5135), Método de producción (BM).
 - Condiciones Iniciales:** Pi: 2200 psi, IP: 0.5 N/A, Ti: 114 °F, T fondo: 109 °F, Rsi: 163 pcs/bbl, RGL: 0.01 Mpcs/bbl, Pch: 0 psi, Pwf: 1156 psi, Pth: 100 psi, Psep: 40 psi.
 - Condiciones:** Tipo de bomba: 30-275-THC-24-54, Profundidad de asentamiento de la bomba (ft.): 6204, Diámetro del pistón (in.): 2.75, Sumergencia de la bomba (ft.): 2552, Potencia del motor (Hp): 100, Nivel de fluido en anular (ft.): 5135.
 - Variables:** Velocidad de bombeo: 7.6 SPM, Velocidad del motor: 1200 RPM, Longitud del stroke: 120 in.
 - Análisis de variables:** Caudal Real [bb/D]: 522 (highlighted in yellow and circled in red), Caudal Mínimo [bb/D]: 776.847733, Caudal Máximo [bb/D]: 804.1902. A "Calcular" button is located below these values.

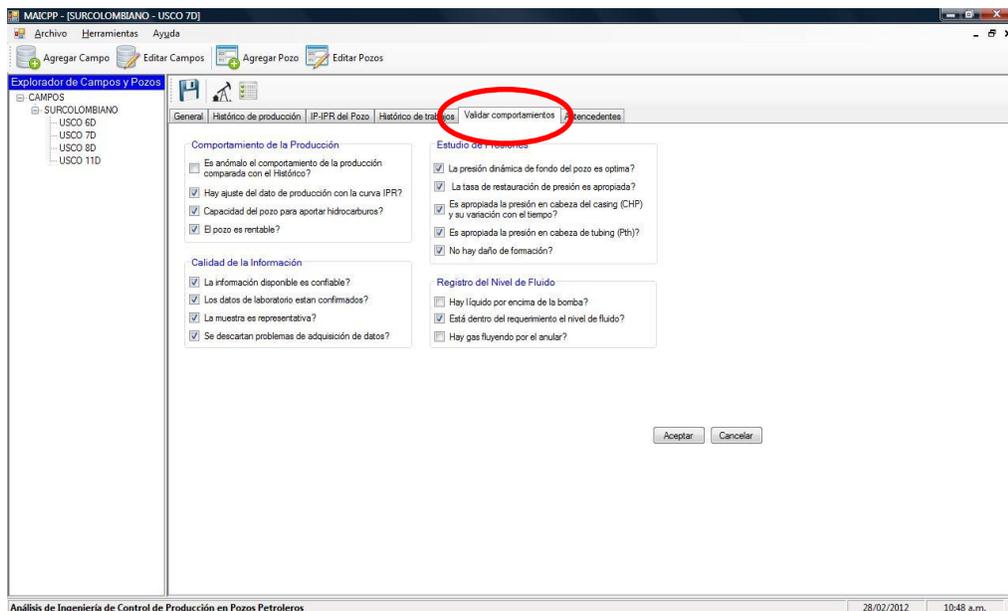
At the bottom of the window, there is a status bar with the text "Análisis de Ingeniería de Control de Producción en Pozos Petroleros" on the left, and the date "20/02/2012" and time "11:42 p.m." on the right.

Figura 30. Detección de anomalía mediante la prueba ácida del pozo USCO 7D.



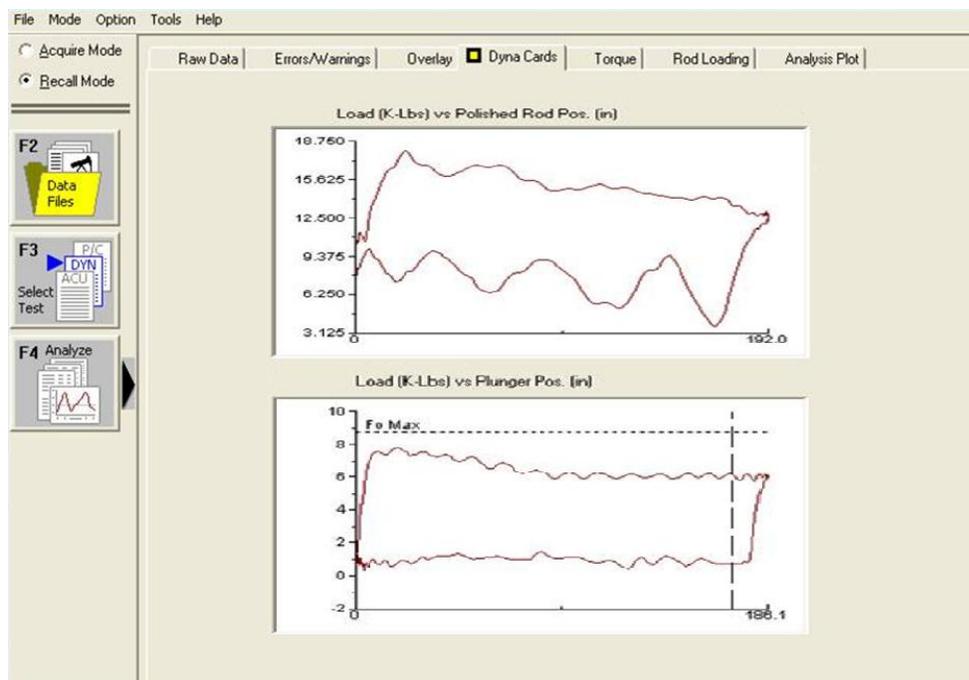
Para cerciorar que la información ingresada es correcta y que la anomalía no se debe a causa de información desviada que entorpece el análisis, la MAICPP exige validar la calidad de la información del pozo USCO 7D.(ver figura 31)

Figura 31. Validación de la calidad de la información del pozo USCO 7D.



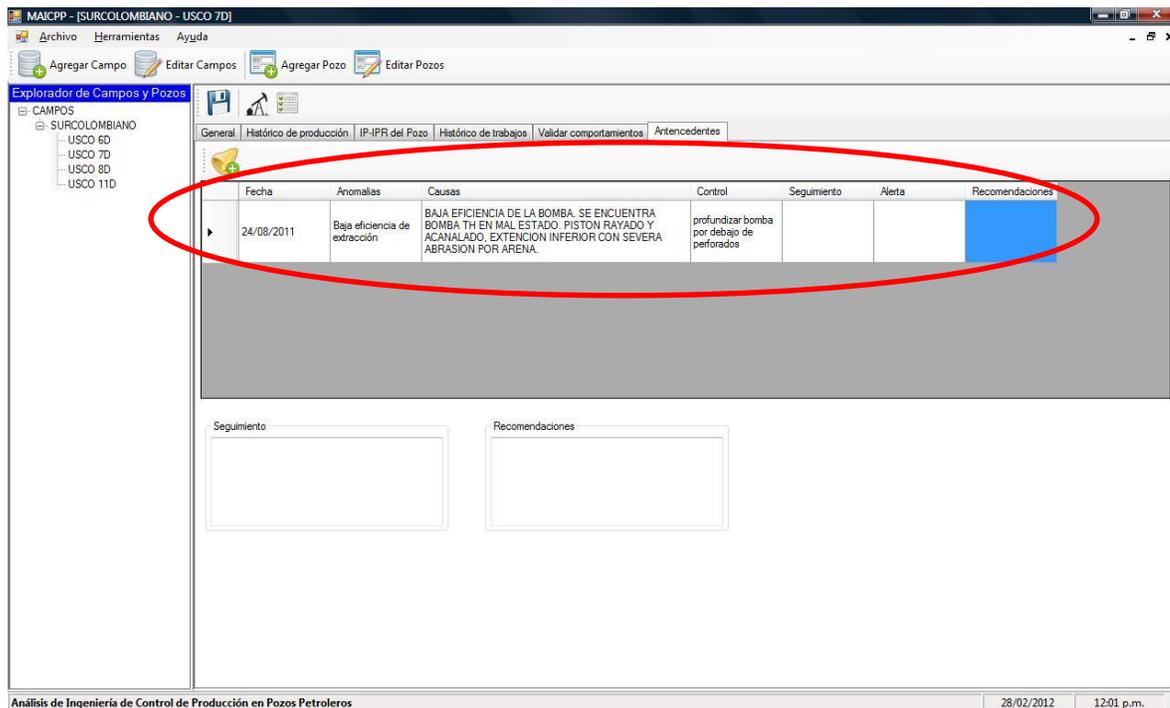
Para identificar el tipo de anomalía es necesaria la aplicación de un método de análisis particular del sistema de producción, que indique el tipo de anomalía presente, o como en este caso realizar un análisis de dinagramas (Ver anexo A.2.2.1), muestreo del fluido y visitas de campo que corrobore que la presencia de arena es la causa de desgaste y posible daño del pistón. Para ello el analista puede contar con la ayuda de un software especializado que como en este caso, tuvo la información suministrada por el software TWM (Ver anexo B.1.2) de la compañía y que evidencia el daño observando y analizando el dinagrama de la bomba. (Ver figura 32).

Figura 32. Dinagrama generado por el TWM evidenciando la anomalía.



Una vez confirmada la existencia de la anomalía se procede a buscar antecedentes del hallazgo, reincidencia y causas para tomar decisiones fundamentadas en experiencias ocurridas en el pozo, encontrándose que el daño en la bomba por causa del arenamiento es de alta reincidencia. (Ver figura 33)

Figura 33. Antecedentes, hallazgo y control del pozo USCO 7D.



- Acciones que optimizan la producción del pozo USCO 7D.

Mediante la MAICPP se realiza un estudio de viabilidad de los controles y/o soluciones propuestas que optimicen el sistema dado por los antecedentes y el estudio realizado por software especializado de la compañía operadora. En este caso en particular, la solución más óptima (número 1 en la MAICPP) es profundizar la bomba por debajo de los perforados; conclusión a la que se llegó según el criterio del ingeniero de producción a cargo el cual aplicó la metodología y apoyado por el valor esperado aplicado en la MAICPP en el análisis técnico, operacional y económico (Ver figura 34), además en la figura 35 se muestra el seguimiento dado por el analista para la anomalía presentada. Esta acción se aplicó en trabajo de pozo posteriormente.

Figura 34. Acciones para optimizar producción del pozo USCO 7D.

MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Explorador de Campos y Pozos

- SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

Acciones para optimizar el sistema

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	TÉCNICO	OPERATIVO	ECONÓMICO	EFICIENCIA ESPERADA
	Valoración Cualitativa	Valoración Cualitativa	Valoración Cualitativa	
profundizar bomba por debajo de perforados	la arena q sale de la formación cae al bolsillo del pozo y el fluido sube limpio	es mas facil realizar	bajo costo	5 13
empaquetamiento con grava	ayudana a detener la arena en los perforados dejando pasar los fluidos.	es un trabajo muy dispendioso	alto costo	2 11

Valoración cualitativa: Describir las razones por las cuales se considera como viable o no la acción.

Se valora la viabilidad de la acción como:

- 5: Excelente
- 4: Bueno
- 3: Aceptable
- 2: Malo
- 1: Muy Malo

IP: 0.5 N/A
 fondo: 109 'F
 RGL: 0.01 Mpcas/bbl
 Pwf: 1156 psi
 Peep: 40 psi

Analisis de Ingeniería de Control de Producción en Pozos Petroleros 28/02/2012 11:15 a.m.

Figura 35. Seguimiento de la anomalía dada por el analista para el pozo USCO 7D.

MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Explorador de Campos y Pozos

- SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

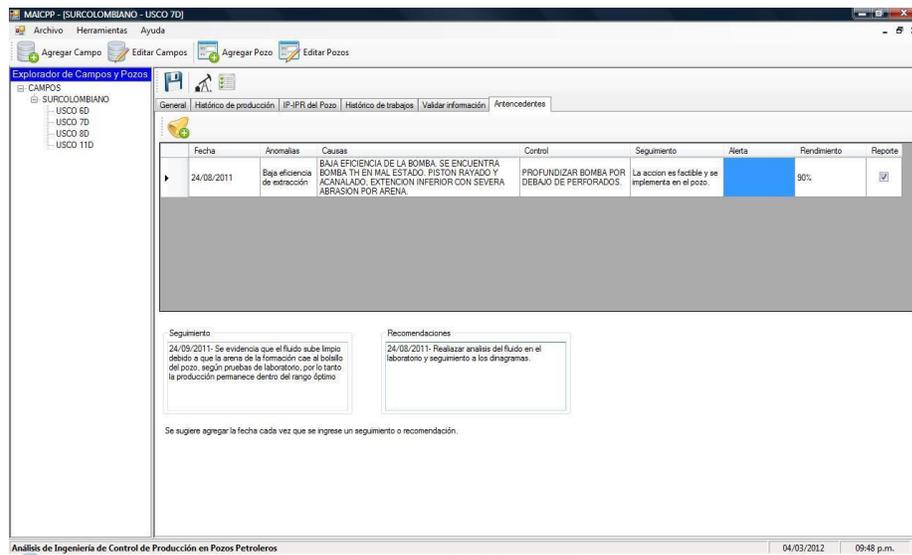
General | Histórico de producción | IP:IPR del Pozo | Histórico de trabajos | Validar información | Antecedentes

Fecha	Anomalias	Causas	Control	Seguimiento	Alerta	Rendimiento	Reporte
24/08/2011	Baja eficiencia de extracción	BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA. SE ENCUENTRA BOMBA TH EN MAL ESTADO. PISTON RAYADO Y ACANALADO. EXTENSION INFERIOR CON SEVERA ABRASION POR ARENA.	PROFUNDIZAR BOMBA POR DEBAJO DE PERFORADO	La accion es factible y se implementa en el pozo.		90%	<input checked="" type="checkbox"/>

Analisis de Ingeniería de Control de Producción en Pozos Petroleros 04/03/2012 09:48 p.m.

Indagando al ingeniero de producción a cargo del campo para realizar el seguimiento a la acción tomada para optimizar la producción del pozo USCO 7D, se evidenció mediante pruebas de laboratorio, que el fluido sube limpio debido a que la arena de la formación cae al bolsillo del pozo, minimizando el daño por arenamiento en la bomba, lo cual se reflejó en un incremento de la producción, observada en la corrida periódica del pozo en la MAICPP. Ver figuras 36.

Figura 36. Seguimiento un mes después realizado al pozo USCO 7D.



6.1.2 Pozo USCO 11D.

- Condiciones iniciales del pozo USCO 11D.

Al crear el pozo USCO 7D ingresando la información general, la MAICPP automáticamente nos muestra dicha información (ver figura 37), además se depuran las variables y condiciones particulares de este y las variables y condiciones que se pueden controlar para optimizar el sistema al momento de identificar el método de producción del pozo. Se ingresa también el histórico de producción, IPR e histórico de trabajos del pozo USCO 11D. Ver figuras 38, 39 y 40.

Figura 37. Creación de pozo USCO 11D.

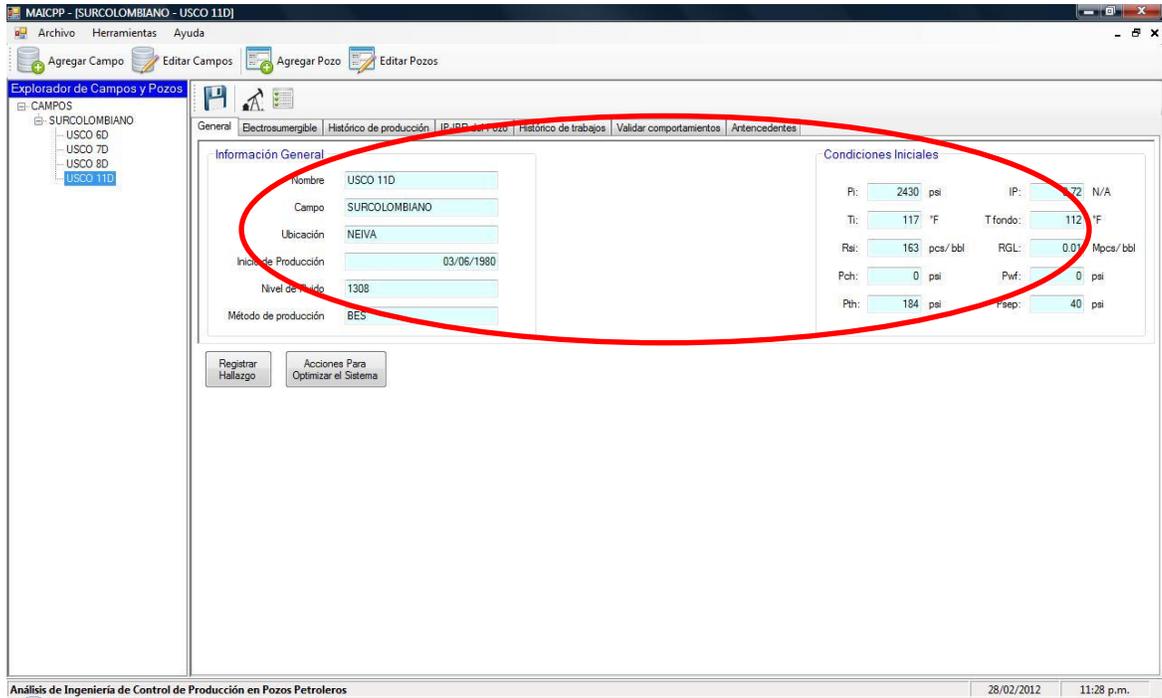


Figura 38. Histórico de producción pozo USCO 11D.

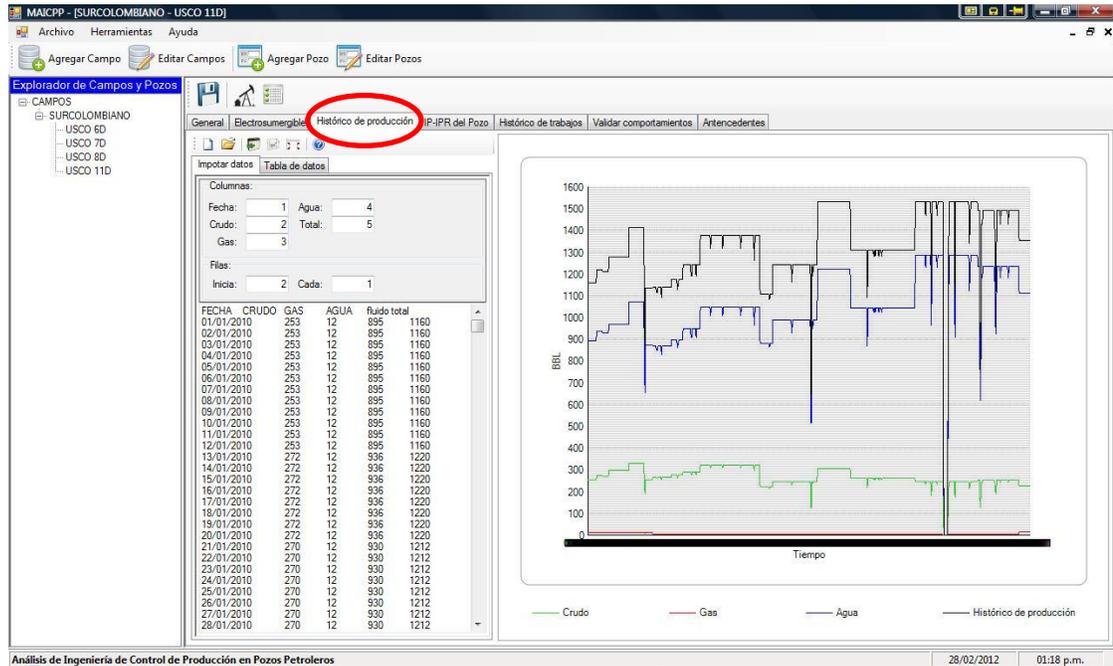


Figura 39. IPR del pozo USCO 11D.

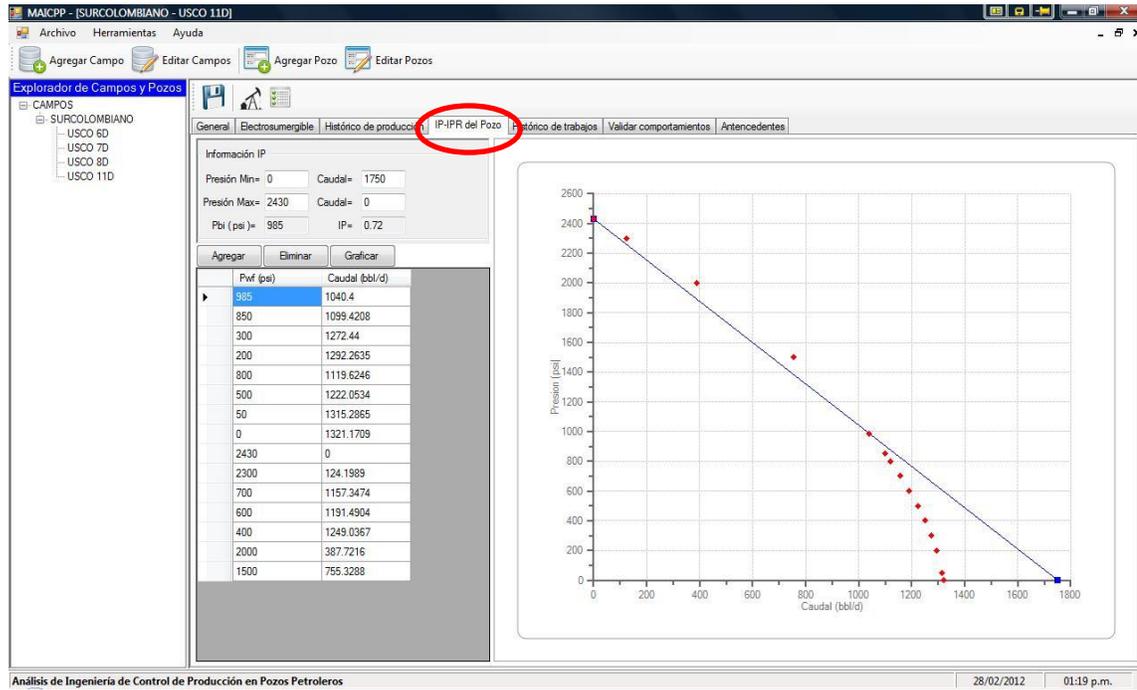
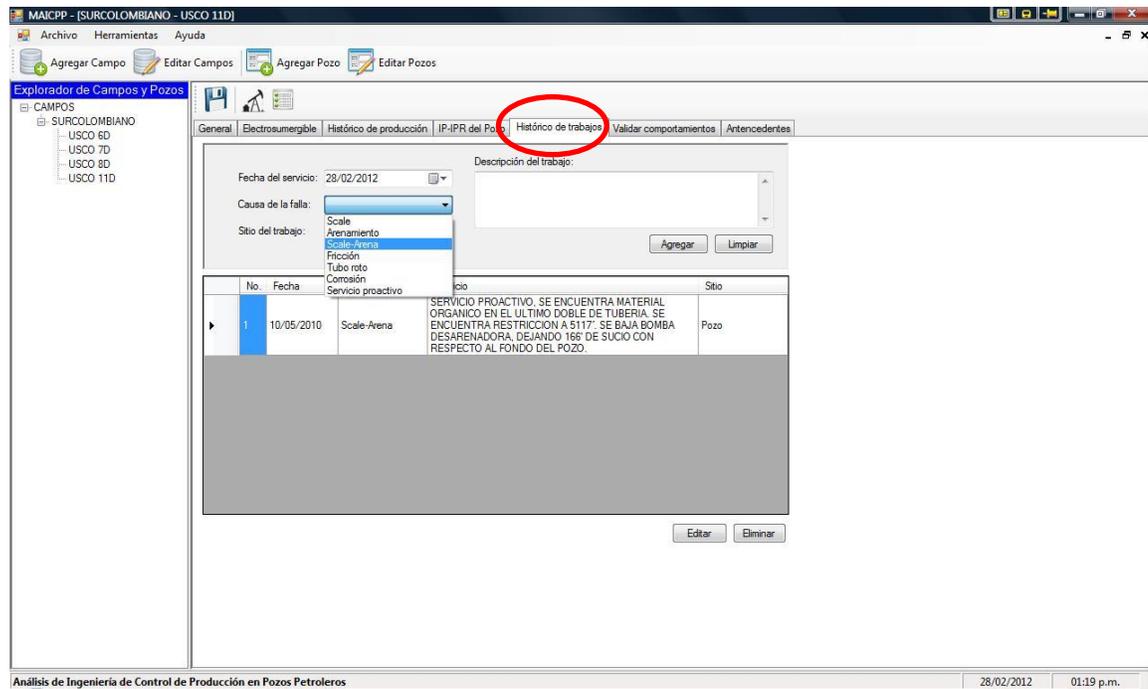


Figura 40. Histórico de trabajos pozo USCO 11D.



- Análisis de variables del pozo USCO 11D.

Analizando el comportamiento de las curvas de la bomba electrosumergible del pozo de estudio tal como se explica en el paso 5 de la metodología en la sección 3.1.1. (Ver figura 41), no se evidencia una anomalía en el sistema, lo cual no genera la necesidad de correr completamente la metodología y se toma como una corrida periódica de la MAICPP, como se explica en el numeral 3.1.1, paso 5, por esta razón se continúa directamente al paso 11 y 12 de la metodología, recomendando realizar una limpieza mecánica cada vez que se preste un servicio proactivo. (Ver figura 42).

Figura 41. Curvas de campo de bomba electrosumergible del pozo USCO 11D.

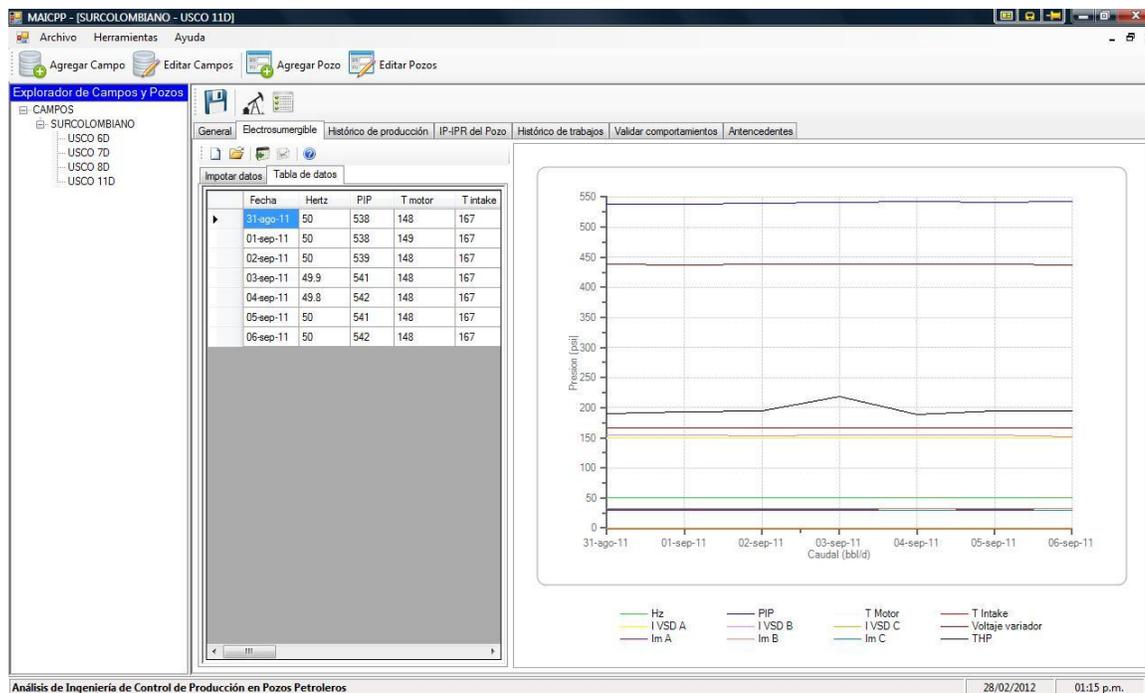
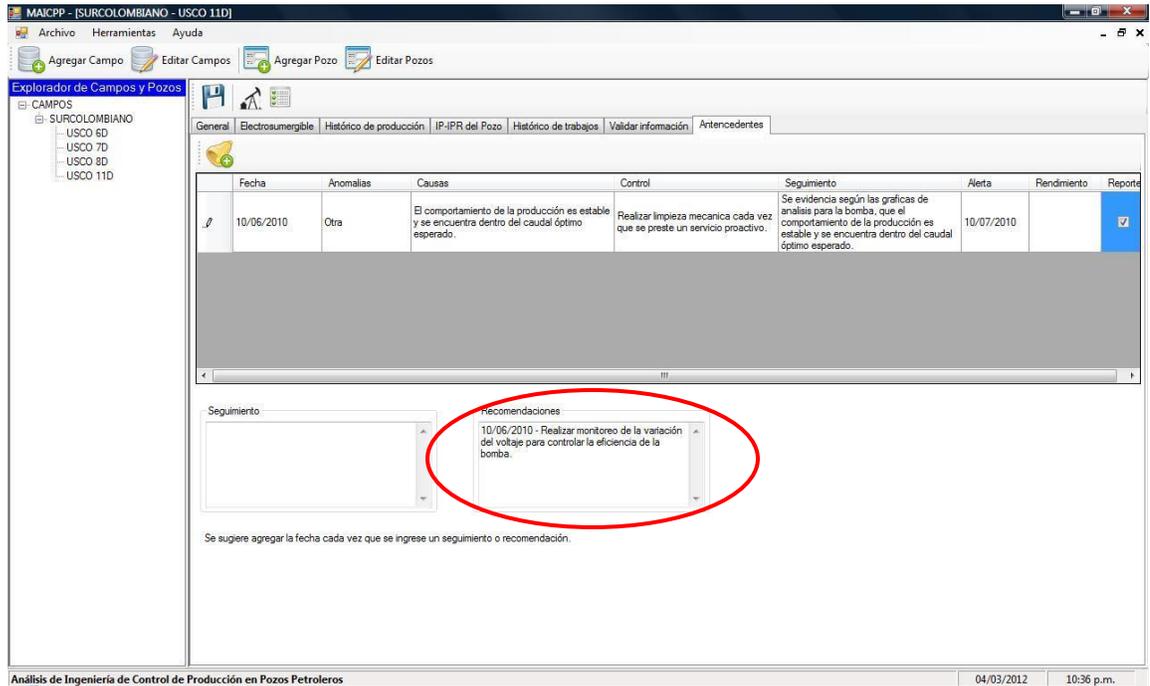
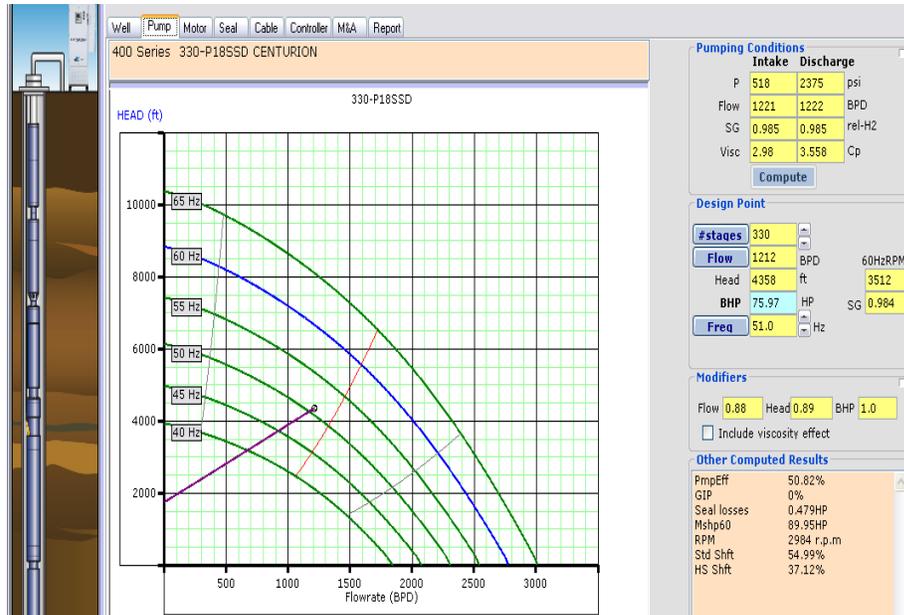


Figura 42. Recomendaciones para el pozo USCO 11D.



Aunque en la metodología de análisis de control, menciona que podemos directamente pasar al paso 11 ya que no existe una anomalía, esto también se puede corroborar con la ayuda del software especializado para la bomba y que en este caso el analista cuenta, evidenciando que la bomba trabaja a las condiciones normales de operación. (Ver figura 43).

Figura 43. Condiciones de operación de la bomba electrosumergible del pozo USCO 11D.



7. CONCLUSIONES

- Se clasificó las condiciones y variables medibles de un pozo productor para los métodos de producción más utilizados en la industria petrolera, en el desarrollo de la metodología con las bases de datos de operaciones de control de producción.
- Se Levantó el diagrama de procesos generalizado de los procedimientos realizados en el análisis del comportamiento del método de extracción y de la tasa de producción en pozos productores de crudo.
- Se analizó y clasificó las variables medibles necesarias para el desarrollo de la metodología de las bases de datos de operaciones de control de producción.
- Se desarrollo una metodología generalizada de diagnostico y valoración de deficiencias y facilidades de producción de los sistemas de extracción de crudo, que combina el análisis teórico con el estudio de los comportamientos reales de campo y los antecedentes de este, para dictaminar una solución que optimice la producción, involucrando métodos y procesos utilizados por el analista y/o compañía.
- La metodología de ingeniería de control de producción es una metodología de procesos “PHVA”, que combina el análisis teórico con el estudio de los comportamientos reales de campo y experiencias y/o antecedentes de la anomalía para dictaminar una solución.
- Se evaluó el cumplimiento de la metodología mediante la herramienta computacional MAICPP, analizando el comportamiento de la producción del pozo USCO 7D del campo Surcolombiano, dando un rendimiento óptimo y satisfactorio para el proyecto.
- Mediante el análisis del comportamiento de la producción del pozo USCO 7D realizado en la MAICPP se encontró que el pozo presentaba perdidas de producción por baja eficiencia de la bomba debido a que el pistón tenía daños severos a causa de la abrasión por arenamiento.

8. RECOMENDACIONES

- La metodología de control de producción está basada en métodos ya existentes utilizados en esta área, por lo cual es importante aclarar que no se creó un nuevo método estándar para el análisis de los sistemas de levantamiento artificial y flujo natural; lo que en este proyecto se realizó fue una metodología que ofrece una ruta de análisis teniendo en cuenta todas las variables que afectan el sistema y que brinda libertad de escoger un método de análisis teórico.
- Es indispensable para la metodología contar con la información requerida por ella para realizar un análisis detallado del comportamiento del pozo, ya que al realizarse un estudio con información insuficiente o desactualizada lleva a un diagnóstico erróneo.
- La metodología requiere que se ejecute para cada pozo mínimo una vez por mes, ya que es importante la actualización de la información requerida; si al efectuar el análisis teórico se encuentra que no existe un comportamiento anómalo ella conduce al usuario directamente a los pasos finales del mapa de procesos.

BIBLIOGRAFÍA

BAKER HUGHES . Centrilift submersible pump hand book. Ninth edition. Versión 1
RAMÍREZ Marto. Manual de bombeo electrosumergible análisis, diseño optimización y trouble shooting. Monagas – Venezuela 2004

CHACIN Nelvy. Manual de bombeo de cavidad progresiva. ESP OIL engineering consultants. Anzoátegui – Venezuela 2003 HERNÁNDEZ Sampieri, Roberto, FERNÁNDEZ COLLADO, Carlos Y BAPTISTA LUCIO, PILAR. (1998): Metodología de la investigación. México: Mc Graw Hill.

ECOPETROL “optimización integral subsuelo - superficie” (PICAB-SOLIP).
Diciembre de 2010.

FERRIGNO. Lufkin Argentina. SPE 95046. 6 P. Kermit, Brown. THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS. Tulsa, Oklahoma. Mc Graw Hill, 1980. V1.

HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Oil producción.net / Versión 2008V1.

MAGGIOLO Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL engineering consultants. Lima – Perú 2008.

MEJORES PRÁCTICAS DE CAMPO, INCREMENTANDO LA EFICIENCIA DEL BOMBEO MECÁNICO. Noviembre 1999. Vol. 220 No. 11

PARRA PINZÓN, Ricardo. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. Neiva, Colombia. Universidad Surcolombiana, 2008.

PDVSA. Estaciones Recolectoras de Flujo. Maracaibo, Venezuela. CEPET, 1992.
ROJAS CÁRDENAS Daniel. Análisis y diagnóstico en la bomba de subsuelo del equipo de bombeo mecánico usando redes neuronales. G.I.T.A.H. GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS PARA HIDROCARBUROS. Universidad Industrial de Santander

T.E.W Nind. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá. Editorial Limusa, 1987.

WEATHERFORD. Artificial lift systems hand book.

ANEXOS

Anexo A.

A.1 GENERALIDADES DE FLUJO NATURAL

Se conoce como producción por flujo natural, cuando el yacimiento por si solo es capaz de llevar los fluidos a facilidades de superficie, es decir, tiene el potencial o la energía necesaria para conducir los fluidos hasta la batería. Debido a que no se requiere de un sistema de levantamiento es el método de producción más simple y económico.

A.1.1 Elementos o componentes de subsuelo en flujo natural. Debido a la simplicidad del sistema ya que no se requiere equipos para adicionar energía para que el fluido llegue a superficie, solo se requiere de controladores de la rata de flujo³.

Estos son:

- Válvulas de seguridad de subsuelo.
- Choques de subsuelo o de superficie.
- Válvulas.

A.2 GENERALIDADES DEL BOMBEO MECANICO

El principal sistema de levantamiento en el mundo es el bombeo mecánico con aproximadamente un 85% de los pozos productores.

De acuerdo a los boletines de API están aprobados 20 tamaños de varillas diferentes, 18 longitudes de recorrido y 10 tamaños de diámetro de pistón.⁴

A continuación se expone los aspectos positivos y negativos y los principales equipos de un sistema típico de bombeo mecánico en el cuadro (A1) y el cuadro (A2) respectivamente.

³ ESP oil engineering consultants "Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú 2008

⁴ API 11L-3 (SUCKER ROD PUMPING SYSTEM DESING BOOK)

Cuadro A1. Aspectos positivos y negativos del bombeo mecánico.

POSITIVOS	NEGATIVOS
<ul style="list-style-type: none"> • Confiable. Largos periodos de tiempo de operación sin fallas. • Sistema simple mecánicamente. • Variación de ratas de bombeo para adaptarse a las condiciones del pozo • Eficiente, simple y fácil de operar. • Unidades fáciles de mover a otros pozos a mínimo costo. • Aplicable a huecos angostos y a completamientos múltiples. • Se adapta a bajas ratas de bombeo. • Fácil de detectar las fallas. • Puede trabajar a altas temperaturas con fluidos viscosos. • Puede usar gas o electricidad como fuente de energía. • Los tratamientos de corrosión y scale son fáciles de realizar. • Se le puede aplicar control automático cuando funcionan con electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • En pozos irregulares presenta problemas de fricción. • En pozos con alto gas presenta baja efectividad volumétrica. • Profundidad limitada.

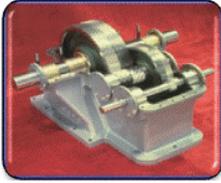
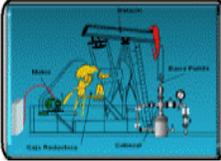
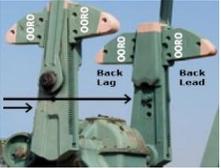
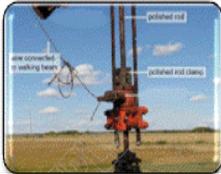
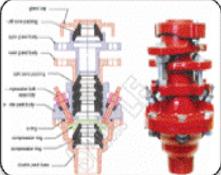
FUENTE: “sistemas de levantamiento artificial” (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

A.2.1 Tipos de unidades de bombeo mecánico. Existen básicamente tres tipos de geometrías en las unidades de bombeo, éstas son:

- Unidades Tipo Convencional: Esta tiene el punto de apoyo del balancín en su punto medio (sistema de palanca Clase I con geometría montada en la parte posterior y contrabalanceo por Crank).
- Unidades balanceadas por Aire: En estas unidades el punto de apoyo del balancín esta en uno de sus extremos (Sistema de palanca Clase III, montada en el frente y contrabalanceo por aire).
- Unidades Tipo Mark II: En estas unidades el punto de apoyo del balancín esta en uno de sus extremos (Sistema de palanca Clase III, geometría montada en el frente y contrabalanceo en el crank).

A continuación se muestra en el cuadro A2 una breve descripción de los diferentes equipos que componen un sistema de bombeo mecánico.

Cuadro A2. Partes del sistema de bombeo mecánico. Fuente “sistemas de levantamiento artificial” (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

	EQUIPO	IMAGEN	DESCRIPCION
EQUIPO DE SUPERFICIE	Caja Reductorara		Se utiliza para convertir un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM) y torque alto.
	Balancín		Su función principal es transmitir el movimiento recíproco a la varilla pulida y funciona como brazo de balance entre los contrapesos y conjunto de la sarta.
	Contrapesos		El tamaño de la caja reductora es minimizado utilizando contrapesos, estos ayudan a la caja reductora en la carrera ascendente.
	Barra pulida		Conecta la unidad de bombeo con la sarta de varillas para transmitirle el movimiento vertical ascendente y descendente; su principal función es soportar el peso de la sarta de varillas, la bomba y el fluido.
	Prensa estopa		Es un empaque que está diseñado para permitir el movimiento vertical ascendente y descendente de la varilla pulida y no permitir el escape de fluido.
	Motor		La función del motor principal es suministrar la energía requerida para suplir las necesidades del sistema haciendo girar la caja reductora mediante bandas en V.
EQUIPO DE SUBSUELO	Varillas		Conecta la bomba de subsuelo con la varilla pulida, su principal función es transmitir el movimiento recíprocante de la varilla pulida a la bomba.
	Bomba		Hace un efecto de succión de desplazamiento positivo y esta compuesta por un barril, un pistón, una válvula de succión (fija) y una válvula de descarga (viajera).

A.2.2 Recursos Y/O Equipos para Identificar Cambios en el Comportamiento del Sistema de Bombeo Mecánico⁵.

- **Dinagrama:** Es un gráfico de las tensiones que soporta la varilla pulida a través de su carrera, las tensiones son causadas por la variación de cargas de la bomba durante el ciclo de bombeo, a las cuales se le suman las cargas producidas por el peso del fluido, fricción y aceleración.

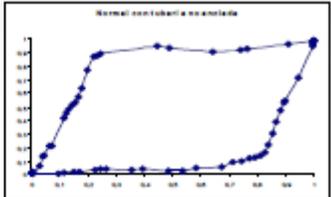
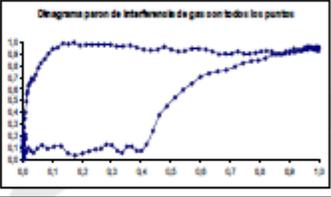
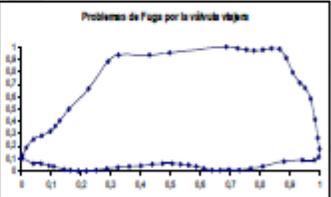
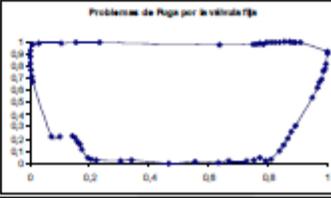
La interpretación de la carta de dinagrama de fondo permite distinguir entre problemas mecánicos de la bomba como: fuga por válvulas o pistón, sarta de varillas incompleta, bomba desasentada y problemas con el manejo de fluidos como interferencia por gas o golpe de fluido. El dinagrama tomado permite evaluar el problema que pueda presentar una bomba cuando el pozo no fluye a superficie o presenta pérdidas de producción.

- **Dinamómetro:** Es la herramienta más utilizada para analizar el sistema de bombeo, al registrar las cargas que actúan en la sarta de varillas. Estas cargas pueden ser medidas en superficie con un dinamómetro de varilla pulida o la profundidad de la bomba con un dinamómetro especial de bomba. En ambos casos, las cargas en las varillas son graficadas vs. Desplazamiento del pistón o tiempo, para uno o más ciclos de bombeo. La variación de estas cargas es el resultado de todas las fuerzas que actúan a lo largo de la sarta de varillas y reflejan las condiciones de operación del sistema tanto en fondo como en superficie.
- **Registro acústico del nivel de fluido.** El principio general de este registro consiste en generar una onda de energía sónica en la superficie y registrar el tiempo que toma la emisión de esta onda en su regreso a la superficie. La energía que se genera proviene de la descarga del gas (Dióxido de Carbono) que se carga en la cámara de la pistola a una presión mayor que la presión del anular del pozo.

A.2.2.1 Identificación de algunos problemas en la bomba a partir del dinagrama. A continuación se expone el cuadro A3 donde se ilustra la interpretación de las graficas de dinagrama más comunes y el cuadro A4 donde se muestran algunas anomalías que presentan los sistemas de de bombeo mecánico.

⁵⁵ RONAL PERDOMO RUBIANO. “Metodología para la optimización del levantamiento artificial por bombeo mecánico para la compañía parko services s.a”. Universidad Surcolombiana 2009

Cuadro A3. Identificación de algunas fallas a partir de dinagramas en bombeo mecánico.

INTERPRETACION	DINAGRAMA
<p>Funcionamiento normal con sarta no anclada</p>	 <p>Normal con sarta no anclada</p> <p>The graph shows a typical cycle for a normal pump with a non-anchored rod. The pressure starts at 0, rises to a peak of approximately 0.95 at 0.25, remains constant until 0.75, then drops to 0. The x-axis ranges from 0 to 1, and the y-axis ranges from 0 to 1.</p>
<p>Interferencia de gas</p>	 <p>Dinagrama por interferencia de gas con todos los puntos</p> <p>The graph shows a cycle where the pressure rises to a peak of approximately 0.95 at 0.25, remains constant until 0.75, then drops to 0. The x-axis ranges from 0 to 1, and the y-axis ranges from 0 to 1.</p>
<p>Daño en la válvula viajera</p>	 <p>Problemas de Fuga por la válvula viajera</p> <p>The graph shows a cycle where the pressure rises to a peak of approximately 0.95 at 0.25, remains constant until 0.75, then drops to 0. The x-axis ranges from 0 to 1, and the y-axis ranges from 0 to 1.</p>
<p>Daño en la válvula fija</p>	 <p>Problemas de Fuga por la válvula fija</p> <p>The graph shows a cycle where the pressure rises to a peak of approximately 0.95 at 0.25, remains constant until 0.75, then drops to 0. The x-axis ranges from 0 to 1, and the y-axis ranges from 0 to 1.</p>

Fuente G.I.T.A.H. GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS PARA HIDROCARBUROS. Universidad Industrial de Santander

Cuadro A4. Algunas anomalías en el sistema de bombeo mecánico.

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Tensión	Debido a que las cargas aplicadas exceden la resistencia a la tensión del material de la varilla	Para evitar este tipo de fallas, es conveniente que se incluya en el programa de intervención el peso máximo que se puede halar usando el Factor de Servicio y el punto cedente del material y grado de la varilla de menor diámetro en la sarta.
Fallas de diseño	Un diseño inadecuado de la sarta de varillas puede causar una distribución inadecuada de los esfuerzos.	Realizar un diseño apropiado teniendo en cuenta las condiciones del sistema reduce las anomalías, Sin embargo los parámetros iniciales pueden variar a medida que las condiciones del pozo cambian.
Fallas mecánicas	Pueden ser originadas por un diseño inapropiado, mal manejo en la localización, torques fuera de rango, prácticas obsoletas o cualquier combinación de estas.	Realizar un diseño acertado para las condiciones del pozo y un monitoreo constante del comportamiento y los trabajos realizados a este.
Fallas por daños en la superficie	Daño de las varillas en el transporte y manejo de estas al introducirlas al pozo.	<ul style="list-style-type: none"> - No bajar las varillas con daño visible en su superficie. - No caminar sobre las varillas en la localización. - Cuando sea necesario colocar las varillas en el piso de la localización, se deben poner una por una, nunca en dobles o triples.

Cuadro A4. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Fallas por corrosión	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de agua - Bajo pH - Potencial de oxidación alto - Alta temperatura - Alta velocidad del fluido - Alta concentración de sal - Gases disueltos 	<p>Los métodos más comunes para prevenir la corrosión son: recubrimientos sobre partes o equipos, inhibidores de corrosión, protección catódica y seleccionar aleaciones aptas para el medio.</p>
Flotación de las varillas	<p>Sucede cuando la sumatoria de las fuerzas parasitas sea igual o mayor al peso de la sarta en fluido</p>	<p>Cuando el operador consigue un pozo con flotación de varillas, varadura o seno debe:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Parar inmediatamente la unidad 2. Cerrar las válvulas del casing 3. Tomar nota del diámetro de la polea del motor 4. Reportar al control de operaciones de su sector 5. Colocar una nota en el panel de arranque
Golpe de fluidos	<p>Debido a bajo aporte de la formación la bomba se llena parcialmente durante la carrera ascendente.</p>	<p>Aunque su efecto en la superficie no es tan acentuado como la flotación de varillas, los efectos que genera son los mismos y se deben tomar las mismas acciones.</p>

Cuadro A4. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Bloqueo de la bomba con pérdida de producción	Interferencia por gas.	<p>La acción recomendada es parar la unidad y si es posible, desahogar el anular a la fosa y observarlo por unas cuatro horas.</p> <p>Luego, arrancar la unidad con el anular hacia la fosa y realizar una prueba de presurización.</p> <p>Si esto no resulta, es preferible parar la unidad con el anular hacia la línea de flujo y reportarlo al centro de control.</p>
Unidad de bombeo sobrecargada	Cargas por encima del valor máximo que soporta la barra pulida	El operador debe estar atento al valor de la carga máxima en la barra pulida que registre la celda de carga.
Unidad de bombeo desbalanceada	Un mal diseño de la unidad	<p>Una caja desbalanceada es fácilmente detectable por el sonido del motor y dependiendo de cuánto sea el desbalance, es muy probable que no se pueda tomar el cbe.</p> <p>Habrán casos cuando el desbalance sea tan grande que sea necesario parar la unidad para evitar que las correas se quemem.</p>

Cuadro A4. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Anclajes flojos o sueltos	Golpe de fluido o flotación de las varillas por la repetición cíclica de los golpes va aflojando los anclajes de la unidad y eventualmente se pudieran soltar	Es importante revisar los anclajes en los pozos donde existe golpe de fluido o flotación de las varillas. Nunca dejar operando una unidad con anclajes flojos, sueltos o incompletos.
Tren motor-correas desalineado	Cuando el tren motor-correas se encuentran desalineados, la vida útil de las correas se acorta rápidamente y el eje del motor está sujeto a una carga torsional para la cual no está diseñado	Monitoreo constante. En caso de presentarse esta condición debe ser chequeada y reportada de inmediato.

Fuente RONAL PERDOMO RUBIANO. “Metodología para la optimización del levantamiento artificial por bombeo mecánico para la compañía parko services s.a”. Universidad Surcolombiana 2009

A.3 GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo⁶. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

- Alto índice de productividad.
- Baja presión de fondo.

⁶ Baker Hughes. Centrilift submersible pump hand book ninth edition. Version 1

- Alta relación agua – petróleo.
- Baja relación gas – líquido.

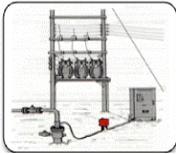
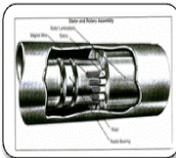
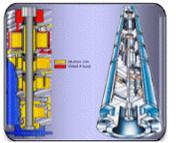
A continuación se expone los aspectos positivos y negativos y los principales equipos de un sistema típico de bombeo electrosumergible en el cuadro (A5) y el cuadro (A6) respectivamente.

Cuadro (A5). Aspectos positivos y negativos del bombeo electrosumergible.

POSITIVO	NEGATIVO
<ul style="list-style-type: none"> • Flexible en todo el rango de producción desde bajos a altos caudales. • Simple de operar. • Puede manejar caudales elevados(>100,000BPD)y altos cortes de agua • Facilita la supervisión remota y el control automatizado. • Es aplicable en pozos Horizontales y Desviados (ángulo<8°/100pies). • No posee partes movibles en la superficie lo que lo hace aplicable en zonas urbanas. • La ausencia de fugas en la superficie hace que el método sea de bajo impacto ambiental. • Existen bombas para instalar con tubería continua. • Fácil aplicaciones de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas. • Actualización de datos de presión de reservorio mediante variación de la frecuencia del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo inicial del sistema es relativamente alto. • Su aplicación esta limitada a profundidades medias, principalmente por la degradación del aislamiento del cable y temperatura del motor. • Requiere de una fuente de electricidad estable y confiable. • El rendimiento de la bomba es afectado significativamente por la presencia de gas libre y después de cierto limite un bloqueo de gas (gas lock) puede ocurrir, por eso el método no es aplicable a pozos con alta RGP. • En completamientos estándares para reparar el equipo de subsuelo se requiere sacar la tubería (workover). • La vida útil es severamente afectada por la producción de arena.

Fuente: “sistemas de levantamiento artificial” (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

Cuadro (A6). Partes del sistema de bombeo electrosumergible

	EQUIPO	IMAGEN	DESCRIPCION
EQUIPO DE SUPERFICIE	Transformador		Reduce el voltaje de la fuente primaria a niveles que puedan ser manejados por el variador de frecuencia (VSD).
	Tablero de control		Su función es de protección y control del equipo de fondo. Consta de un arrancador, un protector de sobrecarga y bajacarga, un interruptor manual, un registrador amperométrico y fusibles internos.
	caja de venteo		Esta caja cumple dos funciones: la primera es que sirve como el punto de conexión entre el cable que viene del pozo y el tablero y la segunda es que provee el gas de venteo a la atmósfera.
	Cabezal		Debe proveer los medios para la instalación del cable con un sello adecuado. Puede incluir reductores ajustables o válvulas de venteo.
	Bomba		Son multietapa de tipo centrífugo. El tipo y el número de etapas usados determinan el volumen de fluido de producción, la cabeza dinámica total generada y la potencia requerida por el motor.
	Motor		Son eléctricos, trifásicos tipo inducción y giran a un rango de velocidad entre 2.900 rpm - 3.500 rpm y con un rango de frecuencia entre 50 y 60 HZ. Provee la energía necesaria para hacer rotar la bomba.
	Protector		La función principal del protector es servir como aislante entre el aceite del motor y el fluido del pozo, mientras se logra un equilibrio entre la presión de fondo y la presión interna del motor.

Fuente "sistemas de levantamiento artificial" (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

A.3.1 Algunas anomalías presentes en los equipos ESP. Los avances obtenidos en las bombas ESP han hecho que estas operen en ambientes de producción más problemáticos como por ejemplo grandes volúmenes de gas, sólidos producidos, ambientes corrosivos y altas temperaturas, además un mal diseño del sistema puede empeorar la situación hasta en condiciones amigables⁷.

En el cuadro (A7) se muestran algunas anomalías que se presentan en el bombeo electrosumergible.

Cuadro A7. Algunas anomalías que se presentan en el bombeo electrosumergible.

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Obturación y cavitación en la bomba	Cuando el volumen de gas se aproxima al 10% por volumen se produce obturación por gas	<ul style="list-style-type: none"> - Elevando la presión de admisión de la bomba más para evitar que se forme gas libre en el fondo del pozo. - Reducir el régimen de producción o emplazando la bomba a una posición más baja dentro del pozo es una forma de incrementar la presión de admisión. - Instalando un dispositivo de tratamiento de gas o separador.
Desgaste en la bomba	Debido a la producción de sólidos abrasivos como arena de formación, apuntalante e incrustaciones.	Minimizar la producción de arena a través de prácticas de terminación y producción optimizadas, incluyendo la supervisión del sistema de levantamiento.
Fallas en el motor ocasionado por daños en los sistemas de aislamiento y sellado	Altas temperaturas	Lograr velocidades óptimas a frecuencias variables con el uso del VSD, manejando mejor la energía y por ende el calor, además se debe tener en cuenta la velocidad del fluido a la profundidad del motor para el enfriamiento del mismo.
Motor caído, daño en el cable de información y suministro de energía	A presiones y temperaturas elevadas el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono y otros químicos pueden corroer los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos para el motor.	Control de temperaturas y agentes corrosivos.

⁷ Marto Ramirez. BES análisis, diseño, optimización y trouble shooting . Venezuela 2004

Cuadro A7. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Detención automática de la bomba	sobredimensionamiento o subdimensionamiento de la ESP	El manejo del sistema VSD reduce el funcionamiento cíclico permitiendo al operador optimizar el régimen de producción para lograr operaciones de bombeo continuas. No obstante el uso de VSD no es viable desde el punto de vista económico

Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANSTAS. “BES análisis, diseño, optimización y trouble shooting” . Venezuela 2004

A.4 GENERALIDADES DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.

Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados, de bajas a medianas tasas de producción, instalaciones relativamente profundas, producción de crudos arenosos, parafínicos y muy viscosos, pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua las constituyen en una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos.

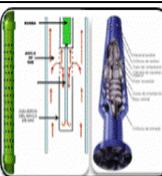
A continuación se expone los aspectos positivos-negativos y los principales equipos de un sistema típico de bombeo por cavidades progresivas en el cuadro A8 y el cuadro A9) respectivamente.

Cuadro A8. Aspectos positivos y negativos del bombeo por cavidades progresivas.

Positivos	Negativos
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de levantamiento artificial de mayor eficiencia. • Excelente para producción de petróleos altamente viscosos. • Capacidad para manejar altos contenidos de sólidos y moderado contenido de gas libre. • No tiene válvulas, evitando bloqueos por gas. • Buena resistencia a la abrasión. • Bajos costo inicial y potencia requerida. • Equipo de superficie relativamente pequeño. • Consumo continuo de energía de bajo costo. • Fácil de instalar y operar. • Bajo mantenimiento de operación. • Bajo nivel de ruido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de desplazamiento real hasta 2000 Bls/ día o 320 m³/ día (máximo de 4000 Bls / día o 640 m³ / día). • Capacidad de levantamiento real hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros); • Resistencia a la temperatura hasta 280 °F o 138 °C (máximo de 350 °F o 178 °C). • Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros puede hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos). • Capacidad de operar cuando se producen cantidades de gas libre considerables. • Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos. • Desgaste del contacto entre las varillas y la tubería de producción puede generar un problema grave en pozos direccionales y horizontales. • La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba. • Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores.

Fuente "sistemas de levantamiento artificial" (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

Cuadro A9. Partes del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

	Equipo	Imagen	Descripción
Equipo de superficie	Motor		Proporciona el movimiento mecánico a la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo.
	Cabezal		Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor.
	Accionamiento		Equipos electromecánicos encargados de generar la potencia necesaria y soportar el torque requerido para inducir y mantener en movimiento el conjunto varilla-rotor. Constituido por un: Motovariador-Arrancador (mecánico) y un Motoreductor-Variador de Frecuencia (electrónico).
Equipo de subsuelo	Rotor		Tiene forma de tornillo sin fin, se conecta a la sarta de varillas las cuales les transmiten el movimiento de rotación desde la superficie, está constituido por acero de alta resistencia y un cromado externo.
	Estator		Es un cilindro de acero (tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de doble hélice y adherido fuertemente a dicho cilindro.
	Separador de gas		Se basa en el principio de separación por descentralizadores, al pasar la mezcla multifásica por el anular excéntrico las burbujas de gas tienden a subir por la zona de mayor área, mientras que en la zona donde se tocan los tubos se forma una región de alta concentración de liquido.
	Varillas		Transmiten el movimiento giratorio desde los equipos de superficie al rotor de la bomba. Diseñadas para soportar cargas mecánicas e hidráulicas del sistema.

Fuente de imágenes “sistemas de levantamiento artificial” (PICAB-SOLIP). Diciembre de 2010.

En el cuadro A10 se muestran algunas anomalías que presenta el bombeo de cavidades progresivas según sus causas y los mecanismos de control utilizados.

Cuadro A10. Algunas anomalías que se presentan en el bombeo de cavidades progresivas.

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Baja producción	Correas y/o poleas desajustadas.	Ajustar las correas y poleas según las especificaciones del fabricante. Y/o adecuada experiencia del personal.
	Problemas eléctricos	Elabore un diagnostico del sistema eléctrico con personal calificado.
	Motor muy pequeño.	Redimensionar el motor.
Baja producción con velocidad y torque normales	Tasa de producción sobrestimadas.	Realizar nuevas pruebas de producción para determinar la tasa de flujo correcta.
	Restricción en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
	Alta relación gas-petróleo.	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
	Rotor con espaciado excesivo.	Re-espaciar el rotor.
	Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
	Perforaciones tapadas o dañadas.	Circular el pozo.
	Bajo influjo de yacimiento debido a las altas viscosidades.	Disminuir la velocidad de la bomba o instalar una bomba con mayor capacidad volumétrica.
Producción intermitente con velocidad y torque normales	Alta relación gas-aceite.	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
	Producción intermitente de arena y/o finos a través de la bomba.	Reposicionar la bomba por encima de las perforaciones; utilizar filtros de sólidos.
	Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío)	Bajar la velocidad de la bomba.

Cuadro A10. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Baja producción con bajo torque y sin backspin	Varillas o barra pulida partidas o sueltas.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.
	Tubería partida o suelta.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.
Baja producción con muy baja velocidad y torque alto	Ensanchamiento del elastómero	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.
	Bomba arenada	Circular el pozo.
	Escombros atrapados en la bomba.	Circular el pozo.
	Problema eléctrico.	Elabore un diagnostico del sistema eléctrico con personal calificado.
	Problemas con el cabezal de rotación	Elabore un diagnostico del mecanismo del cabezal con personal calificado.
Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo	Restricciones en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
	Alta relación gas petróleo	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola.
	Rotor espaciado muy arriba.	Reespaciar el rotor.
	Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
	Perforaciones tapadas o dañadas.	Limpiar perforación o recañonear.
	Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
	Varillas o barra pulida partidas.	Reemplazar Varillas o conexiones dañadas.
	Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.
	Bomba instalada muy encima de los perforados	Profundizar la bomba según sea adecuado por la condiciones del pozo.
	Rotor partido.	Reemplazar las partes dañadas.

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Producción intermitente con velocidad normal y torque alto	Rotor en contacto con el pin de paro	Reespaciar el rotor.
	Alta producción de área y/o finos.	Disminuir la velocidad de la bomba; circular el pozo.
	Ensanchamiento del elastómero	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido
	Daño del rotor o el estator.	Reemplazar las partes dañadas
No existe producción velocidad normal y torque normal	Varillas o barra pulida partidas o sueltas.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.
	Tubería partida o suelta.	Reemplazar las partes dañadas.
	Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Baja producción con velocidad normal y torque bajo	Restricciones en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
	Alta relación gas petróleo.	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola.
	Rotor espaciado muy arriba.	Reespaciar el rotor.
	Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
	Perforaciones tapadas o dañadas.	Circular el pozo.
	Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
	Tubería partida o suelta.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
	Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; o instalar una bomba más pequeña.
	Bajo influjo del yacimiento debido a alta viscosidad.	Disminuir la velocidad de bombeo; disminuir la viscosidad del fluido o utilizar una bomba con mayor capacidad volumétrica.
	Bomba asentada muy alta.	Reasentar la bomba según sea adecuado por las condiciones del pozo.
	Rotor partido.	Reemplazar las partes dañadas.
	Bombeo de fluidos altamente viscosos.	Disminuir la velocidad de bombeo; Disminuir la viscosidad del fluido o utilizar una bomba con mayor capacidad volumétrica.

Cuadro A10. (Continuación)

ANOMALIAS	CAUSAS	CONTROL
Baja producción con velocidad baja y torque alto	Alta producción de arena y/o finos.	Disminuir la velocidad de la bomba: circular el pozo.
	Ensanchamiento del elastómero.	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero
	Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
	Bomba arenada.	Circular el pozo.
	Escombros atrapados en la bomba.	Circular el pozo.
	Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío)	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.
Baja producción con velocidad normal y torque alto	Rotor en contacto con el pin de paro.	Re-espaciar el rotor.
	Alta producción de arena y/o finos.	Disminuir la velocidad de la bomba; Circular el pozo.
	Ensanchamiento del elastómero (incompatibilidad en el fluido y el estator).	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.
	Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
	Bajo nivel del fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.
	Restricciones de flujo debido al uso de centralizadores y guías de varillas; alta presión de cabezal	Rediseñar la sarta de varillas; utilizar una tubería de mayor diámetro.

Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANSTAS. "bombeo de cavidades progresivas". Venezuela 2003.

ANEXO B.

B1. PROGRAMAS DE ANÁLISIS Y ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN

B.1.1 Open Wells. El Open Wells comprende un completo reporte de las operaciones de pozo, análisis de información y un sistema de administración de datos integrado con el sistema Landmark's The Engineer's DeskTop, este software soporta la historia de producción completa de cualquier pozo, los datos de operaciones reportados en Open Wells pueden ser analizados con la aplicación Landmark's Engineering sobre la plataforma Engineer's Data Model (EDM), de igual forma soporta reportes de operaciones como: perforación, completamiento, servicios de pozo, sitios de construcción y reclamos de operación. Este programa captura la información de las operaciones realizadas en los pozos para la elaboración de informes corporativos y regulatorios, análisis de rendimiento, compensación y evaluación comparativa y la planificación de los pozos.

Beneficios que incluye este software:

- Flujos de trabajo eficientes
- Fácil análisis
- Ahorro de tiempo y costos
- Rendimiento de perforación.

B.1.2 Total Well Management (TWM). El programa Total Well Management (Administración Completa del Pozo) consiste de una serie de rutinas para la adquisición, análisis y presentación de los datos. Cuando es necesario, el programa le pregunta al usuario si desea seguir una acción específica o si desea escoger una de las opciones disponibles que se muestran en el menú de la pantalla.

Para manejar el TWM hay varias combinaciones disponibles para operar el computador, el programa, los directorios del disco duro y los discos portátiles. Los procedimientos recomendados requieren que exista un directorio principal del TWM en el disco duro. Este directorio contiene todos los programas necesarios para el uso del programa.

B.1.3 Wesems (well services management system). Es un sistema para administración de datos de producción y servicio a pozo, creada por ECOPEPETROL S.A, donde se recopila toda la información correspondiente a: producción,

dinagramas-sonolog, equipos instalados, contratos de servicio a pozo y base de datos de bombas.

B.2 PROGRAMAS DE DISEÑO

B.2.1 Rodstar. Rodstar es un poderoso simulador y herramienta de diseño de fácil uso para sistemas de bombeo mecánico. Con él se pueden diseñar nuevas instalaciones de bombeo mecánico o hacer cambios a las ya existentes. Es una herramienta que se puede usar para comparar unidades de bombeo, velocidades, tamaño del pistón, varillas, tipos de motor, etc. También, es útil para estudiar el efecto de la variación de la velocidad del motor, fricción de la prensa estopas (Stuffing box), etc.

Características:

Tiene la ventaja de guardar la información que se esté manejando aun cuando se sale del programa en medio del ingreso de la información. Contiene data para todas las bombas comunes, diámetro de varillas, grado de varillas, unidades de bombeo, diámetro de tubería, etc. También reconoce cuando se necesita slim hole coupling o una bomba de pared delgada, cuales varillas se ajustan al diámetro de la tubería seleccionada, la máxima velocidad de bombeo recomendada para cualquier sistema diseñado. Puede simular cualquier sistema de bombeo y puede predecir de modo preciso su comportamiento, el programa predice las cartas dinamométricas de fondo y superficie. Además calcula el torque máximo de la caja reductora, la estructura de cargas, la carga de varillas, la carrera de la bomba, longitud del pistón, rata de producción esperada, el contrabalance requerido, tamaño del motor, eficiencia del sistema, consumo diario de energía, y otra información útil.

En contraste al sistema de diseño por ensayo y error, con RODSTAR se puede entrar la producción deseada y preguntarle al programa simultáneamente los SPM, tamaño del pistón, y el diseño de la sarta de varillas. O puede ingresar información de IPR y el RODSTAR calcula la producción y diseña el sistema basándose en cualquier PIP o nivel de fluido que se desee trabajar. Puede modelar cualquier geometría de unidades de bombeo incluyendo las de carrera larga como la Rotaflex.

Este simulador posee dos versiones RODSTAR-D y RODSTAR-V, desviado y vertical respectivamente, el primero permite entrar a estudios de desviación y

calcular cargas laterales, severidad de las desviaciones, espaciamiento recomendado de la varilla guía.

B.2.2 C-FER. El software C-FER es una herramienta interactiva de diseño que sirve para evaluar el rendimiento de la bombas de cavidades progresivas utilizadas para producir los pozos petroleros, con la ayuda del software se permitirá tomar las mejores decisiones en el diseño y la operación de la BCP. Algunas de las aplicaciones de C-FER son:

- Diseño de fondo y geometría de los pozos
- Selección de los equipos de fondo y superficie del pozo y posterior evaluación
- Banco de prueba y análisis de la bomba
- Análisis de fatiga de la sarta de varillas
- Desgaste por contacto de la sarta varillas y tubería
- Optimización de la producción
- Reacondicionamiento, análisis y prevención
- Evaluaciones de seguridad de la rotación anti horaria en la sarta de varillas (Back spin)

Su estructura interna se compone de numerosas rutinas de análisis, relaciones empíricas y las especificaciones de los fabricantes de los equipos, integrada con una gráfica usuario-interfaz desarrollada por Microsoft Windows, que permite realizar evaluaciones técnicas.

ANEXO C.

C1. ESTACIONES RECOLECTORAS DE FLUJO (BATERIA).

Una estación de flujo es un conjunto de equipos inter-relacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en su vecindad.

C.1.1 FUNCIONAMIENTO. El líquido (petróleo y agua) y gas asociado, proveniente de los pozos llega a la estación de flujo a un cabezal (multiple) de producción general y luego va a los separadores generales donde ocurre la separación gas-líquido. El gas sale por el tope de los separadores y va al depurador, donde deja los residuos de crudo que pudieron haber quedado en la separación. El gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión.

El líquido sale de los separadores y va a los tanques de recolección, desde donde es succionado y enviado por las bombas a los patios de tanques a través del sistema de recolección de crudo (líneas de bombeo) correspondiente.

Los volúmenes de líquido y gas de cada pozo son medidos en un separador (con características e instrumentos especiales) en tanques de medida e instrumentos medidores de flujo.

Las funciones más importantes de una estación recolectora son:

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- Separar la fase líquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento provisional al petróleo.
- Bombear el petróleo a los tanques de almacenamiento.

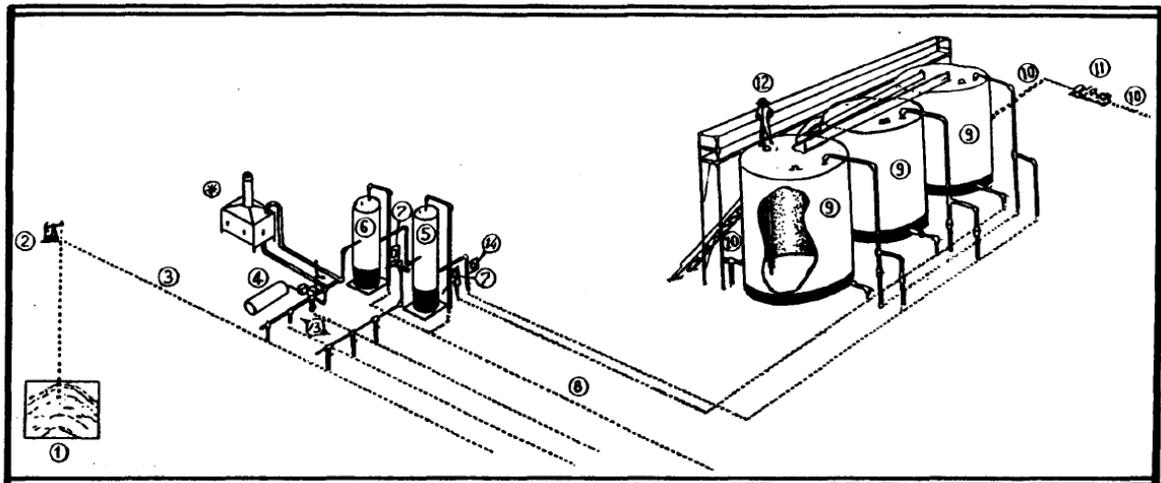
C.1.2 COMPONENTES BASICOS EN UNA BATERIA. Toda batería para realizar sus funciones, necesita la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

Múltiples o recolectores de entrada.

Líneas de flujo.

Separadores.
 Tratadores.
 Tanques de almacenamiento.
 Bombas de crudo.
 Bombas de inyección de química.
 Separadores de medida.

Figura C1. Equipos de una batería. Fuente "Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA" (PICAB-SOLIP). 1992.



1. Yacimiento de petróleo.
2. Pozo productor.
3. Línea de flujo.
4. Bomba de inyección de química.
5. Separador general.
6. Separador de prueba.
7. Medidor de gas
8. Línea de gas. (tratador).
9. Tanques de almacenamiento de crudo.
10. Línea de bombeo.
11. Bomba de la estación.
12. Operador.
13. Manifold.
14. Medidor de petróleo.

C2. PROCESO DE MEDICIÓN.

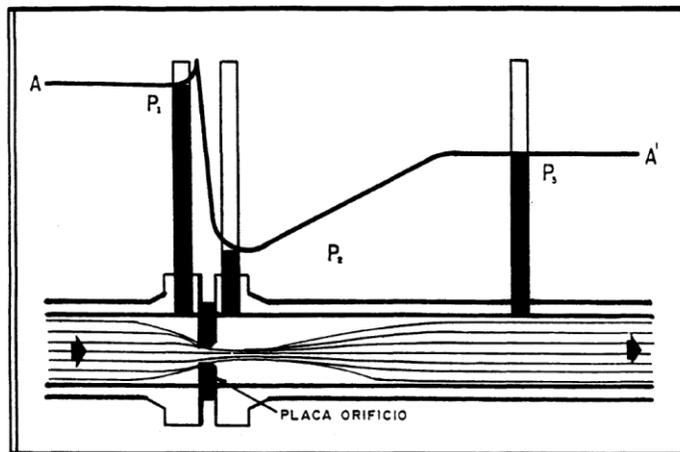
La medición de fluidos y posteriormente el procesamiento de datos, se realiza con el objeto de conocer la producción general de la batería y/o la producción individual de un pozo.

Los tipos de medición son gas y líquido.

C.2.1 MEDICION DE GAS. La medición de gas se hace en varios sitios: en la salida del separador de medida, en la salida del separador de producción y en la línea de venteo.

MEDICIÓN POR PRESIÓN DIFERENCIAL. Se basa en la reducción de la sección en un punto de la tubería de flujo de gas para producir una disminución de presión, después que el flujo de gas haya pasado a través del elemento primario. (Ver figura C2.)

Figura C2. Esquemático del flujo a través de la placa de orificio. Fuente "Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA" (PICAB-SOLIP). 1992.



La diferencial de presión creada a través del elemento principal, es medida en una carta utilizando un medidor de presión diferencial, registrando en el mismo instrumento la presión con la cual fluye el gas, mejor conocida como presión estática.

Al procesar estos datos de presión y presión diferencial mediante la ecuación correspondiente (Bernulli), se determina el volumen de gas por unidad de tiempo.

C.2.2 MEDICIÓN DE LÍQUIDOS. Existen varios métodos de medición de líquidos, entre los cuales están los siguientes:

Por aforo:

- Directo.
- Indirecto.

Por flotador:

- Contador por carga o descarga.
- Desplazamiento positivo.

MEDICION POR AFORACION.

Se realiza a través de dos métodos: directo e indirecto.

- **Método de medición directo o al lleno (Ver figura C3).** Consiste en bajar la cinta con la plomada hasta tocar ligeramente el fondo del tanque o placa de nivel cero fijado en el fondo. El nivel del líquido en el tanque se determina por la longitud de la cinta mojada (Ver figura C4).

Figura C3. Cinta métrica. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.

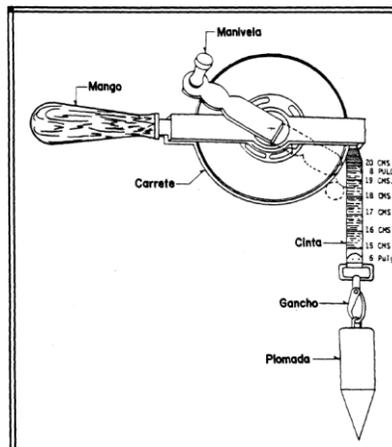
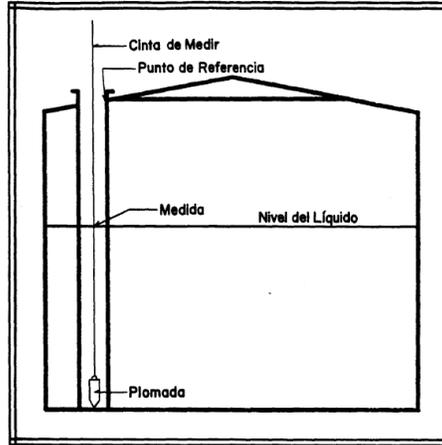
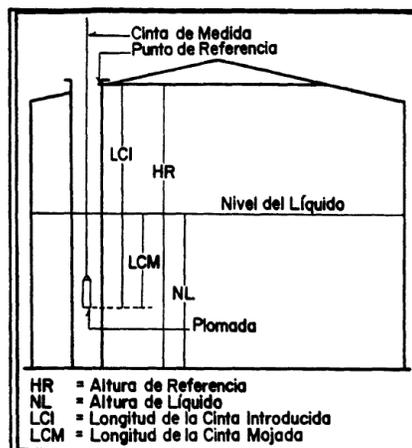


Figura C4. Medición directa. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.



- Método de medición indirecta o al vacío.** Este método consiste en bajar una cinta con su plomada hasta cierta profundidad del líquido contenido en el tanque. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina restándole a la altura de referencia la lectura de la cinta (longitud total introducida en el tanque) y sumándole al resultado obtenido, la lectura de la cinta mojada. Esto equivale a restarle a la altura total del tanque la parte del mismo que ha quedado vacía. Este método se usa comúnmente en la medición de tanques de techo fijo y en oportunidades, se usa para medir los niveles de los residuos y el agua en el fondo de los tanques. (Ver figura C5)

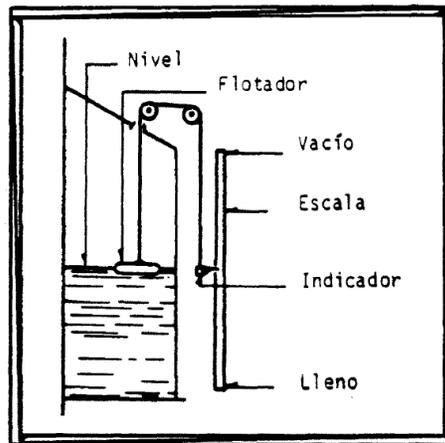
Figura C5. Medición indirecta. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.



MEDICIÓN POR FLOTADOR.

Este método utiliza un medidor (flotador) cuando el nivel del recipiente se desea indicar localmente sobre una escala. Este compuesto por un flotador, un cable, poleas, una escala y un indicador. (Ver figura C6).

Figura C6. Indicador de nivel tipo flotador. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.

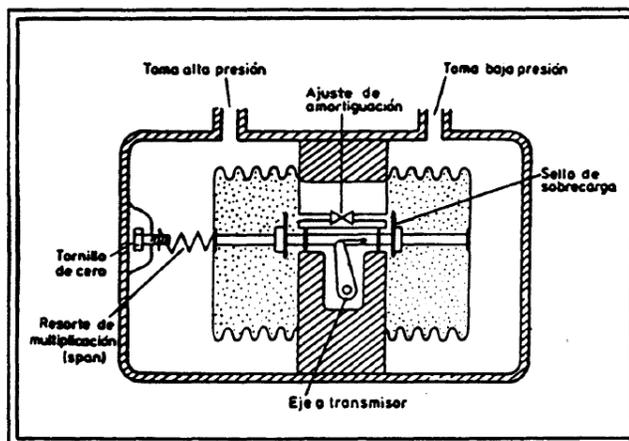


MEDICIÓN POR DESCARGA DEL SEPARADOR.

Para llevar a cabo esta medición, el separador posee un contador de descargas o ciclos de llenado. Su función consiste en contar el número de golpes o descargas que se producen durante un tiempo determinado. Con esta información y conociendo los barriles del líquido por descarga, se puede calcular la producción diaria de la estación o de un pozo cualquiera.

El número de descargas se registra en una carta. Para ello se utiliza un instrumento llamado Registrador de Presión Diferencial o Cámara Diferencial el cual posee dos cámaras internas (una de alta presión y otra de baja presión). (Ver figura C7).

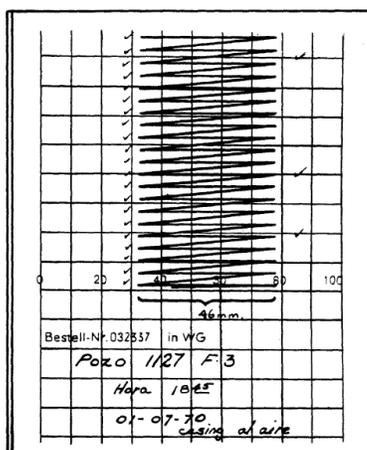
Figura C7. Cámara diferencial. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.



MEDICIÓN POR REGISTRO (POR DESCARGA).

La figura C8 muestra un ejemplo de un registro de la producción de un pozo a través del separador de medidas con un registrador DRD o con Gap neumático o eléctrico.⁸

Figura C8. Registro. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.

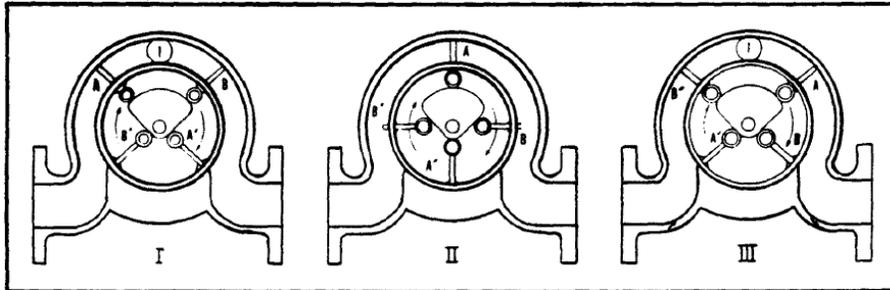


⁸ PDVSA. Estaciones Recolectoras de Flujo. Venezuela 1992

MEDICION POR DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

En el conteo del volumen de flujo que pasa a través de un medidor de desplazamiento positivo. Este volumen es totalizado a través de un contador ubicado en la parte superior. (Ver figura C9).

Figura C9. Registro. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.



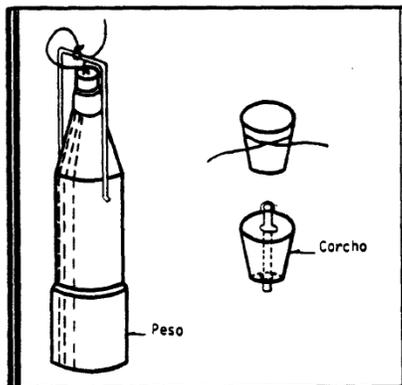
C3. TOMA DE MUESTRAS.

Las muestras son tomadas del tanque, para la determinación de las propiedades de los líquidos contenidos en el mismo.

C.3.1 APARATOS O INSTRUMENTOS DE TOMA DE MUESTRA

Las muestras pueden ser tomadas con un toma-muestras, con un vaso o una botella. (Ver figura C10).

Figura C10. Saca muestras tipo botella. Fuente “Estaciones recolectoras de flujo CEPET-PDVSA” (PICAB-SOLIP). 1992.



C4. ANALISIS DE LABORATORIO.

El operador después de haber realizado la tarea de aforación, debe dirigirse con los datos y muestras obtenidas del contenido del tanque al laboratorio, en donde serán analizados para determinar las características del crudo, tales como: gravedad API, contenido de agua y sedimento.

Para la determinación de estas características, se utilizan los siguientes métodos:

Gravedad API. Método ASTM D 287-67.

Agua y sedimento en crudo (BSW). Método de centrifugación ASTM D 96-68.

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE INGENIERÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE CRUDO.

LEONEL ADRIANO GOMEZ HERNANDEZ
CESAR FABIAN SOLARTE ORDOÑEZ

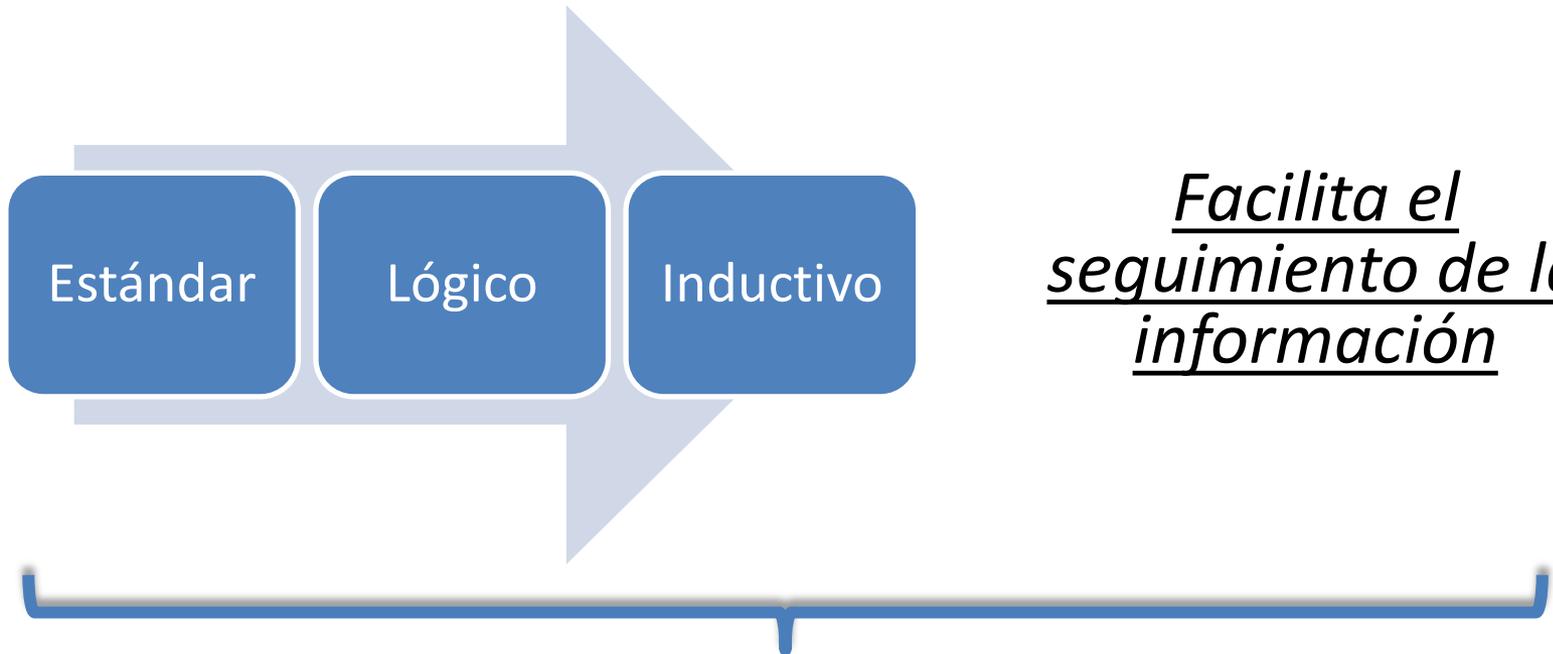


OBJETIVO

- Desarrollar e implementar una metodología basada en un protocolo de técnicas de análisis de control para el estudio de ingeniería de producción en pozos productores de crudo.



MAICPP



Diagnostico de un caso teniendo en cuenta:

Antecedentes

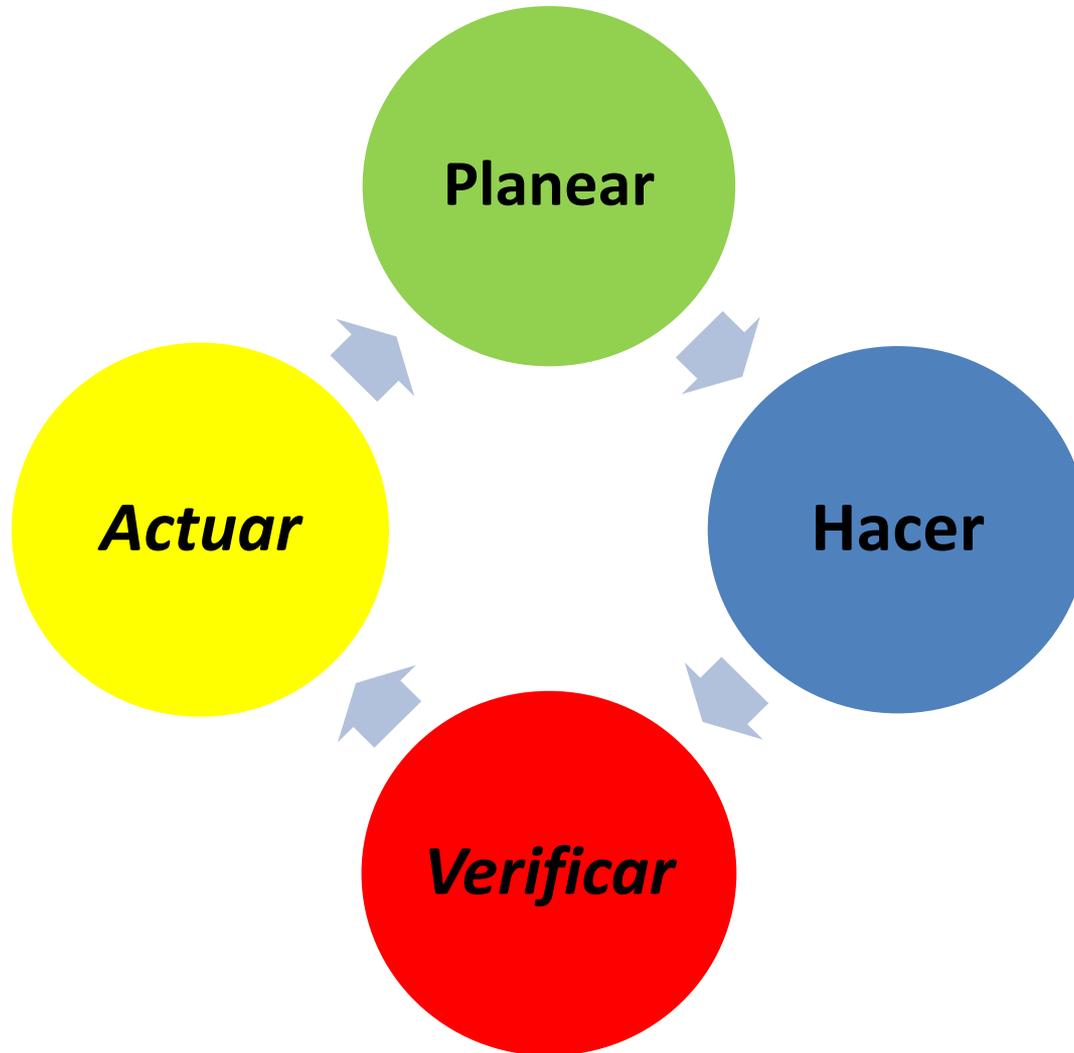
Recomendaciones previas

DEFINICIÓN

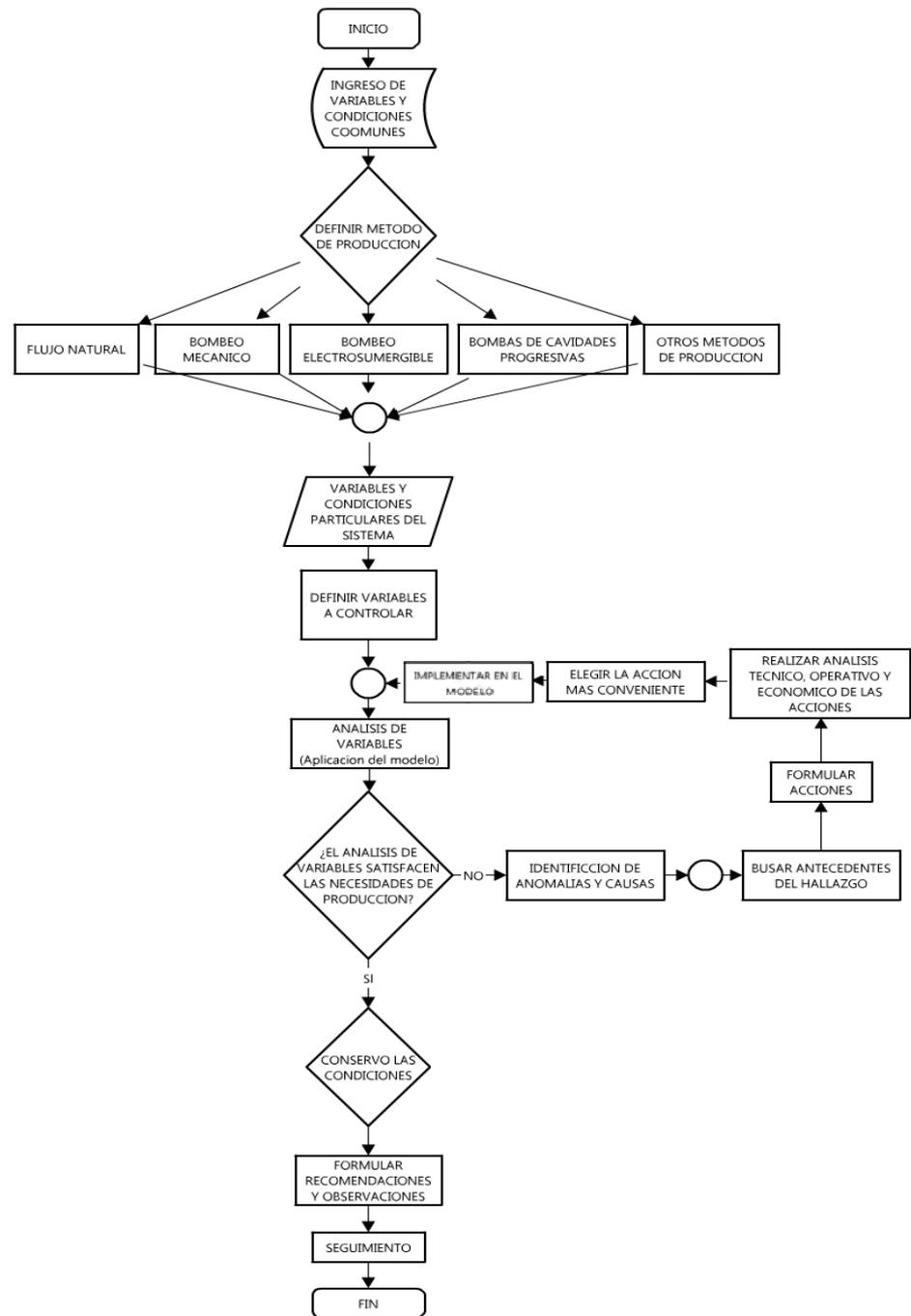
- **Condición:** aspectos con los cuales contamos.
- **Variable:** es un valor que puede modificarse.
- **Anomalía:** irregularidad, anormalidad o falta de adecuación a lo que es habitual.
- **Prueba acida:** es un indicador instantáneo del comportamiento de la tasa de producción.



METODOLOGÍA DE PROCESOS



METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN



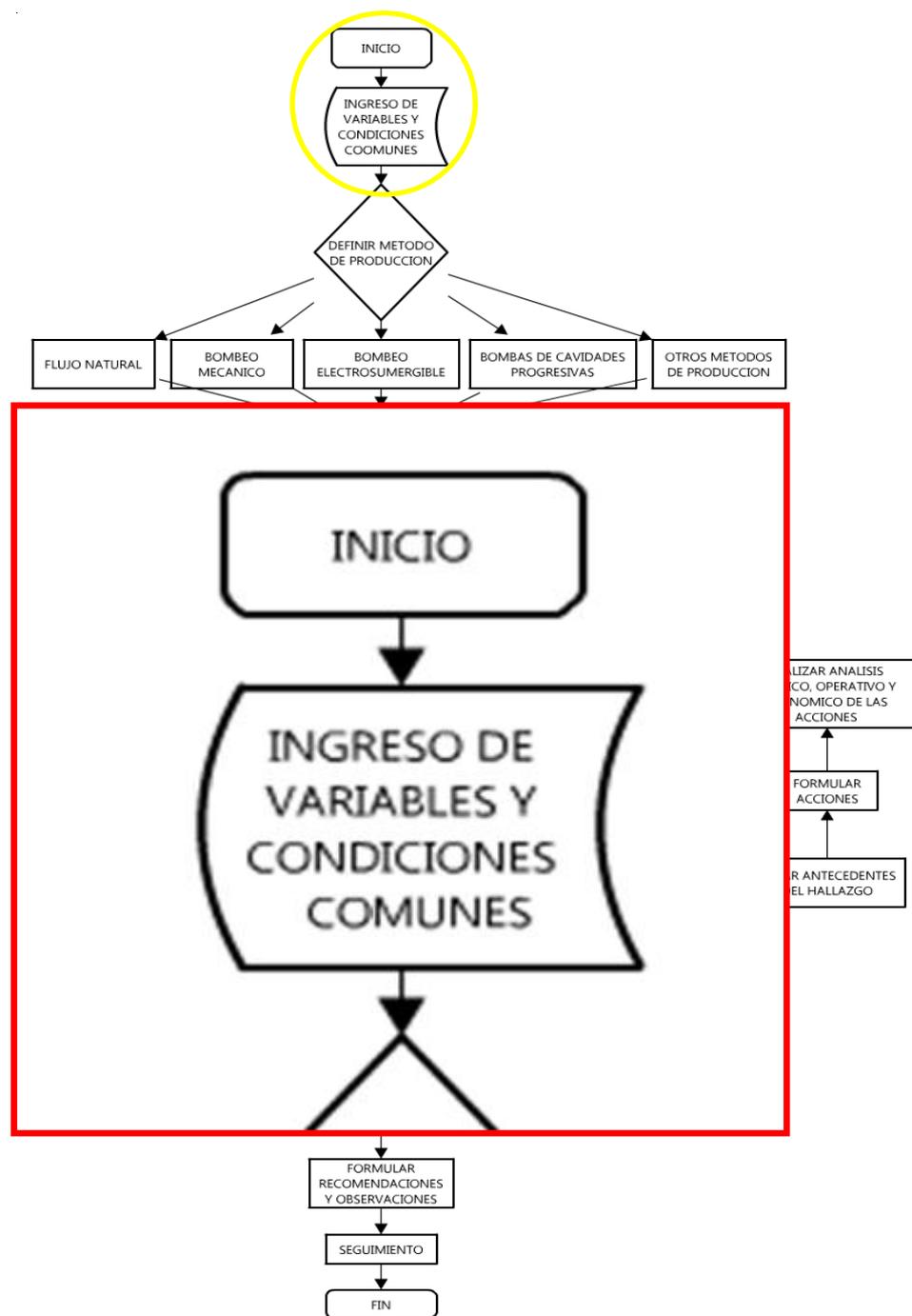
METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 1)

1. *Identificar el área de estudio.*

Información general del campo.

Información general del pozo.

Condiciones y variables generales.



CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES

- *Condiciones y variables generales del campo.*
- *Condiciones y variables generales del pozo.*



CONDICIONES Y VARIABLES DEL CAMPO

		Índice de productividad (IPR)	
Historial	Condiciones iniciales	Presión y temperatura iniciales	
		Cantidad de gas en solución inicial (Rsi)	
	Histórico de producción	BFPD	
		BOPD	
		GOR	
BWPD			
Características de los fluidos	Viscosidad		
	Temperatura		
	Cantidad de gas en solución (Rs)		
	Gravedad del fluido		
	BSW		
	Bo, Bw y Bg		
	Composición del fluido	Parafinas y asfáltenos	
		Corrosión (CO ₂ y H ₂ S).	
		NaCl, CaCO ₃ , CaSO ₄ , BaSO ₄ , SrSO ₄ , FeCO ₃ , FeS, Fe(OH) ₂ , Fe(OH) ₃ , F ₂ O ₃	
	Contenido de abrasivos.		
Métodos de recobro			
Presión promedio de yacimiento (psi)			



- [-] CAMPOS
 - [-] SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

Información General del Campo

Campo: SURCOLOMBIANO

Ubicación: Neiva (Huila)

Yacimiento: Sub Saturado

Inicio: 01/07/1978

Pozos: 4

Recobro: Secundario

Método: Inyeccion de agua

Condiciones Iniciales del Campo

Pi: 2650 psi

Ti @ Pi: 119 °F

Prof. @ Pi: 4700 ft

Rsi: 163 pcs/bbl

Pb: 985 psi

PROPIEDADES PVT

Agregar fila Quitar fila Cargar PVT

	Presión (psig)	Bo (RB/STB)	Rs (SCF/STB)	μo (cp)	μg (cp)	Bg (S)
▶	5000	10.357	58	4.1		
	4000	10.409	58	-		
	3000	10.465	58	-		
	2000	10.553	58	-		
	1500	10.555	58	-		
	1000	10.586	58	-		
	900	10.594	58	-		
	700	10.605	58	3.36		
	500	10.618	58	3.31		
	300	10.632	58	3.27		
	200	10.638	58	3.25		
	100	10.647	58	3.23		
	68	1.065	58	3.22	0.0105	5.24
	37	1.05	36	4.25	0.0105	3.56
	0	1.025	0	5.54	0.0105	

CARACTERÍSTICAS DE LOS

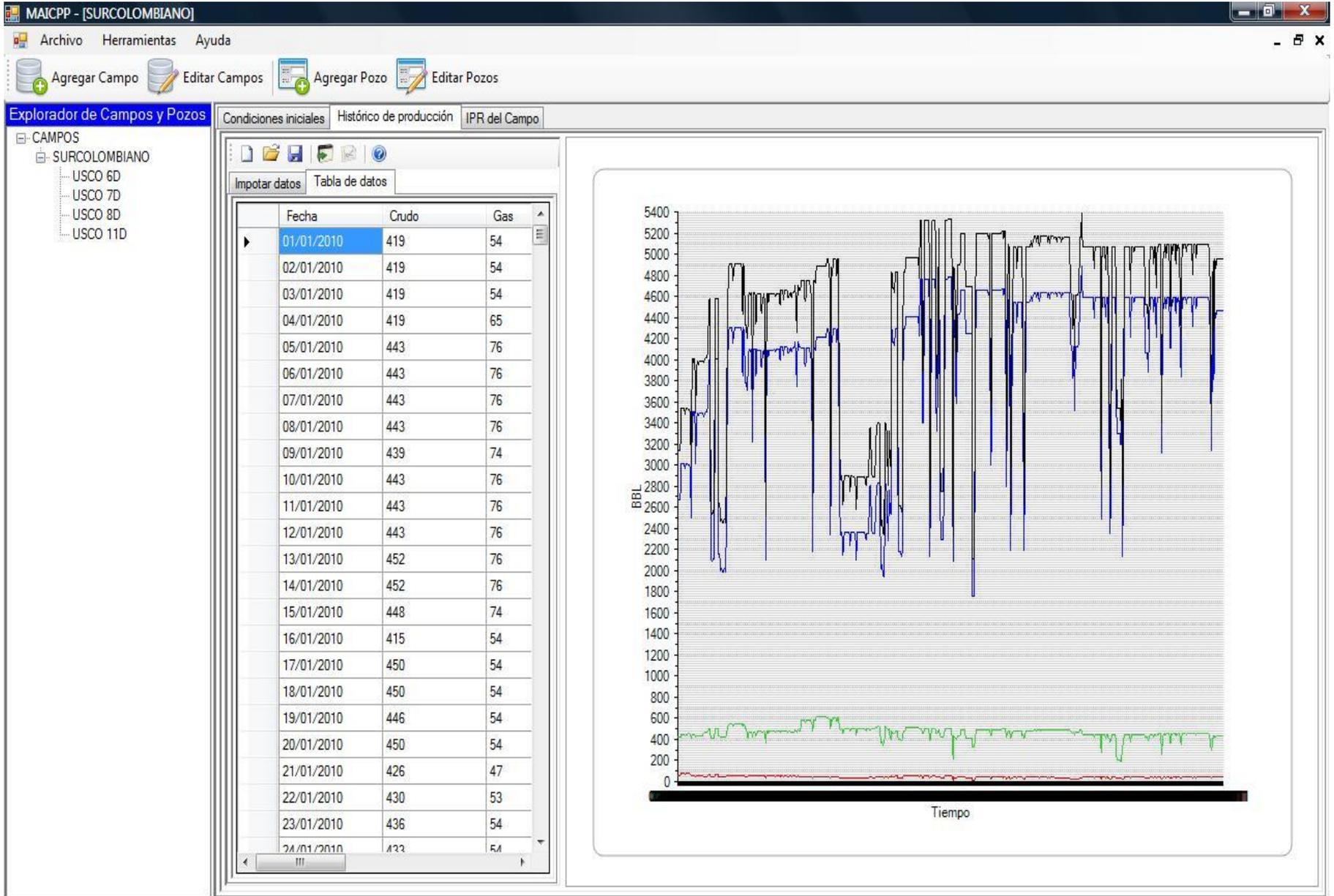
Parámetros	Valor
Viscosidad Oil (cp)	6.49
°API	26
Boi (BY/STB)	1.083
% de parafinas	4.47
% asfaltenos	5.76
% abrasivos	50
% aromaticos	2.5

COMPOSICIÓN DEL ACEITE

Componentes	% Molar
Hidrogeno (H2)	0
Sulfuro de hidrogeno (H2S)	0
Dioxido de Carbono (CO2)	4.36
Nitrogeno (N2)	2.32
Metano (C1)	67.22
Etano (C2)	8.93
Propano (C3)	9.25
i-Butano (iC4)	1.60
n-Butano (nC4)	3.35
i-Pentano (iC5)	0.92
n-Pentano (nC5)	0.76
Hexanos (C6)	0.57
Heptanos (C7)	0.43
Octanos (C8)	0.18
Nonanos (C9)	0.08

Guardar





Explorador de Campos y Pozos

CAMPOS
SURCOLOMBIANO

Condiciones iniciales Histórico de producción IPR del Campo

Información IP

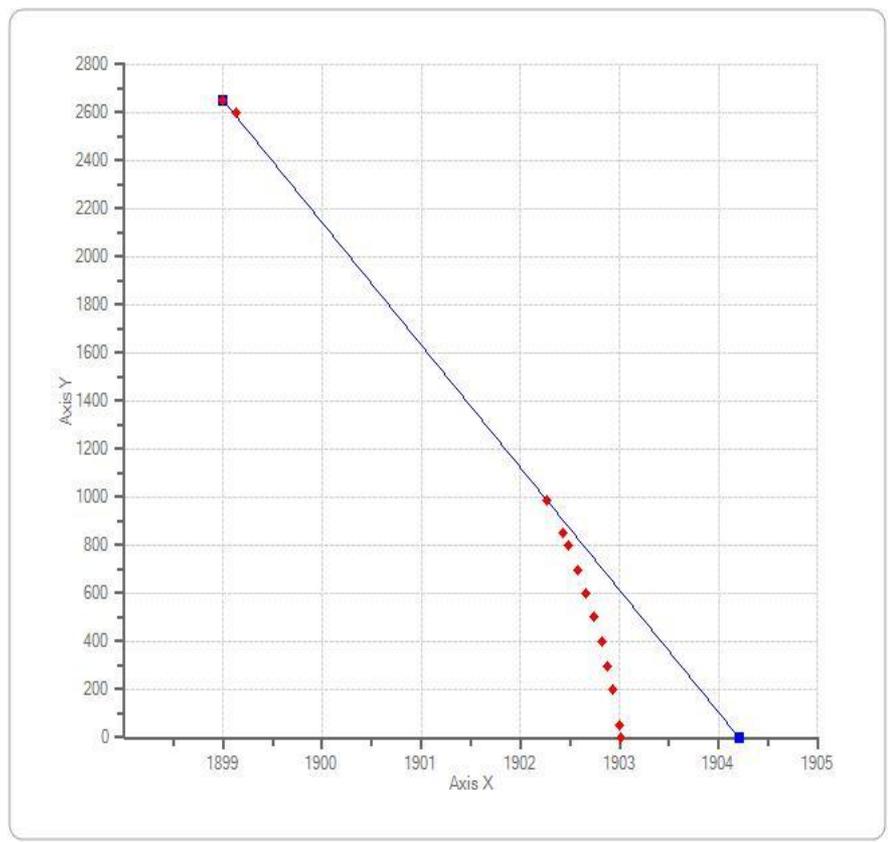
Presión Min= 0 Caudal= 1900

Presión Max= 2650 Caudal= 0

Pbi (psi)= 985 IP= 0.716981

Agregar Eliminar Graficar

Pwf (psi)	Caudal (bbl/d)
985	1193.7736
850	1250.0247
300	1416.3401
200	1435.7349
800	1269.3152
500	1367.5404
50	1458.5707
0	1464.5143
2650	0
2600	49.3211
700	1305.3937
600	1338.1354
400	1393.6086



■ IP ◆ IPR

CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES DEL POZO

Condiciones del pozo	Presión de pozo fluyendo (P_{wf})		
	Presión del tubing en cabeza de pozo (P_{th})		
	Presión del casing en cabeza de pozo (P_{ch})		
	Presión diferencial		
	Rata de producción (Q)		
	Nivel de fluido		
	Temperatura de fondo		
	Estado mecánico del pozo	Profundidad del pozo	
		Diámetro de tubing y casing	
		Porcentaje de diámetro perdido por scale en tubing	
		Arreglo de tubería	
Desviación del pozo			
Historial del pozo	Condiciones iniciales del pozo	Índice de productividad (IPR)	
		Presión y temperatura iniciales	
		Cantidad de gas en solución inicial (R_{si})	
	Histórico de producción:	BFPD	
BOPD			
BWPD			
GOR			
Características de diseño, estado del equipo.			
Histórico de trabajos de subsuelo y superficie.			



MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D**
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar comportamientos Antecedentes

Información General

Nombre:

Campo:

Ubicación:

Inicio de Producción:

Nivel de Fluido:

Método de producción:

Condiciones Iniciales

Pi: psi IP: N/A

Ti: °F T fondo: °F

Rsi: pcs/ bbl RGL: Mpcs/ bbl

Pch: psi Pwf: psi

Pth: psi Psep: psi

Condiciones

Tipo de bomba:

Profundidad de asentamiento de la bomba (ft):

Diámetro del pistón (in):

Sumergencia de la bomba (ft):

Potencia del motor (Hp):

Nivel de fluido en anular (ft):

Variables

Velocidad de bombeo: SPM

Velocidad del motor: RPM

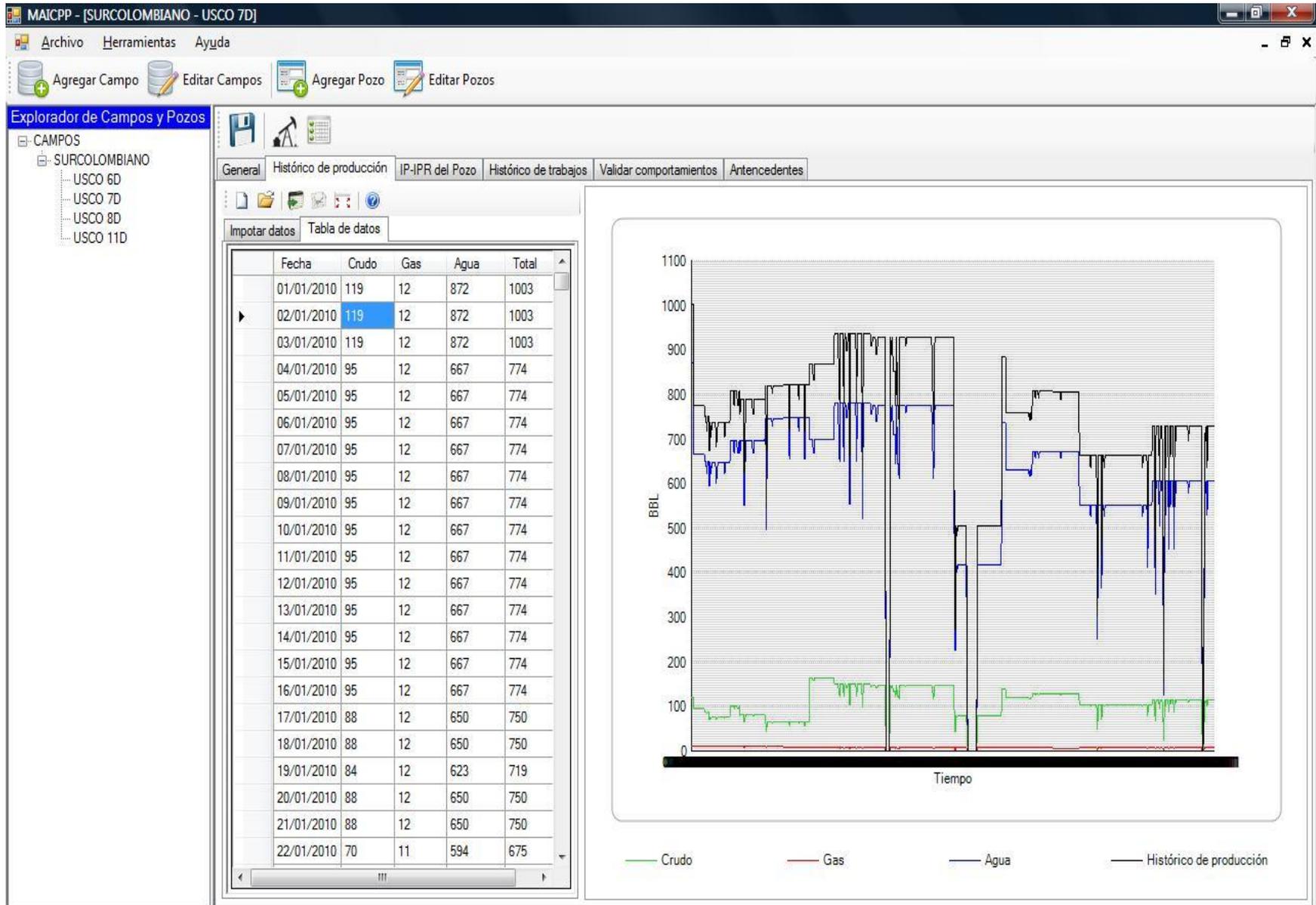
Longitud del stroke: in

Análisis de variables

Caudal Real [bbl/D]:

Caudal Mínimo [bbl/D]: 776.847733

Caudal Máximo [bbl/D]: 804.1902



Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar comportamientos Antecedentes

Información IP

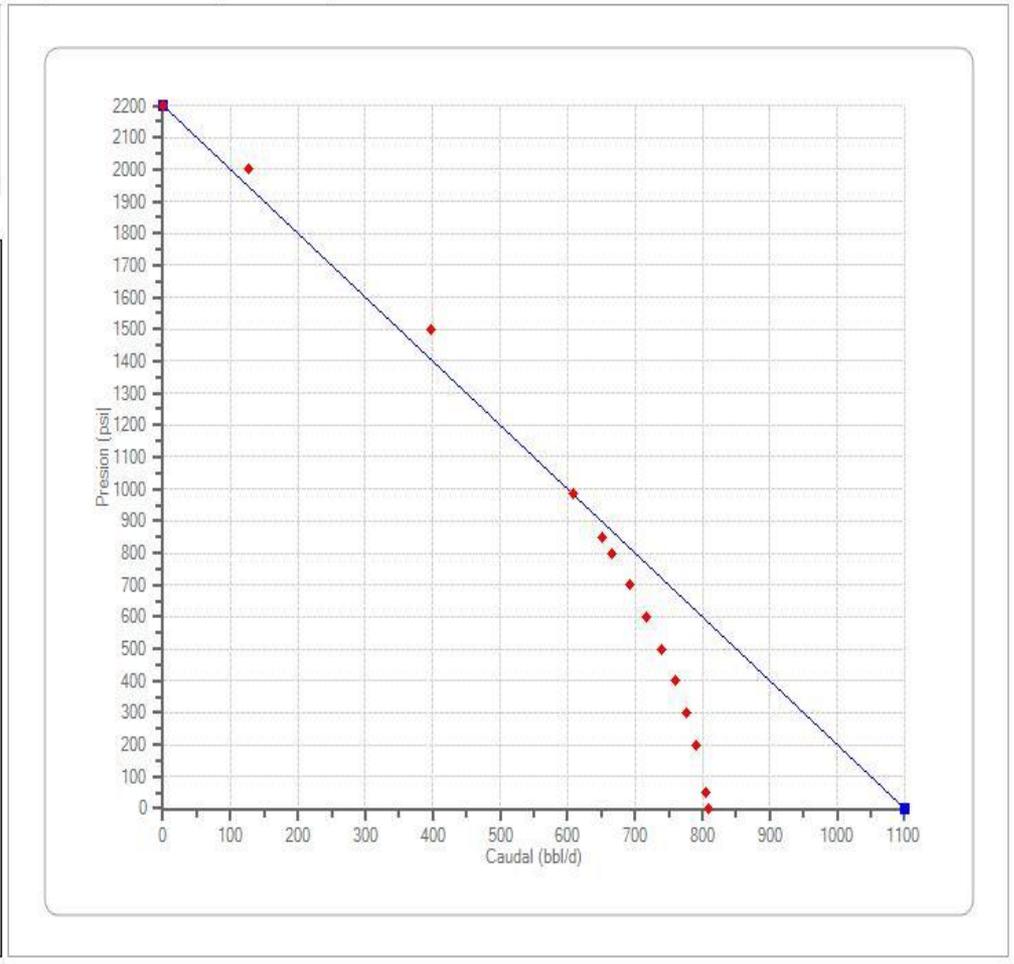
Presión Min= 0 Caudal= 1100

Presión Max= 2200 Caudal= 0

Pbi (psi)= 985 IP= 0.5

Agregar Eliminar Graficar

	Pwf (psi)	Caudal (bbl/d)
▶	985	607.5
	850	650.6024
	300	775.7697
	200	789.826
	800	665.328
	500	739.6252
	50	805.8902
	0	809.9063
	700	692.7711
	600	717.5368
	400	759.0361
	2000	127.1754
	1500	398.2597
	2200	0



Explorador de Campos y Pozos

- [-] CAMPOS
 - [-] SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

Fecha del servicio: 24/08/2011

Causa de la falla:

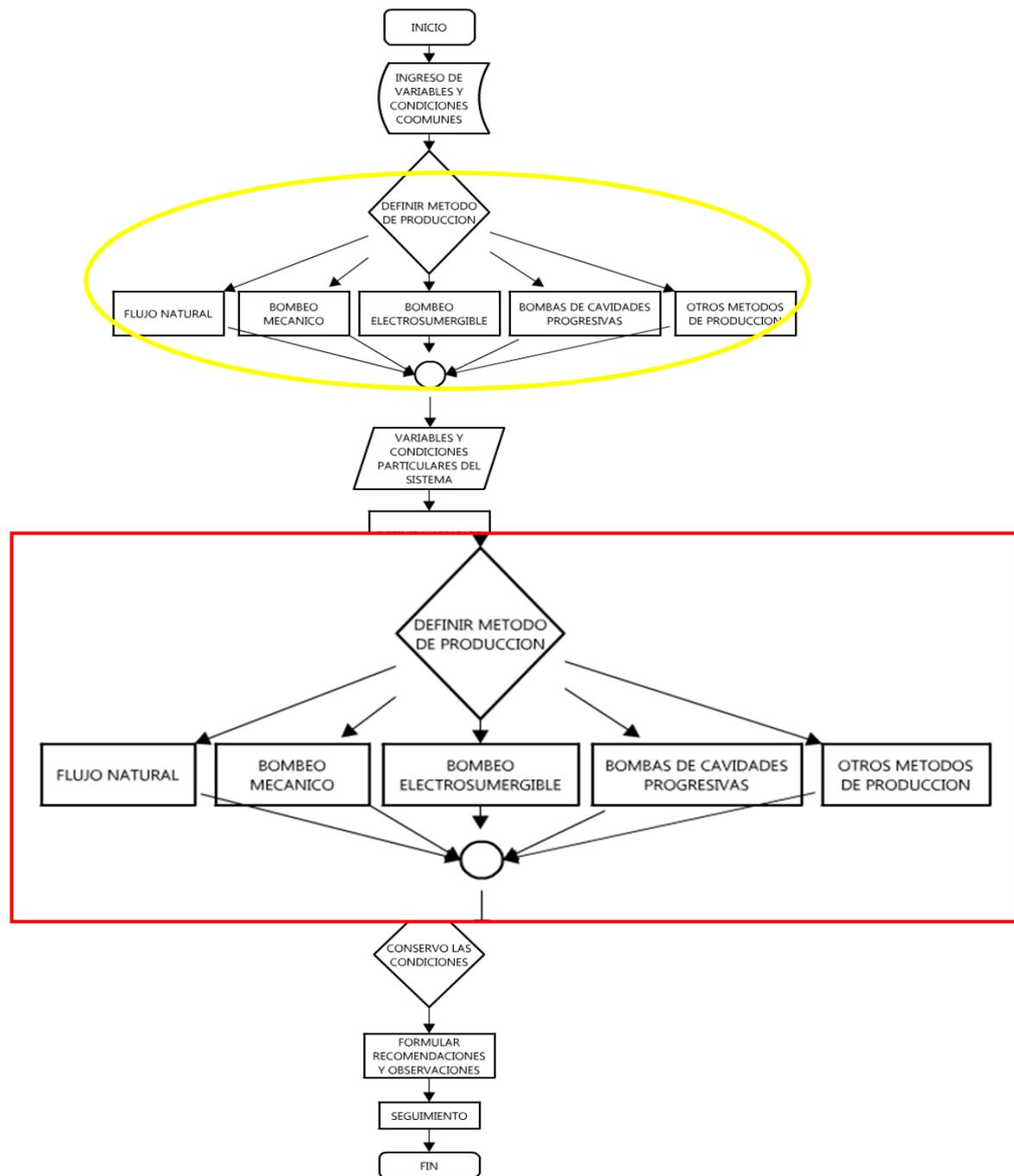
Sitio del trabajo:

Descripción del trabajo:

No.	Fecha	Falla	Servicio	Sitio
1	17/08/2010	Scale	SE REALIZA SERVICIO PROACTIVO POR BAJA EFICIENCIA. SE ENCUENTRA BASTANTE PRESENCIA DE SCALE EN LA TUBERIA. SE ENCUENTRA FONDO A 5760'. SE LIMPIA HASTA 5743. SE BAJA INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES, CON JUNTA RANURADA. SE CAMBIA 130 COUPLING 7/8".	Pozo
2	20/11/2010	Arenamiento	SE ENCUENTRA PISTON BASTANTE RAYADO Y ACANALADO DE 1"; DESGASTADO. SE QUIEBRAN 9 JUNTAS DE 3 1/2" POR ACANALAMIENTO INTERNO.	Pozo
▶ 3	24/08/2011	Arenamiento	SERVICIO PROACTIVO. BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA. SE ENCUENTRA BOMBA TH EN MAL ESTADO. PISTON RAYADO Y ACANALADO. EXTENCION INFERIOR CON SEVERA ABRASION POR ARENA.	Pozo

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 2)

2. Identificar el método de producción del pozo.



Condiciones y variables particulares de cada método de producción

- Flujo natural.
- Levantamiento artificial.



Flujo natural

- **Diámetro del estrangulador o choque.**



Levantamiento artificial

- Bombeo electrosumergible (BES).
- Bombeo mecánico (BM).
- Bombas de cavidades progresivas (BCP).



Bombeo electrosumergible (BES)

<i>CONDICIONES</i>	<i>VARIABLES</i>
Número de etapas	La velocidad de bombeo o la velocidad de descarga
Temperatura de operación del motor	Presión de entrada a la bomba
	Presión y temperatura de descarga de la bomba
Altura de elevación del fluido por etapa	Revoluciones por minuto del motor (RPM)
Tipo de cable	Potencia del motor
	La vibración del motor
	La corriente de operación del motor



Bombeo mecánico (BM).

CONDICIONES	VARIABLES
Profundidad de asentamiento de la bomba	Velocidad de bombeo (SPM)
Tipo de bomba	Revoluciones por minuto del motor (RPM)
Tamaño del pistón (diámetro)	Tensión de la varilla pulida (carga en la estructura de la unidad y las varillas)
Sumergencia y llenado de la bomba	
Accesorios en fondo (empaques, anclas, sensores, etc.)	Longitud del stroke
Potencia del motor	
Balaceo	
Nivel de fluido en tubing y anular	
Carga en la caja reductora	



Bomba de cavidades progresivas (BCP).

<i>CONDICIONES</i>	<i>VARIABLES</i>
Excentricidad	Revoluciones por minuto (RPM)
Numero de etapas	
Material del estator	Potencia al freno (BHP)
Potencia del motor (HP)	
Diferencia entre rotor y estator (ajuste)	Frecuencia de operación (Hz)
Porcentaje de aromáticos que contiene el aceite.	

MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar comportamientos Antecedentes

Información General

Nombre:

Campo:

Ubicación:

Inicio de Producción:

Nivel de Fluido:

Método de producción:

Condiciones Iniciales

Pi: psi IP: N/A

Ti: °F T fondo: °F

Rsi: pcs/ bbl RGL: Mpcs/ bbl

Pch: psi Pwf: psi

Pth: psi Psep: psi

Condiciones

Tipo de bomba:

Profundidad de asentamiento de la bomba (ft):

Diámetro del pistón (in):

Sumergencia de la bomba (ft):

Potencia del motor (Hp):

Nivel de fluido en anular (ft):

Variables

Velocidad de bombeo: SPM

Velocidad del motor: RPM

Longitud del stroke: in

Análisis de variables

Caudal Real [bbl/D]:

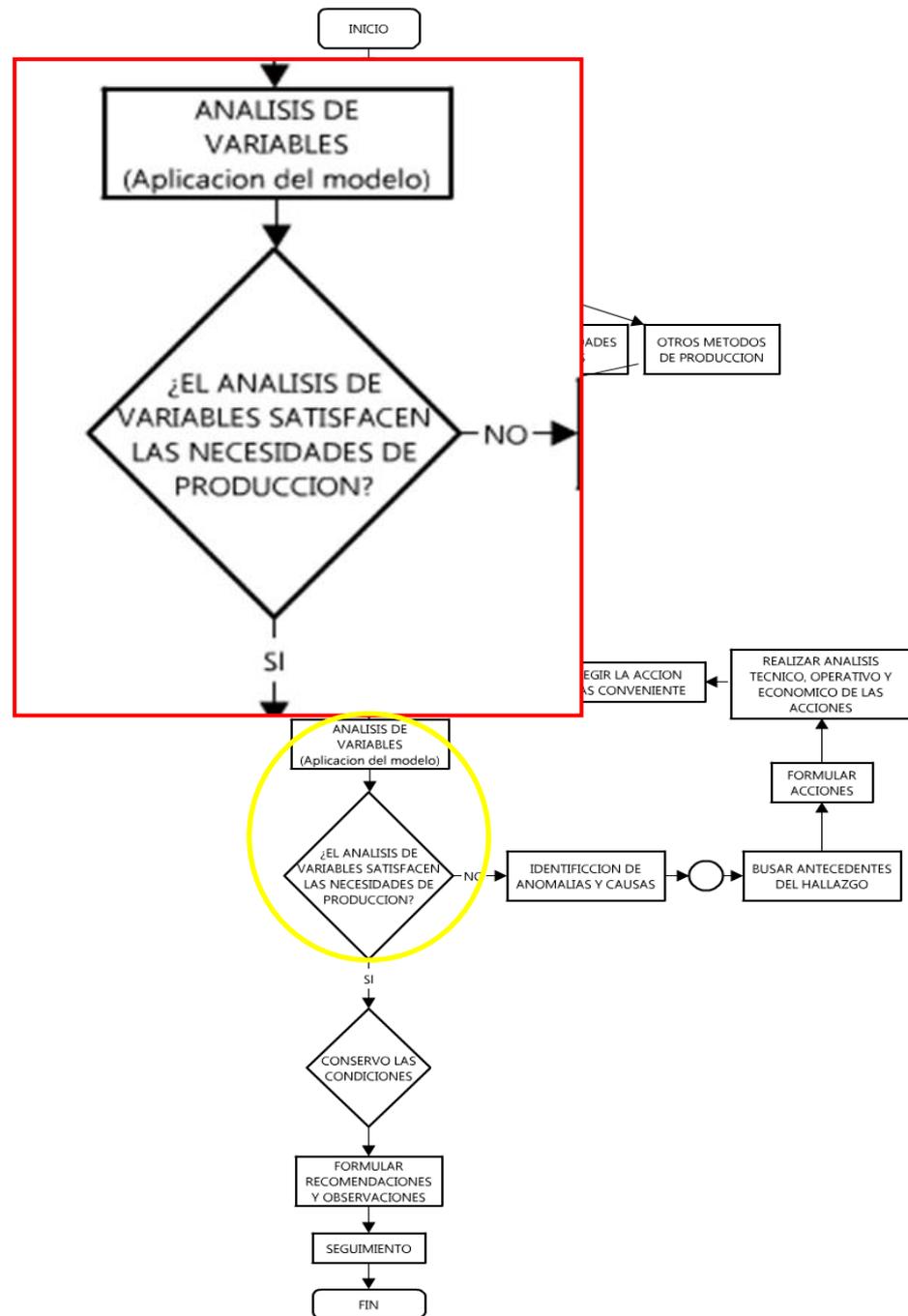
Caudal Mínimo [bbl/D]: 776.847733

Caudal Máximo [bbl/D]: 804.1902

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 5)

5. Análisis de variables (comparación de los datos obtenidos teóricamente con los datos reales).

- Prueba ácida
- Método Teórico de Análisis de Datos



Prueba Ácida

- Cada método de producción según su tipo, equipo de subsuelo y superficie y diferentes condiciones y variables, impiden hacer una prueba ácida estándar para los diferentes métodos.

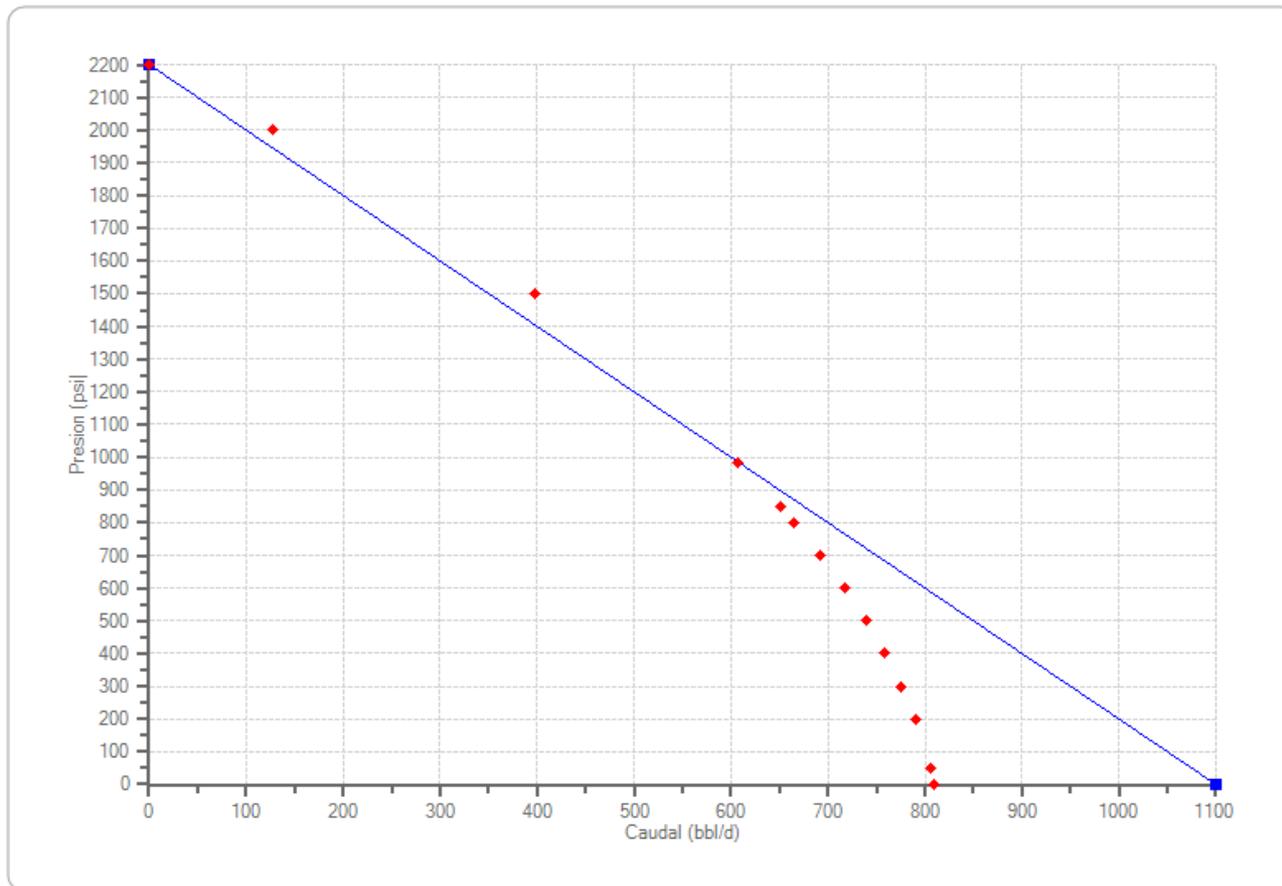


Prueba Ácida

- *Flujo Natural.*
- *Bombeo Mecánico.*
- *Bombeo De Cavidades Progresivas.*
- *Bombeo Electrosomergible.*

Prueba Ácida (Flujo Natural)

GRAFICA IPR-IP



—■— IP ◆ IPR



Prueba Ácida

(Bombeo Mecánico)

Comportamiento de producción normal

$$Q \text{ min} \leq \mathbf{Q \textit{ real}} \geq Q \text{ max}$$

$$Q \text{ max} = 0.1166 \times N \times Sp \times Dp^2$$

$$Q \text{ min} = 0.1166 \times Sp \times N \times Dp^2 \times Ef$$

Donde:

- Q = Tasa de Flujo (Bl/Dia)
- N = Velocidad de bombeo (SPM)
- Sp = Longitud del stroke (pulg)
- Dp = Diámetro del pistón (pulg)



Prueba Ácida

(Bombeo Cavidades Progresivas)

Comportamiento de producción normal

$$Q \text{ min} \leq \mathbf{Q \textit{ real}} \geq Q \text{ max}$$

$$Q \text{ max} = K \times D \times 4e \times P \times N$$

$$Q \text{ min} = K \times D \times 4e \times P \times N \times E_f$$

Donde:

D= Diámetro del Rotor (pulg)

e= Excentricidad (pulg)

P= Paso del Estator (pulg)

Q= Tasa de Flujo (Bls/Dia)

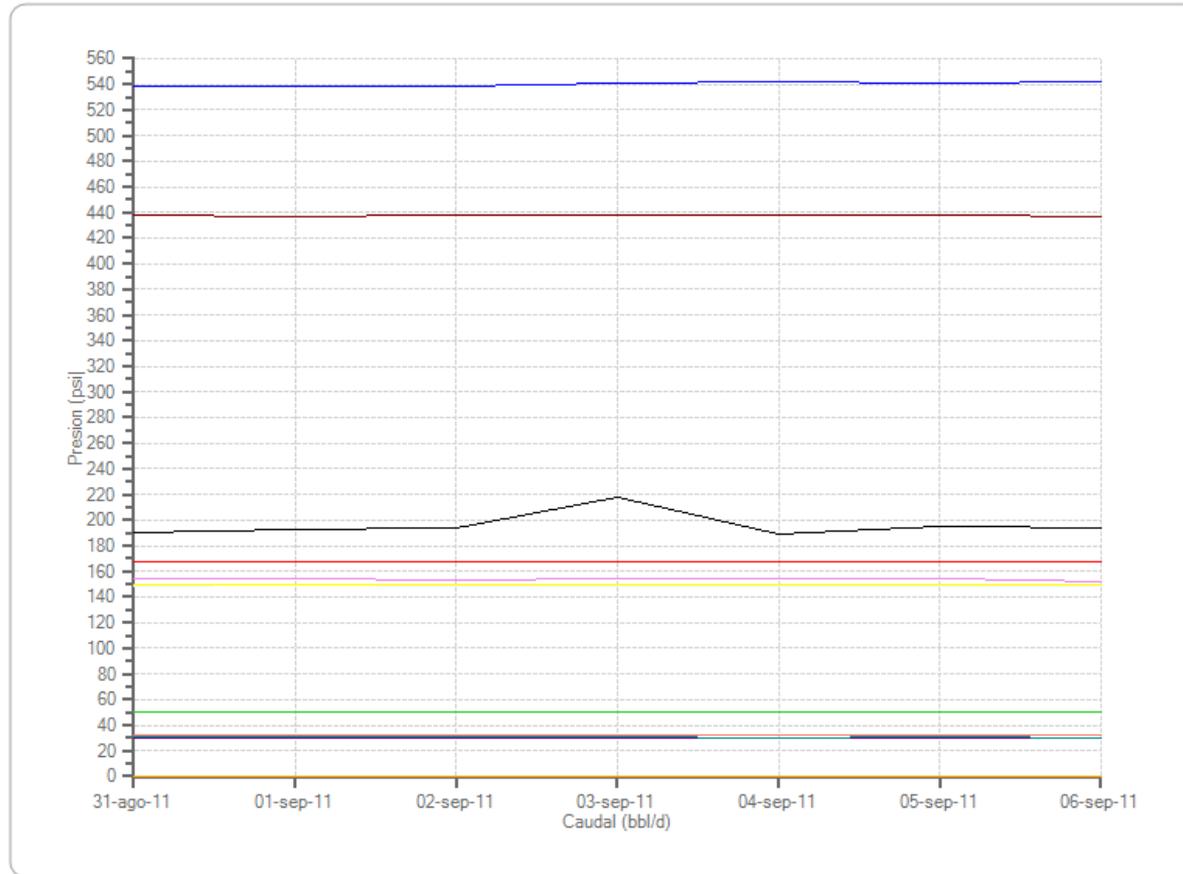
N= Velocidad de Operación (RPM)

K = Constante (5.94 x 10⁻¹)



Prueba Ácida

(Bombeo Electrosumergible)



— Hz — PIP — T Motor — T Intake — I VSD A — I VSD B
— I VSD C — Voltaje variador — Im A — Im B — Im C — THP



MAICPP - [Histórico de trabajos de subsuelo y superficie. SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar comportamientos Antecedentes

Información General

Nombre: USCO 7D

Campo: SURCOLOMBIANO

Ubicación: NEIVA

Inicio de Producción: 03/06/1980

Nivel de Fluido: 5135

Método de producción: BM

Condiciones Iniciales

Pi: 2200 psi IP: 0.5 N/A

Ti: 114 °F T fondo: 109 °F

Rsi: 163 pcs/ bbl RGL: 0.01 Mpcs/ bbl

Pch: 0 psi Pwf: 1156 psi

Pth: 100 psi Psep: 40 psi

Condiciones

Tipo de bomba: 30-275-THC-24-54

Profundidad de asentamiento de la bomba (ft): 6204

Diámetro del pistón (in): 2.75

Sumergencia de la bomba (ft): 2552

Potencia del motor (Hp): 100

Nivel de fluido en anular (ft): 5135

Variables

Velocidad de bombeo: 7.6 SPM

Velocidad del motor: 1200 RPM

Longitud del stroke: 120 in

Análisis de variables

Caudal Real [bbl/D]: 522

Caudal Mínimo [bbl/D]: 776.847733

Caudal Máximo [bbl/D]: 804.1902

Calcular

Registrar Hallazgo

Advertencia

 El caudal de la bomba se encuentra fuera del rango de operación óptimo. Realice un análisis y tome acciones que permitan modificar los parámetros para que la bomba tenga un funcionamiento óptimo

Aceptar

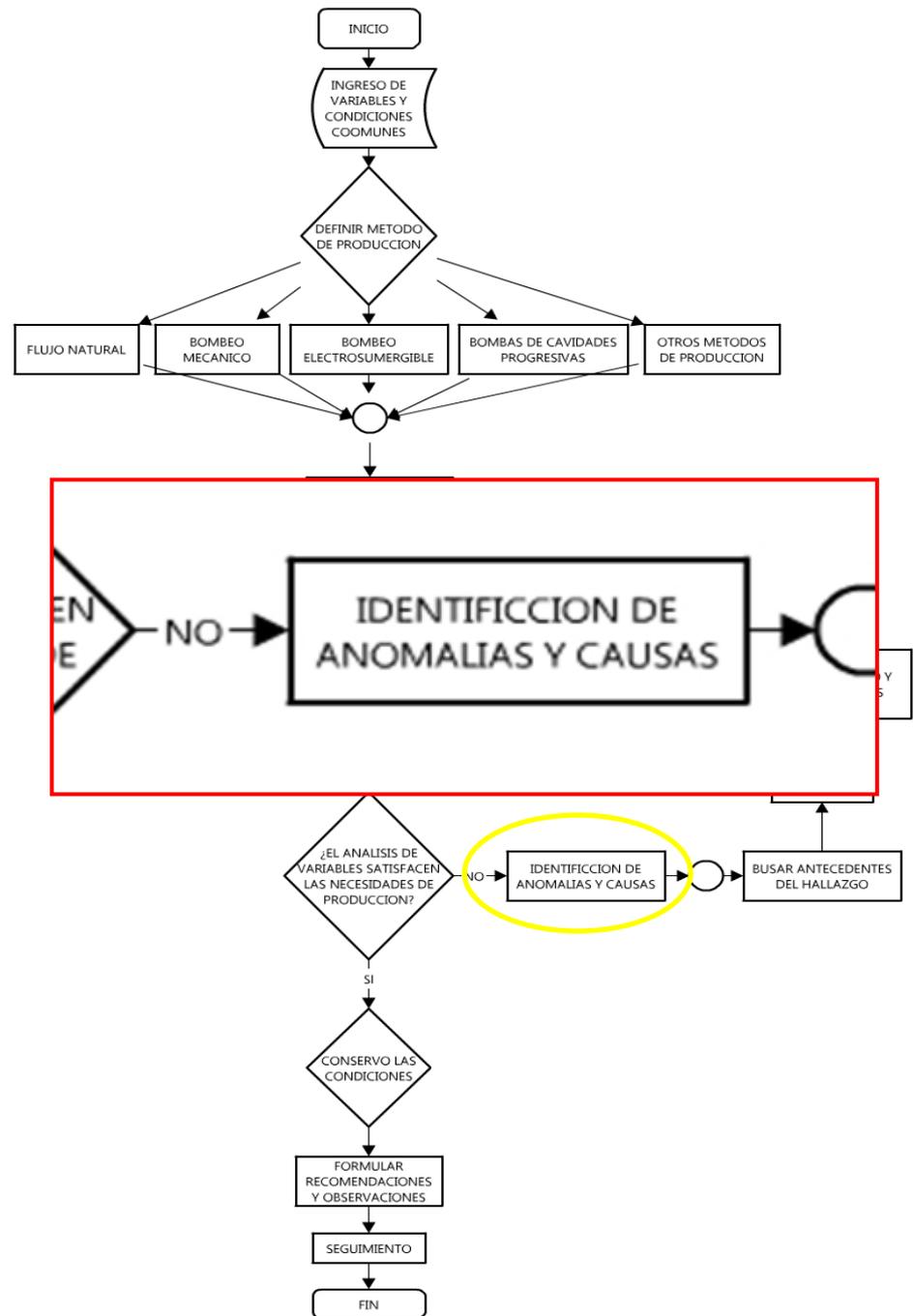
Método Teórico de Análisis de Datos

- **Análisis nodal.**
- **Total Well Management (TWM).**
- **Rodstar.**
- **C-FER.**
- **C-Balance.**



METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 6)

6. Validar comportamientos, identificar oportunidades o detectar anomalías.



Interrogantes en el análisis de control de producción.

The screenshot shows the MAICPP software interface for well analysis. The window title is "MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]". The menu bar includes "Archivo", "Herramientas", and "Ayuda". The toolbar contains "Agregar Campo", "Editar Campos", "Agregar Pozo", and "Editar Pozos". The left sidebar, titled "Explorador de Campos y Pozos", shows a tree structure under "CAMPOS" with "SURCOLOMBIANO" expanded, listing "USCO 6D", "USCO 7D", "USCO 8D", and "USCO 11D". The main area has tabs for "General", "Histórico de producción", "IP-IPR del Pozo", "Histórico de trabajos", "Validar comportamientos", and "Antecedentes". The "Validar comportamientos" tab is active, displaying several sections of questions with checkboxes:

- Comportamiento de la Producción**
 - Es anómalo el comportamiento de la producción comparada con el Histórico?
 - Hay ajuste del dato de producción con la curva IPR?
 - Capacidad del pozo para aportar hidrocarburos?
 - El pozo es rentable?
- Calidad de la Información**
 - La información disponible es confiable?
 - Los datos de laboratorio están confirmados?
 - La muestra es representativa?
 - Se descartan problemas de adquisición de datos?
- Estudio de Presiones**
 - La presión dinámica de fondo del pozo es óptima?
 - La tasa de restauración de presión es apropiada?
 - Es apropiada la presión en cabeza del casing (CHP) y su variación con el tiempo?
 - Es apropiada la presión en cabeza de tubing (Pth)?
 - No hay daño de formación?
- Registro del Nivel de Fluido**
 - Hay líquido por encima de la bomba?
 - Está dentro del requerimiento el nivel de fluido?
 - Hay gas fluyendo por el anular?

At the bottom right, there are "Aceptar" and "Cancelar" buttons. The status bar at the bottom shows "Análisis de Ingeniería de Control de Producción en Pozos Petroleros", the date "28/02/2012", and the time "10:48 a.m.".



MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar comportamientos Antecedentes

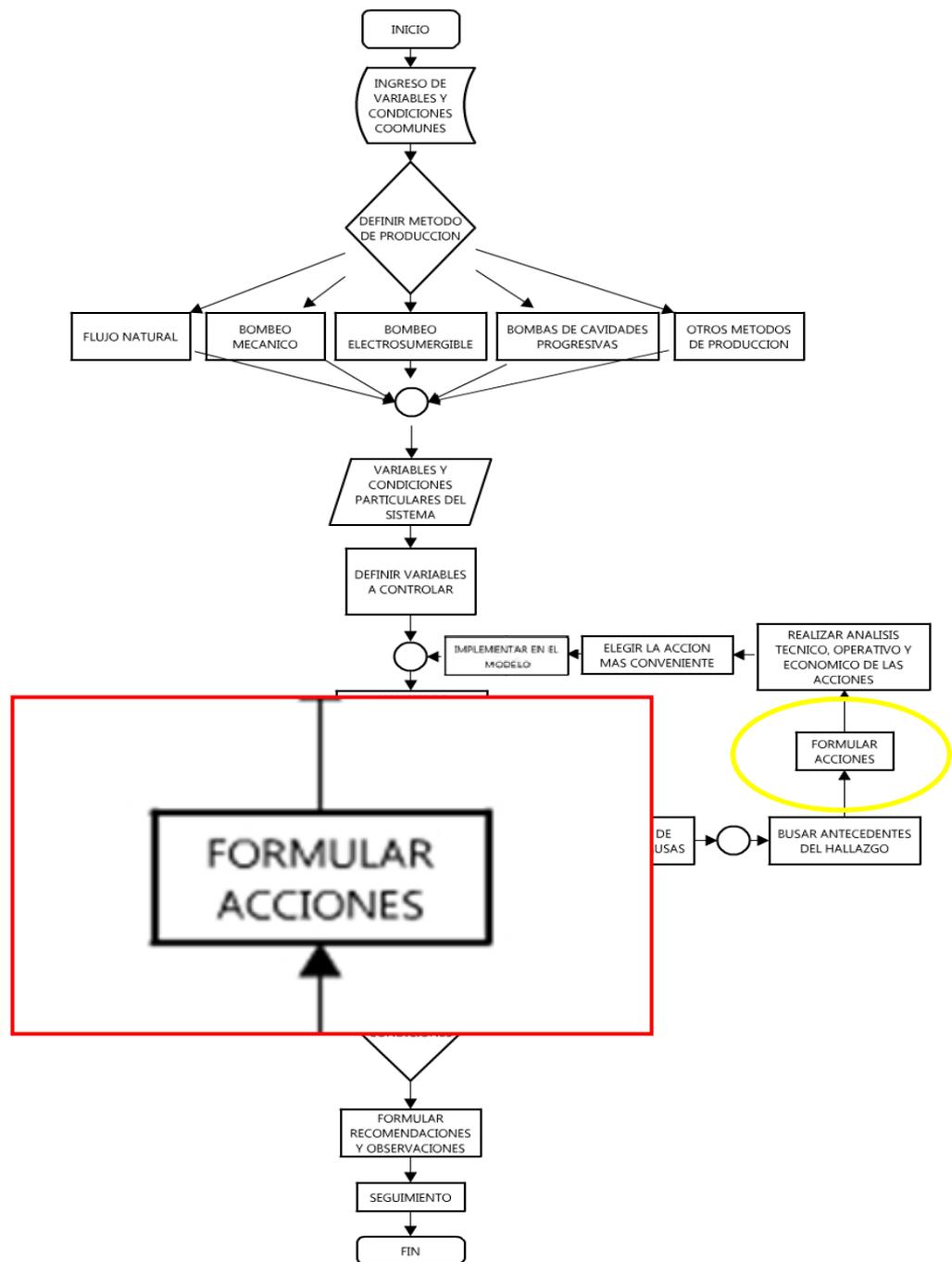
	Fecha	Anomalías	Causas	Control	Seguimiento	Alerta	Recomendaciones
▶	24/08/2011	Baja eficiencia de extracción	BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA. SE ENCUENTRA BOMBA TH EN MAL ESTADO. PISTON RAYADO Y ACANALADO. EXTENCION INFERIOR CON SEVERA ABRASION POR ARENA.	profundizar bomba por debajo de perforados			

Seguimiento

Recomendaciones

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 8)

8. Formular una o más acciones correctivas, preventivas u opción de mejora.



Comparativo para evaluar la viabilidad de las acciones.

ACCION	TECNICO (T)		OPERATIVO (O)		ECONOMICO (E)		Be	OBSERVACION
	V. Cualit	V. Cuanti	V. Cualit	V. Cuanti	V. Cualit	V. Cuanti		
Realizar una limpieza mecánica cada vez que se preste un servicio proactivo.								

Evaluación TOE de las acciones.

ACCION	TECNICO (T)		OPERATIVO (O)		ECONOMICO (E)		Be	OBSERVACION
	V. Cualit	V. Cuanti	V. Cualit	V. Cuanti	V. Cualit	V. Cuanti		

Be: Beneficio esperado



Evaluación TOE de las acciones.

ACCION	TECNICO (T)	CALIFICACION	SIGNIFICADO	OBSERVACION
		5	Excelente	
V. Cual	C	4	Bueno	
		3	Aceptable	
		2	Malo	
		1	Muy malo	

Evaluación TOE de las acciones.

ACCION	TECNICO (T)		OPERATIVO (O)		ECONOMICO (E)		Be	OBSERVACION
	V. Cualitativo	V. Cuantitativo	V. Cualitativo	V. Cuantitativo	V. Cualitativo	V. Cuantitativo		

$$Be = T + O + E$$

MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

Acciones para optimizar el sistema

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	TÉCNICO	OPERATIVO	ECONÓMICO	BENEFICIO ESPERADO
	Valoración Cualitativa	Valoración Cualitativa	Valoración Cualitativa	
profundizar bomba por debajo de perforados	la arena q sale de la formacion cae al bolsillo del pozo y el fluido sube limpio 4	es mas facil realizar 4	bajo costo 5	13
empaquetamiento con grava	ayudaria a detener la arena en los perforados dejando pasar los fluidos. 5	es un trabajo muy dispendioso 4	alto costo 2	11

Valoración cualitativa: Describir las razones por las cuales se considera como viable o no la acción.

Se valora la viabilidad de la acción como:

- 5: Excelente
- 4: Bueno
- 3: Aceptable
- 2: Malo
- 1: Muy Malo

IP: 0.5 N/A

T fondo: 109 °F

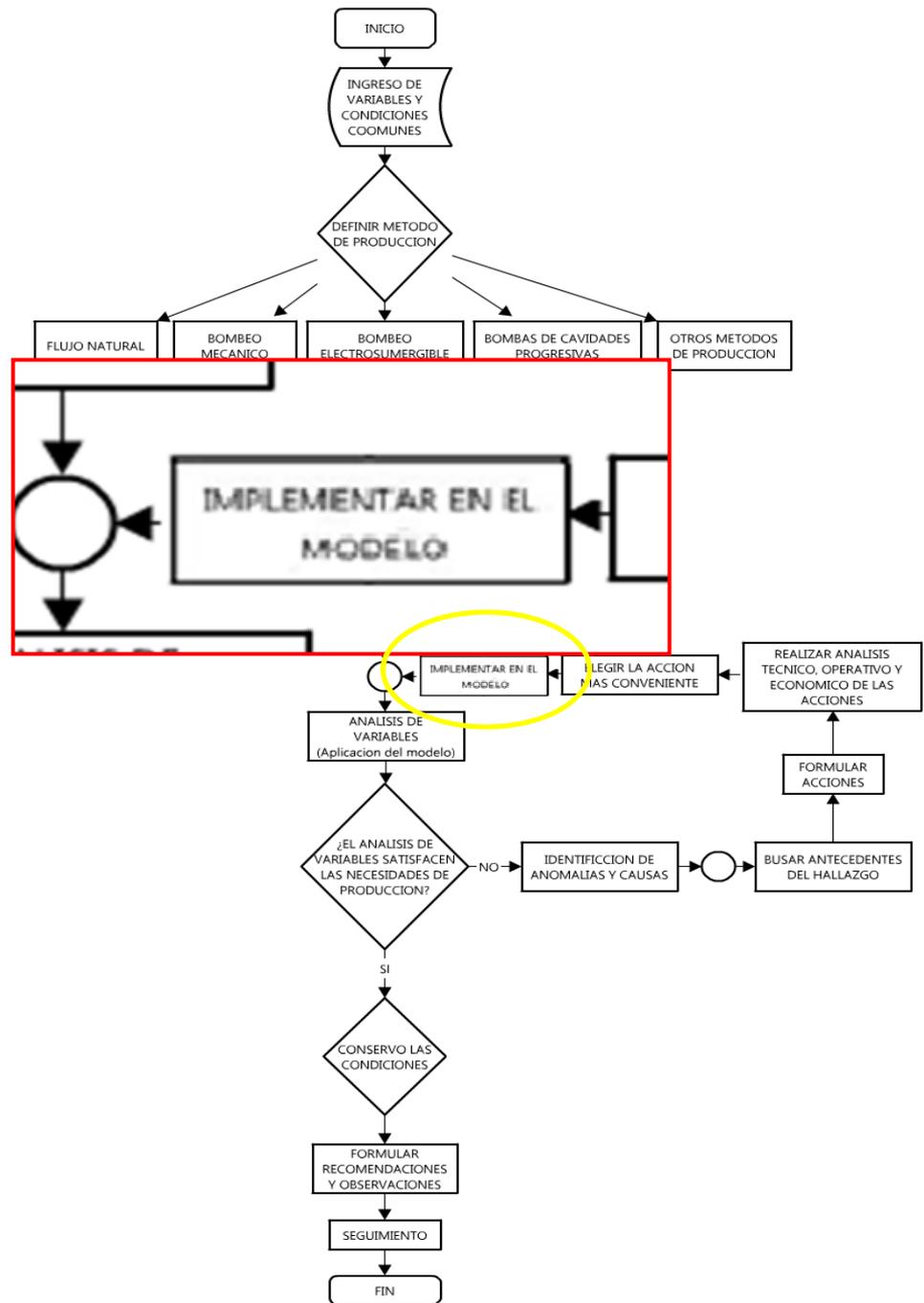
RGL: 0.01 Mpcs/bbl

Pwf: 1156 psi

Psep: 40 psi

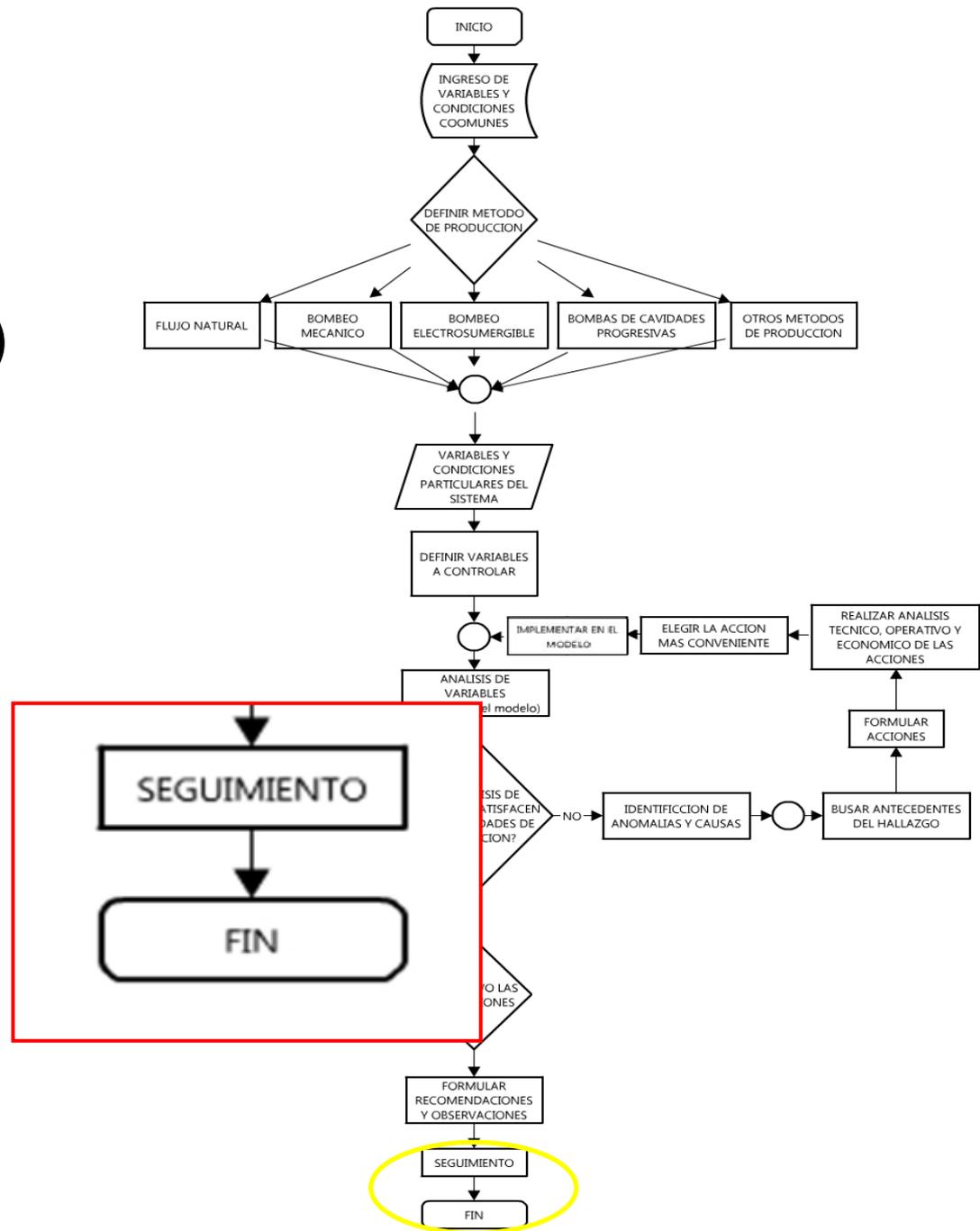
METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 10)

10. Implementar la acción elegida en el análisis teórico de variables.



METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INGENIERIA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN (Paso 12)

12. Realizar seguimiento.



MAICPP - [SURCOLOMBIANO - USCO 7D]

Archivo Herramientas Ayuda

Agregar Campo Editar Campos Agregar Pozo Editar Pozos

Explorador de Campos y Pozos

- CAMPOS
 - SURCOLOMBIANO
 - USCO 6D
 - USCO 7D
 - USCO 8D
 - USCO 11D

General Histórico de producción IP-IPR del Pozo Histórico de trabajos Validar información Antecedentes

	Fecha	Anomalías	Causas	Control	Seguimiento	Alerta	Rendimiento	Reporte
▶	24/08/2011	Baja eficiencia de extracción	BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA. SE ENCUENTRA BOMBA TH EN MAL ESTADO. PISTON RAYADO Y ACANALADO, EXTENSION INFERIOR CON SEVERA ABRASION POR ARENA.	PROFUNDIZAR BOMBA POR DEBAJO DE PERFORADOS.	La accion es factible y se implementa en el pozo.		90%	<input checked="" type="checkbox"/>

Seguimiento

24/09/2011- Se evidencia que el fluido sube limpio debido a que la arena de la formación cae al bolsillo del pozo, según pruebas de laboratorio, por lo tanto la producción permanece dentro del rango óptimo

Recomendaciones

24/08/2011- Realizar analisis del fluido en el laboratorio y seguimiento a los dinagramas.

Se sugiere agregar la fecha cada vez que se ingrese un seguimiento o recomendación.