

Ensayo de Pozos Automatizados

Autores

Alonso, Claudio	YPF	CALONSOP@YPF.COM
Del Zotto, Luis	YPF	DELZOTTO.ALONSO.LUISANGEL@YPF.COM
Ghener, Diego	YPF	DGGHENERZ@YPF.COM
Gómez, Carlos	YPF	GOMEZ.LOPEZ.CARLOSFERNANDO@YPF.COM
Gutiérrez, Miguel	YPF	MJGUTIERREZT@YPF.COM
Lago, Carlos	YPF	CLAGOE@YPF.COM
Lazzari, Osvaldo	YPF	ORLAZZARIF@YPF.COM
Monachesi, Bruno	YPF	BHMONACHESIL@YPF.COM
Romero, Martín	YPF	MROMEROM2@YPF.COM

Sinopsis

Las mediciones en baterías o estaciones de flujo constituyen prácticas necesarias en los yacimientos en explotación con la finalidad de determinar caudales de agua, petróleo y gas que produce cada pozo, con el objeto de gestionar la adecuada explotación de los reservorios y reservas que componen cada yacimiento.

Las técnicas de medición empleadas actualmente, incertidumbres asociadas y procedimientos de operación, deberían ser apropiadas para el fluido y condiciones del proceso en cuestión.

Una vez que el tipo apropiado de medición se establece para una aplicación en particular, la incertidumbre esperable será alcanzada tomando las medidas adecuadas para realizarlas, tanto desde el nivel operativo como de mantenimiento.

Actualmente, las mediciones realizadas en baterías dentro de YPF, en un alto porcentaje presentan diferencias entre la Producción Contable y la Producción Teórica Ajustada. Estas diferencias se deben básicamente a los procedimientos e instalaciones empleadas, las cuales presentan una falta de correspondencia con las actuales condiciones de proceso.

La presente experiencia comprende ensayos de pozos automatizados en la Unidad Económica Las Heras. Para ello se ha implementado en una batería colectora un sistema de control nuevo, con instrumentos de medición seleccionados en base a los resultados de laboratorio de los fluidos en juego, recomendaciones API y de los fabricantes de los mismos.

Las mediciones se están realizando con el sistema piloto propuesto (caudalímetro, analizadores de corte de agua y sistema de muestreo automático) y en paralelo en la forma tradicional con el objeto de contrastar y evaluar confiabilidad de metodologías y para que condiciones de proceso las mismas son aplicables.

El SCADA se constituye por instrumentos y equipos de medición vinculados a un controlador encargado de adquirir y procesar los datos, con el objeto de visualizar adecuadamente, datos e información, a través de la aplicación.

Por medio de este sistema, se espera lograr una disminución del Lifting Cost mediante la optimización de la producción y reducción de activos en baterías, como así también definición de un GAP general de producción aceptable para cada yacimiento y una optimización de los medios de control, cierre y asignación de producción que posibiliten tanto una confortable gestión de producción y adecuada explotación de los yacimientos.

Índice

Introducción.....	3
Objetivo Técnico	3
Alcance	3
Fundamento	3
1. Medición - Propósito e Incertidumbres Típicas	4
2. Control de Pozos.....	4
3. Línea de ensayo – Piloto UELH	5
4. Sistema Scada.....	6
5. Filosofía de control.....	7
6. Control Tradicional de Pozos - Procedimientos	8
6.1. Control con Drenaje Continuo de Agua Libre - UNAS	9
6.2. Muestreo – Toma de muestra en boca de pozo.....	9
7. Resultado de Ensayos	11
7.1. Conclusiones ensayos	12
8. Conclusiones.....	13
8.1. Eliminación del Tanque de Control.....	13
8.2. Reducción en Tiempos de Ensayo.....	14
8.3. Muestra – Tanque de control 40 m ³	14
8.4. Muestreo – Toma de muestra en boca de pozo - representatividad.....	15
8.5. Ventajas del Sistema Automático de Control.....	16
8.6. Tecnologías de Corte de Agua.....	17
ANEXO A	18
ANEXO B	20
Definiciones.....	22
Referencias	22

Introducción

El ensayo de pozos productores de petróleo afectados a recuperación secundaria ha generado un nuevo desafío en el control de la producción, toda vez que los sistemas de control convencionales no resultan adecuados pues, a diferencia de pozos de recuperación primaria, éste tipo de pozos manejan producciones brutas con elevado contenido de agua.

Los métodos convencionales de medición conllevan limitaciones que en la actualidad, se traducen en elevados costos de operación y mantenimiento y personal afectado a la tarea.

La introducción de nuevas tecnologías o incluso tecnologías maduras de medición ha solucionado notablemente los problemas citados anteriormente, ya que reducen el costo operativo, el tiempo empleado en la medición y mejoran notablemente los errores asociados a las mismas.

Los resultados del presente documento hacen referencia a las mediciones realizadas en instalaciones de superficie (específicamente batería colectora) de la Unidad Económica Las Heras – UELH (UNAS) - YPF, sitio donde se desarrolló el Piloto de Mediciones (control de pozos).

Objetivo Técnico

Realizar la evaluación de diferentes tecnologías y alternativas en equipos de medición. Conocer los beneficios de cada una de ellas y su factibilidad de adaptación, especialmente en el contexto de yacimientos maduros, afectados a recuperación secundaria y caracterizados por bajas producciones y altos cortes de agua.

Identificar la problemática actual en la medición de control de pozos, instalaciones involucradas, procedimientos y análisis de datos.

Los resultados del mismo, servirán como base para la toma de decisiones respecto de cuales serán los procedimientos, equipos de medición e incertidumbres aceptados por YPF en las mediciones de campo relacionadas al control de pozos.

Alcance

Evaluar la performance de los analizadores de corte de agua en línea y el sistema automático diseñado para control de pozos.

Evaluar causas de desviaciones en la medición de producción bruta y corte de agua de pozos entre el sistema automático propuesto versus sistema tradicional y respaldar las conclusiones con datos reales de mediciones en campo.

Fundamento

La implementación de tecnologías de medición en línea en forma conjunta con un sistema de control y almacenamiento de datos, tiene un impacto relevante en aspectos importantes del proceso de control de pozos. Estos son:

- Reducción en los tiempos implicados en el control de pozos.
- Medición confiable de producción.
- Eliminación del tanque de control.
- Monitoreo continuo de la producción.
- Disponibilidad de datos históricos de los pozos controlados.

1. Medición - Propósito e Incertidumbres Típicas

La principal tarea en determinar la conveniencia de un sistema de medición es identificar los propósitos para los cuales es importante el mismo, dentro de los cuales se destacan:

- Requerir medición para contabilizar la producción del área.
- Alocar producción de instalaciones compartidas en diferentes campos o regímenes fiscales.
- Mejorar la comprensión del comportamiento del reservorio para lograr una administración efectiva del mismo y habilitar estrategias de optimización adecuadas a ser implementadas.
- Conocer los volúmenes totales producidos del reservorio para determinar la eficiencia de recuperación y establecer objetivos a alcanzar.
- Detectar pérdidas con la mayor celeridad posible y/o mermas de producción.

Para lograr lo descrito hasta ahora, es importante no solo contar con puntos de medición, sino tener establecido claramente los **rangos de incertidumbres** en cada etapa donde se realice el control correspondiente.

Los niveles de incertidumbre alcanzables en la aplicación de control de pozos dependen de un número de parámetros, de los cuales los más importantes son la frecuencia y el programa de control de pozos, como así también el mantenimiento de los separadores, tanques y la instrumentación asociada al mismo.

2. Control de Pozos

El control de pozos se refiere a la medición periódica individual de cada pozo productor por medio de separadores de control. La producción de cada pozo es integrada sobre un período de tiempo de 24hs ó por periodos menores y extrapolados a 24hs con la finalidad de obtener la producción diaria total.

Para este tipo de práctica, la UELH posee estándares establecidos para su aplicación, y por lo tanto el alcance para el diseño y la operación del sistema debería ser similar en el área de aplicación.

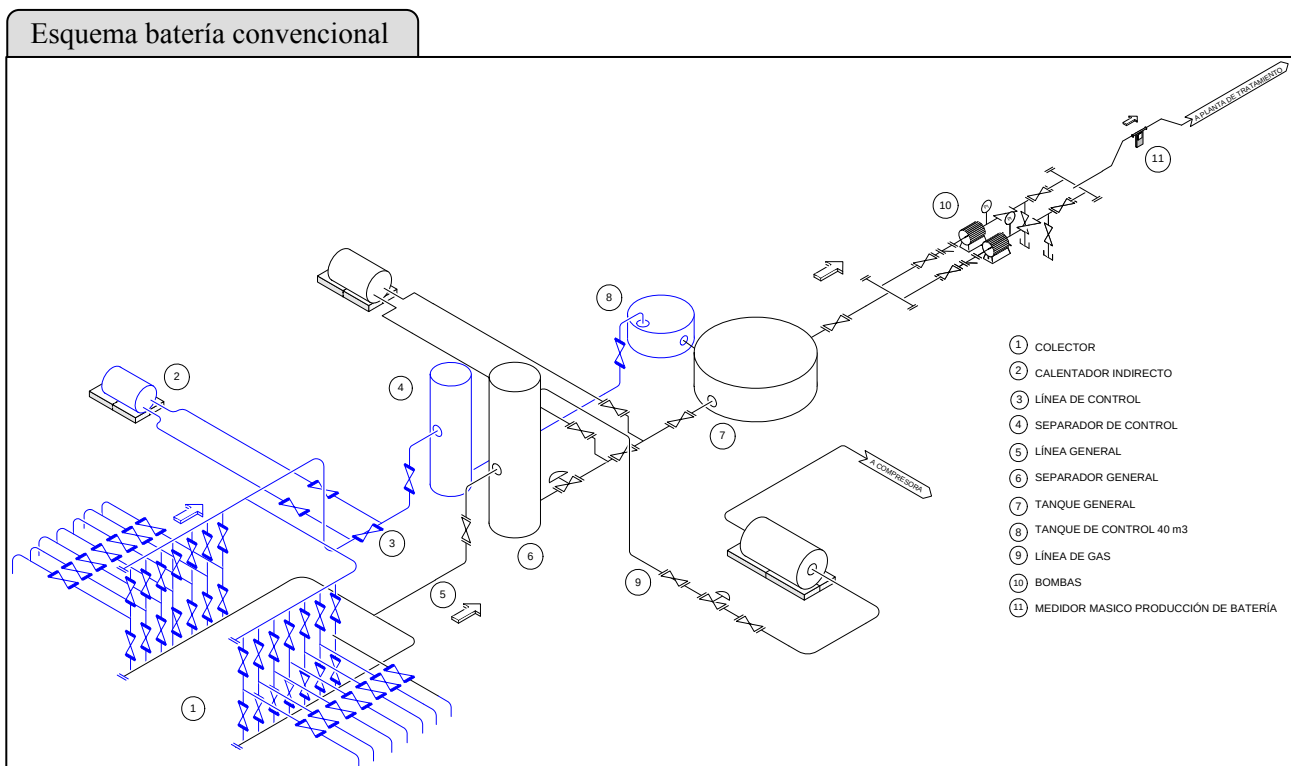


Figura 1

La figura 1 esquematiza una batería convencional de la UELH. Para el caso particular de la batería donde se desarrollo el piloto, la misma cuenta con dos líneas de control para ensayo de pozos.

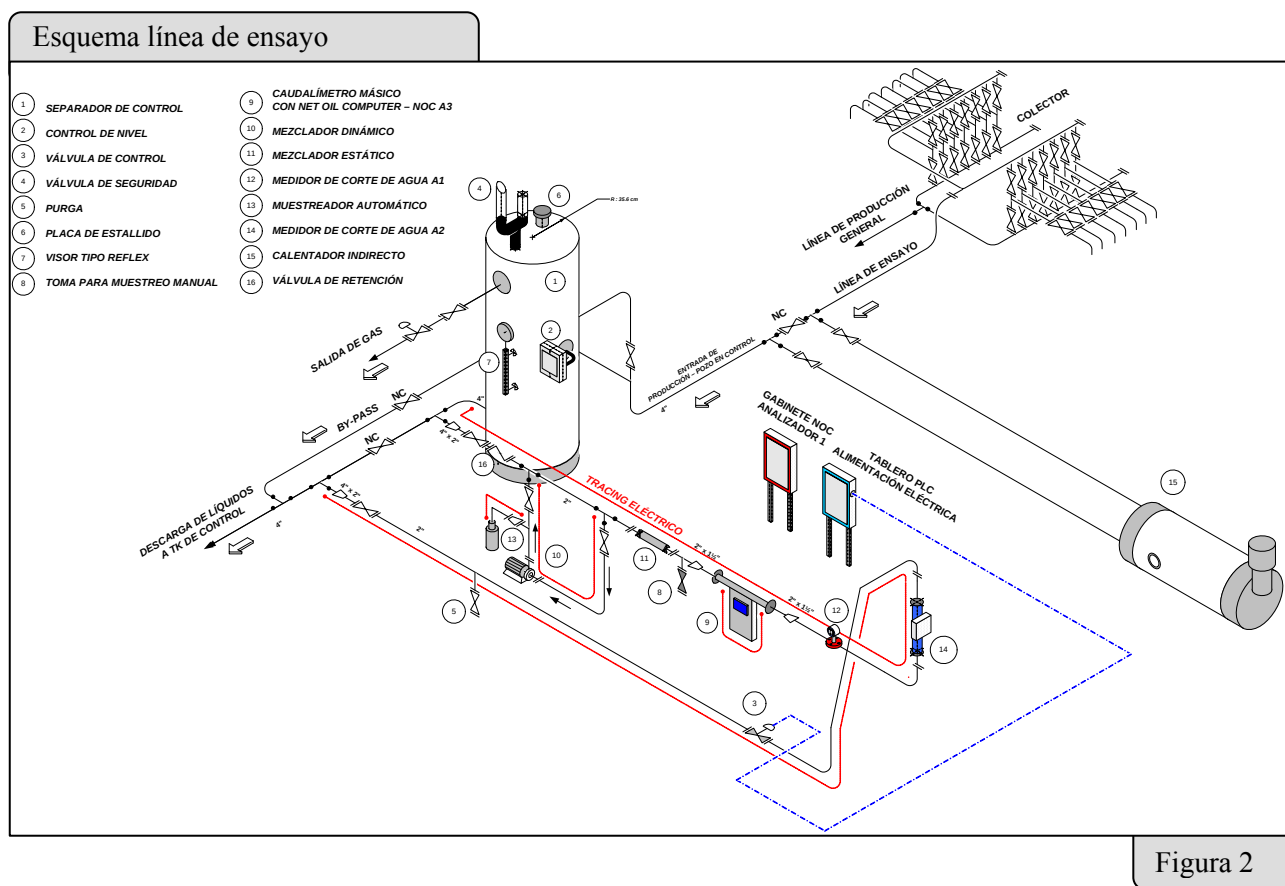
La línea de control (indicada con color azul) está constituida por el colector por donde arriban a la batería los pozos productores, línea del pozo a controlar, calentador indirecto, separador bifásico de control y tanque de control, todo esto en forma conjunta con el instrumental asociado.

Una vez finalizado el control, la producción acumulada en el tanque de control se deriva al tanque de almacenamiento general junto con el resto de la producción proveniente de la línea general. Las bombas de despacho toman la producción del tanque general y la envían a la planta para su posterior tratamiento.

3. Línea de ensayo – Piloto UELH

Tal cual se mencionó, uno de los puntos principales del objetivo técnico del proyecto es realizar una evaluación de diferentes tecnologías y alternativas en equipos de medición y por ende, establecer diferentes esquemas de medición que se adecuen a la necesidad de la compañía.

Para lograr esto, se diseñó e instaló en la batería un sistema automático para control de pozos esquematizado en la figura 2. En esta línea de ensayo se instalaron los analizadores de corte de agua junto con el sistema de muestreo automático y medidor másico efecto Coriolis (incluye tecnología Net Oil).



El sistema de muestreo se instaló aguas abajo del separador bifásico de control. La finalidad del mismo fue de independizarnos de la velocidad del fluido en la línea con el objeto de cumplir con la homogeneidad de la muestra (API MPMS 8.2 Sampling. Table 1 – General Guidelines for Minimum Velocities Versus Mixing Elements) y tomar muestras proporcionales a los caudales empleados y distribuidas a lo largo del tiempo de ensayo de los pozos. Este sistema cuenta con:

- Garrafa de 20 litros para recepción de las muestras
- Bomba de recirculación
- Toma muestras
- Línea de recirculación de 2"

Las muestras obtenidas por este sistema, se emplearon como referencia para la evaluación de los analizadores de corte de agua como así también para verificar y contrastar los valores de las muestras puntuales tomadas en boca de pozo.

Continuando por la línea de control y seguido al sistema de muestreo, se instalaron tres analizadores de corte de agua cuyos principios de funcionamiento son:

- Analizador 1: Dispositivo de corte de agua cuyo principio de funcionamiento se basa en la diferencia de absorción de la Radiación Infrarroja Cercana (NIR) entre el petróleo y el agua, determinando en forma directa la proporción volumétrica del petróleo en la mezcla.
- Analizador 2: Dispositivo de corte de agua cuyo principio de funcionamiento se basa en la absorción de microondas de 2,45 GigaHertz. Este dispositivo utiliza un transmisor de microondas y dos receptores que miden las propiedades eléctricas del fluido. Estas propiedades son analizadas y convertidas en concentraciones volumétricas.
- Analizador 3: Dispositivo de corte de agua basado en la diferencia de densidades entre fluidos para la determinación del corte de agua.

Aguas abajo de los analizadores, se instaló el medidor de caudal másico efecto Coriolis. La función del mismo fue medir los volúmenes de producción acumulados durante los ensayos. Es importante destacar que este equipo tiene incorporada la tecnología Net Oil Computer (NOC) para la medición de corte de agua.

Finalmente y cerrando la línea de ensayo, se instaló una válvula de control, cuya finalidad fue regular el caudal de descarga del separador mediante el seteo de apertura de la misma, según la producción de cada pozo. La misma estuvo operada por el controlador de nivel electrónico ubicado en el separador de control.

4. Sistema Scada

Esta aplicación fue implementada para operar sobre el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

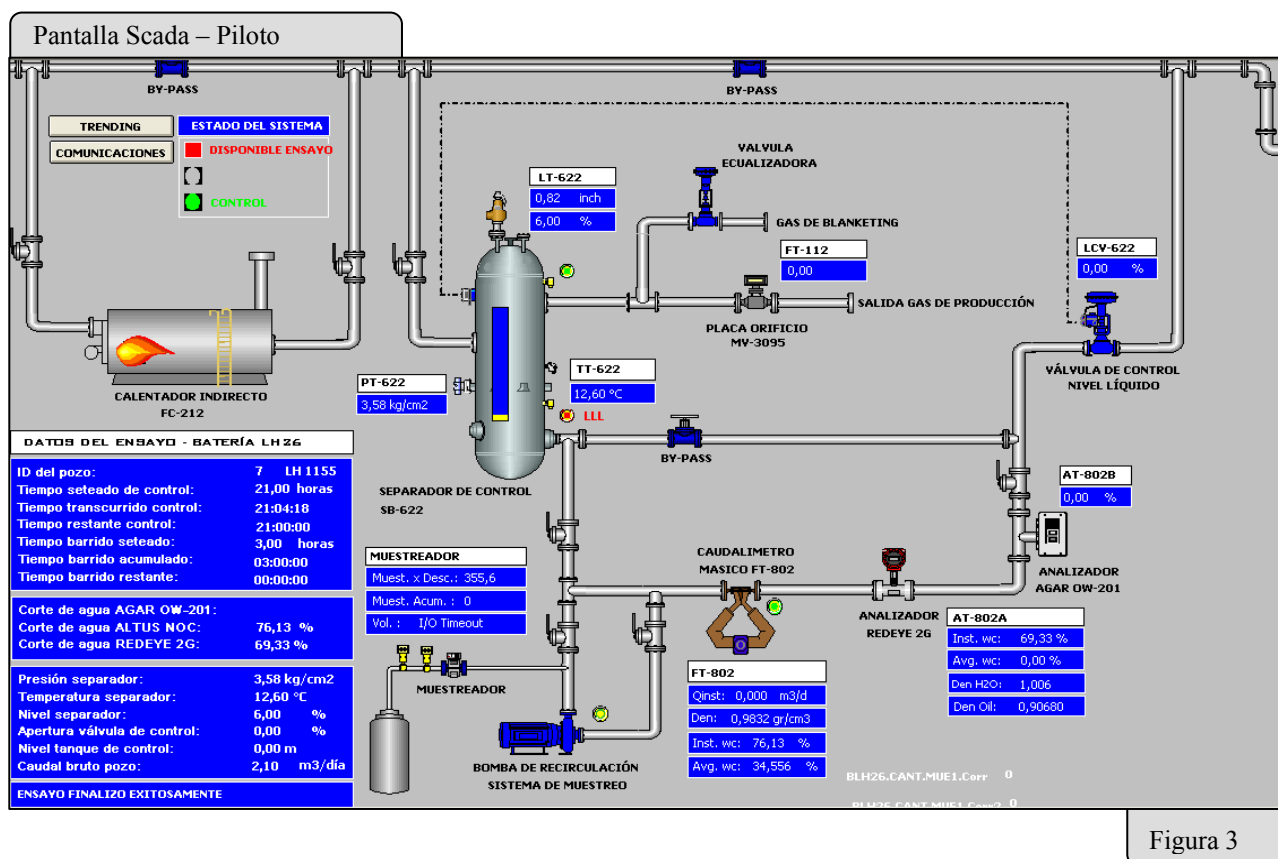


Figura 3

En la figura 3 se esquematiza la pantalla Scada empleada durante el piloto. Por medio de esta aplicación el operador tiene la posibilidad de comenzar un ensayo de pozo, realizar el correspondiente seguimiento y actuar sobre el mismo ante eventuales desviaciones del control.

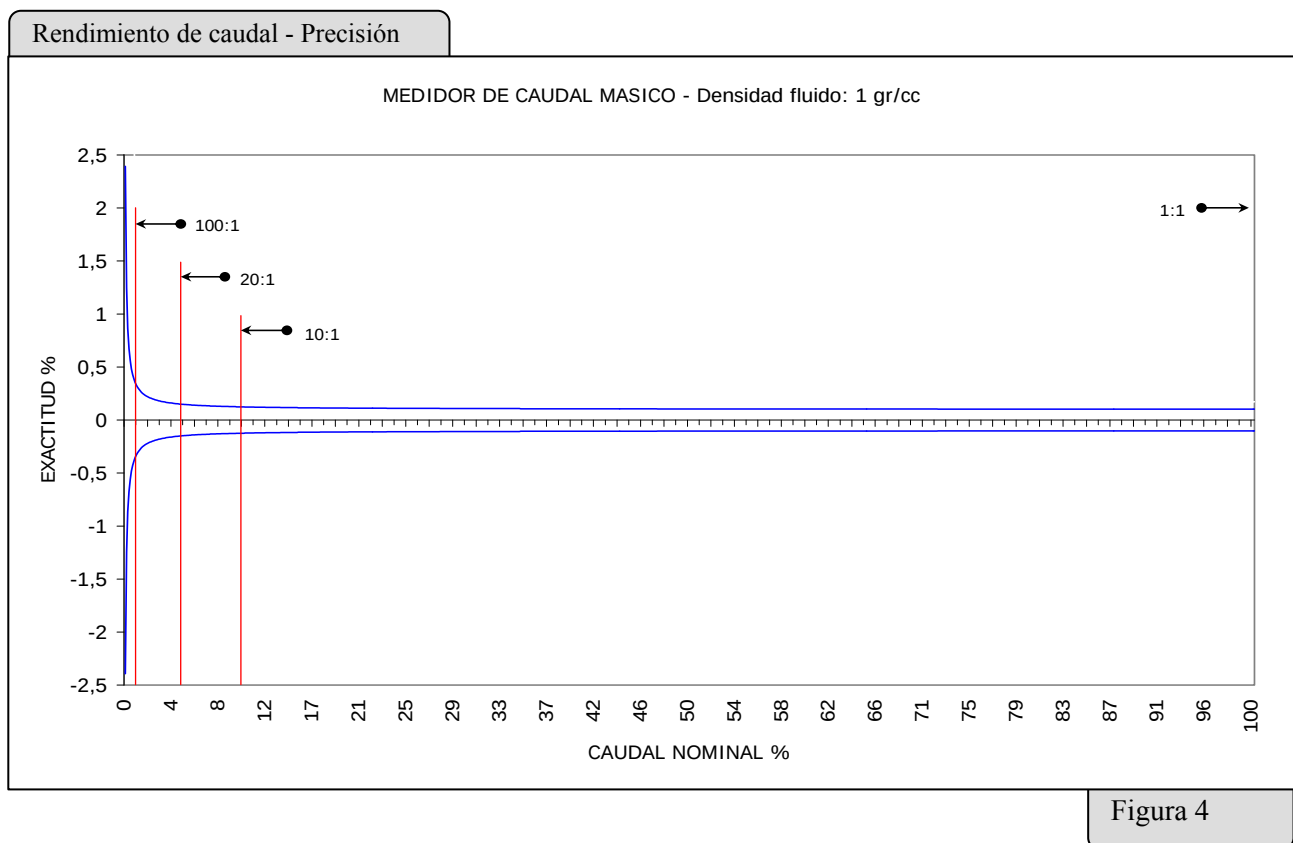
Este sistema está en disposición de ofrecer las siguientes prestaciones:

- Nombre del pozo a ensayar.
- Densidad de referencia de petróleo.
- Densidad de referencia de agua.
- Tiempo de barrido de pozo.
- Tiempo de control de pozo.
- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómata, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

5. Filosofía de control

Como se describe en los puntos anteriores, el control de pozos tradicional se realiza por medio de separadores bifásicos y tanque de control, empleando un control modulante de caudal. Este tipo de control, para pozos de baja producción y altos contenidos de agua no es recomendable, ya que los equipos e instrumentos actualmente asociados al mismo, no están correctamente dimensionados para manejar las variables a medir.

Por lo detallado, y con el objetivo de mejorar la incertidumbre en la medición, ya sea de corte de agua como de producción bruta, se incorporó un control denominado “snap-acting” u on-off. De esta manera, se logra controlar el proceso, lo cual es la base para el éxito del piloto.



Con este tipo de control, se logra fijar los caudales de descarga a conveniencia del operador y dependiendo de la producción del pozo, haciendo trabajar al medidor de caudal másico dentro de los valores nominales de operación, reduciendo notablemente la incertidumbre en la medición de producción, figura 4.

Para lograr lo descrito, el controlador de nivel situado en el separador bifásico de control actúa, a través del PLC, directamente sobre la válvula de control (abriéndola y cerrándola) siempre y cuando el nivel de líquido dentro del separador se mantenga dentro del rango pre-establecido de operación. Para los ensayos este valor de operación se fijó entre el 10% y 90% del rango de desplazamiento del flotador (modo de operación normal).

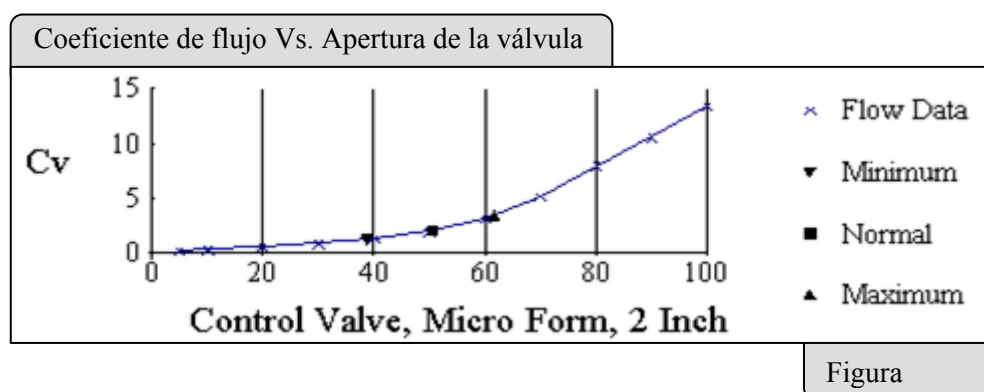
Para los fines del piloto, se establecieron dos caudales de descarga a la salida del separador bifásico, mediante la programación de la lógica de control, la cual hizo que la válvula de control de descarga de líquido trabaje en dos posiciones.

En principio, se fijaron los siguientes caudales de descarga:

- $Q_{out1} = 48 \text{ m}^3/\text{día}$, con lo que se ensayaron los pozos con caudales de producción comprendidos entre $1 \text{ m}^3/\text{día} < Q_{in} < 38 \text{ m}^3/\text{día}$.
- $Q_{out2} = 120 \text{ m}^3/\text{día}$, con lo que se ensayaron los pozos con caudales de producción superiores a $Q_{in} = 38 \text{ m}^3/\text{día}$.

De acuerdo a esta configuración, la válvula de control trabajó aproximadamente entre los siguientes puntos de apertura:

- $Q_{out1} = 48 \text{ m}^3/\text{día}$ – apertura de la válvula $\approx 40\%$
- $Q_{out2} = 120 \text{ m}^3/\text{día}$ – apertura de la válvula $\approx 60\%$



6. Control Tradicional de Pozos - Procedimientos

Debido a que los separadores utilizados para el control de pozos en batería exhiben una diferencia en la calidad del producto que reciben, condiciones de proceso y caudales, no es realista esperar altos estándares en la medición con el sistema tradicional de control. Las condiciones cambiantes de regímenes de flujo, altos contenidos de agua como así también variaciones de temperatura imponen severas limitaciones sobre los resultados esperables.

Los métodos tradicionales de control basados en los procedimientos vigentes en la UELH, presentan desventajas al compararlas con tecnologías de medición en línea y en tiempo real.

Con el objetivo de comprender la metodología empleada tradicionalmente para los controles de pozos, se describen brevemente a continuación los procedimientos que contemplan esta actividad.

6.1. Control con Drenaje Continuo de Agua Libre - UNAS

La finalidad de este procedimiento es minimizar el error en la lectura del porcentaje de crudo en los pozos que producen caudales y cortes de agua elevados.

Se trata de un control especial con la intención de mejorar la calidad de la medición. Para el mismo, figura 5, se utiliza un tanque calibrado, con una pierna o sifón que permite el drenaje de agua mientras ingresa el líquido a medir.

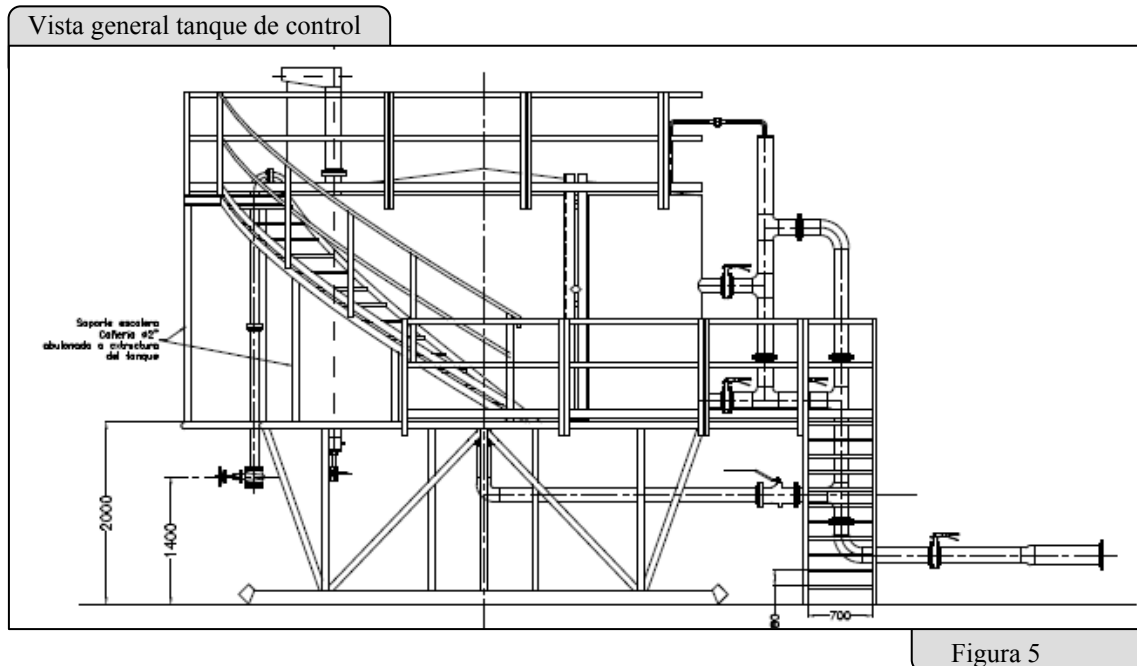


Figura 5

La medición de la producción bruta que ingresa al tanque se realiza en la zona calibrada que cuenta con temporizadores (idealmente), cuya función es determinar el tiempo de llenado del tanque entre estos dos puntos y en forma conjunta con la calibración del mismo, se determina la producción bruta del pozo.

Para la determinación del corte de agua, el tanque está diseñado para obtener una muestra representativa del perfil de producción del pozo controlado. Esta muestra es analizada en laboratorio para determinar el correspondiente corte de agua. De los resultados se calcula la producción neta del pozo.

6.2. Muestreo – Toma de muestra en boca de pozo

Esta actividad se establece para minimizar los errores que se generan por la gran diferencia que existe en las condiciones de producción de cada pozo. Esta práctica debería ser aplicable a todos los pozos sin excepción ya que se trata solamente de la metodología de obtención de la muestra.

Para los pozos cuyos cortes de agua superan el 70%, independientemente que se emplee el muestreo en boca de pozo, el corte de agua se determina por medio de análisis de laboratorio de las muestras obtenidas en tanque quieto o de pierna de drenaje. Cabe destacar que en la batería donde se desarrolló el piloto, de los pozos ensayados del piloto **no se toman muestras para análisis de corte de agua en tanque de control.**

En el presente piloto, se tomaron tres tipos de muestras las cuales se detallan:

- Garrafa: muestra de 18 litros correspondiente al muestreo automático instalado en línea de control diseñada para el piloto. Esta muestra es proporcional a la duración del control.
- Muestras analizadores: muestras puntuales de 18 litros tomadas por técnicos de los analizadores con el fin de calibrar los equipos y verificar su funcionamiento.
- Muestras en boca de pozo: muestras de 18 litros puntuales según procedimiento ‘Toma de muestra en boca de pozo’ – UNAS.

7. Pruebas de Campo - calibración

Los ensayos en campo fueron conducidos por personal de YPF en forma conjunta con los ingenieros representantes de terceras compañías a cargo de los analizadores de corte de agua. El sitio de prueba incluye crudos cuyos °API varían entre 22 ~ 27, con producciones de pozos cuyas variaciones de corte de agua se encuentran comprendidos entre un 2% y 99%.

Las condiciones del proceso para la cual se realizaron los controles son las siguientes:

- Presión de operación (separador de control): 3,8 kg./cm²
- Temperatura (separador de control): 20 °C ~ 37 °C.
- Caudal de descarga: 80 m³/día ~ 120 m³/día.
- Muestreo automático en línea
- Duración de los controles de pozo: 5hrs ~ 24 hrs.

Analizador 1 – calibración: Para el control de pozos, este dispositivo necesita ser calibrado para cada pozo a ensayar. Para realizar ésta tarea, es necesario tomar una muestra inicial del pozo en estudio, con el objetivo de realizar un ajuste del factor de petróleo. De acuerdo a lo detallado, se contó in-situ con las muestras de crudo deshidratado y agua de todos los pozos que arriban a la batería colectora.

Analizador 2 – calibración: Para realizar la calibración de este equipo, es necesario contar como mínimo con dos puntos de datos para levantar las curvas de operación, un extremo se lo calibra con agua y el otro con crudo. Para lograr esto, se contó con una muestra de agua de formación con un volumen de 8 litros y con una muestra de crudo deshidratado representativo de la batería de un volumen de 8 litros.

Finalizada esta etapa, y con la finalidad de verificar si la calibración es correcta, es necesario circular producción con un corte de agua intermedio conocido (analizado en laboratorio), con el objetivo de validar la operación del equipo.

La calibración se realizó en forma estática, es decir, se aisló el analizador por medio de válvulas de bloqueo manual y se llenó el compartimiento sensor primero con agua, se calibró este punto y luego con crudo calibrando el segundo punto.

Analizador 3 – calibración: Este analizador requiere que sean cargadas las correspondientes densidades de los pozos a los cuales va a estar dedicado el equipo. Es importante destacar que este dato debe cumplir, en caso de la densidad de crudo, que sea de una muestra deshidratada. Debido al principio empleado para la determinación del corte de agua, variaciones de los datos ingresados afectan notablemente la determinación del corte de agua y por ende la determinación de la neta de crudo.

7. Resultado de Ensayos

En el presente ítem se presenta los resultados alcanzados durante los diversos ensayos realizados sobre los pozos de la batería colectora y analiza los errores asociados a los medidores de corte de agua.

Como se indica en el punto 5. [Filosofía de control](#), se empleó un control 'Snap action' u on-off, por tal motivo, los analizadores de corte de agua solo promediaron en el momento de la apertura de la válvula de control, es decir, durante la descarga del separador de control.

NOTA: Debido al elevado volumen de datos obtenidos y de ensayos realizados, solo se presentan los resultados de algunos controles con su respectivo análisis.

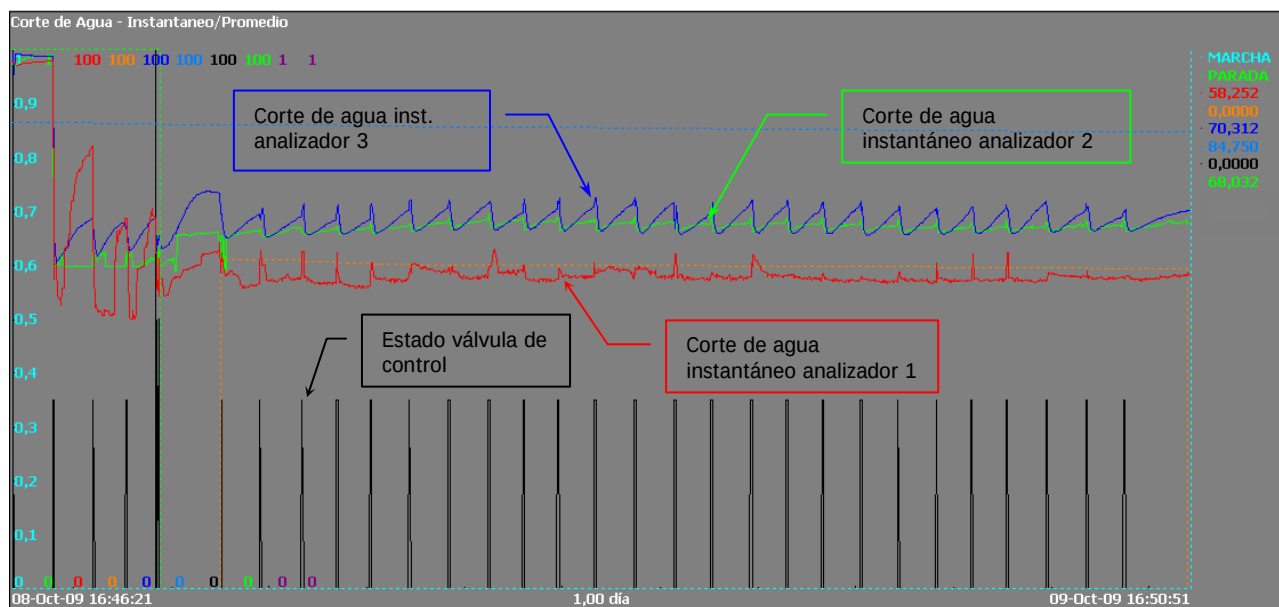
Pozo A

Características pozo A	
Tipo de bombeo	Mecánico
Densidad crudo	0.90680 gr/cm ³
Densidad agua	1.00660 gr/cm ³
Producción media	3.60 m ³ /día
Temperatura media ensayo	43 °C
N° controles realizados	8

■ Ensayo N° 6 08-10-2009

El presente ensayo fue realizado durante un tiempo de 24 hrs, correspondiendo a 3 horas de barrido de línea y 21 horas netas de control.

Claramente se observa un comportamiento estable de los equipos, siendo la lectura del analizador 2 y analizador 3 prácticamente similares.



Lectura analizador 1: 58.25%

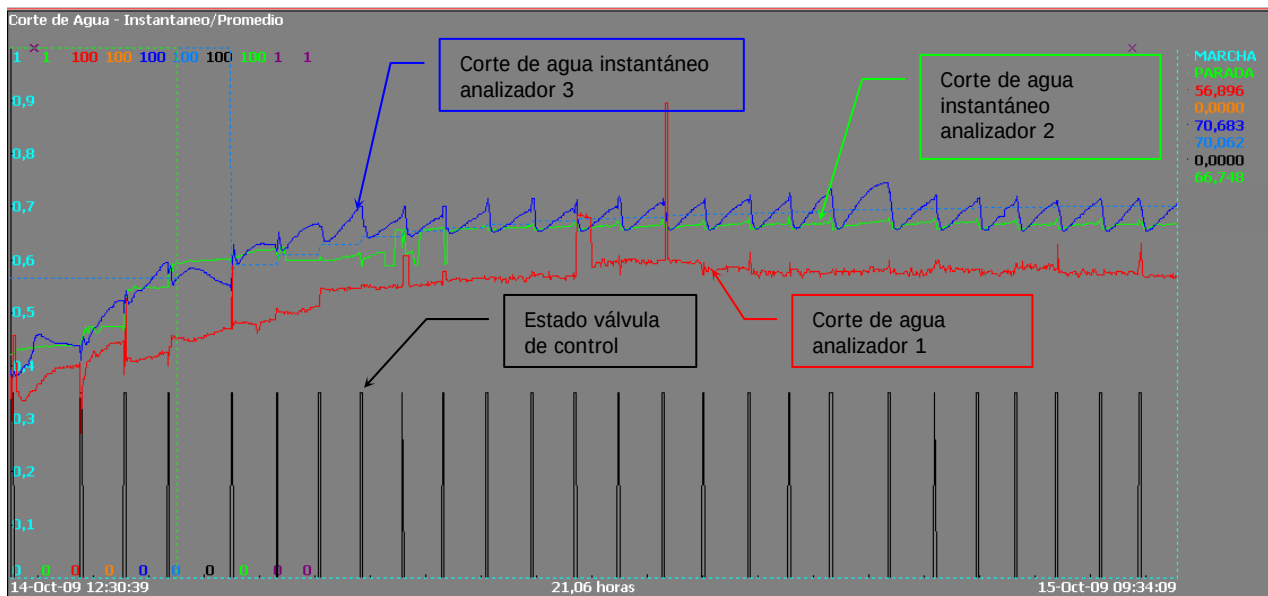
Lectura analizador 2: 66.63 %

Lectura analizador 3: 67.04 %

La diferencia de lectura del analizador 1 con respecto a los restantes equipos se debe básicamente a la calibración del mismo. Se debe recordar que la calibración de este equipo se realiza pozo por pozo, por medio de una muestra deshidratada de cada uno.

■ Ensayo N° 7 14-10-2009:

El presente ensayo fue realizado durante un tiempo de 21 hrs., correspondiendo a 3 horas de barrido de línea y 18 horas netas de control.



Lectura analizador 1: 57.12 %
Lectura analizador 2: 65.73 %
Lectura analizador 3: 66.86 %

El presente ensayo, indicó una estabilidad en la variable de corte de agua de los analizadores. Nuevamente, se observa una diferencia en la lectura del analizador 1 con respecto a los otros equipos, debiéndose la misma a la calibración.

7.1. Conclusiones ensayos

En base a los ensayos analizados, se ha verificado la buena performance de los analizadores evaluados, destacándose la estabilidad lograda en la medición y la repetitividad de los equipos en los diversos ensayos.

8. Conclusiones

8.1. Eliminación del Tanque de Control

En base a los datos obtenidos de los diversos ensayos realizados, la determinación del volumen acumulado de producción de un pozo y por lo tanto la producción diaria durante el control del mismo, se puede realizar empleando un medidor másico tipo Coriolis, siempre y cuando el mismo esté correctamente calibrado y posea una adecuada gestión de mantenimiento, instalado aguas abajo del separador de control con la consecuente eliminación del tanque de control.

Estos medidores son confiables para la medición de caudal másico y presentan errores en la medición que varían entre $\pm 0,33\%$ y $\pm 0,13\%$ de los caudales nominales empleados en el presente proyecto.

El método de control por tanque presentaría una medición aceptable del volumen bruto producido por el pozo en control, siempre y cuando estuviese equipado con el instrumental adecuado y considerado dentro de un plan de mantenimiento adecuado en el tiempo.

Aún suponiendo que por medio de ambos métodos (tanque de control o medidor másico) se obtenga el mismo valor de volumen acumulado del pozo en control, se debe evaluar el costo asociado a cada sistema.

Se detalla en la tabla 1 el costo (se debe considerar que los costos detallados pueden sufrir modificaciones al día de la fecha) actual de los equipos y complementos asociados:

	SISTEMA AUTOMÁTICO		TANQUE DE CONTROL 40 m ³
	MEDIDOR MASICO	COMPLEMENTOS ³	
COSTO UNITARIO U\$	16.228 ¹	20.000	120.000
	21.936 ²		
TOTAL U\$	41.936		120.000
			Tabla 1

¹ Incluye transmisor

² Incluye NOC – Net oil Computer

³ Incluye: Transmisor de nivel electrónico + Válvula de control 2" + PLC + Radio + Tablero

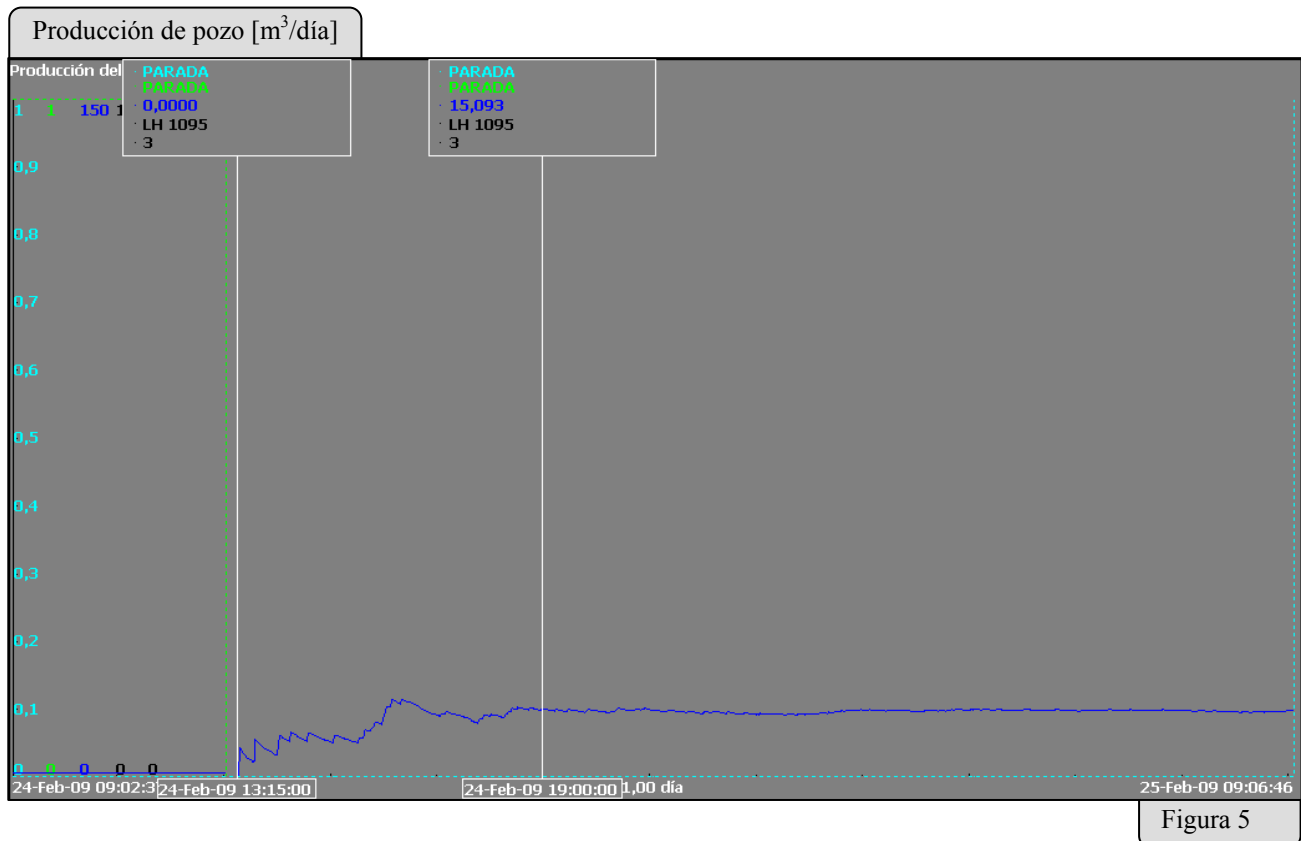
Claramente se observa que el sistema automático completo es aproximadamente un 65% más económico que el sistema tradicional de control. A esto no solo hay que verlo desde el punto de vista económico, sino que deberán evaluarse las ventajas de poseer un sistema con la posibilidad de adquirir datos en tiempo real, la posibilidad que permite de conocer el comportamiento del proceso, poseer una base de datos de los pozos ensayados (histórico), reducción de riegos ambientales por derrames y pérdidas, simplificación de la tarea de control de producción del pozo, reducción en costos de mantenimiento e inspecciones, etc.

8.2. Reducción en Tiempos de Ensayo

Por medio del sistema de control implementado, es posible determinar la producción bruta promedio del pozo en tiempos considerablemente inferiores a los empleados con el sistema tradicional de tanque de control, los cuales pueden variar entre 20 y 24 horas.

Con el sistema de control automático, la determinación de estas variables (volumen acumulado y producción bruta diaria) se obtiene en tiempos considerablemente inferiores, llegando a reducir los controles a valores de hasta un 75% en comparación con los empleados con el sistema de tanque de control.

A modo de ejemplo, la figura 5 esquematiza un control de 24 horas realizado sobre el pozo B. La curva de color azul es la variable correspondiente a la producción bruta promedio diaria del pozo.



Claramente se puede observar que este valor es obtenido aproximadamente a las 6 horas de comenzado el ensayo, una vez estabilizado el valor de la variable. De aquí que este sistema reduce notablemente los tiempos de los controles.

8.3. Muestra – Tanque de control 40 m³

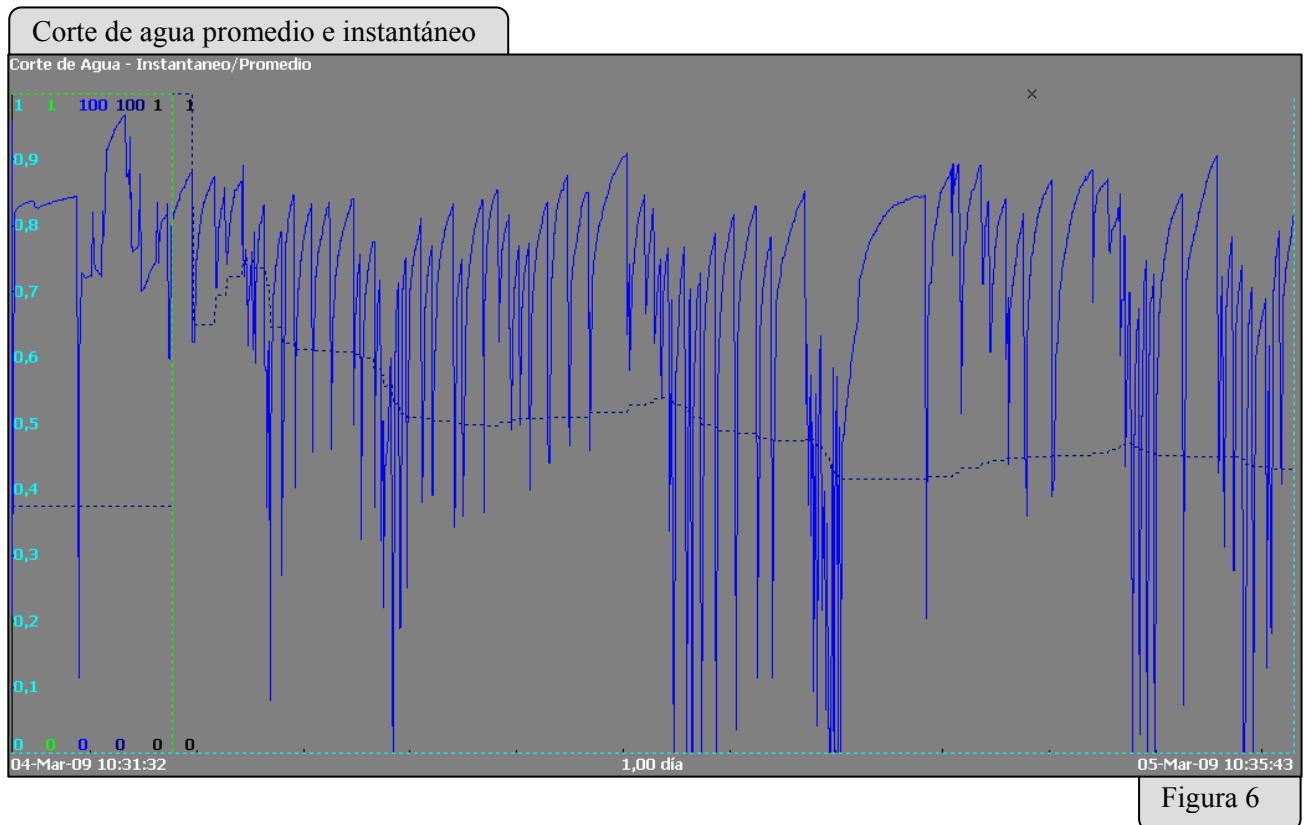
Si bien el tanque de control está diseñado para tomar una muestra del perfil producido por el pozo durante el control del mismo, esto no es utilizado debido a que para lograr una muestra de 20 litros, es necesario que el nivel de líquido alcance 251 cm dentro del tanque, lo cual implica un volumen de 38 m³ (para una constante de calibración Kc: 0,154).

Este volumen debería lograrse durante el tiempo en el cual está el pozo en control, lo que implica pozos con caudales superiores a 38 m³/día, si los mismos son ensayados durante 24 horas, o caudales aún mayores para tiempos de ensayo inferiores (ej: 46 m³/día para ensayos de 20 horas).

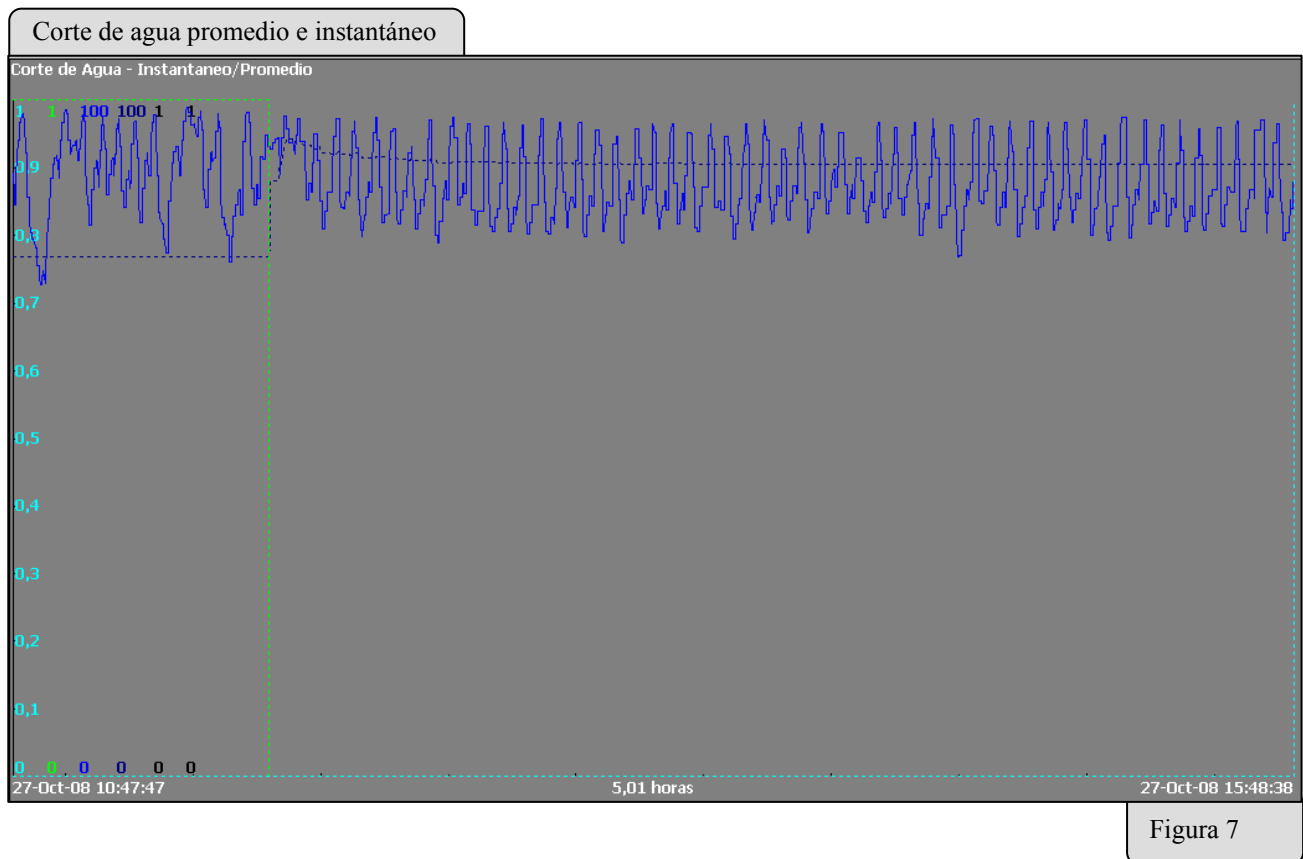
8.4. Muestreo – Toma de muestra en boca de pozo - representatividad

Para muestras tomadas sobre un mismo pozo durante su control, se obtuvieron valores de corte de agua que difieren en gran medida entre sí, ya sea entre muestras puntuales por sí mismas, como entre muestras puntuales y muestra almacenada en garrafa ,obtenidas mediante el muestreador automático.

Esto se debe principalmente al método de extracción y la intermitencia de producción de los pozos (en ciertas ocasiones). Lo expresado se observa en la figura 6, donde la curva azul continua representa el corte de agua instantáneo, mientras que la curva punteada el corte de agua promedio.



Contrario a lo que sucede con el bombeo mecánico, cuando se emplea el bombeo electrosumergible, las variaciones en el corte de agua son mínimas, como se observa en el ensayo del pozo C, figura 7:



Del seguimiento de las variables de corte de agua de los analizadores y lo detallado hasta el momento, el muestreo puntual en boca de pozo no es representativo de lo que el pozo produce.

8.5. Ventajas del Sistema Automático de Control

Paralelamente a las conclusiones indicadas hasta el momento, el sistema de control implementado en la batería colectora, presenta una serie de ventajas notables en comparación con los sistemas tradicionales empleados en dicha batería y en general en todo el yacimiento.

Entre los puntos más destacados se encuentran:

- Implementación de sistema de seguridad: Este punto se considera como el más importante, ya que se protege principalmente al operador ante eventos no seguros del proceso y protege eventualmente a las instalaciones mecánicas y al medio ambiente.
 - Seteo de alarmas por alto y muy alto nivel en separador de control.
 - Acciones eventuales ante situaciones inseguras del proceso, ejemplo: apertura total de válvula de control de nivel.
 - Seteo de alarmas por alta presión en separador de control.
 - Seteo de alarmas por falla de válvula de control.
- Seguimiento en tiempo real de las variables monitoreadas:
 - Presión en separador de control.
 - Temperatura en separador de control.
 - Temperatura en medidor de caudal.

- Nivel en separador de control.
 - Caudal instantáneo del pozo en ensayo.
 - Volumen acumulado durante el ensayo.
 - Apertura/cierre válvula de control.
 - Densidades instantáneas y promedio.
 - Estado de switch de nivel en separador de control, HHL/LLL.
- Seguimiento de los ensayos desde sala de control, aplicación Scada: En este punto es necesario la capacitación del personal para comprender los datos monitoreados.
 - Realizar controles de pozos con mayor frecuencia, ya que por medio de este sistema se obtienen las tendencias de producción en tiempos considerablemente inferiores comparados con el sistema tradicional. Paralelamente, al poseer mayor frecuencia de controles, se obtiene un mayor volumen de datos, permitiendo el armado de históricos y curvas de correlación que permiten estudiar el comportamiento de los pozos.

8.6. Tecnologías de Corte de Agua

En base a los ensayos realizados y los resultados obtenidos, los analizadores de corte de agua evaluados son aptos para la medición de producción de pozos en baterías. Los mismos han sido ensayados para pozos de diversos cortes de agua y producción. Es importante destacar que para buen rendimiento de ésta tecnología se debe considerar:

- Temperatura de ensayo: Este requerimiento es **fundamental** para la buena performance de los equipos de corte de agua. Si bien las tecnologías cuyos principios de funcionamiento se basan en la absorción infrarroja como por microondas respectivamente, no se ven afectados notablemente en su rendimiento, sí afectada la performance del dispositivo de corte de agua basado en la diferencia de densidades entre fluidos para la determinación del corte de agua. Un análisis detallado de lo indicado se desarrolla en el [ANEXO A](#) de este documento.
- Régimen de bombeo / comportamiento del pozo: Se ha observado en diversos ensayos que estas variables influye directamente en la estabilidad del corte de agua de los equipos. En base a los diferentes controles realizados, los pozos cuyo régimen de bombeo no eran los adecuados o la producción del pozo era intermitente, la medición de corte de agua sufrió variaciones muy marcadas, no logrando la estabilización de esta señal. Un análisis detallado de lo indicado se desarrolla en el [ANEXO B](#) de este documento.
- Modo de control: Es condición necesaria realizar un control de nivel del tipo “snap action” (on-off). De esta manera es posible establecer los caudales de descarga del separador, por medio del seteo de apertura de la válvula de control de nivel y de esta manera operar el medidor de caudal másico tipo coriolis dentro de los valores nominales.
- Mantenimiento: Debido a que la aplicación de esta tecnología es un ambiente desfavorable desde el punto de vista climático como de operación, es necesario una adecuada gestión de mantenimiento de los equipos, con el objetivo de mantener una alta performance en el tiempo de los mismos.
- Calibración – muestras: Tanto el analizador de corte de agua por absorción infrarroja como el basado en la diferencia de densidades, requieren para su calibración muestras individuales de crudo y agua de los pozos a controlar para su calibración, es fundamental que las mismas estén adecuadamente analizadas, esto se refiere a que las muestras para el caso del crudo, deben ser deshidratadas (analizadas por el método Karl Fisher) para poder cargarlas en los equipos.

ANEXO A

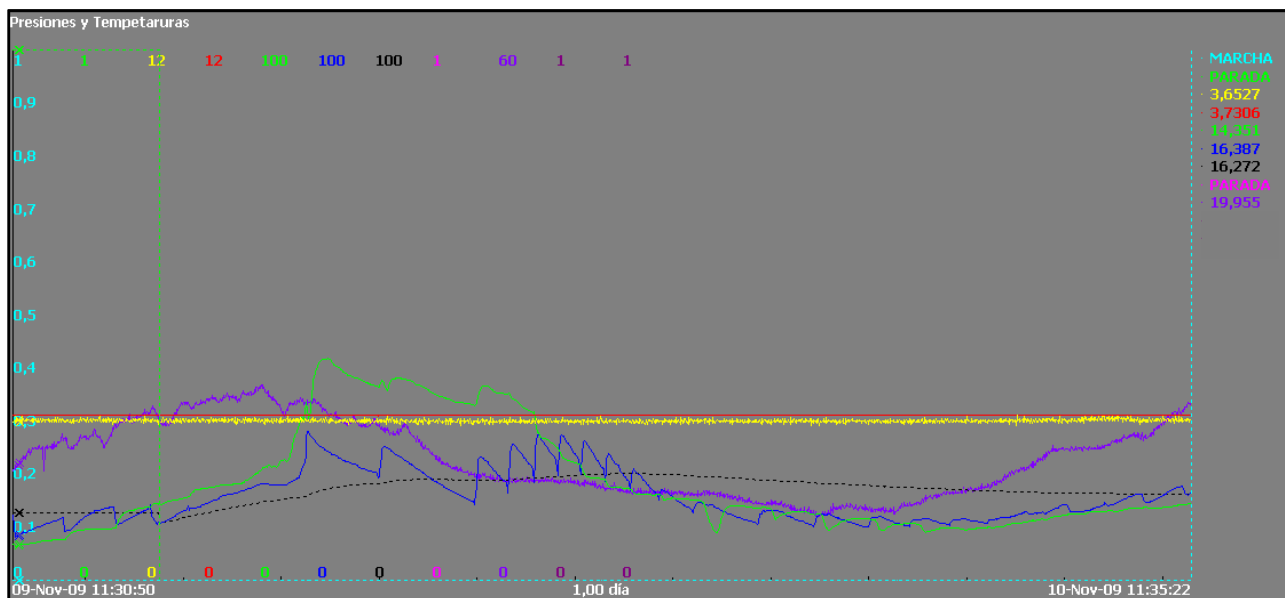
Como se indica en el punto [7.9 Tecnologías de corte de agua](#), es condición necesaria realizar ensayos con una temperatura adecuada del fluido, ya que la performance de los equipos se ve directamente afectada por la misma.

Si bien para los analizadores 1 y 2, esta condición de operación afecta levemente su rendimiento, el medidor másico con tecnología net Oil Computer (analizador 3) varía notablemente su performance, arrojando valores de corte de agua que no se corresponden con la realidad.

A modo de ejemplo, se presenta el control realizado sobre el pozo D para el cual el calentador indirecto ubicado en la batería presentó problemas de operación, por lo que permaneció encendido durante un período de tiempo acotado a lo largo del ensayo.

1. Pozo D – 09/11/2009

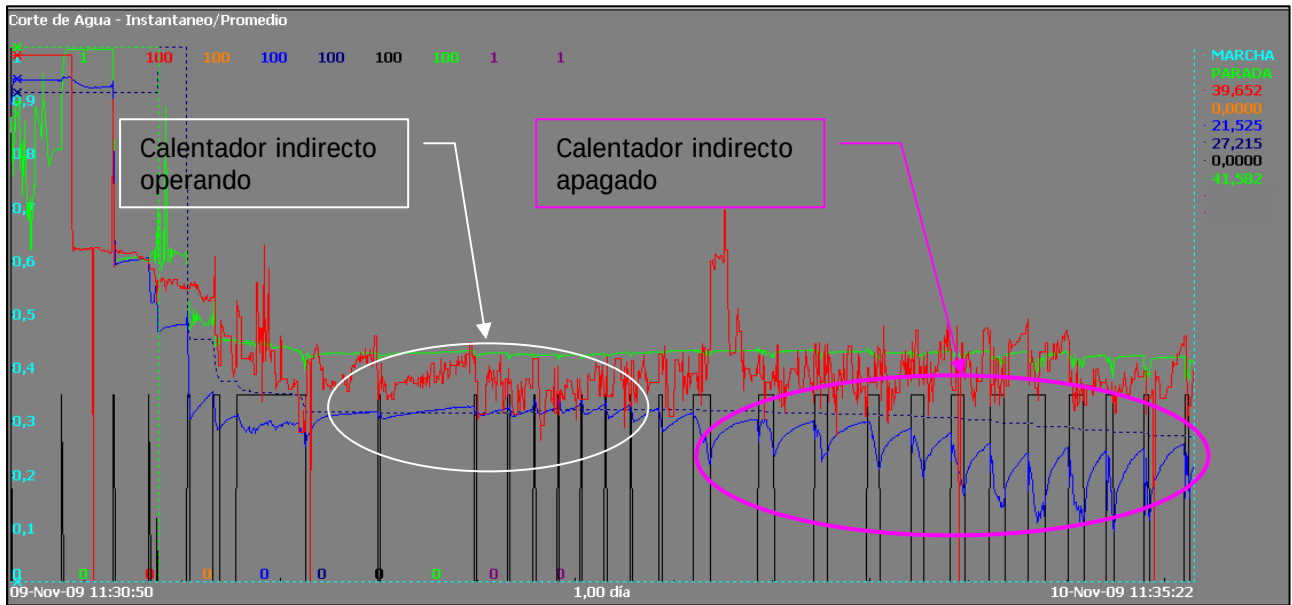
El presente control se realizó durante un tiempo de 21 hrs. previo a un barrido de línea de 3 hrs. Como se observa en la gráfica A1, el calentador operó adecuadamente durante un período de 8 hrs., curva color verde. Luego de este tiempo, sufre un desperfecto operativo y se apaga. Se observa claramente como la temperatura del fluido pasa de un valor de 36 °C aproximadamente a 13 °C luego del desperfecto.



Gráfica A1 – Curvas de temperatura de operación

Como se indicó, este inconveniente afectó la medición del analizador 3, haciendo que el equipo lea un corte de agua instantáneo inferior al real y por ende el promedio de corte de agua del equipo tiende a caer.

En la grafica A2 se observa este efecto, donde la curva de color azul es la correspondiente al medidor analizador 3.



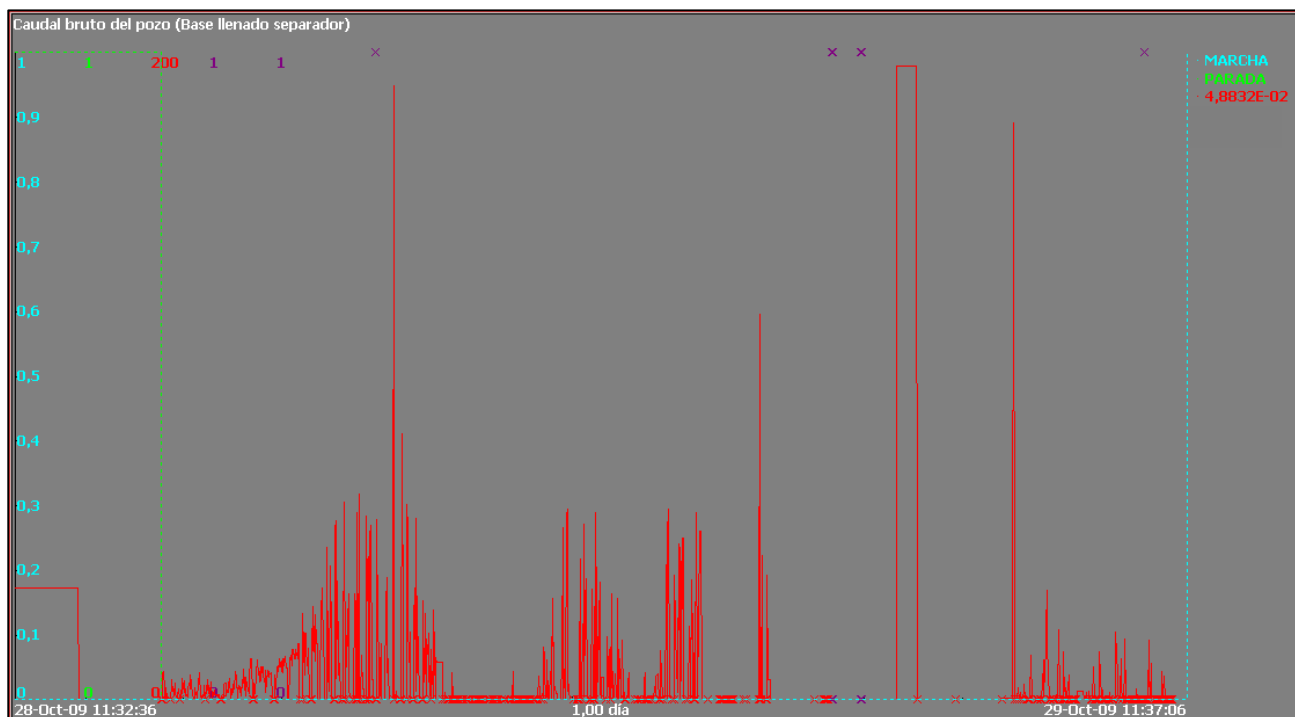
Gráfica A2 – Curvas analizadores de corte de agua

Por lo analizado, es necesario realizar los controles de pozo con las condiciones adecuadas para la performance de los equipos de corte de agua.

ANEXO B

Otras variables que afectan la performance de los analizadores de corte de agua, independientemente de la indicada en el Anexo A, son las correspondientes al régimen de bombeo y a la producción del pozo. Este problema se presente cuando el tipo de bombeo es mecánico.

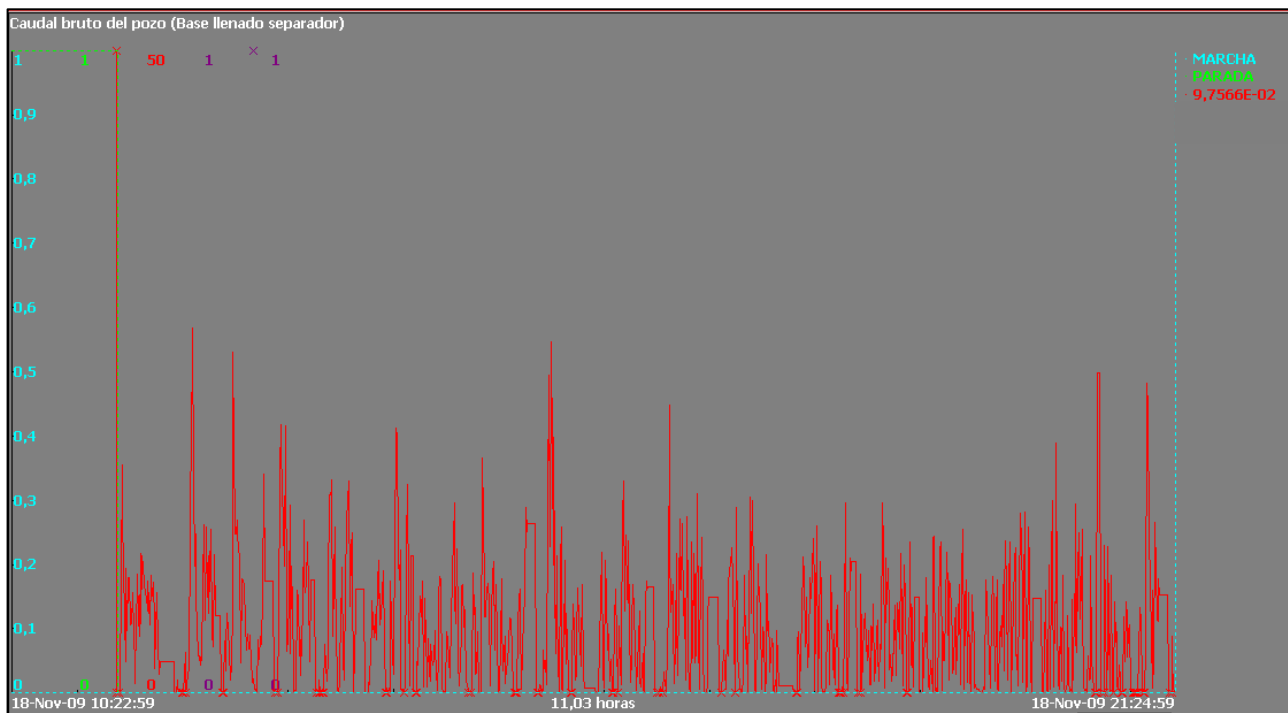
En diversos ensayos, se evidenció que el bombeo era intermitente, es decir, la producción de los pozos en control arribaban a la batería en forma de “batch”. Esto es posible de visualizar por medio del sistema implementado, ya que se puede realizar un seguimiento del régimen de bombeo del pozo, como se observa en la grafica B1. La misma corresponde al control realizado sobre el pozo E – 28/10/2009.



Gráfica B1 – Histograma producción pozo E

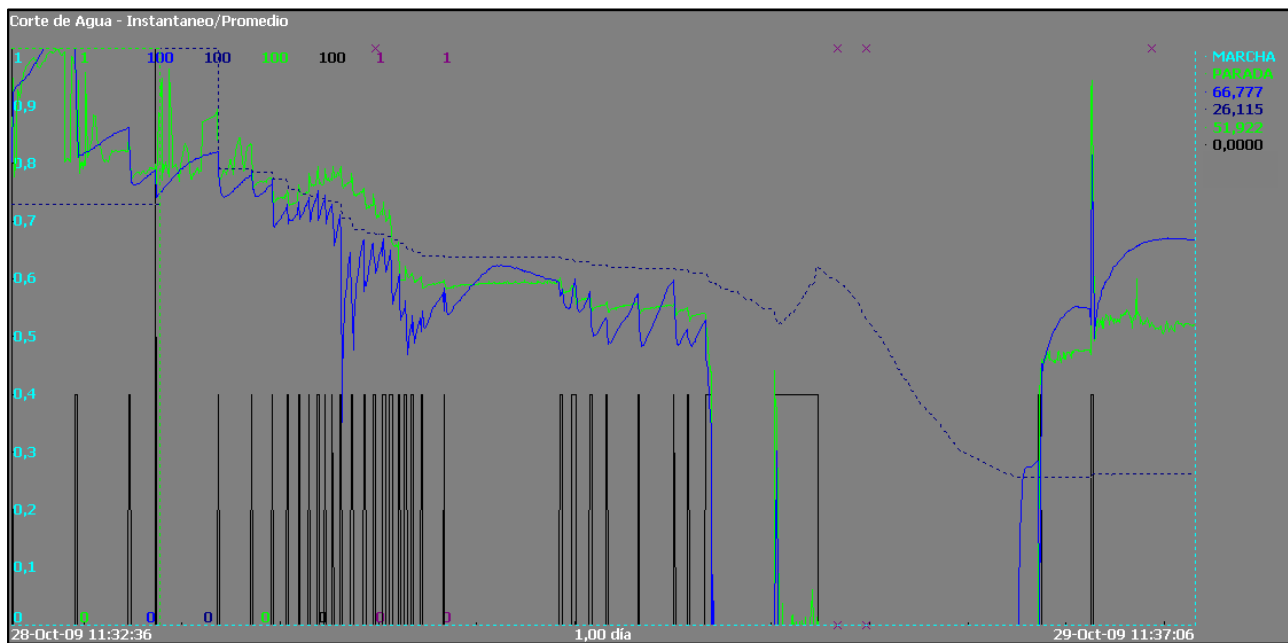
Claramente se observa un fluido intermitente que arriba al separador, es decir, períodos de tiempo en que hay producción desde el pozo y tiempos en los cuales la producción es nula.

A modo comparativo, en la gráfica B2, correspondiente al pozo F se observa, también por bombeo mecánico, una estabilidad del fluido de producción proveniente del pozo. A diferencia del pozo E, el régimen de bombeo es adecuado, no introduciendo variaciones en el corte de agua indicado por los analizadores.



Gráfica B2 – Histograma producción pozo F

Analizada y explicada la problemática del bombeo, la gráfica B3 muestra la respuesta de los analizadores de corte de agua ante estas variaciones de producción para el pozo E.



Gráfica B3 – Respuesta analizadores corte de agua

Es notable observar que el analizador 2 (curva verde) y el analizador 3 (curva azul) no llegan nunca a estabilizarse. Esto se debe básicamente a que al existir batch de producción, el pozo no es estable en lo que se refiere a la variable de corte de agua, pudiendo venir “slug” de agua con poco crudo, crudo con poca agua o una mezcla de ambos.

Definiciones

- Incertidumbre Absoluta: Es la cuantificación de la duda que se tiene sobre el resultado de la medición, es decir, indica dentro de que intervalo en torno al valor medido se halla el valor real de la magnitud medida.
- Incertidumbre Relativa: Se define como el cociente entre la incertidumbre absoluta y la medición
- Error Absoluto: Es la diferencia entre el valor medido y el valor convencionalmente verdadero del objeto que se está midiendo.
- Exactitud: Proximidad de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando.
- Repetibilidad (de resultados de mediciones): Proximidad de concordancia entre los resultados de mediciones sucesivas del mismo mensurando realizadas bajo las mismas condiciones de medición.
- Sensibilidad: Es la relación de la señal de salida o respuesta del instrumento al cambio de la entrada o variable medida.
- Resolución: Es el cambio más pequeño en el valor medido para el cual el instrumento responderá.
- Apreciación de un instrumento: Es el valor de la mínima división del instrumento si este es análogo o la última cifra significativa reportada en la pantalla (display) si este es digital.
- Producción Contable: Volumen oficialmente registrado en el sistema informático de bienes de uso de la Sociedad. Este valor se determina como la suma del petróleo neto evacuado por la unidad automática de medición (UAM o LACT) de salida de la planta deshidratadora de la UE, más la variación de stock en los tanques de almacenaje y proceso.
- Producción Operativa: Cada uno de los yacimientos o distritos que conforman la UE en cuestión mide la producción que aporta a la planta de tratamiento por medio de uno o varios medidores de salida, ubicados antes del punto de ingreso a la red de oleoductos colectores. Este volumen extra-contable se denomina producción operativa.
- Producción Teórica: Cada uno de los pozos productores se testea periódicamente para determinar los volúmenes de petróleo, agua y gas extraídos. Estas pruebas se denominan “controles de pozo” y su sumatoria total constituye la producción teórica de la UE.

Referencias

- API MPMS 8.2 Sampling. Table 1 – General Guidelines for Minimum Velocities Versus Mixing Elements.
- API MPMS 20.1 Allocation Measurement
- Procedimientos UNAS
- Norma UNE-EN ISO 10012:2003 Sistema de gestión de las mediciones.
- Oil&Gas Journal – Net-Oil computer improves water cut determination.