

Control Avanzado de la Producción de Petróleo

Ing. Jorge A. LLera
Sr. Eduardo G. Gasciunas
C.A.P.S.A.

SINOPSIS

El ensayo de pozos productores de petróleo afectados a proyectos de recuperación secundaria, han 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 los pozos de recuperación primaria, éste tipo de pozos manejan producciones brutas muy superiores y con elevado contenido de agua

La aplicación de la Tecnología de Radiación Infrarroja Cercana en la determinación de las proporciones contenidas en la mezcla, utiliza la diferencia de absorción entre el petróleo y el agua, para la medición del contenido de agua con alta precisión, no viéndose afectada por las variaciones de salinidad del agua, ni de la densidad del petróleo, pues opera determinando la proporción volumétrica de la variable mayoritaria en la mezcla, razón por la cual su precisión aumenta al aumentar el contenido de la variable mayoritaria, permitiendo de ésta manera:

- La determinación On - Line del porcentaje de agua y petróleo con alta precisión.
- Conocer “como” produce el pozo, al poder almacenar los datos de las mediciones.
- La optimización de la relación Inyección – Producción.
- Optimizar el costo de inversión, por no requerirse de tanque y separador de ensayo.

De la misma manera, optimiza el costo de operación debido a que:

- Al optimizar la relación Inyección - Producción, se refleja tanto en el consumo de energía eléctrica y/o gas, como también en el consumo de materiales para pozos productores
- No se requiere de frecuentes análisis de laboratorio.
- El Operador solo debe iniciar el ensayo y tomar los datos leídos, una vez finalizado el tiempo programado para el mismo.

INTRODUCCIÓN

Es importante destacar en ésta instancia, las diferencias conceptuales entre el control de Pozos Productores de Recuperación Primaria y Secundaria, que de hecho representan un desafío mucho mayor y complejo que el que aparenta ser a simple vista.

En el cuadro siguiente se comparan en forma sintética, dichas diferencias

Pozos Productores	Primaria	Secundaria
Variables que los afectan	Dependen únicamente del Pozo Productor	Además de las variables del Pozo Productor, el sistema está íntimamente vinculado con el Sistema de Inyección
Comportamiento	Una vez finalizado el Período Transitorio del Pozo, su declinación y comportamiento son en general predecibles	Los Pozos Productores "Estables", muestran fluctuaciones permanentes, con variaciones de +/- 15 % en el Corte de Agua y en pocos minutos
Cantidad	Cantidad de Pozos Productores Limitada	Estos sistemas cuentan con Gran Cantidad de Pozos Productores
Producción Bruta por Pozo	Baja a Moderada	Elevada
Corte de Agua	Bajo a Medio (menor al 60 %)	Alto (mayor al 60 % y normalmente superior al 90 %)

A.- Sistemas de Control Convencionales

El control de pozos productores de petróleo de Recuperación Primaria es posible de ser realizado, con instrumentación adecuada, errores de medición aceptables y pocas horas de ensayo, a través de alguno de los sistemas de control convencionales que describiremos a continuación.

Tanque de Control

De aplicación en pozos de petróleo que no producen gas, utiliza un tanque cuyo volumen útil está determinado por la producción del pozo con mayor caudal bruto. Usualmente cuenta con un par de transmisores de nivel montados en la envolvente del tanque y distanciados de tal manera de determinar el tiempo en el cual se llena dicho volumen calibrado (producción bruta del pozo).

Una vez alcanzado el punto de equilibrio hidrodinámico del conjunto Tanque – Pierna de Drenaje, ésta comienza a drenar el exceso de caudal, que es agua libre. En éstas condiciones, se pueden realizar ensayos prolongados, con el fin de acumular una cantidad de petróleo tal, que permita reducir el error de medición del sistema pues, finalizado el ensayo y transcurridas unas horas de reposo de la mezcla, para favorecer la separación agua - petróleo, se drena el agua libre restante y se procede a tomar una muestra de la emulsión acumulada en el tanque, que es utilizada para determinar el corte agua – petróleo en el laboratorio, usualmente por el método de centrifugado.

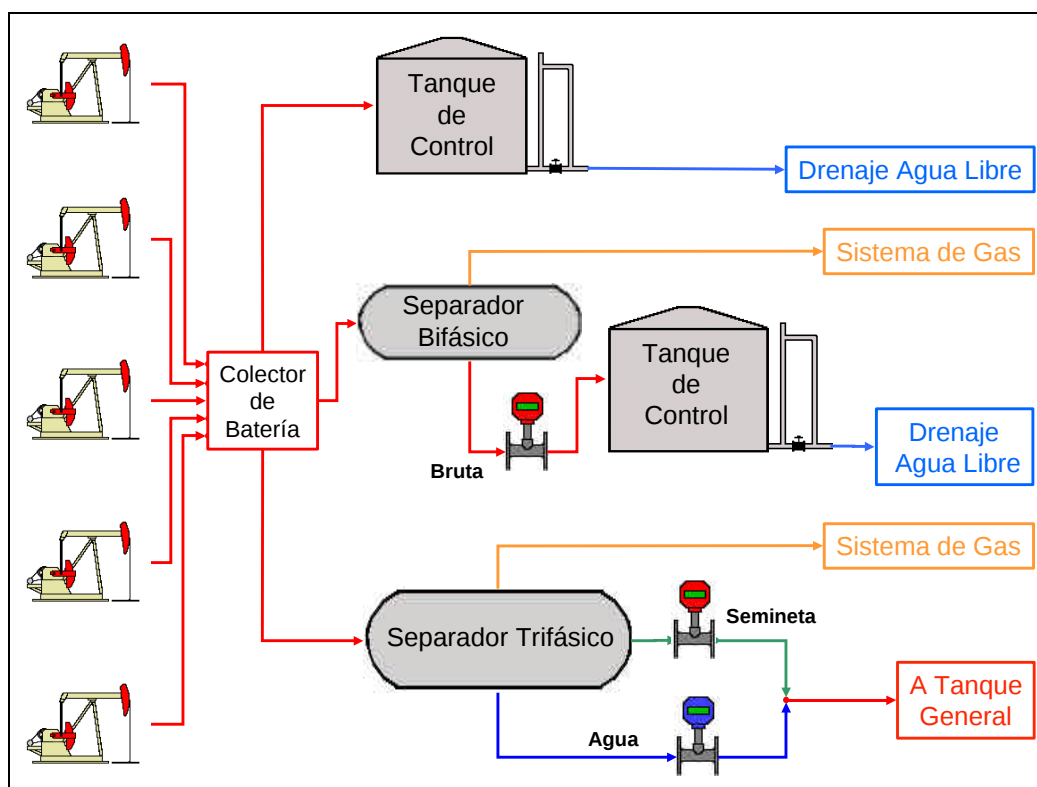


Figura 1: Esquema de sistemas convencionales para el control de pozos productores

Separador Bifásico – Tanque de Ensayo

Incorpora un separador bifásico antes del tanque, para captar el gas producido por el pozo, midiéndose en su único drenaje, por medio de un caudalímetro, la producción bruta del pozo (Petróleo + Agua). En éste caso el tanque de ensayo se utiliza únicamente para determinar el corte de petróleo con que produce el pozo, de acuerdo al método descrito en el punto anterior.

Separador Trifásico

Utilizado para pozos de petróleo que producen gas, prescinde del tanque y requiere de un único separador que, por medio de instrumentación adecuada, separa y mide, en el drenaje inferior, la fase

que es mayoritariamente agua libre, el drenaje intermedio que es una emulsión petróleo + agua y por la parte superior del separador, la fase gaseosa, que es tratada y medida en otro sistema. Si bien la medición es directa, sin requerirse de análisis de laboratorio, la precisión de las mismas depende fundamentalmente del tipo de emulsión y de la eficiencia de separación del equipo.

B.- Sistemas de Colectores Múltiples

Normalmente, en el desarrollo de Yacimientos, las baterías receptoras de la producción de los pozos que se encuentran en sus respectivas zonas de influencia, son construidas en la medida en que, la cantidad de pozos y su producción, justifica la inversión, localizándola en el centro del desarrollo.

De allí en más, dichos desarrollos se suelen extender de tal forma que, si bien el número de baterías resulta insuficiente para mantener un programa adecuado de ensayo de la totalidad de los pozos que, en cantidad creciente aportan su producción a ella, la distancia de los nuevos pozos tampoco justifican la construcción de nuevas baterías, mas aún, cuando dichos desarrollos involucran un determinado grado de incertidumbre respecto de su extensión areal, independientemente de que el tiempo requerido para construirla suele ser sensiblemente menor al disponible.

En éstas condiciones, el crecimiento es cubierto por medio de colectores múltiples, es decir, y como se muestra en la Figura 2, por grupos de colectores que reportan a otros colectores intermedios, que a su vez envían la producción a la batería, que de hecho requerirá de la incorporación de separadores y tanques, para procesar el mayor caudal y poder controlar el mayor número de pozos.

De ésta manera, los colectores de campo permiten cubrir el desarrollo, manteniendo en general, la contrapresión de los pozos en valores aceptables y optimizando la cantidad de líneas de conducción.

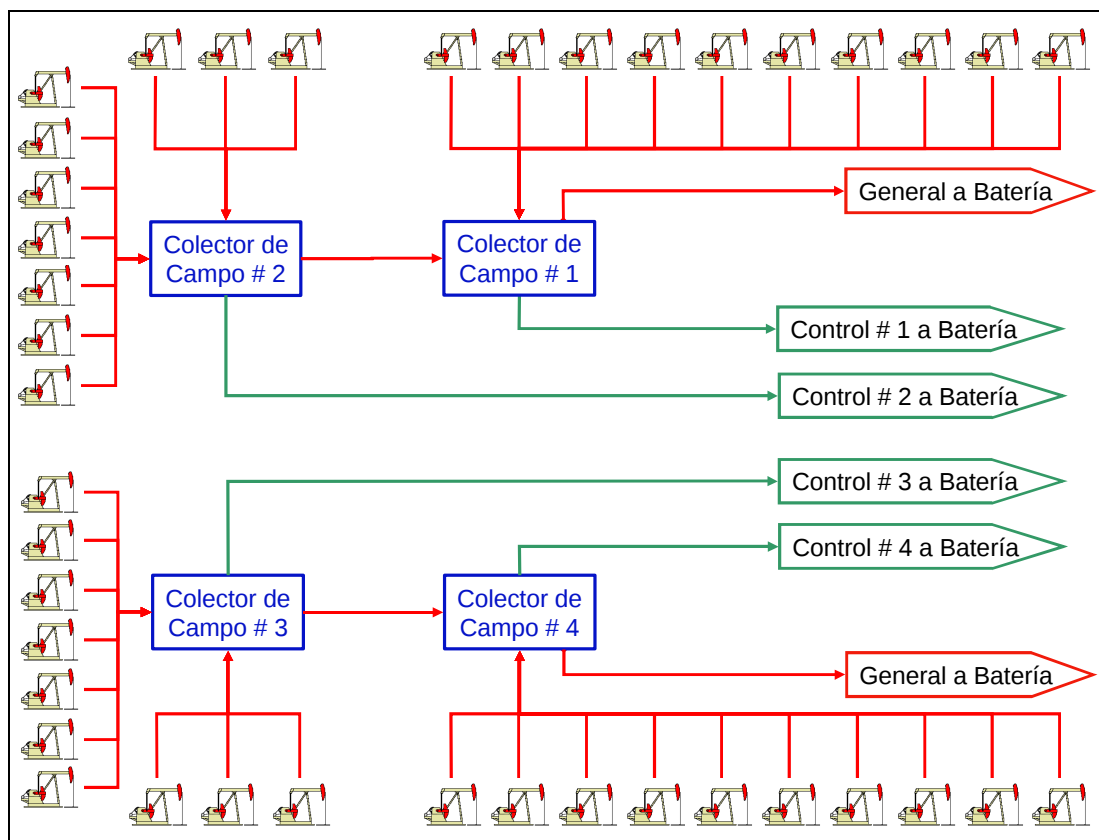


Figura 2: Esquema Típico de Colectores Múltiples

Si bien éste tipo de esquema, resuelve el problema de desarrollo de los nuevos pozos de explotación, complica más aún, la tarea de poder contar con un programa de ensayo de pozos adecuado, tanto en frecuencia, como en precisión.

C.- Limitaciones de los Sistemas Convencionales

Sea cual fuere el sistema de medición utilizado para el control de producción de pozos con alto contenido de agua, todos ellos, en mayor o menor medida, tienen las siguientes desventajas:

1.- Escasa precisión en la determinación del corte agua - petróleo y por ende, de la producción neta del pozo, debido al bajo corte de petróleo, respecto del importante caudal de extracción.

2.- Elevado costo de inversión, toda vez que, la necesidad de realizar ensayos de acumulada prolongados, normalmente 24 horas, a los efectos de reducir el error en la determinación de la variable minoritaria, implica contar con una importante cantidad de separadores y tanques de ensayo, mas aún teniendo en cuenta que, cada nuevo ensayo requiere del desplazamiento del volumen contenido en el separador y el vaciado del tanque, tiempo que se incrementa en términos de desplazamiento de líneas, en el caso de tener que ensayar pozos afectados a colectores de campo y más aún, para el caso de colectores múltiples.

3.- Elevado costo de operación, por requerirse de:

Importante infraestructura de laboratorio, consumo de productos desemulsionantes y tiempo del personal afectados al análisis de las muestras (determinación del corte agua - petróleo).

Tiempo del personal de operaciones afectados a las maniobras que requiere cada control.

TECNOLOGIA DE MEDICION INFRARROJA

Principio de Funcionamiento

Consiste de 2 celdas que se disponen enfrentadas e insertas en la corriente de fluido, que contienen a los componentes ópticos que se encuentran aislados del fluido, por medio de vidrios blindados y solidariamente vinculados al cuerpo de cada una de las celdas.

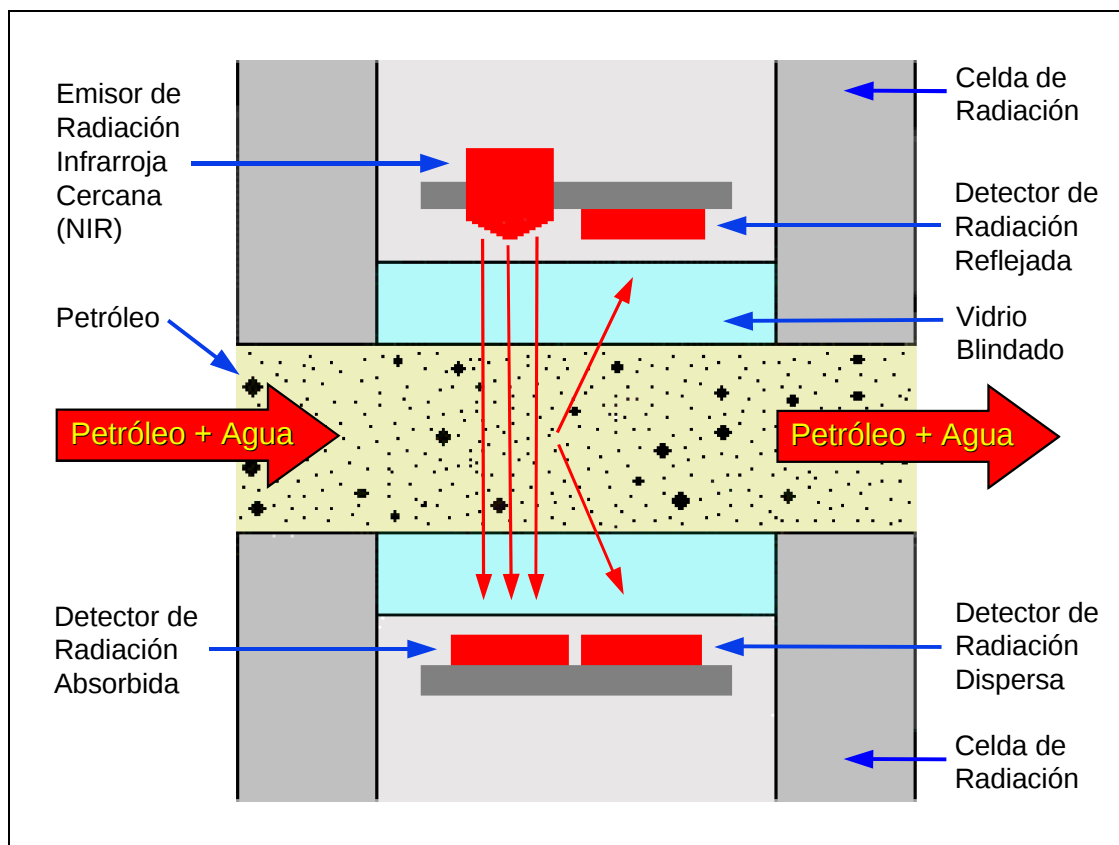


Figura 3: Disposición del Emisor de NIR y de los Detectores

La celda superior contiene al Emisor de Radiación Infrarroja y al Detector de Radiación Reflejada, la celda inferior a su vez contiene a los Detectores de Radiación Absorbida y Dispersa.

El Detector de Radiación Absorbida es el elemento primario de medición de la radiación directa, mientras que los Detectores de Radiación Reflejada y Dispersa son los elementos de medición de la radiación indirecta que permiten brindarle una muy buena precisión al sistema.

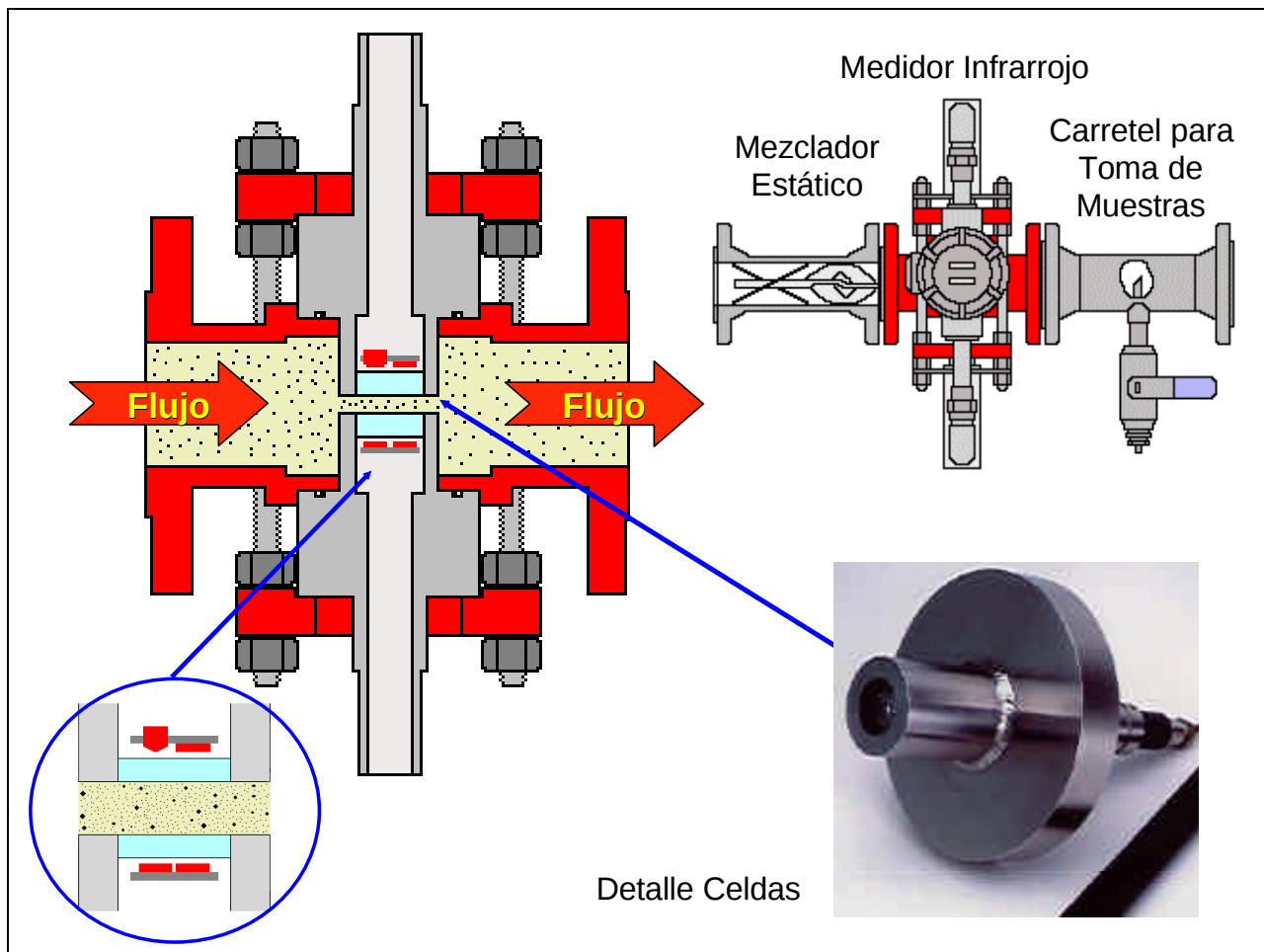


Figura 4: Corte Longitudinal del Medidor Infrarrojo

Para la Radiación Infrarroja Cercana, a la frecuencia de operación, el agua es la fase transmisora, mientras que el petróleo es el medio de atenuación, lo que significa que el agua transmite el 100% de la radiación infrarroja emitida, mientras que el petróleo transmite menos del 10%, luego, debido a que determina la proporción volumétrica de la variable mayoritaria en la mezcla, su precisión aumenta al aumentar el contenido de agua en la mezcla.

Como es usual en los equipos de medición de flujo multifásico, se requiere de disponer de una mezcla homogénea de petróleo y agua fluyendo a través de las celdas de medición, por dicho motivo se instala un mezclador estático en línea y aguas arriba de la unidad de medición, a los efectos de asegurar la representatividad de la muestra.

Calibración del Medidor Infrarrojo

Debido al principio de funcionamiento que utiliza, éste sistema no se ve afectado por la variación de la salinidad del agua, que afecta directamente a la conductividad de la corriente fluida, motivo por el cual, dicha calibración se hace directamente en fábrica, no requiriendo de calibraciones o ajustes posteriores.

En lo que al petróleo se refiere y teniendo en cuenta que el equipo requiere de determinar el Coeficiente de Absorción del mismo para cada pozo en particular, dicha calibración debe realizarse en campo, llevando a cabo un ensayo de unas pocas horas, durante el cual, el equipo realiza la medición correspondiente y luego es realimentado con la determinación realizada en laboratorio, a partir de una muestra obtenida con un tomamuestras durante el período del ensayo.

En éstas condiciones el equipo se encuentra calibrado, compensando de allí en más, las pequeñas variaciones que pueda experimentar dicho coeficiente.

Precisión de la Medición del Corte de Petróleo

El error de medición, según la especificación del equipo, es de $\pm 5\%$ de la proporción de petróleo medido, con lo cual tendremos que, la evolución del error de medición estará dada, por ejemplo:

Contenido de Agua = 90 %

Error en la Medición del Contenido de Petróleo = $\pm 5\% \times 10\% = \pm 0,5\%$

Si realizamos el cálculo para el rango de operación completo, tendremos:

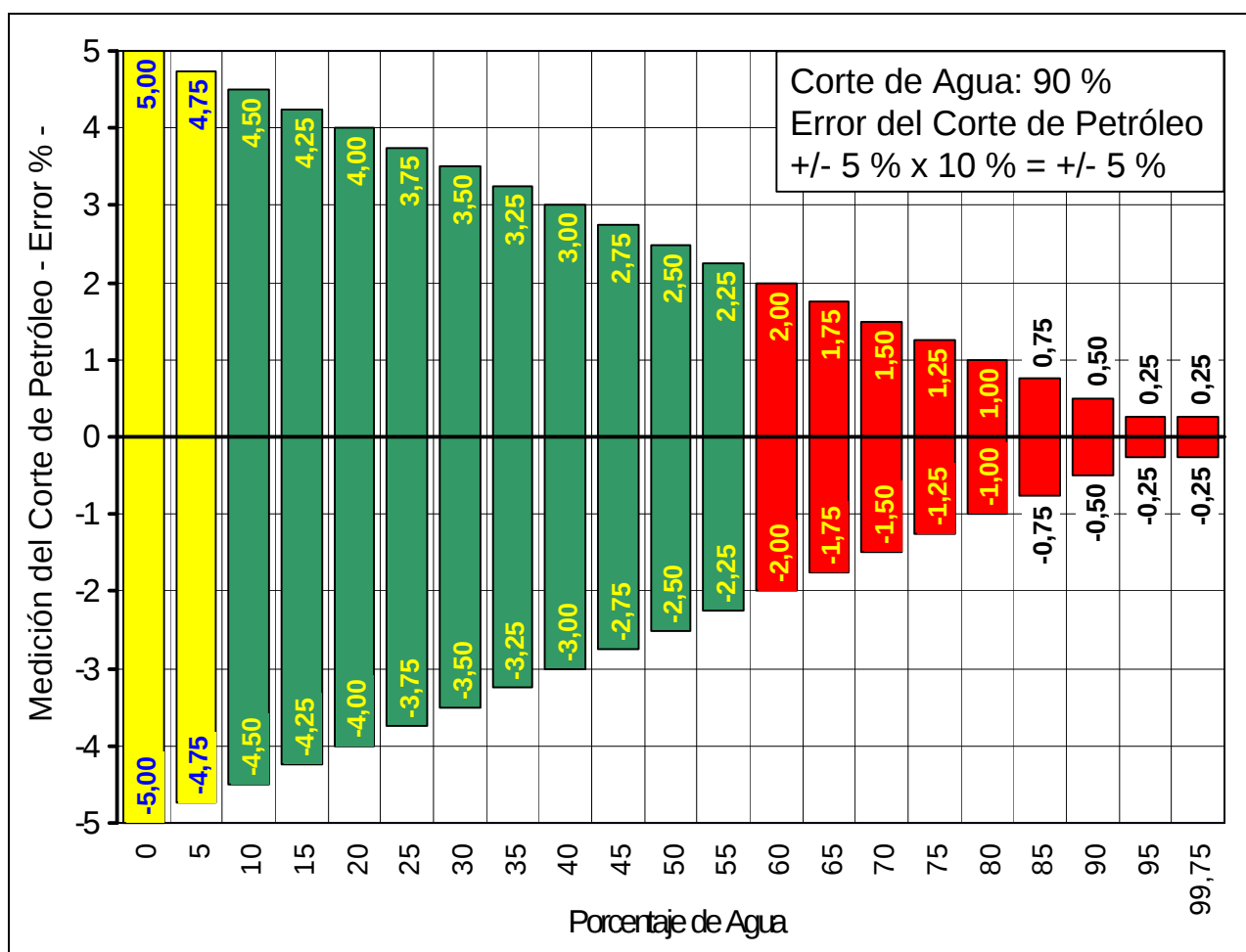


Figura 5: Error Teórico en la medición de Petróleo

En la Figura podemos apreciar tres zonas, la amarilla correspondiente al rango en el cual operan las Unidades de Rechazo de las Plantas de Deshidratación y Tratamiento o Custody Transfer, rango en el cual los mediciones de corte de agua capacitivos o de microondas tienen excelente precisión, por haber sido diseñados para esa aplicación; la zona de barras verdes, en la cual son de aplicación los sistemas convencionales descriptos precedentemente y finalmente la zona con barras rojas, zona

para la cual fue diseñado el Sistema Infrarrojo y por ende es en donde demuestran su máxima performance y precisión, como veremos más adelante

Obviamente los límites demarcados implican zonas “grises” en las cuales pueden coexistir más de un sistema de medición, sin embargo si distinguimos entre “Petróleo en Condiciones Comerciales” ó Producción Semienta (Corte de Agua inferior al 1 % e inferior al 10 % respectivamente), rango medio (Pozos en Producción Primaria) y rango alto (Pozos con Elevado Corte de Agua, mayor al 60 % y típicamente superior al 90 %), las opciones que ofrecen las distintas tecnologías, están particularmente marcadas

PRUEBA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

El hecho de que el nivel de precisión teórico que presenta el sistema sea tan elevado, no ha dejado de ser un problema a la hora de probarlo y fundamentalmente de constatar sus mediciones pues, los sistemas alternativos convencionales descriptos precedentemente, gozan de muy baja precisión y de las desventajas que están llevando a las Compañías Operadoras a buscar nuevas tecnologías.

En éstas condiciones optamos por poner a prueba el sistema, constatóndolo con el sistema de campo que consideramos más preciso, consistente de un sistema de tomamuestras automático, que operara en forma simultánea con el sistema de medición multifásico, realizando además, algunos ensayos comparativos contra tanque.

Comenzaremos describiendo el sistema que es de aplicación en operación normal, que resultará útil para comprender la configuración general que hemos adoptado.

Esquema para Operación Normal

Como puede apreciarse en la Figura 6, la producción ingresa a un Separador Bifásico ó Centrífugo, cuya única función, es la de evitar la presencia de gas libre en la corriente líquida, luego un separador construido con caño de diámetro 10” a 14” y unos 3 metros de largo, resulta suficiente y económico, para cumplir con dicha función.

La medición de la producción bruta se puede realizar con un caudalímetro electromagnético, turbina, etc, dependiendo de la preferencia del operador y del fluido a medir, siendo todas ellas, tecnologías con suficiente historial en operación, siendo la señal del caudalímetro en operación, incorporada al Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo. De la misma manera puede incorporarse un instrumento que permita realizar la medición del caudal de gas, presión, temperatura, salinidad, etc, de la corriente fluida a medir.

El conjunto Mezclador Estático – Medidor Infrarrojo permiten, homogeneizar la muestra a medir y determinar el contenido de agua y de petróleo respectivamente, señal que también es incorporada al Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo.

El carretel de conexión para el tomado de muestras, que responde a Normas API, permite un muestreo representativo de la corriente líquida, requerido para la calibración del equipo, que en nuestro caso lo hemos implementado con un sistema de muestreo continuo y automático, con el objetivo adicional de constatar las mediciones del contenido de petróleo del Medidor Infrarrojo.

En éstas condiciones, la producción ingresa al separador y el transmisor de nivel acciona sobre la válvula de control a través de un transductor I/P, descargando gas y asegurando la operación continua del sistema, sin acumular prácticamente líquido en el separador.

Este esquema resulta apropiado y suficiente para operación autónoma normal, siendo el que corresponde aplicar, una vez que se tiene la certeza de que el equipo funciona apropiadamente pues,

para el tiempo programado de ensayo, el computador de flujo arroja los valores finales correspondientes al contenido de agua y petróleo, calcula el caudal de ambos y el caudal bruto total, sin embargo, tanto para la prueba y constatación de las mediciones, como a los efectos de determinar su eventual aplicación potencial, mas allá del control de producción de pozos, preferimos adoptar una configuración mas completa, en cuanto a adquisición y procesamiento de datos se refiere.

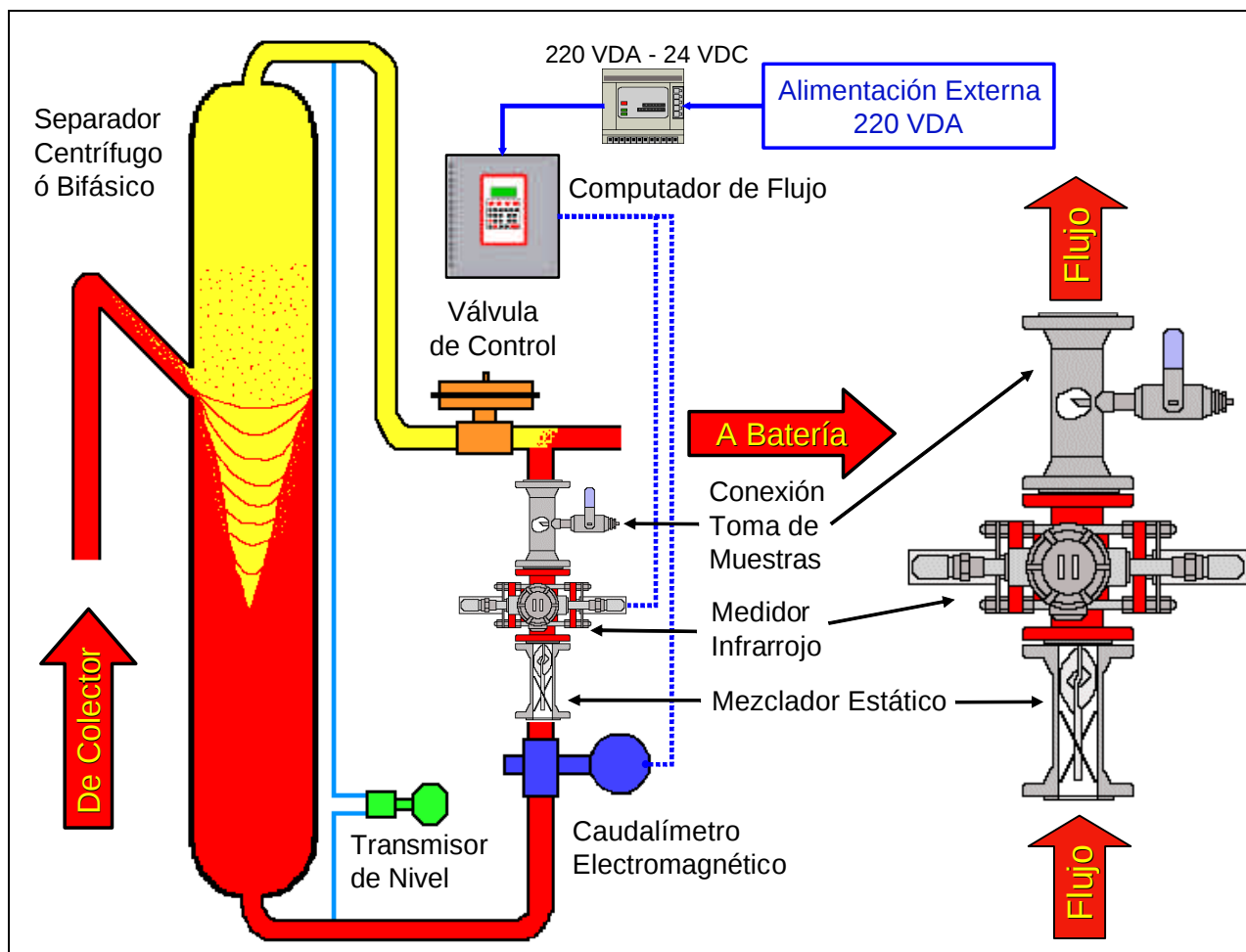


Figura 6: Esquema del Sistema de Medición Multifásico

Presencia de Gas

Si bien, éste tipo de tecnología no se ve afectada por la presencia de gas disuelto, resultando además tolerante a la presencia de fracciones de gas libre de hasta un 5 %, fracción que es leída como agua, nuestra experiencia nos ha demostrado que resulta importante contar con algún tipo de separación gas – líquido, previo a la medición, incluso en aquellos pozos productores que “no tienen gas”, a los efectos de lograr la máxima precisión posible, sea cual fuere el estado de la fase gaseosa considerada, por los siguientes motivos:

- La presencia de pequeñas proporciones de gas libre, que es leído como agua, incrementa la lectura de la proporción de la misma, actuando en desmedro del contenido de la fase minoritaria (petróleo) y por ende, afectando la precisión de la medición.
- En cuanto a la presencia de gas disuelto, resulta imposible para el Operador, tener la certeza de que el mismo se encuentra en tal estado, toda vez que, cualquier sistema utilizado, cuenta con un mínimo de longitud de cañerías y accesorios, que implican pequeñas pérdidas de carga y por ende, la liberación de algunas microburbujas de gas provenientes de los componentes livianos del petróleo.

La Figura 7 muestra los datos registrados cada 1 segundo y que ha sido graficado con el promedio por minuto del Pozo K-187bis, pozo “sin gas” en el cual se registraron los datos con el separador en operación durante algo más de 11 horas, para luego pasar a operación con medición directa en línea y sin separador, pudiendo apreciarse la fuerte tendencia incremental del porcentaje de agua leído, debido a la presencia de muy pequeñas proporciones de gas libre, provenientes de la liberación del gas disuelto, como gas libre.

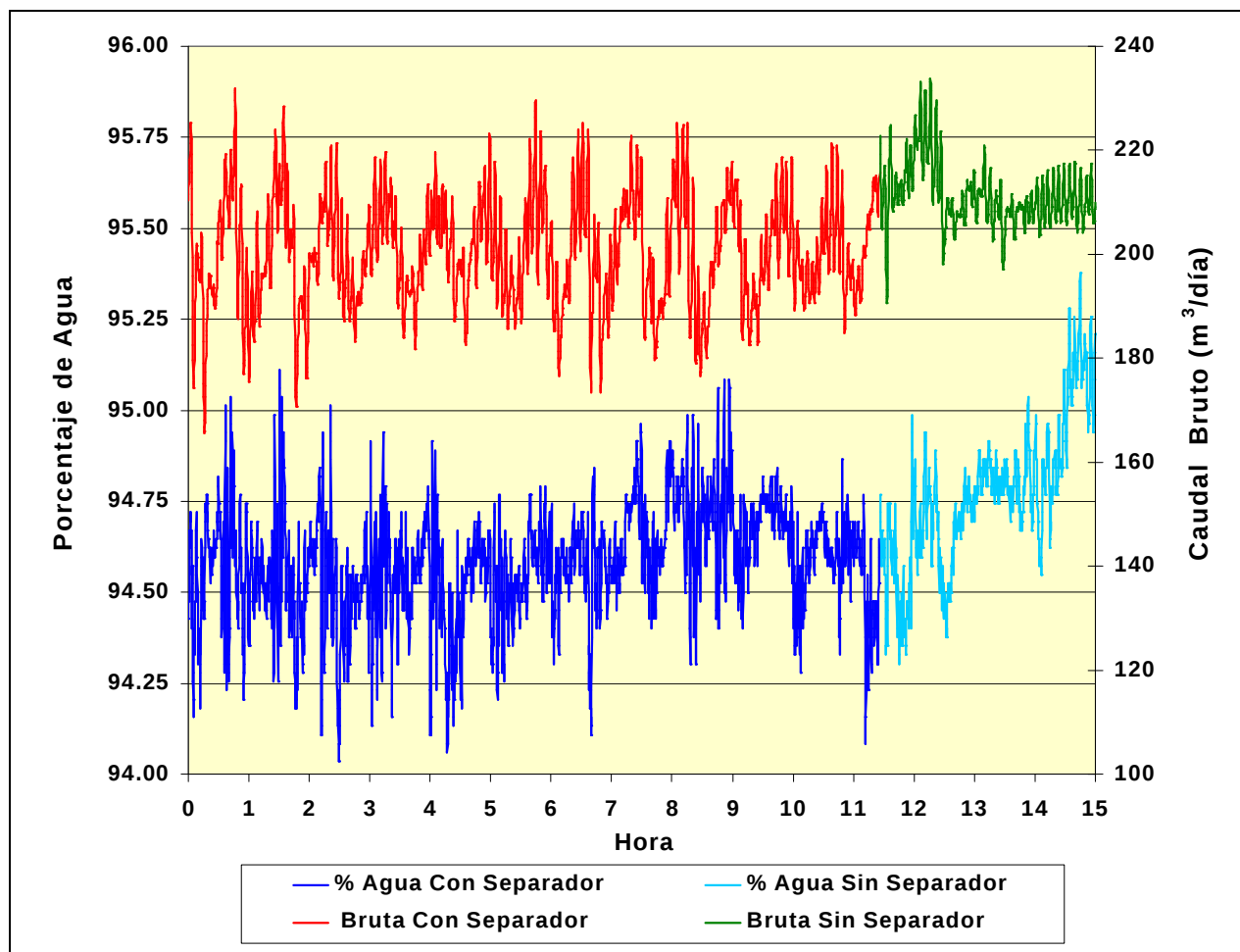


Figura 7: Presencia de gas en las mediciones con y sin separación previa

Colectores Múltiples

Adicionalmente a la configuración del sistema adoptado, consideramos oportuno probarlo en el lugar más conflictivo que presenta un Yacimiento para el control de pozos productores, que son los colectores de campo, con el propósito futuro, de reemplazar el esquema de conducción expuesto en la Figura 2, por el que se muestra en la Figura 8, evitando de ésta manera, el tendido de líneas de control de colector a batería en los nuevos desarrollos y con la posibilidad de recuperarlas en los colectores existentes.

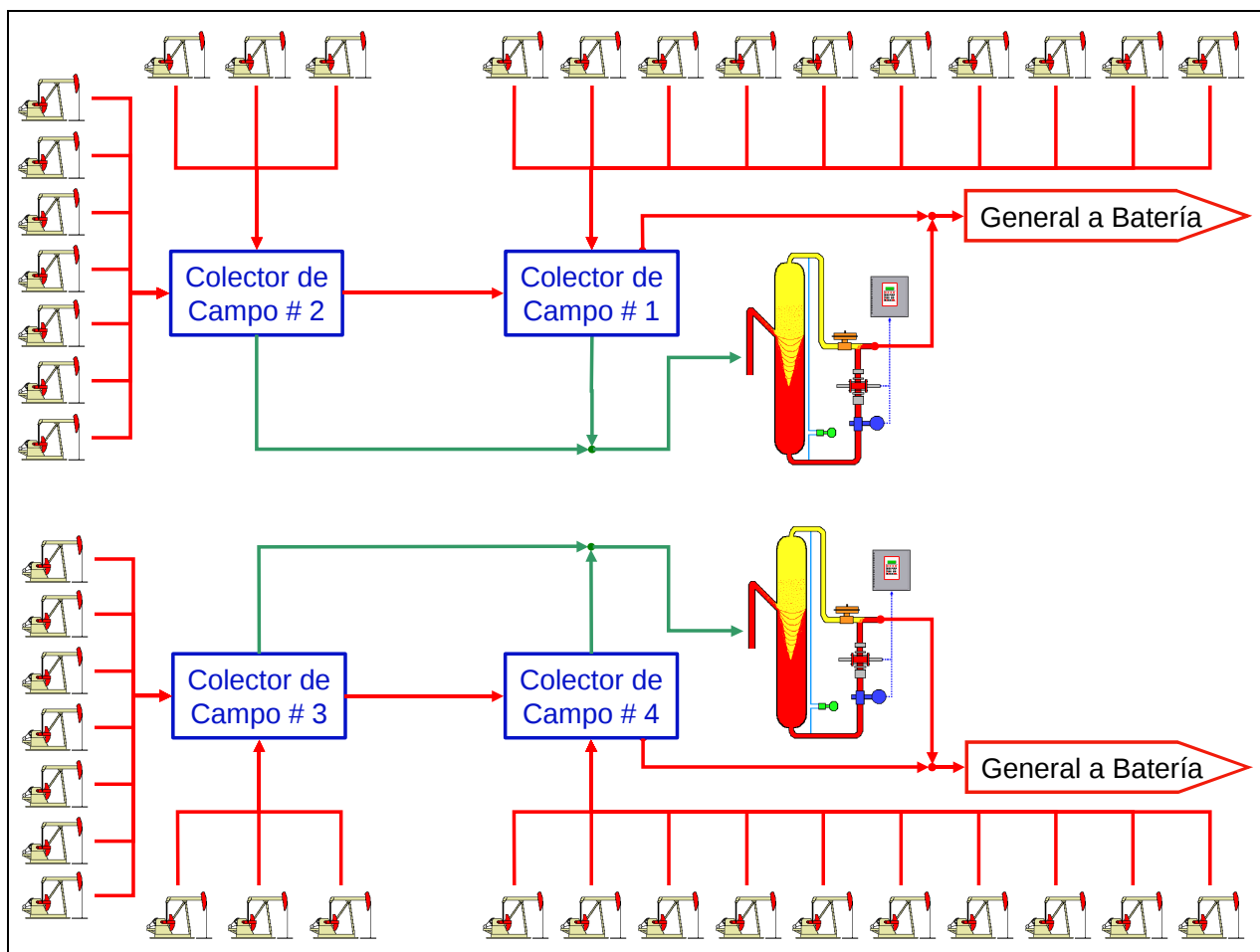


Figura 8: Esquema del Sistema de Medición Multifásico en Colectores de Campo

Esquema para Prueba y Constatación

El Sistema de Medición Multifásico utilizado es el de la Figura 6, con el sistema de adquisición de datos que se muestra en la Figura 9, realizándose los primeros controles prolongados (24 horas), con 3 sistemas de ensayo en forma simultánea, a saber:

Sistema de Medición Multifásico

Para un tiempo programado de ensayo, arroja los siguientes valores finales:

- Caudal Bruto (Medido con Caudalímetro Electromagnético)
- Porcentaje de Agua (Medidor Infrarrojo)
- Porcentaje de Petróleo (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)
- Caudal de Agua (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)
- Caudal de Petróleo (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)

Medición con Tomamuestras Automático

- Porcentaje de Agua

Medición en Tanque de Batería

- Caudal Bruto (Se determina por ensayo de acumulada)
- Porcentaje de Agua (Muestra de 10 Litros tomada del ensayo de acumulada)

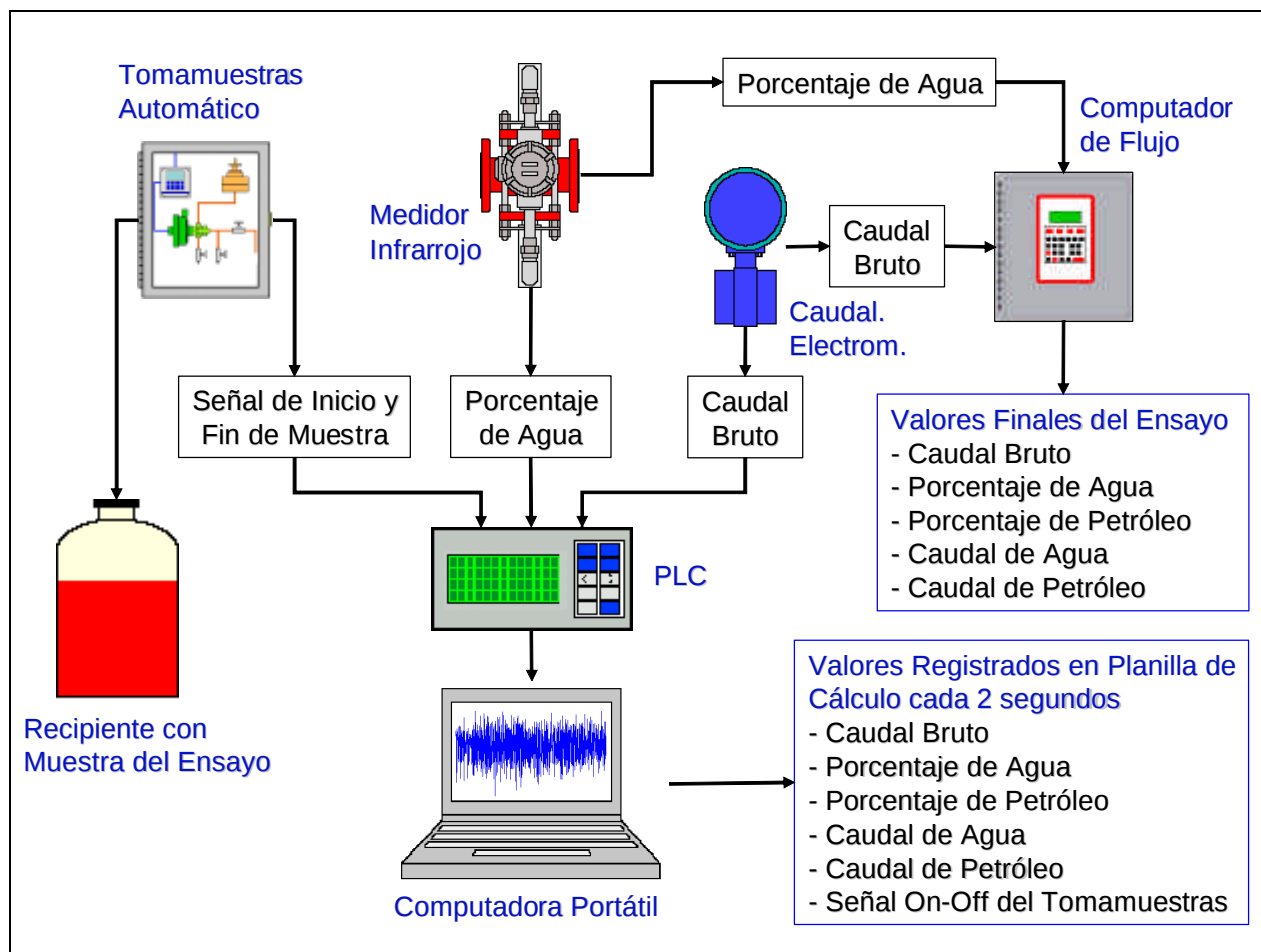


Figura 9: Esquema de adquisición de datos para la prueba y constatación de las mediciones

En éste esquema, hemos incorporado respecto del sistema para operación normal, la adquisición de las variables medidas a través de un Programador Lógico Programable y su almacenamiento en una computadora portátil que, en una Planilla de Cálculo registra cada 2 segundos las variables medidas, a los efectos de poder analizar el comportamiento del pozo productor y de todos los sistemas de medición involucrados en el ensayo. Dicho PLC a su vez, recibe la señal del Controlador de Nivel y emite la señal de accionamiento de la válvula de control de descarga de gas.

El sistema de tomamuestras automático, como se aprecia en la Figura 10, ha sido diseñado con temporizador y regulación del caudal de muestreo, encontrándose calibrado para tomar una muestra de 8 mililitros cada 1,2 minutos, lo cual arroja un total de 1200 muestras en 24 horas, es decir, un volumen total de 9,6 litros.

El carretel para el tomado de muestras debe asegurar que las mismas sean homogéneas y representativas de la corriente fluida, a su vez, el conducto que vincula el punto de tomado de muestras con el recipiente de almacenamiento ha sido traceado con el fin de evitar su taponamiento, sea por flujo fluctuante con crudo de alta viscosidad ó por congelamiento del mismo.

Finalmente y a los efectos de tener la certeza respecto del momento en que se inicia el período de tomado de muestras, para poder luego contrastar con precisión el porcentaje de petróleo determinado en el laboratorio, con el intervalo correspondiente a las lecturas del medidor infrarrojo, se ha vinculado al tomamuestras automático con el sistema de adquisición de datos, emitiendo una señal discreta, cada vez que opera.

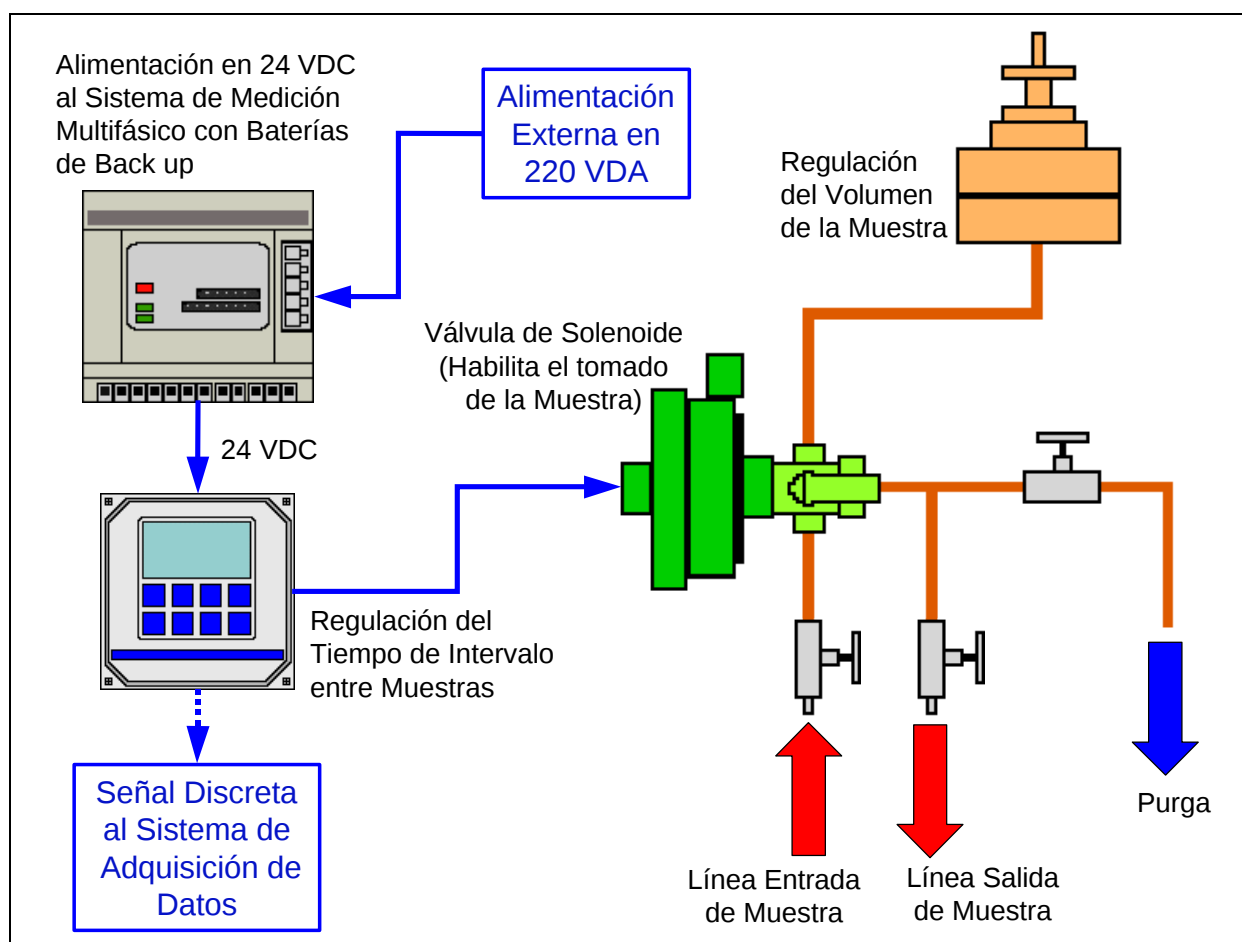


Figura 10: Esquema del Sistema de Tomamuestras Automático

RESULTADO DE LOS ENSAYOS

El cuadro de resultados de ensayos de pozos de la página siguiente y los gráficos posteriores, corresponden a los controles realizados en el Yacimiento Diadema, Comodoro Rivadavia, Chubut, en su mayoría en el colector de campo designado como Colector K-195, que cuenta con 4 pozos productores afectados a proyectos de recuperación secundaria, todos ellos equipados con Bombas de Cavidad Progresiva como sistema de extracción, caudales de producción brutos del orden de los 150 a 250 m³/día y un petróleo cuya Gravedad API promedio es de 22.

Es importante destacar que, si bien los primeros controles de 24 horas se realizaron en forma simultánea con ensayo de acumulada a tanque de batería, la escasa dispersión que mostraron los resultados obtenidos entre el tomamuestras y el sistema de medición multifásica con medidor infrarrojo, respecto de los resultados aleatorios obtenidos por ensayo a tanque, nos llevaron a dejar de lado ésta última opción, concentrando nuestra atención en el chequeo del nuevo sistema, únicamente con el tomamuestras automático.

Teniendo en cuenta que no se dispone en campo, de un instrumento cuyo error de medición sea menor al error teórico del Medidor Infrarrojo, consideramos que la única opción práctica es la de determinar un rango de error de medición del Sistema de Tomamuestras Automático y verificar que las lecturas del sistema infrarrojo, se encuentren dentro de dicho rango, para lo cual es importante tener en cuenta que:

- 1.- En un ensayo de 24 horas, estamos tomando una muestra de 9,6 litros, sobre un pozo que en promedio produce 200 m³/día, es decir, que la muestra utilizada es de un 0,005 % del fluido total producido.

2.- En el medidor infrarrojo, la lectura es realizada a la presión y temperatura de operación, mientras que en el tomamuestras el fluido, es despresurizado desde la presión de operación, hasta presión y temperatura atmosférica, manteniéndola en éstas condiciones, hasta que finaliza el ensayo, con lo cual tendremos vaporización de los componentes livianos del petróleo, reduciéndose la proporción de la parte minoritaria en la mezcla, es decir, petróleo.

3.- La determinación del corte de agua en el laboratorio es por el método de centrifugado.

Control			Porcentaje de Agua		Diferencia %	Adquisición de Datos - seg. -	Observaciones
Nro.	Pozo	Horas.	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo			
1	K-195	1	97.16	96.17	0.99	0.5	
2	K-195	1	97.28	96.79	0.49	0.5	
3	K-187bis	4.5	95.65	94.82	0.83	0.5	Ver Figura 14
4	K-214	1	92.56	92.33	0.23	0.5	
5	K-214	1	91.79	92.04	-0.25	0.5	
6	K-214	1	91.16	92.31	-1.15	0.5	
7	K-214	1	92.33	92.56	-0.23	0.5	
8	K-214	1	91.88	91.64	0.24	0.5	
9	K-214	1	91.44	91.48	-0.04	0.5	
10	K-214	18	91.24	90.66	0.58	0.5	Ver Figura 12
11	K-214	24	91.33	90.65	0.68	0.5	
12	K-195	24	95.92	97.30	-1.38	0.5	
13	K-187bis	1	95.59	94.85	0.74	0.5	
14	K-187bis	24	95.30	94.90	0.40	0.5	
15	K-187bis	24	96.54	95.55	0.99	0.5	
16	K-187bis	12	96.13	95.05	1.08	0.5	
17	K-194	24	96.60	96.50	0.10	1.0	Ver Figura 13
18	K-194	24	96.50	96.60	-0.10	1.0	
19	K-187bis	24	96.38	95.53	0.85	1.0	
20	K-187bis	12	95.71	95.21	0.50	1.0	Ver Figuras 24/25
21	K-195	24	96.38	95.60	0.78	1.0	
22	K-195	24	97.53	96.51	1.02	1.0	
23	K-195	1	97.43	96.73	0.70	1.0	
24	K-195	1	97.25	96.03	1.22	1.0	
25	K-195	1	97.05	95.85	1.20	1.0	
26	K-195	1	97.13	97.75	-0.62	1.0	
27	K-195	1	97.17	97.73	-0.56	1.0	
28	K-195	1	97.24	97.68	-0.44	1.0	
29	K-195	24	97.09	97.86	-0.77	2.0	Registro total de 156 horas. Ver Figura 23
30	K-195	24	97.02	97.86	-0.84	2.0	
31	K-195	24	96.44	96.36	0.08	2.0	
32	K-214	1	91.71	90.73	0.98	2.0	
33	K-214	24	91.91	90.75	1.16	2.0	Registro total de 232 horas. Ver Figuras 16/17
34	K-214	30	91.90	90.73	1.17	2.0	
35	K-214	24	91.70	90.78	0.92	2.0	
Total horas ensayo 428.5							
Diferencia Promedio					0.33 %		

Estudios de laboratorio realizados sobre muestras patrones, para la determinación del error de medición citado en el punto 3, nos han indicado valores con un rango de 0,5 a 0,7 %, razón por la cual, podemos considerar que la sumatoria de los errores de los puntos 1, 2 y 3, en la determinación

del porcentaje de agua, con éste método, sea como mínimo del 1 % y como máximo del 1,2 %, lo cual consideramos, son límites exigentes.

En éstas condiciones, solamente 2 mediciones se desvían ligeramente de rango, las correspondientes al ensayo Nro. 12 (0,18 %) y al ensayo Nro. 24 (0,02 %), ambas del pozo K-195 (Ensayos 3 y 7 de la Figura 11), siendo destacable que, sobre un total de tiempo de ensayo de 428,5 horas y 35 controles realizados, con tomamuestras y medidor infrarrojo en forma simultánea, el promedio de las diferencias entre ambos métodos es del 0,33 %.

En la Figura 11 se ha graficado la evolución y dispersión de las mediciones con ambos sistemas y para los 3 pozos analizados, resultando importante destacar que, mientras el Pozo K-187bis no sufrió variaciones de importancia de los caudales de inyección de los pozos de los que recibe respuesta, sí ocurrió con los pozos K-214 (Ensayos 1 a 7) y K-195 (Ensayos 1 a 4 y 13 a 14), pozo este último, que tuvo además varios cambios del régimen de extracción en ese período.

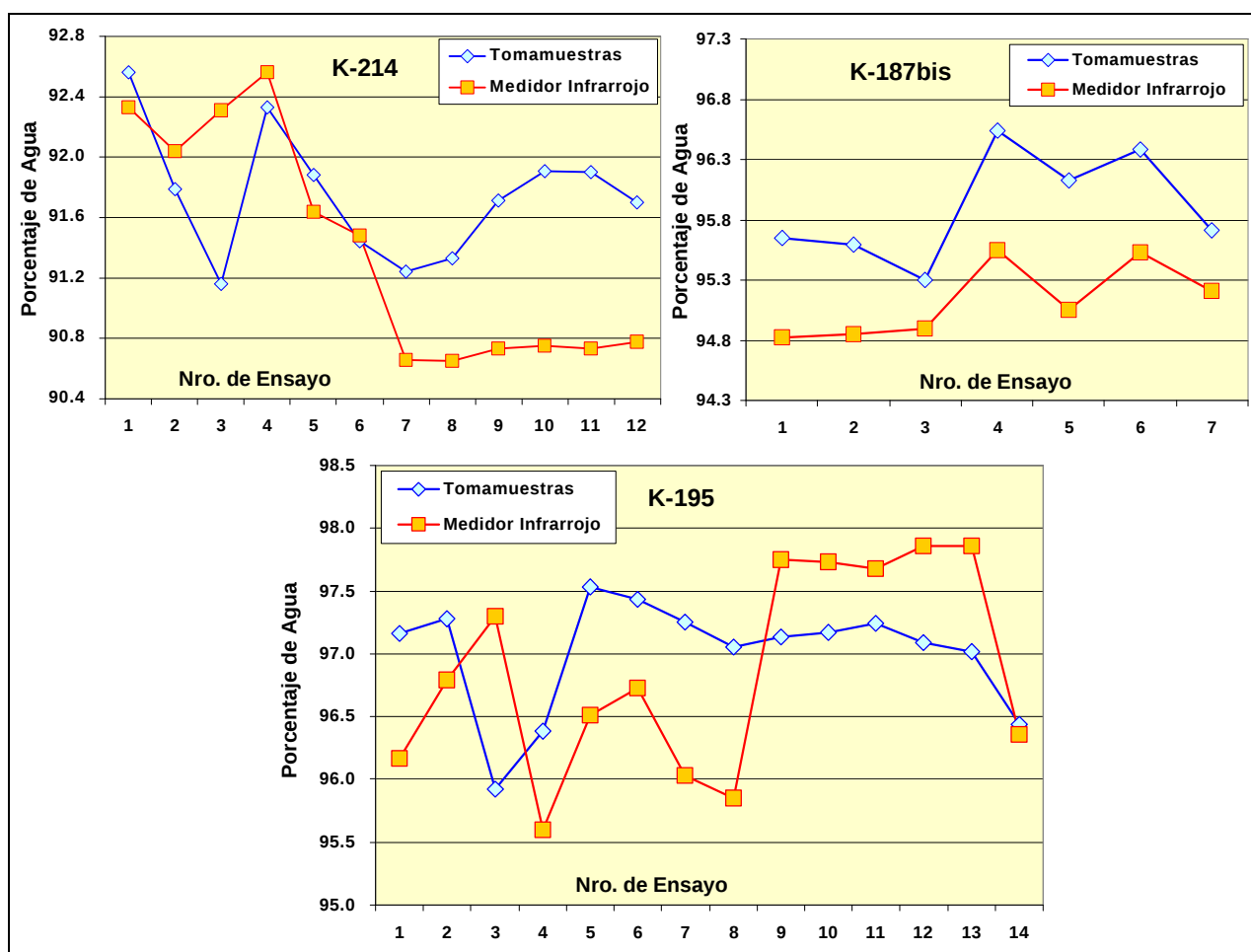


Figura 11: Evolución y Dispersión de las mediciones con ambos sistemas

Pozo K-214 (Ensayo de 18 horas)

Cuenta con una bomba PCP 18-40-1500 ubicada a 800 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 8 Kg/cm², línea de conducción en Ø 2" y 1000 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Cabe aclarar que el mismo recibe el empuje de 2 pozos inyectoros.

El presente ensayo, fue el primero y el último ensayo prolongado que se realizó con adquisición de datos cada 0,5 segundos, debido a que la enorme cantidad de datos, saturaba la planilla de cálculo y por ende no se alcanzaban a registrar las 24 horas originalmente previstas, además se pudo

determinar que en un 70 a 80 % de los casos, las lecturas no mostraban variación, razón por la cual, los ensayos posteriores se comenzaron a realizar con adquisición de datos cada 1 segundo y posteriormente, cada 2 segundos por la misma razón.

En la Figura 12 podemos apreciar el ensayo de 18 horas de duración, que ha sido graficado con el promedio de las variable por minuto. En él podemos apreciar la enorme variación que experimentan éste tipo de pozos, que es normal, como veremos en los ensayos subsiguientes y que, para el caso del Porcentaje de Agua, muestra un máximo de 95,97 % y un mínimo de 85,05 %.

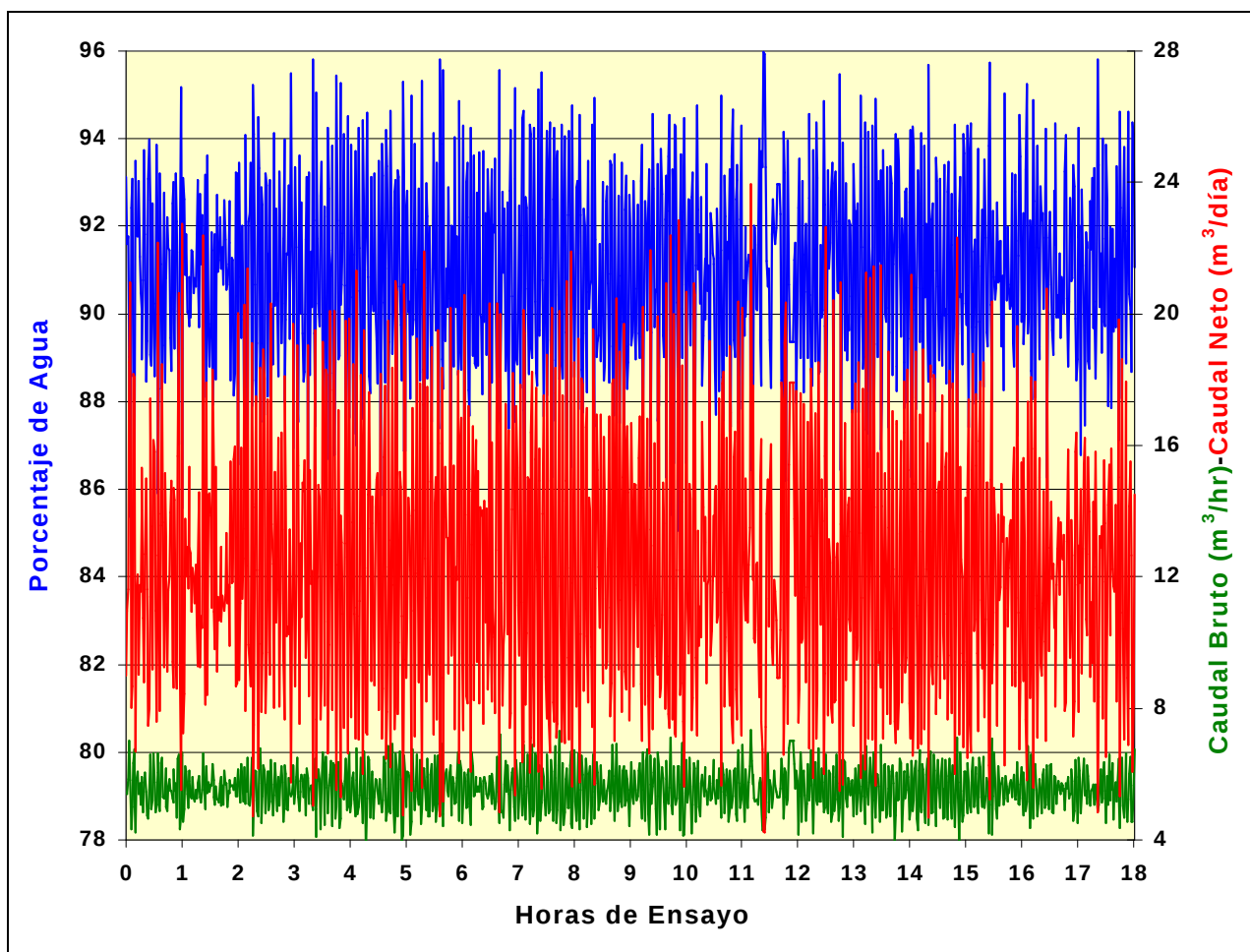


Figura 12: Ensayo de 18 horas del Pozo K-214

Sobre éste ensayo en particular, hemos agregado las 3 mediciones realizadas, a los efectos de su comparación, por ser el único ensayo en el cual el valor leído en el control a tanque se ha aproximado bastante a los correspondientes al sistema de Tomamuestras Automático y al Medidor Infrarrojo, sin embargo, la medición de acumulada en tanque, se llevó a cabo con un grado de detalle, en cuando al procedimiento de ensayo, difícil de lograr en operación normal.

Concepto	Tomamuestras	Medidor Infrarrojo	Tanque (Acumulada)
Porcentaje de Agua	91.24%	90.66%	88.80%

Pozo K-194 (Ensayo de 24 horas)

Cuenta con una bomba PCP NTZ-400-150-ST62 ubicada a 900 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 7 Kg/cm² y línea de conducción en Ø 2" y 450 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Cabe aclarar que el mismo recibe el empuje de 3 pozos inyectores.

En la Figura 13 podemos apreciar el ensayo de 24 horas de duración, con adquisición de datos cada 1 segundo, que ha sido graficado con lo promedio por minuto, destacándose que el valor de porcentaje de agua máximo registrado fue del 98,15 % y el mínimo del 96,38 %.

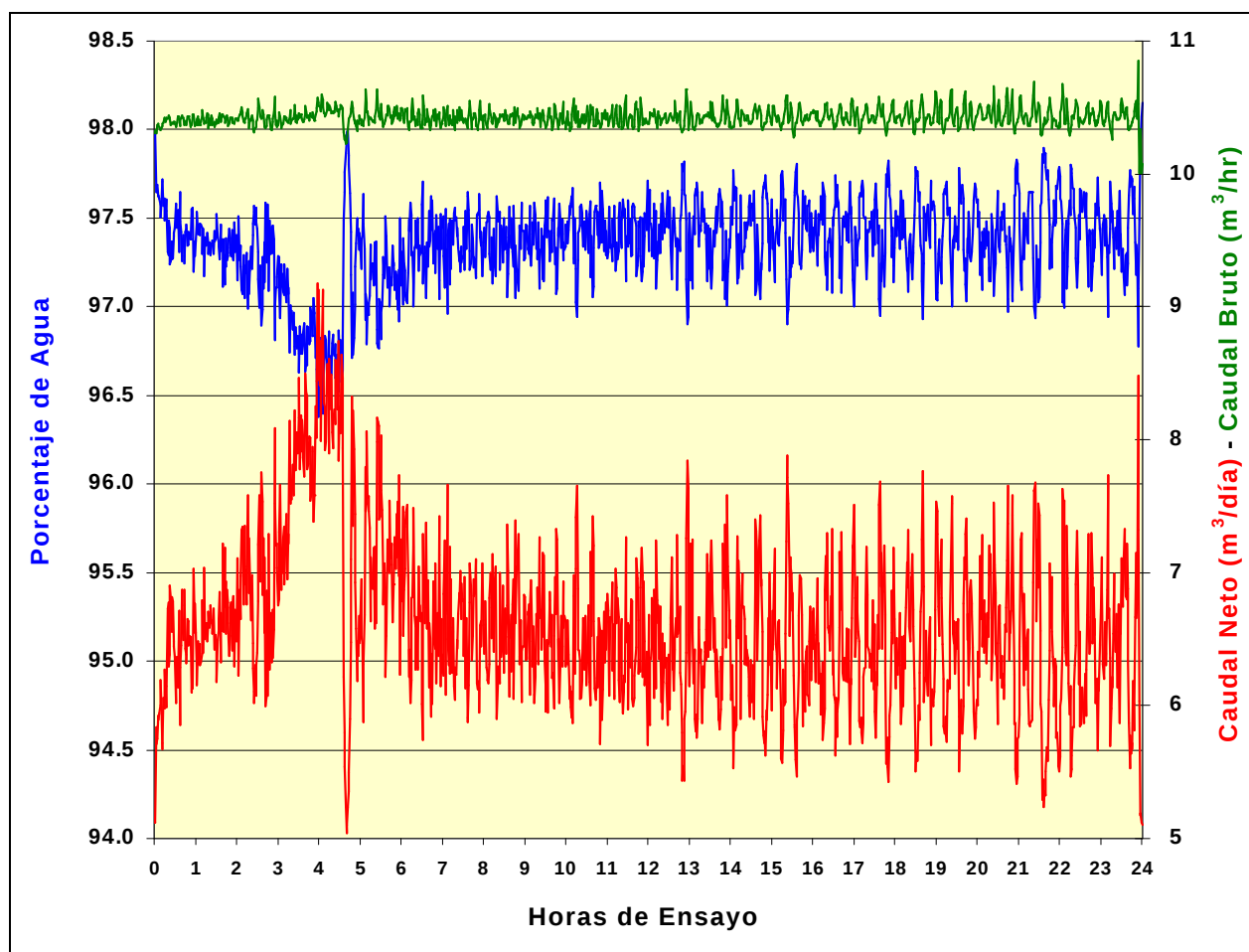


Figura 13: Ensayo de 24 horas del Pozo K-194

Lo más interesante de éste ensayo en particular, resulta ser la fuerte caída del porcentaje de agua inicial, que se traduce en un fuerte incremento de la producción de petróleo, toda vez que la producción bruta del pozo, no experimenta variaciones de importancia.

Dicha fluctuación, cuya duración es de aproximadamente 6 horas, se debe posiblemente al arrastre de petróleo acumulado en ciertas zonas del reservorio, debido a la variación del caudal de los pozos inyectoros afectados al mismo y/o eventualmente al arrastre del petróleo que progresivamente se acumula en el entrecaño del pozo.

Los resultados obtenidos del ensayo, fueron los siguientes:

Concepto	Tomamuestras	Medidor Infrarrojo
Porcentaje de Agua	96.60%	96.50%

Pozo K-187bis (Ensayo de 4,5 horas)

Cuenta con una bomba PCP 18-40-1500 ubicada a 830 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 7 Kg/cm² y línea de conducción en Ø 2" y 550 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Cabe aclarar que el mismo recibe el empuje de 4 pozos inyectoros.

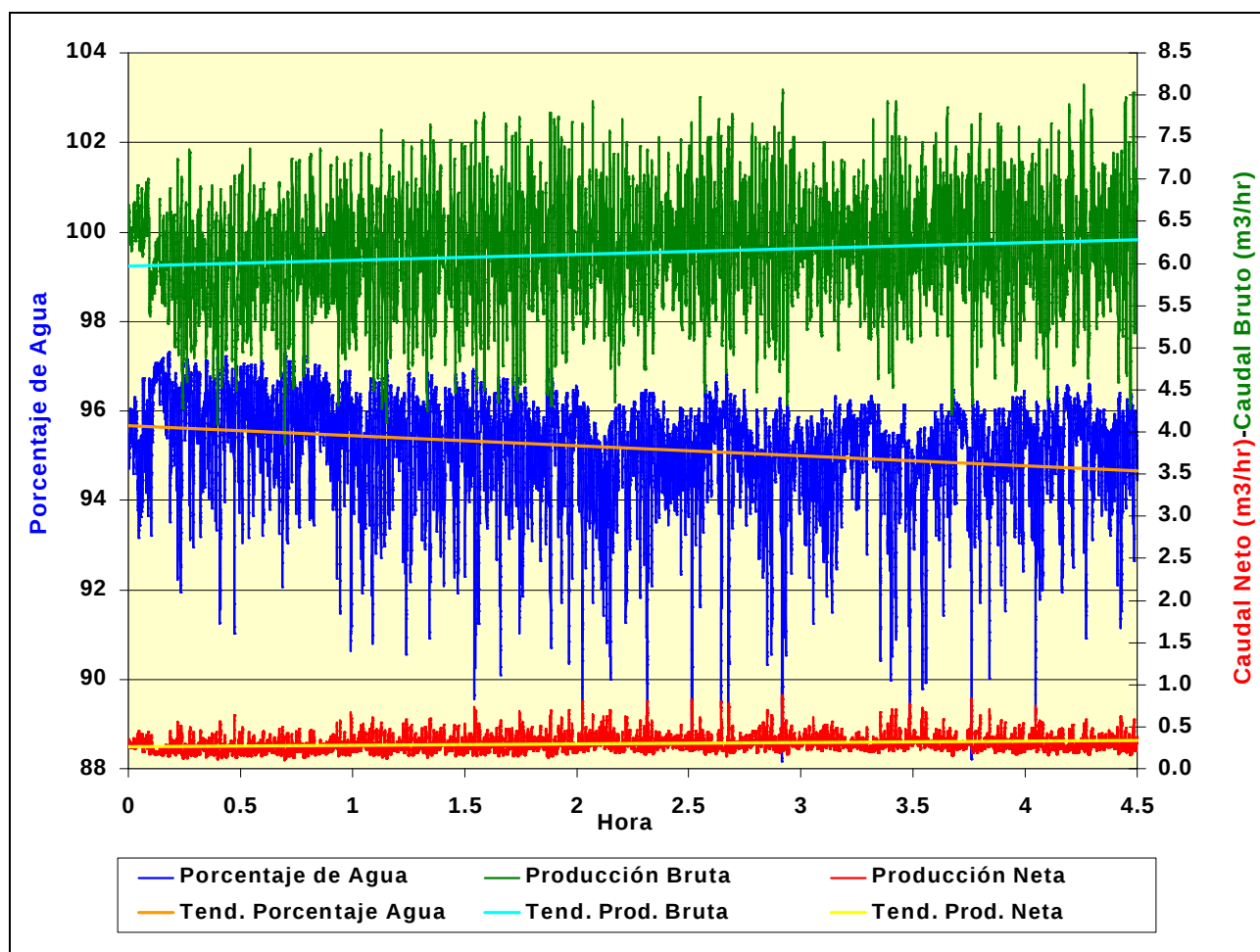


Figura 14: Ensayo de 4,5 horas del Pozo K-187bis

Este registro fue tomado con posterioridad a un aumento de régimen del sistema de extracción, donde puede apreciarse el lento incremento de la producción bruta cuya tendencia muestra una lectura inicial de 7,5 m³/día y final de 7,8 m³/día. El porcentaje de agua del pozo, que aún no se ha estabilizado, muestra un progresivo descenso, con un valor máximo registrado fue del 97,30 % y un mínimo del 88,17 %.

Los resultados obtenidos del ensayo, fueron los siguientes:

Concepto	Tomamuestras	Medidor Infrarrojo
Porcentaje de Agua	95.65%	94.82%

Pozo K-305 (Ensayo de 6,5 horas)

Cuenta con una bomba PCP 18-40-1505 ubicada a 600 metros de profundidad y línea de conducción en Ø 2" y 1.000 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. La adquisición y almacenamiento de datos ser realizó cada 2 segundos, incluyendo las mediciones de presión y temperatura.

Como podemos observar en el gráfico y cuadro siguientes, a pesar de ser un pozo considerado estable, y de hecho lo es en cuanto a producción, la misma se logra a partir de fuertes fluctuaciones, que solamente para el caso del corte de agua, significa una variación del 17,66 % en un período de 8,5 horas.

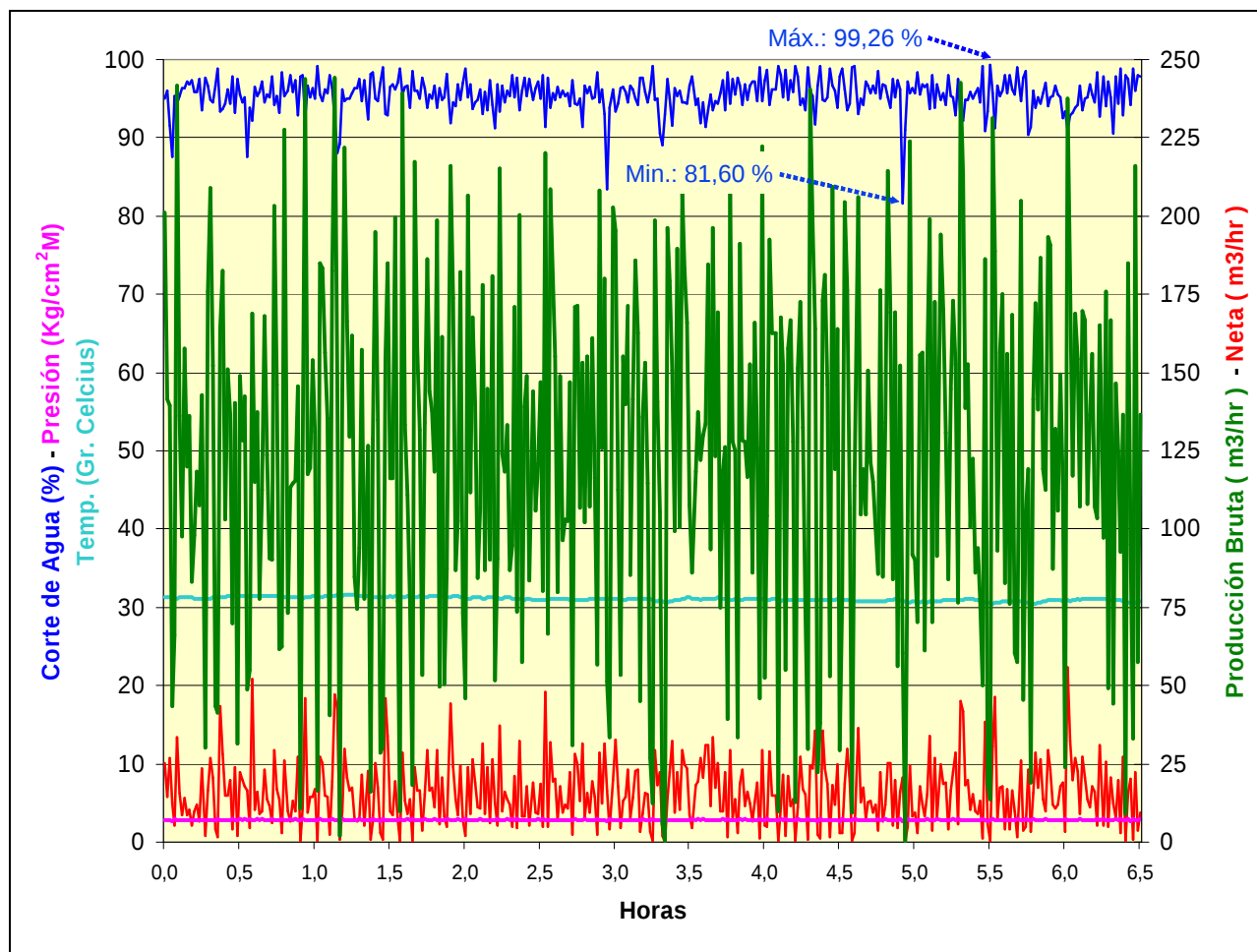


Figura 15: Ensayo de 6,5 horas del Pozo K-305

Corte de Agua (%)			Promedio			
			Producción (m ³ /día)		Presión Kg/cm ²	Temperatura °C
Mínimo	Promedio	Máximo	Bruta	Neta		
81,60	95,48	99,26	124,91	6,32	2,85	31,09

Pozo K-214 (Ensayo de 232 horas)

Es el ensayo más prolongado de los que hemos realizado, durante el cual se hicieron tres constataciones, 2 de 24 horas y una de 30 horas, entre el sistema de tomamuestras y el sistema de medición multifásica con medidor infrarrojo, destacándose que el valor de porcentaje de agua máximo registrado fue del 92,70 % y el mínimo del 83,02 %.

Los resultados de los controles simultáneos fueron los siguientes

Día	Duración (hs)	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo
1 a 2	24	91.91	90.75
4 a 6	30	91.90	90.73
7 a 8	24	91.70	90.78

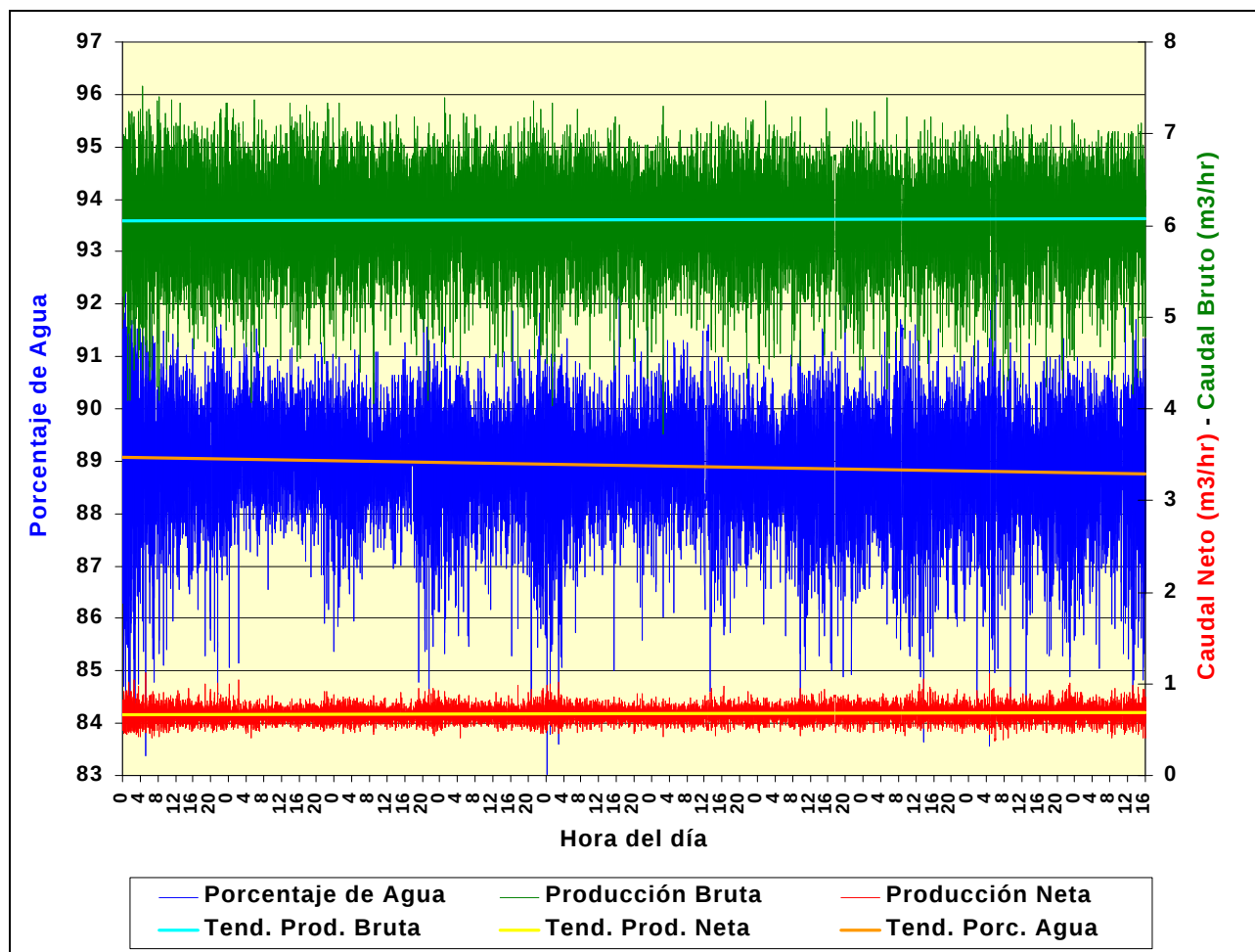


Figura 16: Ensayo de 232 horas del Pozo K-214 (Promedio por minuto)

CONCLUSIONES PRELIMINARES

Teniendo en cuenta los resultados vertidos hasta el momento, en el Cuadro de Resultados de los Ensayos, como en los Gráficos de detalle posteriores, podemos afirmar que el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo de Corte de Agua, para el ensayo de pozos productores con alto contenido de agua, es una excelente opción operativa, cuyo potencial incluso, supera el objetivo para el cual fue investigado, probado y constatado en operación real, toda vez que permite disponer además, de los datos necesarios para poder conocer el comportamiento dinámico del pozo, sean las fluctuaciones de los parámetros de producción, sus tendencias, como su respuesta ante casos particulares, como ser, respuesta del pozo productor a las variaciones de los caudales de los pozos inyectores afectados a la malla, cambio de régimen del sistema de extracción, etc, casos de los cuales mostraremos controles en el punto siguiente.

Queda aún un tema por analizar, respecto de la exactitud del registro continuo de las variables de producción del pozo que hemos mostrados en los gráficos precedentes promediadas cada 1 minuto, y es la influencia del sistema formado por la cañería de producción del pozo, la línea de conducción y el separador centrífugo ó bifásico.

Sin lugar a dudas, a lo largo de dicho recorrido, se produce un mínimo de separación diferencial entre las fases involucradas, por ejemplo, si consideramos un pozo con un caudal bruto de 200 m³/día, en el cual, la bomba del sistema de extracción se encuentra a 900 metros de profundidad, una longitud de línea de conducción de 2" y 800 metros y un nivel de operación del separador centrífugo de 1,5 metros, en operación continua (sin ciclos de descarga por baches), tendremos que el tiempo transcurrido desde el momento en que el fluido abandona el reservorio e ingresa al

medidor infrarrojo, es de aproximadamente de 30 minutos, correspondiendo 18, 11 y 1 minuto respectivamente.

Si bien en dicho sistema, el fluido se encuentra en movimiento permanente, sin puntos en los cuales podamos hablar de Tiempo de Residencia Estática de Separación, sin lugar a dudas, tiene un mínimo de influencia en los registros gráficos expuestos, gráficos que tienen un grado de detalle tal, que requieren del almacenamiento y posterior procesamiento de una muy importante cantidad de datos, que resultan inviables de ser incorporados a un sistema de telesupervisión, pero cuyo estudio resulta una importante herramienta para los especialistas en Reservorios y de Producción, para ciertos casos específicos y puntuales, con adquisición de datos “in situ”, pero que no resultan de interés en la operación normal.

En operación normal, éste sistema puede ser aplicado, mediante el ensayo y toma de datos por parte del baterista en el computador de flujo, según el esquema de la Figura 6, y el seguimiento de la evolución de los datos por parte del supervisor, o bien, incorporando un Programador Lógico Programable (PLC) que realice el control de nivel del separador, adquisición y almacenamiento de los datos promedio necesarios y suficientes, como para poder reproducir, además de los resultados finales, la tendencia y la evolución de las variables de interés, según intervalos preestablecidos, para luego ser transferidos a una computadora portátil ó, con una Unidad Remota programable (RTU), que reemplace al PLC e incorpore los datos promediados a un Sistema de Telesupervisión con Reporte por Excepción.

Sistema de Telesupervisión

Si comparamos los valores correspondientes a las tendencias, del gráfico con promedio cada 1 minuto de la Figura 16, con el gráfico con promedio cada 1 hora de la Figura 17, tendremos que los mismos, como era de esperarse, son prácticamente iguales

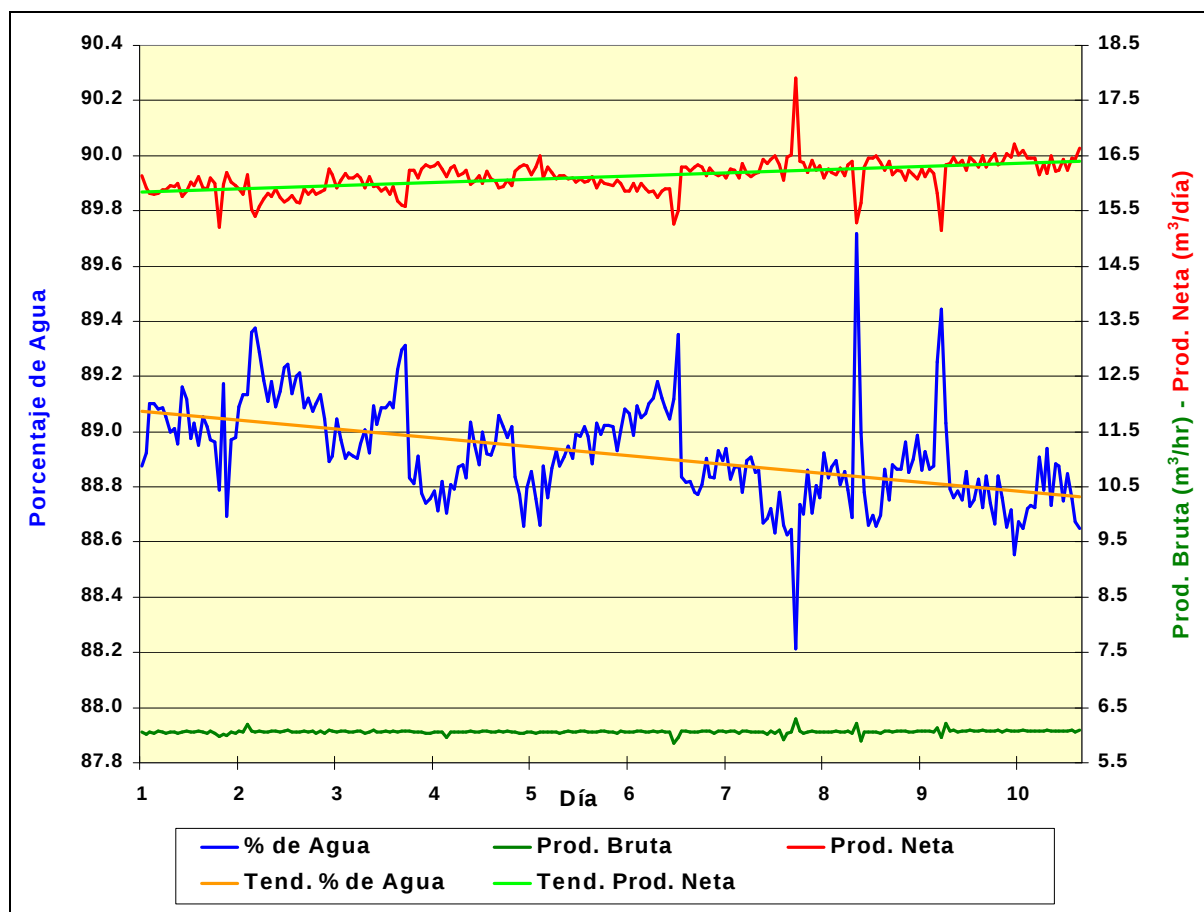


Figura 17: Ensayo de 232 horas del Pozo K-214 (Promedio por hora)

Tendencia	Unidad	Promedio de la Tendencia			
		Minuto		Hora	
		Inicial	Final	Inicial	Final
Porcentaje de Agua	%	89.1	88.8	89.1	88.7
Producción Bruta	m3/día	145.4	145.7	145.2	145.9

En éstas condiciones, se podría disponer de valores representativos del pozo en control, prácticamente en tiempo real, con la aplicación de un esquema, como el que se muestra en la Figura 18, que reemplazaría al esquema de la Figura 8.

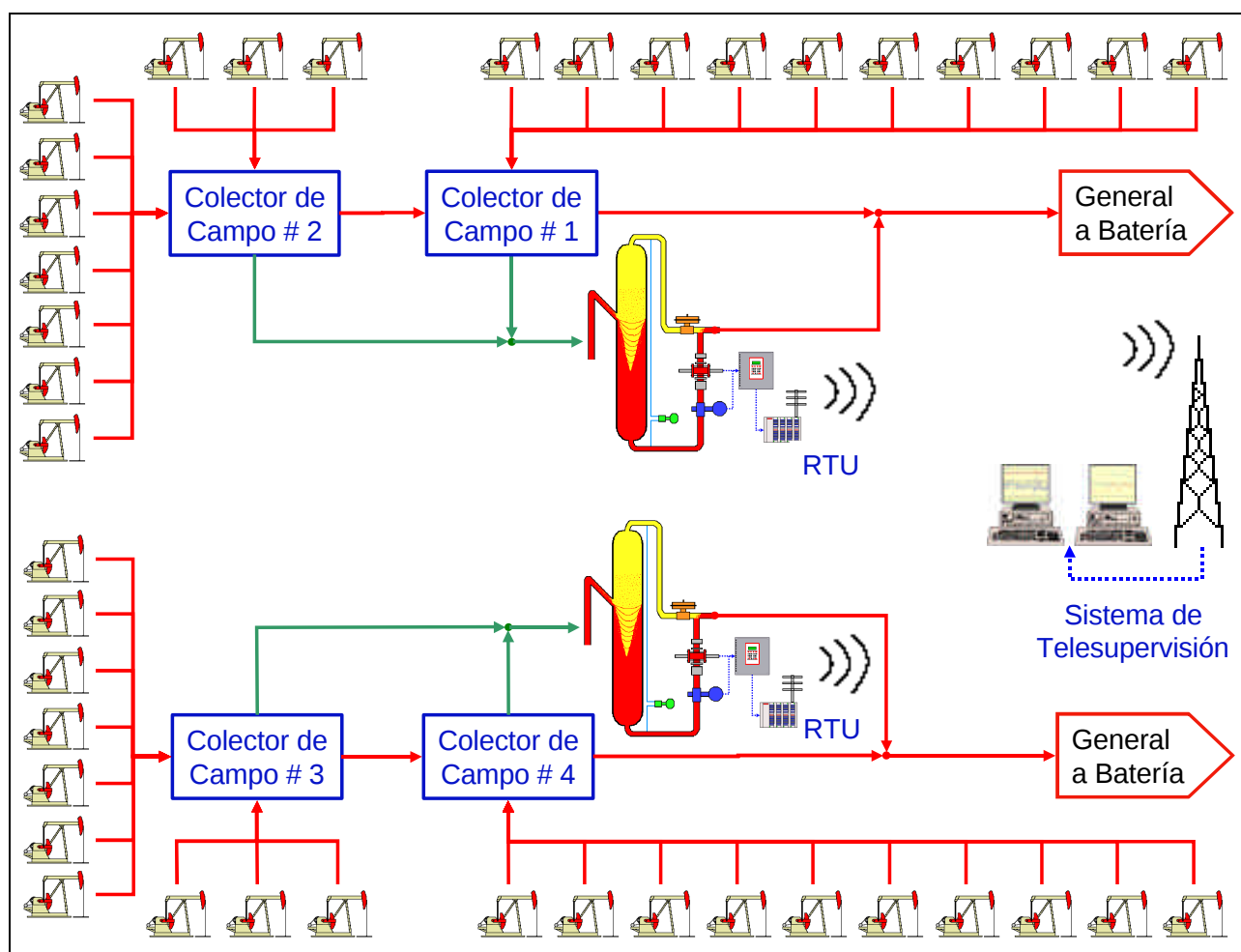


Figura 18: Esquema de aplicación con Sistema de Telesupervisión

APLICACIONES POTENCIALES

La experiencia obtenida nos ha permitido verificar, tanto la confiabilidad de las mediciones del Sistema de Medición Multifásica con Tecnología Infrarroja y su capacidad en el control, evolución, análisis y optimización de Pozos Productores con Elevado Contenido de Agua, como también poder imaginar, las aplicaciones potenciales en las que puede ser utilizado.

Diseño Optimizado

En la Figura 19 puede apreciarse un esquema más completo que el que hemos utilizado hasta el momento, que cuenta con los equipos que se describen a continuación:

- Caudalímetro a Turbina para la medición del gas producido por el pozo
- Caudalímetro a Turbina para la medición del caudal bruto, en aquellos pozo con bajo Corte de Agua, en los cuales el caudalímetro electromagnético no resulta una buena opción. Ambos caudalímetros contarán con válvulas de bloqueo, aguas arriba y abajo, a los efectos de que el operador seleccione el más adecuado, de acuerdo al pozo a controlar.
- Transmisores de Temperatura y Presión en el Separador Bifásico, con el fin de disponer de dichas variables en el control de pozos (Ver Figura 15)

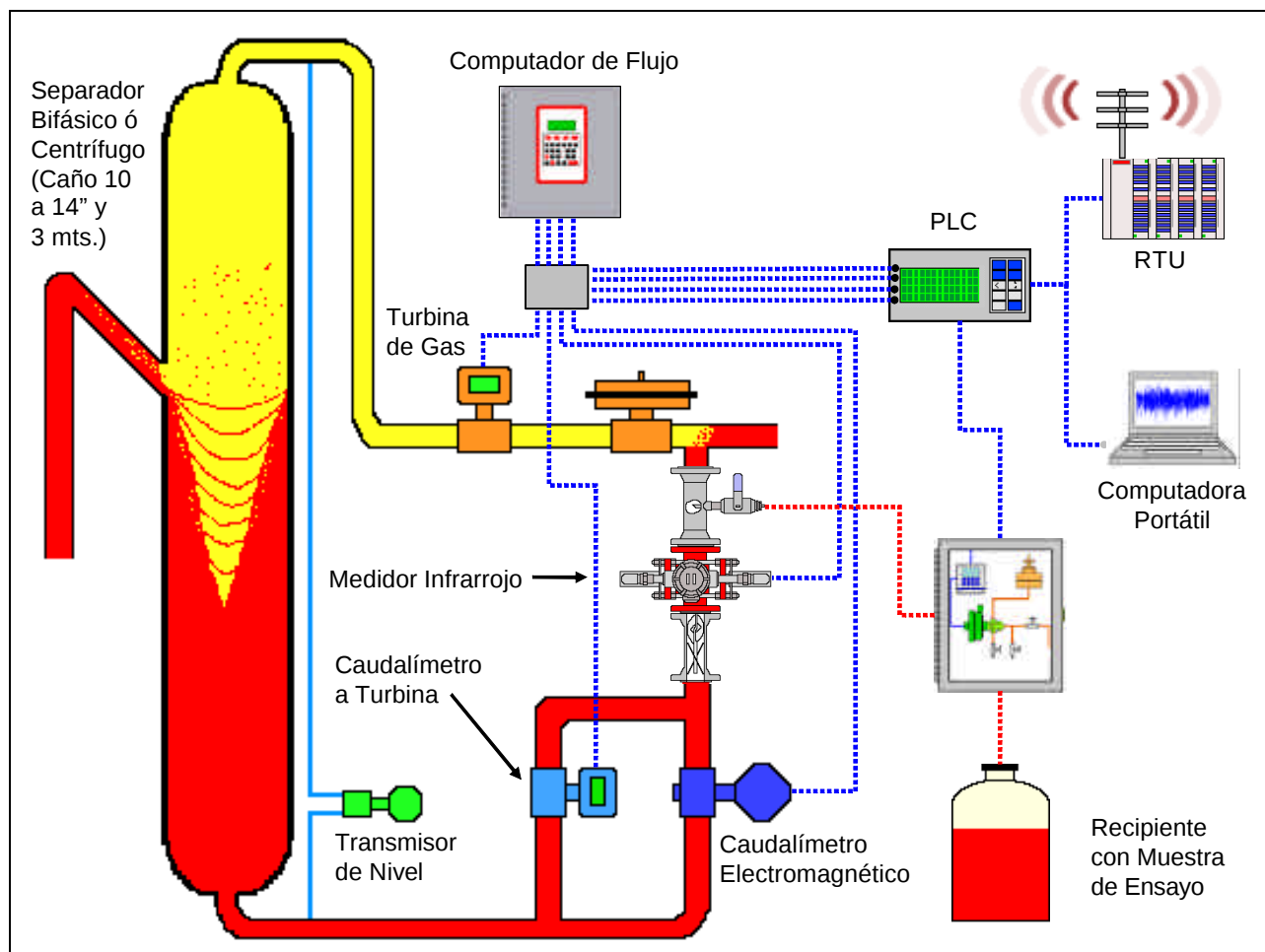


Figura 19: Esquema de Diseño Optimizado

- Programador Lógico Programable, para el control de nivel del separador bifásico
- Para obtener los datos del ensayo se puede utilizar el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo (Valores finales del ensayo), o bien realizar la adquisición de datos, que serán transferidos a una Computadora Portátil (Valores detallados según un intervalo de tiempo a definir), ó bien transmitir los datos promediados y almacenados en el PLC por medio de un Sistema de Telesupervisión, sea adaptando el PLC como Unidad Remota ó, incorporando las señales del PLC a alguna Unidad Remota.
- El Sistema de Tomamuestras Automático se puede mantener formando parte del equipo, a los efectos de poder realizar la calibración de los pozos con mayor precisión y con el fin de disponer de un sistema de back up del Medidor Infrarrojo, que si bien hasta el momento no ha requerido de mantenimiento alguno, el eventual reemplazo de los componentes ópticos

albergados en las celdas, puede realizarse sin tener que desmontar el cuerpo bridado de la cañería, manteniéndose en ese caso, el resto del sistema en operación.

Optimización de la Relación Inyección - Producción

En la siguiente Figura puede apreciarse la aplicación del Medidor Infrarrojo a una malla simplificada de Secundaria en la cual, conceptualmente, la posibilidad de realizar ensayos de unas pocas horas, sobre los pozos productores que responden a un pozo inyector o más, permite ajustar el caudal de gas de inyección, optimizando la productividad de petróleo de los productores afectados al sistema. En síntesis, lograr el Mínimo Caudal de Agua de Inyección Óptimo, para obtener el Máximo Caudal de Petróleo Posible.

Adicionalmente, al alcanzar dicha relación óptima, estaremos también optimizando el consumo de energía eléctrica y/o gas, como así también, el consumo de materiales de pozos productores.

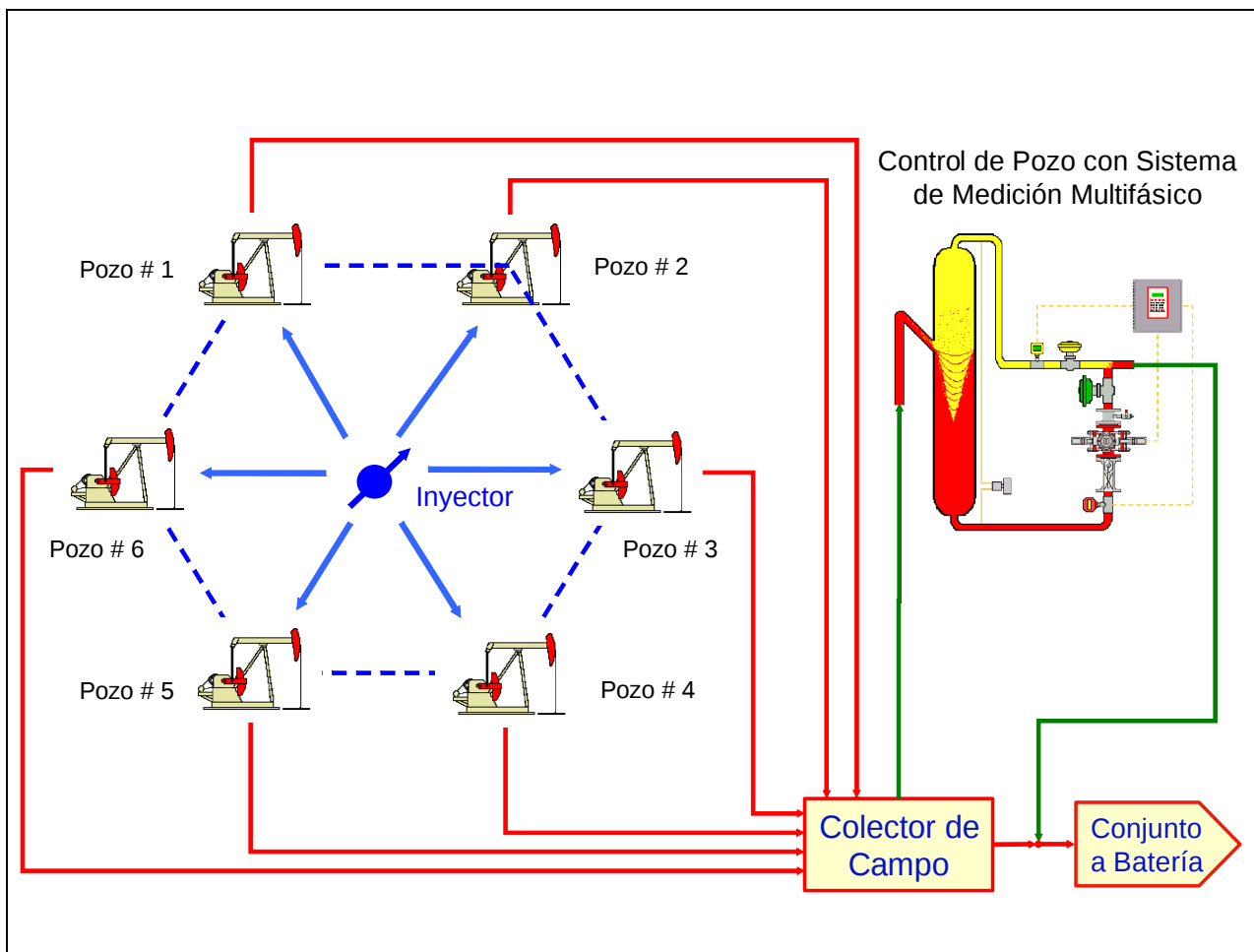


Figura 20: Aplicación del Medidor Infrarrojo a Mallas de Recuperación Secundaria

Control de Baterías

Otra aplicación potencial del medidor infrarrojo es utilizarlo, junto con un caudalímetro que mida caudal bruto, para determinar el caudal de bombeo de las baterías de campo hacia la Planta de Deshidratación y Tratamiento de Petróleo, y por ende, determinar el total de petróleo producido por día en cada batería y el total diario del Yacimiento.

Dicha medición nos permitirá detectar rápidamente, cualquier merma de producción en la zona que, a los efectos de localizar él o los pozos de donde proviene, se requerirá de hacer controles de pocas horas de duración con los medidores infrarrojos localizados en los colectores de batería y/o campo.

Es importante tener presente que, dadas las características de ésta tecnología, solo podrá aplicarse en baterías con poco tiempo de residencia del fluido en ellas pues, las mediciones perderían precisión, para el caso de bombeo por baches de agua y de petróleo.

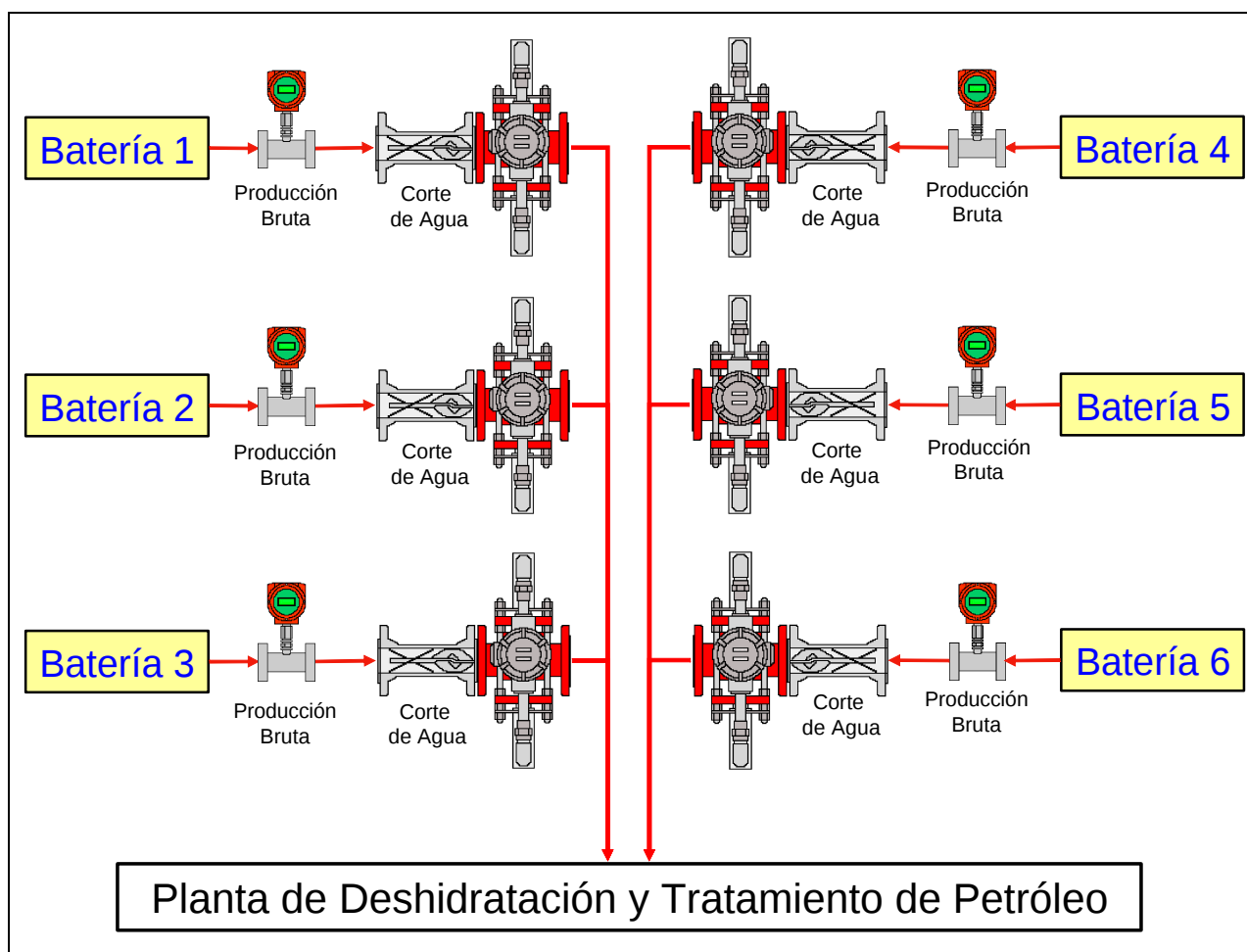


Figura 21: Esquema de Aplicación en el Control de Producción de Baterías

Ensayos Totalmente Automatizados

El último paso, que significa la total automatización del control de pozos, estaría dado por el reemplazo de los colectores de campo o batería, por las denominadas válvulas multipuerto. Las mismas pueden ser motorizadas e incluso telecomandadas, con lo cual, junto con el sistema de medición multifásico, adquisición de datos promedio según períodos de tiempo preestablecidos y vinculado a un sistema de telesupervisión y control permitiría realizar los ensayos desde la sala de control, con o sin registro temporal del ensayo y utilizando el telecomando para cambiar de posición (cambio de pozo en ensayo) la válvula multipuerto y la calibración del pozo a su punto correspondiente.

De hecho, ésta tarea podría programarse en el software del sistema, permitiendo la ejecución de ensayos secuenciales, establecidos por el personal idóneo, que incluso podrían llevarse a cabo durante la noche, contando de ésta manera con información fresca para tomar las medidas necesarias, la mañana siguiente.

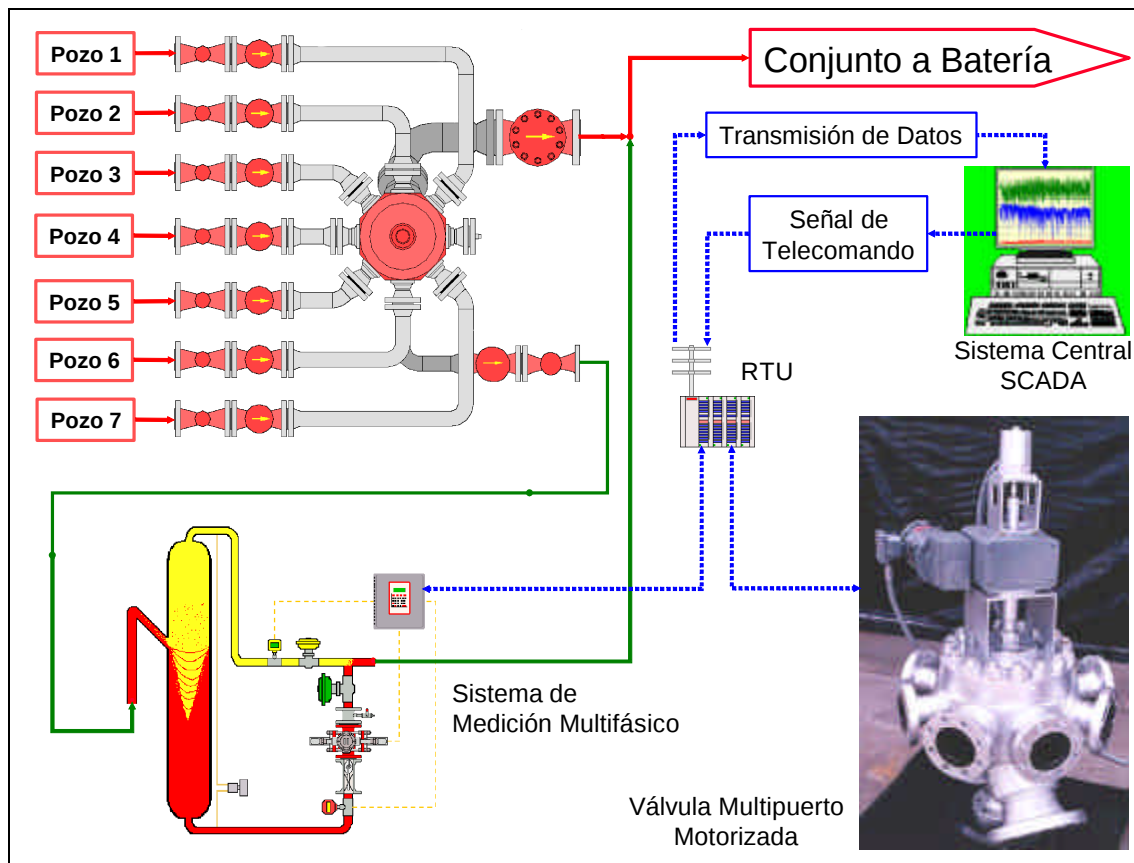


Figura 22: Esquema de Aplicación para la Automatización del Control de Pozos

Es importante destacar que para cualquier proyecto global de incorporación de éstos sistemas, resulta muy importante el desarrollo paralelo de programas de capacitación del personal de Operaciones, debido a que no estamos únicamente incorporando Equipos al Yacimiento, lo que estamos haciendo es el principio de un cambio en el “Concepto de Operación” y específicamente, un cambio radical en el “Concepto de Control de Pozos”, que es una herramienta más a la hora de optimizar la productividad del Yacimiento

CASOS PARTICULARES

Pozo K-195 (Incremento del Caudal de Inyección)

En la Figura 23 puede apreciarse el resultado del ensayo realizado sobre el pozo productor K-195, con una duración total de 156 horas y adquisición de datos cada 2 segundos, que ha sido graficado con los promedios por minuto.

El ensayo se inició un día 5 a las 08:00 hs y finalizó el día 11 a las 20:00 hs., se realizó para poder apreciar la influencia de la variación del caudal del único pozo inyector que opera sobre él, pozo que pasó de inyectar 82 m³/día, a inyectar 194 m³/día el día 5 a las 08:00 hs.. Resulta notoria la influencia del incremento del caudal de inyección, después de 56 horas, manteniéndose el pozo productor con fuertes fluctuaciones durante 3 días, para luego comenzar a mostrar una tendencia a estabilizarse.

Día	Duración (hs)	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo
1 a 2	24	97.09	98.86
3 a 4	24	97.02	97.86
5 a 6	24	96.44	96.36

Es de destacarse que el incremento del caudal de inyección, como era de esperarse, resultó desfavorable para el pozo productor pues, el incremento de producción bruta se vio acompañada por un importante incremento del porcentaje de agua, que se tradujo en una reducción de la producción neta del pozo, como puede apreciarse en el cuadro siguiente.

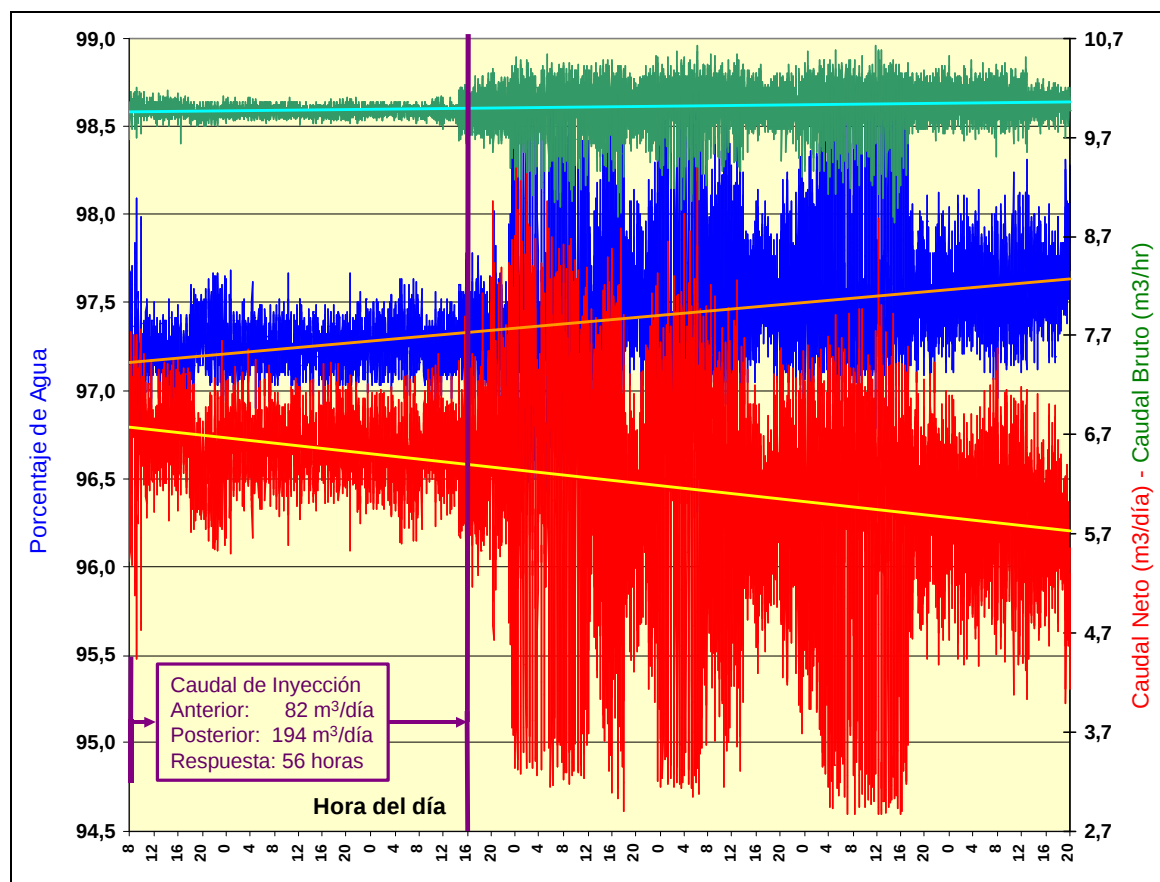


Figura 23: Ensayo de 156 horas del Pozo K-195 (Incremento del Caudal de Inyección)

Concepto		Contenido de Agua	Producción Bruta	Producción Neta
		%	m3/hr	m3/día
Promedio	hora			
Desde el día 5	08:00	97,25	9,95	6,6
Hasta el día 7	16:00			

Valor Final	hora	97,84	10,2	5,3
Día 11	16:00			

Pozo K-187Bis (Cambio de Régimen de Extracción)

En la Figura 24 podemos apreciar el ensayo del Pozo K-187Bis, correspondiente a un control de 12 horas, del cual hemos extractado las 5 horas que nos permiten ver en detalle el cambio de régimen del sistema de extracción del pozo, cuyo equipamiento, consistente de una Bomba de Cavidad Progresiva (PCP 18-40-1500), con variador de frecuencia en superficie, que pasó de extraer 162 m³/día a 209 m³/día de producción bruta.

El resultado del ensayo, para las 12 horas que duró el mismo arrojó, para el Tomamuestras un valor de 95,71% y para el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo, un valor de 95,21 %

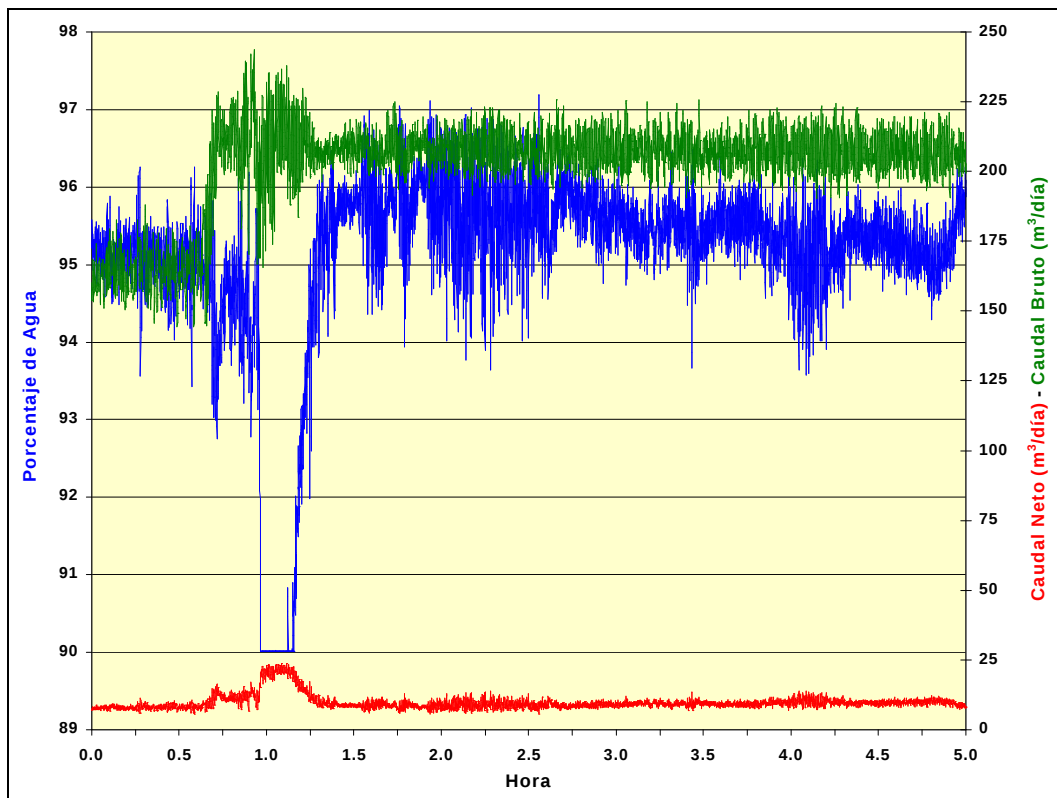


Figura 24: Registro de 5 horas del Pozo K-187Bis (Cambio del Régimen de Extracción)

Debido a la escala utilizada en el gráfico, no resulta posible apreciar más que una tendencia descendente en el porcentaje de agua, no obstante si analizamos específicamente el rango comprendido entre las horas 1,5 y 5, tendremos, como puede apreciarse en el gráfico de la Figura 25, que una vez realizado el cambio de régimen, el Caudal Bruto del pozo se encuentra prácticamente estable, mientras que la reducción del porcentaje de agua, se manifiesta como un incremento de la producción de petróleo

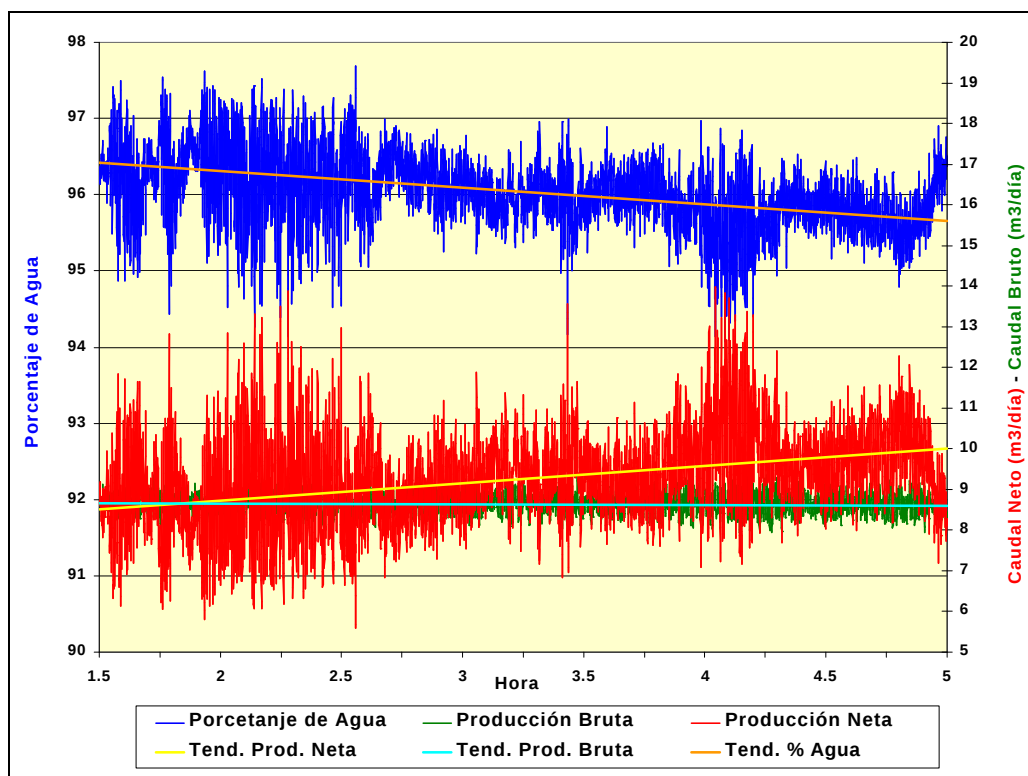


Figura 25: Detalle de una Parada de Pozo de 4 horas

Pozo K-166 (Parada de 4 horas)

En la Figura 26 podemos apreciar el ensayo del pozo de referencia, correspondiente al registro total de 84 horas, pozo que cuenta con bombeo mecánico y bomba de profundidad ubicada en 650 metros. La adquisición de datos se realizó cada 2 segundos y se ha graficado el promedio por minuto.

El primer tramo del registro muestra al pozo en operación normal, el período siguiente de 4 horas de duración, la parada del mismo, la cual fue hecha adrede, con el fin de verificar su comportamiento posterior, es decir, tener claro si, una vez puesto en marcha, la producción volvería rápida o lentamente a su condición en operación normal y continua

El tercer y último tramo del registro muestra la evolución de las variables del pozo, que se ha sido nuevamente puesto en marcha

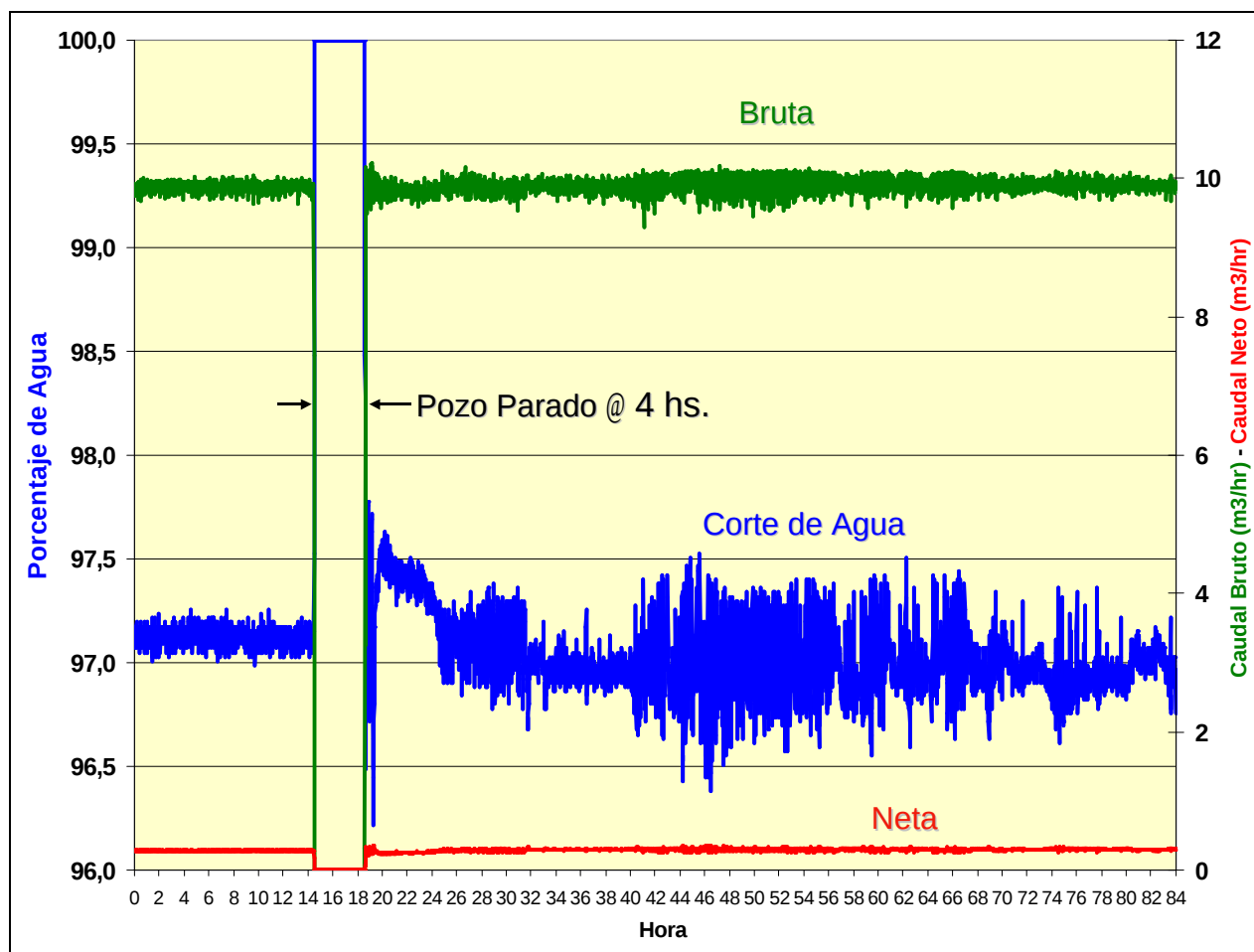


Figura 26: Detalle de Evolución posterior al Cambio del Régimen de Extracción

Como podemos apreciar, el pozo atraviesa un período de casi 6 horas, donde se produce un importante transitorio, para luego comenzar lentamente a estabilizarse, sin embargo, luego de transcurrido casi 3 días (66 horas) desde la puesta en marcha, el pozo no se encuentra totalmente normalizado, a pesar de la reducción del nivel de las fluctuaciones.

Si analizamos la Figura siguiente, que es una ampliación de la anterior, para el período de tiempo que va desde las 13 horas, hasta las 33 horas de iniciado el ensayo, podemos apreciar mejor las fluctuaciones iniciales, luego de ser puesto en marcha.

Si analizamos en particular, la línea de evolución de la producción neta, caben de ser destacados sus tres picos iniciales, que se producen en un término menor a 1 hora. Dichos picos responden probablemente a la separación diferencial que se produce en el separador del equipo, línea de conducción + entrecano del pozo y, finalmente en la zona del reservorio cercano al mismo, que sin lugar a dudas es el más importante y el más impredecible de todos.

Esta última separación en el reservorio, viene seguida por un bache importante y con menor contenido de petróleo (hora 19,5 a 25), para después comenzar a tender a la estabilización del sistema, lo cual es razonable, luego de los tres picos mencionados.

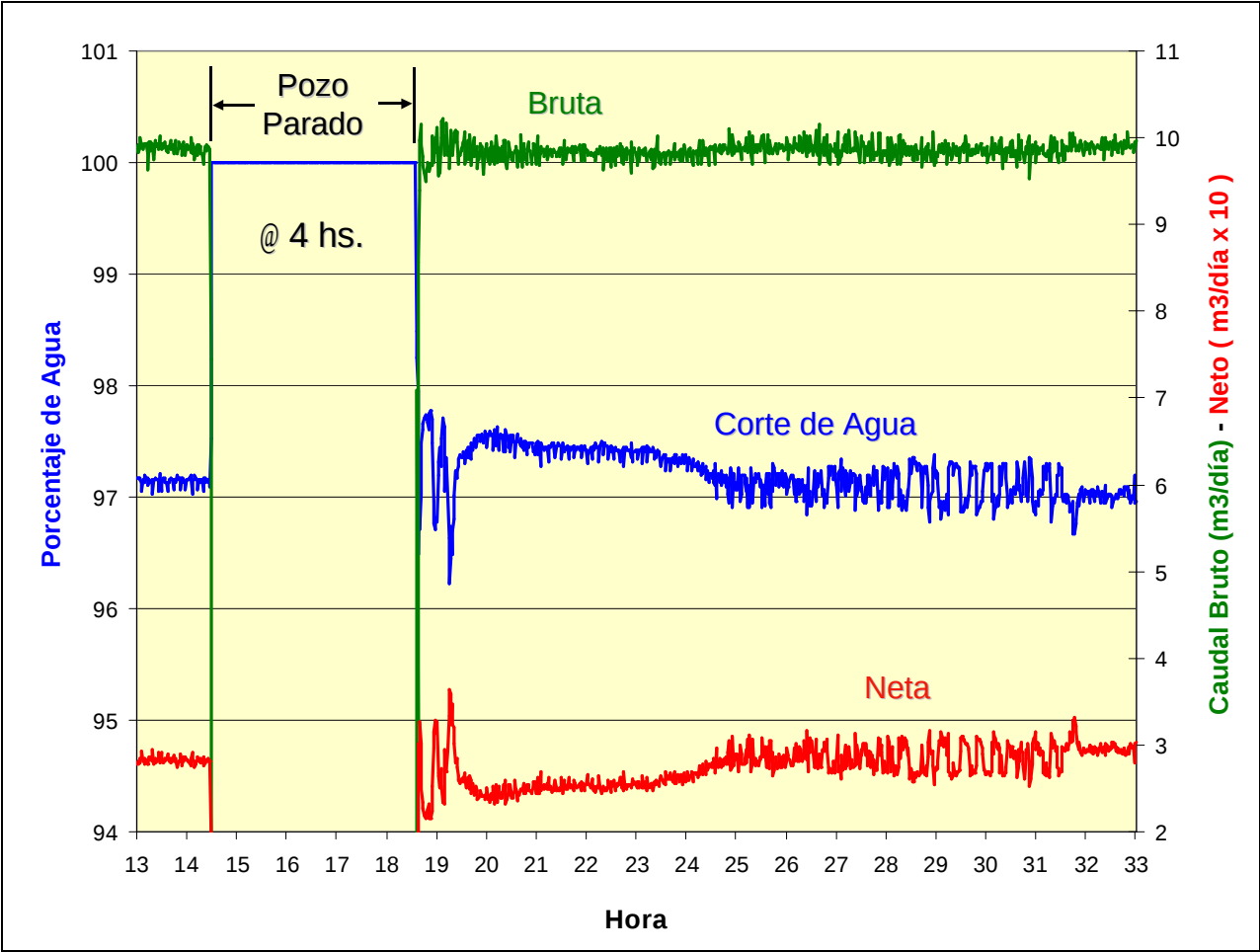


Figura 27: Detalle de Evolución posterior a una Parada de Pozo

Cabe destacar que, a pesar del comportamiento del pozo, en términos de promedios, el mismo se ha estabilizado pues, si comparamos las mediciones de las variables promedio, antes y después de la parada, veremos que las diferencias no son sustanciales

Producción (m³/h)				Corte de Agua (%)	
Bruta		Neta			
Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
9,88	9,89	0,28	0,29	97,14	97,03

IMÁGENES DEL SISTEMA DE MEDICION MULTIFASICO

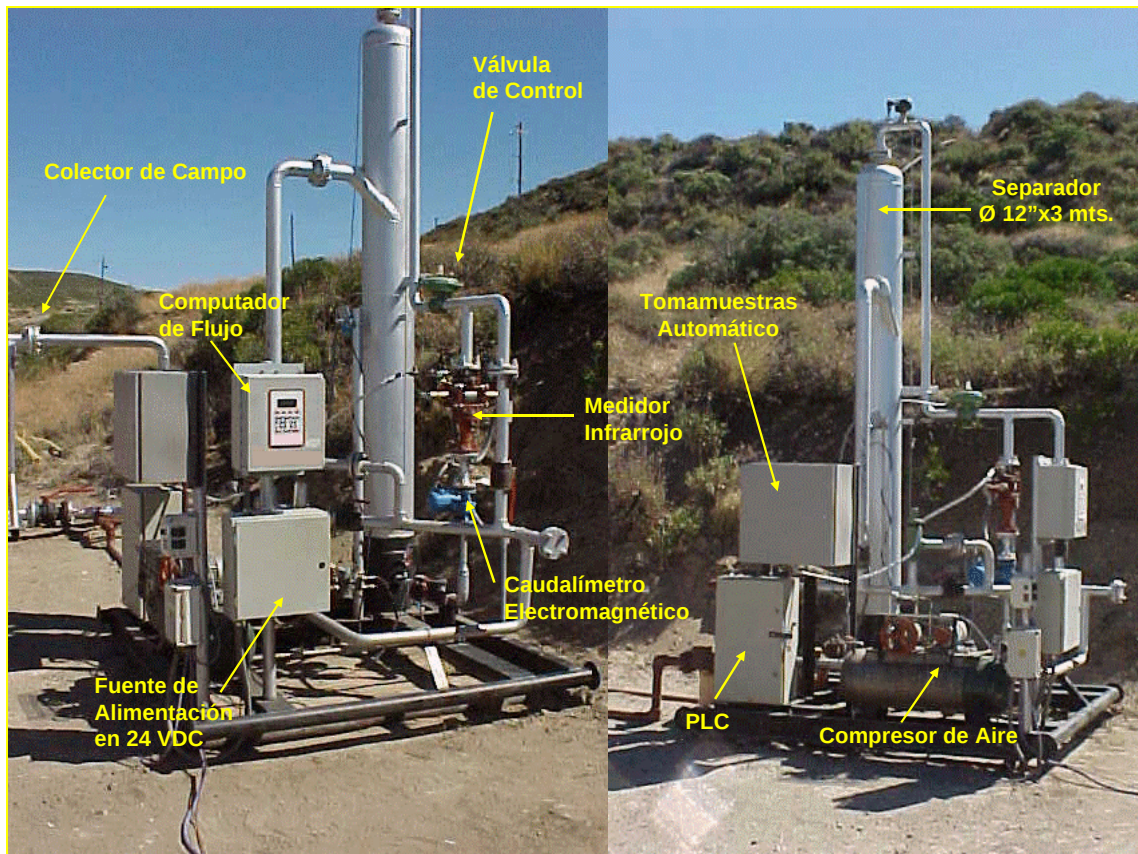


Figura 28: Vistas del Sistema de Medición Multifásica con Tecnología Infrarroja

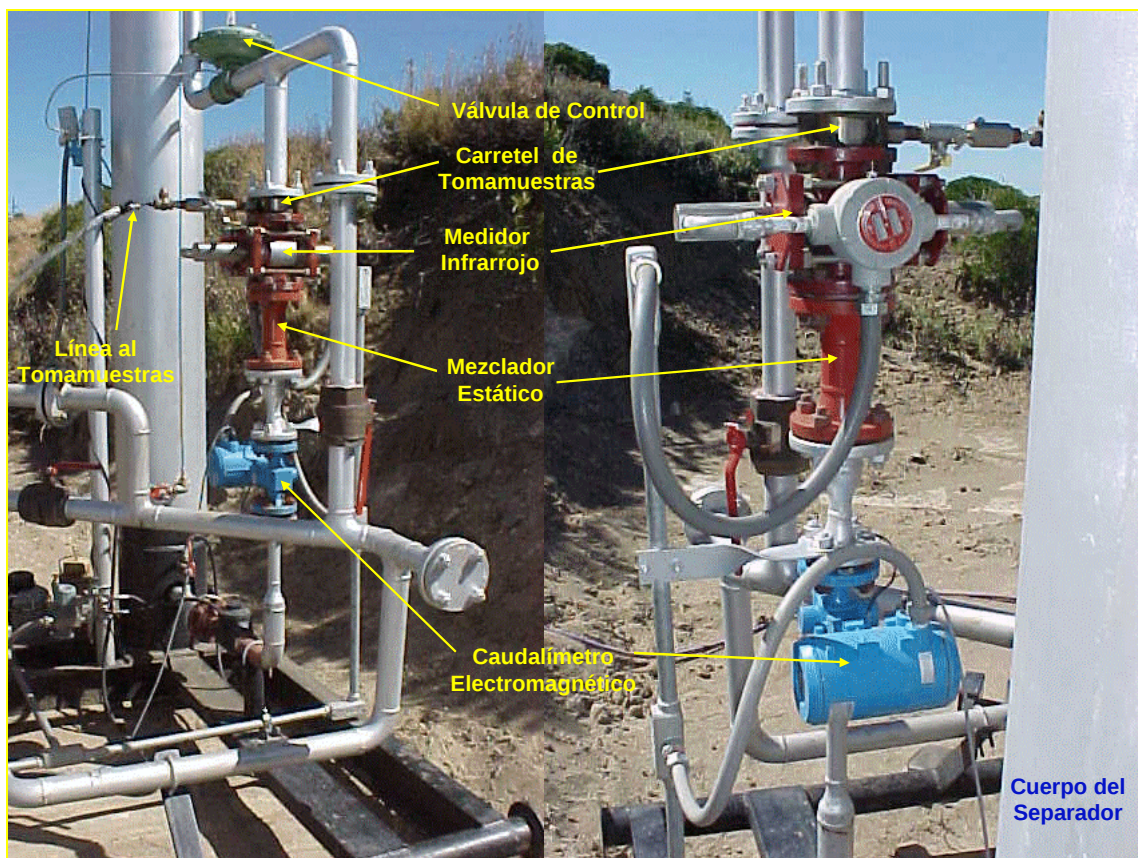


Figura 29: Detalle del Sistema de Medición Multifásica con Tecnología Infrarroja

CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos expuestos en el presente, podemos afirmar que, el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo, cuenta con las siguientes ventajas:

Técnico - Operativas

Permite el control On-Line de pozos productores, determinando las variables de producción del pozo con alta precisión.

Permite conocer “como produce el pozo”, determinando la evolución de las variables de producción y sus tendencias, resultando por ello, una importante herramienta para el Personal de Reservorios y Producción.

Debido a la calidad, cantidad de datos y frecuencia de determinación, es una herramienta importante para la optimización de la relación Inyector – Productor.

Permite resolver en forma sencilla, el problema de control de pozos afectados a Colectores de Campo.

Permite mejorar el Factor de Campo, por contarse con controles más precisos y frecuentes de los pozos productores

Económicas

Optimización del Costo de Inversión, toda vez que:

No se requiere de Separador y Tanque de Ensayo.

Para el caso de los colectores de campo, tampoco se requieren de las líneas de control que vinculan a los mismos con las Baterías.

Optimización del Costo de Operación y Mantenimiento, toda vez que se reducen:

La cantidad de instalaciones involucradas.

Al poder optimizar la relación Inyección – Producción, se optimiza el consumo de energía (eléctrica y/o gas), como a su vez el consumo de materiales de pozos productores

El tiempo de Personal de Operaciones pues, el Operador solo debe iniciar el ensayo, para luego pasar a recoger los datos obtenidos.

Los costos asociados al Laboratorio, por no requerirse de frecuentes análisis.