

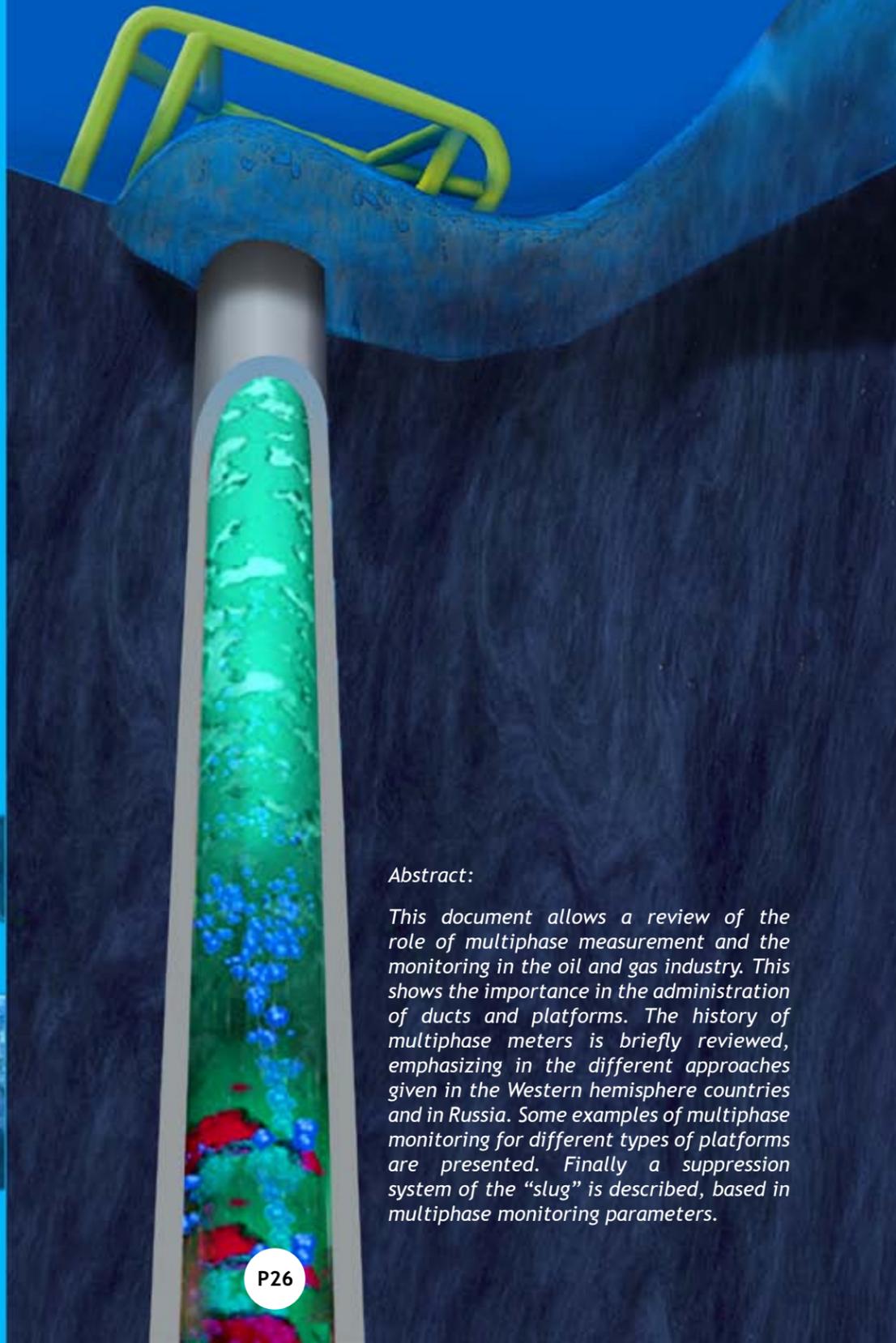
Análisis de la Utilidad de la Medición Multifásica para el Control de Producción en Plataformas de Petróleo y Gas

ANDREW JAMIESON – NEFTEMER (andy@4cmeasurement.co.uk)
ROGER BURNISON – FocQus SAS (rab@FocQus.com)

La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. **Nicola Tesla, Inventor Austrohúngaro.**

La actividad científica está orientada a satisfacer la curiosidad, y a resolver las dudas, acerca de cuáles son y cómo están organizadas las leyes de la naturaleza.

Seguros de que la comunidad científica nacional e internacional, utilizará la Revista MET&FLU como un medio para compartir los hallazgos de alta relevancia, cada semestre nuestros lectores encontrarán un tema de su agrado que facilitará la transferencia del conocimiento al ritmo que nuestra sociedad, nos lo exige.



Abstract:

This document allows a review of the role of multiphase measurement and the monitoring in the oil and gas industry. This shows the importance in the administration of ducts and platforms. The history of multiphase meters is briefly reviewed, emphasizing in the different approaches given in the Western hemisphere countries and in Russia. Some examples of multiphase monitoring for different types of platforms are presented. Finally a suppression system of the "slug" is described, based in multiphase monitoring parameters.

1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y gas ha operado exitosamente alrededor de 150 años. La mayor parte del tiempo se ha dado énfasis en la producción de hidrocarburos líquidos en instalaciones técnicamente más fáciles de desarrollar. Hoy en día, en el siglo XXI, hay un reconocimiento general de que las reservas mundiales de hidrocarburos son limitadas; que las reservas fáciles de explotar se han desarrollado; que los precios se han elevado tanto, que la amplia variedad de reservas de difícil acceso ahora son viables económicamente. Además; también se reconoce que todas las reservas se deben usar o ahorrar. Por ejemplo, el gas asociado ya no debería ser enviado a tierra sino más bien usarse en las propias instalaciones o reinyectado. Todo esto ha conllevado a la aparición de la "infraestructura multifásica" en muchas áreas de producción. Luego de pasar por la cabeza de pozo, tanto el petróleo no separado, el agua, como el gas, pueden transportarse largas distancias (los cordones submarinos de amarre de 50 km son usuales) hasta las instalaciones de procesamiento en las cuales se realiza la producción por parte de diferentes operadores.

Evidentemente esta "infraestructura multifásica" se debería controlar y administrar. Es también evidente que el monitoreo y la medición de los fluidos multifásicos deberían jugar un papel fundamental en estas infraestructuras de producción. El propósito de este documento es discutir los diversos roles del monitoreo y la medición en la producción de gas y petróleo en el siglo XXI. Actualmente estas son poco reconocidas. Se bosqueja un método para identificar "dónde hay defectos" y cuáles darán ideas sobre "cómo remover estos defectos". Para aclarar el contexto se ha preparado una revisión de la historia del desarrollo de los medidores multifásicos.

Como inicio se toma el "slugging severo" en pozos y tuberías ascendentes para ilustrar el potencial de monitoreo multifásico continuo, en la "infraestructura multifásica" del siglo XXI para una producción de gas y petróleo rentable.

2. DESARROLLO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

La presente revisión de la medición multifásica es amplia desde el punto de vista de los autores. Por muchas razones se considera que el comienzo del interés serio en el desarrollo de medidores multifásicos se dio hacia mediados de la década de los 70s. En ese tiempo las operacio-

nes asistidas por computador estaban cobrando importancia y la mayoría de las compañías multinacionales de petróleo formaron grupos de investigación para buscar mejor instrumentación, incluyendo medidores multifásicos para hacer interfaz con los sistemas de computación y así tener un mejor control de las operaciones. En 1980, para los desarrollos de la medición multifásica había un gran acuerdo de interacción entre las compañías petroleras, los institutos de investigación, universidades y fabricantes. Había muchas ideas, muchos conceptos puestos a prueba, muchas fallas y algunos aciertos. Las compañías petroleras afirmaban que había un amplio potencial de mercado, como de hecho lo hay, y los fabricantes estaban sacando un buen partido de este mercado.

En occidente estos desarrollos condujeron a fluidos con FVG (Fracción de Volumen de Gas) hasta un 80%. En la segunda mitad de los años 80s las compañías petroleras empezaron a interesarse en la medición directa de "gas húmedo" - gas natural con cantidades variables de líquido suspendido libre. Inicialmente las cantidades de líquido eran menos del 1% por volumen a condiciones de línea, pero se hicieron intentos relativamente muy pronto para medir gases con hasta el 10% por volumen.

Hay varias maneras de clasificar los diferentes tipos de medidores multifásicos, pero es posible ajustar cualquier medidor multifásico en una de las siguientes categorías o en una combinación de ellas. También, no es del agrado de los autores hacer una distinción evidente entre medidores de "gas húmedo" y otros medidores multifásicos.

(a) Sistemas compactos de separación

Estos instrumentos realizan una separación del flujo del pozo en corrientes de líquido y vapor. Luego se mide utilizando medidores que toleran pequeñas cantidades de fluido en la otra fase. Posteriormente el líquido debe dividirse en petróleo y agua. Estos sistemas están aplicándose a nivel mundial, pero son voluminosos y se considera que no traen consigo los beneficios totales de la medición multifásica.

(b) Medición de la fracción de fase y velocidad

Estos medidores tratan de identificar las fracciones de petróleo, agua y gas, y medir las velocidades de fase, las cuales no son usualmente las mismas. En la práctica los fabricantes tratan de acondicionar el flujo de modo que las velocidades de fase sean

similares, y las diferencias de velocidad se corrigen usando modelos multifásicos. Muchos de los medidores multifásicos distribuidos alrededor del mundo son de este tipo.

(c) Trazadores

El flujo multifásico se mide al inyectar trazadores, a medidas conocidas, (p.ej. colorantes fluorescentes) que se mezclan con las fases individuales. Al analizar una muestra del fluido obtenido lo suficientemente alejado aguas abajo del punto de inyección, y combinándolo con la tasa de inyección, se pueden determinar los flujos individuales. Actualmente los trazadores están disponibles solamente para agua y petróleo. La técnica es particularmente adecuada para la medición de gas húmedo.

(d) Reconocimiento del patrón

Estos sistemas se caracterizan por el uso de sensores combinados con procesamiento complejo de señales. Potencialmente ofrecen el hardware más barato junto con el más alto desempeño metrológico. Un beneficio vital de este método será el ocuparse de soluciones de bajo costo para aplicaciones específicas.

2.1. Aplicaciones de Medidores Multifásicos

Los vértices del triángulo representan gas en fase simple, petróleo y agua, mientras que los lados representan dos mezclas de fase, y cualquier punto dentro del triángulo representa una mezcla única de tres fases. La región de transición indica dónde cambia la fracción de "líquido

de agua en petróleo" a "petróleo en agua". Los rangos de régimen común de flujo multifásico, afectados por la temperatura, presión, viscosidad y orientación del flujo, están indicados al lado del triángulo. Se muestran diversas aplicaciones multifásicas las cuales comprenden desde gas húmedo (1, 2 y 3) hasta aceite de corte con alto contenido de agua. Las flechas indican cómo cambia la composición multifásica de un pozo durante su vida útil. Cerca del eje agua-petróleo hay aplicaciones de bajo FVG. Al momento de preparar este diagrama, hace 13 años, había áreas amplias del triángulo para las cuales no existían en realidad medidores adecuados. Ahora la mayoría de las áreas del triángulo pueden abordarse al mismo tiempo que se requieren mejoras en la exactitud. El reto mayor se encuentra en el petróleo pesado de alta viscosidad. Es fácil usar el triángulo para mostrar por qué la medición multifásica es compleja. Si tenemos dificultades con la fase simple, las cuales son tan evidentemente diferentes, una de la otra, es de esperar que la medición sea por lo menos tan difícil como lo es para cualquier composición multifásica en el triángulo. Se tiene además la complicación de que la composición del fluido multifásico de los pozos cambia significativamente con el tiempo. Ahora nos encontramos en las etapas donde se pueden ver algunas generalidades, pero para la mayoría de nuevas aplicaciones cada una debe tratarse por separado.

Las aplicaciones para "gas húmedo" parecen ocupar una pequeña parte de este diagrama, a saber, por encima del 90%. ¿Por qué entonces es tan difícil la medición del gas húmedo? Si se muestra la composición multifásica en la forma de fracciones de masa, en vez de fracciones de volumen, surge entonces un panorama diferente.

La figura 2 muestra fracciones de masa para densidades de gas en el punto de medición de 10, 50 y 200 kg/m³ (correspondiendo grosso modo, 10, 50 y 200 bar) densidad de petróleo de 600 kg/m³, (correspondiente a un condensado muy ligero), y densidad de agua de 1050 kg/m³ (correspondiente a agua producida muy salinizada). Se aprecia cómo la punta del triángulo de fracción de volumen se expande para llenar casi la totalidad del triángulo a baja densidad de gas de 10 kg/m³. El 10% de la fracción de volumen de petróleo corresponde a cerca del 85% de la fracción de masa de petróleo. A presiones medias, con una densidad de gas de 50kg/m³, corresponde a un 25%. Las figuras también muestran que los valores de LVF (FVL) se convierten en fracciones de masa de líquido, y en particular muestran que para presiones más bajas, bajas cantidades de

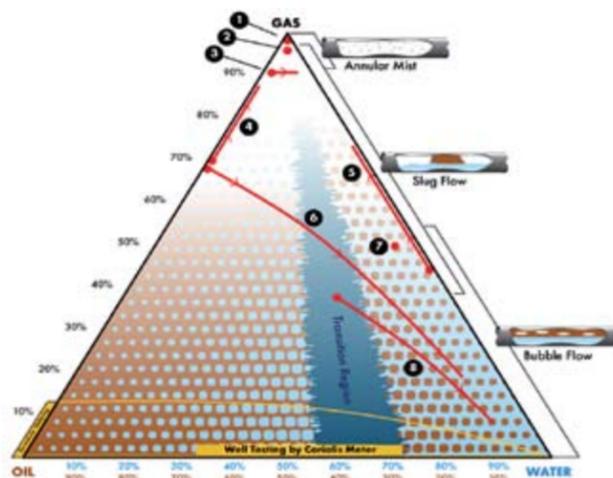


Figura 1. Triángulo multifásico (A.W.Jamieson)

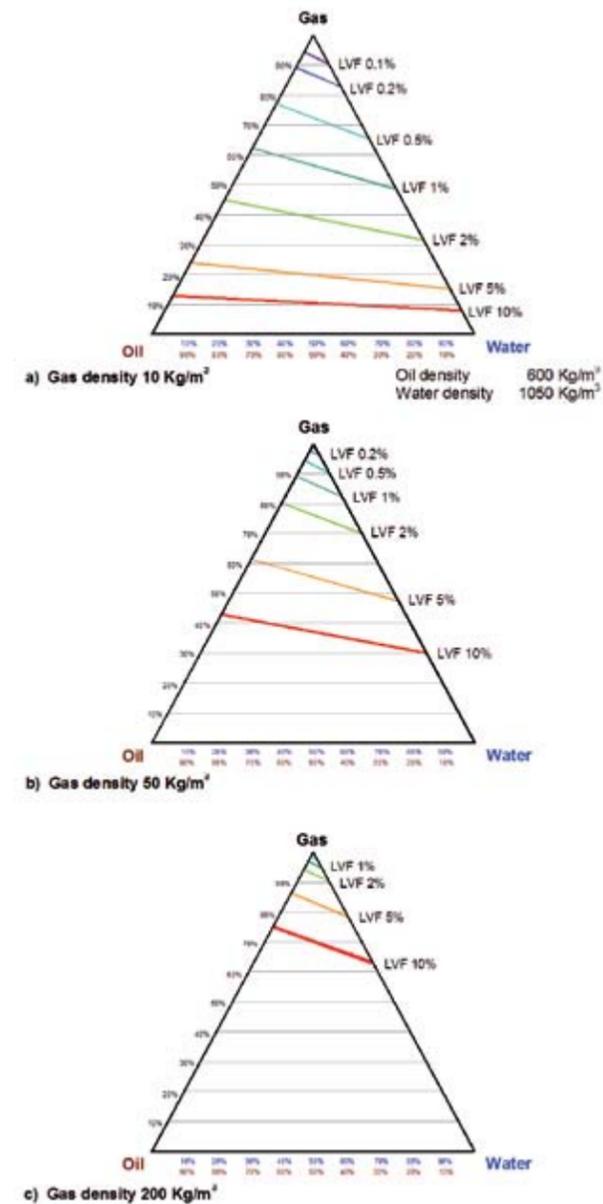


Figura 2. Triángulos de Fracción de masa multifásicos que muestran las líneas de fracción de líquido en tres densidades distintas de gas [2]

líquido, en términos de volumen, cuentan para una fracción grande de masa total. Ahora es evidente que el "gas húmedo" ocupa una porción grande del triángulo, y que la composición del fluido varía enormemente. Y es por esta razón, en dos palabras, que la medición de gas húmedo es un tema desafiante. Es más apropiado usar la masa en lugar del volumen al evaluar las cantidades relativas u los valores relativos de hidrocarburos líquidos y gas.

2.2. ENFOQUES DE DESARROLLO (Occidente vs Rusia)

En Occidente el enfoque seguido por las compañías petroleras, institutos de investigación y fabricantes fue primero construir bancos de pruebas para multifásicos operando a una presión relativamente baja. Estos petróleos mezclados (a menudo productos refinados, agua y gas, usualmente aire) en proporciones conocidas, pasaban a través de estas secciones horizontales o verticales, y entonces separaban la mezcla para ser recombinada y recirculada. Se diseñaron medidores conceptuales para manipular flujos multifásicos artificialmente generados. Aún así, se aceptaba que era posible que el banco de pruebas podía no generar el flujo multifásico en las mismas condiciones que las reales, pero también se consideraba que esto era lo mejor que se podía hacer.

Cuando los prototipos se llevaban a campo, existían dificultades para conciliar las instalaciones medidas con los estimados hechos. Hay dos problemas para resolver: "¿Es correcta la calibración de un medidor multifásico, usando modelos y algoritmos basados en los datos del banco de pruebas?" y "¿El equipo de las instalaciones (p. ej. El separador de prueba) provee resultados exactos?" En la práctica había (y todavía hay) problemas con ambos. El diseño de los bancos de prueba ha mejorado para evitar la acumulación de emulsiones de agua/aceite. Algunos bancos de prueba pueden operar a altas presiones, y algunos usan gas natural en un ciclo abierto. En campo, los sistemas de comparación se montan más cuidadosamente, pero en muchas partes no es posible tener un sistema de referencia para verificar un medidor multifásico. Como consecuencia, la aceptación de los medidores multifásicos en occidente ha sido relativamente baja. Requieren de la atención de especialistas para tener un desempeño aceptable.

En Rusia, siguieron un enfoque distinto. La mayoría de los pozos de petróleo en Rusia tiene una producción relativamente baja, así que era esencial tener un medidor relativamente barato. No existían bancos de prueba para multifásicos. Ellos habían estado trabajando en medición no intrusiva de flujo de dos fases en sistemas de refrigeración para plantas nucleares usando medidores de rayos gamma rápidos, y se dieron cuenta que podrían ser usados en la industria del petróleo. Recibieron apoyo para llevar su equipo a campo y registraron la densidad fluctuante del medidor multifásico a partir de un amplio rango de flujos de pozos. Entonces: consideraron cómo extraer mejor la información de flujo a partir

de las señales fluctuantes; hicieron un modelo matemático de flujo multifásico y concibieron algoritmos apropiados. El flujo acumulativo del modelo se comparó con el de uno o dos días de producción recolectado en un puente báscula y así se lograron ajustar los parámetros en el modelo.

3. MONITOREO CONTINUO DE FLUJOS MULTIFÁSICOS

En esta sección se proporcionan dos ejemplos de monitoreo continuo. Primero, el monitoreo multifásico de pozos equipados con diferentes tipos de bombas; y segundo, el monitoreo multifásico de un pozo inestable.

3.1. Monitoreo en pozos bombeados

Se discutirán las diferentes características de pozos producidos con bombas tipo balancín, bombas centrífugas de pozo y bombas de pozo tipo tornillo. En las figuras 3, 4 y 5 el caudal másico de líquido está dado en toneladas/día, el volumen de gas en m³/día y en porcentaje el corte de agua del líquido. Se han escogido las figuras para ilustrar ejemplos típicos de pozos que utilizan los diferentes métodos de producción.

La figura 3 muestra la producción usando una bomba de tipo balancín. El caudal del líquido es estable, ya que se espera que el barril de la bomba de pozo esté completamente lleno durante cada ciclo de bombeo. El caudal de gas varía considerablemente, pero esto refleja una cantidad de gas relativamente pequeña en términos de masa la cual arremete en el líquido en la tubería de producción a medida que la presión disminuye hacia la superficie. Esto genera un breve flujo emergente total, característico en la superficie. El contenido de agua en línea es relativamente estable.

La figura 4 muestra las características de producción de un pozo que opera con una bomba

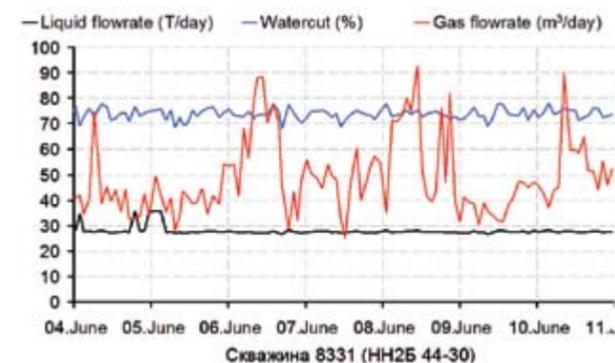


Figura 3. Características de producción de pozo ajustado con una bomba de balancín [3]

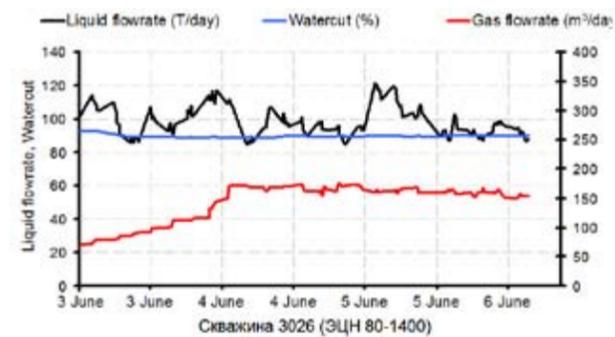


Figura 4. Características de producción de un pozo operando con una bomba centrífuga [4]

centrífuga de fondo de pozo. El caudal de líquido es mucho más variable que en el caso de la bomba de balancín, dado que los líquidos de producción no fluyen constantemente a la entrada de la bomba. Como consecuencia, las características de trabajo de la bomba cambian constantemente. El caudal de gas es mucho más estable, probablemente reflejando así la intensa homogenización del fluido multifásico por causa de la bomba centrífuga. El contenido de agua en línea es constante en este caso. Sobre todo, las características de trabajo del pozo usando una bomba centrífuga son muy complejas.

La Figura 5 muestra las características de producción de un pozo operando con una bomba de pozo tipo tornillo. Estas parecen encontrarse en algún lugar entre las características de las bombas de balancín, las cuales deberían mezclar el mínimo fluido producido, y la bomba centrífuga, la cual debería mezclar los fluidos producidos intensamente. Con la bomba tipo tornillo los caudales de líquido y gas varían levemente y el contenido de agua es constante.

Tal como se estableció anteriormente, estas figuras se han escogido para mostrar un desempeño típico. Es evidente que tales figuras son invaluable para diagnosticar fallas en el equipo y en la optimización de la producción. La simplicidad de los datos presentados en las figuras, en las dos últimas secciones, no evidencian los muy significativos desafíos técnicos que se han superado con el fin de suministrar datos de manera rentable. Este es el tipo de datos que se enfatiza en cualquier proceso de producción para el monitoreo de fluidos en fase única.

Hasta ahora, tal información podría contenerse gracias a la industria del petróleo, pero a un costo alto, con equipo especializado, y en la práctica para períodos de tiempo limitados. Ahora, el monitoreo continuo de pozo se puede dar de una manera rentable para un amplio rango de pozos.

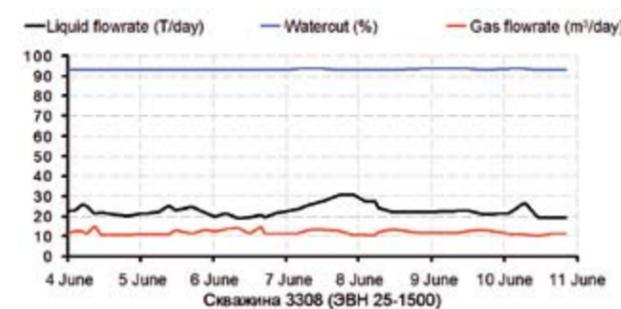


Figura 5. Características de producción de un pozo operando con una bomba de tornillo [4]

3.2. Monitoreo de un pozo problema

Ahora se muestran, en la Figura 6, extractos provenientes de datos de monitoreo continuo realizados en un pozo problema que no podía ser analizado. Se instaló un medidor multifásico de absorción gamma tipo abrazadera y se registraron datos por alrededor de 15 días de forma continua. Este medidor recolecta datos sin procesar 250 veces por segundo y por lo tanto puede resolver cambios rápidos en el fluido multifásico.

Los siguientes tres diagramas muestran extractos de 5 horas, 10 horas y 3 horas de la señal de densidad multifásica para ilustrar que las características del flujo del pozo cambiaron en gran medida durante 15 días. La absorción de rayos gamma es la medición básica que hace este instrumento; la densidad multifásica se deriva directamente de este y se encuentra siempre disponible para el usuario. En lo que respecta a cualquier medidor de flujo las mediciones de caudal dependen del modelo que caracteriza el flujo. Por lo tanto es preferible en esta discusión usar estos datos primarios, los cuales son muy confiables.

La gráfica de la parte superior muestra que hay largos periodos de tiempo (alrededor de 30 minutos) de flujo de gas intercalado por periodos más cortos de flujo multifásico. Es posible conocer el flujo de gas a partir de los valores de baja densidad, y en esta gráfica la traza de gas es angosta, lo cual implica poco líquido condensado.

Los picos más altos indican que hay chispazos cortos de sólo agua, con una densidad de alrededor de 1. La gráfica del medio, un día más tarde aproximadamente, muestra un comportamiento de slugging inconstante obviamente muy diferente al mostrado en la gráfica de la parte superior. No existen periodos en donde se produzca solamente gas, pero vemos destellos de agua. La gráfica de abajo, alrededor de un día después, nos muestra otro patrón con un flujo slugging mucho más firme. Es posible observar que las lecturas más bajas corresponden a las de

la gráfica de la parte superior y se puede asumir que estos son periodos cortos de sólo gas. El flujo multifásico gaseoso (de baja densidad) tiene claramente cantidades significativas de líquido condensado.

El patrón regular sugiere que el líquido se acumula en agujero del pozo, la presión de gas al fondo del mismo se incrementa hasta que sea capaz de empujar el líquido fuera; de esta forma, la última parte de líquido es agua separada en el agujero del pozo.

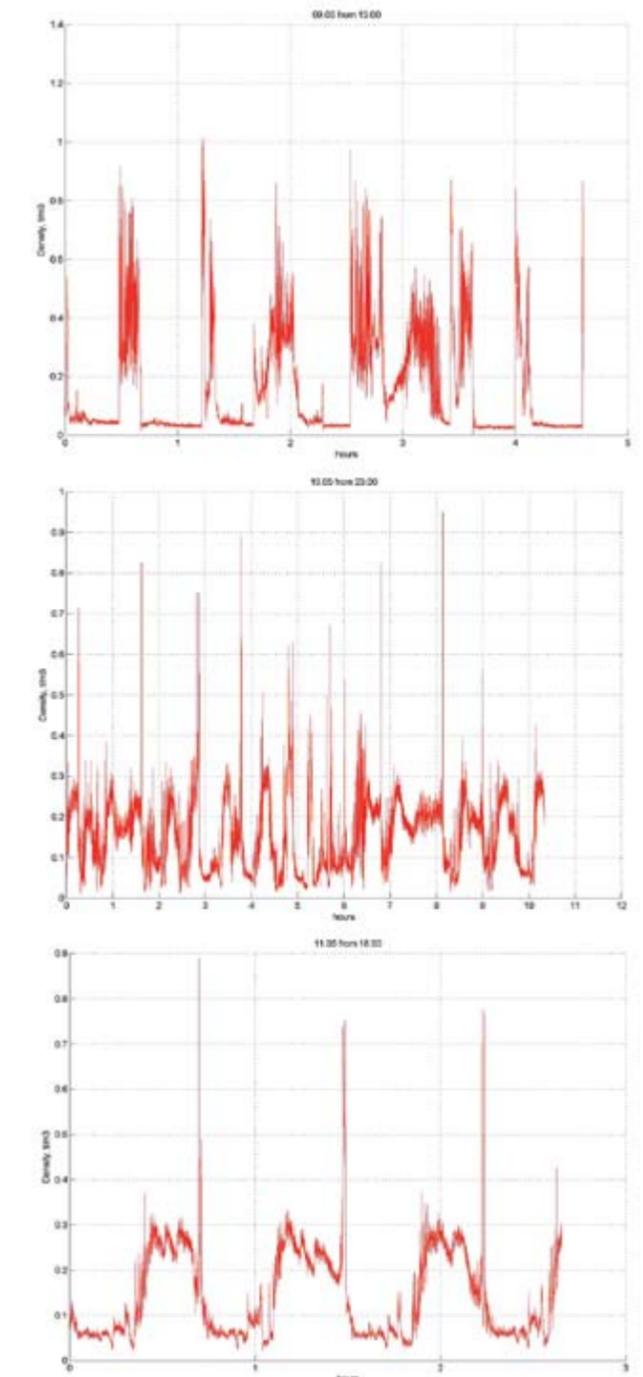


Figura 6. Monitoreo multifásico de un pozo inestable [4]

Podría argumentar que no es razonable esperar que se obtenga una estimación de producción confiable para un tipo de pozo como este, a partir de una prueba intermitente, ya sea usando un separador de prueba o un medidor multifásico utilizado para una prueba de pozo intermitente. En este caso en particular los operadores no pudieron usar estos datos para que estabilizaran el pozo y para que mejoraran su producción.

4. DETECCIÓN DEL SLUG

En esta sección se analizará el tema del monitoreo multifásico aplicado a la detección y supresión del slug. Se trabajó en conjunto con la Universidad de Cranfield (del Reino Unido) en un proyecto apoyado por el gobierno británico para desarrollar un sistema eficiente de detección y supresión de slug. El objetivo del gobierno británico era extender el tiempo de vida de las reservas del Mar del Norte así como contar con soluciones rentables. El slugging es más común en los campos más viejos tales como en el Mar del Norte debido a la constante disminución en la presión de pozo. Esto genera problemas operacionales, la mayoría presentes en mar profundo y en campos de petróleo donde hay una cantidad mayor de agua en el petróleo. Esto afecta los pozos individuales y los elevadores que conducen hacia las instalaciones costa afuera. Los estimativos en cuanto a pérdidas en la producción son muy grandes, algo más de US\$200 mil millones/año. A US\$100 por barril esto es equivalente a más o menos 5 millones de barriles al día, o cerca del 6% de la producción mundial diaria. Una de las más grandes compañías afirmó haber teni-

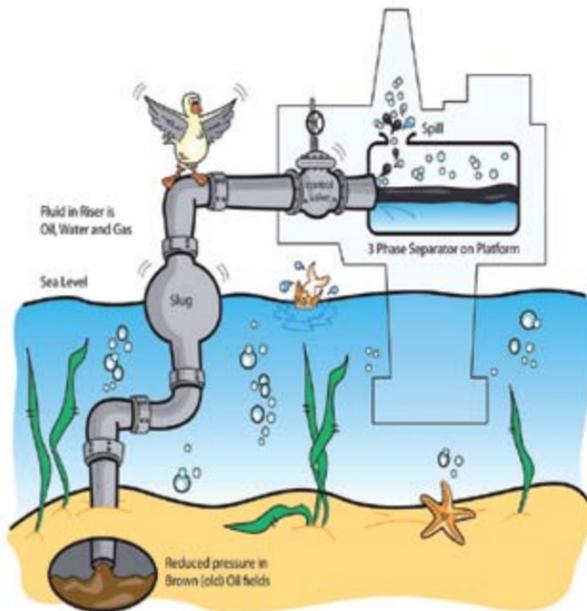


Figura 7. El Problema de un Slugging severo (A.W.Jamieson)

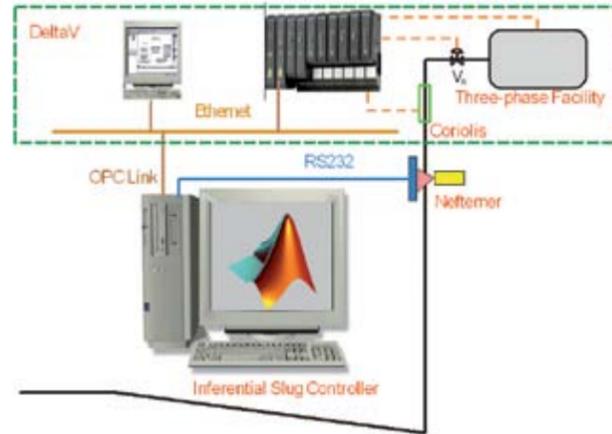


Figura 8. Instalación de prueba de detección de slug [Cortesía de la Universidad de Cranfield, U.K.]

do pérdidas en producción en sus operaciones en el Mar del Norte de US\$18 millones al año.

La figura 7 provee una ilustración hipotética del problema. Los fluidos que fluyen del pozo hacia las instalaciones pueden acumularse en el orificio del pozo o en los elevadores hasta que se acumule suficiente presión para empujarlo hasta las instalaciones de producción. A menudo estas cantidades son demasiado para ser controladas por las instalaciones, y entonces como consecuencia se apagan automáticamente. La solución usual es cerrar la válvula de control a la entrada de las instalaciones de modo que no se sobrecarguen, pero esto significa recortar la producción. Lo que se necesita es variar el ajuste de la válvula de control para estabilizar el proceso y así inducir al máximo de la producción de la instalación.

La solución que se escogió se llevó a cabo usando el banco de pruebas multifásicas de la Universidad de Cranfield, el cual tiene una sección de elevación de 11 metros, y se muestra en la figura 8. Las señales se obtuvieron de la instrumentación del banco, entre los cuales había, sensores de presión, un medidor coriolis Endress and Hauser, y un medidor multifásico de abrazadera Neftemer (hasta 250 Hz).

Para desarrollar los algoritmos de control se utilizó el software de simulación de tubería OLGA de la empresa SPT con datos de la plataforma Alba suministrados por Chevron.

Este enfoque general no requiere una instrumentación específica; nos permite hacer lo mejor que se pueda con cualquier señal disponible. En particular, la densidad multifásica en la parte superior del elevador mejoró el desempeño significativamente. El medidor Coriolis, o aún me-

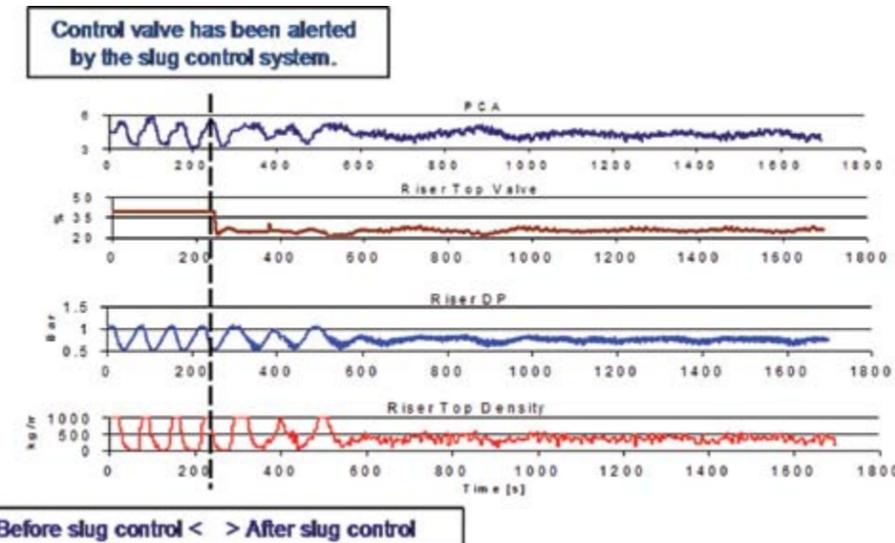


Figura 9. Sistema de supresión de slug en operación [Cortesía de la Universidad de Cranfield, U.K.]

El medidor de abrazadera Neftemer podrían suministrar estos datos. Esto es mucho más fácil de colocar en instalaciones de producción dado que no se requiere de tiempo de pausa.

En la figura 9 se muestran los resultados. La gráfica de la parte superior muestra la señal del algoritmo de control, la cual es una composición de todas las señales usadas en esta situación específica. La segunda gráfica es el porcentaje cerrado de la válvula superior del elevador, una válvula de control ordinaria. La tercera gráfica es el diferencial de presión a lo largo del elevador y la cuarta gráfica es la densidad del multifásico Neftemer. Antes de encender el sistema de supresión de slug, el banco ya está en acción de slugging, y, para evitar dañar los recipientes, la válvula de control se encuentra a 40% de cierre. Cuando se activa el sistema, dentro del tiempo en el que pasan tres slugs, el banco se estabiliza y se abre la válvula de control hasta una posición de 25-30%. De este modo se mejora la producción total.

Se han realizado más ensayos en una plataforma costa afuera, confirmando el cuadro general mostrado anteriormente. Sin embargo, los flujos multifásicos en las instalaciones costa afuera no eran las mismas al banco de Cranfield, asimismo se hicieron más investigaciones.

En este sentido, el autor considera que un sistema de supresión de slug, tal como el descrito más arriba, podría estabilizar el pozo ilustrado en la Figura 6, y efectivamente acondicionarlo de manera tal que pueda ser más fácilmente medido por un medidor multifásico.

5. CONCLUSIONES

Las tecnologías multifásicas son importantes para la industria del petróleo. Sin embargo, el despliegue de sólo una, dígame medición multifásica, puede generar problemas en cualquier parte del sistema de producción. A fin de extender la tecnología multifásica de manera apropiada, es necesario dar un vistazo de nuevo a la producción total del sistema.

El monitoreo continuo de los parámetros de los fluidos multifásicos, en

particular flujo y densidad, nos permite evaluar de una mejor manera la producción en pozo, y sugiere enfáticamente que la prueba de pozos intermitentes debería usarse sólo donde los pozos son lo suficientemente estables.

La supresión de "slugs severos" es un buen ejemplo de, cómo un monitoreo continuo de los parámetros multifásicos permite que se establezcan las instalaciones de producción, se mejore la producción y sugiere que el problema de la medición multifásica puede simplificarse.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Handbook of multiphase flow metering. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005*
- [2] *Multiphase Metering - The Challenge of Implementation (A.W. Jamieson; North Sea Flow Measurement Workshop, Gleneagles, Scotland, 1998)*
- [3] *Wet Gas Metering - The Unexpected Challenge (A.W. Jamieson; North Sea Flow Measurement Workshop, Tonsberg, Norway, 2001)*
- [4] *Neftemer - Cost-effective, non-intrusive well monitoring (V.A. Kratirov, D. Gazin, A.V. Kolonskih, A.W. Jamieson; Heavy Oil Workshop, Rio de Janeiro, 2009)*