



LIBRO BLANCO

**MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN
OPTIMIZADA**

2019

TABLA DE CONTENIDO

1.LOS DESAFÍOS DE LA ORGANIZACIÓN UPSTREAM	3
2.VISIÓN GENERAL	7
3. UNA ESTRATEGIA LIGERAMENTE DIFERENTE PARA LA GESTIÓN DE TERRENOS PARCIALES	8
4.UN EJEMPLO SENCILLO	9
5.PREGUNTA Y RESPUESTAS.....	10

1. DESAFÍOS DE LA ORGANIZACIÓN UPSTREAM

Las organizaciones upstream están bajo cada vez más presión para mejorar las mediciones de desempeño de las partes interesadas internas y externas. Aunque el número final de indicadores clave de rendimiento (KPI) para una organización ascendente puede ser de cientos. La mayoría de las estrategias upstream están alineadas con alguna forma de los 10 KPI que se muestran en el Diagrama #1. Más recientemente, parece haber un mayor enfoque e interés en dos KPI específicos: reducción de costos operativos, eficiencia de gastos de capital.

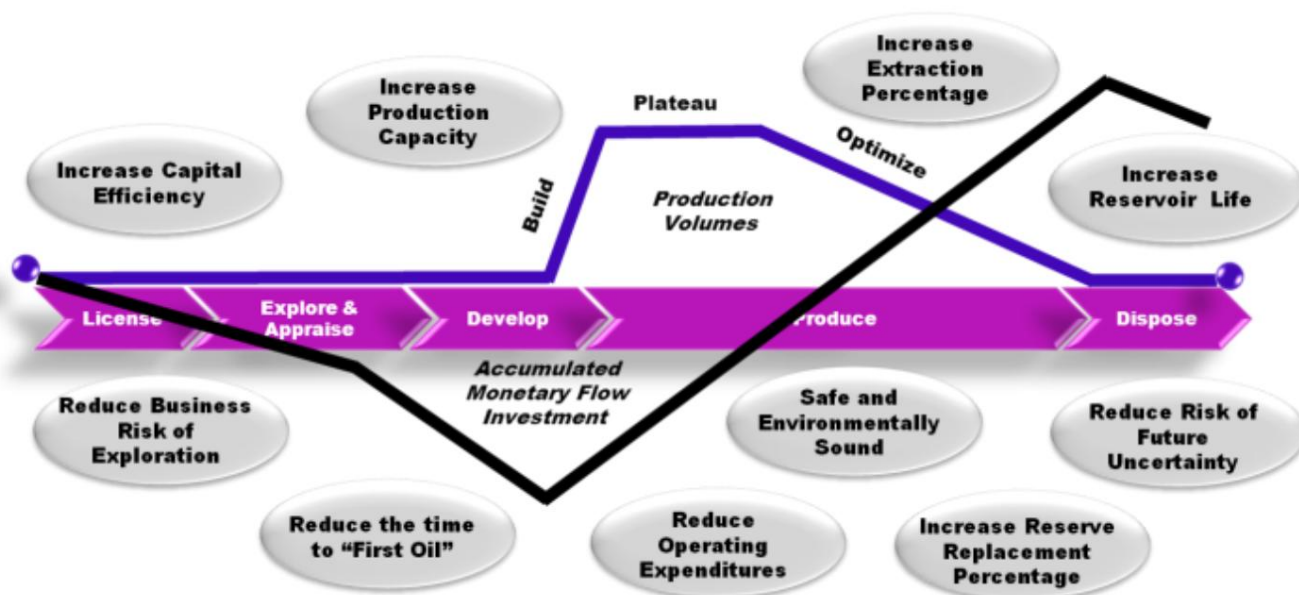


Diagrama n.º 1: Medidas de rendimiento de Upstream de alto nivel

Entendemos que una de las mejores formas de gestionar el rendimiento de sus activos upstream es a través de los procesos de producción, medición y asignación retroactiva utilizando el factor de asignación de hidrocarburos KPI como medida de rendimiento. La efectividad de estos procesos puede tener un efecto directo o indirecto en la mayoría de las medidas presentadas en el Diagrama #1.

Nos gustaría expresar nuestra opinión sobre la optimización de los procesos comerciales de asignación y medición de la producción utilizando el Factor de asignación de hidrocarburos (KPI) respondiendo a las preguntas más frecuentes utilizando nuestra experiencia y nuestra innovadora y patentada "Solución de gestión del ciclo de vida del campo petrolero" (OLMS) (Diagrama #2) como fondo.

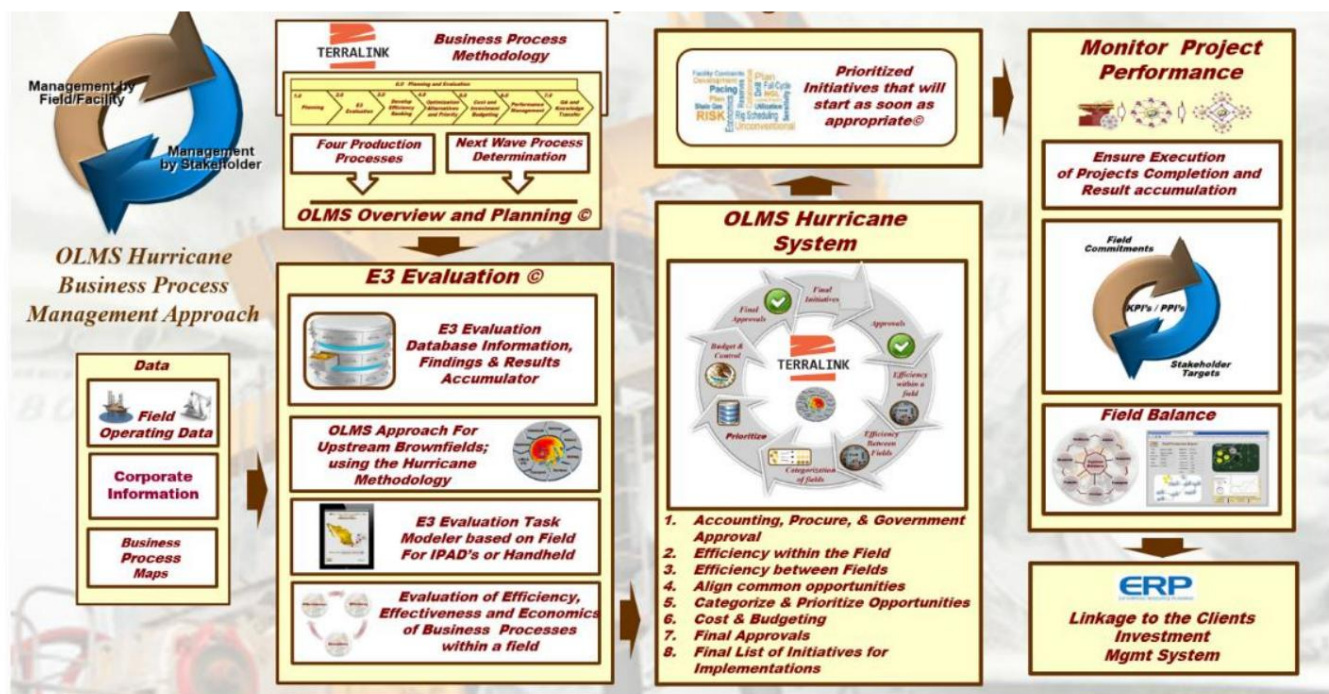


Diagrama n.º 2: Solución de gestión del ciclo de vida de yacimientos petrolíferos

En este punto, es importante establecer suposiciones y hechos básicos para garantizar que todos estemos en la misma página.

- Un Yacimiento Petrolífero se define como el área superficial que recubre una formación geológica que contiene un yacimiento o yacimientos de hidrocarburos. El término generalmente incluye no solo el área superficial, sino también el yacimiento, los pozos y el equipo de producción. Se cree que el número de yacimientos de petróleo y gas en el mundo es de unos 40.000.
- Un yacimiento es una formación subterránea porosa y permeable que contiene una acumulación natural individual y separada de hidrocarburos producibles que está confinada por rocas impermeables o barreras de agua y se caracteriza por un sistema de presión natural.
- Cada yacimiento petrolífero y los yacimientos asociados son sistemas físicos independientes y únicos sujetos a Homeostasis. Como resultado, se debe hacer un esfuerzo para mantener el campo petrolífero en equilibrio y la gestión del proceso de medición de la producción es un componente clave de este equilibrio (Diagrama n.º 3 Equilibrio del campo petrolero)
- Debido a la homeostasis del sistema físico, cualquier cambio realizado en el sistema físico o en el reservorio puede tener un efecto aguas arriba o aguas abajo del cambio. Este problema siempre debe tenerse en cuenta, ya sea que el cambio sea un cambio planificado o no planificado. • La gestión de Greenfields o nuevos desarrollos es muy diferente a la gestión operativa de Brownfields o campos que se encuentran en algún nivel de deterioro. Está claro que los nuevos activos de exploración, desarrollo y campos de producción jóvenes (greenfields) tienen los volúmenes de producción o el potencial de yacimiento para justificar el costo de adquisición y mantenimiento de estas nuevas tecnologías. Es un tema mucho más turbio que rodea la gestión y asignación del limitado capital financiero y humano para el mantenimiento y optimización de campos más antiguos (brownfields). A nivel mundial, el 70% de la producción mundial proviene de campos marrones que operan desde hace varias décadas con una producción promedio diaria actual de crudo de pozo de menos de media tonelada.

Optimización de los procesos comerciales ascendentes

- No es práctico considerar la optimización de todos los procesos comerciales operativos y relacionados dentro del sector upstream. Hay varios miles de procesos, de los cuales muchos se ven afectados por las diferentes combinaciones de atributos que hacen que cada yacimiento y yacimiento sean únicos. La cantidad de procesos y los rangos de medidas de desempeño potencial crecen dramáticamente y, como resultado, es posible que las directivas de medición de desempeño de la administración puedan ser engañosas, especialmente a medida que el campo o el yacimiento envejecen.
- Existe la percepción de que si optimiza un proceso comercial, mejorará el rendimiento en torno al proceso. En muchos casos, esto puede ser cierto. Sin embargo, cada proceso comercial operativo tiene un número casi ilimitado de variaciones y restricciones que dependen del campo individual y, por lo tanto, de las prioridades de gestión.

Una de las preguntas clave que deben abordarse en el futuro de la optimización upstream es el punto de enfoque principal. Más específicamente, nos enfocamos en el proceso comercial upstream o en el campo petrolero. El pensamiento actual ha sido centrarse en el proceso.

Existe una tendencia natural por parte de la organización de suponer que la reducción de los costos operativos y la exposición del capital mejorarán la organización. Es común que al reducir los gastos operativos te veas obligado a aumentar el capital y viceversa. Sin embargo, cada cambio en el campo petrolero puede tener un efecto aguas arriba y aguas abajo del cambio.

- Existe la percepción de que si optimiza un proceso comercial, mejorará el rendimiento. En muchos casos, esto puede ser cierto. Sin embargo, cada proceso comercial operativo tiene un número casi ilimitado de variaciones y restricciones según el campo individual.
- Como cada campo petrolero es independiente y único, la optimización debe hacerse de forma individual y los resumimos en unidades lógicas.

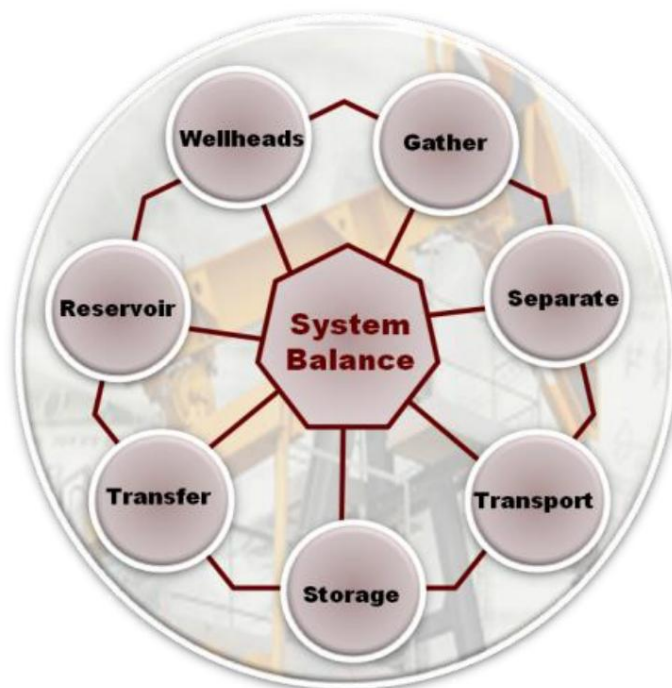


Diagrama #3: Balance de Yacimientos Petrolíferos

Comprender los procesos comerciales individuales de los yacimientos petrolíferos a medida que se integran con el ciclo de vida de los yacimientos petrolíferos

- A medida que un campo petrolero avanza a través de las diferentes fases de su ciclo de vida, particularmente a medida que los yacimientos y los pozos se adentran más en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, la relación agua/petróleo aumentará a veces de manera espectacular. Este hecho por sí solo puede tener un impacto material en los costos operativos y de capital. Mayor precisión de la medición de la producción, el proceso central del producto se verá afectado materialmente.
- A medida que un campo avanza hacia el final de su vida útil, los ingresos generados por la extracción de volúmenes de reserva pueden convertirse rápidamente en indirectamente proporcionales al gasto para recuperar los volúmenes de reserva.

La medición es un sistema de alerta temprana para problemas en el campo petrolero

- La medición y asignación adecuada de la producción es una de las mejores formas de monitorear el yacimiento o campo petrolero. Si el factor de asignación de hidrocarburos (HAF) de KPI se mantiene en 1.000 o muy cerca a lo largo del flujo de hidrocarburos desde la cabeza del pozo hasta el punto de transferencia, el HAF se convierte en un sistema de alerta temprana para problemas operativos. Un ligero cambio o variación en cada punto de medición medido con el HAF es una advertencia para evaluar el cambio. Este concepto es muy similar al análisis de caída de presión (nodal) que se realiza comúnmente.

aprovechar todo

- La respuesta, sencillamente, no es siempre comprar la última tecnología y equipo. Aproveche todo lo que está disponible a su alrededor antes de utilizar la última tecnología y equipo. Dicho de otra manera, la última mejora en tecnología informática suele ser importante. Sin embargo, ¿por qué comprar este nuevo poder si la regla de cálculo funciona bien? Los petroleros muy inteligentes utilizaron la regla de cálculo durante décadas.

Recuerde las decisiones sustantivas

- El taponamiento y abandono de un campo o reservorio debe hacerse con mucho cuidado. Los costos sociales y comerciales asociados pueden ser dramáticos. En los Estados Unidos, por cada millón de dólares perdidos en ingresos de producción al cerrar un campo, puede costar 2 millones en ingresos por servicios asociados para mantener esa producción en la comunidad.

Los costes de eliminación planificados y amortizados hace 20-40 años probablemente ya no sean relevantes

- Los costos de eliminación de un campo pueden ser dramáticos. Esto es particularmente cierto en el extranjero. Rara vez se planifica con precisión para cuando se abrió originalmente el campo.

Los delincuentes son inteligentes y estúpidos; gestión de robo de hidrocarburos

- El costo de una seguridad adecuada para proteger el flujo de hidrocarburos desde la boca del pozo hasta el punto de transferencia siempre debe estar relacionado con el riesgo. La seguridad de un casino va a ser muy diferente a la seguridad de sus joyas en casa.
- Es un hecho bien documentado que los delincuentes profesionales encontrarán en poco tiempo formas de ser más astutos que la tecnología colocada para detenerlos.
- Una parte significativa del robo se respalda discretamente desde el interior de cualquier organización
- El robo de hidrocarburos a menudo se descubre por pura suerte o por un derrame ambiental

verdades operativas

- Es muy común en brownfields que el 80% de los volúmenes de producción se extraiga del 20% de los pozos. es común que a veces el 50% o más de los pozos dentro de un campo petrolífero produzcan menos de 10 toneladas de petróleo crudo por mes.

- Los yacimientos petrolíferos no se crean por igual y no se encuentran en el mismo lugar en su ciclo de vida. Por lo tanto, los diferentes campos petroleros requieren diferentes niveles de apoyo para tener éxito durante el mayor tiempo posible.

Medición y Asignación de la Producción

- No se discutirá en este breve documento técnico (a menos que se solicite), sin embargo, se entiende bien que la medición adecuada en todo el campo petrolífero proporciona datos críticos para la gestión operativa de los campos. Esta importancia va más allá del reconocimiento de ingresos y afecta a casi todos los procesos operativos de producción.

2. VISIÓN GENERAL

La optimización de la precisión y la incertidumbre de la medición de los volúmenes de hidrocarburos desde la boca del pozo hasta el punto de venta y luego la asignación adecuada de los volúmenes desde el punto de venta aguas arriba hasta el pozo o depósito individual es una tarea muy compleja para cualquier organización aguas arriba. La medición es muy difícil de entender, predecir y modelar durante la vida útil de un campo petrolífero. Las imprecisiones pueden tener un gran efecto tanto aguas arriba como aguas abajo de cada medidor.

Como resultado, administrar y monitorear la medición de todos estos pozos en toda la empresa de manera exacta y repetible durante la vida útil de los campos es una tarea de gestión inmensa.

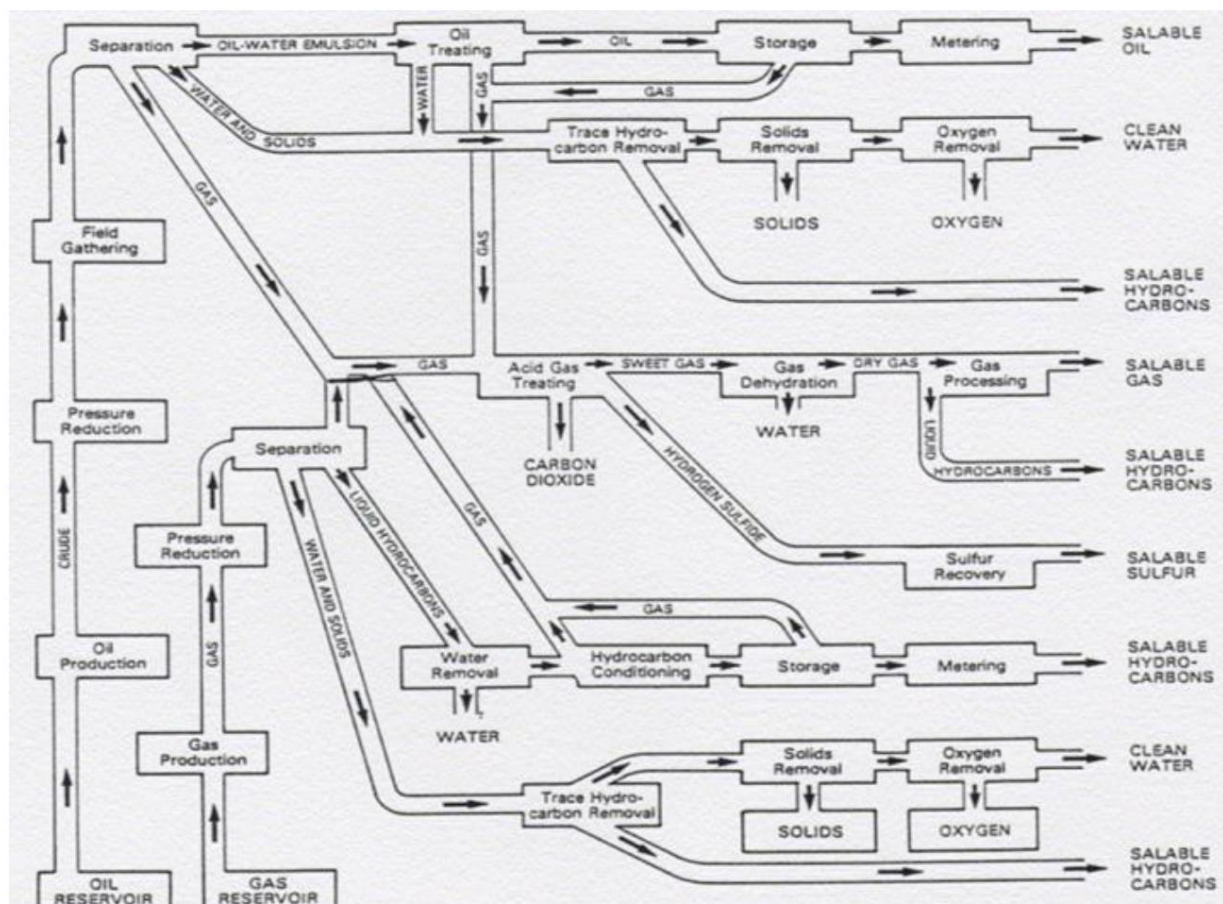


Diagrama #4: Un ejemplo simple del flujo de un campo petrolero

Diagrama 4: Un ejemplo simple del flujo de un campo petrolero proporciona un gran ejemplo de la complejidad de medir la producción de hidrocarburos. Considere la cantidad de puntos de medición potenciales entre el yacimiento de producción de petróleo y gas y los puntos de venta o transferencia. Ahora multiplique este número por cientos de depósitos y yacimientos petrolíferos dentro de una red de producción. Finalmente multiplique ese número por el número de producir, inyectar o desechar los componentes de un flujo multifásico.

Optimizar por completo cada punto de medición en la red de producción de la empresa sería costoso y laborioso. En la mayoría de los casos, los costos superarían con creces los beneficios de la implementación. Por lo tanto, la optimización potencial debe equilibrarse adecuadamente con otras prioridades estratégicas y operativas.

3. UNA ESTRATEGIA LIGERAMENTE DIFERENTE PARA LA GESTIÓN DE PARQUES PARADOS

Creemos que la mejor manera de administrar la gran cantidad de brownfields es desarrollar una estrategia innovadora que reconozca y administre los diferentes niveles de campos y reservorios en función de cosas como la producción, las reservas que quedan en el lugar, el efecto sobre los pozos de mayor producción dentro del reservorio. etc. Esta estrategia consiste en identificar y segregar los pozos o yacimientos de bajo rendimiento en términos de sostenibilidad, producción y rentabilidad de los pozos y yacimientos estratégicos y estándar. *(Consulte el Anexo 1: Un campo Upstream típico)*

El Anexo 1 es un ejemplo típico pero real de un brownfield y sus pozos asociados. El punto de partida para el modelo es el volumen promedio por mes. Utilizando la producción promedio de un mes como punto de separación natural e inicial, nuestra herramienta considera otra información que se proporcionaría durante una evaluación para modelar los beneficios actuales y futuros del pozo y el yacimiento. Idealmente, la ubicación de la categoría identificará dónde se debe colocar la gestión y el enfoque.

Aunque no es el 100% del caso, se entiende claramente que debe haber una gestión y un enfoque diferente de los pozos marginales y payout que los pozos estratégicos y posiblemente estándar. Esto es en beneficio de todas las categorías de pozos.

Creemos que esta estrategia puede brindar las mejores oportunidades para la sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo de todo el campo petrolero. Esta estrategia brindará una oportunidad para la reducción potencial del riesgo de derrame ambiental.

Anexo 1: un campo típico

Categoría	Punto de ruptura de producción	Nº de pozos	% de pozos
Estratégico	> 1.000 t/m	12	12%
Administrado	> 200 t/m	20	20%
Marginal	> 40 t/m	12	12%
Total		101	100%

En Estados Unidos existe toda una industria dedicada a la gestión de pozos de baja producción. Los pozos de baja producción se denominan pozos stripper y se definen como aquellos pozos que forman parte de yacimientos que se acercan al final de su vida útil y producen menos de 40 t/mes de crudo.

Uno de cada 6 barriles de crudo producido en los Estados Unidos ahora se produce a partir de pozos de extracción. Nuestro modelo patentado de optimización de pozos petrolíferos (OWOM) identifica las diferentes segregaciones

Los pozos de menor producción se administrarían de manera diferente con diferentes KPI y medidas de gestión del desempeño. En cualquier momento dado podría dar lugar a los siguientes resultados

1. Separación de los activos de baja producción del sistema de producción principal y acumulación de producción en una batería de tanques y posiblemente en un separador. La producción acumulada luego puede transportarse en camión a una terminal para su procesamiento o venta.
2. Los hidrocarburos son acumulados y vendidos directamente desde la batería de tanques de campo y trasladados por camión.
3. Acumulación y transferencia a través de un sistema de producción de flujo de bajo costo separado
4. Los pozos o reservorios se venden a un tercero. Ahora es muy común que estos activos al final de su vida útil puedan ser administrados de manera más eficiente por pequeñas empresas de producción locales que se enfocan en este negocio.
5. La realidad es que muchos pozos productores sin producción y no asociados a otros los pozos de mayor producción en un yacimiento deben taponarse y abandonarse.

Los pozos de mayor producción tendrían sus propios estándares de medición de desempeño separados; sin embargo, debido al mayor nivel de desempeño para la organización, la organización podría observar más de cerca las mejoras más costosas.

En particular, esta estrategia permitiría a la organización enfocarse en mejorar la precisión de la producción y la asignación de los yacimientos y pozos que son productores altos y estratégicos. Creemos en cambio del número entendido de unos 26.000 pozos. La cantidad de pozos y reservorios de alta producción que podrían verse afectados por la optimización sería mucho menos de 10,000.

Este cambio en la estrategia comercial tiene muchos beneficios operativos, pero puede mejorar significativamente la gestión de los procesos comerciales de medición y asignación de producción.

4. UN EJEMPLO SENCILLO

Un ejemplo relativamente y relativamente económico de una forma de mejorar la precisión y la incertidumbre en los pozos de mayor caudal que se monitorean diariamente es utilizar la conocida teoría de la información de Claude Shannon. Usando los flujos de datos de un pozo de petróleo (presión, temperatura, flujo, estrangulamiento y viaje, etc.) es posible escanear los datos en busca de complejidades (complejidad de la información) individualmente o en combinación. Esta información se escanea y se desarrolla y comprende un lenguaje estándar durante las operaciones normales de producción. Sin embargo, si se realiza una operación o evento específico (los ejemplos pueden incluir la inyección de metanol o la producción de una gota de gas o agua), se comienza a hablar otro idioma. Esta sería la identificación de una anomalía que puede necesitar ser investigada. Durante un corto período de tiempo, estos diferentes lenguajes podrían usarse como precursores de eventos que podrían afectar el pozo o el yacimiento. Durante un período de tiempo más largo, esta información y datos podrían acumularse para usarse como un monitor holístico de todo el campo y la infraestructura asociada.

5. PREGUNTA Y RESPUESTAS

Proporcione ideas o experiencia para optimizar la precisión de los volúmenes de hidrocarburos desde el campo hasta el punto de venta.

La respuesta debe incluir la investigación y optimización de costos para la compra de diferentes tipos de medición en diferentes lugares dentro de la infraestructura física del flujo de hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de venta.

No podemos identificar específicamente las alternativas de optimización que deben usarse sin una evaluación adecuada. No recomendamos la compra e instalación de ningún tipo de equipo o sistema hasta que se pueda completar una evaluación adecuada para comprender las alternativas de optimización y cómo se relacionan entre sí. Sin embargo podemos ofrecer algunas ideas que han sido beneficiosas en otras organizaciones.

Anexo II: Ideas para mejorar la precisión de la medición

Idea/Implicación	Comentarios
• Estandarización de Cálculos de Medición.	• Uno de los problemas con la medición precisa es la cantidad de formas diferentes de calcular un flujo dado. Los cálculos de flujo y las metodologías deben estandarizarse en toda la empresa. • El flujo multifásico de los pozos convencionalmente no se mide en tiempo real. En general, los pozos tienen una producción multifásica incierta, y el nivel de producción se mide convencionalmente usando separadores de prueba y medidores multifásicos, nominalmente una vez al mes. Por lo tanto, los flujos multifásicos desde los pozos hasta los separadores a granel iniciales generalmente no se rastrean en tiempo real. • Lecturas ruidosas del medidor de flujo de líquido. Es común que algunos medidores tengan interrupciones y picos constantes debido a las burbujas de gas o la variación de densidad en los flujos de líquidos. En algunos casos, el ruido de medición para las lecturas del medidor de flujo se puede eliminar fácilmente aplicando filtros lineales simples para eliminar los componentes de alta frecuencia. Sin embargo, en otros casos, las señales de medición se inundan con grandes fluctuaciones que se caracterizan mejor como picos o caídas. Las fluctuaciones pueden tener múltiples fuentes: sensibilidad extrema a los cambios de densidad, controladores de nivel mal ajustados, burbujas de gas atrapadas en el líquido, cambios de composición, ruido de medición, etc.
• Análisis Nodal a Través del Sistema de Producción.	• Utilice el análisis nodal para crear un hidrocarburo factor de asignación para puntos de medición significativos que permiten la identificación de cambios en el flujo rápidamente.
• Metodología estricta de análisis de corte de agua.	• El corte de agua debe determinarse utilizando un y metodología estricta. Las diferencias de corte de agua entre el análisis de laboratorio y el campo deben investigarse y conciliarse

Idea/Implicación	Comentarios
• Mantenimiento.	Los medidores de flujo de producción no son necesariamente precisos. Esto puede deberse a varias razones, por ejemplo, desgaste del medidor, incertidumbre en la densidad o viscosidad u otras propiedades de los fluidos o una desviación sistemática en la electrónica de los medidores de flujo.
• Los factores K no se cambian fácilmente.	Los factores K que afectan a los medidores solo deben cambiarse según lo recomendado por el fabricante
• Tamaño correcto con el tiempo.	Las tuberías y los equipos de medición deben monitorearse para detectar cambios en las tasas de producción.
• Almacenamiento en Ductos y Tanques.	- Las emulsiones dentro de las líneas de flujo deben comprenderse y convertirse en parte de la medición y las asignaciones. Efectos dinámicos no relacionados con pozos debido a tanques de retención y bombas de encendido y apagado. Los efectos dinámicos debidos a los tanques de almacenamiento se abordan simplemente incluyendo el nivel de los tanques en el cálculo de los balances de flujo. Por otro lado, el efecto sobre las bombas de encendido y apagado puede ser perturbador en el sentido de que los cambios en tiempo real en la producción del pozo quedarán significativamente enmascarados por los vaciados de los tanques de retención. Finalmente: las bombas de encendido y apagado en realidad mejoran ciertas capacidades, ya que introducen variaciones regulares muy útiles a lo largo del tiempo.
• Incluir medidores Transneft	Normalmente dentro de los contratos de transporte hay una asignación por pérdidas que los contratos de transporte aprovechan.
• El proceso de medición de la producción debe ser un proceso organizativo	Muchas organizaciones upstream debido a problemas de integración dividen el proceso de medición (boca de pozo a línea troncal y línea troncal a venta). ¡El proceso debe ser un proceso integrado continuo para reducir la incertidumbre!

Proporcione formas indirectas de monitorear y controlar las pérdidas por derrames y robos.

Esta pregunta de dos partes ha ido ganando cada vez más interés dentro de la industria upstream.

Los derrames de hidrocarburos y sus efectos ambientales han sido una preocupación creciente para la industria durante mucho tiempo. Se incluye en esta discusión el tema del manejo del gas asociado o la liberación de hidrocarburos al aire por accidente o quema. La publicidad negativa no deseada en torno a cualquier derrame encontrado en el medio ambiente puede convertirse rápidamente en un problema político regional, nacional e internacional. Sin disminuir las preocupaciones en torno a este problema, se debe señalar que la filtración natural de las grietas naturales crea más derrames reales en el medio ambiente.

El segundo componente de esta pregunta está relacionado con el tema del robo de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta el valor de los hidrocarburos en el mundo de hoy, no debería sorprender que exista un gran negocio de mercado negro en el robo de hidrocarburos. En Nigeria, recientemente se informó que el robo ahora representa casi 60 000 barriles de petróleo crudo por día.

El robo de hidrocarburos suele ser realizado por dos grupos.

1. Ciudadanos locales emprendedores que simplemente están tratando de reducir el costo de vida, mantener el calor en sus hogares y encontrar formas de "aprovechar" las líneas de flujo cerca de su hogar.
2. Delincuentes profesionales o semiprofesionales que obtengan los hidrocarburos de manera ilegal y los vendan en el mercado negro.

Es nuestra experiencia a nivel mundial que no eliminará el robo de hidrocarburos. Sin embargo, es posible gestionar el robo, reducir significativamente los volúmenes robados y reducir el riesgo de derrame ambiental. Eliminar el robo potencial en todos los puntos a lo largo de la infraestructura física de flujo de hidrocarburos de una empresa upstream tendría un costo extremadamente prohibitivo sin una garantía de éxito a largo plazo. Además, pondría en peligro a los trabajadores de los campos petroleros en ciertas situaciones en las que los delincuentes pueden sentirse ofendidos por la eliminación de este generador de ingresos.

Creemos, de acuerdo con la estrategia general establecida anteriormente en este documento, que la mejor forma de gestionar los robos y reconocer posibles derrames es gestionar los activos estratégicos. Esto significa que se debe otorgar una prioridad mucho mayor a la protección de pozos estratégicos o estándar que representan la mayoría de los ingresos ahora y en el futuro. Mientras que al mismo tiempo reduciríamos el riesgo de los efectos del derrame en los pozos de menor producción.

Con todos los diferentes pozos (estratégicos, marginales estándar y playout) vinculados a un sistema de producción, todos los pozos deben monitorearse de la misma manera para garantizar el éxito.

Existen formas silenciosas o indirectas y económicas de monitorear los pozos en busca de derrames y robos, sin embargo, por lo general, no serán lo suficientemente "en tiempo real" para marcar la diferencia. Estos métodos incluyen balanceo de medición de producción y análisis de caída de presión.

La tecnología ha avanzado a tal punto que aquí se presentan oportunidades mucho más precisas y en tiempo real que posibilitan una respuesta rápida ante derrames y robos. Estos incluyen tecnología de fibra óptica y tecnología de ondas de rarefacción. Sin embargo, estas tecnologías son costosas y se justifican solo en situaciones de alto volumen.

Si los pozos marginales o de play out se han separado de manera eficiente en una batería de tanques que incluye una protección ambiental adecuada y una gestión física adecuada, incluida la medición de los niveles de los tanques, existe la oportunidad de concentrarse en mejorar los pozos de alto flujo estratégicos y estándar con una mejor tecnología.

Anexo III: Comentarios de seguridad

Ideas	Comentarios
Balanza analítica Oilfield Measurement visualización	- Esta es una alarma rápida comprobada para muchas situaciones operativas, incluidos derrames y robos - En el mejor de los casos, se trata de un sistema de alerta y, de manera realista, en tiempo real no suficiente para detener el derrame o el robo. Puede advertir y reducir el efecto del problema. - Económico
Análisis de caída de presión	- Esta es una alarma rápida comprobada para muchas situaciones operativas, incluidos derrames y robos - En el mejor de los casos, se trata de un sistema de alerta y, de manera realista, en tiempo real no suficiente para detener el derrame o el robo. Puede advertir y reducir el efecto del problema. - Económico
Uso de tecnología de fibra óptica para detectar movimientos sutiles, cambios de calor, cambios de presión alrededor de las líneas de flujo	- Posiblemente la mejor nueva tecnología ya que puede identificar movimiento, calor, presión y liquidez. - Por lo general, se requiere que se coloque en toda la tubería y las necesidades para ser mantenido - Podría ser bi-aprobado - Caro
Otras tecnologías	Existen otras tecnologías nuevas que han demostrado ser exitosas en campos específicos, pero que aún no se han generalizado. Estas tecnologías tienden a centrarse en la producción en alta mar.

Proporcione ideas o experiencia sobre formas de mejorar la precisión del factor de asignación de hidrocarburos y que sean más significativas para la administración.

La respuesta a esta pregunta iba a ser originalmente parte del proyecto piloto a realizarse en la empresa de petróleo y gas Samara. La investigación de las razones de la posible inexactitud del Factor de Asignación de Hidrocarburos se completaría como parte de la Metodología OLMF.

Los requisitos técnicos originales incluían los siguientes pasajes. "Dentro de la mayoría de las empresas upstream, el principal indicador clave de rendimiento (KPI) para el proceso de medición es el Factor de asignación de hidrocarburos (HAF). El HAF es una relación de asignación de entradas totales de flujo de hidrocarburos y salidas de flujo total en cualquier punto de medición dado en la red. La proporción ideal es 1.000. Las proporciones de HAF pueden variar en extremo desde .6000 hasta más de 2.18. El promedio parece estar en los altos .80, que está cerca del promedio global de .85 pero muy por debajo del promedio de las organizaciones upstream de clase mundial de .97 y 1.03.

Existe preocupación con respecto a la reconciliación de las grandes variaciones no explicadas de ganancias/pérdidas del sistema entre los volúmenes medidos en boca de pozo por las operaciones y los volúmenes medidos en diferentes puntos de transporte de hidrocarburos y los puntos finales de transferencia de custodia a través de las diversas redes de producción. Además, dada la gran cantidad de puntos de medición a lo largo de la red, existe la preocupación de que las oportunidades de mejora del rendimiento puedan estar justificadas en términos de costo-beneficio para puntos individuales, pero mucho menos si se toman en toda la empresa.

Por nuestra experiencia, entendemos que los Procesos de Negocio de Medición y Asignación de la Producción están integrados pero son independientes. Por lo general, es un proceso de alto nivel de cinco pasos que rápidamente se vuelve extremadamente complejo.

1. Los puntos de medición del flujo de hidrocarburos a medida que se separan, almacenan, transportan y utilizan o reinyectan a los yacimientos desde boca de pozo hasta el punto de transferencia es un flujo físico que generalmente incluye casi todo el sistema físico incluyendo infraestructura o equipo, Tuberías, medidores e intervención humana.
2. Se toman muestras de hidrocarburos en varios puntos a lo largo de la transferencia del flujo de hidrocarburos y se evalúan ya sea en el campo, en el laboratorio o en ambos.
3. La transferencia de los datos del campo al área de producción, subsidiaria de la casa matriz de la empresa que se utiliza para calcular los volúmenes que se utilizarán para el reconocimiento de ingresos internos y los requisitos reglamentarios.
4. El tercer proceso es la asignación real de los volúmenes calculados aguas arriba desde el punto de transferencia hasta la boca del pozo. La asignación debe incluir más que solo líquidos crudos. Debería haber una contabilidad de todos los transferidos. Productos y biproductos reinyectados o desechados del flujo de hidrocarburo original (generalmente multifásico), incluidos, entre otros, gas y agua asociados.
5. Reconciliación de cualquier problema de factor de asignación de hidrocarburos (HAF) que se encuentre incluyendo signos de derrame y robo.

No es nuestro deseo ofender a ningún individuo o grupo. Sin embargo, dada la amplia gama de valores para el KPI del Factor de Asignación de Hidrocarburos, es muy probable que la inexactitud se deba a una serie de subprocesos y tareas de medición aplicados de manera inconsistente dentro de los yacimientos y áreas petrolíferas, así como a la transferencia de datos al departamento que maneja las asignaciones de producción y, finalmente, al departamento de producción que calcula la asignación de regreso al cabezal del pozo. La gran mayoría de estos problemas son involuntarios y "hereditarios". Esto significa que el proceso siempre se ha hecho de esa manera.

Nunca se debe olvidar que el activo de hidrocarburo del yacimiento tiene un ciclo de vida que generalmente se puede medir en décadas y ocurren muchos cambios en el campo y la infraestructura que afectarían

medición y la posterior asignación. La consistencia de los estándares de proceso, los cambios en el campo y la organización de medición representarán la mayoría de los problemas de valor de KPI.

Finalmente, los derrames y robos son siempre una preocupación de los productores. Cabe señalar que el robo y el derrame han constituido un pequeño porcentaje de los problemas de HAF a lo largo de los años. Si hay problemas con derrames o robos, no se necesitan muchas matemáticas para comprender que los derrames y robos ambientales, incluso en pequeñas cantidades, pueden generar rápidamente grandes pérdidas en términos de ingresos, impuestos, limpieza y responsabilidad social.

A continuación, encontrará un cronograma y una descripción general de posibles ideas específicamente relacionadas con el factor de asignación de hidrocarburos, la asignación física y las posibles formas de mediar en los riesgos y problemas. El cronograma se divide en los cinco procesos de alto nivel descritos anteriormente. Cabe señalar que algunos de los problemas descritos anteriormente en este documento técnico son aplicables a la respuesta a esta pregunta.

Anejo IV: Asignación Comentarios

Proceso	Ocurrencia	Respuesta
General	• Uso de estándares de medición de la Federación Rusa y estándares reconocidos internacionalmente	
	• Estándares de cálculo aplicados consistentemente para volúmenes multifásicos en toda la empresa	
	• La organización del proceso de Medición debe ser responsable de la medición de todo el flujo de hidrocarburos desde boca de pozo hasta el punto de transferencia.	
	• La medición y asignación debe incluir el transporte de volúmenes por la línea troncal de Transneft.	
	• Posiblemente, el mayor problema es la inclusión, el cambio o la eliminación de puntos de medición, pozos, tuberías, medidores u otra infraestructura que debería incluirse en la asignación	
Medición	• Es posible que el sistema de asignación no permita la inclusión de un cálculo de valor de incertidumbre en los medidores clave. Esto es particularmente importante • Falta	Esto es particularmente importante para los pozos brownfield que inherentemente tienen una gran relación agua/petróleo.
	de estrategia para administrar volúmenes medidos en un período de tiempo diario o más frecuente con puntos de medición que se miden con mucha menos frecuencia	
	• La inclusión en la asignación y los cálculos de pozos de producción que no tienen producción o que tienen una producción muy limitada se combina para aumentar la incertidumbre sobre los pozos de alta producción en el mismo sistema de producción. • Los niveles de tubería con	
	emulsiones asociadas no se consideran en la asignación ni siquiera como una constante. Además, muchas veces, a medida que se modifican los diámetros de las líneas de flujo y los estranguladores (con los volúmenes asociados) en el campo a medida que disminuye la producción, no se notifica a la oficina de producción. • Los niveles de los	
	tanques de almacenamiento no se miden correctamente	

Proceso	Idea	Respuesta
	Las mediciones manuales se duplican en el campo, cuando el clima o la mano de obra impiden la medición real de un medidor de flujo.	
Muestreo	Los estándares y la metodología de muestreo/medición no se aplican de manera consistente en todos los laboratorios de la empresa y el esfuerzo manual en el campo	
	Aunque no estamos realizando una auditoría, se debe tener en cuenta que es muy común que el personal de campo altere manualmente el factor "K" recomendado en la medición. <u>equipo</u>	
Transferir	Esto se realiza comúnmente utilizando archivos planos de hojas de cálculo de Excel. El potencial de error es bastante alto durante un período de tiempo. Una vez que se comete un error, es muy probable que se convierta en una parte "hereditaria" del proceso. • El sistema de asignación de	
Asignación	producción no permite cambios de reservorio e infraestructura durante el mes. Como la puesta en servicio de un pozo	
	Una vez que se produce un error y no se detecta , casi siempre se vuelve "hereditario" y el error se comete <u>cada vez que se hace la asignación</u>	
	Muchos sistemas de asignación no permiten la corrección retroactiva de volúmenes. Como resultado, los volúmenes pueden sobreestimarse o subestimarse durante un período de tiempo.	