



## **LIVRO BRANCO**

---

# **MEDIÇÃO DE PRODUÇÃO OTIMIZADA**

---

**2019**

## ÍNDICE

1.DESAFIOS DA ORGANIZAÇÃO A MONTANTE .....	3
2.VISÃO GERAL .....	7
3.UMA ESTRATÉGIA UM POUCO DIFERENTE DE GERENCIAMENTO DE BROWNFIELDS .....	8
4.UM EXEMPLO SIMPLES .....	9
5.PERGUNTAS E RESPOSTAS .....	10

## 1. DESAFIOS DA ORGANIZAÇÃO MONTANTE

As organizações upstream estão sob cada vez mais pressão para melhorar as medições de desempenho das partes interessadas internas e externas. Embora o número final de Indicadores Chave de Desempenho (KPI's) para uma organização upstream possa chegar às centenas. A maioria das estratégias upstream estão alinhadas com alguma forma dos 10 KPIs mostrados no Diagrama #1. Mais recentemente parece haver um maior foco e interesse em dois KPI's específicos: redução de custos operacionais, eficiência de gastos de capital.

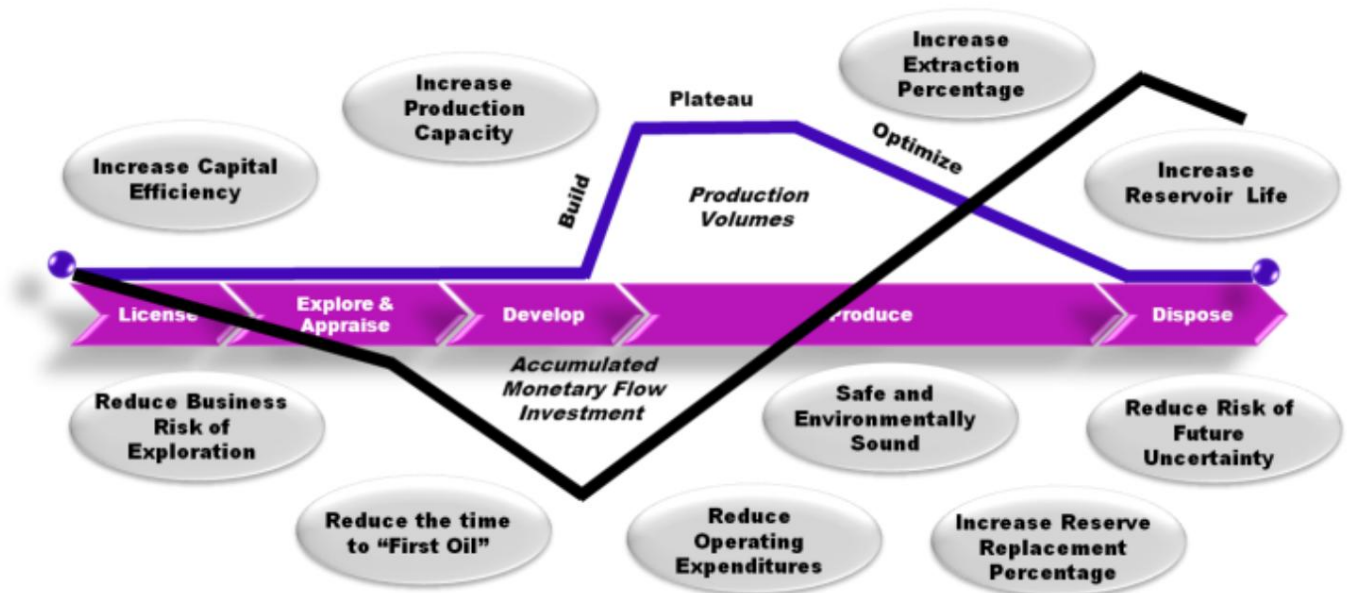


Diagrama nº 1: Medidas de desempenho upstream de alto nível

Entendemos que uma das melhores maneiras de gerenciar o desempenho de seus ativos upstream é por meio dos processos de produção e medição e alocação de volta usando o Fator de Alocação de Hidrocarbonetos KPI como medida de desempenho. A eficácia desses processos pode ter um efeito direto ou indireto na maioria das medidas apresentadas no Diagrama #1.

Gostaríamos de fornecer nossos pensamentos sobre a otimização dos processos de negócios de medição e alocação de produção usando o fator de alocação de hidrocarbonetos (KPI), respondendo a perguntas comuns usando nossa experiência e nossa inovadora e proprietária “Solução de gerenciamento de ciclo de vida de campos petrolíferos” (OLMS) ( Diagrama #2) como plano de fundo.

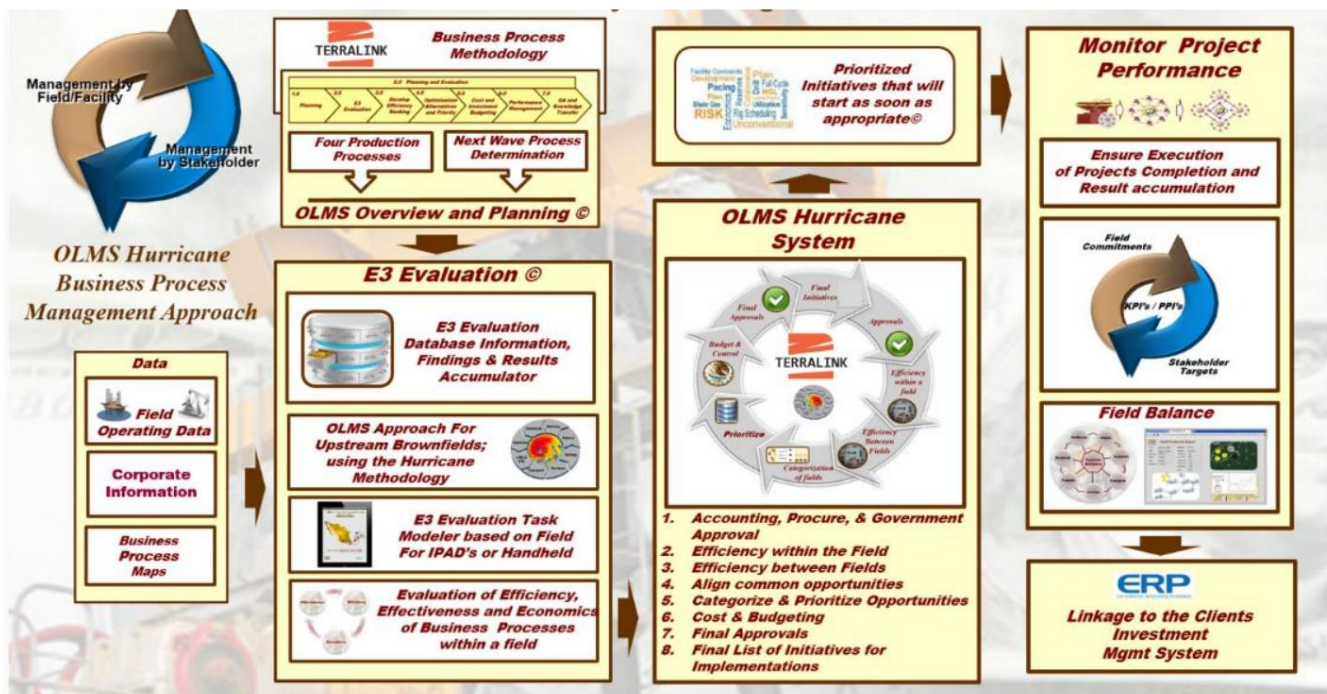


Diagrama nº 2: Solução de gerenciamento do ciclo de vida do campo petrolífero

Neste ponto, é importante estabelecer suposições e fatos básicos para garantir que todos estejam na mesma página.

- Um Campo Petrolífero é definido como a área de superfície sobrejacente a uma formação geológica contendo um reservatório ou reservatórios de hidrocarbonetos. O termo geralmente inclui não apenas a área de superfície, mas também o reservatório, os poços e os equipamentos de produção. Acredita-se que o número de campos de petróleo e gás no mundo seja de cerca de 40.000.
- Um reservatório é uma formação subterrânea porosa e permeável que contém uma acumulação natural individual e separada de hidrocarbonetos produzíveis que é confinada por rochas impermeáveis ou barreiras de água e é caracterizada por um sistema de pressão natural.
- Cada campo petrolífero e reservatórios associados são sistemas físicos independentes e únicos sujeitos à Homeostase. Como resultado, o esforço deve ser feito para manter o campo petrolífero em equilíbrio e o gerenciamento do processo de medição da produção é um componente-chave desse equilíbrio (Diagrama nº 3 Balanço do Campo Petrolífero)
- Devido à homeostase do sistema físico, quaisquer alterações feitas no sistema físico ou reservatório podem ter um efeito a montante ou a jusante da alteração. Esta questão deve ser sempre considerada se a mudança é uma mudança planejada ou não planejada. • A gestão de Greenfields ou novos empreendimentos é muito diferente da gestão operacional de Brownfields ou campos que estão em algum nível de declínio. Fica claro que novos ativos de campo de exploração, desenvolvimento e produção jovem (greenfields) têm volumes de produção ou potencial de reservatório para justificar o custo de aquisição e manutenção dessas novas tecnologias. É uma questão muito mais nebulosa em torno da gestão e alocação do capital financeiro e humano limitado para a manutenção e otimização de campos mais antigos (brownfields). Globalmente, 70% da produção mundial vem de campos marrons operando há várias décadas, com uma produção média diária atual de petróleo bruto de menos de meia tonelada.

### Otimizando os processos de negócios upstream

- Não é prático considerar a otimização de todos os processos operacionais e de negócios relacionados no setor upstream. Existem vários milhares de processos, dos quais muitos são afetados pelas diferentes combinações de atributos que tornam cada campo petrolífero e reservatório único. O número de processos e as faixas de medidas de desempenho potenciais crescem dramaticamente e, como resultado, é possível que as diretrizes de medição de desempenho da administração possam ser enganosas, especialmente à medida que o campo ou o reservatório envelhecem.
- Há uma percepção de que, se você otimizar um processo de negócios, melhorará o desempenho em torno do processo. Em muitos casos isso pode ser verdade. No entanto, cada processo de negócios operacional tem um número quase ilimitado de variações e restrições, dependendo do campo individual, portanto, das prioridades de gerenciamento.

**Uma das principais questões que devem ser abordadas no futuro da otimização upstream é o principal ponto de foco. Mais especificamente, nos concentramos no processo de negócios upstream ou no campo petrolífero. O pensamento atual tem sido focar no processo.**

Há uma tendência natural da organização de assumir que a redução dos custos operacionais e a exposição do capital irão melhorar a organização. É comum que ao reduzir as despesas operacionais você seja forçado a aumentar o capital e vice-versa. No entanto, cada mudança no campo petrolífero pode ter um efeito a montante e a jusante da mudança.

- Há uma percepção de que se você otimizar um processo de negócios, você melhorará o desempenho. Em muitos casos isso pode ser verdade. No entanto, cada processo de negócios operacional tem um número quase ilimitado de variações e restrições, dependendo do campo individual
- Como cada campo petrolífero é independente e único, a otimização deve ser feita individualmente e o resumido em unidades lógicas.

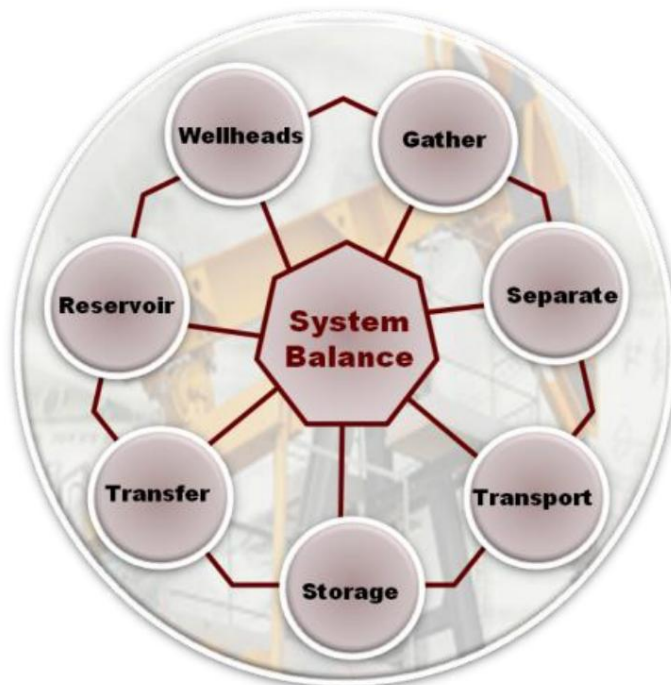


Diagrama nº 3: Balanço do campo petrolífero

### **Compreender os processos de negócios individuais do campo petrolífero à medida que se integram ao ciclo de vida do campo petrolífero**

- À medida que um campo de petróleo se move pelas diferentes fases de seu ciclo de vida, especialmente à medida que os reservatórios e poços avançam nos processos de recuperação aprimorada de petróleo, a proporção água/óleo às vezes aumenta drasticamente. Este fato por si só pode ter um impacto material nos custos operacionais e de capital. Maior precisão da medição de produção, o processo principal do produto será afetado materialmente.
- À medida que um campo se aproxima do fim de sua vida útil, a receita gerada pela extração de volumes de reserva pode rapidamente se tornar indiretamente proporcional à despesa para recuperar os volumes de reserva.

### **A medição é um sistema de alerta precoce para problemas no campo petrolífero**

- A medição e alocação adequada da produção é uma das melhores maneiras de monitorar o reservatório ou campo petrolífero. Se o fator de alocação de hidrocarbonetos do KPI (HAF) for mantido em ou muito próximo de 1.000 ao longo do fluxo de hidrocarbonetos da cabeça do poço até o ponto de transferência, o HAF se torna um sistema de alerta antecipado para problemas operacionais. Uma pequena mudança ou variação em cada ponto de medição medido usando o HAF é um aviso para avaliar a mudança. Este conceito é muito semelhante à análise de queda de pressão (nodal) que é comumente realizada.

### **Aproveite tudo**

- A resposta simplesmente nem sempre é comprar sempre a tecnologia e os equipamentos mais recentes. Faça uso de tudo ao seu redor que está disponível antes de fazer uso da mais recente tecnologia e equipamentos. Dito de outra forma, a mais recente melhoria da tecnologia de computador geralmente é importante. No entanto, por que comprar esse novo poder se a régua de cálculo funcionar bem. Petroleiros muito inteligentes usaram a régua de cálculo por décadas.

### **Lembre-se de decisões substantivas**

- O entupimento e abandono de um campo ou reservatório deve ser feito com muito cuidado. Os custos sociais e de negócios associados podem ser dramáticos. Nos Estados Unidos, para cada milhão de dólares perdidos em receita de produção pelo fechamento de um campo pode custar 2 milhões em receita de serviços associados para manter essa produção na comunidade.

### **Os custos de descarte planejados e amortizados há 20-40 anos provavelmente não são mais relevantes**

- Os custos de descarte de um campo podem ser dramáticos. Isto é particularmente verdadeiro no offshore. Raramente e com precisão é planejado para quando o campo foi originalmente aberto

### **Os criminosos são inteligentes e estúpidos; gestão de roubo de hidrocarbonetos**

- O custo da segurança adequada para proteger o fluxo de hidrocarbonetos da cabeça do poço até o ponto de transferência deve sempre estar relacionado ao risco. A segurança de um cassino será muito diferente da segurança de suas joias em casa.
- É um fato bem documentado que os criminosos profissionais em pouco tempo encontrarão maneiras de superar a tecnologia colocada para detê-los.
- Uma parte significativa do roubo é silenciosamente suportada dentro de qualquer organização
- O roubo de hidrocarbonetos é muitas vezes descoberto por pura sorte ou um derramamento ambiental

### **Verdades operacionais**

- É muito comum em brownfields que 80% dos volumes de produção sejam extraídos de 20% dos poços. É comum que às vezes 50% ou mais dos poços dentro de um campo petrolífero produzam menos de 10 toneladas de petróleo bruto por mês.



- Os campos petrolíferos não são criados igualmente e não estão no mesmo lugar em seu ciclo de vida. Portanto, campos petrolíferos diferentes requerem diferentes níveis de apoio para serem bem sucedidos o maior tempo possível.

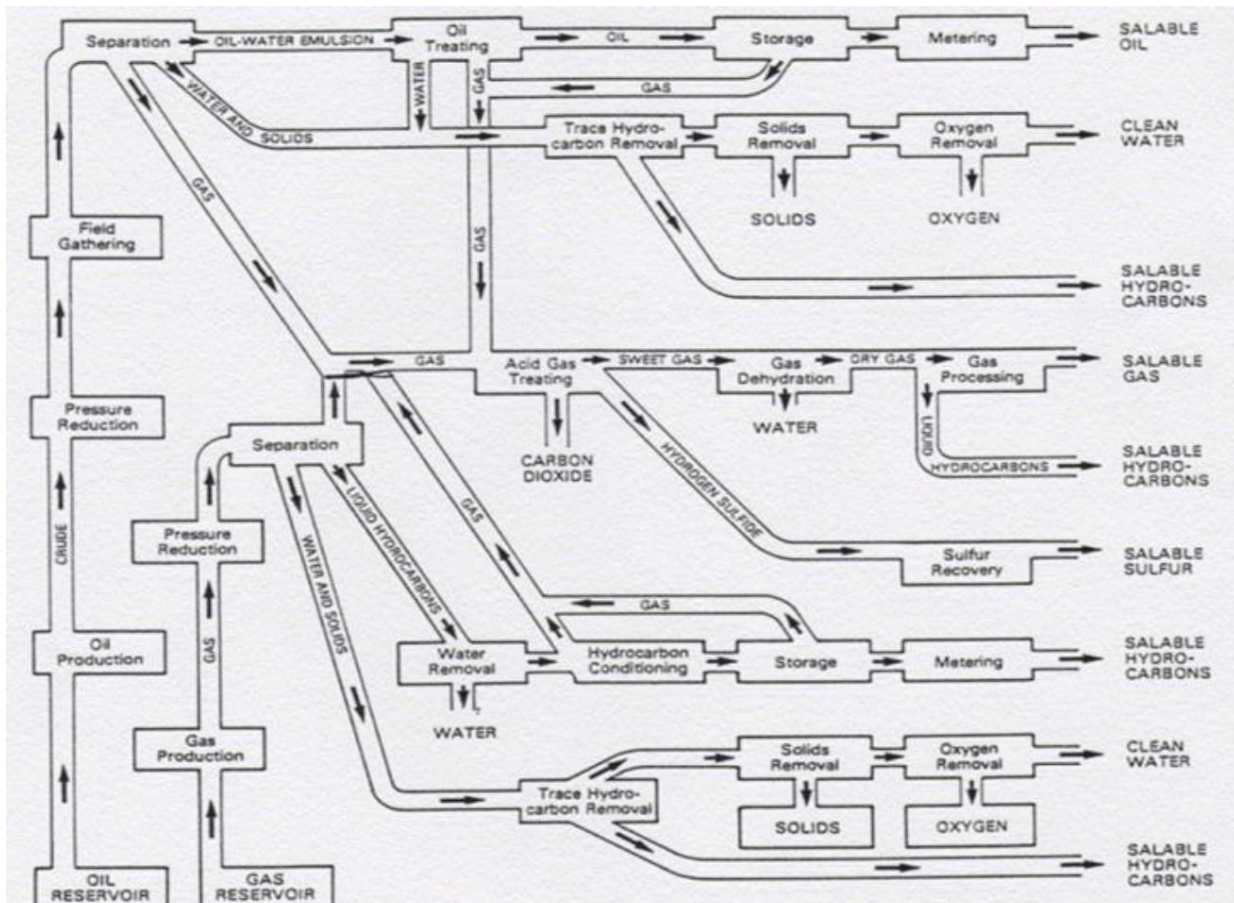
**Medição e Alocação de Produção**

- Isso não será discutido neste pequeno whitepaper (a menos que solicitado), no entanto, é bem entendido que a medição adequada em todo o campo petrolífero fornece dados críticos para o gerenciamento operacional dos campos. Essa importância vai além do reconhecimento de receita e afeta quase todos os processos de operação de produção.

**2. VISÃO GERAL**

A otimização da precisão e incerteza da medição dos volumes de hidrocarbonetos da cabeça do poço ao ponto de vendas e, em seguida, alocar adequadamente os volumes do ponto de vendas a montante para o poço ou reservatório individual é uma tarefa muito complexa para qualquer organização a montante. A medição é muito difícil de entender, prever e modelar ao longo da vida de um campo petrolífero. As imprecisões podem ter um grande efeito tanto a montante como a jusante de cada medidor.

Como resultado, é um imenso empreendimento de gerenciamento gerenciar e monitorar a medição de todos esses poços em toda a empresa com precisão de maneira repetível e precisa ao longo da vida útil dos campos.



**Diagrama #4: Um exemplo simples de fluxo de campo petrolífero**

Diagrama 4: Um exemplo simples de fluxo de campo petrolífero fornece um ótimo exemplo da complexidade de medir a produção de hidrocarbonetos. Considere o número de pontos de medição potenciais entre o reservatório de produção de petróleo e gás e os pontos de venda ou transferência. Agora multiplique esse número às vezes por centenas de reservatórios e campos de petróleo dentro de uma rede de produção. Finalmente, multiplique esse número pelo número de produção, injeção ou descarte dos componentes de um fluxo multifásico.

Otimizar totalmente todos os pontos de medição em toda a rede de produção da empresa exigiria muito custo e mão-de-obra. Na maioria dos casos, os custos superariam em muito os benefícios da implementação. Assim, a otimização potencial deve ser adequadamente balanceada com outras prioridades estratégicas e operacionais.

### 3. UMA ESTRATÉGIA UM POUCO DIFERENTE DE GERENCIAMENTO DE BROWNFIELDS

Acreditamos que a melhor maneira de gerenciar o grande número de brownfields é desenvolver uma estratégia inovadora que reconheça e gerencie os diferentes níveis de campos e reservatórios com base em fatores como produção, reservas deixadas no local, efeito em poços de maior produção dentro do reservatório etc. Essa estratégia é identificar e segregar poços e/ou reservatórios de baixo desempenho em termos de sustentabilidade, produção e rentabilidade dos poços e reservatórios estratégicos e padrão. *(Consulte o Anexo 1: Um campo a montante típico)*

O Anexo 1 é um exemplo típico, mas real, de um brownfield e seus poços associados. O ponto de partida para o modelo é o volume médio por mês. Usando a produção média de um mês como um ponto de separação natural e inicial, nossa ferramenta considera outras informações que seriam fornecidas durante uma avaliação para modelar os benefícios atuais e futuros afetados do poço e do reservatório. O posicionamento da categoria idealmente identificará onde o gerenciamento e o foco devem ser colocados.

Embora não seja 100% o caso, entende-se claramente que deve haver gerenciamento e foco diferentes dos poços marginais e de playout do que os poços estratégicos e possivelmente padrão. Isto é para o benefício de todas as categorias de poços.

Acreditamos que esta estratégia pode fornecer as melhores oportunidades para a sustentabilidade e rentabilidade a longo prazo de todo o campo petrolífero. Esta estratégia proporcionará uma oportunidade para o risco potencial de redução de derramamento ambiental.

**Anexo 1: um campo típico**

<b>Categoria</b>	<b>Ponto de interrupção de produção</b>	<b>Nº de poços</b>	<b>% de poços</b>
Estratégico	> 1.000 T/M	12	12%
Gerenciou	> 200 T/M	20	20%
Marginal	> 40 T/M	12	12%
Total		101	100%



Nos Estados Unidos existe toda uma indústria dedicada à gestão de poços de baixa produção. Poços de baixa produção são chamados de poços stripper e são definidos como aqueles poços que fazem parte dos reservatórios que estão chegando ao fim de sua vida útil e produzem menos de 40 toneladas/mês de petróleo bruto.

Um em cada 6 barris de petróleo produzido nos Estados Unidos é agora produzido a partir de poços de stripper. Nosso proprietário Oilfield Well Optimization Model (OWOM) identifica as diferentes segregações

Os poços de menor produção seriam gerenciados de forma diferente com diferentes KPIs e medidas de gerenciamento de desempenho. A qualquer momento pode resultar nos seguintes resultados

1. Separação dos ativos de baixa produção do sistema de produção principal e acumulação de produção em uma bateria de tanques e possivelmente um separador. A produção acumulada pode então ser transportada via caminhão para um terminal para processamento ou venda.
2. Os hidrocarbonetos são acumulados e vendidos diretamente da bateria do tanque de campo e transferidos por caminhão.
3. Acumulação e transferência através de um sistema de produção de fluxo separado de baixo custo
4. Os poços ou reservatórios são vendidos a terceiros. Agora é muito comum que esses ativos em fim de vida possam ser gerenciados de forma mais eficiente por pequenas empresas de produção locais que se concentram neste negócio
5. A realidade é que muitos poços produtores sem produção e não associados a outros poços de maior produção em um reservatório devem ser obstruídos e abandonados.

Os poços de maior produção teriam seus próprios padrões de medição de desempenho separados, no entanto, devido ao nível mais alto de desempenho, a organização seria capaz de examinar mais de perto as melhorias mais caras.

Em particular, esta estratégia permitiria que a organização se concentrasse em melhorar a precisão da produção e alocação dos reservatórios e poços que são produtores e estratégicos. Acreditamos em vez do número compreendido de cerca de 26.000 poços. O número de poços e reservatórios de alta produção que podem ser afetados pela otimização seria muito inferior a 10.000.

Essa mudança na estratégia de negócios tem muitos benefícios operacionais, mas pode melhorar significativamente o gerenciamento dos processos de negócios de medição e alocação de produção.

## **4. UM EXEMPLO SIMPLES**

Um exemplo relativamente e relativamente barato de uma maneira de melhorar a precisão e a incerteza em poços de alta vazão que são monitorados diariamente é usar a teoria da informação de Claude Shannon. Usando os fluxos de dados de um poço de petróleo (pressão, temperatura, vazão, estrangulamento e deslocamento, etc.), é possível varrer os dados para complexidades (complexidade da informação) individualmente ou em combinação. Essas informações são digitalizadas e uma linguagem padrão é desenvolvida e compreendida durante as operações normais de produção. No entanto, se uma operação ou evento específico for realizado (exemplos podem incluir injeção de metanol ou produção de um gole de gás ou água), outro idioma começa a ser falado. Esta seria a identificação de uma anomalia que pode precisar ser investigada. Em um curto período de tempo, essas diferentes linguagens poderiam ser usadas como um pré-cursor de eventos que poderiam afetar o poço ou reservatório. Durante um longo período de tempo, essas informações e dados podem ser acumulados para serem usados como um monitor holístico de todo o campo e da infraestrutura associada.

## 5. PERGUNTAS E RESPOSTAS

**Forneça ideias ou experiência para otimizar a precisão dos volumes de hidrocarbonetos do campo ao ponto de venda.**

A resposta deve incluir a investigação e otimização de custos para aquisição de diferentes tipos de medição em diferentes locais dentro da infraestrutura física do fluxo de hidrocarbonetos do poço ao ponto de venda.

Não podemos identificar especificamente as alternativas de otimização que devem ser utilizadas sem a devida avaliação. Não recomendamos a compra e instalação de qualquer tipo de equipamento ou sistema até que seja feita uma avaliação adequada para entender as alternativas de otimização e como elas se relacionam entre si. No entanto, podemos oferecer algumas ideias que foram benéficas em outras organizações.

### Anexo II: Ideias para melhorar a precisão da medição

Ideia/Implicação	Comentários
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Padronização dos Cálculos de Medição.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Um dos problemas com a medição precisa é o número de maneiras diferentes de calcular uma determinada vazão. Os cálculos de fluxo e metodologias devem ser padronizados em toda a empresa.               <ul style="list-style-type: none"> <li>• O fluxo multifásico dos poços convencionalmente não é medido em tempo real. Em geral, os poços têm produção multifásica incerta, e o nível de produção é convencionalmente medido usando separadores de teste e medidores multifásicos, nominalmente uma vez por mês.</li> </ul> </li> <li>• Leituras ruidosas do medidor de vazão de líquido. É comum que alguns medidores apresentem quedas e picos consistentes devido a bolhas de gás ou variação de densidade nos fluxos de líquido. Em alguns casos, o ruído de medição para leituras de medidores de vazão pode ser facilmente removido aplicando filtros lineares simples para remover componentes de alta frequência. No entanto, em outros casos, os sinais de medição são inundados com grandes flutuações melhor caracterizadas como picos ou quedas. As flutuações podem ter várias fontes: extrema sensibilidade a mudanças na densidade, controladores de nível mal ajustados, bolhas de gás arrastadas no líquido, mudanças de composição, ruído de medição e assim por diante.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Análise Nodal em todo o Sistema de Produção.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Use análise nodal para criar um hidrocarboneto fator de alocação para pontos de medição significativos que permitem a identificação rápida de mudanças no fluxo.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Metodologia rigorosa de análise de corte de água.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O corte de água deve ser determinado usando um e metodologia rigorosa. Diferenças de corte de água entre análises de laboratório e campo devem ser investigadas e conciliadas</li> </ul>

Ideia/Implicação	Comentários
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Manutenção.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os medidores de vazão de produção não são necessariamente precisos. Isso pode ser devido a uma série de razões, por exemplo, desgaste do medidor, incerteza na densidade ou viscosidade ou outras propriedades dos fluidos ou um desvio sistemático na eletrônica dos medidores de vazão.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Os fatores K não são facilmente alterados.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os fatores K que afetam os medidores só devem ser alterados conforme recomendado pelo fabricante</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Dimensionamento correto ao longo do tempo.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os equipamentos de tubulação e medição devem ser monitorados quanto a mudanças nas taxas de produção</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Armazenamento de Dutos e Tanques.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emulsões dentro das linhas de fluxo devem ser compreendidas e se tornar parte da medição e alocações</li> <li>• <b>Efeitos dinâmicos não relacionados ao poço devido a tanques de retenção e bombas on-off.</b> Os efeitos dinâmicos devidos aos tanques de armazenamento são abordados simplesmente incluindo o nível dos tanques no cálculo dos balanços de fluxo. Por outro lado, o efeito nas bombas on-off pode ser perturbador, pois as mudanças em tempo real na produção do poço serão significativamente mascaradas pelas bombas dos tanques de retenção. Finalmente: as bombas on off realmente melhoram certos recursos, pois introduzem variações regulares muito úteis ao longo do tempo.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incluir Medidores Transneft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normalmente, dentro dos contratos de transporte, há uma provisão para perdas que os contratos de transporte aproveitam</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• O processo de Medição de Produção deve ser um processo organizacionalmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muitas organizações upstream devido a problemas de integração dividem o processo de medição (da cabeça do poço para o tronco e do tronco para a venda) O processo deve ser um processo integrado contínuo para reduzir a incerteza!</li> </ul>

### Forneça maneiras indiretas de monitorar e controlar as perdas por derramamento e roubo.

Esta questão de duas partes vem ganhando cada vez mais interesse dentro da indústria upstream. O derramamento de hidrocarbonetos e seus efeitos ambientais têm sido uma preocupação crescente para a indústria há muito tempo. Incluído nesta discussão está o assunto do gerenciamento de gás associado ou a liberação de hidrocarbonetos no ar por acidente ou queima. A publicidade negativa indesejada em torno de qualquer derramamento encontrado no meio ambiente pode rapidamente se transformar em uma questão política regional, nacional e internacional. Sem diminuir as preocupações em torno desta questão, é preciso salientar que a infiltração natural de fendas naturais cria mais derramamento real no meio ambiente.

A segunda componente desta questão está relacionada com a questão do furto de hidrocarbonetos. Considerando o valor dos hidrocarbonetos no mundo de hoje, não deveria ser surpresa que haja um enorme mercado negro de roubo de hidrocarbonetos. Na Nigéria, informou recentemente que o roubo agora representa quase 60.000 barris de petróleo bruto por dia.

### O roubo de hidrocarbonetos geralmente é realizado por dois grupos.

1. Cidadãos locais empreendedores que estão simplesmente tentando reduzir o custo de vida, manter o calor suas casas e encontrar maneiras de “tocar” nas linhas de fluxo perto de sua casa.
2. Criminosos profissionais ou semiprofissionais que obtêm os hidrocarbonetos ilegalmente e os vendem no mercado negro.

É nossa experiência global que você não eliminará o roubo de hidrocarbonetos. No entanto, é possível gerenciar o roubo, reduzir significativamente os volumes roubados e reduzir o risco de derramamento ambiental. Eliminar o roubo potencial em todos os pontos ao longo da infra-estrutura física de fluxo de hidrocarbonetos de uma empresa upstream seria um custo extremamente proibitivo sem uma garantia de sucesso a longo prazo. Além disso, colocaria os trabalhadores dos campos petrolíferos em perigo em certas situações em que os criminosos podem se ofender com a eliminação desse gerador de receita.

Acreditamos, de acordo com a estratégia geral estabelecida anteriormente neste documento, que a melhor maneira de gerenciar roubos e reconhecer possíveis derramamentos é gerenciar os ativos estratégicos. Isso significa que uma prioridade muito maior deve ser dada à proteção de poços estratégicos ou padrão que representam a maior parte da receita agora e no futuro. Ao mesmo tempo, reduziríamos o risco dos efeitos de derramamento nos poços de menor produção.

Com todos os diferentes poços (estratégico, marginal padrão e playout) vinculados a um sistema de produção, todos os poços devem ser monitorados da mesma maneira para garantir o sucesso.

Existem maneiras silenciosas ou indiretas e baratas de monitorar os poços quanto a vazamentos e roubos, mas geralmente não serão suficientemente “em tempo real” para fazer a diferença. Esses métodos incluem balanceamento de medição de produção e análise de queda de pressão.

A tecnologia avançou a tal ponto que aqui surgem oportunidades muito mais precisas e em tempo real que possibilitam uma resposta rápida a derramamentos e roubos. Estes incluem tecnologia de fibra óptica e tecnologia de ondas de rarefação. No entanto, essas tecnologias são caras e se justificam apenas em situações de alto volume.

Se os poços marginais ou play-out foram separados de forma eficiente em uma bateria de tanques que inclui proteção ambiental adequada e gerenciamento físico adequado, incluindo a medição dos níveis dos tanques, há oportunidade de se concentrar na melhoria dos poços estratégicos e padrão de alto fluxo com melhor tecnologia.

### Anexo III: Comentários de Segurança

Ideias	Comentários
<ul style="list-style-type: none"> <li>Balança analítica de medição de campo petrolífero visualização</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este é um alarme rápido comprovado para muitas situações operacionais, incluindo derramamento e roubo</li> <li>Na melhor das situações, trata-se de um sistema de alerta e não em tempo real o suficiente para deter o derramamento ou roubo. Pode alertar e reduzir o efeito do problema</li> <li>Econômico</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Análise de queda de pressão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este é um alarme rápido comprovado para muitas situações operacionais, incluindo derramamento e roubo</li> <li>Na melhor das situações, trata-se de um sistema de alerta e não em tempo real o suficiente para deter o derramamento ou roubo. Pode alertar e reduzir o efeito do problema</li> <li>Econômico</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Usando tecnologia de fibra óptica para detectar movimentos sutis, mudanças de calor, mudanças de pressão ao redor das linhas de fluxo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possivelmente a melhor nova tecnologia, pois pode identificar movimento, calor, pressão e liquidez.</li> <li>Geralmente necessário para ser colocado em todo o pipeline e necessidades ser mantido</li> <li>Pode ser bi-passado</li> <li>Caro</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Outras tecnologias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existem outras novas tecnologias que provaram ser bem sucedidas em campos específicos, mas ainda não se tornaram comuns.</li> <li>Essas tecnologias tendem a se concentrar na produção offshore</li> </ul>

**Forneça ideias ou experiências sobre maneiras de melhorar a precisão do fator de alocação de hidrocarbonetos e mais significativo para a administração.**

A resposta a esta pergunta seria originalmente parte do projeto piloto a ser feito na empresa de petróleo e gás de Samara. A investigação dos motivos da possível imprecisão do Fator de Alocação de Hidrocarbonetos seria concluída como parte da Metodologia OLMF.

Os requisitos técnicos originais incluíam as seguintes passagens. “Na maioria das empresas upstream, o principal indicador chave de desempenho (KPI) para o processo de medição é o fator de alocação de hidrocarbonetos (HAF). O HAF é uma relação de alocação de entradas totais de fluxo de hidrocarbonetos e saídas de fluxo total em qualquer ponto de medição na rede. A proporção ideal é 1.000. As razões HAF podem variar ao extremo de 0,6000 a mais de 2,18. A média parece estar na alta de 0,80, que está próxima da média global de 0,85, mas muito abaixo da média de organizações upstream de classe mundial de 0,97 e 1,03.

Existe uma preocupação em conciliar grandes variações de ganhos/perdas inexplicáveis do sistema entre os volumes medidos na cabeça do poço pelas operações e os volumes medidos em diferentes pontos de transporte de hidrocarbonetos e os pontos de transferência de custódia final nas várias redes de produção. Além disso, dado o grande número de pontos de medição ao longo da rede, existe a preocupação de que as oportunidades de melhoria de desempenho possam ser justificadas pelo custo-benefício para pontos individuais, mas muito menos se consideradas em toda a empresa.

A partir de nossa experiência, entendemos que os Processos de Negócios de Mensuração e Alocação de Produção são integrados, porém independentes. Geralmente é um processo de alto nível de cinco etapas que rapidamente se torna extremamente complexo.

1. Os pontos de medição do fluxo de hidrocarbonetos à medida que é separado, armazenado, transportado e usado ou reinjetado nos reservatórios da cabeça do poço ao ponto de transferência é um fluxo físico que geralmente inclui quase todo o sistema físico, incluindo infraestrutura ou equipamentos, tubulações, medidores e intervenção humana.
2. Amostras de hidrocarbonetos são coletadas em vários pontos ao longo do fluxo de transferência de hidrocarbonetos e avaliadas em campo, em laboratório ou em ambos.
3. A transferência dos dados do campo para a área de produção, subsidiária da sede da empresa que é usada para calcular os volumes que serão usados para reconhecimento de receita interna e requisitos regulatórios
4. O terceiro processo é a alocação real de volumes calculados a montante do ponto de transferência para a cabeça do poço. A alocação deve incluir mais do que apenas líquidos brutos. Deve haver uma contabilidade para todos os transferidos. Produtos reinjetados ou descartados e bprodutos do fluxo de hidrocarboneto original (geralmente multifásico), incluindo, mas não limitado a gás e água associados.
5. Reconciliação de quaisquer problemas de fator de alocação de hidrocarbonetos (HAF) encontrados incluindo sinais de derramamento e roubo.

Não é nosso desejo ofender qualquer indivíduo ou grupo. No entanto, dada a ampla faixa de valores para o KPI do Fator de Alocação de Hidrocarbonetos, é altamente provável que a imprecisão se deva a vários subprocessos e tarefas de medição aplicados de forma inconsistente que são feitos dentro dos campos e áreas de petróleo, bem como a transferência de dados para o departamento que lida com alocações de produção e, finalmente, o departamento de produção calcula a alocação de volta à cabeça do poço. A grande maioria desses problemas são não intencionais e “hereditários”. Isso significa que o processo sempre foi feito dessa forma.

Nunca se deve esquecer que o ativo de hidrocarboneto do reservatório tem um ciclo de vida que geralmente pode ser medido em décadas e ocorrem muitas mudanças no campo e na infraestrutura que afetariam



medição e posterior atribuição. A consistência dos padrões de processo, as mudanças no campo e a organização de medição serão responsáveis pela maioria dos problemas de valor do KPI.

Finalmente, derramamento e roubo são sempre uma preocupação dos produtores. Deve-se notar que roubo e derramamento constituíram uma pequena porcentagem dos problemas de HAF ao longo dos anos. Se houver problemas com derramamento ou roubo, não é preciso muita matemática para entender que derramamentos e roubos ambientais, mesmo em pequenas quantidades, podem gerar rapidamente grandes perdas em termos de receitas, impostos, limpeza e responsabilidade social.

Abaixo, você encontrará um cronograma e uma visão geral de ideias potenciais especificamente relacionadas ao fator de alocação de hidrocarbonetos, alocação física e possíveis formas de mediar os riscos e problemas. O cronograma é dividido nos cinco processos de alto nível descritos acima. Deve-se observar que alguns dos problemas descritos anteriormente neste white paper são aplicáveis à resposta a essa pergunta.

#### Anexo IV: Comentários de Alocação

Processo	Idéia	Resposta
Em geral	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de padrões de medição da Federação Russa e padrões reconhecidos internacionalmente</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Padrões de cálculo aplicados de forma consistente para volumes multifásicos em toda a empresa</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A organização do processo de Medição deve ser responsável pela medição de todo o fluxo de hidrocarbonetos da cabeça do poço até o ponto de transferência.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A medição e alocação deve incluir o transporte de volumes pela linha tronco da Transneft.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possivelmente, o maior problema é a inclusão, alteração ou exclusão de pontos de medição, poços, tubulações, medidores ou outras infraestruturas que devem ser incluídas na alocação</li> </ul>	
Medição	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O sistema de alocação pode não permitir a inclusão de um cálculo de valor de incerteza nos medidores-chave. Isso é particularmente importante • Falta de estratégia para gerenciar volumes medidos em um período de tempo diário ou mais frequente com pontos de medição que são medidos com muito menos frequência</li> </ul>	Isso é particularmente importante para poços brownfield que possuem inerentemente uma grande proporção de água para óleo.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A inclusão na alocação e nos cálculos de poços produtores que não têm produção ou produção muito limitada combinam-se para aumentar a incerteza sobre poços de alta produção no mesmo sistema de produção. • Níveis de tubulação com emulsões associadas não são considerados na alocação</li> </ul>	
	mesmo como uma constante. Além disso, muitas vezes, à medida que os diâmetros da linha de fluxo e estranguladores (com volumes associados) são alterados no campo à medida que a produção diminui, o escritório de produção não é notificado. • Os níveis dos tanques de armazenamento não são medidos adequadamente	

Processo	Ideia	Resposta
	<ul style="list-style-type: none"> <li>As medições manuais são duplicadas no campo, quando o clima ou o trabalho impedem a medição real de um medidor de vazão.</li> </ul>	
Amostragem	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os padrões e metodologia de amostragem/medição não são aplicados de forma consistente nos laboratórios da empresa e no esforço manual no campo</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Embora não estejamos realizando uma auditoria, deve-se notar que é muito comum que o pessoal de campo altere manualmente o fator "K" recomendado na medição equipamento</li> </ul>	
Transferir	<ul style="list-style-type: none"> <li>Isso geralmente é realizado usando arquivos simples de planilha do Excel. O potencial de erro é bastante alto ao longo de um período de tempo. Uma vez que um erro é cometido, é altamente provável que ele se torne uma parte "hereditária" do processo.</li> <li>O sistema de alocação</li> </ul>	
Alocação	de produção não permite alterações de reservatório e infraestrutura durante o mês. Como a colocação em serviço de um poço	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quando ocorre um erro e não é detectado, quase sempre se torna "hereditário" e o erro é cometido toda vez que a alocação é feita</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Muitos sistemas de alocação não permitem correção retroativa de volumes. Como resultado, os volumes podem ser superestimados ou subestimados por um período de tempo.</li> </ul>	