

ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DE CUSTOS ENERGÉTICOS OPERACIONAIS EM OLEODUTOS

Philipe Barroso Krause¹, Leonardo Motta Carneiro²,
Luis Fernando Gonçalves Pires³

Copyright 2012, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012**, realizado no período de 17 a 20 de setembro de 2012, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012*.

Resumo

Esse trabalho pretende fornecer uma breve introdução para algumas alternativas de redução de custos operacionais em oleodutos, a fim de otimizar a operação dos mesmos. Foram levantadas quatro alternativas distintas, baseadas em estudos feitos em oleodutos reais, para demonstrar o tipo de resposta que pode ser obtida com essas soluções. A operação de oleodutos, principalmente os mais antigos, tende a ter um alto custo operacional, seja por envelhecimento das instalações, mudança das características operacionais – como vazão nominal, produto, ou mesmo direção do escoamento – para as quais o oleoduto não foi projetado originalmente. As alternativas aqui demonstradas permitem dar uma sobrevida no oleoduto sem alterações mais significativas no oleoduto em si, como a troca de trechos ou aumento do número de estações de bombeamento. Foram estudadas alternativas que representam tanto custo de investimento inicial nulo, quanto com alto custo de investimento, dependendo do sistema estudado e da realidade da operação do mesmo. Desde variação no arranjo de bombas de acordo com a operação ou na variação da viscosidade dos produtos transportados, que apresentam um custo de implementação nulo para a operação do oleoduto, até o uso de redutores de atrito, com baixo custo de implementação, mas com um custo adicional de operação ou a instalação de variadores de frequência, que possui alto custo de implementação mas baixo custo operacional adicional.

Abstract

This paper intends to give a brief overview of some cost reduction alternatives in oil pipelines, to optimize the pipeline operation. Four different alternatives are presented, based on previous studies made on existing pipelines, to demonstrate the response obtained with these solutions. Pipeline operation, especially on mature ones, tends to have a high operational cost, be by tradition, the aging of the installation, change of operational characteristics – such as nominal flow, product, or even flow direction – for which the pipeline wasn't originally designed. The alternatives showed allow for an increase survival time of the pipeline, without resorting to major changes, such as replacement of pipes or adding pumping stations to the system. The alternative studied varies from no implementation cost to high installation cost or operational cost increase, depending on the system and the alternative chosen. From changing the pump arrays during operation or changing the products viscosity with different blends, that represent virtually no cost to the pipeline operation, to the use of VFDs, with a high installation cost or DRA, which increase the operational cost.

1. Introdução

O consumo de energia é tipicamente a parte majoritária do custo de um oleoduto antigo. Isso se deve porque eles são movidos através de grandes bombas que demandam quantidades substanciais de energia. Para maximizar o lucro, as empresas operadoras devem concentrar seus esforços em aumentar a eficiência enquanto manejam as crescentes taxas energéticas. É importante ter uma base de medida para poder comparar os resultados obtidos.

Equipamentos com alta eficiência podem reduzir os custos de operação em casos específicos, entretanto não conseguiram atingir um grande resultado no aumento da eficiência do sistema como um todo. Para isso, deve-se primeiro

¹ Mestre, Engenheiro Mecânico – SIMDUT

² Mestre, Engenheiro Mecânico – SIMDUT

³ Doutor, Engenheiro Mecânico – SIMDUT

avaliar o todo o sistema e suas partes individuais, a fim de ter um bom conhecimento do que pode ser feito. Em seguida, deve-se utilizar um caso base, de preferência a operação normal do oleoduto, para poder comparar com as alternativas criadas, a fim de ter uma comparação real e tangível.

Em um oleoduto, os principais dados a serem observados, do ponto de vista macroscópico, são: diâmetro, espessura e o perfil de elevação da faixa do oleoduto, considerando limites de pressão máxima operacional admissível (PMOA). Além disso, os dados técnicos das bombas, sistemas de controle e segurança, limites operacionais e intertravamentos também influenciam bastante. As características físico-químicas dos produtos que são transportados, assim como as previsões futuras permitem uma maior antecipação dos benefícios das alternativas estudadas.

Uns dos dados mais importantes e às vezes mais difíceis de obter são os dados dos contratos de energia utilizados na operação de oleodutos, principalmente oleodutos com múltiplas estações. Muitas vezes, as operadoras possuem contratos especiais com as empresas fornecedoras de energia, ou mesmo possuem geração própria, o que dificulta os cálculos dos benefícios obtidos com a redução do consumo. Outro fator a se atentar é se a redução do consumo, gerando assim uma renegociação do contrato de fornecimento, não acaba gerando um aumento de custo devido aos acordos feitos pelas operadoras.

Existem várias alternativas que podem ser estudadas para economizar energia no transporte de petróleo e derivados por oleodutos. Este trabalho estuda algumas destas alternativas utilizando um simulador numérico termo-hidráulico para avaliar cada alternativa abordando casos hipotéticos.

O uso de diferentes quantidades de bombas de acordo com o horário no Brasil pode diminuir os custos de energia para realizar uma determinada movimentação. No horário de pico, mais comumente chamado de horário de ponta, as tarifas de energia aumentam muito, podendo chegar a cinco vezes o valor fora deste horário. O horário de ponta corresponde ao intervalo de três horas consecutivas, ajustado de comum acordo entre a concessionária e o cliente, situado no período compreendido entre as 18h e 21h e durante o horário de verão das 19h às 22h. Otimizando a programação do oleoduto, através de um cuidadoso planejamento operacional, pode-se utilizar um arranjo de bombas menor durante o horário de ponta ou mesmo parar por completo o transporte neste período. Desta forma, pode-se reduzir o custo energético necessário para realizar o transporte necessário.

Nos oleodutos que transportam óleo cru ou petróleo, é comum se fazer misturas entre um óleo menos denso e menos viscoso com um óleo mais denso e mais viscoso. Esta prática tem o intuito de diminuir a viscosidade final do produto a ser transportado. Entretanto, nem sempre uma viscosidade menor proporciona maiores vazões e um custo menor. Cada oleoduto possui uma curva de vazão por viscosidade do produto, de acordo com o arranjo de bombas utilizado, onde é possível observar que uma viscosidade maior pode gerar um aumento na vazão do sistema. Isso ocorre devido à transição do regime de escoamento do produto no oleoduto de turbulento para laminar.

O uso de redutor de atrito pode ajudar a diminuir o custo energético do transporte por oleodutos. Este produto O redutor de atrito diminui a perda de carga diminuindo os vórtices em um escoamento turbulento, diminuindo a energia necessária para o transporte. Ele é injetado em pequenas quantidades no perímetro interno do duto, criando uma camada que acompanha o escoamento do fluido transportado, reduzindo a perda de carga do mesmo, aumentando assim a vazão. De forma geral, os redutores de atritos são utilizados visando elevar a capacidade do duto. Desta forma, por ser um produto de custo elevado, a sua utilização deve ser avaliada com cautela quando o objetivo é reduzir o consumo de energia, e o custo de operação,

O uso de inversor de frequência nos motores elétricos das bombas que atendem a diversos alinhamentos ou diferentes produtos também podem proporcionar uma redução do consumo energético para as diferentes condições operacionais. Os inversores de frequência permitem alterar a rotação do motor elétrico e por consequência a rotação da bomba, e por consequência alterando as curvas características. Estes equipamentos são particularmente interessantes em oleodutos que trabalham com válvulas de controle reduzindo a pressão de descarga das bombas. Como o custo de implementação deste equipamento é alto, um estudo de viabilidade técnico-econômico criterioso deve ser desenvolvido para cada caso.

Para mudanças na condição operacional que permanecerão por um longo tempo, uma das melhores práticas para melhorar a eficiência do bombeio é adequar o rotor da bomba a nova condição operacional. Isso permite alterar a curva de eficiência da mesma, podendo então alterar o ponto de operação para a posição de maior eficiência. Às vezes, no entanto, as características construtivas da bomba não permitem que esta solução consiga adequar a bomba aos novos requisitos do oleoduto. Uma alternativa que pode ser estudada é a troca da bomba atual por uma bomba mais moderna que possua uma eficiência maior obtendo assim a diminuição da carga energética necessária para realizar a movimentação.

2. Dutos Considerados

Para exemplificar as alternativas mencionadas neste trabalho, foram utilizados dois oleodutos hipotéticos, baseados em oleodutos reais, a fim de permitir uma análise mais quantitativa dos resultados demonstrados. O Duto A possui aproximadamente 360 quilômetros e diâmetro nominal de 24 polegadas. Ele possui duas estações intermediárias de

bombeamento e apenas um ponto de entrega, sem injeções intermediárias ou sangrias. A estação de envio (TERMINAL) possui duas bombas auxiliares e quatro bombas principais, com válvulas de controle individuais na descarga. A primeira estação de bombeamento (STATION 1) possui quatro bombas principais e a segunda (STATION 2) possui cinco bombas. A Figura 2.1 apresenta um fluxograma simplificado das estações.

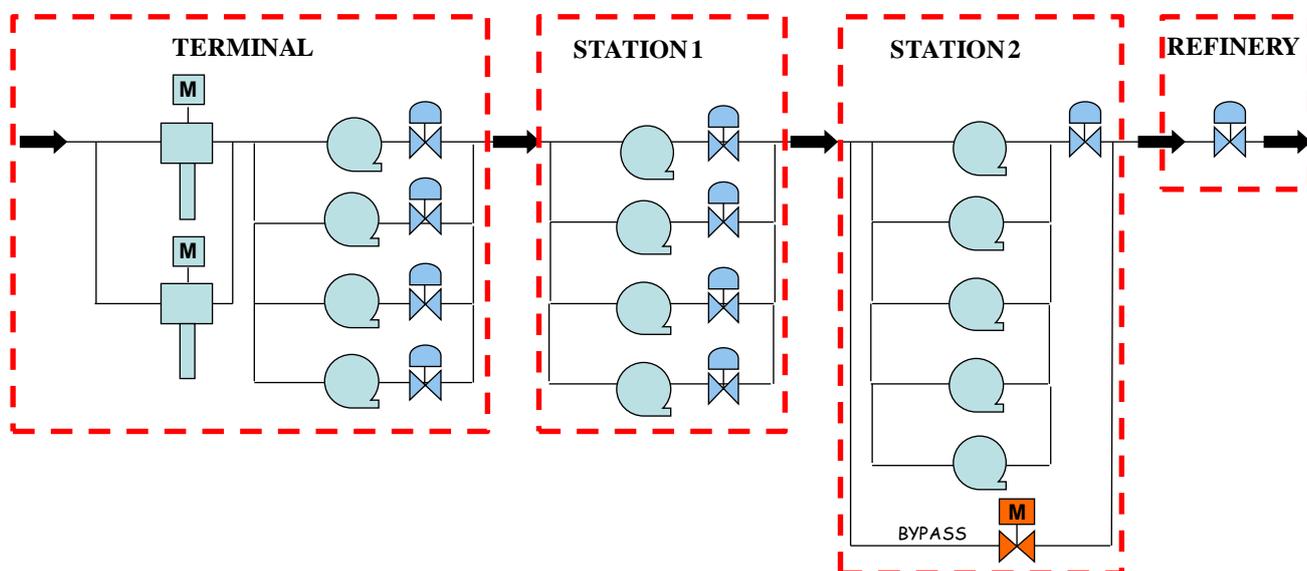


Figura 2.1. Fluxograma Simplificado do Duto A

O Duto B é baseado em um oleoduto de 197 quilômetros, utilizado para o transporte de produtos claros (diesel, gasolina, álcool) e GLP. É um poliduto com uma estação de sangria e um terminal de recebimento no final do mesmo, como demonstrado na Figura 2.2. Devido a seus produtos e sua localização, é um oleoduto com uma variação sazonal em sua operação, ou seja, com alta demanda no verão e baixas demanda no inverno. Isso interfere muito na sua estratégia operacional, variando inclusive o arranjo operacional do parque de bombas, Figura 2.3, dependendo da época do ano. A diversidade de produtos que são transportados no oleoduto, em batelada, também influencia na programação da operação.

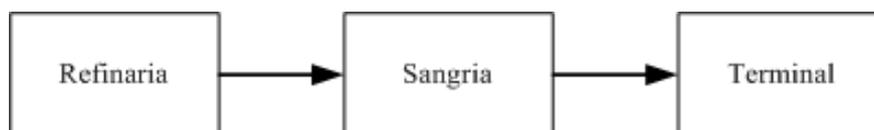


Figura 2.2. Fluxograma Simplificado do Duto B

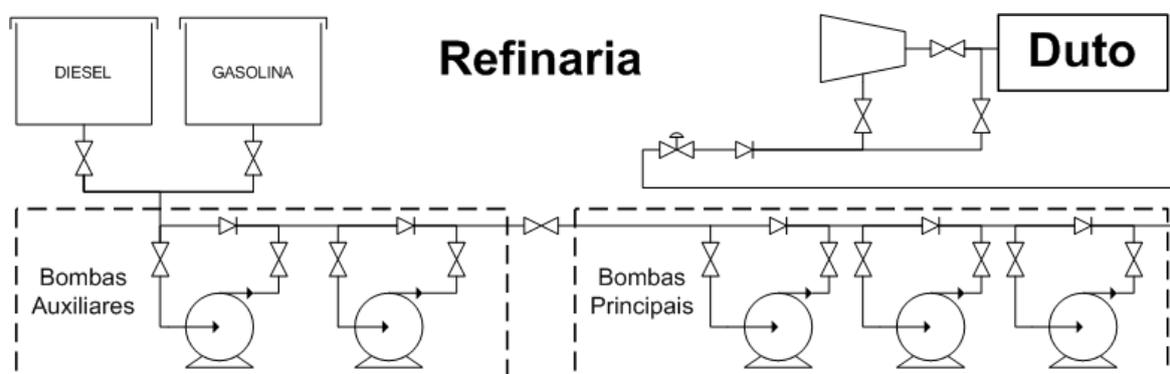


Figura 2.3. Fluxograma Simplificado do Parque de Bombas do Duto B

3. Mudança do Arranjo de Bombas

No Brasil os contratos de energia consideram os horários de ponta (HP), ou seja, os horários quando há maior consumo de energia. Neste intervalo de 3 horas de duração, podendo variar de acordo com o período do mês e o local considerado, o preço da energia fornecida aumenta muito, podendo chegar a 5 vezes o valor fora do horário de ponta (FHP). Sendo assim, é preciso considerar essa variação para poder economizar durante a operação do oleoduto nestes intervalos. Neste exemplo, utilizaremos o Duto A como caso base.

O Duto A possui 3 estações de bombeamento, em localidades distintas, podendo, portanto, ter diversas tarifas. Para facilitar os cálculos, serão considerados valores médios para todas as estações, dentro e fora do horário de ponta. A Tabela 3.1 apresenta os valores de custo de energia utilizados:

Tabela 3.1. Valores de custo de Energia do Duto A

Custo Médio de Energia em R\$/MWh	No Horário de Ponta	Fora do Horário de Ponta
	350,00	120,00

O oleoduto opera normalmente com no arranjo 3-3-4 no envio de petróleo para a Refinaria. Esse arranjo de bombas fornece uma vazão de 1.300 m³/h e consome uma potência total de 17.000 hp, e a taxa de utilização do oleoduto atual é de 80%. Entretanto, também é possível operar o oleoduto com arranjos menores, como o 2-2-0, com vazão de 950 m³/h e potência total de 9.600 hp e o arranjo de 1-1-0, com vazão de 650 m³/h e potência total de 5.200 hp.

Utilizando cálculos simples de vazão e consumo médio, foi possível determinar duas alternativas para o envio do petróleo para a refinaria, alternando apenas o uso das duas opções de arranjo menor durante o horário de ponta (HP). Os resultados obtidos demonstram um esperado aumento na Taxa de Utilização, mas com grande economia gerada pela redução de potência utilizada durante o período mais caro. Os resultados obtidos se encontram na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Resultados obtidos na mudança de arranjo de bombas do Duto A

	Apenas Arranjo 334	Arranjo 2-2-0 (HP) e 3-3-4 (FHP)	Arranjo 1-1-0 (HP) e 3-3-4 (FHP)
Volume a ser transportado [m ³]	748.800	748.800	748.800
Tempo para o transporte	576 horas ou 24 dias	591 horas ou 24 dias e 15 horas	605 horas ou 25 dias e 5 horas
Gasto Energético total [MWh]	7.302	7 194	7.168
Custo mensal da operação [R\$]	1.033.674	952.199	910.992
Economia mensal obtida [R\$]	-	81.475	122.683
Taxa de utilização do duto [%]	80,00	82,08	84,03
Consumo específico [R\$/m ³]	1,38	1,27	1,22

Os resultados obtidos demonstram que nem sempre é necessário ter um grande investimento inicial para gerar uma economia de energia. Com o conhecimento dos arranjos, disponibilidade de tempo para a redução da vazão nos horários de ponta e dados de histórico do oleoduto, é possível analisar todas as hipóteses disponíveis para uma nova metodologia de operação, não mais focada em capacidade mas sim no menor custo energético.

4. Mudança de Viscosidade

Em oleodutos que trabalham com produtos com alta faixa de viscosidade, usualmente o recomendado é tentar trabalhar com a menor viscosidade possível, a fim de reduzir a perda de carga no oleoduto e, portanto, a energia gasta para transportar tais produtos. Entretanto, ao se trabalhar com produtos de alta viscosidade, pode-se mudar o regime do escoamento, mudando assim todo o cálculo de perda de carga no oleoduto.

Utilizando novamente como exemplo o Duto A, foram simulados os regimes permanentes do oleoduto para diversos produtos, cujas características se encontram na Tabela 4.1. Foram obtidos os dados de vazão e potência, mantendo os limites operacionais. Foram simulados os três principais arranjos, conforme mencionado no item 3. Para os dados de consumo específico, foram utilizados os dados da Tabela 3.1.

Tabela 4.1. Características dos produtos transportados no Duto A

Produtos	Massa específica [kg/m ³]	Viscosidade [cP]
Produto 1	925,4	50
Produto 2	925,5	75
Produto 3	925,6	100
Produto 4	925,7	150
Produto 5	925,8	200
Produto 6	925,9	250
Produto 7	925,1	300
Produto 8	925,1	350
Produto 9	925,1	400

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam os resultados da variação vazão e potência de acordo com a viscosidade para cada arranjo considerado no oleoduto. Nelas podemos perceber claramente a não linearidade desta dependência. A Figura 4.4 apresenta as variações de consumo específico para cada arranjo de acordo com o horário de ponta.

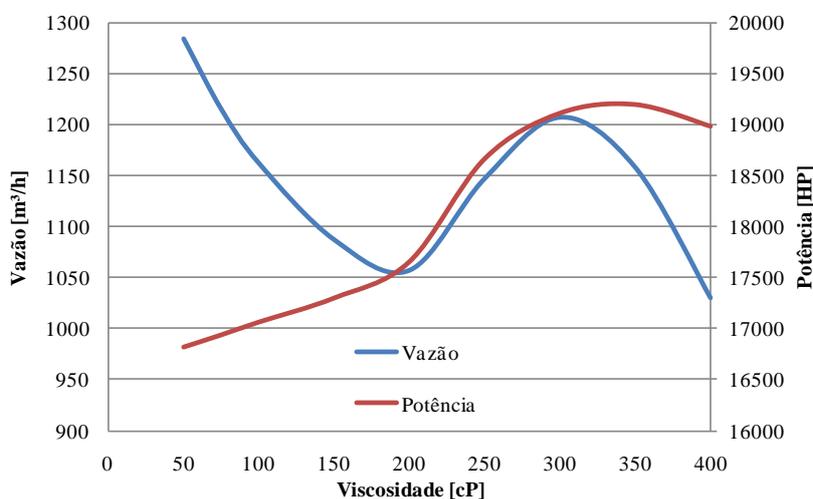


Figura 4.1. Vazão e potência por viscosidade no arranjo 3-3-4

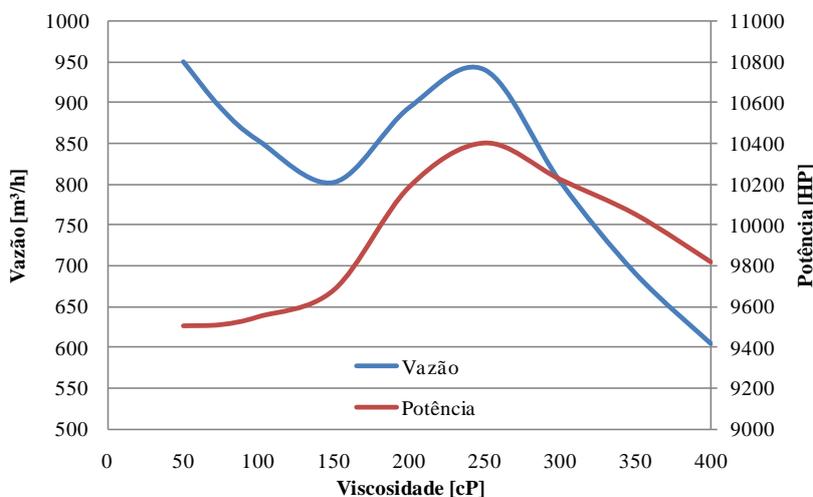


Figura 4.2. Vazão e potência por viscosidade no arranjo 2-2-0

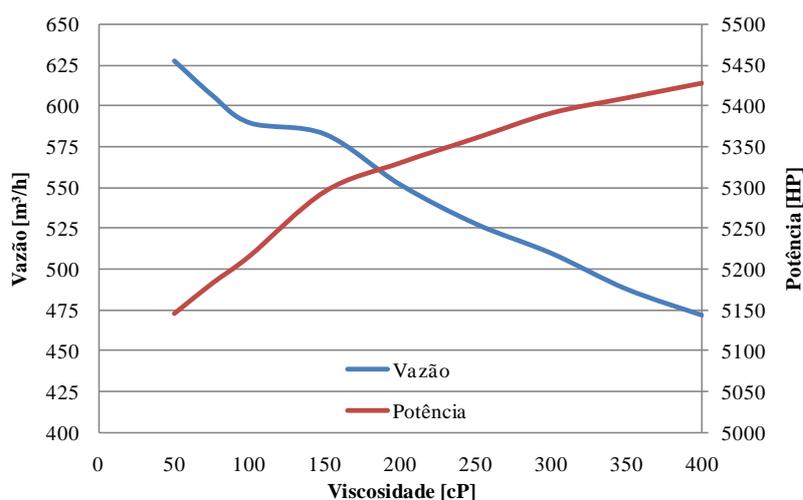


Figura 4.3. Vazão e potência por viscosidade no arranjo 1-1-0

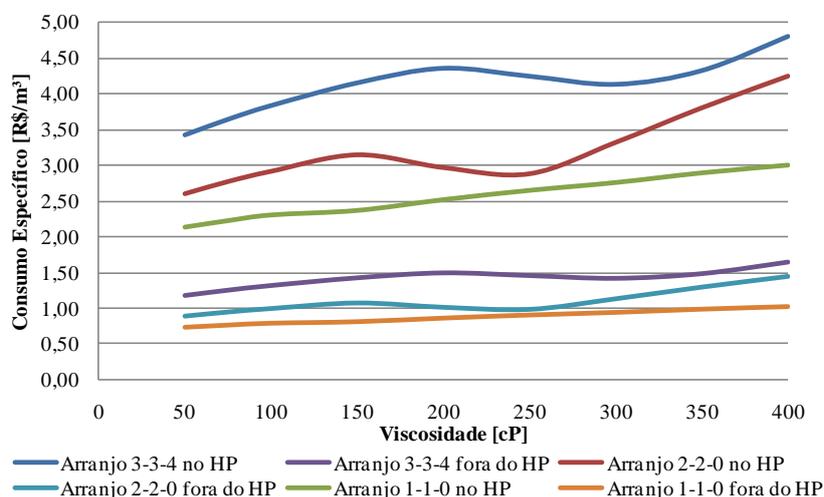


Figura 4.4. Consumo Específico por arranjo e por horário

Percebe-se nas figuras apresentadas um aumento da vazão conforme o aumento da viscosidade. Este fato se dá na mudança do regime de escoamento quando ele passa de turbulento para laminar. Nesta mudança se tem uma alteração nas equações que governam o atrito e por consequência a perda de carga no oleoduto. Deste modo, podemos perceber que nesta transição, no caso do Duto A, há uma redução do consumo específico mesmo quando existe um aumento de viscosidade. A exemplo, no arranjo 3-3-4, se inicialmente fosse necessário transportar um produto de 200 cP, que possui um consumo específico de 4,36 R\$/m³ no HP e 1,49 R\$/m³ fora do HP, seria mais interessante fazer uma mistura de produtos para aumentar a viscosidade para 300 cP, que possui consumos específicos de 4,13 R\$/m³ (HP) e 1,42 R\$/m³ (Fora do HP), ao invés de reduzir a viscosidade para 150 cP, que possui consumos específicos de 4,15 R\$/m³ (HP) e 1,42 R\$/m³ (Fora do HP).

5. Redutor de Atrito

O redutor de atrito (*Drag Reduction Agent* - DRA) é um polímero de cadeia longa utilizado para reduzir o atrito do escoamento nos oleodutos. Em escoamentos turbulentos, ele aumenta a vazão sem afetar significativamente a perda de carga no mesmo. Sendo assim, pode ser utilizado para aumentar a capacidade de um sistema dutoviário sem que sejam necessários grandes investimentos de infraestrutura, podendo inclusive ser utilizável em caráter temporário ou mesmo emergencial. Em geral, cada produto ou tipo de produto tem um DRA compatível. A Figura 5.1 apresenta as curvas de

redução de atrito por concentração de redutor de um produto específico, utilizado para produtos claros, mais especificamente diesel e gasolina.

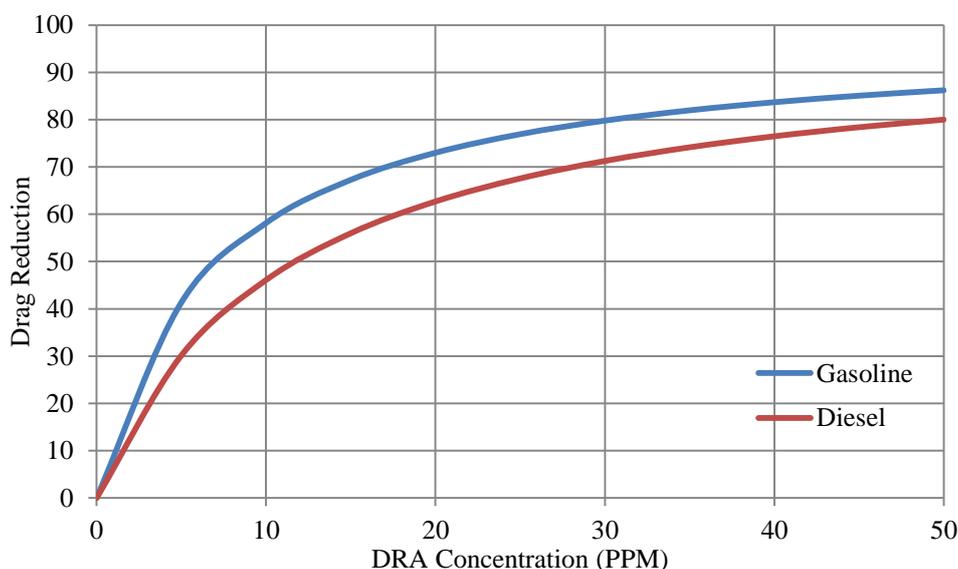


Figura 5.1. Eficiência do DRA por concentração para Gasolina e Diesel

Essa curva, fornecida pela CONOCO PHILIPS, é aplicada diretamente no simulador, que recalcula o fator de atrito de acordo com os novos valores. Considerando o uso de redutor no Duto B, onde foi testada em campo a utilização do redutor de atrito com a curva mencionada e comparada com o modelo do simulador, tendo resultados excelentes. Foi possível fazer testes para ter-se a melhor concentração a ser utilizada. As tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam os resultados obtidos do escoamento no oleoduto, considerando regimes permanentes de diesel e gasolina, com e sem sangria na estação intermediária.

Tabela 5.1. Diesel sem sangria

Pump Configuration	Transported Volume (m ³)	Average Pipeline Flow (m ³ /h)	Specific Electrical Cost (\$/m ³)	Specific DRA Cost (\$/m ³)	Specific Total Cost (\$/m ³)
2 Main Pumps, 0 PPM	177.733	247	0,63	0,00	0,63
1 Main Pump, 4 PPM	188.098	261	0,37	0,13	0,50
1 Main Pump, 10 PPM	213.000	296	0,34	0,32	0,66

Tabela 5.2. Diesel com sangria

Pump Configuration	Transported Volume (m ³)	Average Pipeline Flow (m ³ /h)	Specific Electrical Cost (\$/m ³)	Specific DRA Cost (\$/m ³)	Specific Total Cost (\$/m ³)
2 Main Pumps, 0 PPM	193.983	269	0,60	0,00	0,60
1 Main Pump, 4 PPM	205.963	286	0,35	0,13	0,48
1 Main Pump, 10 PPM	153.269	213	0,44	0,32	0,76

Tabela 5.3. Gasolina sem sangria

Pump Configuration	Transported Volume (m ³)	Average Pipeline Flow (m ³ /h)	Specific Electrical Cost (\$/m ³)	Specific DRA Cost (\$/m ³)	Specific Total Cost (\$/m ³)
2 Main Pumps, 0 PPM	216.955	301	0,47	0,00	0,47
1 Main Pump, 4 PPM	251.676	350	0,26	0,13	0,39
1 Main Pump, 10 PPM	237.000	329	0,25	0,32	0,57

Tabela 5.4. Gasolina com sangria

Pump Configuration	Transported Volume (m ³)	Average Pipeline Flow (m ³ /h)	Specific Electrical Cost (\$/m ³)	Specific DRA Cost (\$/m ³)	Specific Total Cost (\$/m ³)
2 Main Pumps, 0 PPM	229.987	319	0,45	0,00	0,45
1 Main Pump, 4 PPM	265.547	369	0,25	0,13	0,38
1 Main Pump, 10 PPM	291.607	405	0,24	0,32	0,56

Como demonstrado nas Tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, a troca de uma bomba principal por 4 PPM de redutor de atrito, em ambos os produtos, se torna mais vantajoso tanto economicamente como hidraulicamente para a operação do oleoduto. Entretanto, como houve alteração no gradiente hidráulico, deve ser feito um estudo de cenários incidentais com as novas condições para verificar se o sistema de segurança existente atende a essas novas condições. Nos casos das tabelas 5.2 e 5.3, por exemplo, o aumento da concentração de DRA no sistema fez com que o gradiente hidráulico mudasse o suficiente para que a pressão no recebimento tivesse que ser aumentada, para garantir a operação com coluna fechada.

6. Inversor de Frequência

Quando um oleoduto trabalha em diferentes alinhamentos ou com produtos de características muito distintas, muitas vezes as bombas passam a operar fora do seu ponto ótimo de operação. Além disso, em oleodutos antigos, com projetos de bombas antiquados, as bombas podem não estar tão bem dimensionadas para as situações atuais de operação. Além disso, em oleodutos com limites operacionais muito perto da operação normal do oleoduto, o sistema de controle na descarga das bombas passa a atuar durante o regime permanente do escoamento, o que decorre num grande desperdício de energia.

Se um oleoduto trabalha somente com um produto onde o sistema de controle de pressão esteja atuando devido a pressão de descarga das mesmas, pode-se inicialmente usar os rotores a fim de adequar as bombas as novas condições operacionais. Entretanto, se a usinagem não atender a todas as condições de operação do oleoduto, não é possível fazer essa alteração permanente. Uma maneira de alterar a curva da bomba em caráter temporário e controlado e a instalação de variadores de frequência (*Variable Frequency Drive – VFD*) que, através de um controle sobre a frequência que chega ao equipamento, podendo assim alterar a curva das bombas através da rotação, de acordo com as Equações 6.1. A Figura 6.1 exemplifica o efeito do inversor em uma curva de bombas.

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right) \quad \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \quad \frac{Pot_2}{Pot_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3 \quad (6.1)$$

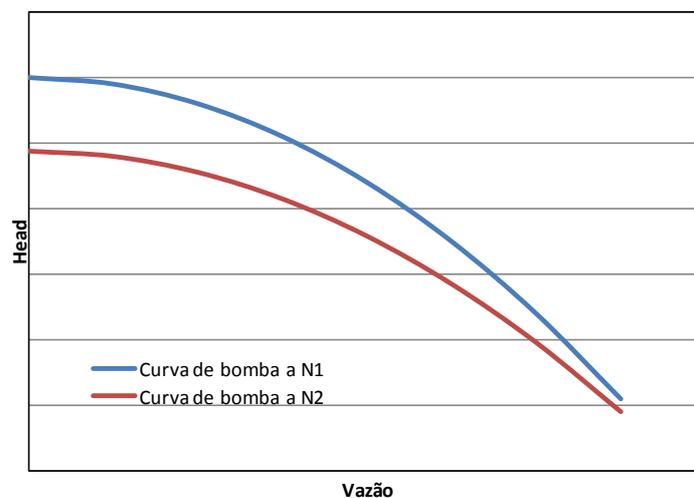


Figura 6.1. Efeito do variador de frequência na curva da bomba

Para ter-se uma simulação com um nível aceitável de precisão, foi utilizado um modelo de previamente criado e validado com a operação do Duto A. O programa utiliza equações complexas térmicas e de escoamento transiente, simplificado o oleoduto como um problema unidimensional. O programa possui comandos internos para a simulação de VFD, simulando um atuador atuando diretamente nas bombas.

Foram simulados quatro casos com diferentes configurações de VFD, atuando somente nas bombas da estação de envio. Esses cenários foram simulados considerando o arranjo máximo de bombeamento do sistema, que corresponde à operação normal do oleoduto. Para simplificar as simulações, o escoamento foi considerado isotérmico e foi desconsiderada a perda de energia no VFD. Abaixo se encontra a discriminação dos mesmos:

- Caso Base: Sem o uso de VFD;
- Caso 1: VFD em apenas uma das bombas exclusivamente;
- Caso 2: VFD em apenas uma das bombas, podendo ser haver troca da bomba sendo atuada com o uso de contadores;
- Caso 3: VFD em duas das bombas exclusivas;
- Caso 4: VFD em duas das bombas, podendo ser haver troca das bombas sendo atuadas com o uso de contadores;
- Caso 5: VFD em todas as bombas.

Devido a uma particularidade do sistema em questão, onde as bombas da estação principais possuem curvas características distintas, foi necessário estudar a atuação do VFD individualmente em cada bomba, após ter sido feito um levantamento de suas curvas características na época do estudo. Por a bomba A estar em manutenção, ela não foi utilizada no estudo.

Nos casos 1 e 2, seus resultados foram divididos de acordo com a bomba onde o VFD estava atuando, respectivamente caso X.1 para bomba B, X.2 para a bomba C e X.3 para bomba D, onde X é o número do caso em questão. Nos casos 3 e 4, seus resultados foram divididos de acordo com cada duas bombas onde o VFD estava atuando, respectivamente caso X.1 para bombas B e C, X.2 para a bombas B e D e X.3 para bombas C e D, onde X é o número do caso em questão. O resumo dos resultados obtidos pode ser visto na Tabela 6.1. Nela se encontram as potências das estações para cada caso simulado. A vazão e pressões do sistema foram mantidas em todos os casos, permitindo assim uma melhor comparação.

Tabela 6.1. Resultados das Potências dos Casos Estudados

Estação	Sem VFD	Caso 1.1 e 2.1	Caso 1.2 e 2.2	Caso 1.3 e 2.3	Caso 3.1 e 4.1	Caso 3.2 e 4.2	Caso 3.3 e 4.3	Caso 5
Supply	8.185	7.629	7.762	7.317	7.300	7.026	7.113	6.948
PS 1	5.556	5.556	5.555	5.556	5.556	5.555	5.555	5.555
PS 2	3.105	3.104	3.104	3.104	3.104	3.104	3.104	3.104
TOTAL	16.846	16.289	16.421	15.976	15.960	15.684	15.772	15.606

Utilizando dados econômicos (custos de equipamento, energia, manutenção, etc.) da época, foi possível fazer uma análise econômica dos resultados técnicos obtidos, que se encontra explicitada na Figura 6.2. Ela apresenta o investimento inicial para cada caso estudado, assim como valor presente líquido do retorno do investimento em 15 anos, excluindo impostos. Esse retorno de investimento é referente à economia feita no uso de energia elétrica consumida para a operação das bombas estudadas.

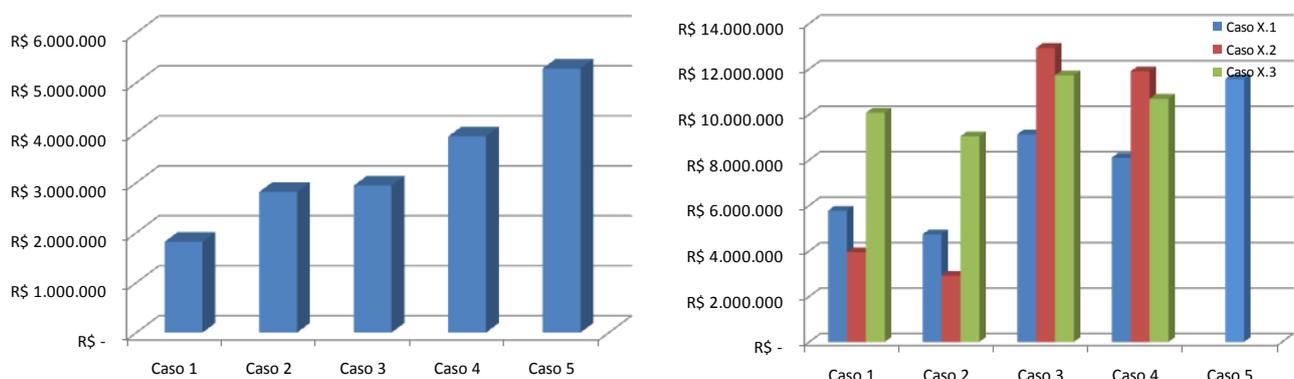


Figura 6.2. Investimento Inicial (esquerda) e VPL (direita) dos 5 casos apresentados

7. Conclusão

A análise das diversas condições operacionais dos oleodutos antigos é de suma importância quando se procura a otimização da operação. Uma avaliação técnico-econômica das alternativas pode apresentar soluções com baixo custo de investimento que geraram uma grande economia.

Neste trabalho foram apresentadas 4 alternativas mais comumente empregadas na otimização das condições operacionais utilizando dois oleodutos hipotéticos baseados em oleodutos reais. Conclui-se que cada oleoduto é único, ou seja, tem suas próprias características, como perfil, bombas e produtos. Sendo assim, qualquer análise deve ser feita individualmente a fim de prover o melhor resultado para cada oleoduto.

8. Referências

- KRAUSE, P. B., CARVALHO, P. C., PAES, R., PIRES, L. F. G. Use of Variable Frequency Drive to Reduce Energy Consumption on a Mature Oil Pipeline. *Rio Pipeline Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, Sept., 2011.
- KRAUSE, P. B., MARTINOIA, T., PIRES, L. F. G. Choice of Oil Blend to Improve Pipeline Transport. *Rio Pipeline Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, Sept., 2011.
- KRAUSE, P. B., LIMEIRA, F., SAMPAIO, D., LAVOURA, J. OPASC Pipeline Optimization Using DRA. *Rio Pipeline Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, Sept., 2011.
- BARRETO, C. V., PIRES, L. F. G. Analysis of Energy Consumption by Changing the Pump Arrangement. *International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, Oct., 2004.