

# Modalidades de transporte e escoamento de óleos não convencionais

A ocorrência de óleos não convencionais vem aumentando sensivelmente e caminha para a necessidade de maiores investimentos na exploração das jazidas e, conseqüentemente, para o desenvolvimento de novas tecnologias. Por mais que se tenham feito esforços para a produção de petróleo a mais de 2.000 m de profundidade, as empresas também precisam encontrar formas de aproveitar o óleo viscoso jacente.

Existem previsões econômicas de que, para o ano 2025, o óleo pesado seja a principal fonte de energia fóssil no mundo. A busca da so-nhada autonomia no setor petrolífero no Brasil passa por encontrar métodos para explotar, produzir, transportar, escoar e refinar esses óleos. Para isso, é essencial entender que a maior dificuldade de manuseio e processamento dos óleos ultrapesados leve à necessidade de se estabelecer uma integração de ações e tecnologias, que vão desde a movimentação desses óleos no reservatório, transporte rumo à refinaria, e por fim seu tratamento e refino.

O termo 'ultrapesado' ou 'extrapesado' é utilizado junto com o óleo pesado, embora seu uso não tenha tanta importância atualmente. O óleo ultrapesado é definido como tendo uma viscosidade maior de 10.000 cP e grau API abaixo de 10 (em média), ou seja, mais pesado que a água. Outra definição de óleo ultrapesado é a de uma mistura viscosa que ocorre naturalmente, rica em hidrocarbonetos de cadeia mais longa que o pentano, que pode conter compostos de enxofre e que, no estado natural não é recuperável numa taxa econômica pelo poço produtor. Este tipo de petróleo flui nas condições naturais de afloramento na superfície, à temperatura ambiente e sob pressão atmosférica (Trevisan, 2003).

## Transporte de petróleo

Os campos petrolíferos, por serem localizados distantes dos terminais e refinarias de óleo e gás, tornam necessário o transporte da produção por meio de embarcações, caminhões, trem e tubulações (oleodutos e gasodutos). Desse modo, o transporte do óleo cru se torna um aspecto fundamental da indústria do petróleo e exige um grande investimento financeiro e tecnológico do setor.

No Brasil, o transporte e a logística de óleo, gás e derivados é feito pela Petrobras Transporte S/A (Transpetro), que atua desde o armazenamento até o transporte marítimo e dutoviário. Atualmente existem no país 47 terminais e cerca de 11,5 mil km de dutos (oleodutos e gasodutos) que são administrados pela Transpetro (Transpetro, 2008).

**Modal hidroviário** – Entende-se por transporte hidroviário ou aquaviário aquele que se utiliza de uma via aquática para a navegação, seja essa interior, costeira (cabotagem) ou destinada a percursos de longo curso cruzando os oceanos.



**Clenilson da Silva Souza Junior** é professor de Química Analítica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio de Janeiro (IFRJ) e do Programa de Mobilização da Indústria do Petróleo e Gás (Prominp) dos cursos da área de Gestão da Qualidade. Especialista em Qualidade, é químico industrial (2005) pela Universidade Federal Fluminense (UFF); mestre em Ciências (2008); doutorando do Programa de Pós-graduação em Processos Químicos e Bioquímicos da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).



Foto: Agência Petrobras



Foto: Agência Petrobras



Foto: Banco de Imagens Stock.xing

**Tabela 1 – Distribuição da frota marítima utilizada no transporte de petróleo e derivados no Brasil**

Classificação	Quantidade
Navios aliviadores, para escoamento da produção de petróleo em alto-mar	09
Navios para o transporte de petróleo e produtos escuros	10
Navios para produtos escuros e claros (óleo diesel e gasolina)	07
Navios para produtos	18
Navios gaseiros, para transporte de gás liquefeito de petróleo	06
Unidade flutuante de transferência e estocagem de petróleo	01
Embarcação de apoio marítimo	01
<b>Total</b>	<b>52</b>

Fonte: Transpetro, 2008.

O transporte de cabotagem é realizado pelas embarcações ao longo da faixa costeira. É comum para o transporte de petróleo e derivados a utilização de navios de grande capacidade, conhecidos como navios-tanque, chegando a transportar cargas de 35, 45, 60 e até 90 mil toneladas.

Um navio-tanque ou petroleiro é um tipo particular de graneleiro, utilizado para o transporte de petróleo bruto e derivados. O navio-tanque pode movimentar em uma única operação grandes quantidades de derivados e óleo bruto, o que faz com que o custo do metro cúbico

transportado seja bem inferior ao dos demais tipos de transporte (ferroviário, rodoviário e dutoviários).

Quando se fala em um petroleiro de 500 mil toneladas, tem-se a falsa ideia de que essa embarcação tenha esse peso. No entanto tal indicação refere-se ao porte, ao peso máximo de carga que o navio suporta antes de ser posta em risco a sua flutuabilidade. O peso em si do navio é determinado, entre os profissionais, por deslocamento, uma vez que, segundo o princípio de Arquimedes, qualquer corpo imerso em água desloca um volume de água correspondente ao seu próprio peso.

A maioria dos petroleiros de grande porte é incapaz de atracar em portos convencionais, tendo que utilizar terminais específicos construídos em alto-mar ou efetuar transferências para navios menores, denominados lifters. Atualmente, a frota brasileira é composta por 52 navios, de acordo com a **Tabela 1**.

**Modal ferroviário** – Dentre as características do transporte ferroviário, destaca-se a capacidade para a movimentação de grandes volumes com elevada eficiência energética, principalmente a médias e grandes distâncias. Além disso, quando comparado ao transporte rodoviário, apresenta maior segurança, registrando menor índice de acidentes, e também de furtos e roubos (ANTT, 2003).

De acordo com a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT, 2008), a malha ferroviária brasileira, composta de 29,7 mil km de extensão, é a maior da América Latina em termos de carga transportada, chegando a 162,2 bilhões de toneladas. No ano de 2000, havia um total de 15 ferrovias operando e, em 2002, somavam apenas 11. Ao longo dos anos, a maior atuação das ferrovias no transporte de derivados de petróleo tem sido nas regiões Sul (ALL), Sudeste (Ferroban e FCA), Nordeste (FCA) e Centro-Oeste (FCA). Em 2002,

Figura 1 – Número de oleodutos no Brasil, por décadas

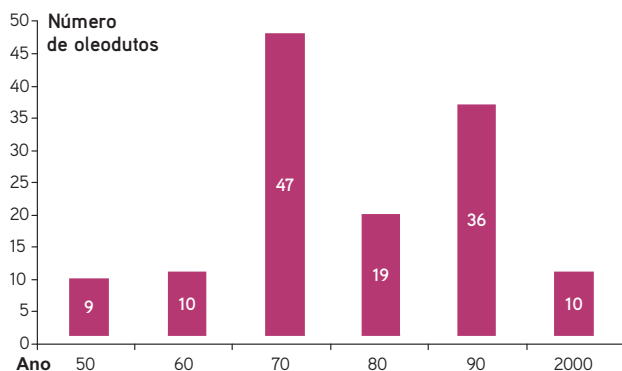
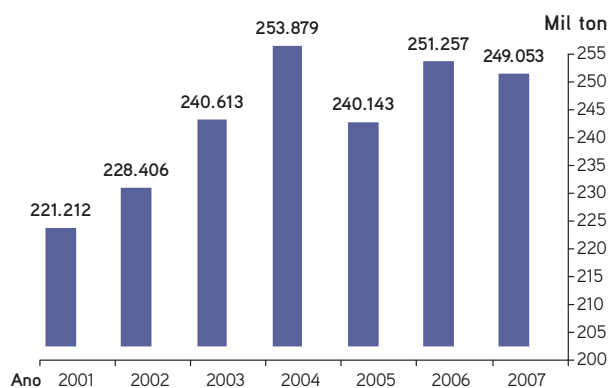


Figura 2 – Evolução do transporte via oleodutos nos anos de 2001 a 2007



Fonte: Agência Nacional de Transportes Terrestres, 2009.

a maior quantidade de derivados de petróleo transportada por ferrovias foi por meio da ALL, que atende a região Sul do país.

**Modal dutoviário** – A estrutura de abastecimento de petróleo e derivados interliga através de várias modalidades de transporte três pontos distintos: fontes de produção, refinarias e centros de consumo. Destes três pontos apenas as refinarias podem ter a sua posição definida por estudos estratégicos. Os oleodutos tornaram-se um meio de transporte preferencial tanto para atender ao abastecimento das refinarias como suprir a necessidade dos grandes centros consumidores.

Dentre os meios de transporte terrestre, rodoviário, ferroviário e dutoviário, têm-se este último como o mais econômico para grandes volumes e de alta eficiência energética, pois somente a carga se move (Ribeiro *et al.*, 1996).

Duto é a designação genérica de instalação constituída por tubos ligados entre si, destinada à movimentação de petróleo e seus derivados (oleodutos), e gás natural (gasodutos). Quando um oleoduto é utilizado para transporte de diversos tipos de produtos ele também pode ser chamado de poliduto (ANP, 2004).

A capacidade de transporte dos oleodutos varia e depende do diâmetro do tubo, que oscila entre 10 cm e

um metro. Os oleodutos de petróleo cru comunicam os depósitos de armazenamento dos campos de extração com os depósitos litorais ou, diretamente, com os depósitos das refinarias.

Os dutos são considerados um dos meios de transporte de petróleo e derivados mais seguros do mundo, levando o petróleo aos navios petroleiros, terminais e refinarias. Podem ser classificados como dutos de transferência ou transporte de acordo com a função desempenhada nas operações. Sendo assim, dutos de transporte têm vários clientes como destino, e dutos de transferência interessam somente a uma mesma entidade, ou, eventualmente, a duas entidades distintas (Da Silva, 2004).

Os dutos de escuros, principalmente de petróleo, são em geral de bitolas (diâmetros) maiores, devido a alta viscosidade destes produtos, ao fato de quase sempre interligarem terminais diretamente a refinarias, tendo um fluxo bastante grande e constante. Alguns dutos de petróleo chegam a ser aquecidos para diminuir a viscosidade e minimizar a deposição de parafina (integrante do petróleo) em sua parede interna.

Na atualidade há no mundo mais de 1.500.000 km de dutos dedicados ao transporte de cru e de produtos acabados, dos quais 70% são usados para gás natural, 20% para cru e os 10% restantes para produtos acabados (Opep, 2005).

Segundo Mingueis *et al.* (2006), os Estados Unidos têm a rede mais densa de oleodutos no mundo. Na Europa existem cinco grandes linhas de transporte de petróleo que, partindo dos terminais marinhos de Trieste e Gênova no litoral norte da Itália, Lavera no litoral sul da França, Rotterdam na Holanda (Países Baixos) e Wilhelmshaven na costa da Alemanha, levam o petróleo às refinarias do interior. Esta rede é de 3.700 km, uma extensão pequena se comparada aos 5.500 km do oleoduto da Amizade que parte da bacia do Volga-Urales (600 km para o leste de Moscou) e que fornece petróleo para a Polônia, Alemanha, Hungria e outros países da Europa central.

### Malha dutoviária brasileira

No Brasil, a primeira linha de que se tem registro foi construída na Bahia, com diâmetro de 5 cm e 1 km de extensão, ligando a Refinaria Experimental de Aratu ao Porto de Santa Luzia e que recebia o petróleo dos saveiros-tanques vindos dos campos de Itaparica e Joanes, com início de operação em maio de 1942.

A história oficial dos oleodutos no Brasil teve seu início com o Conselho Nacional do Petróleo, que, em 1946, teve a atribuição de analisar o projeto dos oleodutos entre as cidades de Santos e São Paulo, com possibilidade de seguir até Campinas. Em outubro de 1953, com a edição da Lei 2.004, a criação da Petrobras foi autorizada pela União com o objetivo de executar as atividades do setor de petróleo no Brasil. A partir des-



sa data, toda atividade de movimentação de petróleo e derivados ficou a cargo desta empresa.

Na década de 60, entrou em operação o primeiro duto de grande extensão no país, o oleoduto Rio/Belo Horizonte, transferindo produtos refinados provenientes da Refinaria Duque de Caxias (Reduc) para Belo Horizonte, com diâmetro de 18" e 365 km de extensão.

A década de 70, período do chamado "milagre brasileiro" no âmbito da economia, caracterizou-se pela execução de importantes obras na área de dutos, dentre as quais a construção dos oleodutos São Sebastião/Paulínia, São Sebastião/Guararema/Paulínia, Paulínia/Barueri e Guararema/São José dos Campos, além do oleoduto Angra dos Reis/Caxias. Uma grande obra da década foi a do oleoduto São Sebastião/Paulínia, com diâmetro de 24" e 226 km de extensão. O oleoduto Opasa, responsável pelo escoamento

dos derivados da Refinaria de Paulínia (Replan) para a Grande São Paulo entrou em funcionamento em 1972 (Petrobras, 2007).

A década de 1980 caracterizou-se pela construção de um grande número de gasodutos, ampliando o aproveitamento do gás natural produzido no Espírito Santo e principalmente na Bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro. Em 1986 entrou em operação o gasoduto Guararé/Cabo, denominado "Nordestão", com um diâmetro de 12", e uma extensão de 423 km, suprindo os estados da Paraíba e de Pernambuco de gás produzido no Rio Grande do Norte.

Nos anos 90, os rápidos avanços de informática deram um grande impulso nos sistemas de controle e de aquisição de dados nos oleodutos e gasodutos, tais como o sistema Scada (*Supervisory Control and Data Acquisition*), permitindo o acompanhamento e a super-

visão das operações em tempo real. Nos projetos dos novos dutos, foram utilizados ainda outros equipamentos e sistemas avançados da informática como o GPS (*Global Positioning System*) e o GIS (*Geographic Information System*), permitindo levantamentos e mapeamentos com a ajuda de satélites.

Na **Figura 1**, é possível observar que 121 oleodutos iniciaram operação nas décadas de 1950 (9), 1960 (10), 1970 (47), 1980 (19) e 1990 (36). O ano de 2004 apresentou o recorde de material transportado por oleodutos, de acordo com a **Figura 2**. Segundo dados da Petrobras, referentes ao ano de 2008, sua produção média de 1,8 milhões de barris por dia (aproximadamente 83% em alto-mar) e 44 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Conta com uma malha de 15.772 km de dutos, sendo 50% de oleodutos e 50% gasodutos. Desse total, a Transpetro opera 9.067 km de dutos (70% oleodutos), dos quais aproximadamente 4.550 km são dutos de transporte e representam uma capacidade nominal de 302.559.260 m<sup>3</sup>/ano – dados referentes ao início de 2010.

O presidente da República Federativa do Brasil, excelentíssimo senhor Luiz Inácio Lula da Silva, inaugurou no dia 26/03/2010, em Itabuna (BA) o Gasoduto da Integração Sudeste Nordeste (Gasene), o maior em extensão construído no Brasil nos últimos dez anos e o principal empreendimento para expansão da malha de transporte de gás do país entre 2003 e 2010, período em que a rede de gasodutos passou de 5.451 km para 9.129 km.

Construído pela Petrobras, os 1.373 km do Gasene serão operados remotamente pela Transpetro, por meio do Centro Nacional de Controle Operacional. O gasoduto tem a capacidade de transportar 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e cumpre a função estratégica de integrar as malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste. O gasoduto Sudeste-Nordeste supre o déficit na oferta de gás para a região Nordeste e aumenta a possibilidade de distribuição do gás da Bolívia e das áreas produtoras – bacias de Campos, Santos e Espírito Santo (Transpetro, 2010).

Em 2006, a Transpetro movimentou 328 milhões de m<sup>3</sup> através dos seus oleodutos de transporte e de transferência. A movimentação apresenta concentração nas regiões Sudeste e São Paulo/Centro-Oeste, com um volume nacional de 24,1% e 58,8% respectivamente.

No Brasil, as instalações de refino e, conseqüentemente, a malha de dutos, encontram-se principalmente próximas à linha da costa, onde se localizam os portos e há maior concentração populacional, nos grandes centros consumidores. Pela proximidade com o oceano Atlântico, tratam-se das regiões nas quais há maior exploração. A **Figura 3** apresenta as instalações da Petrobras na América do Sul, nas quais se nota também a participação em atividades nos países vizinhos, como Argentina e Bolívia.

A mesma figura também apresenta os dutos operados pela Transpetro, as quatro regiões de sua gestão, e expressa sua representatividade na malha dutoviária de

transporte da Petrobras. Pela observação do mapa Presença da Petrobras no Brasil e América do Sul, constata-se a grande participação da Transpetro na malha dutoviária de transporte da Petrobras. A Transpetro é hoje responsável por grande parte dos dutos da Petrobras, e sua gestão subdivide-se em quatro grandes regiões geográficas abrangendo todo o território nacional.

### Transporte dutoviário de óleos ultraviscosos

Por suas características desfavoráveis, o transporte dos óleos pesados e ultrapesados, desde os campos de produção até as plantas de processamento e refino, encontra maior dificuldade. Há dificuldades também para a viabilização da exploração desses óleos. Dentre as alternativas mais utilizadas, estão o transporte por caminhões ou tubulações com aquecimento; porém, esses métodos são de alto custo e aplicáveis somente para curtas distâncias. Para o deslocamento eficiente por distâncias consideráveis, é necessário o uso de oleodutos. Entretanto, a maioria desses dutos tem especificações de viscosidade menor que 100cP, o que não condiz com a natureza dos óleos pesados e ultrapesados, que exigem dutos com maior espessura ou diâmetro interno (AL-ROOMI *et al.*, 2004).

Dentre as técnicas principais de transporte por dutos, tanto para campos petrolíferos offshore quanto onshore, se destacam:

- a) Preaquecimento do óleo a uma temperatura que permita que o fluido chegue ao seu destino sem a necessidade de altas pressões de bombeio isolando termicamente a tubulação;
- b) Aquecimento do óleo pela injeção de um fluido aquecido por uma linha concêntrica ao oleoduto ou por aquecimento elétrico;
- c) Geração de emulsões de óleo em água;
- d) Redução da viscosidade pela diluição em frações mais leves de óleo;
- e) Injeção de água formando um anel envolvendo o óleo (*core flow*).

**A. Preaquecimento e isolamento térmico** – Este método foi pouco aplicado em campos offshore no mundo. Muitas destas linhas são utilizadas para evitar a formação de hidratos ou para facilitar o bombeio de óleos excessivamente viscosos. O isolamento térmico é obtido ao se aplicar um material isolante externamente à tubulação e revestindo-o como uma luva metálica ou plástica, mantendo sua integridade (Trevisan, 2003).

**B. Aquecimento externo** – Os motivos pelos quais se utiliza o método de aquecimento externo são a manutenção da temperatura do óleo em situações de baixa vazão e o reaquecimento da tubulação em caso de resfriamento.

Uma técnica para a aplicação deste método é a instalação de uma linha concêntrica ao duto. Em uma das seções, interna ou anular, escoar-se o óleo, enquanto na



Foto: Banco de Imagens Shutterstock

outra injeta-se um fluido aquecido. Outra técnica seria o aquecimento elétrico, que é aplicado de diversas formas. Porém, os métodos de aquecimento externo, por seu alto preço, são aplicados geralmente em linhas curtas; segundo Visser (1989), as únicas aplicações offshore se encontram na Indonésia, para o transporte de óleos muito viscosos. A foto acima apresenta um exemplo de duto com aquecimento externo, existente no Alasca para movimentação de óleo, pertencente à malha Trans-Alaska.

**C. Emulsões de óleo em água** – A formação de uma emulsão de óleo em água também tem a intenção de reduzir a viscosidade do fluido, para transportá-lo mais facilmente. Esta técnica consiste em misturar os dois fluidos com a ajuda de um surfactante, que tem a principal função de garantir a estabilidade da emulsão, já que os dois fluidos têm a tendência de se separarem natu-

ralmente. As frações de mistura podem variar de acordo com a necessidade ou com as características do óleo.

**D. Diluição em frações mais leves** – Esse método, que consiste na diluição do óleo pesado em óleos mais leves reduzindo sua viscosidade, apenas se torna economicamente viável quando existe um campo produtor de óleo leve próximo ao de óleo pesado, já que o preço do primeiro é maior e, dependendo da quantidade necessária, não justifica a utilização do método (Oliemans, 1985).

A Petrobras vem adotando esta técnica no Campo de Fazenda Alegre, Rio Grande do Norte, onde se dilui o óleo produzido de 13°API com frações mais leves, provenientes de outros campos próximos de sua central. A PDVSA, estatal venezuelana de petróleo, também adota esta técnica com o óleo ultrapesado de grau API 8 extraído da bacia do Orenoco, diminuindo a viscosidade do petróleo para obter, ao final, um óleo com grau API 16 (PDVSA, 2006).

**E. Core Flow** – Esse método consiste na injeção de água junto ao escoamento de óleo, de forma a criar uma seção anular de água que permanece em contato com as paredes da tubulação. Isso faz com que a queda da pressão seja reduzida drasticamente, pois a viscosidade do óleo pesado é alta (Trevisan, 2003).

Esta técnica foi estudada por Vanegas (1998), a fim de verificar o escoamento bifásico óleo pesado-água, dando ênfase ao padrão anular, verificando sua eficiência do ponto de vista do gradiente de pressão. A redução da perda de carga foi de até 93 vezes em relação ao escoamento monofásico de óleo, sendo estimada uma correlação para prever a queda de pressão a partir das vazões, das propriedades e das frações volumétricas dos líquidos. ■

## Referências

- Agência Nacional de Transporte Terrestre (ANTT). Disponível em: <http://www.antt.gov.br>. Acesso em março de 2010.
- Agência Nacional do Petróleo (ANP). Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em março de 2010.
- Al-Roomi, Y.; George, R.; Elgibaly, A.; Elkamel, A. Use of a novel surfactant for improving the transportability/transportation of heavy/viscous crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 42, p. 235-243, 2004.
- Da Silva, R.P. Geração e Caracterização reológica de Emulsões de água em Óleo Pesado para aplicação em projeto de Separadores Gravitacionais. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia) Faculdade de Engenharia Mecânica/Departamento de Engenharia do Petróleo. Universidade Estadual de Campinas, Campinas / SP.
- Mingueis, R.; Pinto, A.; Barrinha, A.; Reis, B.; Henriques, M.; Rodrigues, P.C.; Cravo, T. Europa, Estados Unidos e a gestão de Conflitos. Fundação Friedrich Ebert, Lisboa, 2006.
- Oliemans, R. V. A. *et al.*, Core-Annular Oil/Water Flow: The Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 2-in Pipe Loop, SPE 13725, [s.d.], pp. 365-370, 1985.
- Organização dos Países Exportadores de Petróleo. Disponível em: <http://www.opec.org>. Acesso em fevereiro de 2010.
- Petróleo Brasileiro S/A. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em fevereiro de 2010.
- Petróleo de Venezuela S/A (PDVSA). Disponível em: <http://www.pdvs.com/>. Acesso em fevereiro de 2010.
- Ribeiro, G.S.; Arney, M.S.; Bai, R.; Guevara, E.; Joseph, D.D. Cemented lined pipes for water lubricated transport of heavy oil. *Journal Multiphase Flow*, p. 207-221, 1996.
- Transpetro. Disponível em: <http://www.transpetro.com.br>. Acesso em março de 2010.
- Trevisan, Francisco Exaltação, Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar. Campinas, SP. 2003. Dissertação de mestrado.
- Vanegas, Prada Josá Walter. Estudo Experimental do "Core Flow" na Elevação de Óleos Ultraviscosos, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998, 184 p. Dissertação (mestrado).
- Visser, Robert C. Offshore Production of Heavy Oil, *Journal of Petroleum Technology*, Estados Unidos, v. 41, n.1, pp. 67-70, 1989.