

## **A IMPORTÂNCIA DO PETRÓLEO PESADO E OS DESAFIOS DE SUA PRODUÇÃO E DE SEU PROCESSAMENTO**

**Maria Carolina Tenório Leão – linaleao@gmail.com<sup>1</sup>**  
**Simone Rennó Diamantino – simone\_epr@yahoo.com.br<sup>1</sup>**  
**Rogério José da Silva – rogeriojs@unifei.edu.br<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Instituto de Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Itajubá.  
Avenida BPS, 1303 – CEP: 37500-903 – Itajubá-MG - Brasil.

**Resumo:** *As estimativas atuais são de que as reservas do petróleo dito convencional (com grau API superior a 22,3°) deverão durar por mais 40 anos, considerando a manutenção constante da sua demanda aos níveis equivalentes do ano de 2002. No entanto, para que os países mantenham seu crescimento econômico será necessário recorrer aos petróleos ditos pesados (grau API inferior a 22,3°). As reservas de petróleo pesado no mundo já atingiram a casa dos seis trilhões de barris, representando mais que o dobro das atuais reservas de petróleo convencional. Tais números indicam que a viabilização da exploração deste tipo de fonte de energia se faz urgente, e não é de se estranhar que países como Canadá e Estados Unidos estejam entre os maiores produtores deste tipo de petróleo. De fato, juntamente com a Venezuela, estes países são os principais exploradores e os principais detentores de tecnologias capazes de extrair e processar o petróleo pesado. O maior desafio deste petróleo está ligado à sua alta viscosidade. Enquanto os óleos convencionais possuem viscosidade entre 1cp e 10cp, a viscosidade dos óleo pesados pode atingir até 1.000.000 cp. Tal característica dificulta o escoamento, e portanto a extração deste óleo de seus reservatórios. Além disso, petróleos pesados são constituídos basicamente de frações pesadas, ou seja, hidrocarbonetos de cadeia longa, que ao serem separadas e vendidas possuem menor valor agregado. Este tipo de óleo apresenta ainda uma grande parcela de impurezas, que dificultam ainda mais o seu processamento. Assim, este trabalho apresenta uma discussão das alternativas para superar tais dificuldades, como o desenvolvimento de uma série de técnicas para a extração e o para o processamento deste petróleo. Entre as principais técnicas empregadas na extração figuram a injeção de vapor, a combustão dentro do reservatório, a injeção de solvente, e a injeção de CO<sub>2</sub>. Para o bombeio, discute-se o desenvolvimento de bombas especiais, e também técnicas para diminuir a resistência de escoamento do óleo em contato com as paredes dos dutos. Já para o processamento, diversas técnicas de upgrading surgiram e foram aprimoradas, como a utilização de solventes, de catalisadores, ou de processos térmicos de conversão. No entanto, tais técnicas só se tornam economicamente viáveis quando o preço do barril de petróleo está em alta, pois a depreciação dos óleos pesados em relação aos leves pode chegar a 20%.*

**Palavra-chave:** *petróleo pesado, viscosidade, extração, processamento, tecnologia.*

### **1. INTRODUÇÃO**

A indústria do petróleo tem sofrido diversas mudanças ao longo dos últimos anos. Talvez a maior delas seja a necessidade de adaptação das unidades de extração, tratamento e refino ao Petróleo Pesado (de baixo grau API), cujas reservas ainda são abundantes, contrariamente ao Petróleo Leve (de elevado grau API), cujas reservas estão em declínio.

Essa necessidade de adaptação deve-se à composição dos óleos pesados, que geralmente apresentam teores elevados de impurezas, além de sua maior viscosidade. Tais propriedades causam uma maior dificuldade de bombeamento e processamento do petróleo e, portanto, um aumento nos custos de produção. O desafio é então conseguir produzir um óleo com baixo custo, e torná-lo atraente e competitivo para os consumidores.

### **2. CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

#### **2.1. O Petróleo**

O petróleo é um líquido escuro, viscoso e de cheiro característico. É uma mistura multicomponente, formada por hidrocarbonetos, resinas e asfaltenos, apresentando impurezas tais como compostos sulfurosos, nitrogenados e metálicos dentre outros (Ellis e Paul, 1998).

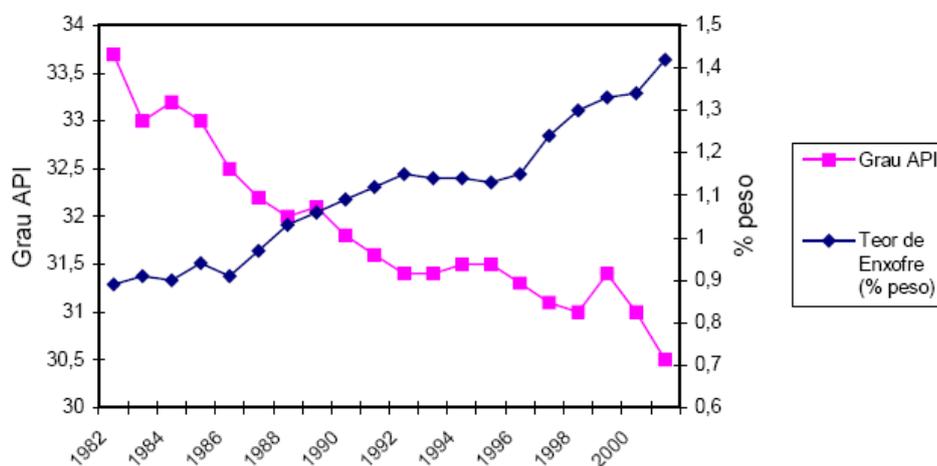
Devido à própria composição da jazida de petróleo, à medida que a extração aumenta mais pesado o óleo vai ficando; com o aumento da densidade, aumenta, também, o teor de alguns contaminantes, dentre eles o enxofre (Swain, 1997). A Tabela 1 mostra o aumento da participação dos petróleos mais pesados que estão sendo processados nas refinarias dos EUA. Como os EUA importam petróleo de vários países, fica caracterizado que os petróleos estão ficando cada vez mais pesados.

**Tabela 1. Variação percentual do grau API no petróleo importado pelos EUA.**

ANO	Grau API menor ou igual a 20.0 (%)	Grau API entre 20.1 e 25.0 (%)	Grau API entre 25.1 e 30.0 (%)	Grau API entre 30.1 e 35.0 (%)	Grau API entre 35.1 e 40.0 (%)	Grau API entre 40.1 e 45.0 (%)	Grau API maior ou igual a 45.1 (%)
2000	6,21	18,88	13,41	36,9	19,83	3,44	1,35
2001	7,97	20,78	11,6	36,1	19,63	2,71	1,21
2002	8,28	22,29	11,44	35,28	18,29	2,67	1,75
2003	8,29	24,25	9,97	35,6	17,19	2,7	1,99
2004	11,13	23,7	8,18	34,57	17,68	2,1	2,64
2005	11,94	22,83	10,2	31,87	16,92	3,68	2,55
2006	13,04	23,28	11,18	28,22	15,73	5,82	2,74
2007	11,72	23,12	11,18	28,86	16,71	5,57	2,84
2008	13,22	23,5	11,51	30,42	14,64	4,24	2,47
2009	14,54	26,75	7,69	29,13	13,58	5,54	2,77

Fonte: EIA (2007).

A Figura 1 mostra a evolução do grau API e do teor de enxofre das cargas de petróleo processadas pelas refinarias norte americanas (EIA, 2002). Como os EUA importam petróleo de vários países, fica caracterizado que os petróleos estão ficando cada vez mais pesados.



**Figura 1 - Evolução do grau API e teor de enxofre de cargas processadas pelas refinarias dos EUA. Fonte: EIA 2002.**

Assim, as refinarias estão sendo forçadas a processar crus mais pesados, que dificultam a extração a partir do poço de produção, causam problema no transporte pelos oleodutos, precisam de novos equipamentos para o processo de separação água-óleo e produzem mais de 50% de frações residuais, causando problemas às refinarias convencionais (Zhao et al, 2004).

## 2.2. O Petróleo Pesado no Brasil

Desde 1978, época do início da produção de petróleo da Bacia de Campos (RJ), a produção nacional de petróleo vem crescendo fortemente, sendo que atualmente as reservas brasileiras têm em sua composição mais de 40% de óleos classificados como pesados, apresentando altos teores de enxofre e uma baixa qualidade geral.

As refinarias do mundo inteiro inclusive do Brasil foram projetadas para óleos leves e médios e produzir derivados como: gasolina, diesel, GLP e querosene, entre outros. Atualmente, grande quantidade de coque de petróleo e óleos residuais pesados tem sido produzida como subprodutos dos processos de refino do petróleo pesado.

O Brasil exportou nos últimos anos, em média, cerca de 400.000 barris de petróleo por dia do tipo pesado. Este petróleo pesado não pode ser processado em toda a sua quantidade no país, em vista das características técnicas de nossas refinarias. Portanto, exporta-se parte do petróleo extraído por um baixo valor, e importa-se um óleo mais leve, de

maior valor, para fazer a mistura (blending), adequando o petróleo à capacidade técnica das refinarias nacionais. A Tabela 2 mostra evolução da produção de petróleo no Brasil nos últimos anos.

**Tabela 2. Evolução da Produção de Petróleo no Brasil**

Produção Nacional de Óleo Condensado (em barris por dia - bpd)					
Ano	Terra		Mar		Total
	Quant.	%	Quant.	%	Quant.
1990	188.657,00	29,9	442.599,00	70,1	631.255,90
1991	178.950,60	28,7	444.671,70	71,3	623.622,20
1992	186.598,90	29,7	441.421,10	70,3	628.020,00
1993	182.544,70	28,4	460.729,00	71,6	643.273,80
1994	179.609,70	26,9	488.413,90	73,1	668.023,60
1995	180.758,70	26,1	512.265,10	73,9	693.023,80
1996	198.053,00	25,3	585.690,90	74,7	783.744,00
1997	199.459,40	23,7	642.028,40	76,3	841.487,80
1998	211.770,60	21,7	763.346,30	78,3	975.116,90
1999	211.364,83	19,2	890.126,52	80,8	1.101.491,35
2000	211.537,11	17,1	1.022.917,19	82,9	1.234.454,30
2001	214.331,65	16,5	1.081.008,64	83,5	1.295.340,29
2002	218.889,08	15	1.235.912,00	85	1.454.801,08
2003	220.683,55	14,9	1.262.767,27	85,1	1.483.450,82
2004	220.416,80	15,4	1.210.421,88	84,6	1.430.838,67
2005	211.006,73	13,2	1.393.406,05	86,8	1.604.412,78
2006	199.289,87	11,8	1.491.637,73	88,2	1.690.927,60
2007	196.038,77	11,5	1.510.962,44	88,5	1.707.001,22
2008	185.983,82	10,5	1.581.935,62	89,5	1.767.918,45
2009	187.319,50	9,9	1.704.337,80	90,1	1.891.657,30

Fonte: PETROBRAS (2010).

As reservas mundiais de petróleo pesados, extra-pesados e betumes, atingem o total de 5 trilhões de barris (Herron e King, 2004). Tais óleos não convencionais possuem certas dificuldades para a sua extração como o baixo °API, os gases dissolvidos dentro deste, o seu bombeamento até a superfície, e até mesmo a presença de água ou areia junto ao óleo; e também no seu processo de upgrading. Nos tópicos seguintes serão discutidas as técnicas que superam as dificuldades citadas.

### 3. TECNOLOGIAS PARA O PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO PESADO

#### 3.1. Extração

Com o atual crescimento do processamento de petróleo pesado existe a necessidade de impedir que a produção por surgência se torne antieconômica, assim, o petróleo deverá ser impulsionado artificialmente até a superfície. Os procedimentos mais utilizados para essa extração serão descritos nos itens que se seguem.

##### 3.1.1. Toe-to-Heel Air Injection – THAI

Trata-se de um processo de extração desenvolvido por Malcolm Greaves, um professor da Universidade de Bath na Inglaterra durante 17 anos, e testado pela primeira vez em um poço de petróleo pesado em Alberta, no Canadá. Este processo utiliza um duto vertical através do qual o ar é injetado no poço de petróleo, e então queimado.

A queima começa na zona de coque, formando uma barreira de resistência ao fluxo no duto horizontal, prevenindo a quebra da passagem de ar. A passagem do ar pode ser observada conforme apresentado na Fig. 2.

Como o calor é criado in situ com o THAI (Fig. 3), o processo pode ser aplicado a reservatórios muito mais profundos. Naturalmente, a temperatura aumenta com a profundidade e por isso muitos reservatórios de óleo pesados profundos já se beneficiam significativamente desse método in situ para a redução da viscosidade.

A matriz de reservatório é importante – um pouco de conteúdo arenoso ajuda com a quebra térmica do óleo à frente da área de combustão. O processo pode decompor intervalos de xisto intermitentes que podem obstruir de outra maneira a permeabilidade. O THAI também é eficaz em reservatórios que apresentam água em suas áreas mais profundas, como em parte do campo piloto em Christina Lake.



Figura 2 - Representação do Fluxo no Injetor. Fonte: Heavy Oil Info (2008)

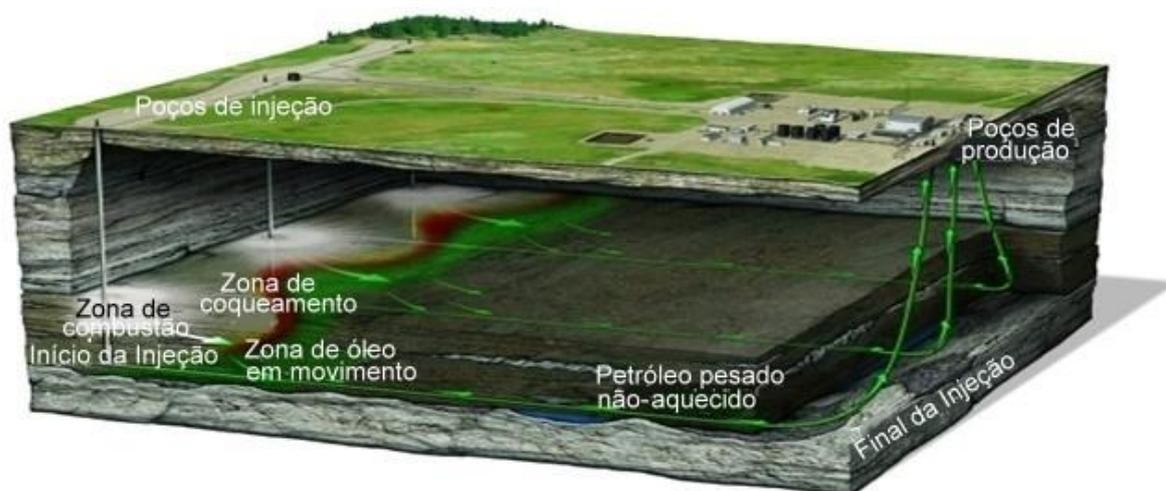


Figura 3 - Processo THAI. Fonte: PETROBANK (2008)

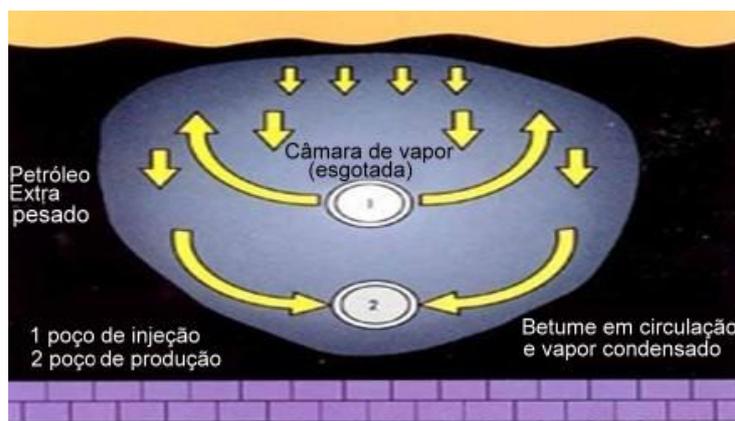
As simulações de laboratório indicam que o THAI pode ser aplicado em tais situações, mas também em muitas zonas menos espessas e com API inferior a 15°, sendo este mais controlável do que sistemas ISC convencionais, nos quais os fluidos e o gás circulam sem fluxo pré-definido.

Este processo tem o potencial para entregar melhores taxas de recuperação do que os demais processos de injeção e de ser lucrativo, apresentando preços inferiores a 30 dólares por barril. No laboratório, as recuperações de óleo por tal método atingiam aproximadamente 80% de recuperação do volume original. Tais resultados comprovam a importância de estudar as implementações e melhorias neste processo de injeção de vapor para a recuperação do óleo pesado.

### 3.1.2. Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD

Foi originalmente concebido pelo Dr. Roger Buttler, da Imperial Oil, em 1969. O primeiro teste, no entanto, só ocorreu em 1980. Este processo consiste em dois dutos horizontais paralelos perfurados na formação, a crescente quantidade de vapor produzida e injetada a partir de uma tubulação horizontal no reservatório flui continuamente para o perímetro da câmara onde se condensa e aquece o óleo circundante (Alkin e Bagci, 2001). Sendo assim, o calor é transferido por condução, convecção, e calor latente de vapor. O óleo aquecido é drenado, através de uma bomba, uma vez que impulsionado pela gravidade em direção ao tubo horizontal localizado na base do reservatório imediatamente abaixo do tubo de injeção, ambos mostrados na Fig. 4.

Uma forma mais recente do método SAGD é o Tubo Único de Vapor Assistido por gravidade e drenagem (SW-SAGD), que utiliza um mecanismo comum de injeção de vapor e recuperação do óleo. Em um caso típico, o vapor é injetado no final do poço, enquanto a parte que está fluindo é captada na sua parte inicial. O percentual de recuperação do SAGD pode chegar até 60%, porém, a maior eficiência foi observada em poços horizontais, onde o tubo foi utilizado tanto para a injeção quanto para a produção, segundo Alkin e Bagci (2001).

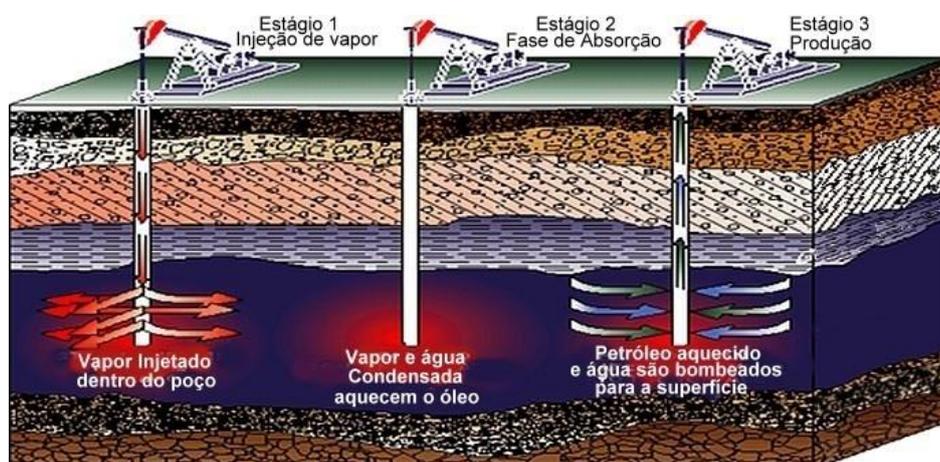


**Figura 4 - Representação dos tubos horizontais e seu sistema térmico para o processo SAGD.**  
**Fonte: Alberta Government (2008)**

Outro processo inovador é o ES-SAGD (Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage), no qual um solvente é misturado com vapor e injetado no betume, ajudando a reduzir a viscosidade do óleo além do que seria obtido apenas com vapor. No ES-SAGD, o solvente injetado pode ser utilizado para substituir a produção de vapor, favorecendo assim o meio ambiente. A recuperação do solvente previsto a partir de simulações é de cerca de 80%, em campos pilotos dirigidos.

### 3.1.3. Cyclic Steam Stimulation – CSS

O CSS é um processo em três etapas, aplicado principalmente nas fases iniciais de extração dos poços de petróleo pesado. Na etapa inicial, o poço sofre a injeção de vapor d'água à alta pressão, durante algumas semanas. A segunda etapa consiste em deixar o poço saturar-se com o vapor. As temperaturas elevadas ajudam a “amolecer” o óleo, e também a criar caminhos por onde o mesmo possa escorrer. Após a saturação satisfatória, inicia-se a terceira e última etapa, a produção. Devido às altas pressões existentes dentro do reservatório, o petróleo pode simplesmente jorrar, ou então ser bombeado para superfície. Uma vez que todo o petróleo “saturado” for retirado, e o poço sofra uma diminuição em sua produção, inicia-se novamente a injeção de vapor. O processo pode ser repetido diversas vezes, enquanto seus resultados forem notáveis. Caso contrário, pode aplicar-se então o processo de fluxo contínuo de vapor. A Figura 5 a seguir visa ilustrar o CSS.



**Figura 5 - Estimulação Cíclica de Vapor (CSS).** Fonte: Oil Sands (2001).

### 3.1.4. Vapour Extraction – VAPEX

Este processo é análogo ao SAGD, porém, ao invés de vapor, um solvente vaporizado é introduzido nos poços de petróleo através do duto horizontal superior, dissolvendo-se no óleo, conferindo-lhe mobilidade suficiente para que escorra e se deposite no duto inferior. Vários testes laboratoriais ainda estão sendo realizados, devido à grande incerteza envolvida na determinação do coeficiente de dispersão do solvente. O custo do solvente é um dos fatores determinantes para esta tecnologia. Se o VAPEX (Fig. 6) for seguido de combustão, pode haver uma grande recuperação do solvente utilizado, tornando o processo econômico. Tem ainda o potencial de reduzir significativamente o consumo de água, ter baixo investimento e custos operacionais.

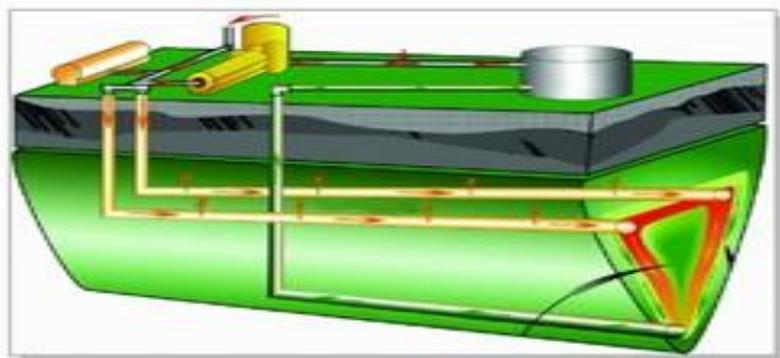


Figura 6 – O Processo VAPEX. Fonte: Government of Canada (2005)

É um processo de recuperação de petróleo pesado em uma configuração de injetor horizontal vaporizado dentro reservatórios utilizando solventes. Estes solventes difundem-se nas reservas altamente viscosas reduzindo a sua viscosidade, para que possam então serem facilmente extraídas. Desde o início da manifestação da sua eficácia (Butler e Mokrys, 1998), o VAPEX sofreu substanciais avanços a partir de laboratório e da planta piloto para estudos de investigações e comerciais do projeto (Upreti et al., 2007).

### 3.2. Upgrading

O upgrading é um processo de transformação do petróleo pesado ou betume em um óleo sintético mais leve, ou seja, menos viscoso, o que facilita o transporte e o processamento posterior. Esse processo é de extrema importância, pois possibilita um maior aproveitamento do barril, garantindo a exploração de frações pesadas, antes excluídas do processo produtivo.

O processo consta, num primeiro momento, da extração de impurezas como areia, argila, água e sal. Logo após, um diluente é adicionado ao óleo para facilitar seu escoamento pelo “Upgrader”. Em seguida, a fração leve, que chega a representar a terça parte do barril é separada. Os dois terços que representam a fração pesada são então enviados para a unidade de coqueamento para serem enriquecidas.

O óleo enriquecido (de grau API mais elevado) é adicionado à fração leve anteriormente separada. Essa mistura passa então pelo processo de “hidrotratamento”, que diminui o teor de enxofre do óleo através da injeção de Hidrogênio (produção de ácido sulfídrico H<sub>2</sub>S). O produto final desta etapa é o chamado “cru sintético”.

Nos últimos anos, outros processos não convencionais de Upgrading tem sido desenvolvidos e testados.

#### 3.2.1. Processo Rápido Térmico (RTP)

O RTP é um processo térmico que permite separar as várias frações do petróleo de maneira rápida e eficaz. Seu funcionamento foi testado diversas vezes em Ottawa, entre 1999 e 2002 (Veith, 2006). Pode ser considerado um processo relativamente econômico, uma vez que é realizado à pressão ambiente e não exige temperaturas extremamente elevadas.

Consta de várias etapas que vão desde o pré-fracionamento, a utilização de ciclones para a separação de resíduos, até a injeção de solventes e a obtenção do produto final. Os resultados apresentados neste processo são extremamente satisfatórios, testes realizados com petróleo de Athabasca (na província de Alberta, Canadá), de grau API 8, apresentou como resultado final um óleo sintético de grau API 19 e com baixos teores de impurezas.

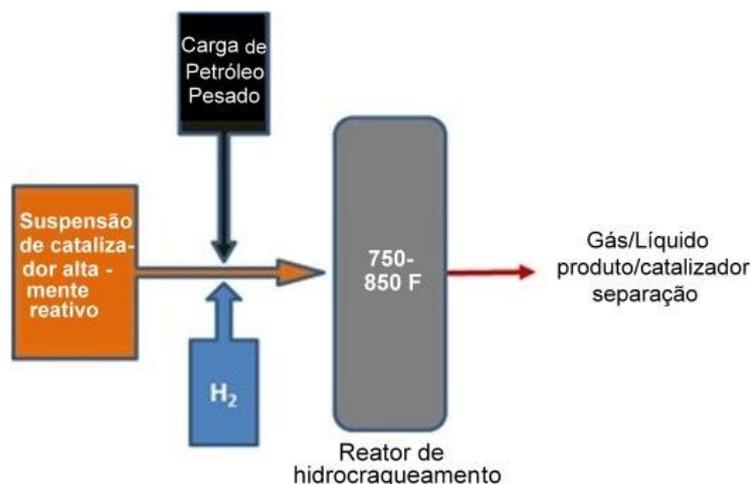
#### 3.2.2. Vacuum Resid Slurry Hydrocracking (VRSB)

Um dos mais novos processos de upgrading começou a ser desenvolvido pela Chevron em 2003 e teve sua patente registrada em 2008. O grande diferencial desta técnica é o catalizador utilizado, segundo a empresa ele é o responsável pela taxa de conversão do óleo pesado em óleo leve, que pode chegar a até 100%. A composição e a preparação do catalizador são complexas, e envolvem diversos compostos químicos e a formação de uma suspensão (slurry).

O verdadeiro processo de upgrading ocorre dentro de um reator (Fig. 7), onde o catalizador, o óleo pesado e hidrogênio reagem e geram: nafta, gás, destilados médios e leves; que serão posteriormente convertidos em vários produtos nobres, como a gasolina e o diesel.

### 3.3. Transporte

Devido à alta viscosidade do óleo pesado, o transporte deste tipo de petróleo pelos tubos torna-se outro problema a ser considerado.



**Figura 7 – Esquema do Processo VRSH. Fonte: Gree Car Congress (2008),**

As perdas de carga no escoamento nos tubos do oleoduto são devidas, principalmente, à alta viscosidade, à possibilidade da presença de sólidos suspensos no meio, à ocorrência de componentes corrosivos e, ainda muitas vezes, devido às condições adversas, como altas profundidades e bacias marítimas, as quais exigem da produção de óleos pesados a integração de diversas tecnologias e métodos. É importante lembrar que, a grande perda de carga no escoamento tem significativa importância no dimensionamento do diâmetro e espessura dos tubos, na especificação das bombas e na quantidade de energia necessária ao transporte do cru pelo oleoduto.

Existem dois métodos para transportar óleos não convencionais por oleodutos. A primeira delas seria: ajustar a viscosidade, densidade e sedimentos básicos e água (BS&W), utilizando um solvente adequado, que deve ser reciclado. A outra opção é aumentar o aquecimento da linha do oleoduto, de modo a garantir que a viscosidade do óleo permaneça dentro dos limites exigidos pela operação do oleoduto, embora esta opção seja amplamente conhecida e bastante utilizada, ela apresenta altos custos devido ao uso de vapor de água, aumento da corrosividade do óleo e custos de instalação e manutenção do isolamento térmico.

Na área de produção de petróleo pesado, mais especificamente no bombeamento do petróleo pesado, a pesquisa que está dando resultados mais promissores é a do escoamento bifásico em dutos do tipo “core flow”.

### 3.3.1. Core Flow

Uma das novas tecnologias, desenvolvido pela Petrobrás em parceria com a Unicamp, é o Core Flow System (Sistema Central de Fluxo), que tem como objetivo reduzir a resistência do óleo cru no trajeto do poço até a plataforma.

Essa tecnologia consiste em injetar uma certa quantidade de água no espaço anular junto às paredes da tubulação. Este espaço envolve o óleo, formando uma fase contínua que se desloca ao longo do núcleo da tubulação sem qualquer contato com as paredes e, conseqüentemente, sem fricção (Fig. 8). Ou seja, a água adere à superfície do tubo formando uma espécie de filme e o óleo corre por dentro, diminuindo seu atrito com a tubulação, e a perda de carga, portanto é menor. Assim, esse novo sistema reduz os esforços de bombeamento e a pressão interna nas linhas, aumentando a sua durabilidade e reduzindo os riscos de acidentes.

Um fato importante que deve ser observado é que não se deve misturar grande quantidade de água e óleo, para evitar problemas tipo emulsificação da água no óleo e para reduzir a necessidade de tratamento da água após o transporte. Porém, quanto mais fino o filme da água, mais provável é contaminação das paredes do duto pelo óleo.



**Figura 8 - Modelo representativo do método core-flow. Fonte: Silva (2003).**

Quando as paredes da tubulação apresentam aderência de óleo, existe uma tendência de aumento da perda de carga, chegando algumas vezes até ao bloqueio total da seção de fluxo da tubulação. Este problema tem sido motivo de diferentes trabalhos nos quais se propõem soluções para minimizá-lo, como por exemplo, os trabalhos de Ribeiro (1994) que sugerem o revestimento da tubulação por cimento, e de Santos (2003) que sugere a adição do metassilicato

de sódio na fase aquosa. O grau de aderência do óleo às paredes metálicas do duto, depende da composição tanto do óleo como do material interno da tubulação.

O ângulo de contato reflete a afinidade relativa entre a superfície sólida e as duas fases fluidas imiscíveis e podem ser usadas para estudar as interações água e óleo com a superfície sólida. Quando dois fluidos imiscíveis estão em contato com a superfície sólida, a configuração de equilíbrio das duas fases fluidas depende dos valores relativos da tensão interfacial entre cada par das três fases, como na figura a seguir (Fig. 9).

Quanto menor for o ângulo de contato mais molhável pela água será a superfície sólida, então, mais estável será o filme lubrificante de água estabelecido no transporte de óleo pesado pelo método de core-flow.

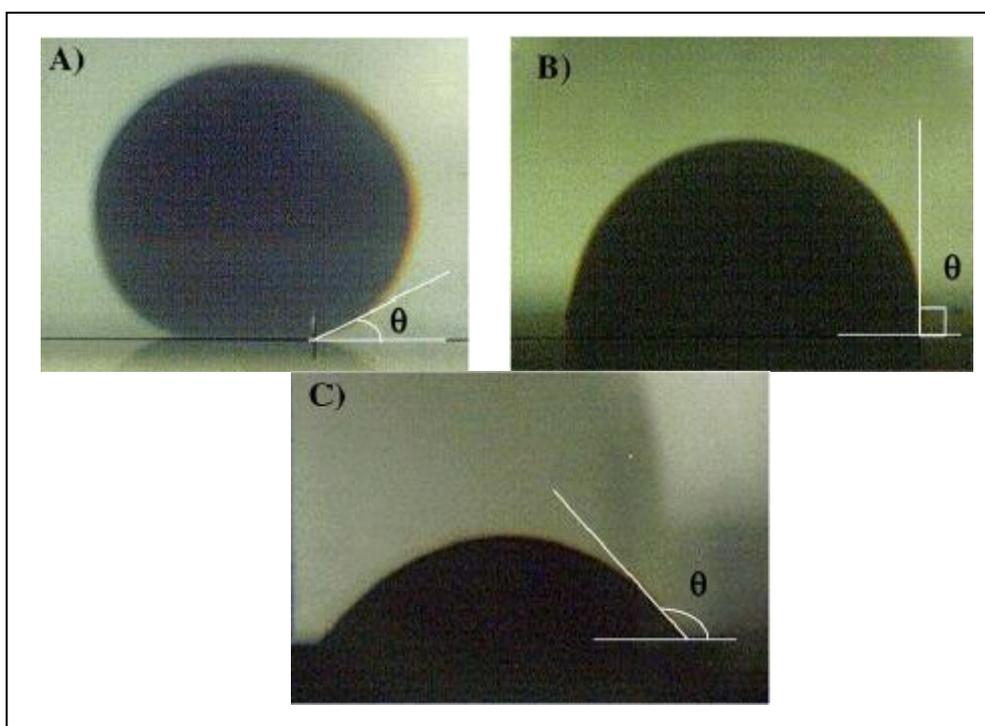


Figura 9 - Superfície molhável por: A) Água ( $\theta < 90^\circ$ ); B) Água ( $\theta = 90^\circ$ ) e C) Óleo ( $\theta > 90^\circ$ ).  
Fonte: Silva (2006).

### 3.3.2. Bombeamento Cíclico Submerso Submarino (BCSS)

O BCSS é uma nova tecnologia de bombeamento submarino desenvolvida no Brasil, e que apresenta a possibilidade de elevar a produção dos poços de petróleo em até 140%, segundo testes realizados no Campo de Jubarte, na Bacia de Campos, e assim viabilizar a comercialização do petróleo pesado extraído de águas profundas. O sistema consiste na instalação de uma bomba centrífuga dentro do poço, conectada a válvulas do tipo Árvore de Natal (que ficam na cabeça do poço), interligados com os umbilicais (tubulação por onde escoam o petróleo). Além do grande aumento na produção, este novo sistema também apresenta um aumento significativo no período médio de operação do sistema, o que trás uma redução de custos e de paradas na produção (antes ocorriam a cada 2, 3 anos, hoje são necessárias apenas a cada 4, 6 anos).

### 3.4. Recuperação de Poços de Petróleo

Tempos atrás, quando o petróleo leve era abundante e não se conhecia a importância dos petróleos pesados, era comum que postos de extração de petróleo fossem fechados após o processo de extração primária, no qual apenas o petróleo de baixa densidade e fácil extração era retirado. Assim, boa parte do petróleo existente no poço, permeando rochas ou com alta densidade, não era aproveitado. Atualmente, com o barril de petróleo superando US\$100,00, tal procedimento é simplesmente inaceitável.

Técnicas de recuperação de poços são empregadas para reaproveitar o petróleo pesado deixado em poços antigos, assim como para assegurar que poços novos sejam explorados até seu máximo rendimento. Algumas dessas técnicas já foram citadas neste trabalho, como a injeção de vapor, de solventes, o aquecimento elétrico, etc. A Petrobrás é uma das empresas líderes em recuperação de poços, com programas de aproveitamento que visam à maior recuperação possível de um poço, mesmo que seu rendimento seja baixo (alto teor de água e baixo teor de óleo). Um exemplo é o Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (PRAVAP), que através do “Tratamento de Poço” enfoca o aumento da produtividade dos mesmos.

### 3.4.1. Extração Com Fluido Supercrítico

Um fluido supercrítico consiste em uma substância gasosa submetida a altas pressões, de tal grandeza que se torna tão densa quanto a fase líquida da substância. Apesar da grande densidade, fluem com facilidade, sendo ideais para o transporte através de encanamentos. Para a extração de petróleo pesado, utiliza-se o Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) em estado supercrítico, que além de apresentar boa fluidez, ainda é extremamente solúvel, misturando-se com facilidade as moléculas do óleo.

O processo consiste em bombear o  $\text{CO}_2$  a alta pressão para dentro do poço. O  $\text{CO}_2$  então se mistura com as moléculas do óleo, fazendo com que ele inche, e seja expulso de dentro das rochas porosas. Uma vez fora das rochas, o óleo flui com mais facilidade em direção aos postos de extração, sendo empurrado pela água que também é injetada no poço. A composição do  $\text{CO}_2$  é de grande importância da determinação de sua capacidade de se misturar com o óleo. Certa quantidade de impurezas, como o Sulfeto de Hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) é de suma importância para uma boa miscibilidade.

Vários testes já foram realizados para determinar as condições ideais na qual o  $\text{CO}_2$  deve ser utilizado nos poços de petróleo. Segundo Al-Marzouqi et al. (2006), as condições em que o fluido em questão demonstrou máxima eficiência (72,4%) foi a uma pressão de 300bar e temperatura de  $100^\circ\text{C}$ . No entanto, a grande complexidade das moléculas que formam o petróleo pesado altera sua susceptibilidade ao processo de extração com fluido supercrítico.

Ainda assim, esta técnica já é empregada em poço de petróleo ao redor do mundo, como é o caso do poço de Weyburn, no Canadá, operado pela EnCan. Acredita-se que esta técnica vai aumentar em até 25 anos a vida útil do poço, permitindo a extração de 130 mil barris adicionais por dia. É importante frisar ainda que o armazenamento de parte  $\text{CO}_2$  injetado no próprio poço também é objetivo deste projeto, tornando-o uma das possíveis alternativas para o problema ambiental das emissões de Gás Carbônico para a atmosfera.

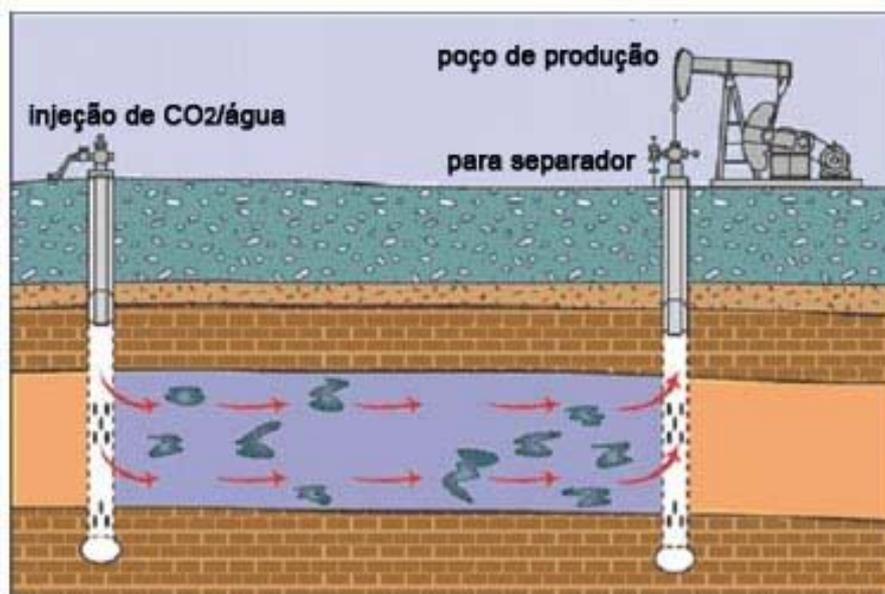


Figura 10 – Extração de Petróleo Pesado com Injeção de  $\text{CO}_2$  Supercrítico.  
Fonte: SEED (2005).

## 4. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq e à FAPEMIG pelas bolsas e o apoio financeiro ao projeto de pesquisa.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alberta Government, "Alberta Oil Fields", 2008.
- Akin, S. e Bagci, S., 2001, "A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process". Journal of Petroleum Science and Engineering Vol. 32, No 1, 23– 33p.
- Al-Marzouqi, A. H., Zekri, A. Y, Jobe, B. e Dowaidar, A., 2006, "Supercritical fluid extraction for the determination of Optimum oil recovery conditions". Journal of Petroleum and Science Engineering Vol. 55, No.1-2, 37-47p.
- Butler, R. M. e Mokrys, I. J., 1998, "Closed-loop Extraction Method for the Recovery of Heavy Oils and Bitumens Underlain by Aquifers: the Vapex Process". The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 37, No. 4, 41-50p.
- EIA – Energy Information Administration/Petroleum Marketing Monthly. October 2002, September 2007.
- Ellis, P., J. E Paul, C., A. Tutorial: Delayed Coking Fundamentals. Great Lakes Carbon Corporation. Port Arthur, Texas. USA. 1998.

- Government of Canada, "VAPEX engineering for heavy oil recovery", 2005.
- Green Car Congress, "Chevron Unveils New Refining Technology That Converts Ultra-Heavy Oil Into Fuel; Up to 100% Conversion", 2008.
- Heavy Oil Info – Schlumberger, 2008.
- Herron, E. H. and King, S. D., 2004 – "Heavy Oil as the Key to U.S. Energy Security".
- Oil Sands, "Welcome to CommodityMine", 2001.
- Petrobank, "Introducing THAI", 2008.
- PETROBRAS – Produção Nacional de Óleos Condensados – Portal Petrobras, 2010.
- Ribeiro, G. A. S. M., 1994, "Topics in the transport and rheology of heavy crude oils", Minneapolis; Graduate School, University of Minnesota. 136p. PhD Dissertation.
- Silva, R. C. R., 2003, "Alteração da molhabilidade de superfícies internas de tubulações utilizadas no transporte de óleos pesados via core-flow". Campinas, Brasil.
- Swain, E.J. Oil and Gas Journal, 1997.
- SEED – "Schlumberger Excellence in Education Development", Ciências da Terra. 2005.
- Upreti, S. R. , Lohi, A., Kapadia, R. A. e El-Haj, R., 2007, "Vapor Extraction of Heavy Oil and Bitumen: A Review". Department of Chemical Engineering, Ryerson University. Toronto, Canadá. *Energy Fuels*, Vol. 21, No. 3, pp 1562–1574
- Veith, E., 2006, "Releasing the Value of Heavy Oil and Bitumen: HTL Upgrading of Heavy to Light Oil". World Heavy Oil Conference, Califórnia, EUA.
- Zhao, S., Zhiming, X., Chunming, X e Chung, K.H., 2004, "Feedstock Characteristic Index and Critical Properties of Heavy Crudes and Petroleum Residua", *Journal of Petroleum Science and Engineering* Vol. 41, No. 1-3, pp 233-242.

## 6. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

# THE IMPORTANCE OF HEAVY OIL AND THE CHALLENGES OF IT'S PRODUCTION AND PROCESSING

Maria Carolina Tenório Leão – [linaleao@gmail.com](mailto:linaleao@gmail.com)<sup>1</sup>  
Simone Rennó Diamantino – [simone\\_epr@yahoo.com.br](mailto:simone_epr@yahoo.com.br)<sup>1</sup>  
Rogério José da Silva – [rogeriojs@unifei.edu.br](mailto:rogeriojs@unifei.edu.br)<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Itajubá.  
Avenida BPS, 1303 – CEP: 37500-903 – Itajubá-MG - Brasil.

**Abstract:** *Current estimates are that the reserves of conventional oil (with an API of greater than 22.3) should last for 40 years, considering that the remains equal to the one of 2002. However, for countries to maintain their economical growth, it will be necessary to refer to the so-called heavy oil (API grade of less than 22.3 °). The heavy oil reserves in the world have reached the home of six trillion barrels, representing more than double the current reserves of conventional oil. These figures indicate that the viability of exploiting this type of energy source is urgent, and it's no surprise that countries like Canada and the United States are among the largest producers of such oil. In fact, along with Venezuela, these countries are the principal operators and the major holders of technologies to extract and process heavy oil. The biggest challenge of this oil is due to its high viscosity. While the conventional oils have a viscosity between 1cP and 10cP, the viscosity of heavy oil can reach up to 1,000,000 cp. This feature interferes with the flow, and therefore with the extraction of oil from their reserves. Moreover, heavy oils are composed primarily of heavy fractions, ie, long hydrocarbon chains, which have to be separated and presents lower value, and whose demand is less than the lighter fractions. This type of oil still has a large portion of impurities, which hinder further processing. This paper presents a discussion of alternatives to overcome such difficulties, the development of a number of techniques for extraction and for the processing of this oil. The main techniques used in the extraction include steam injection, in-situ combustion, the injection of solvent, and the injection of CO<sub>2</sub>. For pumping, we discuss the development of special pumps, and also techniques to reduce the flowing resistance of oil in contact with the walls of the ducts. As for the processing, several techniques have emerged and upgrading have been enhanced by the use of solvents, catalysts, or thermal conversion processes. However, such techniques only become economically viable when the price of a barrel of oil is high because the depreciation of the heavy oils in relation to light up to 20%.*

**Key Words:** *heavy oil, viscosity, extraction, processing, technology.*