



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



A Complexidade da Gestão da Logística de Fluidos para atendimento às Unidades Marítimas com Fluidos de Perfuração

GISELLE CUNHA TARDIN DE SOUZA
gitardin@gmail.com
UFF/Mcaé

AILTON DA SILVA FERREIRA
ailtonsilvaferreira@yahoo.com.br
UFF/Mcaé

DENISE CRISTINA DE OLIVEIRA NASCIMENTO
denise_cristin@yahoo.com.br
UFF/Macaé

PAULO MAURICIO TAVARES SIQUEIRA
paulomauricio@id.uff.br
UFF/Niterói

Resumo: O presente trabalho tem como objetivo principal identificar as atividades desenvolvidas pela logística de fluidos e como elas contribuem para as necessidades da empresa. Também são descritas todas as atividades necessárias para o trabalho logístico com fluidos, demonstrando assim a complexidade das atividades realizadas abordando os principais autores da área, tratando sobre logística, distribuição física, atividades e nível de serviço da logística. Em seguida, são apresentados os procedimentos metodológicos utilizados que são a análise documental, a observação participante. A identificação das atividades desenvolvidas pela logística da empresa, a sua estrutura e funcionamento. Demonstrar que as atividades desenvolvidas pelo setor de logística de fluidos da empresa oferecem um bom nível de serviço para a organização. No final conclui-se o trabalho com uma análise crítica sobre as atividades, baseando-se em literaturas consultadas... Na prática, pode-se considerar que as atividades desenvolvidas pela logística atendem com satisfação as aspirações da empresa.

Palavras Chave: Logística - petróleo - mapeamento - fluidos - perfuração



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEG E T
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



1. INTRODUÇÃO

A complexa cadeia logística da indústria do petróleo exige a integração entre os principais conceitos da logística às modernas técnicas de simulação, abordando de forma sistêmica a cadeia de suprimento de petróleo de maneira a quantificar seus principais custos logísticos e os níveis de serviço obtidos por suas diferentes alternativas operacionais.

A água produzida gera problemas de queda no índice de produtividade do poço e consequente decréscimo da produção de petróleo, a deterioração de estrutura e de equipamentos, e danos ao meio ambiente e à saúde humana.

A água produzida e separada *offshore* encontra uma disposição final na própria plataforma, por meio do descarte direto no mar, após sofrer um pós-tratamento para enquadrá-la nos limites especificados pelos órgãos reguladores ou por reinjeção, que tanto pode ser no próprio reservatório produtor, quanto em outros reservatórios ou aquíferos. Uma forte tendência em se injetar água produzida vem se estabelecendo, pois as especificações exigidas para tal têm sido menor do que as estabelecidas para o seu descarte.

Neste sentido, o presente estudo de caso apresenta uma proposta para a destinação final da água produzida oriunda da produção de petróleo valendo-se de uma solução aceita como forma de destinação final de efluentes em diversos países do mundo e amplamente utilizada no âmbito internacional, sendo o objetivo do artigo é analisar a logística do petróleo Cabiúnas Mistura, desde as plataformas produtoras até as refinarias, e avaliar a implantação do projeto de descarte de água de produção pela injeção no arenito São Tomé.

2. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE FLUIDOS

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás, óleo, água e impurezas. Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos, óleo e gás, há necessidade de dotar os campos marítimos ou terrestres de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário dos fluidos (THOMAS, 2004).

O processamento primário dos fluidos envolve: a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão; o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito; e o tratamento da água para reinjeção ou descarte (THOMAS, 2004).

Dependendo do tipo dos fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte (THOMAS, 2004).

Toda planta possui uma capacidade nominal de processamento, projetada em função do estudo de diversos parâmetros do campo produtor. A figura 1 representa um diagrama que mostra os principais componentes de uma unidade de processamento primário de fluidos (THOMAS, 2004).

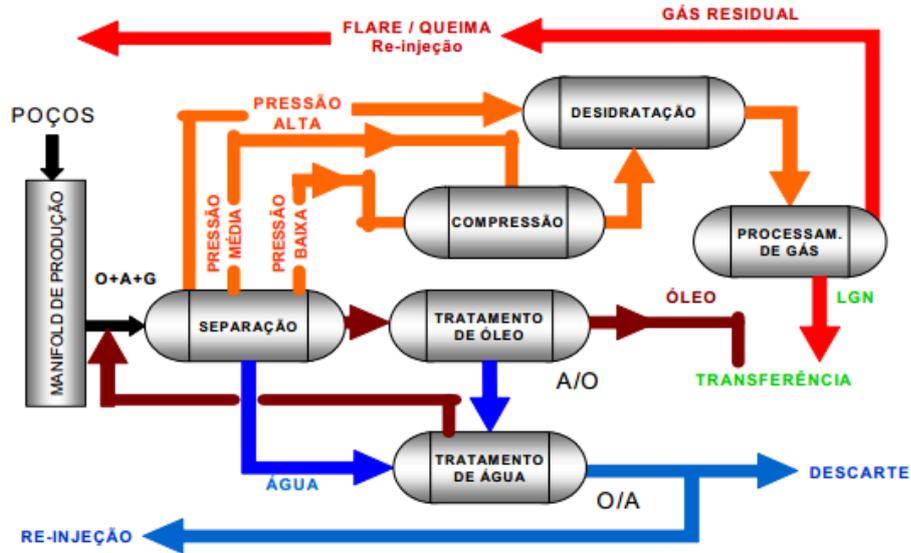


Figura 1: Fluxograma do processamento primário de fluidos oriundos de poços de petróleo. Fonte: Adaptado de Andrade (2009).

O sistema começa na cabeça do poço, que é equipado com uma válvula para controle de vazão de acordo com as recomendações da engenharia de reservatórios. Nessa válvula é Quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade, é necessário o uso de um *manifold* de produção para combinar as vazões e pressões dos diversos poços para a entrada na planta de processamento primário (THOMAS, 2004).

3. CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DA ÁGUA PRODUZIDA

Diferentes fatores podem influenciar na quantidade de óleo presente nas águas de produção. Dentre estes fatores destacam-se a composição do óleo, o pH, a salinidade, a temperatura, a razão óleo/água e o tipo e a quantidade de produtos químicos adicionados durante o processo de produção (FLANIGAN, STOLHAND, SHIMODA, 1992).

Dentre os parâmetros mais utilizados por vários autores para a caracterização da água produzida, por serem mais relevantes, estão: dureza, salinidade e teor de óleos e graxas, sendo este o principal parâmetro para o descarte da água produzida. Na fase inicial de produção de petróleo, a água produzida é essencialmente a água de formação com grande parte das suas características inalteradas. Com o passar do tempo, a água produzida começa a apresentar características tanto da água de formação quanto da água do mar, como alguns ânions, cátions metálicos e sais dissolvidos, já que a água injetada normalmente é a água do mar (FLANIGAN, STOLHAND, SHIMODA, 1992).

Para o descarte da água produzida, o parâmetro mais importante é o teor de óleos e graxas, e para seu controle, a Resolução CONAMA nº. 393, DE 08/08/2007 que dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, preconiza que o descarte de água produzida deverá obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L (SILVA, 2007).

4. SEPARAÇÃO ÁGUA/ÓLEO/GÁS

Segundo Thomas (2004) a produção *offshore* primeiro trata as misturas óleo/água por meio de separação mecânica dos fluidos. Os fluidos produzidos (água/óleo/gás) passam,



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



inicialmente, por separadores, que podem ser bifásicos ou trifásicos, atuando em série ou paralelo. No separador bifásico (Figura 2) ocorre a separação gás/líquido.

Segundo Thomas (2004), nas plataformas marítimas, a água proveniente dos separadores e tratadores de óleo é enviada para um vaso degaseificador, cuja função é remover traços de gás ainda presentes no líquido. Posteriormente, a água passa por um separador água/óleo e finalmente em um tubo de despejo. Após a remoção da maior parte do óleo, a água produzida é descartada abaixo da superfície do mar. Todo o óleo recuperado nessas etapas é recolhido em um tanque para sua recuperação.

A tecnologia eletroquímica também pode ser utilizada para o tratamento da água produzida na extração de petróleo, pois utiliza reagentes limpos (elétrons), gera poucos resíduos e apresenta as seguintes vantagens: condições energéticas reacionais reduzidas (processos a frio), relativa disponibilidade de energia elétrica, sistemas altamente reprodutíveis e facilmente controláveis permitindo a automação e facilidade de montagem de plantas relativamente compactas, fator importante em vista do alto custo do metro quadrado nas plataformas em alto mar (SILVA; TONHOLO; ZANTA, 2005).

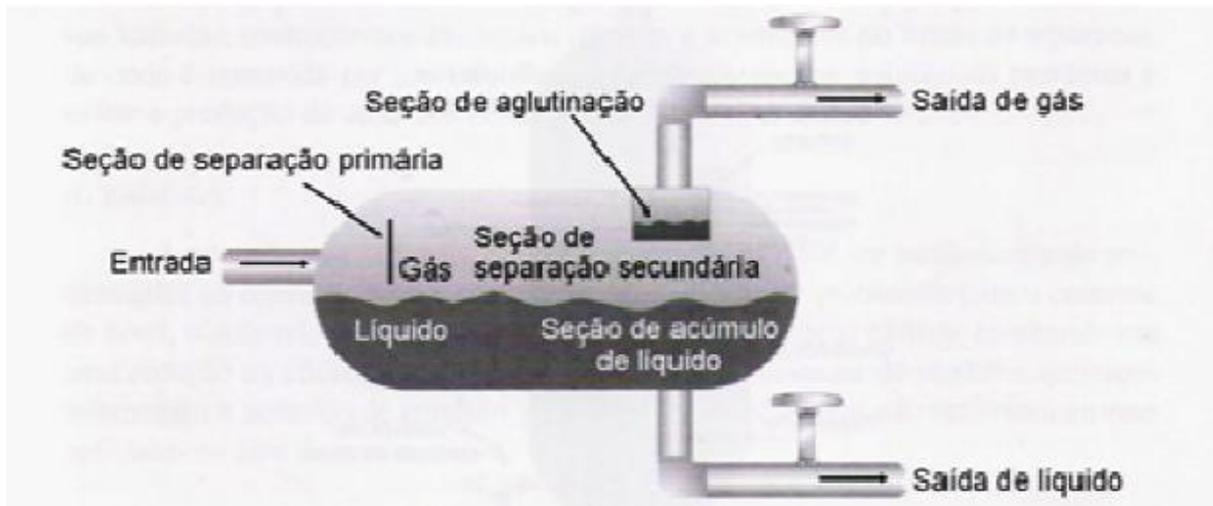


Figura 2: Esquema de um separador bifásico. Fonte: Adaptado de Thomas (2004).

5. DESTINO DA ÁGUA PRODUZIDA

Segundo Thomas (2004), a água produzida em muitas áreas *onshore* e *offshore*, localizadas em países tropicais, é descartada diretamente no ambiente. Em muitos campos terrestres de petróleo do mundo, áreas *onshore*, a água produzida pode ser injetada em formações subterrâneas que já contenham águas não disponíveis para o consumo humano, ou reinjetada em poços para sua utilização no processo de recuperação secundária ou ainda descartada, após devido tratamento.

Segundo Thomas (2004) o descarte da água produzida deve ser feito o mais próximo possível do campo produtor, para evitar problemas no transporte e armazenamento, além de desperdícios de energia. Em vista disso a solução comumente adotada é:

i. Campos terrestres: reinjetá-la em poços para fins de recuperação secundária ou descarte, após o devido tratamento, de modo que esta não venha causar problemas no reservatório e nos equipamentos através de corrosão e/ou entupimento dos poços;

ii. Campos marítimos: lançá-la ao mar após reduzir o teor de óleo aos níveis exigidos pela legislação.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



O descarte pode ser realizado de varias maneiras:

A) Lançamento no mar

O descarte da água no mar tem sido bastante estudado, principalmente em regiões situadas nas proximidades das plataformas do Mar do Norte e do Golfo do México. Os resultados obtidos mostram que a descarga contínua da água produzida não causa danos sensíveis ao meio marinho, desde que o sistema de descarte seja projetado e construído para proporcionar uma grande diluição do efluente. As forças naturais existentes no mar, como a diluição, evaporação, foto e auto-oxidação, degradam o petróleo e o gás carbônico (THOMAS, 2004).

B) Reinjeção

A injeção de água produzida em campos terrestres, desde que não cause problemas ao reservatório, é a melhor opção em termos ambientais, pois resolve a questão do destino final da água produzida junto com o óleo. Proporciona, ainda, uma economia de água doce de boa qualidade (de aquíferos), comumente utilizada para essa finalidade, que fica, assim, disponível para fins mais nobres, como o consumo humano.

C) Recuperação secundária por injeção de água

Segundo Thomas (2004), a pressão no reservatório tende a cair ao longo do tempo de produção de um poço de petróleo, diminuindo assim a recuperação do óleo. A injeção de água em campos produtores, através de poços injetores, é responsável por um aumento significativo na recuperação do petróleo, por manter a pressão do reservatório. Além disso, a água injetada através de poços injetores faz a varredura do reservatório, deslocando o petróleo em direção aos poços produtores.

A fim de se aperfeiçoar a recuperação do petróleo, a injeção de água deve ser iniciada tão cedo quanto possível, de forma a se evitar a despressurização do reservatório. A disponibilidade, o custo e outras características apresentadas pela água fazem com que ela seja o principal fluido utilizado na recuperação secundária do petróleo (THOMAS, 2004).

D) Descarte da água produzida

O descarte de grandes volumes de água produzida no meio ambiente é preocupante devido ao pouco conhecimento sobre seus constituintes e, sobretudo, sobre seus efeitos a médio e longo prazo. Estudos realizados mostram que esse descarte pode ser feito sem qualquer dano ao ambiente aquático desde que haja a diluição adequada do efluente (THOMAS, 2004).

O impacto ambiental provocado pelo descarte da água produzida é geralmente avaliado pela toxicidade dos constituintes e pela quantidade de compostos orgânicos e inorgânicos presentes. Os contaminantes presentes nas águas produzidas podem causar diferentes efeitos sobre o meio ambiente. Após o descarte, alguns destes contaminantes permanecem dissolvidos, ao passo que outros tendem a sair de solução. Acredita-se que os efeitos mais nocivos ao meio ambiente são aqueles relacionados aos compostos que permanecem solúveis após o descarte da água produzida (OLIVEIRA; OLIVEIRA, 2000).

6. ANÁLISE DA LOGÍSTICA DO PETRÓLEO CABIÚNAS MISTURA E APRESENTAÇÃO DE UMA PROPOSTA PARA O DESCARTE DA ÁGUA PRODUZIDA EM POÇO INJETOR



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



A corrente de petróleo Cabiúnas Mistura é uma das maiores correntes de petróleo do Brasil, com uma produção de cerca de 20.000 m³ por dia. O nome atribuído a essa corrente de petróleo, Cabiúnas Mistura, é devido à composição de vinte plataformas marítimas, pertencentes às áreas norte, nordeste, centro e sul da Bacia de Campos, e por todo óleo produzido ser escoado, por meio de oleodutos, para o terminal terrestre de Cabiúnas, em Macaé, Rio de Janeiro (PETROBRAS, 2013).

A qualidade do petróleo é monitorada por técnicos em química nos laboratórios de cada plataforma onde é produzido e/ou tratado.

A produção, tratamento e bombeio do petróleo ocorre ininterruptamente, exceto por paradas programadas para manutenções ou por problemas momentâneos como queda de geração ou acionamento indevido de algum alarme de segurança.

O petróleo escoado pelos oleodutos de Garoupa e de Enchova por cerca de três dias até a Estação de Barra do Furado, onde se unem em um só oleoduto denominado OCAB (oleoduto Barra do Furado x Cabiúnas). Da estação de Barra do Furado, o petróleo Cabiúnas Mistura escoará até o Terminal de Cabiúnas, na cidade de Macaé - Rio de Janeiro, por cerca de dois dias (PETROBRAS, 2013).

Em Barra do Furado chegam dois oleodutos provenientes das áreas norte e sul da Bacia de Campos, denominados oleoduto Garoupa x Ponto A e oleoduto Enchova x Ponto A. O oleoduto Garoupa x Ponto A tem um diâmetro de 22", sendo originário da Plataforma de Garoupa (PGP-I). O oleoduto Enchova x Ponto A tem um diâmetro de 24", sendo originário da Plataforma de Enchova (PCE-I). O petróleo escoado pelos oleodutos de PGP-I e PCE-I se une em uma corrente única no ponto A (OCAB- 38"), podendo esta corrente única de petróleo ser alinhada para o canhão lançador ou diretamente para o oleoduto do OCAB (PETROBRAS, 2013).

Na REDUC o petróleo é destinado aos tanques de armazenamento para avaliação das propriedades necessárias ao processo de refino. Tendo atendido às especificações da área de otimização, o petróleo Cabiúnas Mistura é bombeado para o pré-tratamento e dessalgação para então ser refinado.

No terminal de Campos Elíseos o petróleo Cabiúnas Mistura fica armazenado em tanques, sua qualidade é aferida e posteriormente é bombeado pelo oleoduto ORBEL II (Oleoduto Rio-Belo Horizonte II) até a Refinaria Gabriel Passos (REGAP) em Betim, Minas Gerais.

Após oito dias de viagem e tendo passado por duas baterias de rebombeio, para vencer a altitude da serra, o petróleo Cabiúnas Mistura chega à REGAP, onde é armazenado em tanques para avaliação da qualidade e preparo para o processo de refino.

O esquema de escoamento do petróleo Cabiúnas Mistura, desde os campos produtores até as refinarias de Duque de Caxias e Gabriel Passos, é apresentado de forma simplificada na figura 3:



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
—TEMA 2015—
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Figura 3 – Mapa simplificado do escoamento do petróleo Cabiúnas Mistura. Fonte: Adaptado de Transpetro (2008).

Durante o processo de produção do petróleo há a produção de água da formação do reservatório, que a partir do início da produção passa a se chamar água produzida.

Os órgãos ambientais, Instituto Estadual do Ambiente (Inea) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e reguladores fiscalizam permanentemente as atividades de exploração, produção, transporte e refino de petróleo. As leis quanto aos limites permitidos de percentuais de metais, amônia, enxofre, fenol etc., presentes na água produzida pelas atividades de exploração de petróleo estão cada vez mais restritivas e as multas aplicadas às empresas petrolíferas por descumprimento cada vez mais elevadas.

6.1. A PROPOSTA PARA DESTINAÇÃO FINAL DA ÁGUA DE PRODUÇÃO

A capacidade de uma rocha gerar petróleo e gás natural é função da qualidade e do teor de seu conteúdo de matéria orgânica e de sua evolução térmica. Após a geração, o petróleo é expulso das rochas geradoras e, por meio das rochas permeáveis, migra para níveis mais elevados na bacia, podendo ser retido em armadilhas especiais que são rochas de grande porosidade e permeabilidade, denominadas rochas reservatórios, onde se acumulam dividindo o espaço poroso com água e gás (livre ou dissolvido). Normalmente, estas características são encontradas em arenitos ou calcarenitos. Para que a migração não prossiga até a superfície, há a necessidade de que as rochas reservatórios sejam cobertas por outras chamadas rochas selantes, como os folhelhos ou evaporitos, cuja característica é sua baixíssima permeabilidade.

Uma vez iniciada a produção de um campo de petróleo por meio dos poços, é inevitável a produção, inconveniente, de frações de água, gás e, eventualmente areia, conjuntamente com o petróleo. Utilizam-se os mais variados artifícios para tentar minimizar a produção destas frações, ainda no fluxo no meio poroso, denominada fase de recuperação, e do fluxo na coluna de produção, denominada fase de elevação, pois:



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



a. a produção de areia causa instabilidade e desmoronamento do arcabouço sólido da rocha, diminuindo a sua permeabilidade, bem como a erosão de equipamentos no poço e na planta de processo;

b. a produção de gás causa a depressurização precoce do reservatório, diminuindo sua energia natural e capacidade de escoamento do óleo;

c. a produção de água também causa a depressurização precoce do reservatório, a ocorrência de corrosão e incrustação nos equipamentos do poço e da planta de processo; a geração de um resíduo muitas vezes poluente e de difícil descarte e o custo para separá-la na superfície é elevado.

Apesar das tentativas de minimizar a produção destas frações, ainda no poço, inevitavelmente elas são produzidas e ainda, de uma forma crescente com o avanço do grau de exploração do reservatório. Desta forma, tão logo chegam à plataforma de produção, os fluidos sofrem um tratamento primário com vistas a separar as três fases produzidas (óleo, água e gás).

A quantidade de água produzida dependerá das condições em que ela se apresenta no meio poroso e do tempo de exploração do reservatório de petróleo. A quantidade de água produzida associada ao óleo, denominada BSW varia entre os diferentes reservatórios explorados, e pode alcançar valores da ordem de 0% em volume, ou até mesmo próximos de 100% ao final da vida econômica de um campo de petróleo.

Os sólidos, quando não totalmente contidos na própria formação, acabam aprisionados nos vasos da planta, causando grandes transtornos precisando ser regularmente removidos, o que causa a interrupção do processo. Esses sólidos não chegam a adentrar nos dutos de transferência e, desta forma, não chegam em quantidades consideráveis até a estação de recebimento em terra.

A fase gasosa é separada das fases líquidas no separador de produção trifásico, encaminhada para um compressor e deste, via gasoduto, para o Terminal de Cabiúnas. O processo de separação em alto mar é o mais simplificado possível, devido às limitações de espaço, peso e disponibilidade de energia nas plataformas de produção, de forma que este gás contém ainda uma pequena fração de C5+ que só é definitivamente separada por processos mais complexos, quando chega em ao terminal.

A fase líquida é separada em óleo e água, e, pelos mesmos motivos de limitação de espaço, peso e energia, também é feita de uma maneira simplificada, remanescendo ainda uma pequena fração de água no óleo, assim como uma pequena fração de óleo na água.

A água produzida e separada *offshore* encontra uma disposição final na própria plataforma, seja pelo descarte direto no mar, após sofrer um pós tratamento para enquadrá-la nos limites especificados pelos órgãos reguladores; seja por reinjeção, que tanto pode ser no próprio reservatório produtor, quanto em outros reservatórios ou aquíferos.

Quanto ao óleo, a maior parte das correntes realizam a transferência para navios petroleiros, os quais o transportam para terminais marítimos da Transpetro ou o exportam. O petróleo da corrente Cabiúnas Mistura é transferido, via oleoduto, para o Terminal de Cabiúnas e juntamente com este óleo, uma pequena fração de água é carregada. No terminal, o petróleo é armazenado em tanques e, por processo de decantação, separado da água antes de seguir para a refinaria. Desta forma, no terminal ocorre a geração de um efluente que precisa ser descartado. E assim como ocorre nas plataformas, este descarte pode se dar por lançamento ao mar após enquadramento ou por injeção da água oleosa, sem maiores tratamentos, em um aquífero.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



A separação da água do petróleo usualmente é realizada em duas etapas:

a. Primeira etapa: ocorre na própria plataforma de produção, onde a água é separada do óleo, de forma que este óleo possa ser enviado aos terminais terrestres com teores inferiores a 1% em água. Esta água, denominada produzida, é então tratada e enquadrada para uma concentração de óleos e graxas (TOG) a valores diários e mensais inferiores a 42 e 29 mg/L, respectivamente, para posterior descarte no mar (CONAMA 393/07) (SILVA, 2007).

b. Segunda etapa: os terminais recebem o óleo tratado nas unidades de produção com apenas 1% de água. Este volume de água é então separado do óleo por decantação em tanques de armazenamento, onde os contaminantes são eliminados, podendo ser finalmente descartados por meio de emissários submarinos. Considerados internacionalmente por reatores de tratamento, estes emissários submarinos possibilitam o decaimento de vários poluentes ao longo do processo de escoamento em seu interior. Os possíveis poluentes são monitorados de acordo com as legislações aplicáveis, no âmbito municipal, estadual ou federal, de acordo com a área de lançamento.

Uma quantidade de resíduos sólidos é gerada pelo tratamento de efluentes, e sua disposição final pode acarretar impactos ambientais perigosos à qualidade dos solos e dos mananciais de água doce. Neste sentido, o presente trabalho traz como proposta para a destinação final da água produzida oriunda da produção de petróleo uma solução aceita como forma de destinação final de efluentes em diversos países do mundo e amplamente utilizada no âmbito internacional, que é o armazenamento geológico em aquífero hipersalino, a uma profundidade superior a 1.500 m por meio da reinjeção da água produzida via o poço perfurado, denominado CABM-01.

A premissa básica deste trabalho está baseada no fato de que os reservatórios receptores além de suficientemente extensos e espessos para comportar um volume de água injetado da ordem de 1.500 m³/dia, também possuem alta injetividade. As camadas-alvo dos reservatórios estão confinadas, ou seja, isoladas e em uma região profunda, minimizando o risco de uma possível contaminação de outros aquíferos ou mesmo sua migração para a superfície, processo conhecido como exsudação.

Para uma companhia petrolífera, é imprescindível que o reservatório para disposição dessa água de produção seja salino ou impróprio para os usos preponderantes estabelecidos na resolução CONAMA 396/2008, consumo humano, dessedentação de animais, irrigação e recreação, além das condições descritas acima.

Para a localização do poço CABM-01, estuda-se a estação de Barra do Furado, também conhecido como Ponto A, localizada no município de Quissamã, Estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 70 km do Terminal de Cabiúnas. A Estação de Barra do Furado localiza-se em uma área com características rurais e pouco povoada. As instalações da estação estão construídas a aproximadamente 500 metros da linha de praia e ocupam uma área aproximada de 100.000 m².

7. CONCLUSÃO

A história da Bacia de Campos se confunde com a da corrente de petróleo Cabiúnas Mistura, pois as primeiras descobertas nesta Bacia são justamente dos campos que produzem para essa corrente.

Foi apresentada neste trabalho a logística do escoamento do petróleo Cabiúnas Mistura, que mostrou o percurso do petróleo e da água emulsionada: desde as unidades de produção até as plataformas centrais; a partir destas plataformas até o Ponto A, em Barra do Furado; deste ponto até o Terminal de Cabiúnas, onde é realizado repouso e se necessário



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



tratamento; do terminal até a REDUC para ser processado ou para o TECAM, de onde é bombeado até a REGAP para processamento.

O estudo do modal dutoviário realizado na revisão bibliográfica permitiu o melhor entendimento do processo de escoamento do petróleo em questão, pois foram estudados os riscos ambientais apesar do alto nível segurança, transportabilidade constante, baixo custo operacional e que as operações ininterruptas dos dutos compensam as baixas velocidades.

O aumento do volume de água produzida na atividade de produção de petróleo é uma consequência do processo de maturação dos poços. Diante do desafio de lidar com estes crescentes volumes de efluentes na corrente Cabiúnas Mistura, tornou-se necessária avaliação de uma infraestrutura adequada ao seu descarte. Uma alternativa economicamente viável, associada ao processo de gestão ambiental é a injeção da água de produção em formações geológicas adequadas ao seu recebimento.

8. REFERÊNCIAS

ANDRADE, V. T. Avaliação da toxicidade de água produzida tratada por processo evaporativo com a finalidade de reuso em solo. 2009. 164 p. Tese (Doutorado) Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://fenix3.ufrj.br/60/teses/coppe_d/VivianTavaresDeAndrade.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2013.

FLANIGAN, D. A.; STOLHAND, J. E.; SHIMODA, E. Use of low-shear pumps in conjunction with hydrocyclones for improved performance in the cleanup of low-pressure produced water. SPE Production Engineering, [S.l.], v. 7, no. 3, p. 295-300, Aug. 1992.

OLIVEIRA, R. C. G.; OLIVEIRA, M. C. K. Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção de petróleo no mar. Boletim técnico Petrobras, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 129-136, 2000.

PETROBRAS. Principais operações. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/principais-operacoes/>>. Acesso em: 10 dez. 2014.

SILVA, M. Conselho Nacional do Meio Ambiente-CONAMA. Resolução no 393, de 08 de agosto de 2007. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res07/res39307.pdf>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2014.

SILVA, S. R.; TONHOLO, J.; ZANTA, C. L. Aplicação de processos oxidativos avançados no tratamento de água produzida de petróleo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. Anais... Salvador: [s.n.], 2005.

THOMAS, J. E. (Org.). Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Petrobras: Interciência, 2004.