

GESTÃO DE EFLUENTES E RECURSOS HÍDRICOS EM CAMPOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO TERRESTRES

Paulo Cesar Cardoso Cavaco – Mestre em Sistemas de Gestão (Latec UFF) – PETROBRAS/ENGENHARIA/IEEPT/IEES/QSMS, (paulocavaco@petrobras.com.br)
▪ **Airton Bodstein de Barros**, Doutor em Química Ambiental (Université de Rennes, Fr) – Depto. de Físico-Química, Universidade Federal Fluminense (bodstein@manage.uff.br)
Área Temática: GS – Gestão Social e Ambiental

RESUMO

O grande desafio mundial do século XXI será sem dúvida a escassez da água. A possibilidade concreta começa a se tornar a ameaça ao desenvolvimento econômico e social e à estabilidade política mundial, levando a disputas pelo uso num futuro não muito distante. As instituições públicas estão cada vez mais se capacitando e aumentando suas exigências ambientais. No Brasil isso pode ser notado com o advento da Lei das Águas, Lei N 9.433/97. Por outro lado a indústria petrolífera vem mudando em relação às questões ambientais; deixa de ver o assunto como exigência legal, tentando transformá-lo em vantagem competitiva. Na atividade de produção de petróleo, uma das principais preocupações ambientais é a água produzida que representa a grande maioria dos resíduos associados à produção de óleo e gás. Nesse artigo os autores abordam as ações da gestão ambiental no setor de exploração e produção, mais especificamente as que se referem ao tratamento de efluentes de campos terrestres de produção de petróleo. O artigo apresenta um estudo em uma região produtora em campos de produção terrestre no estado do Espírito Santo com foco na gestão da água produzida. A partir daí apresentam-se as sugestões para a indústria petrolífera implementar melhorias na gestão de efluentes.

Palavras-chave: água produzida; despejo de água; gestão ambiental; gestão da água; gestão de efluentes.

1 APRESENTAÇÃO

A produção de petróleo é uma atividade internacional que devido a suas próprias características, tem forte potencial de impacto ambiental. As empresas nem sempre conseguem realizar seu trabalho sem que ocorra algum tipo de dano, como: derramamento de óleo, impactos ao solo e à vegetação, acidentes, incêndios e poluição do ar ou das águas

Apesar das populações terem conhecimento da importância das comodidades e do progresso proporcionados pela atividade petrolífera, ao longo do tempo, começaram a perceber seus efeitos negativos e passaram a ser mais exigentes quanto aos impactos ambientais causados.

As empresas se conscientizaram da necessidade de demonstrar seu compromisso com a proteção ambiental, isto as levou a se adequarem às exigências das organizações, surgindo então à necessidade de implementação de sistemas de gestão. A consequência foi a quebra de velhos paradigmas gerenciais, que não puderam mais coexistir com a demanda dos questionamentos sócio-ambientais.

A visão empresarial vem mudando e deixando de entender suas ações em relação ao meio ambiente como obrigações legais, passando a perceber que isto pode se tornar uma vantagem competitiva.

O foco do trabalho está voltado à gestão ambiental, mais especificamente à gestão de efluentes dos campos de produção de petróleo.

1.1 O Problema da Água no Século XXI - Relevância do Estudo

A água no século XXI será sem dúvida o grande desafio mundial. Se tornará necessário o desenvolvimento de novas políticas e diretrizes pertinentes a gestão ambiental da água.

Em uma fase inicial a adoção de medidas de racionalização do uso visando minimizar o desperdício e levando a adoção de uma nova cultura. As medidas para reduzir desperdícios são relativamente fáceis de implantar e tem baixo custo. Os pequenos valores investidos têm retorno imediato, uma vez que, com a redução do consumo, o custo devido será menor. Portanto, devem ser implementadas medidas mesmo não havendo necessidade devido a atual abundância de água no Brasil.

Outra alternativa é o reuso da água, porém, normalmente acarreta custos maiores devido ao uso de tecnologia para seu aproveitamento, devendo ser feito um estudo de viabilidade. Normalmente só será justificável se houver situação de escassez. Deve-se ter sempre uma visão do futuro, onde as condições de contorno para avaliação da relação custo-benefício com certeza serão totalmente diferentes das condições atuais, tanto no custo quanto na disponibilidade da água.

Outro ponto importante é o conhecimento dos recursos hídricos disponíveis. "A avaliação dos recursos hídricos, incluindo a identificação de fontes potenciais de água doce, compreende a determinação contínua de fontes, extensão, confiabilidade e qualidade desses recursos e das atividades humanas que os afetam". (Agenda 21, capítulo 18, item 18.23 - 1992).

Que a água é um bem que se tornará escasso num futuro próximo, ninguém contesta, por este mesmo motivo é uma vantagem estratégica o estabelecimento de visões de cenários de curto (5 anos), médio (10 anos) e longo prazos (20 anos), a fim de estabelecer instrumentos de gestão ambiental referentes aos efluentes e recursos hídricos.

A água é um recurso natural, porém finito e vulnerável. Sua utilização indiscriminada tem provocado o esgotamento de reservas superficiais, e a conseqüente exploração dos aquíferos subterrâneos.

Apesar da grande quantidade de água no planeta, 97,4% está nos oceanos, lagos salinos e águas salinas, 2,6% é de água doce, porém 69,6% desta estão concentradas nos glaciares e nas regiões polares (Maidment,1993).

Da água doce disponível temos 69,6% em estado sólido, 30,1 % em águas subterrâneas, 0,3 % em rios, lagos e pântanos..

De acordo com o relatório da Organização das Nações Unidas (ONU), apresentado por ocasião da 7ª Conferência das Partes da Convenção da ONU sobre mudanças climáticas realizada no final de 2001 no Marrocos, em menos de 50 anos mais de 45% da população mundial sentirá os sintomas da falta d'água. Segundo o mesmo relatório, alguns países não irão dispor de 50 litros de água por pessoa/dia, que é considerada a quantidade mínima necessária ao consumo humano.

Como se pode observar, apesar da grande quantidade de água no planeta, sua distribuição não é homogênea, 23 países detêm dois terços das reservas de água potável do planeta. Cerca de 47 % dos recursos hídricos estão na América do Sul, e deste total 53 % estão no Brasil (World Resources Institute, apud Moreira, R – 2001).

Um dos maiores reservatórios de água doce subterrânea do mundo fica na América do Sul, o chamado Sistema Aquífero Guarani, que acumula um volume estimado de 45 mil quilômetros cúbicos. Sua extensão é de aproximadamente 1,2 milhões de quilômetros quadrados, sendo 840 mil km² no Brasil (70 % do total), abrangendo parte de Goiás, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, 225 mil km² na Argentina (19%), 71 mil km² no Paraguai (6%) e 58 mil km² no Uruguai (5%) (Associação Brasileira de Águas Subterrâneas, 2003).

Embora o Brasil possua cerca de 14% da água doce do planeta, são necessários cuidados a fim de que, num futuro próximo não se venha a ter problemas com o

abastecimento de água. Precisa-se ter consciência da importância da preservação dos recursos hídricos, além da adoção de uma postura de vanguarda para que se possa tornar o Brasil uma referência internacional.

2 O PROBLEMA DOS EFLUENTES HÍDRICOS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

2.1 Síntese da Produção de Petróleo

2.1.1 Exploração

A exploração é o termo usado na indústria do petróleo e gás, para a fase anterior ao descobrimento de uma jazida.

O primeiro passo na procura de petróleo é feito no escritório, através de pesquisas em mapas geológicos para identificação das bacias sedimentares e, a partir daí faz-se levantamentos aerofotogramétricos para identificação das formações mais promissoras. Informações mais detalhadas são obtidas através de levantamento geológico de campo. Os dados obtidos são então processados, dando origem às seções sísmicas, que serão posteriormente interpretadas.

2.1.2 Perfuração

De acordo com o relatório da UNEP e E&P Fórum (1997), uma vez encontrada a estrutura promissora para conter petróleo, o passo seguinte é a perfuração que poderá confirmar sua presença e fornecer dados do reservatório, como espessura e pressão.

Todos os poços perfurados para descobrir petróleo são chamados poços exploratórios. A locação das sondas vai depender então das características geológicas e de um balanço entre avaliação ambiental e boas condições de logística. No *site* escolhido para as operações de perfuração, uma base é construída para acomodar a sonda de perfuração e demais utilidades. Normalmente é necessária uma área entre 4.000 e 15.000 m².

As operações de perfuração geralmente são contínuas, funcionando 24 horas. O tempo previsto para a perfuração de um poço depende da profundidade da formação de hidrocarbonetos e das condições geológicas, mas é normalmente de um a dois meses. Quando a formação é encontrada os testes de poço são iniciados a fim de avaliar vazão e pressão. Estes testes, com a duração de aproximadamente um mês, geram óleo, gás e água de formação, cada um devendo receber seu tratamento adequado para disposição final.

2.1.3 Avaliação

Quando o poço exploratório é bem sucedido, novos poços são perfurados para avaliar a extensão do campo. A etapa de avaliação visa determinar o tamanho e a natureza do reservatório e se novos poços de avaliação serão necessários. As técnicas usadas são as mesmas que as de perfuração de poços exploratórios ou de produção. Os demais poços são perfurados a partir da mesma locação por meio de perfuração direcional, que desvia o ângulo da perfuração para um *site* adjacente. Com essas técnicas são minimizados deslocamentos da sonda, reduzindo os impactos do local.

2.1.4 Desenvolvimento e produção

Depois de estabelecido o tamanho do campo, os poços seguintes são chamados poços de desenvolvimento ou produção. O número de poços necessários para explorar um reservatório, depende do seu tamanho e de sua geologia. Grandes reservatórios podem necessitar de uma centena deles, enquanto pequenos reservatórios podem ser depletados com cerca de dez.

Uma vez que o óleo atinge a superfície, é conduzido para a planta de facilidades de produção, onde o fluido produzido, composto por óleo, gás e água, será separado. O tamanho

da planta vai depender da natureza do reservatório, volume e qualidade dos fluidos produzidos e método de exportação usado.

O óleo precisa ser livre de gás dissolvido, antes da exportação. Da mesma forma o gás precisa ser tratado para ficar livre de água e outros componentes indesejáveis como SO₂ e CO₂. Toda água produzida é tratada antes de sua destinação final, como será visto mais adiante

2.2 Impactos ambientais

É inevitável o impacto causado pelas atividades da indústria de petróleo ao ambiente. Contudo isto não se traduz numa atividade irresponsável. Muito pelo contrário, cada vez mais a indústria vem desenvolvendo técnicas e investindo pesadas quantias em pesquisa de novas tecnologias para preservar o meio ambiente.

Toda a atividade é precedida de um Estudo de Impacto Ambiental, que origina um elenco de medidas de proteção e mitigação, levando em conta os fatores bióticos, físicos, socioeconômicos e culturais.

Uma das principais preocupações ambientais na atividade petrolífera é a água de produção, que representa basicamente 99% dos resíduos da produção de óleo e gás. Com o envelhecimento dos campos produtores, os poços começam a produzir cada vez mais, maiores quantidades de água, tornando o gerenciamento desta água um assunto de importância capital.

A água produzida é tratada e posteriormente descartada no mar, nos campos de produção marítima ou reinjetada nos poços de produção terrestres.

A constante busca por novas tecnologias é fundamental para a preservação ambiental. Em alguns casos as indústrias patrocinam novos sistemas e técnicas inovadoras ou compram direito de uso de novos sistemas através de licenças ou parcerias.

2.3. Origem da água produzida

A origem da água produzida está associada diretamente à origem do petróleo. Os hidrocarbonetos são formados por uma mistura complexa de compostos de carbono e hidrogênio. Podem se encontrar em estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo de sua composição, pressão e temperatura. Esta matéria orgânica foi originada no fundo de antigos oceanos, onde plantas e micro animais morreram e ficaram depositados em forma de sedimentos. Por ação de bactérias, temperatura e pressão são geradas nas rochas que dão origem ao petróleo (rochas geradoras). Após a ocorrência deste cenário, a compressão destas rochas matrizes gerou pressão e temperatura suficientes para a migração do gás e do petróleo para rochas porosas e permeáveis adjacentes, foi a migração primária. Essas rochas adjacentes também eram de origem sedimentar e depositaram-se em um meio marinho, tendo seus poros cheios de água com graus variados de salinidade. Em seguida deu-se a segunda migração de petróleo e gás, que é a segregação através da água, até encontrarem uma rocha selante ou trapa, onde o movimento é interrompido em função das rochas capeadoras. Cabe ressaltar que o petróleo segregado permanece em contacto com a linha d'água do aquífero, de onde recebe pressão e o gás pode estar dissolvido no petróleo ou se apresentar como uma camada independente entre o óleo e a rocha selante. Essa água do aquífero é a que será "produzida" por ocasião da produção de óleo.

A produção de um poço de petróleo consiste basicamente em escoar os fluidos que penetram no poço, para a superfície. Uma vez na superfície, os fluidos são separados e o óleo e o gás enviados para as refinarias.

A maioria dos poços produz água. Inicialmente em quantidades pequenas, à medida que a produção continua a pressão do reservatório na proximidade dos poços vai diminuindo. Esta queda de pressão provoca um movimento nos fluidos do reservatório, alterando o nível de contato petróleo/água. Por meio desta movimentação, a água atinge o poço e passa a ser

produzida. Faz-se necessário um sistema de separação petróleo/água produzida e o descarte dessa água.

A água, após tratamento, pode ser injetada no limite do aquífero da jazida, de maneira a manter a pressão do reservatório e aumentar a recuperação de óleo.

Pode-se também desenvolver um projeto de inundação de água, varrendo os poros da formação e empurrando o óleo na direção do poço.

Podemos dizer que todos os poços produzem água, que é pouca no início da produção do poço, porém vai aumentando gradativamente, até atingir o limite econômico da produção.

A água, conhecida como o solvente universal, dissolve até determinadas quantidades, todos os componentes inorgânicos. Derivando então outro problema da água de produção. Faz-se necessária uma análise criteriosa para determinar o melhor tipo de tratamento e definir o método de descarte. A análise é o melhor meio para se detectar os problemas, portanto deve ser feita como atividade de rotina em toda água de produção.

2.4 Água de produção e problemas ambientais

A água de produção, é a água que contém quantidades variadas de sais e gases dissolvidos (CO, CO₂, H₂S), sólidos em suspensão, componentes com metais pesados, componentes com algum nível de radiação, e altas concentrações de cloretos. Estes componentes a torna imprópria para consumo humano e animal, podendo ser encontrados ainda, altos níveis de gotículas de óleo suspensas ou emulsificadas na água.

Um dos principais problemas relacionados à água de produção é a contaminação dos aquíferos, responsáveis pelos sistemas de abastecimento de água potável e um dos focos deste estudo. Como a maioria da água doce disponível no mundo está situada poucos metros abaixo da terra ou em rios e lagos, a maior parte dos aquíferos é alimentada pela infiltração que se origina na superfície, ficando, portanto sujeitos a poluição.

A água de produção é um poluente ideal, tem a mesma gravidade específica das camadas freáticas, é fonte substancial de alimentação do aquífero e tem índices de mobilidade equivalentes aos da água doce, misturando-se com esta rapidamente.

O tratamento de todos os efluentes, inclusive da água de produção, deve ocorrer de acordo com a legislação ambiental, mas isto por si só, não garante a resolução da raiz do problema.

A opção escolhida de tratamento e descarga, embora atendendo a legislação ambiental, não garante ser a melhor opção para lidar com esses efluentes. O ideal é a compreensão global de todo o processo, sendo a água de produção parte dele.

A produção de um campo produtor de petróleo deve, após a sua autorização para produção pelo órgão competente, contemplar também a redução de dejetos.

Os componentes da água de produção são normalmente bem conhecidos, podendo ter um tratamento químico. Entretanto, este tratamento deve ser bem analisado a fim de evitar a incorporação de elementos tóxicos que só piorariam a questão. Os produtos devem ser analisados de acordo com o sistema de produção e, a partir daí, determinar quais, quando e por que devem ser adicionados ao processo. Tradicionalmente temos uma gama ampla de produtos usados, como:

- Quebradores de emulsão, usados para a recuperação de óleo;
- Inibidores de corrosão (que podem ser tóxicos);
- Inibidores de parafina (quando se sabe de sua formação);
- Preventivos de crostas (para evitar formação de carbonatos e sulfatos);
- Depressores de hidratos (geralmente etanol ou glicol)

Deve-se ter em mente que a água de produção é um dos componentes gerados pela produção de petróleo, e que esta não pode ser usada devido aos fatores limitados pela qualidade desta água.

Um processo óbvio seria a reciclagem da água, com sua reinjeção no reservatório da qual foi produzida. Isto pode ser feito quando se usam métodos de inundação de água para manutenção de pressão no reservatório, porém mesmo para este método é requerido um tratamento prévio.

Assim sendo, a água de produção deve ser encarada como resíduo, devendo ser descarregada como tal, sendo usada toda uma metodologia gerencial, econômica e ambientalmente aceitável.

2.5 Tratamento Antes do Despejo

A água produzida é o fluido que é separado do petróleo em separadores de produção nas instalações de facilidades de produção de óleo e gás. De acordo com E&P Fórum (1994) esta água normalmente contém de 0,1 a 1 % de óleo disperso em gotículas. Sua temperatura varia de 10⁰ C a 105⁰ C e sua pressão de 2 a 20 barg, podendo atingir pressões bem superiores em alguns casos. A água também pode conter partículas sólidas provenientes de reservatórios arenosos, escamas e partículas originadas por corrosão. Pode ainda conter resíduos de produtos químicos utilizados como: anticorrosivos, antiespumantes, inibidores de crescimento de bactérias, bem como fluidos usados na perfuração e completação do poço.

As especificações para tratamento dos fluídos de produção dependem da origem destes, de suas condições e método escolhido para descarga da solução salina. Os tratamentos convencionais incluem os separadores trifásicos e respectivos métodos de tratamento para remoção da água do petróleo. Pode ser necessário tratamento adicional para enquadrar as exigências de descarga, usando tanques de raspagem, interceptadores de chapas paralelas, flotação de gás, coalescedores e hidrociclones.

Outros métodos de separação são continuamente desenvolvidos, porém não é escopo deste trabalho estabelecer procedimentos que garantam a avaliação de novas tecnologias e comentar a sua implementação.

A indústria do petróleo tem sido bem atuante no sentido de desenvolver e implementar tecnologias de tratamento de água produzida, tendo como foco o aumento de exigências futuras, quanto à qualidade da água a ser descartada.

O objetivo desta seção é dar um breve resumo do estado da arte do tratamento de água produzida em campos de produção *onshore* e *offshore*. Para tanto apresentamos as tabelas seguintes que sintetizam o assunto.

Tabela 1: Resumo dos tipos de tratamento

EQUIPAMENTO MÉTODO	VANTAGENS	DESVANTAGENS	CUSTO
Separadores Trifásicos (gravidade)	<ul style="list-style-type: none"> • Processo e operação simples • Pouca manutenção 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficientes p/ pouca quantidade de água • Equipamento grande e pesado 	Baixo
Separadores de placas paralelas (gravidade)	<ul style="list-style-type: none"> • Processo e operação simples 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipamento grande e pesado • Mau desempenho para chegada do óleo em golfadas • Não funciona em unidades flutuantes 	Baixo
Flotação	<ul style="list-style-type: none"> • Remove emulsões se 	<ul style="list-style-type: none"> • Processo requer o descarte dos produtos químicos 	Baixo

Tabela 2: Tendências em processos de separação.

MEMBRANAS FILTRANTES	NOVAS TECNOLOGIAS
<ul style="list-style-type: none"> •Ultrafiltração: 10 bar, Efluentes na ordem de 10 mg/l •Microfiltração: 3 bar, Efluentes na faixa de 15 a 20 mg/l Desvantagens: Manutenção pesada, só opera em baixas vazões, pré-tratamento e custo levado	<ul style="list-style-type: none"> •Meio filtrante de areia e carvão ativado •Cloração •Processo eletrolítico •Oxidação com peróxido de oxigênio •Ozonização •Tratamento biológico
MEMBRANAS FILTRANTES VIBRANTES	DESAFIOS
<ul style="list-style-type: none"> •Vibração Impede acúmulo de coloides e partículas nos poros Vazão: 262 m ³ /dia Pressão: 200 psi Custo: US \$ 310.300,00 Custo por m ³ : US \$ 0,99	<ul style="list-style-type: none"> •Altas vazões •Qualidade do efluente •Descarte ou reuso

Fonte: Tabelas 1 e 2, resumo dos autores

2.6 Novas tecnologias

Como visto anteriormente, o desenvolvimento de novas tecnologias para o tratamento de água produzida é uma realidade na indústria petrolífera atual.

Na Petrobras, em complementação à remoção primária de óleo, o uso de filtração em meios minerais foi avaliado pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), em convênio com o Centro de Tecnologia Mineral (CETEM).

Dos processos avaliados, o uso de meios filtrantes de areia e carvão ativado foi indicado como a melhor opção complementar, para o enquadramento do óleo nos limites estabelecidos na legislação nacional vigente, < 20mg/l. Os melhores resultados para a remoção de hidrocarbonetos emulsionados ou dissolvidos na água foram obtidos com carvão ativado como meio filtrante. Esta alternativa vem sendo usada caso o tratamento primário não atinja os limites legais estabelecidos.

Para os efluentes de água produzida que são enviados às refinarias para receberem tratamento anterior ao descarte, atualmente, estão em discussão os seguintes processos:

- Cloração;

- Processo eletrolítico;
- Oxidação com peróxido de oxigênio;
- Ozonização;
- Tratamento biológico.

Todas as tecnologias aqui brevemente apresentadas constituem o estado da arte que vem sendo usado no tratamento da água produzida. O grande desafio é atingir um tratamento de grandes vazões com alta qualidade de efluentes, para que possam ser descartados ou reusados dentro dos limites legais e que garantam a qualidade ambiental.

3. COMENTÁRIOS SOBRE O PANORAMA LEGAL DA GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL

O marco inicial da legislação de água no Brasil foi o Código das Águas de 1934. Nele era assegurado o uso gratuito de qualquer corrente ou nascente, mas também permitia a propriedade particular da água.

Nas décadas seguintes pouca coisa foi acrescentada. Na década de 80, devido a pressões ambientais, foram sendo criadas legislações mais específicas:

- É sancionada a Lei 6.938 que cria o SISNAMA, dando origem ao CONAMA. Em 1986 surge a Resolução N° 20, estabelecendo a classificação das águas (tendo sido revogada e substituída pela Resolução CONAMA nº 357, de 17/03/2005 (classificação das águas doces segundo o uso a que se pretende)
- Em 1988, a Constituição Federal estabelece que: “[...] são bens da União os lagos, rios e quaisquer correntes em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um estado da federação [...]”. Estabelece ainda: “[...] são bens dos Estados, as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes ou em depósito, ressalvadas nesse caso, na forma da lei, as decorrentes de obras da União”.

A partir daí deixam de existir águas particulares no País, o uso das águas está, portanto subordinado aos interesses públicos, cabendo à União legislar sobre elas.

A lei 9.433 instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, fruto da experiência de gestão associada à proposição de melhorias para o país.

É proposta na lei a figura das Agências de Água, que têm como área de atuação uma ou mais bacias hidrográficas, tendo por competência o planejamento de recursos hídricos da bacia e a cobrança pelo uso da água, visando à viabilidade financeira da gestão. O sentido inovador é a parceria entre Estados, Municípios, ONGs e a sociedade civil, gerindo bens e serviços públicos.

A Resolução CONAMA N° 265 de 2000, determinou à Petrobras a realização de auditorias ambientais independentes de todas as suas instalações de petróleo e derivados em todo território Nacional.

Nesse breve panorama podemos perceber que as ações de controle e qualidade dos sistemas legais de gestão tem uma indicação clara do aumento de exigências dos parâmetros ambientais, bem como da cobrança pelo uso de recursos hídricos e descarga de efluentes.

4. PANORAMA ATUAL DE GESTÃO DE EFLUENTES NA PETROBRAS

A partir do estabelecimento da Lei nº 9.433/97, que define a nova política nacional de recursos hídricos e que tem por princípio básico a organização de bacias hidrográficas como unidade de planejamento, que ainda se encontra em fase de implementação, alguns estados vêm aprovando suas leis para o setor de recursos hídricos. Desta maneira, alguns comitês de

bacia já estão atuando. Os critérios de outorga e cobrança para captação e lançamento de efluentes ainda estão em fase de discussão.

A Petrobras, devido às características de sua atividade, é uma grande consumidora de água, e algumas de suas unidades operam em áreas de demanda crescente. Surgiu, portanto a necessidade de conhecer a demanda presente e futura em suas áreas de atuação. Em janeiro de 2002, o órgão corporativo de Meio Ambiente estabeleceu uma especificação técnica para a construção de cenários de disponibilidade de recursos hídricos. A especificação contempla também o lançamento de efluentes industriais, uma vez que o mesmo também será outorgado, tornando-se necessário o conhecimento da disponibilidade de corpos receptores para receberem efluentes. Para tanto é necessário o estabelecimento de cenários que levem em consideração a legislação nacional e local sobre gerenciamento desses recursos.

Com base nessa especificação foi feita uma concorrência para a emissão de um relatório de construção de cenários de disponibilidade de recursos hídricos.

Os principais objetivos desse trabalho são:

- O estabelecimento de cenários de curto (5 anos), médio (10 anos) e longo prazos (20 anos) sobre a demanda e disponibilidade das fontes de suprimento das unidades operacionais selecionadas para fazerem parte do estudo;
- Avaliação do potencial, da disponibilidade e da vulnerabilidade das águas subterrâneas nas regiões das unidades selecionadas;
- Diagnóstico da situação atual e avaliação da disponibilidade dos corpos d'água para o lançamento de efluentes;
- Alternativas para captação de água e lançamento de efluentes, caso os cenários futuros sejam desfavoráveis;
- Identificação das unidades operacionais que deverão reduzir o consumo de água e o lançamento de efluentes.

A Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, venceu a concorrência e já apresentou o relatório à Petrobras.

Dando prosseguimento à Política Petrobras de Excelência na Gestão de SMS, foi criado o Projeto Corporativo para a excelência no Gerenciamento de Efluentes e Recursos Hídricos que tem por objetivo as seguintes ações:

- Conhecimento da conjuntura nacional e internacional sobre gerenciamento de efluentes e recursos hídricos;
- Diagnóstico interno de efluentes e recursos hídricos;
- Cenários de disponibilidade de recursos hídricos nas regiões onde a Petrobras opera;
- Elaboração de norma Petrobras sobre gestão de efluentes e recursos hídricos;
- Sistema corporativo de informações sobre efluentes e recursos hídricos.

Através do Documento Interno Petrobras (DIP) SMS 000155/2003, de 18/07/2003, foi constituído um grupo de trabalho para implantar o Sistema Corporativo Informatizado de Dados sobre Efluentes e Recursos Hídricos – DATA HIDRO.

O produto final será uma base de dados que vai permitir consultas, geração de gráficos e relatórios sobre cada unidade de negócios. Estes dados envolvem:

- Dados administrativos;
- Fluxogramas do tratamento de águas, com descrição do processo e usos da água após o tratamento;
- Fluxograma de tratamento de efluentes, descrição dos equipamentos, detalhes do lançamento no corpo receptor;

- Água captada, parâmetros de qualidade, volumes;
- Efluentes lançados, parâmetros de lançamento aplicáveis, vazão de efluentes;
- Balanço hídrico, vazão de captação de diversas fontes, vazão de efluentes nos diferentes corpos receptores, consumo, vazão de águas pluviais limpas, coletadas pelos sistemas de segregação;
- Valores cobrados;
- Resumo de cada área de negócios.

5. CONSIDERAÇÕES SOBRE A SITUAÇÃO DA GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

Com o advento da nova lei das águas no Brasil - Lei N 9.433/97 - que promoveu uma importante descentralização de gestão do poder público para a esfera/conceito da bacia hidrográfica, o poder passa a ser compartilhado nos comitês de Bacia Hidrográfica e nos Conselhos Nacional ou Estaduais de Recursos Hídricos. A Lei autoriza as futuras Agências de Água pela cobrança do uso, porém mantém com o poder público o poder de outorgar direitos de uso. Com foco no modelo francês, estes comitês, de acordo com a Lei 9433/97, têm como funções:

- Promover o debate das questões relacionadas aos recursos hídricos e articular a atuação das entidades intervenientes;
- Arbitrar, em primeira instância administrativa, os conflitos relacionados aos recursos hídricos;
- Aprovar o Plano de Recursos Hídricos da bacia;
- Acompanhar a execução do Plano de Recursos Hídricos da bacia e sugerir as providências necessárias ao cumprimento de suas metas;
- Propor ao Conselho Nacional e aos Conselhos Estaduais de Recursos Hídricos as acumulações, derivações, captações e lançamentos de pouca expressão, para efeito de isenção da obrigatoriedade de outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos, de acordo com os domínios destes;
- Estabelecer os mecanismos de cobrança pelo uso de recursos hídricos e sugerir os valores a serem cobrados;
- Estabelecer critérios e promover o rateio de custo das obras de uso múltiplo, de interesse comum ou coletivo.

No sudeste do Brasil há municípios que têm razoável grau de autonomia político-financeira, o que explica a criação dos Consórcios Intermunicipais de Bacia, que interagem para tratar de questões relacionadas aos recursos hídricos de diferentes municípios.

“Embora existam entidades responsáveis por praticamente todas as atividades ligadas à gestão dos recursos hídricos, verifica-se que a articulação interinstitucional é ainda frágil e incipiente” (Tucci et al, 2001).

O que observamos, no entanto é que as instituições públicas, lenta e gradualmente, estão se capacitando e paulatinamente aumentando suas exigências ambientais.

As organizações de bacias hidrográficas não participam hoje dos processos decisórios dos recursos hídricos. Sistemáticamente as tomadas de decisão ficam concentradas nas esferas federal e estaduais. No entanto é preciso pensar no futuro, quando tanto os Comitês quanto as Agências de Bacias passarão a gerir a responsabilidade sobre disponibilidade de captação da água e descarga de efluentes, dando os pareceres sobre as solicitações de outorga. O Comitê decidirá sobre prioridades de investimento e fixará os níveis de cobrança. A Agência vai preparar os Programas de Investimento, repassar recursos e fiscalizar a aplicação dos mesmos.

Em função dessas incertezas quanto ao futuro, é importante ter conhecimento das disponibilidades hídricas dos mananciais, atuais e futuras, bem como da capacidade de absorção de efluentes, e ter estimativas das demandas outorgáveis. Para tanto, é necessário a construção de cenários com visão de futuro. Para tanto, a Petrobras contratou a confecção do relatório Cenários de Disponibilidade de Recursos Hídricos, para o estabelecimento de um panorama futuro.

5.1 Sistema de Tarifação

Considera-se o que poderá advir de sistemas tarifários futuros. De acordo com Tucci et al (2001), no pagamento pela utilização das águas e pelo lançamento de efluentes, a exemplo do que é feito por alguns países europeus, no Brasil já é previsto este pagamento no artigo 20 da Lei N 9.433/97. Embora uma forma de cobrança já houvesse sido aventada pelo Código de Águas de 1934, somente agora se iniciam algumas experiências no país.

De acordo com Tucci, os valores médios praticados pelas principais prestadoras de serviço na área de saneamento básico no País correspondem a US\$ 0,86 /m³ do serviço de água, tendo à cotação do dólar a média de 1997 de R\$ 1,00 = US\$ 0,93.

Nos dados levantados em 1997, à maioria das companhias de água e esgoto são operadas por empresas públicas, municipais e estaduais, que correspondem ao atendimento de 84% do abastecimento de água e a 37% do de esgoto.

5.2 Novas Tecnologias para Tratamento da Água Produzida:

Novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas e apostam num futuro onde o problema da água produzida será resolvido, cada vez mais com maior qualidade e menor custo. O custo atual de tratamento da água produzida não serve de parâmetro de referência para a tomada de decisões futuras. A tendência atual é de uma convergência de custos.

Um novo sistema de membranas vibrantes conhecido como o VSEP (“vibratory shear enhanced process”) (<http://www.vesep.com/pdf/ProducedWater.pdf>) apresenta um custo de US\$ 0,99/m³ para o tratamento de água produzida, não sendo levado em consideração os demais custos com o descarte e não considerando nenhum custo para atingir o padrão de enquadramento da água segundo critérios do CONAMA.

O custo apresentado para as membranas, seria uma primeira aproximação de uma tecnologia ainda em desenvolvimento. A primeira incógnita é o custo da água no futuro. O parâmetro atual, não serve de referência para um futuro do ano 2020, p.e. O que hoje não é comercialmente viável poderá vir a ser num horizonte não muito distante. É preciso manter uma visão de tecnologias atuais que se mantém em desenvolvimento como meta para o futuro. Outro parâmetro fundamental é o da outorga da água, tanto para a captação como para a descarga de efluentes em corpos receptores, não estando aí envolvidos apenas custos, mas sim, vazões outorgáveis. Esta visão é de importância estratégica para a Petrobras e outras operadoras, a fim de planejar suas ações no âmbito da gerência de efluentes futuros.

Outro viés importante sobre a água produzida é a de seu reuso no futuro. Destaca-se que no relatório de Cenários de Disponibilidade de Recursos Hídricos, elaborado pelo Instituto Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável e no relatório pertinente a Bacia de Campos, é enfatizado que a água de produção não pode ser considerada como água subterrânea, ou mesmo como um recurso hídrico, porque a partir de determinada relação de produção água/óleo, o poço é considerado como não comercial e fechado.

Na bibliografia consultada, não foi vista nenhuma referência específica à água associada ao petróleo sendo considerada como recurso hídrico. Portanto numa situação de escassez, a água produzida poderia ser incluída nas campanhas de reuso de água.

5.3 Proposta para a Gestão de Água Produzida

Na área de Exploração e Produção, dado a grande diversidade de problemas, comuns a diversas companhias petrolíferas, o problema da água produzida provavelmente deve ser conduzido de forma mais específica, devido à relevância do problema do tratamento e descarte e seus conseqüentes custos.

A água associada ao óleo tem composições diferentes, variando nas regiões produtoras e mesmo na mesma região, podendo apresentar aspectos distintos no mesmo campo produtor. Isto leva a problemas específicos em cada região de produção.

Em campos de produção terrestre do Espírito Santo, verificou-se que a água produzida recebe um tratamento especial, uma vez que é reinjetada nos poços produtores, passando por um tratamento suficiente apenas para não prejudicar a formação da zona produtora, sendo, portanto de baixo custo. Não havendo necessidade de injeção, esta água também pode ser injetada em poços que não são mais produtores. A injeção é feita em zonas que não comprometam os aquíferos porventura existentes. Todas estas operações têm padrões e procedimentos que são seguidos e controlados através de monitoramento. Se outros campos de produção terrestres forem estudados, a situação problema será a mesma, só variando a composição da água.

Quando se coloca em foco o problema em uma plataforma de produção marítima, a complexidade é ainda maior e por conseqüência envolve valores bem mais elevados.

Apesar da complexidade e diversidade do problema da água produzida, a gestão pode ser comum, não importando, portanto as regiões produtoras ou mesmo as companhias operadoras, uma vez que o problema é o mesmo, só variando as características dos efluentes.

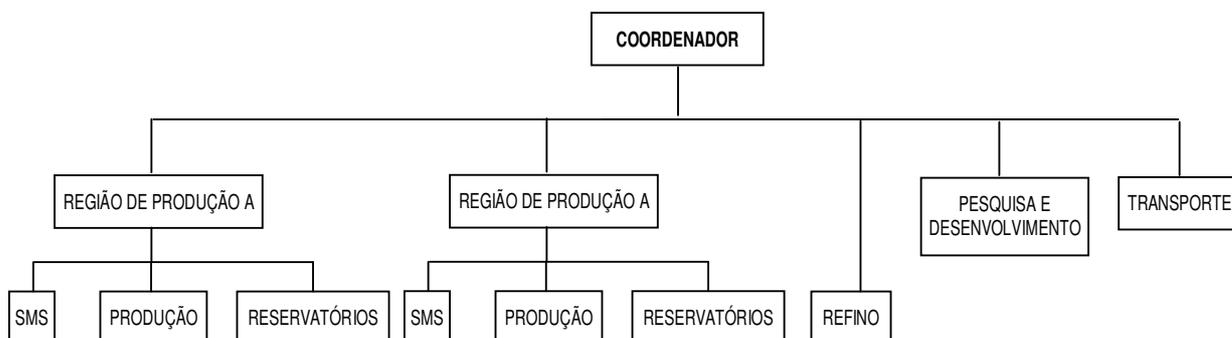
Devido à dificuldade do problema, a sugestão à indústria petrolífera é a criação de um Comitê Central de Efluentes, ligado à estrutura da administração central da empresa. Essa prática poderá transformar um problema em vantagem competitiva.

A coordenação do comitê deve caber ao órgão de Meio Ambiente corporativo e composto por representantes de todas as unidades e serviços envolvidos.

Como em uma mesma região de produção, se tem uma gama de problemas, seriam escolhidos representantes de cada região produtora, que são os detentores do conhecimento e dos problemas em função da experiência acumulada em anos de trabalho. Estes representantes teriam todos os dados das diversas regiões produtoras e seriam das áreas de SMS, Produção e Reservatórios. Seriam também representados os órgãos de SMS, Produção e Reservatórios da matriz da empresa, que alternadamente liderariam o comitê. Agregados a esta estrutura haveria representantes dos órgãos de refino, transporte e pesquisa e desenvolvimento, que seriam o suporte técnico encarregado de acompanhar o estado da arte em nível mundial, mantendo o comitê atualizado com as mais modernas técnicas disponíveis.

Para melhor visualização apresenta-se uma proposta de organograma.

Organograma do Comitê Central de Efluentes



O Comitê teria, de forma macro, as seguintes atribuições:

- Conhecer e propor soluções aos problemas de cada região produtora no gerenciamento de efluentes;
- Acompanhar e revisar periodicamente os cenários de recursos hídricos e de descarte de efluentes;
- Acompanhar o desenvolvimento de novas tecnologias, testando e acompanhando as mais adequadas aos negócios da Companhia;
- Incentivar e acompanhar a redução de consumo de água e lançamento de efluentes;
- Incentivar o reuso de efluentes;
- Incentivar a captação e uso de águas pluviais;
- Identificar oportunidades/ameaças referentes a recursos hídricos e efluentes;
- Investir na capacitação de recursos humanos, tanto a nível tecnológico como também gerencial;
- Definir um programa de auditorias e acompanhamento de não conformidades;
- Definir e acompanhar os indicadores de efluentes;
- Preservar o conhecimento adquirido;
- Acompanhamento periódico através de reuniões de análise crítica.

O comitê deverá fazer o acompanhamento e monitoração dos indicadores de efluentes estabelecidos, bem como o desempenho da empresa, cumprindo assim o requisito de melhoria contínua.

6. CONCLUSÃO

Do exposto pode-se concluir que a indústria petrolífera vem se esforçando para atingir padrões de excelência em gestão ambiental. Os procedimentos gerenciais na área ambiental da maioria das companhias petrolíferas hoje são calcados na ISO 14001, sempre buscando a melhoria contínua.

O artigo se propôs a mostrar a importância da gestão de recursos hídricos no século XXI abordando o problema da água produzida na indústria de produção de petróleo

O tema apresentado no presente artigo é muito vasto, e constituiu o tema de contínuos estudos e pesquisas em nível mundial, porém demonstra que é possível a produção de petróleo com responsabilidade social e preservação do meio ambiente.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS. **ABAS**. Disponível em: <http://www.abas.org.br>. Acesso em: 29/07/2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **NBR ISO 14001: 2004**: sistemas de gestão ambiental: requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro, 2004

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Agenda 21**. Disponível em: <http://www.mma.gov.Br/se/agen21bra/corpo.html/> Acesso em: 29/07/2004.

_____. Decreto N 24.643, de 10 de julho de 1934, que estabelece o Código das Águas. Disponível em: < <http://www.sejur.Petrobras.com.br/lex/lex.htm>>. Acesso em: 14 maio. 2003.

_____. Lei Federal N 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recurso Hídricos. . Disponível em <<http://www.sejur.Petrobras.com.br/lex/lex.htm>>. Acesso em: 15 maio. 2003.

_____. **Resolução N 265**, de 27 de janeiro de 2000, dispõe sobre processo de licenciamento ambiental das instalações industriais de petróleo e derivados localizados em Território Nacional. . Disponível em <<http://www.sejur.Petrobras.com.br/lex/lex.htm>>. Acesso em: 14 maio. 2003.

_____. **Resolução CONAMA nº 357**, de 17/03/2005 ,classificação das águas doces segundo o uso a que se pretende.

Disponível em <<http://www.sejur.Petrobras.com.br/lex/lex.htm>>. Acesso em: 14 jun. 2005.

CAVACO, Paulo Cesar Cardoso.**Gestão de Tratamento de Efluentes e Recursos Hídricos em Instalações de produção de Petróleo Terrestres, com Enfoque em Novas Tecnologias**.2004. 129 p. Dissertação (Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão) – Centro Tecnológico – Laboratório de Tecnologia, Gestão de Negócio e Meio Ambiente – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.

MAIDMENT, David R.(ed). **Handbook of Hydrology**. New York: MacGraw-Hill,1993.Cap 1, Seção 1.2 Hydrological Cycle.

TUCCI, Carlos E. M.;ESPANHOL, Evanildo; CORDEIRO NETTO, Oscar de M. **Gestão da Água no Brasil**. Brasília:UNESCO,2001. 156 p.

United Nations Environment Programme Industry and Environment Centre. UNEP. Oil Industry International Exploration and Production Forum. E&P Forum, **Environmental management in oil and gás exploration and production, An overview of issues and management approaches**. Oxford, Words and Publications, 1997. 68 p.