

INVESTIGAÇÃO DAS FACILIDADES E MÉTODOS UTILIZADOS ATUALMENTE NO PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO EM CAMPOS ONSHORE E OFFSHORE

Andréa Gonçalves Bueno de Freitas¹ (Universidade Federal de Sergipe), Claudia Ramos Santana² (Universidade Federal de Sergipe), Rosivânia da Paixão Silva³ (Instituto de Tecnologia e Pesquisa), Gabriel Francisco da Silva⁴ (Universidade Federal de Sergipe)

¹Av. Marechal Rondon, s/n Jd. Rosa Elze, CEP: 49100-000, andreafeitas@ufs.br. ²Av. Marechal Rondon, s/n Jd. Rosa Elze, CEP: 49100-000. claudia@ufs.br ³Av. Murilo Dantas, 300, Farolândia, 49032-490 rosipaixao.unit@petrobras.com.br. ⁴Av. Marechal Rondon, s/n Jd. Rosa Elze, CEP: 49100-000 gabriel@ufs.br

Como é sabido, o petróleo não vem puro em sua extração, ele é resultado de uma mistura de água, óleo, gás e impurezas. Para que esse óleo seja refinado é necessário que haja um processo de separação entre as fases. Essa separação é realizada tanto em campos marítimos quanto em terra por uma Estação de Produção. A Estação de Produção faz parte da Planta de Processamento Primário do Petróleo que tem a finalidade de separar o gás sob condições operacionais controladas e, remover a água, sais e outras impurezas tornando o óleo adequado para ser transferido à refinaria. Esse trabalho investiga os métodos utilizados atualmente para tratamento do óleo respeitando a Portaria Conjunta ANP-INMETRO nº 01 de 19 de junho de 2000, publicada no DOU de 20 de junho de 2000, a qual afirma que um óleo deve ser estabilizado e apresentar determinadas características (BSW<1% e Salinidade<285mg/L), que para serem alcançadas são necessários equipamentos chamados de Vasos Separadores. Nesses métodos estudados estão presentes os tratamentos térmicos, químicos e eletrostáticos aplicados tanto no mar quanto em terra, além dos tipos e disposição de equipamentos utilizados para promover a remoção da água e do gás presente no óleo. O Vaso Separador é o equipamento mais importante de uma Estação de Produção e pode se apresentar como: Vaso Separador Gravitacional e Vaso Tratador de Óleo. Tanto a separação do gás como a da água é baseada na diferença de densidade, mas a retirada da água presente no petróleo (quebra de emulsão), desidratação é a mais complexa. Devido ao fato de que durante a produção de óleo, percurso desde o reservatório até a superfície, esses dois líquidos se tornam uma emulsão, em consequência da agitação e o cisalhamento. As Estações de Produção existentes têm garantido o tratamento do óleo leve, porém com as grandes descobertas de reservatórios de óleo pesado o ajuste ótimo dessas facilidades não atende eficientemente as exigências legais. Assim, pretende-se investigar uma Planta de Estação de Produção de Petróleo com intuito de propor novas alternativas para o aumento da eficiência na separação óleo-água.

Emulsão, Estação de Produção, Processamento Primário, Vasos Separadores, Vaso Tratador de Óleo.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo não é extraído puro, ele é resultado de uma mistura de água, óleo, gás e impurezas. Para que esse óleo seja refinado é necessário que haja um processo de separação entre as fases. Essa separação é realizada tanto em plataformas marítimas quanto em terra por uma Estação de Produção. Essa Estação de Produção faz parte da Planta de Processamento Primário do Petróleo que tem a finalidade de separar o gás sob condições operacionais controladas e, remover a água, sais e outras impurezas tornando o óleo adequado para ser transferido à refinaria.

Esse trabalho investiga os métodos utilizados atualmente para tratamento do óleo respeitando a Portaria Conjunta ANP-INMETRO nº 01 de 19 de junho de 2000, publicada no DOU de 20 de junho de 2000, a qual afirma que um óleo deve ser estabilizado e apresentar determinadas características (BSW<1% e Salinidade<285mg/L), que para serem alcançadas são necessários equipamentos chamados de Vasos Separadores.

Nesses métodos estudados estão presentes os tratamentos térmicos, químicos e eletrostáticos utilizados tanto no mar quanto em terra, além dos tipos e disposição de equipamentos utilizados para promover a remoção da água e do gás presente no óleo. O Vaso Separador é o equipamento mais importante de uma estação de produção e pode se apresentar como: Vaso Separador Gravitacional e Vaso Tratador de Óleo. Tanto a separação do gás como a da água é baseada na diferença de densidade, mas a retirada da água presente no petróleo (quebra de emulsão), desidratação é a mais complexa. Devido ao fato de que durante a produção de óleo, percurso desde o reservatório até a superfície, esses dois líquidos se tornam uma emulsão, em consequência da agitação e o cisalhamento.

As estações de produção existentes têm garantido o tratamento do óleo leve, porém com as grandes descobertas de reservatórios de óleo pesado o ajuste ótimo das condições de trabalho dos Separadores e seus acessórios são responsáveis pela eficiência da separação nessa condição. Assim, pretende-se investigar uma Planta de Estação de Produção de Petróleo com intuito de propor alternativas para uma maior eficiência na separação óleo pesado-água.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Segundo Thomas (2004), semanticamente o nome petróleo advém do Latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variada entre o negro e o castanho claro.

Óleo é a porção do petróleo existente na fase líquida nas condições originais do reservatório e que permanece líquida nas condições de pressão e temperatura de superfície. Os óleos são normalmente mais leves que a água sendo que a sua densidade varia em relação à mesma de 0,75 a 1,01. Na indústria do petróleo, a densidade do óleo é normalmente expressa em “grau API”. A relação entre o grau API do óleo e densidade é dada pela seguinte expressão:

$$d = \frac{141,5}{(131,5 + API)} \quad \text{ou} \quad API = \left(\frac{141,5}{d} \right) - 131,5 \quad (\text{Bravo, 2002}) \quad \text{Equação 1}$$

Os chamados “óleos pesados” são óleos crus que têm um baixo grau API, sendo, portanto, de alta viscosidade e alta densidade. Geralmente, o considerado óleo pesado tem menos que 19º API, uma densidade maior que 0,90 g/mL e uma viscosidade maior que 20 cP (Salager, 1986). Óleos pesados são muito viscosos e têm uma elevada quantidade de carbono em relação ao hidrogênio. Também têm como características: índices elevados de resíduos de carbono, asfalteno, enxofre, nitrogênio, metais pesados, compostos aromáticos e parafina. O óleo pesado tem um ponto de ebulição bem maior que o óleo leve.

No tratamento do óleo há diferença com relação à localidade de produção. Se for *onshore* você dispõe de espaço para estruturar a Estação de Tratamento de Óleo (ETO) da melhor forma possível e também executa de forma simples a manutenção e transporte de equipamentos e materiais devido a estar situado em terra. No mar há a dificuldade de acomodação de toda a ETO num pequeno espaço, a plataforma marítima, para isso é aplicado métodos de tratamento mais eficazes para que os equipamentos e as rotas de trabalho possam ser menores.

Segundo Fantoft (2004), a separação submarina de água, apresenta desafios quanto às condições de separação, a aplicação em águas profundas soa de interesse especial, já que a separação pode ser executada em condições locais e em instalações simples de separação água-óleo; e a água não precisa ser erguida para as instalações de processo na superfície, podendo ser reinjetada ao poço.

Emulsão é um sistema disperso, formado por dois líquidos imiscíveis, mais um agente emulsificante e agitação suficiente para transformar o sistema numa fase contínua. Nesse estudo de caso, os dois líquidos imiscíveis são: o óleo e a água, o agente emulsificante é um dos componentes naturais do óleo, tais como parafinas e asfaltenos, e a agitação se dá por consequência do bombeamento, transporte e expansão dos fluidos produzidos. Pelo estudo feito por Salager (1986), quando o óleo é a fase dispersa, a emulsão é chamada de “Emulsão Óleo em Água” (O/A), e, quando o meio disperso é aquoso, a emulsão é chamada de “Emulsão Água em Óleo” (A/O).

A presença de agentes emulsificantes ou emulsificantes naturais, no petróleo, forma uma película que impede o contato entre as gotículas, estabilizando a emulsão. Esses agentes emulsificantes apresentam-se na forma de partículas sólidas que tendem a ser insolúveis em ambas as fases líquidas, porém, algum elemento desse agente tem uma preferência para o óleo e outro elemento prefere a água. Agem formando um filme adsorvido em torno das gotículas dispersas o que ajuda a impedir a floculação e a coalescência. Também diminuem a tensão interfacial da partícula de água, causando formação de partículas menores (Silva, 2004).

De acordo com Thomas (2004), dependendo 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. A Estação de Produção contida na Planta é responsável pelo tratamento do óleo.

Vários tipos de equipamentos ou sistemas podem ser empregados para o processamento de determinado petróleo, entretanto, a seleção adequada irá minimizar os custos envolvidos com instalação, operação e tratamento, primordialmente requerido nos projetos de instalações marítimas que apresentam limitações de peso e espaço.

Numa instalação de Processamento Primário de Fluidos o gás, por ser menos denso, é inicialmente separado do líquido por ação da gravidade nos equipamentos conhecidos como separadores.

Um separador típico de produção é constituído de quatro seções distintas, de acordo com a designação do API (*American Petroleum Institute*), como mostrado na Figura 1:

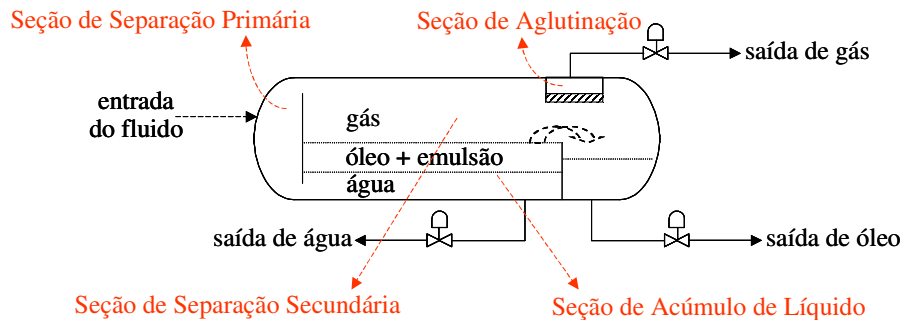


Figura 1 – Seções distintas de um Vaso Separador de Produção. Fonte: Souza Filho, 2004.

- ⊕ Seção de separação primária - localizada na entrada do vaso. Nesta seção o fluido choca-se com dispositivos defletores ou passa através de um difusor, fazendo com que boa parte do gás se separe do líquido, este último fica na parte inferior do vaso;
- ⊕ Seção de separação secundária - localizada na parte superior do vaso. Onde as gotículas maiores de óleo, que permaneceram na corrente gasosa, são separadas por decantação;
- ⊕ Seção de acumulação de líquido - formada pela região inferior do vaso. Nesta seção o tempo de retenção deve ser suficiente para que ocorra a separação do gás remanescente na fase líquida, além de permitir a separação de grande parte da água, no caso dos separadores trifásicos;
- ⊕ Seção de aglutinação - localizada normalmente próxima à saída de gás. As gotículas de líquido arrastadas pela corrente gasosa, não separadas nas seções anteriores, são aglutinadas e removidas do fluxo gasoso, através de dispositivos que apresentam superfície com elevada área de contato.

O separador bifásico tem a finalidade de separar as fases líquidas (petróleo ou petróleo + água) e vapor (gás seco ou saturado de vapor d'água). É um vaso de pressão, comumente cilíndrico (horizontal ou vertical) e eventualmente esférico, onde, por efeito da gravidade, o líquido decanta no fundo, sendo retirado do equipamento através de uma tubulação de drenagem com válvula acionada por controlador de nível de líquido no vaso. O gás acumulado na parte superior do equipamento é removido geralmente por meio de tubulação equipada com válvula acionada por um controlador da pressão de operação do separador.

O Separador Trifásico é bastante semelhante ao Separador Bifásico, usando, inclusive, os mesmos tipos de dispositivos internos. Diferencia-se do bifásico pelo aparecimento de água na seção de acumulação, o que implica na instalação de mais uma saída no vaso e na instalação adicional de um sistema de controle de interface óleo/água.

O tipo de óleo processado define o tempo de retenção ideal do líquido no equipamento. A eficiência de separação pode ser aumentada com adição de desemulsificantes na alimentação. O tempo de retenção mínimo para o líquido é de 15 minutos em relação à vazão de entrada. A propriedade física mais crítica na operação é a viscosidade da mistura, sendo a eficiência inversamente proporcional a esta propriedade.

Há a classificação dos Vasos Separadores de acordo com a forma: horizontal ou vertical.

Os Separadores Horizontais são normalmente mais eficientes sob o ponto de vista da separação gás/líquido, principalmente onde há ocorrência de espumas ou altas razões gás/líquido, uma vez que oferece área superficial de interface maior que permite uma maior decantação das gotículas de óleo presentes na fase gasosa, além de favorecer o desprendimento do gás da fase líquida separada.

Os Vasos Separadores Verticais podem ser Bifásicos ou Trifásicos, estes requerem uma menor área para instalação e tem uma geometria que facilita a remoção de areia depositada no fundo. Uma desvantagem para uso *offshore* está relacionada ao manuseio por causa da altura. O acesso a dispositivos de controle na parte superior é mais difícil.

Segundo Souza Filho (2004), conforme os estudos de reservatório e viabilidade técnico-econômica, um sistema de produção poderá ter uma planta de processamento bem simples ou complexa. As plantas simplificadas efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais completas incluem tratamento e estabilização do óleo, condicionamento e compressão de gás e tratamento da água oleosa, além do tratamento de água para injeção no reservatório quando for o caso. Os sistemas de produção podem ser subdivididos em quatro tipos, no que se refere ao processamento primário do petróleo:

- ⊕ Tipo 1: sem separação de fluidos;
- ⊕ Tipo 2: com separação bifásica;
- ⊕ Tipo 3: com separação trifásica;
- ⊕ Tipo 4: com separação trifásica e tratamento do óleo.

Nos sistemas do tipo 1 a planta de processo é concebida para executar somente teste e avaliação da produção dos poços, sendo o escoamento do fluido produzido efetuado em fluxo multifásico através de oleoduto, até uma planta central onde ocorrerá o processamento.

A planta de processo dos sistemas tipo 2 é bastante simples, consistindo de coletores de produção, separador de teste, separadores bifásicos de produção, surge *tank* (opcional) e sistema de transferência e medição da produção, além das facilidades para aproveitamento do gás associado e utilidades em geral. Nesses sistemas não há descarte de água produzida, que é transferida juntamente com o óleo.

Os sistemas do tipo 3 possuem planta de processo já com algum grau de complexidade, consistindo de coletores de produção, permutadores de calor, separadores de teste e produção trifásicos, sistema de tratamento de água oleosa, medição e transferência do óleo por oleoduto, instalações mais complexas para o tratamento e aproveitamento do gás, além de utilidades em geral.

Os sistemas do tipo 4, similares aos do tipo 3, possuem adicionalmente tratadores eletrostáticos (equipamentos para tratamento de óleo), com o objetivo de retirar o excesso de água ainda existente de modo a enquadrar o óleo em padrões de qualidade preestabelecidos para refino.

O tratamento térmico consiste na quebra da emulsão por meio de aquecimento, geralmente na faixa de 45 a 60 °C, nos tratadores de óleo, também chamados de tanques de lavagem.

O tratamento eletrostático é feito com a aplicação de um campo elétrico de alta voltagem (15.000 a 50.000 V) a uma emulsão faz com que as gotículas de água dispersas no óleo, um meio de baixa constante dielétrica, adquiram uma forma elíptica alinhadas na direção do campo com pólos induzidos de sinais contrários, que criam uma força de atração provocando a coalescência. O campo elétrico contínuo provoca a coalescência por eletroforese e o campo elétrico alternado provoca a coalescência pelo mecanismo de dipolo induzido.

Tratadores eletrostáticos são freqüentemente encontrados em sistemas marítimos de produção. Independente do tipo de tratamento utilizado, um tempo de residência suficiente, uma moderada agitação e o uso de desemulsificantes são imprescindíveis para que a separação gravitacional das fases óleo/água, seja feita dentro do menor tempo e com a maior eficiência possível.

Estudos feitos por França et al (1996), sugerem a aplicação de separadores ciclônicos em águas profundas e campos de óleos marginais, com óleos de diferentes viscosidades e numa ampla faixa de RGL (Razão Gás-Líquido). O separador ciclônico tem como objetivo separar o gás livre do óleo, na cabeça do poço e transportá-los para a plataforma em linhas individuais. São reduzidos os problemas existentes para transportar uma mistura bifásica gás-líquido, separados pode-se utilizar uma bomba centrífuga.

Nunes (2005) afirma que em unidades *offshore*, restrições de carga e de espaço disponível motivaram o desenvolvimento de equipamentos compactos como os hidrociclones e coalescedores eletrostáticos em linha. Os *deoilers*, como são conhecidos os hidrociclones atualmente em uso, utilizam o copo centrífugo para produzir acelerações de ordens de grandeza superiores à aceleração gravitacional, sendo muito mais eficientes e compactos. A principal desvantagem do seu uso é sua alta sensibilidade a oscilações de carga, sejam tais vibrações na vazão total ou na relação entre as fases líquidas. Devido a essa particularidade sua maior aplicação está sendo a tratamento de águas oleosas descartadas pelo Separador Gravitacional que apresentam grandes volumes proporcionando as condições de amortecimento das oscilações de carga necessárias ao bom funcionamento do equipamento.

3. METODOLOGIA

Uma Planta de Processamento Primário contém facilidades operacionais que diferem quando o tratamento é *onshore* e *offshore*. A diferença básica é a disponibilidade de espaço para a disposição de equipamentos operacionais.

Primeiramente será descrito o estudo de uma Planta de Processamento Primário *Onshore*. Para esse estudo torna-se necessário o acompanhamento por um fluxograma de processo simplificado, conforme demonstrado na figura 2 e em seguida a descrição de toda a planta de forma sucinta e completa.

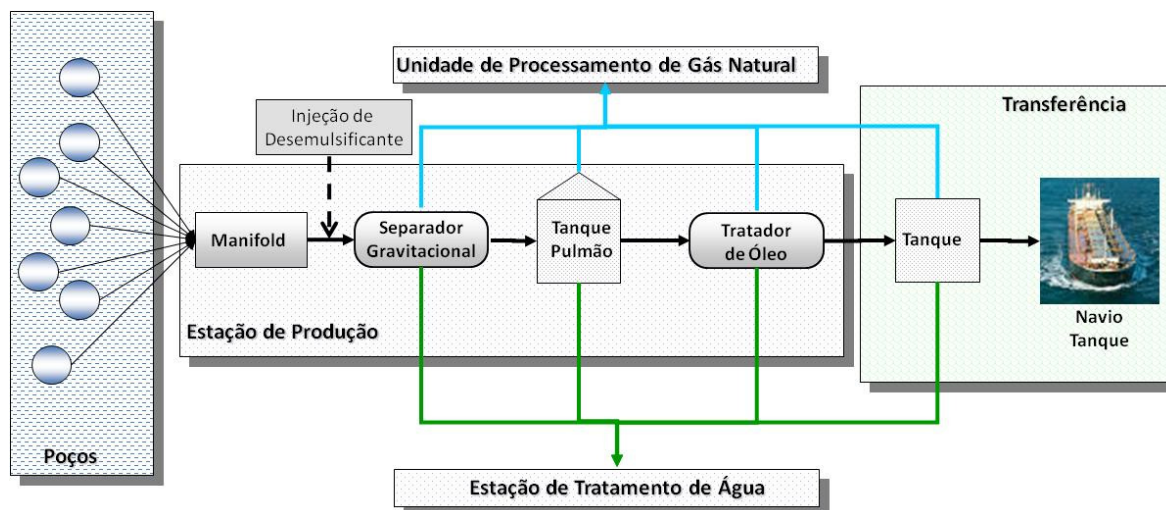


Figura 2 – Planta de Processamento Primário *Onshore*

DESCRIÇÃO DO PROCESSO:

Os óleos provenientes dos campos de produção tanto marítimos como terrestres são direcionados a um satélite de captação, também conhecido como *manifold* de produção.

Em seguida é adicionado o desemulsificante, favorecendo a coalescência e posterior sedimentação gravitacional, quebrando a emulsão.

O primeiro estágio de separação situa-se a jusante do *manifold*. E ocorre nos Vasos Separadores Gravitacionais. Nestes o gás é separado da mistura óleo/água e enviado a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), por meio de gasodutos internos de movimentação. A água efluente do separador é dirigida a Estação de Tratamento de Água (ETA), antes de seu descarte no mar ou posterior reinjeção. Enquanto que a mistura óleo/água dirige-se ao tanque chamado de Pulmão de Óleo Bruto.

A partir do Tanque Pulmão o óleo bruto é bombeado para o Vaso Tratador de Óleo (VTO). É o segundo estágio de separação, onde o óleo recebe o tratamento térmico e eletrostático.

No VTO o óleo ultrapassa uma coluna de água aquecida por uma fornalha, para quebra da emulsão de água em óleo. Neste momento também ocorre o tratamento eletrostático. Então o óleo é bombeado para os Tanques de Armazenamento o qual fica em repouso, por aproximadamente 7 (sete) dias para decantar a água em emulsão, liberada pela ação do desemulsificante adicionada no início do processo de tratamento, a qual é drenada e conduzida à Estação de Tratamento de Água (ETA).

É retirada uma amostra do óleo do tanque de armazenamento para ser especificado no laboratório quanto ao seu teor de água. No laboratório são feitos testes para a identificação do BSW do óleo (razão entre o óleo e a água que ainda se encontra emulsificada) e o teor de sal, através do teste de salinidade. A especificação pedida pela refinaria é de BSW menor que 1% e teor de sal no máximo 285 mg/L, caso o óleo esteja fora da especificação é feito um retratamento do óleo retornando-o para o VTO.

A próxima planta a ser descrita é a Planta de Processamento Primário *Offshore*. Para esse estudo também se torna necessário o acompanhamento por um fluxograma de processo simplificado, conforme demonstrado na figura 3 e em seguida a descrição de toda a planta de forma sucinta e completa.

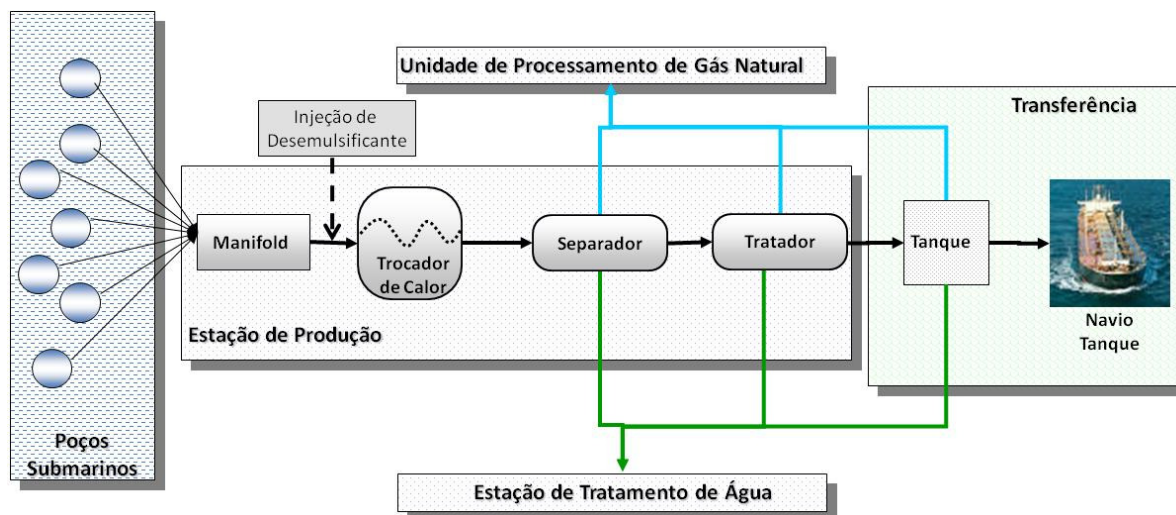


Figura 3 – Planta de Processamento Primário *Offshore*

DESCRIÇÃO DO PROCESSO:

As plataformas atuais são construídas para resistir às pressões exercidas pelas imensas colunas d'água. Os sistemas de elevação, (*flowlines* e *risers*) chegam à plataforma e são conectados aos *manifolds*. Conjuntos de válvulas e instrumentos de controle necessários para proporcionar flexibilidade na operação da plataforma. Seguindo encontramos os lançadores e receptores de *pigs*, fundamentais na manutenção das linhas de elevação e equipamentos submarinos, estes por ação mecânica limpam as linhas removendo parafina e outras substâncias que aderem as paredes internas. O óleo que chega aos *manifolds* é alinhado para dutos principais. Assim, o petróleo é direcionado ao trocador de calor onde se recupera a energia que seria desperdiçada aumentando a temperatura do petróleo em cerca de cinco graus centígrados. O petróleo então segue para o Separador Trifásico que separa a água, o óleo e o gás.

No Separador, ocorre o tratamento mecânico, que caracterizado pelo uso de acessórios, que permite a separação contínua das fases água, óleo e gás. A água segue para a Estação de Tratamento de Água e o gás segue para a Unidade de Processamento de Gás Natural, ambas *onshore*, em linhas separadas.

O óleo segue para o Tratador de Óleo onde passa por tratamento térmico, continua o tratamento químico e ocorre o tratamento eletrostático. O óleo que sai do tratador segue para Tanques de Armazenamento que é onde o tratamento químico é completado, durante o tempo em que ele fica em repouso, facilita a decantação da água e a estabilização do óleo. Após um tempo de repouso, determinado pelo projeto da Planta de Processamento Primário, o óleo é conduzido aos navios que irão para a refinaria.

4. RESULTADOS E ANÁLISES

As plantas de processo devem ser ajustadas para cada tipo de óleo (leve, pesado, ultra-pesado). Usa-se também misturar tipos diferentes para se obter um terceiro tipo, intermediário, mais simples de tratar. O tipo de óleo define o tempo de retenção do mesmo no separador, que é influenciado pela viscosidade.

Atualmente copolímeros de óxido de etileno e óxido de propileno são os desemulsificantes mais utilizados. Pesquisas estão sendo realizadas no sentido de tornar a quebra da emulsão mais eficiente. O desemulsificante pode ser aplicado de três formas: injetado diretamente no poço por um sistema *gás-lift*, durante a produção ou a jusante do *manifold*. Com relação à concentração deve-se ter grande atenção, existe o estudo do ponto ótimo de concentração, que depende do tipo de óleo e da quantidade de água emulsionada, onde abaixo desse ponto a ação do desemulsificante é insuficiente e acima se torna anti-econômico.

Nos Vasos Separadores podem ser feitos ajustes com relação à vazão de entrada e o nível de líquido na seção de acumulação de líquido, dependendo da viscosidade e densidade do óleo a ser tratado.

Outra variação de Vaso é o Vaso Tratador Eletrostático de óleo que tem maior aplicabilidade em sistemas *offshore*, por ser compacto e apresentar uma maior eficiência num menor tempo.

A principal diferença entre os sistemas *onshore* e *offshore* é basicamente o espaço disponível para a disposição das facilidades de produção. Com isso ajustes são necessários e tipos de equipamentos devem ser escolhidos de forma que o objetivo do Processamento Primário de Petróleo seja alcançado.

5. CONCLUSÃO

Este estudo foi feito com o propósito de pesquisar novas alternativas para uma maior eficiência na separação óleo-pesado e água.

As Estações de Produção existentes têm garantido o tratamento do óleo leve, porém com o surgimento cada vez crescente de reservas de óleo pesado as plantas existentes necessitam de um ajuste nas condições de trabalho dos Vasos Separadores e seus acessórios que devem ser feitos para aumentar a eficiência da separação nessa condição, onde a disposição dessas facilidades na Planta de Processamento Primário é feita no sentido de elevar ao máximo a velocidade desse processo.

Sendo o Vaso Separador o equipamento mais importante de uma Estação de Produção, destaca-se o Vaso Separador Horizontal Gravitacional devido a sua maior aplicabilidade. Esse Vaso apresenta como vantagem uma maior área superficial de interface, permitindo uma melhor separação líquido/gás e um maior tempo de residência para a quebra de emulsões.

Adicionando a característica Trifásico neste Vaso tem-se uma boa aplicação para óleo leves, devido a coalescência das gotas de água ser facilitado pelo tipo de óleo, no entanto a eficiência cai drasticamente quando é utilizado para óleos pesados.

Observaram-se também as diferenças entre o tratamento de óleo *onshore* e *offshore*. No primeiro pode-se desfrutar do espaço usando grandes equipamentos, com uma manutenção facilitada pelo fácil acesso, por terra. No segundo devido ao espaço restrito nas plataformas, há uma necessidade de utilizar equipamentos mais compactos, há também grande dificuldade de acesso e manutenção, porque no mar qualquer procedimento se torna mais complicado.

6. AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus filhos: Poliana, Elifas e Paloma, pela força transmitida durante todo o tempo. E aos professores Gabriel Francisco da Silva e Rosivânia da Paixão Silva pela ajuda na conclusão deste trabalho.

À Universidade Federal de Sergipe pelo apoio financeiro, a Wellcon pela oportunidade de conhecer a parte prática e a Fapese pela estrutura física e segurança sempre disponível.

7. REFERÊNCIAS

- BRASIL. Portaria Conjunta ANP-INMETRO Nº 01, de 19 de junho de 2000, publicada no DOU de 20 de junho de 2000. Brasília: Imprensa Oficial, 2000.
- BRAVO, A. Relatório de Estágio. **Curso Química Industrial**, São Cristóvão: Universidade Federal de Sergipe, 2002.
- FANTOFT, R.; HENDRIKS, T.. Subsea Water Separation for Challenging Deepwater Applications. Apresentado na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004 realizada no período de 4 a 7 de outubro de 2004, no Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, Brasil. N. IBP151_04. (CD-ROM)
- FIGUEREDO, M. W. de; RAMALHO, J. B. V.S.; SOUZA, A. L. S. de; GOMES, J. A. T.; BURMANN, C. P.. Desenvolvimento de Sistema Submarino de Separação de Água Produzida. Apresentado na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004 realizada no período de 4 a 7 de outubro de 2004, no Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, Brasil. N. IBP148_04. (CD-ROM)
- FRANÇA, F. A; ROSA, E. S.; BANNWART, A. C; MOURA, L. F. UNICAMP; ALHANATI F. J. PETROBRÁS.. Hydrodynamic Studies on a Cyclonic Separator. **Offshore Technology Conference realizada no período de 6 a 9 Maio de 1996, em Houston**, Texas, EUA. N. 8059.
- MACHADO, J. C. V. Reologia e Escoamento de fluidos –Ênfase na Indústria de Petróleo. **Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2002.**
- MICHAELSEN, J.; ENGER, E.. *Innovate Technology for Ultradeepwater Gravity-Based Separators – The Heavy Oil Challenge*. Apresentado na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004 realizada no período de 4 a 7 de outubro de 2004, no Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, Brasil. N. IBP072_04. (CD-ROM)
- NUNES, G. C. Desing Compact Three-Phase Separation Unit. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 48 (1/2): 18 – 24, jan./jun. 2005.
- OLIVEIRA, R. C. G. de Novo conceito de Dessalgação de Petróleo para Centrais de Tratamento. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 43 (2): 111 – 119, abr./jun. 2000.
- RAMALHO, J. B. V. S. Avaliação da Separação Água-Óleo em Campo Injetando Desemulsificante através da Linha de Gás-Lift. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 44 (1/4): 37 – 40, jan./dez. 2001.
- RAMALHO, J. B. V. S. Cisalhamento de Emulsões de Petróleo do Tipo A/O durante Amostragem em Linha. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 45 (1): 1 – 5, jan./mar. 2002.
- RAMALHO, J. B. V. S. Efeito do Envelhecimento sobre Viscosidade e Estabilidade de Emulsões de Petróleo do Tipo Água-Óleo. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 43 (2): 100 – 103, abr./jun. 2000.

- RAMALHO, J. B. V. S. Ensaio para Avaliação dos Principais Parâmetros Necessários ao Dimensionamento de Separadores Gravitacionais Trifásicos. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 43 (1): 28 – 33, jan./mar. 2000.
- RAMALHO, J. B. V. S. Injeção de Produtos Químicos em Poços através de Linha de Gás-Lift: Estado da Arte. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 43 (3/4): 163 – 167, jul./dez. 2000.
- RAMALHO, J. B. V. S.; OLIVEIRA, M. C. K.. Metodologia para Determinação da Distribuição do Diâmetro de Gotas em emulsões de Petróleo do Tipo Água-Óleo por Difração a Laser. **Boletim Técnico da Petrobrás**. Rio de Janeiro. N. 42 (1/4): 72 – 76, jan./dez. 1999.
- ROSA, J. J. Desenvolvimento de um Novo Processo de Tratamento de Águas Oleosas – Processo FF. **XIX Prêmio Jovem Cientista - Água – Fonte da Vida**. Porto Alegre. RS. 2003.
- SALAGER, J. L. Teoria de Emulsões e sua Aplicação na Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro: **CENPES**, 1986.
- SILVA, R. P. Geração e Caracterização Reológica de Emulsões de Água em Óleo Pesado para Aplicações em Projetos de Separadores Gravitacionais. Dissertação de Mestrado. Campinas: **Universidade Estadual de Campinas**, Outubro 2004.
- SILVA, R. P.; CARVALHO, C. H. M. DE; BANNWART, A. C.. Projeto de Separadores Trifásicos para Óleo Pesado. Apresentado na **Rio Oil & Gás Expo and Conference 2004 realizada no período de 4 a 7 de outubro de 2004**, no Rio de Janeiro-RJ, Brasil. N. IBP011_04. (CD-ROM)
- SILVA, R. P. Relatório de Estágio Supervisionado. São Cristóvão: **Universidade Federal de Sergipe**, Maio 2002.
- SOUZA Filho, J. E. de. Processamento Primário de Fluidos: Separação e Tratamento. Programa Trainees Petrobrás. Curso de Engenharia de Petróleo Salvador: **Universidade Corporativa Petrobrás**, 2004.
- THOMAS, J. E. (org.). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: **Interciência**: Petrobrás, 2004.

INVESTIGATION OF THE FACILITIES AND METHODS USED NOWADAYS IN THE PRIMARY PROCESSING IN ONSHORE AND OFFSHORE OILFIELDS

As it is known, the petroleum doesn't come pure in its extraction, he is resulted of a mixture of water, oil, gas and impurities. In order to this oil be refined, it is necessary that there is a separation process among the phases. That separation is done so much in marine fields as in onshore for a Station of Production. The Station of Production is part of the Plant of Primary Processing of the Petroleum that has the purpose to separate the gas under controlled operational conditions and, to remove the water, salts and other impurities making the oil adapted to be transferred to the refinery. This project investigates the methods used nowadays for treatment of the oil respecting the law ANP-INMETRO no. 01 of June 19, 2000, published in DOU it of June 20, 2000, which affirms that an oil should be stabilized and to present certain characteristics (BSW <1% and Salinity <285mg/L), that for they be reached it is necessary to use equipments, such as: Separator. In those studied methods they are present the thermal, chemical treatments and electrostatics applied so much in the sea as in land, besides the types and disposition of equipments used to promote the removal of the water and of the present gas in the oil. The Separator is the most important equipment of a production station and it can be: Separator Gravitational and Treater of Oil. So much the separation of the gas as the one of the water is based on the density difference, but the removing of the present water in the petroleum (emulsion break), dehydration is the most complex. Due to the fact that during the oil production, course from the reservoir to the surface, those two liquids become an emulsion, in consequence of the agitation and the shear off. The existent production stations have been guaranteeing the treatment of the light oil, but with the great discoveries of reservoirs of heavy oil the optimum adjustment of those means doesn't assist efficiently the legal demands. Thus, it intends to investigate a Plant of Station of Production of Petroleum with intention of proposing new alternatives for the increase of the efficiency in the separation oil-water.

Emulsion, Station of Production, Primary Processing, Separators, Treater of Oil.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.