

PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE FLUIDOS NA PRODUÇÃO DO PETRÓLEO

Tamires Silva de Santana¹
Letícia Carvalho Machado²

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777
ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Num campo de petróleo ocorre produção de gás, óleo, água e algumas impurezas contidas no petróleo bruto, que se apresentam de forma sólida, líquida e gasosa. No entanto, devido ao interesse econômico, o foco é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás). Campos de produção de petróleo são instalados tanto em superfícies terrestres (onshore), quanto em superfícies marítimas (offshore). Essas instalações são destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário desses fluidos. Nela se faz: a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão, o tratamento/condicionamento dos hidrocarbonetos que possam ser transferidos para as refinarias e o tratamento da água e do gás para reinjeção.

PALAVRAS-CHAVE

Processamento. Fluido. Hidrocarbonetos. Separação.

ABSTRACT

In oil field production have gas, oil, water and some impurities in the crude, which are shown solid, liquid and gaseous form. However, due to the economic interest, the focus is only on the production of hydrocarbons (oil and gas). Oil production fields are installed in both land surfaces (onshore) and in maritime areas (offshore). These facilities are designed to perform under controlled conditions, the primary processing of these fluids. It is made: the separation of oil, gas and water with impurities in suspension, treatment / conditioning of hydrocarbons that can be transferred to the refining and water treatment, and gas for reinjection.

KEYWORDS

Processing. Fluid. Hydrocarbon. Separation.

1 INTRODUÇÃO

Os fluidos produzidos são conduzidos por meio de dutos para Unidade de Esforço de Produção (UEP), que realiza a separação das fases do óleo, água e gás e o tratamento das mesmas. Esta separação é feita em separadores, que podem ser bifásicos ou trifásicos, atuando em série ou paralelo. No separador bifásico ocorre a separação gás/líquido, enquanto que no separador trifásico ocorre a separação água/óleo/gás. Os separadores são fabricados nas formas verticais e horizontais. Nesse momento da produção ocorrem problemas operacionais nos separadores como: formação de espuma, obstrução por parafinas, presença de areia, formação de emulsões, problemas com o arraste de óleo e o arraste de gás.

Dependendo do caso, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. Uma planta simples efetua apenas a separação do gás/óleo/água, já uma planta complexa envolve o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte.

2 DESENVOLVIMENTO

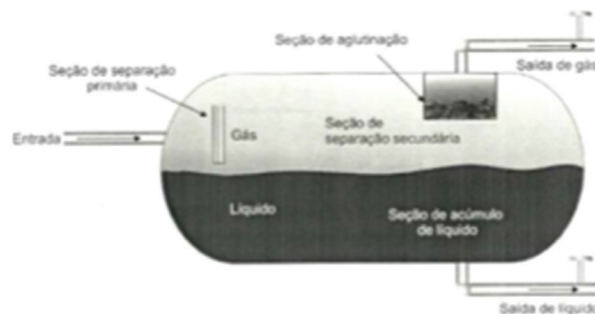
2.1 VASOS SEPARADORES

Um separador de produção deve ser um vaso pressurizado, que separa o gás do líquido (FERREIRA & HONORATO, 2011). A ação da gravidade, a separação inercial, aglutinação das partículas e a força centrífuga são mecanismos que ocorrem na separação entre o líquido e o gás do fluido produzido, inicialmente, nos vasos separadores (THOMAS, 2001). No entanto, também ocorre a ação térmica dentro destes vasos. O aquecimento faz com que ocorra a diminuição da viscosidade do óleo. Em alguns ca-

soz faz-se o uso da ação química com o intuito principal de maior coalescência da gota. Um exemplo seria a utilização de desemulsificantes para desestabilizar as emulsões ocasionadas durante o processo de mistura do óleo com a água.

Em geral, segundo Thomas (2001) os separadores horizontais, ilustrado na Figura 1, são normalmente mais eficientes devido a sua apresentação com maior área superficial de interface, permitindo uma melhor separação do gás/óleo/água. No entanto, os separadores verticais (ilustrados na Figura 2) apresentam a vantagem de permitir a deposição, no fundo do vaso, dos sólidos produzidos.

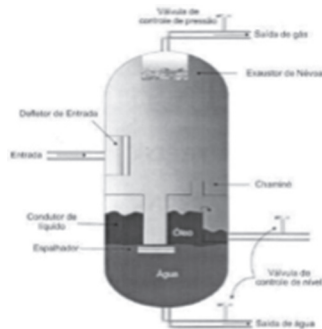
Figura 1 – Separador Bifásico Horizontal



Fonte: Thomas, 2001.

O separador de óleo/água lava o óleo para remover o máximo de água possível, antes que o óleo avance pela linha de óleo até a estocagem. A água continuará a se separar do óleo enquanto este permanecer na bateria de tanques (FERREIRA & HONNORATO, 2011). A seção de separação primária encontra-se um defletor, em que serve para a remoção de golfadas, queda da turbulência com separação das gotas de maior diâmetro. No caso da seção de acumulação de líquido é utilizado para separação das bolhas gasosas durante o tempo de retenção. Já a seção de separação secundária é onde ocorrerá a separação das gotículas de água do gás.

Figura 2 – Separador Trifásico Vertical



Fonte: Thomas, 2001.

Os separadores trifásicos são, também, chamados de extratores de água livre. Segundo Thomas (2001), um condutor de líquido é necessário para não perturbar a interface óleo/água; e um condutor de gás, ou chaminé, é necessário para equalizar a pressão de gás entre a seção de coleta inferior de líquido e a seção superior de decantação.

A velocidade terminal, o tempo de retenção e o tamanho da partícula são considerações importantes ao projetar vasos separadores. Neste equipamento deve ocorrer não apenas a condensação de hidrocarbonetos leves do gás, mas também a sedimentação de partículas de água do óleo e a flotação das partículas de óleo. A sedimentação de partículas da água se dá por meio da velocidade terminal que elas apresentam, que por sua vez, dependem do diâmetro da gota, da viscosidade contínua dentre outros parâmetros. O tempo de retenção é o tempo em que o líquido deve permanecer retido para que partículas decantem. Este tempo varia entre 30s e 3min, podendo ser quatro vezes maior na presença de emulsões.

Dados fixos para projetos deste utensílio são a densidade do gás; densidade da água; viscosidade do gás; viscosidade da água; tensão superficial do óleo no gás; tensão superficial da água no óleo; tensão superficial do óleo na água. No caso dos dados variáveis faz-se presente a vazão volumétrica do gás; vazão volumétrica do óleo; vazão volumétrica da água; viscosidade do óleo; tempo de retenção da água no óleo; densidade do óleo.

2.1.1 Problemas Operacionais nos Separadores

A espuma quando presente num vaso separador dificulta o controle de nível do líquido dentro do separador e ocupa um volume que poderia estar disponível para a coleta de líquido ou para decantação. No entanto, a obstrução de parafinas pode ser um problema muito maior. O processo de separação pode ser afetado por acúmulo de parafina.

Eventualmente chega-se juntamente com o líquido a areia. Esta pode causar erosão nas válvulas, obstrução dos elementos internos e pode gerar um acúmulo no fundo do separador. Mas um dos grandes desafios neste processo de separação são as emulsões. Devido a sua formação o tempo de retenção efetivo diminui e dificuldades com o controle de nível, causando, conseqüentemente uma redução na eficiência do processo.

Um problema típico operacional é o arraste. Ela pode ser ocasionada por algum dano em algum componente interno, formação de espuma, saída de líquido obstruída, projeto impróprio ou simplesmente porque o vaso está operando com produção superior ao que foi projetado (THOMAS, 2001).

2.2 PROCESSAMENTO E CONDICIONAMENTO DO GÁS

O condicionamento nada mais é o conjunto de processos ao qual o gás deve ser submetido, de modo remover ou reduzir os teores de contaminantes para atender as

especificações como, teores máximos de compostos de enxofre, de dióxido de carbono e de água, ponto de orvalho e poder calorífico, impostos para o mercado, segurança, transporte ou até mesmo processamento posterior (THOMAS, 2001). Durante esse processo a maior preocupação se dá com a formação de compostos que podem trazer ocorrência de processos corrosivos. Os principais agentes corrosivos encontrados são o CO₂, H₂S, ácidos orgânicos oriundos do próprio petróleo ou do metabolismo de bactérias contaminantes e também o oxigênio (POMINI, 2013).

O processamento se dá quando o gás livre da fase líquida é enviado a uma Unidade de Gás Natural (UPGN). É promovida a separação das frações leves das pesadas. Quando a produção de gás residual (metano e etano) é maior que o consumo na área de produção, o excesso é transferido ou conduzido para queimadores.

2.3 TRATAMENTO DO ÓLEO

A produção de petróleo está associada à produção concomitante de água e gás (POMINI, 2013). Um dos principais problemas estudados para o tratamento do óleo é a água como um dos contaminantes mais indesejados. Segundo Thomas (2001), águas oriundas de formações produtoras de hidrocarbonetos apresentam sais, microorganismos e gases dissolvidos. Muitas vezes a água presente na mistura com o óleo apresenta uma salinidade três vezes ou até mesmo quatro vezes maior que a água do mar.

A presença de água associada ao petróleo provoca uma série de problemas nas etapas de produção e um deles seria na segurança operacional. Em virtude de sua composição, a água pode, ao sofrer variações de temperatura e pressão, provocar problemas de corrosão e/ou incrustação, causando danos às tubulações, equipamentos e acessórios, que podem redundar em acidentes humanos e/ou ambientais (THOMAS, 2001).

A eliminação da água presente no petróleo é de suma importância no tratamento do óleo que em seguida será levado para uma indústria de refinaria. O ideal é que o óleo que chegue as refinarias não contenha sais. A presença de cloretos de cálcio e magnésio pode gerar ácidos e causar corrosões e os sais de sódio diminuem a vida útil e rendimento de catalisadores. Determina-se que o óleo possua um valor menor ou igual a 1% v/v e uma concentração de sal menor ou igual 285mg/L ao chegar à refinaria.

Durante o processo de tratamento do óleo é comum a formação das chamadas emulsões. Elas são classificadas em emulsão água/óleo, emulsão complexa (óleo/água/óleo) e emulsão inversa ou reversa (óleo/água). As emulsões são estruturas coloidais nas quais as fases interagem entre si, não havendo uma clara distinção entre as mesmas (POMINI, 2013).

Em outras palavras, não é possível observar claramente a separação óleo/água em uma emulsão, por exemplo. Estas estruturas se formam devido à presença no petróleo de substâncias químicas que apresentem afinidade elevada tanto pela água quanto pelo óleo. As resinas, asfaltenos e ácidos naftênicos normalmente atuam desta forma (GAMAL ET AL., 2005; SJÖBLOM ET AL., 2003). As emulsões podem ser estáveis o suficiente para carrear até mesmo partículas pesadas como areia, incrustações e precipitados (VISINTIN ET AL., 2008).

A desestabilização de uma emulsão é realizada pela ação de calor, eletricidade e desemulsificantes, por meio do enfraquecimento e/ou rompimento da película que circunda as gotículas de água (THOMAS, 2001). De uma forma geral, a viscosidade das emulsões tende a aumentar com a diminuição da temperatura de escoamento e variar de acordo com o aumento da quantidade de água presente (KHADIM & SARBAR, 1999).

Atualmente, também, são comuns, nas plantas de processos, equipamentos que utilizam campos elétricos em corrente alternada, visando desestabilizar as emulsões. Estes equipamentos são conhecidos como tratadores eletrostáticos, e utilizam a desestabilização das duplas camadas elétricas que estruturam as dispersões coloidais mediante a presença de um campo elétrico, promovendo coalescência das gotículas de água (HARPUR ET AL., 1997).

No entanto, é comum em alguns casos o auxílio do uso de desemulsificantes para a quebra de emulsões em sistemas. Os desemulsificantes são substâncias capazes de quebrar as interações supramoleculares existentes entre a água e os componentes do óleo. Assim como outros produtos químicos, sua eficiência é maior quando a interação com a emulsão ocorre por períodos mais longos. Todavia é comum uso de desemulsificantes nos separadores de superfície, porém uma eficiência maior pode ser observada quando ele é aplicado no sistema de coleta (MANNING, 1995).

Segundo Thomas (2001), o óleo deve ser medido antes de ser transferido. Volumes de óleo são medidos por medidores de deslocamento positivo que dividem a vazão de óleo em segmentos e levam em consideração os volumes distintos, corrigindo a medição por fatores de correção obtidos em tanques de aferição.

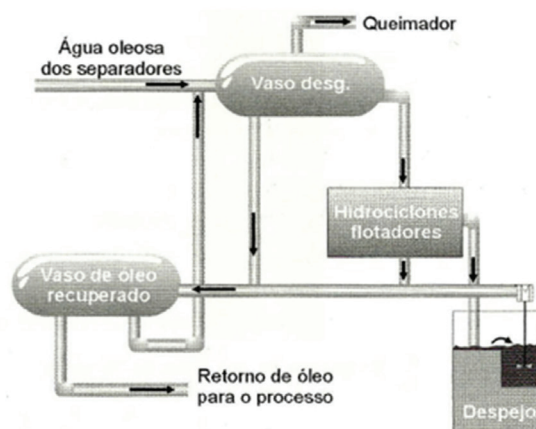
2.4 TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida é uma importante fonte de informações. Geralmente, as rochas-reservatório areníticas ou carbonáticas possuem óleo, gás e quantidades variáveis de água em seus poros. A quantidade total de água é avaliada, usualmente, por meio da medida de *Basic Sediments and Water* (BSW). Esta avaliação é baseada na coleta de uma alíquota do fluido líquido produzido, seguida de centrifugação (POMINI, 2013).

As características da água produzida dependem da composição da formação da qual ela foi gerada. Basicamente, compostos orgânicos, compostos inorgânicos, produtos de corrosão, bactérias, grãos de rochas de formação, gases dissolvidos, produtos químicos estão presentes na água produzida.

No caso da água proveniente dos separadores e tratadores de óleo é enviada para um vaso gaseificador, como mostra a Figura 3. Em seguida, ela passa por separador água/óleo. A função do vaso gaseificador é remover traços de gás ainda presentes no líquido (THOMAS, 2001).

Figura 3 – Tratamento de água



Fonte: Thomas, 2001.

Os objetivos do tratamento da água produzida são, principalmente, recuperar parte do óleo presente na emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte. Em casos de descarte o teor de óleos e graxas (TOG) deve ser menor ou igual a 29mg/L. Já a reutilização da mesma para reinjeção este teor deve estar entre 5-10mg/L, vai depender das características do poço o qual será injetado.

Os principais íons encontrados na água são bário, cloreto, sódio, sulfato, bicarbonato, carbonato, potássio, magnésio, brometo, ferro. A análise do pH da água, também, é muito importante. É de extrema relevância conhecer o pH da água devido a predição de processos corrosivos, adequabilidade de uso de materiais metálicos e não metálicos inclusive a estabilidade de emulsões água/óleo (POMINI, 2013).

3 CONCLUSÃO

Diante do trabalho exposto, verificaram-se todas as etapas do processamento primário, desde a chegada dos fluidos produzidos no manifold até o final do tratamento de cada componente desejado, neste caso o gás, o óleo e a água. Todos eles

precisam estar bem condicionados para a chegada à indústria de refino, para o transporte, para reutilização ou até mesmo descarte, como acontece com o gás e a água.

Evita-se a presença de alguns compostos na água, no óleo e no gás, principalmente, por conta dos processos corrosivos. Casos como o CO₂ que é removido com a finalidade de reduzir o custo do transporte, o cloreto de cálcio e magnésio dissolvidos na água, provocando corrosão nas torres de destilação/dutos durante o processo de refino, entre outros.

É preciso uma busca constante por uma melhor eficiência do processamento primário sempre. Atualmente, conhecemos algumas técnicas de melhor aproveitamento no quesito separação dos fluidos. No entanto, cada vez mais os métodos conhecidos vão ficando ultrapassados, precisando cada vez mais inovação.

Resoluções de problemas operacionais nos separadores, como a obstrução de parafina, são muito comuns numa estação de produção. O conhecimento tido até hoje ainda não é suficiente para combater todos os prejuízos financeiros causados, tanto em equipamentos, quanto na qualidade do produto final. Portanto, é de grande importância o aperfeiçoamento nos tratamentos feitos, principalmente, com ação gravitacional, térmica e química, dando, também, procedência nos estudos dos tratadores eletrostáticos (para a separação da água e o óleo) e hidrociclones (no tratamento da água produzida), que ainda possui um déficit de informações.

REFERÊNCIAS

FERREIRA, Doneivan F. & HONORATO, Nicolás. **Manual do operador de produção de petróleo e gás**. Campinas, SP: Komedi, 2011.

GAMAL, M. E.; MOHAMEDA, A. M. O. & ZEKRI, A. Y. Effect of asphaltene, carbonate, and Clay mineral contents on water cut determination in water-oil emulsions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 46, 2005, p.209-224.

GILVAN JUNIOR. Processamento Primário de Petróleo / Noções de Processo de Refino. **Curso Prático & Objetivo**. Disponível em: <http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/processamento_primario.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2013.

HARPUR, I. G.; WAYTH, N. J.; BAILEY, A. G.; THEW, M. T.; WILLIAMS, T. J. & URDAHL, O. Destabilisation of water-in-oil emulsions under the influence of an A. C. electric field: Experimental assessment of performance. **Journal of Electrostatics**, 40-41, 1997, p.135-140.

KHADIM, M. A. & SARBAR, M. A. Role of asphaltene and resin in oil field emulsions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 23, 1999, p.213-221.

LEMOS, Filipe. Processamento primário de petróleo. In: **Tudo sobre Engenharia de Petróleo**. Disponível em: <<http://filipeengpetroleo.blogspot.com.br/2010/08/introducao-plataformas-offshore-de.html>>. Acesso em: 6 nov. 2013.

MANNING, F. S. & THOMPSON, R. E. **Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil. Dehydration of crude oil**. V.2, Tulsa, EUA: Penn Well Publishing Company, 1995.

POMINI, A. M. **A química na produção de petróleo**. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2013.

SJÖBLOM, J.; SKODVIN, T. ; HOLT, O. & NILSEN, F. P. Colloid chemistry and modern instrumentation in offshore petroleum production and transport. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, 123-124, 593-607, 1997.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2001.

VISITIN, R. F. G.; LOCKHART, T. P.; LAPASIN, R. & D'ANTONA, P. Structure of waxy crude oil emulsion gels. **J. Non-Newtonian Fluid Mech.**, 149, 2008, p.34-39.

Data do recebimento: 27 de Agosto de 2014

Data da avaliação: 5 de Janeiro de 2015

Data de aceite: 15 de Janeiro de 2015

1 Graduada em engenharia química – Universidade Federal de Sergipe – UFS.

E-mail: tamires.santana@hotmail.com

2 Graduada em engenharia de petróleo – Universidade Tiradentes – UNIT.

E-mail: leticia_cm@hotmail.com.br