

## ANÁLISE DE PVT UTILIZANDO DADOS REAIS DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO SUBSATURADO

Paloma dos Santos<sup>1</sup>, Ana Paula de Santana Alves<sup>2</sup>, Ronice da Paixão Silva do Prado<sup>3</sup>.

*Universidade Federal de Sergipe<sup>1</sup>, e-mail: palloma\_se@hotmail.com*

*Universidade Federal de Sergipe<sup>2</sup>, e-mail: paulinha\_s11@hotmail.com*

*Universidade Federal de Sergipe<sup>3</sup>, e-mail: roniceprado@gmail.com*

### Resumo

Os dados das análises PVT (Pressão-Volume-Temperatura) são obtidos na fase de exploração e através delas é possível observar o comportamento dos fluidos dentro do reservatório. As análises englobam uma série de técnicas e ensaios utilizados para a caracterização dos fluidos provenientes do reservatório. Além disso, fornece informações como: o tipo de reservatório e parâmetros que monitora a produção dos poços, garantindo um melhor gerenciamento e monitoramento do reservatório estudado. A metodologia do estudo consiste na coleta de treze amostras de fluidos provenientes do poço exploratório perfurado na bacia de Santos. Onde nove amostras foram pressurizadas e transportadas para o laboratório em câmaras de amostragem originais para restauração. Antes da transferência, as amostras monofásicas foram aquecidas até a temperatura do reservatório por 48 horas, em uma pressão maior do que a pressão do reservatório e as convencionais foram pressurizadas até a pressão do reservatório e aquecidas até 100°C por cinco dias. Foram escolhidas as amostras 1.05 e a 1.07 para proceder aos testes de Expansão a Composição Constante (CCE) e Análise Flash. Nestes testes observou-se que o óleo era leve ( $^{\circ}\text{API}$  em média 32 $^{\circ}$ ), de um reservatório subsaturado, pressão do reservatório (6900 psia) maior que pressão de saturação (3654 psia) e que o volume relativo dos fluidos aumentava com a diminuição da pressão devido à presença da segunda fase (gás) que aparece logo após o ponto de saturação. Evidenciando assim, a grande importância da análise de PVT na engenharia de reservatórios e no monitoramento e gerenciamento dos reservatórios petrolíferos.

**Palavras-chave:** Análise de PVT; Reservatório de óleo subsaturado; Dados reais.

## Introdução

O comportamento dos fluidos ainda dentro do reservatório pode ser observado através de análises de PVT (Pressão-Volume-Temperatura). Essas análises englobam uma série de técnicas e ensaios utilizados para a caracterização dos fluidos provenientes do reservatório, dentre elas podemos citar: Liberação Flash, diferencial, Expansão à Composição Constante ou (*constant composition expansion* – CCE) e teste de separador. Com as técnicas e ensaios citados é possível prever a pressão de ponto de bolha, fator volume formação do óleo ( $B_O$ ) e do gás ( $B_g$ ), volumes relativos dos fluidos, densidades, viscosidades, compressibilidade do óleo, volume total do óleo e gás na fase de depleção, RGO (Razão Gás/óleo), °API (*American Petroleum Institute*). Além disso, fornece informações como; que tipo de reservatório está sendo explorado e parâmetros que monitora a produção do poço.

Os dados de PVT são obtidos na fase inicial, ou seja, na fase de exploração. São de fundamental importância, na simulação dos reservatórios petrolíferos, fornecendo um melhor gerenciamento e monitoramento do reservatório ao longo da sua vida produtiva. Os simuladores numéricos de reservatório são conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, pois estudam o comportamento do fluxo dos fluidos em reservatório de petróleo usando uma solução numérica. (ROSA et al., 2006).

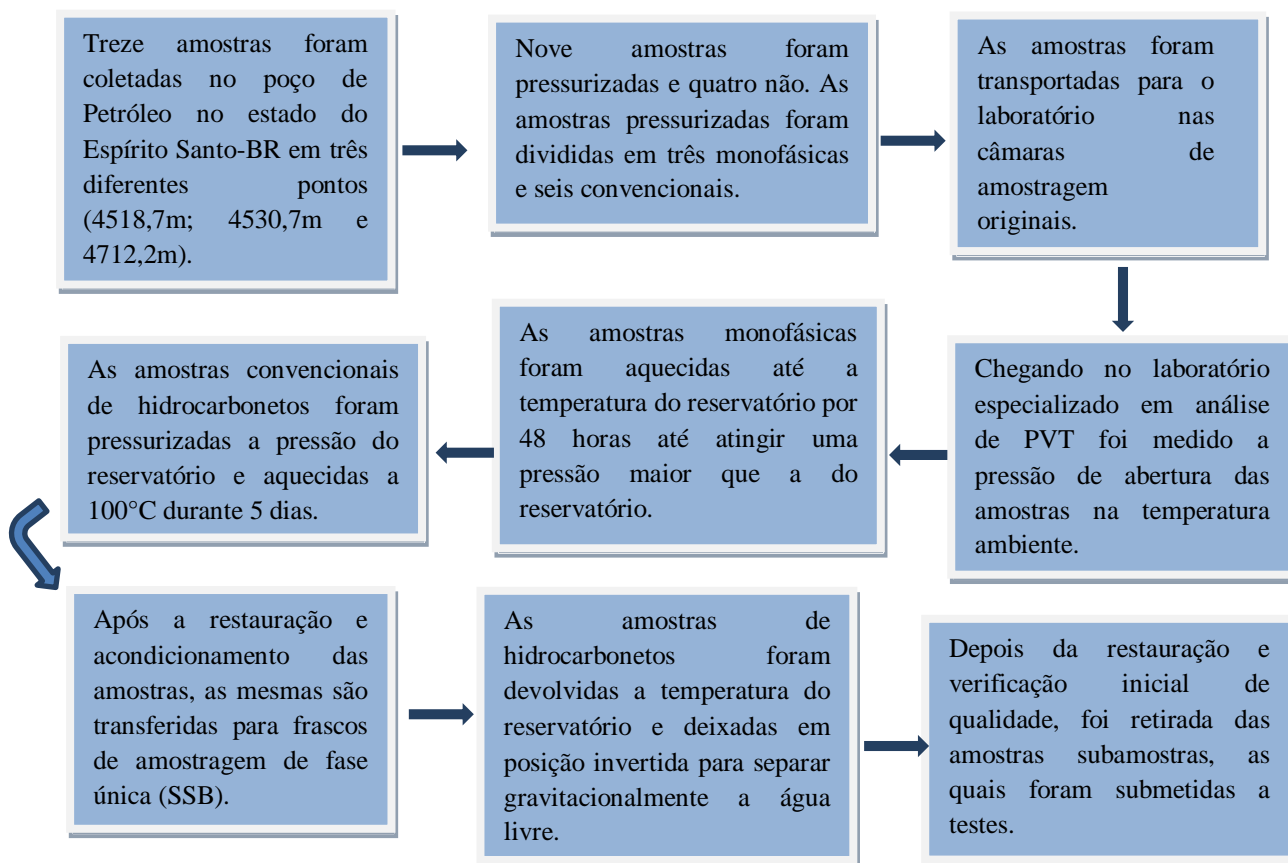
Dependendo da composição e das condições iniciais de pressão e temperatura de um reservatório, os hidrocarbonetos podem ser classificados como monofásico (uma fase) ou bifásico (duas fases). Uma fase é definida como uma parte fisicamente distinta e separável do sistema. Em um reservatório petrolífero haverá duas ou três fases durante a sua vida produtiva (óleo, gás e água). As proporções, composição e propriedades físicas das fases presentes, podem mudar de acordo com a produção dos fluidos e alteração da pressão. Quando um reservatório de hidrocarbonetos apresenta uma única fase líquida (todo o gás encontra-se dissolvido na fase óleo), é chamado de reservatório subsaturado. Já, quando os hidrocarbonetos se apresentam em duas fases, (óleo e gás livre) é chamado de reservatório saturado. O tipo de fluido existente num reservatório pode ser estimado a partir de um diagrama de fases (VILLELA, 2004).

O objetivo deste trabalho foi realizar um estudo das análises de PVT, utilizando dados reais coletados em um reservatório petrolífero, durante a sua fase exploratória, abrangendo a coleta das amostras em cilindros pressurizados até o laboratório, e sua restauração até o início dos testes, mostrando sua importância na engenharia de reservatórios e no gerenciamento e monitoramento durante a vida produtiva dos reservatórios petrolíferos.

## Metodologia

O Fluxograma 1 abaixo mostra as etapas do processo de coleta das amostras de um poço petrolífero localizado no estado do Espírito Santo-BR.

**Fluxograma 1-Processo da coleta das amostras**



A finalidade do processo de condicionamento é homogeneizar e restaurar a amostra de fluido, para que eles representem de forma mais fiel o que está acontecendo dentro do reservatório.

## Resultados e discussões

Analisando os dados reais provenientes do reservatório ALFA (nome fictício do reservatório), localizado no estado do Espírito Santo- Brasil e cedidos por um laboratório especializado em análises de PVT. Onde treze amostras, foram coletadas, conforme apresentado no Quadro 1 abaixo.

**Quadro 1-** Informações sobre as amostras coletadas

Amostras	Profundidade (m)	Cilindro de recebimento	Data da coleta	Tipos de fluidos	Condições de Reservatórios		Tempo para Restaurar (dias)
					Pressão (psia)	Temperatura (°F)	
1.01	-	Cilindro A	19/12/09	-	-	-	-
1.02	-	Cilindro B	19/12/09	Lama	-	-	-
1.03	-	Cilindro C	20/12/09	Lama	-	-	-
1.04	4518,3	Cilindro D	20/12/09	Óleo	6893	250,0	2
1.05	4518,3	Cilindro E	20/12/09	Óleo	6893	250,0	5
1.06	4518,3	Cilindro F	20/12/09	Óleo	6893	250,0	2
1.07	4530,7	Cilindro G	22/12/09	Óleo	6913	254,6	5
1.08	4530,7	Cilindro H	22/12/09	Óleo	6913	254,6	2
1.09	4530,7	Cilindro I	22/12/09	Óleo	6913	254,6	5
1.10	4530,7	Cilindro J	22/12/09	Óleo	6913	254,6	2
1.11	4530,7	Cilindro K	22/12/09	Óleo morto	6913	254,6	-
1.12	4712,2	Cilindro L	23/12/09	Água	7149	265,7	1
1.13	4712,2	Cilindro M	23/12/09	Água	7149	265,7	1

Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se que ao longo da profundidade do reservatório foram coletadas três amostras a 4518,3m; cinco amostras a 4530,7m; e duas amostras a 4712,2m; respectivamente nos dias 20, 22 e 23 de dezembro de 2009. A zona de interesse deste reservatório está entre as profundidades de 4518,3 a 4530,7m, sendo a zona de água localizada a partir de 4712,2m. Este é um reservatório de óleo subsaturado, pois apresenta somente uma fase e todo gás existente nele encontra-se dissolvido. Observou-se também que a pressão de formação sofreu pouca variação ao longo da zona de óleo ( $\Delta P = 20$  psia). Assim como a temperatura do reservatório praticamente manteve-se constante em aproximadamente 250 °F. O processo de restauração dos fluidos contidos nos cilindros pressurizados, variou entre 1 e 5 dias. Devido ao alto custo dos testes e ensaios das análises de PVT, foram escolhidas duas amostras das nove pressurizadas para continuar os testes, a amostra 1.05 e 1.07 que foram submetidas a diferentes temperaturas.

Na análise *Flash*, o gás vai sendo liberado da solução à medida que a pressão vai sendo reduzida retirando-se parte do mercúrio existente na célula. Assim que a pressão do ponto de bolha é atingida, o gás é liberado do óleo e a compressibilidade global do sistema aumenta significativamente. A composição dos hidrocarbonetos foi determinada por recombinação matemática das composições de vapor e líquido, mas a proporção utilizada não foi revelada. O

método de recombinação aplicado foi executado para se atingir o valor da Razão Gás-óleo (RGO). Foi utilizada a Equação (1) para calcular a RGO e a Equação (2) para o °API.

$$RGO = \frac{V_{gsc}}{V_{stosc}} \quad (1)$$

Onde:  $V_{gsc}$  é o volume de gás nas condições padrão.

$V_{stosc}$  é o volume de óleo estocado no tanque ou óleo morto nas condições padrão.

$$^{\circ}API (grau) = \frac{141,5}{densidade} - 131,5 \quad (2)$$

Nas tabelas 2 e 3 são apresentados os resultados originais e corrigidos de RGO (razão Gás/Óleo), densidade e °API das amostras 1.05 e 1.07. Observa-se que mesmo sendo do mesmo reservatório, com uma pequena diferença de profundidade, pressão e temperatura, houve uma pequena mudança nos parâmetros citados acima. Como RGO é alta, pode indicar que o reservatório um óleo rico em frações leves. Segundo ANP (2000, apud SAWAKI, 2003), o óleo é classificado como leve, pois se encontra numa faixa de °API maior que 31° e densidade menor que 0,87 g/cm<sup>3</sup>.

**Tabela 1-** Dados da análise Flash da amostra 1.05

	Original	Descontaminado
<b>RGO (SCF/STB)</b>	802,4	1269,3
<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>	0,834	0,860
<b>°API</b>	38,25	33,12

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 2-** Dados da análise Flash da amostra 1.07

	Original	Descontaminado
<b>RGO (SCF/STB)</b>	920,6	1330,7
<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>	0,844	0,868
<b>°API</b>	36,25	31,56

Fonte: Elaboração própria

Na Análise de Expansão a Composição Constante (CCE) à medida que a pressão cai até a pressão de bolha, o gás que estava dissolvido no óleo vai sendo liberado e medido, o gás é removido da célula PVT pela injeção de mercúrio. Desta análise foram obtidos o volume relativo e densidade dos fluidos em pressões diferentes da amostra 1.05 e 1.07.

Para o cálculo do volume relativo, foi usada a Equação (3) e com os valores apresentados na Tabela 3, é possível observar a pressão de bolha ou de saturação e a pressão inicial do reservatório que ambos estão em negrito.

$$V_r = \frac{V_t}{V_{bp}} \quad \text{ou} \quad V_r = \frac{V_t}{V_{dp}} \quad (3)$$

Onde:  $V_r$ ,  $V_l$ ,  $V_t$ ,  $V_{bp}$  e  $V_{dp}$ , representam os volumes; relativo, de líquido, pressão do ponto de bolha e do ponto de orvalho, respectivamente.

**Tabela 1-** Expansão a Composição Constante (CCE) da amostra 1.05 a) a 121,1 °C e b) 93,3°C e da amostra 1.07 c) a 123,7°C e d) a 95,9°C

A		b		C		D	
Pressão (psia)	Volume Relativo (Vtot/Vsat)	Pressão (psia)	Volume Relativo (Vtot/Vsat)	Pressão (psia)	Volume Relativo (Vtot/Vsat)	Pressão (psia)	Volume Relativo (Vtot/Vsat)
10015	0,930	10015	0,942	10015	0,917	10015	0,928
9015	0,938	9015	0,949	9015	0,926	9015	0,936
8015	0,947	8015	0,956	8015	0,937	8015	0,944
7015	0,957	7015	0,964	7015	0,949	7015	0,954
<b>Pi=6893</b>	<b>0,958</b>	<b>Pi=6893</b>	<b>0,965</b>	<b>Pi=6913</b>	<b>0,950</b>	<b>Pi=6913</b>	<b>0,955</b>
6015	0,968	6015	0,973	6015	0,962	6015	0,965
5015	0,980	5015	0,983	5015	0,977	5015	0,978
4515	0,987	4515	0,988	4515	0,985	4515	0,984
4015	0,994	4015	0,993	4015	0,994	4015	0,992
3715	0,999	3515	0,999	3815	0,997	3710	0,996
<b>Pb=3618</b>	<b>1,000</b>	<b>Pb=3420</b>	<b>1,000</b>	<b>Pb=3654</b>	<b>1,000</b>	<b>Pb=3456</b>	<b>1,000</b>
3535	1,006	3115	1,029	3403	1,029	3230	1,023
3415	1,016	2715	1,079	3055	1,078	2836	1,076
3265	1,030	2315	1,151	2701	1,143	2434	1,152
2865	1,076	1915	1,261	2262	1,259	2039	1,264
2415	1,152	1515	1,443	1885	1,410	1735	1,394
2015	1,254	1215	1,676	1498	1,655	1405	1,608
1615	1,418	965	1,999	1260	1,891	1155	1,867
1215	1,711	815	2,299	1065	2,168	970	2,153
1014,7	1,956	-	-	-	-	-	-
814,7	2,329	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria.

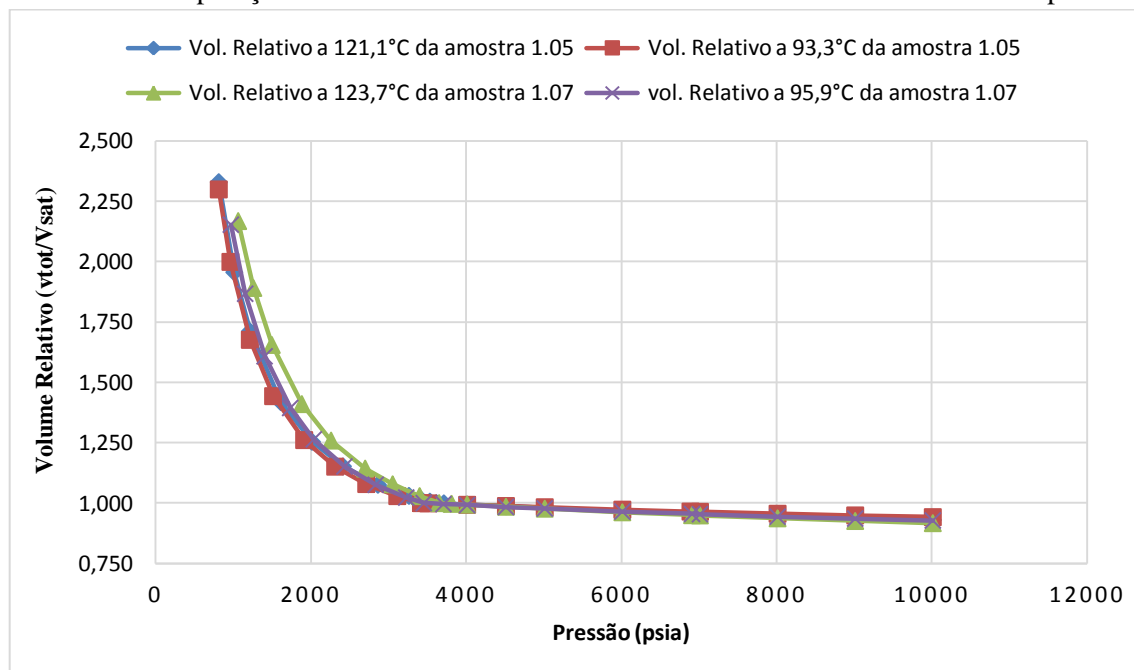
O gráfico 1 mostra a pressão *versus* volume relativo da amostra 1.05 na temperatura constante 121,1°C e em 93,3°C e da amostra 1.07 na temperatura de 123,7°C e em 95,9°C. É possível notar no gráfico 1 que quando a pressão vai caindo até a pressão de saturação ou ponto de bolha e abaixo dela, o volume relativo vai aumentando, e esse aumento é mais evidente abaixo do ponto de bolha, ou seja, parte do líquido vai vaporizando à medida que a pressão diminui e forma duas fases (líquido e gás), isso é coerente já que abaixo da pressão de bolha, tem-se a mistura bifásica (óleo e gás). Este aumento no volume deve estar relacionada com a parcela de gás livre e dissolvida no óleo.

Para pressões maiores que a pressão de bolha nota-se no gráfico 1 um comportamento quase linear já que a compressibilidade de um óleo subsaturado é aproximadamente constante. Abaixo desse ponto, a compressibilidade é fortemente influenciada pela compressibilidade do gás e o que é obtido normalmente é uma curva. O

mesmo que acontece na amostra 1.05 a 121,1°C acontece na temperatura de 93,3°C, da mesma amostra. A diferença observada é devido a pressão de bolha ou de saturação que é menor na temperatura 93,3°C (3420 psia), onde pode-se concluir que o aparecimento da segunda fase (gás) será mais tarde e apresenta uma área quase linear levemente maior e área que forma uma curva levemente menor, o que evidencia que a compressibilidade do gás teve uma menor contribuição nessas condições de temperatura.

Na amostra 1.07 o comportamento é o mesmo da amostra anterior, mas na temperatura de 123,7°C observa-se que a pressão de saturação ou de bolha é maior (3654 psia), onde a segunda fase aparecerá mais cedo que nas demais temperaturas, apresentando uma curva mais acentuada. Na temperatura de 95,9°C a pressão de saturação é menor e a fase gás aparecerá mais tarde comparada com a temperatura de 123,7°C da mesma amostra e mais cedo se comparada com a temperatura de 93,3°C da amostra 1.05.

**Gráfico 1** – Comparação do Volume Relativo das amostras 1.05 e 1.07 em diferentes temperaturas.



**Fonte:** Próprio autor.

## Conclusão

De acordo com estudo realizado neste trabalho nota-se a importância das análises PVT na engenharia de reservatório, fornecendo informações importantes que são usadas para o estudo do monitoramento e gerenciamento do reservatório petrolífero ao longo da sua vida

produtiva. Através das análises foi possível avaliar que:

- Trata-se de um reservatório com um óleo leve com  $^{\circ}$ API em média 32 $^{\circ}$ ;
- Pressão inicial do reservatório aproximadamente 6900 psia;
- Possui RGO alta, evidenciando que o óleo ali existente é rico em frações leves;
- O reservatório é do tipo óleo subsaturado, pois a pressão inicial do reservatório encontra-se acima da pressão de saturação que fica em torno 3654 psia;
- À medida que a pressão vai caindo até a pressão de saturação e abaixo dela, o volume relativo vai aumentando e esse aumento fica mais evidente abaixo do ponto de bolha. Pois abaixo da pressão de bolha, tem-se a mistura bifásica (óleo e gás). Este aumento no volume deve estar relacionada com a parcela de gás livre e dissolvida no óleo.
- A amostra 1.07 na temperatura constante de 123,7 $^{\circ}$ C tem uma pressão de bolha maior (3654) e uma região levemente linear menor que as demais temperaturas, o que pode ser concluído que a fase gás aparecerá mais cedo, e devido a sua compressibilidade apresenta uma curva mais acentuada se comparado com as demais temperaturas que as amostras foram submetidas.

## Referências

- DAKE, L. **Engenharia de Reservatórios**. Fundamentos-1 $^{\circ}$  Edição. Rio de Janeiro; Elsevier, 2014.
- **Fundamentos do Comportamento dos Hidrocarbonetos Fluidos** disponível em <[www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4025/4025\\_3.PDF](http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4025/4025_3.PDF) > acessado em 01/05/2018.
- ROSA, ADALBERTO J. et al. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2006.
- SAWAKI, M. T. **Intervalo de Confiança para a Apreciação de Reservas de óleo e de gás**. Dissertação de mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial – Rio de Janeiro, 2003.
- Villela, M. J. R. **Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada**. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2004.