



RELATÓRIO DE PLANO DE
TRABALHO DE PESQUISA

1 – IDENTIFICAÇÃO	
Nome do Bolsista William de Sá Novaes	
Título do Programa Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural	
Título do Curso / Especialização Graduação em Engenharia Química	
Instituição Universidade Federal do Rio Grande do Norte	Sigla UFRN
Nome do Orientador (1) Tarcílio Viana Dutra Júnior	Nome do Orientador (2) Pagandai V. Pannir Selvam
2 – TÍTULO	
Desenvolvimento de Programas Computacionais Aplicados a Caracterização de Flúidos em Reservatórios de Petróleo	

3 – INTRODUÇÃO
<p>No estudo de um reservatório, a solução de diversos problemas referentes a sua performance e desenvolvimento em diversos estágios de sua vida produtiva, requerem o conhecimento das propriedades físicas dos flúidos presentes neste reservatório a elevadas temperaturas e pressões. As propriedades PVT (Pressão, Volume e Temperatura) para um determinado reservatório contendo uma mistura de hidrocarbonetos, são convencionalmente mensuradas experimentalmente através de análises laboratoriais utilizando amostras originais ou recombinadas destes flúidos, tendo em vista a sua alta precisão. Porém, devido às instalações laboratoriais ou a indisponibilidade na amostragem em certos reservatórios tais medidas diretas nem sempre são possíveis de serem determinadas. Entretanto, durante as últimas décadas, outras técnicas foram desenvolvidas visando este propósito.</p> <p>Desde os anos 60, o termo “simulação de reservatório” e “modelagem matemática de reservatórios” tornou-se popular. Esses termos são sinônimos e refere-se a habilidade do uso de fórmulas matemáticas para a previsão da performance e propriedades de um reservatório de gás ou óleo. A modelagem matemática de reservatórios junto com o desenvolvimento de sofisticados métodos numéricos foram extremamente auxiliados pelo desenvolvimento em larga escala dos computadores digitais. Com o advento dos computadores e desenvolvimento de tais métodos, as correlações empíricas são freqüentemente utilizadas no estudo do comportamento das propriedades dos flúidos, quando as medidas diretas não são possíveis de serem empregadas.</p> <p>O uso de correlações, na engenharia de reservatório, para os trabalhos iniciais nos campos de petróleo, tem grande importância, uma vez que, no início da vida produtiva de um campo, não se dispõe de medidas de propriedades de flúidos provenientes de amostragem de fundo.</p> <p>Mesmo na falta de medidas dessas propriedades, freqüentemente, os engenheiros de reservatório usam certas propriedades físicas dos sistemas de hidrocarbonetos encontrados nos reservatórios para fazer estimativas, tais como solubilidade do gás, densidade do óleo, densidade do gás, viscosidade e temperatura da formação.</p> <p>Muitas vezes é possível conseguir informações para um poço que não foi amostrado, com base em dados medidos na superfície, usando correlações desenvolvidas em outros poços do mesmo reservatório, ou reservatórios semelhantes, com certa acuracidade. Foi com esse propósito que começaram a ser desenvolvidas as correlações.</p> <p>Os objetivos principais das correlações são:</p> <ol style="list-style-type: none">Obter informações de propriedades de flúidos em poços e campos onde a amostragem de fundo é difícil ou impossível;Reduzir o tempo em obter informações desejadas;Permitir o uso de dados iniciais do campo, para estabelecer procedimentos operacionais antes de uma amostra de fundo ser obtida e analisada no laboratório;Estimar propriedades originais ou recombinadas em reservatórios que não tiveram amostragem de fundo;Verificar a qualidade de determinadas amostras em um campo;Verificar erros na determinação das propriedades de um flúido pelo laboratório. <p>Tendo em vista o que foi descrito acima, o projeto de pesquisa proposto tem por objetivo o desenvolvimento de um software aplicado a determinação das propriedades dos flúidos contidos em reservatórios de petróleo, através do uso de correlações empíricas. A princípio o programa consistirá de um pacote de aplicativos desenvolvidos a partir de uma linguagem visual para Windows, tais aplicativos servirão como base no auxílio em cálculos de engenharia e no gerenciamento de reservatórios, bem como auxiliar os alunos de graduação e pós – graduação na aprendizagem dos princípios da disciplina engenharia de petróleo.</p>

4 – OBJETIVO

O presente projeto de pesquisa tem por meta principal o desenvolvimento de um software aplicado à caracterização de fluídos em reservatórios de petróleo, através de correlações empíricas e equações de estado publicadas na literatura.

5 – RELEVÂNCIA DO TEMA

Atualmente, com a utilização dos computadores na estimativa de propriedades PVT, tem observado-se diversas vantagens, seja na acuracidade dos resultados, como na rapidez de processamento. Por essa razão, as companhias de petróleo estão atualmente cada vez mais migrando para a utilização de programas computacionais para realizar a maioria dos cálculos necessários, seja nos campos produtores ou em laboratórios.

6 – METODOLOGIA

1. Pesquisa e atualização da bibliografia

Esta etapa de desenvolvimento será destinada a pesquisa sobre os fundamentos e princípios que regem os parâmetros em estudo, tal atividade possibilitará o entendimento e a familiarização com área de pesquisa a qual o projeto está vinculado, tendo em vista o fato que, a engenharia de petróleo está um pouco fora da realidade da formação básica dos cursos de engenharia química. Para a realização desta etapa, será consultado: livros técnicos, teses e artigos na área de engenharia de reservatórios, disponíveis na biblioteca central e setorial do curso de Engenharia Química da UFRN e PETROBRAS; e, trabalhos publicados nas áreas de modelagem matemática de reservatórios, bem como livros e apostilas referentes a Informática em específico sobre linguagens de programação.

2. Seleção e familiarização com uma plataforma operacional (linguagem de programação)

Durante o período correspondente a três meses, será dado ênfase a parte de programação. Durante esta etapa de desenvolvimento, além de selecionarmos uma linguagem de programação na qual iremos trabalhar, será também, realizada uma reciclagem a fim de capacitar e nos familiarizar com a plataforma operacional escolhida. Para isso, serão utilizados softwares e hardwares disponíveis em nossos laboratórios, bem como livros e apostilas especializados.

3. Análise e desenvolvimento de correlações empíricas existentes na literatura;

Nesta fase do projeto serão estudadas e analisadas diversas correlações empíricas e equações de estado publicadas em artigos técnicos. Os critérios de análise serão basicamente, selecionar um grupo de equações matemáticas que forem mais indicadas para descrever o comportamento de diferentes tipos de óleos e outro grupo para óleos provenientes da bacia potiguar através da análise de parâmetros estatísticos, tais como, erro médio, erro absoluto e o desvio padrão observado para cada modelo. Além de disso, a partir de dados PVT de óleo da bacia potiguar serão desenvolvidas novas correlações.

4. Determinação de métodos numéricos

De acordo com a complexidade e natureza dos modelos serão estudados e determinados quais os métodos de cálculo numéricos serão necessários para a solução de cada modelo. Em tal estudo, serão avaliados o tempo computacional requerido e o erro envolvido em cada método de aproximação.

5. Projeto

Depois de terminado a fase preliminar (estudo, análise e desenvolvimento), será dado início a fase de projeto propriamente dito, onde compreende-se:

1. Determinar os tipos de funções, módulos, procedimentos necessários;
2. Estabelecer o fluxo de dados entre as funções, módulos e procedimentos;
3. Determinar os tipos de dados e os algoritmos.

6. Implementação

Tal fase resume-se à parte programação, onde através de uma linguagem de programação adequada será possível a implementação do projeto. Para isso, serão utilizados softwares e hardwares específicos disponíveis em nossos laboratórios.

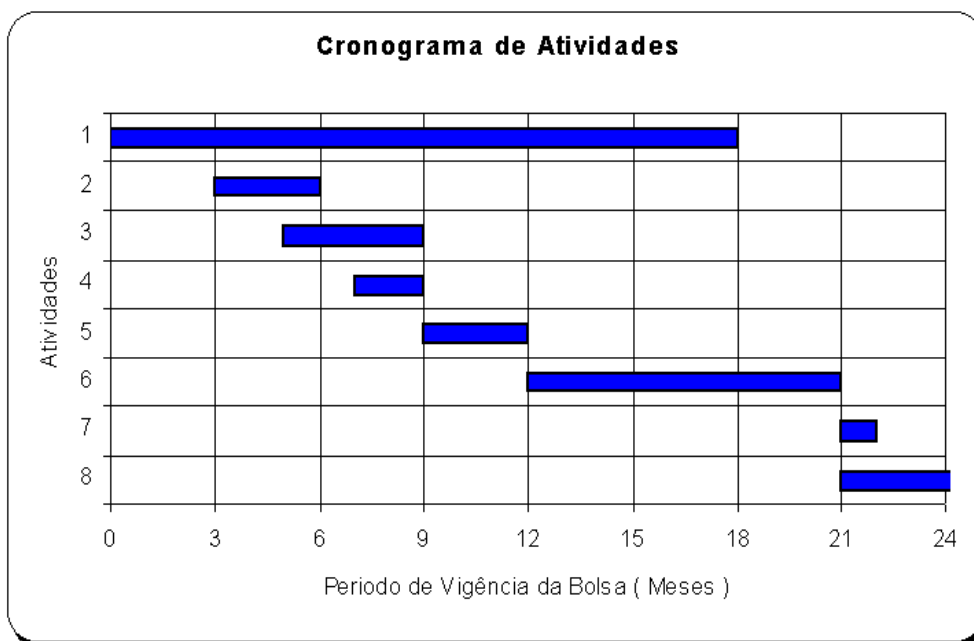
7. Identificação e solução de erros

Implementado o projeto, faz-se necessário verificar se as funções executam conforme especificado, portanto serão executados casos de teste: típicos, extremos e ilegais. Em tais testes serão utilizados dados reais de reservatórios, onde possíveis de erro de programação poderão ser detectados e solucionados.

7 – ETAPAS

1. Cursos, pesquisas e atualização da bibliografia;
2. Seleção e familiarização com uma plataforma operacional (*linguagem de programação*);
3. Estudo e desenvolvimento de correlações empíricas existentes na literatura;
4. Determinação de métodos numéricos;
5. Projeto;
6. Implementação;
7. Identificação e solução de erros;
8. Publicações e elaboração da monografia.

8 – CRONOGRAMA DE TRABALHO



9 – DISCIPLINAS DA ESPECIALIZAÇÃO

- Engenharia do Meio Ambiente;
- Termodinâmica de Processos;
- Engenharia de Petróleo;
- Refino e Petroquímica;
- Sistemas de Combustão a Gás Natural;
- Seminários de Petróleos e Gás Natural;
- Engenharia de Processos.

10 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Muitas correlações na indústria do petróleo tem aparecido na literatura. Elas têm dado uma grande ajuda na estimativa das propriedades de fluidos.

STANDING publicou, em 1947, três correlações de vaporização instantânea, com dados de petróleo da Califórnia. A partir de valores de solubilidade do gás, densidade do gás, densidade do óleo e temperatura, suas correlações calculam pressão de saturação, fator volume de formação do óleo na pressão de saturação e fator volume de formação das duas fases. A hipótese básica empregada em suas correlações é de que a pressão de saturação representa uma função de: solubilidade do gás dissolvido no óleo, densidade do gás dissolvido, temperatura da formação e densidade do óleo residual. Correlações empíricas, portanto, por ele foram desenvolvidas.

BORDER e RZASA apresentaram mais tarde uma correlação de dados de amostragem de fundo, dados de laboratórios de pressão de saturação e fator volume de formação foram correlacionados em função da solubilidade, densidade da densidade calculada, densidade do óleo residual e temperatura. A partir de seus estudos é possível, em muitos casos, determinar se um reservatório é saturado ou subsaturado. O trabalho deles foi baseado nas correlações de STANDING, uma vez que o esquema por ele apresentado podia dar resultados satisfatórios, se fossem realizadas trocas



nas posições de parâmetros e escalas com os dados destes dois autores. Este método requer uma análise química do sistema total, sendo as cartas de correlações usadas para a previsão da pressão de saturação e fator volume de formação, bem como a previsão do grau de saturação de um reservatório.

Outra correlação da pressão de saturação foi apresentada por LASATER, em 1958, usando dados de petróleo do Canadá, Estados Unidos e África do Sul. Era uma correlação de pressão de saturação desenvolvida utilizando-se equações físico-químicas para soluções. A correlação foi baseada em 158 medidas experimentais de pressão de saturação de 137 sistemas independentes e foi expressa em termos de parâmetros normalmente usados: razão gás/óleo, instantânea, densidade do óleo no tanque, densidade total do gás e temperatura do reservatório. A hipótese básica foi a mesma empregada por STANDING. Neste caso, a combinação de parâmetros foi realizada com base na lei de Henry. Esta correlação foi desenvolvida para misturas livres de compostos não hidrocarbonetos. É aplicável a um grande número de áreas produtoras e provém de um método rápido de se estimar a pressão de saturação.

NIAKAN desenvolveu uma outra correlação sobre fator volume de formação do óleo, em 1947, para o Iran, baseado nas correlações de STANDING.

Ele generalizou a equação de STANDING para seu trabalho, substituindo os parâmetros por letras. Um total de 250 pontos, de 44 análises PVT de vários campos, foram coletados e então desenvolvida uma nova equação. Um gráfico foi preparado, a fim de resolver graficamente a equação.

Em 1967, TEHRANI desenvolveu uma outra correlação de pressão de saturação, usando novamente a forma básica da equação proposta por STANDING. Dados de 60 poços (amostragem de fundo) foram coletados de 16 reservatórios do sudeste do Iran e na ocasião estudados. Inicialmente, correlacionaram-se 370 pontos que tinha pressão de saturação acima de 1000 psia. Após isso, agruparam-se os dados em três diferentes conjuntos, de acordo com a pressão, e três equações foram obtidas.

Em 1946 BEAL publicou um método atualmente utilizado para o cálculo de viscosidade do óleo residual, em função do grau API e da temperatura.

Em 1959, CHEW e CONNALLY apresentaram uma correlação para viscosidade.

Em 1975, BEGGS e ROBINSON desenvolveram uma nova correlação empírica para o óleo morto, em função do grau API e da temperatura, e para o óleo saturado, em função da solubilidade e da viscosidade do óleo residual. Eles desenvolveram um conjunto de equações para calcular a viscosidade do óleo morto e óleo saturado.

11 – OUTRAS OBSERVAÇÕES PERTINENTES

Gostaria dedicar meus sinceros agradecimentos a Agência Nacional do Petróleo – ANP pelo apoio financeiro e a oportunidade de fazer parte do seu programa de recursos humanos.

Local

Natal - RN

Data

__03 / 05 / 2002__