

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



10º pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

INSERÇÃO DA GLICERINA À INJEÇÃO DE ÁGUA PARA AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS LEVES EM RESERVATÓRIOS BRASILEIROS

AUTORES:

IAGO SILVA OLIVERA
JENNYS LOURDES MENESSES BARILLAS

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

INSERÇÃO DA GLICERINA À INJEÇÃO DE ÁGUA PARA AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS LEVES EM RESERVATÓRIOS BRASILEIROS.

Abstract

In a geographically wide and consolidated industry as is the petroleum industry, activities that are considered innovative can be disbelieved before being accepted and have the opportunity to shown itself efficient. The glycerin injection, little used and debated today, shows itself with a high potential when put in the same levels of effective entrepreneur activities for a specific goal inside this such industry. Being compared with activities already consolidated in inside the productive chain aiming for the same purpose, it shows its capacity to lower costs associated mainly when is comparable the elements that make the injected fluid. Observing what is stated today about this fluid, once it is a byproduct, can be inferred that it's price will keep on lower levels than it's aggregated value which characterizes an excellent opportunity for mature fields, as the ones in the brazilian northeast, as for the new ones, as those of pre-sal, can increase their efficiency for recovering and, consequently, the invested amount. Laboratory studies recently made about this technique has proven that it's application make the fluid able to petroleum production, reaching recovery factors on the order of 80% where the brute glycerin acts sweeping the formation without the disadvantage of being a method that can stop its own applicability due to its expenses prominent from components of the injection fluid, its obtaining and associated logistics. Having an excellent interaction with water, the glycerin is well used in the injection mixture avoiding the waste of injected material ensuring a good thermal and oxidative stability sustaining the assurance of the technique as an economical and environmentally viable. Was possible to observe the performance of recovery the injection of only water and later a mix of water and glycerin where this new technique reached more satisfactory results that highlight the use of this emulsion as a new feature to be explored to the hydrocarbon production. With the numerous advantages presented for this new method it is noticeable that the methodology of application must be, as soon as possible, understood for the greater benefit can be taken from this opportunity.

Introdução

A injeção de água já se consolidou como o método mais usado para recuperação de petróleo ao ponto de que alguns autores já a tomam como uma fase intrínseca do desenvolvimento de um campo de exploração como no caso de Mezzomo, 2001, que afirma que, devido a seus baixos custos, este método é um dos mais utilizados na exploração de petróleo. Mas apesar da sua aplicação possuir praticidade e segurança, esta nem sempre é vantajosa, visto que existem casos os quais sua aplicação está associada a baixíssimos retornos. Enquanto isso novos métodos ainda são difíceis de serem aplicados devido a desconfianças sobre sua eficiência. Estes podem trazer novos patamares de recuperação, principalmente quando seu potencial já é provado em experimentos laboratoriais.

A injeção de um novo fluido, a exemplo da glicerina, pode trazer uma sobrevida satisfatória para a indústria do petróleo que hoje passa uma das suas maiores crises com o preço do barril hoje, em

2019, na casa dos US\$ 60 longe de valores que há anos eram alcançados como os US\$ 130 antes da crise do *subprime* e US\$ 110 pós Primavera Árabe. Com o seu comportamento já teorizado o que esta nova técnica precisa é de maior fundamentação e, posteriormente, aplicação prática. Neste caso, a modelagem de fluidos computacional busca trazer, ainda mais, esta técnica para a visão de futuro especialmente mirando comprovar que a interação entre fluidos vai trazer um retorno sobre o capital investido mais do que satisfatório em escala de campo e não apenas laboratorial.

A injeção de água que atinge níveis de fator de recuperação na ordem de 42% em uma série de experimentos realizados por Rodrigues, 2013, contra 80% da injeção de glicerina, segundo o mesmo autor respaldado também por Borges, 2009, o próximo passo a ser tomado, que gera o objetivo deste trabalho, é confrontar os dois métodos em um mesmo reservatório onde ambos possam atuar de modo que se busque entender a atuação de cada fluido e esta possa ser comparada de modo a determinar se a técnica tradicional continua sendo vantajosa ou o novo pode trazer resultados que agreguem maior valor ao trabalho posto na recuperação em busca de uma melhor relação custo benefício.

Metodologia

A princípio foi utilizado uma composição de óleo leve, de acordo com a escala do *American Petroleum Institute*, a qual teve suas características informadas ao software *Winprop* dentro da interface do CMG[®] para que fosse feita uma modelagem o mais próximo da realidade possível.

Com o uso do software da mesma plataforma, *Builder*, propício em todos os aspectos para a modelagem, o reservatório utilizado é *onshore* e foi modelado de acordo com o reservatório mostrado Catonho, 2013, na tabela 1.

Tabela 1: Características do Reservatório

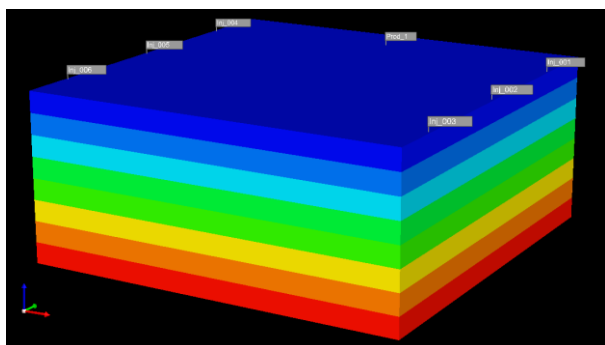
Propriedade	Valor
Porosidade (%)	23,5
Permeabilidade (mD)	400
Razão Kv/Kh (%)	5
Área (acres)	836
Espessura (m)	8
Saturação de Óleo inicial (%)	65
Profundidade (m)	1000

Fonte: Adaptado de Catonho, 2013.

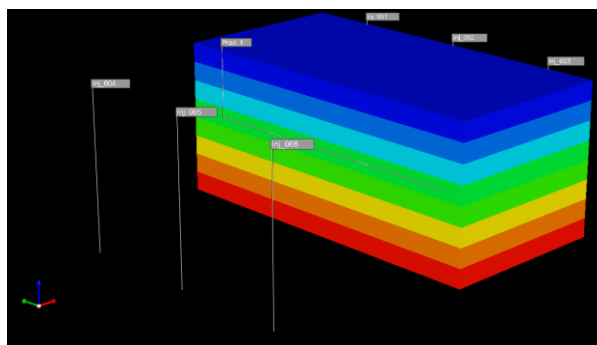
O reservatório é uniforme e simétrico em relação ao poço produtor com o período observado de injeção sendo de 20 anos tendo esta atividade sido exercida por 6 poços verticais e a produção por 1 poço horizontal de acordo com a figura 1. Esta configuração, de acordo com Ruiz, 2012, traz o melhor

retorno em relação ao número de poços e tem um comportamento que favorece a produção com o tipo de fluidos utilizados nestas simulações.

Figura 1: Vista 3D externa (a) e interna(b) do reservatório



(a)



(b)

Fonte: Autores, 2019

Para que fosse possível avaliar uma maior quantidade de casos foram simuladas a injeção de 100% água e uma emulsão da proporção de 60% água e 40% glicerina. Entre elas foi variada a vazão de líquido tomando valores de 100 até o valor máximo de 400 com passos de 100 m³/d com as vazões para a emulsão sendo proporcionalizadas afim de serem analisados apenas os comportamentos de cada fluido com o conjunto das características do reservatório. Cada variação foi associada a um caso de acordo com o exposto na tabela 2.

Tabela 2: Casos Analisados

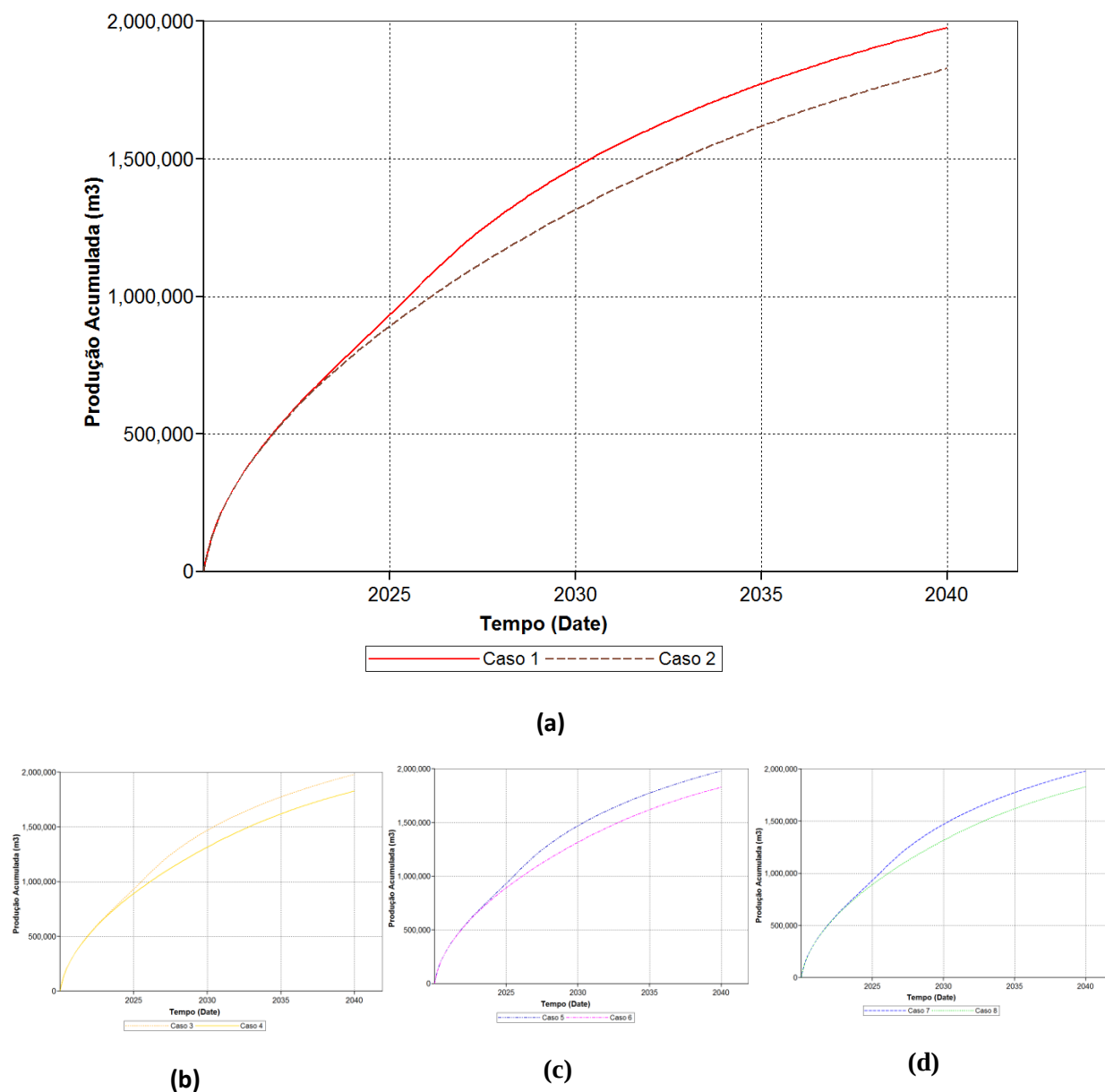
	Vazão de Líquido (m ³ /d)	Porcentagem de Água (%)	Porcentagem de Glicerina (%)
Caso 1	100	100	0
Caso 2	60	60	40
Caso 3	200	100	0
Caso 4	120	60	40
Caso 5	300	100	0
Caso 6	180	60	40
Caso 7	400	100	0
Caso 8	240	60	40

Fonte: Autores, 2019

Resultados e Discussão

Pôde-se observar que a acumulação de óleo entre todos os casos foi igual entre si, apontando que o simples aumento da vazão de injeção em busca de uma maior pressão em subsuperfície não altera a recuperação e já se pode obter uma economia energética alcançada pela menor quantidade de potência necessária para a fluência do injetado em rocha. Como consequência desse mesmo motivo o fator de recuperação também será o mesmo, a patamares de 49%, para os casos onde se injetou apenas água e, de 42%, para a mistura de água e glicerina no tempo observado sendo possível que em um tempo maior a glicerina possa trazer retornos maiores uma vez que haverá mais tempo para espalhar-se pelo reservatório. Para uma melhor visualização apenas um dos gráficos é destacado na figura 2 que representa a diferença da acumulação de óleo para todos os casos uma vez que os gráficos foram análogos.

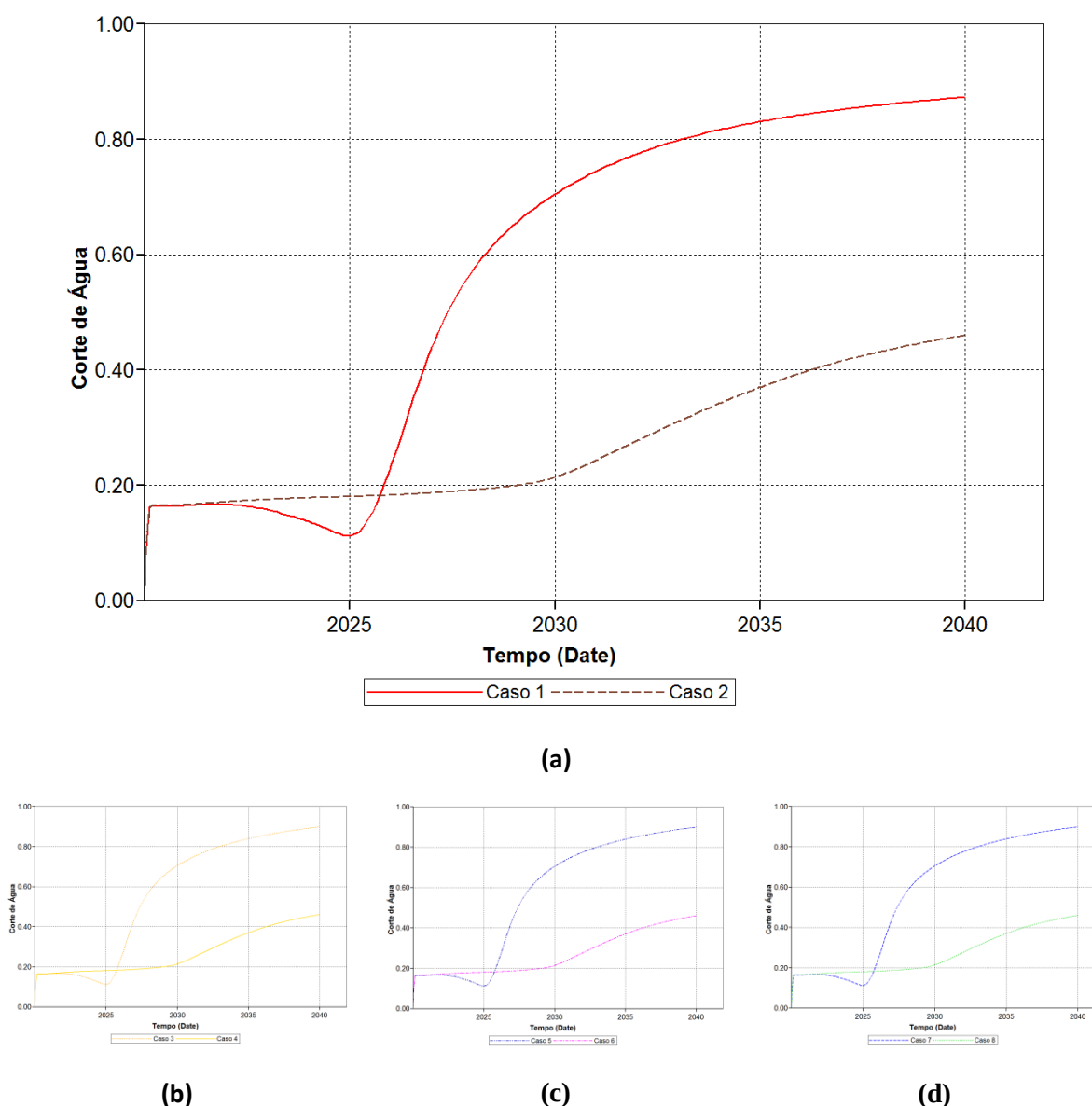
Figura 2: Acumulação de Óleo no tempo. Casos (a) 1 e 2, (b) 3 e 4, (c) 5 e 6, (d) 7 e 8.



Analisando o comportamento de concentração da glicerina dentro do reservatório é possível perceber que existe uma acumulação próxima aos poços injetores enquanto que a água, associada ou não a emulsão, começa a tomar uma frente de injeção. Este fenômeno pode indicar que a água vai acelerar o processo de recuperação enquanto que a glicerina, por possuir uma menor viscosidade, tende a ser mais atrasada e, com isto, agir de modo a fazer a manutenção da pressão do reservatório.

Também é possível observar que este fenômeno atrasa o efeito indesejável do *breakthrough* que está sempre associado a recuperação de óleo com o uso de água. Através do gráfico de corte de água, figura 3, pode ser visto que já a partir do quinto ano de injeção contínua a água começa a ser produzida de modo exagerado enquanto que na presença de glicerina esse efeito é retardado.

Figura 3: Corte de Água no Tempo. Casos (a) 1 e 2, (b) 3 e 4, (c) 5 e 6, (d) 7 e 8.

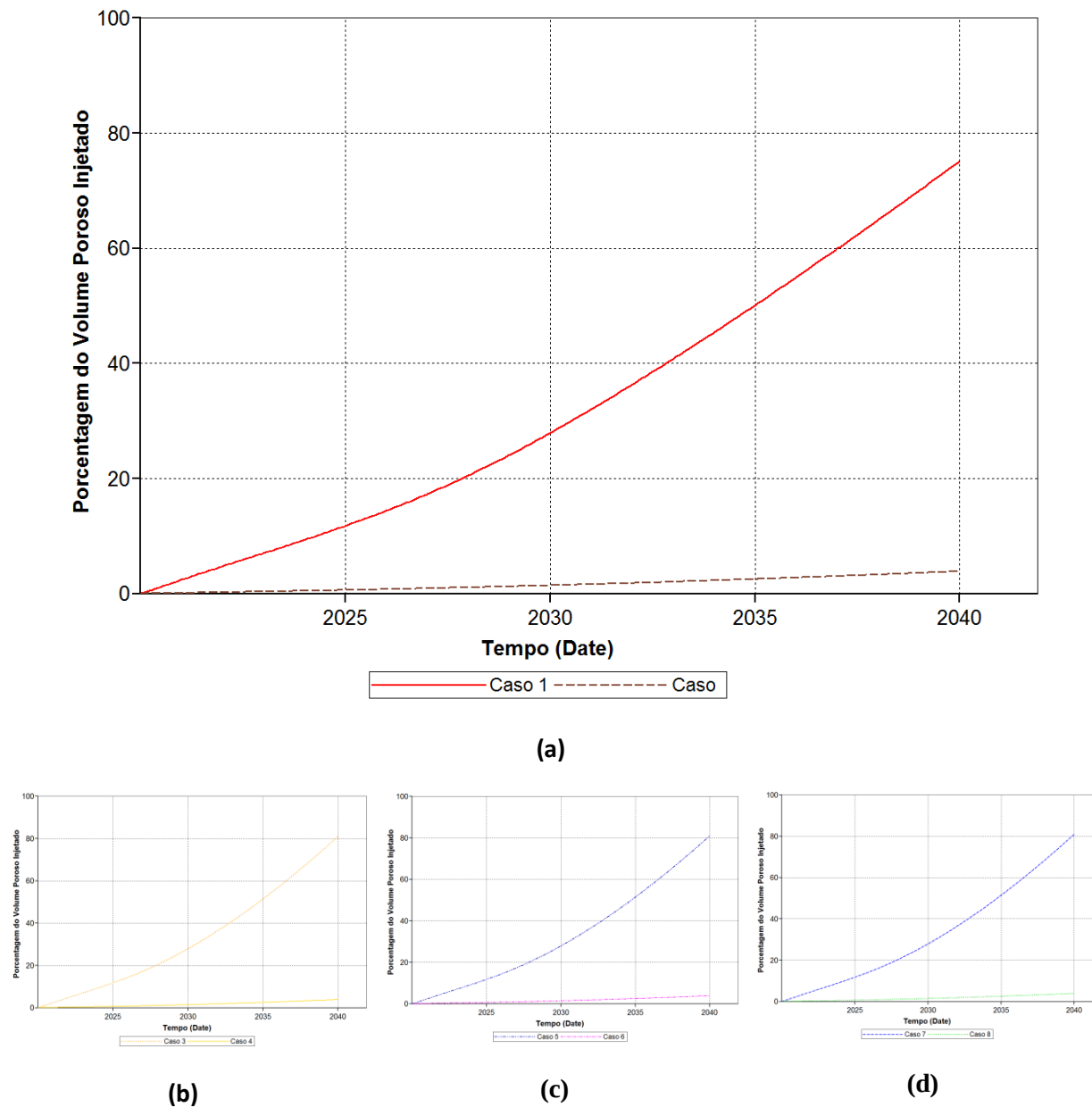


Fonte: Autores, 2019

Em relação a porcentagem de volume poroso injetado, a injeção de glicerina se mostrou muito mais econômica que a injeção de água. Enquanto que para a primeira obteve-se uma porcentagem de

3,88% ao final do período de observação, a segunda chegou a níveis de 80%. Os gráficos da figura 4 nos mostram a disparidade da quantidade de água em relação ao volume poroso total que foram injetados.

Figura 4: Porcentagem de Volume Poroso Injetado. Casos (a) 1 e 2, (b) 3 e 4, (c) 5 e 6, (d) 7 e 8.



Fonte: Autores, 2019

Conclusões

Com todo o visto é possível afirmar que os métodos não precisam ser excludentes. Existem vantagens que a aplicação mútua pode trazer para a exploração de um campo que estão limitadas apenas pelo caso a caso de cada reservatório.

A água é o método mais barato de recuperação, mas apenas o fator financeiro não vai influenciar a exploração do óleo e as desvantagens que o método possui podem ser combatidas desde o início da injeção e sem a necessidade de técnicas que possam onerar demasiadamente a operação desfavorecendo a taxa de atratividade do investimento.

Cada reservatório necessita de uma avaliação específica, mas, em caso geral, a injeção de glicerina mostrou-se como uma alternativa que pode ser o novo método capaz de agir para a recuperação da cadeia produtiva do petróleo tanto em campos novos quanto em campos maduros.

Agradecimentos

Agradecemos ao Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela estrutura disponibilizada para realização dos estudos. A Computer Modelling Group pelas licenças do software utilizado. A CAPES pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

BORGES, S. M. S. **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) com a Utilização da Glicerina Bruta (GB) co-Produto da Produção de Biodiesel**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Química. Universidade Federal da Bahia. Salvador – BA. 2009.

CATONHO, H. S. **Estudo do Processo de Combustão *In Situ* em Reservatórios Maduros de Óleos Médios e Leves (*High Pressure Air Injection*)**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN. 2013.

MEZZOMO, C. C. **Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP. 2001.

RODRIGUES, P. D. **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) por métodos químicos e Dependência do Tipo de Glicerina Bruta**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Química. Universidade Federal da Bahia. Salvador – BA. 2013.

RUIZ, C. P. A. **Estudo Comparativo da Injeção de Água usando Poços Verticais e Horizontais**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN. 2012.