

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO AQUECIMENTO GERAL INDIRETO COMO METODO DE RECUPERAÇÃO COM DIFERENTES VISCOSIDADES

AUTORES:

Elthon J. R. Medeiros, Janusa S. Araújo, Jennys L. M. Barillas, Tarcilio V. D. Júnior e Wilson da Mata

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO AQUECIMENTO GERAL INDIRETO COMO METODO DE RECUPERAÇÃO COM DIFERENTES VISCOSIDADES

Abstract

To meet the supply of oil required by society, each barrel of oil has its relevance, and to achieve the production goals, even the producers fields with difficult access gain strategic importance. The viscous oil, combined with low pressure in the reservoir, presents difficulties for the recovery of oil in shallow reservoirs. Due to the reduction in world light and medium oil reserves, heavy oil started to attract researches and investments that seek its extraction with minimal costs and minimal environmental damages. The main recovery method worldwide applied for heavy oil recovery is the steam injection. Blanket Heating is a technique that uses the steam injection through horizontal conduits where the heated fluid functions as a heat exchanger, with indirect steam heat transfer to the oil, without mass transfer between steam and reservoir fluids, in order to reduce its viscosity and avoiding the direct introduction of steam in the formation. The use of this new process, in reservoirs for depths between 50 m and 200 m (where the vast majority of heavy oil is found) has been examined. Aiming at testing the applicability of this method in shallow reservoirs with distinct characteristics, and comparing it with the traditional process of continuous steam injection, computer simulations were conducted. The study, carried out in a commercial simulator - STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) from CMG (Computer Modeling Group). A study done in this simulator addressed the efficiency of the method in relation to the variation in the parameters of reservoir. Then, were elected three formations, which provided the best specification (A), the intermediate (B) and worst (C) recovery of oil, analyzing which configuration of the operating parameters would result in maximum recovery in each tank. These studies showed that the recovery can be maximized in proportion to the increase of temperature in the conduits and to the number of conduits. Cumulative oil is reduced when the distance between the conduits and production wells or between the pipes is greater. The choice of the horizontal direction reflects the need to maintain the greatest possible contact area between conduits and oil reserves. The study showed that blanket heating does not produce significant emissions of steam to the surface area, confirming the reduction in the amount of produced water. This study held comparison between different viscosities in one of optimized shells, to obtain coverage of General Indirect Heating Method (AGI) for reservoirs with heavy oil and ultra-heavy. The results show a significant difference between the primary recovery of models with different viscosities, this difference is much lower when these models are observed using the AGI process, especially between oil 300 and 10000 cP. It is verified that after the use of the AGI, the flow of oil heavier oils is closer to the flow of lighter oils. It is important to emphasize that each configuration of shell had a different outcome, but in general, heavier oils are more sensitive to application of this method.

Introdução

Na engenharia de reservatórios de petróleo, as análises envolvendo etapas de exploração e produção necessitavam da observação das variáveis geológicas (tipo de formação geológica, porosidade, permeabilidade, etc.) relevantes e das condições de mercado, a tal ponto, que a existência abundante de boas jazidas afastava a necessidade do uso de métodos de recuperação avançados e mais abrangentes. Todavia, essa circunstância alterou-se com a diminuição nos indícios de campos produtivos a baixos custos, da globalização dos negócios e do envolvimento de vários outros agentes,

tornando o processo de tomada de decisão bastante complexo, e nem sempre de fácil solução devido ao aumento do preço de petróleo que pode tornar rentáveis processos que anteriormente não eram.

Reservatórios de óleo com profundidade inferior a 300 m contêm, geralmente, óleo pesado (viscoso). Em reservatórios mais profundos, a pressão, na maioria dos casos, pode ser suficiente para a elevação natural dos fluidos do reservatório. Em reservatórios rasos, a pressão pode não ser suficiente para fornecer uma produção economicamente viável, portanto pode ser necessária a aplicação de um dos métodos de recuperação para aumentar o fluxo.

O petróleo bruto viscoso combinado com os baixos níveis de pressão no reservatório pode determinar dificuldades para recuperação do óleo nos reservatórios rasos, podendo ser necessária a utilização de métodos que envolvam injeção indireta de fluidos devido às formações geológicas inconsolidadas presentes, e métodos térmicos para redução da viscosidade. Uma possível solução para esse problema seria o emprego dos métodos de aquecimento indireto.

Diversos esquemas de recuperação suplementar para os reservatórios rasos foram analisados pela indústria petrolífera, incluindo a injeção de vapor, a injeção de CO₂, a combustão in situ, a recuperação microbiológica, o aquecimento elétrico direto e a estimulação com explosivos. Em teoria os mais bem sucedidos envolvem aquecimento geral indireto, capaz de recuperar o óleo pelos mecanismos tradicionais de redução da viscosidade e drenagem gravitacional.

O Aquecimento Geral Indireto é um método de recuperação que visa superar as dificuldades de aplicação da injeção de vapor em reservatórios rasos, a partir da condução do calor – do vapor ao óleo, através de canalizações (sem contato entre o vapor e o óleo). Neste processo, o vapor produzido em um gerador convencional flui em canalizações horizontais, para fornecer calor através de toda a formação. O vapor contido nas canalizações evita o inconveniente de inserir grandes quantidades de fluidos diretamente no reservatório, além de facilitar a manutenção da temperatura por meio do controle de vapor injetado e da pressão nas tubulações. As canalizações funcionam como trocadores de calor.

Metodologia

O processo foi realizado através de um simulador comercial, STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) – versão 2007, um simulador numérico trifásico de múltiplos componentes da CMG (Computer Modelling Group) desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo.

A configuração dos poços obedece ao padrão de malha 5-spot (five-spot) invertido, que é constituído de um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nos vértices. Tendo em vista a simetria de resultados (homogeneidade) e o tempo de simulação, a malha foi constituída de ¼ de 5-spot, ou seja, ¼ de produtor e ¼ de injetor.

O modelo estudado é tridimensional e representa um reservatório semi-sintético em forma de paralelepípedo de dimensões 60 m x 60 m x 32 m, como apresentado na Figura 1. Possui canalizações horizontais de aço, cujo comprimento equivale à largura completa do campo, que são aquecidas, de modo a simular que seu interior contém vapor d'água. O reservatório é constituído por uma zona de óleo e capa de gás. O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas nas direções “i”, “j” e “k”, totalizando 4440 blocos, que constituem a grade de simulação (Figura 2).

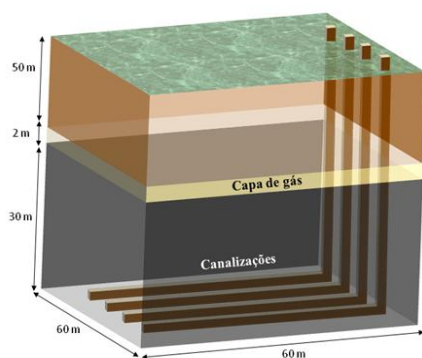


Figura 1 - Representação do sistema AGI

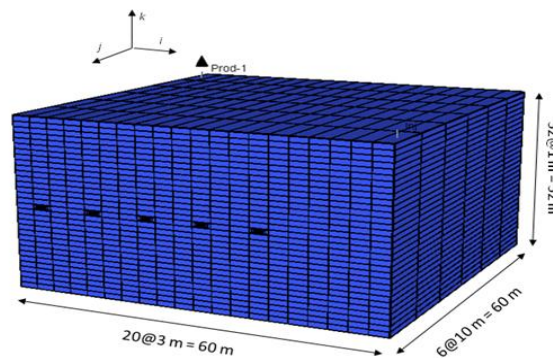


Figura 2 - Modelo Base 3D

As canalizações foram dispostas ao longo do eixo “j”, e correspondem às colunas horizontais de blocos com refinamento radial, e diâmetro igual a 5 cm. Apenas os blocos representativos das canalizações foram aquecidos, em diversas temperaturas, com intuito de avaliar a capacidade dessa configuração para transferir calor ao reservatório em diferentes situações (Figura 3).

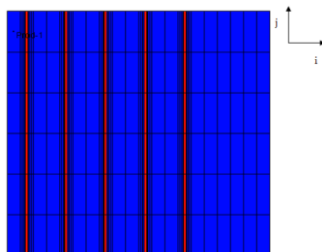


Figura 3 - Planta das canalizações

Condições Iniciais

Para a realização desse estudo foram definidas as condições iniciais do reservatório, ou seja, as características apresentadas antes de qualquer operação a ser efetuada. As propriedades foram baseadas em dados de reservatórios reais e dados disponíveis na literatura (Tabela 1).

Tabela 1 - Condições iniciais definidas a partir das características do reservatório

Propriedades do Reservatório		Propriedades da Rocha	
Capa de gás - DGO (m)	2	Compressibilidade Efetiva da Rocha (1/Pa)	$4,4 \cdot 10^{-7}$
Comprimento - i (m)	60	Condutividade Térmica da Rocha (J/m.s.°C)	1,73
Largura - j (m)	60	Condutividade Térmica da Água (J/m.s.°C)	0,61
Espessura - k (m)	32	Condutividade Térmica do Óleo (J/m.s.°C)	0,13
Profundidade do reservatório (m)	50	Condutividade Térmica do Gás (J/m.s.°C)	0,04
Saturação inicial de água (%)	30	Permeabilidade Horizontal - Kh (mD)	1000
Saturação inicial de óleo (%)	70	Permeabilidade Vertical - Kv (mD)	100
Temperatura inicial (°C)	37,8	Porosidade - ϕ (%)	28
volume “in place” (m³std)	21509		

Descrição do estudo

Foram realizadas simulações iniciais para análise do comportamento da injeção de vapor através de canalizações (AGI). Com isso, foi possível identificar os principais fatores, bem como, a melhor configuração para refinamento, ou seja, o modelo mais próximo da realidade.

De acordo com a otimização dos parâmetros operacionais descrita em Medeiros (2008), alcançada a partir do planejamento e aplicações iniciais, foi escolhido um modelo considerado “ótimo”

para um dos três tipos de reservatório selecionados. Os modelos apontados pelos resultados viabilizaram um novo estudo com análises de componentes isolados ou simulações de parâmetros já pesquisados, em mais níveis, para determinar se as mudanças operacionais escolhidas podem ser mais atrativas.

Dessa forma foi realizada uma análise comparativa da aplicação de um modelo otimizado em óleos de viscosidades 300, 1000, 3000, 5000 e 10000 cP.

Esse estudo visa obter a abrangência do processo Aquecimento Geral Indireto (AGI) para reservatórios com óleo pesado e ultra-pesado. Os dados para a curva de viscosidade foram obtidos pela projeção das curvas de viscosidade (Barillas, 2005). A curva de viscosidade utilizada foi a de 1000 cP para uma temperatura no reservatório de 37,8 °C (100 °F). A Equação 1 exibe uma relação entre a temperatura e a viscosidade (Dutra Jr., 1987).

$$\log (\log (\mu + 1,05)) = a \log (T) + b \quad (1)$$

onde:

T : Temperatura (R)

μ : Viscosidade (cP)

$a = -3,62$, $b = 10,343$ para 300 cP@ 37,8 °C

$a = -3,62$, $b = 10,516$ para 5000 cP@ 37,8 °C

$a = -3,62$, $b = 10,426$ para 1000 cP@ 37,8 °C

$a = -3,62$, $b = 10,550$ para 10000 cP@ 37,8 °C

$a = -3,62$, $b = 10,490$ para 3000 cP@ 37,8 °C

A Figura 4 apresenta as retas paralelas para obtenção das curvas de viscosidade, enquanto a Figura 5 representa as próprias curvas.

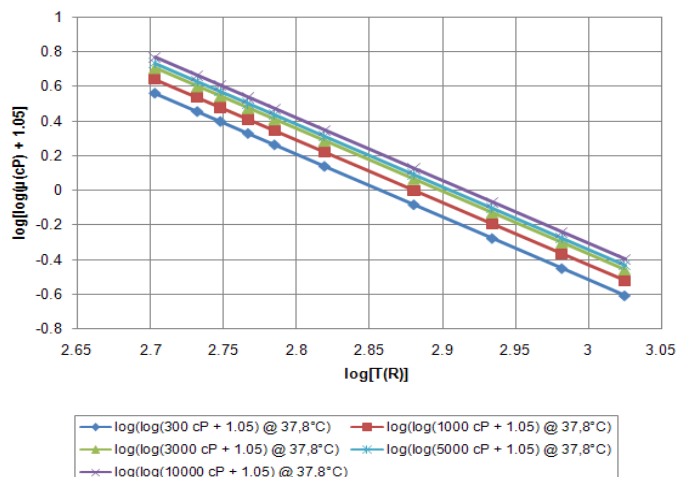


Figura 4 - Retas paralelas da Equação 1 para projeção das curvas de viscosidades

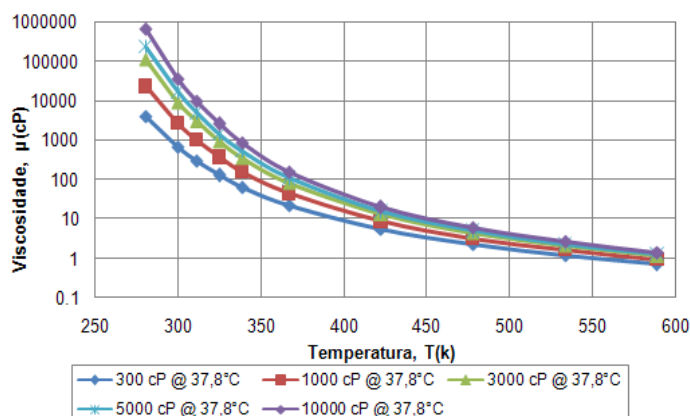


Figura 5 - Curvas de viscosidade do óleo

Resultados e Discussão

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir do processo AGI, em reservatórios rasos, com suas respectivas discussões.

A Figura 6 mostra a situação da viscosidade do óleo após 3 anos de aquecimento. Observa-se uma grande redução da viscosidade devido ao aumento da temperatura, principalmente na base do reservatório, pela presença das canalizações. Observa-se também que no óleo de 300 cP toda ilustração encontra-se azul devido à escala ser relativamente distante, porém no óleo de 10000 cP, observam-se altas viscosidades no topo do reservatório e baixas viscosidades na base devido ao aquecimento.

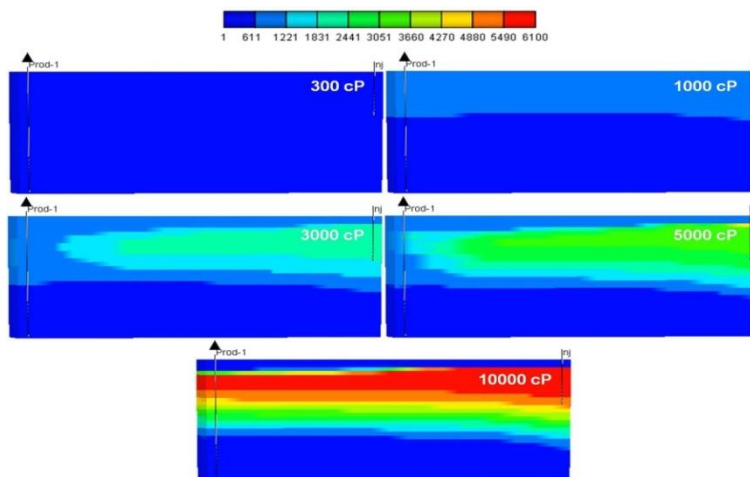


Figura 6 - Viscosidade do óleo (cP) (3º ano de projeto)

A Figura 7 apresenta um comparativo das curvas de produção acumulada de óleo para variação das viscosidades no reservatório. As curvas de mesma cor representam mesmas viscosidades, as curvas com marcadores circulares representam a utilização do método AGI e as curvas sólidas apresentam a recuperação natural. Observa-se um padrão para as curvas de viscosidade, sendo que quanto menor a viscosidade do óleo, maior a produção de óleo.

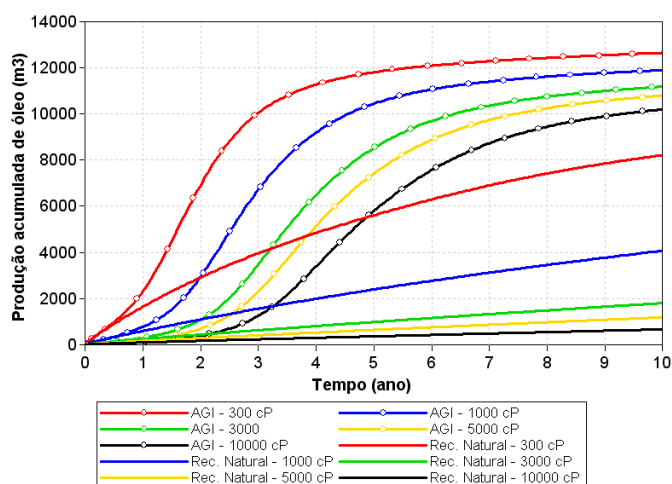


Figura 7 - Gráfico Produção Acumulada versus Tempo. Comparativo de viscosidades no reservatório “B”

Pode-se observar uma diferença significativa entre as recuperações primárias de modelos com diferentes viscosidades, essa diferença é bem menor quando são observados esses mesmos modelos com a utilização do processo AGI, sobretudo entre óleos de 300 e 10000 cP.

Na Figura 8, são apresentadas as curvas de vazão de óleo com a utilização do processo AGI. Verificam-se altas vazões dos óleos menos pesados nos primeiros anos de projeto. Observa-se também que as vazões dos óleos mais densos são mais constantes e, por isso ao final do projeto atingem uma produção acumulada de óleo bem próxima as produções dos óleos mais leves.

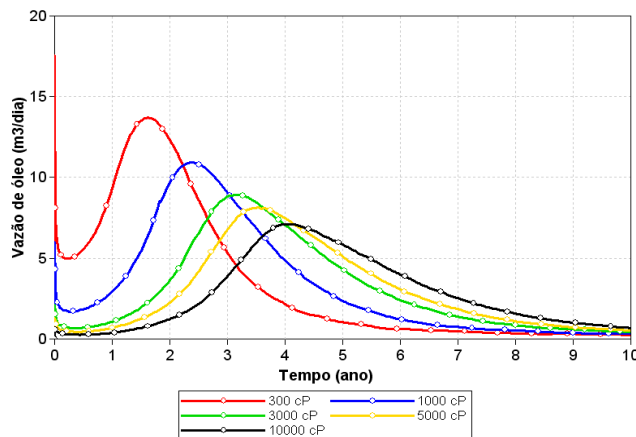


Figura 8 - Gráfico Vazão de óleo versus Tempo. Comparativo de viscosidades no reservatório “B”

A Tabela 2 apresenta um comparativo do fator de recuperação final para as viscosidades estudadas no reservatório “B”.

Tabela 2 - Comparativo de viscosidades para o reservatório “B” em 10 anos de projeto

Viscosidade (cP)	NP (m3)	VOIP (m3)	FR (%) Rec. Natural	FR (%) AGI	ΔFR (%)
300	12652,7	20107	40,87	62,93	22,06
1000	11899,9	20107	20,23	59,18	38,95
3000	11183,7	20107	8,95	55,62	46,67
5000	10796,4	20107	5,89	53,69	47,80
10000	10199,5	20107	3,30	50,73	47,43

A Figura 9 apresenta uma comparação entre as diferenças da recuperação percentual com aquecimento e recuperação natural, para cada umas das viscosidades estudadas.

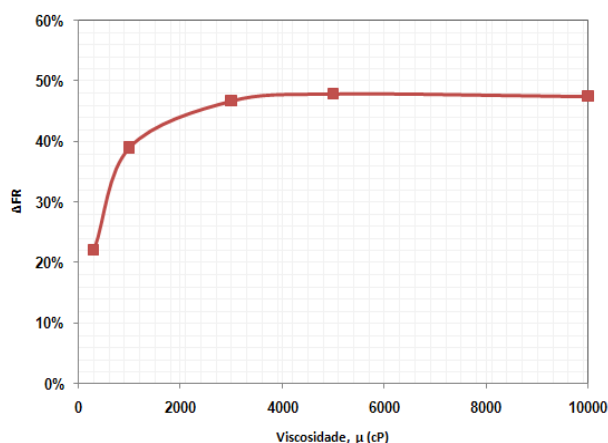


Figura 9 - Comparação entre reservatórios e viscosidades

Nesse reservatório quanto maior a viscosidade do óleo maior a diferença entre a recuperação primária e a recuperação com o Aquecimento Geral Indireto. Isso ocorre, aproximadamente, até a

viscosidade de 3000 cP, após essa etapa não se observa grande alteração nas diferenças de recuperação.

Conclusões

- Quanto menor a viscosidade do óleo, mais elevada será sua produção, todavia óleos muito viscosos podem ter esse parâmetro reduzido através de aquecimento.
- O óleo disposto mais próximo das canalizações sofre maior redução na viscosidade.
- O AGI produz aumento significativo em relação às recuperações primárias, sobretudo entre óleos de 5000 e 10000 cP.
- As vazões dos óleos mais pesados apresentaram-se bastante semelhantes entre si.
- Em um reservatório com condições semelhantes às descritas, quanto maior a viscosidade do óleo, maior a diferença entre a recuperação primária e a recuperação com o AGI. Após 3000 cP não se observam grandes alterações.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PETROBRAS, à ANP, ao Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo (LEAP), ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo (PPGCEP) e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

Referências Bibliográficas

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 163 p., Natal, 2005.

DUTRA JR, Tarcilio Viana. Desenvolvimento de um simulador numérico para a injeção cíclica de vapor. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Ouro Preto, Abril, 1987.

MEDEIROS, Elthon John Rodrigues de. Estudo do Aquecimento Geral Indireto como Método de Recuperação em Reservatórios Rasos de Óleos Pesados. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 197 p., Natal, 2008.

STARS User's Guide, Advanced process and thermal reservoir simulator, Computer Modelling Group Ltd, 2007.