

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

RECUPERAÇÃO AVANÇADA UTILIZANDO POLÍMEROS: UMA ABORDAGEM FLUIDODINÂMICA

AUTORES:

Themisson dos Santos Vasconcelos, Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira, José Luis Gomes Marinho

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

RECUPERAÇÃO AVANÇADA UTILIZANDO POLÍMEROS: UMA ABORDAGEM FLUIDODINÂMICA

Abstract

The development of advanced recovery methods became essential, due to the need to increase the oil recovery factor, to mitigate the decline in production and pressure, and to increase the useful life of the reservoir. In this context, the injection of polymers, an advanced oil recovery method based on the change in the viscosity of the formation fluids, facilitating their fluxes is highlighted. It is proposed to present a computational simulation of a fluid-dynamic model for oil flow in an oil reservoir considering a five spot production with quadratic geometry. Therefore, ANSYS CFX® software 17.2 was used to create the geometry, mesh, and computational simulation, with the initial intention of validating the simulation using the hot water injection method and then obtaining the results of the injection of three types of pseudopolymers, in three different types of oil. As an evaluative parameter, the sweeping and recovery efficiencies were used to measure the fluid dynamics performance of the pseudopolymers in relation to the different types of oil. In this respect, the proposed model was a faithful representation that polymer injection is an excellent alternative for improving the oil recovery factor, effectively acting in the three cases presented, but with some singularities.

Introdução

Diante da importância do petróleo para o mundo, tornou-se evidente a necessidade da redução de gastos nas atividades de exploração e produção (E&P) e aprimoramento dos seus processos. Dentro do viés da melhoria de processos, associado ao aumento da produção de óleo, notou-se um aprimoramento no que diz respeito aos métodos de recuperação de petróleo.

Sabe-se que no início do processo produtivo de poços de petróleo, o reservatório pode possuir energia suficiente para que haja produção por surgência, utilizando apenas a energia natural do mesmo, embora esse método normalmente apresente baixo fator de recuperação (razão entre o volume de óleo recuperável e o volume original). Em decorrência ao processo de descompressão, a utilização de métodos de recuperação de petróleo se tornou imprescindível, em virtude da necessidade de aumentar o fator de recuperação de petróleo, mitigar o declínio da produção e da pressão e aumentar a vida útil do reservatório (ROSA *et al.*, 2006; ABIDIN *et al.*, 2012).

Dentro desta perspectiva, foram desenvolvidos métodos e técnicas avançadas (*Enhanced Oil Recovery*) com a finalidade de permitir a recuperação de maiores volumes de óleo residual, normalmente retido nos poros das rochas reservatório devido a diversas razões. (ROSA *et al.*, 2006; ABIDIN *et al.*, 2012).

Dos métodos de recuperação avançada, destaca-se o método químico de injeção de polímeros, pois possui a característica de poder ser utilizado após o método de recuperação por injeção de água e também por ter a vantagem de, ao ser injetado no reservatório, reduzir a tensão interfacial entre o óleo e a água, proporcionando o carreamento do óleo trapeado no interior do reservatório de petróleo e o consequente aumento da produção (ABIDIN *et al.*, 2012).

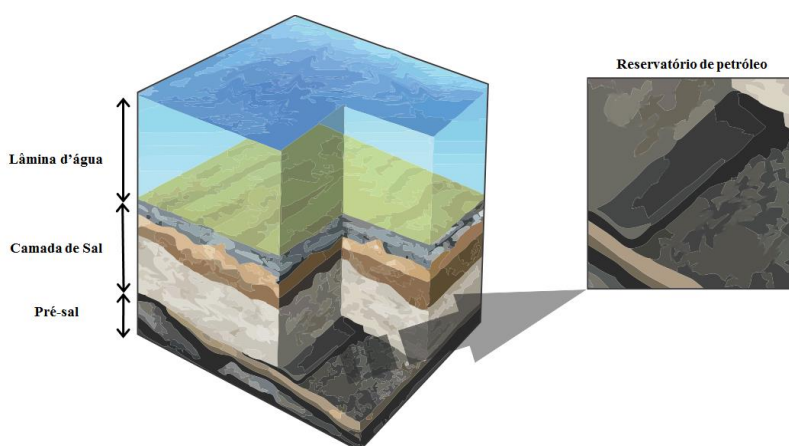
A simulação fluidodinâmica é uma ferramenta eficaz na solução de inúmeros problemas de engenharia, destacando-se também sua importância para a engenharia de petróleo, como por exemplo, a sua aplicação no estudo de reservatórios, onde auxilia na compreensão dos mecanismos e fenômenos dentro do domínio poroso (OLIVEIRA, 2015).

Portanto, vinculando a simulação fluidodinâmica ao estudo da injeção de polímeros para a recuperação avançada de petróleo, o presente trabalho pretende analisar numericamente os parâmetros de eficiência de recuperação de um reservatório tridimensional idealizado, com um esquema de injeção do tipo *Five Spot*, utilizando para as simulações o pacote comercial de fluidodinâmica computacional ANSYS CFX®.

Metodologia

Propõe-se neste estudo apresentar um modelo fluidodinâmico para escoamento de óleo (leve ou pesado) em um reservatório de petróleo, reproduzido com as características e propriedades apresentadas no trabalho de Oliveira (2015), utilizando, uma modelagem com dimensões reduzidas em virtude da complexidade que a geometria do reservatório poderia apresentar em termos de processamento computacional. Diante disso, visando a simplificação deste estudo, adota-se como domínio apenas uma fração do reservatório petrolífero, conforme ilustração apresentada na Figura 1.

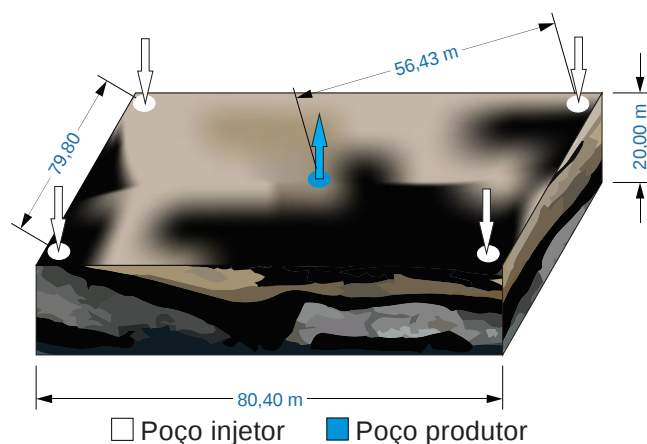
Figura 1 – Ilustração geológica de um reservatório pré-sal



Fonte: Adaptado de Oliveira (2015).

Em relação às dimensões e características do esquema de produção do reservatório de petróleo, reproduziu-se o problema físico apresentado por Oliveira (2015), onde se considera um esquema de produção com quatro poços injetores periféricos e um produtor central, configurando um sistema de injeção em *five spot*, cotados conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Dimensões do reservatório em estudo

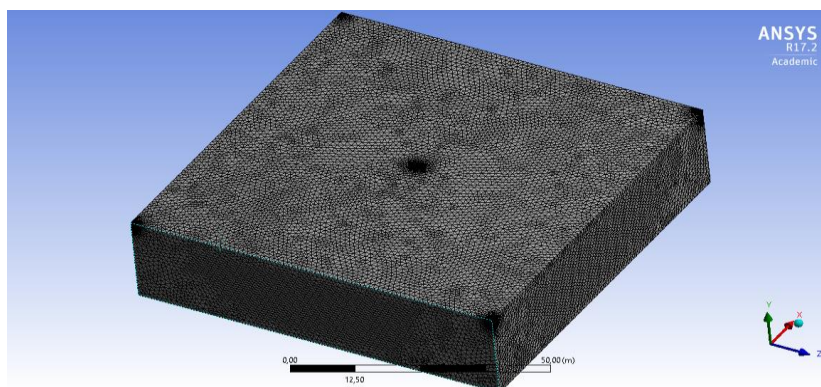


Fonte: Autor.

1. Criação da geometria e geração da malha

A geometria e a malha foram desenvolvidas com a utilização dos módulos *Geometry* e *Mesh* pertencentes ao *software* educacional do ANSYS CFX® 17.2. Após geração e refinamento, resultou-se em uma malha com 1.398.673 elementos e 249.549 nós, conforme pode ser visualizado na Figura 4.

Figura 4 – Geometria e malha do reservatório em estudo



Fonte: Autor.

2. Modelagem matemática

A modelagem matemática foi baseada nos princípios da conservação da massa, momento linear e energia (ANSYS, 2013). Neste trabalho, foram assumidas as seguintes hipóteses, as quais tiveram como precedência os trabalhos de Oliveira (2015): Principais equações utilizadas: conservação da massa, quantidade de movimento e energia (acoplamento da equação de Darcy para o meio poroso). Abordagem Euleriana-Euleriana em modelo não homogêneo, escoamento isotérmico bifásico óleo-água e isotérmico polímero-óleo em meio poroso, regime transiente com tempo total de 24000 h e passo de tempo de 48h, domínio adiabático, influência da gravidade, paredes do reservatório e dos poços impermeáveis e estáticas, propriedades físicas do reservatório constantes, força de arraste não nula e transferência de massa nula.

3. Estudo de caso

A aplicação visou fazer uma validação com os resultados apresentados por Oliveira (2015) para recuperação com água quente e, em seguida, estudar a recuperação avançada utilizando soluções poliméricas – pseudopolímeros – com concentrações e propriedades reológicas diferentes - conforme apresentado nos estudos de Moradi (2011).

Propriedades do sistema, condições iniciais e de contorno

As propriedades relativas à formação foram invariáveis e aparecem na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Propriedades da formação do reservatório de petróleo

Propriedades	
Permeabilidade (m ²)	2x10 ⁻¹²
Porosidade (%)	25
Pressão inicial (atm)	580
Temperatura inicial (K)	323

Fonte: Oliveira (2015).

Simulou-se então a recuperação com injeção de água quente visando reproduzir resultados que mais se aproximem dos obtidos na dissertação de Oliveira (2015) e assim validando a modelagem. Para tanto, as propriedades do óleo e dos fluidos injetores, de acordo com o que foi apresentado por Oliveira (2015), são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Propriedades dos fluidos utilizados na validação

Propriedades	Óleo	Água caso Térmico
Densidade (kg/m ³)	881	942,5
Massa molar (g/mol)	105,47	18,2
Viscosidade (Pa.s)	Eq. 42	Eq. 43
Capacidade calorífica (J/kg.K)	2092	4181,7
Condutividade térmica (w/m.K)	0,143	0,6069
Saturação inicial (%)	1	0
Temperatura inicial (K)	323	373

Fonte: Adaptado de Oliveira (2015).

Partindo do pressuposto que viscosidade é uma propriedade influenciada pela temperatura, utilizam-se as correlações apresentadas na Equação 1 e Equação 2, que são uma adaptação à equação utilizada por Costa *et al.* (2003) para converter a viscosidade em Kg/m.s, e obter o resultado do efeito da temperatura na viscosidade do óleo e da água, respectivamente (OLIVEIRA, 2015).

$$\mu_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp\{\exp[11,7613 - 2,099 \ln(T_f)] - 1,05\} \quad (1)$$

$$\mu_{\text{Água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547 \cdot T_f) T_f - 1000} \quad (2)$$

$$T_f = 1,8T_k - 459,67 \quad (3)$$

Na Equação 2 T_f representa a temperatura em graus Fahrenheit e T_k é a temperatura absoluta em Kelvin.

Após a validação do modelo, são feitas mais três simulações utilizando como fluidos injetores três pseudopolímeros cujas características são apresentadas na Tabela 3. Salienta-se que as injeções desses fluidos ocorrem de forma contínua a 0,1 kg/s.

Tabela 3 – Propriedades dos fluidos de injeção

Propriedades	Polímero 1*	Polímero 2*	Polímero 3*
Densidade (kg/m ³)	0,75	1,5	2,0
Massa molar (g/mol)		20.000.000,00	
Viscosidade (Pa.s)	Eq. 14	Eq. 14	Eq. 14
Tensão interfacial (N/m)	0,064*	0,062*	0,061*
Capacidade calorífica (J/kg.K)	4181,7	4181,7	4181,7
Condutividade térmica (w/m.K)	0,6069	0,6069	0,6069
Saturação inicial	0	0	0
Temperatura inicial (K)	323	323	323

Fonte: Adaptado de Oliveira (2015), * Santos *et al.* (2007).

Devido à mistura ser um fluido pseudoplástico, a viscosidade das soluções é influenciada pela taxa de cisalhamento. Diante disto, a fórmula que melhor representa o comportamento destes fluidos é a Equação de Carreau e seus parâmetros reológicos (Tabela 5), considerada bastante útil por algumas literaturas (SORBIER, 1991; GREN; WILLHITE, 1998; TEKNICA PETROLEUM SERVICES LTD, 2001; LAKE *et al.*, 2014).

Tabela 5 – Parâmetros utilizados na obtenção da viscosidade no modelo de Carreau

Parâmetros	Polímero 1	Polímero 2	Polímero 3
η_0 (mPa)	3,66	8,7	15,6
η_∞ (mPa)	1,098	1,098	1,098
λ (s)	0,063	0,083	0,125
n	0,845	0,775	0,73

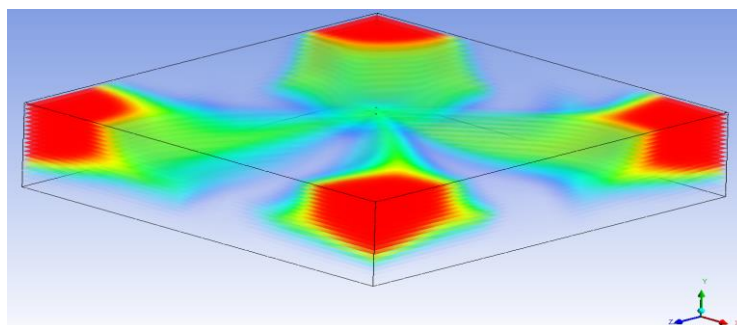
Fonte: Adaptado de Moradi (2011).

Resultados e Discussão

Validação da simulação

De acordo com a Figura 4, verificou-se que o comportamento do reservatório foi muito semelhante ao apresentado por Oliveira (2015). Notou-se também que a água injetada deslocou o petróleo existente na formação de forma condizente com a literatura, conforme o perfil descrito por Dake (2014), em que mostra a tendência da água, através de sua frente de avanço, se deslocar por caminhos preferenciais e por consequência não atingindo todo o reservatório, favorecendo o *breakthrough*.

Figura 4 – Volume do caso térmico após 24.000 horas de injeção



Fonte: Autor.

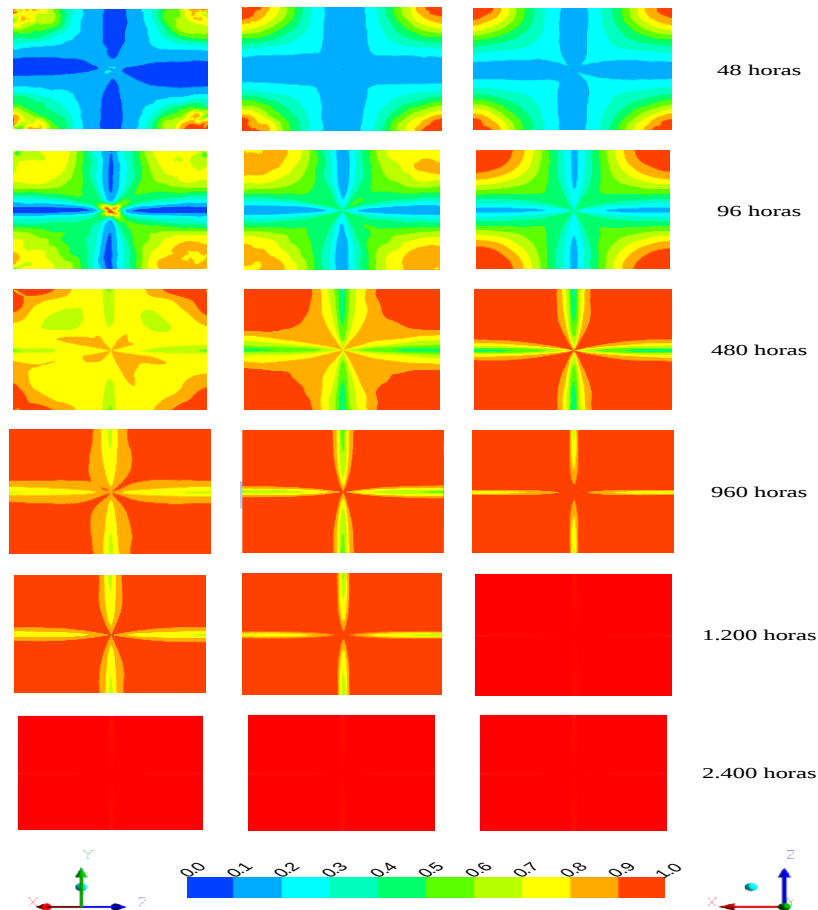
Comparando-se os resultados numéricos, notou-se boa convergência de valores, visto que Oliveira (2015) havia apresentado um fator de recuperação de 33,19%, entretanto neste estudo, obteve-se fator de recuperação de 34,59%. A diferença pode ter sido ocasionada devido ao maior refinamento da malha na modelagem deste trabalho quando comparada com a utilizada por Oliveira (2015).

Injeção de polímeros

Este caso, apresenta a singularidade de ter as mesmas propriedades do óleo apresentado no caso térmico de injeção de água utilizada na validação. Servindo, portanto, como um parâmetro de comparação entre a efetividade dos métodos avançados de injeção utilizados.

Diante da análise da Figura 5 e em comparação ao caso térmico, evidencia-se o quanto a solução polimérica é mais efetiva que a água, pois, comparativamente, o que se obteve em 4.800 horas (200 dias) de simulação, utilizando a solução polimérica, em 24.000 (1.000 dias) horas não pode ser obtido com o caso térmico de injeção de água.

Figura 5 – Perfil de fluxo horizontal utilizando a solução polimérica 1, 2 e 3, respectivamente, em função do tempo de injeção



Fonte: Autor.

Ao analisar o comportamento fluidodinâmico, para a solução 1, à esquerda, notou-se que, comparativamente ao que foi observado pela água, a depleção do reservatório foi mais rápida, apresentando uma excelente eficiência de varrido horizontal, fazendo com que a solução polimérica se movimentasse com maior efetividade que a água e com a razão de mobilidades favorável. Rosa *et al.* (2006) afirmam que a redução da razão de mobilidades de 10 para 1 proporciona duas vezes mais área varrida até que a produção de água ou solução polimérica inicie no poço produtor, garantindo que mais óleo seja produzido através de menor injeção de água. Ressalta-se que o óleo foi recuperado em sua totalidade em apenas 4.800 horas (200 dias), fato que demonstra que a solução 1 pode ser empregada, também, para óleos medianos.

Ainda análise à Figura 5, o polímero 2 (centralizado) ao contrário do polímero 1, o perfil horizontal demonstrou que o espaço poroso foi varrido de forma mais homogênea. Isto indica que ao aumentar a concentração do polímero na mistura, aumentando sua densidade, nota-se um deslocamento da frente de avanço bem definido, em relação à concentração da solução polimérica 1, tornando o espalhamento mais eficiente para óleos intermediários. Portanto, infere-se que essa solução se tornou mais eficiente que a solução polimérica 1 na recuperação do óleo presente no reservatório. Ressalta-se, contudo, que a frente de avanço do polímero 1 se deslocou com maior velocidade que a do polímero 2 nas 48 horas iniciais, conforme era esperado, devido a maior densidade apresentada pelo polímero 2.

Em consonância ao apresentado pelo polímero 2, segundo a Figura 5, demonstrou-se com o polímero 3 maior homogeneidade no deslocamento da frente de avanço no espaço poroso e menor acúmulo da solução nas proximidades do poço. Inclusive, torna-se evidente que a área foi varrida de forma mais eficiente, o que retrata em uma recuperação mais rápida do volume de óleo total. Tal fato

está condizente com o afirmado por Rosa *et al.* (2006), pois ao se misturar um polímero de maior densidade à água a sua molhabilidade é alterada, proporcionando que a solução polimérica apresente molhabilidade semelhante à do óleo, favorecendo seu deslocamento.

Conclusões

Com base no que foi apresentado nos resultados, afirma-se que:

- i. A modelagem foi validada com sucesso, mediante a comparação dos resultados obtidos através da injeção térmica de água em um reservatório de petróleo, onde obteve-se um fator de recuperação aproximado de 34,59%;
- ii. O modelo validado pôde ser aplicado para avaliação do método de recuperação avançada utilizando a injeção de polímeros;
- iii. A injeção de polímeros se mostrou uma excelente alternativa para melhorar o fator de recuperação de óleo, agindo de forma efetiva nos três casos apresentados, porém com algumas singularidades, sendo inclusive mais eficiente que a aplicação de água quente.

Referências Bibliográficas

ABIDIN, A. Z.; PUSPASARI, T.; NUGROHO, W. A. Polymers for enhanced oil recovery technology. *Sci Verse Science Direct, Procedia Chemistry*, Bandung, v. 4, ago. 2012, p. 11-12.

ANSYS. **ANSYS CFX-Solver Theory Guide**. Canonsburg: ANSYS, 2013.

COSTA, L. M.; GUIMARÃES, L. J. N.; PONTES FILHO, I. D. S. Simulação de injeção de água em análogos de reservatórios em condições não isotérmicas. In: **Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás**, 2., 2003, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: 2003.

DAKE, L. P. **Engenharia de reservatórios: fundamentos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

GREN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced oil recovery**. Richardson: Society of Petroleum Engineers (SPE), 1998.

LAKE, L. W. *et al.* **Fundamentals of enhanced oil recovery**. Richardson: of Petroleum Engineers (SPE), 2014.

MORADI, Hojatollah. **Experimental investigation of polymer flow through water- and oil-wet porous media**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório) – Faculty of Science and Technology, University of Stavanger. Stavanger, 2011.

OLIVEIRA, L. M. T. M. **Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração Five-Spots**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Programa da Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência Ltda, 2006.

SANTOS, Jaciara A. *et al.* Medidas de tensão superficial de soluções aquosas de poliacrilamidas não-iônicas. In: **Congresso Brasileiro de Polímeros**, 9, 2007. Anais...Natal: ABQ-RN, 2007.

SORBIER, K. S. **Polymer-improved oil recovery**. London: Springer Science+Business Media New York, 1991.

TEKNICA PETROLEUM SERVICES LTD. **Enhanced oil recovery**. Calgary: Teknica, 2001.