

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM UM CAMPO DE PETRÓLEO DA BACIA POTIGUAR

AUTORES:

Beatriz Ferraz Martins, Antonio Robson Gurgel, Jardel Dantas da Cunha, Ricardo Henrique Rocha de Carvalho, Edson de Andrade Araújo.

INSTITUIÇÕES:

Universidade Federal Rural Do Semi-Árido e Universidade Federal do Pará.

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM UM CAMPO DE PETRÓLEO DA BACIA POTIGUAR

Abstract

Polymer injection in oil reservoirs is the advanced recovery method belonging to the chemical methods category, being applicable to reservoirs with unfavorable mobility ratios, low volumetric sweeping efficiency, associated with high oil viscosity or large porous media heterogeneities. The Potiguar Basin of northeastern Brazil stands out for its high viscosity oil fields, which may be candidates for this method. Thus, this work consists of reservoir numerical simulation studies using a homogeneous and semi-synthetic numerical model with characteristics of an oil field of this region. The objective is to analyze recovery factor improvements by injecting the partially hydrolyzed polyacrylamide polymer into a medium oil from this basin. For this study, the tNavigator numerical reservoir simulator of the company RFD (Rock Flow Dynamics) was used. The designed reservoir has dimensions of 284 m x 284 m x 6 m with inverted five spot injection scheme for twenty years of simulation. The adopted methodology consisted of injecting water with injection flow 0.1 porous volume per year, with concentrations of 500, 1000 and 2000 ppm. For this, the following injection strategies were used: Injecting water from start to finish, injecting polymer with water from start to finish, injecting water from year 5 to the end of the project and injecting polymer from 80% water cut for all cases where water was injected. For the 500 ppm concentration, for example, the results indicated that in the twentieth year of polymer water injection there was a 1.71% improvement over water injection alone. For concentrations of 1000 and 2000 ppm, recovery factor increases of around 1.8% and 1.87% respectively were observed with polymer injection after the fifth year of water injection. However, when comparing the polymer injection during the twenties with the one where the polymer injection was made after the water injection from the 5th year, there was an increase of 2.17% in the recovery factor for the concentration 500 ppm. Polymer injection from the beginning reduced water production by a maximum of 22,06% to the 2000 ppm concentration when compared to the case where only water was injected in twenty years.

Introdução

Define-se a injeção de polímeros em reservatórios de petróleo como sendo um método de recuperação avançado pertencente à categoria dos métodos químicos, sendo aplicável a formações portadoras de hidrocarbonetos com razões de mobilidade desfavoráveis. SORBIE (1991), explica que de uma maneira geral os reservatórios candidatos para este método possuem baixa eficiência de varrido volumétrico devido a valores elevados da viscosidade do óleo ou à grande heterogeneidade do reservatório, portanto, a injeção de polímeros tem como objetivo controlar a razão de mobilidade ou diminuir os efeitos da heterogeneidade do meio.

Segundo Green e Willhite (1998), os polímeros são adicionados à fase aquosa para desenvolver uma razão de mobilidade favorável, $M \leq 1$, entre a solução polimérica injetada e o banco de óleo. O propósito é desenvolver um varrido vertical e areal mais uniforme de todo o reservatório para aumentar a eficiência global de recuperação de óleo. Para razões de mobilidade desfavoráveis, $M \geq 1$, a água tende a ultrapassar o banco de óleo, criando canais preferenciais (*fingers*) movendo-se pelos caminhos mais curtos até os poços produtores. Esse efeito é ampliado em reservatórios com heterogeneidades geológicas.

De acordo com Sheng (2010), reservatórios candidatos são conhecidos por apresentarem uma baixa eficiência de varrido quando há injeção de água, baixa recuperação por injeção de água,

produção de água precoce nos poços produtores e alta razão água - óleo durante toda a vida produtiva do reservatório. Dória (1995), ainda complementa afirmando a necessidade de avaliação de outros fatores a fim de atestar a viabilidade técnico-econômica do projeto. Dentre os fatores que podem ser analisados, destacam-se: as propriedades da rocha-reservatório (porosidade, permeabilidade, composição mineralógica, presença de argila, grau de heterogeneidade, distribuição vertical de permeabilidade), do óleo (principalmente a viscosidade), além da profundidade e temperatura do reservatório (SORBIE, 1991)

Parâmetros como fator de resistência, fator de resistência residual, adsorção residual, adsorção máxima e volume de poros inacessível devem ser determinados experimentalmente como uma função da permeabilidade para cada campo. Eles são importantes para projetar a aplicação de campo e para serem usados como dados de entrada para um simulador de reservatório.

A partir do que foi exposto, este trabalho compreende estudos de melhoria no fator de recuperação através da injeção de polímero com três valores de concentração em um reservatório homogêneo e semissintético de óleo médio com características de rocha-fluidos semelhantes a um campo de óleo médio da Bacia Potiguar pertencente ao nordeste do Brasil.

Metodologia

A metodologia utilizada para este estudo será detalhada nos tópicos a) e b), respectivamente.

a) Elaboração do modelo de reservatório

Um modelo de reservatório semissintético e homogêneo representado pela figura 1 com propriedades de rocha e fluidos característicos de um campo de petróleo da região da Bacia Potiguar do nordeste brasileiro foi desenvolvido. As simulações foram realizadas no simulador numérico de reservatórios *tNavigator* versão 2018.2. Os módulos utilizados foram *Model Designer*, *PVT Designer*, *Batch Jobs* e *Simulation* para modelo do tipo *Black Oil*. Os resultados obtidos foram gerados no módulo *Simulation Results*.

O reservatório é composto por um sistema cartesiano de malhas com um padrão de malhas de injeção e produção do tipo *five-spot* invertido com área de malha de 80655,71 m² conforme pode ser visualizado na figura 1. As propriedades dos fluidos e das rochas, bem como dos parâmetros operacionais utilizados foram obtidas de um teste de formação da Bacia Potiguar e de trabalhos relacionados a métodos químicos (Melo et al 2002), (Almeida 2015) e (Wang et al. 2009).

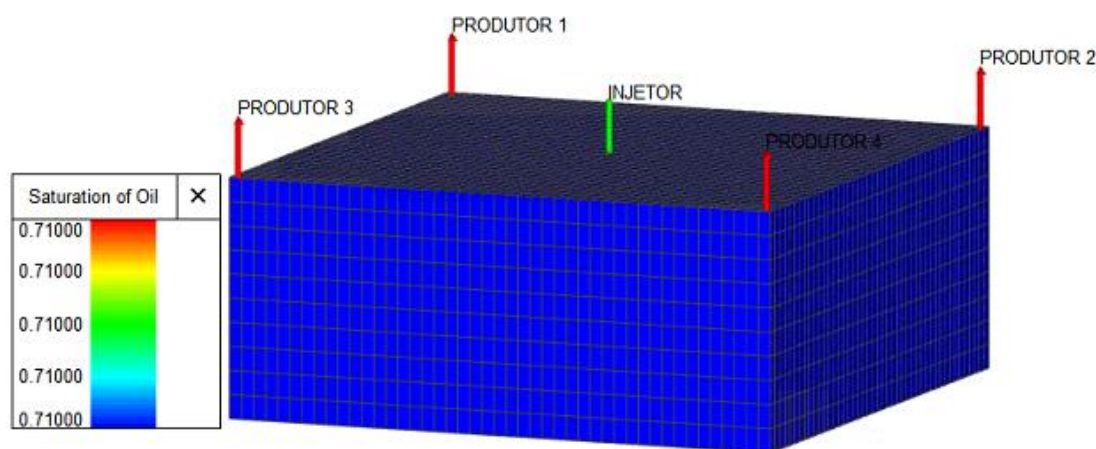


Figura 1: Modelo de reservatório utilizado e disposição dos poços na malha *five-spot* invertida.

A tabela 1 apresenta as propriedades rocha-fluidos nas condições de pressão e temperatura do reservatório que foram utilizados no trabalho.

Tabela 1. Propriedades rocha-fluidos do modelo nas condições de reservatório.

Propriedade	Valor
Temperatura do reservatório	77 °C
Pressão do reservatório	155 kgf/cm ²
Pressão de bolha	140 kgf/ cm ²
Profundidade do topo	1690 m
Espessura da zona produtora	6 m
Permeabilidade média da formação horizontal (Kh)	240 mD
Permeabilidade da formação vertical (Kv/Kh)	0,1Kh
Porosidade média da formação	16 %
Compressibilidade média da formação	$4,74 \times 10^{-5} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$
Saturação do óleo	71 %
Saturação de água	29 %
API do óleo	24,3
Viscosidade do óleo (P,T)	10 cp
Densidade do gás	0,65
Volume de óleo <i>in place</i> (VOIP) m ³ std	79855,2
Número de malhas e valores em cada dimensão	71 blocos de 4 m em “i” e “j” e 3 blocos de 2 m na direção “k”

Neste modelo, os valores dos parâmetros operacionais são os seguintes: distância (d) entre os poços injetores e produtores de 200 m segundo Wang et al (2009), pressão de injeção (P_{inj}) de 22942,67 kpa segundo o critério de gradiente de pressão de fratura utilizado por Bautista (2013) e vazão de injeção fixada em 10% do volume poroso injetado na zona de óleo ($Q_{inj}=0,1 \text{ VPI}$). O modelo de viscosidade do polímero foi do tipo linear para uma concentração de referência de 2kg/m³ (2000 ppm) de acordo com trabalhos de Fulin e Xizhi (2004) e Shehata et al (2012).

b) Estudo de recuperação com três concentrações de polímero

Nesta etapa, água foi injetada com vazão de injeção 0,1 VPI por ano com concentrações de polímeros de 500, 1000 e 2000 ppm. Para este estudo optou-se por adotar as seguintes estratégias de injeção:

- (A): Injetar água do início ao fim do projeto,
- (B): Injetar polímero com água do início ao fim do projeto
- (C): Injetar água a partir do 5º ano até o final do projeto
- (D): Injetar polímero a partir de um corte de água de 80% para o caso onde se injetou água do início ao fim.
- (E): Injetar polímero a partir de um corte de água de 80% para o caso onde se injetou água a partir do 5º ano até o fim do projeto.

De acordo com o planejamento definido, foram realizadas 11(onze) simulações. Para cada estratégia de injeção conforme explicado anteriormente, a seguinte nomenclatura foi adotada: SIM referente ao caso simulado associado ao um número variando de 1 a 11 para cada modelo simulado. Desta forma, tem-se a seguinte sistemática de simulações realizadas de acordo com a nomenclatura adotada conforme a tabela 2.

Tabela 2. Nomenclatura adotada para os modelos de simulações utilizados.

Tipo de injeção	Nomenclatura	Concentração de polímero (ppm)
A	SIM 1	0
B	SIM 2	500
	SIM 3	1000
	SIM 4	2000
C	SIM 5	0
D	SIM 6	500
	SIM 7	1000
	SIM 8	2000
E	SIM 9	500
	SIM 10	1000
	SIM 11	2000

Resultados e Discussão

A partir das simulações analisadas, os seguintes resultados foram obtidos na tabela 3:

Tabela 3. Disposição de simulações conforme tipo de injeção e resultados em fator de recuperação e porcentagem de água produzida.

Tipo de injeção	Nomenclatura	FR(%)	Δ FR	Redução da água produzida (%)	M
A	SIM 1	62,07	--	0	14,74
B	SIM 2	63,14	1,71	6,11	4,71
	SIM 3	62,97	1,44	10,64	2,48
	SIM 4	62,11	0,06	16,21	1,26
C	SIM 5	60,18	--	0	14,53
D	SIM 6	63,19	1,80	6,19	4,53
	SIM 7	63,24	1,87	10,64	2,56
	SIM 8	62,92	1,36	16,21	1,02
E	SIM 9	60,97	1,32	8,46	4,93
	SIM 10	61,24	1,77	14,52	2,91
	SIM 11	61,25	1,78	22,06	1,37

De acordo com os resultados obtidos na tabela 3 para todos os casos analisados, observou-se que o melhor resultado, ainda que discreto, em termos de fator de recuperação foi obtido na simulação SIM7 (Δ FR=1,87%) com concentração de polímero de 1000 ppm a partir de um corte de água de 80% com injeção de água de 0,1VPI durante vinte anos. Esse resultado pode ser justificado em virtude de um aumento na concentração de polímero resultar em um maior valor de viscosidade da água, reduzindo o valor da razão de mobilidade de 14,74 para 2,56 o que implicou uma melhoria na

eficiência de varrido, ainda que a razão de mobilidades esteja maior do que um. Observa-se também que para todos os casos houve redução nas razões de mobilidade e do volume de água produzida para todos onde se injetou polímero

A figura 2 a seguir mostra o efeito do aumento da concentração do polímero no volume de óleo e água produzidos quando se injetou polímeros a partir de um corte de água de 80% a partir do primeiro ano (SIM6, SIM7, SIM8) e do quinto ano (SIM9, SIM10, SIM11).

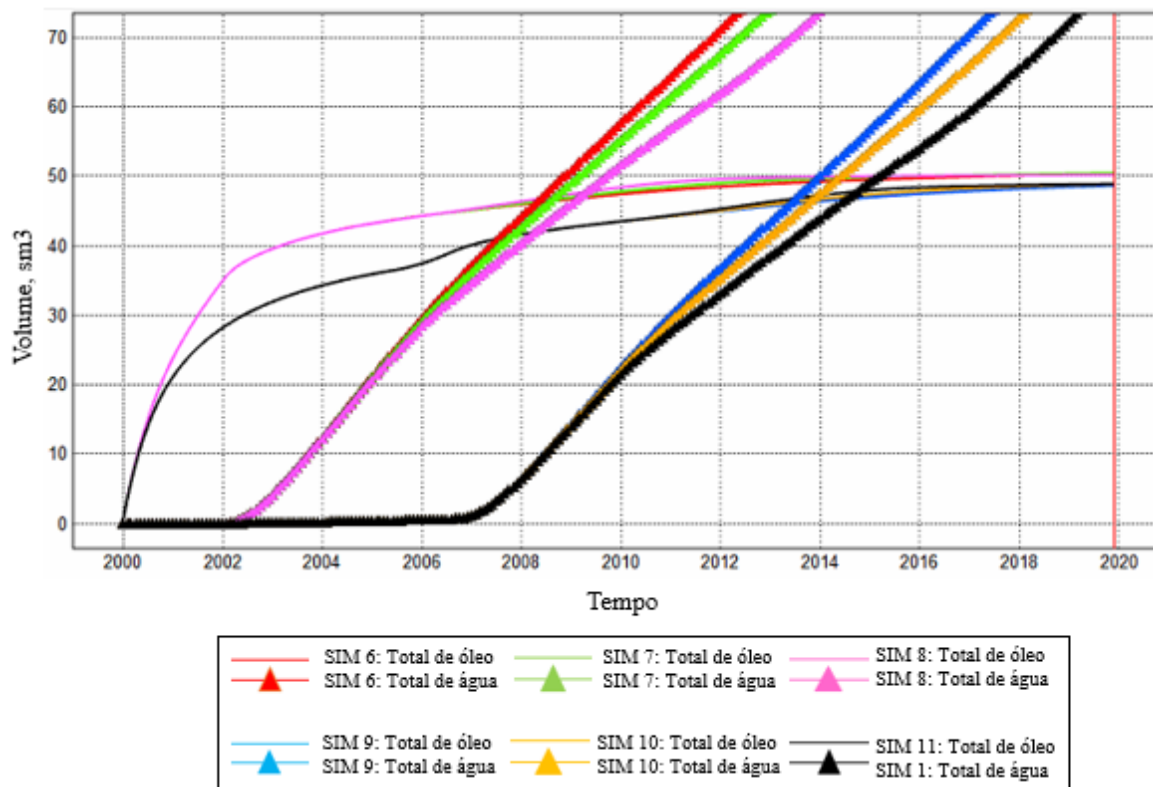


Figura 2. Volume produzido de óleo e água durante injeção.

De acordo com gráfico da figura 2 pode-se observar que houve um incremento na produção de óleo principalmente nos primeiros anos quando se injetou polímero a partir do primeiro ano de simulação (caso D para SIM6, SIM7 e SIM8). Entretanto, ao final dos vinte anos, a diferença entre os casos D e E foi mínima. Também se pode constatar que o aumento da concentração de polímeros proporcionou uma melhoria, ainda que discreta, no volume de óleo produzido. Isto pode ser melhor comprovado quando se analisa os resultados dos casos SIM6 e SIM7 cujos valores estão disponíveis na tabela 3. Conforme explicado anteriormente, o aumento da concentração de polímeros promoveu melhorias na eficiência de varrido devido ao aumento da viscosidade da água e da redução da permeabilidade relativa dela no meio poroso. Estes parâmetros reduziram a razão de mobilidades dos fluidos no meio poroso e proporcionaram uma maior recuperação de óleo. Entretanto, ao continuar aumentando a concentração, por exemplo de 1000 ppm (SIM7) para 2000 ppm (SIM8), não se observou melhorias no volume de óleo tanto para as simulações cuja água foi injetada no início (caso C) quanto para aquelas onde ela foi injetada a partir do quinto ano (caso D). É importante destacar que nos dois casos a injeção de polímeros se deu após o corte de água de 80% conforme descrito na metodologia do trabalho.

Ainda conforme pode ser comprovado na figura 2 e tabela 3, o aumento da concentração de polímeros esteve associada a diminuição da produção de água. A figura 5 apresenta os mapas de saturação de óleo (a, c, e) e de adsorção de polímeros (b, d, f) para os casos SIM6, SIM7 e SIM8 respectivamente.

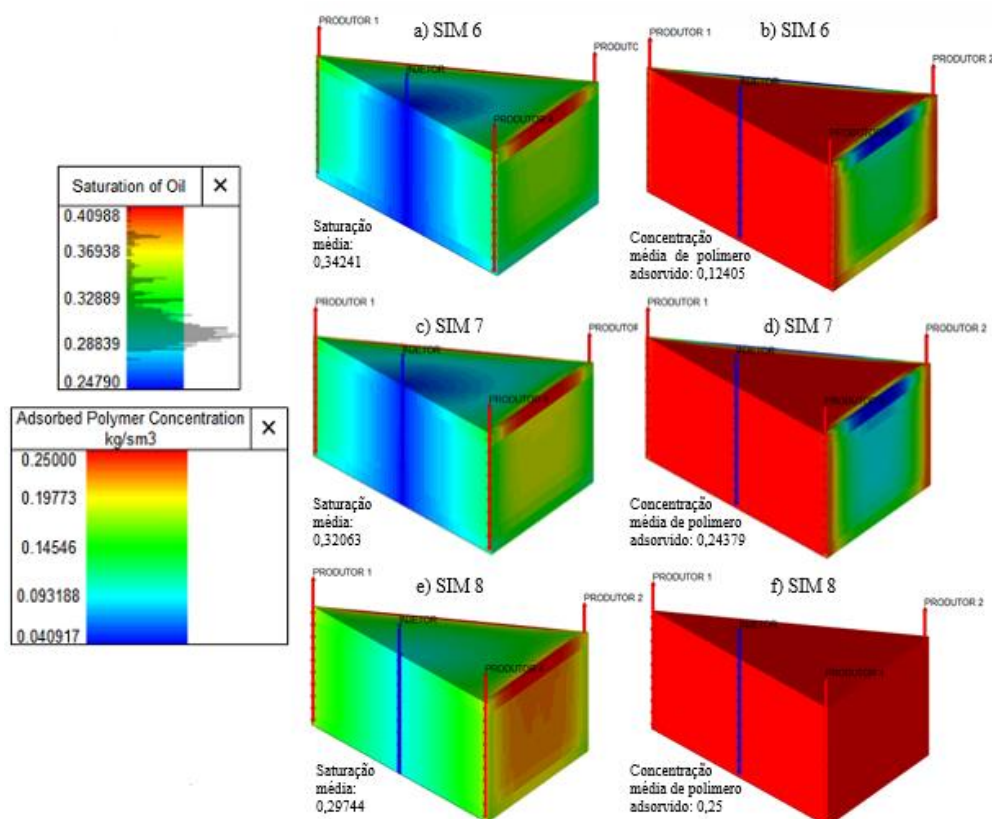


Figura 3. Mapas de saturação e adsorção de polímero para vinte anos (SIM6, SIM7 e SIM8).

De acordo com a figura 3, pode-se observar que o aumento da concentração de polímeros esteve associado a uma maior quantidade fluido injetado deslocando de forma mais eficiente o banco de óleo em direção aos poços produtores. Este efeito pode ser explicado devido ao aumento da viscosidade da água provocada pela solução polimérica fazer com que ela permaneça por mais tempo no reservatório deslocando de forma mais eficiente o óleo. Desta forma, foi possível chegar a um acréscimo de 1,87% de Fator de Recuperação em relação a injeção somente de água. Por outro lado, os mapas concentração de adsorção de polímeros na rocha (figura 3) mostraram que ao se aumentar de forma significativa a concentração de polímeros, por exemplo de 1000 ppm (SIM7) para 2000 ppm (SIM8), mais polímero ficará retido na rocha. Isto pode resultar em uma diminuição na recuperação de óleo porque a adsorção de polímero na rocha poderá dificultar o deslocamento do óleo residual no meio poroso. Neste último caso, o incremento no Fator de Recuperação que antes era de 1,87% (SIM7) diminui para 1,36% (SIM8).

Conclusões

- O melhor resultado de incremento no fator de recuperação foi obtido na SIM7 com 1,87 % de óleo recuperado quando comparado a SIM1 de forma que a injeção adotada para este incremento foi conforme o tipo D com injeção de polímero a partir de um corte de água de 80% para o caso onde se injetou água do início ao fim. A melhoria foi comprovada com a redução da razão de mobilidade de 14,53 para 2,56 resultado na melhoria na eficiência de varrido.
- O melhor caso levando em consideração a redução da água produzida foi o caso SIM11 onde a redução chegou a 22,06 %. A estratégia de injeção adotada para este caso foi do tipo E onde houve a injeção de polímero a partir de um corte de água de 80% para o caso onde se injetou água a partir do 5º ano até o fim do projeto.

- Ao aumentar a concentração de 1000 para 2000 ppm não se observou melhorias no volume de óleo para as simulações de injeção de polímero do início ao fim e injeção de polímero a partir do corte de água de 80% para o caso onde se injetou água a partir do 5º ano.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade Federal Rural do Semi-Árido pela infraestrutura disponível, ao CNPQ pela concessão da bolsa de iniciação científica e a empresa *Rock Flow Dynamics* pela doação das licenças do simulador *tNavigator* para a realização das simulações necessárias.

Referências Bibliográficas

SORBIE, K. S. Polymer-improved oil recovery. Florida: CRC Press, 1991.

GREEN, Don W. ; WILLHITE, G. Paul. Enhanced oil recovery; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, 1998.

SHENG, James. Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing, 2010.

DÓRIA, M. A. F. S. Análise de testes em poços injetores de soluções poliméricas. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas - São Paulo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), 1995.

MELO, M. A et al. Polymer injection projects in Brazil: Dimensioning, field application and evaluation. Thirteenth symposium on improved oil recovery held in Tulsa, Oklahoma. April, 2002.

ALMEIDA, L.L. Estudo comparativo da injeção de solução polimérica e ASP em reservatórios maduros de óleo médio. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal – Rio Grande do Norte. Dissertação (Mestrado em ciência e engenharia do petróleo), 2015.

WANG, D. *et al.* Review of practical experience of polymer flooding at daqing. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. June, 2009.

BAUTISTA, E.V. Estudo das Forças Viscosa, Capilar e Gravitacional Através de Grupos Adimensionais No Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD). Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2013.

FULIN, Yang; XIZHI, Yang . High Concentration Polymer Flooding is Successful. SPE 8854, 2004.

SHEHATA, A.M. *et al.* Overview of Polymer Flooding (EOR) in North Africa Fields-Elements of Designing a New Polymer/Surfactant Flood Offshore (Case Study). SPE 151952, 2012.

tNavigator® 18.3 **Geology & Model Designer**. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018.

tNavigator® 18.3 **PVT Designer**. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018.

tNavigator® 18.3 **Simulation**. User Manual. Rock Flow Dynamics. October 2018.

tNavigator® 18.3 **Batch Jobs**. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018.