

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



TÍTULO DO TRABALHO:

IMPACTO DE CORRELAÇÕES PARA QUEDA DE PRESSÃO EM POÇOS MULTIFÁSICOS NA UTILIZAÇÃO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO PARA SIMULAÇÕES DE TEMPOS LONGOS

AUTORES:

Rafael Joaquim Alves¹, Marcus Vinícius Canhoto Alves¹

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia Mecânica, CCT, UDESC

IMPACTO DE CORRELAÇÕES PARA QUEDA DE PRESSÃO EM POÇOS MULTIFÁSICOS NA UTILIZAÇÃO DO ACOPLAMENTO POÇO-RESERVATÓRIO PARA SIMULAÇÕES DE TEMPOS LONGOS

Abstract

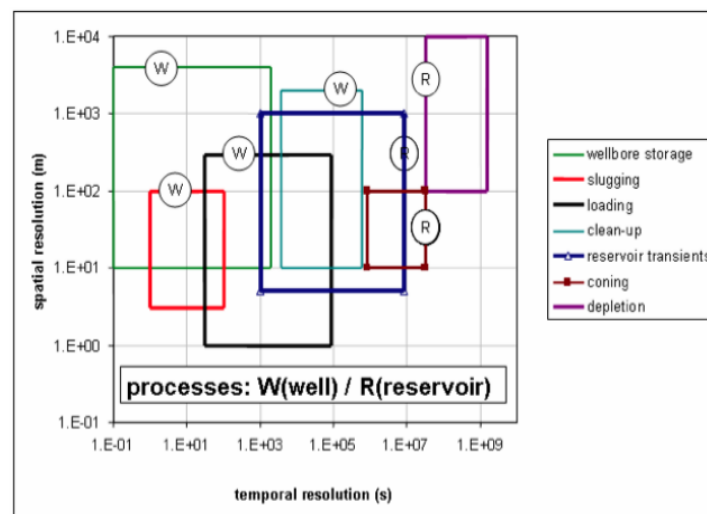
A well-reservoir coupling method was used to proceed long time production simulations with four steady-state correlations for calculations of pressure drop in the well. The coupling method was constructed to respect a tolerance between bottom-hole pressure obtained through reservoir simulation and the same pressure predicted by well pressure drop correlation. To analyze the impact of choosing a correlation in reservoir production prediction, all the reservoir properties, including fluid properties, were fixed and only the correlation used to simulate the well was changed. Ten reservoir scenarios are simulated, and the correlations obtained very different results for total oil production and oil flow rate behavior. Possible consequences of results in real-life situation were addressed on conclusion.

Introdução

Desde meados da década de 70 do século XX uma série de trabalhos vem abordando o acoplamento poço-reservatório de maneira indireta ou indireta, na década de 90 ocorreu um grande crescimento das pesquisas sobre o tema com o aumento do uso de poços horizontais (ALVES, 2017). Como neste tipo de poço a zona de produção é expandida e os efeitos gravitacionais são de menor influência, a importância de avaliar o comportamento dos fluidos na região de influxo do reservatório aumenta, dado que tanto perdas friccionais quanto aquelas que ocorrem pela aceleração do fluido sofrem influência do escoamento radial na região de entrada do poço.

Como os fenômenos que ocorrem no poço costumam durar no máximo algumas horas para se desenvolverem completamente e no reservatório alguns efeitos podem durar anos, as abordagens diretas para a resolução do escoamento geralmente focam em problemas de escala de tempo máxima para o poço em que o reservatório apresente comportamento transiente, a se destacar a formação de cargas de líquido no poço. A Figura 1 apresenta as escalas de tempo de desenvolvimento de eventos no poço e no reservatório, nota-se que mesmo fenômenos que ocorrem na região do reservatório mais próxima ao poço, como a formação de cones, ainda ocorrem numa escala de tempo superior àquela dos eventos no poço.

Figura 1 - Escalas temporal e espacial para processos que ocorrem no poço e no reservatório



Fonte: Alberts et al (2007) apud Silva e Jansen (2015)

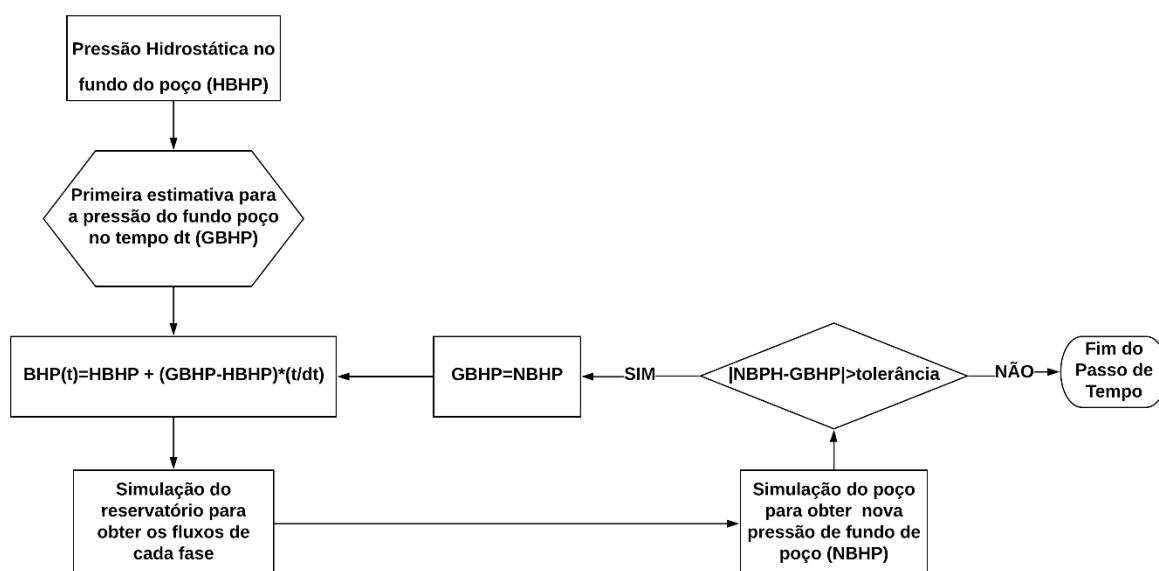
Silva e Jansen (2015) e Alves (2017) apresentaram revisões de literatura sobre acoplamento poço-reservatório, que exemplificam a diversidade de abordagens utilizadas e problemas relacionados com o tema. Ambas as revisões apresentam uma maioria de trabalhos focados em problemas que ocorrem em curtos períodos da vida do reservatório.

No entanto, o foco em eventos de curto prazo acaba limitando a análise do impacto do acúmulo destes efeitos quase instantâneos do poço na vida de um reservatório. Não só os efeitos do comportamento do fluido no poço sobre o reservatório são pouco conhecidos, mas mais importante os efeitos da imprecisão de simular um poço na projeção de produção de um reservatório são ainda menos. A simulação do poço costuma ser imprecisa por conta da impossibilidade de simular, em tempo computacional viável, o sistema através de mecânica de fluidos computacional, o que leva ao uso de correlações que apresentam resultados aceitáveis para a maior parte dos problemas estruturais no poço, mas que talvez não sejam tão adequados para prever produção. Desse modo, este trabalho explorará o impacto de escolher uma correlação para simular a vida de um reservatório e a possibilidade desta escolha afetar uma decisão de produção.

Metodologia

A simulação do acoplamento foi realizada utilizando um modelo transiente para o reservatório combinado com um modelo permanente para o poço, ambos com códigos desenvolvidos e testados pelos autores; a pressão de cabeça de poço é uma condição de contorno neste modelo. O reservatório é inicialmente simulado considerando que a pressão no fundo do poço é hidrostática e que depois de um curto período é dada por um outro valor qualquer que é inicialmente arbitrado, neste tempo a pressão de fundo de poço (BHP) é interpolada linearmente para a simulação do reservatório. A Figura 2 apresenta esse esquema de inicialização.

Figura 2- Representação esquemática do processo de inicialização do acoplamento



Fonte: Autoria Própria

Depois de simulado o passo de tempo inicial o próximo passo repetirá o procedimento substituindo a pressão hidrostática pela pressão final do passo anterior e as condições iniciais reservatório pelas condições deste depois ao término do primeiro passo. O processo se repetirá até que não se encontre um ponto de operação para o acoplamento, mais sobre essa metodologia pode ser encontrado em Alves (2017).

O modelo de reservatório utilizado na simulação é um modelo *black-oil* trifásico (óleo, gás e água) que resolve fluxos darcianos. O comportamento dos fluidos no reservatório deve respeitar a conservação da massa e a lei de Darcy para fluxos em meio porosos, desse modo a velocidade pode ser substituída pelo diferencial de pressão na equação da conservação da massa, gerando equações que tem como incógnitas a pressão e a saturação de cada fase.

As equações do reservatório foram linearizadas pelo método de Newthom-Raphson e então discretizadas utilizando o método dos volumes finitos, conforme detalhado em Alves (2017). Neste trabalho foi utilizada uma malha bidimensional de um reservatório cilíndricos, direções axial (vertical) e radial (horizontal), com fluxo nulo como condição de contorno externa e a pressão de fundo de poço como condição interna.

A simulação da tubulação do poço se dá através de uma abordagem que utiliza uma malha unidimensional, o modelo é apresentado em Alves (2017). A modelagem desse poço é baseada em resolver a equação da conservação da quantidade de movimento através de correlações, já que é computacionalmente inviável utilizar dinâmica dos fluidos computacional para o comprimento de um poço multifásico. Para o avanço da pressão no poço é utilizado o método de Runge-Kutta de quarta ordem.

Numa descrição bastante simplificada as correlações calculam a perda de carga no poço resolvendo as quedas de pressão por aceleração do fluido e fricção e calculando a fração de cada fase numa altura do poço, o que permite o cálculo das perdas gravitacionais. Como o objetivo principal deste trabalho é avaliar qual o impacto de uma correlação sobre a projeção de produção de um reservatório, serão utilizadas quatro correlações diferentes para calcular as perdas de carga no poço.

As quatro correlações utilizadas são a de Beggs & Brill apresentada em Beggs e Brill (1973), Chexal & Lellouche apresentada em Chexal e Lellouche (1986) combinada com a correlação de Friedel (1979) que permite calcular as perdas friccionais, Barbosa & Hewitt de Barbosa e Hewitt (2006) e Hagedorn & Brown conforme apresentada em Guo, Lyons e Galambir (2007) que é adaptada da formulação de Hagedorn e Brown (1965). O uso do termo correlações neste trabalho é feito de maneira bastante abrangente, tendo em vista que a modelagem apresentada em Barbosa e Hewitt (2006) leva em conta os regimes de fluxo no poço e leis de conservação sendo, portanto, um modelo fenomenológico.

Para avaliar os efeitos da mudança de correlação sobre as projeções obtidas pelo modelo de acoplamento poço-reservatório será utilizado um caso base com poço vertical combinado com reservatório cilíndrico. A Tabela 1 apresenta os dados fixados para o poço, os fluidos, o reservatório e malha computacional que será utilizada na simulação do reservatório.

A pressão na cabeça de poço (*THP*) em psi, em função do tempo t em segundos, é inicializada de acordo com a equação (1):

$$THP = \max \left(887.52 - \frac{0.85979 \left(\frac{t}{60} \right)}{1 + \exp \left(-0.039084 \left[\left(\frac{t}{60} \right) - 120.53 \right] \right)} ; 780 \right) \quad (1)$$

A equação (1) é baseada no trabalho de Schietz (2009) que determinou uma forma otimizada para dar partida num reservatório. Depois que a pressão atinge 780 psi ela só será alterada quando a produção cair abaixo de 1000 barris de óleo por dia, sendo reduzida 50 psi toda vez que a isto ocorrer, até atingir 580 psi que é pressão mínima na cabeça de poço, como apontado na Tabela 1.

Tabela 1- Características do sistema simulado

Poço		Reservatório	Condição Inicial	Malha do Reservatório			
Raio	0.14583 ft	Pressão no fundo	3600 psi	Região	Camadas	Aberta a produção	Espessura
Pressão mínima na cabeça de poço	580 psi	Pressão no ponto de bolha	2000 psi	1	4	Sim	20 ft
Fluidos		Saturação Inicial de Óleo	0.80	2	16	Não	80 ft
Grau API	35.38	Saturação Inicial de Água	0.20	3	6	Não	240 ft
Gravidade Específica do Gás	0.7367	Raio do Reservatório	1500 ft	4	2	Não	80 ft
		Espessura do Reservatório	460 ft	5	1	Não	40 ft
		Porosidade	0.25				

Fonte: Autoria Própria

Com base nessa estrutura básica o comprimento do poço e a permeabilidade da formação serão variadas de modo a gerar 10 cenários de produção diferentes e os resultados de obtidos nestes cenários serão utilizados avaliar impactos que uma correlação pode ter sobre a produção de um reservatório.

Resultados e Discussão

As quatro correlações foram testadas em dez casos diferentes, as permeabilidades foram variadas entre 100 e 500 mD e para o comprimento do poço foram usados os valores de 1500 m e 2000 m gerando um total de 10 simulações diferentes. A Tabela 2 apresenta o total de barris de óleo produzido para cada uma das simulações.

Tabela 2- Produção total para cada caso simulado em barris de óleo

Comprimento do Poço	1500 m					2000 m				
Permeabilidade	100mD	200mD	300mD	400mD	500mD	100mD	200mD	300mD	400mD	500mD
Beggs & Brill	0	2,83x10 ⁵	3,90x10 ⁵	4,47x10 ⁵	4,80x10 ⁵	0	0	2,25x10 ⁵	2,88x10 ⁵	3,23x10 ⁵
Chexal & Lellouche	4,57x10 ⁵	4,59x10 ⁵	4,74x10 ⁵	4,91x10 ⁵	5,02x10 ⁵	2,60x10 ⁵	2,72x10 ⁵	3,04x10 ⁵	3,26x10 ⁵	3,40x10 ⁵
Barbosa & Hewitt	4,57x10 ⁵	4,57x10 ⁵	4,75x10 ⁵	4,85x10 ⁵	4,91x10 ⁵	2,62x10 ⁵	2,73x10 ⁵	2,96x10 ⁵	3,09x10 ⁵	3,18x10 ⁵
Hagedorn & Brown	1,21x10 ⁷	1,40x10 ⁷	1,37x10 ⁷	1,35x10 ⁷	1,29x10 ⁷	1,45x10 ⁷	1,38x10 ⁷	1,25x10 ⁷	1,25x10 ⁷	1,25x10 ⁷

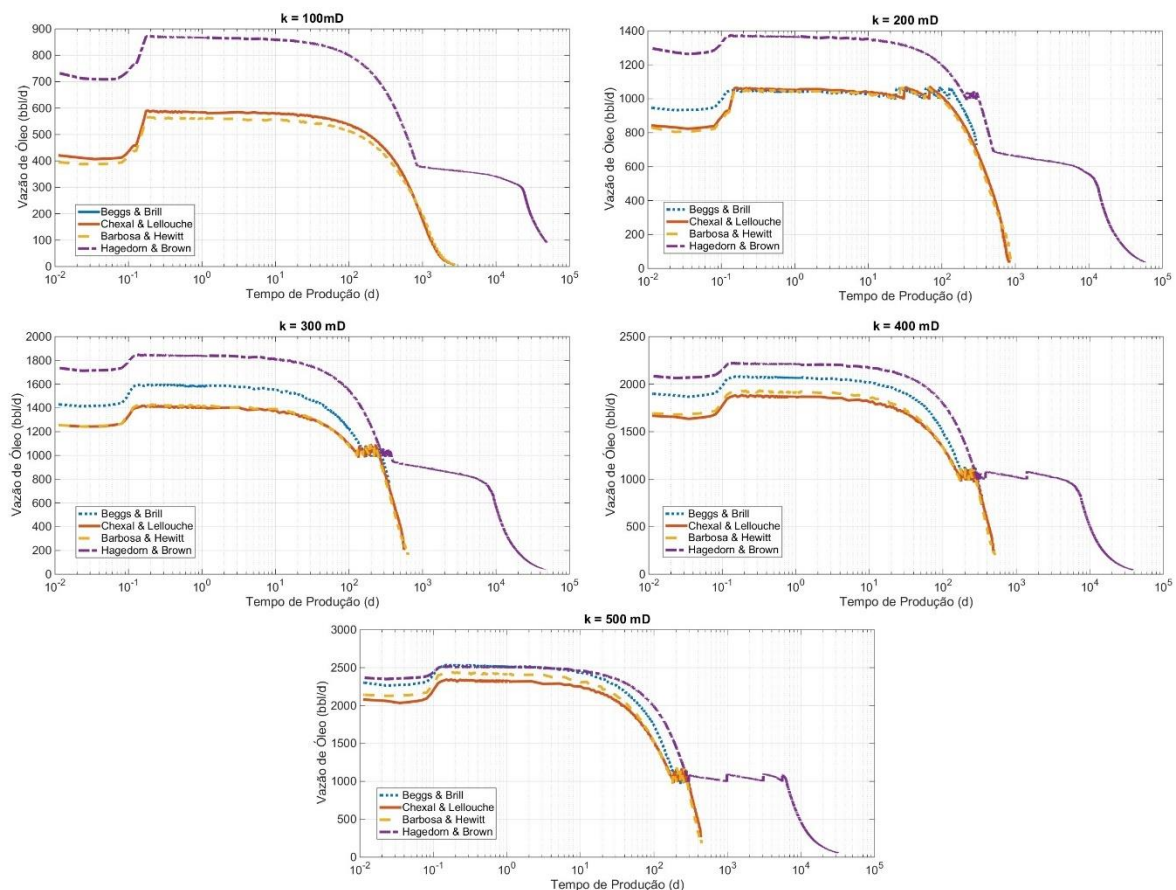
Fonte: Autoria Própria

Observando a Tabela 2 apresenta podem ser feitas algumas observações, a primeira e mais visível é que a produção estimada utilizando a correlação de Hagedorn & Brown é duas escalas de grandeza maior que as demais em todos os casos. A segunda observação que pode ser feita é que o modelo de Beggs & Brill não conseguiu encontrar pontos de operação para a partida do reservatório em três dos casos simulados, indicando que a correlação prevê uma perda de maior pressão ao longo do poço.

Os valores em verde na tabela indicam quais correlações indicam produção acima da mediana dos resultados de um determinado caso, observa-se então que ou a correlação de Chexall & Lellouche ou o modelo de Barbosa & Hewitt indicam a segunda maior produção em cada uma das simulações. Esses dois modelos sempre apresentam resultados parecidos e isto se deve ao fato que no regime borbulhado, que é o mais presente no poço, a previsão de Barbosa & Hewitt é baseada nos dados de Chexall & Lellouche. Nota-se ainda que a correlação de Beggs & Brill apresenta resultados mais próximos destas duas outras correlações para permeabilidades maiores.

Para uma melhor compreensão dos fenômenos encontrados nos resultados de produção total deve-se observar a vazão de óleo ao longo do tempo, para fazer essa análise a Figura 2 apresenta os resultados encontrados em todas as simulações feitas com poço de comprimento de 1500 m.

Figura 2- Comportamento da vazão de óleo ao longo do tempo, poço com 1500 m de comprimento



Fonte: Autoria Própria

Quanto a primeira observação realizada com base na Tabela 2 nos gráficos fica claro que a estimativa obtida por Hagedorn & Brown não é obtida apenas por conta de a correlação indicar uma vazão de óleo maior no tempo que as demais também preveem produção, mas principalmente por indicar um tempo de surgência também duas escalas de tempo maior que as demais correlações. Essa indicação de uma vida para o reservatório não se dá apenas por a correlação indicar uma menor perda de carga no poço para uma mesma vazão quando comparada as outras correlações utilizadas, mas também ao fato de que

a pressão menor no fundo do poço permite que o gás seja liberado numa região mais profunda do poço, ou até mesmo no reservatório, funcionando como uma espécie de *gas-lift* artificial, impulsionando a produção.

Quanto aos resultados próximos encontrados para os modelos de Barbosa & Hewitt e Chexal & Lellouche fica claro que eles de fato indicam comportamentos muito similares ao longo do ponto, uma checagem na previsão do regime de escoamento previsto pelo modelo fenomenológico ao longo do poço indica que 95% do comprimento é dominado pelo regime borbulhado, o que é condizente com resultados tão próximos para as correlações.

De modo geral, Beggs & Brill não apresenta comportamento similar a nenhuma outra correlação, mesmo quando indica produção total bastante próxima de outras correlações, como o caso de 500 mD para 1500 m, a vazão inicial é mais alta e o reservatório tem uma vida mais curta que para os modelos em que a produção total encontrada foi similar. Isto pode não parecer muito relevante para este caso estudado, porém a distribuição da produção pode ser essencial para prever o rendimento econômico de um campo.

Conclusões

Neste trabalho foram comparadas quatro correlações para predição da queda de pressão em tubulações verticais, especificamente poços de petróleo multifásicos, de modo a estimar o efeito do uso de cada correlação sobre um reservatório. Um modelo pseudotransiente de acoplamento foi utilizado para simular os casos estudados.

Os resultados obtidos mostraram que a correlação de Hagedorn & Brown desviou significativamente das demais, estimando uma vazão de óleo e um tempo de produção sobre surgência maiores. A indicação de que uso de correlações diferentes pode levar a resultados muito diferentes reforça a importância de um engenheiro de campo conhecer qual correlação representa melhor a situação do campo em que ele está trabalhando.

A importância desses resultados só pode ser realmente sentida se uma possível consequência do uso de uma correlação ao invés da outra for explorada, ou seja, se explorarmos a causa final deste trabalho que é sua aplicação a indústria do petróleo. Um campo menor pode muito bem ser posto em produção ou não por conta de resultados diferentes obtidos com cada uma das correlações, pois se os resultados obtidos utilizando uma correlação mostrarem que o gás do reservatório servirá como uma espécie de *gas-lift* natural para o poço, mantendo a produção por surgência, e os de outra correlação não mostrarem esse efeito, os custos para produzir um barril de óleo em cada caso serão bastante diferentes, devido a necessidade ou não de elevação artificial.

Agradecimentos

O autor Rafael Joaquim Alves gostaria de agradecer a CAPES e a FAPESC pela bolsa de mestrado oferecida.

Referências Bibliográficas

ALBERTS, Garrelt et al. An Investigation Into the Need of a Dynamic Coupled Well-Reservoir Simulator. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [S.l.], p.1-9, 2007. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/110316-ms>.

ALVES, Rafael Joaquim. **Um modelo de acoplamento poço reservatório**. 2017. 121 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade do Estado de Santa Catarina, Curso de Engenharia de Petróleo, Balneário Camboriú, 2017. Disponível em: <<http://sistemabu.udesc.br/pergamumweb/vinculos/000044/0000443d.pdf>>

BARBOSA, J.; HEWITT, G. “Gas-liquid two-phase flow in vertical pipes-a description of models used in the gramp2 programme”. Relatório Técnico, Internal Report, Imperial College 2006.

BEGGS, D.H.; BRILL, J.P.. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 25, n. 05, p.607-617, 1 Maio 1973. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/4007-pa>.

CHEXAL, B.; LELLOUCHE, G.. **Full-range drift-flux correlation for vertical flows. Revision 1**. Palo Alto: INIS, 1986.

FRIEDEL, L. **Improved friction pressure drop correlations for horizontal and vertical two-phase pipe flow**. European two-phase group meeting, ISPRA, Italy. 1979.

GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBIR, A. **Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach**. Elsevier Science, 2007. ISBN 0750682701. Disponível em:<<https://books.google.com.br/books?id=LKn-oVIHxDUC>>.

HAGEDORN, Alton R.; BROWN, Kermit E.. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 17, n. 04, p.475-484, 1 abr. 1965. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/940-pa>.

SCHIETZ, Michael. **Optimization of well start-up**. 2009. 85 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Petroleum Production And Processing, Montanuniversität Leoben , Leoben, 2009.

SILVA, D.V.A. da; JANSEN, J.D.. A Review of Coupled Dynamic Well-Reservoir Simulation. **IFAC**, [S.l.], v. 48, n. 6, p.236-241, 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.08.037>.