

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

A CONTRIBUIÇÃO DA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL POR GASODUTO NA REDUÇÃO DO DECLÍNIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

AUTORES:

Hildson Rodrigues de Queiroz^{1,2,3}, Thomaz Emiliano Saramago Fernandes¹, Leandro Leitão Machado¹, Rômulo Tarouquella Da Silva Rocha¹, Thiago Maia Pereira Campos¹, Daisy Rocha¹

INSTITUIÇÃO:

¹Petróleo Brasileiro S.A.; ²Departamento de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-Graduação, Universidade do Estado do Rio de Janeiro; ³Engenharia Mecânica, Unidade de Ensino Bonsucesso, UNISUAM.

A CONTRIBUIÇÃO DA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL POR GASODUTO NA REDUÇÃO DO DECLÍNIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

Resumo

A alta razão gás-óleo (RGO) e elevada concentração de CO₂, características dos reservatórios do pré-sal, trazem desafios às Unidades Estacionárias de Produção (UEP) que produzem nesses campos. Como a produção de gás é elevada nas UEP do pré-sal, em virtude da alta RGO e elevadas vazões de óleo, uma parcela desse gás natural produzido deve ser reinjetada no reservatório, uma vez que há limite de consumidores de gás combustível e a queima de gás é limitada a 3% do volume produzido. A reinjeção de gás natural no reservatório, apesar de ser um método de suplementação de energia para o reservatório, gera inconvenientes, tais como: aumento da RGO do campo, podendo limitar a produção de petróleo devido ao atingimento da capacidade de tratamento de gás da UEP, e a necessidade de interligação de poços injetores de gás, em detrimento dos poços injetores de água. Nesse contexto, percebe-se a importância da exportação de uma parcela do gás natural produzido, pois reduz o volume do gás reinjetado no reservatório e, conseqüentemente, a quantidade de poços injetores de gás, substituindo-os por injetores de água, proporcionando melhor controle da RGO do reservatório, permitindo o aumento o fator de recuperação do campo. Outro destaque da exportação de gás natural é sua importância como combustível na transição para uma economia de baixo carbono, devido sua baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE), quando comparado com outros combustíveis de natureza fóssil. O objetivo deste trabalho é mostrar os benefícios da exportação do gás natural em uma UEP que produz em um reservatório do pré-sal. Será apresentado um estudo de caso simplificado, comparando a curva de projeção da produção para dois cenários, um com a plataforma exportando durante um determinado intervalo de tempo e o outro com reinjeção total do gás produzido. Será mostrado que a taxa de declínio de produção do campo no primeiro cenário é menor do que no segundo, corroborando com o resultado esperado.

Palavras-chave: Pré-sal, Produção de petróleo, Exportação de gás natural, RGO.

Abstract

The high gas-oil ratio (RGO) and high concentration of CO₂, characteristics of pre-salt reservoirs, bring challenges to the Stationary Production Units (SPU) that produce in these fields. As gas production is high in the pre-salt UEPs, due to the high RGO and high oil flows, a portion of this natural gas produced must be reinjected into the reservoir, since there is a limit of fuel gas consumers and the burning of gas is limited to 3% of the volume produced. The reinjection of natural gas into the reservoir, despite being a method of supplementing energy to the reservoir, generates inconveniences, such as: increase in the RGO of the field, which may limit oil production due to the achievement of the gas treatment capacity of the UEP, and the need for interconnection of gas injection wells, to the detriment of water injection wells. In this context, the importance of exporting a portion of the natural gas produced is perceived, as it reduces the volume of gas reinjected into the reservoir and, consequently, the number of gas injector wells, replacing them with water injectors, providing better control of the reservoir's RGO, allowing for an increase in the field recovery factor. Another highlight of the export of natural gas is its importance as a fuel in the transition to a low carbon economy, due to its low emission of greenhouse gases (GHG), when compared to other fossil fuels. The objective of this work is to show the benefits of exporting natural gas in a UEP that produces in a pre-salt reservoir. A simplified case

study will be presented, comparing the production projection curve for two scenarios, one with the platform exporting during a certain time interval and the other with total reinjection of the produced gas. It will be shown that the rate of decline in field production in the first scenario is lower than in the second, corroborating the expected result.

Keywords: Pre-salt, Oil production, gas export, GOR.

Introdução

Conforme Thomas (2001), o gás natural produzido de reservatórios em áreas marítimas pode ser proveniente de hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram na fase gás ou pode estar em solução com a fase óleo (líquido), isto é, os hidrocarbonetos estão dissolvidos no óleo nas condições de temperatura e pressão do reservatório (reservatório de óleo). Neste caso, à medida em que os fluidos escoam para a unidade estacionária de produção (UEP), a pressão de bolha do óleo é atingida, vaporizando o gás dissolvido na fase líquida, transformando o escoamento em multifásico. Na Fig. 1, Queiroz et al. (2019), temos um esquema simplificado de um sistema marítimo de produção de petróleo.

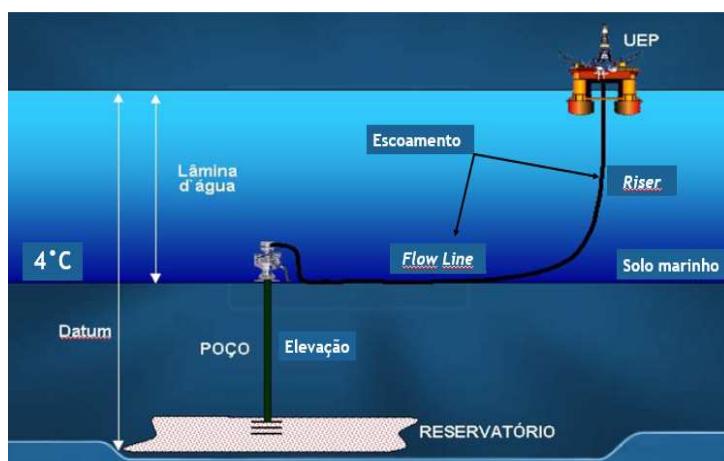


Figura 1. Esquema de um sistema marítimo de produção de petróleo (Queiroz et al. 2019).

Quando os fluidos chegam à UEP são direcionados para o sistema primário de separação. O primeiro equipamento desse sistema, que está ilustrado na Fig.2, Gauto et al. (2016), é um vaso de pressão denominado de separador de produção, equipamento no qual ocorre a separação gravitacional das três fases da mistura.

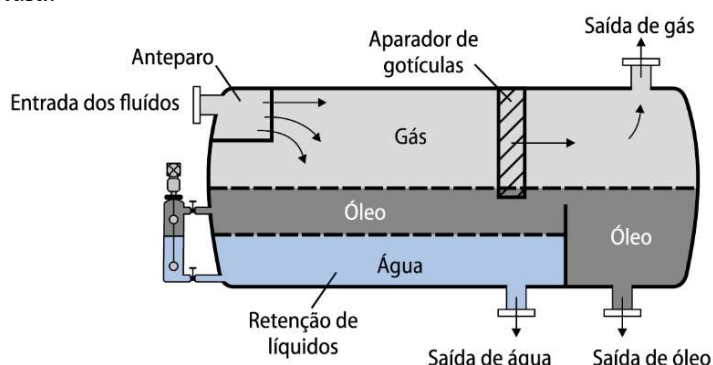


Figura 2. Separador de produção (Gauto et al. 2016).

Após a etapa de separação da fase gás no separador de produção, a corrente de gás natural é enviada para o sistema de tratamento ou condicionamento. Inicialmente o gás é depurado em vasos verticais para extração de gotículas de líquidos. Antes de ser enviado para o sistema de compressão, a depender das características do gás, pode ser necessário realizar o adoçamento do gás, que consiste na remoção de impurezas, tais como H_2S (sulfeto de hidrogênio) e/ou CO_2 (gás carbônico). Em seguida, o gás é enviado para o sistema de compressão, normalmente realizado em multiestágios, para elevar sua pressão. Após a compressão do gás, é realizada a sua desidratação. A redução da umidade do gás é de extrema importância, pois evita a formação de hidrato durante seu escoamento em sistemas submarinos. A Figura 3, Vaz et al. (2008), apresenta um esquema simplificado do processo de tratamento de gás natural de uma planta de processamento primário *offshore*.

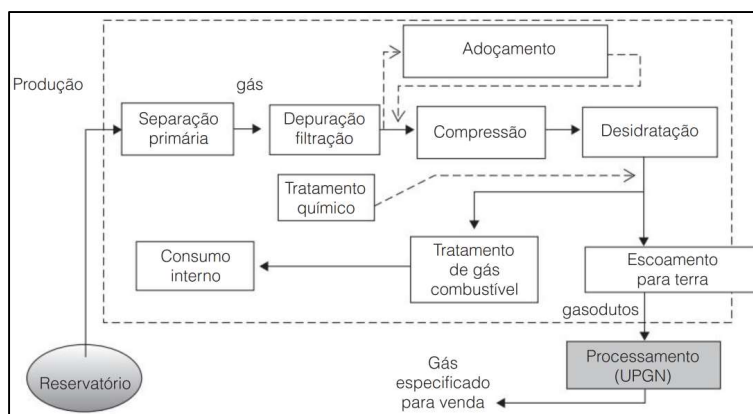


Figura 3. Esquemático do Processo de Tratamento de Gás Natural em uma UEP (Vaz et al. 2008).

Segundo Vaz et al. (2008), existem quatro destinos possíveis para o gás natural produzido e tratado em uma plataforma de produção de petróleo: gás exportado (ou transferido), que é a parcela correspondente ao gás enviado para o continente para ser processado nas unidades de processamento de gás natural (UPGN); *gas-lift*, que é a parcela utilizada como método de elevação artificial de petróleo; Gás combustível, para utilização interna da UEP (turbogeradores, turbocompressores, caldeiras, fornos, entre outros); e gás reinjetado, que é o gás retornado para o reservatório, destinado à manutenção de sua pressão estática. Deve-se acrescentar a essas parcelas, o volume de gás natural queimado no *flare*, ou tocha, que permite a segurança de pessoas e do processo e seus equipamentos, quando ocorrem transientes na planta de tratamento de gás.

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso hipotético, baseado em simulações de reservatórios do pré-sal, mostrando a comparação da curva de produção projetada para dois cenários, um com a plataforma exportando e o outro com reinjeção total do gás produzido. Verifica-se que a taxa de declínio de produção do campo no primeiro cenário é menor do que no segundo, corroborando com o resultado esperado.

Metodologia

Os reservatórios do pré-sal possuem algumas características que requerem atenção especial para o dimensionamento de seus sistemas marítimos de produção, tais como: alta concentração de CO_2 ; alta probabilidade da presença de H_2S no gás natural produzido; poços com altas vazões, que podem gerar problemas de controle da produção; e alta razão gás-óleo (RGO), que é a relação entre a vazões de gás e óleo produzidas, medidas nas condições de superfície (Thomas et al., 2001). Conforme Queiroz et al.

(2022), para um determinado volume de óleo produzido, quanto maior a RGO do reservatório, maior será a produção de gás associado, podendo gerar restrições de produção de petróleo, caso seja atingido o limite de capacidade de tratamento de gás produzido. Isso significa que o aumento da RGO do reservatório pode reduzir a curva de projeção de produção de petróleo da UEP. Diante do exposto, plataformas que não exportam gás natural e que reinjetam todo o excedente de gás, tendem a aumentar a RGO do reservatório numa taxa mais alta do que unidades que exportam parcela significativa do gás para o continente. Em suma, a taxa de declínio da produção de óleo em UEP que produzem no pré-sal tende a ser maior em unidades que operam com reinjeção total. Almeida (2016), em seu trabalho sobre a produção de gás *offshore* rico em CO₂, menciona a questão da perda de produção de óleo devido a reinjeção de gás. Segundo a autora, a reinjeção do gás aumenta a RGO do reservatório, fazendo com que o gás injetado alcance os poços produtores antes do esperado e limitando a produtividade do óleo.

Na literatura, encontram-se trabalhos que visam resolver ou atenuar a questão das perdas de produção em virtude da alta RGO do pré-sal. Botechia *et al.* (2021), estudaram o uso de ICV (*interval control valves*) para gestão da RGO de campos do pré-sal. Poços com ICV permitem produção em mais de uma zona, de forma que não há necessidade de fechar o poço, mas apenas a zona que está produzindo com maior RGO. O estudo foi realizado por meio da simulação numérica de um campo com características de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro, demonstrando que a gestão por atuação de ICV permite melhor otimização da produção, quando comparado somente com a abertura e fechamento do poço. Vaz *et al.* (2022) desenvolveram uma metodologia para modelagem de um processo de separação submarina gás-líquido acoplado a um simulador de reservatório composicional, ocorrendo a reinjeção submarina do gás separado, e não havendo mais a restrição de produção de petróleo devido a produção de gás atingir a capacidade máxima de tratamento desse fluido da unidade. Vale ressaltar que, mesmo com a separação submarina do gás, ocorrerá o aumento da RGO do reservatório, pois o gás será totalmente reinjetado após a separação dos fluidos. Entretanto, não haverá perda de produção de óleo na UEP pela limitação da capacidade de gás. Almeida (2016) aborda a questão de um separador *subsea* trifásico para receber a corrente multifásica dos poços e promover a separação dos fluidos. O óleo é enviado à UEP para seu tratamento, a água destinada à reinjeção no reservatório para aumento do fator de recuperação (recuperação suplementar) e o gás é enviado para o continente para tratamento *onshore*. Desta forma, a questão da perda de produção de óleo devido a limitação do tratamento de gás na UEP é solucionada.

Estudo de Caso

As curvas de produção que serão apresentadas, refletirão o potencial produtivo do campo explorado por uma única plataforma de capacidade pré-estabelecida nos três primeiros anos de operação, tanto no cenário de reinjeção total do gás natural associado, quando no cenário com tratamento e exportação parcial da corrente de gás produzido, por meio de gasoduto.

O campo de XXX, a 250 km da costa sudeste do Brasil, é um reservatório de petróleo de elevadas porosidade e permeabilidade. As reservas estimadas para o campo estão indicadas na Tab.1.

Tabela 1. Volumes iniciais de petróleo e gás natural no campo de XXX

Volume inicial de petróleo	800 x 10 ⁶	bbl
Volume inicial de gás natural	30 x 10 ⁹	m ³

A razão gás-óleo (RGO) inicial do reservatório, definida pelo volume de gás presente na rocha-reservatório para cada m³ de petróleo, é dada por:

$$RGO^0 = \frac{\text{Volume inicial de gás } (V_{gás}^0)}{\text{Volume inicial de óleo } (V_{óleo}^0)} = \frac{30 \times 10^9 \text{ (m}^3\text{)}}{800 \times 10^6 \text{ (bbl)}} \times \frac{1 \text{ bbl}}{0,158987 \text{ m}^3} \quad (1)$$

$$RGO^0 = 235,9 \frac{\text{m}^3 \text{ gás}}{\text{m}^3 \text{ óleo}}$$

O projeto da empresa ZZZ prevê a exploração do reservatório ao longo de 15 anos a partir do FPSO YYY, cuja capacidade de processamento, delimitada pelos limites de movimentação de petróleo e gás natural em suas instalações de *topside*, está indicada na Tabela 2.

Tabela 2. Capacidade de processamento do FPSO YYY

Processamento de óleo	150.000	bbl/d
Processamento de gás natural	6×10^6	m ³ /d
Exportação de gás	0	m ³ /d
	$1,5 \times 10^6$	
	$3,0 \times 10^6$	
	$4,5 \times 10^6$	

A capacidade de processamento de gás natural pode estar relacionada a diversos fatores, tais como: limite operacional dos compressores de movimentação da UEP, fornecimento de energia para operação dos sistemas de bordo, enquadramento de contaminantes da corrente de gás natural (CO₂, H₂S ou umidade) para reinjeção ou exportação por gasoduto, dentre outros. Como simplificação do estudo, foram ignoradas outras destinações para o gás produzido (gás combustível e queima em tocha).

Resultados e Discussão

Tomando como exemplo a evolução da RGO ao término do primeiro mês de operação da Unidade, no cenário de reinjeção total, tem-se que:

$$V_{óleo}^1 = V_{óleo}^0 - 30 \times V_{óleo}^{prod} = (800 \times 10^6 \text{ bbl}) - 30 \left(150.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \right) = 795,5 \times 10^6 \text{ bbl} \quad (2)$$

$$V_{gás}^1 = V_{gás}^0 - 30 \times V_{exportação} = (30 \times 10^9 \text{ m}^3) - (0) = 30 \times 10^9 \text{ m}^3 \quad (3)$$

$$RGO^1 = \frac{V_{gás}^1}{V_{óleo}^1} = 237,2$$

No segundo mês de operação, a RGO da corrente produzida é revisada para RGO^I , e assim por diante. Percebe-se, já no primeiro mês, o aumento da RGO de 235,9 (condição inicial do reservatório) para 237,2. O aumento progressivo da RGO pode levar, no horizonte exploratório da jazida, ao aumento da vazão de gás associado ao limite de $6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, tornando-o o fator limitante à produção da Unidade (e provocando, por consequência, o declínio de produção de petróleo no FPSO ZZZ).

Assumindo a variação da RGO da corrente produzida por estágios mensais, foram preparadas curvas de produção diária de petróleo nos três primeiros anos de operação do FPSO ZZZ, para os casos de reinjeção total e exportação com variadas vazões, conforme Fig. 4.

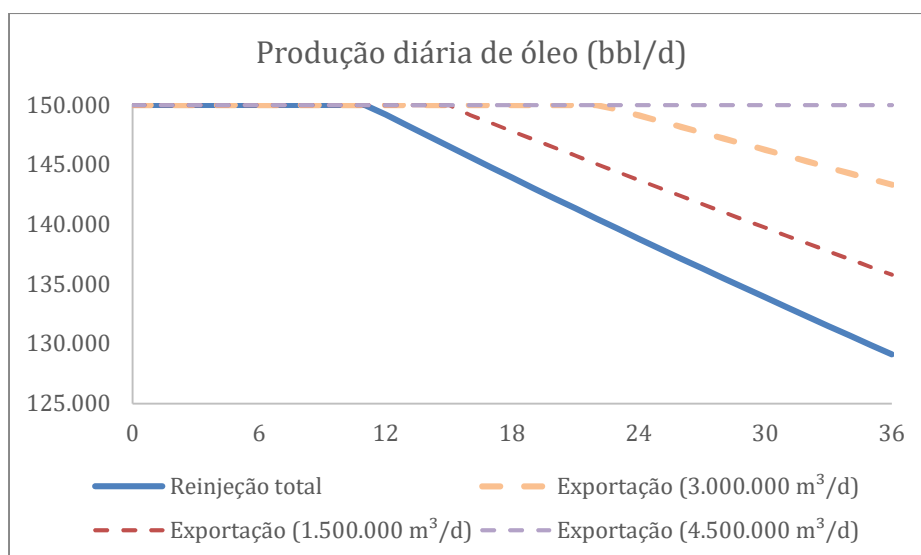


Figura 4. Produção diária de petróleo com reinjeção total ou exportação do gás associado (autores)

No cenário com reinjeção total, a produção sustenta-se na capacidade de projeto da Unidade (150.000 bbl/d) até o mês 12; esse horizonte expande-se para o mês 15 com exportação de $1,5 \times 10^6$ m³/d e para o mês 23 com exportação de $3,0 \times 10^6$ m³/d. A partir de então, os três cenários indicam o declínio da produção de petróleo pelo FPSO, que, ao final do 3º ano, atinge 129.134 bbl/d (reinjeção total), 135.803 bbl/d (exportação de $1,5 \times 10^6$ m³/d) e 143.336 bbl/d (exportação de $3,0 \times 10^6$ m³/d). Não foi observado o início do declínio de produção nos 36 primeiros meses de operação para o cenário com exportação a $4,5 \times 10^6$ m³/d.

À medida em que o óleo é drenado e o gás é reinjetado no reservatório, verifica-se o aumento o aumento progressivo da produção de gás associado, conforme pode ser visto na Fig. 5.

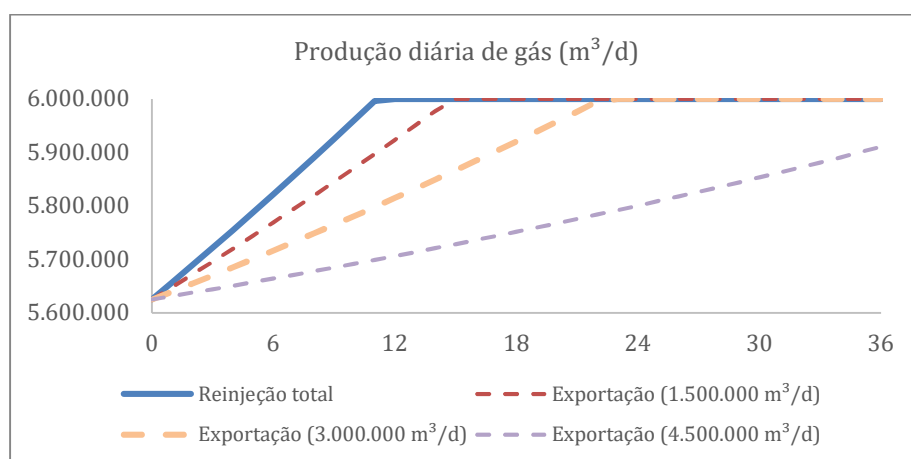


Figura 5. Produção diária de gás natural com reinjeção total ou exportação do gás associado (autores)

O aumento da produção de gás natural, indicado pela inclinação das curvas no trecho ascendente, permanece contínuo até o atingimento do limite de movimentação de gás do FPSO, definido em $6,0 \times 10^6$ m³/d. O atingimento desse limite, conforme demonstra a Fig. 5, ocorre mais rapidamente na ausência de exportação por gasoduto e, a partir daí, a produtividade máxima da UEP deixa de ser limitada pela capacidade de movimentação do petróleo, passando a se limitar pela razão entre o limite

de movimentação de gás e a RGO da corrente produzida. A operação da unidade com exportação de gás, atrasa a chegada desse limite de movimentação de gás, conforme observado na mesma figura.

Conclusões

O presente trabalho apresentou a influência da exportação de gás natural, por gasoduto, na taxa de declínio da produção de petróleo em uma UEP que produz no pré-sal. Através de um estudo de caso hipotético, baseado em simulações de reservatório, foi apresentada a taxa de declínio da produção de óleo para cenários de reinjeção total e com exportação (vazões variáveis). Percebe-se que a perda de produção de petróleo pelo aumento da RGO, e consequente atingimento da capacidade de movimentação de gás da Unidade, é postergada quando se trabalha com cenários de exportação do gás natural, em detrimento da reinjeção total. Isto ocorre pelo fato de que um menor volume de gás injetado na rocha, provoca uma taxa menor de aumento da RGO. Em outras palavras, pode-se afirmar que o aumento da RGO passa a ser o principal fator de declínio de produção do sistema, de maneira que vazões maiores da corrente de exportação, ao minimizarem o volume de gás reinjetado no reservatório, possuem um impacto considerável na produtividade operacional da instalação, sobretudo no médio e longo prazo. O cenário de exportação, além de evitar perdas de produção de petróleo, ainda permite o aproveitamento da energia do gás processado nas UPGN, que é um combustível fóssil menos poluente, quando comparado a outros da mesma natureza, como o óleo diesel, por exemplo.

Referências Bibliográficas

- Amaral, J.S.C., 2016, Produção Offshore de Gás Natural Rico em CO₂: Cenário Dutos Subsea com MEG e Processamento Onshore. 192 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Química - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Botechia, V.E., Lemos R.A., Rodin, A., Filho, J.C.H., 2021. Well and ICV management in a carbonate reservoir with high gas content, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 200, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108345>.
- Gauto, M.A. et al., 2016, Petróleo e Gás: Princípios de Exploração, Produção e Refino. Ed. Bookman, Porto Alegre, Brasil, 246p.
- Queiroz, H.R. et al., 2019, Sistemas Marítimos de Produção de Petróleo: Um Exemplo de Interdisciplinaridade do Ciclo Básico das Engenharias. In: XLVII Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia e II Simpósio Internacional de Educação em Engenharia, Fortaleza, Brasil. Anais.
- Queiroz, H.R. et al., 2022, Os desafios no Processo de Elaboração da Curva de Produção em Reservatórios do Pré-Sal. In: XI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Teresina, Brasil. Anais. <http://dx.doi.org/10.26678/ABCM.CONEM2022.CON22-0299>
- Thomas, J.E. et al., 2001, Fundamentos da Engenharia de Petróleo. Ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 271p.
- Vaz, R.G., Filho, J.C.H., Botechia, V.E., Schiozer, D.J., 2022. Modeling subsea gas-liquid separation using proxy for phase separation for pre-salt reservoirs with high GOR, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 212, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110267>.
- Vaz, C.E.M., Maia, J.L.P., Santos, W.G., 2008. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. Ed. Blucher, São Paulo, Brasil, 440p.