

OS DESAFIOS NO PROCESSO DE ELABORAÇÃO DA CURVA DE PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

Hildson Rodrigues de Queiroz, hildsonqueiroz@petrobras.com.br^{1,2,3}

Rômulo Tarouquella da Silva Rocha, romulo.tarouquella@petrobras.com.br¹

Leandro Leitão Machado, leandroleitao@petrobras.com.br¹

Thiago Maia Pereira Campos, thiagomaia@petrobras.com.br¹

Henrique Cardoso Silva, henrique.cardoso@totvs.com.br⁴

Marcel Moreira Pinheiro, marcelmp@petrobras.com.br¹

¹Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS, Av. Henrique Valadares, 28 – Centro, 20.231-030 – Rio de Janeiro – RJ

²UERJ – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Rua Fonseca Teles, 121 – São Cristóvão – Rio de Janeiro – RJ

³UNISUAM – Engenharias, Avenida Paris, 84 – Bonsucesso, 21.041-020 – Rio de Janeiro – RJ

⁴TOTVS S.A. – Rua Visconde de Inhaúma, 83 – Centro, 20.091-007 – Rio de Janeiro – RJ

Resumo: A projeção da produção de óleo e gás natural associado em reservatórios do pré-sal é um processo desafiador, com particularidades que normalmente não estão presentes em campos marítimos do pós-sal, tais como: alta concentração de CO₂ e alta probabilidade de concentração de H₂S no gás natural produzido, poços de alta vazão de produção que podem gerar problemas de controle da produção (danos em válvulas choke, por exemplo), alta razão gás-óleo (RGO), entre outros. As características acima elevam a complexidade das plataformas marítimas de produção do pré-sal quando comparadas com as plataformas do pós-sal. O objetivo deste trabalho é apresentar o processo de projeção da produção de petróleo, água e gás natural (projeção operacional) em plataformas de produção offshore de alta complexidade do pré-sal, mostrando os desafios associados ao processo. Adicionalmente, detalham-se alguns fatores que reforçam as dificuldades do processo, além de apresentar um estudo de caso simplificado para verificar, de maneira didática, como ocorre a elaboração das curvas de produção. Diversos fatores, que vão além das características intrínsecas ao reservatório, podem ser citados como ofensores do planejamento da curva de produção, como eventos probabilísticos que causam redução da produção da plataforma e são de difícil previsão (ex: ESD - emergency shut down - que são paradas inesperadas da unidade) e mudanças de premissas enviadas por stakeholders, devido a dinâmica da atividade de produção das unidades estacionárias de produção (UEP). Rotineiramente, as premissas para geração da curva (eficiência de produção, capacidade de tratamento de gás, manutenções e paradas de produção programadas, intervenções em poços) se tornam insumos para que o simulador computacional de fluxo forneça a curva de produção projetada para um período previamente estabelecido, onde essa curva será não somente a base para a análise das estratégias de operação de cada UEP, assim como uma importante ferramenta de tomada de decisão gerencial.

Palavras-chave: Planejamento e Controle da Produção, Pré-Sal, Petróleo e Gás Natural

1. INTRODUÇÃO

Conforme Thomas *et al.* (2001), o petróleo é constituído por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos) e quando a porcentagem maior é de moléculas com cadeias carbônicas mais extensas, a mistura possui fase líquida. Quando as cadeias carbônicas em sua maioria são menores, tem-se a mistura na fase gasosa, que é chamada de gás natural.

Um sistema marítimo de produção de petróleo é apresentado de forma simplificada na Fig. 1 (Queiroz *et al.*, 2019). O petróleo e o gás natural encontram-se no interior do reservatório, que é uma rocha porosa e permeável (interconexão dos poros) na qual ocorre o acúmulo dos hidrocarbonetos. Ao serem “expulsos” do reservatório, os fluidos escoam em direção à unidade estacionária de produção (UEP) através da coluna de produção, representada na Fig.1 como um duto vertical (na maioria dos casos não é vertical, mas sim direcional), até a cabeça de poço. Essa etapa é denominada de elevação, que pode ser natural, caso a própria energia do reservatório seja suficiente para escoar os fluidos, ou artificial, caso necessite de algum método de energia suplementar, tais como bombeamento submarino, *gas-lift*, entre outros. Após a cabeça de poço, inicia-se a etapa chamada de escoamento, onde os dutos assentados no leito marinho são denominados *flow line* e os dutos que descolam do leito marinho e são conectados à UEP são chamados de *riser*. Por fim, tem-se a chegada dos fluidos (petróleo, gás natural e água – indesejada, mas presente na corrente fluida) na UEP, ou comumente denominada de plataforma de produção. Conforme Queiroz *et al.* (2020), na UEP é realizado o processamento primário dos fluidos produzidos, ou seja, a separação e tratamento das fases óleo, gás e água. A fase óleo é enviada para as

refinarias, o gás para as unidades de processamento de gás natural (UPGN) e a água é descartada no mar ou reinjetada no reservatório.

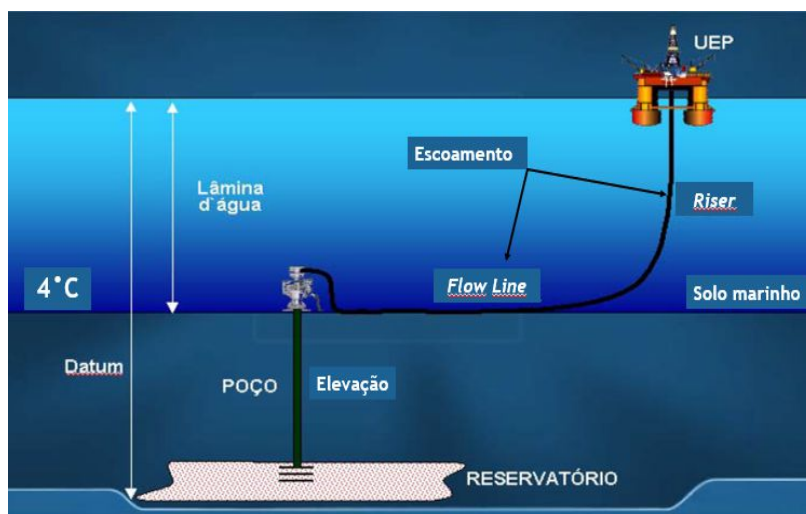


Figura 1. Esquema simplificado de um sistema marítimo de produção de petróleo (Queiroz *et al.* 2019).

A previsão operacional de produção de óleo, água e gás natural é de extrema importância para Ativos de Produção de petróleo e gás natural, pois são essas curvas de produção que balizarão as estratégias de operação das UEP, além de serem importantes ferramentas de auxílio à tomada de decisões gerenciais. Como exemplo, pode-se citar a escolha do período para realizar uma operação de *workover* (WO - intervenção em um poço, com utilização de uma sonda, cujo objetivo é a manutenção desse poço, de modo a garantir a manutenção de sua produção) em um poço produtor de petróleo, garantindo a segurança operacional e maximizando a produção de óleo. Desta forma, considerando que a intervenção necessita da parada operacional deste poço, uma das situações ideais seria realizar a intervenção durante uma parada programada de produção da UEP (Moschin, 2015), fazendo com que a perda de produção desse poço não seja computada na curva de produção da unidade, uma vez que ela estará em parada de produção para manutenção de seus sistemas. Decisões como essa, com o intuito de otimizar eventos para diminuir a perda de produção, são frequentes durante a vida produtiva de uma UEP.

O processo de elaboração da curva de produção é dinâmico e possui suas complexidades. Esse processo envolve a utilização de um simulador computacional de fluxo, programas computacionais que utilizam uma solução numérica para estudar o comportamento do fluxo de fluidos no interior do reservatório, a realização do ajuste de histórico no simulador e a adoção de premissas, que são eventos não relacionados ao reservatório, que causam impactos na curva de produção gerada pelo simulador. Para reservatórios localizados na camada do pré-sal, algumas particularidades os tornam mais desafiadores para o processo de elaboração da curva, os quais pode-se citar, conforme Fraga *et al.* (2015): alta razão gás-óleo (RGO), alto teor de dióxido de carbono (CO_2) no gás associado e altas taxas de fluxo de produção dos poços.

Para fins de comparação, as Fig. 2 e Fig. 3, (disponíveis em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-deproducao-de-petroleo-e-gas-natural>), apresentam, respectivamente, os picos de produção do campos de Roncador, pós-sal da Bacia de Campos, e de Búzios, pré-sal da Bacia de Santos, ambos operados pela Petrobras. Nos momentos de seus picos de produção, Roncador possuía 5 UEP produzindo e Búzios 4 UEP. Percebe-se uma vazão média 64,5 % maior no campo do pré-sal em comparação ao campo do pós-sal, o que demonstra as altas vazões de produção do pré-sal.

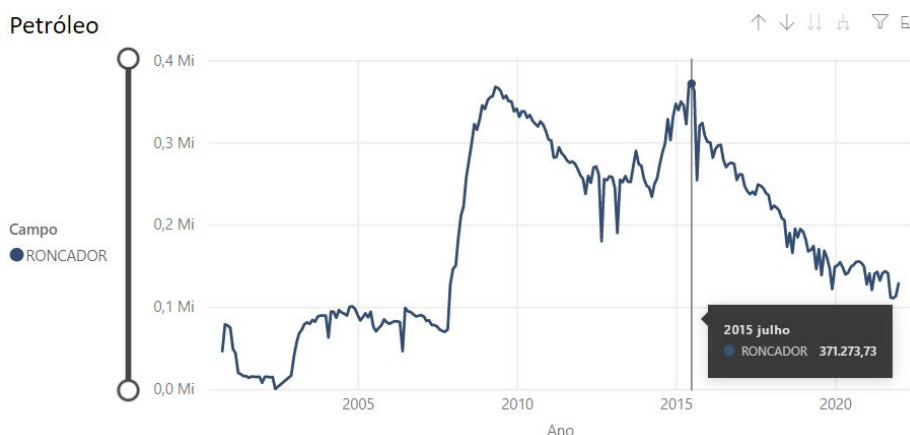


Figura 2. Pico de produção do Campo de Roncador (vazão diária média - 371.273,73 barris/dia em jul/2015).

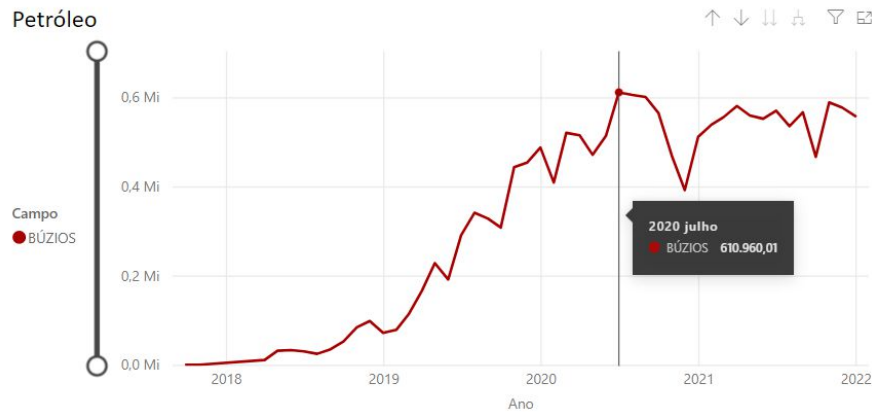


Figura 3. Pico de produção do Campo Búzios (vazão diária média - 610.960,01 barris/dia em jul/2020).

A RGO é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo produzidas, medidas nas condições de superfície (Thomas *et al.*, 2001). Para um determinado volume de óleo produzido, quanto maior a RGO do reservatório, maior será a produção de gás associada a esse volume de óleo. A questão da RGO é desafiadora para as plataformas de produção de petróleo que produzem em reservatórios do pré-sal, uma vez que seus valores elevados podem gerar restrições de produção de petróleo, devido ao atingimento do limite de capacidade de tratamento do gás produzido. Isso significa que o aumento da RGO do reservatório pode reduzir a curva de projeção de produção de petróleo da UEP. Existem estudos que visam contornar esse problema. Por exemplo, Vaz *et al.* (2022) desenvolvem uma metodologia de modelagem de um processo de separação submarina gás-líquido, 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.

Uma importante definição relacionada à produção de petróleo é o *potencial*. Segundo Thomas *et al.* (2001), o potencial de um poço produtor de petróleo é a máxima vazão que poderia ser obtida do reservatório, caso a pressão dinâmica de fundo pudesse ser reduzida a zero. Essa definição é demonstrada na curva de *Inflow Performance Relationship* (IPR), apresentada na Fig. 4 (Xiang *et al.*, 2019), que relaciona a pressão dinâmica de fundo com a vazão de produção do poço. A maior vazão possível (potencial) ocorre quando a pressão de fundo é nula.

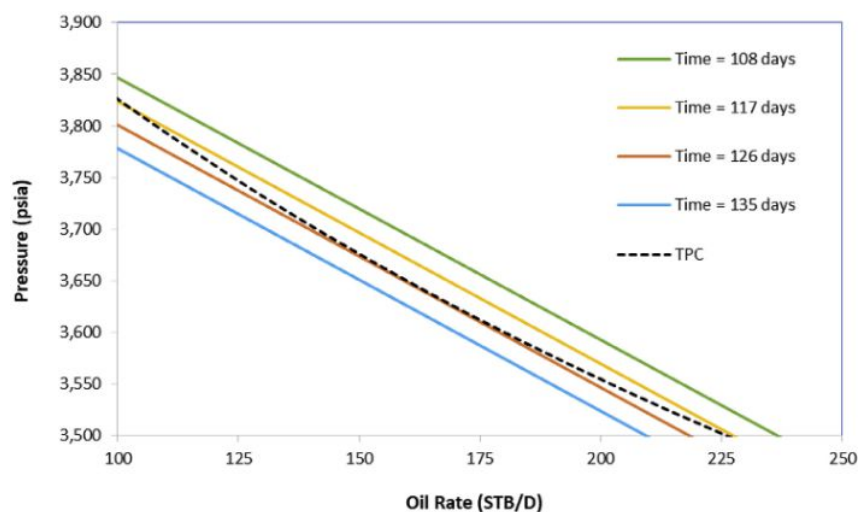


Figura 4. Curvas de IPR para diferentes tempos de produção (Xiang *et al.*, 2019).

A definição de potencial também pode ser aplicada a uma UEP, onde pode-se associar a ideia de que o potencial de uma plataforma de produção de petróleo *offshore* é a soma dos potenciais dos poços produtores interligados à unidade. Entretanto, para plataformas que produzem em reservatórios do pré-sal, essa associação pode não ser válida, pois as vazões de produção dos poços são elevadas (consequentemente seus potenciais também) e a soma de seus potenciais tende a ultrapassar a capacidade de processamento primário de petróleo da UEP. Nessa situação, o potencial da plataforma será sua capacidade máxima de processamento de petróleo.

A curva de produção obtida por meio da simulação de reservatórios, acrescida de eventos operacionais associados à UEP e a equipamentos submarinos, é chamada de *projeção operacional* (PO).

Um indicador essencial no processo de geração de curvas de produção de petróleo é a *eficiência operacional de produção* (EFOP), definida, segundo Carvalho (2013), como sendo a razão entre o volume de óleo produzido e o volume potencial de produção (*potencial*) da plataforma. A *eficiência de produção base* ou *probabilística* (EFIC), que seria a eficiência operacional sem qualquer contribuição de eventos determinísticos (impactada somente por eventos probabilísticos), é um *input* no simulador de fluxo para geração da curva de produção. A EFIC é revisada periodicamente,

a partir de um simulador que utiliza o histórico de eficiência da UEP e série temporal ARIMA (*autoregressive integrated moving average*).

Os eventos determinísticos são caracterizados por eventos programados, cujo impacto é aplicado na PO, seja durante a simulação, ou manualmente, após a geração da curva no simulador. Exemplos desse tipo de evento são: paradas programadas de produção da UEP, intervenções em poços (*workover*, troca de módulo de controle submarino, inibição de incrustação), manutenções em equipamentos dinâmicos e estáticos (UEP), entrada de poços produtores e injetores (gás ou água), testes de poços produtores, entre outras. Por outro lado, para fins de projeção operacional, eventos probabilísticos são aqueles que têm probabilidade de ocorrência, mas não se tem como prever quando haverá o impacto na curva. Neste caso, após rodar uma análise de riscos e o evento indicar alta probabilidade de ocorrência e alta severidade de impacto na produção, insere-se o evento na curva, como se determinístico fosse. Quando a probabilidade é baixa, menciona-se apenas como um risco e seu impacto na produção não é considerado.

O objetivo deste trabalho é apresentar o processo de elaboração da projeção operacional em plataformas de produção *offshore* de alta complexidade produzindo em reservatórios do pré-sal e as dificuldades associadas ao processo.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para elaboração desse trabalho, foi realizada uma pesquisa bibliográfica utilizando as bases de dados google acadêmico, com os termos: “previsão de produção de petróleo no pré-sal”, e *Scopus* e *ScienceDirect.com*, com os termos “*forecasting oil production pre-salt*”. Os trabalhos mais relevantes compuseram a base científica deste artigo.

Inicialmente, são apresentados conceitos acerca de sistemas marítimos de produção, apresentando algumas configurações de UEP e equipamentos submarinos de elevação e escoamento, assim como algumas características das plantas de processamento de UEP que produz no pré-sal. Em seguida, será discutido sobre simuladores de fluxo, ajuste de histórico e, após essas subseções, será detalhado o processo de geração da projeção operacional e suas etapas.

2.1. Sistemas Offshore de Produção

A Figura 5 (Gauto *et al.*, 2016) mostra arranjos típicos de projetos de produção *offshore*. Segundo Andreolli (2016), a escolha da configuração do sistema de produção passa por critérios econômicos, de garantia de escoamento, de produção e operacionais. Para sistemas de produção do pré-sal no Brasil, normalmente a UEP utilizada é do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO), que é um navio-plataforma capaz de estocar o petróleo em seus tanques de carga, possuindo alta capacidade de produção e tratamento do petróleo. Como os campos do pré-sal brasileiro são distantes da costa e seu petróleo possui reologia complexa, além de uma RGO elevada e alto teor de CO₂, escoar o petróleo dessas plataformas por meio de um oleoduto é uma tarefa extremamente complicada. Além do mais, ainda conforme Andreolli (2016), a alta fração de gás na fase líquida do petróleo, faz com que ocorra uma importante redução da temperatura ao longo do escoamento (fenômeno Joule-Thomson), favorecendo a precipitação de parafinas, o que impede o escoamento do petróleo. Desta forma, o petróleo estocado no FPSO é transferido para um navio petroleiro, através de uma operação denominada de alívio ou *offloading*. Por essas características do petróleo, as plantas de processamento primário dos FPSO que produzem no pré-sal possuem maior complexidade quando comparadas às plantas de FPSO de campos do pós-sal. Possuem mais equipamentos, com tecnologias mais recentes, que requerem planos de manutenção mais completos e exigentes.

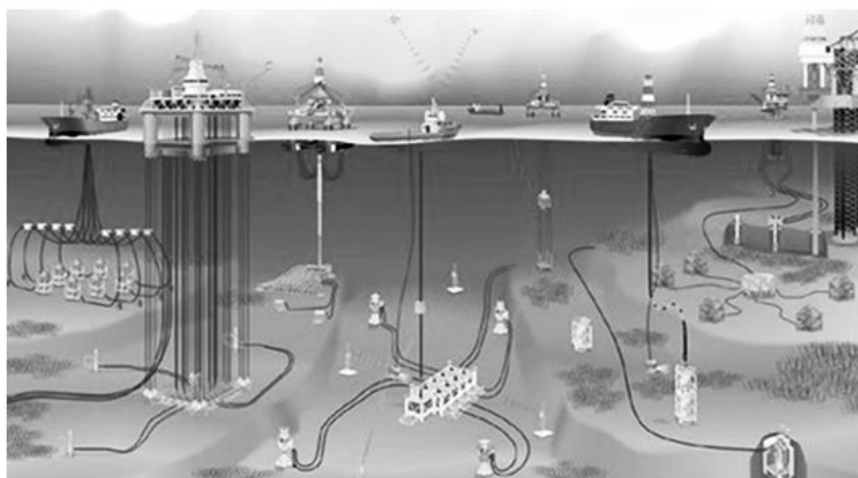


Figura 5. Arranjos típicos de projetos de produção *offshore* (Gauto *et al.*, 2016).

A geração das curvas de produção de petróleo torna-se um processo desafiador, pois deve ser levado em consideração que um sistema de produção *offshore* não se limita apenas ao escoamento dos fluidos no meio poroso (rocha reservatório), mas também em dutos de produção submarinos, submetidos a condições dinâmicas e de transferência de calor intensas

que afetam a dinâmica do escoamento, além do processamento primário na UEP, que, devido a elevada quantidade de equipamentos, instrumentos e sensores, pode sofrer paradas inesperadas e gerar perdas de produção de petróleo.

A Figura 6 (Paiva, 2017) apresenta um esquema simplificado da planta de processamento primário de uma UEP. Cada sistema mostrado possui uma variedade de instrumentos, sensores e equipamentos dinâmicos e estáticos. Mesmo com planejamentos rigorosos de manutenção desses equipamentos, falhas probabilísticas inesperadas ocorrem. Em virtude do patamar de produção dessas UEP do pré-sal, cada parada inesperada de produção pode representar um importante impacto na curva de produção, conforme já mencionado neste trabalho. Vale ressaltar que para uma UEP do pré-sal, cada sistema da planta de processamento primário é mais complexo quando comparado ao mesmo sistema da UEP do pós-sal. Como exemplo: devido ao alto teor de CO_2 no gás produzido do pré-sal, a planta dessas unidades possui um sistema específico para remover o CO_2 do gás natural e o sistema de compressão possui um trem de compressores complementar para comprimir o CO_2 e reinjetá-lo no reservatório. A remoção do CO_2 do gás natural não é total, mas permite que o gás natural seja exportado para as unidades de processamento de gás natural enquadrado com relação ao teor máximo de CO_2 permitido.



Figura 6. Esquema simplificado de uma planta de processamento de uma UEP (Paiva, 2017).

2.2. Simuladores de Fluxo

Para geração das curvas futuras de produção de petróleo, água e gás natural, é utilizado um simulador de fluxo, que faz a previsão do comportamento da movimentação de fluidos no interior do reservatório de petróleo. Os modelos de simulação podem ser gerados por métodos analíticos, baseados na Equação de Balanço de Materiais (EBM), ou métodos numéricos. A EBM representa o balanço das massas dos fluidos contidos nos poros da rocha reservatório (Rosa e Carvalho, 2002). As soluções numéricas envolvem a solução de um conjunto de equações diferenciais parciais (EDP) que modelam o escoamento em meios porosos, requerendo *softwares* especializados. Novas metodologias de simulação estão se desenvolvendo na área de simulação de reservatórios. Araújo (2020) utilizou redes neurais do tipo *feedforward* para projetar a curva de produção de um poço produtor de óleo no horizonte de dez anos. Davtyan *et al.* (2020) utilizam um método estatístico, chamado de regressão da janela deslizante, que combina procedimentos de interpolação, média e aprendizado de máquina para projetar a produção de um campo de petróleo maduro, ou seja, em operação há alguns anos e em fase de declínio de produção. Ling *et al.* (2013) utilizam redes neurais artificiais para prever a produção de petróleo usando as propriedades de porosidade, espessura do reservatório, saturação inicial de água e área de drenagem do poço alvo e seus poços adjacentes. Sagheer e Kotb (2019) propõem uma abordagem, que é uma extensão da rede neural tradicional, denominada *deep long-short term memory* (DLSTM), que é uma arquitetura de memória profunda de longo prazo, onde um algoritmo genético é aplicado para otimizar a arquitetura ideal do método. Para fins de avaliação da metodologia, foram utilizados dois estudos de caso da indústria do petróleo, onde o modelo demonstrou-se superior a outras abordagens tradicionais de previsão de produção de óleo.

Neste trabalho, o problema de engenharia apresentado é a previsão do desempenho de um campo produtor de petróleo do pré-sal. Esse desempenho é medido através da geração de curvas de produção futura obtidas pela solução numérica das equações diferenciais parciais não-lineares que regem a movimentação de fluidos no interior da rocha reservatório. Esse processo é denominado de simulação de reservatórios. Para que a simulação seja realizada de maneira satisfatória, buscando reproduzir a projeção de produção de petróleo de maneira adequada, dois aspectos são importantes: o ajuste de histórico e a aplicação dos eventos externos ao reservatório que impactam a curva.

2.3. Ajuste de Histórico

Os modelos matemáticos que representam fenômenos de engenharia normalmente precisam ser calibrados através de dados de referência para melhor representação do fenômeno físico e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade da

simulação numérica. Na área de simulação de reservatórios, essa calibração do modelo, que utiliza o histórico dos dados de produção e pressões do campo, é denominada de *ajuste de histórico*. Basicamente, o ajuste de histórico é a adequação dos parâmetros físicos do modelo, que possuem maiores incertezas, aos dados de produção e pressão realizados, de forma a permitir uma maior coerência entre os dados futuros de produção gerados pela simulação e o histórico do campo.

Dada a importância do ajuste de histórico na simulação de reservatórios, existe uma gama de trabalhos na literatura, onde metodologias diversas são utilizadas para melhorar o processo de ajuste dos modelos. Risso e Schiozer (2008) utilizaram mapas de saturação, obtidos com a técnica de processamento sísmico “Sísmica 4D”, para melhorar a qualidade do modelo, principalmente em campos que se encontram no início do desenvolvimento, onde há menos dados de produção e pressões realizados, e cuja água proveniente de aquíferos ou poços injetores ainda não chegou nos poços produtores. Oliveira (2013) combinou inteligência computacional, por meio de algoritmo genético co-evolutivo e geoestatística de múltiplos pontos para implementar uma arquitetura de otimização a ser aplicada ao ajuste de propriedades de modelos de simulação de reservatório. A arquitetura obtida foi capaz de otimizar mais de uma propriedade do modelo de simulação, simultaneamente, o que a diferenciou das abordagens tradicionais. Shams *et al.* (2020) utilizaram um algoritmo HSO (*harmony search optimization*) para realizar o ajuste de histórico do modelo matemático do reservatório de Kareem, no campo de Amal (Golfo de Suez), Egito. A técnica tem como vantagens a boa adequação a problemas altamente não lineares, devido a diversidade de soluções geradas, e a facilidade de sua implementação. Os resultados obtidos foram comparados com a técnica de balanço de materiais, comprovando a validade e superioridade do método HSO.

2.4. Etapas da Projeção Operacional

Pode-se separar o processo de projeção operacional nas seguintes etapas:

- i. Ajuste do modelo de simulação através do histórico de produção e pressões;
- ii. Envio das premissas que impactam a produção das UEPs pelos *stakeholders* (áreas que executam atividades que impactam a projeção operacional);
- iii. Simulação computacional do modelo de fluxo para geração da curva de produção;
- iv. Análise da curva simulada para verificação de possíveis falhas e realização de ajustes;
- v. Apresentação da curva de projeção da produção para validação pelas autoridades competentes.

Analisando as etapas acima, percebe-se que a etapa ii, envio das premissas de impacto da produção, é de fundamental importância no processo, pois se as premissas não forem bem “calibradas”, o simulador pode estar perfeitamente ajustado ao reservatório (ajuste de histórico), mas a curva obtida pela simulação não refletirá a melhor projeção da produção. Segue exemplo que demonstra a importância dessa etapa: a gerência de paradas programadas do Ativo de produção de determinada UEP previu a necessidade de parada de produção da plataforma para realização de uma carteira de serviços necessária à continuidade operacional da unidade. A análise da carteira de serviços demandava que uma parada de 10 dias seria suficiente para realização de todos os serviços. A parada de produção foi prevista para 6 meses em relação ao mês atual. Essa premissa foi incluída na simulação e foram alocados na curva de produção uma perda equivalente a 10 dias de produção da unidade. Entretanto, chegou a época da realização da parada e, ao decorrer da realização dos serviços, percebeu-se que a premissa de 10 dias não seria suficiente para atender toda carteira prevista. Desta forma, a gerência do Ativo determinou que todos os serviços da carteira deveriam ser executados e foram necessários 14 dias para sua conclusão. Ou seja, o impacto na curva aumentou em 4 dias. Uma premissa mal elaborada pode acarretar uma perda de produção acima da prevista e comprometer a meta de produção de petróleo do Ativo.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. Processo simplificado de projeção da produção

Será apresentado um estudo de caso hipotético, baseado na realidade de um sistema de produção do pré-sal brasileiro. Neste estudo, apresenta-se um processo simplificado de geração da projeção operacional, onde alguns problemas serão apontados durante e após a geração da curva, demonstrando a importância do planejamento dos eventos na composição e assertividade da geração da projeção operacional de petróleo de uma UEP.

CERES é um campo de petróleo do pré-sal brasileiro, localizado na Bacia de Santos, distante 250 km da costa, e operado pela empresa HRLTHM BRASIL. Ceres já se encontra em seu terceiro ano de operação e seu sistema de produção é composto por uma UEP do tipo FPSO, a B-01 (lâmina d’água de 2100 m), onde três poços produtores (CER-10, CER-20 e CER-30) e quatro poços injetores, dois de água (CER-11 e CER-22) e dois de gás (CER-33 e CER-44), estão interligados à plataforma. Todos os poços são satélites, ou seja, interligados diretamente à plataforma, sem conexão com *manifolds*. A B-01 possui capacidade de projeto para tratamento de óleo (fase líquida do petróleo) de cento e trinta mil barris por dia (130.000 bpd) e para tratamento de gás de seis milhões de metros cúbicos de gás por dia (6 MMm³/d). A RGO de CERES é de 270, ou seja, para cada m³ de óleo produzido, há um volume produzido de gás associado equivalente a 270 m³. Os poços produtores possuem o mesmo potencial, que é 45.000 bpd, e os poços injetores de gás possuem capacidade de injeção de 2,9 MMm³/d. A plataforma B-01 ainda não está exportando gás, mas está previsto o início da exportação em 8 meses, quando o gasoduto estará comissionado e pronto para operar. A eficiência probabilística da B-01

é de 95%, onde essa perda de 5% está relacionada a paradas de produção inesperadas da unidade, devido a falhas em sensores ou equipamentos, e perdas associadas a transientes e necessidades de ajustes da planta de processamento primário da UEP. Como a soma dos potenciais dos poços produtores é maior do que a capacidade de tratamento da plataforma, o potencial da unidade será limitado a 130.000 bpd.

Para início do processo de geração da curva, o setor de planejamento e controle da produção solicita às gerências demandantes (*stakeholders*) que enviem as premissas que impactam a produção para que sejam imputadas no simulador de fluxo. O setor de gerenciamento e simulação de reservatórios já indicou que o simulador já está calibrado através do ajuste realizado com os dados de histórico de produção e pressões (ajuste de histórico). A Tabela 1 apresenta as premissas enviadas.

Tabela 1. Premissas para geração da curva de produção do campo de CERES

Evento	Mês	Duração (dias)	Observações
Parada programada NR13	5	18	Parada total da unidade
Workover no poço CER-20	7	16	Troca da válvula de gas-lift (VGL) – poço fechado
Operação de Inibição de incrustação no poço CER-10	9	5	Prevenir incrustação - poço fechado

Após a informação das premissas, o setor de planejamento e controle da produção realiza uma reunião para apresentação aos *stakeholders* do processo. Foi dado o aceite das premissas e liberado o envio para simulação da curva de produção. A Figura 7 mostra o resultado fictício da simulação para um horizonte de doze meses. O *gap* entre a curva de potencial e a de produção representa a perda de produção.

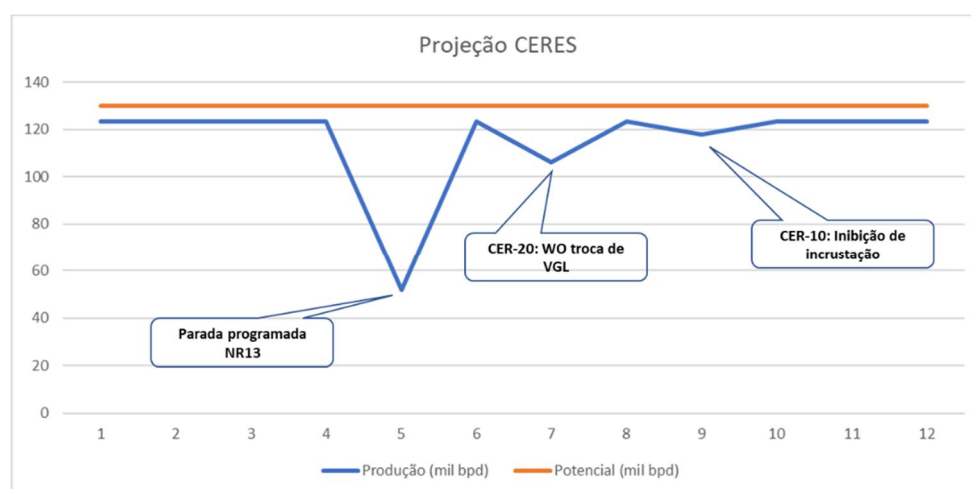


Figura 7. Projeção da produção de petróleo de CERES nos próximos 12 meses (autores).

Ressalta-se que a curva projetada acima não foi obtida por meio de simulação numérica e que o foco principal do trabalho é realizar uma análise qualitativa do processo. Na próxima seção, será realizada a análise dos resultados e a discussão sobre propostas para melhorar a curva no período mostrado, ou seja, aumentar a média de produção do campo.

3.2. Discussão dos resultados

A projeção da produção de petróleo de um campo é importante para a empresa operadora, pois, além de ser sua principal geração de receita, permite que decisões estratégicas, relacionadas a investimentos futuros, por exemplo, sejam tomadas com base na curva prevista. Baseado nesse fato, percebe-se que, a princípio, um trabalho de otimização não foi realizado sobre premissas enviadas. Será que a parada programada da unidade poderia ser postergada e o WO do poço CER-20 antecipado, de modo que a realização desses eventos ocorra de forma simultânea? Sabe-se que inspeções NR-13 de vasos e caldeiras, motivos que “forçam” paradas programadas rotineiras nas unidades estacionárias de produção, são exigências normativas relacionadas ao ministério do trabalho, de modo que devem ser realizadas antes do seu vencimento. Esse poderia ser um fator impeditivo de postergação da parada programada, por exemplo. Da mesma forma, um *workover* de um poço é uma operação que necessita de sondas marítimas, recursos chamados de *críticos*, pois sua concorrência é elevada entre as empresas de exploração e produção de petróleo, tendo em vista que a quantidade existente dessas embarcações é limitada, quando comparada à quantidade de poços *offshore* em operação. Além disso, para a realização de um WO há a necessidade de ferramentas específicas, de acordo com os equipamentos de cada poço, o que demanda tempo para planejamento e fabricação dessas ferramentas. Essas questões precisam ser bem estudadas, antes de propor alterações em cronogramas de eventos para reduzir perdas de produção. Mas buscar a otimização é sempre uma prática

recomendada. A Figura 8 mostra de forma qualitativa, uma vez que não houve simulação para gerar a curva, a redução da perda de produção quando se consegue otimizar os eventos, ou seja, já que a plataforma estará em parada programada de produção, o WO do poço CER-20 será realizado durante a parada.

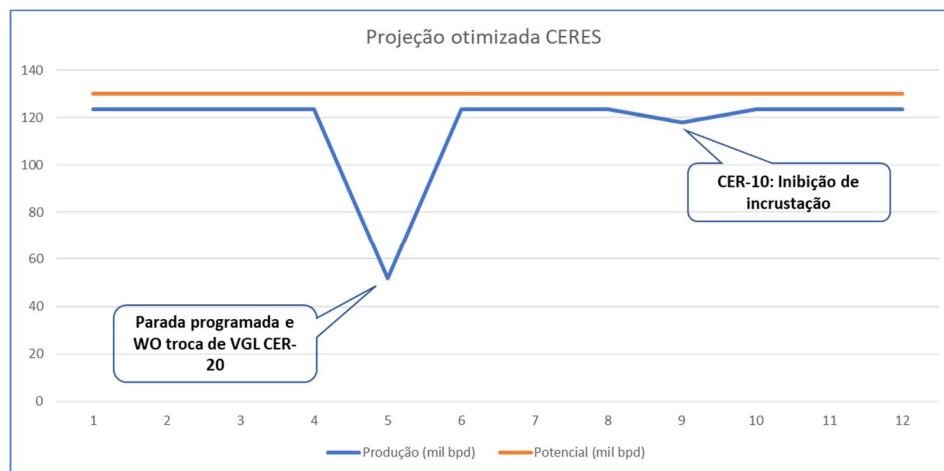


Figura 8. Projeção da produção de petróleo de CERES nos próximos 12 meses com WO CER-20 realizado no período de parada programada da unidade B-01 (autores).

É importante mencionar que, apesar da duração de 16 dias do WO do poço CER-20, essas operações marítimas são fortemente dependentes das condições meteoceanográficas, o que pode aumentar o tempo projetado de intervenção no poço. Nos dias de condições de mar e ventos desfavoráveis, há a paralização da operação de WO por questões de segurança operacional e de pessoas. Desta forma, pode acontecer do poço CER-20 continuar fechado devido ao atraso da intervenção e a plataforma voltar a produzir, depois de finalizada a parada programada. Essa situação, causaria uma perda maior de produção em relação à curva mostrada na Fig. 8, pois a plataforma voltará produzindo com restrição, devido à ausência do poço CER-20. Outra situação, que já foi exemplificada nesse artigo, seria uma falha de planejamento do tempo previsto para a parada programada NR13 de BUZ-01, onde os 18 dias podem não ser suficientes para cumprir todos os serviços presentes na carteira do projeto de parada. Nesta situação, o gerente decisor pode optar por retornar à produção, mesmo sem o cumprimento integral da carteira de serviços, para evitar perdas elevadas de produção, acima dos dezoito dias de perda total. As manutenções restantes são realizadas em momento oportuno. Os serviços que podem ser executados com a unidade em operação, são incluídos na rotina da unidade. Os que não podem, são postergados para a próxima parada de produção, ou realizados, por oportunidade, durante um ESD (*emergency shut down*), que são paradas de produção não previstas e que ocorrem em virtude de algum problema operacional na unidade, por exemplo. A simplicidade deste estudo de caso foi proposital, pois seu objetivo é demonstrar como é desenhado o processo de projeção. No dia a dia das gerências de planejamento, a rotina é intensa, com variações frequentes das premissas. De qualquer forma, é necessário que seja estabelecida uma data limite de alterações das premissas, para que seja feita uma “fotografia” do conjunto de premissas para inserção no processo de simulação das curvas de produção.

Pode-se perguntar o porquê da operação de inibição de incrustação no poço CER-10 não ser otimizada de modo que sua realização ocorra durante a parada programada de produção, uma vez que a perda referente a esse evento também se anularia. A questão é que não são todos os eventos que podem ser otimizados desta forma. Uma operação de inibição de incrustação, por exemplo, envolve a injeção de fluido de inibição no reservatório através do poço, executado por meio de uma embarcação específica para este fim. Após a injeção do inibidor, existe um tempo limite para que este fluido mantenha o contato com a rocha, para evitar danos no reservatório. Por este motivo, antes de atingir esse período limite de contato, que depende de cada fluido de inibição, o poço deve voltar a operar de maneira a carrear este fluido para a UEP e, assim, evitar um possível dano permanente no reservatório. Por este motivo, evita-se realizar este tipo de intervenção durante uma parada de produção.

Outro ponto importante a ser considerado é, sempre que possível, evitar intervenções simultâneas em dois poços produtores de uma mesma UEP, isso porque quando se fala em unidades que produzem no pré-sal, há uma maior probabilidade de que a soma dos potenciais dos poços produtores seja maior do que a capacidade de tratamento de petróleo da UEP. Desta forma, quando um poço está em intervenção e sua produção paralisada, os outros poços podem compensar a sua perda, parcial ou integralmente. Com dois poços fechados, a perda tende a ser alta e não compensada pelos demais poços em operação. Além disso, manutenções em equipamentos da UEP que demandem restrição de produção, devem ser realizadas, na medida do possível, simultaneamente a outros eventos que também gerem restrições. Como exemplo, pode-se citar a manutenção em um compressor principal da planta de tratamento de gás natural, que, caso não tenha outro equipamento *stand-by* para entrar em operação durante sua manutenção, gera uma restrição da produção, devido ao limite de queima de gás da UEP. Conforme determinação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através da RESOLUÇÃO ANP Nº 806 (2020), o volume máximo permitido de gás natural queimado, mensal, é referente a 3% do volume de gás natural produzido na plataforma. Concomitantemente a essa manutenção no compressor principal, pode-se realizar um teste de poço produtor, que são testes obrigatórios, determinados pela ANP, onde a

produção do poço é desviada para um vaso de pressão, chamado de separador de teste, durante um determinado intervalo de tempo, cujo objetivo é determinar parâmetros de fluxo do poço (potencial, pressão e temperatura) para verificar oportunidade de aumento da produção ou até analisar se há possíveis problemas, conforme Duque (2019).

4. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou o processo de projeção da curva de produção de petróleo de um Ativo de produção *offshore* do pré-sal brasileiro. Foram descritas as etapas do processo, desde a calibração do simulador de fluxo, através do ajuste de histórico do modelo computacional, até a geração da curva final de produção. Um estudo hipotético baseado na realidade de um campo de produção do pré-sal, foi apresentado para mostrar as dificuldades do processo.

A complexidade dos sistemas de produção de petróleo do pré-sal que, devido às suas características, principalmente as altas vazões e RGO dos poços produtores e alta fração de dióxido de carbono no gás natural, representam dificuldades para manutenção da Garantia de Escoamento dos sistemas e, conseqüentemente, um desafio para a geração da projeção operacional.

O planejamento bem definido das premissas e a utilização de um modelo de simulação de reservatórios bem ajustado são fatores essenciais para geração de uma curva de projeção da produção aderente. Entretanto, o aumento da confiabilidade do modelo é um processo gradativo, pois dependo dos dados históricos de produção do campo. Entretanto, o processo de melhorias do modelo de simulação é diretamente proporcional à vida produtiva do campo. Campos com pouco tempo de produção, tendem a ter uma discrepância maior entre a curva prevista pelo simulador e os dados de produção posteriormente realizados.

Com relação às premissas, quanto mais bem delineadas e planejadas, maior a assertividade do processo de projeção operacional, ou seja, os impactos previstos na curva tenderão a ocorrer de acordo com o planejamento. Contudo, em virtude das incertezas associadas a eventos *offshore*, podem ocorrer flutuabilidades dos impactos planejados. Condições meteoceanográficas (ondas e vento) desfavoráveis, por exemplo, podem elevar demasiadamente o tempo de uma parada programada ou de um WO, reduzindo a produção de petróleo prevista para um determinado período; problemas quanto a logística de sondas e embarcações especiais também são comuns de acontecer. Torna-se, então, um desafio prever com exatidão os impactos de produção associados a premissas advindas de eventos *offshore*.

As curvas de projeção da produção de petróleo são o principal norteador dos planos de investimentos das empresas de exploração e produção. Por esse motivo, o processo de elaboração dessas curvas deve ser tratado com muito esmero por parte dos agentes envolvidos. Elaborar uma curva de produção descasada com a realidade pode gerar prejuízos materiais e de imagem da empresa junto ao mercado.

5. REFERÊNCIAS

- Araújo, M.G.M., 2020, Previsão da curva de produção para projeto exploratório utilizando redes neurais artificiais. 88 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Andreolli, I., 2016, Introdução à Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo. Ed. Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 648p.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; RESOLUÇÃO ANP N° 806, DOU 20.01.2020 – Regulamento dos procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural; Brasília, Brasil.
- Carvalho, K.G., 2013, Metodologia para o Cálculo da Eficiência de Produção de Sistemas Submarinos. 177 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.
- Davtyan, A., Rodin, A., Muchnik, I., Romashkin, A., 2020. Oil production forecast models based on sliding window regression, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 195, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107916>.
- Duque, M.C.M.de A., 2019, Validação de testes de produção de poços de petróleo baseada em mineração de dados. 150 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Produção, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Fraga, C.T.C., Pinto, A.C.C., Branco, C.C.M., Pizarro, J.O.S., Paulo, C.A.S., 2015. Brazilian pre-salt: an impressive journey from plans and challenges to concrete results. In: Offshore Technology Conference, OTC-25710-MS, Houston, USA, 4-7 May.
- Gauto, M.A. *et al.*, 2016, Petróleo e Gás: Princípios de Exploração, Produção e Refino. Ed. Bookman, Porto Alegre, Brasil, 246p.
- Ling, F., Mengmeng, Z., Chuan., Y., 2013. Analysis method of oilfield production performance based on BP neural network, In: Fault-Block Oil and Gas Field, Volume 20, No. 2, pp. 204–206.
- Moschin, J., 2015. Gerenciamento de parada de manutenção. Ed. Brasport, Rio de Janeiro, Brasil, 304 p.
- Oliveira, R.L., 2013, Ajuste de Histórico em Modelos de Simulação de Reservatórios por Algoritmos Genéticos Co-Evolutivos e Geoestatística de Múltiplos Pontos. 133 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Paiva, T.A., 2017, Método de Análise Exergética no Processamento Primário de Petróleo. 184 f. Tese (Doutorado) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG.

- 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., 2020, A Produção de Gás Natural em Plataformas de Produção de Petróleo Offshore: Impactos Ambientais e Regulação da Queima de Gás no Brasil. In: I Congresso Nacional de Energias Renováveis, Exergia e Sustentabilidade, Natal, Brasil. Anais.
- Risso, V.F., Schiozer, D.J., 2008, "Utilização de sísmica 4D e de mapas de saturação no ajuste de histórico de reservatórios petrolíferos", Revista Brasileira de Geociências, Vol. 38, pp. 172-187.
- Rosa, A.J., Carvalho, R. S., 2002, Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo: Métodos Analíticos. Ed. Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 344p.
- Sagheer, A., Kotb, M., 2019, Time series forecasting of petroleum production using deep LSTM recurrent networks, Neurocomputing, Vol. 323, pp. 203-213, <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2018.09.082>.
- Shams, M., El-Banbi, A., Sayyouh, H., 2020, Harmony search optimization applied to reservoir engineering assisted history matching, Petroleum Exploration and Development, Vol. 47, pp. 154-160, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60014-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60014-3).
- 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.2022.110267>.
- Xiang, Z., Kabir, C.S., 2019, "Simplified transient-IPR modeling in intermittent gas-lift and plunger-lift systems", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 179, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.040>.

6. RESPONSABILIDADE AUTORAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

THE CHALLENGES IN PREPARING THE OIL PRODUCTION FORECAST IN PRE-SALT RESERVOIRS

Hildson Rodrigues de Queiroz, hildsonqueiroz@petrobras.com.br^{1,2,3}
Rômulo Tarouquella da Silva Rocha, romulo.tarouquella@petrobras.com.br¹
Leandro Leitão Machado, leandroleitao@petrobras.com.br¹
Thiago Maia Pereira Campos, thiagomaia@petrobras.com.br¹
Henrique Cardoso Silva, henrique.cardoso@totvs.com.br⁴
Marcel Moreira Pinheiro, marcelmp@petrobras.com.br¹

¹Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS, Av. Henrique Valadares, 28 – Centro, 20.231-030 – Rio de Janeiro – RJ

²UERJ – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Rua Fonseca Teles, 121 – São Cristóvão – Rio de Janeiro – RJ

³UNISUAM – Engenharias, Avenida Paris, 84 – Bonsucesso, 21.041-020 – Rio de Janeiro – RJ

⁴TOTVS S.A – Rua Visconde de Inhaúma, 83 – Centro, 20.091-007 – Rio de Janeiro – RJ

Abstract. Projecting the production of oil and associated natural gas in pre-salt reservoirs is a challenging process, with particularities that are not normally present in post-salt offshore fields, such as: high concentration of CO₂ and high probability of concentration of H₂S in the natural gas produced, high production flow wells that can generate production control problems (damage to choke valves, for example), high gas-oil ratio (RGO), among others. The above characteristics require that offshore pre-salt production platforms are highly complex when compared to post-salt platforms. The objective of this work is to present the complexity of the process of projecting and controlling the production of oil and natural gas in high-complexity offshore pre-salt FPSOs, highlighting the various factors that reinforce this complexity, in addition to presenting generic production curves of oil to verify, how the different factors impact the operational forecast. In addition to the intrinsic characteristics of the reservoir, probabilistic events that cause a reduction in the production of the platform and are difficult to predict (ex: ESD - emergency shut down) can also be mentioned as bad actors of the oil production forecast and changes in assumptions sent by stakeholders, due to the dynamics of the production activity of the stationary production units (SPU). Some examples of these assumptions can be interventions and tests of wells, scheduled production shutdown to carry out maintenance on the various systems of the FPSO, maintenance on dynamic and static equipment, among others. Monthly, these assumptions (production efficiency, gas treatment capacity, maintenance and scheduled production stops, well interventions) become inputs for a computer flow simulator to provide the forecast oil production for a previously established period, where this data will not only be the basis for the analysis of the operating strategies of each platform, as well as an important managerial decision-making tool.

Keywords: Production Planning and Control, Pre-Salt, Oil and Natural Gas