OTIMIZAÇÃO DO ITINERÁRIO E DIMENSIONAMENTO DE SONDAS WORKOVER USANDO MODELOS DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

Miguel Fernández Pérez
Departamento de Ingeniería / Pontificia Universidad Católica del Perú
Av. Universitaria 1801, San Miguel Lima 32, Perú
mfernandezp@pucp.edu.pe

Fabricio Oliveira
Department of Mathematics and Systems Analysis / Aalto University
FI-00076 AALTO, Finland
fabricio.oliveira@aalto.fi

Silvio Hamacher
Departamento de Engenharia Industrial / Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Rua Marquês de São Vicente, 225, Gávea - Rio de Janeiro, RJ- Brasil - 22451-900
hamacher@puc-rio.br

RESUMO

Na indústria do petróleo e gás, uma das atividades de maior importância é a intervenção em poços para serviços de manutenção, a qual é necessária para garantir a produção de petróleo. Estas intervenções são realizadas por sondas workover que são disponibilizadas para atender uma grande quantidade de poços segundo um itinerário. Neste artigo são apresentados modelos de programação linear inteira para abordar eficientemente o problema de intervenção em poços terrestres de petróleo. Os modelos determinam o itinerário e o dimensionamento de uma frota de sondas heterogêneas, procurando minimizar o custo de perda de produção e o custo de aluguel de sondas. Para avaliar o desempenho dos modelos diversos experimentos computacionais foram realizados em instâncias de médio e grande porte. Uma análise do impacto nas soluções quando ocorre uma mudança no preço de petróleo e no horizonte de planejamento também é realizada.

PALAVRAS CHAVE. Sondas Workover; Itinerário de Sondas; Dimensionamento de Frota de Sondas.
Tópicos: EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás; PM – Programação Matemática.

ABSTRACT

In the oil and gas industry, one of the most important activities is the intervention in wells for maintenance services, which is necessary to ensure the production of oil. These interventions are performed by workover rigs that are available to serve a large number of wells according to a schedule. In this paper, integer linear programming models are presented to efficiently address the problem of intervention in onshore oil wells. The models determine the schedule and the sizing of a heterogeneous rig fleet, with the objective of minimizing the production loss cost and the rig rental cost. To evaluate the performance of the models, several computational experiments were performed in medium and large instances. An analysis of the impact on the solutions when there is a change in the oil price and the planning horizon is also carried out.

KEYWORDS. Workover Rigs; Rig Scheduling; Rig Fleet Sizing.
Paper topics: EN & OG - OR in the Energy, Oil and Gas Area; MP - Mathematical Programming.

1. Introdução

Na atualidade, o petróleo movimenta bilhões de dólares diariamente, compondo uma gigantesca indústria e, além de produzir combustíveis, é utilizado para produzir centenas de produtos derivados como plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivo, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos e outros. Numerosos recursos são alocados para seu desenvolvimento e pesquisa, surgindo a cada dia novas tecnologias e equipamentos para a descoberta de novas jazidas, produção, transporte e refino Thomas [2001].

O mercado de petróleo é muito competitivo, e por se tratar de um recurso não renovável, sua exploração deve ser feita de maneira eficiente, de modo que os custos sejam reduzidos e as jazidas melhor aproveitadas. Por isso, problemas relacionados com a produção de petróleo vêm se tornando um grande desafio para as empresas Neves [2007].

Durante a produção nos campos petrolíferos, usualmente é necessário realizar o bombeio de fluidos para que o petróleo atinja a superfície. Em consequência disso, faz-se necessária a instalação de equipamentos que realizem o bombeio nos poços. Ao longo do tempo, esses equipamentos sofrem falhas, fazendo com que os poços precisem de serviços de manutenção (denominados workover), tais como limpeza, restauração, estimulação e outros, que visam manter a produção ou melhorar a produtividade do poço. Estas intervenções nos poços são executadas por sondas workover.

As sondas são recursos limitados e escassos, com elevados custos de operação e que devem atender um grande número de poços que demandam por serviços de manutenção. Por isso, deve ser definido um itinerário de atendimento aos poços que evite altas perdas de produção causadas por poços inativos à espera de serviços de manutenção.

Segundo Accioly e Chiyoshi [1998], um número grande de sondas disponíveis reduz altamente o efeito das falhas nos poços. Porém, as sondas são recursos caros, de modo que um número excessivo destas eleva os custos de operação, o que é indesejável. Uma decisão cuidadosa do número adequado de sondas requer a quantificação da relação entre o nível de produção de petróleo e o número de sondas usadas. Na mesma linha, Bissoli et al. [2016] consideram que devido aos altos custos de aluguel de sondas, um enfoque que relacione a quantidade de sondas e o custo de perda de produção pode ser útil para analisar o equilíbrio entre alugar mais sondas e obter economias devido à restauração da produção.

Costa [2005] apresentou um estudo de caso a partir de dados reais de uma companhia brasileira, no qual o itinerário de sondas é monitorado e definido por meio de uma reunião semanal com representantes de alguns departamentos. Quatro itinerários reais foram selecionados e uma heurística foi testada nesses casos. Esta heurística melhorou as soluções encontradas pelos profissionais da companhia, produzindo um ganho de 21 mil barris, o que significou cerca de 2,3 milhões de dólares de economia. Aloise et al. [2006] reportaram resultados computacionais de 8 casos reais proporcionados por uma companhia brasileira. Uma heurística aplicada obteve um aumento de 2673 barris, equivalente a 107 mil dólares com relação à solução implementada pelos profissionais da companhia. Portanto, proporcionar soluções ótimas para o problema é uma iniciativa que pode levar a milhões de dólares de economia devido à redução da perda de produção de barris de petróleo.

2. Intervenção em poços terrestres de petróleo

Para que os poços terrestres possam começar a operar é necessária a instalação de equipamentos para a elevação do petróleo. A elevação de fluidos é realizada por diversas técnicas artificiais, tais como: bombeio mecânico, bombeio por cavidades progressivas, *gas lift*, dentre outros. Ao longo do tempo, esses equipamentos sofrem falhas, fazendo com que os poços necessitem de serviços de manutenção que visam manter a produção ou melhorar a produtividade do poço. De acordo com Thomas [2001], estas intervenções são classificadas como avaliação, recompletacão, restauração, limpeza, mudança do método de elevação, estimulação e abandono.

Por exemplo, serviços de recompletação e restauração são procedimentos longos que podem variar entre 5 e 15 dias, outros serviços como limpeza e estimulação podem ser realizados no máximo em dois dias Bissoli et al. [2016]. A construção do itinerário deve considerar fatores

como a produção do poço, a janela de tempo disponível para a realização do serviço, o nível de serviço da sonda e o nível de serviço requerido do poço Aloise et al. [2006]. Os serviços de manutenção são executados por sondas workover.

Em um campo de petróleo terrestre, geralmente o horizonte de tempo considerado para planejar atividades de manutenção em poços é de 15 dias (Aloise et al. [2006]; Duhamel et al. [2012]). No entanto, nem sempre todos os poços são atendidos pelas sondas dentro do prazo estipulado. Os poços não atendidos são adiados para um próximo planejamento junto com novos poços que possam requerer serviços. Assim, a perda total de produção considera a perda dos poços atendidos e não atendidos dentro do horizonte de tempo (Ribeiro et al. [2012a]; Sabry [2012]).

Na prática as sondas workover podem ser heterogêneas ou homogêneas, devido aos vários níveis de manutenção que podem realizar (Duhamel et al. [2012]). Segundo Soares et al. [2011], as sondas de níveis maiores são capazes de realizar todos os serviços das de níveis menores, uma vez que todas as especificações apresentadas das sondas maiores apontam para uma igual ou maior capacidade. Por exemplo, as sondas variam de acordo com a profundidade que podem atingir.

O problema de intervenção em poços terrestres de petróleo pode ser tratado como um problema de escalonamento com máquinas em paralelo ou como um problema de roteamento com múltiplos veículos. No enfoque de escalonamento, os tempos de transporte entre poços pela sonda são desconsiderados para fins práticos. Já no enfoque de roteamento, os tempos de transporte são considerados significativos. Quanto à complexidade do problema, é sabido que ambos os enfoques são de natureza combinatória e pertencentes à classe NP-hard (Du e Leung [1990]; Tsitsiklis [1992]).

Neste artigo, o enfoque de escalonamento é utilizado, tomando como base a pesquisa de Costa [2005] por possuir um grupo de instâncias bem definidas (em valores e unidades de medida) e por ser fonte de referência de diversos trabalhos focados em heurísticas e metaheurísticas.

3. Problema de otimização de itinerário e dimensionamento de frota de sondas

3.1 Revisão bibliográfica

Costa [2005] implementou uma metaheurística *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP) e construíram um grupo de instâncias baseadas em casos reais de um campo terrestre de petróleo no Brasil. Estas instâncias são amplamente utilizadas na literatura em diversas heurísticas e metaheurísticas (Costa e Ferreira Filho [2005]; Alves e Ferreira Filho [2006]; Oliveira et al. [2007]; Pacheco et al. [2009]; Douro e Lorenzoni [2009]; Pacheco et al. [2010]; Ribeiro et al. [2011]). Apesar destas metaheurísticas tenham bons resultados para instâncias de pequeno e médio porte (instâncias com menos de 75 poços), estas não são capazes de atingir valores ótimos para instâncias de grande porte (instâncias com mais de 100 poços). Pérez et al. [2016] propuseram um aprimoramento do modelo proposto por Costa e Ferreira Filho [2004], conseguindo resolver de maneira ótima e com um tempo computacional reduzido todas as instâncias construídas por Costa [2005], inclusive aquelas de grande porte, que eram desconhecidas até então.

Aloise et al. [2006] propuseram uma heurística *Variable Neighborhood Search* (VNS). Os autores empregaram uma heurística construtiva para gerar soluções iniciais, definindo nove diferentes vizinhanças para a busca de melhores soluções. Foram usados dados de casos reais no Brasil. Neves [2007] propôs as metaheurísticas GRASP, GRASP com uso de técnicas de memórias adaptativas, *Tabu Search* (TS) e *Iterated Local Search* (ILS). Estas heurísticas foram testadas em um grupo instâncias geradas aleatoriamente.

Ribeiro et al. [2012a] apresentaram um modelo matemático para este problema e um algoritmo *Branch Price & Cut* (BPC). Para testar o algoritmo foi gerado um grupo de instâncias aleatórias a partir das instâncias propostas por Neves [2007]. Ribeiro et al. [2012b] aplicaram as

heurísticas *Clustering Search* (CS) e *Adaptive Large Neighborhood Search* (ALNS), comparando os resultados com o ILS proposto por Neves [2007].

Duhamel et al. [2012] propuseram três modelos de programação inteira-mista. O primeiro é um melhoramento de um modelo proposto por Aloise et al. [2006]; o segundo é baseado no *Open Vehicle Routing Model*; e o terceiro baseado no *Set Covering Model*, incorporando neste a estratégia de geração de colunas. Para testar os modelos foram geradas instâncias usando características reais de um campo terrestre de petróleo no Brasil.

Bassi et al. [2012] apresentaram o primeiro enfoque estocástico para o problema em poços marítimos, no qual são considerados aspectos operacionais, tais como: a lâmina de água, a profundidade dos poços, as coordenadas geográficas dos poços, a profundidade que pode atingir a sonda, a presença de H_2S, o índice de produtividade da sonda, a velocidade de transporte da sonda e as coordenadas geográficas das sondas. Os autores realizaram experimentos computacionais baseados em dados reais das Bacias de Espírito Santo, Campos e Santos no Brasil, estabelecendo o tempo de intervenção como incerto.

Bissoli et al. [2014] incorporaram o custo de aluguel de sondas na modelagem matemática proposta por Ribeiro et al. [2012a] e implementaram uma metaheurística ALNS. Vários experimentos computacionais foram realizados, variando o preço do petróleo, o horizonte de tempo e o custo horário das sondas, verificando o impacto no tamanho da frota de sondas.

Ribeiro et al. [2014] apresentaram uma heurística BPC e um *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) para resolver o problema.

Monemi et al. [2015] propuseram um modelo de programação linear inteira-mista. O modelo incorpora uma *hyper-heuristic*, a qual gera uma escolha adequada de movimentos no espaço de heurísticas. O resultado da *hyper-heuristic* é usado para a geração de colunas de um algoritmo BPC. Os experimentos numéricos foram realizados em dados aleatoriamente gerados em um campo de petróleo no Brasil.

3.2 Descrição do problema

O problema é caracterizado por considerar um conjunto de poços $i = 1, \dots, J$, que requerem um determinado nível de serviço r_i; e uma frota heterogênea de sondas $n = 1, \dots, N$, as quais podem executar diversos níveis de serviços de manutenção v_n. As sondas são agrupadas por classe $m = 1, \dots, M$, cada classe m possui um número de sondas disponíveis M_m, um nível de serviço w_m e um custo horário da classe de sonda β_m. O nível de serviço da sonda v_n é derivado do nível de serviço w_m de uma dada classe de sonda. Cada poço i está associado a um tempo de intervenção d_i e um valor de vazão de petróleo p_i. Um poço pode apenas ser atendido por sondas com níveis de serviço maiores ou iguais ao nível de serviço requerido pelo poço.

Um exemplo da relação entre o nível de serviço das sondas e o nível de serviço requerido dos poços é mostrado na Figura 1. Suponha um campo com 10 poços, 3 classes de sondas e duas sondas por classe. Na figura as sondas de classe 3 têm a capacidade de atender qualquer poço, as sondas de classe 2 têm a capacidade de atender os poços {1,2,3,4,6,7,9,10} e as sondas de classe 1 têm a capacidade de atender os poços {3,6,9,10}. As sondas de níveis menores são restritas e atendem um subconjunto dos poços.

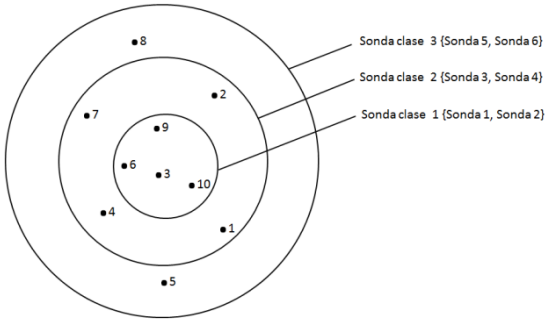


Figura 1 - Exemplo da representação do nível de serviço das sondas e dos poços
Fonte: Adaptado de Soares et al. [2011]

Neste contexto, os poços podem ou não ser selecionados para receber a intervenção dentro do horizonte de tempo T. Dessa forma, o problema de otimização de itinerário e dimensionamento frota de sondas (POIDFS) para poços terrestres de petróleo consiste em determinar o tamanho da frota de sondas e o itinerário destas para atender aos poços com o objetivo de minimizar o custo da perda de produção de petróleo e o custo de uso das sondas em um horizonte de tempo. O custo de perda de produção é contabilizado de acordo ao preço de petróleo estabelecido α e à perda de produção dos poços.

As hipóteses consideradas são:

- Os tempos de transporte das sondas entre cada par de poços não são considerados, uma vez que não são significativos em relação aos tempos de intervenção.
- Os tempos de montagem e desmontagem estão incluídos no tempo de intervenção.
- Cada sonda começa a operar no início do horizonte e trabalha sem tempos ociosos até que todos os poços alocados à sonda sejam atendidos.
- Uma vez iniciada a intervenção, a mesma não pode ser interrompida.

3.2 Formulação do problema

A notação usada dos índices, parâmetros e variáveis de decisão para o POIDFS é definida a seguir:

Índices

i: Índice de poços, $i = \{1, 2, \dots, J\}$
n: Índice de sondas disponíveis, $n = \{1, 2, \dots, N\}$
m: Índice de classe de sonda, $m = \{1, 2, \dots, M\}$
t, h: Índice de tempo, $t, h = \{1, 2, \dots, T\}$

Parâmetros

J: Número de poços
N: Número de sondas disponíveis
M: Número de classes de sonda
M_m: Número de sondas por classe m
T: Horizonte de tempo
p_i: Vazão de petróleo do poço i
d_i : Duração da intervenção no poço i
r_i: Nível de serviço requerido do poço i
v_n: Nível de serviço da sonda n
w_m: Nível de serviço da classe de sonda m
β_m: Custo horário da classe de sonda m
α: Preço do petróleo

Variáveis

$S_{int} = \begin{cases} 1, \text{ se a sonda } n \text{ inicia a execução do serviço do poço } i \text{ no tempo } t \\ 0, \text{ caso contrário} \end{cases}$

$SD_{imt} = \begin{cases} 1, \text{ se a sonda de classe } m \text{ inicia a execução do serviço do poço } i \text{ no tempo } t \\ 0, \text{ caso contrário} \end{cases}$

$SA_n = \begin{cases} 1, \text{ se a sonda } n \text{ for alugada} \\ 0, \text{ caso contrário} \end{cases}$

SU_m: Número de sondas utilizadas de classe m

Inicialmente, uma extensão do modelo matemático proposto [Pérez et al. 2016] é formulada e apresentada a seguir:

$$\text{(MME) Min } \left(\sum_{i=1}^{J}\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}(t+d_i-1)\,p_i S_{int} + T\sum_{i=1}^{J} p_i\left(1-\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T} S_{int}\right)\right)\alpha + T\sum_{m=1}^{M} SU_m\beta_m \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T} S_{int} \leq 1\ \forall i \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{J}\sum_{h=t-d_i+1}^{t} S_{inh} \leq SA_n\ \forall t,n \quad (3)$$

$$\sum_{n=1|v_n=w_m}^{N} SA_n = SU_m\ \forall m \quad (4)$$

$$SU_m \leq M_m\ \forall m \quad (5)$$

$$S_{int} \in \{0,1\}\ \forall i,n,t | 1 \leq t \leq T-d_i+1 \text{ e } r_i \leq v_n \quad (6)$$

$$SA_n \in \{0,1\}\ \forall n \quad (7)$$

$$SU_m \in \mathbb{Z}^+\ \forall m \quad (8)$$

Neste modelo matemático, a função objetivo (1) representa a minimização do custo da perda de produção e o custo de utilização das sondas no horizonte de tempo. O primeiro componente da perda de produção corresponde à perda dos poços selecionados e o segundo componente corresponde à perda dos poços não selecionados. Note que a perda de produção dos poços não selecionados ocorre durante todo o horizonte de tempo. A restrição (2) assegura que o início da intervenção em cada poço ocorra no máximo uma vez por uma sonda. A restrição (3) assegura que as sondas alugadas realizem no máximo uma intervenção e que não exista interferência entre os serviços nos poços. A restrição (4) determina o número de sondas alugadas por classe, isto é, as sondas que tenham um nível de serviço v_n iguais ao nível de serviço w_m da classe de sonda m serão agrupadas. A restrição (5) garante que o número de sondas utilizadas por classe seja no máximo o número de sondas disponíveis por classe. As restrições (6), (7) e (8) definem o domínio das variáveis de decisão. A restrição (6) assegura que o início das intervenções nos poços seja dentro do horizonte de tempo e que cada poço seja servido por uma de sonda com o nível de serviço apropriado.

Uma decomposição do modelo anterior é formulada com a variável binária SD_{imt}, que representa se a sonda de classe m inicia a execução do serviço do poço i no tempo t. A variável de decisão SD_{imt} é determinada como segue:

$$SD_{imt} = \sum_{n=1|v_n=w_m}^{N} S_{int}\ \forall i,m,t \quad (9)$$

A equação (9) serve para identificar a classe de sonda atribuída a um poço. Esta equação procura a classe de sonda atribuída ao poço, tal que os níveis de serviço da sonda atribuída e da classe de sonda sejam iguais ($v_n = w_m$).

A variável SD_{imt} pode ser usada para substituir a variável S_{int} no modelo anterior com a finalidade de reduzir o número de variáveis e restrições utilizadas, já que geralmente o número de classes de sondas é menor que o número de sondas disponíveis ($M < N$).

Uma vez que é presumido que as sondas da mesma classe m desempenham um nível de serviço w_m, pode ser aplicado um somatório $\forall n | v_n = w_m$ na restrição (3):

$$\sum_{n=1|v_n=w_m}^{N}\sum_{i=1}^{J}\sum_{h=t-d_i+1}^{t} S_{inh} \leq \sum_{n=1|v_n=w_m}^{N} SA_n\ \ \forall t,m \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^{J}\sum_{h=t-d_i+1}^{t} SD_{imh} \leq SU_m\ \ \forall t,m \quad (11)$$

Dado que no máximo SU_m sondas por classe m executam os serviços de forma paralela nos poços alocados, a restrição (11) garante que em um tempo específico sejam executados no máximo SU_m intervenções por classe de sonda m, além de garantir que não exista interferência entre poços.

Substituindo a variável S_{int} em função da variável SD_{imt} no modelo anterior, obtém-se um modelo matemático descomposto (MMD) que determina o tempo de início ótimo das intervenções, assim como a classe de sonda alocada para cada poço. O MMD é mostrado a seguir:

$$\text{(MMD) Min } \left(\sum_{i=1}^{J}\sum_{m=1}^{M}\sum_{t=1}^{T}(t+d_i-1)\,p_i SD_{imt} + T\sum_{i=1}^{J}p_i\left(1-\sum_{m=1}^{M}\sum_{t=1}^{T}SD_{imt}\right)\right)\alpha + T\sum_{m=1}^{M}SU_m\beta_m \quad (12)$$

Sujeito a:

$$\sum_{m=1}^{M}\sum_{t=1}^{T}SD_{imt} \le 1\ \forall i \quad (13)$$

$$\sum_{i=1}^{J}\sum_{h=t-d_i+1}^{t}SD_{imh} \le SU_m\ \forall t,m \quad (14)$$

$$SU_m \le M_m\ \forall m \quad (15)$$

$$SD_{imt} \in \{0,1\}\ \forall i,m,t | 1 \le t \le T - d_i + 1 \text{ e } r_i \le w_m \quad (16)$$

$$SU_m \in \mathbb{Z}^+\ \forall m \quad (17)$$

Neste modelo matemático, a função objetivo (12) representa a minimização do custo da perda de produção e o custo de utilização das sondas no horizonte de tempo. A restrição (13) assegura que o início da intervenção em cada poço ocorra no máximo uma vez por uma classe de sonda. A restrição (14) assegura que em um tempo específico, cada classe de sonda inicie no máximo SU_m intervenções e que não exista interferência entre os serviços nos poços. A restrição (15) garante que o número de sondas utilizadas por classe seja no máximo o número de sondas disponíveis por classe. As restrições (16) e (17) definem o domínio das variáveis de decisão. A restrição (16) assegura que o início das intervenções nos poços seja dentro do horizonte de tempo e que cada poço seja servido por uma de classe de sonda com o nível de serviço apropriado.

A partir do MMD são obtidas as soluções ótimas do SD^*_{imt} e SU^*_m. Assim, para determinar a alocação dos poços nas sondas alugadas, deve-se resolver o MME, redefinindo o domínio da variável S_{int} em função das soluções ótimas SD^*_{imt} e a restrição que relaciona a variável SA_n com as soluções ótimas SU^*_m. A adequação do MME para este fim é mostrada a seguir:

$$\text{(MME')} \text{ Min } \left(\sum_{i=1}^{J}\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}(t+d_i-1)\,p_i S_{int} + T\sum_{i=1}^{J}p_i\left(1-\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}S_{int}\right)\right)\alpha + T\sum_{m=1}^{M}SU^*_m\beta_m \quad (18)$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}S_{int} \le 1\ \forall i \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^{J}\sum_{h=t-d_i+1}^{t}S_{inh} \le SA_n\ \forall t,n \quad (20)$$

$$\sum_{n=1|v_n=w_m}^{N}SA_n = SU^*_m\ \forall m \quad (21)$$

$$S_{int} \in \{0,1\}\ \forall i,n,t \left| \sum_{m=1|v_n=w_m}^{M}SD^*_{imt} = 1 \right. \quad (22)$$

$$SA_n \in \{0,1\}\ \forall n \quad (23)$$

Neste modelo matemático, a função objetivo (18) representa a minimização do custo da perda de produção e o custo de aluguel das sondas no horizonte de tempo. A restrição (19) assegura que o início da intervenção de cada poço ocorra no máximo uma vez por uma sonda. A restrição (20) assegura que as sondas utilizadas realizem no máximo uma intervenção e que não exista interferência entre os serviços nos poços. A restrição (21) garante que o total de sondas utilizadas por classe seja exatamente os valores encontrados de SU_m^*. As restrições (22) e (23) definem o domínio das variáveis de decisão. A restrição (22) restringe a variável S_{int}, assegurando que o início das intervenções e a alocação nas sondas por classe sejam os valores encontrados em SD_{imt}^*.

4. Experimentos computacionais

Para avaliar o desempenho do MMD para resolver o POIDFS, foram gerados 6 grupos de instâncias de médio e grande porte a partir das instâncias de Costa [2005] e outros trabalhos relacionados (Paiva [1997]; Soares et al. [2011]; Ribeiro et al. [2012a]), onde cada grupo consiste em 5 instâncias com 75, 100, 125, 150, 175 e 200 poços.

Para o grupo de instâncias com 75 e 100 poços foram atribuídas 4 sondas disponíveis por classe e para o grupo de instâncias com 125, 150, 175 e 200 poços foram atribuídas 5 sondas disponíveis por classe. O horizonte de tempo foi estabelecido em 15 e 30 dias. O preço do petróleo (α) é suposto em US$ 250/m^3 (aproximadamente US$ 40/bbl) e US$ 350/m^3 (aproximadamente US$ 55/bbl).

O MMD e o MME′ foram implementados no AIMMS 3.14, usando o solver CPLEX 12.6 e executado em um computador de sistema operacional Windows 7 64 bits, o qual está equipado com um processador Intel Core i7-3960X 3,3 GHz e 64 GB de memória RAM. Foi estabelecido como critério de parada do solver o *gap* padrão 0% para resolver o problema.

As Tabelas 1, 2, 3 e 4, no Anexo, apresentam os resultados computacionais do MMD variando o preço do petróleo e o horizonte de tempo para cada grupo de instâncias, onde são mostrados o número de sondas alugadas da classe 3 (C3), classe 4 (C4) e classe 5 (C5); o número de poços atendidos (Atend.); a porcentagem do custo das sondas em relação ao custo total (%CS); e o tempo computacional (Tp) para resolver cada instância (incluindo o tempo do MME´).

Nas Tabelas observa-se que o MMD foi capaz de resolver todas as instâncias em um curto tempo computacional, precisando de 1,3s e 7,7s em média com horizontes de 15 e 30 dias respectivamente (considerando todas as instâncias das tabelas).

Os resultados mostram, por exemplo, com um horizonte de 15 dias, considerando um preço do petróleo de 250/m^3 são atendidos 59% dos poços em média, e considerando um preço do petróleo de 350/m^3 a porcentagem de poços atendidos aumenta para 68% em média. Quando o horizonte é de 30 dias com um preço do petróleo de 250/m^3, os poços atendidos são 89% em média e aumentando para 96% em média com um preço do petróleo de 350/m^3.

Igualmente quando o horizonte de tempo aumenta de 15 dias para 30 dias, a porcentagem do custo das sondas aumenta de 31% para 39% em média respectivamente. Isto indica que o tamanho ótimo da frota de sondas é dado antes do ponto de equilíbrio (custo da perda de produção igual ao custo de utilização das sondas).

A análise indica que um aumento no preço do barril provoca um aumento no número de poços atendidos e influencia (i.e. torna mais vantajoso) para aumentar o tamanho da frota de sondas. Além disso, um aumento no horizonte de tempo provoca um aumento no número de poços atendidos e uma diminuição, na maioria dos casos, do número de sondas utilizadas.

5. Conclusões

Neste artigo foi abordado o problema de intervenção em poços terrestres de petróleo, o qual é um dos mais desafiadores na indústria de petróleo e gás. A dificuldade presente no problema, por ser da classe *NP-hard*, faz com que na literatura sejam encontrados muitos trabalhos propondo diversas heurísticas e metaheurísticas. Embora as heurísticas e

metaheurísticas possam obter bons resultados para instâncias de pequeno e médio porte, estas não são capazes de obter soluções ótimas para instâncias de grande porte. Assim, com a finalidade de dar um novo enfoque para abordar o problema, neste trabalho foram desenvolvidos modelos matemáticos eficientes.

Os experimentos computacionais foram realizados em grupos de instâncias propostas de médio e grande porte, variando o horizonte de tempo e o preço de petróleo. A análise dos resultados mostra que uma variação no preço do petróleo ou no horizonte de tempo provoca uma variação na decisão do tamanho da frota de sondas, tornando vantajoso aumentar a frota quando o preço do petróleo aumenta e tornado preferível diminuir a frota nos casos quando aumenta o horizonte de tempo. Todas as instâncias testadas foram resolvidas em tempos computacionais satisfatórios (20s no pior caso). Os resultados corroboram a eficácia do modelo proposto.

Consequentemente, os modelos propostos corroboram sua utilidade como uma ferramenta para serem usados em casos reais, realizando uma programação das intervenções nos poços de maneira confiável e rápida. Ressalta-se que os modelos propostos também podem ser empregados em uma grande variedade de problemas de programação de atividades por se tratar de enfoques baseados no escalonamento de máquinas em paralelo.

Referências

Accioly, R. M. S. e Chiyoshi, F. Y. (1998). Simulando operações de manutenção em poços de petróleo. In *Anais do XVIII ENEGEP*, Niterói, ABREPO.

Aloise, D. J., Aloise, D., Rocha, C. T. M., Ribeiro, C. C., Ribeiro, J. C. e Moura, L. S. S. (2006). Scheduling workover rigs for onshore oil production. *Discrete Applied Mathematics*, 154(5): 695-702.

Alves, V. R. F. M. e Ferreira Filho, V. J. M. (2006). Proposta de algoritmo genético para a solução do problema de roteamento e seqüenciamento de sondas de manutenção. In *Anais do XVIII SBPO*, p. 1837-1848, Goiânia, SOBRAPO.

Bassi, H. V., Ferreira Filho, V. J. M. e Bahiense, L. (2012). Planning and scheduling a fleet of rigs using simulation–optimization. *Computers & Industrial Engineering*, 63: 1074-1088.

Bissoli, D. C., Vieria, B. S., Chaves, G. L. D. e Ribeiro, G. M. Um ALNS para o problema de roteamento de sondas de intervenção bi-objetivo. In *Anais do XLVI SBPO*, p.1218-1230, Salvador, SOBRAPO.

Bissoli, D. C., Chaves, G. L. D. e Ribeiro G. M. (2016). Drivers to the workover rig problem. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139: 13-22.

Costa, L. R. e Ferreira Filho, V. J. M. (2004). Uma heurística para o problema do planejamento de itinerários de sondas em intervenções de poços de petróleo. In *Anais do XXXVI SBPO*, p. 1844-1853, São Joao del-Rei, SOBRAPO.

Costa, L. R. (2005). Soluções para o Problema de Otimização de Itinerário de Sondas. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

Costa, L. R. e Ferreira Filho, V. J. M. (2005). Uma heurística de montagem dinâmica para o problema de otimização de itinerários de sondas. In *Anais do XXXVII SBPO*, p. 2176-2187, Gramado, SOBRAPO.

Douro, R. F. e Lorenzoni, L. L. (2009). Um algoritmo genético-2opt aplicado ao problema de otimização de itinerário de sondas de produção terrestre. In *Anais do XLI SBPO*, p. 2121-2132, Porto Seguro, SOBRAPO.

Du, J. e Leung, J. Y.-T. (1990). Minimizing total tardiness on one machine is NP-hard. *Mathematics of Operations Research*, 15: 483-495.

Duhamel, C., Santos, A. C. e Guedes, L. M. (2012). Models and hybrid methods for the onshore wells maintenance problem. *Computers & Operations Research*, 39: 2944-2953.

Monemi, R. N., Danach, K., Khalil, W., Gelareh, S., Lima, F. C. JR. e Aloise, D. J. (2015). Solution methods for scheduling of heterogeneous parallel machines applied to the workover rig problem. *Expert Systems with Applications*, 42: 493- 450.

Neves, T. A. (2007). Heurísticas com memórias adaptativas aplicadas ao problema de roteamento e scheduling de sondas de manutenção. Dissertação de Mestrado em Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói.

Oliveira, E. F., Pagoto, F. B., Silva, F. T. e Lorenzoni, L. L. (2007). Scatter search aplicado ao problema de otimização da alocação de sondas de produção em poços de petróleo. In *Anais do XXVII ENEGEP*, Foz de Iguaçu, ABREPO.

Pacheco, A. V. F., Dias Filho, A. C. T. e Ribeiro, G. M. (2009). Uma heurística para o problema da alocação de sondas de produção em poços de petróleo. In *Anais do XXIX ENEGEP*, Salvador, ABREPO.

Pacheco, A. V. F., Ribeiro, G. M. e Mauri, G. R. (2010). A GRASP with path-relinking for the workover rig scheduling problem. *International Journal of Natural Computing Research*, 1(2): 1-14.

Paiva, R. O. (1997). Otimização do itinerário de sondas de intervenção. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo, UNICAMP, Campinas.

Pérez, M., Oliveira, F. e Hamacher, S. (2016). A new mathematical model for the workover rig scheduling problem. *Pesquisa Operacional*, 36(2): 241-257.

Ribeiro, G. M., Mauri, G. R. e Lorena, L. A. M. (2011). A simple and robust simulated annealing algorithm for scheduling workover rigs on onshore oil fields. *Computers and Industrial Engineering*, 60: 519-526.

Ribeiro, G. M., Desaulniers, G. e Desrosiers, J. (2012a). A Branch-Price-and-Cut Algorithm for the workover rig routing problem. *Computers and Industrial Engineering*, 39: 3305-3315.

Ribeiro, G. M., Laporte, G. e Mauri, G. R. (2012b). A comparison of three metaheuristics for the workover rig routing problem. *European Journal of Operational Research*, 220: 28-36.

Ribeiro, G. M., Desaulniers, G., Desrosiers, J., Vidal, T. e Vieira, B. S. (2014). Efficient heuristics for the workover rig routing problem with a heterogeneous fleet and a finite horizon. *Journal of Heuristics*, 20: 677-708.

Sabry, G. A. (2012). Um estudo algorítmico da programação da intervenção de sondas de produção. Dissertação de Mestrado em Sistemas e Computação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

Soares, W. K. S., Costa, A. P. C. S. e Aloise, D. J. (2011). Considerações sobre o problema do agendamento de sondas de manutenção onshore e proposição de instâncias. In *Anais do XLIII SBPO*, p. 2204-2014, Ubatuba, SOBRAPO.

Thomas, J. E. (2001). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro.

Tsitsiklis, J. N. (1992). Special cases of traveling salesman and repairman problems with time windows. *Networks*, 22: 263-283.

Anexos

Inst.	Sondas utilizadas			Atend.	%CS	Tp (s)
	C3	C4	C5			
75/1	3	0	2	40	33	0,9
75/2	2	1	2	42	32	1,0
75/3	4	1	1	41	35	0,5
75/4	4	0	2	45	40	0,6
75/5	4	1	1	46	37	0,3
100/1	4	2	1	58	32	0,9
100/2	4	2	1	58	33	0,6
100/3	4	2	2	62	33	1,0
100/4	4	1	2	56	30	0,8
100/5	4	1	2	60	32	1,3
125/1	5	3	4	89	39	1,0
125/2	5	4	1	77	28	2,2
125/3	5	3	2	83	32	1,1
125/4	5	3	1	81	31	2,3
125/5	5	4	2	90	38	2,6
150/1	5	5	1	88	34	1,5
150/2	5	4	2	90	33	0,9
150/3	5	4	1	80	30	1,5
150/4	5	3	2	82	32	1,8
150/5	5	5	3	102	36	1,6
175/1	5	5	2	101	32	1,3
175/2	5	5	1	87	26	0,8
175/3	5	5	2	102	30	1,0
175/4	5	5	3	103	29	1,9
175/5	5	5	4	112	31	1,6
200/1	5	5	5	111	30	1,0
200/2	5	5	2	99	27	2,5
200/3	5	5	3	111	31	1,0
200/4	5	5	3	101	28	1,5
200/5	5	5	2	100	26	1,2

Tabela 1 - Resultados computacionais do MMD com α = US$ 250/m^3 / T = 15 dias

Inst.	Sondas utilizadas			Atend.	%CS	Tp (s)
	C3	C4	C5			
75/1	3	1	1	68	45	9,4
75/2	3	0	2	66	44	2,4
75/3	3	1	1	66	43	2,9
75/4	3	0	1	57	36	3,0
75/5	3	1	1	70	45	7,7
100/1	4	1	1	83	39	2,0
100/2	4	1	1	86	40	2,5
100/3	4	1	1	8	34	3,2
100/4	4	1	1	83	36	3,5
100/5	4	1	1	88	38	2,5
125/1	4	2	3	121	43	17,0
125/2	5	2	2	118	39	18,0
125/3	5	2	2	122	43	3,7
125/4	5	2	1	119	40	16,7
125/5	5	2	1	116	39	3,2
150/1	5	3	1	136	40	3,5
150/2	5	2	2	129	39	17,4
150/3	5	3	1	127	38	4,1
150/4	5	2	2	130	41	18,0
150/5	5	3	2	143	40	12,5
175/1	5	4	2	158	42	13,0
175/2	5	5	1	151	38	5,2
175/3	5	4	2	164	41	16,7
175/4	5	5	2	167	40	11,5
175/5	5	4	3	160	39	3,5
200/1	5	5	3	176	37	14,5
200/2	5	5	2	175	39	6,9
200/3	5	5	2	178	40	5,8
200/4	5	5	3	179	41	7,9
200/5	5	5	2	172	39	14,2

Tabela 2 - Resultados computacionais do MMD com α = US$ 250/m^3 / T = 30 dias

Inst.	Sondas utilizadas			Atend.	%CS	Tp (s)
	C3	C4	C5			
75/1	4	1	2	53	36	0,9
75/2	4	1	2	55	34	0,6
75/3	4	2	1	47	33	0,5
75/4	4	0	2	46	32	0,6
75/5	4	2	1	53	35	0,0
100/1	4	4	1	70	33	1,4
100/2	4	4	1	68	35	1,2
100/3	4	4	2	72	33	0,7
100/4	4	2	2	63	27	1,4
100/5	4	3	2	74	33	1,5
125/1	5	4	5	101	37	1,3
125/2	5	5	2	89	28	1,0
125/3	5	4	3	95	31	1,4
125/4	5	4	2	94	32	1,7
125/5	5	5	2	95	33	0,6
150/1	5	5	2	99	31	0,7
150/2	5	5	2	98	29	1,8
150/3	5	5	2	95	30	1,9
150/4	5	5	3	105	34	1,9
150/5	5	5	4	111	32	4,9
175/1	5	5	4	115	31	1,5
175/2	5	5	5	106	30	1,7
175/3	5	5	5	124	31	1,0
175/4	5	5	5	117	28	1,2
175/5	5	5	5	117	27	1,4
200/1	5	5	5	111	23	1,9
200/2	5	5	5	121	28	1,1
200/3	5	5	5	126	29	0,6
200/4	5	5	5	114	26	0,7
200/5	5	5	5	123	27	1,7

Tabela 3 - Resultados computacionais do MMD com α = US$ 350/m^3 / T = 15 dias

Inst.	Sondas utilizadas			Atend.	%CS	Tp (s)
	C3	C4	C5			
75/1	3	1	1	68	37	2,3
75/2	3	1	2	73	44	2,4
75/3	4	1	1	72	41	6,1
75/4	4	0	2	71	46	2,7
75/5	4	1	1	74	44	1,7
100/1	4	2	1	93	37	3,6
100/2	4	2	1	95	39	1,9
100/3	4	2	2	97	39	4,6
100/4	4	2	2	100	41	3,6
100/5	4	1	2	95	38	9,5
125/1	5	2	3	124	38	7,8
125/2	5	3	2	122	36	4,6
125/3	5	2	2	122	35	7,2
125/4	5	2	2	124	39	14,4
125/5	5	3	2	124	41	5,6
150/1	5	4	1	141	37	5,5
150/2	5	4	2	146	39	2,3
150/3	5	4	2	143	40	5,4
150/4	5	3	2	140	38	4,5
150/5	5	5	2	148	39	16,3
175/1	5	5	2	164	38	4,3
175/2	5	5	2	159	35	8,5
175/3	5	5	2	168	36	7,0
175/4	5	5	3	173	36	4,9
175/5	5	5	4	173	38	3,9
200/1	5	5	5	190	36	4,6
200/2	5	5	3	185	35	19,9
200/3	5	5	4	195	40	17,9
200/4	5	5	4	186	37	9,2
200/5	5	5	3	180	35	16,4

Tabela 4 - Resultados computacionais do MMD com α = US$ 350/m^3 / T = 30 dias