



IBP 1253_06 OTIMIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO

Vinicius R. Rosa¹, Virgílio J. M. F. Filho²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Este trabalho descreve uma metodologia geral para a otimização da localização de plataformas e dos traçados de linhas que conectam os poços às plataformas. O objetivo é maximizar o valor presente líquido do projeto de desenvolvimento de campos de petróleo offshore. Para cada possível posição da plataforma são calculadas as vazões médias anuais e os custos de linhas correspondentes. O cálculo das vazões é realizado por meio de correlações de fluxo multifásico, correlações black oil, utilizando dados de reservatório e geometria de poços e linhas. O custo das linhas baseia-se nas distâncias entre os poços e a plataforma utilizando-se da representação da superfície do fundo do mar por um grafo. É feita uma comparação entre a otimização pela maximização do valor presente líquido e a minimização de custos de investimento. Um problema exemplo é solucionado para avaliar a metodologia.

Abstract

This paper presents a general method for finding the optimal platform location and pipeline routing to connect wells to platform. The objective of this model is the maximization of discounted after-tax cash flows. The average annual production rate and the total pipeline cost are calculated for each possible platform location. The production rates are calculated by multiphase correlations, black oil correlations, reservoir data, well and pipes specifications. The distances between the wells and platform define the pipeline costs. These distances are based on a graph that represents the mud line. A comparison between the maximization of discounted after-tax flow and the minimization of investment costs is made. An example problem is solved to testify the method.

1. Introdução

A complexidade inerente à atividade de exploração de um campo de petróleo em alto-mar implica a necessidade de se tomarem diversas decisões relativas ao projeto do sistema de produção. Tais decisões envolvem desde o estabelecimento do número, tipo de perfuração e capacidade de produção dos poços de petróleo, até a configuração de sistemas e equipamentos em plantas de processo nas plataformas. O desenvolvimento de campos de petróleo requer decisões de longo prazo, tomadas no início do projeto.

Um dos mais importantes problemas envolvidos no projeto de desenvolvimento da exploração de petróleo em águas profundas é a localização de poços e plataformas, também conhecido como layout submarino. Visando a um projeto econômico, a localização dos poços e das plataformas deve ser bastante planejada, como forma de minimizar os custos de aquisição e instalação dos equipamentos e reduzir a distância percorrida pelos fluidos nos dutos condutores. Constitui-se um item fundamental no projeto a correta análise das características do reservatório produtor para a definição do programa de produção do hidrocarboneto. Finalmente, uma avaliação técnica de cada aspecto de engenharia envolvido e do conjunto como um todo, definirão a viabilidade do desenvolvimento do campo petrolífero.

Segundo Devine e Lesso (1972), o problema geral de selecionar a melhor localização de plataformas dado um conjunto de poços é análogo ao problema de localização com múltiplas fábricas e depósitos. O problema consiste em

¹ Mestrando em Engenharia de Produção – COPPE/UFRJ

² DSc, Programa de Engenharia de Produção – COPPE/UFRJ

encontrar a quantidade, a capacidade e a localização de depósitos e a alocação de fábricas aos depósitos de modo a minimizar os custos de transporte e de instalação dos depósitos. As plataformas são encaradas como depósitos e os poços como fábricas. Os custos de ligação entre os poços e as plataformas correspondem ao custo de transporte entre as fábricas e os depósitos. Assim, o custo da linha depende da localização da plataforma, os custos das plataformas dependem de suas capacidades e profundidades das alocações. A localização de plataformas tem sido tratada como um problema de minimização de custos, como descrito em várias referências (Devine e Lesso, 1972; Frair e Devine, 1975; Marthur et al., 1982; Dogru.,1982; Grimmet e Startzman, 1987; Garcia-Diaz et al., 1996; Ding e Startzman, 1996; Nadaletti, 2004).

Além do problema minimização de custos, a localização de plataformas pode envolver o estudo da influência da localização na maximização do valor presente líquido da exploração do campo. Um problema típico da engenharia de petróleo é determinar a pressão requerida para um poço produzir a uma dada vazão. Para cada localização da plataforma temos diferentes configurações da malha de linhas de coleta. Para cada poço e a cada configuração da malha de coleta há diferentes curvas de pressões requeridas. A localização da plataforma deve ser escolhida de modo a maximizar a antecipação da produção. A antecipação é obtida quando há maiores vazões no início da produção do campo, resultado da combinação de todas as curvas de pressão requerida. Além disso, esta análise deve ser feita ao longo do tempo, considerando para cada poço as alterações na vazão de óleo e na fração de água produzida.

Este trabalho descreve uma metodologia para a solução do problema do layout submarino, em especial a localização de plataformas de produção. Será adotada como função objetivo a maximização do VPL considerando a vazão de óleo decorrente da configuração deste sistema ao longo do tempo e o custo de linhas do sistema de coleta, exportação e injeção de água. Também será feita uma comparação entre os resultados entre as soluções de minimização de investimentos contra a maximização do VPL.

2. Modelagem do Problema

A modelagem do problema é composta de quatro partes principais: a representação da superfície do fundo do mar em um grafo; a geração da matriz de distâncias deste grafo; o cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo para cada possível posição da plataforma e o cálculo do VPL associado a estas posições.

2.1. A Representação da Superfície do Fundo do Mar

A batimetria do fundo do mar do campo de petróleo em estudo deve ser conhecida e as coordenadas das cabeças dos poços são supostas previamente definidas. Então, a superfície do fundo do mar é representada como um grafo onde os vértices são posições no fundo do mar. Parte destes vértices visam caracterizar a posição dos poços do campo e devem, portanto, se aproximar ao máximo das coordenadas das cabeças dos poços do campo em estudo. Outros vértices são utilizados para caracterizar a variação de profundidade do fundo do mar, desta forma o valor das arestas do grafo, permitirá levar em conta os dados de batimetria. A representação será tão mais precisa quanto maior for o número de vértices do grafo.

A figura 1 ilustra como a superfície do fundo do mar pode ser representada por um grafo. Nota-se, na figura, que os vértices 17, 18 e 19 estão em uma profundidade menor e os vértices 51, 52 e 53 em uma profundidade maior.

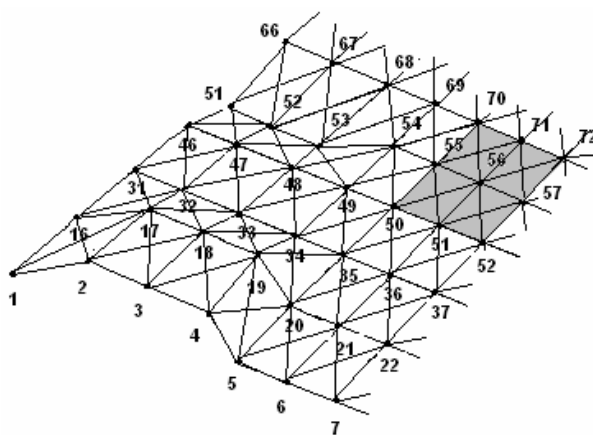


Figura 1. Grafo que representa a superfície do fundo do mar.

A plataforma é também localizada em um dos vértices do grafo e as linhas de produção e injeção são representadas por itinerários entre os vértices das cabeças dos poços e o vértice da plataforma. Desta forma obtêm-se o comprimento das linhas pela soma do valor das arestas de cada itinerário.

Muitas vezes há restrições ambientais ou de segurança à instalação de linhas e à localização de plataformas, bem como outros tipos de obstáculos submarinos. Nestes casos a representação no grafo deve considerar estas restrições. No exemplo ilustrado na figura 1 os vértices 50, 51, 52, 55, 56, 57, 70, 71, e 72 estão inibidos a localização de plataformas e a itinerários de traçado de linhas.

Em situações onde a profundidade não varia muito e pode ser considerada constante, um programa pode ser elaborado de modo a otimizar a geração do grafo com distância pré-fixada entre os vértices.

2.2. Matriz de distâncias

Após a definição do grafo que representa a superfície do fundo do mar é necessário obter as menores distâncias entre cada par de vértices. Uma das formas de obter estas distâncias é através do algoritmo de Floyd, descrito em Boaventura (1997), que é matricial e permite a obtenção das menores distâncias entre todos os vértices de um grafo, determinando a matriz de distâncias mínimas. Uma matriz de roteamento também é obtida, com a utilização do algoritmo de Floyd, definindo os itinerários relativos às distâncias mínimas entre os pares de vértices.

Os vértices inibidos que representam obstáculos submarinos têm as arestas entre os vértices adjacentes valoradas com uma distância significativamente alta, como por exemplo, 10^6 . Deste modo, sempre estarão fora dos itinerários relativos às menores distâncias.

Não há restrição ao compartilhamento de vértices nos itinerários. As linhas podem compartilhar os vértices de seus itinerários.

A plataforma pode situar-se em um mesmo vértice que representa a cabeça de um poço. É uma aproximação onde é desconsiderado o raio mínimo de afastamento da plataforma.

2.3. Cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo correspondentes a cada posição da plataforma

As vazões de óleo são calculadas utilizando a teoria de elevação natural de petróleo, correlações de gradiente de pressão em fluxos multifásicos, correlações de propriedades dos fluidos Black Oil e a curva de evolução da fração de água ao longo do tempo. Ao longo da tubulação do poço e das linhas de produção a pressão e a temperatura variam. Em decorrência desta variação, as propriedades do fluido produzido tais como viscosidade, densidade e fração de gás, também variam. Uma forma corrente de tratar o problema é fracionar o percurso ao longo do escoamento em pequenos trechos de modo a poder considerar constantes as propriedades dos fluidos em cada trecho. Desta forma, utilizando dados médios de pressão e temperatura, as propriedades podem ser calculadas através das correlações Black Oil.

O gradiente de temperatura é calculado através da equação de Alves et al. (1992) que considera diferentes modelos de troca térmica para o poço e para a linha, bem como os efeitos de expansão do gás com a queda de pressão ao longo do escoamento.

O gradiente de pressão é calculado por um método iterativo, descrito a seguir. Fixando-se o valor da pressão de chegada na plataforma e usando correlações de fluxo multifásico adequadas a fluxo vertical para o poço e o *riser* e a fluxo horizontal para a linha de produção é possível calcular a queda de pressão ao longo do escoamento, que ocorre do fundo do poço até a plataforma. A perda de carga é função da vazão que é definida iterativamente através do modelo de curva de pressão disponível de Vogel. O ponto de equilíbrio é o ponto onde a pressão requerida pela perda de carga calculada e a pressão disponível calculada pelo modelo de Vogel têm o mesmo valor. Esta pressão determina a vazão do poço para as condições de contorno estabelecidas. Ao variar alguma destas condições, as curvas de pressão necessária e disponível podem ser alteradas e o ponto de equilíbrio desloca-se devendo ser calculado novamente. A curva de pressão necessária é função das propriedades dos fluidos e da geometria do sistema de escoamento (poço, *riser*, linha). A curva de pressão disponível é função do método de elevação e das propriedades do reservatório.

De modo a calcular a curva de produção ao longo do tempo é necessário definir qual será o método de manutenção de pressão a ser utilizado no reservatório. Neste trabalho é considerada a injeção de água como este mecanismo, o qual permite considerar o índice de produtividade dos poços constantes. Foi aqui também considerado que a injeção de água tem plena eficiência, sem a presença de barreiras que impeçam a transmissibilidade da pressão dos poços injetores no reservatório. Como consequência da manutenção de pressão, também é mantida constante a relação gás-óleo, devido a não formação ou expansão de capa de gás no reservatório. Para a análise temporal é necessário também dispor das curvas de fração de água esperadas para cada poço em função do tempo de produção. Um valor médio de fração de água é considerado para cada ano de produção.

Um outro aspecto importante na elaboração das curvas de produção é o método de elevação a ser utilizado. Neste trabalho foi analisada apenas a elevação natural devido à dificuldade na definição de um algoritmo para estabelecer a vazão ótima de gás lift a cada cálculo de vazão produzida relativa às todas as possíveis posições da plataforma e aos vinte anos de produção.

Todos os poços são satélites, ligados diretamente a plataforma, sem a utilização de manifolds de produção e injeção. Considera-se que as linhas umbilicais e de gás lift são solidários com a linha de produção, seguindo o mesmo itinerário no grafo entre a plataforma e os poços produtores.

A cada posição da plataforma, há distâncias distintas entre ela e os poços, lidas na matriz de distâncias. Desta forma a geometria do sistema varia, aumentando ou reduzindo o comprimento das linhas, alterando as curvas de

pressão necessária dos poços, gerando diferentes vazões a cada posição da plataforma e a cada ano de produção. Calcula-se, então, para cada possível posição da plataforma no grafo vazões médias anuais de óleo por vinte anos considerando variação anual de fração de água.

Na determinação das vazões dos poços a cada posição da plataforma e a cada ano emprega-se um software simulador de fluxo multifásico, o *Marlim* (Multiphase Flow and Artificial Lift Modelling). Este software foi desenvolvido pela Petrobras para a otimização de sistemas de produção de óleo com emprego de elevação artificial e é largamente utilizado na empresa atualmente. Um programa em Pascal foi desenvolvido para a inserção dos dados a cada cálculo de vazão no *Marlim* de modo a otimizar esta rotina e organizar os resultados.

Não se considera a capacidade máxima de processamento da plataforma, não há restrições de máximas vazões de líquido ou de óleo. Neste trabalho, o maior interesse é determinar o local ou a região mais viável para a instalação de uma plataforma considerando a maximização do VPL.

2.4. Cálculo do valor presente líquido associado a cada posição da plataforma

O valor presente líquido é calculado como a diferença entre o valor presente e o custo do desenvolvimento. O custo do desenvolvimento representa os investimentos para viabilizar a produção de um campo de petróleo em função da localização da plataforma, envolvendo custo de perfuração de poços, compra e instalação de linhas de produção e injeção e custo da plataforma. Este investimento é definido como:

$$D_k = C_{PC} \cdot n_p + \left[\sum_{j=1}^{n_p} d_{jk} + P_k \right] \cdot C_L + C_{UEP} \quad k = (1, 2, 3, \dots, \text{possíveis posições da plataforma}) \quad (1)$$

Onde:

D_k = custo de desenvolvimento com a plataforma posicionada no vértice k do grafo;

C_{PC} = custo de perfuração e completação de um poço produtor ou injetor;

n_p = número total de poços, produtores e injetores;

d_{jk} = distância do poço produtor ou injetor localizado no vértice j ao vértice k, onde está a plataforma;

P_k = profundidade em relação ao nível do mar do vértice k;

C_L = custo de linha por metro;

C_{UEP} = custo da plataforma, a unidade estacionária de produção.

O valor presente de cada posição da plataforma é calculado descontando-se das receitas as despesas operacionais. A receita é função do volume produzido e do preço de venda do barril de petróleo. As despesas envolvem custos fixos, variáveis e a tributação. O valor presente da diferença receita menos despesas é definido como:

$$VPL_K = \sum_{t=1}^T \left[\left(\bar{Q}_t \cdot 365 \cdot V_{ot} \cdot (1 - I) \right) - \left(C_{MP} \cdot n_p + C_V \cdot \bar{Q}_t \cdot 365 \right) \right] e^{-i \cdot t} \quad k = (1, 2, \dots, \text{possíveis posições}) \quad (2)$$

Onde:

VPL_K = valor presente líquido do projeto com a plataforma no vértice k;

$\bar{Q}_t$ = vazão média anual de óleo no ano t;

V_{ot} = preço de venda do barril de petróleo no ano t;

I = impostos sobre a receita;

C_{MP} = custo de manutenção de poços produtores e injetores;

C_V = custo variável;

n_p = total de número de poços, produtores e injetores;

i = taxa de juros;

t = tempo em anos;

T = tempo total de produção do campo.

Com os valores de VPL para os vértices do grafo onde é possível instalar uma plataforma é feito um ranking para selecionar quais possuem os valores mais altos. Estes representam as posições mais vantajosas à instalação de uma plataforma. A matriz de itinerários referente à posição escolhida mostra os traçados utilizados para as linhas de produção e injeção.

3. Problema Exemplo

Para exemplificar a metodologia proposta para localização de plataformas foram consideradas características do sistema de produção, reservatório, geometria de poços e propriedade de fluidos. O estudo foi desenvolvido tendo como base um cenário com um campo de petróleo típico da Bacia de Campos.

O sistema de produção envolve treze poços produtores e nove injetores. São utilizadas linhas de produção flexíveis de 6" de diâmetro não isoladas termicamente, com coeficiente de troca de calor (TEC - *Thermal Exchange Coefficient*) de 10 W/mK. Os poços produtores têm colunas de produção de 5,5 polegadas de diâmetro em poços horizontais com completação molhada. Por simplificação, as linhas e poços de injeção são considerados com as mesmas características que os de produção.

O reservatório é compartimentado em três blocos com pouca ou nenhuma conectividade hidráulica conferindo diferentes características aos fluidos e valores de pressão estática e de saturação. Estes blocos também apresentam diferentes profundidades em relação ao nível do mar e exigindo diferentes geometrias para os poços produtores. Por simplificação, foi adotada a temperatura de 65 °C no fundo do poço para os três blocos do reservatório. Os dados de reservatório e dos poços produtores estão ilustrados na tabela 1.

Tabela 1. Dados de reservatório e dos poços produtores.

Poços Produtores	Vértice	Bloco	Razão Gás Óleo (m³/m³)	Grau API	Índice de Produtividade (kgf/cm² / m³)	Pressão Estática (kgf/cm²)	Profundidade (m)	Pressão de Saturação (kgf/cm²)	Comprimento da coluna de produção (m)
Poço 1	35	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 2	102	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 3	85	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 4	83	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 5	98	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 6	84	1	130	23	100	285	1015	260	1300
Poço 7	80	2	100	24	60	300	970	260	1750
Poço 8	17	2	100	24	60	300	970	260	1750
Poço 9	33	2	100	24	60	300	970	260	1750
Poço 10	137	3	110	22	170	280	1215	285	1000
Poço 11	199	3	110	22	170	280	1215	285	1000
Poço 12	170	3	110	22	170	280	1215	285	1000
Poço 13	167	3	110	22	170	280	1215	285	1000

Nas premissas adotadas, o sistema de injeção de água mantém a pressão estática constante. Por consequência, o índice de produtividade não varia ao longo do tempo e, devido à pressão estática ser superior a pressão de saturação nos três blocos, não há gás livre no reservatório. A localização dos poços injetores no grafo é mostrada na tabela 2.

Tabela 2. Vértices relativos a poços injetores.

Poço injetor	Poço A	Poço B	Poço C	Poço D	Poço E	Poço F	Poço G	Poço H	Poço I
Vértice	1	153	63	198	215	87	37	38	61

São utilizadas no software *Marlim* a correlação de Beggs & Brill com correção de Palmer para o cálculo de gradiente de pressão no fluxo multifásico descrita em Minami (2004). A pressão de chegada na plataforma é fixada em 15 kgf/cm². Para a viscosidade, razão de solubilidade e fator volume formação são empregadas as correlações de Glaso, descritas em Verotti (2004). Considera-se, por simplificação, que o óleo não forma emulsão. A densidade do gás de formação típico da Bacia de Campos é 0,75 e a da água é 1,04.

A fração de água do fluxo de líquido produzido pelos poços varia ao longo do tempo por bloco. A variação segue incrementos exponenciais segundo a equação 3.

$$BSW = 100 - 100 \cdot e^{-a \cdot t} \quad (3)$$

Onde:

BSW = fração de água

a = taxa de incremento anual de fração de água

t = tempo em anos

No bloco 1 a taxa de incremento adotada é de 12% a partir do segundo ano; no bloco 2 é de 15 % a partir do terceiro ano e no bloco 3 é de 10 % a partir do segundo ano. Para este exemplo são considerados vinte anos de produção, tempo geralmente empregado nos contratos de concessão da ANP. Na tabela 2 estão os valores de fração de água gerados pela equação (3), utilizados no estudo.

Tabela 2. Frações de água por ano e por bloco.

Bloco \ Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0%	0%	12%	23%	32%	40%	47%	54%	59%	64%	68%	72%	76%	78%	81%	83%	85%	87%	89%	90%
2	0%	0%	0%	15%	28%	39%	48%	56%	62%	68%	73%	77%	80%	83%	86%	88%	90%	91%	93%	94%
3	0%	0%	10%	19%	27%	34%	41%	47%	52%	57%	61%	65%	69%	72%	75%	77%	79%	81%	83%	85%

A superfície do fundo do mar, que representa a região do exemplo foi representada por uma rede cartesiana de 15 x 15 vértices, gerando um grafo com 225 vértices. A variação de profundidade não foi considerada no grafo, mantendo constante o valor de 1000 m para as arestas paralelas aos eixos cartesianos, desde os mais próximos ao continente até os mais distantes e valor de 1212,2 m para as que formam as diagonais,. Na figura 2 ilustra-se parte do grafo utilizado. Essa simplificação deve-se ao pequeno ganho de profundidade observada na Bacia de Campos para uma área de 15 km². Como aproximação dos valores observados na tabela 1, foi considerada no simulador *Marlim* a profundidade de 1100 m para todas as possíveis posições da plataforma e para todos os poços. Um programa em Pascal foi desenvolvido para gerar grafos com as características apropriadas a este estudo.

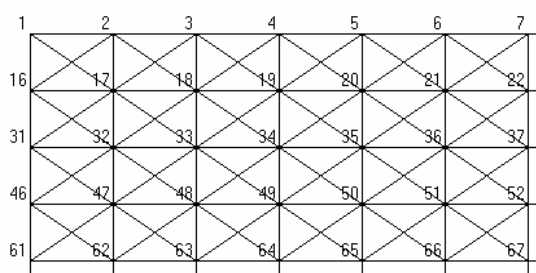


Figura 2. Parte do grafo que representa a superfície do fundo do mar.

A tabela 3 apresenta os parâmetros utilizados no cálculo do valor presente líquido.

Tabela 3. Parâmetros para cálculo do valor presente líquido.

INVESTIMENTOS		
Linha flexível de 6", TEC 10 + instalação	1.500	US\$/m
Plataforma	800.000.000	US\$
Perfuração e Completação	30.000.000	US\$/poço
Riser	1.100	m
Número total de poços (prod. + inj.)	22	
CUSTOS DE OPERAÇÃO		
Impostos	35%	sobre a receita
Custo de manutenção de um poço	350.000	US\$/ano
Custo variável	10	US\$/bbl
RECEITA		
Preço do barril	25	US\$/bbl
Taxa de juros	10%	ao ano

O estudo, exemplificado neste trabalho, analisou os dois critérios previamente descritos para a abordagem do problema: a melhor localização segundo a maximização do valor presente líquido e aquela que leva a minimização dos custos de desenvolvimento. Os resultados obtidos indicam que a solução que maximiza o VPL ocorre com a plataforma localizada no vértice 83, com o valor de US\$ 742.012.737 e custo de desenvolvimento de US\$ 1.692.847.878. A solução da minimização do investimento ocorre com a plataforma localizada no vértice 80 com o valor de US\$ 1.679.533.912. A distribuição do VPL nos vértices do grafo pode ser avaliada na figura 3 enquanto a distribuição do

investimento é mostrada na figura 4. Nestas figuras se agruparam os vértices por classes de valor, gerando regiões de isoVPL na figura 3 e de isocustos na figura 4.

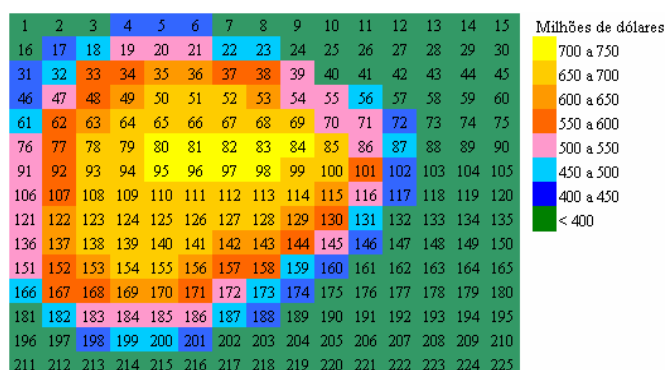


Figura 3. VPL de cada possível posição da plataforma.

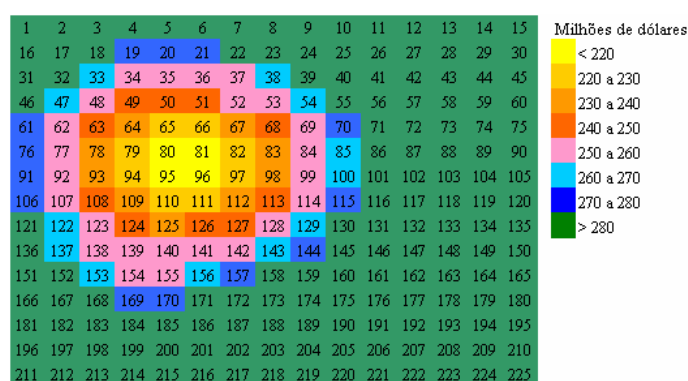


Figura 4. Custo de desenvolvimento relativo às possíveis localizações da plataforma.

Os experimentos computacionais foram executados em um computador Intel Pentium 4 de 2.4 GHz, 512 MB de memória RAM e 80 GB de disco rígido e demandaram um tempo de processamento total de 16 horas.

4. Conclusões

Devido à altíssima complexidade inerente ao projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, não é possível estabelecer uma analogia perfeita com as condições reais. Não há controle total sobre a natureza estocástica dos custos de perfuração, existem incertezas consideráveis sobre a natureza do reservatório, as condições econômicas atuais e futuras e até mesmo sobre legislação. Uma solução ótima como resultado deste estudo não implica ter uma solução pronta para ser implantada nas condições reais. A aplicação desta metodologia fornece mais uma ferramenta de apoio à decisão as equipes envolvidas em projetos de desenvolvimento. A contribuição deste método proposto é permitir as equipes de projeto melhor visualização de como o VPL pode ser influenciado pela posição da plataforma.

Pelas características do campo estudado, não há diferenças significativas entre as localizações com os VPL de maior valor e, devido as usuais incertezas dos dados utilizados, podemos aproximá-los gerando uma área ótima. Da mesma forma é possível agrupar os vértices com valores de VPL próximos de modo a formar regiões de otimalidade.

Como é possível observar nas figuras 3 e 4, a otimização da localização da plataforma através da maximização do VPL se comparada à localização sugerida pela minimização de investimentos, permite maior flexibilidade de projeto. Esta abordagem não considera apenas os custos de desenvolvimento, os valores de VPL são influenciados também pelas características do campo em estudo.

O grafo que representa a superfície do fundo do mar é formado por quadrados em cliques. Esta configuração gera um grande número de arestas e, por consequência, inúmeros possíveis caminhos entre dois vértices. Devido a ausência de obstáculos submarinos neste exemplo e ao grande número de arestas, podemos considerar as distâncias como euclidianas. Esta aproximação pode explicar o resultado ilustrado na figura 4, onde as regiões de isocustos tem similaridade a círculos concêntricos.

A metodologia descrita considera como definidas as coordenadas das cabeças dos poços. Entretanto, mantendo o fixo o objetivo no reservatório, a localização das cabeças dos poços pode mudar em função da posição da plataforma. Nestes casos é possível recorrer adaptar a metodologia proposta para a partir de iterações sucessivas a encontrar as configurações que permitem maiores valores de VPL.

5. Referências

- ALVES, I. N., ALHANATI, F. J. S., SHOHAM, O. A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines. *SPE Production Engineering*, paper SPE 20632, Nov., 1992.
- BOAVENTURA NETTO, P. O. *Grafos: Teoria, Modelos, Algoritmos*, Editora Edgar Blücher, 1996.
- DEVINE, M. D., LESSO, W., G. Models for the minimum cost development of offshore oil fields. *Management Science*, v. 18, n. 8, p B378-387, 1972.
- DING, Z. X., STARTZMAN, R. A. A software system for oilfield facility investment minimization. *SPE Computer Applications*, paper SPE 28252, Aug., 1996.
- DOGRU, S. Selection of optimal platform locations. In: *Califórnia Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers – paper 10754*, San Francisco, EUA: Society of Petroleum Engineers, Mar., 1982.
- FRAIR, L., DEVINE, M. Economic optimization of offshore petroleum development. *Management Science*, v. 21, n. 12, p 1370-1380, 1975.
- GARCIA-DIAZ, J. C., STARTZMAN, R. A., HOGG, G. L. A new methodology for minimizing investment in the development of offshore fields. *SPE Production & Facilities*, paper SPE 26018, Feb., 1996.
- GRIMMETT, T., T., STARTZMAN, R., A. *Optimization of offshore field development to minimize investment*. SPE Drilling Engineering, paper SPE 16297, Mar., 1987.
- MARTHUR, A., HAIRE, W. M., EARHART, J. W. An approach to optimum facility sitting. In: *California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers – paper SPE 10741*, San Francisco, EUA: Society of Petroleum Engineers, Mar., 1982.
- MINAMI, K., *Correlações de escoamento multifásico*, Apostila Programa Treinees Petrobras 2004 – Curso de Engenharia de Petróleo, Petrobras, 2004.
- NADALETTI, L. P. Resolução de Problemas Baseada em Interação no Projeto de Localização de Plataformas e Poços de Petróleo em Águas Profundas. *Dissertação Mestrado em Informática*, Universidade Federal do Espírito Santo, 2004.
- VEROTTI FILHO, C. *Propriedades dos Fluidos* Apostila Programa Treinees Petrobras 2004 – Curso de Engenharia de Petróleo, Petrobras, 2004.