



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO EM CAMPO DE PETRÓLEO PELO ESTUDO DO PROBLEMA DE LOCALIZAÇÃO DE POÇOS E UNIDADES DE PRODUÇÃO

Roberta Gomes de Souza Santana

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. D. Sc. Virgílio José Martins Ferreira Filho.

Coorientador: M. Sc. Vinícius Ramos Rosa

**RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JULHO, 2012.**

Gomes de Souza Santana, Roberta. Otimização da Produção em Campo de Petróleo pelo Estudo do Problema de Localização de Poços e Unidades de Produção / Roberta Gomes de Souza Santana. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

xvi, 121 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Coorientador: Vinícius Ramos Rosa

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 110-111.

1. Localização de Poços. 2. Análises Estatísticas. 3. Modelagem de reservatórios. I. Ferreira, Virgílio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família, que sonhou com a minha formatura, abdicou de seus desejos para viver a minha luta, e vencemos.

Agradecimentos

À minha mãe, que foi e sempre será o alicerce de todo meu crescimento e de tudo que hoje posso me orgulhar do que sou.

Ao meu pai, que, de maneira brilhante, tornou-se uma inspiração do que é ser pai e amigo.

À minha irmã, que, nos momentos mais difíceis, fez ser clara a importância do companheirismo, compreensão e amizade.

Ao professor e orientador Virgílio José Martins Ferreira Filho pelos ensinamentos e por estar à inteira disposição sempre que necessário.

Ao coorientador Vinícius Ramos Rosa, que esteve sempre disponível e tornou esse trabalho possível.

À Schlumberger, pelo suporte dado a este trabalho através da cessão da suíte de softwares de simulação de reservatórios.

Ao Minitab Inc., pela permissão de uso de seu software Minitab nesse projeto.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro e suporte ao longo do desenvolvimento desse trabalho.

À UFRJ pela disponibilidade do laboratório LORDE, que me forneceu o ambiente e ferramentas necessárias para a confecção desse projeto.

Aos meus colegas de turma, pelos 5 (cinco) anos de trabalho e cooperação, pelas amizades criadas e por tudo que me ensinaram, tanto pessoalmente quanto profissionalmente.

Roberta Gomes de Souza Santana

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Otimização da Produção em Campo de Petróleo pelo Estudo do Problema de Localização de Poços e Unidades de Produção

Roberta Gomes de Souza Santana

Julho/2012.

Orientador: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Curso: Engenharia de Petróleo

O presente projeto apresenta um processo de determinação da melhor localização de poços e unidades produtoras em um campo de petróleo a fim de melhorar a performance do reservatório e otimizando o volume de óleo recuperado, maximizando a rentabilidade. O processo apresentado usa diversas análises estatísticas sob os valores resultantes de simulações de reservatórios em softwares comerciais, sob determinadas considerações e parâmetros. Análise de sensibilidade e a metodologia de superfícies de resposta são também aplicadas para a melhor compreensão de como cada poço influencia na produção total e como a localização da plataforma e/ou manifold pode ser alterada para a otimização da produção. O método é demonstrado sendo aplicado em um campo de escala real, com dados sintéticos e objetiva ser mais uma maneira de guiar a tomada de decisões sobre um projeto de desenvolvimento de um campo produtor.

Palavras-chave: localização de poços, análises estatísticas, Plackett-Burman, modelagem e simulação de reservatórios.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

Production Optimization by Solving the Well and Unit Production Location Problem

Roberta Gomes de Souza Santana

July/2012.

Advisor: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Course: Petroleum Engineering

This Project provides a process for determining the Best location of well and production units in an oil field in order to optimize the reservoir performance and the volume of recovered oil, maximizing the profitability. The process uses various statistical analyses presented in the reservoir simulation results, under considerations and parameters. Sensibility analysis and response surface methodology is also applied to a better understanding of how each well influence the total production and the location of the platform and/or manifold can be changed to optimize the production. The method is shown being applied on a field scale with synthetic data. It aims to be a new way of guiding decision-making on a project to develop a field production.

Keywords: well location, statistics analysis, Plackett-Burman, modeling and reservoir simulation.

Sumário

1	Introdução:	1
1.1	Estruturação do trabalho:.....	3
2	Definição do problema:	3
3	Geoengenharia do petróleo:.....	6
3.1	Migração do petróleo:.....	7
3.2	Rocha reservatório.....	7
3.3	Rocha Selante.....	8
3.4	Principais propriedades do reservatório.....	8
3.4.1	Propriedades da Rocha	8
3.4.2	Mecanismos de produção	10
3.4.3	Os mecanismos de produção de um reservatório são:.....	10
3.4.4	Propriedades dos Fluidos.....	13
3.5	Modelagem de Reservatórios	19
3.5.1	Prospecção.....	19
3.5.2	Incertezas geológicas:.....	22
3.6	Heterogeneidade do reservatório	24
3.6.1	Upscaling.....	24
3.6.2	Petrel	25
3.7	Simulação de Reservatórios.....	25
3.7.1	Fluxo em meio poroso	25
3.7.2	Eclipse	32
4	Sistemas marítimos de produção	35
4.1	Tipos de poços.....	36
4.1.1	Poço vertical:.....	36
4.1.2	Poços horizontais:.....	36
4.1.3	Poços Tipo 1:.....	36
4.1.4	Poços Tipo 2:.....	36
4.1.5	Poços Tipo 3:.....	36
4.1.6	Poços Tipo <i>Designer</i> (3D):.....	36

4.2	Tipos de completação.....	38
4.2.1	Completação a poço aberto:.....	38
4.2.2	Liner rasgado ou canhoneado:	39
4.2.3	Revestimento canhoneado:	40
4.2.4	Métodos para controle da produção de areia:.....	40
4.3	Arranjo de poços	42
4.4	Manifolds	44
4.5	Unidades Estacionárias de Produção (UEPs).....	45
4.5.1	UEPs fixas	45
4.5.2	UEPs flutuantes	47
4.6	Parâmetros para a definição da UEP em um projeto de desenvolvimento.	50
4.7	Linhas de produção e risers: escoamento e estocagem de óleo.....	51
5	Elevação e escoamento.....	57
5.1	Fluxo na coluna e linhas de produção:.....	59
5.1.1	Fluxo bifásico.....	59
5.1.2	Relações do Escoamento Bifásico	62
5.1.3	Perda de pressão no fluxo bifásico:	65
5.2	Simulação de fluxo: Pipesim®	69
5.2.1	Correlação de fluxo multifásico vertical e horizontal:	69
6	Localização de facilidades.....	69
6.1	Ferramentas estatísticas	70
6.1.1	Análise de experimentos de Plackett-Burman	70
6.1.2	Superfície de resposta.....	75
6.1.3	Minitab®	78
7	Metodologia de Solução.....	79
7.1	Partição do reservatório: planejamento dos poços	80
7.2	Simulação dos cenários criados.....	80
7.3	Análise de sensibilidade para definir o melhor cenário	80
7.4	Criação da equação de superfície de resposta para cada poço e global	81
7.5	Análise da viabilidade econômica do projeto	84
8	Estudo de caso: FIELD.....	84

8.1	Planejamento dos poços	93
8.2	Otimização da localização dos poços	94
8.3	Representação do solo marinho usando isovazões.....	96
8.4	Simulação de Fluxo: Pipesim [®] :	96
8.5	Superfície de Resposta para obtenção da equação que representa perda de carga multifásica entre o fundo do poço e a plataforma:.....	99
8.6	Cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo correspondentes às possíveis posições da plataforma	102
8.7	Cálculo do valor presente líquido	103
9	Conclusões e discussões.....	105
10	Sugestões de desenvolvimento futuros	108
11	Referências bibliográficas	109
12	ANEXO I	Erro! Indicador não definido.

1 Introdução:

O petróleo e seus derivados são partes importantes e determinantes para a matriz energética mundial e para a produção de bens em diversas escalas, influenciando o desenvolvimento econômico dos países, seja pela produção, comercialização ou utilização em diversos níveis da cadeia produtiva mundial. Nessa perspectiva, é relevante o estudo e desenvolvimento de métodos que permitam a otimização da produção de campos petrolíferos, seja durante o planejamento ou durante a operação, favorecendo a lucratividade e o aumento de volume da matéria-prima disponível.

Utilizando informações técnicas das fases iniciais da exploração de um campo de petróleo é necessária a definição da estratégia de desenvolvimento do campo considerado, a fim de adequar a tecnologia disponível para tal à rentabilidade esperada da produção, gerenciando o volume de petróleo possível de ser extraído. Uma das etapas desta definição é a localização de facilidades consideradas no projeto para maximizar sua rentabilidade. No entanto, em um campo a ser estudado, existem infinitas possibilidades de estruturação da estratégia, o que traz a necessidade de estabelecimento de considerações prévias que reduzam o universo de opções para guiar o processo de definição do plano de desenvolvimento, de forma a permitir que, rapidamente, possam conhecer as possibilidades que mais se aproximam da solução ótima final. Como variáveis de projeto podem ser citadas a localização e tipo de poços produtores. Um aproveitamento eficiente de um campo produtor depende das decisões de longo prazo tomadas nos primeiros estágios do desenvolvimento.

Como o ponto focal para a determinação do plano final de desenvolvimento de um campo é o valor presente líquido do projeto, baseado no volume estimado de óleo a ser produzido, é necessário fazer tais previsões. A ferramenta mais utilizada para realizar esta estimativa de produção de óleo, gás e água é a simulação de fluxo em meio poroso em reservatórios. Nela, o reservatório é representado por um modelo de simulação, desenvolvido a partir das seguintes informações: a profundidade da formação e suas características geométricas, a temperatura e pressão o qual está submetido, as propriedades de rocha e fluidos (óleo, gás e água), a presença ou não de um aquífero e de fraturas, a disposição dos poços de produção e injeção e as condições de operação de cada poço. Essa é a melhor forma de estimar a produção por cada opção de estratégia considerada.

Faz-se então necessário o estudo do fluxo dos fluidos produzidos do reservatório a unidade de produção. Nesse momento, o escoamento multifásico necessita ser considerado para que haja a garantia da chegada da produção até seu destino final. Durante o escoamento, ocorre a perda de energia do fluido devido à fricção das partículas fluidas entre si e entre partículas fluidas com a parede interna do tubo, em função da extensão da tubulação, de sua rugosidade, de seu diâmetro e da velocidade do escoamento. Ainda existem as perdas que se devem a qualquer acessório que altere a velocidade do escoamento do fluido tais como o aumento ou redução de turbulência, a mudança de direção e a variação de diâmetro. Assim, uma possível redução no comprimento de tubulação a que esse fluido estaria submetido reduziria a perda de energia. Nesse ponto de vista, a localização da plataforma de produção e possíveis manifolds é relevante dentro do escopo de otimização do plano de desenvolvimento a ser estabelecido.

Ainda, a redução das distâncias a serem percorridas pelos dutos que conectam os poços às plataformas e a necessidade de equipamentos adicionais vai ao encontro do objetivo de maximização do valor presente líquido do projeto por meio de redução dos custos de operação e de instalação de equipamentos (dutos, manifolds e etc.). Segundo FRANCO[8], a maior fração dos custos de projeto está relacionada às linhas de produção de tubulações necessárias, o que torna a redução da utilização destas importante para o aumento da rentabilidade.

Nesse projeto descreve-se uma metodologia para a otimização do valor presente líquido de um projeto de desenvolvimento de um campo produtor, considerando a localização de poços produtores, manifold e plataforma de produção, a fim de trazer viabilidade econômica ao campo, guiando a tomada de decisão da equipe de planejamento com ferramentas simples, agilizando a determinação da estratégia final. O reservatório estudado é tratado com softwares comerciais de modelagem e simulação. O fluxo de fluidos pelo solo marinho recebe uma descrição específica que auxilia o entendimento de como será localizada a plataforma de produção. O fluxo dos fluidos através dos dutos de escoamento é analisado também com a ajuda de software comercial e são aplicadas diversas ferramentas estatísticas (Planejamento de Experimentos e Superfície de Resposta,) sobre os valores obtidos das simulações de reservatório e das análises de fluxo para que esses dados sejam interpretados de forma simples e possam nortear a tomada de decisões de definição do layout submarino do projeto.

1.1 Estruturação do trabalho:

O presente estudo encontra-se estruturado em 10 capítulos, incluindo esta introdução a qual descreve a origem, os objetivos, uma breve revisão bibliográfica e a motivação deste estudo. No segundo capítulo é apresentado o contexto físico do problema estudado: os sistemas marítimos de produção. A teoria relativa à elevação e escoamento utilizada neste trabalho é descrita resumidamente no terceiro capítulo. O quarto capítulo trata das ferramentas estatísticas e computacionais necessárias para o projeto. Enquanto o quinto capítulo descreve a metodologia usada para trabalhar o problema, o sexto capítulo descreve o estudo caso e seus detalhes, modelagem aplicada e resultados obtidos. A análise dos resultados do problema exemplo, conclusões e recomendações para trabalhos futuros são descritos no sétimo capítulo. O oitavo capítulo reúne a bibliografia utilizada neste estudo.

2 Definição do problema:

Uma exploração eficiente de campos de petróleo depende de importantes decisões a longo prazo tomadas no início do desenvolvimento desse campo. A fim de reduzir custos e incertezas, além de maximizar os lucros, diversos métodos têm sido propostos para a otimização da produção com o auxílio da localização das estruturas necessárias para permitir o fluxo de fluidos do reservatório até a unidade de produção. Os problemas de localização de facilidades tratados em diversos artigos são modelados por programação linear, métodos de simulação, métodos heurísticos e programação dinâmica. Nesse aspecto, o trabalho aqui proposto busca o uso de ferramentas computacionais que tratam ferramentas estatísticas e usam baixo volume de processamento computacional, após resultados de simulação de reservatórios.

DOGRU [6] entende a necessidade de reduzir o custo da perfuração em um projeto de exploração e trabalha com a otimização da posição da plataforma para atingir seu objetivo. Ainda, foca na redução de tempo computacional e considera as características do reservatório em suas análises. Aplica a Teoria Gráfica, uma programação não linear, para localizar os poços e cria as possibilidades de layout submarino possíveis para o plano de desenvolvimento, dimensionando plataformas e planejando a rede de dutos de

escoamento. Muitos autores, como GRIMMETT[9], focam seus estudos no desenvolvimento de algoritmos que interajam com as decisões de projeto, como trajetórias de poço e métodos de completação, para a minimização de custos por análises matemáticas, localizando as facilidades no solo marinho.

DAMSLETH et. al.[5] apresenta uma aplicação conjunta da análise de experimentos com a metodologia de superfícies de resposta, que serão explicadas no capítulo 5, para propor uma alternativa de desenvolvimento de um campo de petróleo no Mar do Norte. Seu objetivo foi mostrar a obtenção de um cenário equivalente ao já aplicado ao campo com poucas simulações, ou seja, com baixo uso computacional, mostrando que há aplicabilidade dessas teorias na indústria de petróleo, o que não é feito extensivamente. Essa é a principal ideia da aplicação da análise de experimentos que também é usada no presente trabalho. Os autores concluem o trabalho, mostrando com os resultados obtidos a viabilidade de obtenção de cenários de produção equivalente com 30 a 40% menos de uso de simulações de reservatórios.

VANEGAS et. al. [22] usa as mesmas duas metodologias que DAMSLETH et. al.[5], com foco em análise de incertezas da produção de um campo a partir dos valores possíveis de VPL para a viabilidade do campo. Este trabalho usa variáveis diferentes do presente estudo, mas ainda estuda a performance do reservatório e da estrutura produtora instalada. A análise de experimentos possibilitou quantificar o impacto das incertezas do reservatório na produção final e a regressão para a construção das superfícies de resposta facilitou a visualização da solução para o problema proposto.

BEGGS [2] em seu estudo de otimização de produção por análise nodal propõe a soma de equações para a descrição de um único padrão de fluxo por uma superfície. Considera que cada nó de um sistema de fluxo estabelece um padrão de fluxo por uma superfície e esse padrão pode ser descrito por uma equação. Essa equação será função dos parâmetros que governam esse fluxo. O estudo verifica que as equações formadas pelo comportamento individual de cada nó podem ser somadas e descrever o comportamento do sistema. A integração das metodologias usadas nos trabalhos usados como referência para esse projeto permitiu a construção de uma sequência de aplicações de ferramentas para a solução do problema de localização de poços e facilidades, sob determinadas considerações.

A relevância do presente trabalho está na integração de diversas etapas de determinação de uma boa solução para uma estratégia de desenvolvimento de campo de petróleo. Os trabalhos usados como base trabalham separadamente a localização de

poços, estudos de fluxo de fluidos e localização de facilidades e aqui essas etapas serão tratadas como partes de um único projeto, necessárias para delinear uma opção rentável de desenvolvimento de campo petrolífero, formada a partir de uma metodologia específica. Já YETEN et. al [24] estudam a aplicação conjunta da metodologia de superfície de respostas e planejamento de experimentos, que serão tratadas no capítulo 5, para a otimização da produção. Entende-se que elas podem ser usadas complementarmente, concluindo, após a aplicação sobre dados de campos sintéticos e reais, que essa combinação parece ser a mais adequada para entender quais são os parâmetros mais influentes no resultado final da produção. Os autores comparam a eficiência da combinação sequencial do uso do planejamento de experimentos com a metodologia de superfície de resposta, variando os modelos da análise de experimentos usados e o grau da equação da superfície (linear, quadrática e outros formatos mais complexos). O objetivo foi reduzir o tempo de análise dos parâmetros, atingir a rentabilidade do projeto e determinar os parâmetros mais influentes para a otimização. Como conclusão relevante para o presente projeto, destaca-se o modelo de Plackett-Burman como o mais adequado para estimar os parâmetros mais influentes para os casos estudados.

O problema exemplo FIELD é desenvolvido tendo como base um cenário com um campo de petróleo sintético. O objetivo é localizar uma plataforma de produção flutuante interligada a poços satélites. São consideradas características do sistema marítimo de produção, reservatório, geometria de poços e propriedade de fluidos.

Para a resolução do problema, são feitas as seguintes considerações:

- Escoamento bifásico (óleo e água);
- Poços verticais;
- Apenas poços produtores;
- Geometria da linha de interligação entre manifold e unidade de produção é simplificada por uma trajetória perpendicular;
- Análise da produtividade do campo nos oito primeiros anos;
- Solo marinho plano;
- Lâmina d'água de 1000m.

As considerações aqui determinadas reduzem as variáveis e interferências durante o uso das ferramentas estatísticas e de otimização, focando o presente projeto na aplicação e desenvolvimento da metodologia.

3 Geoengenharia do petróleo:

A busca por petróleo força a imaginação de volta ao passado, a pensar 200 ou 300 milhões de anos atrás e encontrar o local onde o óleo pode ter sido formado. Geólogos otimizam essa busca assumindo suposições sobre o desenvolvimento da Terra e dos reservatórios de óleo e gás, que ocorrem a partir do acúmulo de matéria orgânica, normalmente plâncton e outros organismos microscópicos aquáticos. O cenário é muitas vezes um mar raso, mas pode ser um lago, rio, recife de coral ou tapete de algas. A busca começa por sedimentos depositados em ambientes aquáticos. Em seguida, a área deve ser uma bacia, uma depressão na crosta terrestre que pode ter quilômetros de espessura. Para um ambiente criar petróleo, o material orgânico deve ser submetido a quatro etapas importantes e consecutivas: soterramento, calor, pressão e migração.

A criação de petróleo exige não só a convergência de sorte de todas estas condições no lugar certo, mas também no momento certo. Para que o reservatório seja efetivo, é necessário ter a rocha selante que evite sua contínua migração. O gás no reservatório é resultado da degradação das longas cadeias de carbono formadoras do petróleo em função da ação de elevadas temperaturas e pressões presentes nas rochas geradoras. A rocha geradora e a rocha reservatório devem estar próximas uma da outra de modo a serem conectadas por falhas que permitem a migração do petróleo. Apesar da necessária proximidade, as idades geológicas destas rochas podem estar separadas por milhões de anos.

Apesar de os quatro quesitos para a criação de um reservatório de óleo ou de gás são constantes, há uma variedade quase interminável de reservatórios. Alguns são camadas planas de rocha, outros são curvos, como uma tigela invertida, fraturados ou inclinados. O trabalho do geólogo é reconstruir o passado da Terra para entender onde o petróleo e gás foram formados e onde ainda podem ser encontrados hoje.

3.1 Migração do petróleo:

Para ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica.

Do estudo dos fatores controladores da ocorrência do petróleo, a migração é o mais questionado, o menos conclusivo, e o que mais suscita polêmica entre os geólogos de petróleo. Acredita-se que o petróleo é gerado em uma rocha dita fonte, ou geradora, e se desloca para outra, onde se acumula, dita reservatório. A explicação clássica para o processo atribui papel relevante à fase de expulsão da água das rochas geradoras, que levaria consigo o petróleo durante o processo de compactação. Outra explicação estaria no microfraturamento das rochas geradoras. Isto facilitaria o entendimento do fluxo através de um meio de baixíssima permeabilidade, assim como a constituição das rochas geradoras são as rochas argilosas (folhelhos).

A expulsão do petróleo da rocha onde foi gerado chama-se de migração primária. Ao seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração secundária. A não contenção do petróleo em sua migração permite a migração até que ocorram exsudações, oxidação e degradação bacteriana do óleo na superfície.

3.2 Rocha reservatório

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório: rocha sedimentar, normalmente arenítica, calcarenítica ou carbonática, contendo hidrocarbonetos. Para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade) e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe permeabilidade. Algumas rochas, como folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem ser reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados.

Uma rocha-reservatório, de uma maneira geral, é composta por grãos unidos por um material chamado de cimento. Também existe entre os grãos outro material muito fino: a matriz. O volume do reservatório é a soma do volume dos grãos, matriz e cimento, e dos espaços vazios entre o material sólido.

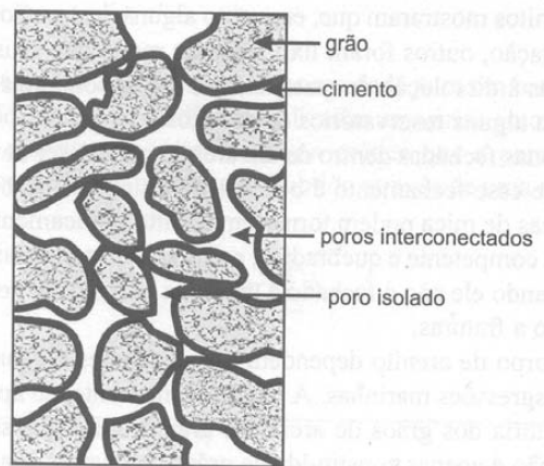


Figura 3.1 - Desenho de uma seção transversal de uma amostra de rocha (ROSA et. al.[16])

3.3 Rocha Selante

Existe a necessidade de uma barreira que pare a contínua migração de petróleo para superfície em função de sua menor densidade. Essa barreira é chamada de rocha selante e tem como principal característica a baixa permeabilidade. Além disso, a rocha deve ser dotada de plasticidade, o que permite manter sua capacidade selante mesmo sob esforços deformantes. Folhelhos e evaporitos são selantes por excelência. A extensão e espessura determinam a eficiência selante.

3.4 Principais propriedades do reservatório

3.4.1 Propriedades da Rocha

3.4.1.1 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas, já que mede a capacidade de armazenamento de fluidos pela rocha. Ela pode ser definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da rocha:

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total}}$$

Equação 3.1

onde V_{poros} é o volume poroso ou de vazios, V_{total} é o volume total da rocha.

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos da rocha reservatório, além do grau de cimentação da rocha. A porosidade que se desenvolveu quando da conversão do material sedimentar em rocha é denominada

“primária”. No entanto, a rocha pode ser submetida a esforços mecânicos, podendo resultar em fraturas e então ao aparecimento de mais espaços vazios: a porosidade “secundária”. Em rochas calcárias, é comum a ocorrência da dissolução de parte dos sólidos por ataque de água, o que dá origem também à porosidade secundária.

Quanto mais porosa a rocha, mais fluido poderá estar contido em seu interior. A porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados e o volume total da mesma, sendo o valor que se deseja quantificar, porque representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados no meio poroso.

A porosidade é medida por perfis elétricos no poço ou por ensaios de laboratório.

3.4.1.2 Compressibilidade Efetiva

Quando fluidos são produzidos de uma rocha-reservatório, o esgotamento dos mesmos no espaço poroso leva a uma variação de pressão interna da rocha levando-a a tensões resultantes diferentes. Essa variação de tensões provoca modificações nos grãos, nos poros e algumas vezes no volume total da rocha.

A compressibilidade efetiva é muito importante no estudo de reservatórios e expressa a variação de volume de poros em função da variação de pressão ao qual a rocha está submetida.

$$c_f = \frac{1}{V_{poros}} \frac{\partial V_{poros}}{\partial p} [kg/cm^2]^{-1}$$

Equação 3.2

onde p é a pressão.

3.4.1.3 Permeabilidade

Como citado anteriormente, alta porosidade não é suficiente para garantir um fluxo eficiente de fluido através da rocha reservatório. A permeabilidade avalia a capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos. Quando existe apenas um único fluido, chamamos de “permeabilidade absoluta”, definida pelo engenheiro francês Henry D’Arcy (1803-1858) que descreveu o fluxo de um fluido em meio poroso linear:

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} [D]$$

Equação 3.3

onde μ é a viscosidade do fluido, A a área de fluxo, q a vazão, L o comprimento do meio poroso ($P_1 - P_2$) o diferencial de pressão de entrada e saída do meio poroso.

3.4.2 Mecanismos de produção

Os mecanismos de produção de um reservatório são:

- Mecanismo de gás em solução;
- Mecanismo de capa de gás;
- Mecanismo de influxo de água;
- Mecanismo combinado.

Para uma perfeita compreensão dos mecanismos de produção precisaremos saber alguns termos usuais em reservatório:

- **RGO (razão gás/óleo)** - quociente entre as vazões instantâneas de gás e de óleo, medidas em condições-padrão;
- **RAO (razão água/óleo)** - quociente entre as vazões instantâneas de água e de óleo, medidas em condições-padrão;
- **Corte de Água (“cut”)** - fração ou porcentagem definida pelo quociente entre as vazões instantâneas de água e de líquidos (óleo + água), medidas em condições-padrão.
- **Fator de recuperação** - fração ou porcentagem do volume original de hidrocarbonetos (medido em condições-padrão) recuperada durante a vida produtiva de um reservatório.

3.4.2.1 Mecanismos de Gás em Solução

A produção de fluidos provoca redução na pressão, que por sua vez, além de proporcionar a vaporização de mais componentes leves, acarreta a expansão dos fluidos. Como o gás é muito mais expansível que o líquido, é basicamente devido à sua expansão que vai acontecer o deslocamento do líquido para fora do meio poroso. Então, o mecanismo é exatamente esse: a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo de solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado. A figura 3.2 mostra o decaimento da

pressão em dois patamares: até que a pressão fique abaixo da pressão de saturação e após esse ponto. Ainda, mostra o teor de água na produção praticamente constante e a razão gás-óleo da produção com aumento rápido após a pressão atingir a pressão de saturação da mistura.

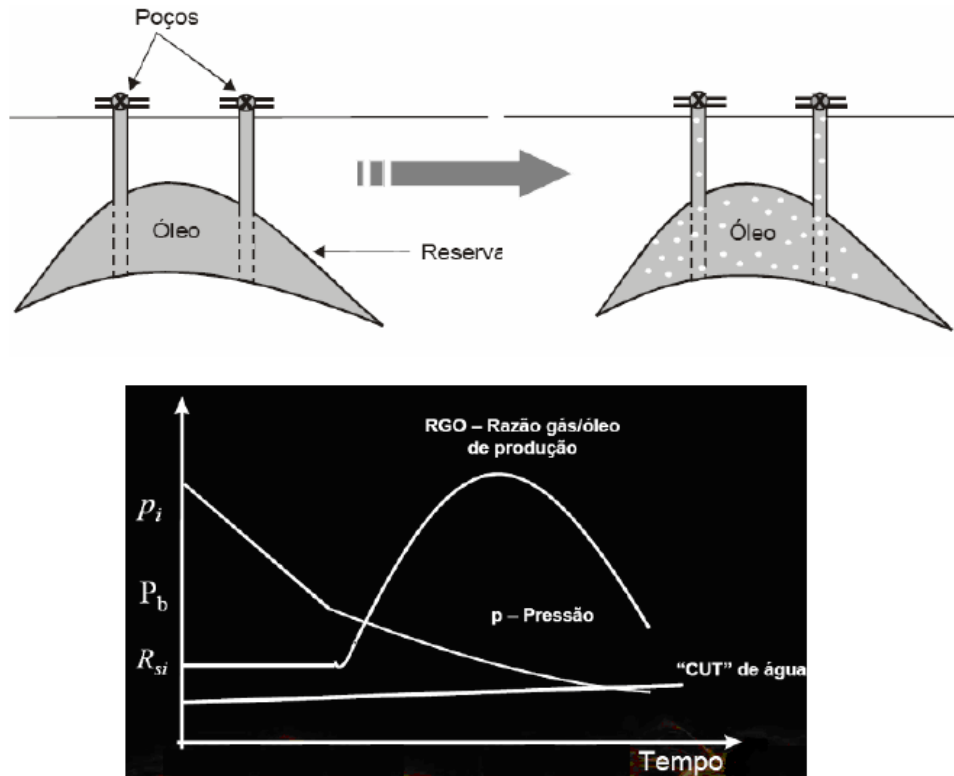


Figura 3.2 - ROSA et. al. [16]

3.4.2.2 Mecanismo Capa de Gás

A zona de líquido é colocada em produção, enquanto a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa. O mecanismo funciona da seguinte maneira: a zona de óleo é colocada em produção, o que acarreta uma redução na sua pressão devida à retirada de fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande penetrando gradativamente na zona de óleo. O gás da capa vai ocupando espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo. A figura 3.3 abaixo mostra a queda de pressão gradativamente com o aumento da razão gás-óleo na produção. Os picos da RGO se dão pela intrusão de bolas de gás na área de canhoneado.

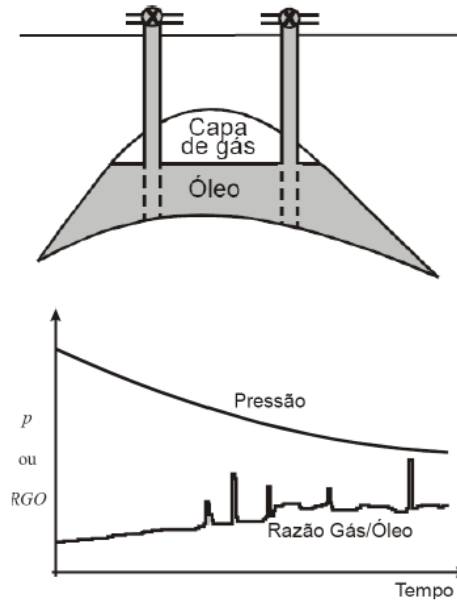


Figura 3.3 - ROSA et. al. [16][16]

3.4.2.3 Mecanismo de Influxo de Água

O mecanismo se manifesta da seguinte maneira: a redução da pressão do reservatório, causada pela produção de hidrocarbonetos, após certo tempo é transmitida e se faz sentir no aquífero, que responde a essa queda de pressão através da expansão da água nele contida e da redução de seu volume poroso. Há, portanto uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Essa invasão, que recebe o nome de influxo de água, vai, além de manter a pressão elevada na zona de óleo, deslocar este fluido para os poços de produção. A figura 3.4 mostra a queda de pressão e crescimento da razão água-óleo com o tempo de produção. Esse crescimento é mais rápido que o crescimento da razão gás-óleo no mecanismo anterior.

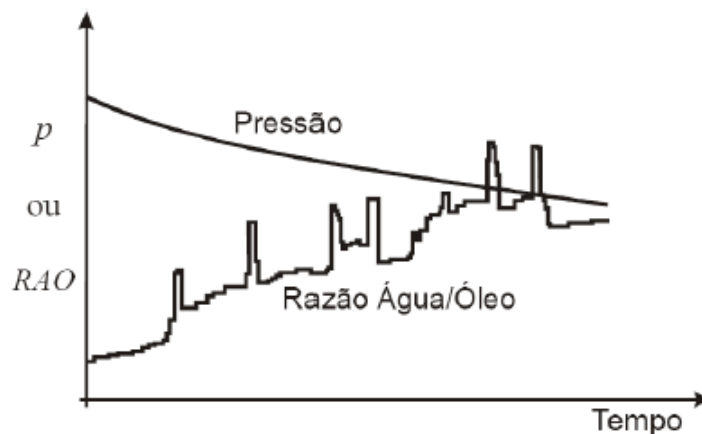


Figura 3.4 - ROSA et. al. [16]

3.4.2.4 Mecanismo Combinado

Trata-se da combinação dos três meios anteriormente mencionados. Os fluidos do reservatório são, simultaneamente, estimulados pelo influxo de água e pela capa de gás existente.

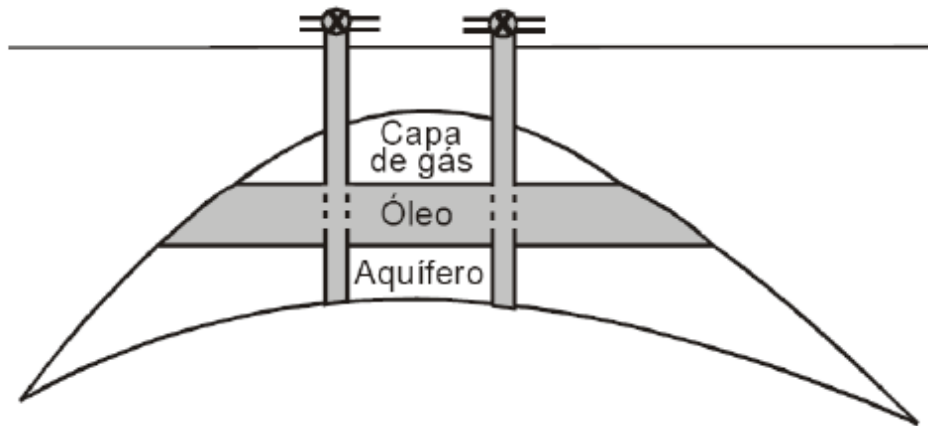


Figura 3.5 - ROSA et. al. [16]

3.4.3 Propriedades dos Fluidos

As propriedades dos fluidos existentes nos reservatórios de petróleo constituem importantes informações para o estudo do comportamento desses reservatórios. De preferência, essas propriedades devem ser determinadas experimentalmente em análises de laboratório, mesmo muitas vezes sendo estimadas pelo uso de ábacos ou correlações empíricas por motivos econômicos ou operacionais.

3.4.3.1 Saturação de Fluidos

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso, como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupado pelo fluido.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Equação 3.4

onde f indica o fluido para o qual está sendo calculada a saturação. A saturação é expressa geralmente, em porcentagem.

S_o = saturação do óleo

S_w = saturação da água

S_g = saturação do gás

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Equação 3.5

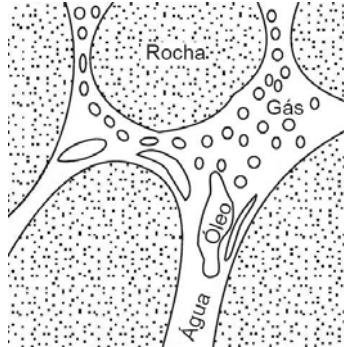


Figura 3.6 - Fluidos da Formação - óleo, água e gás (ROSA et. al.[16])

Métodos de determinação da saturação dos fluidos do reservatório:

a) Métodos Diretos

Ocorre através de amostragem.

b) Métodos Indiretos

Ocorre através de perfis elétricos, pressão capilar.

Os problemas na amostragem ocorrem na retirada do testemunho, trajeto entre o poço e o laboratório e com o filtrado da lama de perfuração. Torna-se complexo a manutenção das condições de reservatório sobre o fluido retirado e, assim, análise de suas características e comportamento ao longo da vida produtiva do campo.

3.4.3.2 Compressibilidade

A compressibilidade define-se como sendo uma variação infinitesimal do volume por unidade de variação de pressão. Em termos mais simples, é a propriedade que a matéria apresenta quando sofre a ação de forças adequadamente distribuídas, tendo seu volume diminuído. Como na rocha reservatório, é importante conhecer a variação de volume de cada fluido em função da variação da pressão. A determinação é similar ao da rocha e usa a mesma unidade.

A compressibilidade isotérmica de um líquido pode ser escrita como:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Equação 3.6

Onde ρ é a massa específica do fluido.

Já para gases, a compressibilidade isotérmica é dada como:

$$c = \frac{1}{p}$$

Equação 3.7

Onde p é a pressão que o gás está submetido.

3.4.3.3 Fator Volume-Formação

Chama-se volume-formação (B_i) a razão entre o volume que a fase i ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa em condições de superfície. O fator volume formação do óleo (B_o) na equação 3.8 expressa o volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer necessário para se obter uma unidade do volume de óleo nas condições de superfície.

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo + gás dissolvido nas condições } P, T}{\text{volum de óleo nas condições padrão (superfície)}}$$

Equação 3.8

Consideraremos a água com um fator volume-formação que não irá depender das condições do reservatório, sendo um fluido incompressível, ou seja, $B_w = 1$.

3.4.3.4 Viscosidade

A viscosidade de um fluido é afetada pelas variações de temperatura e pressão. Indica a resistência do fluido ao fluxo e é medida em centipoise (cp).

3.4.3.5 Permeabilidade efetiva e relativa

Como uma rocha reservatório sempre contém dois ou mais fluidos, a permeabilidade absoluta não é uma medida adequada para compor as variáveis que definem a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso. A permeabilidade efetiva ao fluido considerado é uma medida mais adequada, pois dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação existe um valor correspondente de permeabilidade efetiva àquele fluido, como pode ser observado na Figura 3.8.

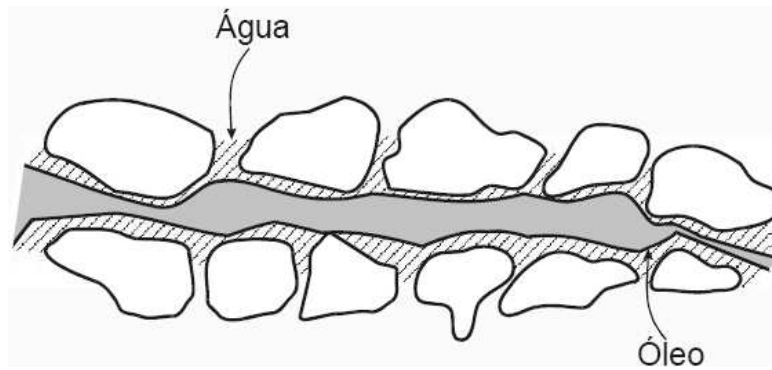


Figura 3.7 - ROSA et. al. [16]

A permeabilidade relativa k_{ri} é resultado da normalização dos valores de permeabilidade efetiva pela permeabilidade absoluta. Observe nas Figuras 3.8 e 3.9 como as permeabilidades absolutas e relativas se comportam em relação à saturação de água.

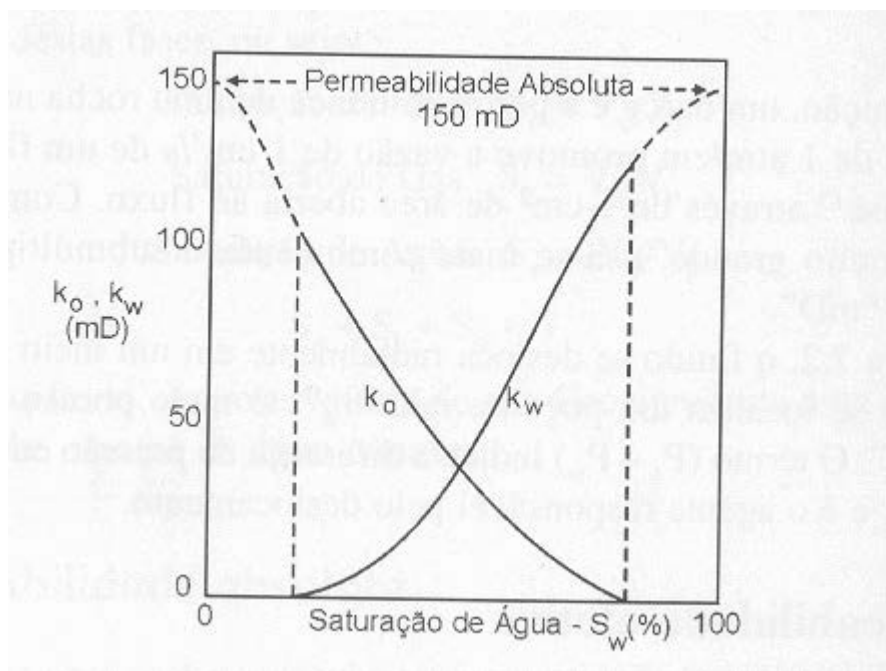


Figura 3.8 - Permeabilidade efetiva (ROSA et. al.[16])

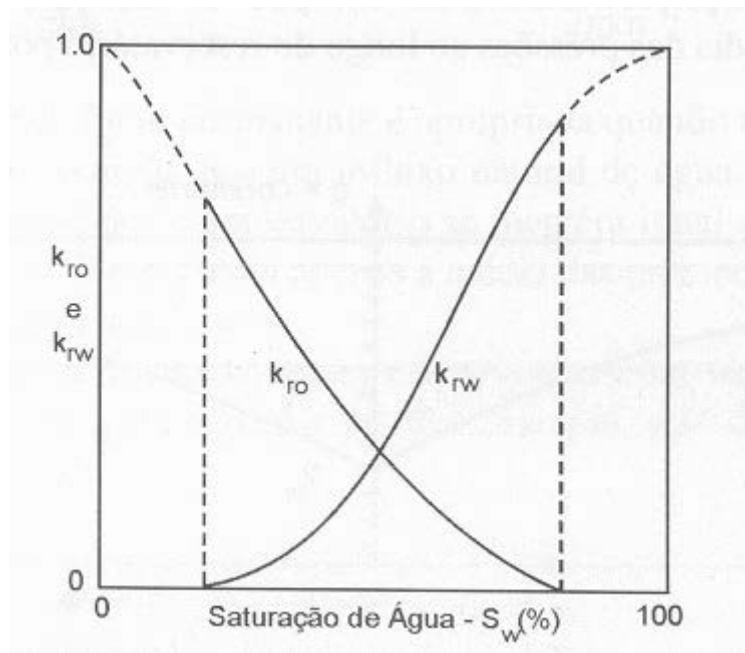


Figura 3.9 – Permeabilidade relativa (ROSA et. al.[16])

3.4.3.6 Pressão Capilar

Quando dois dos mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam embaixo, formando uma superfície horizontal de separação entre os fluidos. Isto não ocorre em um meio poroso de capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação não será mais brusca, existindo uma zona de transição devido à ação de fenômenos capilares. Os fenômenos capilares são resultantes das atrações de moléculas de diferentes substâncias na massa fluida. Uma molécula situada no interior do líquido estará equilibrada por ser atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula na superfície, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de tipos diferentes.

A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se *tensão superficial*, entre fluidos gasosos e líquidos; ou *interfacial* entre fluidos líquidos. Já a força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar que, se dividida pela área de contato, chama-se pressão capilar, que são fatores que influem a eficiência do escoamento do fluido de interesse pelo reservatório.

3.4.3.7 Molhabilidade

A molhabilidade é uma propriedade relativa, não podendo ser observada individualmente como uma relação absoluta entre o fluido e a rocha. Essa propriedade expressa a tendência que um fluido tem em aderir-se às paredes do reservatório em detrimento a outro fluido presente no meio. Esta é medida através da análise do ângulo de contato do fluido com a rocha como mostrado na Figura 3.11. A propriedade da molhabilidade varia de acordo com os fluidos e os sólidos envolvidos.

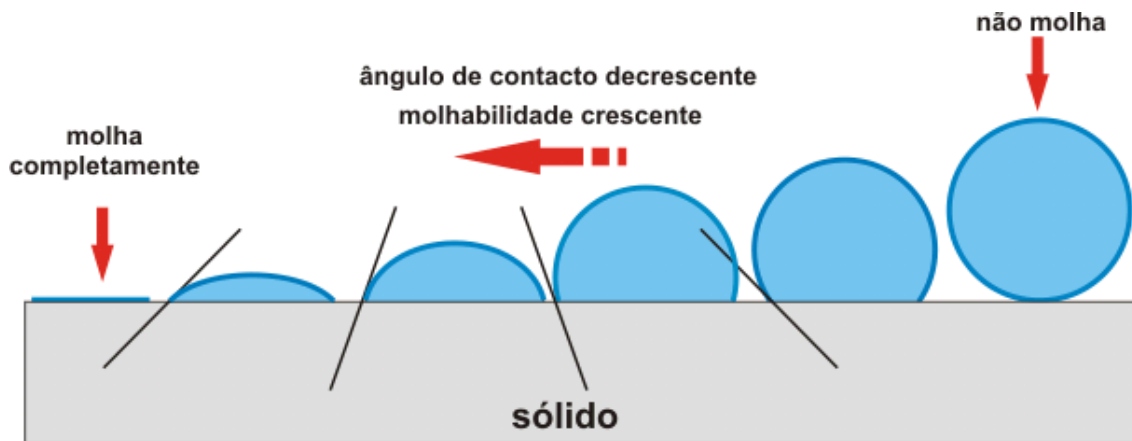


Figura 3.10 – Alfa Connection, website

3.4.3.8 Razão de mobilidade

Costuma-se definir a razão de mobilidade M como o conceito que relaciona as principais propriedades dos fluidos envolvidas no deslocamento. A razão de mobilidades é a relação entre a mobilidade da água λ_w (fluido deslocante), e a mobilidade do óleo λ_o (fluido deslocado) tal como é apresentado na Equação 3.9:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Equação 3.9

em que a mobilidade da água e do óleo estão indicadas pelas Equações em 3.10:

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}$$

Equação 3.10

em que k_{rw} é permeabilidade relativa da fase água, k_{ro} é a permeabilidade relativa da fase óleo, μ_o é a viscosidade do óleo e μ_w é a viscosidade da água.

3.5 Modelagem de Reservatórios

A primeira etapa de um programa exploratório é a realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. São elaborados mapas que descrevem a região para a melhor escolha do programa de exploração a ser aplicado, bem como tentam dimensionar suas propriedades.

3.5.1 Prospecção

A prospecção visa fundamentalmente localizar em uma bacia sedimentar as situações geológicas apresentem condições para a acumulação de petróleo e verificar quais tem mais chances de conter petróleo em condições comercializáveis. Os métodos de prospecção são separados em geológicos, potenciais e sísmicos. Eles não são absolutos e devem ser analisados em conjunto, complementam-se em informações relevantes.

3.5.1.1 Métodos geológicos

- a) Geologia de superfície: através do mapeamento das rochas que afloram na superfície.
- b) Aerofotogrametria e fotogeologia: construção de mapas geológicos a partir de fotos tiradas de aviões devidamente equipados.
- c) Geologia de subsuperfície: a partir de um poço exploratório, analisando amostras dos cascalhos e correlacionando poços na mesma região de interesse.

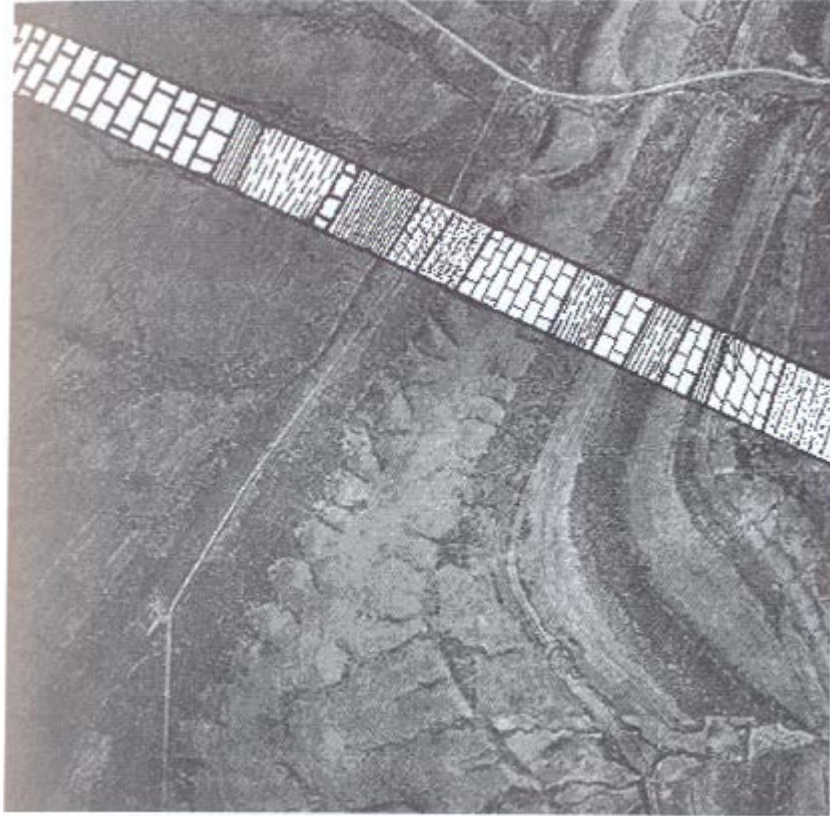


Figura 3.11 - Geologia de superfície (THOMAS[21])

3.5.1.2 Métodos potenciais:

- a) Gravimetria: entre outras utilidades, analisa a densidade de rochas em subsuperfície, podendo identificar presença anômala de densidade como possível acumulação de óleo ou domo salino.
- b) Magnetometria: tem o objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre.

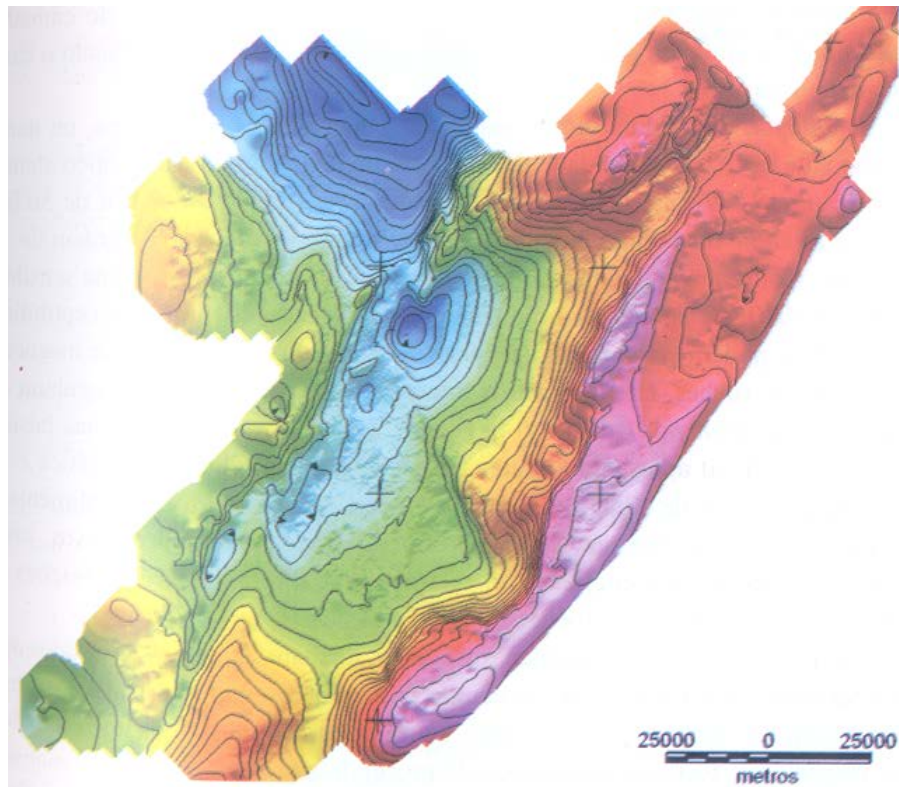


Figura 3.12 – Gravimetria (THOMAS[21])

3.5.1.3 Métodos sísmicos:

Inicia-se com a geração de ondas elásticas, através de fontes artificiais, que se propagam pelo interior da Terra, onde refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas e retornam à superfície, onde são captadas por equipamentos de registro (geofones, se em terra, e hidrofones, no mar). Os dados adquiridos são processados, podendo ser exibidos em várias dimensões, auxiliando a interpretação das estruturas em subsuperfície. O mapa gerado pode incrementar os projetos de perfuração, localizando com mais precisão a trajetória do poço. Poços exploratórios podem também ser fontes de informações sísmicas, ajudando a captar informações da geologia ao redor do poço.

A maior parte dos dados não pode ser medida diretamente, necessitando de ajustes para contabilizar os efeitos da geometria dos equipamentos e fluidos do poço. Os métodos de aquisição de dados são interpretados e, como foi dito, são complementares entre si, na tentativa de reduzir ao máximo as incertezas inseridas no modelo geológico final. A interpretação final é um resultado de análise de distribuições probabilísticas sobre cada parte de volume do reservatório em questão. A análise estatística da distribuição dos valores dados pode levar a melhores estimativas entre pontos medidos

e, assim, a heterogeneidade do reservatório é melhor representada. A geoestatística usa a correlação espacial de valores medidos de uma propriedade para estimar o valor da propriedade em outros locais e pode integrar diferentes fontes de dados.

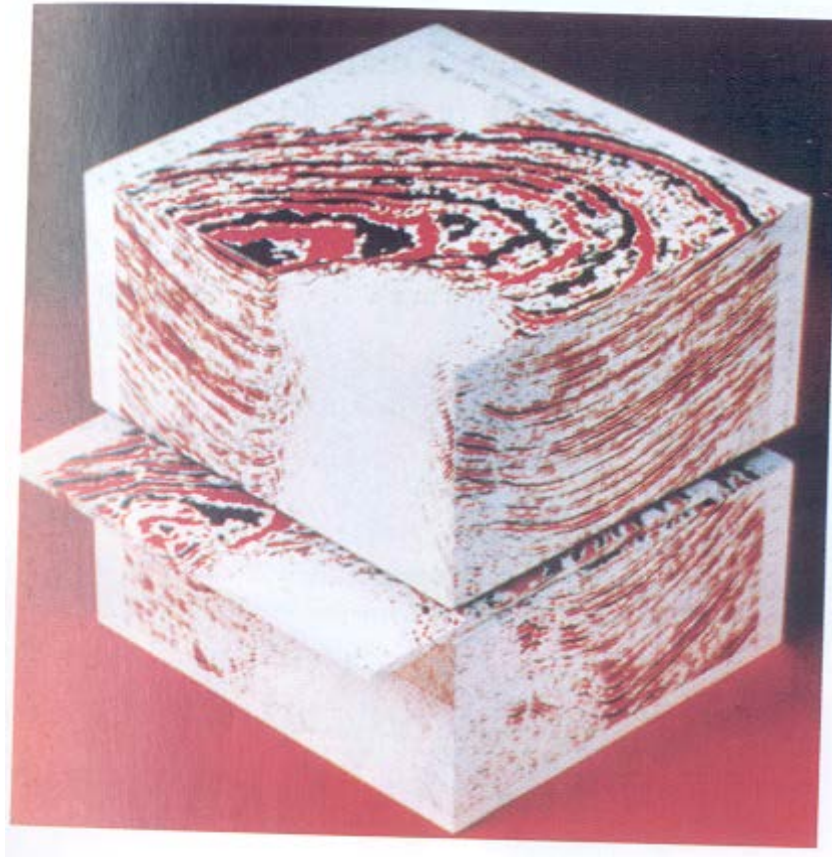


Figura 3.13 - Resultado sísmico 3D (THOMAS[21])

3.5.2 Incertezas geológicas:

Quando modelamos um reservatório passamos por várias fases de construção da integração dos dados geológicos. Isso vai refletir na precisão dos modelos, na resolução e na distribuição das propriedades que queremos modelar. O processo de determinar as incertezas do modelo geológico é sempre complexo devido ao elevado número de variáveis que devem ser consideradas. As infinitas realizações possíveis na simulação estocástica de um reservatório podem ser obtidas variando-se a fonte de aquisição de dados ou os diferentes dados empregados na construção do modelo.

Tradicionalmente, perfilagens e dados sísmicos são usados para caracterizar o reservatório, mas ambos mantêm vazios de informações, dados seus limites de resolução eficiente. Perfilagens tem uma boa resolução vertical, em escala de centímetros, mas coleta informações de uma porção muito pequena de todo o

reservatório. Dados sísmicos sofrem de baixa resolução tanto verticalmente como horizontalmente. Entre perfilagens e dados sísmicos, ainda existem lacunas de informações, dificultando a caracterização de reservatórios.

Dadas as dificuldades de obtenção de dados na modelagem de reservatórios, os valores de propriedades da rocha obtidos podem ser normalmente distribuídos, expressando o valor mais provável de ser compatível com a realidade da rocha. Assim, os valores adotados das propriedades da rocha reservatório no espaço são resultados probabilísticos, inserindo incertezas ao resultado final de modelagens e simulações. ROSA[17] mostra a importância do uso da estatística na caracterização de reservatórios de petróleo. Como as propriedades do reservatório são desconhecidas, acredita-se que cada ponto da região definida pelo reservatório esteja associado a uma série de funções de densidade de probabilidade, associando cada propriedade a uma variável aleatória. A análise de perfis, de testemunhos e outras fontes de dados trazem valores absolutos das propriedades da rocha, não sendo, portanto variáveis aleatórias. O valor medido passa então a ser a média da variável aleatória cuja função de distribuição é definida dentro do volume onde houve a medição, podendo ser usado para estimar a média da variável aleatória em outros pontos do reservatório. A figura abaixo ilustra um reservatório que teve pontos com propriedades medidas e outros não.

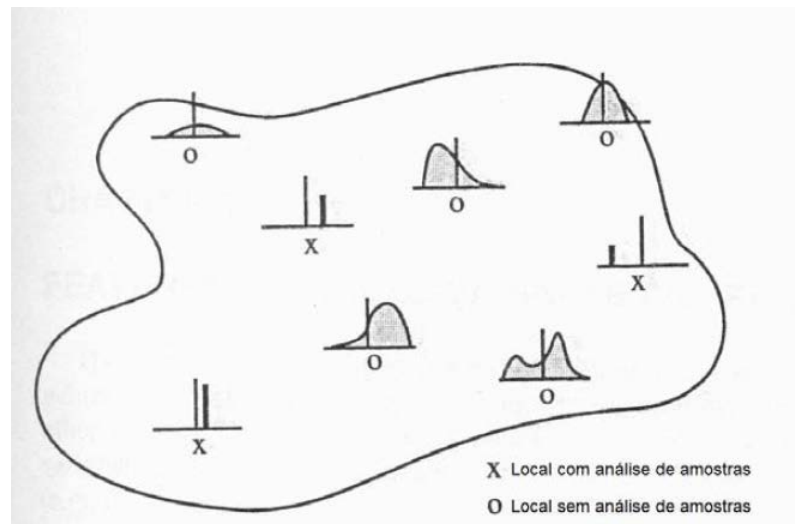


Figura 3.14 - Distribuição de uma propriedade de reservatório (SAMPAIO[18])

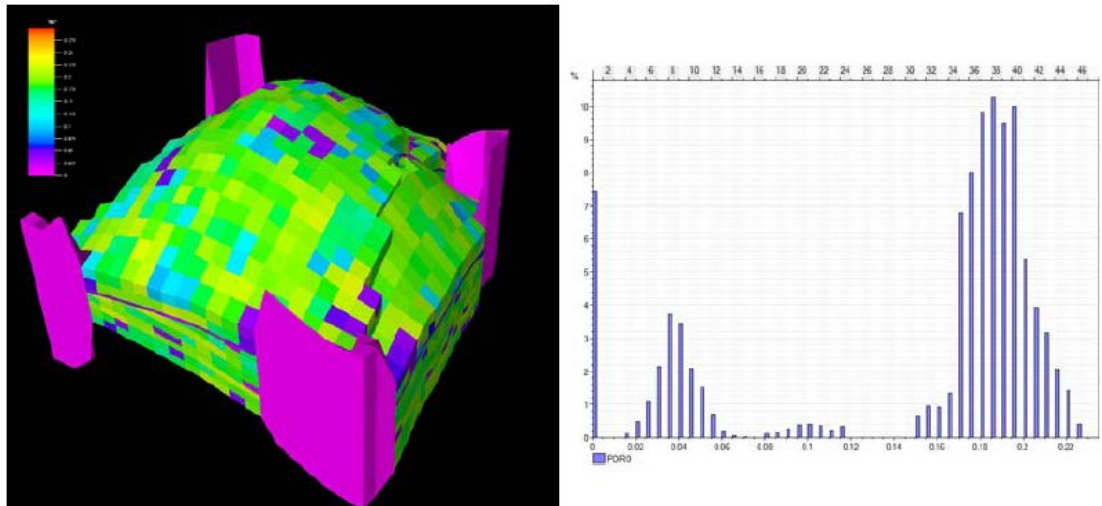


Figura 3.15 - Histograma da porosidade obtido no Petrel®

Esse projeto utiliza a análise probabilística das propriedades de reservatório, usando as ferramentas computacionais que serão descritas a seguir para que as incertezas inseridas sejam plenamente analisadas e consideradas durante os planos de desenvolvimento do campo.

3.6 Heterogeneidade do reservatório

Informações sobre as propriedades das rochas constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento de reservatórios de petróleo e, portanto, a sua coleta e a sua interpretação devem merecer uma atenção especial. A caracterização da heterogeneidade de um reservatório é importante para entender e otimizar a produção de óleo e gás. Reservatórios podem conter unidades litológicas impermeáveis e uma distribuição heterogênea de porosidade e permeabilidade que são, ainda, afetadas por um conjunto de falhas que alteram o fluxo de fluidos dentro do reservatório. A heterogeneidade do reservatório ocorre numa escala de metros, controlada pela estratificação, mudança de fluidos residentes e efeitos diagenéticos.

3.6.1 Upscaling

Modelos geológicos podem conter milhões de informações em uma única célula, contudo a capacidade computacional é muitas vezes limitada para suportar tal volume de informações. Assim, um modelo menos detalhado pode ser necessário para que a modelagem e simulações computacionais sejam possíveis. A técnica usada é chamada de *upscaling*, quando os valores das propriedades de uma região do modelo

são simplificadas por um único valor médio das células próximas, reduzindo as características inerentes e, assim, a complexidade do modelo.

3.6.2 Petrel

Petrel é um software da Schlumberger que integra dados de métodos de prospecção de reservatórios de óleo de múltiplas fontes. Isso permite que o usuário interprete dados sísmicos, de poços de correlação, construindo modelos de reservatório que podem ser simulados e ter os resultados da simulação visualizados. Ainda, permite o cálculo de volume de óleo *in place* e o estudo de campanhas de desenvolvimento do campo que maximizem o volume produzido. O software suporta a análise sísmica até a simulação, trazendo o todo o fluxo de dados, permitindo que riscos e incertezas ao longo da vida produtiva do reservatório sejam avaliados.

3.7 Simulação de Reservatórios

3.7.1 Fluxo em meio poroso

O estudo do fluxo nos meios porosos tem como ponto central uma equação, chamada equação da difusividade hidráulica ou simplesmente equação da difusividade, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. A equação da difusividade hidráulica, como é utilizada na engenharia de reservatórios, é obtida a partir da associação de três equações básicas: equação da continuidade, que é uma equação de conservação de massa, a lei de D'arcy, que é uma equação de transporte de massa, e uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases, como a equação da compressibilidade para o caso de líquidos, ROSA et. al.[16].

3.7.1.1 Equação da continuidade:

O texto desse tópico é baseado no trabalho de HARTMANN[11]. Essa lei, descrita na equação 3.11 diz que “o excesso do fluxo de massa, por unidade de tempo, entrando ou saindo de qualquer elemento infinitesimal de volume de controle somado a um termo fonte e multiplicado pela densidade é igual à mudança por unidade de tempo na densidade desse mesmo elemento multiplicada pelo volume vazio desse elemento.”.

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \cdot \vec{v}) + \rho q'''(\vec{x})$$

Equação 3.11

Considere uma célula que durante determinado intervalo de tempo ocorre movimentação de fluido através de seu meio poroso, o que significa que houve entrada e saída de fluido através de suas faces. Considera-se também a presença de um poço injetor m_p nesta célula, como mostra a Figura 3.17 abaixo:

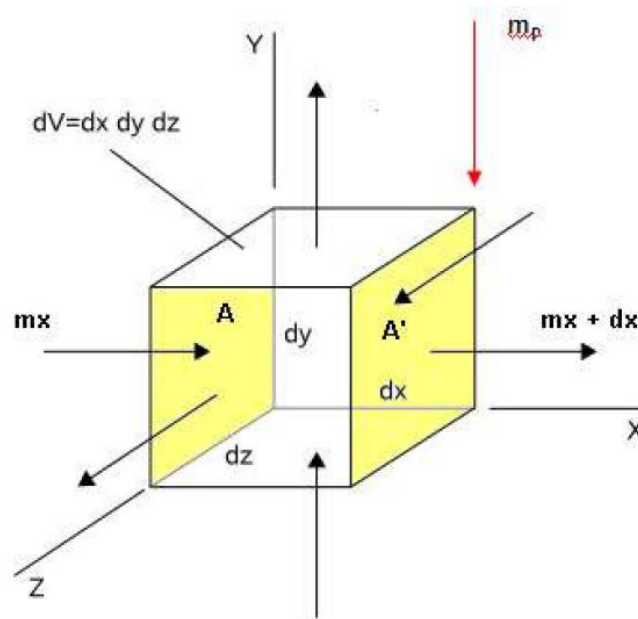


Figura 3.16 - Fluxo de fluidos através de uma célula (HARTMANN[11])

O caso mais geral é aquele que ocorre movimentação do fluido nas três direções, x, y e z. O fluido penetra no meio poroso através de uma face perpendicular a cada uma das direções e sai pela face oposta. A Figura 3.17 ilustra a movimentação no fluido nas três direções, em destaque descritivo, a direção x. O fluido que se desloca nessa direção, ao entrar no meio poroso o faz através da face A, normal à direção x, e ao sair, o faz através da face oposta A'. O mesmo raciocínio pode ser utilizado para os fluxos nas direções y e z. É importante salientar a presença de um fluxo mássico injetor, representado por m_p , por exemplo, um poço injetor.

Matematicamente, podemos descrever a figura 3.17 através da equação 3.12:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s$$

Equação 3.12

Onde \dot{m}_e é o fluxo mássico na entrada, sendo considerado por convenção positivo e \dot{m}_s o fluxo mássico na saída, negativo.

Sabe-se que a massa (m) de um determinado fluido contido em um elemento infinitesimal que estamos utilizando como parâmetro é:

$$m = \rho \Delta x \Delta y \Delta z$$

Equação 3.13

Expandindo os termos da equação 3.13 temos que:

$$\sum \dot{m}_e = \dot{m}_x + \dot{m}_y + \dot{m}_z + \dot{m}_p$$

Equação 3.14

$$\sum \dot{m}_s = \dot{m}_{x+dx} + \dot{m}_{y+dy} + \dot{m}_{z+dz} + \dot{m}_p$$

Equação 3.15

No entanto, pode-se escrever ainda que o fluxo mássico de entrada em cada uma das direções é:

$$\dot{m}_x = \rho v dy dz$$

$$\dot{m}_y = \rho v dx dz$$

$$\dot{m}_z = \rho v dx dy$$

Equação 3.16

E, o fluxo mássico de saída em x, y e z:

$$\dot{m}_{x+dx} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} dx \right] dy dz$$

$$\dot{m}_{y+dy} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} dy \right] dx dz$$

$$\dot{m}_{z+dz} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} dz \right] dx dy$$

Equação 3.17

$$\dot{m}_p = \rho \dot{q}_w$$

Equação 3.18

Com as equações acima 3.14 e 3.18, a equação 3.13 pode ser reescrita. Com as simplificações necessárias, teremos:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dx dy dz = -\frac{\partial(\rho u)}{\partial x} dx dy dz - \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} dx dy dz - \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} dx dy dz + \rho \dot{q}_w(\vec{x}, t)$$

Equação 3.19

O termo $\rho \dot{q}_w(\vec{x}, t)$ possui unidades $[MT^{-1}]$, mas se a equação for dividida por $dx dy dz$, este termo fonte passará a ter unidade de $[ML^{-3}T^{-1}]$, o que demonstra que a equação 3.19 pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho u)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} + \rho q'''(\vec{x})$$

Equação 3.20

As equações 3.19 e 3.20, apesar da sua aparente sofisticação, representam apenas um balanço de materiais que pode ser explicada como sendo a diferença entre a massa que entra e a massa que sai nas três direções do fluxo se iguala à variação da massa dentro do meio poroso.

3.7.1.2 Lei de D'Arcy:

Em 1856, Henry D'Arcy concluiu, observando resultados de experiências para a purificação de água através da utilização de filtros de areia, que existia uma relação direta entre a vazão que atravessava o leito da areia e a diferença de carga associada a essa vazão. Um esquema do aparelho usado por D'Arcy pode ser observado na Figura 3.18.

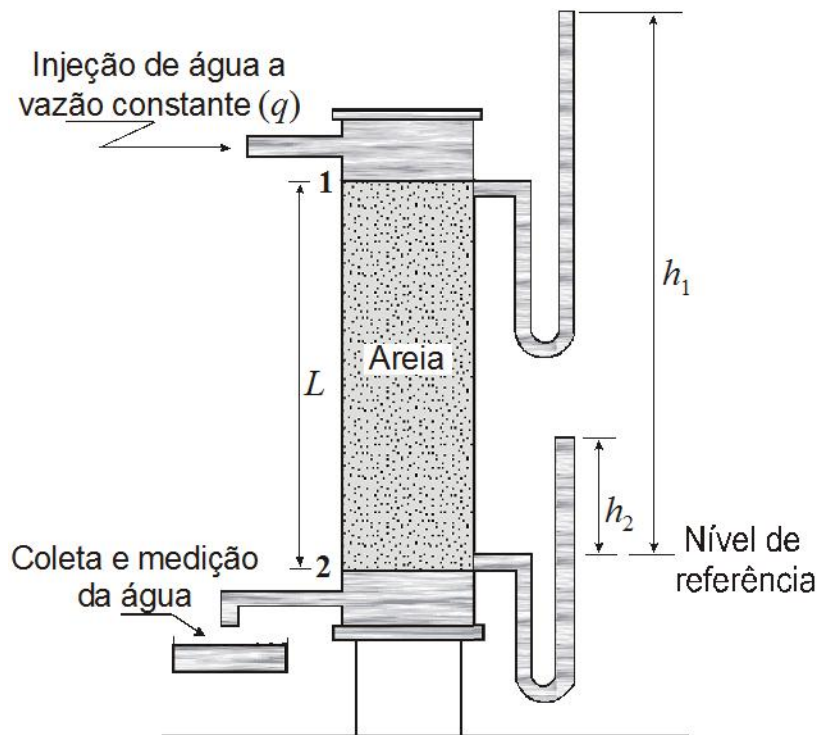


Figura 3.17 – Fonte: Faculdade do Sul da Bahia, material didático

Em suas experiências, D’Arcy também concluiu que as dimensões do leito poroso afetavam os resultados obtidos e apresentou a relação matemática que se tornaria a base para a compreensão do fenômeno do escoamento de fluidos através de meios porosos.

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L}$$

Equação 3.21

Onde q é a vazão volumétrica através do leito poroso, K é uma constante de proporcionalidade que depende do meio poroso, A é a área transversal do meio poroso, L é o comprimento do leito poroso e (h_1-h_2) é a diferença de carga d’água associada à vazão obtida.

Para a dedução da equação da difusividade é necessária a associação da equação da continuidade com uma lei que rege o transporte de fluido no meio poroso, ou seja, com a Lei de D’Arcy:

$$v_s = - \frac{k_s \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s}$$

Equação 3.22

Onde s é uma trajetória de fluxo qualquer, k_s a permeabilidade do meio poroso na direção do fluxo, γ o peso específico do fluido, μ a viscosidade do fluido e Φ o potencial de fluxo. O potencial de fluxo é o agente responsável e propulsor do deslocamento do fluido no meio poroso. Os fluidos se deslocam sempre de pontos de maior potencial para pontos de menor potencial, como, por exemplo, o deslocamento do fluido para pontos de menor pressão ou menor densidade.

3.7.1.3 Equação de estado:

São equações que representam as compressibilidades dos fluidos e da rocha. Para o fluxo de líquidos, pode-se usar a equação geral da compressibilidade dos fluidos:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Equação 3.23

A compressibilidade da rocha pode ser usada a anteriormente explicitada:

$$c_f = \frac{1}{V_{poros}} \frac{\partial V_{poros}}{\partial p} [kg/cm^2]^{-1}$$

Equação 3.24

A compressibilidade dos gases não será citada novamente, por o reservatório usado não apresentar gás *in place*, no exemplo solucionado por esta monografia.

3.7.1.4 Equação da difusividade:

A equação da difusividade clássica apresentada considera:

- Meio poroso homogêneo e isotrópico;
- Fluxo estritamente horizontal e isotérmico;
- Trecho do poço aberto ao fluxo penetrando totalmente a formação;
- Permeabilidade constante;
- Pequenos gradientes de pressão;
- Fluido com compressibilidade pequena e constante, e viscosidade constante;
- Forças gravitacionais desprezíveis;
- Fluidos e rochas não reagente entre si.

Essas aproximações e considerações dão origem à equação a partir da combinação das equações da continuidade, de estado e da Lei de D'Arcy:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Equação 3.25

Onde $\eta = \frac{k}{\mu V_{poros} c_t}$ e c_t , a compressibilidade total, é escrita como:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f$$

Equação 3.26

3.7.1.5 RGO, RAO e BSW:

Os projetos de recuperação secundária que injetam água, cedo ou tarde produzirão quantidades crescentes de água. No início, com pequena produção de água, mede-se o chamado BSW (basic sediments and water) que é a fração de água produzida, comparada com a produção total.

A razão gás-óleo (RGO) é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada pode ser o indicador de numerosos componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório ou de geração de capa de gás secundária no reservatório. Quando a produção de água atinge valores elevados, ela é medida pela razão água-óleo (RAO).

3.7.1.6 Índice de produtividade

A pressão do reservatório decresce com o tempo de produção, isto é, com a produção acumulada durante a vida do reservatório, e para cada valor de pressão do reservatório, existem elementos na equação de D'Arcy que permanecem constantes, os quais dependem das características da formação e dos fluidos produzidos, como permeabilidade e viscosidade do fluido. Então, a razão da vazão medida e do diferencial de pressão entre o reservatório e o fundo do poço é chamada de índice de produtividade (IP), sendo um indicativo da produtividade do poço. Em consequência disso, a equação de D'Arcy pode ser escrita da seguinte forma:

$$q = IP(P_r - P_{wf})$$

Equação 3.27

Para fluxo de uma só fase em condições estabilizadas, ou seja, acima da pressão de saturação, o IP dos poços é assumido constante e linear, como é o caso dos reservatórios com influxo de água ativa. Para o fluxo bifásico, isto é, quando a pressão de fluxo em frente aos canhoneados estiver abaixo da pressão de saturação, ou seja, existe gás saindo de solução dentro do reservatório, o IP não chega a ser linear. A saturação de gás próximo ao poço aumentará com o conseqüente aumento na permeabilidade relativa ao gás. Isto provocará uma diminuição na permeabilidade relativa ao óleo, e diminuição no IP, ou seja, quanto menor a pressão dinâmica de fundo, maior a saturação de gás próximo ao poço, menor permeabilidade relativa ao óleo e, portanto, menor o IP.

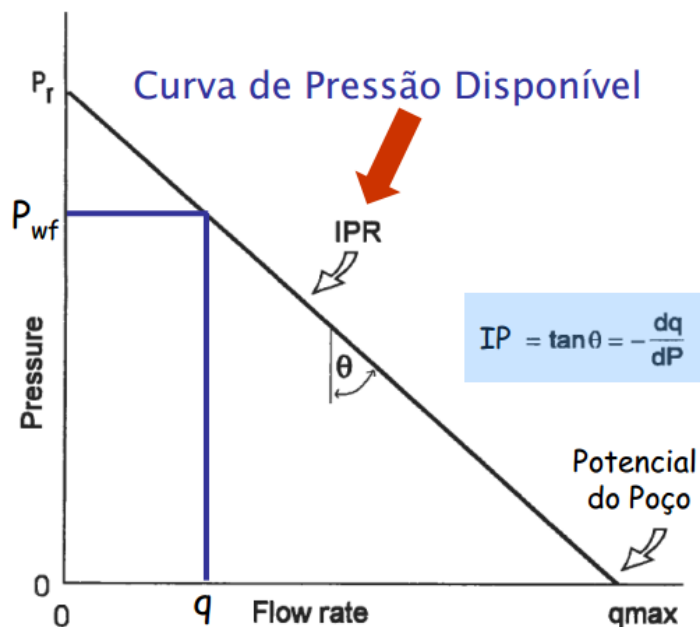


Figura 3.18 – Curva de IPR Linear. Fonte: Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010.

3.7.2 Eclipse

Eclipse é um simulador de reservatórios que oferece soluções numéricas de previsões de comportamento do reservatório, considerando diversos níveis de complexibilidade estruturais, geológicos, de fluidos e de desenvolvimento. Permite a modelagem dos fluidos do reservatório sob diferentes condições (modelo *Black Oil*, composicional).

A integração do Petrel e Eclipse permite uma interface simples e clara do fluxo de dados e informações, permitindo controle de poços, operações de planejamento e

aplicação de métodos especiais de recuperação. Ainda, a integração propõe um melhor entendimento sobre as incertezas inseridas, otimizando o fator de recuperação do volume de óleo *in place*. As simulações e modelagens podem incluir análises de sensibilidades e de incertezas.

O programa oferece dois modelos diferentes para a análise dos fluidos do reservatório. Um deles é o *Black Oil*, que consiste em modelar os hidrocarbonetos como uma mistura de três componentes (óleo, água e gás) em três fases (líquido, gás e gás em solução), podendo estes componentes ser miscíveis em diversas proporções. Este modelo é utilizado quando as reservas de óleo e a quantidade de óleo recuperável necessitam ser determinadas, mas a influência da composição das fases no comportamento do fluxo não é considerada. Através deste software é possível também a simulação de sistemas com mais de quatro componentes, onde este quarto componente pode vir da injeção de fluidos que sejam miscíveis aos hidrocarbonetos do reservatório. A abordagem black oil é largamente utilizada na prática e na grande maioria dos estudos de simulações de reservatório e de escoamento.

O modelo composicional considera não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso. É útil quando uma equação de estado é requerida para descrever o comportamento fluido da fase do reservatório ou as mudanças composicionais associadas com a profundidade. Este modelo é a escolha correta para estudar condensados, óleos muito voláteis, programas da injeção do gás e estudos secundários da recuperação. O conhecimento do comportamento composicional é requerido também para o exato planejamento e projeto das instalações de produção de superfície.

No presente projeto, os inputs de simulações no Eclipse foram:

- malha com os dados geológicos do reservatório;
- propriedades dos fluidos e rocha;
- parâmetros rocha-fluido;
- condições iniciais;
- dados de poços onde se definem as condições de operação.

3.7.2.1 Simulação Black-Oil

Como citado anteriormente, o modelo black-oil não considera a composição das fases e, ainda:

- a) não existem trocas de componentes entre as fases;
- b) uma fase ocorre entre o gás e o óleo, isto é, o gás se move em solução ou não no óleo, mas não ocorre vaporização do óleo para a fase gás. Assim, desconsidera-se a condensação do gás ou vaporização do óleo;

As equações que regem o comportamento black-oil são:

-Para a água:

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla d) \right\} \pm Q_w = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right)$$

Equação 3.28

- Para o óleo:

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} \pm Q_o = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right)$$

Equação 3.29

- Para o gás:

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} + \nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla d) \right\} \pm (R_s Q_o + Q_g) = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right)$$

Equação 3.30

Onde B_i são os fatores volume de formação, γ_i são as massas específicas dos fluidos, ∇p_i são as variações de pressão dos fluidos, R_s a razão definida por como a razão dos volumes de gás e óleo em superfície, e Q_i são as vazões de produção dos fluidos.

O comportamento da produção de fluidos ao longo do tempo é resultado da análise das equações mostradas acima, junto com a Equação 3.26, que formam o conjunto das quatro equações essenciais para a simulação de reservatórios. Focando na análise da produção de óleo, é possível identificar que o volume produzido dependerá da permeabilidade relativa, variação de pressão e saturação de óleo no meio poroso ao longo do tempo. A maneira com que a rocha é formada e, assim, permite o fluxo de

fluidos por sua estrutura, é uma das principais variáveis da produção de um campo, mas precisa ser analisada em conjunto com as outras citadas. A variação de pressão na produção define a capacidade do reservatório de transmitir essa queda pelo meio poroso por consequência da produção, o que também permite interpretar a ação do gás em solução como mecanismo de produção, caso a pressão caia para um valor abaixo da pressão de saturação. Assim, é possível prever a produção de óleo, de gás, decaimento da produção, entre outras importantes informações para o planejamento de produção de um campo de petróleo.

4 Sistemas marítimos de produção

Um sistema de produção consiste de uma ou mais plataformas ou unidades estacionárias de produção (UEP), equipamentos localizados no convés das UEPs e os localizados no fundo do mar, que constituem o layout submarino. Toda a rede montada por esses equipamentos é responsável por levar o óleo que chega até a árvore de natal até o sistema de escoamento para processamento. Podemos observar na Figura 4.1 um exemplo de configuração de sistema marítimo de produção, na Bacia de Campos, em todas as suas etapas, desde a elevação do óleo em reservatório até a chegada à unidade de processamento:

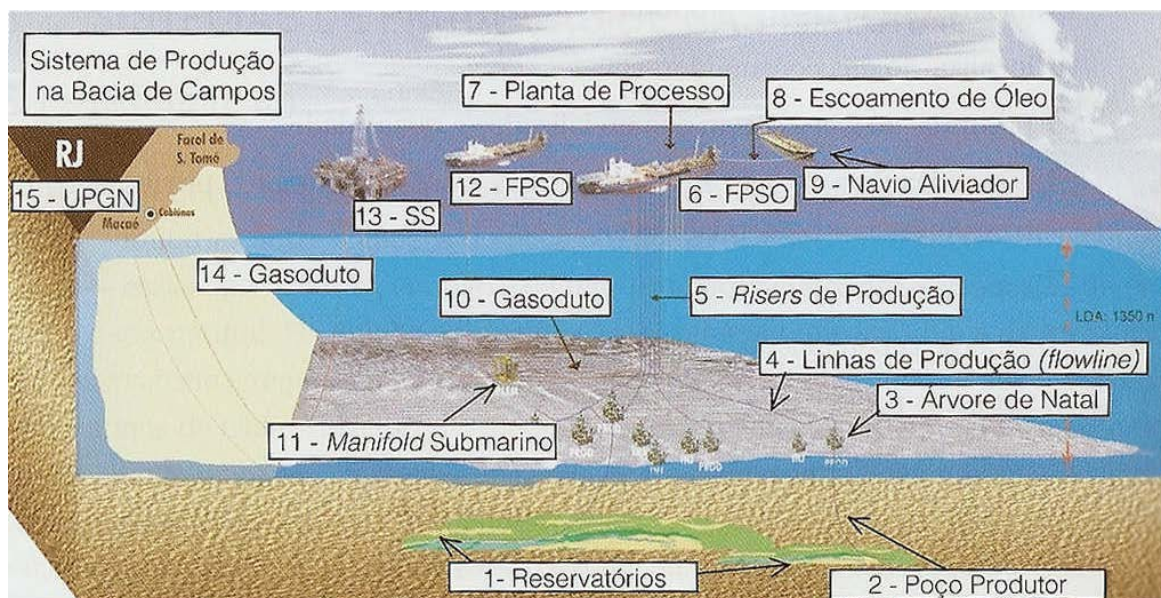


Figura 4.1 - Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010

4.1 Tipos de poços

Com base em seu direcionamento, os poços podem ser classificados como verticais ou direcionais.

4.1.1 Poço vertical:

Um poço é considerado vertical quando o seu objetivo está sob a sonda e não apresenta mudança de direção (*dog-leg*) considerável.

Qualquer poço em que seja necessária a mudança de direção ou inclinação é chamado direcional. Os poços direcionais podem ser divididos em Tipo 1, Tipo 2, Tipo 3, horizontais e de grande afastamento (ERW).

4.1.2 Poços horizontais:

Os poços do tipo horizontal se caracterizam por ter inclinação final perto de 90 graus. Sua vantagem é possibilitar um maior intervalo de exposição do reservatório, otimizando a captação do óleo existente no mesmo.

4.1.3 Poços Tipo 1:

Os poços do tipo 1 se caracterizam por ter KOP (*kick of point*), ponto onde se inicia o ganho de inclinação do poço, à baixa profundidade, seguido de um trecho com inclinação constante, até atingir o alvo.

4.1.4 Poços Tipo 2:

Os poços do tipo 2 caracterizam-se por ter um trecho de *build-up*, trecho com ganho de ângulo, e um trecho de *drop-off*, com perda de ângulo. O poço pode atingir o alvo na vertical ou não.

4.1.5 Poços Tipo 3:

Os poços do tipo 3 caracterizam-se por ter o KOP à grande profundidade, e um trecho de ganho de ângulo para atingir o alvo. Este tipo de poço é muito utilizado para aproveitamento de poços já perfurados.

4.1.6 Poços Tipo Designer (3D):

O poço tipo 3D é aplicado normalmente em situações onde o posicionamento da plataforma é restrito, não permitindo o alinhamento da cabeça do poço com o objetivo e tem trajetória com alteração de direção e giros. Também é usado quando se

objetiva reduzir as linhas de produção por motivos técnicos e/ou econômicos. VIEIRA [23]

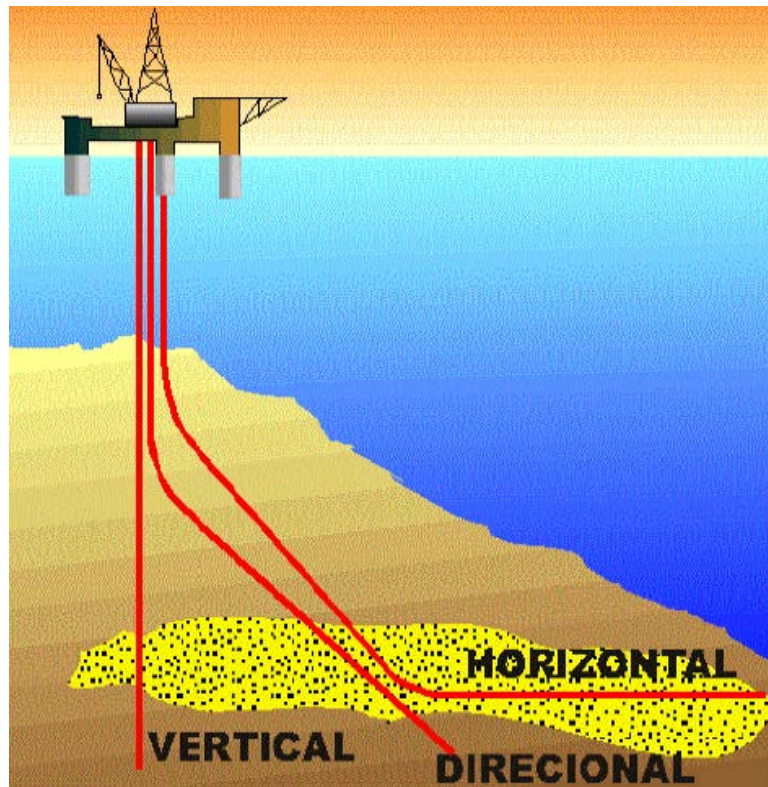


Figura 4.2 - Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010

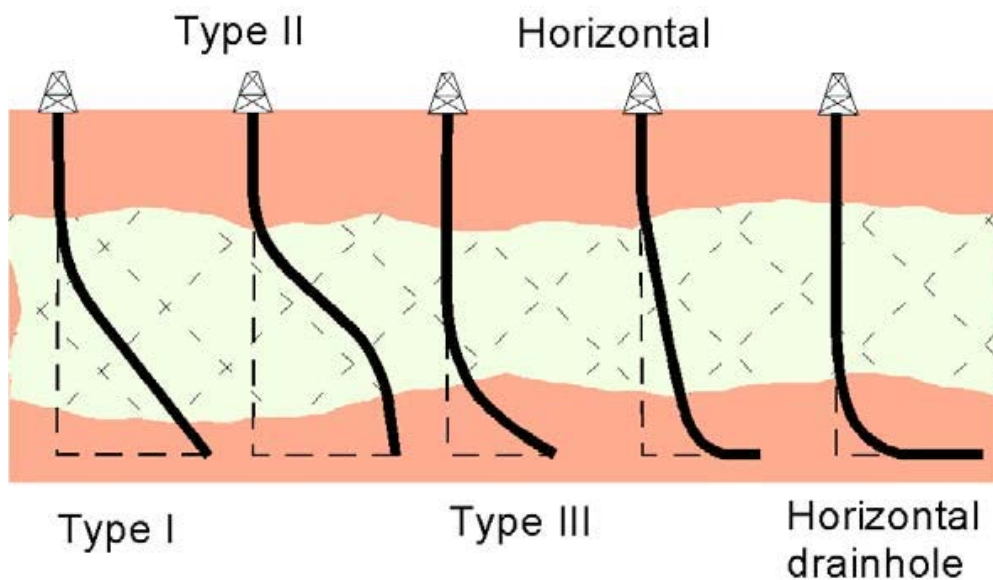


Figura 4.3 - Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010

Os poços perfurados de forma perpendicular são (poços verticais) e podem ser produtores ou projetados para obtenção de dados de reservatório (exploratórios) permitindo uma maior precisão nos projetos seguintes, onde outros poços verticais

podem ser perfurados ou de trajetórias oblíquas, os poços direcionais. Os poços horizontais são de emprego cada vez maior na produção *offshore*. Eles permitem uma cobertura maior do reservatório, aumentando a vazão de produção de fluidos se comparado a vazão obtida por um poço vertical.

4.2 Tipos de completação

A Completção de poços consiste no conjunto de serviços e equipamentos instalados no poço desde o momento em que a broca atinge a base da zona produtora de produção. Este é um conceito operacional da atividade, note que, por esta definição, a cimentação do revestimento de produção, ou seja, aquele que entra em contato com a zona produtora, é uma atividade de Completção.

Os métodos de completação podem ser classificados quanto à interface entre a coluna e a zona produtora:

4.2.1 Completção a poço aberto:

A completção a poço aberto é frequentemente utilizada em espessas seções de reservatórios constituídos por tipos de rochas bem firmes. É o método mais antigo de completção de poços. As vantagens deste método são as seguintes: THOMAS [21]

- a zona de interesse inteira é aberta para a coluna;
- não há gasto com canhoneio do revestimento;
- existe a intercomunicação de fluidos em todo o intervalo aberto para produção;
- *drawdown* pode ser reduzido por causa da larga área de fluxo;
- há uma redução no custo do revestimento;
- o poço pode ser facilmente aprofundado;
- a completção pode ser facilmente convertida para outro tipo de completção como o *liner* rasgado ou revestimento canhoneado;
- pelo fato de não haver revestimento, não há risco de haver dano à formação causada pelo cimento.

A completção a poço aberto é particularmente atrativa onde perdas com uma filtragem ruim do fluido de perfuração pode levar a grandes prejuízos. Porém existem desvantagens e limitações deste método de completção, são elas: THOMAS [21][21]

- formações que apresentam grandes razões gás-óleo / água-óleo normalmente não podem ser controladas porque todo o intervalo é aberto para produção;

- o controle do poço durante a completção pode ser mais difícil;
- a técnica não é aceitável para formações constituídas por reservatórios separados que contêm fluidos com propriedades incompatíveis;
- as diversas zonas dentro do intervalo de completção não podem ser facilmente selecionadas;
- este tipo de completção vai requerer freqüentes limpezas se houver produção de areia ou se a formação não estiver estável.

4.2.2 Liner rasgado ou canhoneado:

Para controlar problemas de desmoronamento, os primeiros produtores de petróleo colocaram tubos com fendas ou telas na parte inferior do poço como um filtro de areia. O uso deste tipo de completção como método para controle de areia vem se tornando muito popular hoje em dia em algumas áreas. Este método tem praticamente as mesmas vantagens e desvantagens da completção a poço aberto.

Na maneira mais simples e antiga um tubo com fendas é colocado dentro do poço. As fendas são pequenas o suficiente para que a areia fique retida. Para areias muito finas são colocadas telas de arame. Esta técnica é um método de controle de areia razoavelmente eficaz.

Algumas vezes este é o único método de controle de areia que pode ser usado por causa da perda de pressão e considerações sobre a geometria do poço. Entretanto, este método não é muito recomendado por que: THOMAS[21].

- O movimento da areia para a coluna faz com que haja um impedimento da permeabilidade devido à mistura de diferentes tamanhos de grãos.
- Grãos de areia finos tendem a obstruir a tela.
- A tela pode sofrer desgaste devido à movimentação da areia.
- Um suporte ineficaz da formação pode causar desabamento.

Para solucionar estes problemas, o anular entre o poço e a tela é preenchido com grãos de areias mais grossos. A areia ou cascalho serve como suporte para a parede do poço e para prevenir o movimento de areia. Este método pode remover alguns dos estragos causados pelo fluido de perfuração.

4.2.3 Revestimento canhoneado:

O método envolve cimentação do revestimento na área de interesse, onde a comunicação com a formação é feita através de buracos perfurados no revestimento e no cimento, denominados canhoneados.

Este canhoneio é feito para comunicar o interior do poço com a zona de interesse. Se o poço é revestido e não-canhoneado durante os estágios iniciais da operação de perfuração, o controle do poço é mais fácil e os custos de completação podem ser reduzidos.

Usando várias técnicas de controle de profundidade, é possível decidir quais zonas serão perfuradas e abertas para produção, evitando assim, a comunicação de fluidos indesejáveis como gás e água, zonas fracas que podem produzir areia ou ainda, zonas improdutivas.

Esta seletividade que é completamente dependente de um bom trabalho de cimentação e canhoneio adequado também permite que um simples poço produza vários reservatórios separados, sem que haja comunicação entre eles.

Este canhoneio pode também ser usado para controlar o fluxo da zona de interesse, fechando o canhoneado ou injetando fluidos para transformar as zonas em menos permeáveis.

A decisão de colocação do revestimento pode ser adiada até que a avaliação do reservatório seja concluída, reduzindo gastos com poços secos. Em suma, as vantagens desta completação incluem:

- Operações mais seguras;
- Seleção mais segura das zonas a serem completadas;
- Redução da relevância de estragos causados pela perfuração;
- Facilitação da estimulação seletiva;
- Possibilidade de completação em zonas múltiplas;
- Custos reduzidos com poços secos;
- Planejamento mais fácil de operações de completação.

4.2.4 Métodos para controle da produção de areia:

O texto desse tópico é em referência ao SILVA[20]. A extração do óleo em arenitos friáveis tem apresentado constantes desafios à indústria do petróleo, nem tanto

pela necessidade da contenção da produção de areia propriamente dita, mas pelas altas perdas de carga impostas pelo processo, que podem abreviar em alguns anos, a vida produtiva de um poço. Os principais problemas causados pela produção de areia são:

- Deposição de areia no poço encobrindo os canhoneados, ou formação de “bridge” na coluna de produção, reduzindo ou até mesmo causando a interrupção do fluxo;
 - Erosão de equipamentos de superfície, como linhas e chokes, e de subsuperfície como DHSV e mandris de gaslift;
 - Acumulação de areia nos equipamentos de superfície;
 - Criação de grandes vazios por trás do revestimento, onde desmoronamentos poderão causar redução drástica da permeabilidade nas imediações do poço ou colapso do próprio revestimento;
 - Perda de isolamento hidráulico.
- a. **Tubos rasgados (*Slotted Liner*):** são usados em poços com baixa produtividade ou em longos intervalos produtores, incluindo-se os poços horizontais. Existem novos equipamentos desenvolvidos para maior área aberta ao fluxo e aplicação específica para poços horizontais, dos quais são destacados: *Sinterpack*, *Stratapack* e *Excluder*.
- b. **Tela pré-empacotada:** são dois tubos selados, concêntricos, tendo o espaço anular entre eles preenchido com areia ou cerâmica. É recomendável somente em poços com longos intervalos canhoneados e altamente desviados, ou horizontais.
- c. **Areia resinada:** consiste no preenchimento de espaços criados atrás do revestimento, devido à produção de areia com gravel pré resinado. Após a pega da resina é descida a broca para remoção do excesso de gravel dentro do poço. Esta técnica se restringe a ser aplicada em poços com pequena extensão canhoneada, sendo também recomendada para poços antigos que já produziram grandes volumes de areia.
- b) **Gravel pack: é a mais difundida mundialmente.** Consiste no preenchimento dos canhoneados e anular tubo telado/revestimento com uma areia (gravel) de granulometria bem selecionada, formando um pacote compacto, que impede a movimentação da areia da formação.

4.2.4.1 Gravel Pack

Esta técnica, empregada em poço aberto ou revestido, pode variar desde a simples utilização de um único tubo telado à uma complexa completação múltipla. Após o condicionamento do revestimento, é descido um *sump packer*, formando o fundo necessário para a ancoragem da do Gravel Pack, em seguida o poço é canhoneado e o conjunto de Gravel Pack, composto de tubos telados, tubos cegos, *wash pipes*, *crossover tool* e *packer* é instalado.

Após a instalação do conjunto, é feito o bombeio e deslocamento do gravel, que conterà a produção de areia da formação.

As vantagens do Gravel Pack em relação aos outros métodos alternativos são:

- Mais efetivo no controle de areia em longos intervalos, em intervalos com pequenas intercalações de folhelhos, e em zonas com alto teor de argila e silt;
- Suporta a maioria das reações desenvolvidas em um tratamento químico possivelmente necessário ao longo da vida produtiva do poço, e não se deteriora com o tempo;
- Apresenta melhores resultados nas aplicações em poços antigos com histórico de grande produção de areia;
- É menos afetado pelas variações de permeabilidade da formação ao longo da extensão do gravel pack.

As desvantagens do Gravel Pack são:

- Redução do diâmetro interno do poço, pela utilização de tubos telados;
- Reparos ou recompletações requerem a remoção do conjunto;
- As telas estão sujeitas à corrosão e/ou erosão devido às altas velocidades de fluxo ou à produção de fluidos corrosivos.
- Apresenta maior dificuldade no isolamento de futuros intervalos produtores de água.

4.3 Arranjo de poços

O arranjo dos poços pode ser do tipo satélite ou agrupado. Os poços agrupados posicionam-se geralmente abaixo da Unidade Estacionária de Produção (UEP), que

serão descritas na seção 4.5 desse capítulo, e os poços satélites localizam-se em vários pontos do campo, ao redor da UEP, como mostra a figura 4.5 e 4.4 respectivamente.

A utilização de poços satélites apresenta vantagem em relação aos poços agrupados, pois podem ser posicionadas sobre as regiões de maiores concentrações de óleo no reservatório. Entretanto o investimento é muito maior comparando-se aos poços agrupados, pois é necessário a cada poço satélite mais equipamentos e maior comprimento de tubulações para o escoamento da produção dos poços.

Alguns dos parâmetros que influenciam a definição do arranjo dos poços são a área do reservatório, a profundidade, o tipo e o número de poços a perfurar.

A escolha do arranjo de poços a ser adotado interage com diversas variáveis de projeto e torna-se bastante complexa na medida em que poucas aproximações ou considerações são adotadas, ou seja, há a necessidade de assumirem-se premissas que reduzam o número de possibilidades para a construção do arranjo de poços.

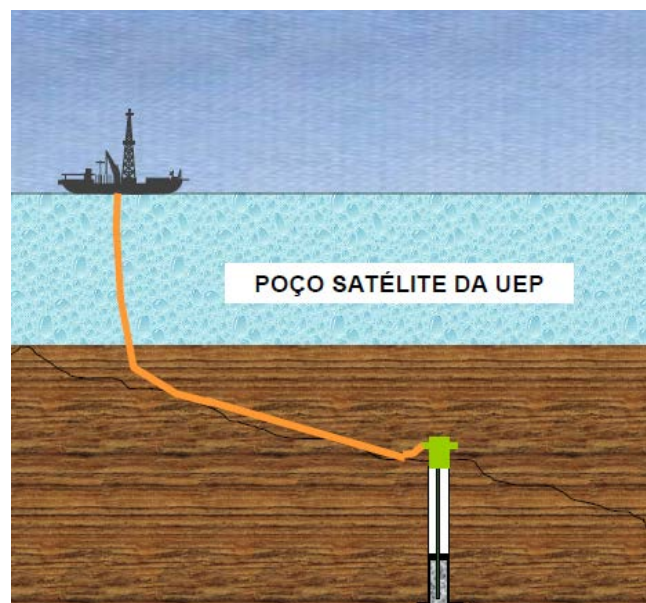


Figura 4.4 - Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010

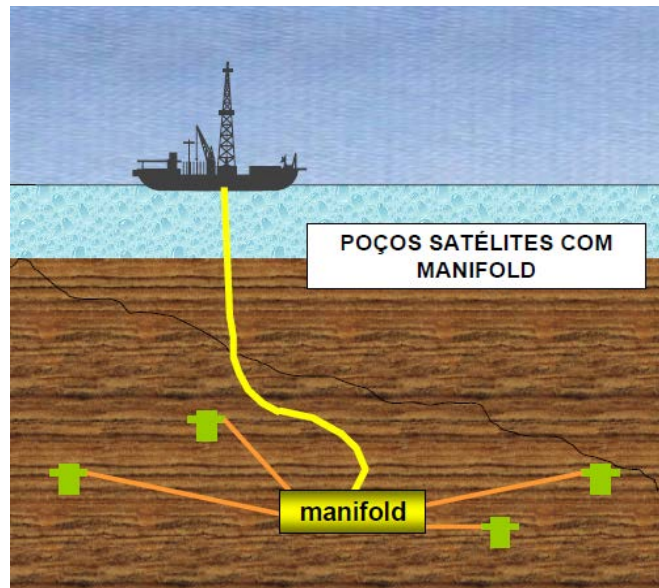


Figura 4.5 - Material didático, Engenharia de Petróleo, UFRJ, 2010

4.4 Manifolds

O *manifold* submarino é uma estrutura metálica apoiada no fundo do mar e que acomoda válvulas e acessórios que permitem que este esteja conectado à árvore de natal molhada, outros sistemas de produção, de tubulações e *risers*. Esse equipamento permite que a produção de vários poços seja recebida em um único sistema de elevação, como uma subestação de captação, reduzindo o comprimento de tubulação usada no escoamento submarino. Essa configuração organiza os poços em clusters. Ainda, o uso de *manifolds* pode estar relacionado à capacidade de recebimento de poços pela UEP ou à necessidade de limitação da vazão de surgência antes que o fluxo chegue às instalações da UEP.



Figura 4.6 - Manifold Submarino

4.5 Unidades Estacionárias de Produção (UEPs)

Unidades Estacionárias de Produção também denominadas plataformas de produção, são unidades industriais cuja função é receber, tratar e enviar os fluidos produzidos pelo reservatório. As plataformas são classificadas e projetadas de acordo com a produção esperada do campo, a profundidade do mar e intempéries ambientais. Durante o projeto de desenvolvimento do campo, são analisadas diversas alternativas em estudos de viabilidade técnico-econômica (EVTE). Nesta fase, o tipo de UEP é selecionado.

4.5.1 UEPs fixas

Foram as primeiras unidades utilizadas e tem sido preferida nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 m. São constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no fundo do mar. Além disso, são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços. Caracterizam-se por estarem apoiadas diretamente no fundo do mar e praticamente por não apresentarem grandes movimentos. Elas permitem a utilização de árvore de natal na superfície (completação seca) bem como a perfuração e intervenção nos poços a partir de sondas instaladas no seu convés.

4.5.1.1 Jackup ou auto elevatória

São constituídas, basicamente de uma balsa equipada com estrutura de apoio ou pernas que, acionadas mecânica ou hidraulicamente movimenta-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas a lâminas d'água que variam de 5 a 130 metros.



Figura 4.7 - Jackup, Polônia, 2005

4.5.1.2 Jaqueta

As plataformas jaquetas são estruturas metálicas instaladas com estacas cravadas no fundo do mar, ilustradas na figura 4.9. Normalmente possuem grande capacidade de processar o óleo e o gás produzido, muitas vezes atendendo não somente o campo onde está instalada, mas também campos adjacentes. São em geral projetadas para vida útil de 20 a 30 anos e representam altos investimentos. O seu posicionamento requer cuidados especiais e deve ser bastante preciso, pois uma vez instalada não poderá ser removida para outra locação. O tempo necessário para sua construção é muitas vezes considerado longo.



Figura 4.8 – Projeto de Jaqueta. Fonte: Suporte Consultoria e Projeto LTDA.

4.5.2 UEPs flutuantes

4.5.2.1 Spar

O sistema Spar consiste de um cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de risers rígidos verticais de produção. Neste tipo de plataforma, há utilização de supressores de vórtices em torno do cilindro com o objetivo de inibir vibrações.

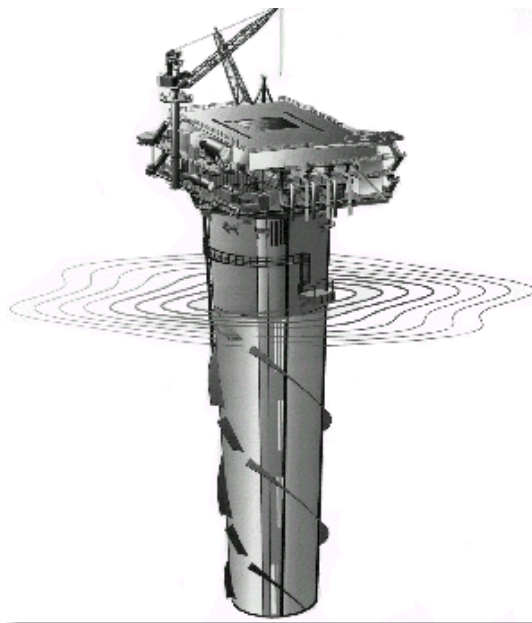


Figura 4.9 - Spar. Fonte: Marine Talk

4.5.2.2 *Semi-Submersíveis (SS)*

Este tipo de plataforma se apoia em flutuadores cuja profundidade pode ser alterada através do bombeio de água para o tanque de lastro. As plataformas de produção ficam na locação em torno de 20 anos. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: sistema de ancoragem (ancoragem convencional e ancoragem do tipo *taut-leg*) e o sistema de posicionamento dinâmico (propulsores no casco acionado por computador restauram a posição). Entre suas vantagens estão os menores movimentos que um casco tipo navio, a facilidade para mudar de locação e por ter sua tecnologia já consolidada. Como desvantagens, podem ser citadas a necessidade de completação molhada (árvores de natal molhada) ser muito sensível à carga do convés e ter capacidade de estocagem reduzida.



Figura 4.10 – Plataforma Semi-submersível. Fonte: Portal NewsComex

4.5.2.3 *TLP*

Sua estrutura é semelhante à da plataforma semi-submersível. Porém, sua ancoragem ao fundo do mar é diferente: as TLPs são ancoradas por tendões (estruturas tubulares) fixos ao fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente o movimento de *heave* (movimento vertical da estrutura) desta, permitindo a completação seca.



Figura 4.11 - TLP. Fonte: Oil and Gas Processing

4.5.2.4 FPSO

Os navios FPSO's (*Floating Production Storage Offloading*) surgiram para atender os desafios de escoamento da produção em águas profundas. Consistem em uma unidade estacionária de produção que utiliza um navio ancorado, o qual suporta no seu convés uma planta de processo. Além de possuir tanques para o armazenamento do óleo produzido, permitem o escoamento da produção para outro navio, chamado aliviador, que periodicamente é amarrado no FPSO para receber e transportar o óleo até os terminais petrolíferos.

O primeiro FPSO foi instalado pela Shell no Campo de Castellon, Espanha, em 1977, utilizando-se um sistema de ancoragem chamado SALM (*Single Anchor Leg Mooring*) projetado pela empresa Mônaco-SBM. Durante os anos 80, essa tecnologia de FPSO ficou centrada em aplicações em águas calmas e profundidades moderadas, quando, então, ficou demonstrado ao mercado a segurança operacional e viabilidade econômica da mesma.

As unidades devem ser capazes de armazenar o óleo cru estabilizado. Para produzir óleo cru estabilizado, necessita-se separar o óleo, o gás e a água produzida e

tratar cada um deles convenientemente, de modo a se dispor dos mesmos. Assim, uma planta de processo se faz necessária. Para uma planta funcionar, uma série de sistemas deverão estar disponíveis na unidade: energia elétrica, ar comprimido, água de refrigeração, etc. As características (dimensões) de um FPSO do tipo “navio” devem ser obtidas a partir da capacidade da planta de processo e do estudo do sistema de alívio associado, considerando-se, também, a tecnologia de construção naval de modo a se poder usufruir da estrutura dos estaleiros que executarão a construção ou conversão dessas unidades.

Entre as vantagens de uma unidade FPSO, podem ser citadas as seguintes:

- Ideal para regiões sem infra-estrutura (oleoduto);
- Grande área de convés e capacidade para receber peso;
- Custo pouco sensível ao aumento da lâmina d’água;
- Fácil de ser removido e reutilizado;
- Cronograma reduzido para conversão.

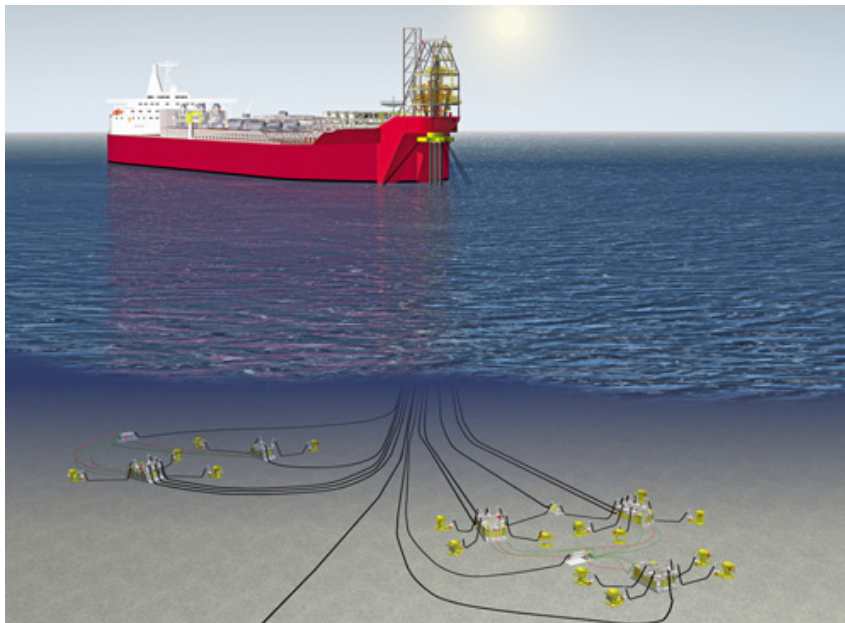


Figura 4.12 - FPSO. Fonte: Modtec

4.6 Parâmetros para a definição da UEP em um projeto de desenvolvimento.

É importante ter visão global na escolha do tipo de plataforma ou sistema, de forma a integrá-lo no modelo adotado para o conjunto dos campos vizinhos. Assim, por

exemplo, pode não ser adequado prescrever o uso de um navio de processo e armazenagem (FPSO) em locação próxima de onde haja um oleoduto com capacidade ociosa.

Em regiões onde não se dispõe de oleoduto, o FPSO leva vantagem, pois consegue processar e estocar o óleo produzido, enquanto a SS necessita de um FSO ou uma monobóia com navio aliviador, gerando maiores custos ao projeto. Portanto, o julgamento caso a caso deve sempre prevalecer respeitados os requisitos de segurança e proteção ambiental e atendidos os critérios econômicos ótimos. Pode-se, assim, levantar alguns dos principais pontos que devem ser observados na escolha da unidade estacionária de produção mais adequada para o cenário:

- O arranjo de poços;
- As condições ambientais relevantes;
- Número de poços atendidos;
- Capacidade de processamento.

4.7 Linhas de produção e risers: escoamento e estocagem de óleo

Um sistema de escoamento pode ser definido como um conjunto de equipamentos (dutos flexíveis, rígidos, PLET – *Pipeline End Termination*), cuja função principal é escoar fluidos de um ponto de partida até um ponto de chegada.

- Dutos de coleta da produção: transportam o petróleo desde os poços produtores submarinos até a unidade estacionária de produção;
- Dutos de *gas lift* : transportam gás natural (tratado na UEP) até os poços produtores submarinos;
- Dutos de Injeção de água: transportam a água (tratada na UEP) até os poços injetores submarinos;
- Dutos de exportação de óleo (oleodutos), que transportam óleo (tratado) desde a UEP até o ponto de recebimento (terminais oceânicos ou terrestres, por exemplo);
- Dutos de exportação de gás (gasodutos), que transportam gás natural (tratado) desde a UEP até o ponto de recebimento.

De acordo com sua função, os dutos submarinos (*offshore pipelines*) podem ser classificados da seguinte forma:

- *Flowlines* - transportam óleo e/ou gás dos poços até os *manifolds*; transportam óleo e/ou gás dos *manifolds* até a plataforma; transportam água e outras substâncias das plataformas de produção, através de *manifolds* de injeção, até a cabeça de poços de injeção;
- *Infield Flowlines* - transportam óleo e/ou gás entre plataformas;
- *Export Pipelines* - transportam óleo e/ou gás das plataformas de produção até a costa.

O trecho do duto que fica suspenso é denominado de *riser* e o trecho que fica em contato com o solo marinho é denominado de duto submarino (*pipeline, flowline*). *Riser* é o trecho do duto que conecta a UEP a um equipamento a meia-água ou no fundo. Nas UEPs, as estruturas do tipo *riser* ficam suspensas, em configurações de catenária livre ou variações.

Um sistema marítimo de escoamento pode ser classificado com base no tipo de duto que o compõe:

- Sistema de escoamento de dutos flexíveis: são mangotes especiais compostos por uma superposição de camadas plásticas, que fornecem estanqueidade interna e externa, e de camadas metálicas espiraladas, responsáveis pela resistência à ação dos diversos carregamentos mecânicos aos quais as linhas flexíveis estão submetidas ao longo da sua vida útil. Sua principal característica é a baixa rigidez à flexão.

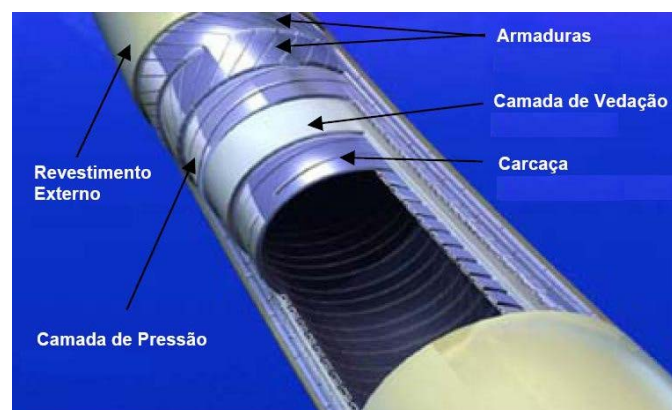


Figura 4.13 - Estrutura de riser flexível

- Sistema de escoamento de dutos rígidos: composto por tubos de aço formados por uma série de juntas de aproximadamente 12 metros de comprimento, acopladas umas às outras, geralmente unidos por solda de topo. Pode estar envolvido por flutuadores para diminuir o seu peso, quando em lâminas d'água profundas.
- Sistema misto: trechos de dutos rígidos e flexíveis.

Para os dois tipos básicos de *risers* existentes, sejam os rígidos ou os flexíveis, existem uma variedade de configurações de instalação. As configurações mais comuns para linhas flexíveis são: a catenária livre (*free hanging*), a “lazy” S, a “steep” S, a “lazy wave”, a “steep wave” e a “pliant wave”. Já para as linhas rígidas, as configurações mais comuns são: catenária livre, top tensioned riser (*TTR*), riser tower e single line offset riser (*SLOR*).

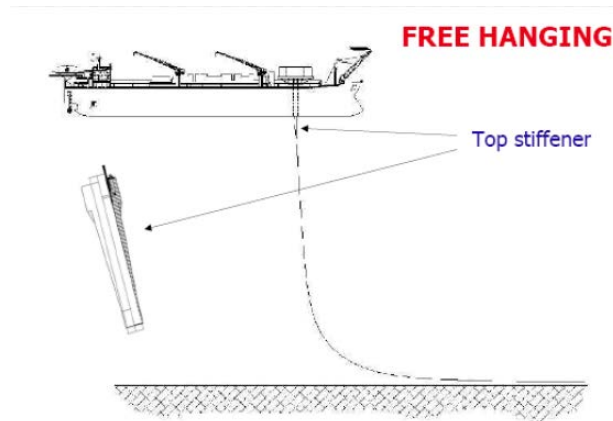


Figura 4.14 - Configuração tipo *free hanging*

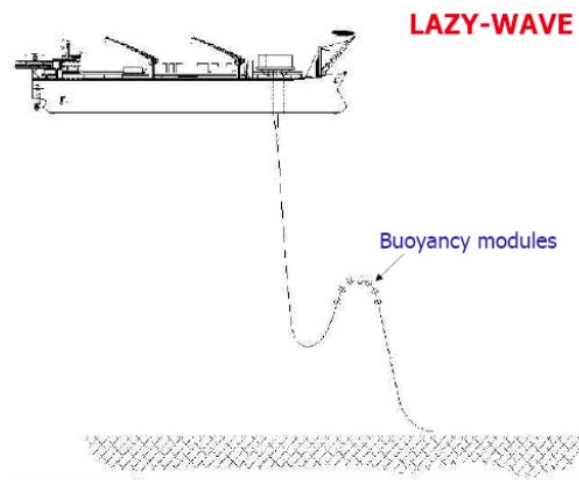


Figura 4.15 - Configuração tipo *lazy wave*

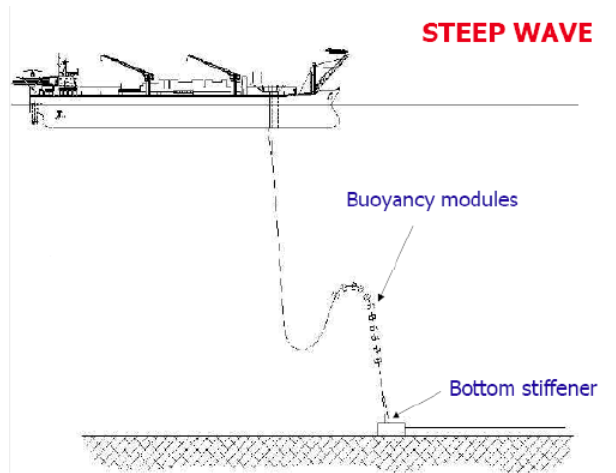


Figura 4.16 - Configuração tipo *steep wave*

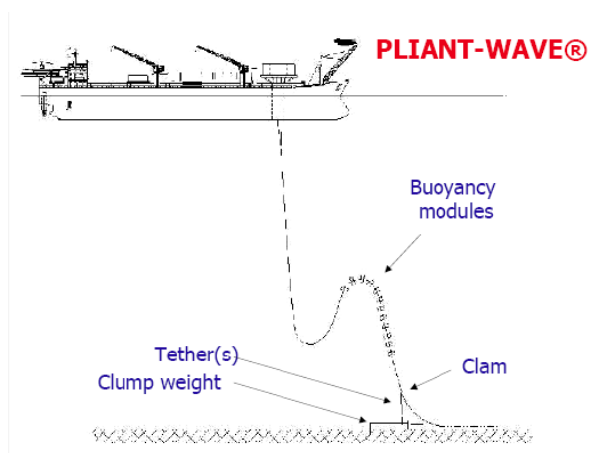


Figura 4.17 - Configuração tipo *pliant wave*

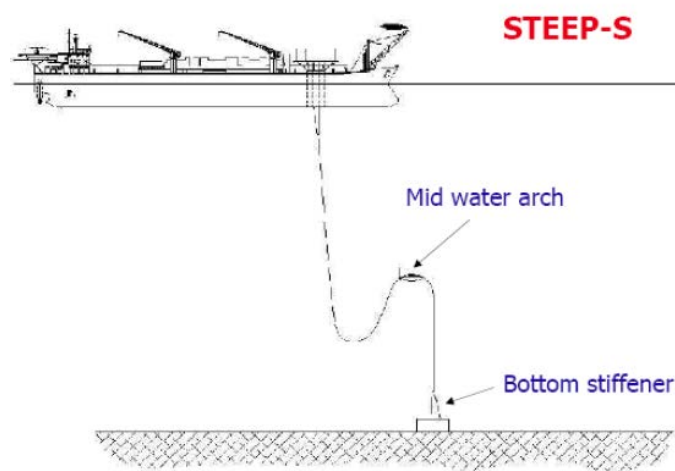


Figura 4.18 - Configuração tipo *steep-S*

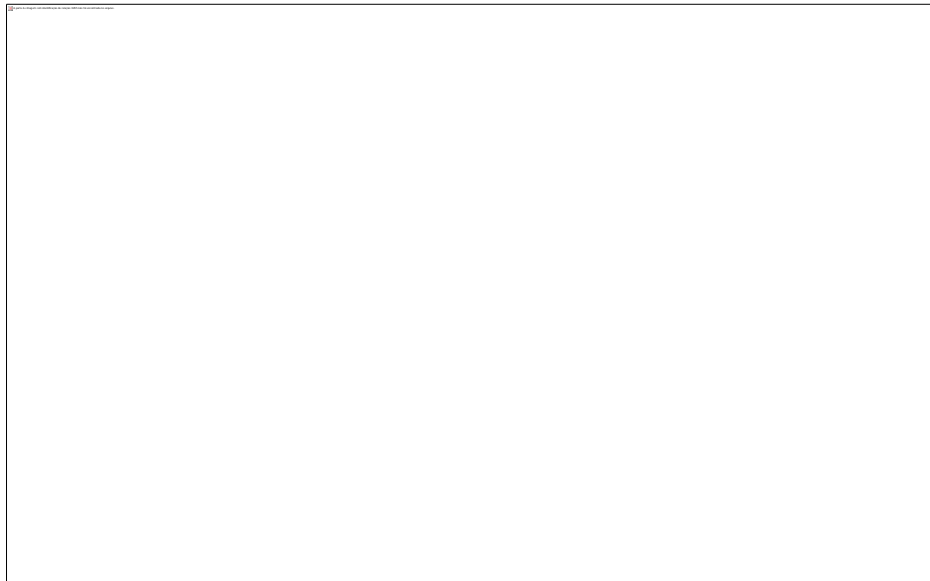


Figura 4.19 - Configuração tipo *TTR*

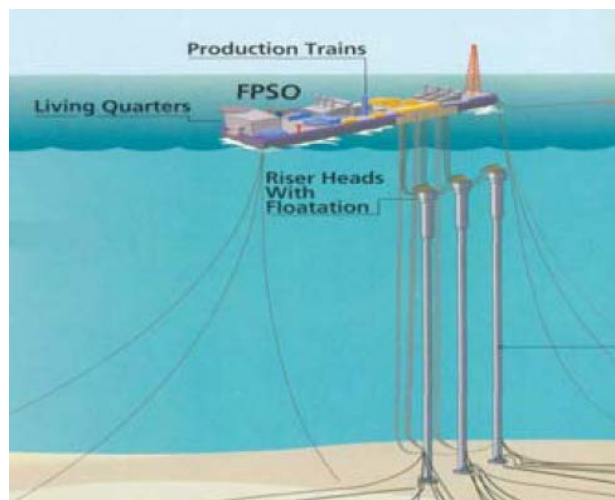


Figura 4.20 - Configuração tipo *riser tower*

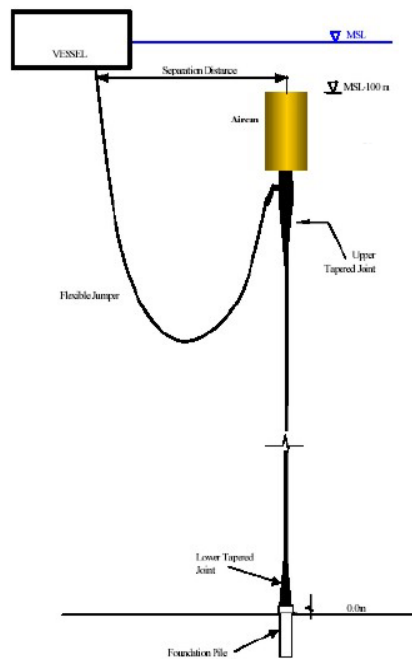


Figura 4.21 - Configuração tipo SLOR

Oleodutos e gasodutos são exemplos de aplicações de tubulações rígidas. Eles possuem maior diâmetro e interligam as plataformas a uma base terrestre, a um terminal ou a outras plataformas escoando a produção de óleo e gás. São boas alternativas de transporte de óleo, em geral, quando a distância da UEP até a costa não é muito grande ou se há outro oleoduto próximo que possa receber maior volume de fluido.

Navios tanques, chamados FSO (*floating storage and offloading*), são conectados a plataforma por linhas flexíveis ou rígidas. Nestas unidades o óleo não sofre tratamento e são alimentadas continuamente pela UEP por meio de bombeio e o óleo é exportado através de navios aliviadores. Geralmente são empregados quando não há infraestrutura de oleodutos no campo em produção ou quando há grande distância entre a UEP e o litoral. Para altas vazões de óleo torna-se viável a construção de novos dutos para a exportação, porém grandes distâncias da costa podem inviabilizar a construção, favorecendo neste caso a utilização de um FSO.

A vazão total do sistema, a distância entre a UEP a costa e a presença de infraestrutura de oleodutos definem o projeto de transferência e estocagem de óleo.

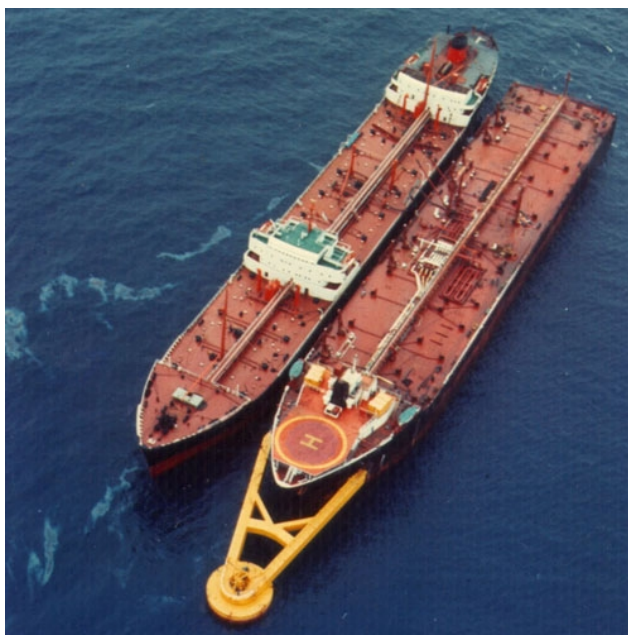


Figura 4.22 - Operação de Offloading

5 Elevação e escoamento

Elevação é um termo utilizado na indústria de petróleo e gás para designar o processo através do qual os líquidos produzidos por um reservatório (óleo e água) são transportados verticalmente do fundo do poço até as facilidades na superfície, vencendo a força da gravidade. O gás associado, também produzido, auxilia este processo.

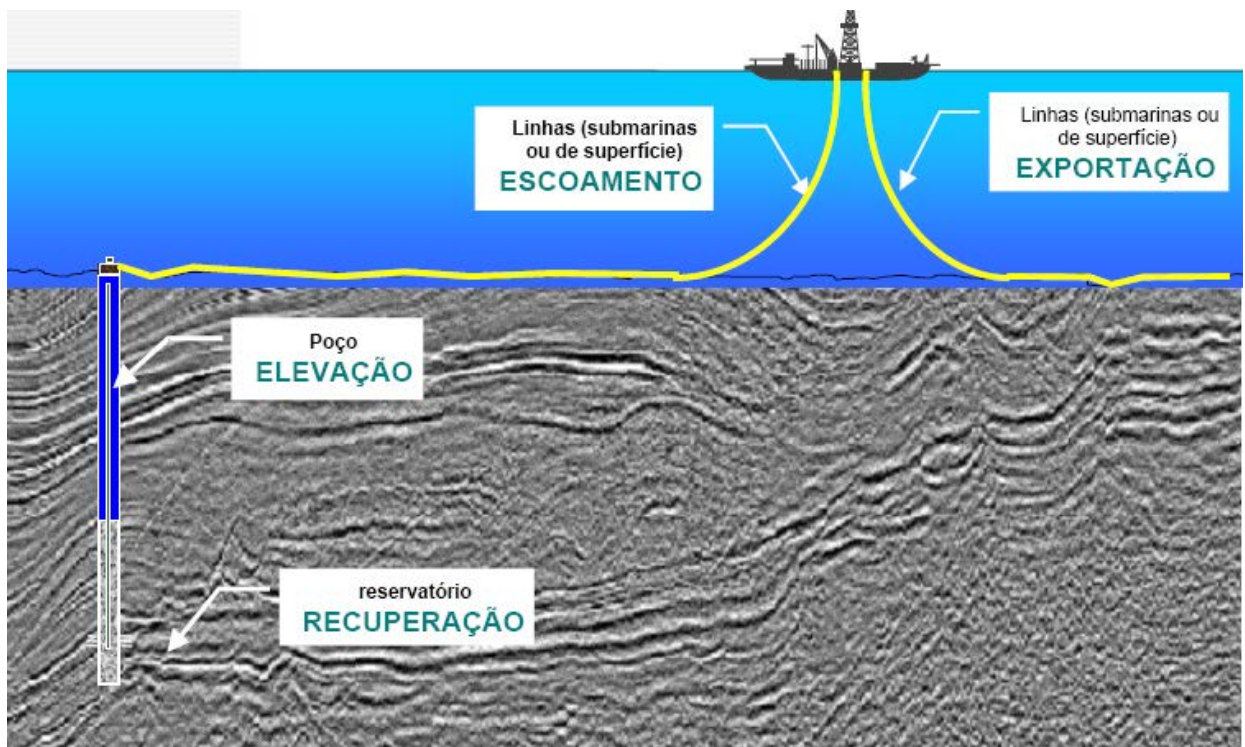
Para que a elevação ocorra naturalmente é necessário que a pressão do reservatório seja suficiente para vencer o peso da coluna de fluidos, fazendo o poço fluir. Neste caso, ocorre o que se chama *elevação natural*, e diz-se que o poço é *surgente*.

Quando a pressão do reservatório não é suficiente para vencer o peso da coluna no poço, para que o mesmo produza é necessária a adição de energia externa, neste caso o processo é conhecido como *elevação artificial*. Mesmo em poços surgentes, na maioria dos casos faz-se uso da elevação artificial, de forma a suplementar a energia do reservatório, aumentando a vazão de produção. A elevação artificial pode ser efetuada por meio de *métodos bombeados* pela instalação de bombas especiais dentro do poço ou por *métodos pneumático* nos quais a injeção de gás natural na coluna de produção diminui a densidade dos fluidos ali contidos, reduzindo necessidade de energia necessária à elevação, permitindo que a pressão do reservatório promova o fluxo.

Nos últimos anos, com o advento de poços horizontais e de sistemas de produção submarina de completção molhada, o conceito de *elevação* vem sendo revisto pela Engenharia do Petróleo, sendo cada vez mais associado com o de *Escoamento*. Em muitas companhias de petróleo, a área disciplinar de *Elevação e Escoamento* hoje substituiu a área de *Elevação*. Isso porque o conceito tradicional de Elevação (escoamento na vertical, dentro do poço) perde seu sentido, uma vez que pode ocorrer escoamento horizontal em poço horizontal, e escoamento vertical fora do poço, em risers de produção de sistemas de completção molhada.

De um modo geral este processo de elevação e escoamento é dividido em três etapas:

- I. *Recovery* – recuperação: refere-se ao fluxo de fluidos do reservatório até o fundo do poço.;
- II. *Lift* – elevação: refere-se ao fluxo de fluidos do fundo do poço até a superfície (topo de poço);
- III. *Gathering* – escoamento: refere-se ao fluxo de fluidos do topo do poço, passando pelo regulador de fluxo, e indo até o separador.



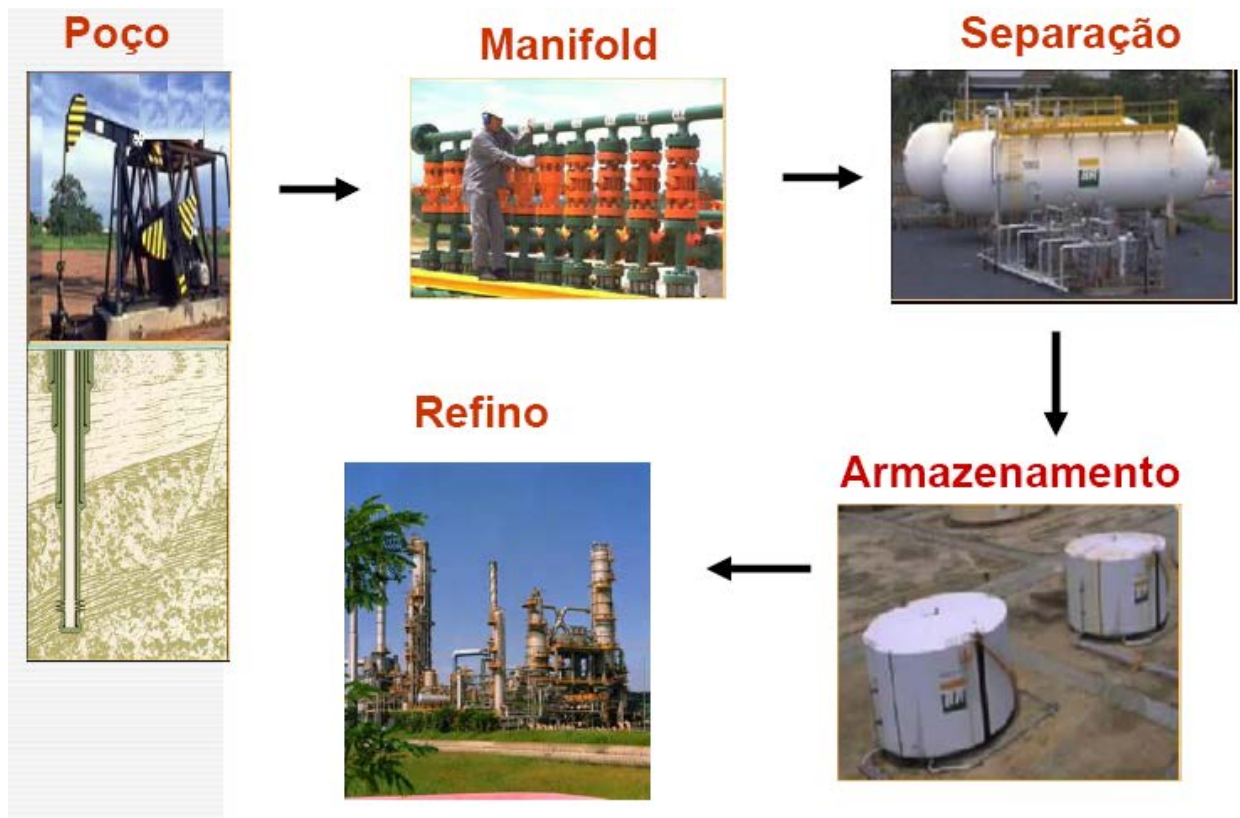


Figura 5.1 - Etapas da elevação e escoamento da produção

Nesse projeto, como simplificação do caso, não serão empregados métodos de elevação artificial. Em casos reais, a elevação natural pode ocorrer apenas no princípio da vida útil de um poço produtor, sendo os métodos de elevação artificial considerados no plano de desenvolvimento de um campo.

5.1 Fluxo na coluna e linhas de produção:

5.1.1 Fluxo bifásico

Tradicionalmente quando nos referimos ao escoamento de óleo, água e gás, chamado de fluxo multifásico, porém na verdade trata-se de um escoamento bifásico, onde uma das fases é gasosa e a outra líquida (fase líquida como uma mistura). Na produção de petróleo, o escoamento bifásico é frequentemente encontrado na coluna de produção dos poços e nos dutos de produção. O fluxo bifásico pode ocorrer em trechos verticais, inclinados ou horizontais, e alguns métodos tiveram que ser desenvolvidos a fim de permitir a determinação da queda de pressão ao longo da tubulação, com qualquer ângulo de inclinação. A produção no mar faz com que gás e fases líquidas

sejam transportados por longas distâncias antes de serem separados. Além do dimensionamento dos dutos de produção com base na perda de carga, é importante que possamos determinar a composição do fluido no oleoduto, em diversas condições de fluxo, a fim de possibilitar o projeto adequado do sistema de separação na planta de processo da plataforma.

A Figura 5.2 ilustra os diferentes padrões de fluxo que podem ser observados em oleodutos horizontais. O padrão de fluxo depende principalmente das velocidades do gás e do líquido, e da relação gás/líquido. Para velocidades muito altas do líquido e baixas relações gás/líquido, pode ser observado o fluxo de bolhas dispersas (regime 1). Para baixas velocidades de líquido e gás, um fluxo estratificado liso ou estratificado ondulado (regimes 2 e 3) é esperado. Para velocidades intermediárias do líquido, são formadas ondas rolantes de líquidos (regime 4). Com o aumento da velocidade, as ondas rolantes crescem até o ponto de formarem um fluxo com tampões (regime 5) ou um fluxo de golfadas (regimes 6 e 7). Para velocidades de gás muito altas, o fluxo anular (regime 8) é observado. Do regime 1 para o 8 a principal característica é o aumento da velocidade do gás.

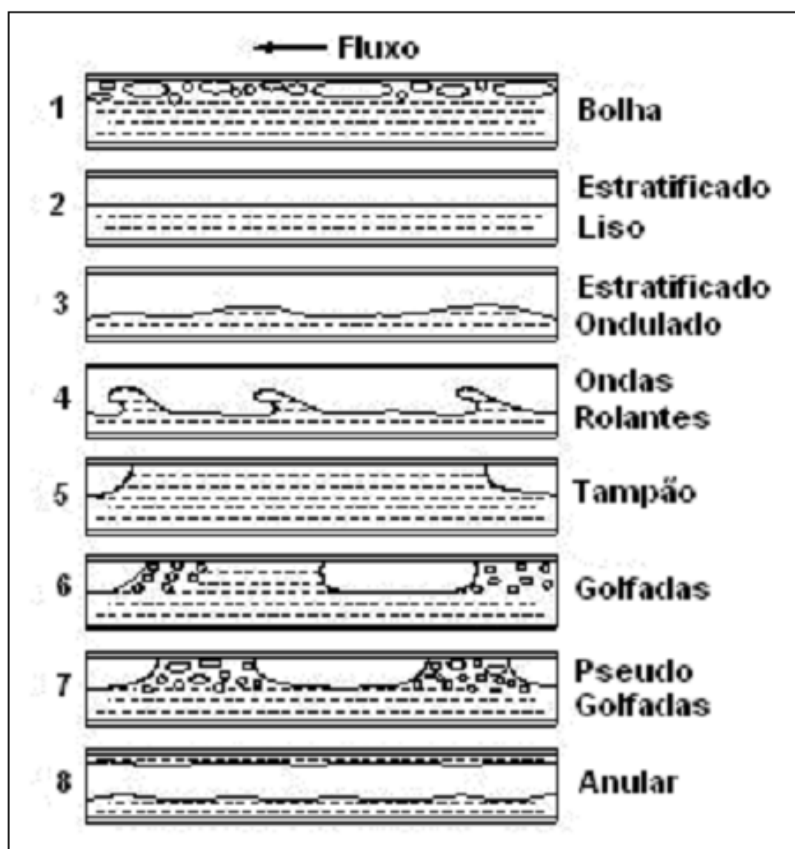


Figura 5.2 - Padrões de escoamento bifásico horizontal

Na Figura 5.3 são apresentados os padrões de fluxo ou regimes frequentemente encontrados em escoamento vertical bifásico. A maioria dos pesquisadores, que consideram regimes de fluxo em sua metodologia, divide em quatro grupos os regimes possíveis de acontecer em um tubo vertical.

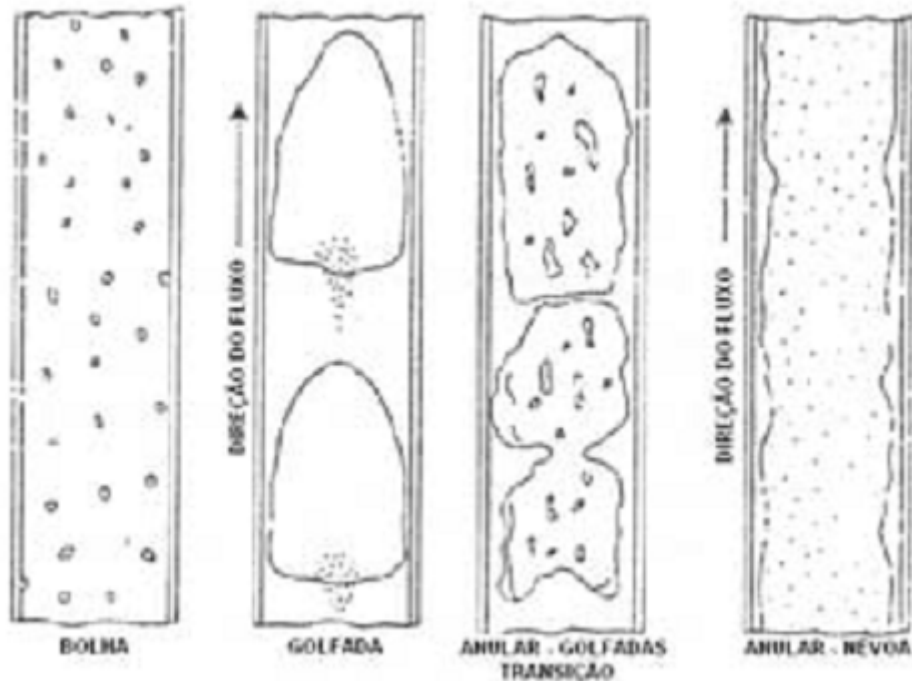


Figura 5.3 - Padrões de escoamento bifásico vertical

A seguir, é apresentada uma breve descrição da maneira como os fluidos se comportam no interior da tubulação, para cada um dos regimes de fluxo.

- Padrão de Bolha

O tubo é preenchido quase completamente de líquido e a fase de gás livre está presente na forma de pequenas bolhas. As bolhas movem-se com velocidades diferentes. Exceto pela densidade, é pouca a influência do gás no gradiente de pressão. A parede do tubo esta sempre em contato com a fase líquida.

- Padrão de Golfadas

A fase de gasosa é mais pronunciada. Embora, a fase líquida ainda seja contínua, as bolhas de gás fundem-se e formam bolhas com formato de “projéteis” ou golfadas, que quase preenchem a seção transversal do tubo. A velocidade das bolhas de gás é maior que a do líquido. O líquido no filme ao redor da bolha pode mover-se para

baixo a baixas velocidades. Tanto o gás quanto o líquido têm influência significativa no gradiente de pressão.

- Padrão de Transição ou Caótico

Ambas as fases são descontínuas, não existindo formas características. Ambas as fases têm influência no gradiente de pressão.

- Padrão Anular

O gás passa a ser a fase contínua e o líquido flui na forma de gotas dispersas no núcleo central gás. A parede do tubo é coberta com um filme líquido, mas a fase de gás tem influência predominante no gradiente de pressão.

Para que os fluidos escoem é necessário que a pressão disponível no fundo do poço, seja suficiente para vencer as seguintes perdas de pressão:

- coluna hidrostática de fluido;
- perdas por fricção no interior da coluna de produção;
- perdas na linha de produção;
- perdas nas restrições de superfície e nas tubulações no fundo do mar;
- pressão necessária na chegada à plataforma de produção.

5.1.2 Relações do Escoamento Bifásico

Esta seção tem por objetivo a abordagem de algumas propriedades importantes que devem ser entendidas antes de se adaptar a equação de gradiente de pressão para condições de fluxo bifásico.

5.1.2.1 Holdup do Líquido

O “holdup” do líquido é definido como a relação do volume de um segmento de tubo ocupado por líquido e o volume total desse segmento de tubo. Isso é:

$$H_L = \frac{\text{volume ocupado pelo líquido}}{\text{volume do segmento de tubulação}}$$

Equação 5.1

O “holdup” do líquido é uma fração que varia de zero (fluxo de gás somente) a um (fluxo líquido somente). O método mais comum de medir o “holdup” do líquido é

isolar um segmento do fluxo entre válvulas de fechamento rápido e medir o líquido fisicamente capturado.

5.1.2.2 Holdup do Líquido Sem Escorregamento

O “holdup” do líquido sem escorregamento é definido como a relação do volume de líquido em um segmento de tubo, dividido pelo volume do segmento de tubo que existiria, se o gás e o líquido fluíssem à mesma velocidade (sem escorregamento). O cálculo pode ser feito diretamente, usando as vazões conhecidas do gás e do líquido, onde q_L e q_g são as vazões de líquido e gás *in-situ*, respectivamente.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

Equação 5.2

5.1.2.3 Velocidade

A velocidade superficial de uma fase fluida é definida como a velocidade na qual essa fase estaria sujeita se somente ela fluísse pela seção transversal total do tubo.

- Gás:

A velocidade superficial do gás é calculada por:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

Equação 5.3

A velocidade real do gás é calculada por:

$$v_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g}$$

Equação 5.4

Onde A é a área da seção transversal do tubo.

- Líquido:

A velocidade superficial do líquido é calculada por:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

Equação 5.5

A velocidade real do líquido é calculada por:

$$v_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L}$$

Equação 5.6

Onde A é a área da seção transversal do tubo.

- Bifásico:

Velocidade da mistura é a soma das velocidades superficiais das fases:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg}$$

Equação 5.7

- Velocidade de escorregamento:

A velocidade de escorregamento é definida como a diferença entre as velocidades reais da fase gasosa e líquida.

Usando as definições anteriores para velocidade, o holdup sem escorregamento pode ser calculado como:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m}$$

Equação 5.8

5.1.2.4 Propriedades da mistura líquida:

Quando a mistura líquida contém óleo e água, a maneira mais usual de se ponderar o efeito dessas fases é usando-se o fator de proporcionalidade definido como:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

Equação 5.9

$$f_w = 1 - f_o$$

Equação 5.10

Essa relação é válida para qualquer mistura líquida:

$$PROP_L = PROP_o f_o + PROP_w (1 - f_o)$$

Equação 5.11

5.1.3 Perda de pressão no fluxo bifásico:

Combinando-se os fluxos no meio poroso, no poço e na linha de produção verificam-se solicitações opostas de pressão no fundo do poço. Para o fluxo no reservatório, quanto maior a vazão menor deve ser a pressão no fundo do poço. Entretanto, para o fluxo na coluna e linha de produção, quanto maior a pressão no fundo do poço maior é a vazão. Um único ponto satisfaz a curva do fluxo no reservatório e na coluna de produção. É o ponto onde a pressão disponível fornecida pelo reservatório é igual à pressão necessária para vencer as perdas de pressão até a superfície. A Figura 5.4 mostra a interseção entre as curvas das equações que modelam a pressão disponível e necessária.

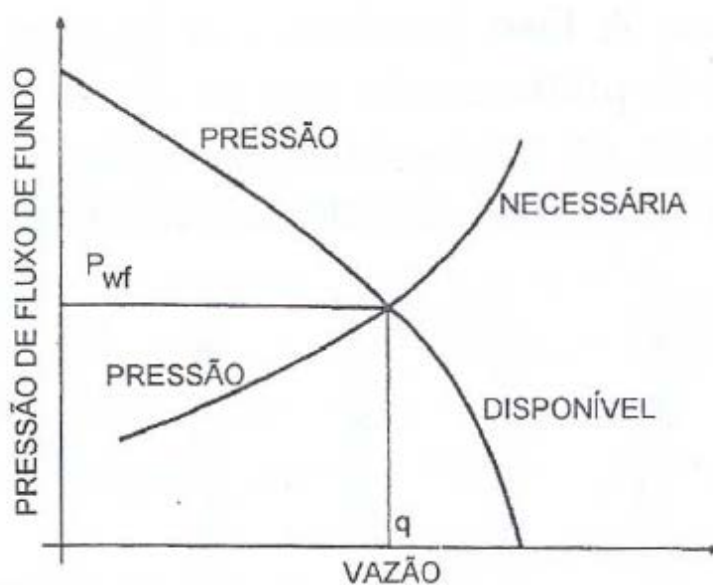


Figura 5.4 – Gráfico da pressão requerida

Como descrito no item 3.7.1.6, o índice de produtividade é uma relação entre a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço e a vazão do poço. Para o modelo desse projeto, a curva de IPR, mostrada na figura 3.18, é linear, mas, como comentado, ela pode assumir outra configuração caso o IP não seja constante durante a produção, podendo assumir uma configuração próxima à curva de pressão disponível na Figura 5.4. Apesar da diferença entre as curvas, a mesma análise pode ser feita: o índice de produtividade mostra o ponto operacional de produção, em que a pressão disponível

é tal que maximiza a produção em termos de vazão, vencendo as perdas de pressão ao longo do fluxo de fluidos produzidos até a unidade de produção.

5.1.3.1 Cálculo da perda de pressão em fluxo bifásico:

É fundamental na produção de petróleo o cálculo do gradiente de pressão entre o fundo do poço e a plataforma. Através do gradiente de pressão determina-se a curva de pressão requerida pelo sistema de escoamento, para a determinação da vazão de produção dos poços. A equação de gradiente de pressão que é aplicável a qualquer fluido escoando em um tubo inclinado em um ângulo ϕ com a horizontal é expressa como, BRILL [3]:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{ac}$$

Equação 5.12

Onde:

el - termo referente à perda de pressão por mudança de elevação

f - termo referente à perda de pressão por fricção

ac - termo referente à perda de pressão por aceleração

Na Equação 5.12, a perda de pressão por aceleração é comumente desprezada em simulações permanentes. Em escoamentos verticais, a perda de pressão por elevação é a grande causadora de perda de carga. A equação é também normalmente adaptada para fluxo bifásico, assumindo que a mistura gás-líquido pode ser considerada homogênea, em suas propriedades físicas, para um volume finito da tubulação.

Para um fluxo bifásico o componente referente à mudança de elevação passa a ser:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \text{sen}\phi$$

Equação 5.13

Onde, ρ_s é a densidade da mistura gás-líquido num segmento da tubulação. Considerando um segmento da tubulação que contém líquido e gás, a densidade da mistura pode ser calculada por:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

Equação 5.14

Onde, H_L é a fração (“holdup”) do líquido.

O componente de perda de carga por fricção pode ser escrito como:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_f v_m^2}{2g_c d}$$

Equação 5.15

Onde, f_{tp} é o fator de atrito e é definido de forma diferente por diferentes pesquisadores.

O termo $(dp/dL)_f$ não é analiticamente calculável, com exceção do caso de fluxo monofásico laminar. Assim, deve ser determinado através de meios experimentais ou por analogias com o fluxo monofásico.

O método mais empregado é sem dúvida o que utiliza fatores de fricção para duas fases. As definições mais comuns são BRILL[3]:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_f v_m^2}{2g_c d}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_L \rho_L v_{sL}^2}{2g_c d}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_g \rho_g v_{sg}^2}{2g_c d}$$

Equação 5.16

Para o escoamento monofásico, o número de Reynolds é definido como:

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu}$$

Equação 5.17

Onde, um conjunto consistente de unidades deve ser usado para calcular

Re, e:

ρ = densidade do fluido

v = velocidade do fluido

μ = viscosidade dinâmica do fluido

d = diâmetro interno da tubulação

Equações para determinação do fator de fricção:

I. Laminar ($Re < 2300$)

$$f = \frac{64}{Re}$$

II. Turbulento ($Re > 4000$)

a) Tubos lisos:

Blasius ($Re < 10^5$)

$$f = 0.3164 \cdot Re^{-0.25}$$

Drew, Koo & Mac Adam (1930) ($3000 < Re < 10^6$)

$$f = 0.0056 + 0.5 \cdot Re^{-0.32}$$

b) Tubos rugosos (completamente desenvolvido)

Nikuradse (1933)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(2 \frac{\varepsilon}{d} \right)$$

c) Tubos rugosos (zona de transição)

Colebrook & White (1938)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(2 \frac{\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{Re} \cdot \frac{1}{\sqrt{f}} \right)$$

Jain ($3000 < Re < 10^6$), $10^{-6} < \varepsilon/d < 10^2$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{Re^{0.9}} \right)$$

5.2 Simulação de fluxo: Pipesim[®]

Pipesim[®] é um simulador multifásico para desenhos diversos de tubulações e equipamentos de produção e para análise do comportamento e parâmetros do fluxo na produção de óleo e gás. O Pipesim[®] permite a análise das possíveis configurações de equipamentos de produção no poço, mas, para esse projeto, focaremos na análise da localização de facilidades, ou seja, no escoamento nas tubulações. Nesse cenário, o software permite:

- Escoamento multifásico em dutos;
- Dados de pressão e temperatura por pontos da tubulação de escoamento;
- Cálculo da transferência de calor.

5.2.1 Correlação de fluxo multifásico vertical e horizontal:

No presente projeto, serão consideradas as correlações de Beggs and Brill no simulador. A correlação original de Beggs and Brill é usada para cálculo de perda de pressão e holdup, e foi desenvolvida pelo estudo de fluxo bifásico em tubulações horizontais e inclinadas. A correlação é baseada em um mapa de regime de fluxo e é primeiramente determinada se o fluxo fosse horizontal. O holdup horizontal é calculado pelas correlações e esse holdup é corrigido para o ângulo de inclinação. O experimento inclui dois longos tubos de acrílico, cada um com 30 metros, com elevação variável. O holdup foi medido com o uso de válvulas de fechamento rápido.

Para definir-se o regime de escoamento por Beggs and Brill, usa-se as relações definidas em BEGGS [1].

6 Localização de facilidades

Problemas de localização de facilidades constituem uma área com diversas aplicações e vasta literatura. De forma geral, estes problemas envolvem a localização de um número fixo ou variável de facilidades e designação de demandas de clientes a facilidades de modo a minimizar custos fixos e variáveis. Os modelos matemáticos de localização são construídos para abordar as seguintes questões chaves: quantas

facilidades devem ser construídas; onde cada facilidade deve ser localizada; qual deve ser o tamanho de cada facilidade; como alocar demanda de clientes a facilidades. As respostas para essas questões dependem da natureza do problema e dos objetivos que se pretende alcançar com a modelagem. O número de facilidades a serem localizadas, assim como a capacidade de cada uma dessas facilidades é em geral um equilíbrio entre custo e nível de serviços.

Esse projeto estuda a localização de uma única plataforma a fim de maximizar o valor presente líquido do projeto sendo a vazão de fluido e o volume produzido acumulado as principais variáveis analisadas.

6.1 Ferramentas estatísticas

6.1.1 Análise de experimentos de Plackett-Burman

O texto que segue foi baseado em BOX[4]. Dentro da indústria, muitas vezes é necessário obter informações sobre produtos e processos empiricamente. Neste momento o trabalho das pessoas envolvidas com o problema assemelha-se ao de pesquisadores ou cientistas que precisam projetar experimentos, coletar dados e analisá-los. Experimentos são empregados para resolver problemas de fabricação, decidir entre diferentes processos de manufatura, diferentes conceitos de produto, entender a influência de determinados fatores, etc. Além disso, esta tarefa torna-se cada vez mais importante na medida em que se intensifica a base tecnológica dos produtos e as exigências governamentais e de clientes aumentando a necessidade de emprego de experimentos durante todas as etapas do ciclo de vida do produto. Por exemplo, em um processo de retífica estamos interessados em saber quais variáveis são determinantes para um bom acabamento da peça. Em um processo de cura de resinas termorrígidas, a temperatura de cura e a quantidade de catalisador são variáveis importantes na determinação do tempo total de cura da resina polimérica. Com isso, estamos interessados em determinar valores adequados para estas variáveis de forma a manter nosso processo de acordo com as necessidades dos clientes.

De forma geral, análise de experimentos (em inglês, DOE, *Design of Experiments*) é uma técnica utilizada para se planejar experimentos, ou seja, para definir quais dados, em que quantidade e em que condições devem ser coletados durante um determinado experimento, buscando, basicamente, satisfazer dois grandes objetivos: a

maior precisão estatística possível na resposta e o menor custo. No entanto, em estatística, esse termo é usualmente usado para descrever experimentos controlados. A sua aplicação, por exemplo, no desenvolvimento de novos produtos é muito importante, onde uma maior qualidade dos resultados dos testes pode levar a um projeto com desempenho superior seja em termos de suas características funcionais como também sua robustez.

Na análise de experimentos é mais interessante o efeito que o processo ou intervenção tem sobre algum objeto (a unidade experimental), que pode ser pessoas, grupo de pessoas, plantas, animais, materiais, e etc. Em uma pesquisa experimental, essa intervenção é como é chamada a variável independente e o efeito é a variável dependente. A DOE pode ser estabelecida a partir de:

- Caracterização do problema;
- Escolha dos fatores de influência e níveis (faixas de valores dos valores);
- Seleção das variáveis de resposta;
- Determinação de um modelo de planejamento de experimento;
- Condução do experimento;
- Análise dos dados;
- Conclusões e recomendações.

Projeto de experimentos é uma disciplina muito ampla com diversos níveis e maneiras de aplicação. Como exemplo, observa-se o experimento:

Exemplo 1: deseja-se obter o peso de oito objetos e tem-se uma balança de pratos com pesos padrões de medida. Seja Y_i o peso “comparado” de dois grupos de objetos e X_i o peso individual de cada objeto. As pesagens foram feitas da seguinte maneira:

	Prato esquerdo	Prato direito
Y_1	Objetos: 1 2 3 4 5 6 7 8	Objetos: nenhum
Y_2	Objetos: 1 2 3 8	Objetos: 2 3 6 7
Y_3	Objetos: 1 4 5 8	Objetos: 2 3 6 7
Y_4	Objetos: 1 6 7 8	Objetos: 2 3 4 5

Y ₅	Objetos: 2 4 6 8	Objetos: 1 3 5 7
Y ₆	Objetos: 2 5 7 8	Objetos: 1 3 4 6
Y ₇	Objetos: 3 4 7 8	Objetos: 1 2 5 6
Y ₈	Objetos: 3 5 6 8	Objetos: 1 2 4 7

Tabela 6.1 – Experimentos do exemplo

Pode-se estimar os pesos individuais:

$$X_1 = (Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 - Y_5 - Y_6 - Y_7 - Y_8)/8$$

$$X_2 = (Y_1 + Y_2 - Y_3 - Y_4 + Y_5 + Y_6 - Y_7 - Y_8)/8$$

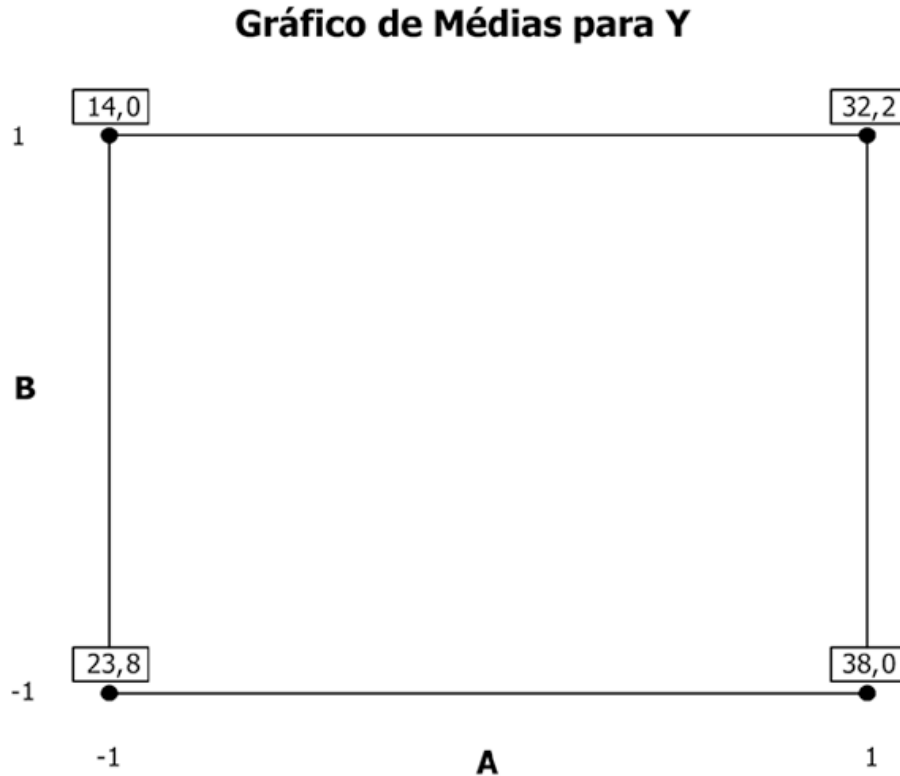
Exemplo 2: Considere um experimento com somente 2 fatores, onde deseja-se estudar o efeito no tempo de uma determinada reação química com a variação de temperatura e concentração de um reagente.

Variável Resposta	Y: Tempo de Reação
Fatores	A: Concentração do Reagente (limites 10% e 20%) B: Temperatura (limites 80°C e 90°C)
Experimentos	concentração em 10% e temperatura em 80% (0) concentração em 20% e temperatura em 80% (a) concentração em 10% e temperatura em 90% (b) concentração em 20% e temperatura em 90% (ab)
Réplicas	Repetições do experimento feitas sob as mesmas condições experimentais, no caso do exemplo sob o mesmo nível de temperatura e de reagente. Quanto mais réplicas, mais confiáveis os resultados do experimento.

Considere 3 réplicas deste experimento com os dados abaixo e a ordem de execução entre parênteses:

Tratamento	A	B	Y1	Y2	Y3	Y
0	-1	-1	26,6(1)	22,0(7)	22,8(10)	23,8
(a)	1	-1	40,9(4)	36,4(9)	36,7(12)	38
(b)	-1	1	11,8(3)	15,9(8)	14,3(11)	14
(ab)	1	1	34,0(2)	29,0(5)	33,6(6)	32,2

Primeiramente fazemos um gráfico com as médias dos valores de Y para os diferentes tratamentos:



Observamos que a melhor configuração seria A- e B+. No entanto, a interação entre A e B pode ser significativa, assim nada podemos concluir neste momento.

Sejam:

- Y_{A+} a média de Y com o fator A no nível + (alto);
- Y_{A-} a média de Y com o fator A no nível - (baixo); e assim para os demais fatores.

Calcula-se o efeito médio do fator A como sendo

$$A = Y_{A+} - Y_{A-} = \frac{ab + a}{2} - \frac{b + (0)}{2} = \frac{32,2 + 38}{2} - \frac{23,8 + 14}{2} = 16,2$$

e analogamente o efeito médio do fator B é dado por

$$B = Y_{B+} - Y_{B-} = \frac{ab + b}{2} - \frac{a + (0)}{2} = \frac{14 + 32,2}{2} - \frac{23,8 + 38}{2} = -7,8$$

Para encontrar o efeito da interação entre os fatores A e B fazemos

$$AB = \frac{ab - a}{2} - \frac{b - (0)}{2} = \frac{32,2 - 38}{2} - \frac{14 - 23,8}{2} = 2$$

Os exemplos acima são análises de experimentos que cumprem seus objetivos: reduzir o número de experimentos necessários para obter as informações relevantes e necessárias.

A análise de experimentos de Plackett-Burman (P-B) foi apresentada em 1946 por Robin L. Plackett e J.P. Burman enquanto trabalhavam para o Ministério de Suprimento Britânico. O feito foi terem encontrado uma maneira de reduzir o número de experimentos necessários para explicar a dependência que um valor tem de L variáveis independentes. A interação entre as variáveis não é considerada. A solução para esse problema é encontrar uma análise de experimentos em que qualquer combinação das L variáveis, os pares de fatores devem aparecer o mesmo número de vezes, como na tabela 6.2 abaixo. Um experimento fatorial seria suficiente, ou seja, a combinação dessas variáveis em todas as suas possibilidades mostraria a dependência do valor final por cada variável, mas a ideia é ter um número menor de experimentos.

Plackett–Burman para 12 variáveis											
Sim	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁
1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	-	+	-	+	+	+	-	-	-	+	-
3	-	-	+	-	+	+	+	-	-	-	+
4	+	-	-	+	-	+	+	+	-	-	-
5	-	+	-	-	+	-	+	+	+	-	-
6	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	-
7	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+
8	+	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+
9	+	+	-	-	-	+	-	-	+	-	+
10	+	+	+	-	-	-	+	-	-	+	-
11	-	+	+	+	-	-	-	+	-	-	+
12	+	-	+	+	+	-	-	-	+	-	-

Tabela 6.2

A P-B é comumente usada quando N é múltiplo de 4, mas não uma potência de 2. Quando a interação entre os fatores não pode ser desconsiderada, outro método de análise de experimentos deve ser usado, ou o método de P-B pode ser aplicado como uma simplificação do caso real, para mostrar o resultado, caso não houvesse interações. Nesse projeto, o método P-B é o recomendado, já que não se considera a interação entre os poços e seus volumes produzidos. Há interações entre as variáveis, mas o projeto entende a perda informação em nome da facilidade em montar-se um modelo.

Nesse projeto, é utilizado um P-B de 36 ensaios para 32 variáveis ditas independentes.

6.1.2 Superfície de resposta

A metodologia de superfície de resposta é um conjunto de técnicas estatísticas usadas para analisar problemas com variáveis independentes contínuas em relação à variável aleatória de interesse. É utilizada para:

- Determinar o comportamento entre os parâmetros do processo e as respostas.
- Identificar quais características da função resposta que mais se aproxima da situação real de operação do sistema;
- Determinar os valores dos fatores que otimizam o valor da resposta;

O modelo matemático que representa a superfície de resposta para uma determinada variável é dada por (Cochran e Cox, 1957):

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_k) + \varepsilon$$

Equação 6.1

A função matemática 6.1 é chamada de superfície de resposta, sendo ε , ruído ou erro experimental, representando como os resultados se comportam em relação à função matemática aproximada aos pontos. Os valores x_1, x_2, \dots, x_k são os fatores experimentais.

O passo inicial para analisar a superfície de uma resposta é determinar como os fatores de controle são responsáveis por algum tipo de variação na resposta. Assim, é necessário escrever a relação matemática entre eles. Para se chegar o mais próximo da

região de resposta, utilizam-se polinômios algébricos, em razão da aproximação da resposta estar em função do grau de polinômio e a faixa de intervalo definido.

Se um polinômio do tipo mais simples conseguir ajustar bem a resposta, teremos uma superfície plana modelando a resposta em função dos seus fatores, e então a função será um polinômio de primeira ordem como abaixo:

$$y = \beta_0 + \beta_1x_1 + \beta_2x_2 + \dots + \beta_k + \varepsilon$$

Equação 6.2

Onde $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$, representam os coeficientes do polinômio de primeira ordem. Os valores de x_1, x_2, \dots, x_k são os fatores experimentais e ε o erro experimental. A figura 6.1 apresenta um gráfico de superfície de resposta com superfície plana.

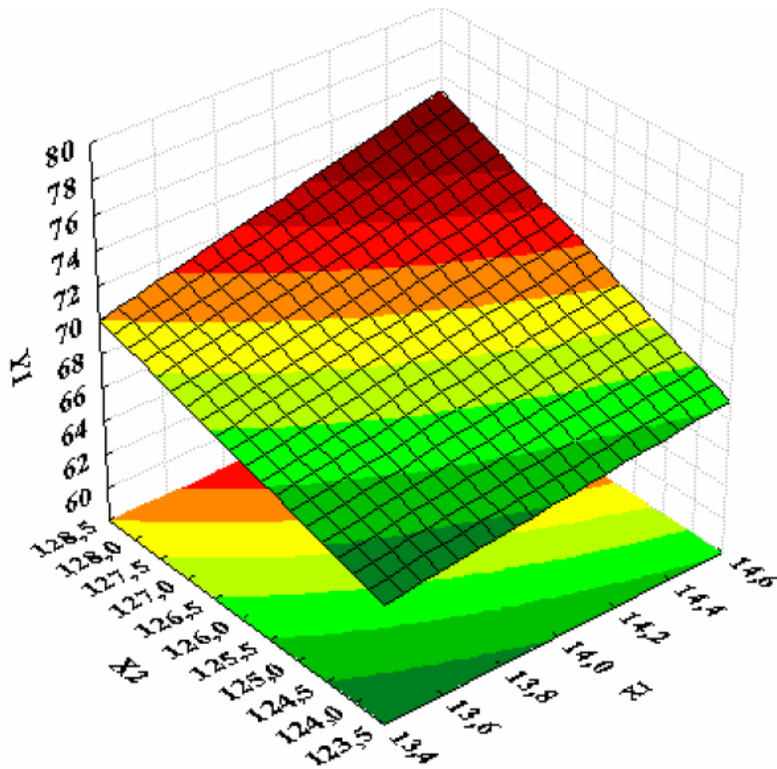


Figura 6.1 - Superfície de resposta plana

Caso um modelo linear desse tipo não consiga ajustar a resposta, então existe uma curvatura na superfície de resposta. Desta maneira, é necessário modelar a resposta em relação aos seus fatores de outra forma, utilizando uma superfície não plana, com um polinômio de maior ordem, um modelo de segunda ordem ou quadrático, dado por:

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_i \sum_j \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon$$

Equação 6.3

Onde $\beta_0, \beta_1, \beta_3, \dots, \beta_k$, representam os coeficientes dos termos de primeira ordem e β_{ii} e β_{ij} representam os coeficientes dos termos de segunda ordem. Os valores de x_1, x_2, \dots, x_k são os fatores experimentais e ε o erro experimental. A figura 6.2 apresenta um gráfico de superfície de resposta com superfície não plana.

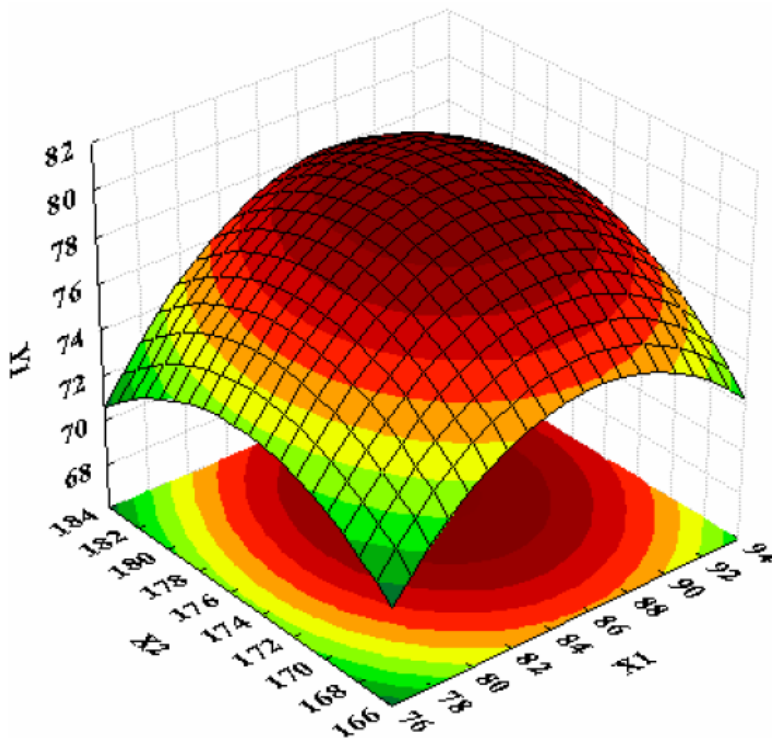


Figura 6.2 - Superfície de resposta não plana

Neste trabalho, usamos planejamento de experimentos e superfície de resposta. O planejamento de experimentos é a ferramenta para otimizar o número e localização de poços a serem perfurados. A superfície de resposta segue-se ao planejamento de experimentos na determinação destes poços. Também usamos superfície de resposta quando aproximamos para uma equação o comportamento da perda de carga no escoamento multifásico entre o fundo dos poços e a plataforma tendo como variáveis a distancia entre as cabeças dos poços e a plataforma e o BSW.

6.1.3 Minitab®

Por muitos anos, a estatística é um ramo muito importante da matemática em todo o mundo, pois ajuda a tomar decisões e fornecer orientação sobre o comportamento de variáveis de processo, entre outros, aumenta a confiabilidade de projeto. Para melhor aproveitar um grande volume de dados e informações, se faz necessária uma ferramenta que permita o processamento desses dados, e o Minitab® configura-se importante para esse cenário. Com este, pode-se gerar estatística descritiva, teste de hipótese, testes de normalidade, os intervalo de confiança, os estudos das relações entre as variáveis e como elas afetam cada elemento de acordo com seus valores, otimização de processos utilizando o planejamento de experimentos e superfície de resposta.

Neste projeto, foram usadas as seguintes funções:

- Planejamento de experimentos (DOE): análise da influência das variáveis na resposta do modelo.
- Análise de interação: cria um gráfico de interação entre duas ou mais variáveis e a resposta do modelo. A figura 6.3 mostra como o software pode mostrar essa interação.

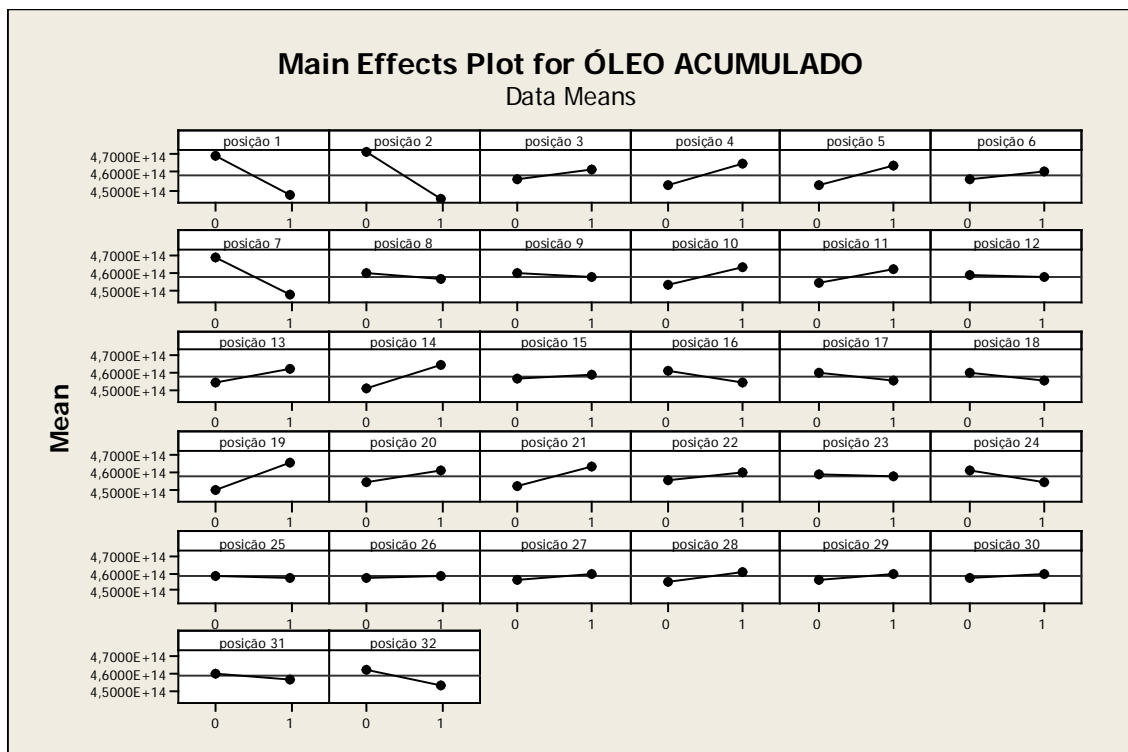


Figura 6.3

- Superfície de Resposta: ajuda a entender e otimizar a resposta do processo.

A interação entre as variáveis guia a escolha do melhor modelo de superfície de resposta. Já o uso da metodologia de superfície de resposta auxilia a compreensão do comportamento das variáveis em uma área determinada do espaço que, nesse projeto, é a área ocupada pelo reservatório estudado.

7 Metodologia de Solução

Para resolver o problema descrito propõe-se o algoritmo representado na Figura 7.1:

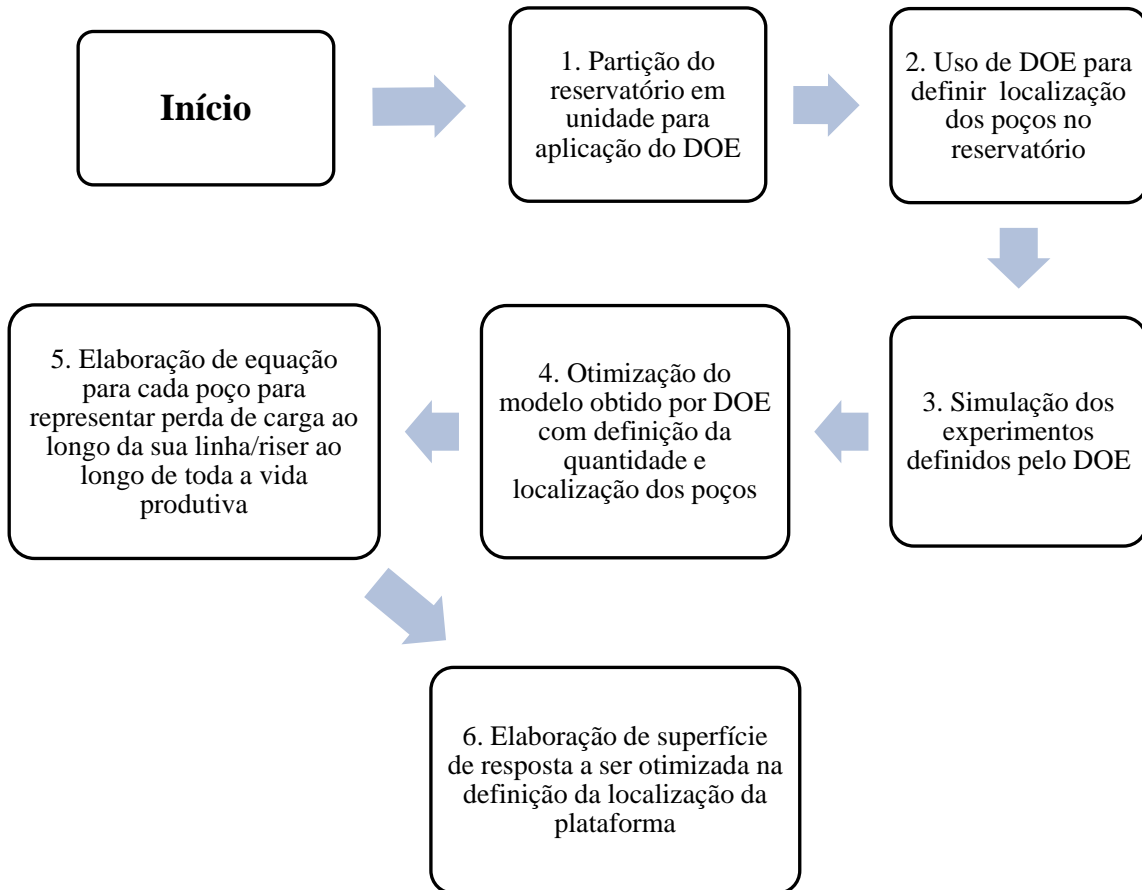


Figura 7.1 – Diagrama representante do algoritmo da solução

7.1 Partição do reservatório: planejamento dos poços

O processo de localização dos poços inicia-se com a divisão do plano superior do reservatório em áreas iguais. A ideia principal é estabelecer um padrão de partição da área que, aqui, foi escolhido ser uma divisão em áreas retangulares iguais. O ponto médio geométrico de cada área será a localização da cabeça de poço.

a) Uso da análise de experimentos para planejamento dos poços

Considerando todas as combinações que poderiam ser criadas com esses poços localizados, 2^n seria o número de cenários criados e, conseqüentemente, o número total de simulações necessárias para analisar a influência de cada poço no resultado final de volume de óleo produzido após alguns anos de vida produtiva. Pelo número de cenários possíveis, aplica-se a análise de experimentos de Plackett-Burman para que o número de simulações necessárias ao planejamento de experimentos seja reduzido, retirando-se os fatores de interação entre as variáveis do modelo.

7.2 Simulação dos cenários criados

Para a modelagem do reservatório e simulação dos cenários obtidos após a aplicação da análise de experimentos, faz-se necessário o uso de ferramentas computacionais compatíveis com a necessidade do projeto. Petrel[®] e Eclipse[®] atendem as necessidades de processamento de dados e informações que o projeto precisa.

A escolha do uso do par Petrel[®] e Eclipse[®] deu-se a partir do trabalho de BARBOSA[1] onde é estudada a comparação da previsão do comportamento de reservatórios de óleo produzindo sob influxo de água utilizando a equação do balanço de materiais e simulação numérica. Viu-se que os resultados de modelagem e simulação dos softwares comerciais são compatíveis com os modelos teóricos de Turner, Mukat e Carter-Tracy, sendo, então, confiável para a obtenção de valores que alimentam os passos seguintes da presente metodologia.

7.3 Análise de sensibilidade para definir o melhor cenário

O volume total de óleo produzido por cada cenário é o dado de saída do simulador e o dado de entrada para o Minitab, software comercial de estudos estatísticos, para que o planejamento de experimentos seja realizado. A ideia é entender

como cada poço influencia a produção total final. Então, a seguinte equação é considerada:

$$Q_j = C + \sum_{i=0}^{i=32} c_{ij} \cdot b_{ij}, \forall j \in J$$

Equação 7.1 – Equação de otimização

Onde i é o indicador do poço, c é o coeficiente de produção, que mostra a influência do poço na produção total, b é o valor binário, j é o indicador da simulação, Q é a produção total de óleo para cada simulação e C a constante da equação. Usando a análise de otimização, o Minitab fornece como resultado o cenário composto pelos poços que influenciam positivamente a produção final. O processo analisa a influência de cada poço no volume de óleo produzido após os anos de vida produtiva estipulados e retorna valores de coeficientes que expressam a importância de cada um em um cenário em que os poços localizados estivessem produzindo simultaneamente.

Para certificar que o cenário formado pelos poços após as análises estatísticas é mais eficiente que os anteriores, este é simulado e comparado com o volume acumulado de óleo produzidos pelos outros anteriormente criados pela análise de experimentos de Plackett-Burman, checando se a capacidade de previsão da superfície de resposta está boa, comparando-a com a simulação.

7.4 Criação da equação de superfície de resposta para cada poço e global

Inicialmente, cria-se a representação do solo marinho com curvas que podemos chamar de isovolumétricas. Como mostrado na figura 7.2, círculos concêntricos podem ser desenhados a partir da cabeça do poço e cada ponto na mesma circunferência tem o mesmo valor de vazão de óleo. Nesse projeto, a vazão de óleo é considerada como uma função da porcentagem de água nos fluidos produzidos e da distância da cabeça do poço à plataforma de produção. Todos os outros fatores relacionados (rugosidade da tubulação, trocas térmicas...) estão inseridos na constante de equação. Assim, uma equação pode ser determinada para descrever o comportamento da vazão de óleo com o BSW e a distância. Aproxima-se a perda de carga do fundo do poço a plataforma por uma equação, com base em simulações de fluxo multifásico.

A otimização da localização do manifold e da plataforma de produção, para escoamento dos poços, ocorre a partir do estudo da vazão total de óleo fluindo em cada

ponto do solo marinho. Esses valores serão resultados da soma das equações descritivas de cada poço BEGGS[2]. A Figura 7.2 exemplifica esse método: o fluxo total 1 será resultado da soma do fluxo das curvas C1/3 e C2/7 e o fluxo total 2 será resultado da soma das curvas C1/7 e C2/7.

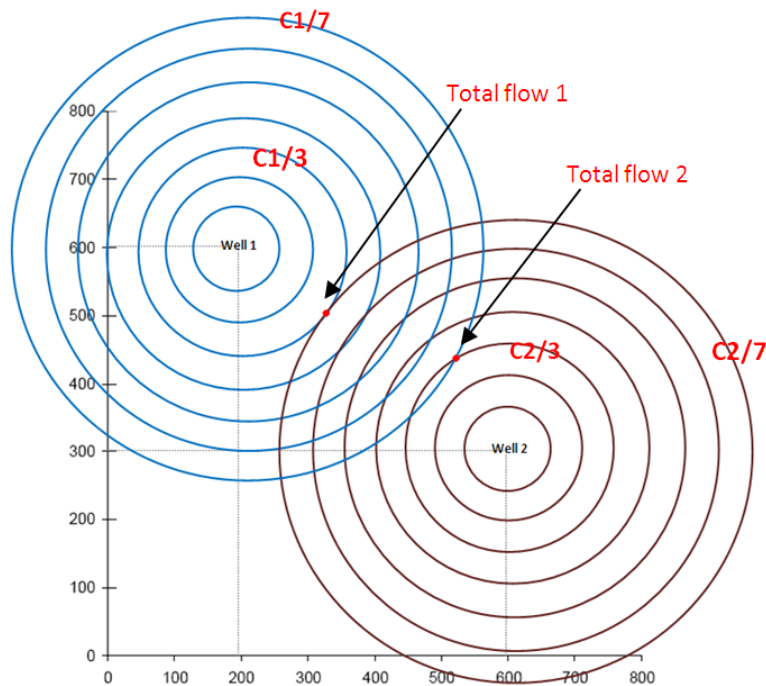


Figura 7.2

Para que haja um banco de dados de comportamento de cada poço, o simulador de fluxo Pipesim[®] é usado para a obtenção de valores de vazão ao longo da tubulação no solo marinho, para diferentes valores de BSW.

Dados de profundidade de cada poço, índice de produtividade e BSW são alimentados no software para a obtenção dos resultados necessários. A correlação de Beggs & Brill é usada dentro do simulador. A equação, ao tomar valores de BSW, poderá mostrar o valor da vazão de fluido pela linha de produção.

As equações que descrevem o padrão de fluxo ao longo da linha em solo marinho mostram a capacidade de fluxo em cada ponto do plano coberto por essa equação. Assim, é necessário entender como as variáveis distância e BSW (consideradas para a descrição do fluxo) interagem. Os gráficos de interação mostrados pelo Minitab sugerem o grau da superfície de resposta a ser usada. A Figura 7.3 mostra que uma relação cúbica entre o BSW e a distância poderia ocorrer. No entanto, após incluir o termo BSW^3 para a criação da superfície de resposta, os coeficientes de BSW^3 ,

$BSW^3 * BSW^3$, $d * BSW^3$ e $BSW * BSW^3$ foram ditos como desprezíveis. Esses resultados sugeriram o uso do modelo de segundo grau da superfície de resposta.

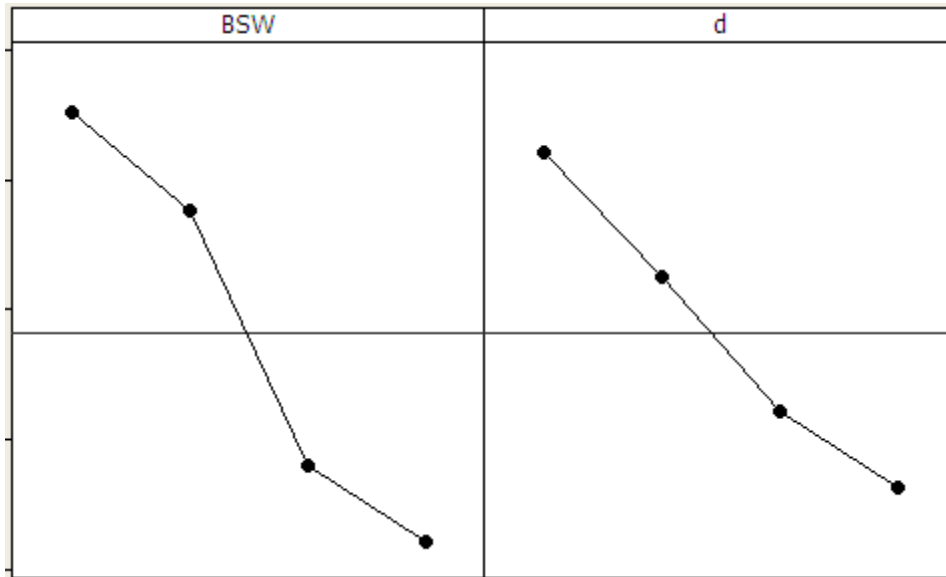


Figura 7.3

Segue a equação de segundo grau:

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j>i}^k \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon$$

Equação 5.20

Com os valores de BSW, vazão de fluidos e distâncias, as equações de superfície de resposta para cada poço podem ser geradas:

$$Q = C + c_1 \cdot d + c_2 \cdot BSW + c_3 \cdot d^2 + c_4 \cdot BSW^2 + c_5 \cdot BSW \cdot d$$

Equação 7.2

Onde C é a constante, d é a distância da cabeça de poço, BSW é o teor de água no fluxo, e c_i são os coeficientes. Os resultados da geração das superfícies de resposta pelo Minitab® são os coeficientes da equação 7.2.

Cada poço descreve uma curva de vazão ao longo do solo marinho. Em cada instante, essas curvas são alteradas a partir da mudança no teor de água no fluxo e, assim, alterando a vazão de fluido pela linha de escoamento. Como se torna muito difícil equacionar a alteração do valor de BSW com o tempo, para obter uma

representação gráfica da distribuição da vazão de fluido pelo solo marinho, com o auxílio de uma rotina no Octave, faz-se o somatório de valores discretos de vazão, variando-se a distância e o teor de água. Isso pode ser feito individualmente para cada poço ou de maneira global, podendo assim visualizar a localização que espacial que traz o maior volume de óleo produzido associado.

7.5 Análise da viabilidade econômica do projeto

Para uma análise econômica coerente, é considerado que o investimento inicia-se 5 anos antes da exploração efetiva, pela aquisição de dados sísmicos. São levantados valores de equipamentos e pessoal para as atividades de planejamento e operação relativas aos estudos do campo, perfuração, completação e produção. Ainda, são considerados os custos fiscais impostos pelo governo brasileiro e valores médios do custo do barril e petróleo no mercado internacional. Caso haja viabilidade econômica, a localizada é considerada realizada. Caso não haja, faz-se necessária nova análise da localização dos poços considerados no projeto.

8 Estudo de caso: FIELD

O reservatório e os fluidos residentes possuem as seguintes características:

Óleo Leve ($d_{oleo} = 42.28 \text{ lbm/ft}^3$; API 77)	
Fluidos do Reservatório	Gás ($d_{20,20} = 0,0971$)
	Água ($d_{água} = 100003.3 \text{ kg/m}^3$)
Razão Gás-Óleo inicial	$136,7 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Compressibilidade da água	0.0000294 1/atm
Fator Volume de Formação inicial da água	1,013
Profundidade do Contato gás-óleo	-7000 m
Profundidade do Contato óleo-água	- 8200 m
Pressão de referência do reservatório	212.16 atm
Viscosidade da água	0.4 cP

Fator Volume de Formação do óleo @ Psat 1.72

Viscosidade do óleo 0.135

Porosidade média 20%

Varição de Permeabilidades 1 md – 800 md

Tabela 8.1 - Características médias do reservatório

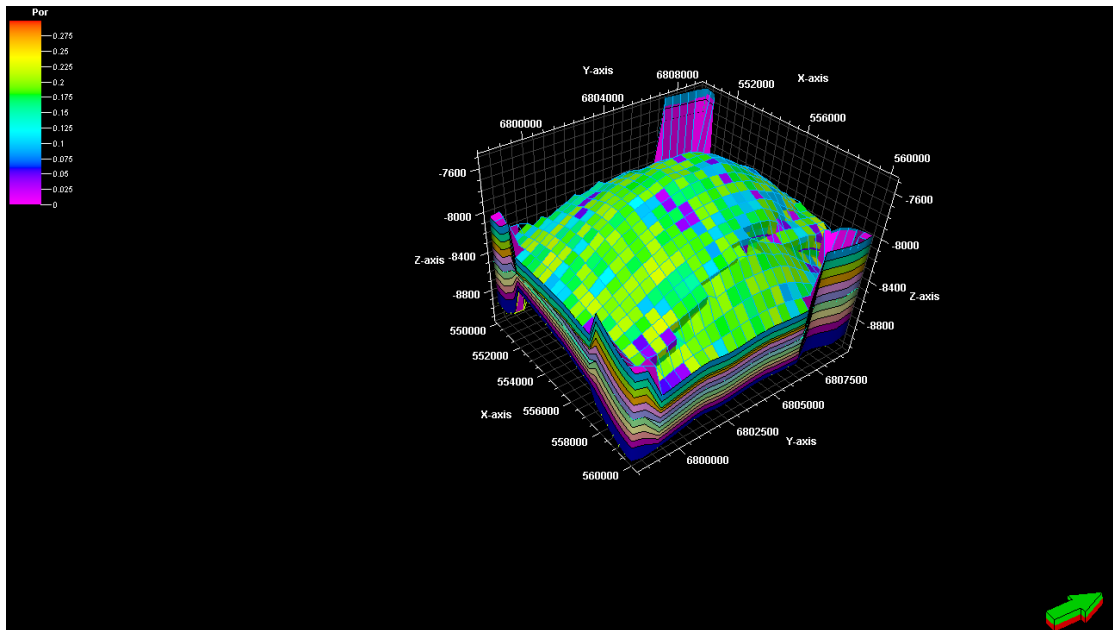


Figura 8.1 - Vista Lateral-superior do Reservatório - Porosidade

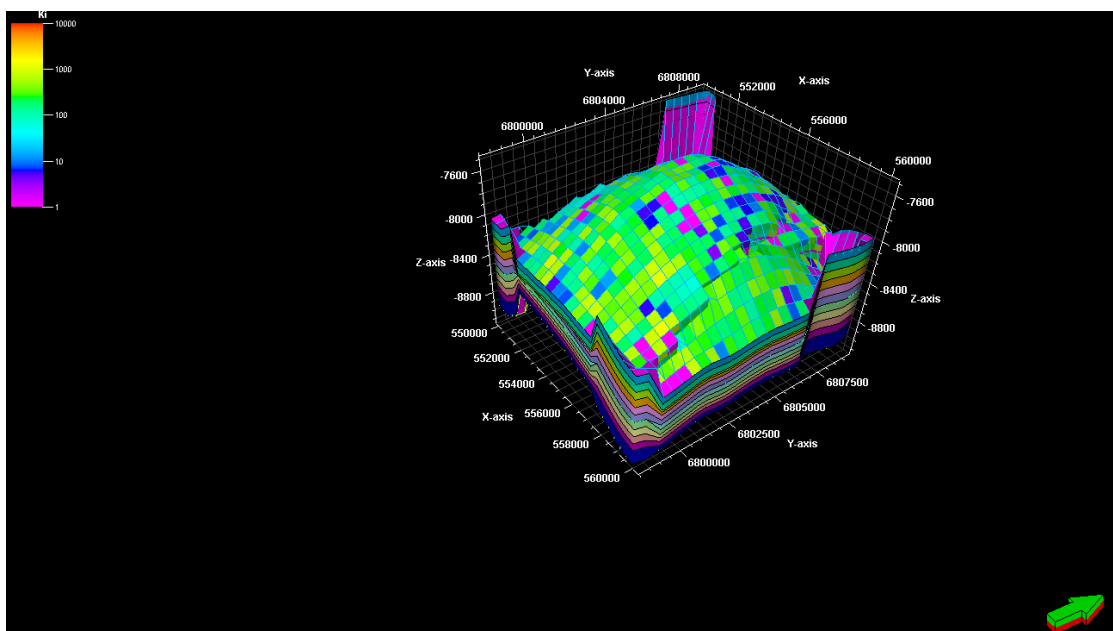


Figura 8.2 - Permeabilidade em X

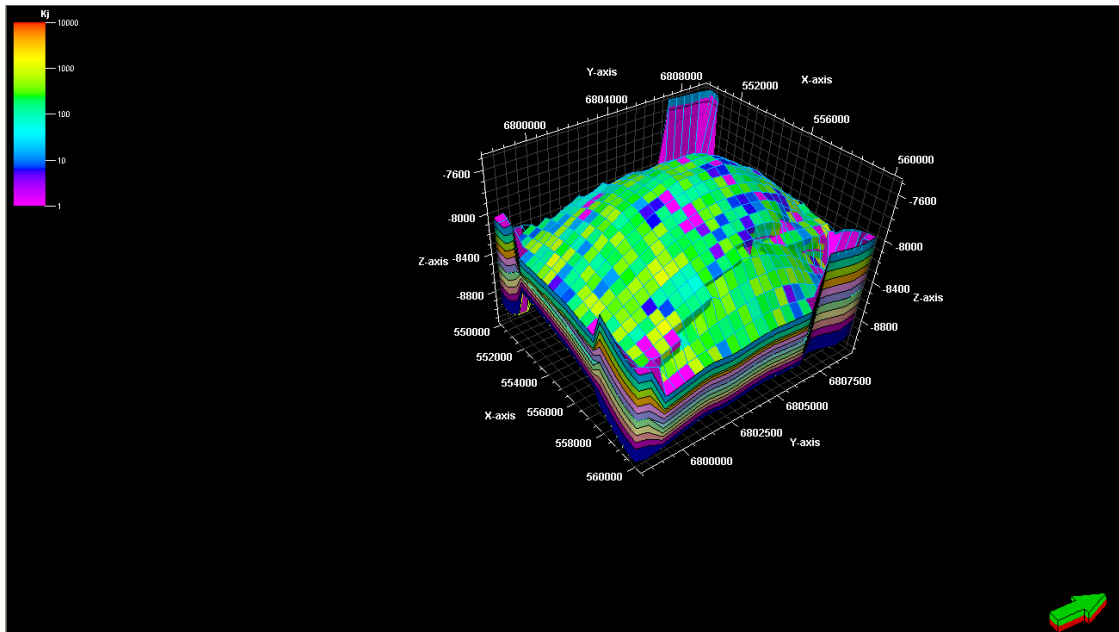


Figura 8.3 - Permeabilidade em Y

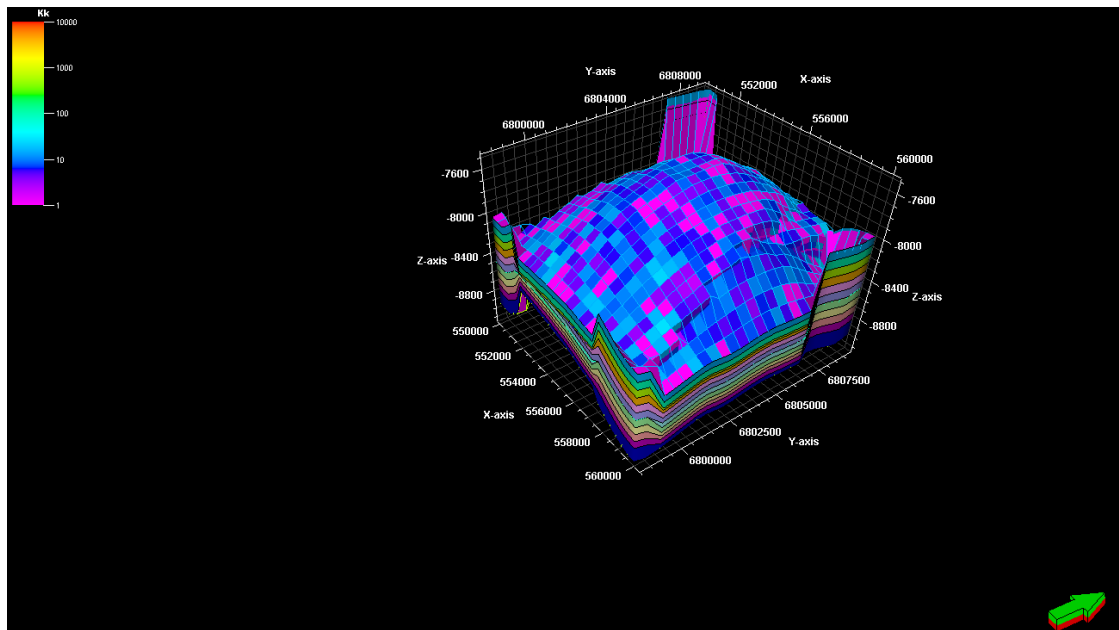


Figura 8.4 - Permeabilidade em Z

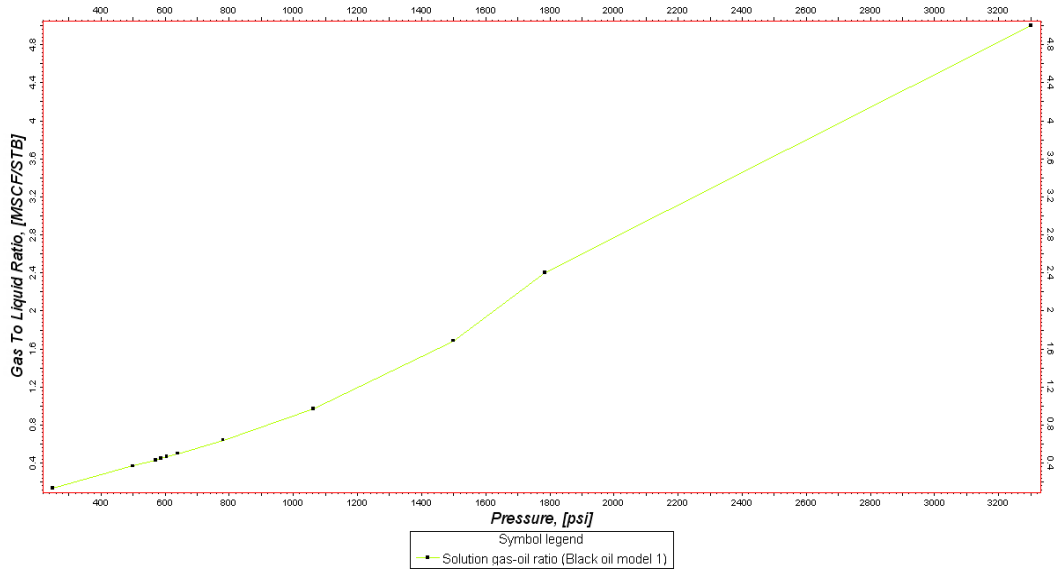


Figura 8.5 - Razão de Solubilidade x Pressão - Análise PVT

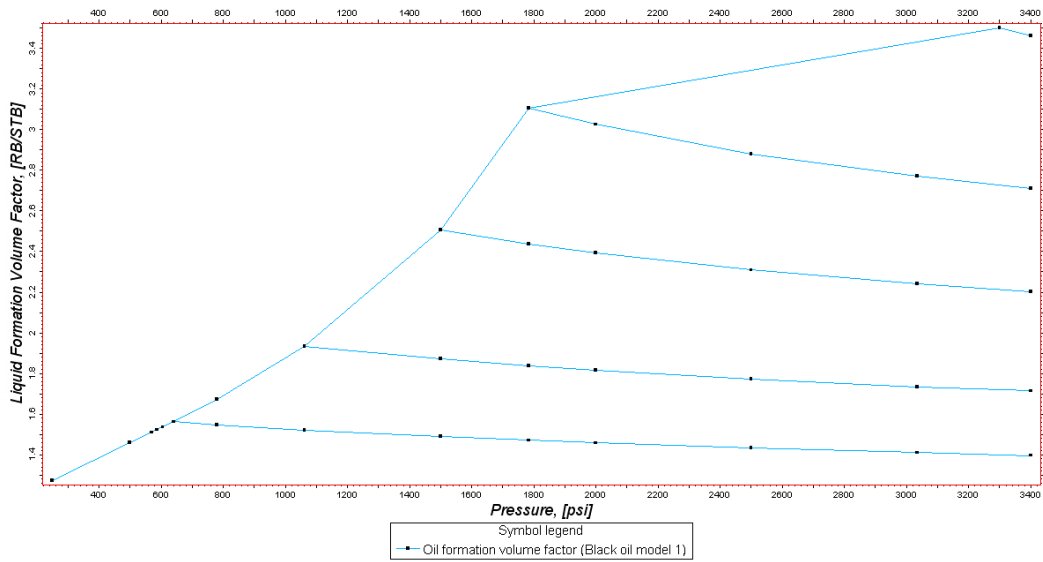


Figura 8.6 - Fator Volume Formação de Óleo x Pressão - Análise PVT

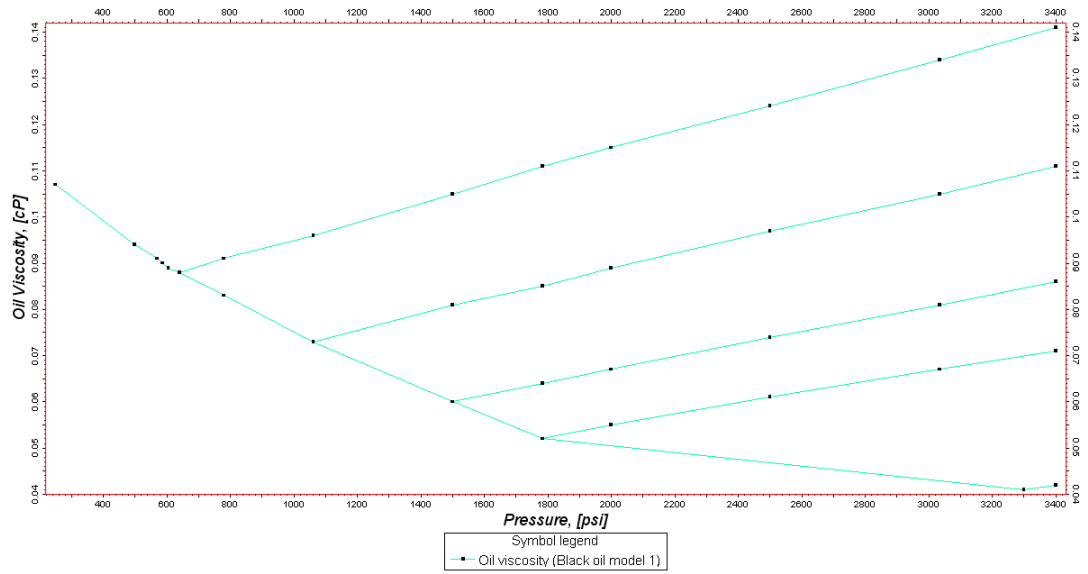


Figura 8.7 - Viscosidade x Pressão - Análise PVT

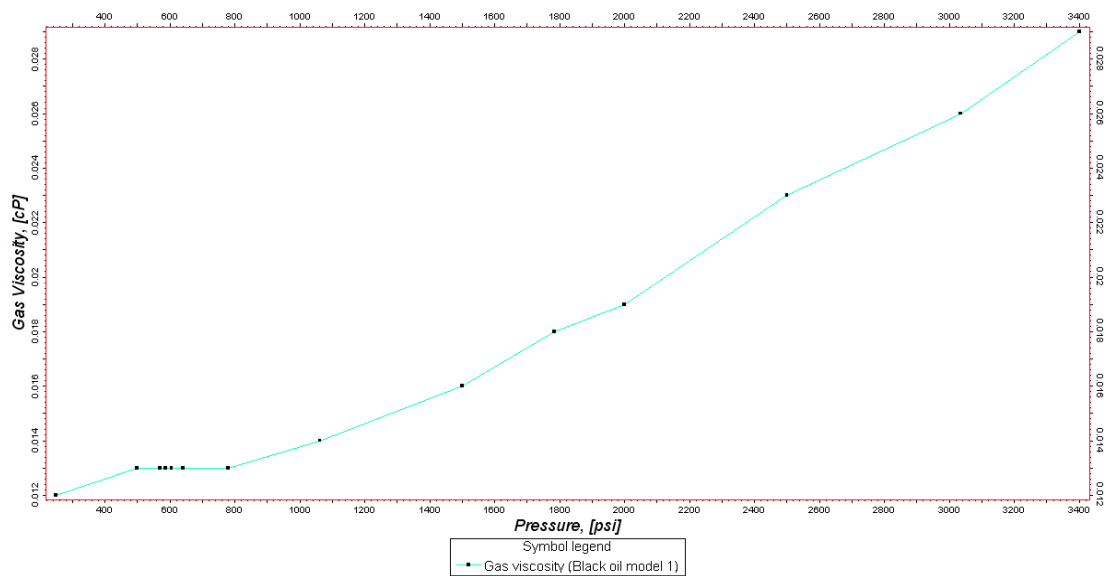


Figura 8.8 - Viscosidade do Gás x Pressão - Análise PVT

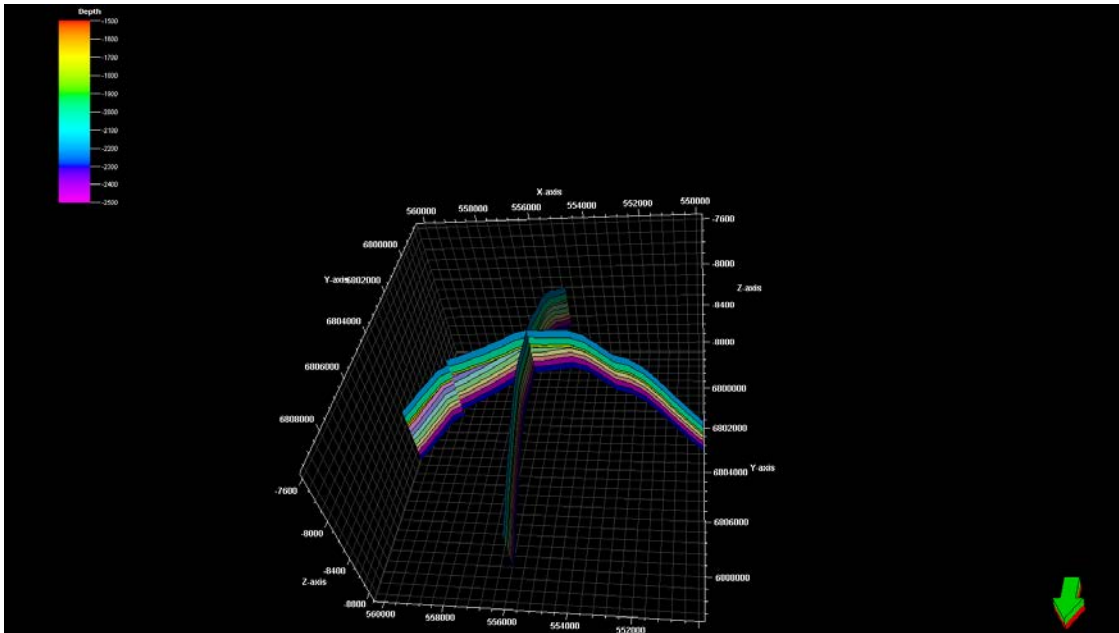


Figura 8.9 – Falhas permeáveis

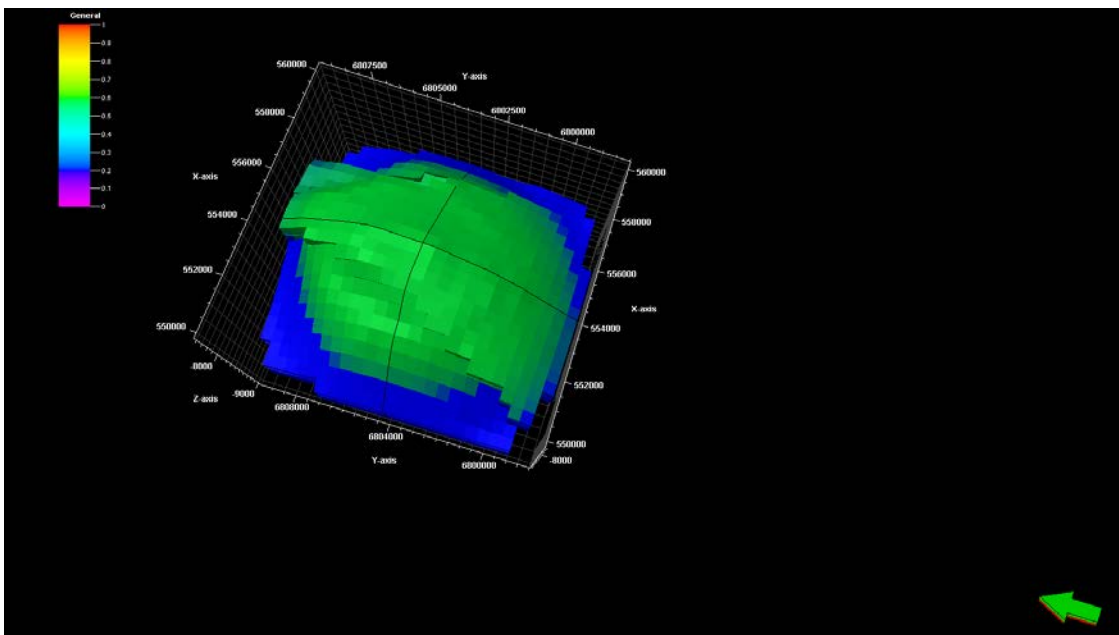


Figura 8.10 - Saturação inicial de óleo

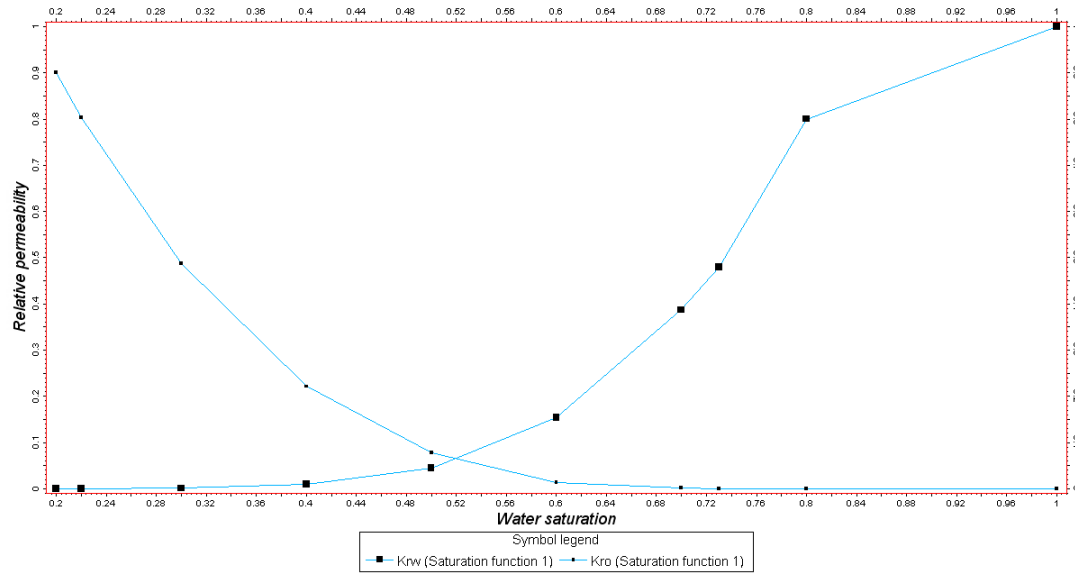


Figura 8.11 – Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo

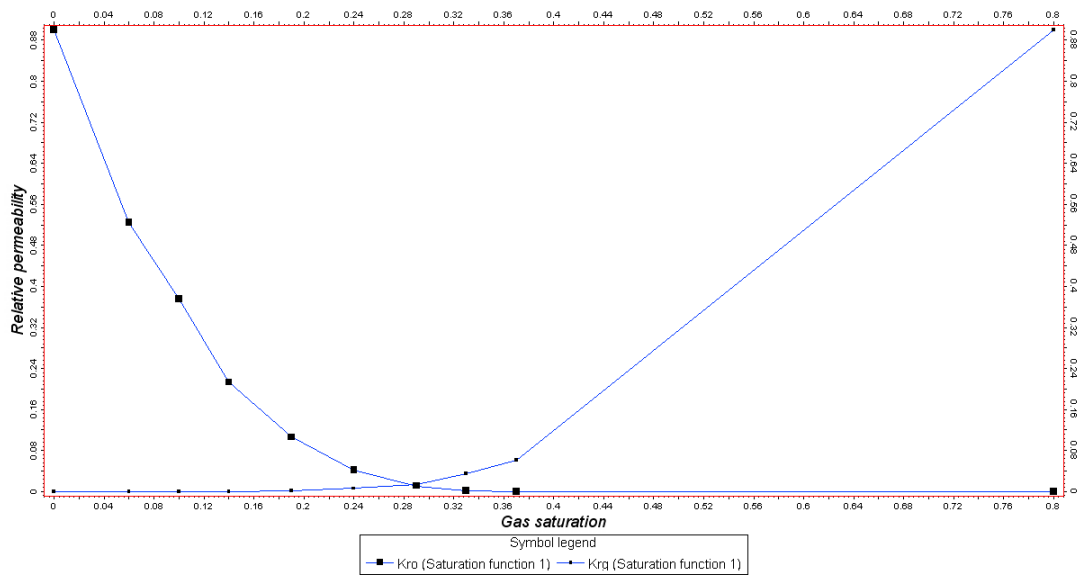


Figura 8.12 – Curva de Permeabilidade Relativa Óleo-Gás

A distribuição inicial dos poços em solo marinho obedece a um critério geométrico. O plano de localização do campo foi dividido em áreas iguais e cada poço foi localizado no centro geométrico de cada área delimitada.

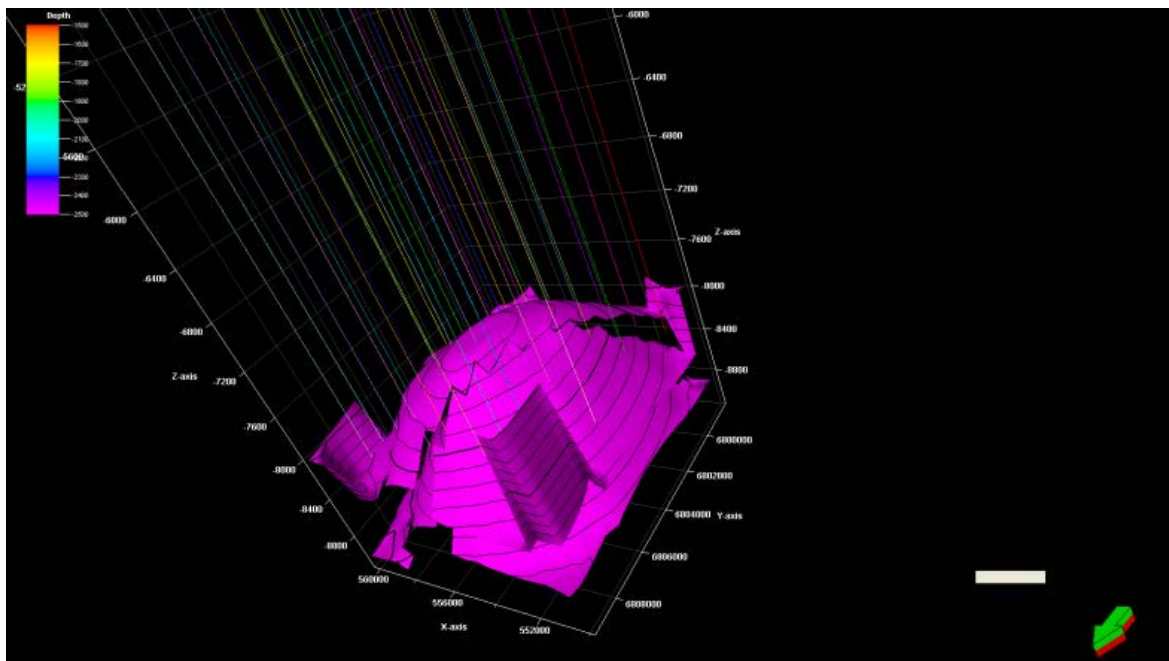
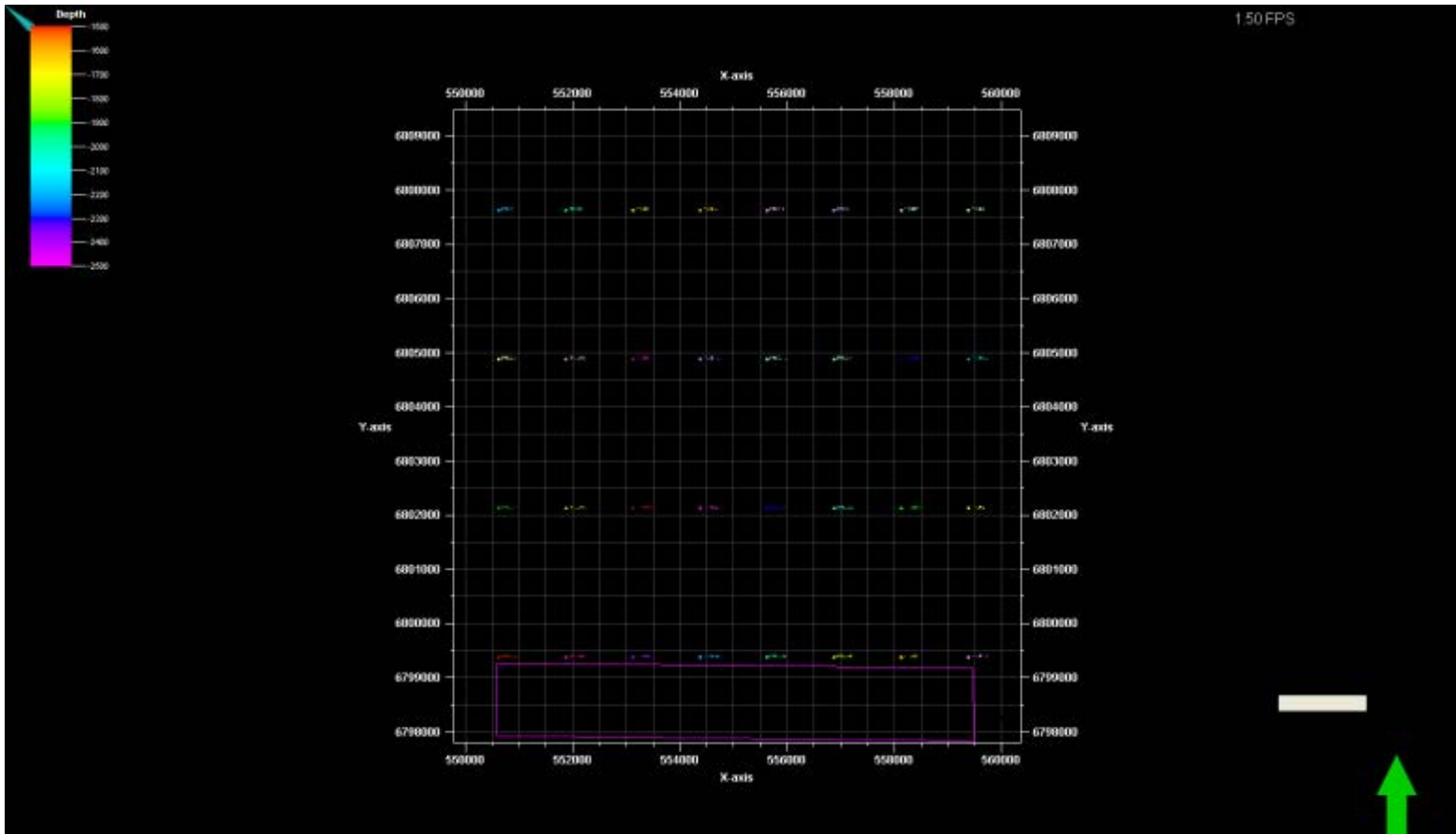


Figura 8.13 - Localização dos poços

Os 32 poços produtores verticais localizados tiveram as seguintes coordenadas:

	X(ft)	Y(ft)
PROD1	550625	6807625
PROD2	551875	6807625
PROD3	553125	6807625
PROD4	554375	6807625
PROD5	555625	6807625
PROD6	556875	6807625
PROD7	558125	6807625
PROD8	559375	6807625

	X(ft)	Y(ft)
PROD17	550625	6802125
PROD18	551875	6802125
PROD19	553125	6802125
PROD20	554375	6802125
PROD21	555625	6802125
PROD22	556875	6802125
PROD23	558125	6802125
PROD24	559375	6802125

PROD9	550625	6804875
PROD10	551875	6804875
PROD11	553125	6804875
PROD12	554375	6804875
PROD13	555625	6804875
PROD14	556875	6804875
PROD15	558125	6804875
PROD16	559375	6804875

PROD25	550625	6799375
PROD26	551875	6799375
PROD27	553125	6799375
PROD28	554375	6799375
PROD29	555625	6799375
PROD30	556875	6799375
PROD31	558125	6799375
PROD32	559375	6799375

No exemplo são utilizadas linhas de produção flexíveis com 6” de diâmetro com coeficiente de troca de calor TEC (*Thermal Exchange Coefficient*) de 10 W /m K. Os poços produtores são verticais, de completação molhada e com colunas de produção de 4.89” de diâmetro interno. Por simplificação, não foram considerados métodos de elevação artificial, tal como o gás lift.

O modelo foi simulado durante os seus 8 primeiros anos de vida produtiva, antes de haver queda na vazão de produção e de grande elevação no teor de água produzido, já que não estamos considerando nenhum método de elevação secundário. A produção de cada poço foi controlada por 2000 STB/d e por 90% de BSW. Existe um aquífero atuante em todo o reservatório que mantém a pressão do reservatório com valores próximos aos originais e será determinante para o mecanismo primário de produção.

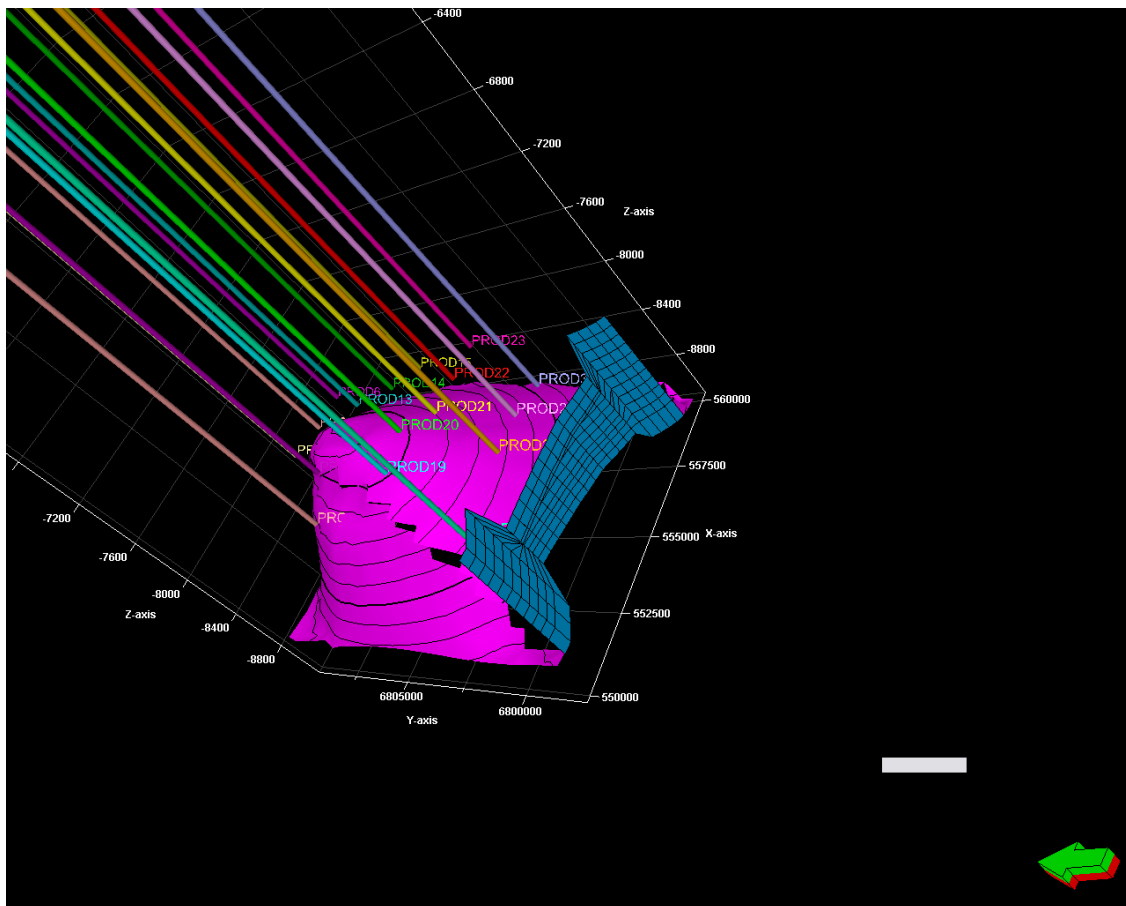


Figura 8.14 – Localização dos poços no cenário ótimo

A pressão estática é superior à pressão de saturação e, deste modo, inicialmente não há gás livre no reservatório. O índice de produtividade não varia ao longo do tempo devido aos aspectos expostos no capítulo 3.

São utilizadas no software Pipesim[®] a correlação de Beggs e Brill para o cálculo de gradiente de pressão no fluxo multifásico. Esta correlação foi escolhida devido à aplicabilidade a fluxos verticais, inclinados e horizontais. A pressão de fluxo na chegada à plataforma é fixa no valor de 10 kgf/cm². A viscosidade, razão de solubilidade e fator volume formação são calculadas através das correlações de Glaso, inseridas no software. Considera-se, por simplificação, que o óleo não forma emulsão. A densidade da água produzida é de 1,05, típico valor da Bacia de Campos, usado com parâmetro.

8.1 Planejamento dos poços

O processo de localização dos poços, como dito anteriormente, iniciou com a divisão do plano superior do reservatório em 32 áreas iguais. 32 poços foram

localizados nos centros geométricos de cada uma dessas áreas e assumiram as coordenadas já mostradas. Pelo grande número de cenários possíveis a serem simulados, a análise de experimentos de Plackett-Burman foi aplicada com o auxílio do Minitab, onde 35 cenários foram criados. Ver Anexo I.

8.2 Otimização da localização dos poços

Para a modelagem e simulação dos cenários, Petrel[®] e Eclipse[®] foram os softwares utilizados. Depois das 35 simulações, o volume total de óleo produzido por cada cenário foi o dado de saída do simulador e o dado de entrada para o Minitab, para que o planejamento de experimentos pudesse ser feito. Então, a equação 6.1 foi considerada. Usando a análise de otimização, o Minitab forneceu como resultado o cenário composto pelos poços 3, 4, 5, 6, 10, 11, 13, 14, 15, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 28, 29 e 30. O processo analisou a influência de cada poço no volume de óleo produzido após 8 anos de vida produtiva e retornou valores de coeficientes que expressam a importância de cada um em um cenário em que os 32 poços estivessem produzindo simultaneamente.

Como pode ser visto abaixo na tabela 8.3, alguns poços tiveram coeficientes negativos, o que mostra uma contribuição negativa na produção total, que ajuda a reduzir o volume total de óleo produzido. Então, o valor binário atribuído a esses poços foi 0. Os que tiveram coeficientes positivos, mostrando uma contribuição para o aumento do volume total produzido, receberam 1.

Otimização - Constante: 71410922					
	Coeficiente	Binário		Coeficiente	Binário
Poço 1	-12424396	0	Poço 17	-550883	0
Poço 2	-9560336	0	Poço 18	-168047	0
Poço 3	2019315	1	Poço 19	5780375	1
Poço 4	4019408	1	Poço 20	3346541	1
Poço 5	2330933	1	Poço 21	3618528	1
Poço 6	727657	1	Poço 22	2402839	1
Poço 7	-9447354	0	Poço 23	1356706	1
Poço 8	-4874003	0	Poço 24	-2557932	0

Poço 9	-4724219	0	Poço 25	-1031992	0
Poço 10	2888248	1	Poço 26	222699	1
Poço 11	1829088	1	Poço 27	-288770	0
Poço 12	-1015185	0	Poço 28	1487206	1
Poço 13	3516621	1	Poço 29	954855	1
Poço 14	6450624	1	Poço 30	2860415	1
Poço 15	3290166	1	Poço 31	-1610810	0
Poço 16	-783014	0	Poço 32	-3071352	0

Tabela 8.2 – Coeficientes de otimização gerados

Para certificar que o cenário formado pelos poços após as análises estatísticas era mais eficiente que os anteriores, este foi simulado e comparado com o volume acumulado de óleo produzidos pelos outros 35 anteriormente criados pela análise de experimentos de Plackett-Burman.

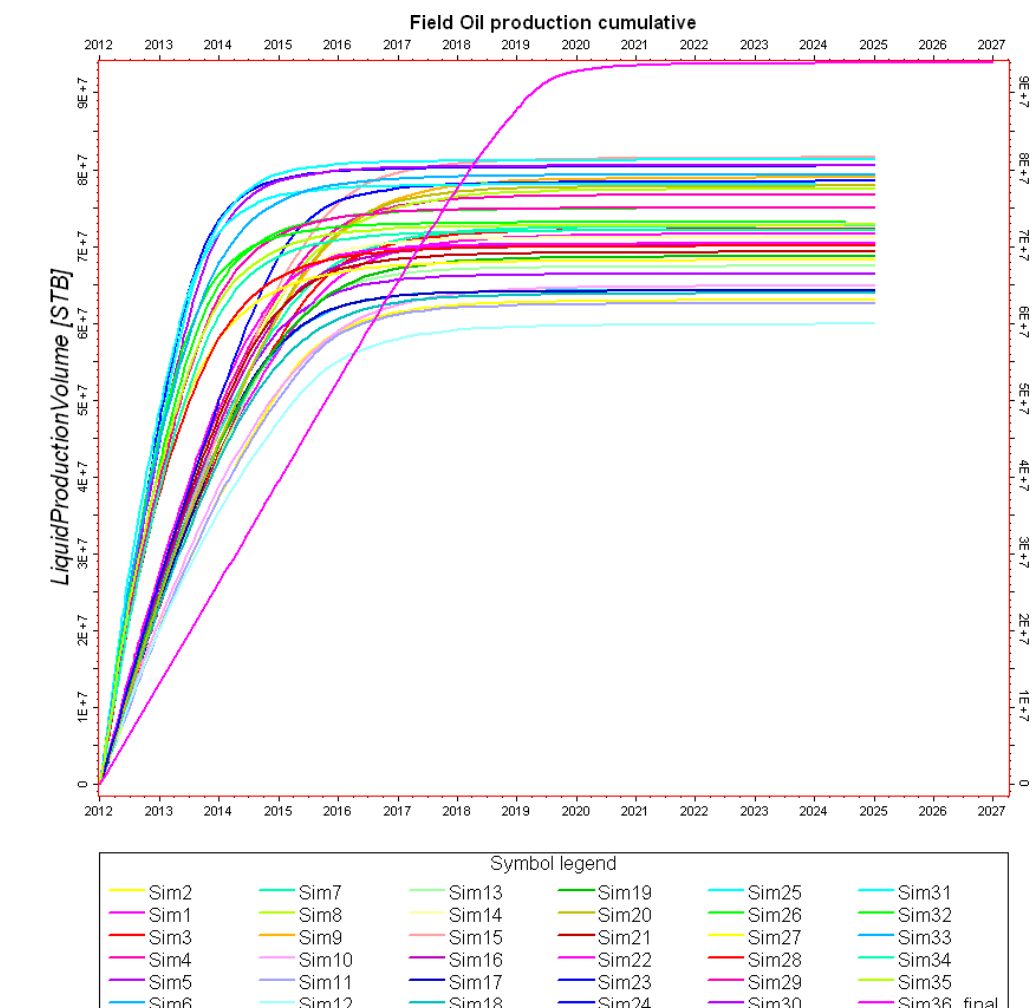


Figura 8.15 – Comparação dos cenários criados

Assim, a configuração final de poços ficou como:

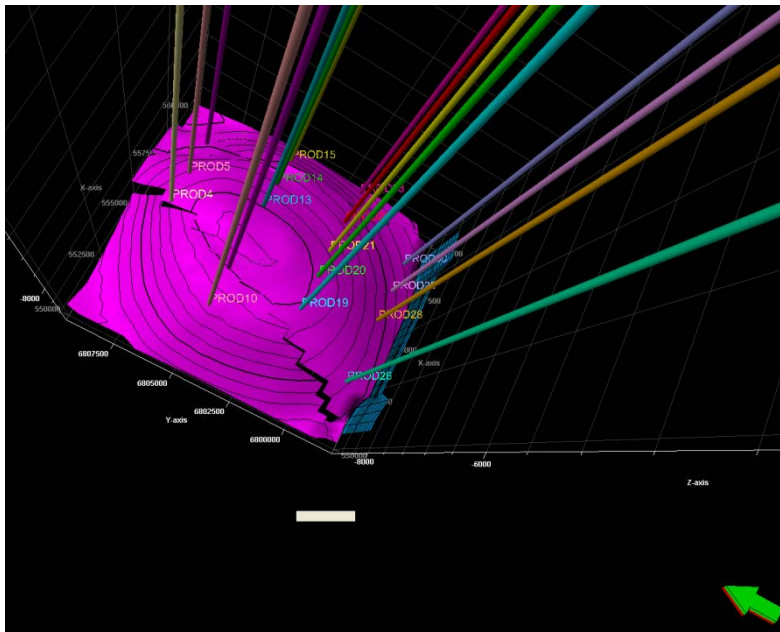


Figura 8.16 – Configuração final dos poços

8.3 Representação do solo marinho usando isovolumétricas:

Para esse projeto, a representação do solo marinho com isovolumétricas considerará a produção de 18 poços, cada um com características específicas a serem dados de entrada na simulação de fluxo e próximas análises estatísticas.

8.4 Simulação de Fluxo: Pipesim® :

Dados de profundidade de cada poço, índice de produtividade e BSW foram os dados alimentados no software para a obtenção dos resultados necessários. Como dito anteriormente, a correlação de Beggs & Brill foi a escolhida.

Para os poços, foram considerados os seguintes valores de índice de produtividade ($m^3/d / kgf/cm^2$):

POÇO 3	IP=8
POÇO 4	IP=60
POÇO 5	IP=80
POÇO 6	IP=25
POÇO 10	IP=60

POÇO 11	IP=100
POÇO 13	IP=260
POÇO 14	IP=80
POÇO 15	IP=20
POÇO 19	IP=140
POÇO 20	IP=150
POÇO 21	IP=160
POÇO 22	IP=80
POÇO 23	IP=20
POÇO 26	IP=16
POÇO 28	IP=18
POÇO 29	IP=20
POÇO 30	IP=25

Tabela 8.3 – Valores de índice de produtividade

Os valores de IP foram retirados dos dados de saída da simulação em Eclipse[®] e os valores de vazão de pela tubulação em solo marinho, por BSW, foram dados de saída da simulação em Pipesim[®]. Segue exemplo dos valores para o poço 4:

POÇO 4	IP=60	
BSW(%)	Distancia (m)	Vazão (m ³ /d)
0	333	3566.4
0	666	3498.8
0	999	3435.1
0	1333	3375.1
0	1666	3318.7
0	2000	3265.2
0	2500	3190.4
15	333	2566.9
15	666	2523.7
15	999	2482.8
15	1333	2443.9
15	1666	2407.2
15	2000	2372.3

15	2500	2323
20	333	2207.8
20	666	2173
20	999	2139.9
20	1333	2108.3
20	1666	2078.4
20	2000	2049.9
20	2500	2009.6
30	333	1428.5
30	666	1410.3
30	999	1392.8
30	1333	1376.1
30	1666	1360.1
30	2000	1344.7
30	2500	1322.8

Tabela 8.4 – Resultados de simulação por tubulação

Cabe ressaltar que esses valores obtidos em Pipesim[®] não consideram o controle da produção. A obtenção desses valores objetivou entender como a vazão de óleo na plataforma se comporta com a alteração do BSW. Essa decisão foi tomada com base na análise dos valores de BSW ao longo dos 8 anos de vida produtiva, como mostrados na figura abaixo:

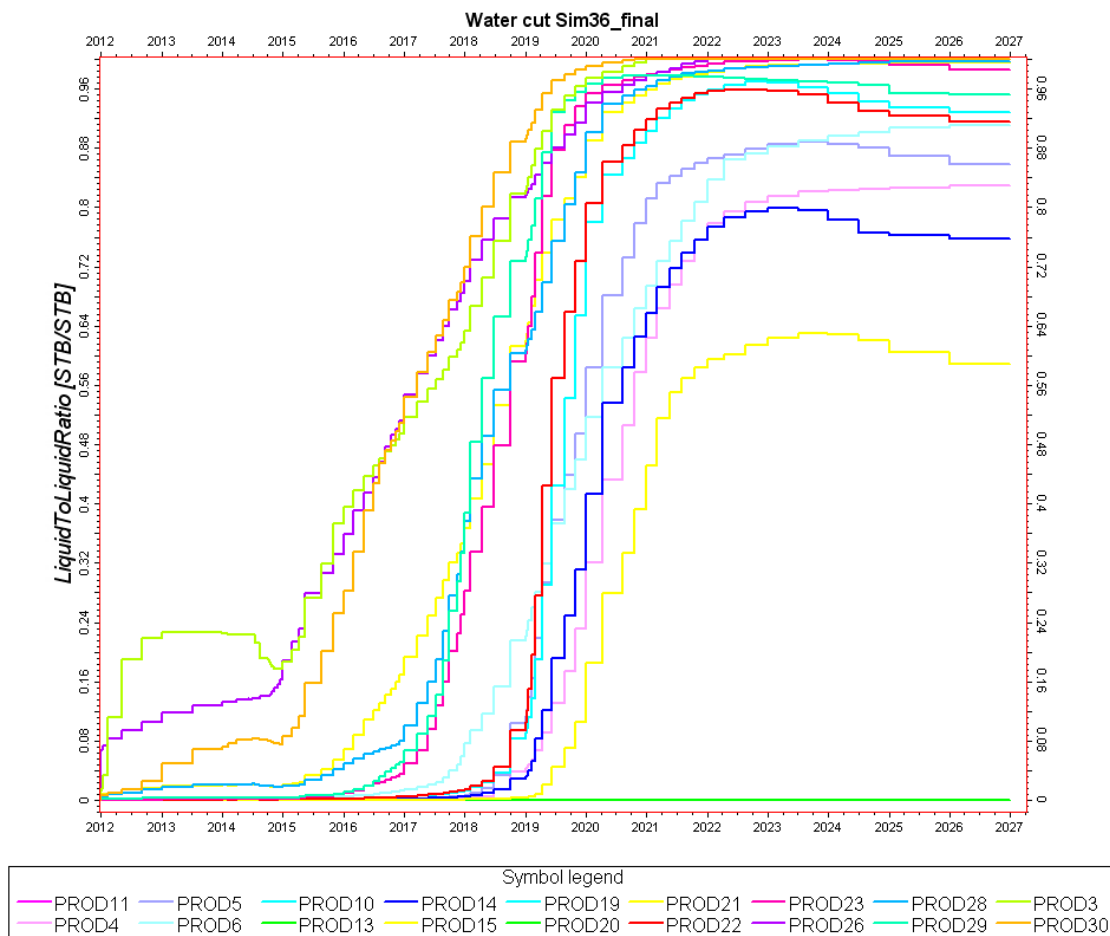


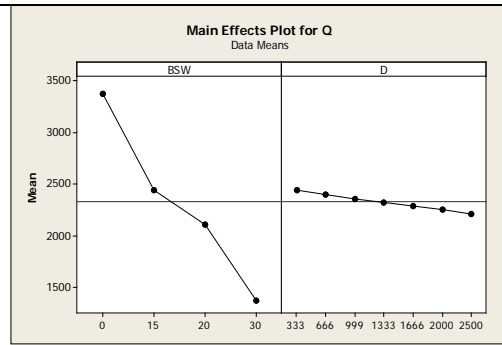
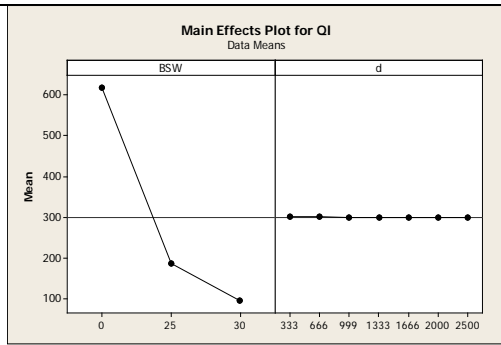
Figura 8.17 – Comportamento do BSW ao longo dos anos de produção

A equação, ao tomar valores de BSW, poderá mostrar o valor da vazão de fluido pela linha de produção.

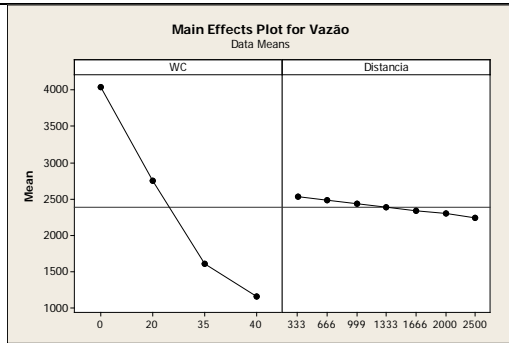
8.5 Superfície de Resposta para obtenção da equação que representa perda de carga multifásica entre o fundo do poço e a plataforma:

Os resultados da geração das superfícies de resposta pelo Minitab[®] são os coeficientes que estão na tabela 7.6. Note que os coeficientes para $d*d$ e $d*BSW$ não são significantes e, portanto, desconsiderados.

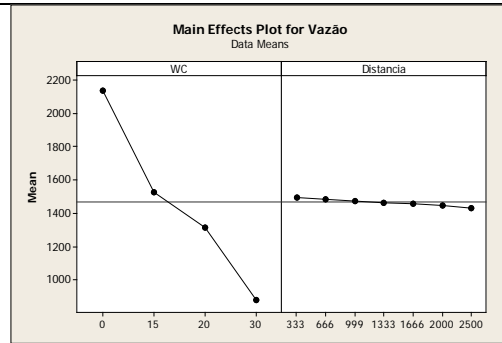
Poço 3	Poço 4
--------	--------



Poço 5



Poço 6



Poço 3

Term	Coef
Constant	635,550
BSW	-1,11643
d	-1,59690E-06
BSW*BSW	-8,73651E-05
d*d	-2,54459E-14
BSW*d	3,54987E-09

Poço 19

Term	Coef
Constant	5174,96
WC	-3,35314
Distancia	-3,89518E-04
WC*WC	-0,00127975
Distancia*Distancia	2,38928E-11
WC*Distancia	2,86133E-07

Poço 4

Term	Coef
Constant	3689,76
BSW	-4,15444
D	-1,86467E-04
BSW*BSW	-0,00139242
D*D	7,21600E-12
BSW*D	2,55423E-07

Poço 20

Term	Coef
Constant	5423,95
WC	-3,39531
Distancia	-4,20062E-04
WC*WC	-0,00104877
Distancia*Distancia	2,32433E-11
WC*Distancia	2,95978E-07

Poço 5

Term	Coef
Constant	4460,37
WC	-3,11764
Distancia	-2,69968E-04
WC*WC	-9,69777E-04
Distancia*Distancia	1,05025E-11
WC*Distancia	2,35208E-07

Poço 21

Term	Coef
Constant	5583,11
WC	-3,41905
Distancia	-4,43159E-04
WC*WC	-9,50447E-04
Distancia*Distancia	2,55057E-11
WC*Distancia	2,95958E-07

Poço 6		Poço 22	
Term	Coef	Term	Coef
Constant	2249,13	Constant	4395,30
BSW	-2,73238	WC	-3,11081
Distancia	-4,98321E-05	Distancia	-2,67430E-04
BSW*BSW	-3,70116E-04	WC*WC	-0,00105449
Distancia*Distancia	9,01671E-13	Distancia*Distancia	1,11468E-11
BSW*Distancia	7,92060E-08	WC*Distancia	2,36601E-07
Poço 10		Poço 23	
Term	Coef	Term	Coef
Constant	3584,34	Constant	1874,88
WC	-2,87372	WC	-2,33818
Distancia	-1,73942E-04	Distancia	-3,13077E-05
WC*WC	-0,00133544	WC*WC	-2,48847E-04
Distancia*Distancia	5,34808E-12	Distancia*Distancia	9,17287E-13
WC*Distancia	1,89014E-07	WC*Distancia	4,97227E-08
Poço 11		Poço 26	
Term	Coef	Term	Coef
Constant	2249,13	Constant	1409,71
BSW	-2,73238	WC	-3,05339
Distancia	-4,98321E-05	Distancia	-1,49653E-05
BSW*BSW	-3,70116E-04	WC*WC	-3,55238E-04
Distancia*Distancia	9,01671E-13	Distancia*Distancia	1,27740E-13
BSW*Distancia	7,92060E-08	WC*Distancia	4,58042E-08
Poço 13		Poço 28	
Term	Coef	Term	Coef
Constant	6280,97	Constant	1639,14
WC	-2,64351	WC	-3,30938
Distancia	-5,56469E-04	Distancia	-2,20167E-05
WC*WC	-7,43516E-04	WC*WC	-4,13810E-04
Distancia*Distancia	3,42922E-11	Distancia*Distancia	2,66074E-13
WC*Distancia	2,67089E-07	WC*Distancia	6,20810E-08
Poço 14		Poço 29	
Term	Coef	Term	Coef
Constant	4634,69	Constant	1795,16
WC	-3,11018	WC	-3,58430
Distancia	-2,92550E-04	Distancia	-2,84601E-05
WC*WC	-7,84454E-04	WC*WC	-5,26190E-04
Distancia*Distancia	1,33809E-11	Distancia*Distancia	4,32428E-13
WC*Distancia	2,31211E-07	WC*Distancia	7,83447E-08
Poço 15		Poço 30	

Term	Coef	Term	Coef
Constant	1874,27	Constant	2156,31
WC	-2,34206	WC	-4,19488
Distancia	-3,01781E-05	Distancia	-4,71163E-05
WC*WC	-2,40508E-04	WC*WC	-7,87619E-04
Distancia*Distancia	3,98918E-13	Distancia*Distancia	9,75532E-13
WC*Distancia	5,00774E-08	WC*Distancia	1,23115E-07

Tabela 8.5 – Coeficientes das superfícies de resposta

Considere WC como *water cut*, ou seja, BSW.

8.6 Cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo correspondentes às possíveis posições da plataforma

Com o auxílio de uma rotina no Octave, faz-se o somatório de valores discretos de vazão, variando-se a distância e o teor de água. A representação relativa pode ser observada na figura 7.19

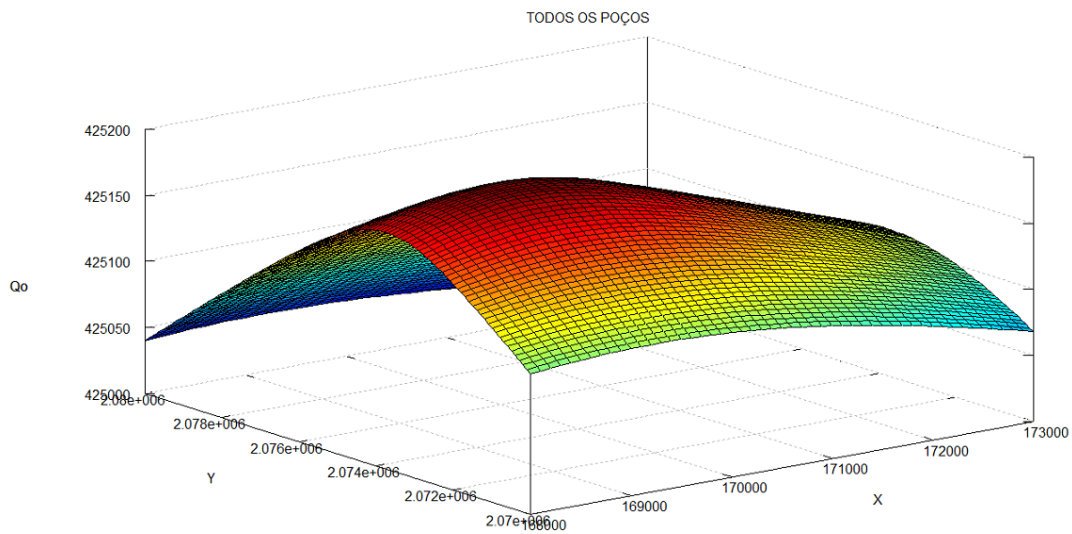


Figura 8.18 – Representação relativa do volume produzido no espaço

A planificação do gráfico mostra a região que tem a maior produção de óleo. A região vermelha mais intensa será a escolhida para o posicionamento da plataforma.

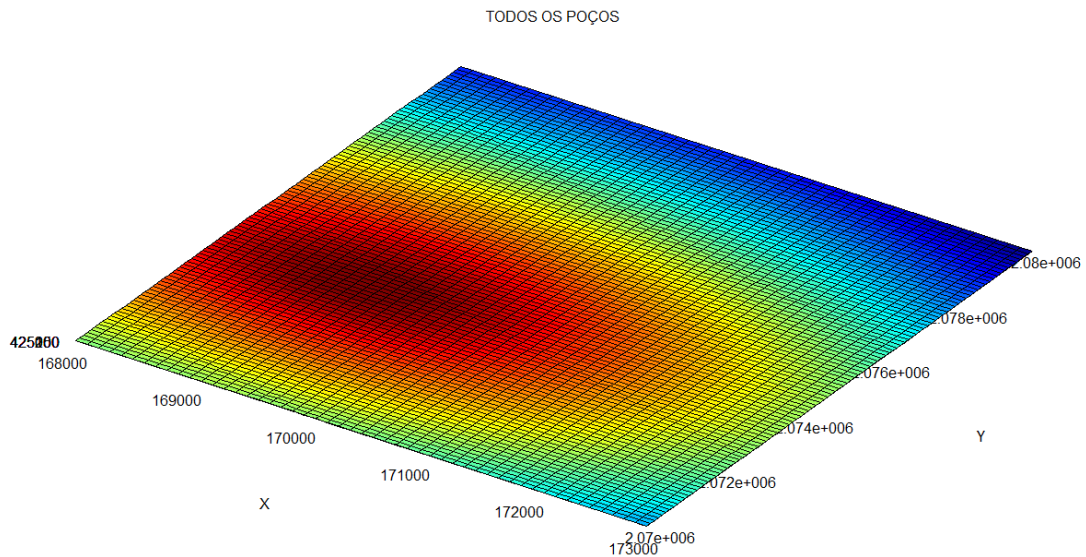


Figura 8.19 – Planificação da figura 7.19

8.7 Cálculo do valor presente líquido

Para uma análise econômica coerente, como já mencionado, foi considerado que o investimento inicia-se 5 anos antes da exploração efetiva, pela aquisição de dados sísmicos. Assim, a seguinte análise foi produzida:

Investimento	TOTAL
Aquisição de Dados Sísmicos	\$39,382,239.30
Construção da Unidade de Produção	\$1,000,000,000.00
Construção de Gasoduto	\$120,000,000.00
Perfuração e Completação	\$356,347,000.00
Equipamentos de Subsuperfície	\$158,728,329.27
Alocação de 2 navios aliviadores	\$877,841,809.18

Custos	valor anual
Custo com pessoal	\$23,779,200.00
Administrativo	\$24,240,000.00
Manutenção do Gasoduto	\$50,000.00
Custo de Manutenção	\$30,000,000.00
Aluguel da base de operações	\$1,000,000.00

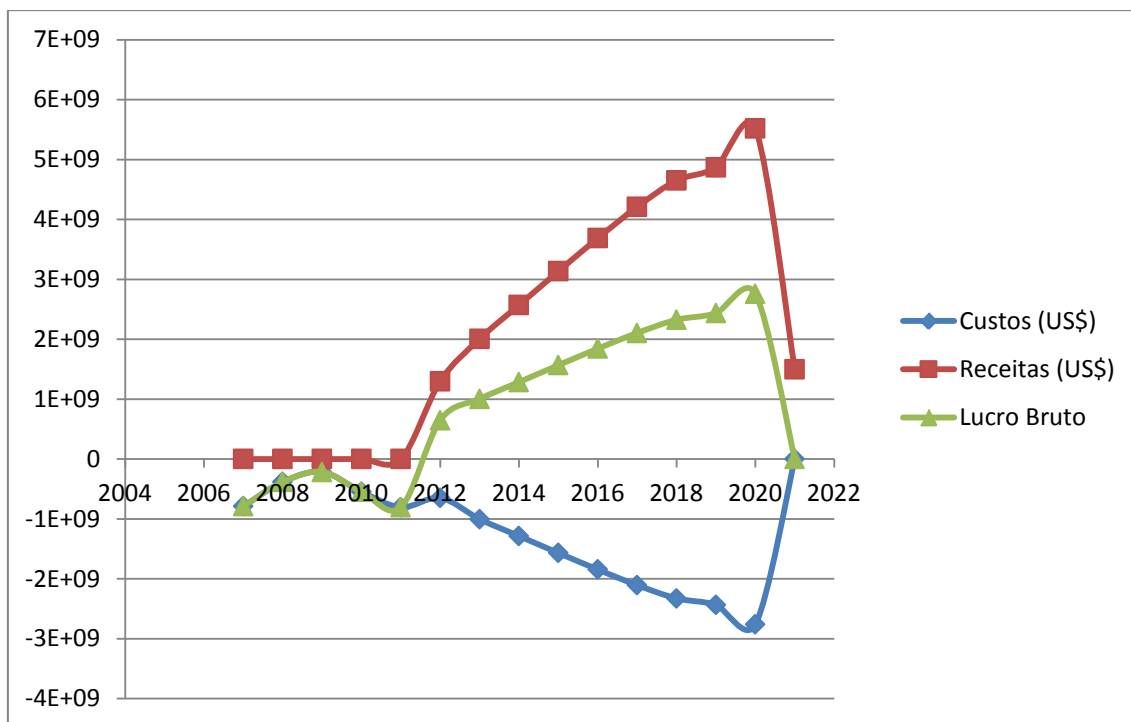


Gráfico 8.1

Para tal gráfico, são mostrados os valores registrados:

ano	Produção de óleo (bbl/dia)	Produção anual	Preço do barril	Receita óleo (US\$)	Receita anual	Custos (US\$)	receita líquida
2012	88301.26027	1.32E+07	80	1054080000	1054080000	954223036.5	99856963.49
2013	52916.99452	2.63E+07	107.2638208	2822754708	2822754708	853040479.8	1969714229
2014	44391.89041	3.95E+07	107.2926911	4233340420	4233340420	786461493.5	3446878927
2015	45186.32603	5.26E+07	107.3215614	5644543179	5644543179	792860605.1	4851682574
2016	47007.8411	6.55E+07	107.3504317	7027586514	7027586514	807313012.2	6220273502
2017	40293.91233	7.76E+07	107.379302	8331085426	8331085426	754864295.5	7576221130
2018	30738.28219	8.78E+07	107.4081723	9434796151	9434796151	680102765.6	8754693386
2019	66674	9.29E+07	107.4370426	9981689845	9981689845	962097923.9	9019591921
2020	45870.47123	9.36E+07	107.4659129	10058330149	10058330149	1108690768	8949639381

Ano	Receita Bruta	Custos (US\$)	Despesas	Lucro Líquido	Taxa de Desconto	Período	Fluxo de Caixa Descontado
2007	0	787401439.3	0	-787401439.3	0.1	1	-715819490.3
2008	0	381352533.3	0	-381352533.3	0.1	2	-315167382.9
2009	0	214685866.7	0	-214685866.7	0.1	3	-161296669.2
2010	0	546220961.9	0	-546220961.9	0.1	4	-373076266.6
2011	0	804892767.4	0	-804892767.4	0.1	5	-499775082
2012	99856963.49	954223036.5	956364123.8	-1810730197	0.1	6	-1022109990
2013	1969714229	853040479.8	731504680.5	385169068.5	0.1	7	197652634.4
2014	3446878927	786461493.5	583566168.5	2076851265	0.1	8	968866442.7
2015	4851682574	792860605.1	597639726.5	3461182243	0.1	9	1467879146

2016	6220273502	807313012.2	629594452.2	4783366037	0.1	10	1844194677
2017	7576221130	754864295.5	513022878.2	6308333957	0.1	11	2211032568
2018	8754693386	680102765.6	346907874.9	7727682745	0.1	12	2462277872
2019	9019591921	962097923.9	972826127.6	7084667870	0.1	13	2052175924
2020	8949639381	1108690768	477762605.5	7363186007	0.1	14	1938957007
2021	1495613834	1050625365	340906424.8	104082043.6	0.1	15	24916413.72

O projeto apresenta uma TIR de 34% a.a., sendo altamente rentável.

9 Conclusões e discussões

A definição da localização de poços e de facilidades necessárias para a produção de um campo de petróleo envolve a abordagem de diversas disciplinas e variáveis. Fluxos multifásicos em tubulações, fluxo em meios porosos nos reservatórios e análises econômicas estão entre os tópicos que necessitam ser estudados para que um projeto de desenvolvimento de campo seja efetivo. Combinar estas diferentes áreas da engenharia em um único modelo torna este problema bastante complexo.

A previsão da produção de cada poço, que compreende, dentre outros aspectos, a variação da fração de água produzida ao longo do tempo, depende de análises baseadas em modelagem e simulação de fluxo nos reservatórios. A definição das características dos reservatórios é uma tarefa contínua. O conhecimento sobre as peculiaridades do fluxo de fluidos em diferentes meios porosos é adquirido à medida que poços são postos em produção efetiva e se amplia com o tempo de produção do campo. Há grande dificuldade de modelagem do fluxo em meio poroso frente à heterogeneidade usualmente encontrada nos reservatórios, dificultando, muitas vezes, a previsão do comportamento de fluxo e dos fluidos. As propriedades da rocha reservatório definidas por perfis e testes são valores médios que transferem incertezas para a modelagem e valores obtidos.

O fluxo multifásico nas tubulações utiliza correlações empíricas para o cálculo do gradiente de pressão podem ser analisado a partir de softwares comerciais, onde essas correlações são trabalhadas a partir de dados de entrada compatíveis com o reservatório estudado. Esse estudo é importante para garantir que a perda de energia durante o escoamento não comprometerá a chegada dos fluidos até a UEP.

A representação da superfície do fundo do mar com isovolumétricas simplifica a distribuição de vazões pelo solo marinho e traz uma maneira simples e eficaz de

entender o método de localização de facilidades, objetivando o máximo fluxo de fluidos do reservatório para a unidade estacionária de produção. Em um modelo real, essa representação deveria ser estendida para incluir as nuâncias do solo marinho quanto às mudanças de elevação para abranger todos os pontos de perda de pressão ao longo do escoamento.

O planejamento de experimentos de P-B trouxe bons resultados, apesar de desconsiderar interações entre os poços produtores no reservatório. Ainda, foi uma boa estratégia usar equações obtidas por superfície de resposta em vez de usar simuladores de fluxo multifásico para calcular perda de carga entre o fundo do poço e a plataforma.

A curva que mostra o comportamento da produção de fluidos ao longo do tempo é resultado da análise gráfica das equações 3.24, 3.25 e 3.26 mostradas anteriormente. Focando na análise da produção de óleo, é possível identificar que o volume produzido dependerá da permeabilidade relativa, variação de pressão e saturação de óleo no meio poroso ao longo do tempo. Dessa maneira, pode-se observar como as variáveis estáticas e de projeto a seguir são relevantes para o comportamento do fluxo de fluidos e para o volume de óleo e gás produzidos:

- tipos de poços;
- tipos de completação;
- qualidade do upscaling;
- permeabilidade relativa;
- variação de pressão;
- saturação de óleo.

Nesse projeto foram utilizados, para efeito de simplificação, apenas poços verticais e a produção foi feita a poço aberto. A definição da trajetória do poço e do método de completação estão diretamente relacionados à curva de produção de um campo. Quanto maior a trajetória, maior a perda de carga e, assim, maior a necessidade do projeto e aplicação de métodos de elevação artificial, que não são tratados nesse trabalho. A completação a poço aberto simplifica o projeto, porém não é usual. A aplicação de métodos de contenção de areia, apesar de proteger os equipamentos de poço, alteram a distribuição de permeabilidade ao redor da zona produtora, podem prejudicar a produção de óleo e gás, favorecendo a formação de cones de água. Como mencionado, o método de upscaling é necessário na modelagem de reservatórios, a fim de tornar o volume de dados geológicos compatíveis com a capacidade computacional

de processamento de um modelador e simulador de reservatórios. Se o valor médio adotado pelo upscaling for incoerente com a realidade, a análise do reservatório e do fluxo de fluido por ele será ineficiente. Os testes de formação, perfis e análises da produção formam o bloco de informações que definirão as premissas de comportamento do reservatório e que irá reger a tomada de decisões para desenvolvimento dos campos. Essas são as principais variáveis de projeto que tornam a tomada de decisões complexa e cada vez mais com as novas fronteiras exploratórias a serem enfrentadas.

O projeto descrito objetivou mostrar uma metodologia de obtenção de uma solução rápida e confiável que guie o processo de definição de um plano de desenvolvimento para um campo produtor de petróleo e gás. Foram utilizadas diversas ferramentas matemáticas e estatísticas de simples aplicação, mas que, em conjunto, puderam modelar uma solução para o problema de localização de poços e facilidades. Para que o trabalho fosse desenvolvido, algumas premissas foram estabelecidas. Assim, simplificações foram inseridas ao projeto, reduzindo a dificuldade de trabalho com as variáveis, porém, não prejudicando a eficiência da metodologia, já que o incremento de complexidade apenas aumenta o volume de dados, equações e tempo de simulação necessários.

Os resultados obtidos mostram que a integração das ferramentas disponíveis é possível e que permite conclusões rápidas e mudanças no projeto com simples alterações no modelo de simulação inicial. Em termo de eficiência econômica, a escolha do ponto de coordenadas $(X,Y) = (55975, 683597)$ [m] para o posicionamento da plataforma, permitiu o rendimento do projeto em 34% de TIR, por redução no custo de tubulação para escoamento e simultânea otimização do volume de fluidos produzidos, o que mostra rentabilidade de opção de posicionamento de poços e facilidades proposto.

Por fim, para que esse projeto fosse realizado, muitos conceitos da Engenharia de Petróleo e Estatística foram passíveis de revisão e aprofundamento, assim aqui foi apresentado um resumo de diversos tópicos estudados ao longo do curso de graduação, sendo funcional não só material didático, mas também como fonte de pesquisa.

10 Sugestões de desenvolvimento futuros

Como próximos possíveis passos para este trabalho:

- a redução das considerações assumidas e aproximação de modelos mais compatíveis com o que ocorre em campos comerciais;
- comparação dos resultados da metodologia em outros modelos de campos e/ou com campos já explorados;
- integração com outras linguagens de programação que permitam a integração dos softwares e códigos usados, possibilitando a obtenção de resultados em uma única simulação;
- em termos de logística e viabilidade econômica, a solução final desse projeto pode ser integrada à análises que permitam a mudança da localização dos poços para que haja a redução no comprimento de tubulação necessária para o plano de desenvolvimento, e;
- comparação entre os resultados de diferentes métodos de disposição inicial dos poços.

11 Referências bibliográficas

- [1] BARBOSA, Cassiano J., **Comparação da Previsão do Comportamento de Reservatórios de Óleo Produzindo sob Mecanismo de Gás em Solução ou Influxo de Água Utilizando a Equação do Balanço de Materiais e Simulação Numérica**, Projeto de graduação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, UFRJ, 2012;
- [2] BEGGS, D., **Production Optimization Using Nodal Analysis**, OCGI, Tulsa, USA, Capítulo 4, 2003;
- [3] BRILL, J. et. al., **Multiphase Flow in Wells**, University of Tulsa, 1999;
- [4] BOX, G. E. P et al., **Statistics for experimenters**, New York: John Willey, 1978;
- [5] DAMSLETH, E., A. Hage, e R. Volden, **Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study with Experimental Design**, SPE 23139, 1992;
- [6] DOGRU, S., **Selection of Optimal Platform Locations**, California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers, San Francisco, USA, SPE 10754, 1982;
- [7] FRIEDMANN, F. e A. Chawathe, **Uncertainty Assessment of Reservoir Performance Using Experimental Designs**, paper CIM 2001-170 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 29 September–2 October, 2001;
- [8] FRANCO, Karina, P. M. et.al., **Desenvolvimento de um Sistema Inteligente para Auxiliar a Escolha de Sistema para Produção no Mar**, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, 2003;
- [9] GRIMMETT, T.,T., Startzman, R., A., **Optimization of Offshore Field Development to Minimize Investment**, SPE 16297, 1987;
- [10] SPOKES, J. J. *et. al.*, **Application of Experimental Design in Selecting a Development Plan for the Agbami Field**, Offshore Technology Conference, Houston, USA, SPE 16994, 2004;
- [11] HARTMANN, Heitor G., **Método dos Volumes Finitos Aplicado do Escoamento Bifásico Óleo-Água em Reservatórios de Óleo Considerando Efeitos de Aquecimento no Poço Produtor**, Projeto de graduação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, UFRJ;
- [12] MARTINS, Nathália da S., **Modelagem de uma Intermitência Severa para um Escoamento Bifásico em um Sistema Flowline-Riser**, Projeto de graduação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, UFRJ, 2011;
- [13] Petrel Introduction Course;

- [14] NADALETTI, L. P., **Resolução de Problemas Baseados em Interação no Projeto de Localização de Plataformas e Wells de Petróleo em Águas Profundas**, Tese de mestrado, Vitória, ES, Brasil, UFES, 2004;
- [15] NAVEIRA, Vanessa P., **Incorporação dos Efeitos Geomecânicos de Compactação e Subsidência na Simulação de Reservatórios de Petróleo**, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008;
- [16] ROSA, Adalberto J. et. al., **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2006;
- [17] ROSA, Vinícius R., **Otimização em Localização de Plataformas de Produção**, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006;
- [18] SAMPAIO, Tiago P., **Ajuste de Histórico de Produção Usando Redes Neurais Artificiais**, Projeto de graduação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, UFRJ, 2009;
- [19] SCHUMACHER, Maria do C., **O Uso das Opções Reais na Avaliação Econômica de Projetos do Setor Mineral**, Rio de Janeiro, UFRJ, 2002;
- [20] SILVA, Filipe S., **Análise Paramétrica da Aplicabilidade da Tecnologia de Controle da Produção de Areia em Poços de Petróleo**, Projeto de graduação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, UFRJ, 2008;
- [21] THOMAS, José Eduardo *et.al.*, **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001;
- [22] VANEGAS, P. et. al., **Uncertainty Assessment of Production Performance for a Heavy Oil Offshore Field by using the Experimental Design Technique**, Canadian International Petroleum Conference, 2008;
- [23] VIEIRA, João et. al., **Perfuração Direcional**, Interciência, 2008;
- [24] YETEN et. al., **A Comparison Study on Experimental Design and Response Surface Methodologies**, Offshore Technology Conference, Houston, USA, SPE 93347, 2005;
- [25] WILLIAMS B.K. and Archer R.A., **Management of Uncertainty in Reservoir Simulation Models: Software Tools and Engineering Workflow**, Department of Engineering Science, University of Auckland, Auckland, 2010;

12 ANEXO I

	Sim 1	Sim 2	Sim 3	Sim 4	Sim 5	Sim 6	Sim 7	Sim 8	Sim 9	Sim 10	Sim 11	Sim 12	Sim 13	Sim 14	Sim 15	Sim 16	Sim 17	Sim 18	Sim 19	Sim 20	Sim 21	Sim 22	Sim 23	Sim 24	Sim 25	Sim 26	Sim 27	Sim 28	Sim 29	Sim 30	Sim 31	Sim 32	Sim 33	Sim 34	Sim 35	Sim 36			
P 1	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0			
P 2	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0		
P 3	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0		
P 4	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0		
P 5	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0		
P 6	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0		
P 7	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0		
P 8	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0		
P 9	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0		
P 10	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	
P 11	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0		
P 12	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0		
P 13	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0		
P 14	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0		
P 15	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	
P 16	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	
P 17	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	
P 18	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	
P 19	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	
P 20	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	0	
P 21	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	
P 22	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	
P 23	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	
P 24	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	
P 25	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	
P 26	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0
P 27	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	
P 28	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	
P 29	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	
P 30	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	
P 31	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1	0	
P 32	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0