

## 2

## Planos de Desenvolvimento com Poços Multilaterais

### 2.1.

#### Introdução

De acordo com a portaria nº 90 da ANP de 31 de maio de 2000 o plano de desenvolvimento para campos de petróleo e gás natural é um documento que deve conter o programa de trabalho e respectivo investimento, que serão necessários para o desenvolvimento de uma descoberta. Nesse documento deve estar descrito as principais características dos reservatórios produtores, o tamanho da reserva, a vazão máxima de produção esperada, a malha de drenagem e método de produção, o número e características dos poços, os sistemas de coleta de produção, as unidades de produção, os processos de tratamento do petróleo, os sistemas de escoamento da produção, os investimentos envolvidos, a duração do desenvolvimento e o plano de desativação do campo.

Segundo (CRICLOW 1977), otimizar a exploração de um reservatório petrolífero significa desenvolver uma estratégia que permita produzir a maior quantidade de hidrocarboneto possível dentro dos limites físicos e econômicos existentes. Os dois principais fatores determinantes do nível de produção são: o sistema de exploração a ser instalado e o reservatório geológico existente.

O objetivo de se produzir a maior quantidade de óleo possível é considerado porque é economicamente inviável se produzir todo o óleo de um reservatório. Isso porque o custo de se produzir todo o óleo supera seu valor. A quantidade de óleo produzida sobre o total de óleo no reservatório é chamada de fator de recuperação (FR).

Não se consegue um fator de recuperação de 100%, com o passar do tempo, a energia do reservatório diminui e a vazão produzida é reduzida. Outro fator que ocorre com o tempo é o aumento da quantidade de água produzida (Basic Sediments and Water BSW), o que gera um custo para o tratamento dessa água e diminui a vazão de óleo produzida.

Com a redução da vazão produzida e a diminuição da porcentagem de óleo presente nos fluidos produzidos os custos de operação se tornam mais elevados que a receita gerada pela venda do óleo produzido, determinando o fechamento do campo.

Sendo assim, o sistema de exploração é um fator importante para sucesso de um empreendimento de produção de petróleo e deve-se tomar a decisão correta de investimento, estratégia e FR planejado de acordo com as condições econômicas atuais.

O sistema de exploração consiste no grupo de equipamentos empregados para produção e a estratégia utilizada para recuperação dos hidrocarbonetos presentes no reservatório.

Dentro de uma estratégia de exploração deve ser definido o número e a disposição dos poços, assim como seu modo de operação ao longo do tempo. O conjunto do número e da disposição dos poços é chamado de malha de drenagem e constitui uma alternativa de produção. Cada poço de uma alternativa deve possuir seu plano do modo de operação. O modo de operação de um poço determina se esse poço deve ser utilizado para produzir hidrocarbonetos do reservatório ou injetar fluidos no reservatório.

A produção de hidrocarbonetos ocorre quando se aloca um poço produtor em uma zona do reservatório que possua petróleo e com condições que permitam que esse óleo chegue a superfície.

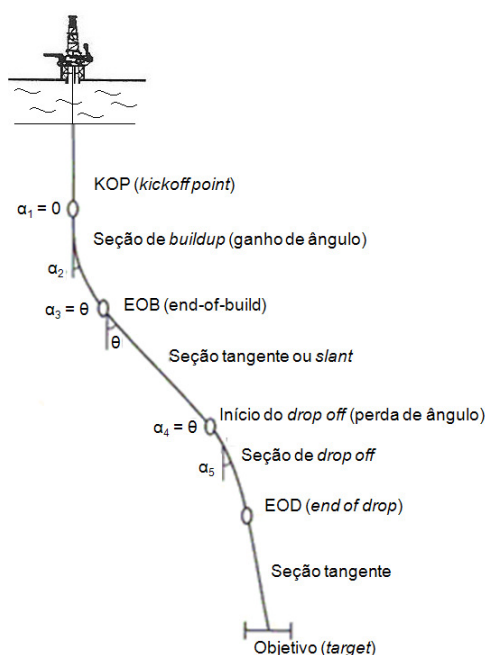
A injeção de água é muito utilizada em unidades de produção marítimas, entre os principais incentivos estão o elevado custo de se perfurar muitos poços e a abundância de água no local. Posicionar corretamente os poços produtores e injetores é importante para que, além de manter a pressão do reservatório, a água desloque o máximo de óleo em direção aos poços produtores e que a chegada da frente de água aos poços produtores seja retardada o máximo de tempo possível.

## **2.2. Poços de Petróleo**

Na Pensilvânia, o americano Cel. Edwin Lauretine Drake perfurou em agosto de 1859 o primeiro poço produtor, marcando o nascimento da moderna indústria petrolífera (THOMAS 2001). A definição de um poço de petróleo de acordo com o dicionário Houaiss é “grande buraco, ger. de formato circular,

cavado na terra para se colher ou extrair algo do subsolo; Ex.: p. de petróleo”. Um poço pode ser de três tipos: exploração, produção ou injeção.

De acordo com o uso do poço e as condições do reservatório este pode ser completado de diferentes maneiras. A completação é a transformação do esforço de perfuração em uma unidade produtiva completamente equipada e com os requisitos de segurança atendidos, pronta para produzir óleo e gás, gerando receitas. A completação de um poço varia quanto ao posicionamento da cabeça, quanto ao revestimento e quanto ao número de zonas explotadas. As principais diferenças entre os tipos de completação são: se o poço é terrestre ou marítimo, se este é um poço aberto, com *liner* rasgado ou com revestimento canhoneado e se o poço terá completação simples ou múltipla. Essas características construtivas do poço podem ser encontradas em (THOMAS 2001).



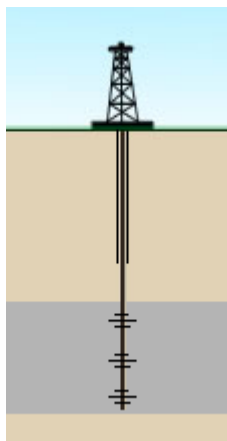
**Figura 1. Pontos básicos de uma trajetória de poço direcional (ROCHA 2008)**

No caso de perfurações marítimas, a cabeça do poço pode estar no leito do mar ou na plataforma, dependendo do tipo de plataforma que se pretende utilizar e do projeto do desenvolvimento do campo. O ponto onde o poço entra no reservatório é o ponto objetivo da Figura 1. O ponto onde o poço termina (ponto final) também é um *target* durante a fase de perfuração.

### 2.2.1. Poços Verticais

O poço vertical é o mais simples e também o mais utilizado no mundo. Também conhecido como poço convencional este tipo de poço é amplamente utilizado pela indústria de petróleo desde o poço do Cel. Drake. A estrutura de um poço vertical é mais simples do que a exibida na Figura 1

Figura 1, não estando presentes nem a seção de ganho de ângulo nem a seção de perda de ângulo. A Figura 2 ilustra um poço vertical. O poço vertical possui apenas um ponto objetivo e percorre o reservatório verticalmente, independente da inclinação da zona produtora. Embora seja chamado de vertical podem ocorrer alguns desvios na trajetória do poço devido aos ângulos das camadas de rocha no reservatório. No caso do desvio ser maior de  $5^\circ$ , medidas corretivas devem ser tomadas para corrigir a trajetória do poço (THOMAS 2001).



**Figura 2. Poço Vertical**

Quando comparado com outros poços o poço vertical é mais barato de ser perfurado. Não é necessária a utilização de tecnologias direcionais e, normalmente este é um poço mais curto, utilizando, assim, um menor tempo de sonda. Outra vantagem é que como não são feitas curvas com o poço, riscos de perfuração decorrentes das curvas são reduzidos.

Comparado com outros poços a área de contato de um poço vertical com o reservatório é pequena, como indicado na Figura 5. Isso leva a uma desvantagem quanto à vazão produzida pelo poço, no entanto, o que costuma ser feito é a perfuração de diversos poços verticais para drenar uma área. A disposição dos poços pode ser determinada poço a poço ou utilizar-se de configurações padrões.

Uma das configurações padrões consagradas na indústria para poços verticais é a configuração *five spot* Figura 3(a). Essa configuração utiliza um poço

produtor cercado por quatro poços injetores. A estratégia é que a água dos injetores empurre o óleo de forma simultânea para o poço produtor, drenando toda área entre os injetores. O padrão pode ser repetido para cobrir uma área maior de reservatório Figura 3(b). Essa estratégia encontra problemas quando existem áreas não homogêneas no reservatório e a frente água de um injetor alcança o produtor antes das outras, prejudicando, assim a produção.

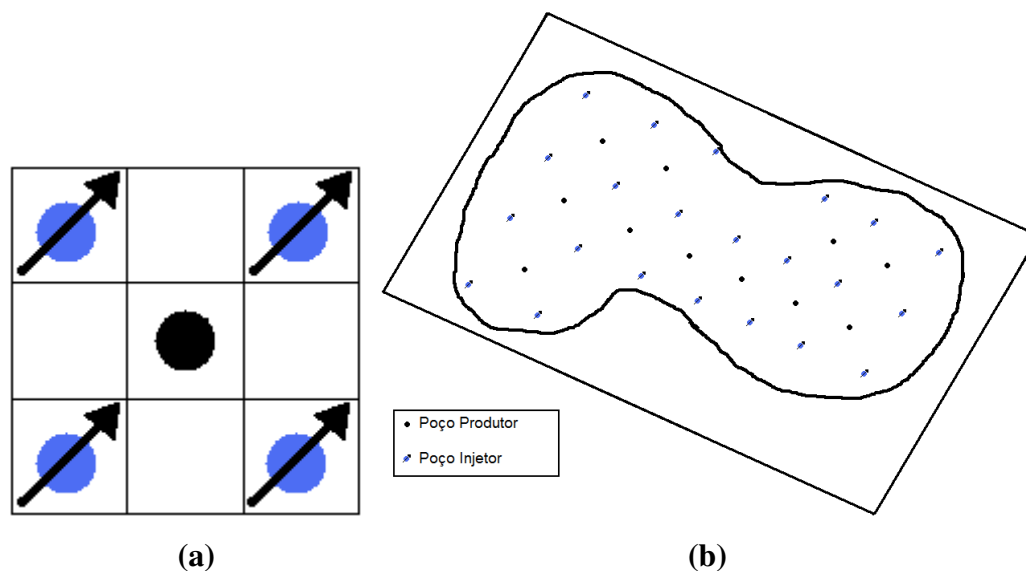


Figura 3. (a) um *five spot*. (b) série de *five spots*.

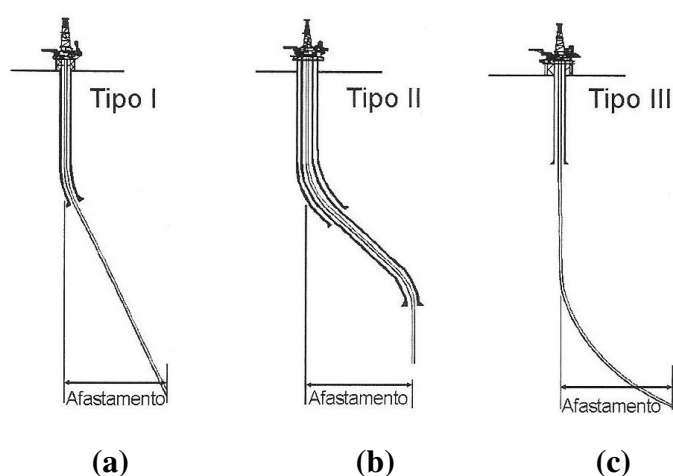
### 2.2.2. Poços Direcionais

Poços direcionais são poços inclinados que permitem que objetivos posicionados em coordenadas diferentes das coordenadas da cabeça do poço sejam atingidos. Existe, por parte da indústria do petróleo, grande interesse nas características dos poços direcionais devido a vantagens que esses poços trazem como reduções de custos de projetos de exploração e até a viabilização da exploração em áreas onde não é permitido se perfurar. Essa técnica também pode ser utilizada para perfuração de poços verticais quando se sabe que haverá muitos desvios de sua trajetória (ROCHA 2008).

O custo de perfuração de um poço direcional é mais elevado que o custo de perfuração de um poço vertical, sendo assim, só se utiliza poços direcionais quando existe algum impedimento para a perfuração de poços verticais. Entretanto, ao se considerar a produção gerada pelo poço direcional é necessário

se fazer análises para descobrir a melhor solução econômica, pois seria necessário mais poços verticais do que direcionais para se alcançar uma mesma produção.

As estratégias de perfuração de poços direcionais podem ser agrupadas em três tipos. No tipo um, o poço é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado até o objetivo Figura 4 (a). No tipo dois, o poço utiliza todas as seções descritas na Figura 1, este é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado até se conseguir o afastamento lateral planejado e, então, segue vertical até o objetivo Figura 4 (b). O tipo três é semelhante ao tipo um, no entanto, o trecho vertical é longo e o objetivo é atingido na seção de *buildup* Figura 4 (c).



**Figura 4. (a) Poço tipo I. (b) Poço tipo II. (c) Poço tipo III.**

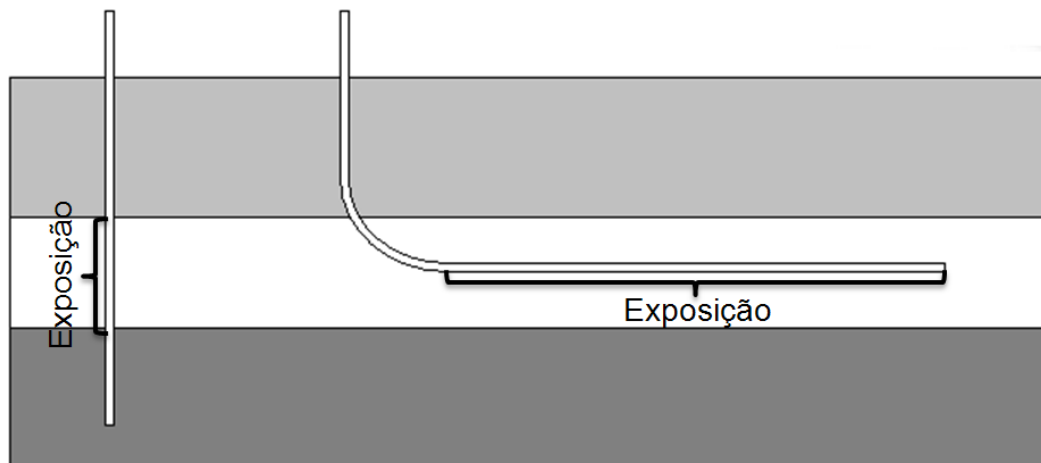
Outra forma de classificação de um poço direcional é quanto ao seu raio de curvatura. O raio de curvatura pode ser longo, médio, intermediário e curto. A Tabela 1 mostra a classificação de um poço quanto ao raio.

Classificação	<i>Buildup Rate</i> (BUR) em (°/30 metros)	Raio (m)
<b>Raio longo</b>	2 – 8	859 – 215
<b>Raio médio</b>	8 – 30	215 – 57
<b>Raio intermediário</b>	30 – 60	57 – 39
<b>Raio curto</b>	60 – 200	29 – 9

**Tabela 1. Classificação da trajetória em função do raio (ROCHA 2008).**

Um caso especial de perfuração direcional é o poço horizontal. As principais razões para se utilizar poços horizontais são: aumentar a área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos; minimizar o cone de água e de gás, em reservatórios fraturados; em formações fechadas; para produção de óleo pesado; e para diminuir o número de poços utilizados.

O aumento da área exposta ao fluxo é relevante para diversos fenômenos que serão descritos a seguir. De uma maneira geral, um poço horizontal atinge comprimentos expostos ao reservatório de até mil metros, podendo ser mais longo se necessário, enquanto poços verticais são limitados a espessura do reservatório que podem variar de centenas a dezenas de metros como ilustrado na Figura 5.



**Figura 5. Comprimento exposto ao reservatório**

Quando o reservatório é dito de formação fechada, baixa permeabilidade, ou o óleo a ser produzido é pesado, a mobilidade do óleo no reservatório é pequena. Isso significa que o raio de drenagem de um poço é pequeno. Como um poço horizontal possui maior comprimento exposto ao fluxo, este cobre um volume maior do reservatório e pode viabilizar a exploração de campos economicamente inviáveis com poços verticais.

A redução do número de poços necessário para se drenar um reservatório é de grande importância na exploração de campos marítimos. Cada poço necessita de uma árvore de natal conectada à cabeça do poço e uma conexão na plataforma, dentre outros equipamentos (THOMAS 2001). Fisicamente existe um limite de poços que podem ser ligados a uma plataforma. O tamanho e o custo da plataforma aumentam com o número de poços conectáveis a ela e, assim, a exploração de grandes áreas costuma ser feita com poços horizontais longos.

### **2.2.3. Poços Multilaterais**

Um poço multilateral é formado por um poço principal com um ou mais poços secundários (laterais) ramificados a partir deste poço principal. A maioria dos poços secundários já perfurados até hoje têm sido feitos a partir de trecho não

revestido do poço principal, sendo que, em sua maioria, os poços secundários não são revestidos (poço aberto). Muitos têm sido utilizados para aumentar a produção de poços depletados.

O número de poços multilaterais perfurados com o intuito de maximizar a drenagem de reservatórios vem crescendo. Atualmente se utilizam técnicas de perfuração de poços direcionais com algumas modificações para se perfurar os poços multilaterais.

O primeiro poço multilateral que se tem notícia é um poço perfurado na antiga União Soviética em 1953. Foi perfurado um poço com nove laterais que aumentavam a área de exposição do poço na zona de interesse em cinco vezes e meia e a produção em dezessete vezes embora, o custo tenha sido o dobro de um poço convencional. Desde então a perfuração de poços multilaterais vem aumentando (FRAIJA 2002), (VIJ S 1998), (UNIVERSIDADE PETROBRAS 2006).

Ainda hoje a perfuração de poços multilaterais envolve riscos, principalmente devido à instabilidade das paredes, à questão da descida do revestimento e problemas relacionados com zonas de elevada pressão, bem como problemas de cimentação e ramificação. Outras preocupações incluem o alto risco de danificar as formações durante a perfuração e a completação e a dificuldade de localizar e permanecer na zona de interesse durante a perfuração das laterais. (HAMER 1999), (BOSWORTH 1998), (SUGIYAMA 1997)

O correto posicionamento do poço principal e das laterais é fundamental quando utilizando poços multilaterais. A melhor trajetória para o poço dependerá das propriedades do reservatório, das tensões das rochas e da geometria das zonas a serem produzidas.

Apesar dos riscos, existem vantagens de aumento de produção e economia na perfuração e em equipamentos de superfície na utilização de poços multilaterais. Os casos em que o uso de poços multilaterais são indicados são: pequenos reservatórios isolados ou compartimentados, reservatórios com óleo acima dos canhoneados já existentes, reservatórios empilhados comunicados por regiões com baixa permeabilidade vertical, reservatórios naturalmente fraturados ou com alta permeabilidade em uma única direção, reservatórios com necessidade de injeção de água e problemas de espaço disponível na plataforma para chegada de novos poços.



Para padronizar os sistemas utilizados na indústria de petróleo referentes aos poços multilaterais, foi criado em 1999 o grupo TAML (*Technology Advancement for Multilaterals*) (TAML 1999) que classifica as junções entre o poço principal e os secundários em seis níveis de acordo com a complexidade da conectividade, isolamento e acesso. Os preços das instalações variam de poucas dezenas de milhares de dólares para uma junta de nível baixo (nível 1 e 2) até mais de um milhão de dólares para juntas de nível maior (nível 4 e 5).

*Nível 1:* junção de poço, é basicamente um desvio a poço aberto em um poço, tanto o poço principal como a lateral não possuem revestimento como na Figura 6 (a). Possui limitações de acesso à lateral e no controle da produção.

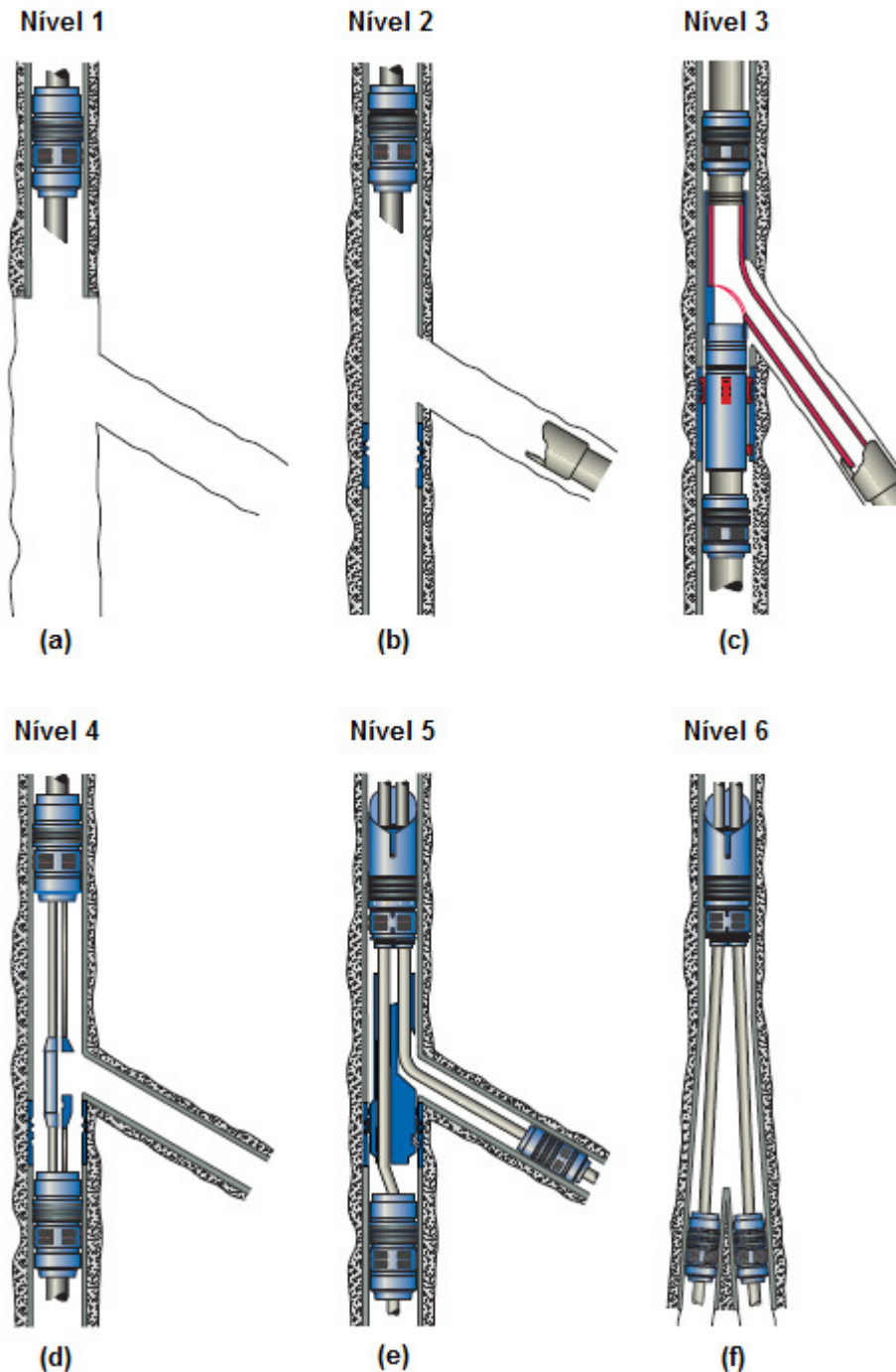
*Nível 2:* O poço principal é revestido e cimentado e o lateral é mantido a poço aberto ou com um *liner* como na Figura 6 (b), sem ser cimentado nem ter conexão mecânica, o objetivo é aumentar as possibilidades de reentrada. É necessária a abertura de uma janela no revestimento do poço principal quando não utilizado revestimento com janela pré-aberta.

*Nível 3:* O poço principal é revestido e cimentado e o lateral é revestido mas não é cimentado como na Figura 6 (c). Existe conexão mecânica entre os poços, mas não se garante integridade hidráulica entre os poços.

*Nível 4:* Tanto o poço principal quanto os laterais são revestidos e cimentados na junção como na Figura 6 (d). Existe conexão mecânica entre os poços, mas não se garante integridade hidráulica entre os poços.

*Nível 5:* Possui conexões iguais ao dos níveis 3 e 4, como pode ser observado na Figura 6 (e), e integridade hidráulica devido a sua completação com equipamentos como *packers*, luvas e outros.

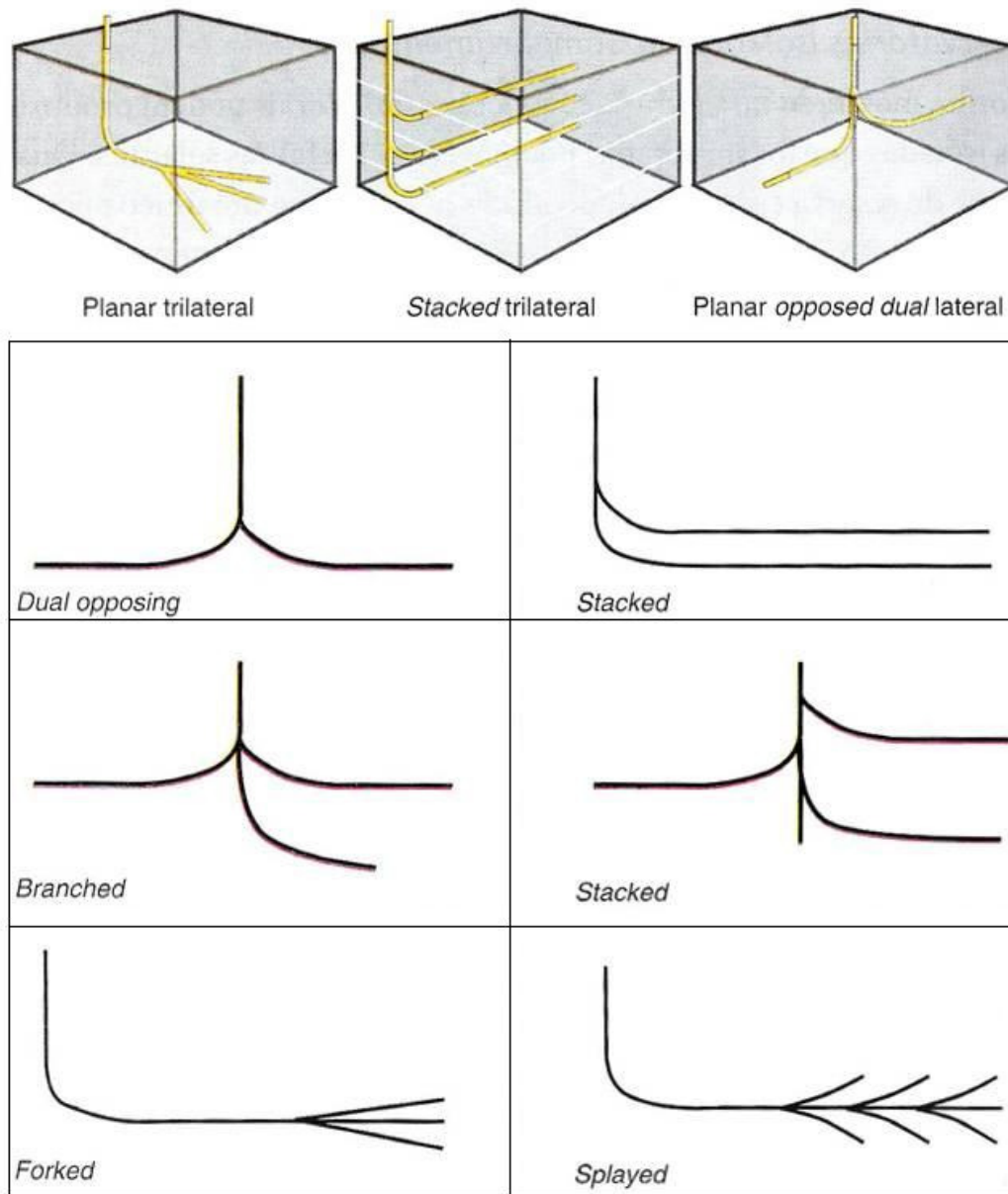
*Nível 6:* Junção com características semelhantes as de nível 5, porém sem a necessidade de equipamentos no interior do poço principal. O poço principal e o secundário são construídos ao mesmo tempo e são mecanicamente seladas como na Figura 6 (f). Esta técnica permite total controle da produção de cada parte do poço.



**Figura 6. Classificação de junções de acordo com TAML**

De acordo com o tipo de junção a ser utilizada diferentes técnicas de perfuração são possíveis. Quando se utilizam juntas de nível 4, 5 ou 6 a perfuração da lateral pode ser conduzida como perfuração de um poço direcional, sendo submetida aos mesmos limites e tipos de configurações que um poço direcional. Quando utilizada junções de nível baixo é possível se utilizar de técnicas mais baratas de perfuração que geram limitações quanto a trajetória e comprimento da lateral.

As vantagens de se utilizar poços multilaterais são semelhantes às vantagens de se utilizar poços horizontais, nesse caso, um multilateral é como a junção de poços horizontais. O poço multilateral se beneficia pela maior área exposta ao fluxo, reduz o número de poços necessários para drenar um reservatório, diminui a probabilidade de cones de água e gás e reduz a incerteza econômica.



**Figura 7. Geometria de poços multilaterais (ROCHA 2008)**

Os desenhos tradicionais para poços multilaterais podem ser observados na Figura 7. Estão entre eles: o bilateral em planos opostos (*dual opposing*), o bilateral com penas paralelas (*stacked*), o trilateral planar (*forked*) e o espinha de peixe (*splayed*).

Os pontos de interesse de um poço multilateral vão além dos apresentados na Figura 1. Os pontos de início, final e a cabeça do poço se mantêm constantes. Com o uso de laterais conectadas ao poço principal se torna relevante observar outros pontos, como os ilustrados na Figura 8: o ponto de saída, onde a junta é instalada, o ângulo de saída entre a lateral e o poço principal, o comprimento da lateral, o ponto onde se tem o início do trecho canhoado (aberto ao fluxo) da lateral, o ponto final da lateral, o raio de curvatura da perfuração da lateral e o ângulo entre o ponto de saída da lateral e o final da lateral. Outra propriedade é que a componente poço principal pode estar aberta ao fluxo ou não. O exemplo da Figura 8 ilustra um poço principal não canhoado no trecho vertical.

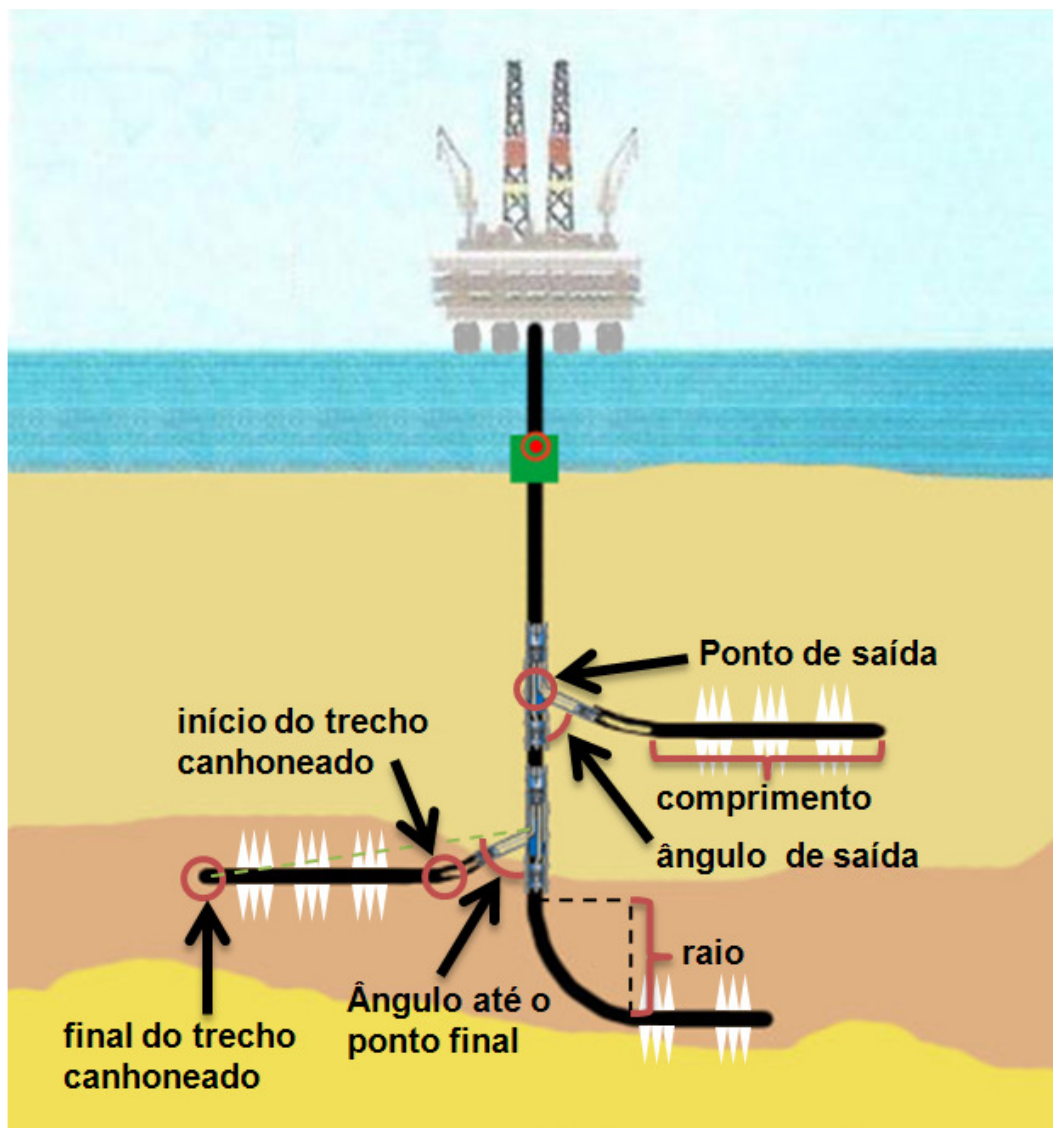
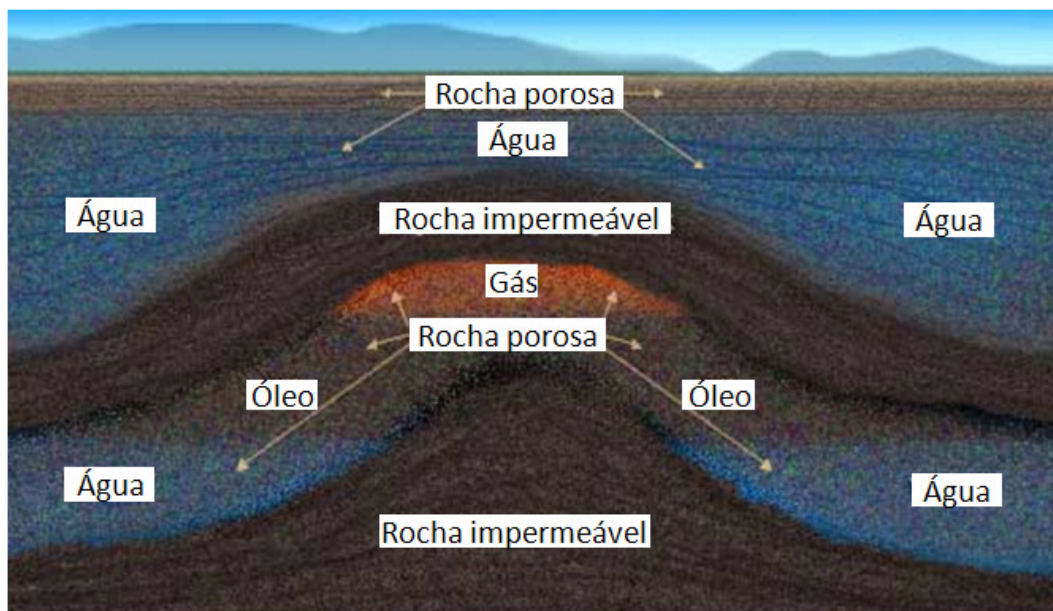


Figura 8. Pontos de interesse de poços multilaterais

### 2.3. Reservatórios de Petróleo

O petróleo, quando encontrado na natureza, se encontra acumulado nos poros das rochas e a essas rochas se atribui o nome de rochas reservatórios. A existência de um reservatório de petróleo é condicionada a existência de três elementos: rocha geradora, rocha reservatório e uma armadilha formada por rochas impermeáveis. A idéia é que ao longo de milhares de anos o óleo e o gás natural migram da rocha geradora em direção à superfície. Quando esses elementos encontram uma rocha impermeável, essa migração é interrompida e, caso essa estrutura forme uma armadilha, o óleo e o gás natural passam a se acumular. De acordo com as características da rocha abaixo da armadilha o óleo é acumulado em maior ou menor volume. Considerando que o processo de migração é lento e vem ocorrendo a milhares de anos, é de se esperar que os fluidos acumulados estejam gravitacionalmente separados, com o gás natural acumulado na parte superior o óleo na parte central e água abaixo do óleo, como apresentado na Figura 9. Não é obrigatório para um reservatório possuir os três fluidos, e, de acordo com as características do reservatório, pode-se encontrar o gás dissolvido no óleo.



**Figura 9: Disposição dos fluidos em reservatório de petróleo**

### **2.3.1. Características**

*Porosidade:* é uma propriedade que indica uma razão volumétrica entre o volume de uma rocha e volume de espaços vazios, isso influencia a capacidade de uma rocha armazenar fluidos. O óleo é acumulado entre os grãos de rocha, nos poros, e quanto maior for o número de poros e quanto maior for cada um dos poros, maior a porosidade da rocha.

*Permeabilidade:* é a medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluido. Os fluidos se deslocam por canais de poros, quanto mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais, maior será a dificuldade dos fluidos se moverem e menor será a permeabilidade. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluido o que caracteriza maior permeabilidade.

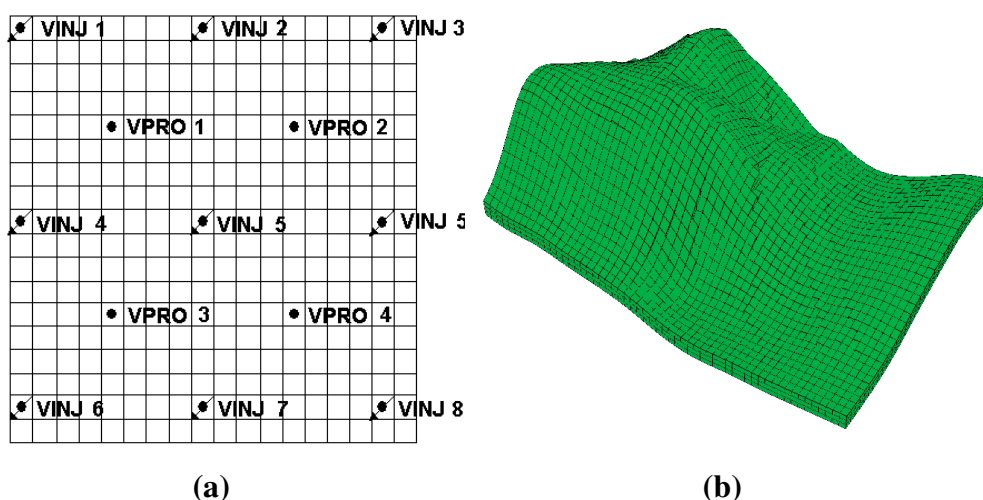
A permeabilidade não é uniforme em toda extensão do reservatório tão pouco é uniforme em todas as direções. A existência de materiais impermeáveis em meio ao reservatório pode privilegiar o escoamento do fluido em uma direção ou um plano. Essa característica tem grande influência na elaboração da malha de drenagem, pois determina o caminho do óleo e da água no reservatório. Uma característica dessa propriedade é a grande incerteza, pois quando descoberto o reservatório não se sabe ao certo a permeabilidade em todos os pontos, uma rachadura em uma camada de rocha impermeável pode causar mudanças consideráveis na permeabilidade no local e alterar o fluxo dos fluidos e a distribuição da pressão na área.

### **2.3.2. Modelagem e Simulação**

Um dos objetivos da engenharia de reservatório é poder prever a produção óleo, gás e água dado certo conjunto de variáveis. A habilidade de prever a produção auxilia na tomada de decisão do projeto e busca otimizações que tornem o projeto economicamente atrativo. O principal problema na modelagem de reservatórios, é que cada reservatório real é diferente e modelagens analíticas são muito restritas com situações ideais. Assim, o desafio na área de simulação de reservatórios é obter uma forma flexível de modelar reservatórios do mundo real.

Durante os anos 50 (BRUCE 1953) foram concebidas modelagens numéricas baseadas em malhas.

A disposição de blocos na malha, que pode ser em duas ou em três dimensões, permite uma representação discreta, bastante aproximada e realista do reservatório no que diz respeito ao formato e às propriedades de rochas e fluidos, que podem variar bloco a bloco acompanhando as características medidas no reservatório real. Na Figura 10 abaixo mostram-se malhas 2D e 3D típicas utilizadas em simulação de reservatórios.



**Figura 10. Malha de duas e três dimensões, (a) e (b) respectivamente.**

Na Figura 10 (a) está sendo representado um reservatório onde foram inseridos poços produtores (VPRO1, VPRO2, VPRO3,...) e poços injetores (VINJ1, VINJ2,...).

Os simuladores utilizados atualmente não são padronizados, cada fabricante inclui características e funcionalidades próprias. Um dos programas de modelagem e simulação de reservatórios é o IMEX da empresa CMG (CMG 2008) que trabalha com a modelagem do reservatório em malha de três dimensões.

A modelagem é feita de modo que cada célula, ou bloco, é considerado homogêneo e se comunicam somente aos blocos adjacentes. O tamanho de cada célula é de grande importância para a eficiência da simulação. Caso o sistema seja mais discretizado que o necessário o número de células será maior e a simulação levará mais tempo. Por outro lado, caso o sistema seja menos discretizado que o necessário, o tamanho das células será grande demais para descrever corretamente o reservatório e a precisão do resultado da simulação será prejudicada. Sendo

assim, o reservatório deve ser discretizado com um número mínimo possível de células necessárias para descrever o reservatório de forma a garantir a precisão desejada para os resultados no menor tempo possível.

Dentre as características associadas a cada célula do *grid* estão a porosidade e a permeabilidade, assim como seus limites geométricos. Uma malha pode ser descrita com as células com formatos não convencionais de modo a melhor descrever o reservatório, com isso algumas células podem se tornar não significativas para o resultado da simulação enquanto consomem tempo de simulação para o cálculo de suas grandezas. Isso ocorre, por exemplo, quando a espessura de um bloco se torna muito pequena. Para essas células atribui-se um indicador de *pinch out* que faz com que a célula não seja simulada, mas permite a passagem de fluidos por ela.

Ao se construir o modelo deve-se minimizar o número de células para que a simulação ocorra o mais rápido possível. Com isso em vista, além de se utilizar o maior tamanho de célula aceitável pode-se indicar uma célula como não integrante do modelo. Com isso a célula não é simulada e as suas bordas geram condições de contorno de bordas, e não permitem passagem de fluidos. Essas células são chamadas de nulas e um conjunto dessas células é chamado de região nula.

Além das características de reservatório é necessário se indicar a posição e os modos de operação dos poços. Um poço pode estar associado a um bloco com o conceito de completação aberta ou completação fechada, onde a completação aberta indica interação entre o poço e os fluidos do reservatório no bloco, enquanto uma completação fechada não promove interações do poço com o bloco.

### **2.3.3. Restrições**

Para se estabelecer a malha de drenagem de um reservatório deve-se considerar as características de reservatórios, de poços e de modelagem e simulação. Não é ótimo alocar os poços de forma aleatória, os poços devem ser alocados de modo a obter os melhores resultados possíveis no projeto. No entanto, não é possível alocar poços em qualquer posição do reservatório, existem restrições quanto ao posicionamento dos poços que podem prejudicar uma simulação da produção ou fazer com que esta seja impossível de ser realizada.



Além de problemas na simulação, existem configurações de poços e trajetórias que não podem ser construídas ou sua utilização é desaconselhável.

Conduziu-se um estudo sobre as condições mecânicas, geológicas, econômicas e de simulação de poços multilaterais. Com base nesse estudo foi levantada uma lista de restrições referentes a determinação de malha de drenagem que estão explicadas abaixo:

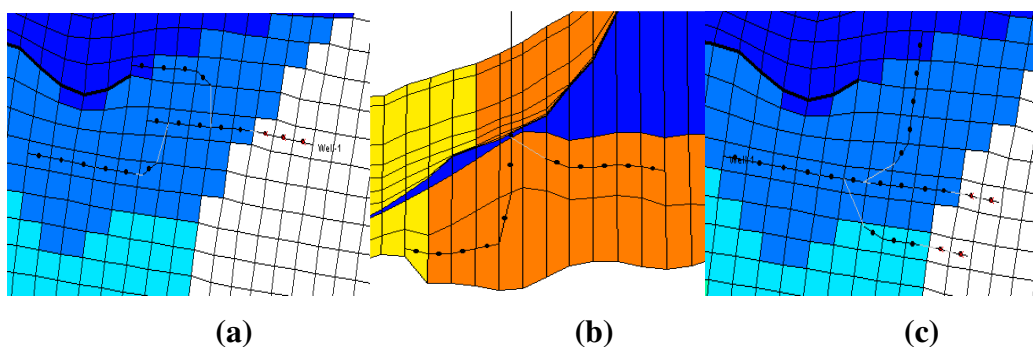
**Restrições de Simulação:** são as restrições causadas pela incapacidade do simulador de lidar com certa configuração de parâmetros, onde a simulação resulta em erro.

O estudo desse tipo de restrição foi feito com base no simulador de óleo da CMG IMEX. As restrições foram encontradas baseando-se no manual do IMEX, em testes de configurações e análises de resultados de inúmeras simulações durante testes de otimização.

As principais restrições encontradas para o simulador foram:

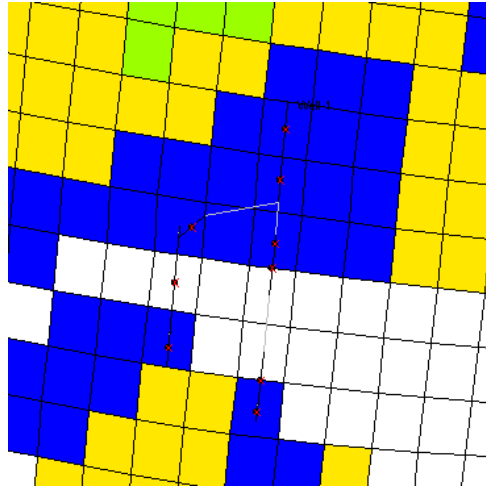
*Início de perfuração ou final em um bloco considerado como região nula.*

No caso de um dos poços de uma alternativa ter o ponto inicial, o ponto final ou o ponto final de uma lateral em um bloco nulo. A simulação é abortada quando a palavra chave \*NULL-PERF de poço está configurada como \*STOP-SIM. Essa restrição é aplicada a blocos nulos pertencentes à lista de blocos nulos, definidos pela palavra chave \*NULL, como também é aplicada a blocos cujo volume poroso é menor que o valor especificado para o reservatório. A Figura 11 demonstra exemplos de poços que violam essa restrição, na Figura 11 (a) é apresentado um poço cujo ponto inicial se encontra sobre a região nula, na Figura 11 (b) o ponto inicial do poço se encontra em bloco com volume poroso menor que o limite estabelecido para o reservatório desse exemplo e a Figura 11 (c) mostra o ponto final do poço e de uma lateral sobre uma região nula.



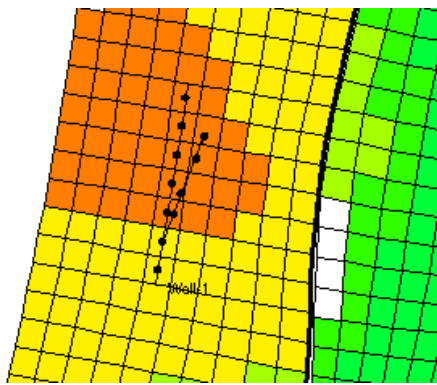
**Figura 11. Restrições do tipo região nula**

*Poço com todas completções em blocos inválidos.* No caso de todas as completções de um poço, incluindo as de suas laterais, se encontrarem somente sobre blocos não válidos, nulos ou removidos da simulação (*pinch-out*), o poço não possui contato direto com o reservatório e, como no caso anterior, a simulação pode ser interrompida. Um exemplo pode ser observado na Figura 12.

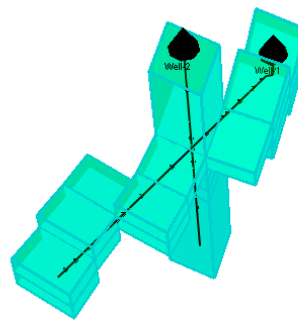


**Figura 12. Restrição do tipo sem completção**

*Bloco com duas completções.* Essa restrição ocorre quando dois poços, um poço com uma lateral ou duas laterais são completados no mesmo bloco do *grid*, como pode ser observado na Figura 13 (a) e (b). A dupla atuação em um mesmo bloco de *grid* não é suportada pelo simulador e a simulação é abortada.



(a)



(b)

**Figura 13. Restrição do tipo dupla completção**

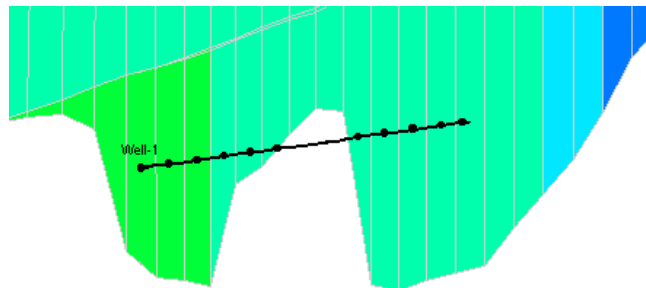
Além das restrições acima outras restrições foram estudadas e se mostraram aceitáveis pelo simulador. Das restrições as quais se esperava que fossem impedir a simulação e se mostraram possíveis de simular foram:

*Poço ascendente.* O modo de simulação utilizado não levou em consideração o fluxo do fluido entre o ponto que este é completado e a cabeça do

poço. Isso faz com que a simulação de um poço vertical perfurado de baixo para cima obtenha a mesma produção de um poço perfurado de cima para baixo. Embora o simulador seja capaz de calcular uma produção para essa trajetória, esse tipo de trajetória deve ser evitado.

*Lateral com ângulo de saída próximo a 180°.* O simulador permite que uma lateral seja derivada de um poço principal com qualquer ângulo. Por questões de construção e fluxo dos fluidos no poço essas configurações devem ser evitadas

*Parte não completada do poço passa fora do domínio do reservatório no eixo z.* Isso ocorre quando uma parte do poço passa por uma área não descrita no modelo de simulação como no exemplo na Figura 14. Esse tipo de trajetória não precisa ser evitado, apenas deve-se saber se existe alguma formação geológica na região não descrita no modelo que possa tornar essa trajetória inviável.



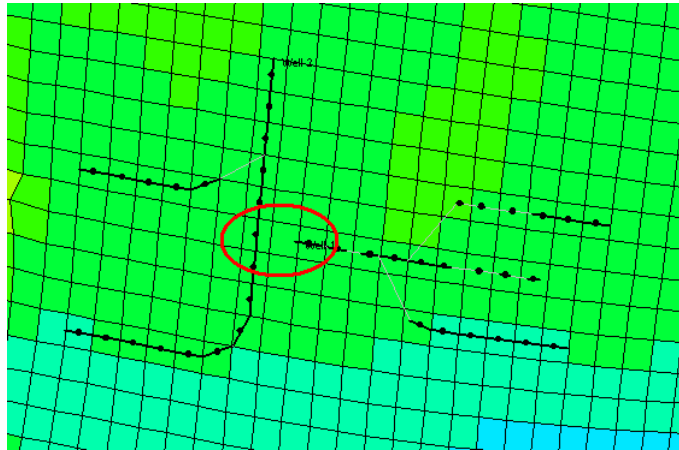
**Figura 14. Restrição de domínio do reservatório**

**Restrições Geológicas:** são as restrições para soluções incoerentes ou indesejadas quando levando em consideração a interpretação física dos parâmetros. As restrições geológicas são de grande importância, pois o não tratamento delas pode levar o sistema a respostas numéricas satisfatórias, porém inviáveis de serem implementadas na prática. As restrições geológicas são originadas pelo não tratamento de certas situações pelo simulador ou por decisão do engenheiro de reservatório.

O estudo dessas restrições foi conduzido em (JOSHI 1991), (THOMAS 2001), (FRAIJA 2002), (VIJ 1998) e em entrevistas com especialistas da Petrobras. As principais restrições encontradas foram:

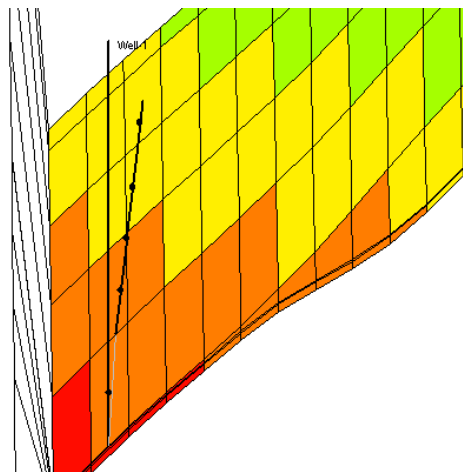
*Comprimento máximo de poço e lateral.* Comprimento máximo que a parte do poço com completação pode atingir, seja por limitação tecnológica ou estratégia do especialista. O comprimento máximo de poço secundário (lateral) pode variar de acordo com o tipo de tecnologia utilizado para perfuração.

*Distância mínima entre poços.* O fato de um poço se encontrar muito próximo de outro causa interferência no fluxo dos fluidos no reservatório, muitas vezes alterado a acurácia da simulação quando em um *grid* sem refinamento suficiente. Essa restrição também é uma forma de controle de densidade de malha solicitada por especialistas. Um exemplo de poços muito próximos pode ser observado na Figura 15.



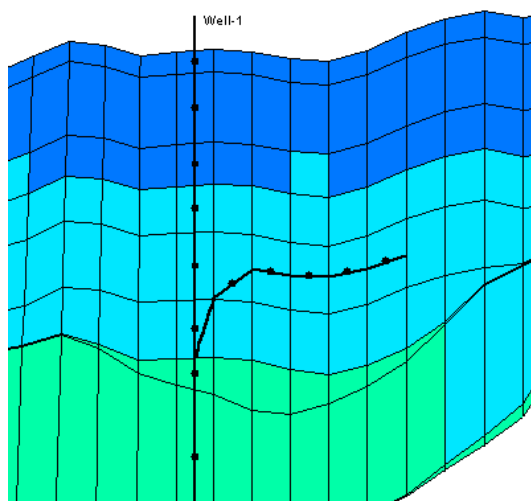
**Figura 15. Restrição de distância entre poços**

*Poço ascendente.* Um poço deve vir da superfície em direção ao fundo. A inclinação positiva de um poço gera perdas de carga que normalmente não são consideradas na simulação de posicionamento dos poços e acarreta em perda de acurácia do modelo, principalmente para poços mais próximos a vertical como o ilustrado na Figura 16.



**Figura 16. Restrição de poço ascendente**

*Lateral com ângulo de saída maior que 90°.* Utilizar ângulos de saída de lateral maiores que 90° significa que o fluxo no seu interior deve estar no sentido oposto ao fluxo no poço principal como na Figura 17.



**Figura 17. Restrição de ângulo máximo de saída de lateral**

*Junta de lateral posicionada sobre rocha não própria.* Por questões técnicas de perfuração, as juntas devem ser posicionadas em locais onde seja possível se realizar as manobras de perfuração necessárias para a instalação da lateral.

*Volume no reservatório onde não se pode perfurar por decisão de um engenheiro de reservatório ou geólogo.* Em entrevistas com especialistas foi salientada a importância de selecionar partes do reservatório onde não se devem perfurar poços. Dentre as razões indicadas para se selecionar áreas que não devem ser cobertas pela malha de drenagem estão: notoriedade de que a região não é ótima para perfuração, imposição das regiões onde o engenheiro deseja que poços sejam associados (criando as regiões proibitivas em torno da região desejada), diminuição do tamanho do problema a ser resolvido o que leva à redução no número de simulações, eliminação de áreas de baixa confiabilidade geológica e eliminação de áreas com elevado risco de perfuração.

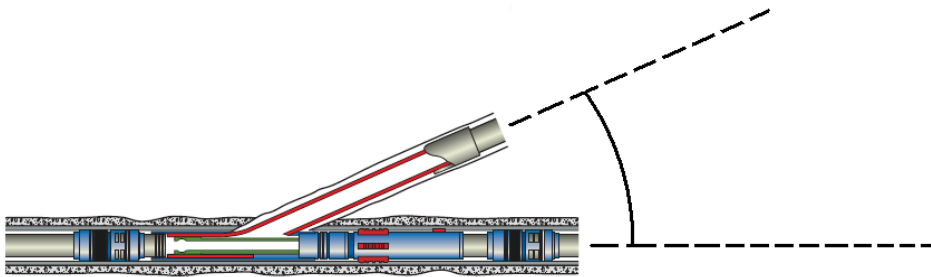
*Tipos de poços aceitáveis no reservatório.* Existem diversos tipos e tecnologias de poços que podem ser aplicadas em um reservatório. No entanto, alguns projetos impõem restrições com respeito às quais tecnologias podem ser aplicadas e como devem ser aplicadas. Dentre as opções pode-se determinar o número máximo de poços, utilizar somente poços produtores, casar o número de produtores e injetores, utilizar somente poços verticais, apenas horizontais, somente poços sem laterais, ou somente laterais de um tipo de junta.

**Restrições mecânicas:** são as restrições impostas pelo meio físico e por limitações dos métodos de perfuração e completação atuais. As restrições mecânicas, assim como as geológicas, não são consideradas pelo simulador e

podem inviabilizar uma solução numericamente satisfatória. As restrições mecânicas são geradas por configurações que não podem ser perfuradas.

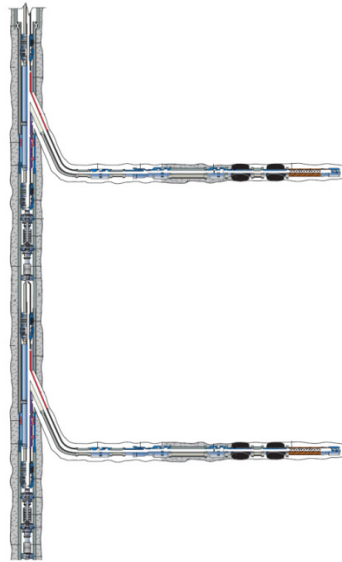
As principais restrições mecânicas encontradas foram:

*Ângulo de saída mínimo.* Menor ângulo possível, dentro das margens de segurança, que uma junta pode ter entre o poço principal e a lateral como ilustrado na Figura 18.



**Figura 18. Restrição de ângulo mínimo de lateral**

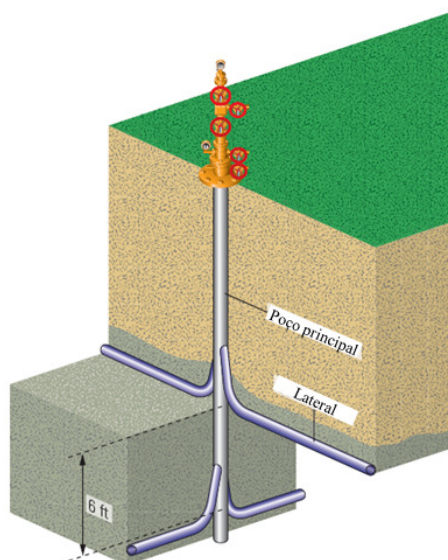
*Distância mínima entre saídas de laterais para mesma direção.* Distância, seguindo o comprimento do poço principal, mínima para comportar os equipamentos de perfuração e completação e manter a integridade física do poço quando utilizando duas laterais saindo para a mesma direção. Na Figura 19 essa distância é a distância vertical entre as laterais.



**Figura 19. Restrição de distância mínima entre pontos de saída de laterais para mesma direção**

*Distância mínima de saídas de laterais para direções diferentes.* Distância, seguindo o comprimento do poço, mínima para comportar os equipamentos de perfuração e completação e manter a integridade física do poço quando utilizando

duas laterais saindo para direções opostas, e para direções perpendiculares. A distância é mostrada na Figura 20 onde seis pés são aproximadamente um metro e oitenta.



**Figura 20. Restrição de distância mínima de saídas de laterais para direções diferentes**

*Ângulo mínimo para que a direção seja considerada direção diferente.* Quais faixas de ângulos, em torno do poço principal, são associados a cada distância longitudinal.

*Raio de curvatura mínimo.* Raio mínimo da curvatura de uma lateral para ser possível se passar os equipamentos de perfuração e completação (JOSHI 1991).

*Junta de lateral posicionada sobre região com tensões que podem danificar a junta.* Existem tensões entre as diferentes camadas de rochas em um reservatório. Logo, ao se colocar um poço multilateral a junta deve ser capaz de suportar as tensões entre a lateral e o poço principal. Essas tensões devem ser calculadas e a junta projetada para sustentar tal esforço. Caso não exista junta capaz de suportar essas tensões a configuração pretendida se torna inviável.

**Restrições econômicas:** São as restrições de limitação de projeto de caráter financeiro. Restrições econômicas são impostas pelo engenheiro para limitar o investimento no projeto de modo a diminuir seu risco ou adequar-se ao orçamento. Uma restrição financeira pode limitar o número e tipo de poços, assim como número de laterais e junções.

Um exemplo de projeto de malhas de drenagem utilizando restrições econômicas pode ser encontrado em (YETEN 2003). As principais restrições econômicas encontradas foram:

*Valor máximo a ser investido.* Valor, em unidade monetária, máximo para a soma dos custos iniciais.

*Valor mínimo a ser investido.* Valor, em unidade monetária, mínimo para a soma dos custos iniciais.

*Custo máximo de manutenção do projeto por ano.* Valor, em unidade monetária por ano, a ser despendido em custos variáveis.