Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

UM TUTORIAL PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE POÇOS DIRECIONAIS EM SIMULADORES DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO PROGRAMASCOMPUTACIONAIS COMPLEMENTARES

EDUARDO THIMÓTEO AZEVEDO JORGE

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

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Rio de Janeiro
Março de 2012

UM TUTORIAL PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE POÇOS DIRECIONAIS EM SIMULADORES DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO PROGRAMAS COMPUTACIONAIS COMPLEMENTARES

Eduardo Thimóteo Azevedo Jorge

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinado por:

_____

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng. – POLI/UFRJ
(Orientador)

_____

Prof. Leonardo Borghi, D.Sc. – IGEO/UFRJ

_____

Shiniti Ohara, PhD. – Barra Energia Petróleo e Gás Ltda.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO de 2012

Jorge, Eduardo Thimóteo Azevedo

Um tutorial para implementação de projetos de poços direcionais em simuladores de reservatório utilizando programas computacionais distintos / Eduardo Thimóteo Azevedo Jorge. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

xiii, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

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

Referências Bibliográficas: p.59

1. Perfuração de poços de petróleo. 2. Perfuração direcional 3. Simulação de Reservatórios. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer o meu professor orientador, Paulo Couto, o meu supervisor de estágio e também professor Shiniti Ohara e a todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo da UFRJ que fizeram parte da minha formação acadêmica ao longo de cinco anos de universidade.

Gostaria, também, de agradecer às companhias Landmark e Schlumberger por terem fornecido os programas computacionais utilizados para a elaboração deste projeto.

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

UM TUTORIAL PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE POÇOS DIRECIONAIS EM SIMULADORES DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO PROGRAMAS COMPUTACIONAIS COMPLEMENTARES

Eduardo Thimóteo Azevedo Jorge

Março/2012

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Curso: Engenharia de Petróleo

Atualmente, o planejamento direcional de poços e estudos de simulação de reservatórios são práticas comuns na indústria do petróleo. Utilizando dois pacotes de softwares comerciais mundialmente conhecidos oferecidos pelas empresas Landmark/Halliburton e Schlumberger, este projeto apresenta uma metodologia, na forma de tutorial, para a construção de um poço direcional produtor do tipo horizontal e simulação do desempenho deste poço em um modelo de reservatório sintético fornecido. É oferecida uma revisão bibliográfica da teoria envolvida na construção de poços direcionais e na simulação de reservatórios. Em seguida, são criados quatro casos de simulação utilizando um poço horizontal produtor, entre os quais três casos de simulação incluem o mecanismo de recuperação secundária de injeção de água a partir de 10 poços verticais de injeção para manutenção da pressão do reservatório e deslocamento do óleo em direção ao poço produtor. Procura-se, com este mecanismo, aumentar o fator de recuperação do reservatório, tornando-o mais econômico. Aplicando a injeção de água, é possível aumentar o fator de recuperação deste reservatório de 1% para 40%, mostrando que a simulação e o projeto preliminar da produção são essenciais para o sucesso no desenvolvimento de um reservatório de petróleo.

Palavras-chave: Projeto de poços de petróleo, Perfuração direcional, Simulação de reservatórios.

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

A TUTORIAL FOR THE IMPLEMENTATION OF DIRECTIONAL WELLS PROJECTS INTO RESERVOIR SIMULATORS USING COMPLEMENTARY SOFTWARES

Eduardo Thimóteo Azevedo Jorge

March/2012

Advisor: Paulo Couto, Dr. Eng.

Course: Petroleum Engineering

Nowadays, directional planning of wells and reservoir simulation are common practices in the oil and gas industry. Using two commercial and worldwide known software suites from Landmark/Halliburton and Schlumberger service companies, this project presents a methodology in a tutorial form, intended to the construction of a directional producer well with horizontal profile and simulation of the performance of this well in a synthetic reservoir model. The main theories related to the construction of directional wells and reservoir simulation are discussed and four simulation cases are created using the horizontal well including three cases with water injection as a secondary recovery mechanism. Water is injected from 10 vertical injection wells intending to maintain reservoir pressure and push the oil into the producer well. With this method, it is expected to increase reservoir recovery factor and make the development more economically attractive. Moreover, with the water injection mechanism, it is possible to increase the recovery factor of this synthetic reservoir from 1% to 40% showing that simulation and early production planning are keys to the success of a petroleum field development.

Keywords: Petroleum wells planning, Directional Drilling, Reservoir Simulation.

SUMÁRIO:

1 INTRODUÇÃO 1
1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS 1
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO 2
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 3
2.1 PERFURAÇÃO DIRECIONAL 3
2.1.1 DEFINIÇÃO E APLICAÇÃO 3
2.1.2 ÁREA DE DRENAGEM DE UM POÇO HORIZONTAL 3
2.1.3 CONCEITOS BÁSICOS 5
2.1.4 SISTEMAS DE REFERÊNCIA 6
2.1.5 ESCOLHA DA GEOMETRIA DIRECIONAL DE UM POÇO DE DESENVOLVIMENTO 10
2.1.6 FATORES QUE INFLUENCIAM A CONSTRUÇÃO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL 14
2.2 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS 17
2.2.1 O QUE É SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS 17
2.2.2 POR QUE SIMULAR? 18
2.2.3 CONCEITOS BÁSICOS DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS E ROCHAS 19
2.2.4 EQUAÇÃO DE FLUXO GENERALIZADA 20
2.2.5 SIMULADORES DO TIPO *BLACK-OIL* 22
3 METODOLOGIA DE ANÁLISE 25
3.1 LOCALIZAÇÃO DOS OBJETIVOS 25
3.2 LOCALIZAÇÃO DO CENTRO DO TEMPLATE DA PLATAFORMA 32
3.3 CRIAÇÃO DOS CASOS DE SIMULAÇÃO 33
3.3.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS DA SIMULAÇÃO E CRIACÃO DE NOVOS CASOS DE SIMULAÇÃO COM INJEÇÃO DE ÁGUA 46
3.3.2 ESTRATÉGIA DE INJEÇÃO 47
3.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES 50
4 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 55
5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 59

6 ANEXO 1: CONSTRUÇÃO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL USANDO O COMPASS, EXPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA E IMPORTAÇÃO PARA O MODELO GEOLÓGICO 60
6.1 APRESENTAÇÃO DO SOFTWARE COMPASS 60
6.2 PLANEJAMENTO DIRECIONAL DO POÇO HORIZONTAL.....61
6.3 EXPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA CRIADA NO COMPASS E IMPORTAÇÃO NO PETREL.....92
6.4 IMPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA PARA O MODELO GEOLÓGICO DO PETREL.....94
7 ANEXO 2: RELATÓRIO DE PLANEJAMENTO GERADO PELO COMPASS 101
8 ANEXO 3: SATURAÇÃO DE ÓLEO DO RESERVATÓRIO AO LONGO DO TEMPO 108

LISTA DE FIGURAS:

Figura 2.1 Área drenada por cada poço horizontal para cada uma das duas alternativas (exemplo de JOSHI [2]). 4
Figura 2.2 Projeção Mercator Transverso (UTM). Fonte: http://georeference.org 7
Figura 2.3 Layout das zonas UTM. 8
Figura 2.4 Intervalo de valores Northing e Easting para cada zona UTM [1]. 9
Figura 2.5 "*Maintain Angle*" ou "*Build and hold*". Fonte: British Petroleum 10
Figura 2.6 "*Drop Angle*" ou "*S*". Fonte: British Petroleum 11
Figura 2.7 Poço horizontal (*Horizontal Well*). Fonte: British Petroleum 12
Figura 2.8 Poço "J". Fonte: British Petroleum 13
Figura 2.9 Classificação geral de poços direcionais [4]. 14
Figura 2.10 Trechos de ganho de ângulo em um poço de raio de curvatura médio [4] 15
Figura 3.1 Fluxo de trabalho usado na elaboração do projeto 25
Figura 3.2 Porosidade do reservatório (em planta) 26
Figura 3.3 Permeabilidade horizontal do reservatório (em planta) 26
Figura 3.4Permeabilidade vertical do reservatório (em planta) 27
Figura 3.5 Histograma de porosidade do reservatório 28
Figura 3.6 Histograma de permeabilidade horizontal do reservatório 28
Figura 3.7 Histograma de permeabilidade vertical do reservatório 29
Figura 3.8 Saturação inicial de óleo do reservatório 30
Figura 3.9 *Log* de propriedades do reservatório obtido através do poço vertical de simulação L2PROD1. Da esquerda para a direita: permeabilidade vertical, porosidade, permeabilidade horizontal e saturação inicial de óleo. 31
Figura 3.10 Criação de uma estratégia de desenvolvimento 33
Figura 3.11 Configuração da estratégia de desenvolvimento 34
Figura 3.12 Controle das vazões de produção 35
Figura 3.13 Especificação da *BHP* mínima 36
Figura 3.14 Distribuição da pressão inicial do reservatório em função da profundidade 37
Figura 3.15 Freqüência de simulações durante o 1º ano de produção 38
Figura 3.16 Freqüência de simulações a partir do 2º ano de produção 39
Figura 3.17 Definição do caso de simulação 40

Figura 3.18 Propriedades do *grid* do modelo geológico do reservatório.....41
Figura 3.19 Modelo de fluido e de rocha do caso de simulação.....42
Figura 3.20 Propriedades do óleo fornecidas no modelo de fluidos.....43
Figura 3.21 Configuração dos resultados a serem mostrados.....44
Figura 3.22 Carregando os resultados da simulação.....45
Figura 3.23 Vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo e pressão de fundo (*BHP*) ao longo do tempo de produção 46
Figura 3.24 Arranjo dos poços de injeção 47
Figura 3.25 Criação de um poço injetor vertical.....48
Figura 3.26 Configuração dos parâmetros de injeção.....49
Figura 3.27 Recuperação da pressão do reservatório usando mecanismo de injeção de água. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal.....50
Figura 3.28 Vazão de injeção e pressão de fundo do poço L3INJ1 Novo.....51
Figura 3.29 Resultados aumentando o limite de produção de óleo para 30000 stb/dia. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal.....52
Figura 3.30 Resultados aumentando o limite de produção de óleo para 50000 stb/dia. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal.....53
Figura 4.1 A recuperação de óleo aumenta com a utilização do mecanismo de injeção de água e com o aumento da vazão de produção.....55
Figura 4.2 Produção acumulada e volume de óleo *in place* ao longo do tempo para cada estratégia de produção 56
Figura 6.1 Tela inicial do Compass 61
Figura 6.2 Inserir nova companhia 62
Figura 6.3 Propriedades gerais da companhia 63
Figura 6.4 Métodos de cálculo da companhia 64
Figura 6.5 Origem da seção vertical (adaptado do conteúdo de ajuda do Compass) ..65
Figura 6.6 Edição das propriedades gerais do projeto 66
Figura 6.7 Sistema de Unidades adotado.....67

Figura 6.8 Geo-referenciamento do Projeto....68
Figura 6.9 Aba de propriedades gerais da plataforma 69
Figura 6.10 Locação da plataforma 70
Figura 6.11 Criar *slots* da plataforma 71
Figura 6.12 Configuração da posição dos *slots* 72
Figura 6.13 Propriedades gerais do poço....73
Figura 6.14 Configuração da lâmina d'água 74
Figura 6.15 Posição do *WRP* 75
Figura 6.16 Atribuição do *slot* do poço 76
Figura 6.17 Preencher com o nome do poço....77
Figura 6.18 Posição do *Heel* 78
Figura 6.19 Orientação dos eixos no modelo geológico....79
Figura 6.20 Possíveis geometrias dos objetivos (adaptado do conteúdo de ajuda do Compass)....79
Figura 6.21 Objetivos poligonais (extraído do conteúdo de ajuda do Compass) 80
Figura 6.22 Geometria do *Heel*....81
Figura 6.23 Posição do *Toe*....82
Figura 6.24 Geometria do *Toe* 83
Figura 6.25 Profundidade dos objetivos em relação à mesa rotativa....84
Figura 6.26 Propriedades gerais do novo *design* 85
Figura 6.27 Ponto de início das trajetórias....86
Figura 6.28 Tela de planejamento da trajetória 87
Figura 6.29 Configuração da TVD do *Kick-off Point* (*KOP*) utilizando o método *Hold* 88
Figura 6.30 1ª etapa do método *Optimum Align* 89
Figura 6.31 2ª etapa do método *Optimum Align* 90
Figura 6.32 Tela de planejamento ao final da configuração....91
Figura 6.33 Visualização 3D do poço....92
Figura 6.34 Exportação da trajetória direcional....93
Figura 6.35 Arquivo gerado com a trajetória direcional....94
Figura 6.36 Inserção de um novo poço no Petrel....95
Figura 6.37 Posição da cabeça de poço de um novo poço no Petrel 96
Figura 6.38 Comando para importar a trajetória direcional do poço....97
Figura 6.39 Formato do arquivo a ser importado 98

Figura 6.40 Configuração da importação.....99
Figura 6.41 Visualização do poço importado e do esqueleto do modelo geológico..100
Figura 7.1 Configuração do relatório gerado pelo Compass 101
Figura 8.1 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no início da produção....108
Figura 8.2 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no quinto ano de produção 109
Figura 8.3 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no décimo ano de produção 109
Figura 8.4 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no décimo quinto ano de produção.....110
Figura 8.5 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no vigésimo ano de produção.....110
Figura 8.6 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no vigésimo quinto ano de produção.....111
Figura 8.7 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo ao final do vigésimo sétimo ano (último ano) de produção 111

LISTA DE TABELAS:

Tabela 2.1 Tabela de classificação geral de poços direcionais [4]: 14
Tabela 2.2 Guia aproximado para poços com raio de curvatura médio considerando o diâmetro do poço [4]: 15
Tabela 2.3 Variáveis da equação de fluxo generalizada: 21
Tabela 2.4 Relações auxiliares para a equação de fluxo generalizada, onde *K* representa as constantes de equilíbrio entre as fases líquido e vapor de cada componente *i* (razão entre a fração molar do componente i na fase vapor e a fração molar na fase líquido): 22
Tabela 4.1 Fatores de recuperação para cada estratégia: 56
Tabela 4.2 Produções totais de óleo, gás e água e a injeção total de água nas condições padrão para cada estratégia: 57

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Atualmente, o planejamento direcional de poços e estudos de simulação de reservatórios são práticas comuns na indústria do petróleo. As empresas prestadoras de serviço oferecem softwares comerciais para este propósito e, dentre estes softwares, o pacote da Landmark/Halliburton para projeto de poços e o conjunto Petrel/Eclipse da Schlumberger para simulação de reservatórios estão entre os mais utilizados pelas empresas operadoras em todo o mundo. A utilização destas ferramentas torna possível projetar o desenvolvimento de um campo de forma a melhorar a recuperação de seus recursos e produzi-los de forma econômica.

Como resultado de parcerias entre as empresas prestadoras de serviço citadas e a UFRJ, estes softwares comerciais estão disponíveis para utilização pelos alunos da Engenharia de Petróleo na universidade. A Schlumberger, além dos sofwares Petrel e Eclipse, forneceu um modelo geológico sintético que foi utilizado neste projeto para simulação da produção do poço horizontal criado utilizando um dos softwares do pacote da Landmark/Halliburton, chamado Compass.

Este projeto tem como objetivo servir de guia técnico para o planejamento de poços direcionais horizontais utilizando o Compass, exportação da trajetória e simulação da produção utilizando o simulador *black-oil* Eclipse, com a ajuda do Petrel. Ao final do projeto, são apresentados os principais resultados obtidos através das simulações de produção do poço no reservatório sintético, utilizando diferentes vazões de produção e incluindo injeção de água para manutenção de pressão do reservatório e deslocamento to óleo em direção ao poço produtor.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto foi dividido de forma a apresentar primeiramente no Capítulo 2 uma revisão bibliográfica contendo a base teórica que envolve o planejamento de poços direcionais e a simulação de reservatórios.

Em seguida no Capítulo 3 tendo como base o conteúdo revisado anteriormente, apresenta-se a metodologia que foi utilizada para a execução do projeto e escolha dos parâmetros relativos à criação dos casos de simulação. São apresentados os resultados de uma primeira simulação, e, em seguida são criados três novos casos de simulação para aumentar a recuperação de óleo do campo incluindo o método de injeção de água. É feita uma análise dos resultados para cada caso e é discutida a importância dos parâmetros utilizados nas simulações para a otimização da recuperação de óleo do reservatório.

No Capítulo 4 são apresentadas as conclusões do estudo realizado e algumas recomendações para trabalhos futuros.

Após o texto, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no projeto e são incluídos também três anexos. O Anexo 1 é um guia para o planejamento direcional do poço utilizando o Compass, exportação da trajetória e importação para o modelo de reservatório fornecido. O Anexo 2 corresponde ao relatório de planejamento direcional gerado pelo Compass após a construção da trajetória, e o Anexo 3 mostra a evolução ao longo do tempo da distribuição de saturação de óleo do reservatório utilizando o caso de simulação que apresentou a maior recuperação total de óleo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PERFURAÇÃO DIRECIONAL

2.1.1 DEFINIÇÃO E APLICAÇÃO

A perfuração direcional é uma técnica utilizada na exploração de petróleo, na qual poços inclinados permitem que objetivos localizados em coordenadas diferentes daquelas da cabeça de poço, sejam atingidos [1]. A perfuração direcional possui diversas aplicações, entre elas a redução de custos com o desenvolvimento de campos utilizando poços horizontais ao invés de poços verticais.

Poços horizontais são poços que atingem ângulos próximos de 90°. São, hoje, muito comuns, pois possibilitam a exposição de grandes trechos do reservatório, aumentando, assim, a vazão de óleo produzido [1].

2.1.2 ÁREA DE DRENAGEM DE UM POÇO HORIZONTAL

A perfuração direcional de poços horizontais pode reduzir significamente o número de poços de desenvolvimento de um campo. Para exemplificar essa afirmação, JOSHI [2] supôs o exemplo descrito a seguir. Dado um plano inicial de desenvolvimento de um campo de 1600000 m^2 de área utilizando 10 poços verticais, consideram-se duas alternativas utilizando poços horizontais. A primeira alternativa utiliza poços com 300 m de comprimento da seção horizontal e a segunda utiliza 600 m de comprimento da seção horizontal. No plano inicial, cada poço vertical drena uma área de 160000 m^2 (um décimo da área total).

O raio efetivo do poço de um poço vertical (r_{ev}) corresponde, portanto, a:

$$160000 = \pi {r_{ev}}^2 \tag{2.1}$$

$$r_{ev} = 225m \tag{2.2}$$

Aproximando a seção horizontal dos poços horizontais por uma sucessão de poços verticais, podemos calcular a área drenada por cada poço horizontal para cada uma das duas alternativas (ver Figura 2.1). Essa analogia só é válida se a espessura do reservatório é muito menor que os lados da área de drenagem [2].

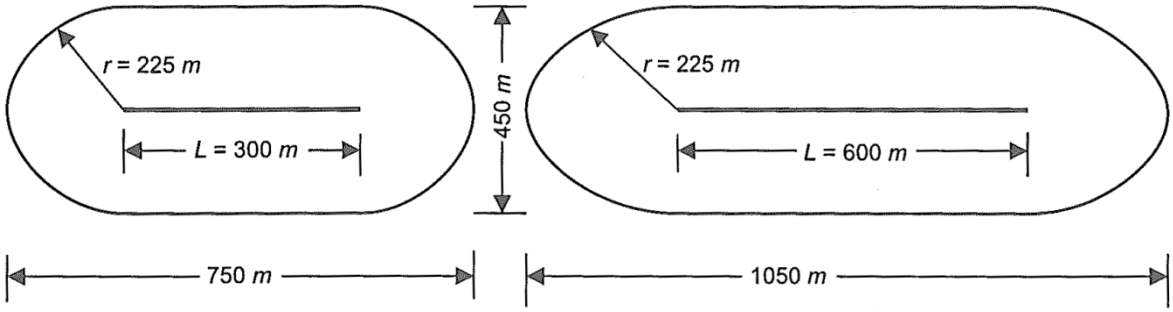


Figura 2.1 Área drenada por cada poço horizontal para cada uma das duas alternativas (exemplo de JOSHI [2]).

Utilizando a primeira alternativa, calcula-se a área $A_{h,\,300\,m}$:

$$A_{h,300m} = \pi {r_{ev}}^2 + 2r_{ev} \times 300m \tag{2.3}$$

$$A_{h,300m} = 294000m^2 \tag{2.4}$$

O número de poços horizontais a serem utilizados na primeira alternativa (X) será, portanto:

$$X = \frac{1600000m^2}{294000m^2} \tag{2.5}$$

Isso equivale, arredondando para cima, a X=6 poços horizontais, contra os 10 poços verticais planejados inicialmente. O número de poços a serem perfurados é reduzido quase pela metade nesse caso.

Utilizando a segunda alternativa, calcula-se a área $A_{h,\,600\,m}$:

$$A_{h,600m} = \pi {r_{ev}}^2 + 2r_{ev} \times 600m \tag{2.6}$$

$$A_{h,300m} = 429000m^2 \tag{2.7}$$

O número de poços horizontais a serem utilizados na segunda alternativa (Y) será:

$$Y = \frac{1600000m^2}{429000m^2} \tag{2.8}$$

Nesse caso são necessários, portanto, apenas Y=4 poços horizontais para drenar a área do reservatório, ou seja, menos da metade do número de poços previstos inicialmente.

2.1.3 CONCEITOS BÁSICOS

- Afastamento: distância, no plano horizontal, da cabeça do poço até um determinado ponto do poço.
- Profundidade Vertical (*TVD = True Vertical Depth*): distância vertical da mesa rotativa a um ponto do poço.
- Profundidade Medida (*MD = Measured Depth*): distância percorrida pela broca para atingir determinado ponto do poço.
- Objetivo: ponto no espaço, em torno do qual se define uma região que a trajetória do poço deve atingir. Um poço pode ter vários objetivos.
- Inclinação: ângulo entre o vetor local gravitacional e a tangente ao eixo do poço. Por convenção, temos que 0° é o ângulo para um poço vertical e 90°, para um horizontal [1].
- Azimute: ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte geográfico. O azimute varia de 0° a 360° medindo-se no sentido horário a partir do norte geográfico [1].
- *KOP* (*kick-off point*): começo da seção de ganho de ângulo do poço (*buildup section*) [1].
- *EOB (End of Buildup):*ponto em que acaba um trecho de ganho de ângulo.
- *BUR (Buildup rate)*: Taxa de variação da inclinação do poço em relação à profundidade medida. É medida em graus por 100 pés (ou 30m).

- Raio de curvatura: Raio dos arcos de circunferência usados nos cálculos dos trechos de *buildup* e *dropoff*. Pode ser calculado em função do BUR conforme as Equações (**2.9** e (**2.10**:

  - Para *BUR* expresso em graus por 30 metros e *R* em metros:
  $$R = \frac{10800}{2\pi BUR} \quad (2.9)$$
  - Para *BUR* expresso em graus por 100 pés e *R* em pés:
  $$R = \frac{36000}{2\pi BUR} \quad (2.10)$$

- *Dogleg*: ângulo no espaço formado por dois vetores tangentes à trajetória do poço em dois pontos em consideração, de *dogleg* [1].
- *Dogleg rate* ou *dogleg severity* (DLS): medida da curvatura do poço. Calculado através do ângulo no espaço formado por dois vetores tangentes à trajetória do poço em dois pontos dividido pelo comprimento perfurado ou a ser perfurado [1]. Assim como o *buildup rate*, é medido em graus por 100 pés (ou 30m).
- Seção tangente ou *slant*: seção onde a inclinação é mantida até atingir o objetivo ou até que haja uma nova seção de ganho ou perda de ângulo [1]. A inclinação a ser mantida é chamada de *sail angle*.
- Seção de *Drop off:* Trecho do poço onde ocorre perda de ângulo, expressa por um *BUR* negativo.
- *DOP (Drop off Point):* Ponto em que se inicia a seção de perda de ângulo (seção de *Drop off*).
- *Turn rate* ou *Walk rate*: taxa de variação do azimute com a profundidade (medida ou vertical) [3].

2.1.4 SISTEMAS DE REFERÊNCIA

Uma maneira de identificar a posição de objetos na superfície da Terra, e bastante difundida na indústria de petróleo, é através do uso dos chamados sistemas de referência terrestres ou geodésicos. Estes, por sua vez, estão associados a uma

superfície que mais se aproxima da forma da Terra, e sobre a qual são desenvolvidos todos os cálculos das suas coordenadas [1].

O referencial geodésico, também conhecido por *datum* geodésico, é um conjunto de parâmetros que definem o tamanho e a forma da Terra e a origem e a orientação do sistema de coordenadas usado para mapear a própria Terra. Um *datum*, geralmente, consiste da definição de um elipsóide, da definição da relação desse elipsóide com a superfície da Terra, da definição da unidade de comprimento a ser usada, de um nome oficial e da região da superfície da Terra de onde se pretende fazer as medições. Os estudos geodésicos mais recentes mostraram valores diferentes para os elementos do elipsóide, medidos nos vários pontos da Terra. Isso faz com que cada região deva adotar como referência o elipsóide mais indicado [1].

As coordenadas referidas aos sistemas de referência geodésicos são normalmente apresentadas em três formas: planas, cartesianas e elipsoidais, sendo que as coordenadas planas são o tipo de coordenadas regularmente encontrado em mapas. As coordenadas planas são representadas através dos componentes norte (*northing*) e leste (*easting*) e, para representar as feições de uma superfície curva em plana, são necessárias formulações matemáticas chamadas de mapas (ou métodos) de projeções [1].

O mapa de projeção mais usado no mundo é a *universal transverse mercator*, mais conhecida como UTM, desenvolvida por Lambert em 1772. Esse tipo de projeção consiste em um cilindro tangente ao meridiano central da Terra, como mostra a Figura 2.2.

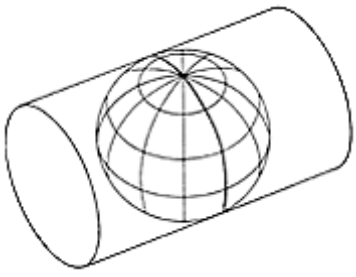


Figura 2.2 Projeção Mercator Transverso (UTM). Fonte: http://georeference.org

A UTM projeta seções do globo sobre uma superfície plana, e cada uma dessas seções é chamada de zona, cuja largura é de 6°. Existem 60 zonas para cobrir a Terra entre 84° norte e 80° sul (áreas polares não são incluídas devido às distorções impostas pelo método de projeção).

Assim, qualquer posição de um objeto em coordenadas UTM é descrita através de três elementos: (a) zona em que ela está, (b) o *easting* e o (c) *northing*.

O layout das zonas UTM é mostrado na Figura 2.3:

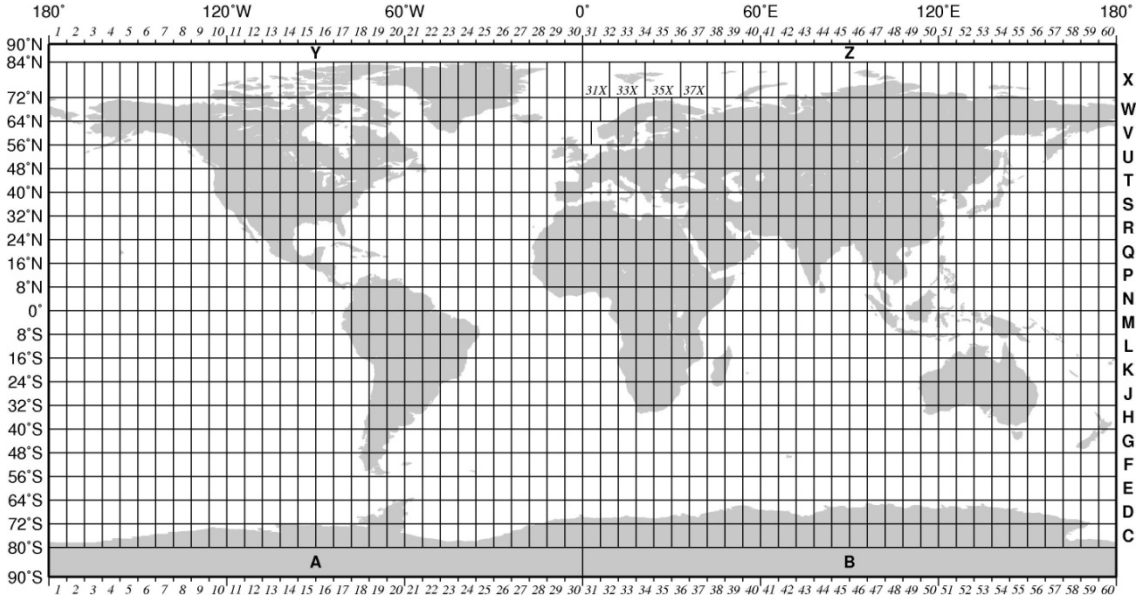


Figura 2.3 Layout das zonas UTM.

Fonte: http://tabs2.gerg.tamu.edu/gmt/GMT_Docs/node108.html

As coordenadas UTM norte (*northing*) e leste (*easting*) são estabelecidas da seguinte forma para cada zona UTM, conforme a Figura 2.4:

- *Northing*: mede-se sempre a partir da linha do Equador. Acima do Equador, inicia-se com zero metro e os valores aumentam na direção norte. Abaixo do Equador, inicia-se com 10 000 000 m e os valores diminuem na direção sul.
- *Easting*: o meridiano central da respectiva zona corresponde ao valor 500 000 m. Os valores crescem do Oeste para o Leste de 0 m no extremo Oeste até 1 000 000 m no extremo Leste.

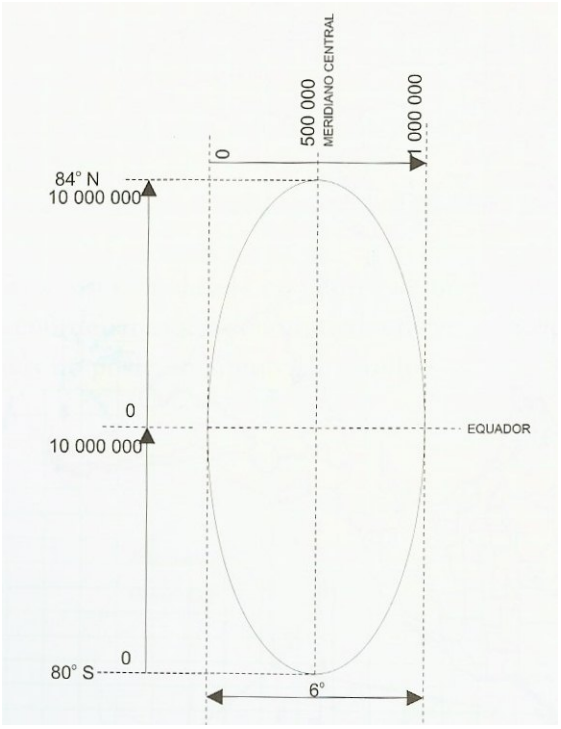


Figura 2.4 Intervalo de valores Northing e Easting para cada zona UTM [1].

Em muitos casos, podem ser utilizados também sistemas locais de referência para se trabalhar com poços direcionais. Um exemplo comum de uso de sistema local de referência é quando se refere à posição dos poços ou aos objetivos com relação à coordenada central da plataforma, que por sua vez foi posicionada em um sistema de referência oficial. Os sistemas locais de referência mais usados são baseados nos sistemas de coordenadas cartesianos e nos sistemas de coordenadas polares [1].

2.1.5 ESCOLHA DA GEOMETRIA DIRECIONAL DE UM POÇO DE DESENVOLVIMENTO

Cada geometria de poço possui vantagens e desvantagens para a perfuração e desenvolvimento do reservatório. As características principais de cada caso são listadas a seguir:

1) "*Maintain Angle*" ou "*Build and hold*"

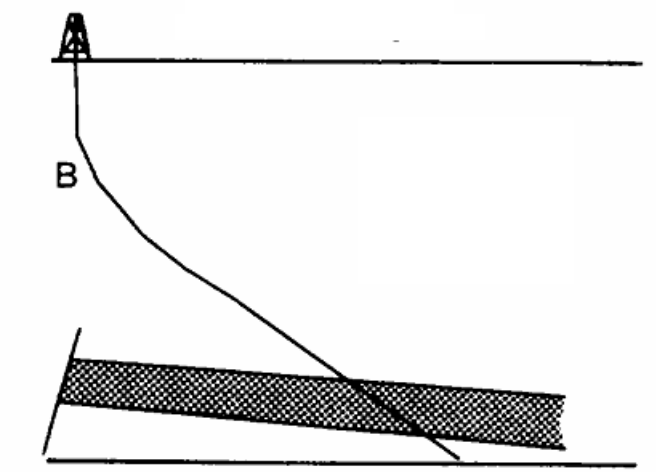


Figura 2.5 "*Maintain Angle*" ou "*Build and hold*". Fonte: British Petroleum

- Simplifica o perfil do poço;
- Reduz custos de perfuração direcional;
- Aumenta a vida útil do *tubing* de produção e dos revestimentos.

2) “*Drop Angle*” ou “*S*”

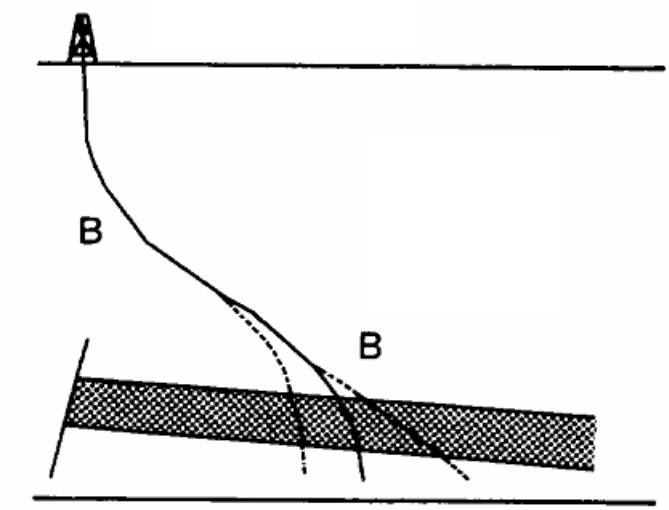


Figura 2.6 “*Drop Angle*” ou “*S*”. Fonte: British Petroleum

- Minimiza a sensibilidade do objetivo em relação à incerteza na profundidade ou inclinação das camadas;
- Melhora a qualidade de alguns perfis de *wireline;*
- Simplifica a avaliação do reservatório;
- Melhora a efetividade de uma posterior estimulação por fraturamento;
- Fornece maior flexibilidade para *sidetrack;*
- Reduz o afastamento máximo;
- Freqüência maior de *workovers* devido ao atrito do *tubing* de produção nos *doglegs.*

3) Poço horizontal (*Horizontal Well*)

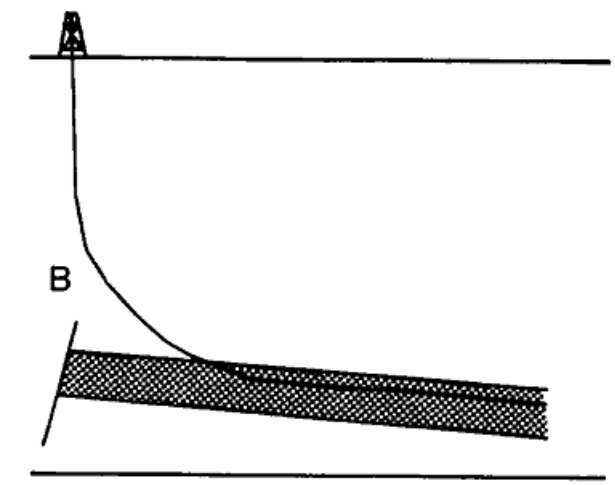


Figura 2.7 Poço horizontal (*Horizontal Well*). Fonte: British Petroleum

- Aumenta o comprimento da completação do poço e, portanto, a produtividade;
- Pode ser usado para produzir diferentes compartimentos de um reservatório compartimentados por planos de falhas verticais;
- Requere uma previsão mais precisa dos objetivos, com mínima tolerância ao erro;
- Pode ser usado em reservatórios com pequena altura da coluna de hidrocarbonetos (“net pay”);
- Dificulta a avaliação e a perfilagem;
- Dificulta o posicionamento correto do poço no reservatório.

Muitas vezes, os poços horizontais são projetados para terem dois trechos de *buildup*, conferindo maior controle do poço e garantindo a chegada ao alvo [1].

4) Poço “J”

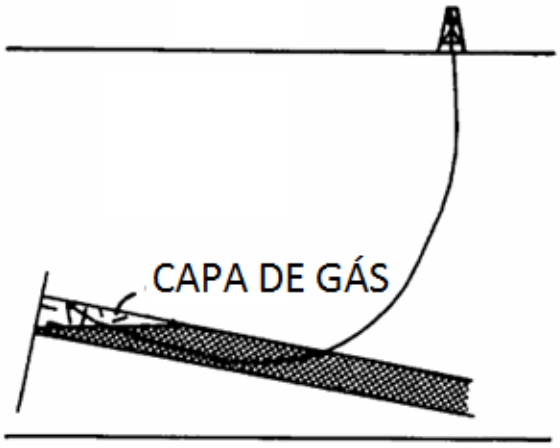


Figura 2.8 Poço "J". Fonte: British Petroleum

- Possui as características de poço horizontal listadas anteriormente;
- Pode ser tamponado até certa profundidade medida a fim de minimizar o cone de gás à medida que o reservatório é depletado e a capa de gás se expande.

Para este projeto, a geometria de poço escolhida para o planejamento direcional e simulação no reservatório foi a de poço horizontal.

2.1.6 FATORES QUE INFLUENCIAM A CONSTRUÇÃO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL

Os poços direcionais podem ser classificados genericamente conforme a taxa de ganho de ângulo a ser aplicada [4], conforme a Figura 2.9 e a Tabela 2.1:

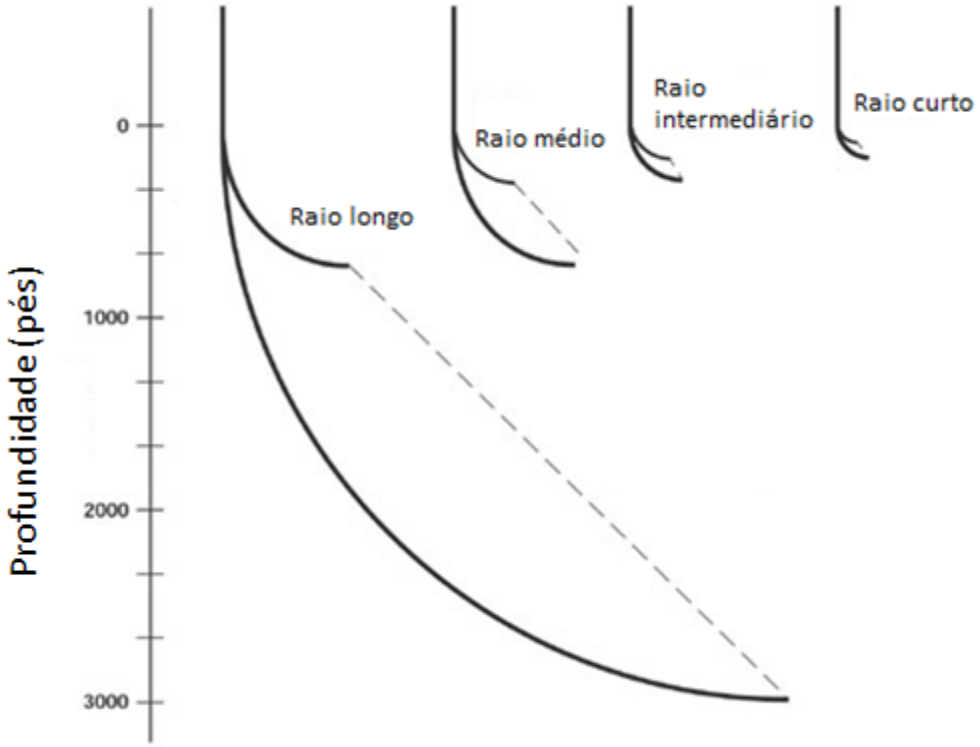


Figura 2.9 Classificação geral de poços direcionais [4].

Tabela 2.1 Tabela de classificação geral de poços direcionais [4]:

Classificação	*Buildup rate* (°/100ft ou °/30m)	Raio de curvatura (metros)
Longo	2 a 8	873 a 218
Médio	8 a 30	218 a 58
Intermediário	30 a 60	58 a 29
Curto	60 a 200	29 a 9

Em poços com trajetórias tri-dimensionais, a classificação mostrada deve levar em consideração o *dogleg severity, ou dogleg rate* ao invés da taxa de *buildup*. Outra observação pertinente é que classificação geral não leva em consideração que à medida que o poço se torna menor em diâmetro (e, conseqüentemente, a coluna de perfuração também) é possível aplicar curvaturas maiores no poço. A Equação (**2.11** mostra a relação entre curvatura, tensão e diâmetro do tubo, sem considerar os efeitos

de tração, pressão e torção. Nessa equação, σ é a tensão admissível (libras por polegada quadrada), E é o módulo de elasticidade do material (libras por polegada quadrada), e D o diâmetro do tubo (polegadas) [4].

$$BUR = \frac{137510\,\sigma}{E\,D} \tag{2.11}$$

Poços com de raio de curvatura médio são a escolha mais adotada na maioria dos poços horizontais, enquanto que raios pequenos costumam ser usados em *sidetracks* de poços já existentes [5]. A principal diferença na perfuração de poços com raios de curvatura médios em relação aos poços com raios longos é a limitação na rotação da coluna nesta seção [4]. Um guia aproximado para a classificação de poços com raio de curvatura médio considerando o tamanho do poço é mostrado na Tabela 2.2:

Tabela 2.2 Guia aproximado para poços com raio de curvatura médio considerando o diâmetro do poço [4]:

Diâmetro do poço (polegadas)	*Buildup rate* (°/100ft ou °/30m)	Raio de curvatura (metros)
6 a 6 3/4	12 a 25	146 a 70
8 1/2	10 a 18	175 a 97
12 1/4	8 a 14	218 a 125

Como contingência para a variabilidade na taxa de ganho de ângulo e devido às incertezas geológicas, os poços horizontais são projetados muitas vezes com duas seções de ganho de ângulo. Entre as opções usadas estão as mostradas na Figura 2.10 [4]:

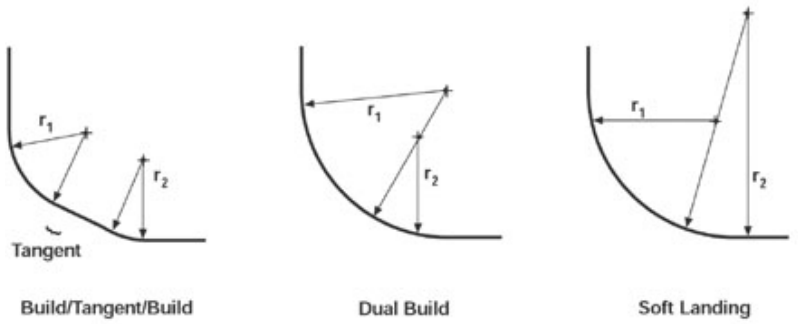


Figura 2.10 Trechos de ganho de ângulo em um poço de raio de curvatura médio [4]

A opção utilizada neste projeto é a chamada "*soft landing*", pois esta configuração evita manobras da coluna de perfuração e permite um controle melhor da profundidade vertical no final da seção de *buildup* até atingir a profundidade do objetivo [4]. Dependendo, porém, do projeto executivo de cada poço, essa configuração pode não ser a mais desejada.

O comprimento da seção horizontal pode ser limitada pela fricção, flambagem dos tubos de perfuração (*drillpipes*), pressão das bombas disponível ou peso disponível para deslocar a coluna na seção horizontal. Modelos de torque e arraste que incorporam flambagem da coluna devem ser incorporados, porém, experiências com outros poços adjacentes também devem ser consideradas. Comprimentos de mais de 10000 pés já foram atingidos, mas, em muitas áreas, 4000 a 6000 pés é um limite prático [4]. Nesse projeto, foi utilizada uma seção lateral de aproximadamente 2500 pés de comprimento na construção do poço horizontal.

A seleção da profundidade do KOP (ponto em que se inicia o ganho de ângulo) pode ser função das condições do poço ou das condições de contorno dos objetivos e curvatura a ser aplicada na coluna de perfuração. Muitas vezes, deseja-se revestir a seção de ganho de ângulo para evitar problemas com a formação de "chavetas" (também conhecidas como *keyseats*) e, portanto, a seleção do KOP dependerá do projeto de assentamento de revestimentos. Além disso, pode ser desejável perfurar zonas com dificuldades do tipo perda de circulação ou prisão de coluna antes de desviar o poço [5]. Formações moles e médias são preferíveis para se ganhar ângulo. Devem se evitadas formações muito moles, principalmente com sedimentos inconsolidados, devido à possibilidade de desmoronamento e dificuldade de ganho de ângulo, mesmo usando motor de fundo. Por outro lado, formações duras deverão ser evitadas devido às limitações de parâmetros impostas pelo motor de fundo (baixo peso ou alta rotação), diminuindo, consideravelmente, a taxa de penetração e a vida útil da broca [1]. Devido a esse motivo, não é desejável um KOP muito raso (em formações muito moles) e nem muito profundo (em formações mais duras e consolidadas). Além disso, *KOP*s mais profundos não permitem um rápido distanciamento dos poços de plataformas com vários *slots*, aumentando, assim, os riscos de colisão.

Com o avanço de ferramentas de medição ao se perfurar (*measurement-while-drilling*, ou *MWD*), e na descrição dos reservatórios é possível manter o poço a uma distância máxima de dois pés da trajetória desejada [4], e, portanto, pode-se manter o poço na horizontal na região de interesse ou acompanhando o mergulho das camadas do reservatório.

Quanto à completação de poços horizontais, é desejável se ter uma completação a poço aberto para aumentar a produtividade, exposição do reservatório e minimizar os danos à formação [4]. A completação a poço aberto não é desejável no caso de reservatórios inconsolidados, em poços com paredes instáveis e com produção de areia. No caso de paredes instáveis, o poço pode ser completado com *liner* rasgado e, no caso de produção de areia, com telas de contenção. Nesse trabalho, só foi considerado o tipo de completação a poço aberto no projeto do poço direcional horizontal.

2.2 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

2.2.1 O QUE É SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A simulação de reservatórios, assim como o cálculo da equação de balanço de materiais, é uma forma de modelagem numérica que é usada para quantificar e interpretar fenômenos físicos com a possibilidade de estender esses fenômenos para previsão do desempenho do reservatório no futuro [6].

A equação de balanço de materiais foi apresentada pela primeira vez por Schilthuis, em 1936 [7], tratando o reservatório como um tanque homogêneo com propriedades de fluido e rocha uniformes ao longo de toda sua extensão. A equação se baseia no princípio de conservação de que o volume de fluidos que entra no reservatório menos o volume que sai equivale à variação líquida de volume.

A equação de balanço de materiais não leva em consideração a heterogeneidade e anisotropia das propriedades de rochas e dos fluidos presentes nos reservatórios reais.

Outra deficiência da equação é que a geometria real do reservatório não é considerada, e também a existência e localização dos poços, pois se considera apenas que de alguma maneira os fluidos entram e saem do sistema [7].

A simulação de reservatórios, entretanto, divide o reservatório em unidades discretas (blocos) de três dimensões e modela a progressão das propriedades do reservatório e dos fluidos ao longo do espaço e do tempo em intervalos discretos [6].

À medida que se divide o reservatório em blocos, cada um com propriedades físicas características, pode-se aproximar a geometria real do reservatório e suas heterogeneidades. Permite-se o fluxo de fluido pelas faces dos blocos internas em relação ao reservatório e aplica-se o conceito de conservação a cada bloco, porém na sua forma modificada: Vazão de fluido entrando – Vazão de fluido saindo = Taxa de acumulação. O modelo matemático consiste, então, no conjunto destas equações para cada bloco do reservatório. Essa forma modificada da equação permite que se incorporem as equações de movimento dos fluidos (como a Equação de Darcy para fluxo laminar e viscoso). Para refletir a existência dos poços, simplesmente adicionamos os termos de fonte (para injeção) ou sumidouro (para produção) à equação de conservação para os blocos no qual o poço ocorre.

2.2.2 POR QUE SIMULAR?

Usos típicos da simulação de reservatórios incluem:

- Determinação aproximada de reservas
- Determinação do número de poços necessários
- Previsão dos mecanismos de produção
- Determinação da melhor trajetória dos poços
- Estimativa dos fenômenos de produção de gás ou água prematura e estudo para minimizar esses problemas
- Estimativa da capacidade necessária das instalações de separação na superfície
- Determinação das vazões de injeção ótimas e melhor instante para injetar
- Confirmar a existência de barreiras à movimentação de fluidos no reservatório

- Em muitas partes do mundo, é uma requisição legal

2.2.3 CONCEITOS BÁSICOS DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS E ROCHAS

- Porosidade da rocha (ϕ): Razão entre o volume poroso e o volume total da rocha.
- Saturação de uma fase do fluido (S_l): Razão entre o volume ocupado pela fase *l* e o volume poroso total. Conseqüentemente, a soma das saturações de todas as fases (óleo, gás e água) é igual a 1.
- Permeabilidade absoluta da rocha (k): Habilidade de conduzir fluidos, determinada empiricamente.
- Permeabilidade relativa de uma fase do fluido (k_{rl}): Razão entre a permeabilidade efetiva da fase *l* a uma determinada saturação da fase *l* menor que um e a permeabilidade absoluta da rocha.
- Pressão capilar (p_c): Diferença de pressão na interface entre dois fluidos imiscíveis em um sistema capilar (poroso).Tomando esta pressão positiva, ela será igual a pressão da fase não-molhante menos a pressão da fase molhante, onde a fase molhante tem maior tendência a aderir ou se espalhar na superfície da rocha.
- Fator volume-formação da fase *l* (B_l): Razão entre o volume ocupado pela fase *l* nas condições do reservatório e o volume ocupado nas condições padrão de superfície.
- Razão de solubilidade (R_s): Razão entre o volume de gás dissolvido a uma determinada pressão, expresso nas condições padrão de superfície, e o volume de óleo que será obtido da mistura, também expresso nas condições padrão de superfície [8].
- Pressão de saturação (p_s): Pressão abaixo da qual o óleo se torna saturado, ou seja ocorre liberação de gás. Acima da pressão de saturação (região de óleo subsaturado), a saturação de gás é igual a zero.

2.2.4 EQUAÇÃO DE FLUXO GENERALIZADA

A equação a ser resolvida para cada bloco e a cada intervalo de tempo é uma combinação da equação da continuidade (obtida através da equação de balanço de materiais na sua forma modificada aplicando-se o Teorema de Gauss) e a equação de Darcy.

A Equação (**2.12** representa a equação da continuidade para fluxo trifásico:

$$\nabla \cdot (\sum_{l=1}^{3} C_{il}\rho_l v_l) \pm \sum_{l=1}^{3} C_{il}\tilde{g}_l = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi \sum_{l=1}^{3} C_{il}\rho_l S_l) \qquad (2.12)$$

Na Equação (**2.12**, o índice *l* representa cada uma das fases (óleo, água e gás), e o índice *i* representa cada componente presente na mistura. *C* representa a fração mássica do componente *i* na fase *l*. Os termos ρ, *v*, $\tilde{g}$ e *S* representam, respectivamente, a massa específica, velocidade, termo aditivo de vazão mássica por unidade de volume para representar uma fonte ou sumidouro e saturação da fase *l*.

A Equação (**2.13** representa a equação de Darcy para fluxo trifásico:

$$v_l = -\frac{[k]k_{rl}}{\mu_l}\rho_l \nabla \Phi_l, l = 1,2,3. \qquad (2.13)$$

Na Equação (**2.13**, *k* representa a permeabilidade da rocha (um tensor que permite representar a anisotropia da rocha). k_r representa a permeabilidade relativa, μ a viscosidade dinâmica e Φ o potencial de fluxo de Hubbert da fase *l*.

Ao utilizar a Equação de Darcy, estamos adotando as seguintes simplificações ao descrever o fluxo dos fluidos no meio poroso:

- Fluxo é laminar e viscoso;
- Fluxo é isotérmico;
- Efeitos eletrodinâmicos são desprezíveis;
- Efeitos de difusão são desprezíveis (válido para fluidos imiscíveis);

- Fluxo é irrotacional.

A Equação (**2.14** representa o potencial de fluxo de Hubbert, onde o sinal negativo no termo gravitacional g é usado para denotar que o sentido positivo está orientado para baixo.

$$\Phi_l = \int_{p_0}^{p_l} \frac{d\lambda}{\rho_l(\lambda)} - \frac{g}{g_c}\, d \tag{2.14}$$

Na Equação (**2.14**, g representa a aceleração da gravidade, g_c a aceleração da gravidade no nível do mar, p a pressão da fase l, onde p_0 corresponde à pressão no nível de referência d=0.

Combinando a Equação (**2.12** e a Equação (**2.13**, obtemos a equação de fluxo generalizada (Equação (**2.15**) para o componente i em um sistema trifásico:

$$\nabla \cdot \{\sum_{l=1}^{3} C_{il}\rho_l \frac{[k]k_{rl}}{\mu_l}(\nabla p_l - \gamma_l \nabla d)\} \pm \sum_{l=1}^{3} C_{il}\tilde{g}_l = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \sum_{l=1}^{3} C_{il}\rho_l S_l) \tag{2.15}$$

onde:

$$\gamma_l = \rho_l \frac{g}{g_c} \tag{2.16}$$

Se existirem N componentes na mistura, então existirão $3N$+15 variáveis desconhecidas, sendo elas mostradas na Tabela 2.3:

Tabela 2.3 Variáveis da equação de fluxo generalizada:

Variáveis	Número
C_{il}	3 N
ρ_l	3
k_{rl}	3
μ_l	3
p_l	3
S_l	3
Total	**3 N + 15**

Para obtermos um sistema determinado, são necessárias $3N$ +15 relações auxiliares, que são mostradas na Tabela 2.4:

Tabela 2.4 Relações auxiliares para a equação de fluxo generalizada, onde *K* representa as constantes de equilíbrio entre as fases líquido e vapor de cada componente *i* (razão entre a fração molar do componente i na fase vapor e a fração molar na fase líquido):

Variáveis	Número
$\sum_{i=1}^{N} C_{il} = 1 \qquad l = 1,2,3$	3
$\rho_l = \rho\ (T,p_l)$	3
$k_{rl} = k_r\ (S_o,S_w,S_g)_l$	3
$\mu_l = \mu\ (T,p_l)$	3
$p_{cwo} = p_o - p_w$, onde *w* é a fase molhante $p_{cwo} = p_w - p_o$, onde *o* é a fase molhante	1
$p_{cgo} = p_g - p_o$	1
$\sum_{l=1}^{3} S_l = 1$	1
$\frac{C_{ig}}{C_{io}} = K_{igo}\ (T, p_g, p_o, C_{io}, C_{ig})$	*N*
$\frac{C_{ig}}{C_{iw}} = K_{igw}\ (T, p_g, p_w, C_{iw}, C_{ig})$	*N*
Balanços de massa	*N*
Total	**3 *N* + 15**

2.2.5 SIMULADORES DO TIPO *BLACK-OIL*

Neste tipo de simulador, considera-se que existe apenas um componente na fase água e apenas um componente na fase gasosa. Isso significa que C_{ww} e C_{gg} são iguais a 1. Assume-se, também, que a fase óleo consiste em apenas dois componentes: o gás dissolvido e o óleo residual (ou *black-oil*) que permanece quando esse gás é liberado.

Além disso, as seguintes simplificações são impostas:

- Não ocorre transferência de fase entre a água e o óleo.
- Não ocorre transferência de fase entre a água e o gás.
- O gás pode entrar ou sair da fase óleo, mas o óleo não vaporiza para a fase gás. Assim, é excluída a possibilidade de gás condensado ou sistemas caracterizados por óleos voláteis.

- As propriedades físicas dos fluidos são função apenas da pressão e, portanto, o *input* de tabelas de propriedade vs. pressão se faz necessário (equações de estado simplificadas).

As considerações do modelo *black-oil* mencionadas podem ser resumidas nas seguintes equações 2.17 a 2.25:

$$C_{ww} = 1 \tag{2.17}$$

$$C_{ow} = 0 \tag{2.18}$$

$$C_{gw} = 0 \tag{2.19}$$

$$C_{wo} = 0 \tag{2.20}$$

$$C_{oo} = \frac{m_o}{m_o + m_g} \tag{2.21}$$

$$C_{go} = \frac{m_g}{m_o + m_g} \tag{2.22}$$

$$C_{wg} = 0 \tag{2.23}$$

$$C_{og} = 0 \tag{2.24}$$

$$C_{gg} = 1 \tag{2.25}$$

Aplicando as definições de fator volume-formação (B) e de massa específica (ρ) do óleo na Equação 2.21, obtemos a Equação 2.26. Aplicando também as definições de razão de solubilidade (R_s) e de massa específica do gás na Equação 2.22, obtemos a equação 2.27. Das definições de fator volume-formação da água e do gás obtemos, respectivamente, as Equações 2.28 e 2.29.

$$C_{oo} = \frac{\rho_{os}}{\rho_o \, B_o} \tag{2.26}$$

$$C_{go} = \frac{R_s \rho_{gs}}{\rho_o \, B_o} \tag{2.27}$$

$$B_w = \frac{\rho_{ws}}{\rho_w} \tag{2.28}$$

$$B_g = \frac{\rho_{gs}}{\rho_g} \tag{2.29}$$

Nas equações acima, o subscrito *s* na massa específica representa condições de superfície. Se usarmos as Equações 2.17 a 2.29 na equação de fluxo generalizada (Equação (**2.15**), obtemos as três equações que formam a base de um simulador *black-oil*: as equações da água (Equação (**2.30**), do óleo (Equação (**2.31**) e do gás (Equação (**2.32**).

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla d) \right\} \pm Q_w = \phi \frac{\partial}{\partial t} (\frac{S_w}{B_w}) \tag{2.30}$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} \pm Q_o = \phi \frac{\partial}{\partial t} (\frac{S_o}{B_o}) \tag{2.31}$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}R_s}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} + \nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\nabla p_g - \gamma_g \nabla d\right) \right\} \pm \left(R_s Q_o + Q_g\right) = \phi \frac{\partial}{\partial t} (\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o}) \tag{2.32}$$

Nas equações acima, para cada fase *l*: $$Q_l = \frac{\tilde{g}_l}{\rho_l B_l} \tag{2.33}$$

Um programa de computador que gera soluções aproximadas para as equações (**2.30** a (**2.32** em cada bloco do reservatório é chamado de simulador *black-oil*. O ECLIPSE 100, utilizado neste projeto, é um simulador *black-oil* que utiliza o método de diferenças finitas para expressar as derivadas parciais destas equações em termos de aproximações algébricas e, assim, gerar soluções aproximadas para este modelo.

Os casos de simulação do ECLIPSE podem ser gerados a partir do Petrel e, portanto, não é necessária uma compreensão dos códigos usados por este simulador (as chamadas *keywords*), mas sim da teoria e equações que fazem parte dos seus cálculos.

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE

A metodologia para a elaboração deste projeto seguiu o fluxo de trabalho mostrado na Figura 3.1:

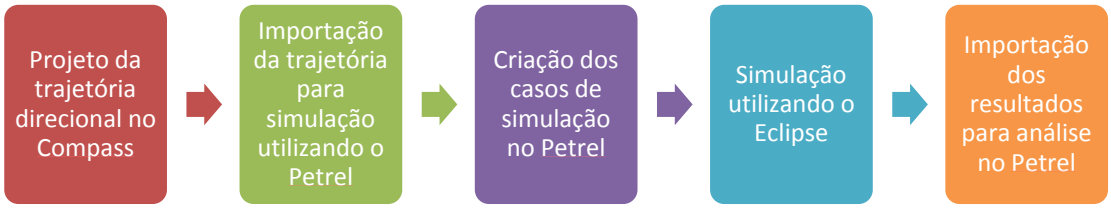


Figura 3.1 Fluxo de trabalho usado na elaboração do projeto

Para o projeto da trajetória direcional do poço, os objetivos dos poços foram localizados na área de interesse do modelo geológico fornecido, conforme discutido na Seção 3.1. O Apêndice 1 deste projeto foi destinado à compreensão e familiarização dos programas computacionais envolvidos nas duas primeiras etapas do fluxo de trabalho mostrado na Figura 3.1.

Para criação dos casos de simulação, foram considerados os controles de vazão de produção e injeção e as pressões de fundo a serem aplicadas nos poços, conforme discutido na Seção 3.3.

3.1 LOCALIZAÇÃO DOS OBJETIVOS

A localização dos objetivos dos poços deve corresponder a uma região do reservatório com propriedades favoráveis ao fluxo no meio poroso até o poço produtor. Por este motivo, são procuradas áreas que contenham valores mais elevados de porosidade, permeabilidade e saturação de óleo.

Nas figuras a seguir (Figura 3.2, Figura 3.3 e Figura 3.4) pode-se ver, em planta, que a região centro-leste do reservatório possui os valores mais elevados de porosidade e de permeabilidade nas direções horizontal e vertical. As figuras foram criadas no Petrel utilizando-se a janela 2D e selecionando-se a propriedade desejada para visualização.

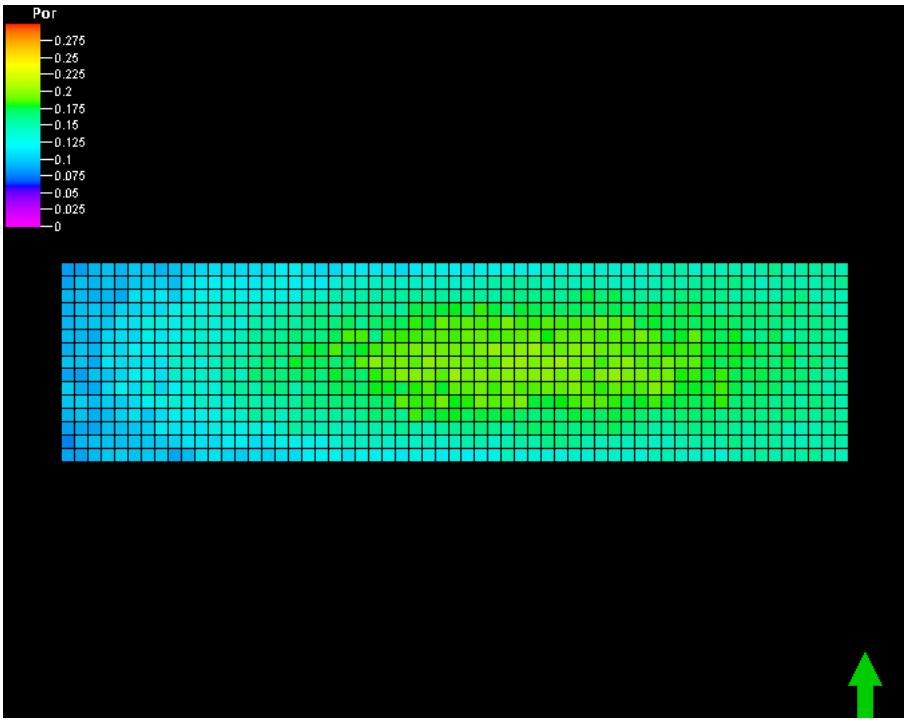


Figura 3.2 Porosidade do reservatório (em planta)

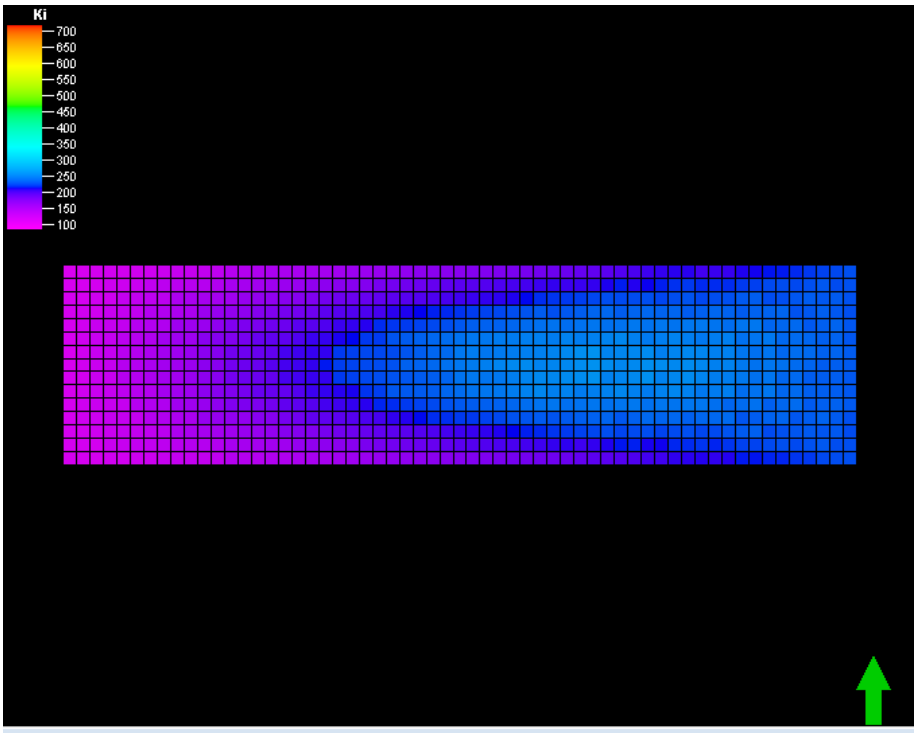


Figura 3.3 Permeabilidade horizontal do reservatório (em planta)

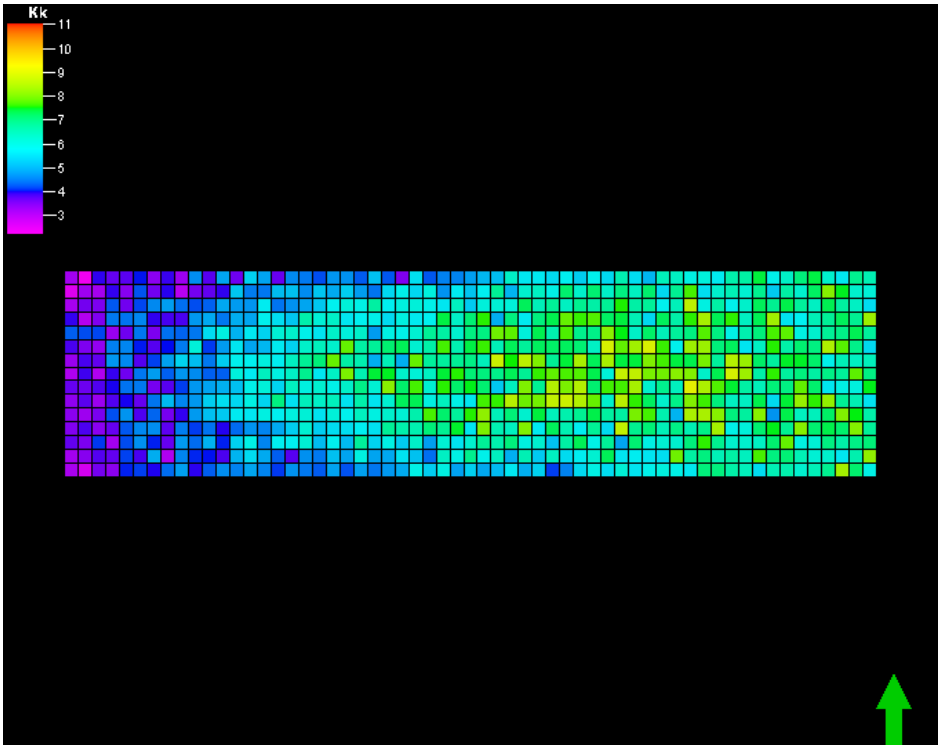


Figura 3.4Permeabilidade vertical do reservatório (em planta)

Os valores de permeabilidade são mostrados em *milidarcies* (*mD*). A distribuição de valores de porosidade e das permeabilidades no reservatório pode ser mostrada também em histogramas (criando-se janelas do tipo *Histogram window*). Nas figuras a seguir (Figura 3.5, Figura 3.6 e Figura 3.7), são apresentados histogramas para porosidade, permeabilidade horizontal e permeabilidade vertical.

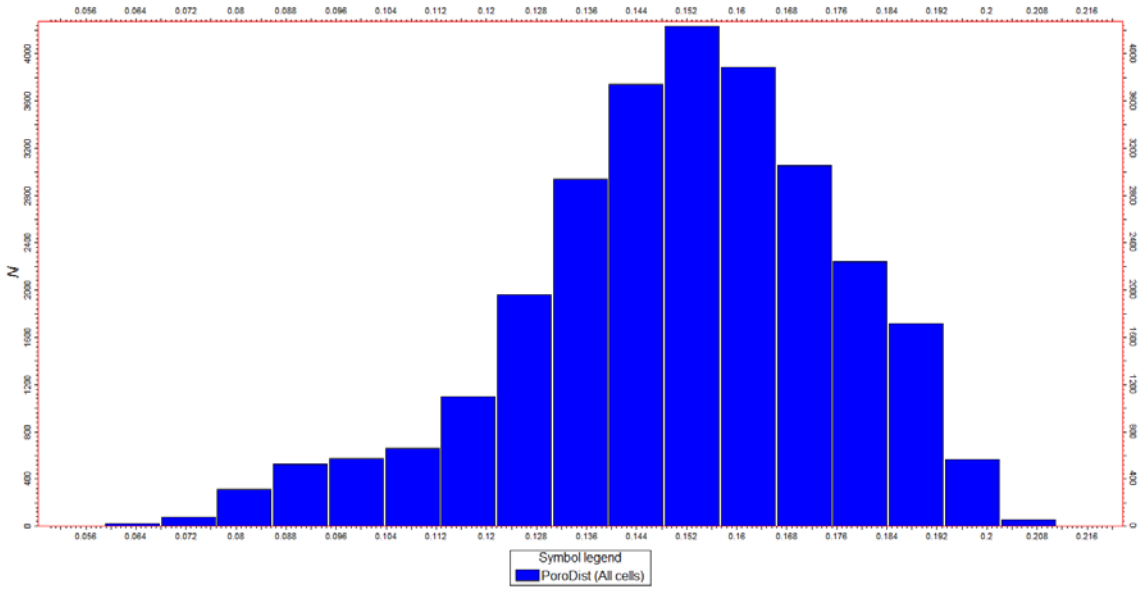


Figura 3.5 Histograma de porosidade do reservatório

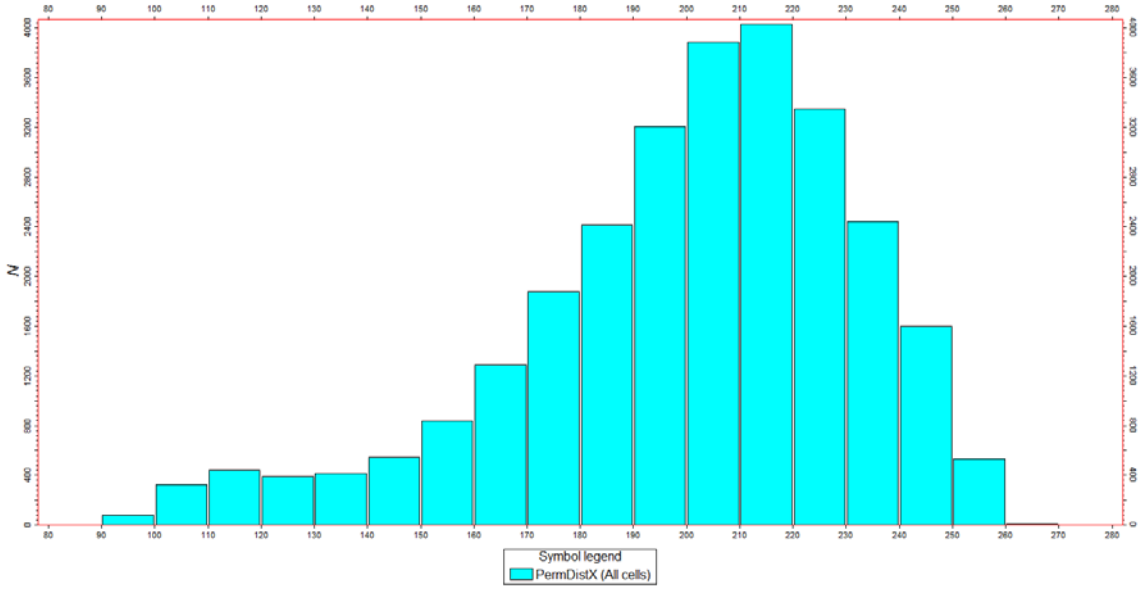


Figura 3.6 Histograma de permeabilidade horizontal do reservatório

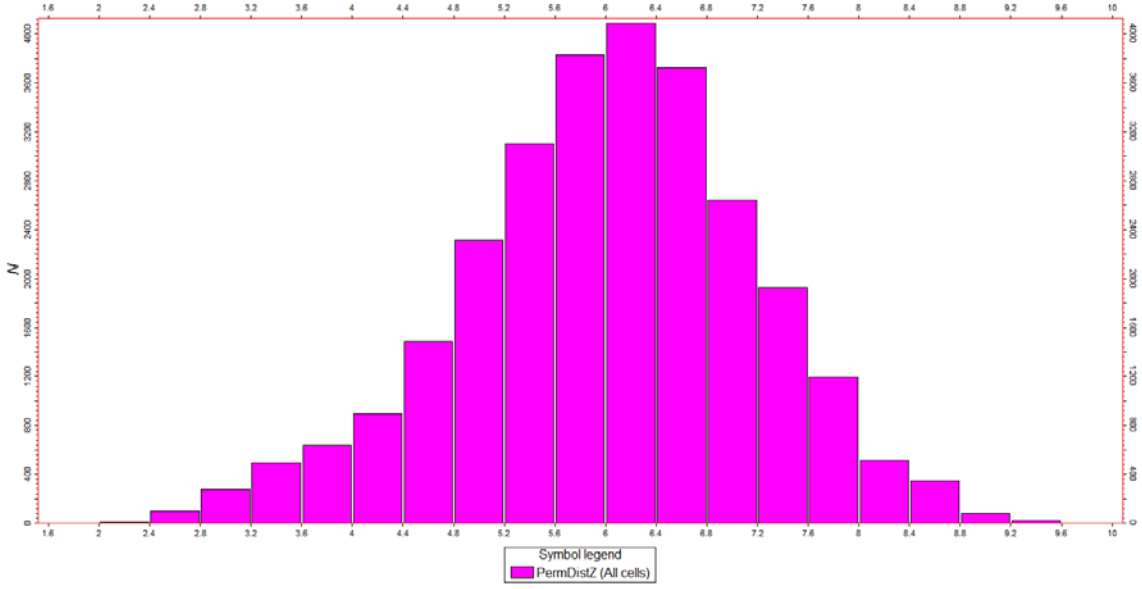


Figura 3.7 Histograma de permeabilidade vertical do reservatório

A partir destes histogramas pode-se inferir a litologia predominante no reservatório, que se caracteriza como arenítica.

A saturação inicial de óleo, como se pode ver na janela 3D da Figura 3.8, concentra-se no centro da estrutura anticlinal do reservatório, tornando esta região mais propícia para o projeto da seção horizontal do poço produtor.

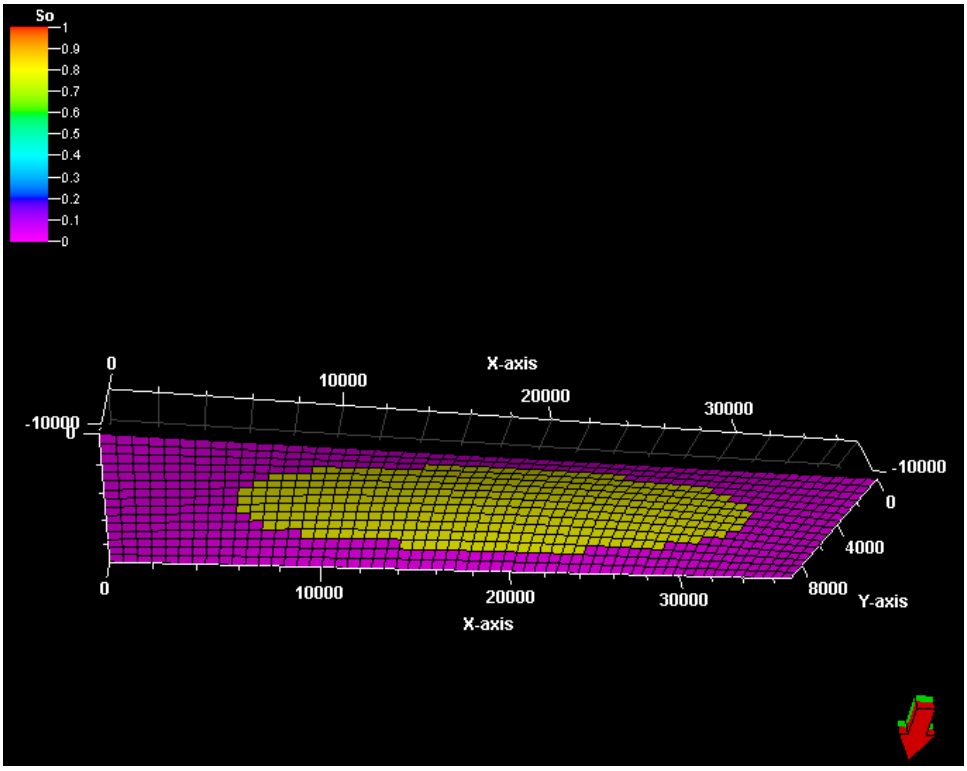


Figura 3.8 Saturação inicial de óleo do reservatório

Para visualizar estas propriedades do reservatório em camadas, foram gerados *logs* a partir de poços verticais que já existiam no modelo de reservatório para fins de simulação. Um desses *logs* pode ser visualizado na Figura 3.9. Para visualizar o *log* de um poço é necessário criar uma janela do tipo *well section window* no Petrel.

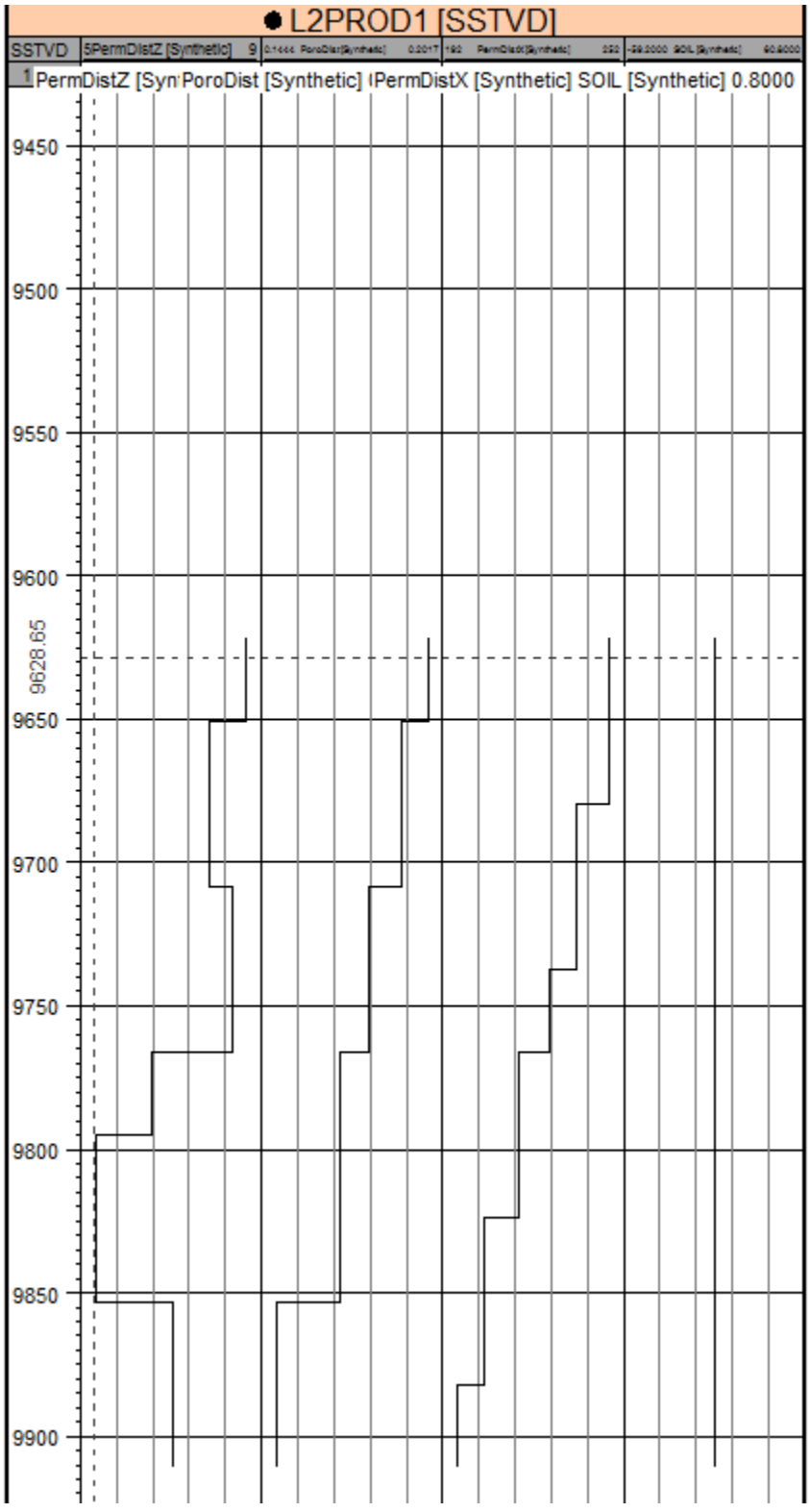


Figura 3.9 *Log* de propriedades do reservatório obtido através do poço vertical de simulação L2PROD1. Da esquerda para a direita: permeabilidade vertical, porosidade, permeabilidade horizontal e saturação inicial de óleo.

Uma observação importante é que as profundidades exibidas no Petrel neste projeto aparecem sempre como SSTVD (*Sub Sea True Vertical Depth*), ou seja, profundidade vertical do poço em relação ao nível médio do mar (*MSL*). As propriedades são sempre exibidas no sistema de unidades de campo, conforme a configuração inicial do projeto. Como o Petrel não possui conversão de unidades embutido, é necessário desenvolver o planejamento no Compass utilizando o mesmo sistema de unidades utilizado na configuração inicial do projeto no Petrel.

Com base na distribuição dessas propriedades, e tendo em mente que a zona produtora deve ser posicionada de forma a evitar a produção de uma capa de gás a ser formada no topo do reservatório se a pressão atingir um valor abaixo da pressão de bolha ou produção de água proveniente de poços injetores a serem instalados ao longo da vida produtiva, a seção horizontal foi localizada na região central do reservatório e na profundidade do modelo geológico do Petrel Z=-9700 pés, próxima ao topo da estrutura anticlinal.

3.2 LOCALIZAÇÃO DO CENTRO DO TEMPLATE DA PLATAFORMA

As locações das plataformas de produção em mar são definidas após estudos que levam em conta a melhor vinculação dos poços, a existência de oleodutos e gasodutos na área, correntes marítimas, assoalho marinho, direção preferencial dos ventos, lâmina d'água, etc. No caso de poços em terra, são escolhidas tendo como critério a facilidade de acesso, proximidade com o alvo, etc., sendo definidas conjuntamente pelos setores de engenharia e de perfuração direcional [9]. Nesse projeto foi considerada uma plataforma do tipo jaqueta em uma lâmina d'água de 100 metros com um *template* de slots atribuídos a cada poço a ser perfurado com cabeça de poço situada na plataforma.

A localização do centro do *template* utilizado para a perfuração do poço foi escolhida nas coordenadas do Petrel $X=X_o=22000ft$, $Y=Y_o=3500ft$. Considerando a sua elevação de 82 pés em relação ao nível médio do mar, a coordenada Z da plataforma corresponde então a $Z=Z_o=82ft$.

3.3 CRIAÇÃO DOS CASOS DE SIMULAÇÃO

Seguindo o fluxo de trabalho apresentado na Figura 3.1, esse trabalho apresenta também algumas simulações de produção do poço criado utilizando diferentes estratégias de produção, incluindo injeção de água através de outros poços como mecanismo de recuperação secundária.

Para criar uma simulação com esse poço precisa-se criar uma estratégia de desenvolvimento e, posteriormente, um caso de simulação usando esta estratégia. Clica-se em *Make development strategy* na aba inferior *Processes* do Petrel para criar uma estratégia de desenvolvimento, como mostra a :

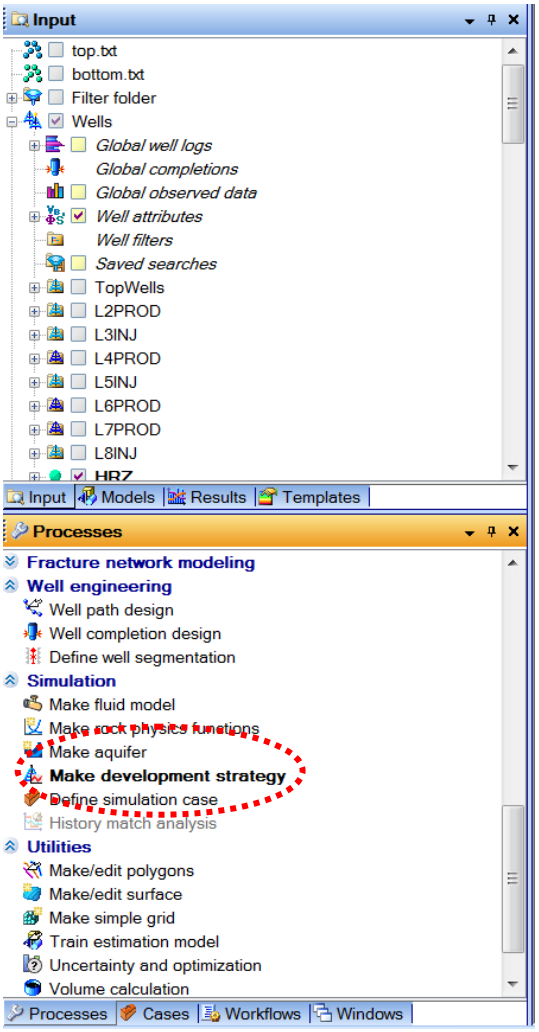


Figura 3.10 Criação de uma estratégia de desenvolvimento

A primeira estratégia criada foi denominada *Horizontal well Development Strategy*. A Figura 3.11 mostra que a estratégia criada inclui apenas o poço horizontal nas pastas de poços e de grupos de poços a serem utilizados:

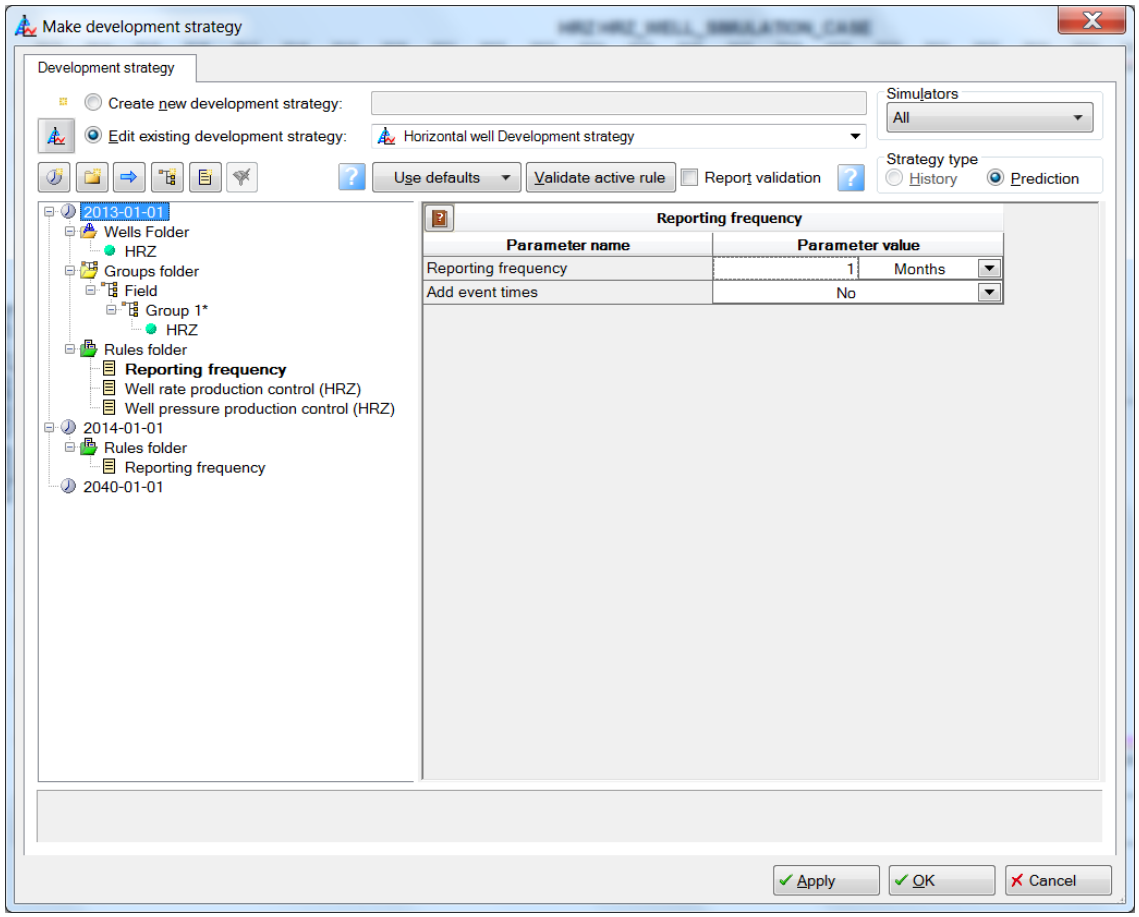


Figura 3.11 Configuração da estratégia de desenvolvimento

A produção começa no início de 2013 (1º de Janeiro) e vai até o início de 2040, totalizando 27 anos, duração da fase de produção prevista nos contratos de concessão da ANP (Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis), onde a duração só pode ser prorrogada mediante justificativa aceita pela ANP. O poço produtor criado possui duas regras de controle da produção: limite máximo de vazão (de óleo e total de líquido) e limite mínimo de pressão no fundo do poço – *Bottom hole pressure* (*BHP*). O limite máximo de vazão diz respeito às limitações das tubulações de produção e dos equipamentos de superfície, enquanto que o limite mínimo de *BHP* depende da pressão de fundo necessária para elevar o fluido até a superfície e contribui para determinar o máximo *drawdown* (diferença de pressão) a ser aplicado no reservatório.

Os limites de vazão foram dados pela regra *Well rate production control*, como mostrado na Figura 3.12:

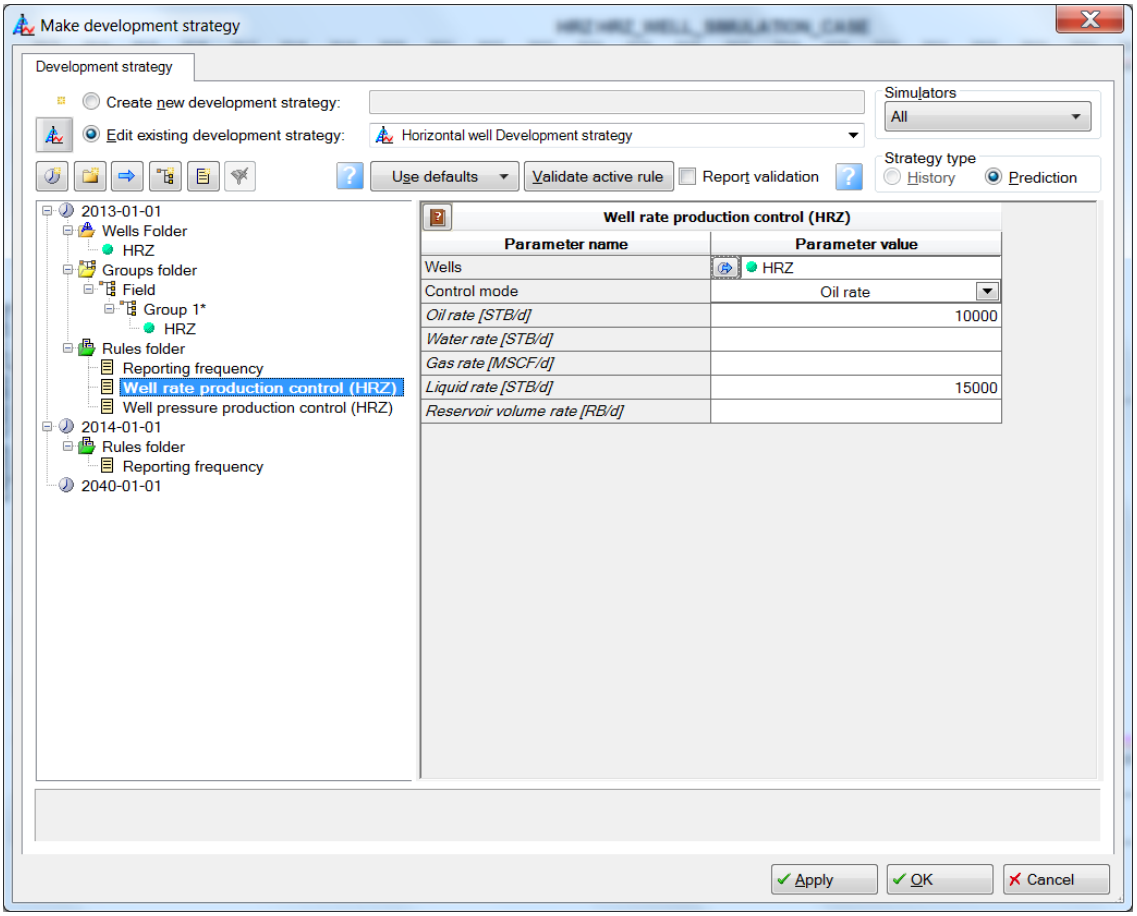


Figura 3.12 Controle das vazões de produção

O limite máximo de vazão de óleo especificado foi de 10000 stb/dia (onde stb diz respeito a barris nas condições-padrão de temperatura e pressão). O limite máximo da vazão total de líquido especificado foi de 15000 stb/dia. Não foi especificado limite para a produção de gás, porém, como pode ser visto posteriormente nos resultados da simulação, os valores obtidos de razão gás-óleo são baixos.

A *BHP* mínima foi especificada como 3900 psi, usando a regra *Well pressure production control*, (ver Figura 3.13). Nota-se que a profundidade do fundo do poço corresponde à profundidade dos objetivos (Z=-9700 ft):

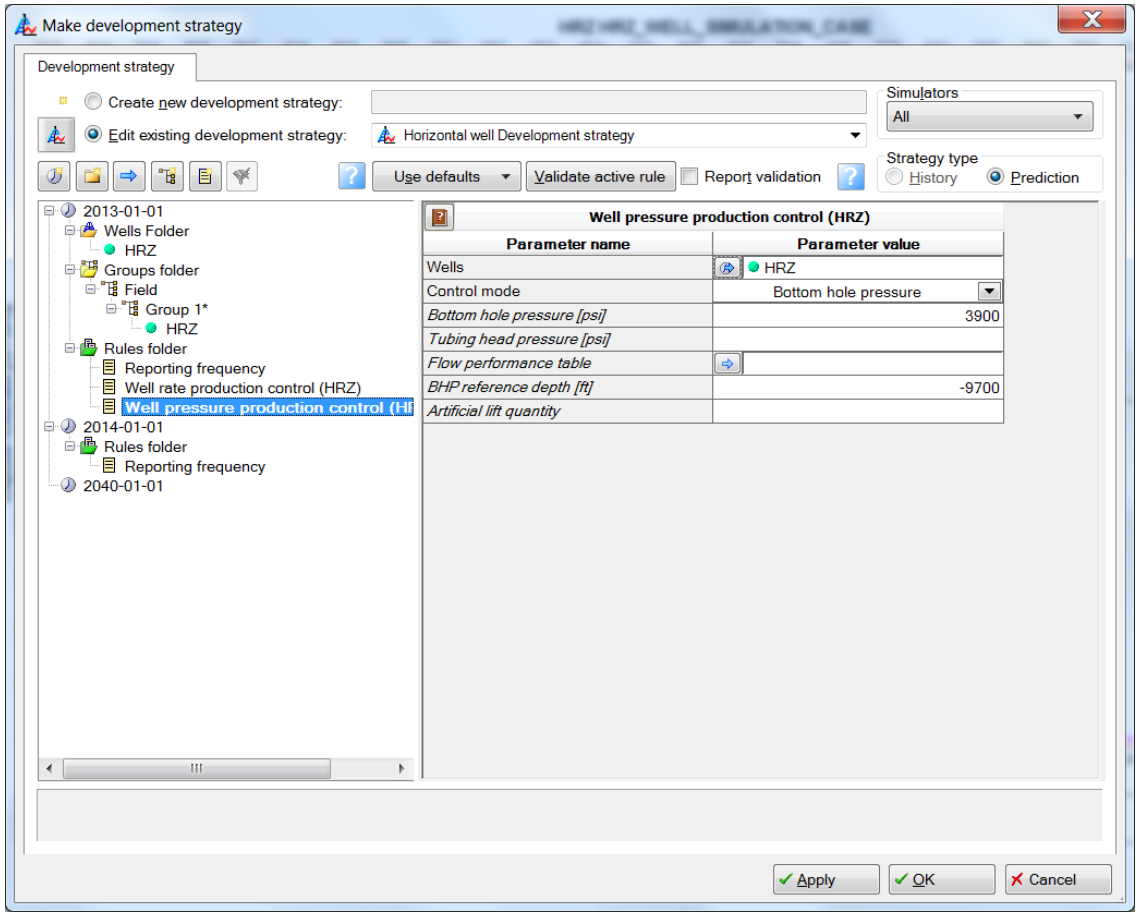


Figura 3.13 Especificação da *BHP* mínima

No início da produção, a distribuição de pressão no reservatório, em função da profundidade, é mostrada na janela do tipo *function window* da Figura 3.14. A propriedade foi selecionada na aba de *Input*, dentro da seção de condições iniciais (*Initial condition 1*).

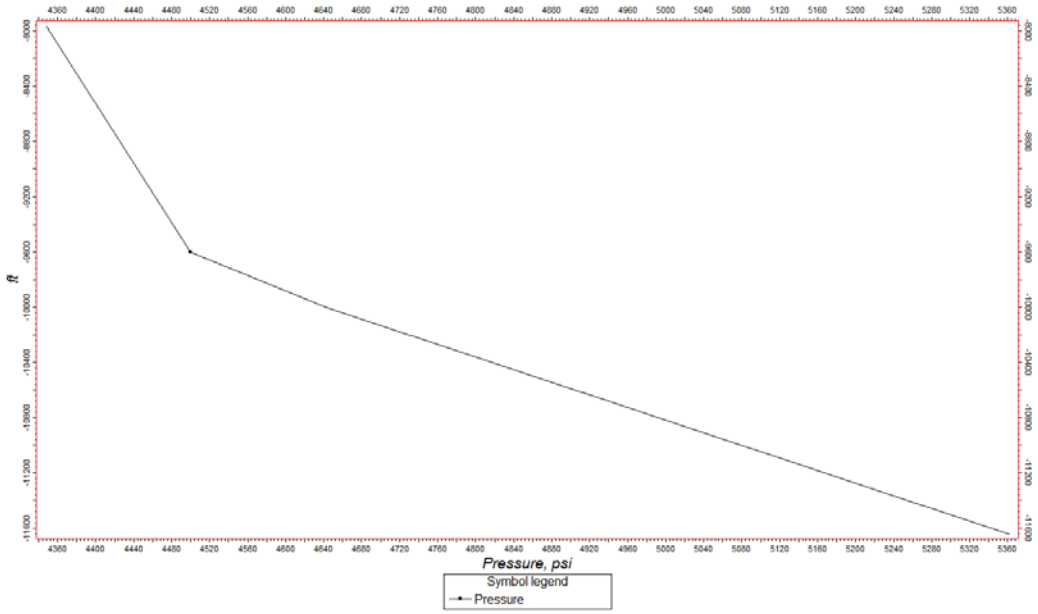


Figura 3.14 Distribuição da pressão inicial do reservatório em função da profundidade

Vê-se na Figura 3.14 que a pressão na profundidade da seção horizontal (9700 pés) corresponde a 4535 psi. Nessa profundidade, podemos calcular, então, o gradiente de pressão de poros do reservatório pela Equação (**3.1**, onde P_{res} é a pressão do reservatório em psi, G_p é o gradiente de pressão de poros em ppg (libras por galão) e D é a profundidade vertical em pés:

$$P_{res} = 0{,}052 \cdot G_p \cdot D \tag{3.1}$$

$$4535 = 0{,}052 \cdot G_p \cdot 9700 \tag{3.2}$$

$$G_p = 9\ ppg \tag{3.3}$$

Nota-se, portanto, que se trata de uma zona de gradiente de pressão de poros normal (entre 8.5 e 9 ppg). Nessas condições, aplicando a *BHP* mínima de 3900 psi no fundo do poço, teríamos um *drawdown* máximo de (4535 – 3900) psi = 635 psi.

No primeiro ano de produção, a simulação de produção é realizada a cada mês conforme a regra *Reporting frequency* mostrada na Figura 3.15:

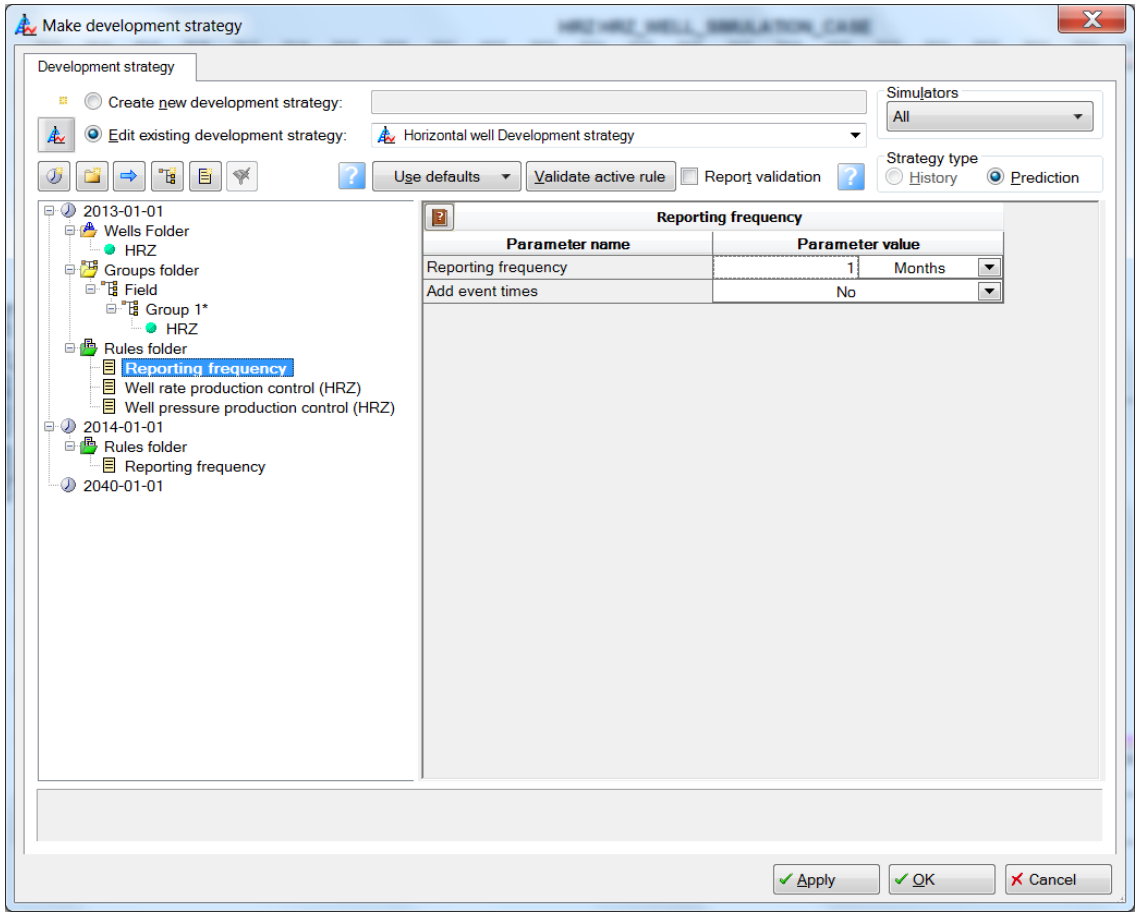


Figura 3.15 Freqüência de simulações durante o 1º ano de produção

A partir do segundo ano de produção (2014), a simulação é realizada uma vez ao ano, conforme a regra mostrada na Figura 3.16:

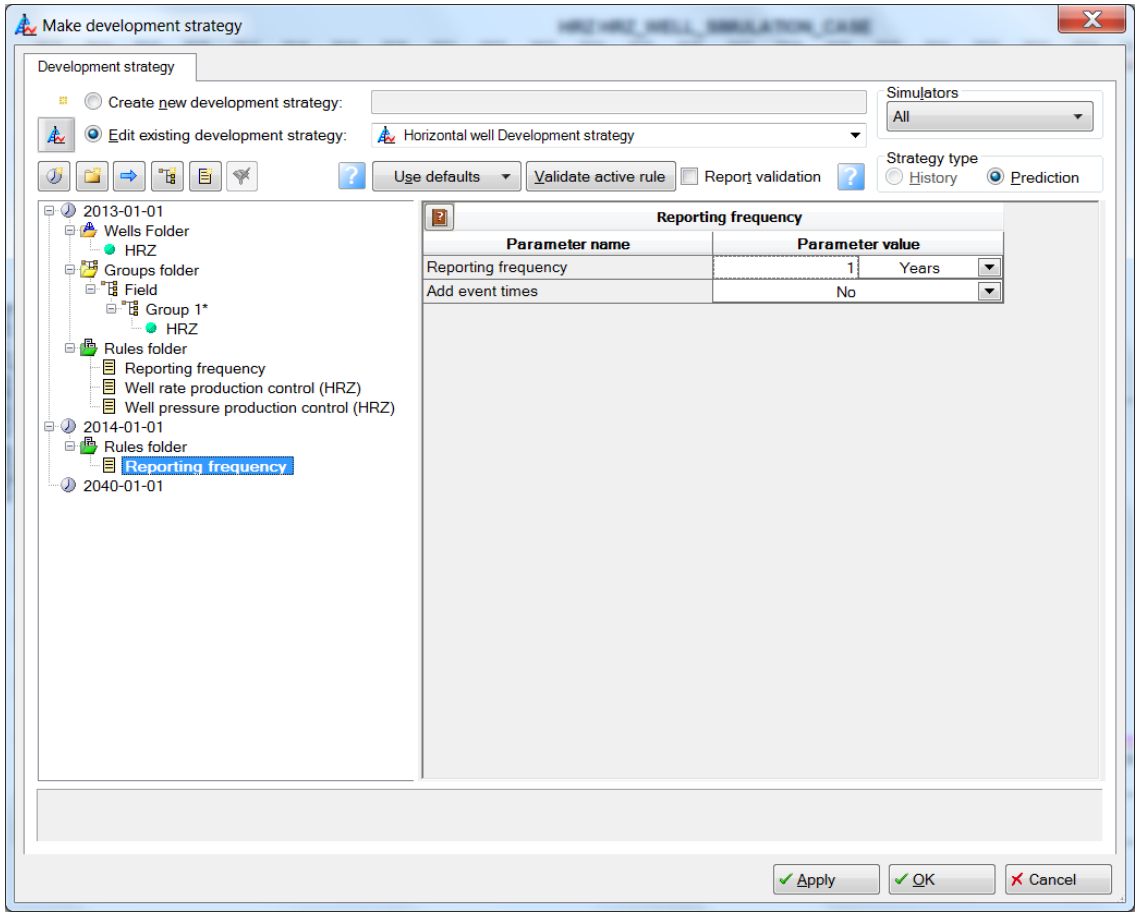


Figura 3.16 Freqüência de simulações a partir do 2º ano de produção

Em seguida, cria-se o caso de simulação que utilizará esta estratégia de desenvolvimento. Para isso, clica-se em *Define simulation case*, também na aba *Processes*.

Foi criado o caso *HRZ_WELL_SIMULATION_CASE*, mostrado na Figura 3.17. Ele utiliza o grid *CP*, correspondente aos blocos que representam a geometria anticlinal do reservatório, e a estratégia de desenvolvimento *Horizontal well Development Strategy*.

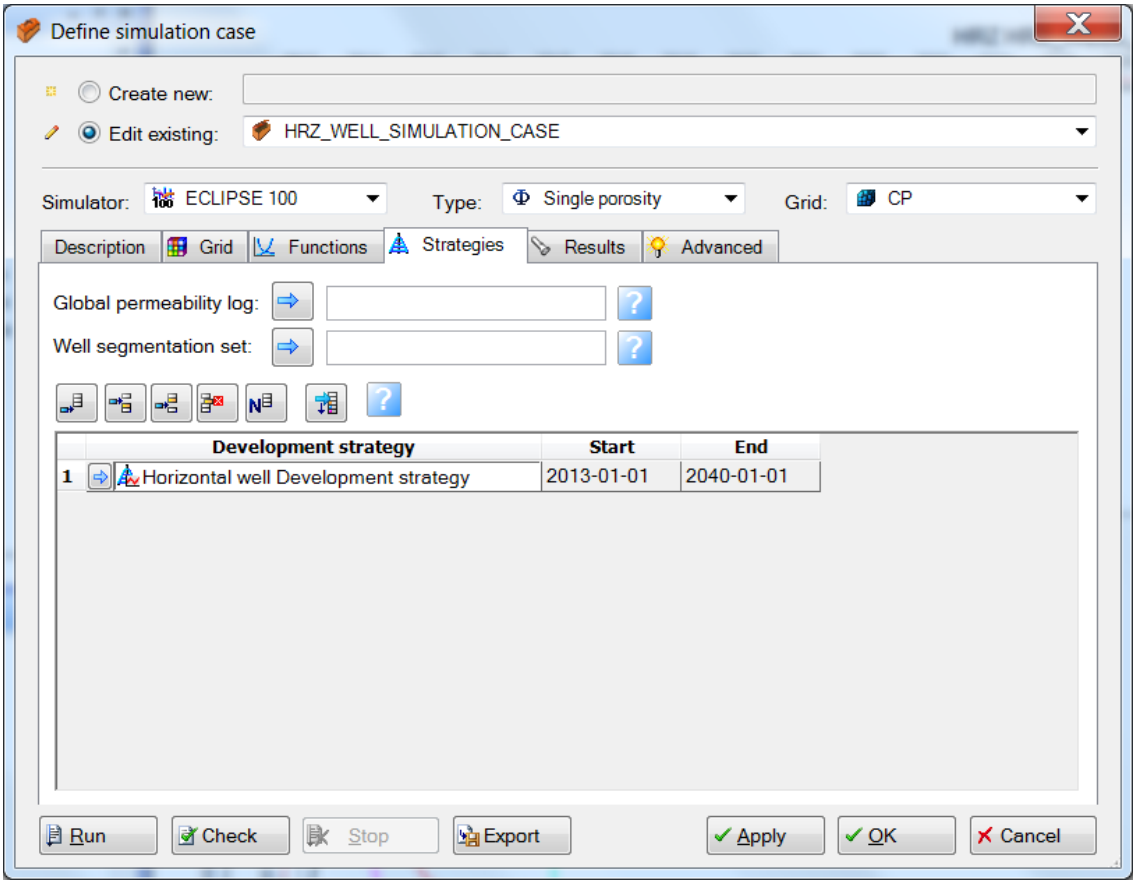


Figura 3.17 Definição do caso de simulação

O *grid* do modelo geológico do reservatório é o conjunto de blocos que representam a geometria e propriedades do reservatório real. O modelo é composto por 59 celas, ou divisões, na direção X, 15 na direção Y e 10 na direção Z, totalizando 8850 blocos de três dimensões. A extensão do reservatório é de 37170 pés na direção X, 9450 pés na direção Y e 500 pés na direção Z. Cada bloco possui, em média, dimensões de 630 pés nas direções X e Y (horizontal) e de 18 pés na direção Z (vertical). Essas propriedades do *grid* podem ser visualizadas no Petrel, dentro da aba *Statistics* da janela de propriedades do *grid*, como mostra a Figura 3.18:

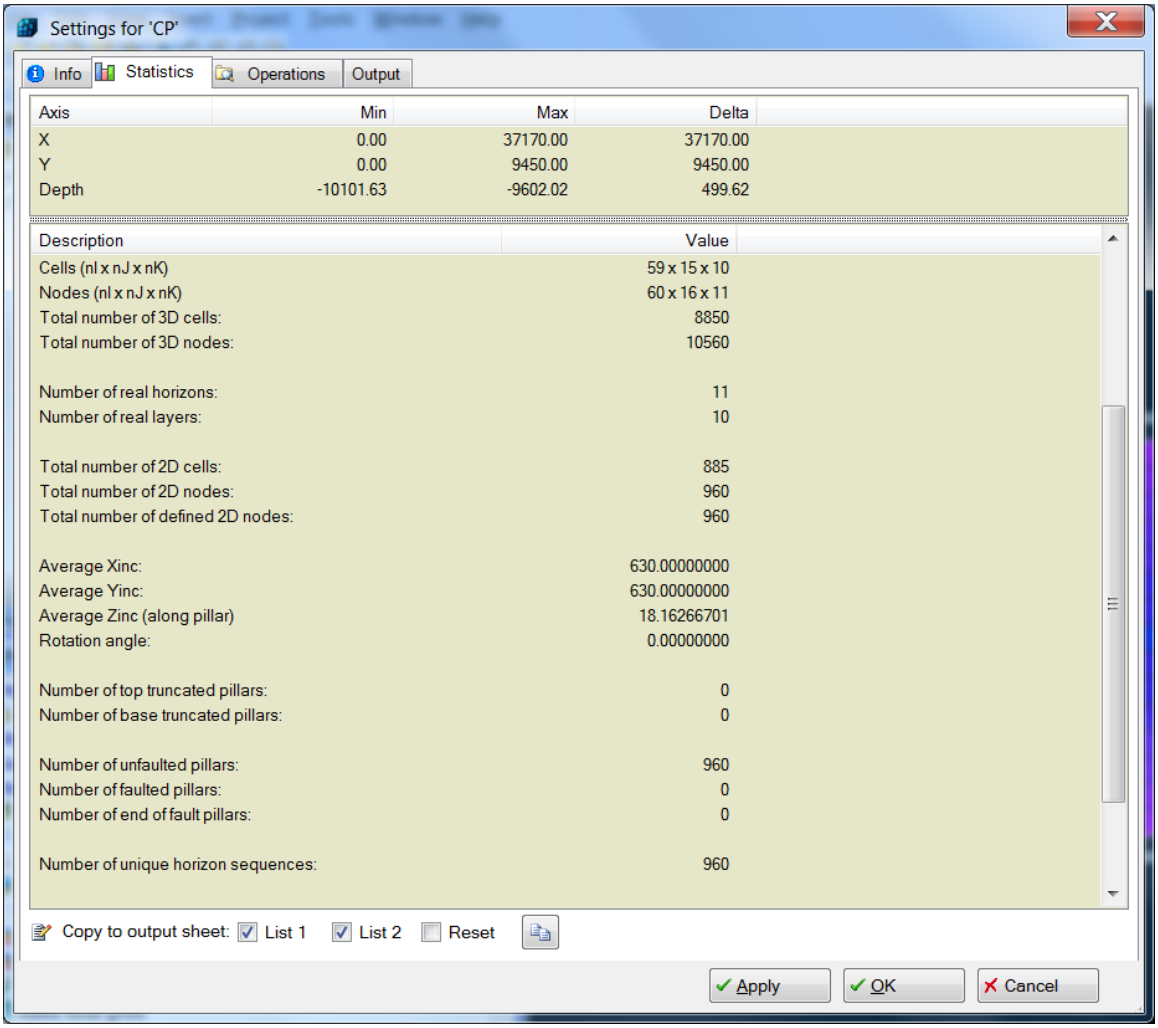


Figura 3.18 Propriedades do *grid* do modelo geológico do reservatório

Na aba *Functions*, ainda na configuração do caso de simulação (vide Figura 3.19), seleciona-se o modelo de fluidos e de rocha, que fazem parte do modelo geológico fornecido.

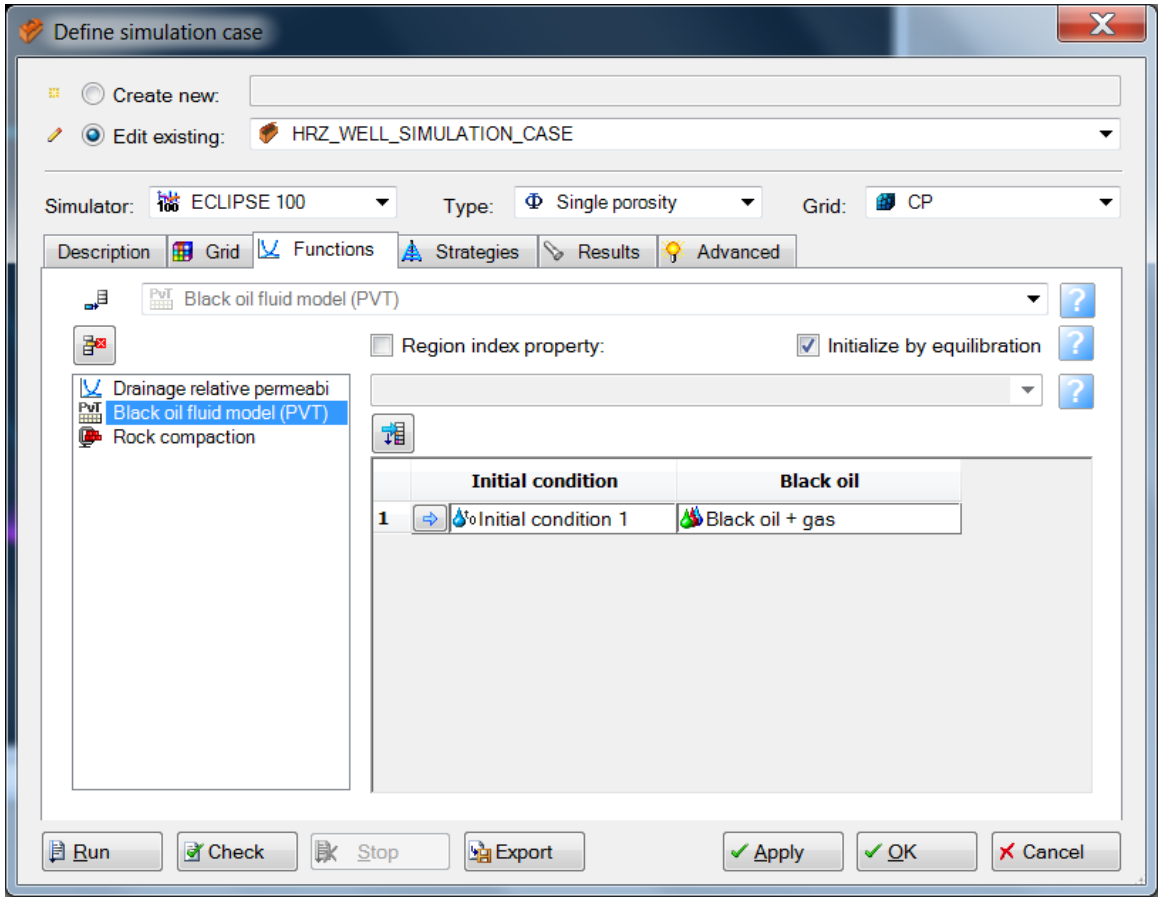


Figura 3.19 Modelo de fluido e de rocha do caso de simulação.

Na aba *Processes* do Petrel, podemos editar o modelo de fluidos fornecido, em *Make fluid model*, ou o modelo de rocha, em *Make rock physics function*. No modelo de rocha, foram utilizadas propriedades padrões do Petrel para arenitos. No modelo de fluidos *black-oil* fornecido, as propriedades do óleo, por exemplo, podem ser vistas na Figura 3.20, incluindo o grau API e a pressão de bolha, ou de saturação (pressão abaixo da qual ocorre a liberação de gás). Neste projeto, foram mantidas as configurações originais do modelo geológico.

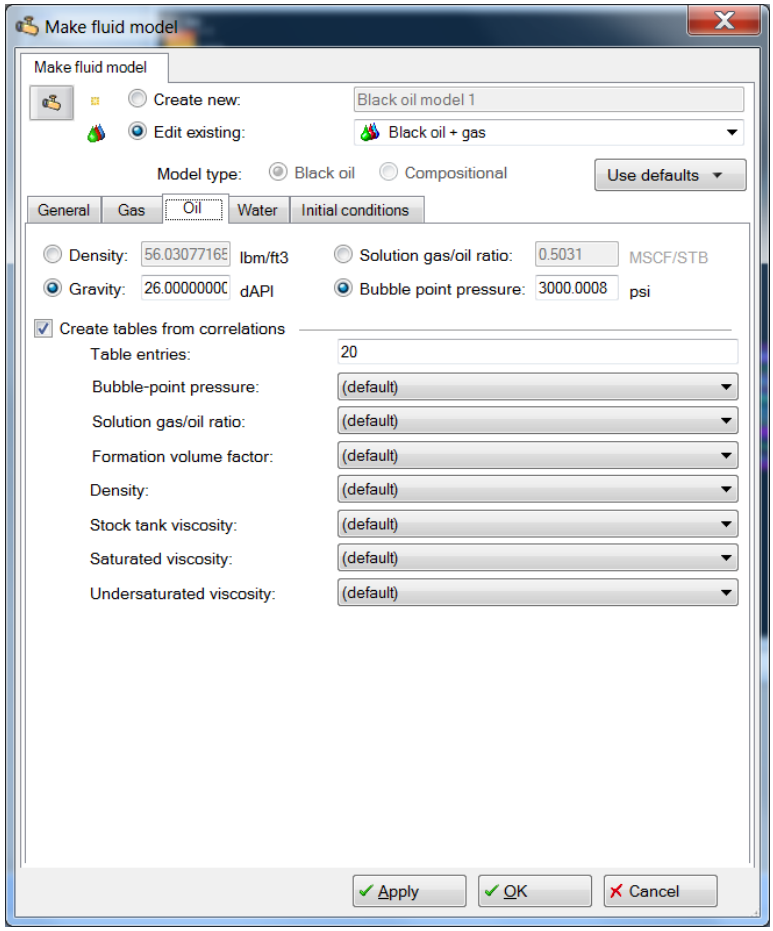


Figura 3.20 Propriedades do óleo fornecidas no modelo de fluidos

Pode-se verificar que o óleo do reservatório possui uma densidade de 26 graus API (não é considerado leve nem pesado) e que a pressão mínima a ser aplicada no controle de pressão do poço produtor (3900 psi) está acima da pressão de bolha (3000 psi) do óleo e, portanto, não ocorre liberação de gás. Nesse caso, o óleo é considerado subsaturado e a razão de solubilidade é constante e igual a 503 pés cúbicos por barril.

O grau API é uma função hiperbólica da densidade, bastante usada na indústria do petróleo para classificar os óleos. Sua fórmula é apresentada na Equação (**3.4** [8]:

$$°API = \frac{141{,}5}{d_{60/60°\mathrm{F}}} - 131{,}5 \tag{3.4}$$

onde $d_{60/60°\mathrm{F}}$ é a densidade do óleo relativa à densidade da água, ambas medidas à 60°F.

A pressão mínima $P_{mín}$ necessária para elevar esse óleo desde o fundo do poço até a superfície pode ser calculada pela Equação (**3.5**, onde a massa específica do óleo é expressa em ppg (libras por galão):

$$P_{mín} = 0{,}052 \cdot \rho \cdot D \tag{3.5}$$

$$P_{mín} = 0{,}052 \cdot 7{,}5 \cdot 9782 \tag{3.6}$$

$$P_{mín} = 3810\ psi \tag{3.7}$$

Portanto, já que a pressão no fundo do poço foi limitada ao mínimo de 3900 psi (maior que a pressão mínima para elevar o fluido) o poço pode ser considerado surgente durante todo o período de produção.

Os resultados da simulação a serem mostrados foram configurados na aba *Results* do caso de simulação (ver Figura 3.21):

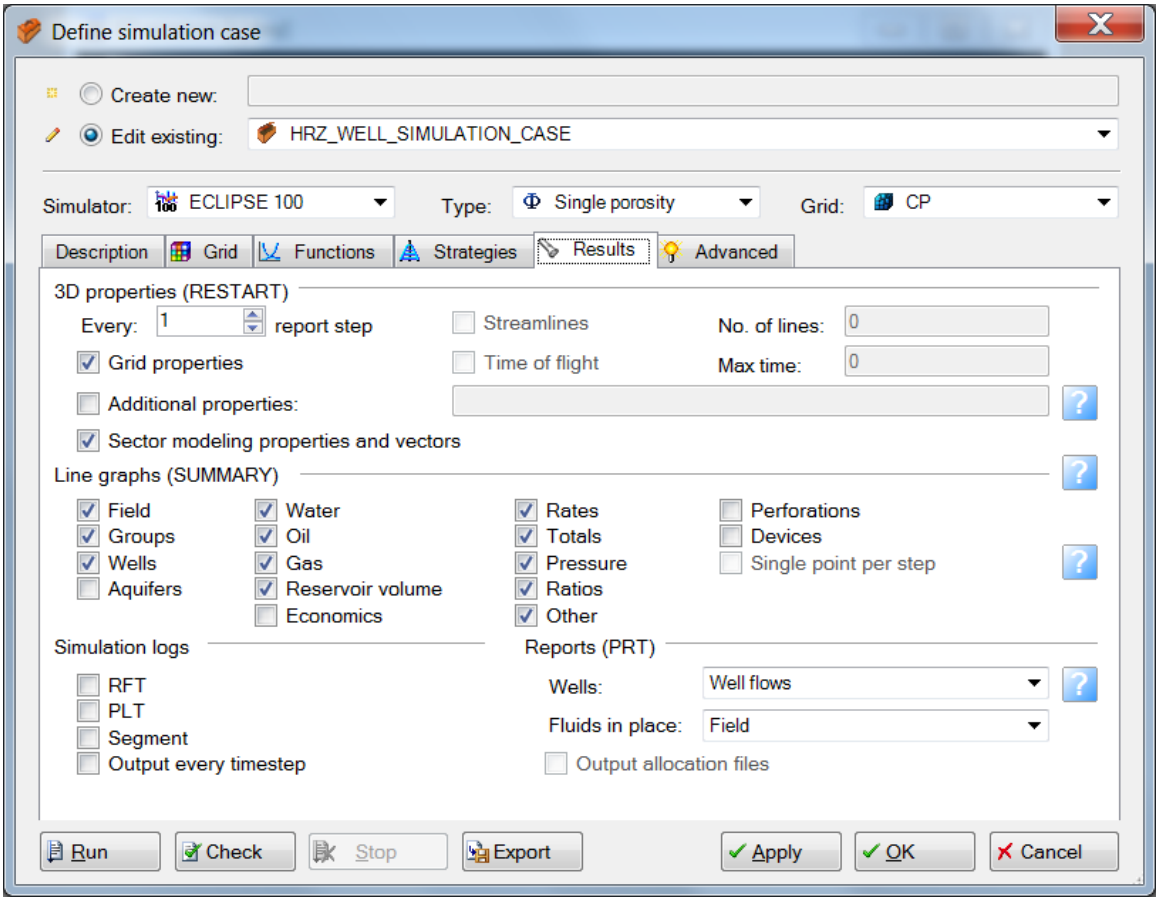


Figura 3.21 Configuração dos resultados a serem mostrados

O caso de simulação utilizará o simulador ECLIPSE 100, aplicado aos modelos de fluido *black oil*.

Podemos então proceder com a exportação do caso de simulação (clica-se no botão *Export*), criando os arquivos com as *keywords* necessárias para a simulação no ECLIPSE.

Assim, para rodar o caso de simulação podemos ir a qualquer momento no *Simulation laucher* do ECLIPSE e rodar o caso. A versão do ECLIPSE utilizada para rodar os casos de simulação criados neste trabalho foi a 2009.1.

Para carregar os resultados da simulação no Petrel clica-se com o botão direito no caso de simulação desejado, e escolhe-se a opção *Load simulation results*, como mostra a Figura 3.22:

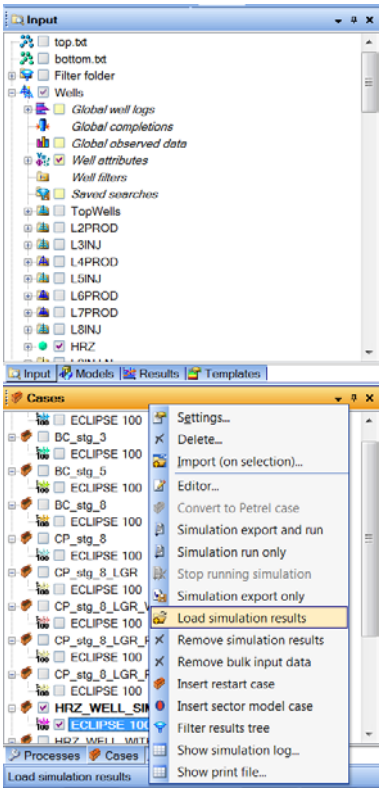


Figura 3.22 Carregando os resultados da simulação

3.3.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS DA SIMULAÇÃO E CRIACÃO DE NOVOS CASOS DE SIMULAÇÃO COM INJEÇÃO DE ÁGUA

Após carregar no Petrel os resultados da simulação realizada no ECLIPSE, pode-se visualizar os gráficos de produção criando-se uma janela de visualização do tipo *Function Window* e selecionando os resultados a serem mostrados na aba *Results*. A Figura 3.23 mostra os resultados de vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo e pressão de fundo (*BHP*) ao longo do tempo de produção:

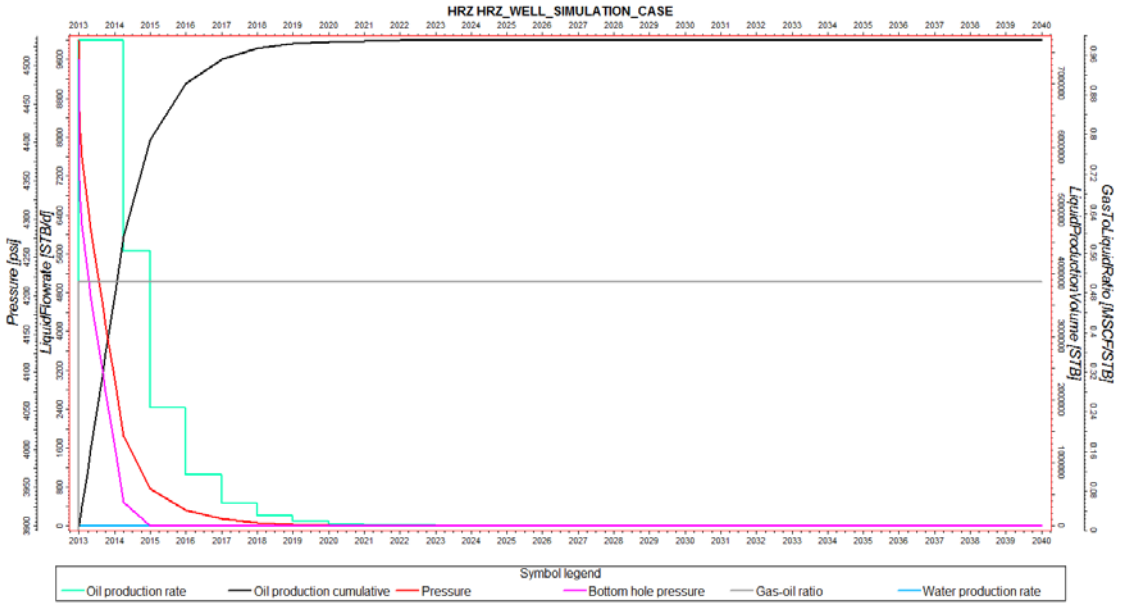


Figura 3.23 Vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo e pressão de fundo (*BHP*) ao longo do tempo de produção

Pode-se notar que o *drawdown* máximo de 635 psi não foi atingido, pois a produção de 10000 stb/dia pode ser atingida inicialmente a uma *BHP* bem maior que a mínima de 3900 psi. Nota-se também que a pressão do reservatório cai muito rápido, fazendo com que a vazão de produção caia também rapidamente a partir do segundo ano de produção. Essa rápida depleção do reservatório sugere a aplicação de um método de recuperação secundária para manutenção da pressão do reservatório, como a injeção de água.

3.3.2 ESTRATÉGIA DE INJEÇÃO

Para simular a produção do poço com injeção de água, foram criados 10 poços verticais de injeção, conforme mostra a Figura 3.24:

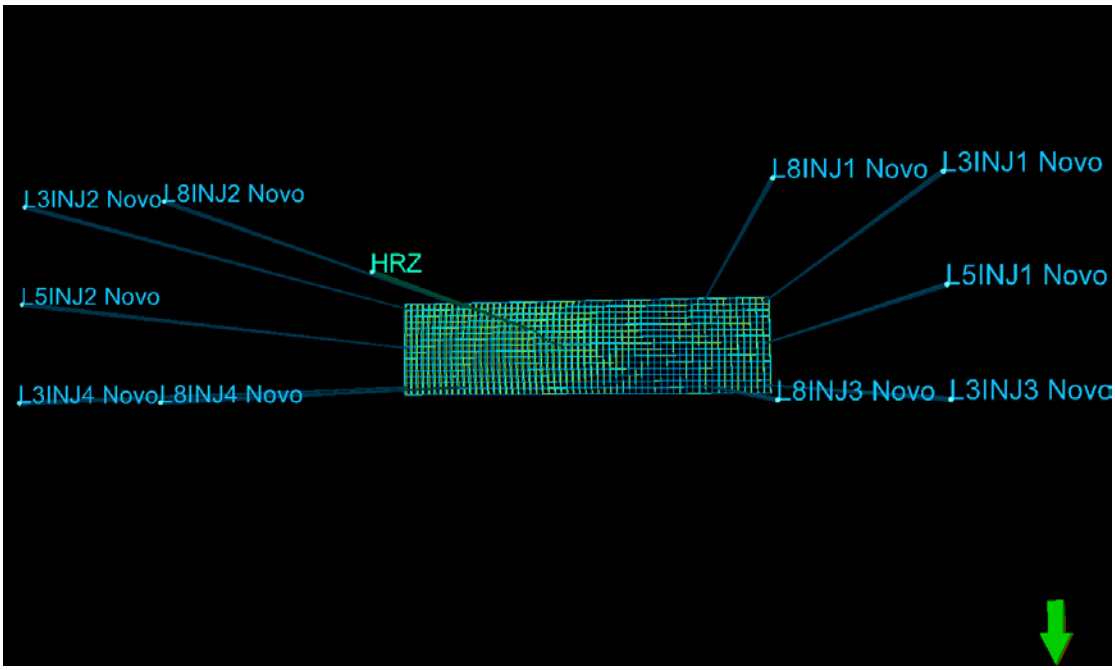


Figura 3.24 Arranjo dos poços de injeção

Foram criadas novas pastas para estes poços e os poços em si foram criados inserindo as coordenadas X, Y e Z da cabeça de poço (da mesma maneira que no poço horizontal), e, diferentemente do poço horizontal, onde importávamos a trajetória gerada pelo Compass, especificou-se o comprimento da seção vertical no campo *Bottom MD*. A Figura 3.25 ilustra a criação de um dos poços de injeção utilizando este método:

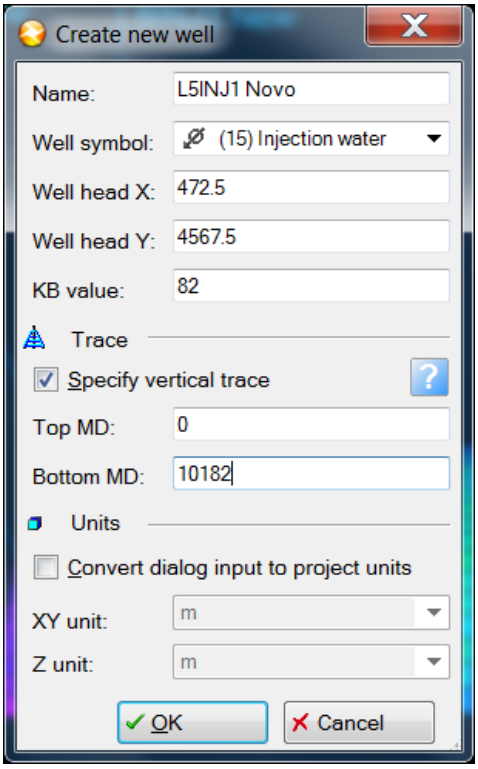


Figura 3.25 Criação de um poço injetor vertical

Utilizando os 10 poços de injeção criados, foram criadas três estratégias de desenvolvimento com parâmetros e datas de início de injeção iguais para cada poço, porém cada estratégia com um limite a ser atingido de vazão de produção diferente.

Os parâmetros de injeção utilizados foram:

1- Máxima vazão de injeção na superfície: 6000 stb/dia
2- Máxima pressão de fundo: 7000 psi em Z=-9700 ft

A máxima pressão de fundo foi escolhida de forma a não fraturar o reservatório. Assumindo um gradiente de fratura de 14 ppg, a máxima pressão de fundo $P_{máx}$ a ser aplicada nos poços injetores não deve ultrapassar o valor calculado na Equação (**3.8**:

$$P_{máx} = 0{,}052 \cdot 14 \cdot 9782 \tag{3.8}$$

$$P_{máx} = 7121\ psi \tag{3.9}$$

No caso, portanto, de injeção de água, o máximo *drawdown* a ser aplicado no reservatório pode atingir o valor de 7000 – 3900 = 3100 psi, se a pressão do reservatório atingir o máximo de 7000 psi com a injeção de água.

As datas de início da injeção estipuladas para cada grupo de poços de injeção foram:

- L3INJ Novo: 1º de Janeiro de 2015
- L5INJ Novo: 1º de Janeiro de 2017
- L8INJ Novo: 1º de Janeiro de 2020

Um exemplo da configuração dos parâmetros de injeção para um grupo de poços pode ser visualizado na Figura 3.26:

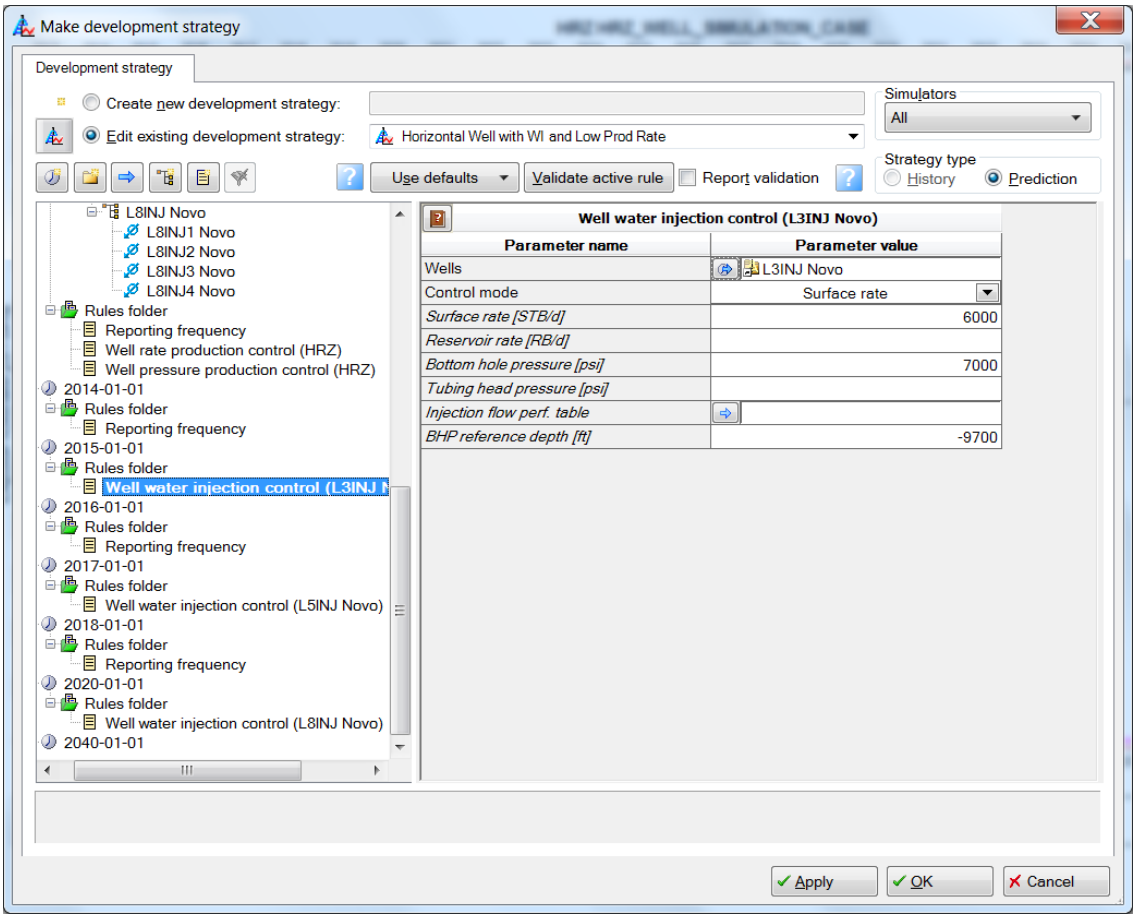


Figura 3.26 Configuração dos parâmetros de injeção

3.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A primeira estratégia com injeção de água foi denominada *Horizontal well with WI and Low Production Rate*. Nessa estratégia, a vazão de produção de óleo a ser atingida manteve-se em 10000 stb/dia. Foi criado um caso de simulação utilizando essa estratégia, denominado *HRZ_WELL_WITH_WI_LOW_PROD_RATE*, seguindo o procedimento apresentado na Seção 3.3. Pode-se notar, a partir dos resultados da simulação, que houve uma recuperação da pressão do reservatório com a injeção de água (a partir de 2015) e a vazão de produção de óleo conseguiu retornar ao objetivo de 10000 stb/dia até o final da simulação (ano de 2040), vide Figura 3.27.

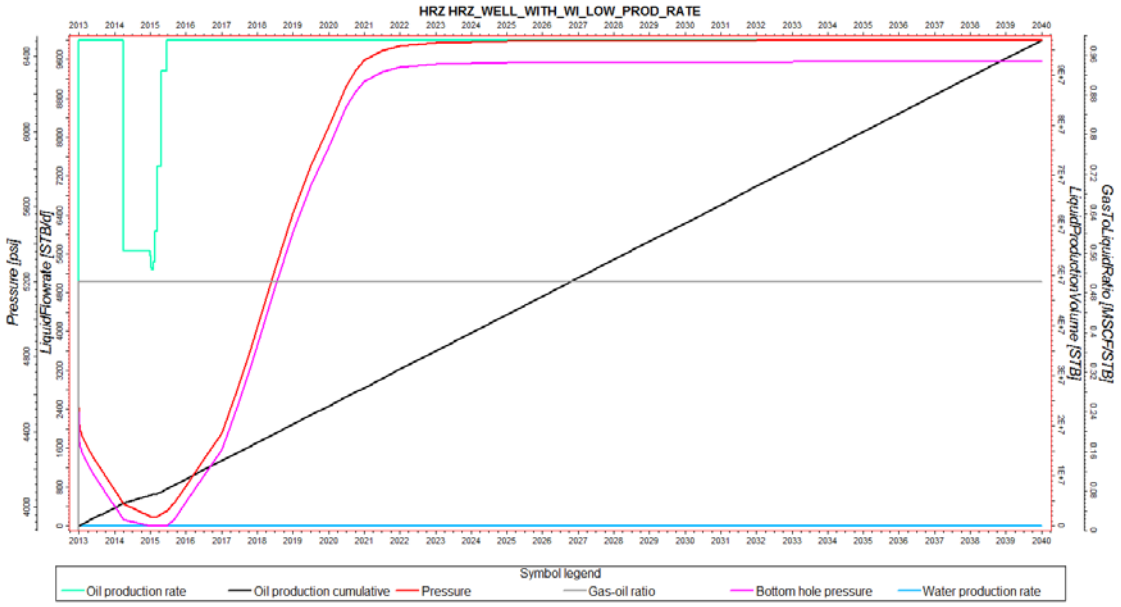


Figura 3.27 Recuperação da pressão do reservatório usando mecanismo de injeção de água. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal

O maior *drawdown* aplicado no reservatório ocorre no final do período simulado, quando a pressão do reservatório atinge o valor de 6490 psi devido à injeção de água e o *drawdown* aplicado é de aproximadamente 114 psi.

Os parâmetros de injeção, respeitando os limites impostos na estratégia de desenvolvimento podem ser visualizados ao longo do tempo na Figura 3.28 para o poço de injeção L3INJ1 Novo:

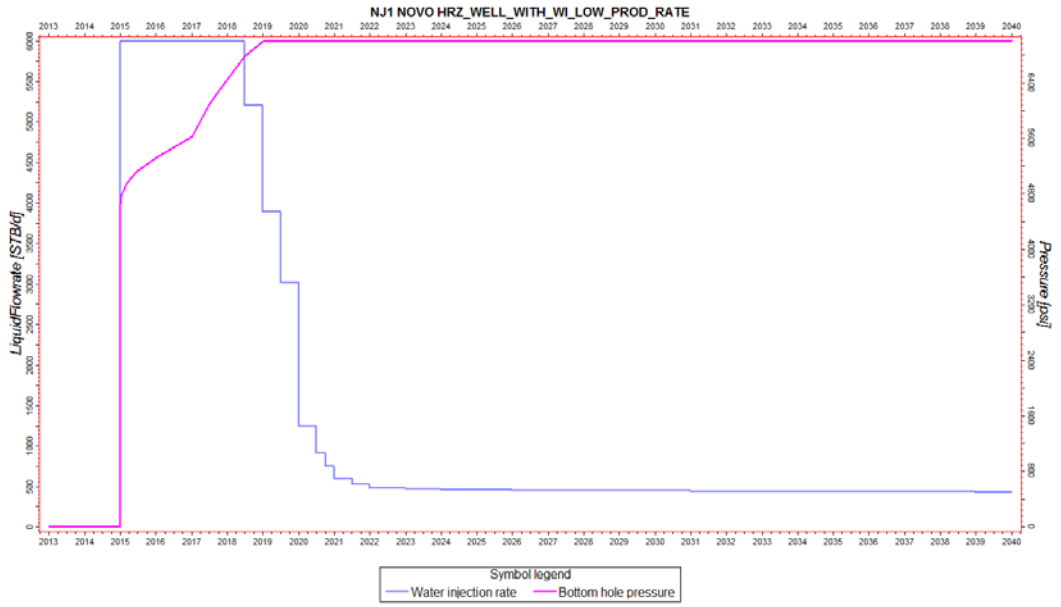


Figura 3.28 Vazão de injeção e pressão de fundo do poço L3INJ1 Novo

Nota-se, na Figura 3.28, que a pressão de fundo do poço de injeção não ultrapassa o limite estipulado de 7000 psi e a vazão de injeção não ultrapassa o limite de 6000 stb/dia.

A segunda estratégia com injeção de água foi denominada *Horizontal well with WI and Med Production Rate*. Nessa estratégia, os limites de vazão de produção foram aumentados para 30000 stb/dia de óleo e 45000 stb/dia total de líquido. Esse aumento de vazão em um campo tem um impacto no projeto da capacidade de vazão dos equipamentos de superfície. Os resultados do caso de simulação *HRZ_WELL_WITH_WI_MED_PROD_RATE*, criado utilizando esta estratégia, podem ser visualizados na Figura 3.29:

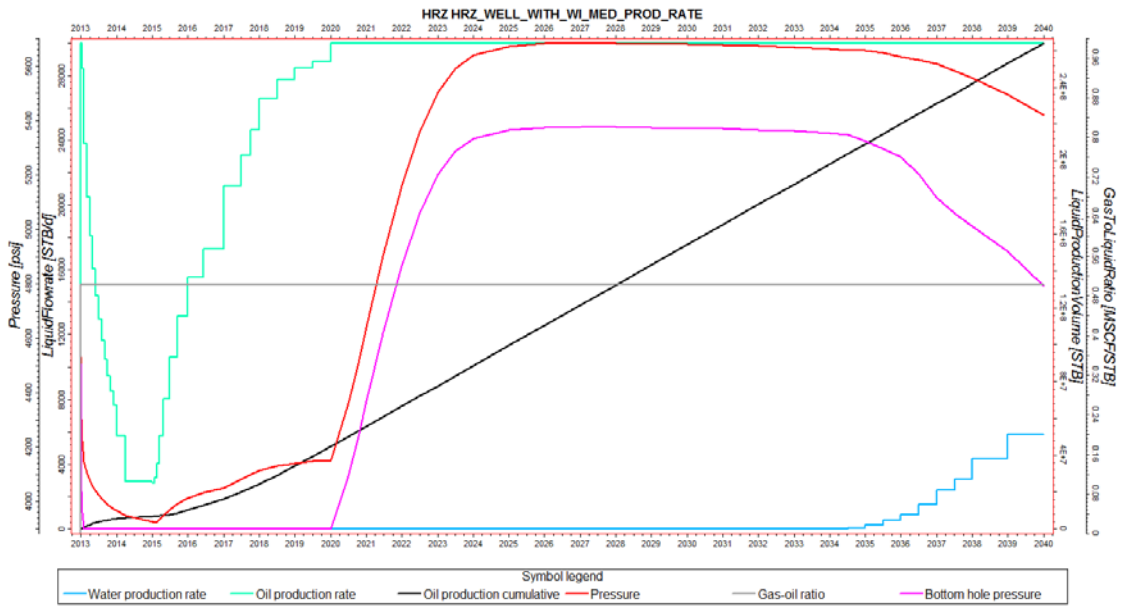


Figura 3.29 Resultados aumentando o limite de produção de óleo para 30000 stb/dia. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal.

Nota-se, neste caso, que a produção inicial é mantida no objetivo de 30000 stb/dia de óleo por muito pouco tempo, mas ocorre também a recuperação da pressão do reservatório a partir de 2015 com a injeção de água. A vazão de produção de óleo retorna ao objetivo em 2020 e consegue ser mantida até o final do período simulado. É interessante notar também que a maior vazão de produção acarreta no *breakthrough* de água a partir de 2034, ou seja, a água injetada começa a ser produzida.

Nessa simulação, o maior *drawdown* aplicado no reservatório também ocorre no final do período simulado, quando a pressão do reservatório está em 5420 psi (após já ter atingido o valor máximo de 5684 psi, devido à injeção de água) e o *drawdown* aplicado é de aproximadamente 627 psi.

O terceiro e último caso de simulação *HRZ_WELL_WITH_WI_HIGH_PROD_RATE*, foi criado utilizando a estratégia *Horizontal well with WI and High Production Rate*. Nessa estratégia, os limites de vazão de produção foram aumentados para 50000

stb/dia de óleo e 75000 stb/dia total de líquido. Os resultados da simulação são mostrados na Figura 3.30:

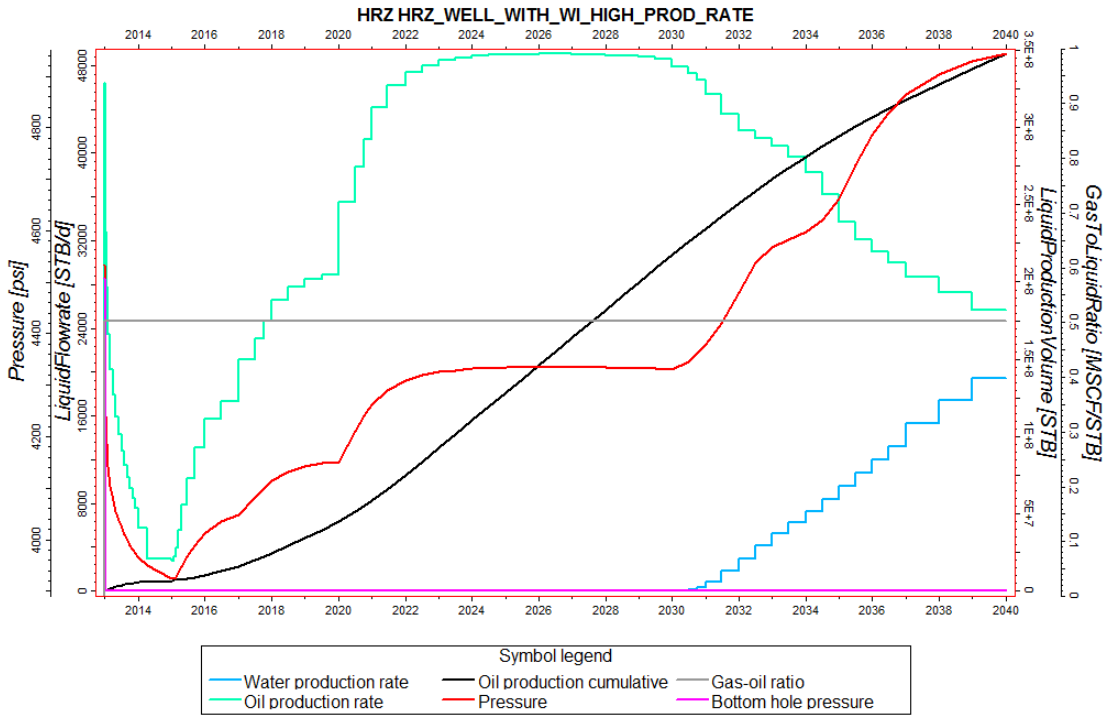


Figura 3.30 Resultados aumentando o limite de produção de óleo para 50000 stb/dia. O gráfico mostra a vazão de óleo, produção de óleo acumulada, pressão do reservatório, razão gás-óleo, pressão de fundo (*BHP*) e vazão de produção de água ao longo do tempo de produção do poço horizontal.

Nota-se que, neste caso, a *BHP* é mantida no limite mínimo estipulado de 3900 psi desde o início até o final da simulação para tentar alcançar a vazão de produção desejada. Nota-se ainda que o *breakthrough* de água ocorre ainda mais cedo, em 2030, devido ao aumento da vazão de produção e, ao final do período de simulação o poço já produz com aproximadamente 43% de teor de água (*water-cut*).

Nessa terceira simulação, o maior *drawdown* aplicado no reservatório ocorre também no final do período simulado, atingindo o valor de 1043 psi. Nota-se, portanto, que o maior *drawdown* possível de 3100 psi não é atingido em nenhum dos três casos

simulados com injeção de água, atingindo o maior valor de 1043 psi no terceiro e último caso simulado com maior vazão de produção.

4 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma comparação válida entre as estratégias de produção adotadas é a produção acumulada de óleo ao final do período de simulação. A comparação mostra que a recuperação aumenta com a utilização do mecanismo de injeção de água e com o aumento da vazão de produção, como mostra a Figura 4.1:

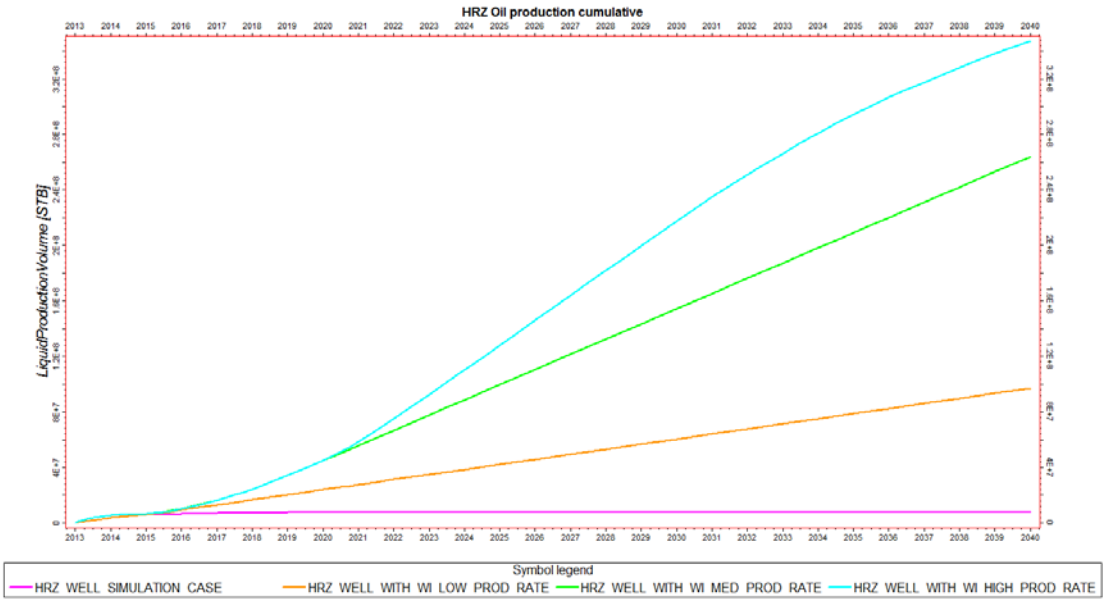


Figura 4.1 A recuperação de óleo aumenta com a utilização do mecanismo de injeção de água e com o aumento da vazão de produção

A comparação acima é equivalente a procurar a estratégia de desenvolvimento que apresente o maior fator de recuperação de óleo do reservatório. A Figura 4.2 mostra, para todas as simulações realizadas, os resultados de valores de produção acumulada e volume de óleo *in place* ao longo do tempo de produção. O fator de recuperação de cada estratégia corresponde ao valor final de produção acumulada de óleo dividido pelo volume inicial de óleo *in place* (que, com certeza, é igual para todas as estratégias já que todas foram aplicadas na mesma condição inicial do reservatório).

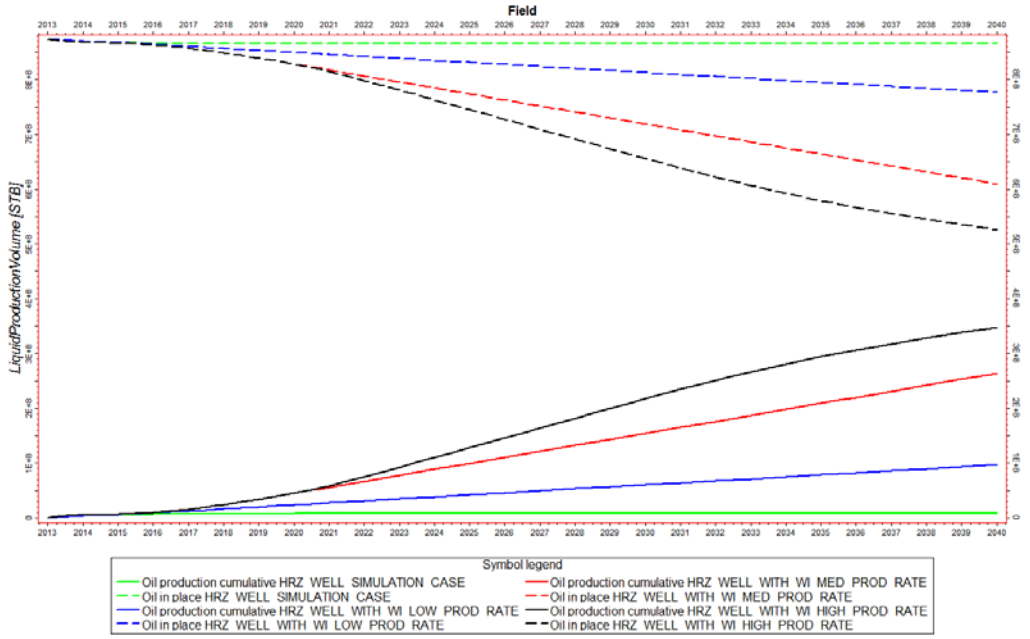


Figura 4.2 Produção acumulada e volume de óleo *in place* ao longo do tempo para cada estratégia de produção

A Tabela 4.1 resume os valores obtidos para os fatores de recuperação utilizando cada uma das estratégias criadas neste projeto.

Tabela 4.1 Fatores de recuperação para cada estratégia:

Estratégia	Objetivo de produção (barris de óleo padrão por dia)	Limite de produção total de líquido (barris padrão por dia)	Injeção de água (Sim ou Não) * vide estratégia de injeção (Seção 3.6.1)	Fator de recuperação (%)
Estratégia 1	10,000	15,000	Não	1%
Estratégia 2	10,000	15,000	Sim	11%
Estratégia 3	30,000	45,000	Sim	30%
Estratégia 4	50,000	75,000	Sim	40%

Pode-se concluir que a aplicação de um mecanismo de recuperação secundária, como a injeção de água, ao invés da depleção simples do reservatório, pode aumentar significamente o fator de recuperação de um campo. A água injetada, nesse caso, contribui para a manutenção da pressão do reservatório e, portanto, do potencial de fluxo dos fluidos e ajuda a deslocar o óleo em direção ao poço produtor. Além disso, o projeto correto da vazão com que os poços podem produzir também é um fator que afeta a recuperação total de óleo do reservatório. Com isso, os projetos de

desenvolvimento podem se tornar mais lucrativos e a empresa pode aumentar seus volumes de óleo recuperáveis, e, conseqüentemente, o seu valor no mercado.

A Tabela 4.2 mostra as produções totais de óleo, gás e água e a injeção total de água nas condições padrão para cada estratégia simulada neste projeto.

Tabela 4.2 Produções totais de óleo, gás e água e a injeção total de água nas condições padrão para cada estratégia:

Estratégia	Produção Total de óleo (barris de óleo padrão)	Produção Total de gás (*10^3 pés cúbicos de gás padrão)	Produção Total de água (barris de água padrão)	Injeção Total de água (barris de água padrão)
Estratégia 1	$7{,}70 \times 10^6$	$3{,}87 \times 10^6$	0	0
Estratégia 2	$9{,}70 \times 10^7$	$4{,}88 \times 10^7$	0	$1{,}48 \times 10^8$
Estratégia 3	$2{,}64 \times 10^8$	$1{,}33 \times 10^8$	$5{,}29 \times 10^6$	$3{,}50 \times 10^8$
Estratégia 4	$3{,}48 \times 10^8$	$1{,}75 \times 10^8$	$3{,}41 \times 10^7$	$4{,}77 \times 10^8$

O Anexo 3 deste projeto apresenta a distribuição da saturação de óleo no reservatório para diferentes instantes ao longo do tempo de produção utilizando a estratégia de injeção de água e alta vazão de produção (a que forneceu maior recuperação de óleo nas simulações do ECLIPSE). Como não há liberação de gás livre no reservatório (S_g=0), pois a pressão do reservatório é mantida acima da pressão de bolha, a distribuição da saturação de água é complementar a de óleo. Portanto, não se faz necessária a apresentação da distribuição de saturação de água. Para visualizar a saturação de óleo ao longo do tempo, foram criadas janelas 3D com a propriedade *SOIL* selecionada para visualização em diferentes instantes de produção. A distribuição das saturações dos fluidos no reservatório ao longo do tempo mostra como ocorre o avanço da água injetada e quais as regiões que continuam com maior volume de óleo a ser produzido.

A partir deste projeto, pode-se concluir que é possível utilizar dois pacotes de *softwares* comerciais distintos em conjunto para projetar o desenvolvimento de um campo. O primeiro pacote é utilizado para o projeto das trajetórias direcionais dos poços atingindo seus objetivos pré-determinados e o segundo realiza a simulação da produção e a evolução das propriedades do reservatório utilizando os controles estipulados de pressão e de vazão nos poços.

Este projeto pode servir como base para trabalhos futuros, ajudando na utilização dos *softwares* envolvidos, na elaboração de projetos de poços direcionais e de novos casos de simulação. Ainda utilizando este modelo de reservatório, pode-se estudar novos parâmetros e métodos para aumentar a recuperação de óleo deste reservatório. Fatores que podem ser otimizados incluem:

1. Localização dos objetivos do poço produtor, ou seja, da seção horizontal no caso de poços horizontais;
2. Número de poços produtores a serem utilizados;
3. A estratégia de injeção, incluindo datas de inicio da injeção e parâmetros como localização, pressão e vazão dos poços injetores. Pode-se ainda estudar a possibilidade de construção de poços injetores direcionais, reduzindo o número total de injetores a serem utilizados;
4. Controles de pressão e vazão a serem utilizados nos poços produtores. Pode-se utilizar um limite de pressão de fundo menor para aumentar a recuperação de óleo e, para isso, utilizar algum mecanismo de elevação artificial para elevar os fluidos até a superfície;
5. Utilização de outros tipos de completação nos poços além de poço aberto.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ROCHA, L. A. S., AZUAGA, D., ANDRADE, R. *et al*, *Perfuração direcional*. 2ª ed, Rio de Janeiro, Interciência : Petrobras : IBP, 2008.

[2] JOSHI, S. D., *Horizontal well Technology*. Tulsa, Oklahoma, EUA, PennWell Publishing Company, 1991.

[3] LANDMARK/HALLIBURTON, *Compass for Windows Training Manual*. EUA, 2001.

[4] HALLIBURTON, *Petroleum Well Construction.* EUA, John Wiley and Sons, 1997.

[5] CARDEN, R. S., GRACE, R. D., *Horizontal and Directional Drilling*. Tulsa, Oklahoma, EUA, Petroskills, 2007.

[6] SCHLUMBERGER, *ECLIPSE 100 User Course*. Geoquest, 1999.

[7] THOMAS, G. W., *Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation.* 2ª ed. EUA, International Human Resources Development Corp., 1982.

[8] ROSA, A.J., CARVALHO, R.S, XAVIER, J.A.D., *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência : Petrobras, 2006.

[9] PETROBRAS, *Manual Técnico Petroguia*. Brasil, 2002.

6 ANEXO 1: CONSTRUÇÃO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL USANDO O COMPASS, EXPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA E IMPORTAÇÃO PARA O MODELO GEOLÓGICO

6.1 APRESENTAÇÃO DO SOFTWARE COMPASS

O projeto da trajetória direcional do poço foi realizado utilizando o software comercial da Halliburton/Landmark chamado Compass (*Computerized Planning and Analysis Survey System*) versão 2003.16.1.17.

Esse software faz parte do pacote de aplicações da Halliburton, chamado EDM (*Engineer's Data Model*), amplamente utilizado por empresas operadoras ou prestadoras de serviço de perfuração direcional para a realização de projetos de poços e acompanhamento das atividades de perfuração, sejam de poços direcionais ou não.

Todas as aplicações do EDM estão conectadas a um banco de dados de poços, que é organizado segundo uma estrutura hierárquica a ser apresentada posteriormente.

O EDM possui quatro aplicações técnicas, incluindo o Compass:

- Compass
- Casing Seat
- Stress Check
- Well Plan

Neste projeto, só foi utilizado o Compass, mas um projeto de poço mais aprofundado incluiria o projeto de assentamento dos revestimentos com base nas geopressões, utilizando o Casing Seat; dimensionamento dos revestimentos incluindo estudo dos esforços atuantes, utilizando o Stress Check; e simulação e otimização dos parâmetros de perfuração, como torque, arraste e hidráulica, utilizando o Well Plan.

Além disso, o EDM também possui aplicações de gerenciamento dos dados utilizados pelas aplicações técnicas, incluindo a geração de relatórios diários (os chamados *Daily Drilling Reports*). Essas aplicações são: Open Wells, Data Analyser e Profile; que não serão discutidas neste projeto.

6.2 PLANEJAMENTO DIRECIONAL DO POÇO HORIZONTAL

A seguir, será apresentado um tutorial mostrando como criar corretamente um projeto de poço direcional do tipo horizontal utilizando o Compass.

A interface do Compass pode ser visualizada na Figura 6.1, sem nenhum poço no banco de dados, já que não foi utilizado um banco de dados real (geralmente as empresas armazenam seus bancos de dados em servidores, com acesso diferenciado para cada usuário). Foi utilizado um banco de dados local instalado na própria máquina/computador.

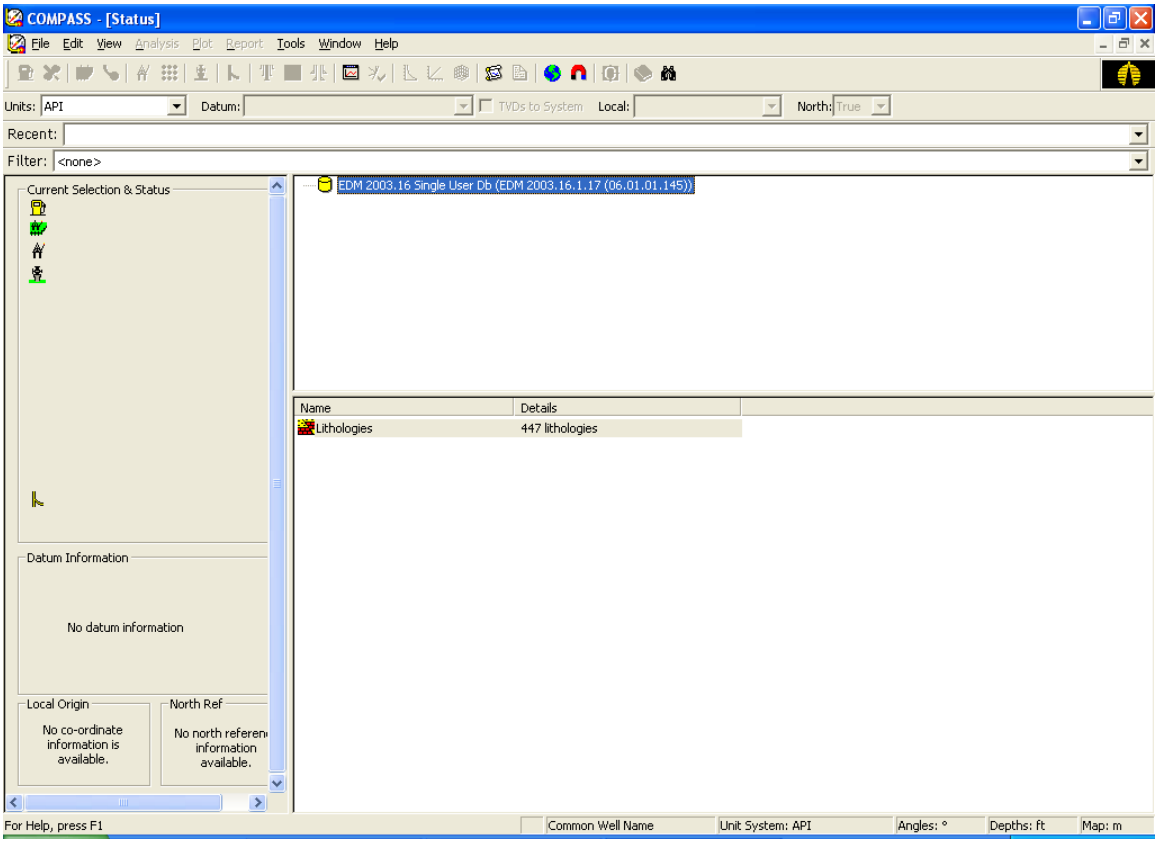


Figura 6.1 Tela inicial do Compass

O primeiro passo é criar uma nova companhia, como é mostrado na Figura 6.2:

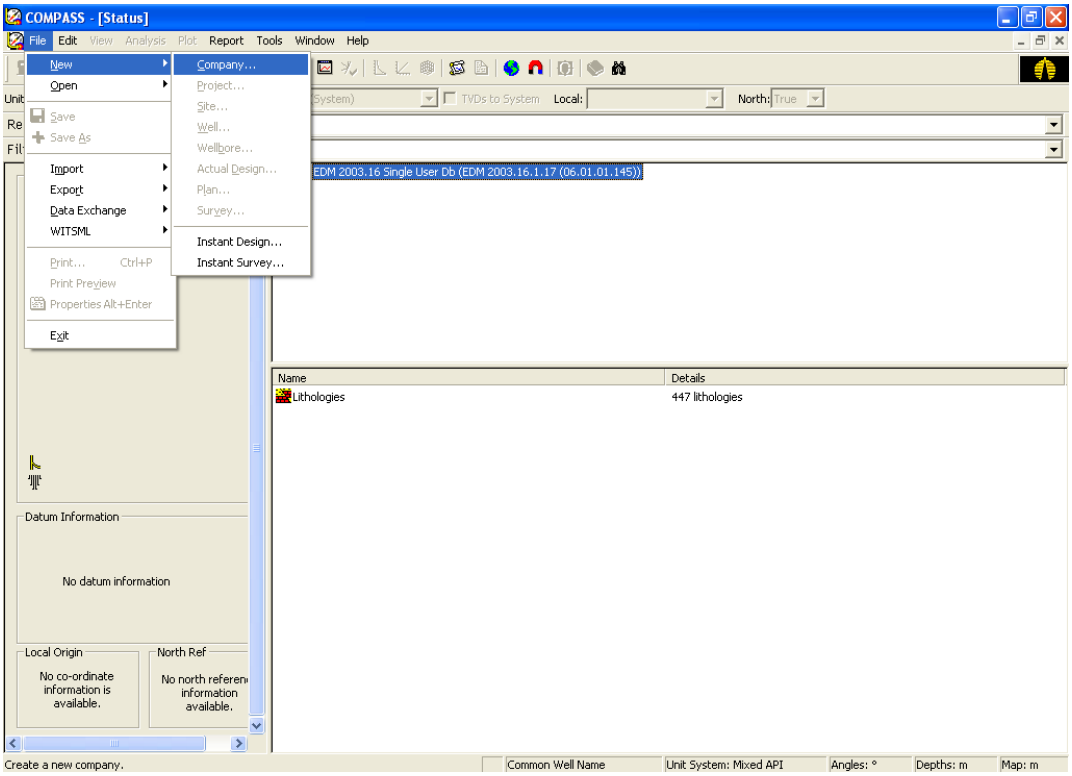


Figura 6.2 Inserir nova companhia

Diferentes companhias podem ter diferentes regras de:

- Cálculo de análises de anticolisão;
- Métodos de cálculo de acompanhamento direcional;
- Parâmetros de erros intrínsecos às medições das ferramentas de acompanhamento direcional.

Devemos então preencher as propriedades referentes à companhia que serão relevantes para o projeto. Neste projeto, a análise de anticolisão não será contemplada devido à existência de um único poço produtor na plataforma. À medida que mais poços são adicionados aos slots da plataforma é necessário um estudo de anticolisão. Os campos são preenchidos conforme é mostrado na Figura 6.3 e na Figura 6.4:

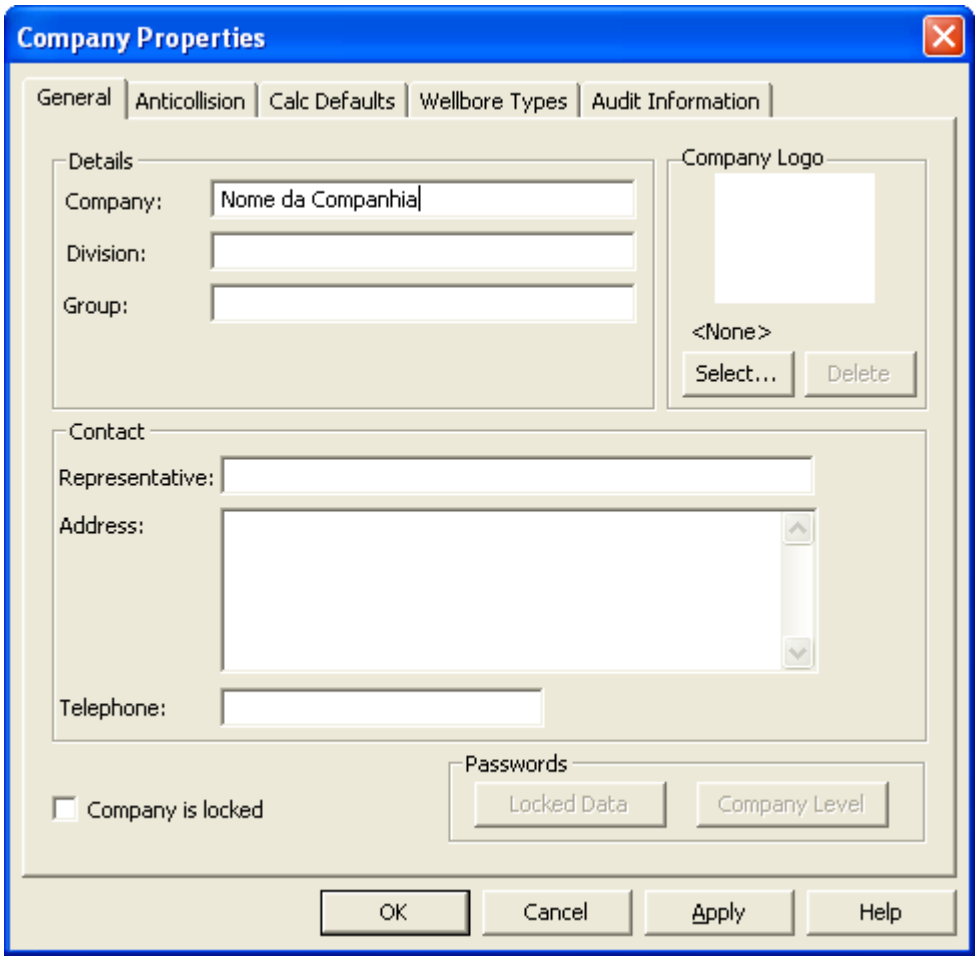


Figura 6.3 Propriedades gerais da companhia

Algumas propriedades importantes na prática para uma companhia não foram preenchidas, pois não são relevantes para este projeto (exemplo: Divisão, Grupo, Logo, Contato...). Isto irá se repetir ao longo do projeto em outras configurações.

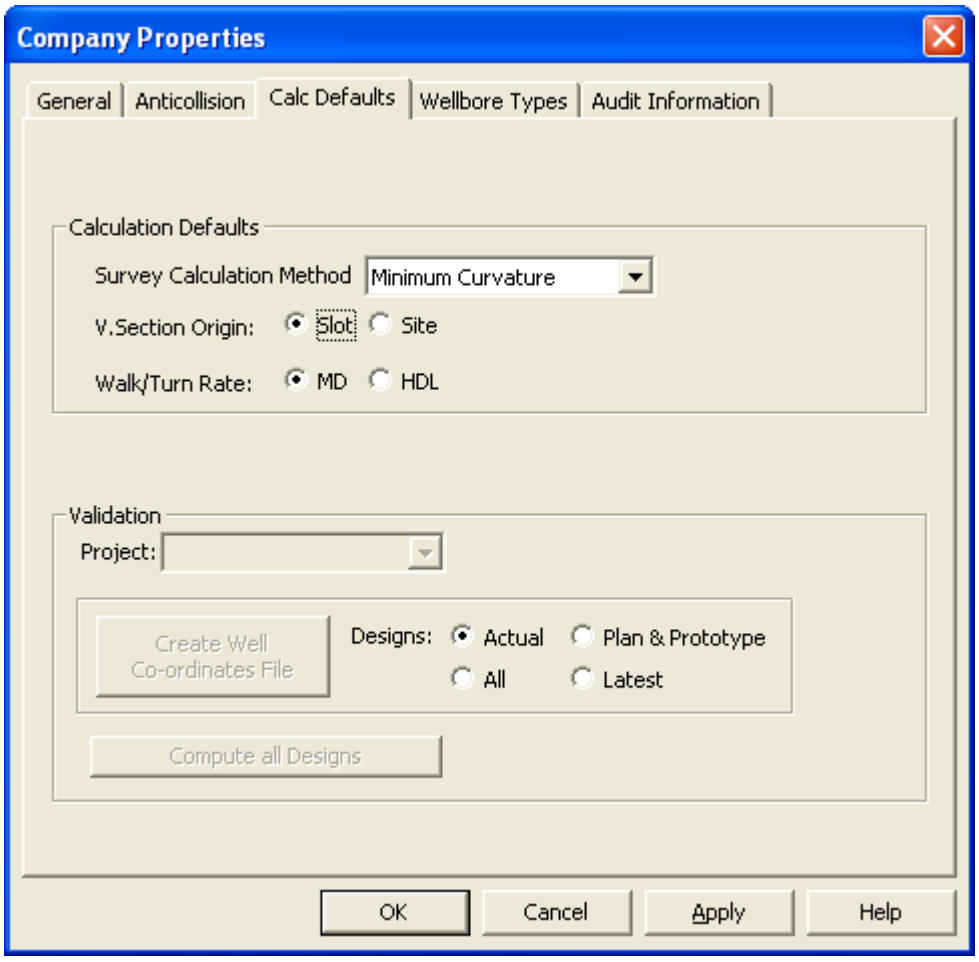


Figura 6.4 Métodos de cálculo da companhia

Na aba de Cálculos (Figura 6.4), podemos configurar uma propriedade importante de acompanhamento direcional: o método de cálculo da trajetória real do poço com base nas medições das ferramentas de perfuração direcional. Porém, neste projeto, estamos interessados apenas no planejamento do poço e não no acompanhamento da trajetória real durante a perfuração.

A origem da seção vertical diz respeito ao ponto de referência para a medição do afastamento do poço. Podemos medir o afastamento a partir da cabeça do poço (*slot*) ou a partir da origem do sistema local (ver Figura 6.5). Essa configuração poderá também ser feita para cada poço individualmente em uma etapa posterior. Neste projeto, foi utilizado o afastamento em relação à posição da cabeça de poço.

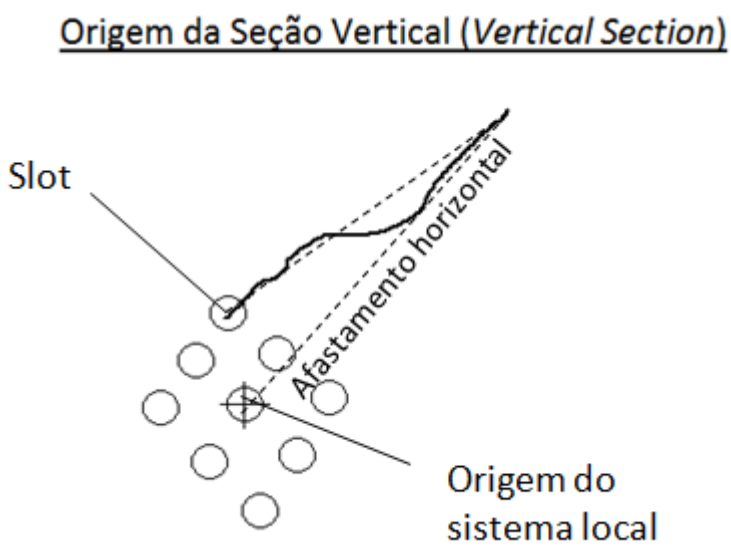


Figura 6.5 Origem da seção vertical (adaptado do conteúdo de ajuda do Compass)

Walk Rate ou *Turn Rate* são sinônimos e correspondem à variação da direção azimutal em relação à variação de profundidade. O mais comum é medir a variação do azimute em relação à variação de profundidade medida (MD), pois a *Buildup rate* (variação da inclinação do poço medida a partir da vertical) e a *Dogleg rate* (medida da curvatura do poço) são expressos em relação à profundidade medida.

A validação dos *designs* dos poços não será importante, pois faz sentido apenas quando o banco de dados é editado por vários usuários, requerendo validação das alterações.

Ao terminarmos a configuração da Companhia, somos encaminhados para a criação de um novo projeto.

Um projeto corresponte a um bloco ou campo. O projeto pode possuir um conjunto de plataformas que:
- Estão referenciadas por um mesmo sistema geodésico;
- Estão alinhadas ou ao Norte Magnético ou ao Norte Verdadeiro, ou seja, as direções azimutais dos poços serão informadas em relação ao Norte Magnético ou ao Norte Verdadeiro.

O projeto possui um *datum* (*system datum*), geralmente o nível médio da superfície do mar - *Mean Sea Level* (*MSL*), em inglês (ver Figura 6.6). A partir dele define-se futuramente a elevação da plataforma.

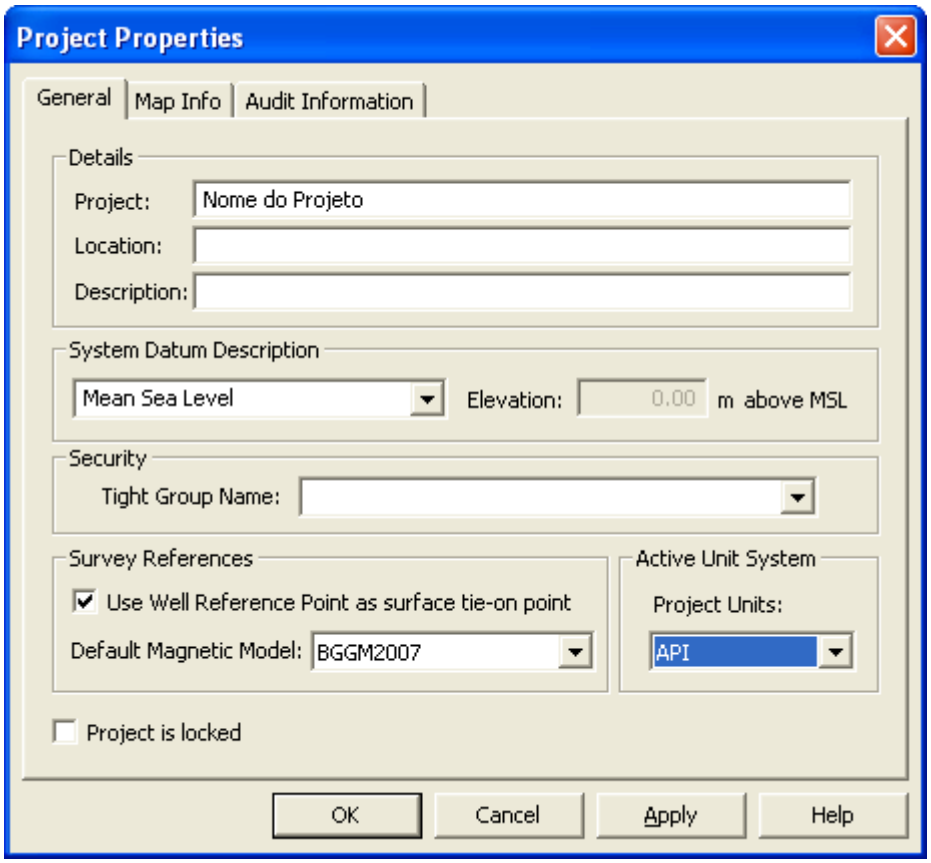


Figura 6.6 Edição das propriedades gerais do projeto

É prática comum referenciar as trajetórias direcionais ao *Well Reference Point* (*WRP*), começando a medir as trajetórias a partir deste ponto. O *WRP* é um ponto da trajetória do poço que se manterá constante, independente das características da plataforma, e será localizado durante a configuração das propriedades do poço em relação ao *datum* do sistema.

As direções azimutais serão calculadas com base no modelo geo-magnético mais atualizado do *British Geological Survey (BGGM 2007)*. Esse é um padrão utilizado por algumas operadoras, como a *British Petroleum*, em todos os projetos.

Escolhendo as unidades do projeto como *API* (*American Petroleum Institute*) teremos o sistema de unidades, que pode ser editado no *menu* de ferramentas do Compass, mostrado na Figura 6.7:

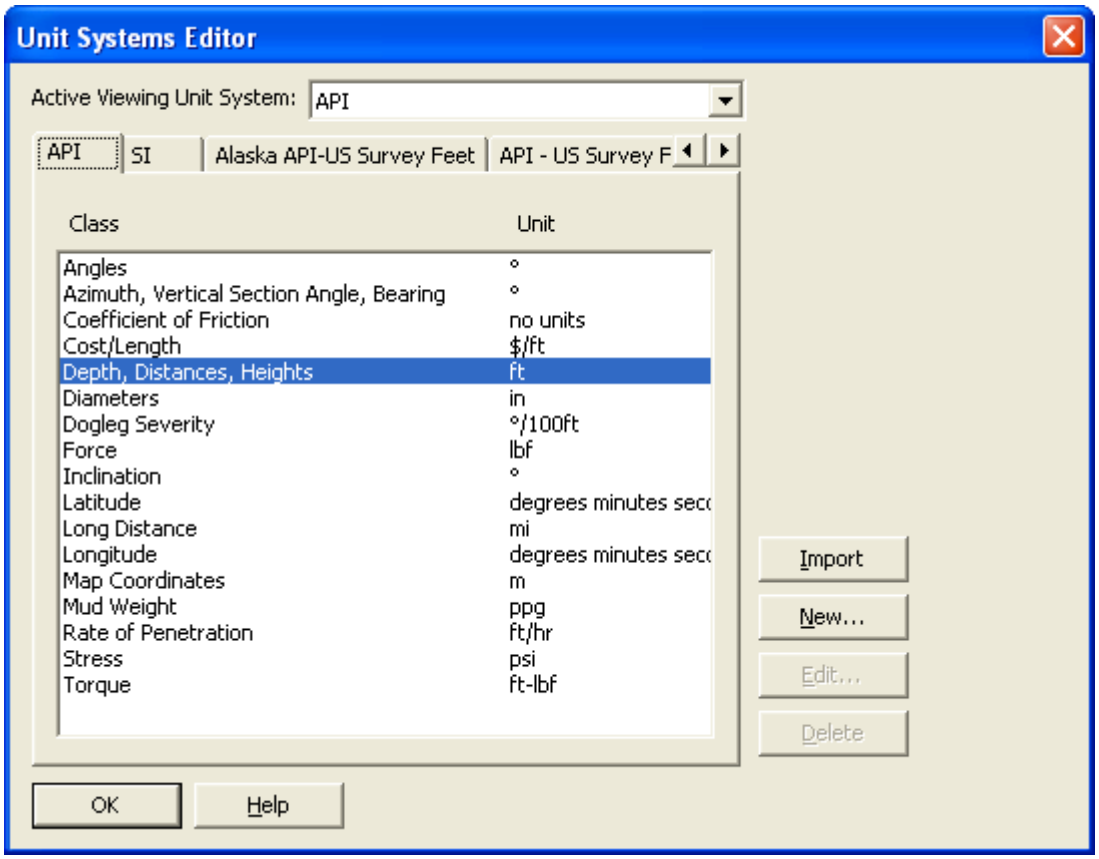


Figura 6.7 Sistema de Unidades adotado

Nota-se que o sistema de unidades escolhido é consistente com o sistema utilizado no modelo de reservatório, onde as medidas são em pés (ft).

Na aba *Map Info* (ver Figura 6.8), escolhemos o sistema de geo-referenciamento que será adotado. O mais comum é o sistema de coordenadas UTM. O *datum* geodésico (elipsóide) utilizado é o *WGS* (*World Geodetic System*), de 1984 – utilizado pelo GPS. A zona UTM em que se localiza o campo é a zona 24 (intervalo entre os meridianos 42 W e 36 W) sul. Essa localização corresponde à costa brasileira, e foi escolhida arbitrariamente, pois o modelo de reservatório no qual aplicaremos este poço é sintético (não é real). Nas regiões polares, o sistema UTM apresenta muitas distorções e o sistema de coordenadas UPS (*Universal Polar Stereographic*) deve ser utilizado [9].

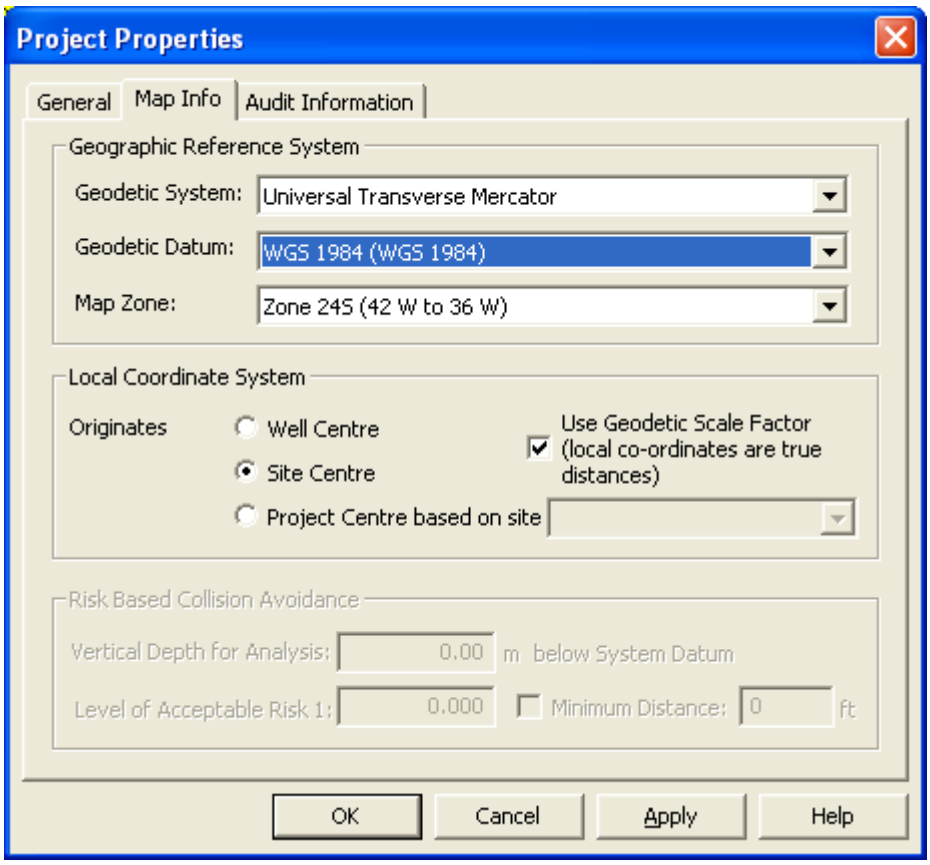


Figura 6.8 Geo-referenciamento do Projeto

A origem do sistema de coordenadas local do poço será o centro da plataforma (cujas coordenadas em relação ao sistema de geo-referenciamento global serão fornecidas na configuração das propriedades da plataforma). Quando formos localizar os objetivos do poço, poderemos informar as posições dos mesmos em relação ao sistema de coordenadas global (informando as coordenadas *Northing* e *Easting*) ou ao sistema local (nesse caso, em relação ao centro da plataforma). Em alguns projetos, principalmente nas Américas, costuma-se posicionar a origem do sistema local na mesa rotativa da sonda de perfuração ao invés do centro da plataforma.

Marcar a opção *Use Geodetic Scale factor* é importante para garantir que todas as coordenadas *Easting* e *Northing* são verdadeiras, e não contém um fator de escala embutido.

Ao terminarmos a configuração do Projeto, somos encaminhados para a criação de uma nova locação (plataforma).

Na aba de propriedades gerais da plataforma (ver Figura 6.9), iremos especificar a elevação da plataforma em relação ao nível médio do mar (o *air gap*). Foi considerado 82 pés, aproximadamente 25m.

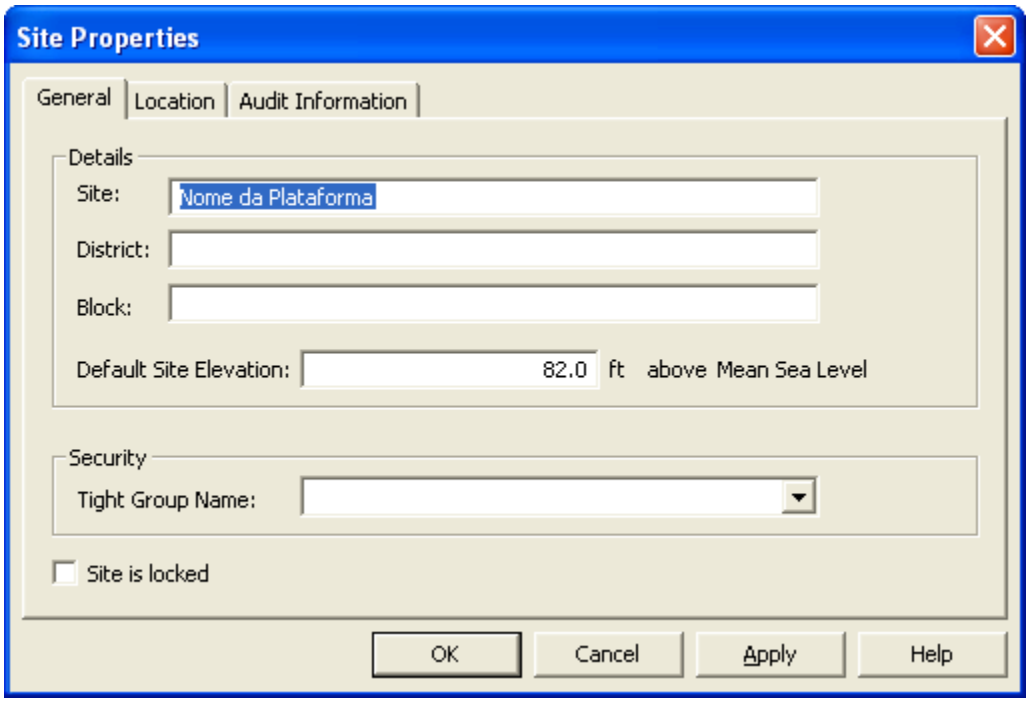


Figura 6.9 Aba de propriedades gerais da plataforma

As coordenadas do centro da plataforma são informadas em relação ao sistema de geo-referenciamento adotado anteriormente, como mostra a Figura 6.10:

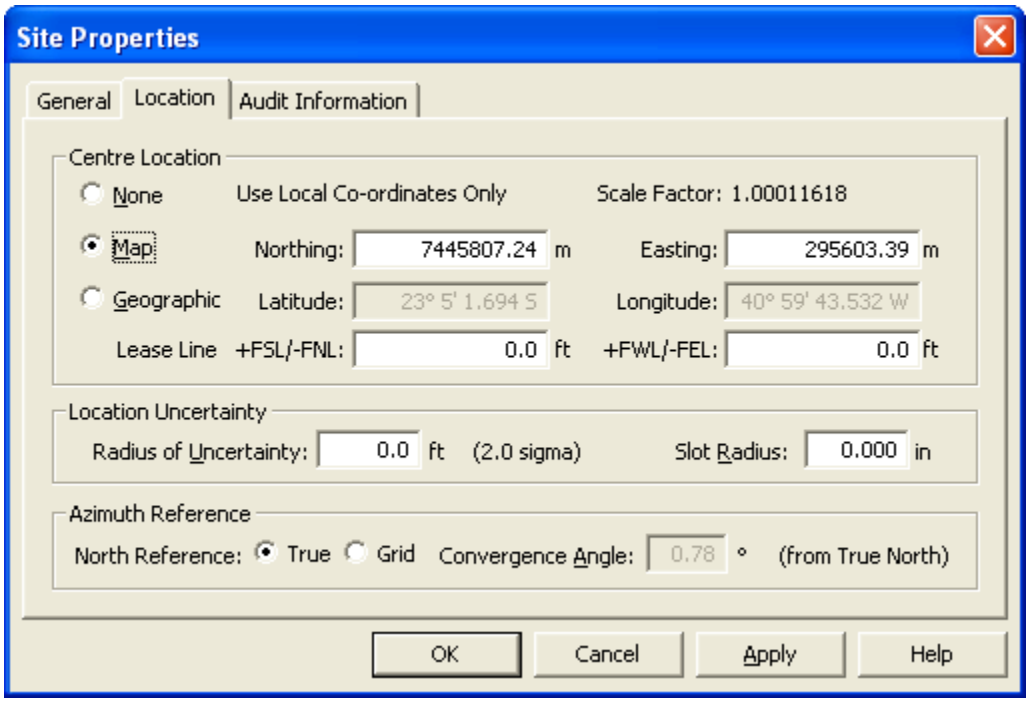


Figura 6.10 Locação da plataforma

Supõe-se que não existe incerteza quanto à posição do centro da plataforma e escolhe-se que as direções azimutais nas futuras trajetórias dos poços serão informadas em relação ao norte verdadeiro. As direções azimutais serão calculadas com base no modelo geo-magnético escolhido anteriormente.

Ao aparecer o pergunta para criar um novo poço, escolhe-se **não** criar ainda para configurar primeiro as posições dos *slots* da plataforma.

Clica-se no botão *Slot Templates*, situado na barra de ferramentas, como indicado na Figura 6.11:

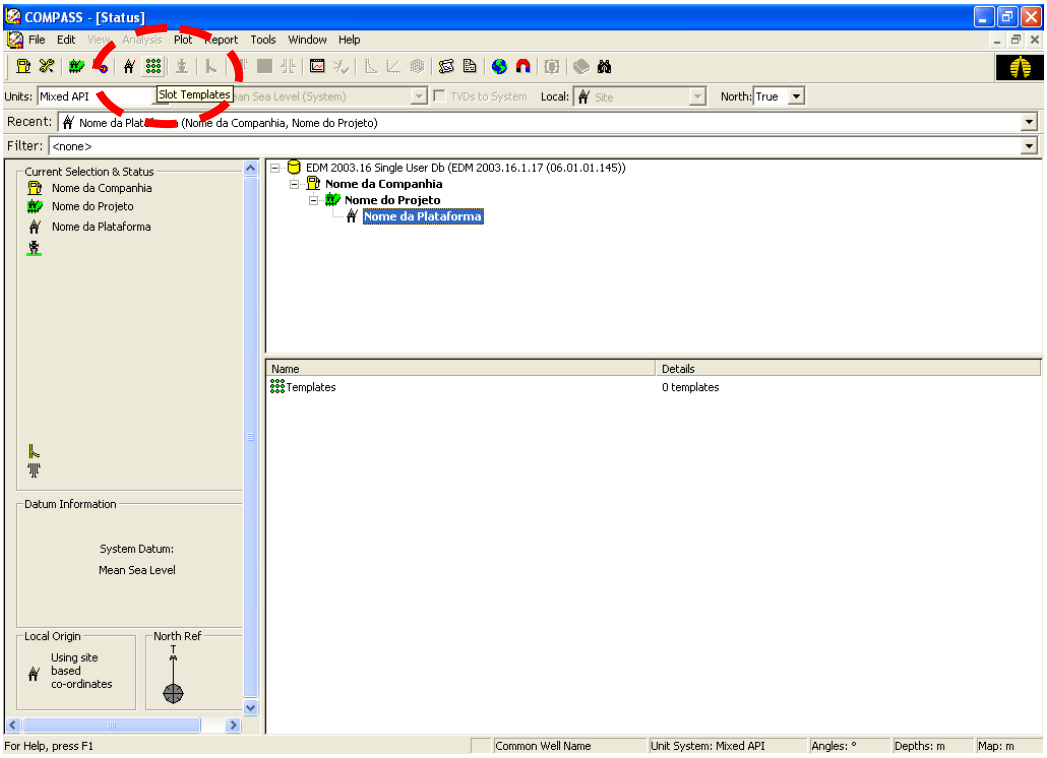


Figura 6.11 Criar *slots* da plataforma

Uma tela com o editor do *template* da plataforma se abrirá. Em seguida adicionam-se os *slots* e suas posições relativas ao centro da plataforma (origem do sistema local), como mostrado na Figura 6.12.

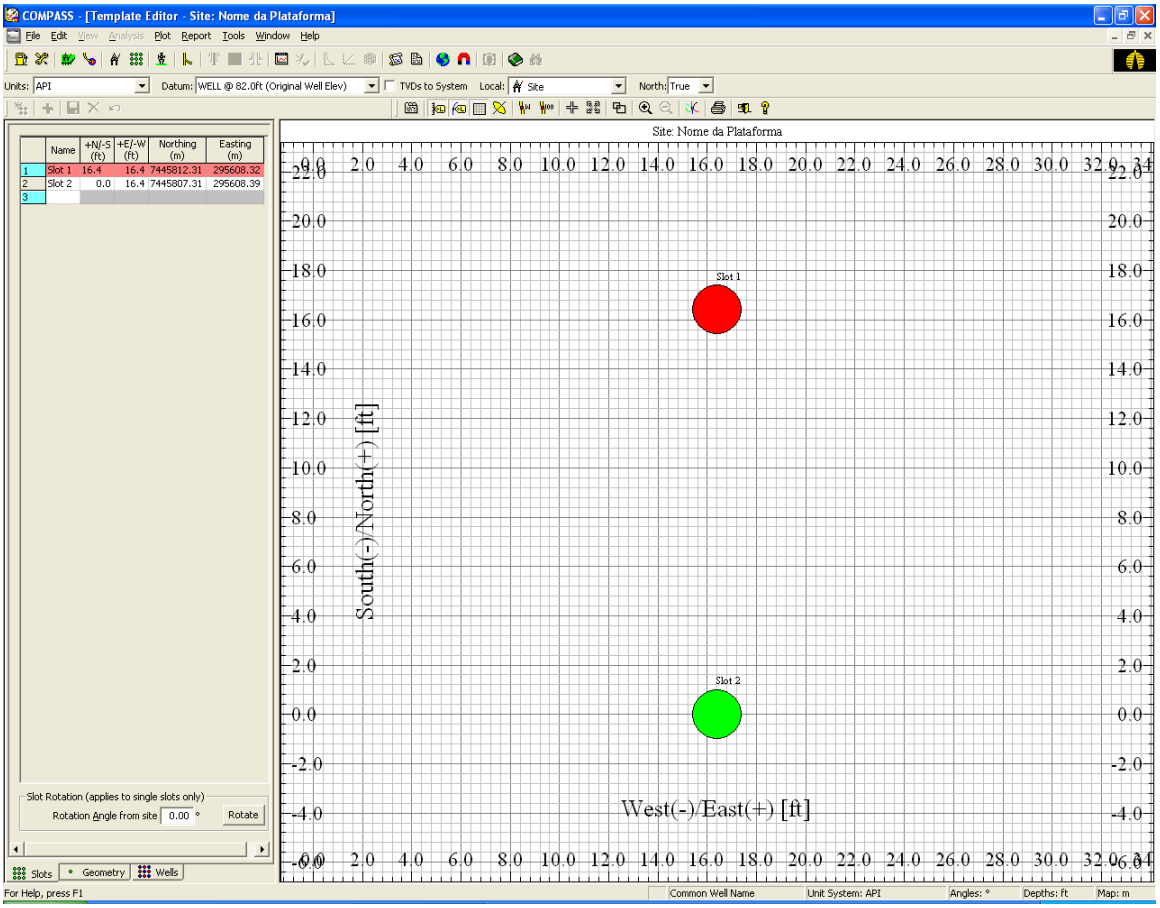


Figura 6.12 Configuração da posição dos *slots*

Foram adicionados dois slots ao template: o slot 1 está posicionado 16.4 ft (5m) à leste e 16.4ft ao norte do centro. O slot 2 está posicionado 5 m à leste do centro.

Agora sim podemos criar o poço, que será localizado em um dos slots que criamos anteriormente. Clica-se em File → New → Well... e preenche-se as propriedades gerais do poço, como na Figura 6.13.

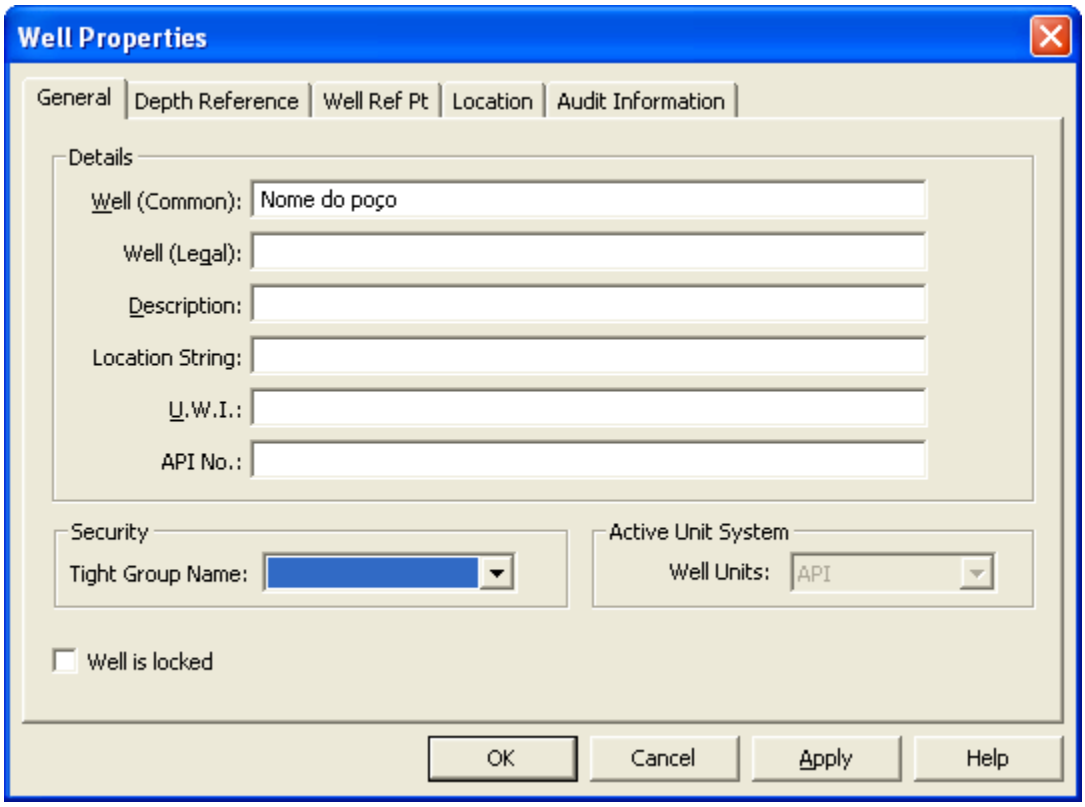


Figura 6.13 Propriedades gerais do poço

Após inserir o nome do poço, insere-se a lâmina d'água, que neste projeto corresponderá a 100m, ou 328 ft, na aba *Depth Reference* (ver Figura 6.14). O poço é *Offshore*, pois a cabeça do poço se situa em um dos slots da plataforma. No caso de poços com cabeça de poço submarina, utiliza-se o tipo de poço *Subsea*.

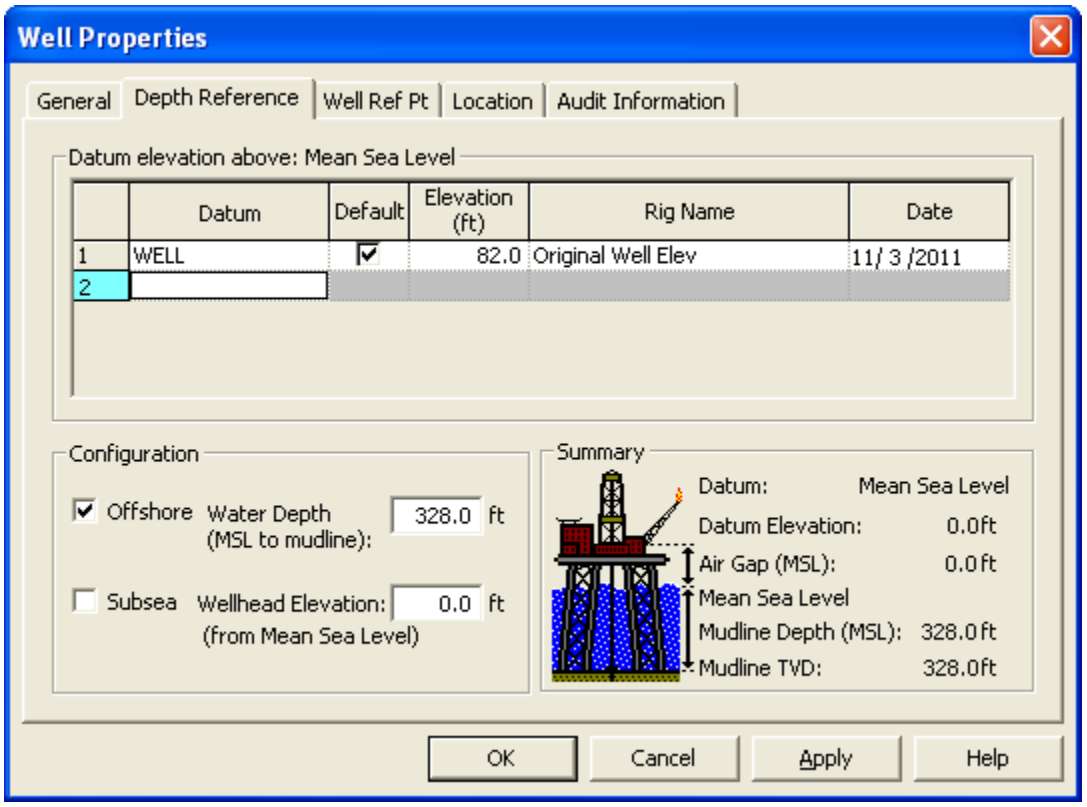


Figura 6.14 Configuração da lâmina d'água

Nota-se nesse momento que o *air gap* aparece como zero porque até este momento estávamos usando o *datum* do sistema (*MSL*) como referência para as profundidades. Porém, quando formos configurar a trajetória, a referência que será utilizada será a mesa rotativa (*Rotary table* ou *Rotary Kelly Bushing*), e o *air gap* de 82ft correspondente à elevação da plataforma irá aparecer.

Na aba *Well Ref Pt*, escolhe-se a posição do *WRP*. Nesse caso, trajetória direcional do poço irá começar a partir no nível do mar (ver Figura 6.15). Esse ponto está localizado verticalmente abaixo da mesa rotativa na perfuração, já que se considera que a plataforma não possui inclinação e que o revestimento condutor (primeiro revestimento a ser descido) não estará curvado.

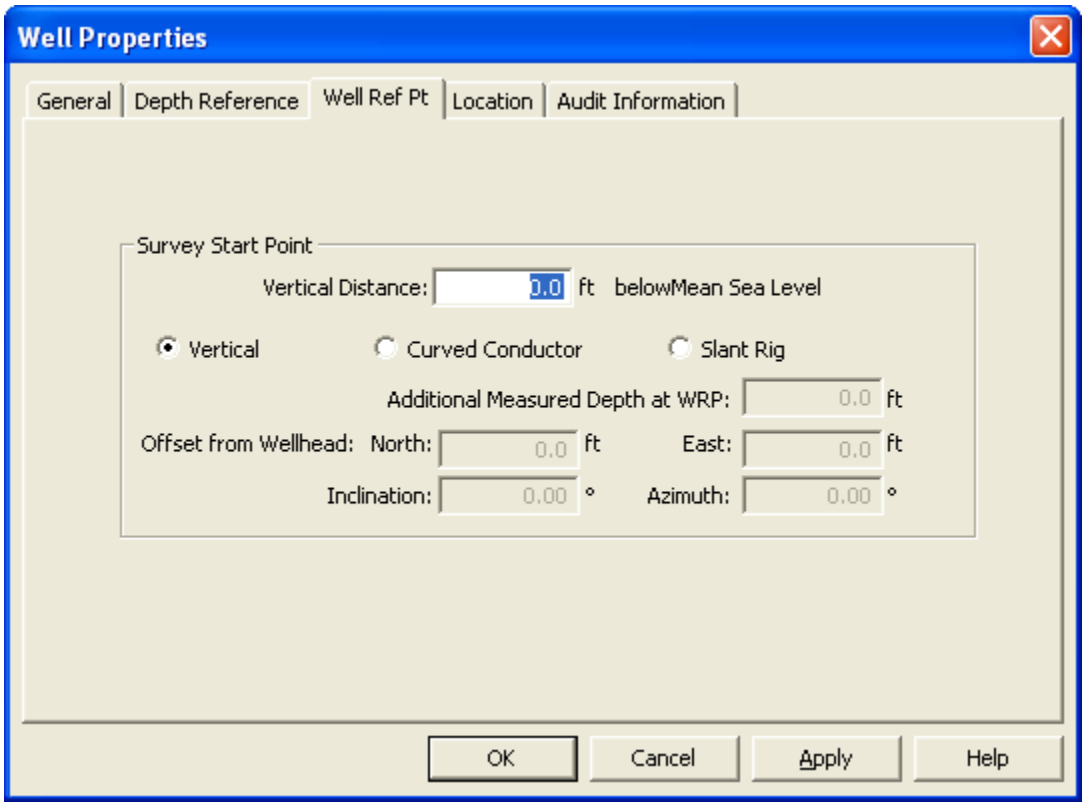


Figura 6.15 Posição do *WRP*

Na aba *Location*, localiza-se o poço em um dos slots que foram configurados anteriormente. O cabeça do poço se localizará no slot 1 da plataforma e considera-se que não existe incerteza quanto à sua localização (ver Figura 6.16).

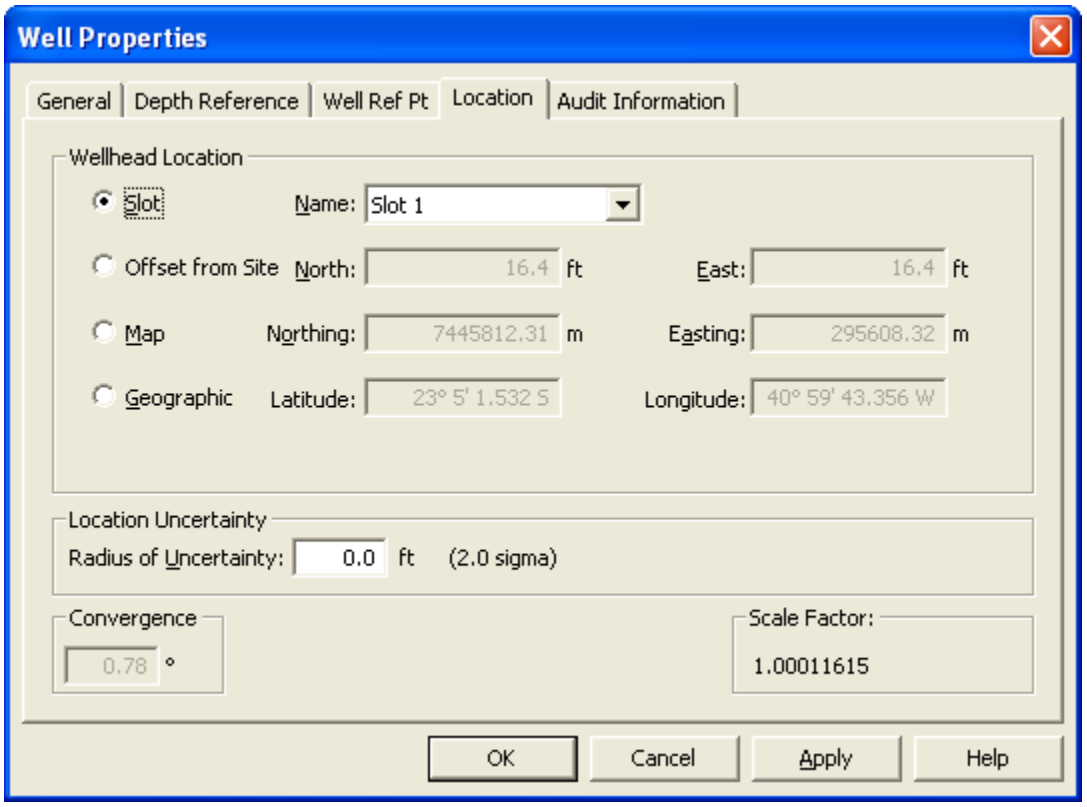


Figura 6.16 Atribuição do *slot* do poço

A seguir criamos um novo poço (wellbore), clicando em em File → New → Wellbore...

Para os programas do EDM, *Well* corresponde à cabeça do poço, enquanto que *Wellbore* corresponde ao poço em si. Ou seja, dois poços podem ter a mesma cabeça de poço. Isso acontece nos casos de poços com *sidetrack*.

Na configuração das propriedades do *wellbore*, é necessário preencher apenas o nome do poço, como é mostrado na Figura 6.17.

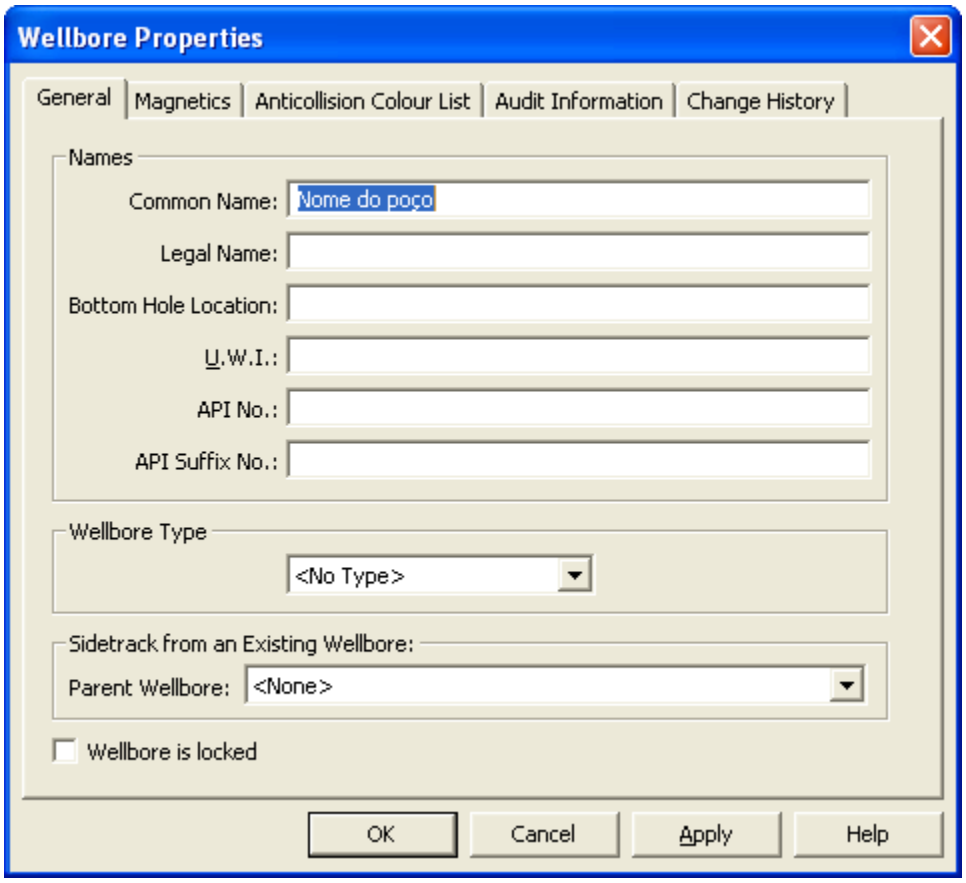


Figura 6.17 Preencher com o nome do poço

A seguir, antes de criar um novo *design* para o poço, podemos criar os objetivos do poço, clicando no botão *Targets*, localizado na barra de ferramentas do Compass.

A tela de criação dos objetivos do Compass é mostrada na Figura 6.18, na qual preenchemos a posição do primeiro objetivo a ser atingido: o *Heel* (calcanhar do poço horizontal). Esse ponto corresponderá ao início da seção horizontal, que se estenderá até o *Toe* (do inglês, dedão do pé).

Para que a *TVD* dos objetivos seja informada em relação ao *datum* do sistema (*MSL*), equivalente à profundidade *SSTVD* do Petrel, é importante verificar que a caixa de seleção *TVDs to System* na barra de ferramentas do Compass esteja marcada. Se esta caixa estiver desmarcada, a *TVD* deverá ser informada em relação à mesa rotativa da plataforma, sendo igual à *SSTVD* mais a elevação da plataforma.

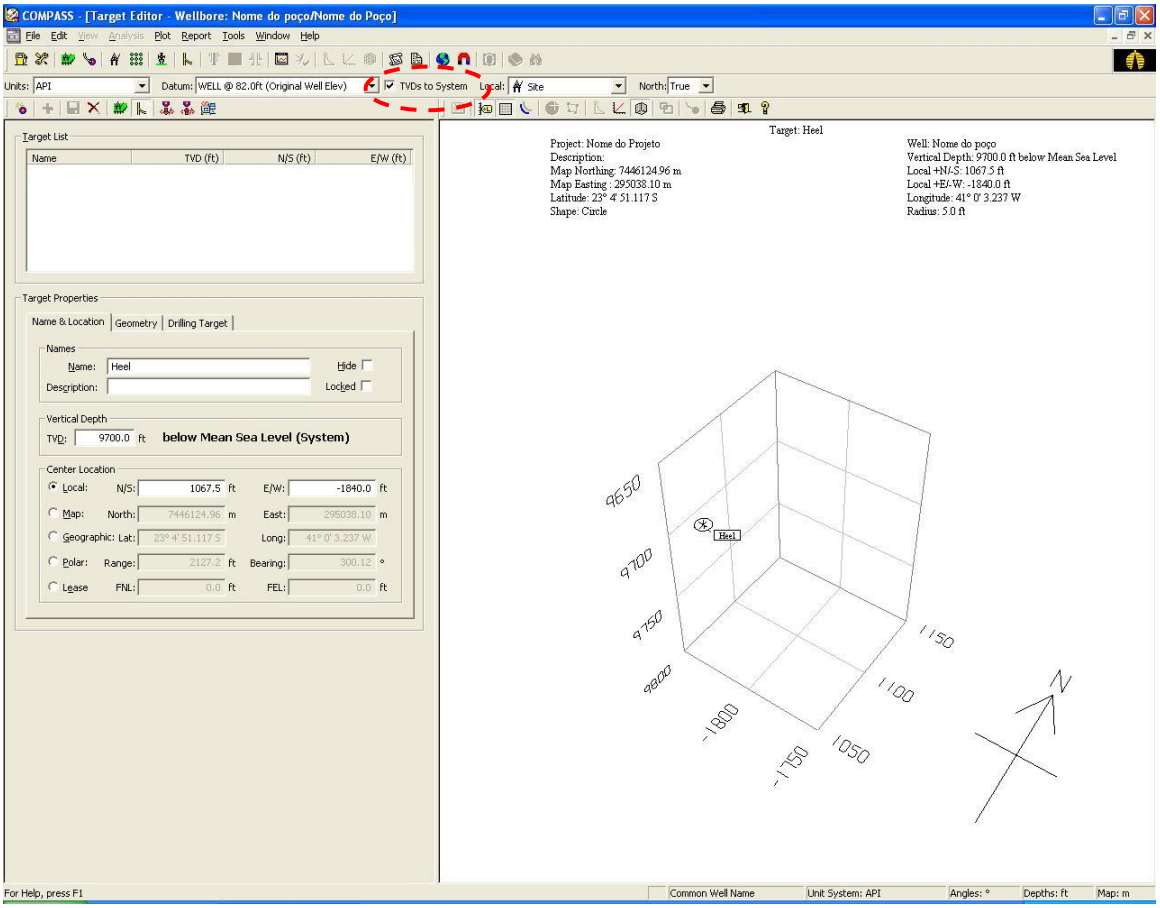


Figura 6.18 Posição do *Heel*

Neste caso, com a caixa *TVDs to System* selecionada, a *TVD* do *Heel* corresponderá a 9700 pés (abaixo do nível médio do mar). Após o nome e *TVD* do objetivo, deve-se preencher a localização geográfica do objetivo. O mais comum é localizar com base nas coordenadas UTM (*Northing* e *Easting*) ou em relação ao sistema de referência local (centro da plataforma). Nesse caso, foi utilizado o sistema local.

A localização do *Heel* corresponde, no Petrel, às coordenadas $X=X_H=20160ft$, $Y=Y_H=4567.5ft$ e $Z=Z_H=-9700ft$.

Como podemos ver no mapa graduado do campo (Figura 6.19) gerado no Petrel, a orientação do norte corresponde ao sentido positivo do eixo Y, e, do leste, ao sentido positivo do eixo X:

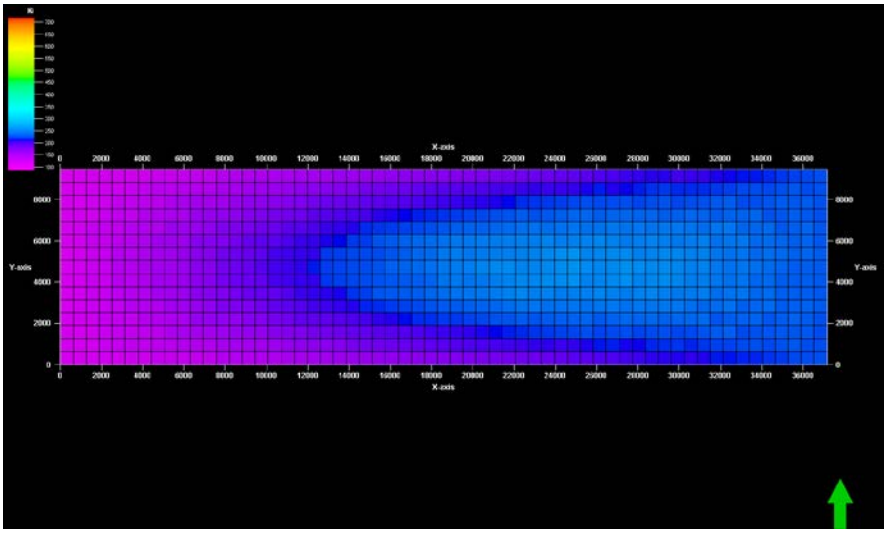


Figura 6.19 Orientação dos eixos no modelo geológico

Logo, variação N/S desde o centro da plataforma (origem do sistema local) até o *Heel* corresponde a: Y_H-Y_O=45667.5ft–3500ft=1067.5ft

A variação E/W até o *Heel* corresponde a: X_H-X_O=20160ft-22000ft=-1840ft

Os objetivos dos poços podem ser apenas pontos determinados pela localização, ou podem ter geometrias específicas, como mostra a Figura 6.20:

Figura 6.20 Possíveis geometrias dos objetivos (adaptado do conteúdo de ajuda do Compass)

E, além das geometrias pré-definidas, podem ainda assumir geometrias poligonais, com espessura (na direção vertical) podendo ser variável (ver Figura 6.21):

Figura 6.21 Objetivos poligonais (extraído do conteúdo de ajuda do Compass)

Porém, simplificadamente, os objetivos definidos nesse projeto (o *Heel* e o *Toe*) foram definidos como círculos de raio 5ft em torno do ponto especificado e sem espessura vertical (a trajetória deve atingir a *TVD* exatamente). Isso é uma característica comum para poços horizontais, pois a *TVD* dos objetivos é bem definida. Na Figura 6.22, está mostrada a geometria escolhida para o *Heel*.

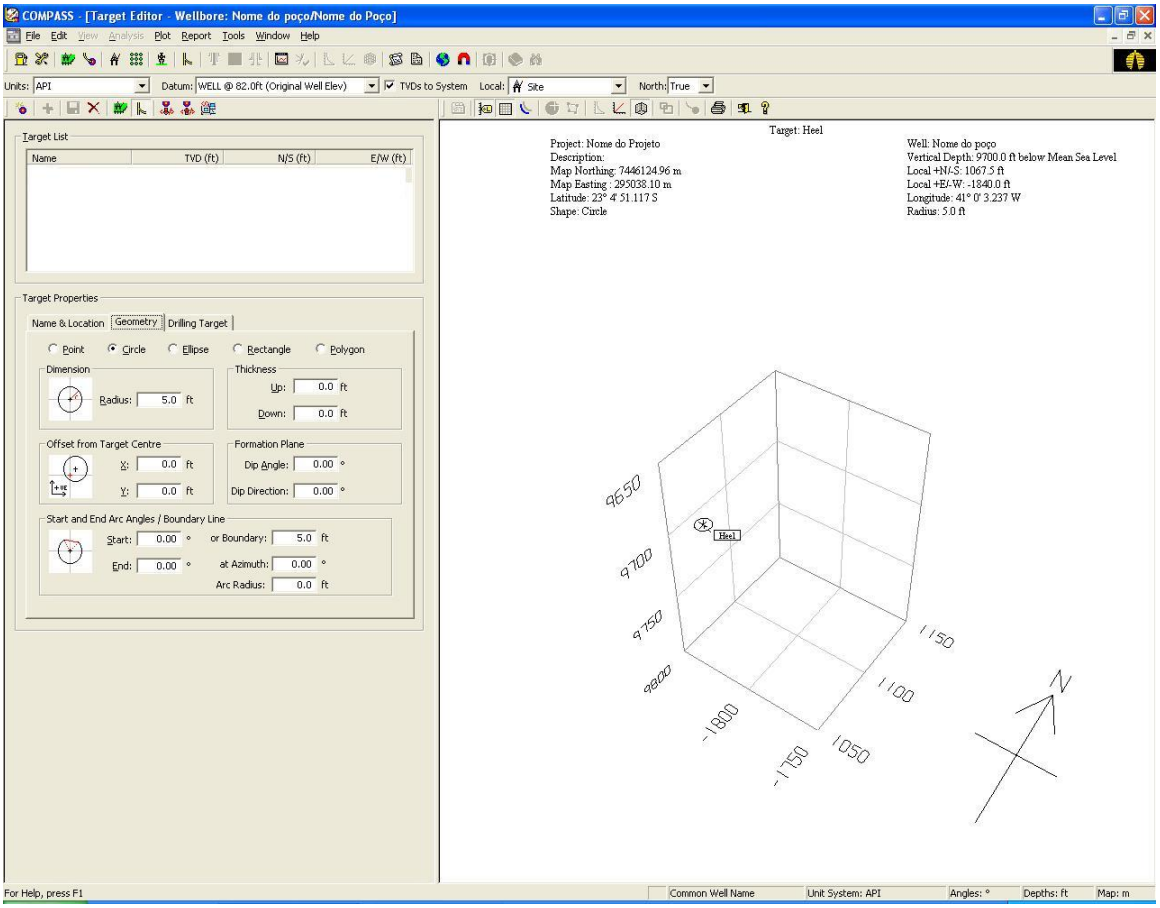


Figura 6.22 Geometria do *Heel*

Após escolher a geometria do *Heel*, deve-se salvar e criar o *Toe*, clicando no botão para criar um novo objetivo.

A localização do *Toe* corresponde, no Petrel, às coordenadas $X=X_T=17640ft$, $Y=Y_T=4567.5ft$ e $Z=Z_T=-9700ft$.

Usando o mesmo procedimento, a variação N/S desde o centro da plataforma (origem do sistema local) até o *Toe* corresponde a: $Y_T-Y_O=45667.5ft–3500ft=1067.5ft$ e a variação E/W corresponde a: $X_T-X_O=17640ft-22000ft=-4360ft$. A janela de criação do *Toe* fica, então, como mostrado na Figura 6.23.

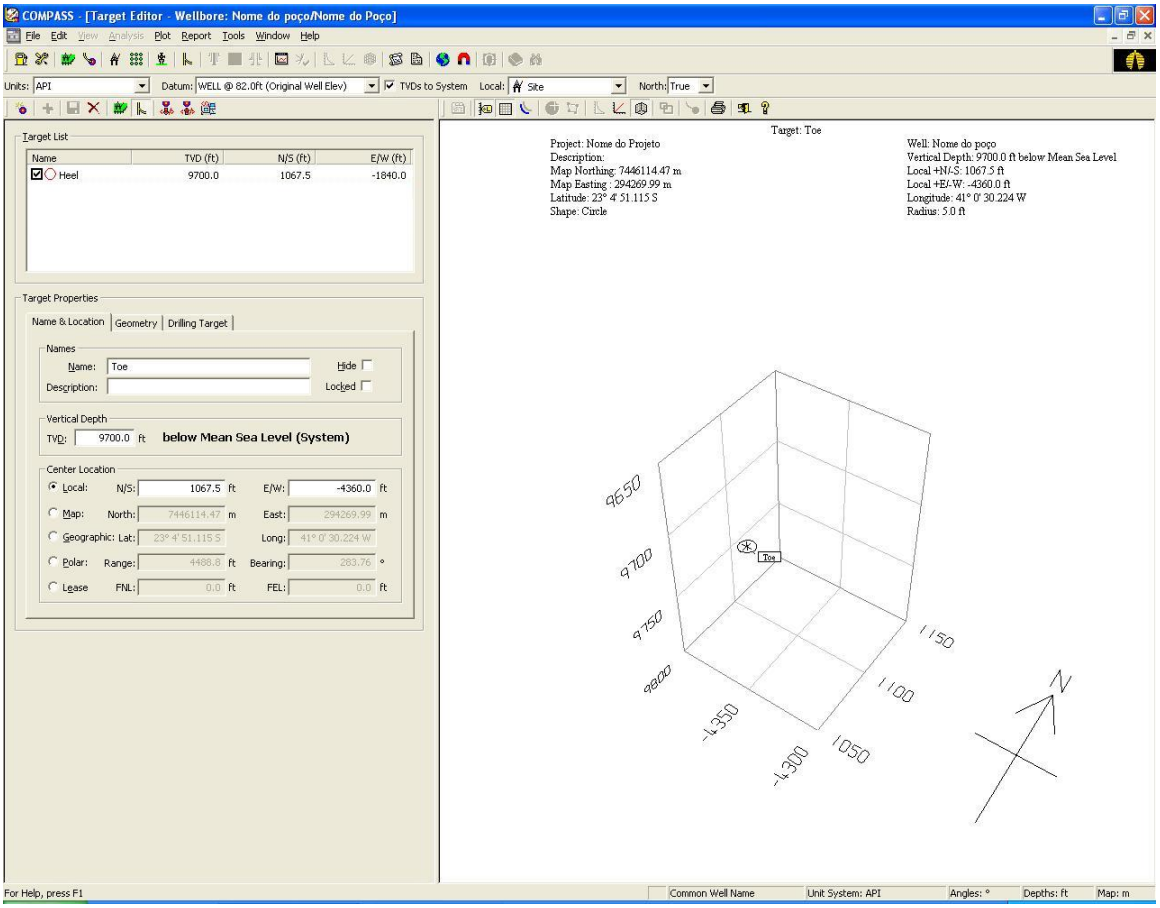


Figura 6.23 Posição do *Toe*

A geometria também é circular de raio 5ft, portanto, a sua configuração fica como mostrado na Figura 6.24:

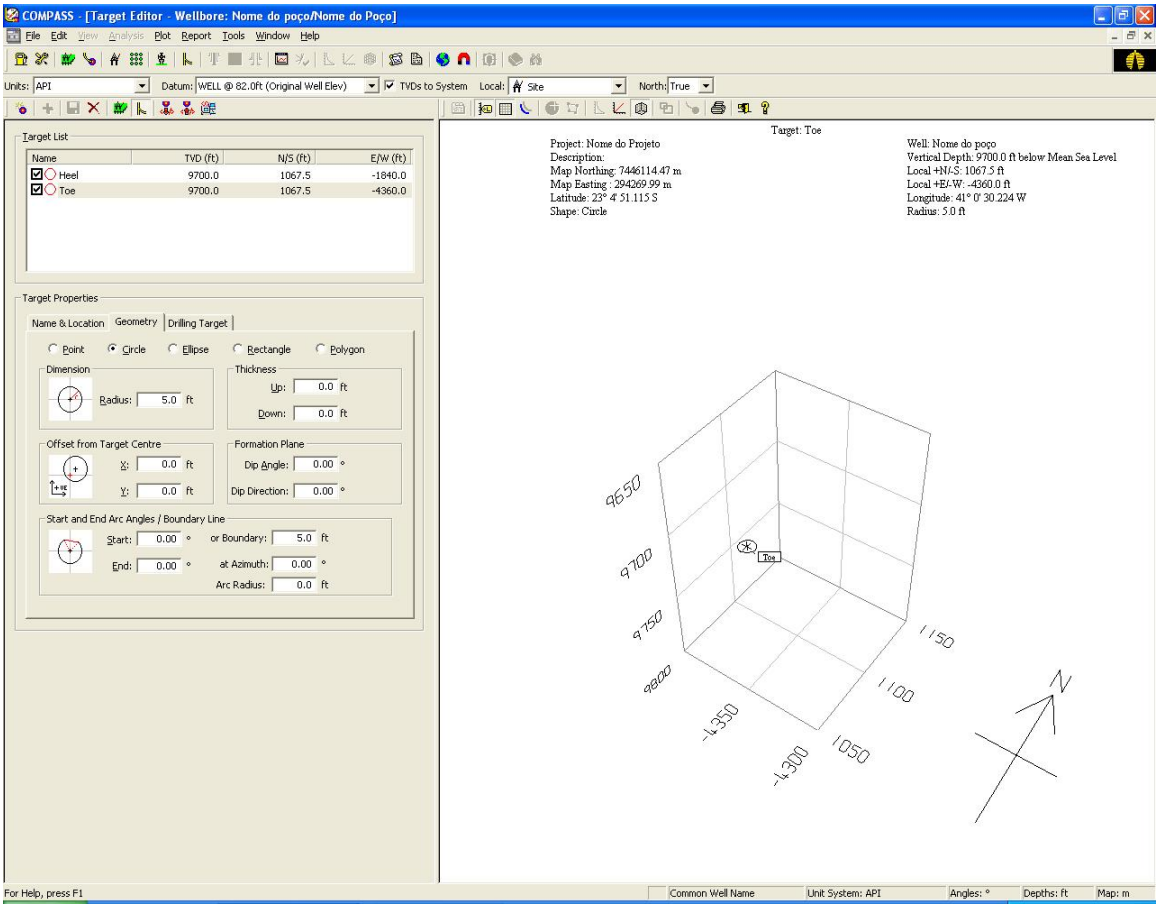


Figura 6.24 Geometria do *Toe*

Após inserir os dados do novo objetivo, deve-se salvá-lo.

Uma observação interessante é que é possível visualizar as profundidades dos objetivos em relação à mesa rotativa desmarcando a caixa *TVDs to System* na barra de ferramentas. Nesse caso a *TVD* dos objetivos passa de 9700ft para [9700ft+(*Air gap*)]=9782ft (ver Figura 6.25).

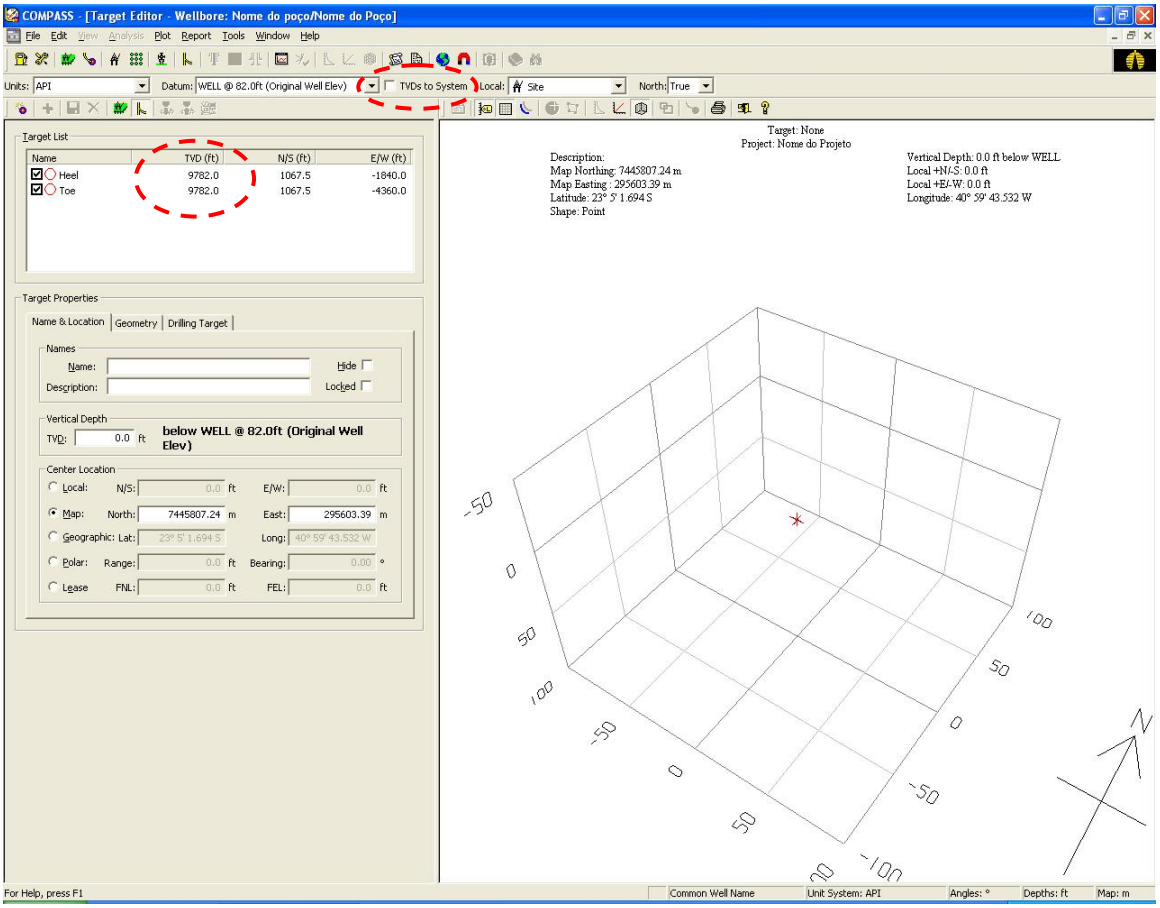


Figura 6.25 Profundidade dos objetivos em relação à mesa rotativa

Com os objetivos definidos, inicia-se a elaboração da trajetória do poço, ou seja, de um novo *design* para o poço.

O *design* pode ser planejado ou real (trajetória real de um poço). Este projeto consiste em um planejamento direcional, portanto, clica-se em File → New → Plan...

O plano pode ser considerado principal ou protótipo. A função dessas classificações de *designs* é que cada poço tenha apenas um plano principal e, obviamente, apenas uma trajetória real.

As profundidades da trajetória serão informadas no Compass em relação à mesa rotativa, como escolhido na seção *Depth Reference Information*, durante a configuração das propriedades gerais do novo design (ver Figura 6.26). Posteriormente, se quisermos visualizar as profundidades em relação ao *datum* do

sistema (*MSL*), compatível com o sistema de referência *SSTVD* do Petrel, podemos selecionar a caixa *TVDs to System* na barra de ferramentas do Compass.

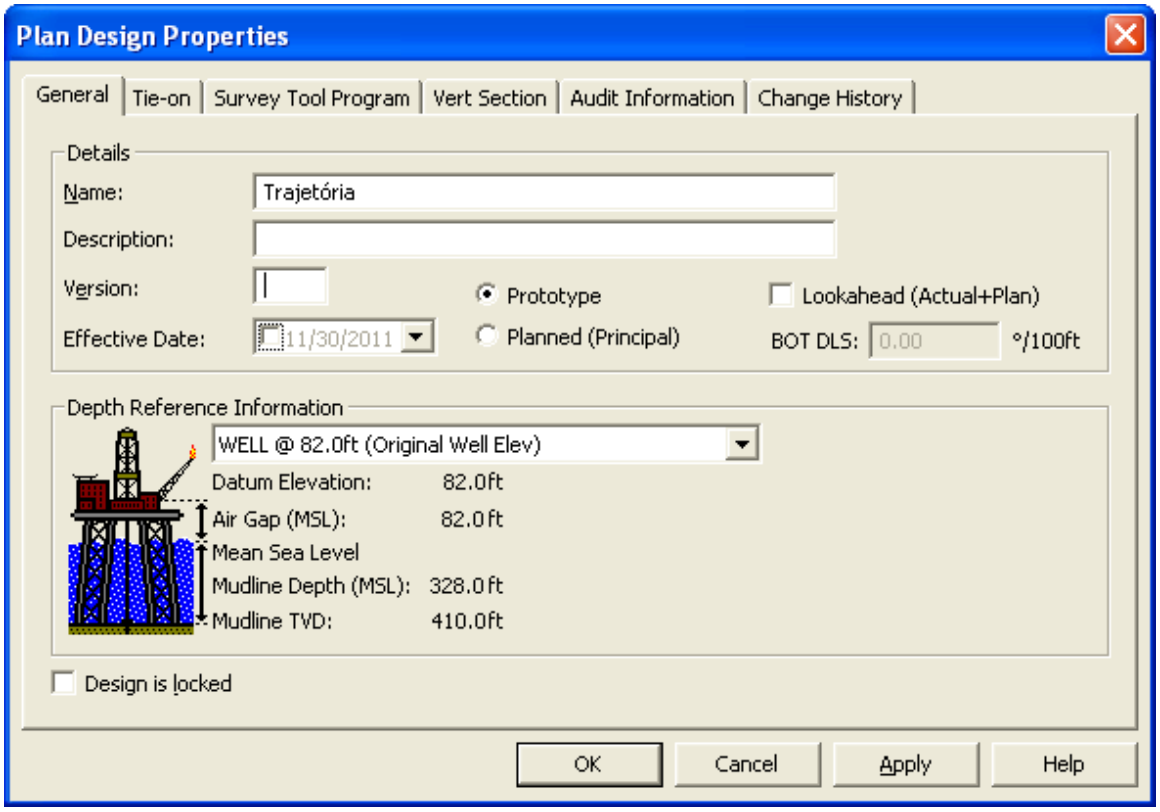


Figura 6.26 Propriedades gerais do novo *design*

Na aba seguinte (*Tie-on*), escolhe-se o primeiro ponto da trajetória. Como foi dito anteriormente, é comum começar as trajetórias a partir do *WRP (Well Reference point)*, que foi situado anteriormente na altura do nível médio do mar (*MSL*). A configuração ficará conforme mostrado na Figura 6.27.

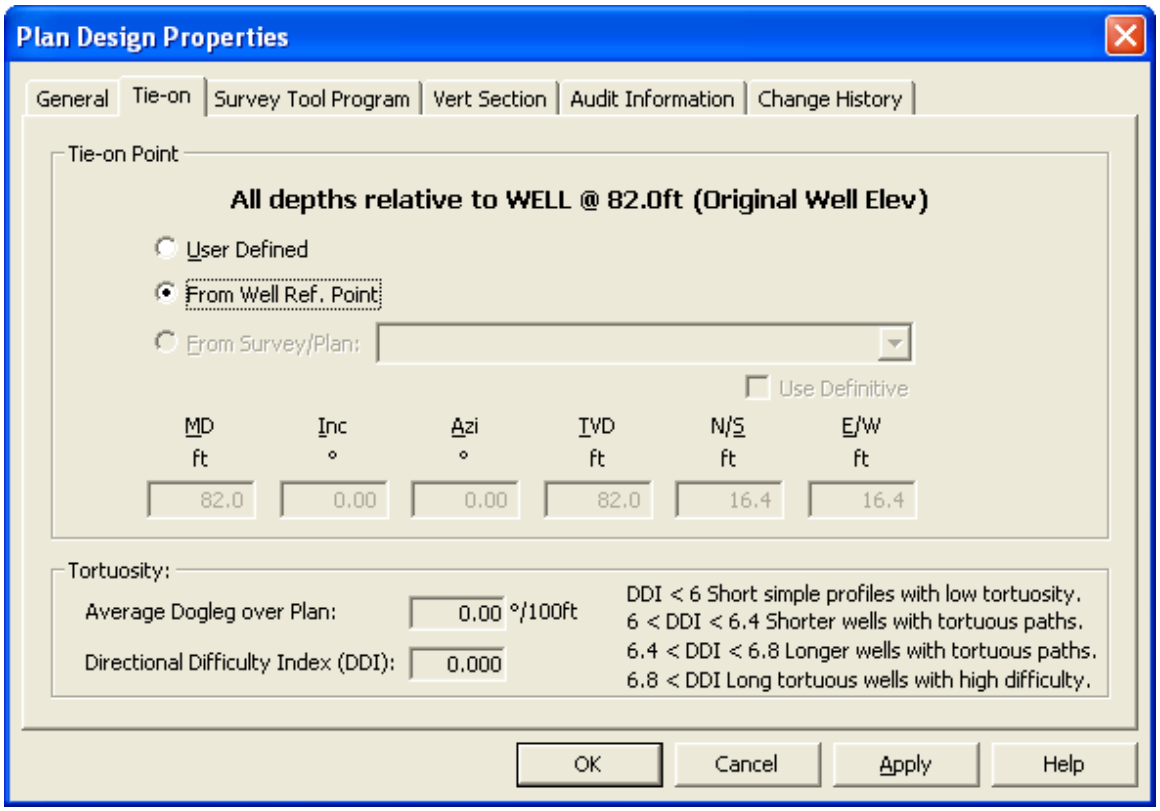


Figura 6.27 Ponto de início das trajetórias

Após configurar o novo *design* e clicar em *OK*, surge a tela de planejamento da trajetória a ser criada, conforme a Figura 6.28:

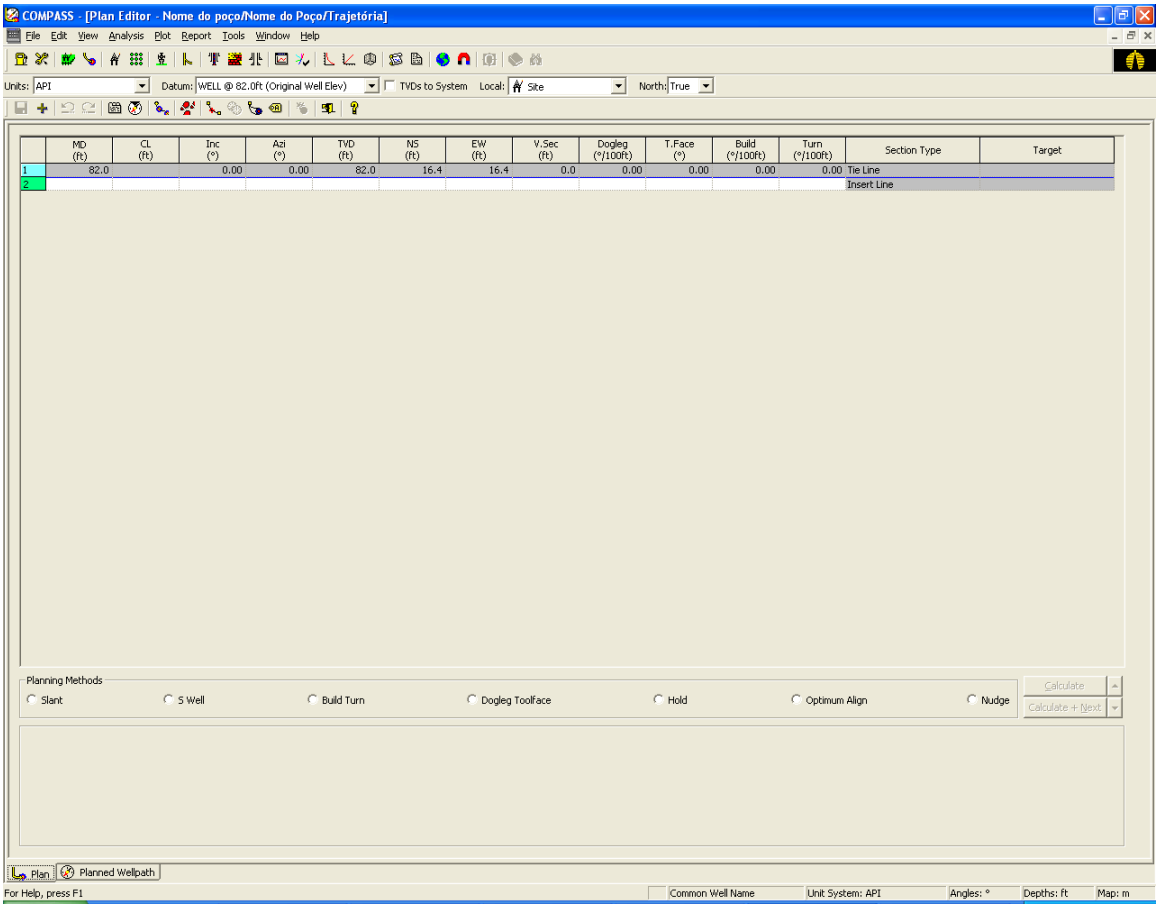


Figura 6.28 Tela de planejamento da trajetória

O primeiro passo para definir a trajetória do poço horizontal é definir a profundidade do *Kick-off point* (*KOP*). O método do Compass utilizado para planejar o *KOP* é o *Hold*. Nesse caso, especificou-se a *TVD* do *KOP* como 8142ft em relação à mesa rotativa, como mostrado na Figura 6.29. Nota-se que a caixa *TVDs to System* foi deixada desmarcada. Como o fundo do mar está na *TVD* de 410ft, equivalente à elevação da plataforma (82ft) mais a lâmina d'água (328ft), o *KOP* estará (8142ft – 410ft) = 7732ft abaixo do fundo do mar, aproximadamente 2357m.

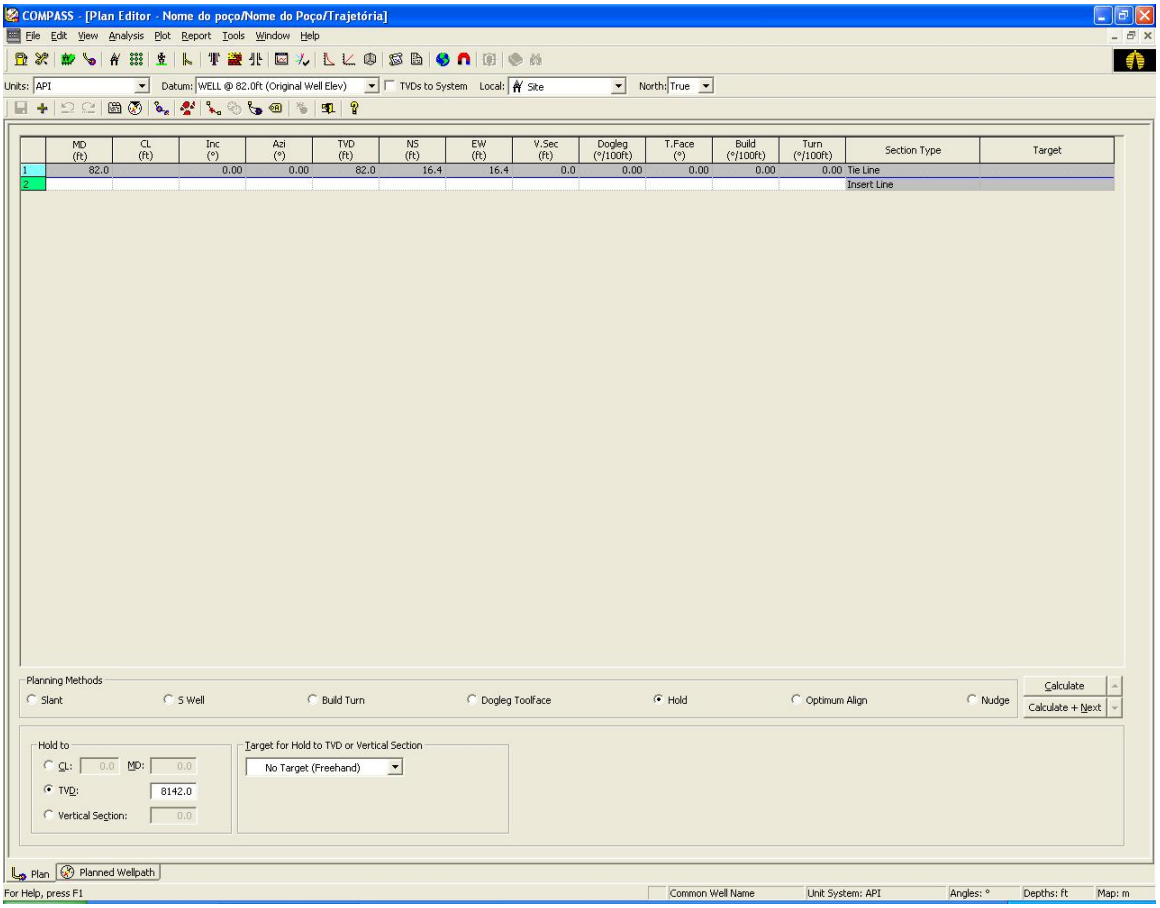


Figura 6.29 Configuração da TVD do *Kick-off Point* (*KOP*) utilizando o método *Hold*

Para aplicar um método no planejamento da trajetória, pressiona-se *Calculate*, ou, para continuar utilizando outros métodos, pressiona-se *Calculate + Next* (equivalente a clicar em *Calculate* e depois clicar na última linha em branco).

Para continuar planejando a trajetória a partir do *KOP*, pode-se usar o método *Optimum Align*, indicado para poços horizontais. Esse método constrói uma trajetória 3D do tipo *Curve-Curve* (curva-curva) ou *Curve-Hold-Curve* (curva-reta-curva).

Conforme foi discutido anteriormente, a melhor opção para a trajetória de um poço horizontal é o tipo *Curve-Curve*, eliminando a necessidade da perfuração de uma seção tangente. Para a primeira seção curva, foi escolhido o *DLS* de 9º/100ft, correspondente a um raio de curvatura médio.

Uma das maneiras de se definir a trajetória horizontal passando pelos dois objetivos (*Heel* e *Toe*) é utilizar o método *Project Back – To Target*.

Para utilizar este método, seleciona-se como *Final Target* (objetivo final) o *Toe*, e especifica-se a inclinação de 90 graus (horizontal), como mostra a Figura 6.30.

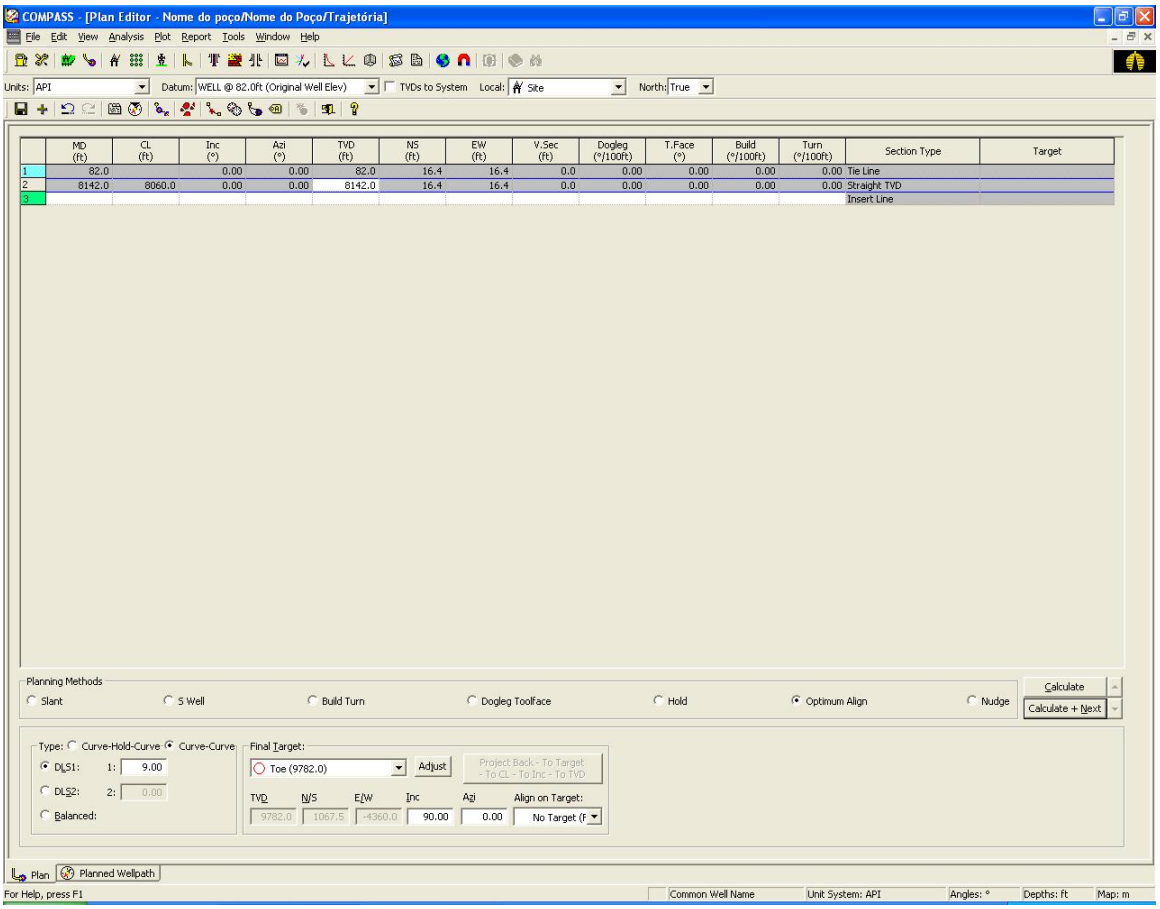


Figura 6.30 1ª etapa do método *Optimum Align*

A seguir, clica-se em *Calculate* e, em seguida, no botão *Project Back – To Target*. Especifica-se o *Heel* no campo *Project Back to* e mantém-se selecionado como *Final Target* o *Toe*, conforme mostrado na Figura 6.31.

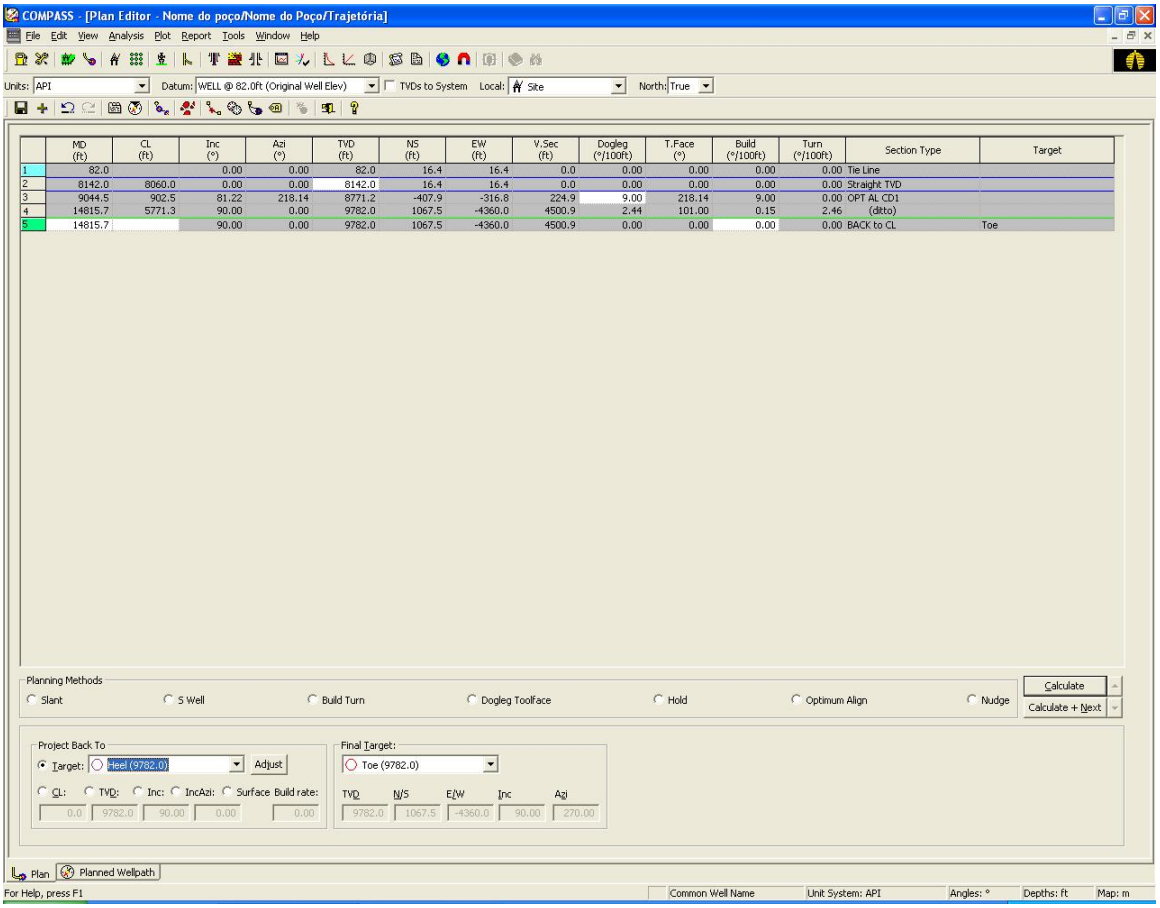


Figura 6.31 2ª etapa do método *Optimum Align*

Clica-se em *Calculate* novamente e a tela de planejamento final irá ficar conforme mostrado na Figura 6.32:

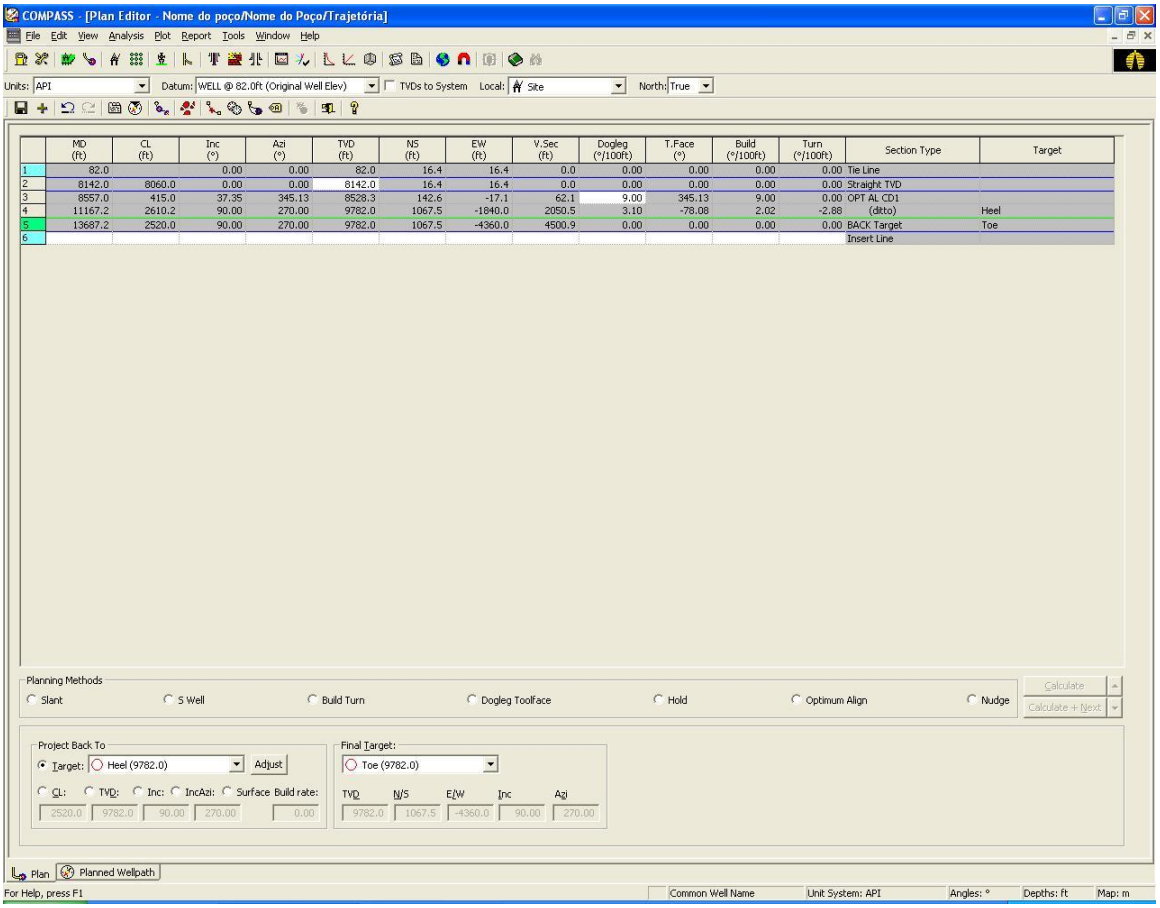


Figura 6.32 Tela de planejamento ao final da configuração

Verifica-se que o *DLS* aplicado na segunda seção curva foi de 3.1º/100ft, fazendo com que a seção horizontal fosse atingida suavemente (*soft landing*), utilizando um raio de curvatura longo. Se este segundo *DLS* calculado fosse maior, pode-se tentar utilizar um *KOP* um pouco mais raso ou um *DLS* maior na primeira seção curva.

É possível visualizar a trajetória do poço em 3D clicando-se em *3D view* na barra de ferramentas do Compass. Em seguida, clicando-se em *Toggle Targets*, também na barra de ferramentas, é possível ver o poço atravessando os dois objetivos, que delimitam a seção horizontal (ver Figura 6.33).

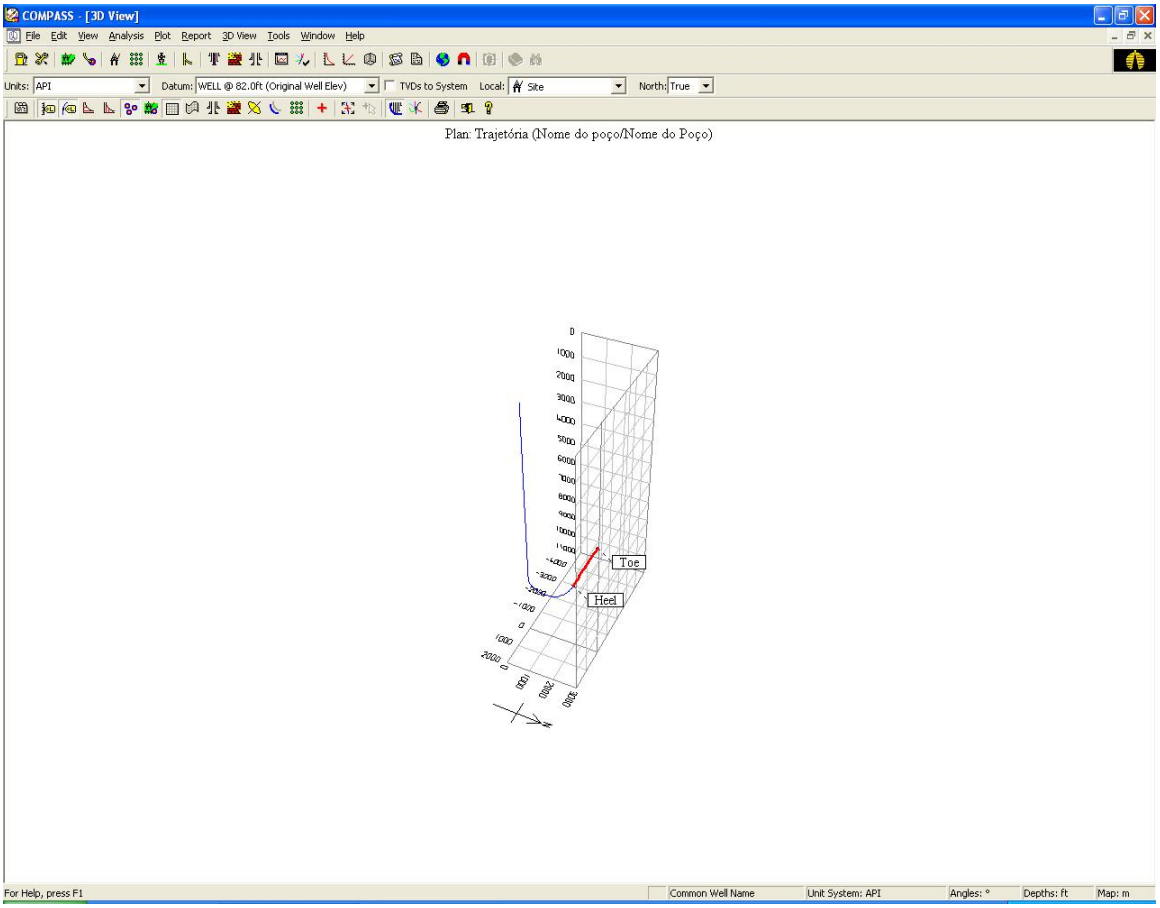


Figura 6.33 Visualização 3D do poço

Fecha-se a janela de visualização 3D e salva-se a trajetória.

6.3 EXPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA CRIADA NO COMPASS E IMPORTAÇÃO NO PETREL

Para exportar a trajetória direcional criada no Compass, a fim de utilizá-la em outros programas, clica-se em *File* → *Export* → *Survey Data*.

Para utilizar no Petrel, utiliza-se o formato MD (profundidade medida), INC (inclinação a partir da vertical) e AZI (direção azimutal), como mostra a Figura 6.34.

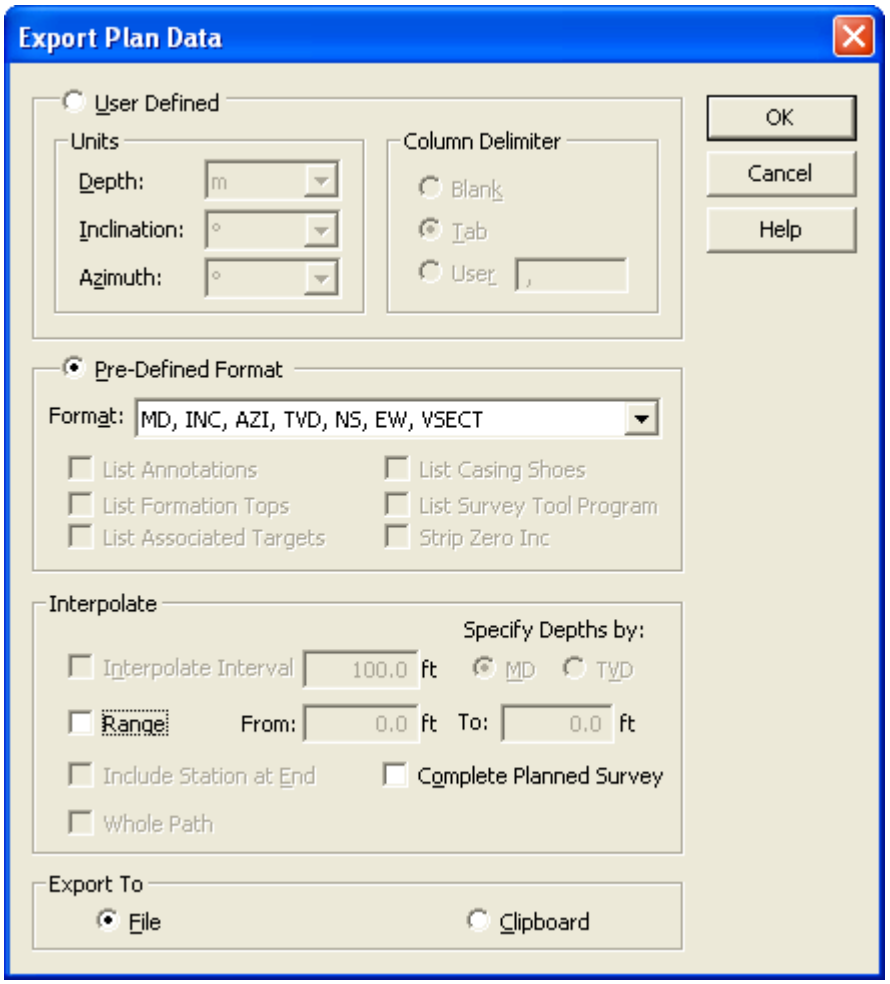
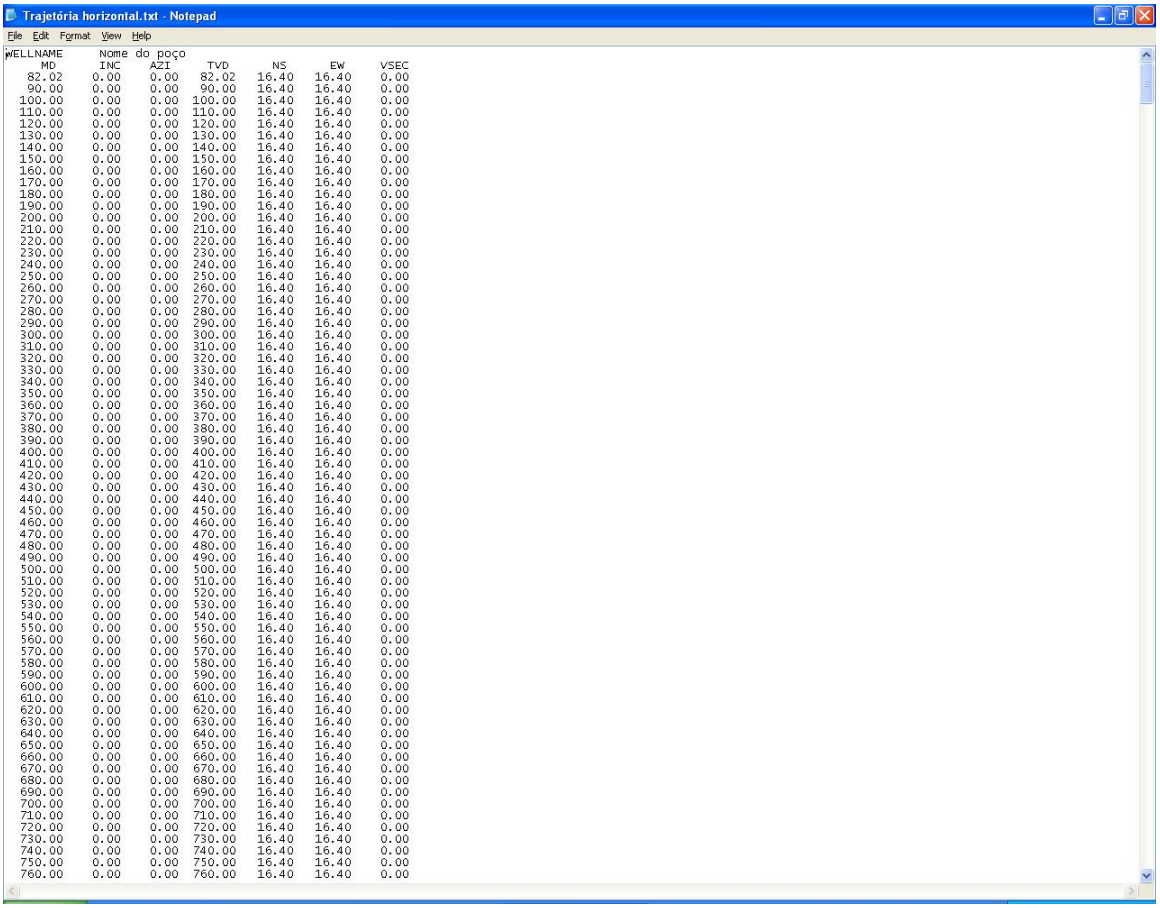


Figura 6.34 Exportação da trajetória direcional

Ao final da exportação, é gerado um arquivo de texto com os dados que definem a trajetória do poço especificados em colunas (ver Figura 6.35).



Trajetória horizontal.txt - Notepad

File Edit Format View Help

WELLNAME	Nome do poço					
MD	INC	AZI	TVD	NS	EW	VSEC
82.02	0.00	0.00	82.02	16.40	16.40	0.00
90.00	0.00	0.00	90.00	16.40	16.40	0.00
100.00	0.00	0.00	100.00	16.40	16.40	0.00
110.00	0.00	0.00	110.00	16.40	16.40	0.00
120.00	0.00	0.00	120.00	16.40	16.40	0.00
130.00	0.00	0.00	130.00	16.40	16.40	0.00
140.00	0.00	0.00	140.00	16.40	16.40	0.00
150.00	0.00	0.00	150.00	16.40	16.40	0.00
160.00	0.00	0.00	160.00	16.40	16.40	0.00
170.00	0.00	0.00	170.00	16.40	16.40	0.00
180.00	0.00	0.00	180.00	16.40	16.40	0.00
190.00	0.00	0.00	190.00	16.40	16.40	0.00
200.00	0.00	0.00	200.00	16.40	16.40	0.00
210.00	0.00	0.00	210.00	16.40	16.40	0.00
220.00	0.00	0.00	220.00	16.40	16.40	0.00
230.00	0.00	0.00	230.00	16.40	16.40	0.00
240.00	0.00	0.00	240.00	16.40	16.40	0.00
250.00	0.00	0.00	250.00	16.40	16.40	0.00
260.00	0.00	0.00	260.00	16.40	16.40	0.00
270.00	0.00	0.00	270.00	16.40	16.40	0.00
280.00	0.00	0.00	280.00	16.40	16.40	0.00
290.00	0.00	0.00	290.00	16.40	16.40	0.00
300.00	0.00	0.00	300.00	16.40	16.40	0.00
310.00	0.00	0.00	310.00	16.40	16.40	0.00
320.00	0.00	0.00	320.00	16.40	16.40	0.00
330.00	0.00	0.00	330.00	16.40	16.40	0.00
340.00	0.00	0.00	340.00	16.40	16.40	0.00
350.00	0.00	0.00	350.00	16.40	16.40	0.00
360.00	0.00	0.00	360.00	16.40	16.40	0.00
370.00	0.00	0.00	370.00	16.40	16.40	0.00
380.00	0.00	0.00	380.00	16.40	16.40	0.00
390.00	0.00	0.00	390.00	16.40	16.40	0.00
400.00	0.00	0.00	400.00	16.40	16.40	0.00
410.00	0.00	0.00	410.00	16.40	16.40	0.00
420.00	0.00	0.00	420.00	16.40	16.40	0.00
430.00	0.00	0.00	430.00	16.40	16.40	0.00
440.00	0.00	0.00	440.00	16.40	16.40	0.00
450.00	0.00	0.00	450.00	16.40	16.40	0.00
460.00	0.00	0.00	460.00	16.40	16.40	0.00
470.00	0.00	0.00	470.00	16.40	16.40	0.00
480.00	0.00	0.00	480.00	16.40	16.40	0.00
490.00	0.00	0.00	490.00	16.40	16.40	0.00
500.00	0.00	0.00	500.00	16.40	16.40	0.00
510.00	0.00	0.00	510.00	16.40	16.40	0.00
520.00	0.00	0.00	520.00	16.40	16.40	0.00
530.00	0.00	0.00	530.00	16.40	16.40	0.00
540.00	0.00	0.00	540.00	16.40	16.40	0.00
550.00	0.00	0.00	550.00	16.40	16.40	0.00
560.00	0.00	0.00	560.00	16.40	16.40	0.00
570.00	0.00	0.00	570.00	16.40	16.40	0.00
580.00	0.00	0.00	580.00	16.40	16.40	0.00
590.00	0.00	0.00	590.00	16.40	16.40	0.00
600.00	0.00	0.00	600.00	16.40	16.40	0.00
610.00	0.00	0.00	610.00	16.40	16.40	0.00
620.00	0.00	0.00	620.00	16.40	16.40	0.00
630.00	0.00	0.00	630.00	16.40	16.40	0.00
640.00	0.00	0.00	640.00	16.40	16.40	0.00
650.00	0.00	0.00	650.00	16.40	16.40	0.00
660.00	0.00	0.00	660.00	16.40	16.40	0.00
670.00	0.00	0.00	670.00	16.40	16.40	0.00
680.00	0.00	0.00	680.00	16.40	16.40	0.00
690.00	0.00	0.00	690.00	16.40	16.40	0.00
700.00	0.00	0.00	700.00	16.40	16.40	0.00
710.00	0.00	0.00	710.00	16.40	16.40	0.00
720.00	0.00	0.00	720.00	16.40	16.40	0.00
730.00	0.00	0.00	730.00	16.40	16.40	0.00
740.00	0.00	0.00	740.00	16.40	16.40	0.00
750.00	0.00	0.00	750.00	16.40	16.40	0.00
760.00	0.00	0.00	760.00	16.40	16.40	0.00

Figura 6.35 Arquivo gerado com a trajetória direcional

6.4 IMPORTAÇÃO DA TRAJETÓRIA PARA O MODELO GEOLÓGICO DO PETREL

No Petrel, insere-se um novo poço clicando em Insert → New Well..., conforme a Figura 6.36.

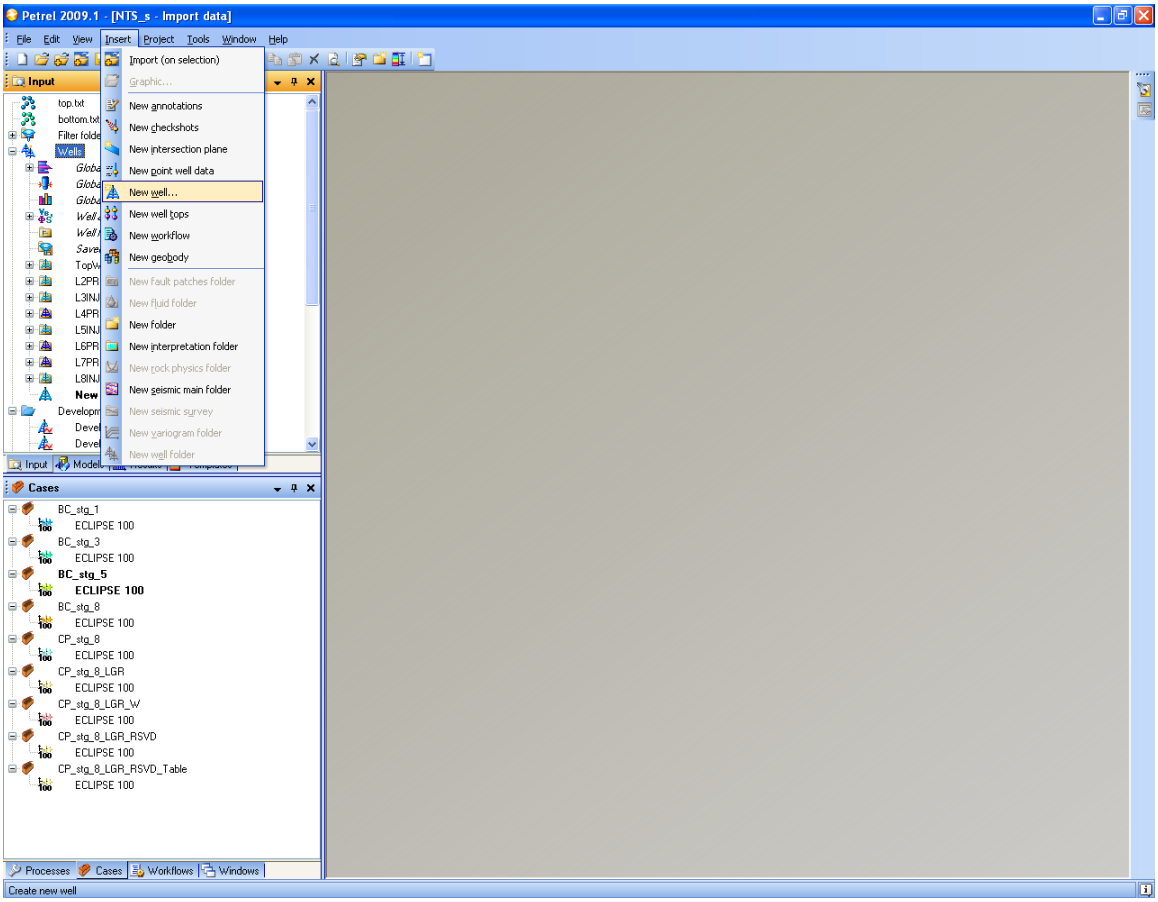


Figura 6.36 Inserção de um novo poço no Petrel

Tem-se, então, que inserir a posição da cabeça do poço (*well head*) na janela de criação de um novo poço como na Figura 6.37. Conforme explicado anteriormente, a localização do centro da plataforma corresponde, no Petrel, às coordenadas $X=X_o=22000ft$, $Y=Y_o=3500ft$ e $Z=Z_o=82ft$. Como o *slot* 1 (posição da cabeça do poço criado) está a 16.4ft à leste e 16.4ft ao norte, a posição da cabeça do poço será: $X=X_{WH}=22016.4ft$, $Y=Y_{WH}=3516.4ft$ e $Z=Z_{WH}=82ft$ nas coordenadas do modelo do Petrel.

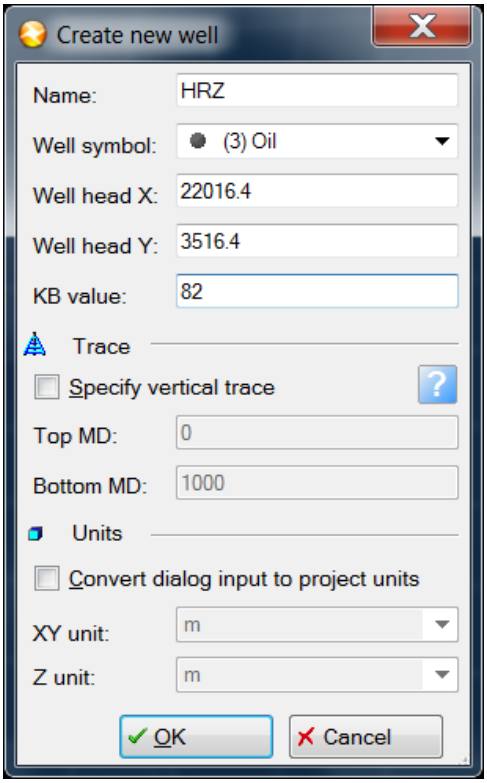


Figura 6.37 Posição da cabeça de poço de um novo poço no Petrel

Foi dado o nome de HRZ ao poço e este foi identificado como produtor de óleo. Após clicar-se *OK*, é preciso importar a trajetória do poço (que foi exportada do Compass para um arquivo de texto). Clica-se com o botão direito no poço e seleciona-se *Import (on selection)...*, conforme a Figura 6.38:

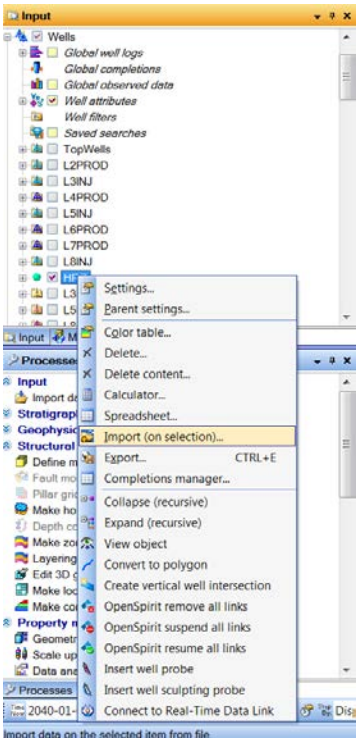


Figura 6.38 Comando para importar a trajetória direcional do poço

Escolhe-se o arquivo que foi criado no Compass, como o tipo *Well path/deviation* (*ASCII*), conforme a Figura 6.39:

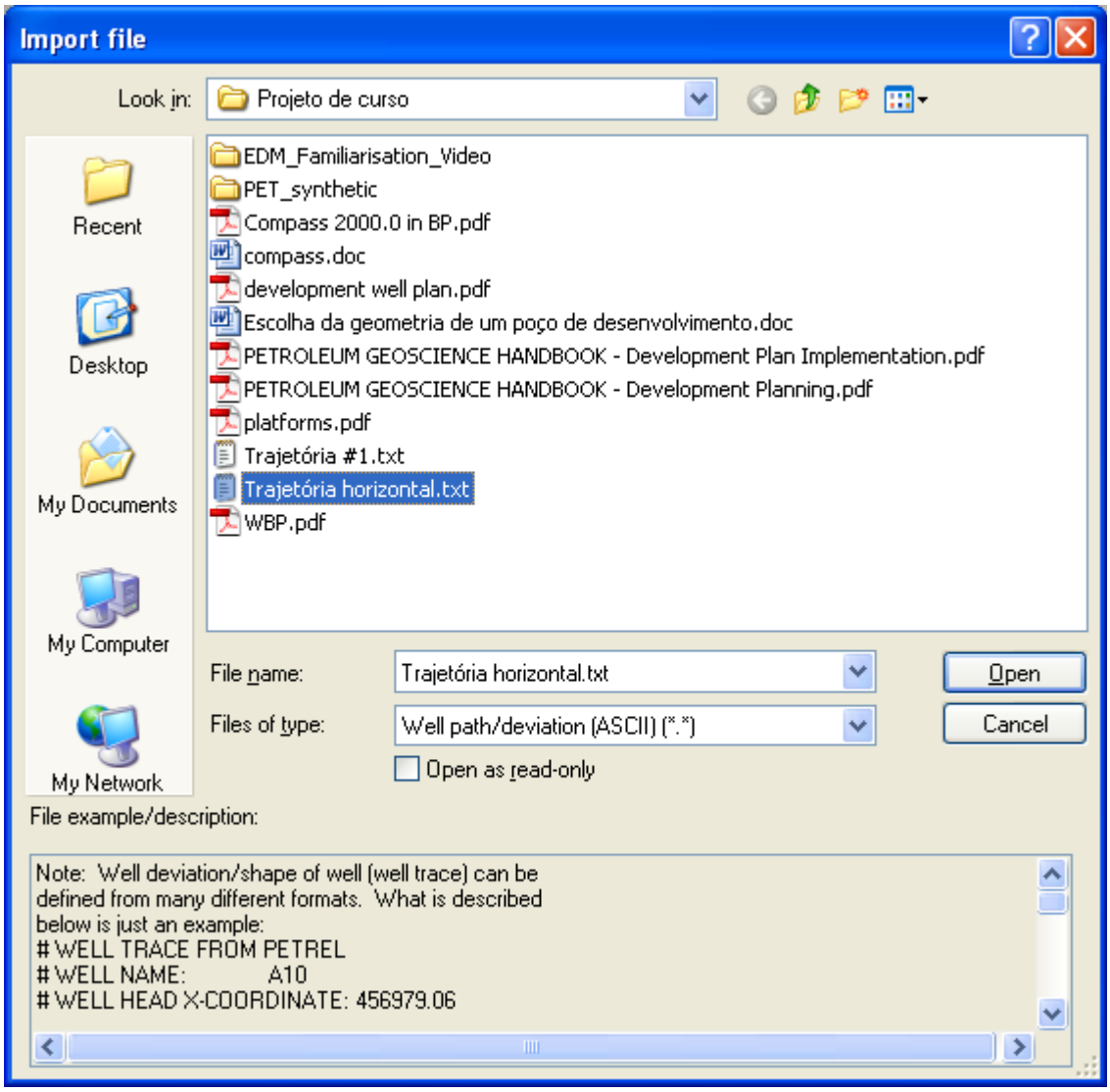


Figura 6.39 Formato do arquivo a ser importado

Em seguida, é preciso indicar quais dados serão importados em cada coluna do arquivo.

Seleciona-se os dados MD, INCL, AZIM nas colunas 1, 2 e 3, respectivamente. As profundidades da trajetória no arquivo são medidas em relação à mesa rotativa (*KB*). A janela de configuração da importação deverá ficar como mostrado na Figura 6.40:

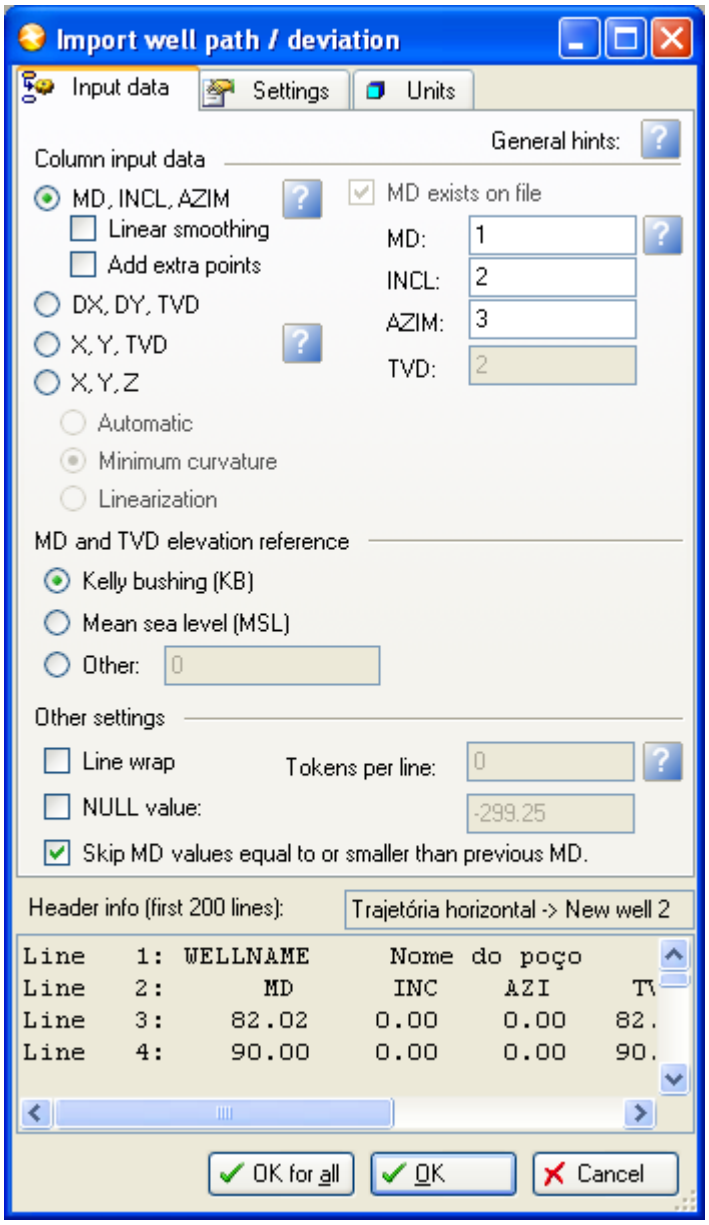


Figura 6.40 Configuração da importação

Pode-se agora visualizar o poço importado criando uma janela 3D e selecionando-o para visualização na aba de *Input*. Na Figura 6.41, além do poço importado, foi selecionado também para visualização o esqueleto do modelo geológico na aba *Models*, a fim de mostrar a região em que o poço penetra no reservatório. Pode-se ver que a seção horizontal se situa no topo e centro da anticlinal. Assim, no caso de injeção de água como mecanismo de recuperação secundária, a produção de água no poço é retardada.

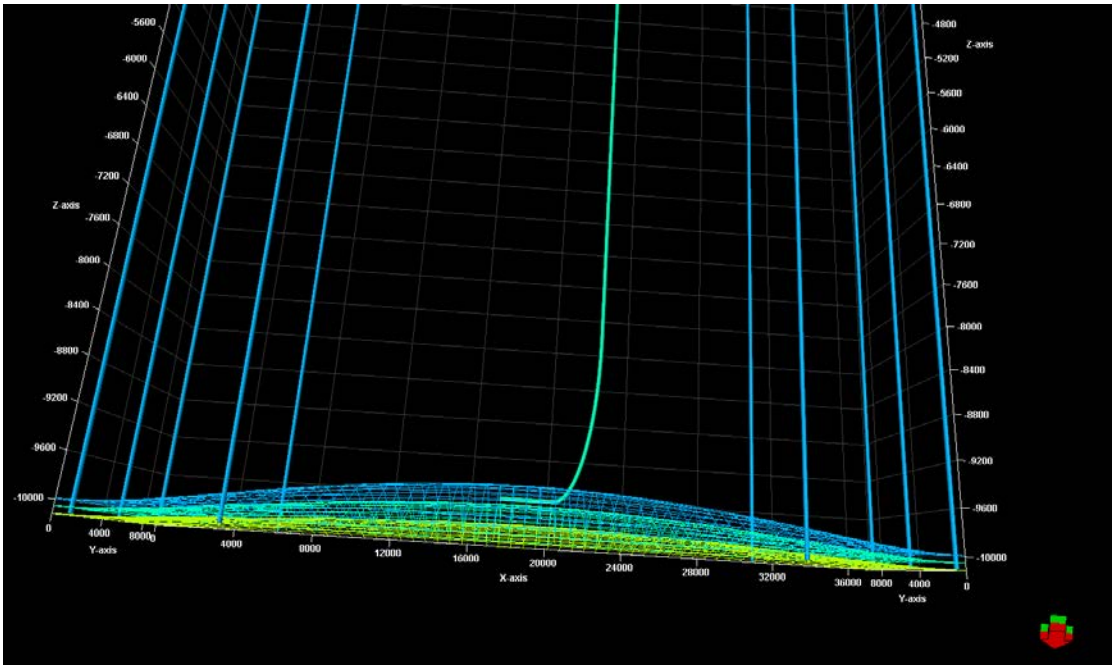


Figura 6.41 Visualização do poço importado e do esqueleto do modelo geológico

7 ANEXO 2: RELATÓRIO DE PLANEJAMENTO GERADO PELO COMPASS

No Compass, ainda é possível criar um relatório contendo a trajetória e os parâmetros utilizados para construção da trajetória clicando em *Report* → *Survey*...

Foi escolhido o tipo de relatório de planejamento (*Standard Plan*). É necessário selecionar *Complete Planned Survey* para incluir toda a trajetória do poço, e pode-se selecionar também *Targets* para mostrar em que ponto da trajetória cada objetivo é atingido. A configuração do relatório é mostrada na Figura 7.1:

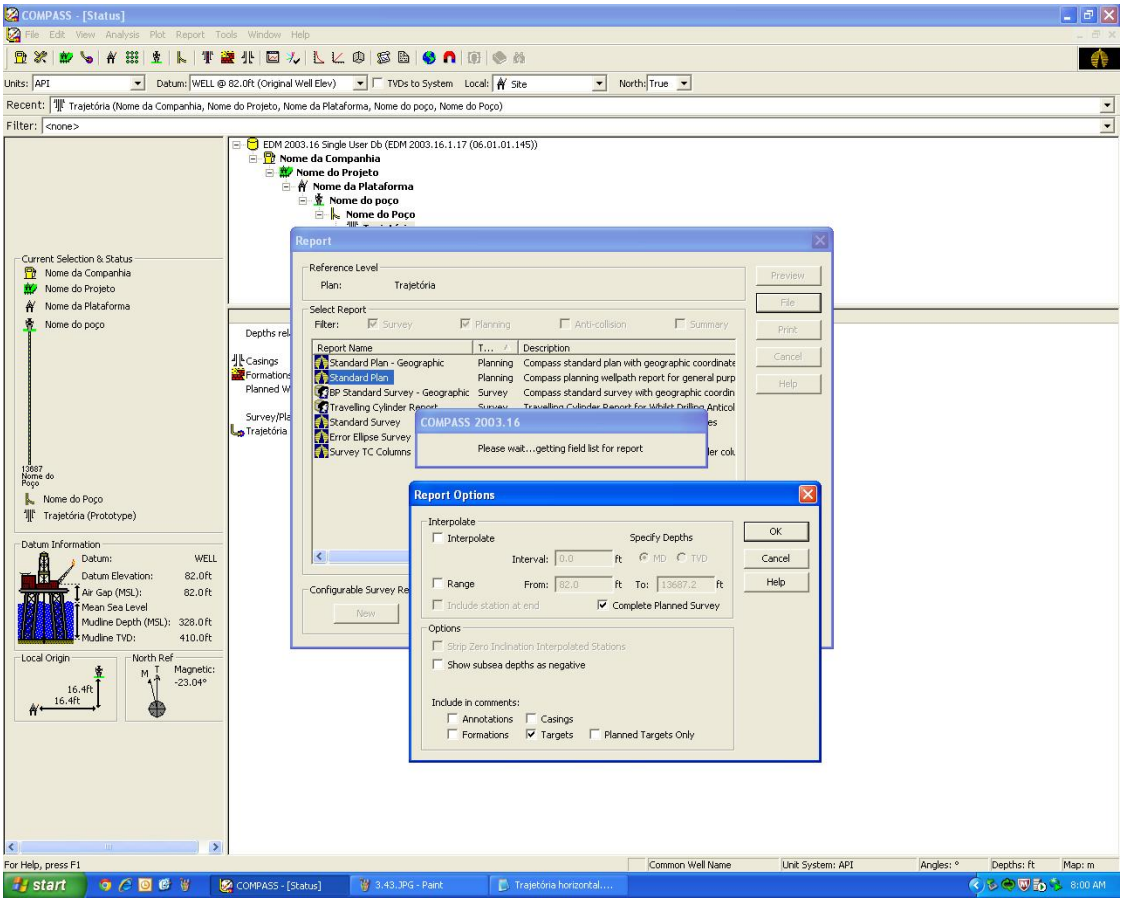


Figura 7.1 Configuração do relatório gerado pelo Compass

Este anexo apresenta o relatório gerado pelo Compass contendo a trajetória e os parâmetros utilizados para construção da trajetória direcional do poço horizontal.

Nome da Companhia

Nome do Projeto
Nome da Plataforma
Nome do poço - Slot Slot 1
Nome do Poço

Plan: Trajetória

Standard Planning Report

29 February, 2012

D&C Digital

Planning Report

Database:	EDM 2003.16 Single User Db	**Local Co-ordinate Reference:**	Site Nome da Plataforma
Company:	Nome da Companhia	**TVD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Project:	Nome do Projeto	**MD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Site:	Nome da Plataforma	**North Reference:**	True
Well:	Nome do poço	**Survey Calculation Method:**	Minimum Curvature
Wellbore:	Nome do Poço		
Design:	Trajetória		

Project	Nome do Projeto		
Map System:	Universal Transverse Mercator	**System Datum:**	Mean Sea Level
Geo Datum:	WGS 1984		Using Well Reference Point
Map Zone:	Zone 24S (42 W to 36 W)		Using geodetic scale factor

Site	Nome da Plataforma				
Site Position:		**Northing:**	7,445,807.24 m	**Latitude:**	23° 5' 1.694 S
From:	Map	**Easting:**	295,603.39 m	**Longitude:**	40° 59' 43.532 W
Position Uncertainty:	0.0 ft	**Slot Radius:**	in	**Grid Convergence:**	0.78 °

Well	Nome do poço - Slot Slot 1					
Well Position	**+N/-S**	16.4 ft	**Northing:**	7,445,812.31 m	**Latitude:**	23° 5' 1.532 S
	+E/-W	16.4 ft	**Easting:**	295,608.32 m	**Longitude:**	40° 59' 43.356 W
Position Uncertainty		0.0 ft	**Wellhead Elevation:**	ft	**Water Depth:**	328.0 ft

Wellbore	Nome do Poço			
Magnetics	**Model Name**	**Sample Date**	**Declination (°)**	**Dip Angle (°)**	**Field Strength (nT)**
	BGGM2007	11/30/2011	-23.04	-39.94	23,419

Design	Trajetória				
Audit Notes:					
Version:		**Phase:**	PROTOTYPE	**Tie On Depth:**	82.0
Vertical Section:	**Depth From (TVD) (ft)**	**+N/-S (ft)**	**+E/-W (ft)**	**Direction (°)**	
	82.0	16.4	16.4	283.51	

Plan Sections

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)	TFO (°)	Target
82.0	0.00	0.00	82.0	16.4	16.4	0.00	0.00	0.00	0.00	
8,142.0	0.00	0.00	8,142.0	16.4	16.4	0.00	0.00	0.00	0.00	
8,557.0	37.35	345.13	8,528.3	142.6	-17.1	9.00	9.00	0.00	345.13	
11,167.2	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-1,840.0	3.10	2.02	-2.88	-78.08	Heel
13,687.2	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-4,360.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Toe

Database:	EDM 2003.16 Single User Db	**Local Co-ordinate Reference:**	Site Nome da Plataforma
Company:	Nome da Companhia	**TVD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Project:	Nome do Projeto	**MD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Site:	Nome da Plataforma	**North Reference:**	True
Well:	Nome do poço	**Survey Calculation Method:**	Minimum Curvature
Wellbore:	Nome do Poço		
Design:	Trajetória		

Planned Survey

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)
82.0	0.00	0.00	82.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
100.0	0.00	0.00	100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
200.0	0.00	0.00	200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
300.0	0.00	0.00	300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
400.0	0.00	0.00	400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
500.0	0.00	0.00	500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
600.0	0.00	0.00	600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
700.0	0.00	0.00	700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
800.0	0.00	0.00	800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
900.0	0.00	0.00	900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,000.0	0.00	0.00	1,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,100.0	0.00	0.00	1,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,200.0	0.00	0.00	1,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,300.0	0.00	0.00	1,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,400.0	0.00	0.00	1,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,500.0	0.00	0.00	1,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,600.0	0.00	0.00	1,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,700.0	0.00	0.00	1,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,800.0	0.00	0.00	1,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
1,900.0	0.00	0.00	1,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,000.0	0.00	0.00	2,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,100.0	0.00	0.00	2,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,200.0	0.00	0.00	2,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,300.0	0.00	0.00	2,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,400.0	0.00	0.00	2,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,500.0	0.00	0.00	2,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,600.0	0.00	0.00	2,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,700.0	0.00	0.00	2,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,800.0	0.00	0.00	2,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
2,900.0	0.00	0.00	2,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,000.0	0.00	0.00	3,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,100.0	0.00	0.00	3,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,200.0	0.00	0.00	3,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,300.0	0.00	0.00	3,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,400.0	0.00	0.00	3,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,500.0	0.00	0.00	3,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,600.0	0.00	0.00	3,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,700.0	0.00	0.00	3,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,800.0	0.00	0.00	3,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
3,900.0	0.00	0.00	3,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,000.0	0.00	0.00	4,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,100.0	0.00	0.00	4,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,200.0	0.00	0.00	4,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,300.0	0.00	0.00	4,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,400.0	0.00	0.00	4,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,500.0	0.00	0.00	4,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,600.0	0.00	0.00	4,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,700.0	0.00	0.00	4,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,800.0	0.00	0.00	4,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
4,900.0	0.00	0.00	4,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,000.0	0.00	0.00	5,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,100.0	0.00	0.00	5,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,200.0	0.00	0.00	5,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,300.0	0.00	0.00	5,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00

Database:	EDM 2003.16 Single User Db	**Local Co-ordinate Reference:**	Site Nome da Plataforma
Company:	Nome da Companhia	**TVD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Project:	Nome do Projeto	**MD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Site:	Nome da Plataforma	**North Reference:**	True
Well:	Nome do poço	**Survey Calculation Method:**	Minimum Curvature
Wellbore:	Nome do Poço		
Design:	Trajetória		

Planned Survey

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)
5,400.0	0.00	0.00	5,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,500.0	0.00	0.00	5,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,600.0	0.00	0.00	5,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,700.0	0.00	0.00	5,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,800.0	0.00	0.00	5,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
5,900.0	0.00	0.00	5,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,000.0	0.00	0.00	6,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,100.0	0.00	0.00	6,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,200.0	0.00	0.00	6,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,300.0	0.00	0.00	6,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,400.0	0.00	0.00	6,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,500.0	0.00	0.00	6,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,600.0	0.00	0.00	6,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,700.0	0.00	0.00	6,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,800.0	0.00	0.00	6,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
6,900.0	0.00	0.00	6,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,000.0	0.00	0.00	7,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,100.0	0.00	0.00	7,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,200.0	0.00	0.00	7,200.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,300.0	0.00	0.00	7,300.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,400.0	0.00	0.00	7,400.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,500.0	0.00	0.00	7,500.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,600.0	0.00	0.00	7,600.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,700.0	0.00	0.00	7,700.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,800.0	0.00	0.00	7,800.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
7,900.0	0.00	0.00	7,900.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
8,000.0	0.00	0.00	8,000.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
8,100.0	0.00	0.00	8,100.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
8,142.0	0.00	0.00	8,142.0	16.4	16.4	0.0	0.00	0.00	0.00
8,150.0	0.72	345.13	8,150.0	16.5	16.4	0.0	9.00	9.00	0.00
8,200.0	5.22	345.13	8,199.9	19.0	15.7	1.3	9.00	9.00	0.00
8,250.0	9.72	345.13	8,249.5	25.2	14.1	4.3	9.00	9.00	0.00
8,300.0	14.22	345.13	8,298.4	35.3	11.4	9.3	9.00	9.00	0.00
8,350.0	18.72	345.13	8,346.3	49.0	7.8	16.0	9.00	9.00	0.00
8,400.0	23.22	345.13	8,393.0	66.2	3.2	24.5	9.00	9.00	0.00
8,450.0	27.72	345.13	8,438.1	87.0	-2.4	34.7	9.00	9.00	0.00
8,500.0	32.22	345.13	8,481.4	111.2	-8.8	46.6	9.00	9.00	0.00
8,550.0	36.72	345.13	8,522.6	138.5	-16.0	60.0	9.00	9.00	0.00
8,557.0	37.35	345.13	8,528.3	142.6	-17.1	62.1	9.00	9.00	0.00
8,600.0	37.65	342.99	8,562.3	167.7	-24.3	74.9	3.10	0.69	-4.97
8,700.0	38.48	338.14	8,641.1	225.8	-44.8	108.4	3.10	0.83	-4.85
8,800.0	39.50	333.48	8,718.8	283.2	-70.6	146.9	3.10	1.02	-4.66
8,900.0	40.71	329.03	8,795.3	339.6	-101.6	190.2	3.10	1.20	-4.44
9,000.0	42.07	324.81	8,870.4	395.0	-137.7	238.3	3.10	1.36	-4.22
9,100.0	43.58	320.82	8,943.7	449.1	-178.8	290.8	3.10	1.51	-3.99
9,200.0	45.22	317.05	9,015.2	501.8	-224.8	347.8	3.10	1.64	-3.77
9,300.0	46.98	313.50	9,084.5	553.0	-275.5	409.1	3.10	1.76	-3.55
9,400.0	48.84	310.15	9,151.6	602.4	-330.8	474.4	3.10	1.86	-3.35
9,500.0	50.80	306.99	9,216.1	650.0	-390.5	543.6	3.10	1.95	-3.16
9,600.0	52.83	304.01	9,277.9	695.6	-454.5	616.5	3.10	2.03	-2.98
9,700.0	54.94	301.18	9,336.9	739.1	-522.5	692.8	3.10	2.11	-2.83
9,800.0	57.10	298.50	9,392.8	780.3	-594.5	772.4	3.10	2.17	-2.68
9,900.0	59.32	295.95	9,445.4	819.2	-670.1	855.0	3.10	2.22	-2.55

Database:	EDM 2003.16 Single User Db	**Local Co-ordinate Reference:**	Site Nome da Plataforma
Company:	Nome da Companhia	**TVD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Project:	Nome do Projeto	**MD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Site:	Nome da Plataforma	**North Reference:**	True
Well:	Nome do poço	**Survey Calculation Method:**	Minimum Curvature
Wellbore:	Nome do Poço		
Design:	Trajetória		

Planned Survey

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)
10,000.0	61.59	293.51	9,494.7	855.6	-749.1	940.3	3.10	2.27	-2.44
10,100.0	63.90	291.18	9,540.5	889.4	-831.3	1,028.1	3.10	2.31	-2.33
10,200.0	66.25	288.94	9,582.7	920.4	-916.5	1,118.2	3.10	2.35	-2.24
10,300.0	68.63	286.78	9,621.0	948.7	-1,004.4	1,210.3	3.10	2.38	-2.16
10,400.0	71.03	284.69	9,655.5	974.2	-1,094.7	1,304.0	3.10	2.40	-2.09
10,500.0	73.46	282.65	9,686.0	996.7	-1,187.2	1,399.3	3.10	2.43	-2.03
10,600.0	75.91	280.67	9,712.4	1,016.2	-1,281.7	1,495.7	3.10	2.45	-1.98
10,700.0	78.37	278.73	9,734.7	1,032.6	-1,377.8	1,592.9	3.10	2.46	-1.94
10,800.0	80.85	276.83	9,752.7	1,045.9	-1,475.2	1,690.8	3.10	2.48	-1.91
10,900.0	83.33	274.95	9,766.5	1,056.0	-1,573.7	1,788.9	3.10	2.49	-1.88
11,000.0	85.82	273.09	9,775.9	1,063.0	-1,673.0	1,887.1	3.10	2.49	-1.86
11,100.0	88.32	271.24	9,781.0	1,066.8	-1,772.8	1,985.0	3.10	2.50	-1.85
11,167.2	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-1,840.0	2,050.5	3.10	2.50	-1.84
Heel									
11,200.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-1,872.8	2,082.4	0.00	0.00	0.00
11,300.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-1,972.8	2,179.6	0.00	0.00	0.00
11,400.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,072.8	2,276.9	0.00	0.00	0.00
11,500.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,172.8	2,374.1	0.00	0.00	0.00
11,600.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,272.8	2,471.4	0.00	0.00	0.00
11,700.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,372.8	2,568.6	0.00	0.00	0.00
11,800.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,472.8	2,665.8	0.00	0.00	0.00
11,900.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,572.8	2,763.1	0.00	0.00	0.00
12,000.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,672.8	2,860.3	0.00	0.00	0.00
12,100.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,772.8	2,957.5	0.00	0.00	0.00
12,200.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,872.8	3,054.8	0.00	0.00	0.00
12,300.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-2,972.8	3,152.0	0.00	0.00	0.00
12,400.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,072.8	3,249.2	0.00	0.00	0.00
12,500.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,172.8	3,346.5	0.00	0.00	0.00
12,600.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,272.8	3,443.7	0.00	0.00	0.00
12,700.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,372.8	3,540.9	0.00	0.00	0.00
12,800.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,472.8	3,638.2	0.00	0.00	0.00
12,900.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,572.8	3,735.4	0.00	0.00	0.00
13,000.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,672.8	3,832.6	0.00	0.00	0.00
13,100.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,772.8	3,929.9	0.00	0.00	0.00
13,200.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,872.8	4,027.1	0.00	0.00	0.00
13,300.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-3,972.8	4,124.3	0.00	0.00	0.00
13,400.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-4,072.8	4,221.6	0.00	0.00	0.00
13,500.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-4,172.8	4,318.8	0.00	0.00	0.00
13,600.0	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-4,272.8	4,416.1	0.00	0.00	0.00
13,687.2	90.00	270.00	9,782.0	1,067.5	-4,360.0	4,500.9	0.00	0.00	0.00
Toe									

Database:	EDM 2003.16 Single User Db	**Local Co-ordinate Reference:**	Site Nome da Plataforma
Company:	Nome da Companhia	**TVD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Project:	Nome do Projeto	**MD Reference:**	WELL @ 82.0ft (Original Well Elev)
Site:	Nome da Plataforma	**North Reference:**	True
Well:	Nome do poço	**Survey Calculation Method:**	Minimum Curvature
Wellbore:	Nome do Poço		
Design:	Trajetória		

Targets

Target Name - hit/miss target - Shape	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude
Heel - plan hits target center - Circle (radius 5.0)	0.00	0.00	9,782.0	1,067.5	-1,840.0	7,446,124.96	295,038.10	23° 4' 51.117 S	41° 0' 3.237 W
Toe - plan hits target center - Circle (radius 5.0)	0.00	0.00	9,782.0	1,067.5	-4,360.0	7,446,114.47	294,269.99	23° 4' 51.115 S	41° 0' 30.224 W

8 ANEXO 3: SATURAÇÃO DE ÓLEO DO RESERVATÓRIO AO LONGO DO TEMPO

Este anexo apresenta a distribuição da saturação de óleo no reservatório para diferentes instantes ao longo do tempo de produção utilizando a estratégia de injeção de água e alta vazão de produção (a que forneceu maior recuperação de óleo nas simulações do ECLIPSE). Para visualizar a saturação de óleo ao longo do tempo, foram criadas janelas 3D com a propriedade SOIL selecionada para visualização em diferentes instantes de produção.

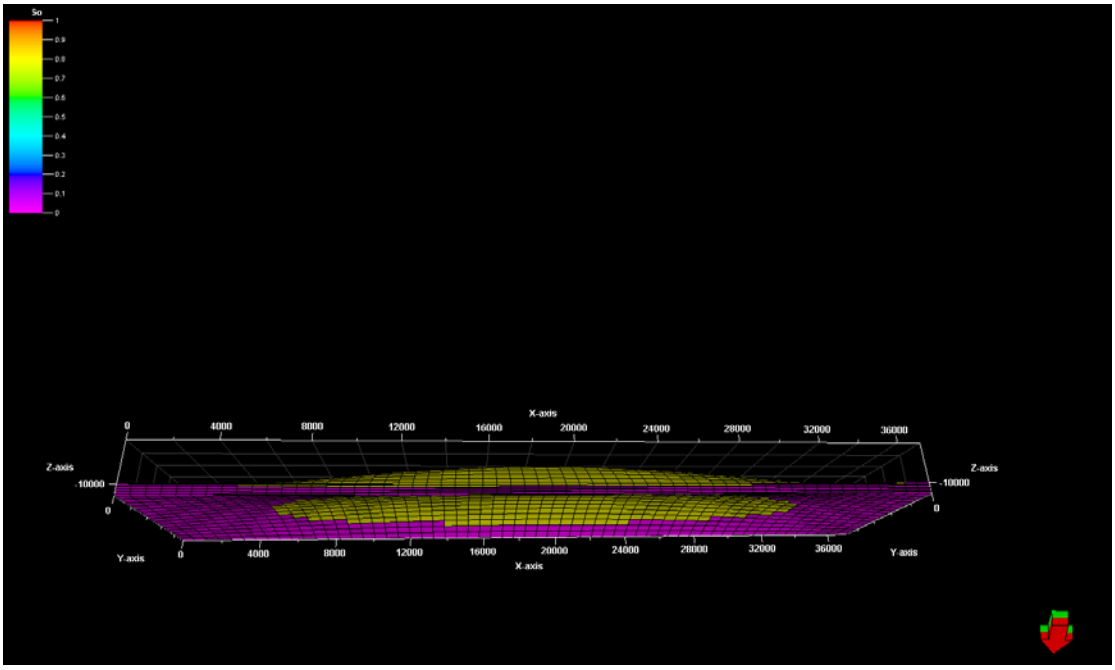


Figura 8.1 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no início da produção

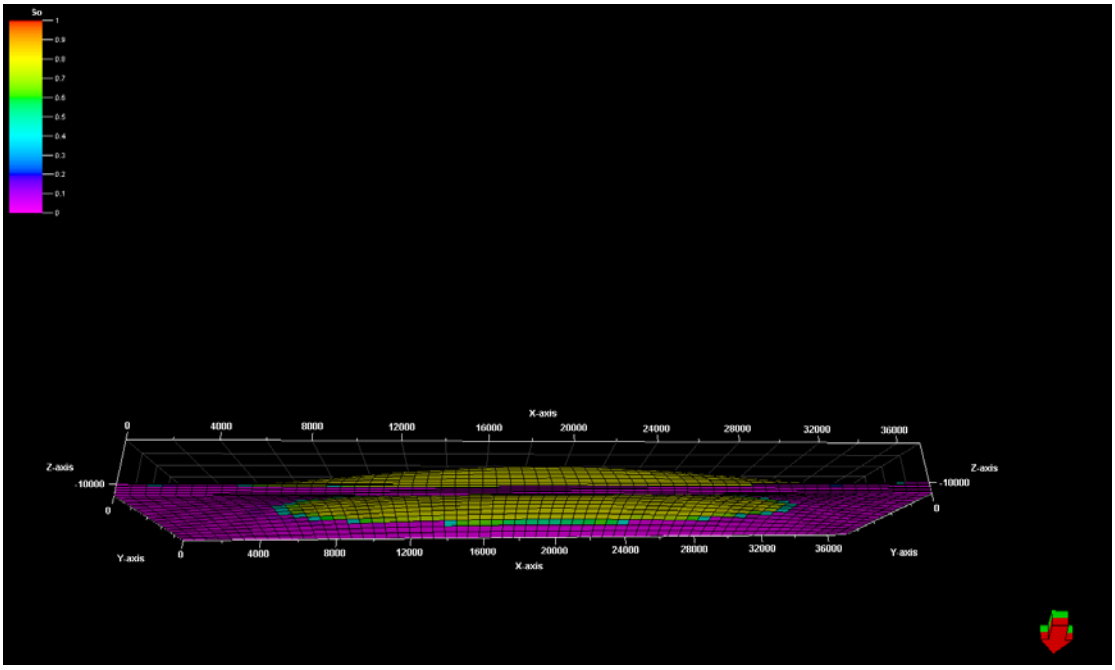


Figura 8.2 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no quinto ano de produção

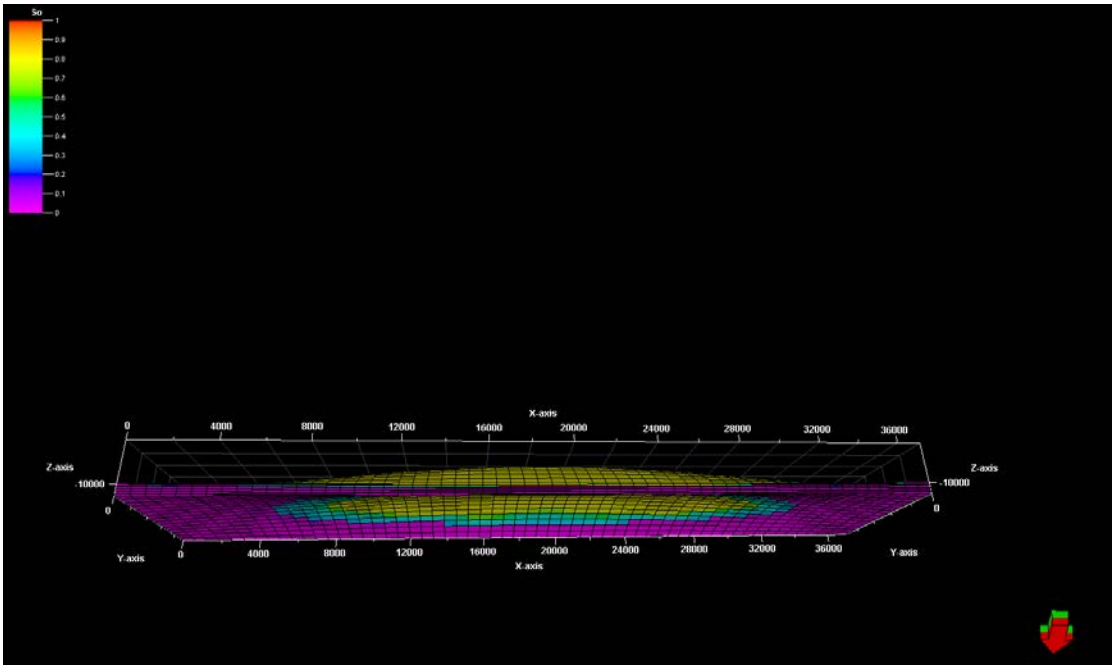


Figura 8.3 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no décimo ano de produção

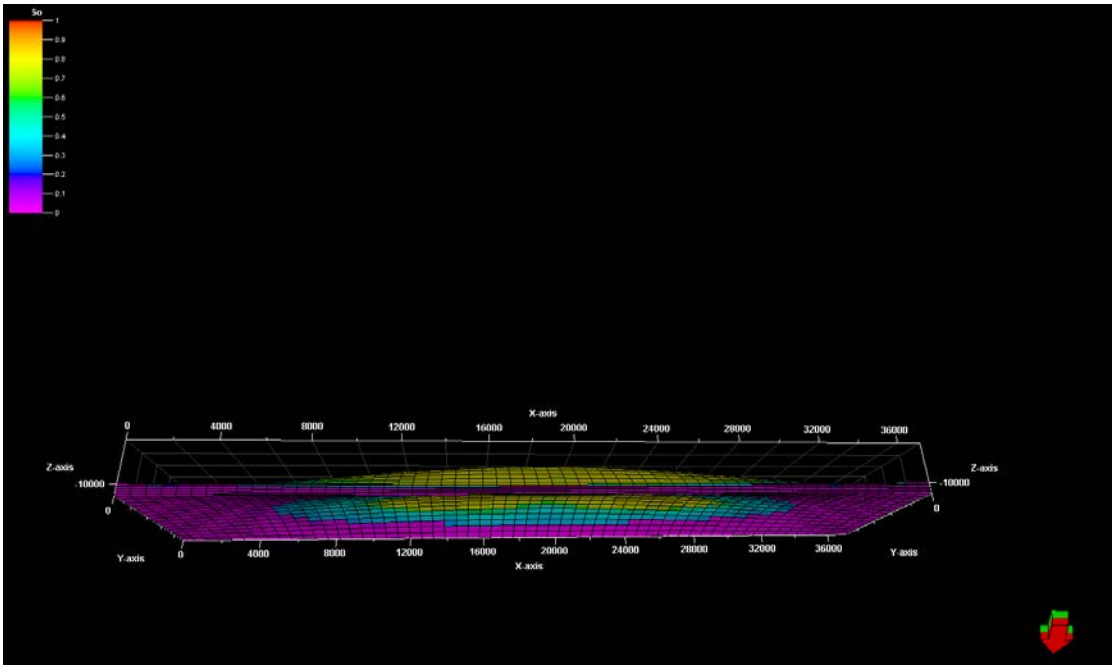


Figura 8.4 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no décimo quinto ano de produção

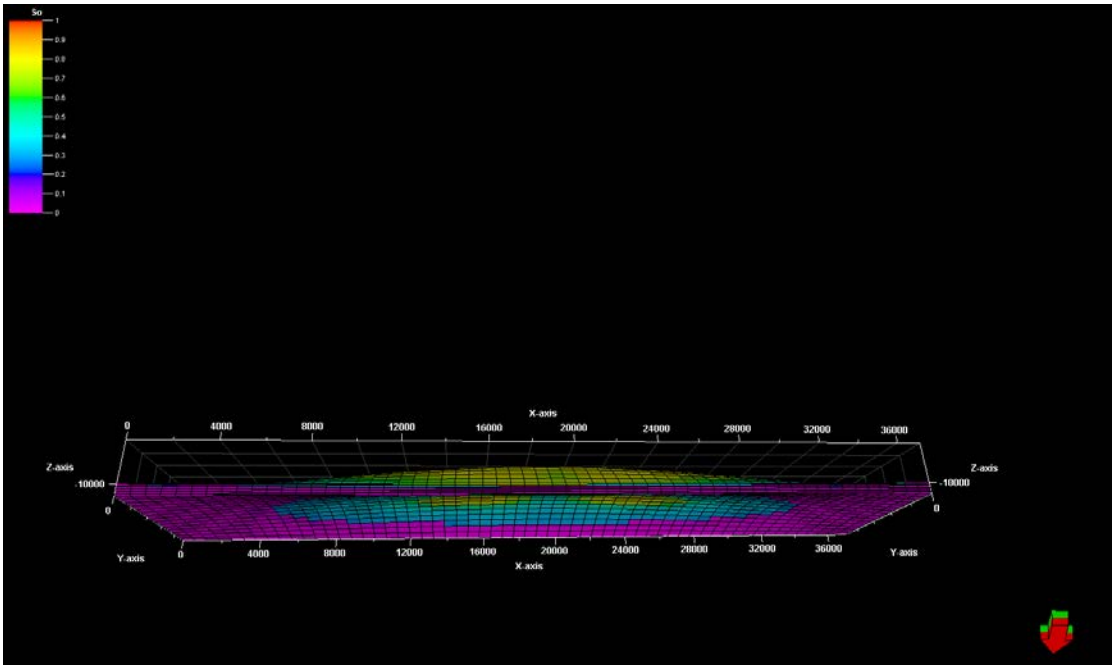


Figura 8.5 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no vigésimo ano de produção

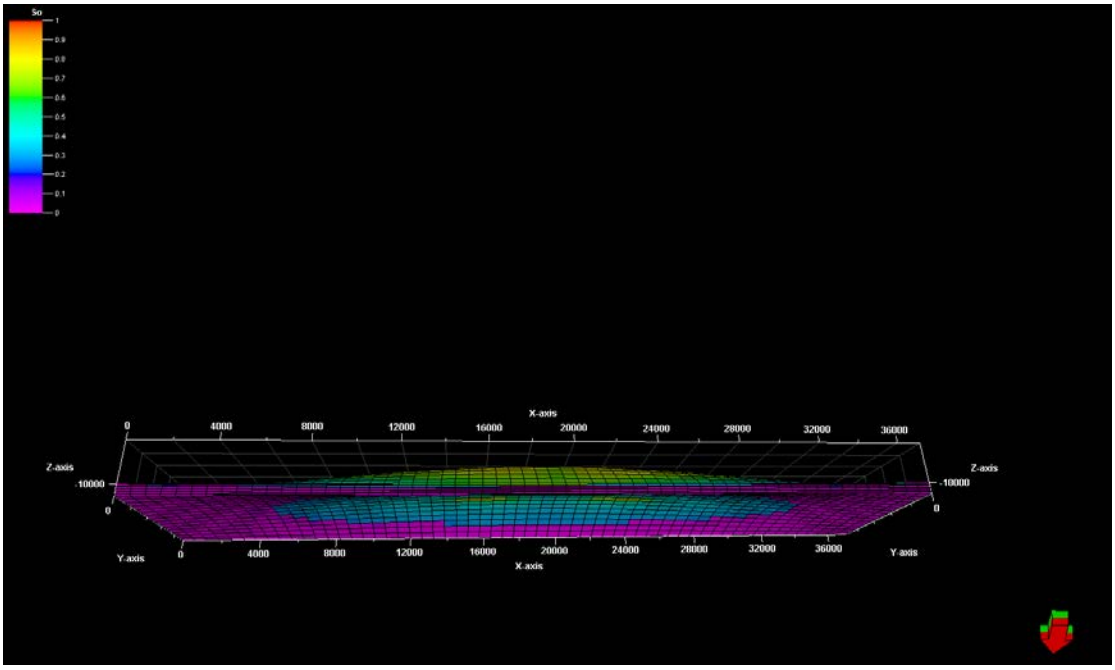


Figura 8.6 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo no vigésimo quinto ano de produção

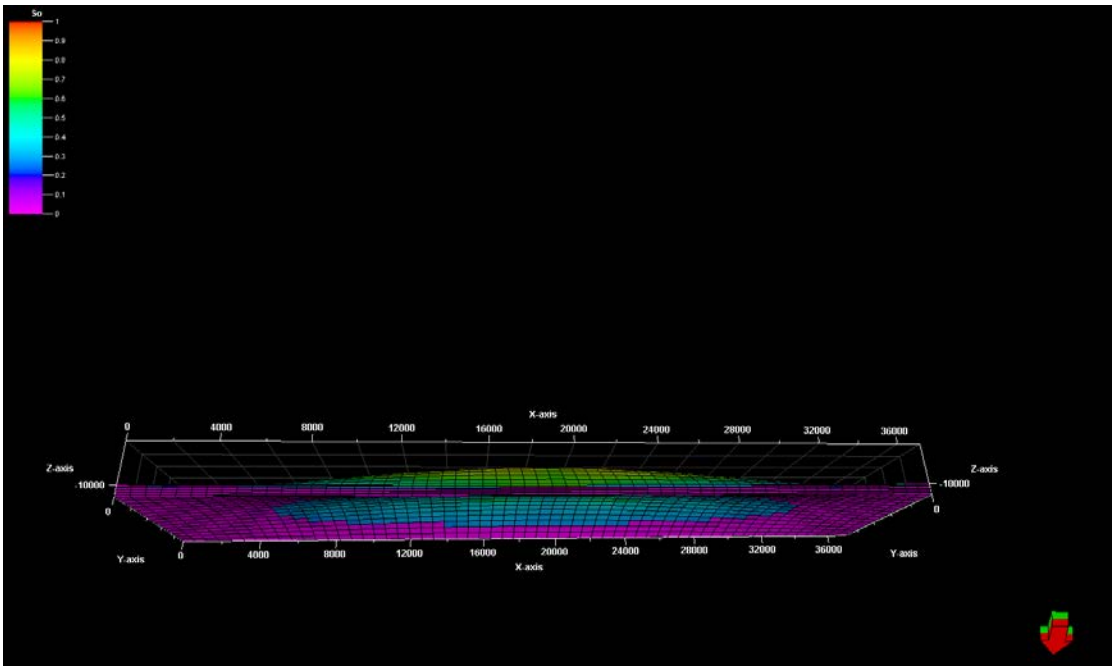


Figura 8.7 Linhas de fluxo mostrando a saturação de óleo ao final do vigésimo sétimo ano (último ano) de produção