



Programa de
Recursos Humanos
da ANP



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

JONATHAN DA SILVA NUNES

**ESTUDOS, MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO SIMULADOR PIPESIM COM
ÊNFASE NA OTIMIZAÇÃO DE “GAS-LIFT” CONTÍNUO**

Vitória
2008

JONATHAN DA SILVA NUNES

**ESTUDOS, MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO SIMULADOR PIPESIM COM
ÊNFASE NA OTIMIZAÇÃO DE “GAS-LIFT” CONTÍNUO**

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli.

Co-orientador: Dr. Oldrich Joel Romero.

Vitória

2008

JONATHAN DA SILVA NUNES

**ESTUDOS, MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO SIMULADOR PIPESIM COM
ÊNFASE NA OTIMIZAÇÃO DE “GAS-LIFT” CONTÍNUO**

Projeto de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, com requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Aprovado em 10/07/2008

Comissão Examinadora

Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Oldrich Joel Romero – Co-orientador
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Edson José Soares
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Juan Sérgio Romero Saenz
Universidade Federal do Espírito Santo

Dedico este trabalho aos meus avós Leonor Duarte da Silva (*in memorian*), Expedito Moreira da Silva (*in memorian*), Sifrônio Pereira Nunes (*in memorian*) e Margarida Monteiro Carvalho Nunes (*in memorian*), que muito me ensinaram e contribuíram para o que sou hoje.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por sua infinita fidelidade comigo, ao conceder tudo o que me foi necessário para a conclusão deste curso de graduação.

Aos meus orientadores, Dr. João Luiz Marcon Donatelli e Dr. Oldrich Joel Romero, pela paciência e dedicação a este trabalho.

Aos meus pais João Pereira Nunes e Maria de Fátima da Silva Nunes, pelo apoio em todos os momentos, desde a decisão de cursar engenharia mecânica, até à conclusão do meu curso.

À minha namorada Leiliane da Silva, que muito me apoiou nos momentos difíceis, dando-me força para continuar.

Ao amigo Juarez Marçal pelo apoio e correção ortográfica do projeto. Valeu por acreditar em mim.

Aos parentes e amigos que oraram por mim e prestaram apoio durante esta caminhada.

À ANP – Agência Nacional do Petróleo – pelo suporte financeiro através da bolsa de pesquisa do programa PRH-29. Esta foi fundamental para o desenvolvimento do projeto.

À Schlumberger pela concessão da licença do software Pipesim.

Ao Marcus Rossi da Schlumberger pela ajuda com o software.

Espera no Senhor, anima-te e ele fortalecerá o teu coração; espera, pois, no Senhor. Salmos 27:14

RESUMO

Este trabalho apresenta a utilização de um simulador computacional comercial, o Pipesim da Schlumberger, para o desenvolvimento de modelagens e simulações de instalações de produção de petróleo equipadas com elevação artificial por “*gas-lift*” contínuo. A instalação modelada é composta por um poço único produzindo um único reservatório de petróleo, isto é, uma única região de canhoneados, localizado na plataforma continental (produção “*on-shore*”).

Uma extensa revisão bibliográfica sobre métodos artificiais de elevação, com ênfase em “*gas-lift*” contínuo, foi conduzida neste trabalho antes da definição do problema a ser tratado e do domínio do software utilizado. Como suporte à realização desta pesquisa, foi necessário realizar um amplo estudo sobre engenharia de instalações de produção de petróleo bem como sobre simuladores de processo, tanto os aplicados à indústria do petróleo, quanto os aplicados às indústrias de potência e química.

Através do software utilizado (Pipesim) foram determinados parâmetros operacionais e de projeto ótimos de um sistema de “*gas-lift*” contínuo, tais como: a pressão ótima do gás de injeção, a vazão ótima de injeção de gás na coluna de produção, o mínimo diferencial de pressão de abertura da válvula operadora e a posição ótima de alocação da válvula operadora na coluna de produção.

Outras aplicações foram desenvolvidas através do software a fim de analisar a influência de outros parâmetros na produção de hidrocarbonetos, tais como: a razão gás-óleo (RGO), a percentagem de água produzida (“*WaterCut*”), o grau API do óleo produzido e a pressão estática do reservatório (Pe).

Palavras-chave: *Gas-lift* contínuo. Simuladores de processo. Elevação artificial. Petróleo.

ABSTRACT

This research sets out to examine the use of a commercial computer simulator, the Pipesim of Schlumberger for the development of modeling, and simulations of petroleum production facilities equipped with continuous gas-lift. The production facilities consist of a single well and a single reservoir located on the continental shelf.

An extensive literature review about artificial lift methods was conducted before the definition of the problem and the software practice, emphasizing continuous gas-lift. As a support, it was necessary an extensive review about petroleum production facilities, as well as petroleum industry computer simulator, chemical computer simulator and power industry computer simulator.

It was obtained through the Pipesim software the optimum operations and design parameters of a gas-lift system, such as injection gas surface pressure, injection gas rate, minimum valve injection drop pressure and the optimum valve position in the tubing.

Other applications were developed through the software in order to analyze other parameters and their influence on petroleum production, such as gas-oil rate (GOR), watercut, API degree and the static reservoir pressure.

Keywords: Continuous gas-lift. Process simulators. Artificial lift. Petroleum.

LISTA DE FIGURAS

Figura	Título	Página
1.1	Distribuição de utilização dos métodos artificiais de elevação no mundo.....	18
3.1	Exemplo de tela de trabalho no simulador IPSEpro.....	35
3.2	Exemplo de tela de trabalho no simulador GATECYCLE.....	37
3.3	Exemplo de tela de trabalho no simulador Aspen Plus.....	38
3.4	Exemplo de tela de trabalho no simulador PIPEPHASE.....	40
3.5	Tela de trabalho no simulador OLGA2000.....	43
3.6	Simulação de um reservatório realizada no simulador Eclipse.....	44
3.7	Ambiente de trabalho no simulador Pipesim.....	47
3.8	Caracterização de um modelo “black oil” no Pipesim.....	47
3.9	Caracterização de um modelo Composicional no Pipesim.....	48
3.10	Ambiente de trabalho no Pipesim mostrando um envelope de fases traçado.....	49
3.11	Tela de trabalho mostrando relatórios de produção.....	50
3.12	Tela de trabalho mostrando a utilização da análise de redes.....	50
4.1	Diagrama de fases dos fluidos presentes em um reservatório de petróleo.....	53
4.2	Curva de IPR para reservatórios saturados – modelo linear.....	59
4.3	Curva de IPR para reservatórios subsaturados – modelo de Vogel.....	60
4.4	Oposição de solicitações no fundo do poço.....	62
4.5	Padrões de fluxo vertical multifásico.....	63
4.6	Padrões de fluxo horizontal multifásico.....	65
5.1	Esquema de um poço operando por surgência.....	67
5.2	Esquema de um poço equipado com BCS.....	68
5.3	Esquema de um poço operando com Bombeio Mecânico.....	70
5.4	Esquema de um poço equipado com BCP.....	71
5.5	Esquema de poços operando com GLC e GLI.....	73
5.6	Desenho esquemático de um sistema de elevação por injeção contínua de gás.....	75

Figura	Título	Página
5.7	Etapas básicas para a partida de um poço equipado com “gas-lift” contínuo.....	76
5.8	Típica curva de desempenho de elevação para um poço operando via injeção contínua de gás.....	78
5.9	Válvulas de “gas-lift” contínuo.....	81
5.10	Válvulas de “gas-lift”.....	82
6.1	Esquema simplificado de um poço de produção de petróleo.....	84
6.2	Janela inicial mostrando a modelagem do problema a ser simulado com o software Pipesim.....	85
6.3	Abertura de uma nova tela de trabalho no Pipesim.....	89
6.4	Tela em branco para início de uma modelagem.....	90
6.5	Ambiente de simulação com os elementos interconectados, mostrando a localização do “tubing” e do reservatório na barra de ferramentas.....	91
6.6	Ambiente de simulação com os elementos interconectados, mostrando a localização do ícone de análise nodal e do nó que representa a cabeça do poço.....	92
6.7	Menu de entrada utilizado para caracterizar os dados do fluido.....	93
6.8	Janela para entrada de dados de caracterização dos fluidos produzidos.....	94
6.9	Dados das Propriedades do “black oil”.....	94
6.10	Dados de viscosidade do fluido produzido.....	95
6.11	Dados de calibração PVT.....	95
6.12	Caracterização da profundidade do poço.....	96
6.13	Caracterização da profundidade do poço.....	97
6.14	Caracterização do gradiente geotérmico atuante.....	97
6.15	Caracterização dos diferentes diâmetros presentes na coluna de produção.....	98
6.16	Instalação do sistema de “gas-lift” no “tubing”.....	99
6.17	Tela mostrando a localização da opção de análise nodal na barra de ferramentas.....	100

Figura	Título	Página
6.18	Tela para entrada de dados no módulo “ <i>Nodal Analysis</i> ”.....	101
6.19	Tela para entrada de dados no módulo “ <i>Artificial Lift Performance</i> ”.....	102
6.20	Localização do módulo “ <i>Lift Gas Response Curves</i> ” na barra de ferramentas do Pipesim.....	103
6.21	Tela para entrada de dados do módulo “ <i>Lift Gas Response Curves</i> ”.....	104
7.1	Gráfico mostrando as curvas IPR e TPR do sistema simulado.....	106
7.2	Curvas IPR e TPR simuladas considerando-se escoamento monofásico.....	107
7.3	Gráfico mostrando várias curvas IPR simuladas a partir de diferentes pressões de reservatório.....	108
7.4	Gráfico mostrando a influência da vazão de injeção de gás na produção de hidrocarbonetos.....	109
7.5	Análise de sensibilidade entre pressão de reservatório e vazão de injeção de gás.....	111
7.6	Análise de sensibilidade entre RGO e vazão de injeção de gás.....	113
7.7	Gráfico mostrando a influência da percentagem de água na produção de hidrocarbonetos.....	113
7.8	Gráfico mostrando a influência do grau API na produção de hidrocarbonetos.....	114
7.9	Gráfico mostrando a influência do DP na produção dos hidrocarbonetos.....	116
7.10	Gráfico mostrando a influência da pressão do gás de injeção na produção dos hidrocarbonetos.....	117

LISTA DE TABELAS

Tabela	Título	Página
3.1	Informações técnicas e comerciais sobre simuladores de processo.....	31
4.1	Intervalo de valores dos parâmetros “ <i>black oil</i> ”.	54
4.2	Propriedades dos fluidos e correlações PVT.....	55
4.3	Correlações de fluxo vertical multifásico.....	56
6.1	Dados do modelo “ <i>black oil</i> ”.....	86
6.2	Propriedades do ponto de bolha.....	86
6.3	Dados do ponto de bolha.....	86
6.4	Correlações PVT utilizadas.....	87
6.5	Dados do poço.....	87
6.6	Gradiente geotérmico.....	88
6.7	Dados da coluna de produção.....	88
6.8	Dados do reservatório.....	88
7.1	Valores obtidos da análise de diferencial de pressão de abertura da válvula operadora.....	117
7.2	Valores obtidos da análise de pressão do gás de injeção.....	118
7.3	Parâmetros ótimos de operação do sistema de “ <i>gas-lift</i> ” contínuo.....	118

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição
BCS	Bombeio centrífugo submerso
BM	Bombeio mecânico
BCP	Bombeio por cavidades progressivas
GLC	<i>gas-lift</i> contínuo
GLI	<i>gas-lift</i> intermitente
CAPE	<i>Computer aided process engineering</i>
CPES	<i>Chemical process evolution system</i>
CHESS	<i>Chemical engineering simulation system</i>
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
PC	<i>Personal computer</i>
OLE	<i>Object linking and embedding</i>
GCO	<i>Global CAPE-OPEN</i>
GNL	Gás natural liquefeito
PSE	<i>Process simulation environment</i>
MDK	<i>Model development kit</i>
HRSG	<i>Heat recovery steam generator</i>
PVT	Pressão, temperatura e pressão
Bo	Fator volume de formação do óleo
API	American Petroleum Institute
IPR	<i>Inflow performance relationship</i>
AOFPP	<i>Absolute open flow potential</i>
q	Vazão de produção
P_e	Pressão estática do reservatório
P_{sat}	Pressão de saturação do óleo
P_{wf}	Pressão de fluxo no fundo do poço
TPR	<i>Tubing pressure requirement</i>
IP	Índice de produtividade
IPO	<i>Injection pressure operated valves</i>
PPO	<i>Production pressure operated valves</i>
UPGN	Unidade de processamento de gás natural

A_b	Área do fole (" <i>bellow</i> ")
A_v	Área do orifício da válvula
P_v	Pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula
P_{v0}	Pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula com a mesma aberta
P_{vc}	Pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula com a mesma fechada
P_{bt}	Pressão de gás no fole na temperatura da profundidade de assentamento da válvula
P_t	Pressão na coluna de produção na profundidade da válvula
R	Relação entre as áreas de orifício da válvula e do fole (A_v / A_b)
RGO	Razão gás-óleo
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
MD	<i>Measured Depth</i>
stb	<i>Stock tank barrel</i> (Barris por dia em condições padrão)
mmscf/d	Milhões de pés cúbicos <i>Standard</i> por dia
DP	Mínimo diferencial de pressão para abertura da válvula operadora

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	v
RESUMO.....	vii
ABSTRACT.....	viii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS	xiii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	17
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
CAPÍTULO 3 – SIMULADORES DE PROCESSO	23
3.1 INTRODUÇÃO À SIMULAÇÃO DE PROCESSOS	23
3.1.1 Definição.....	23
3.1.2 Breve Histórico da Evolução da Simulação de Processos.....	24
3.1.3 Importância da Simulação de Processos.....	27
3.1.4 Vantagens e Limitações do Uso de Simuladores de Processos.....	27
3.2 ARQUITETURA BÁSICA DOS SIMULADORES DE PROCESSO	28
3.2.1 Tipos de Simuladores Existentes (Classificação)	28
3.3 SIMULADORES COMERCIAIS EXISTENTES	31
3.4 SIMULADORES APLICADOS ÀS INDÚSTRIAS DE POTÊNCIA E QUÍMICA.	34
3.4.1 IPSEpro	34
3.4.2 GATECYCLE	35
3.4.3 ASPEN PLUS	37
3.5 SIMULADORES APLICADOS À INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS.....	39
3.5.1 PIPEPHASE.....	39
3.5.2 OLGA2000	40
3.5.3 ECLIPSE.....	42
3.6 O SIMULADOR COMPUTACIONAL PIPESIM	45
CAPÍTULO 4 – ESCOAMENTO MULTIFÁSICO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	51
4.1 MISTURAS MULTIFÁSICAS COM MULTICOMPONENTES	51

4.2	TIPOS DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	52
4.3	FLUXO NO MEIO POROSO	57
4.3	FLUXO NA COLUNA DE PRODUÇÃO.....	61
4.3.1	Padrões de Fluxo Vertical Multifásico	62
4.4	FLUXO NA SUPERFÍCIE.....	64
CAPÍTULO 5 – MÉTODOS DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO.....		66
5.1	ELEVAÇÃO NATURAL OU SURGÊNCIA	66
5.2	MÉTODOS ARTIFICIAIS DE ELEVAÇÃO	67
5.2.1	Bombeio Centrífugo Submerso.....	68
5.2.1	Bombeio Mecânico	69
5.2.2	Bombeio por Cavidades Progressivas	70
5.3	“GAS-LIFT”	71
5.3.1	Tipos de “Gas-Lift”	72
5.3.2	Sistema de “Gas-Lift” Contínuo.....	74
5.3.3	Partida de um Poço Equipado com “Gas-Lift” Contínuo	75
5.3.4	Descrição do Funcionamento em Regime Permanente.....	77
5.3.5	Vantagens e Limitações do “Gas-Lift” Contínuo	78
5.3.6	Válvulas de “Gas-Lift”	80
CAPÍTULO 6 – DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO PROBLEMA NO AMBIENTE DO PIPESIM.....		83
6.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	83
6.2	DESCRIÇÃO DOS DADOS UTILIZADOS	85
6.3	MODELAGEM DO PROBLEMA NO AMBIENTE DO PIPESIM	89
6.4	OBTENÇÃO DOS RESULTADOS NO SIMULADOR	99
CAPÍTULO 7 – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....		105
7.1	ANÁLISE DE SURGÊNCIA.....	105
7.2	ANÁLISE DE INJEÇÃO DE GÁS	109
7.3	PARÂMETROS ÓTIMOS PARA O SISTEMA DE “GAS-LIFT” CONTÍNUO.....	115
CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES		119
CAPÍTULO 9 – REFERÊNCIAS		122

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda mundial por energia e a importância do petróleo na matriz energética mundial, cada vez mais é necessário aumentar a disponibilidade de petróleo no mercado mundial. Como a descoberta de novas reservas não acompanha o aumento na demanda, cada vez mais as indústrias petrolíferas investem em meios de recuperar a maior quantidade possível de hidrocarbonetos de um determinado reservatório.

Normalmente, no início da vida produtiva de um poço de exploração de petróleo, o mesmo possui energia suficiente para elevar os fluidos da formação até as instalações de processamento. Mas com o aumento da produção acumulada, a energia do reservatório naturalmente começa a decrescer, o que ao longo do tempo, faz com que a vazão de produção obtida não seja mais economicamente viável.

Muitos são os métodos utilizados para suplementar a energia de um reservatório, o que permite um maior aproveitamento de uma determinada jazida de petróleo, aumentando-se assim a oferta de petróleo no mercado.

Quando um reservatório necessita de energia suplementar para elevar os fluidos até a superfície, dentre outros métodos pode-se utilizar um Método Artificial de elevação. O método artificial de elevação normalmente é utilizado de forma combinada com outras práticas de manutenção do nível de energia do reservatório.

Na indústria do petróleo existem diferentes métodos artificiais de elevação que podem ser utilizados, cada um aplicável a uma realidade diferente bem como às características do campo produtor.

Os métodos artificiais de elevação mais utilizados são: Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio Mecânico (BM), Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP) e o “*gas-lift*” Contínuo e Intermitente (GLC e GLI). A Figura 1.1, mostra a distribuição de utilização destes métodos de elevação no mundo.

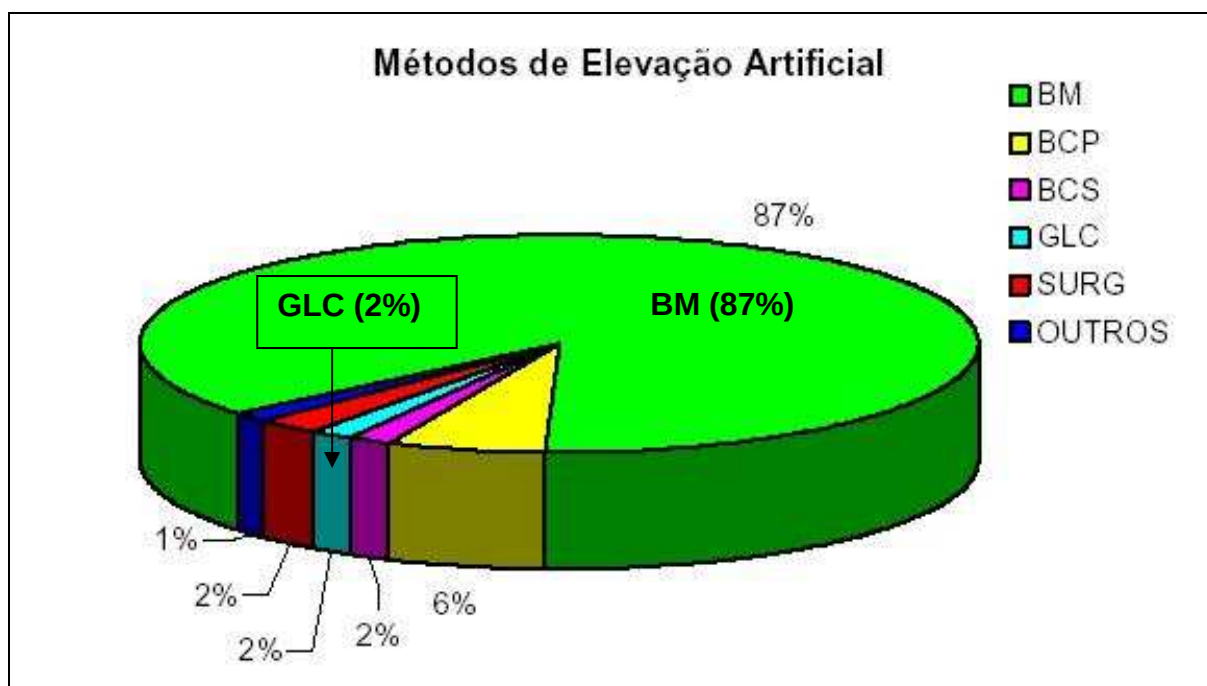


Figura 1.1 - Distribuição de utilização dos métodos artificiais de elevação no mundo

Fonte: Nascimento (2005).

O gráfico da Figura 1.1 mostra que o método mais utilizado no mundo é o bombeio mecânico (87% dos poços no mundo são equipados com esta técnica), que é também o mais antigo e utilizado somente em poços localizados em terra. Com o desenvolvimento da tecnologia, novos métodos foram desenvolvidos, os quais são aplicados onde o bombeio mecânico não traz bons resultados, ou não se aplica, por exemplo, em poços “*off-shore*” (poços de produção no mar).

A necessidade de se conhecer estes métodos de elevação e de produzir uma bibliografia específica sobre o assunto motivou o desenvolvimento deste trabalho, onde um destes métodos, o “*gas-lift*” contínuo, é estudado, modelado e simulado computacionalmente com o auxílio de um simulador comercial.

Apresenta-se neste trabalho um amplo estudo sobre este assunto, no qual consta extensa revisão bibliográfica da literatura existente bem como a utilização de um simulador comercial para o estudo e otimização de sistemas de elevação artificial de petróleo pelo método do “*gas-lift*” contínuo.

As modelagens e simulações computacionais foram desenvolvidas utilizando-se o simulador Pipesim da Schlumberger, o que possibilitou a otimização do processo de injeção contínua de gás em um poço de produção de petróleo em terra (*“on-shore”*). Desta forma, não foi necessário desenvolver uma modelagem própria para o cálculo do escoamento multifásico que ocorre neste tipo de instalação.

Após uma introdução ao assunto tratado neste trabalho, apresenta-se uma revisão bibliográfica, na qual são apresentadas e discutidas referências bibliográficas que abordam engenharia de instalações de produção de petróleo, o uso de simuladores de processo, projeto e otimização de sistemas térmicos e a utilização de alguns dos métodos artificiais de elevação mais utilizados, com ênfase no método de *“gas-lift”* contínuo.

A tecnologia dos simuladores de processo mereceu um capítulo a parte. Sendo apresentadas várias características destas ferramentas computacionais bem como sua utilização em projetos de sistemas térmicos, projetos na indústria química e principalmente na indústria do petróleo, com ênfase na modelagem e simulação do escoamento multifásico que ocorre na coluna de produção.

A seguir, é apresentada uma revisão teórica sobre os padrões de escoamento multifásico encontrados nas instalações de produção de petróleo e nos reservatórios de petróleo bem como a classificação dos reservatórios. Também é apresentada uma descrição sobre os principais métodos de elevação artificial utilizados na indústria petrolífera e uma revisão detalhada sobre o método de injeção contínua de gás.

O problema proposto neste trabalho consta de uma instalação de produção de petróleo *“on-shore”* composta por um poço único produzindo um reservatório, ou seja, uma única região de canhoneados. Através do software foram realizadas simulações que permitiram obter os parâmetros de operação e de projeto ótimos do sistema de *“gas-lift”* contínuo bem como dados que possibilitaram verificar a influência de outros parâmetros na produção do reservatório.

Os resultados obtidos são apresentados e discutidos no Capítulo 7, seguido dos comentários, conclusões e sugestões para trabalhos futuros no último capítulo.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O desenvolvimento de poderosas ferramentas computacionais para a simulação de instalações de produção de petróleo tem crescido muito nas últimas décadas, o que permitiu às indústrias petrolíferas melhorarem seus processos de exploração e exploração de hidrocarbonetos bem como aumentar a eficiência no transporte por tubulações.

Na década de 70, a indústria petrolífera tinha a sua disposição ferramentas de simulação de fluxo multifásico baseadas em correlações empíricas. Estas correlações também eram utilizadas para determinar o comportamento do fluxo multifásico em tubulações já existentes quando sujeitas à mudança nas vazões de produção. Estes softwares desempenhavam bem o seu papel quando as correlações eram utilizadas em condições de operação para as quais haviam sido desenvolvidas.

Nas décadas seguintes os simuladores ganharam mais confiabilidade quando estes passaram a ser desenvolvidos com base nas equações de massa, momentum e energia e ainda mais com o desenvolvimento de ferramentas de simulação em regime transiente, o que permitiu realizar o projeto de novas linhas de tubulações bem como analisar o escoamento de fluxos multifásicos e multicomponentes (água, óleo e gás) em regime transiente, Heskestad (2005).

Existe hoje no mercado vários simuladores de processo comerciais aplicados a diferentes ramos da indústria, tais como: Indústria petrolífera, petroquímica, química, siderúrgica, geração de potência entre outras. É possível encontrar nos *sites* dos fabricantes desses simuladores muitas informações a respeito dos simuladores e a aplicabilidade de cada um deles.

Muitas ferramentas de simulação têm sido desenvolvidas, não apenas por grandes empresas como a ScandPower, Schlumberger, Simsci-Esscor ou GE, mas também como resultados de projetos de pesquisa. No Brasil, Nascimento (2005) desenvolveu uma ferramenta para simulação de poços operando com bombeio mecânico. Vidal (2005) desenvolveu uma ferramenta computacional para a simulação de poços que

operam com elevação artificial por bombeio por cavidades progressivas. Moura (2004) mostra o desenvolvimento de um simulador computacional para poços que operam por “*gas-lift*” contínuo.

Outros trabalhos também têm sido realizados, não desenvolvendo ferramentas computacionais, mas utilizando simuladores comerciais, dentre os quais podem ser citados o trabalho desenvolvido por Oliveira (2003) utilizando o simulador Pipesim e o trabalho realizado por Heskestad (2005), utilizando o software OLGA2000.

No que diz respeito ao projeto, modelagem e otimização de sistemas térmicos, há na literatura uma grande quantidade de livros que tratam deste assunto, dentre os quais podem ser citados os trabalhos de Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996), Dargan e Perz (1998), Hodge e Taylor (1998), Jaluria (1998), Stoecker (1989) e Suryanarayana e Arici (2003). Os mesmos têm sido utilizados como referência em trabalhos que apresentam estudos de análise exergoeconômica, termoeconômica, projeto e otimização de sistemas térmicos, o que pode ser visto em Donatelli (2002).

No Brasil, no que tange a assuntos relacionados à engenharia de petróleo, uma referência básica e fundamental é o livro editado por Thomas (2004) que traz uma abordagem completa sobre engenharia de instalações de produção de petróleo, ou seja, uma descrição geral sobre todas as etapas de geração e prospecção do petróleo, perfuração e completação de poços, análises de reservatórios, aplicação de métodos artificiais de elevação, análise das formações produtoras e instalações de processamento primário.

Em Rosa *et al.* (2006) encontra-se uma descrição completa sobre engenharia de reservatórios de petróleo. Neste livro é encontrada uma detalhada abordagem sobre vários tópicos relacionados aos reservatórios, tais como: classificação, mecanismos de produção, balanço de materiais, fluidos de petróleo entre outros.

No que diz respeito às propriedades dos fluidos de petróleo, McCain (1990) traz uma abordagem bem detalhada. Este livro conta também com tópicos relacionados à engenharia de reservatórios.

Com relação ao método de “*gas-lift*” contínuo, Spíndola (2003), Plucênio (2003), Oliveira (2003), Nascimento (2005), Moura (2004) e Vidal (2005) trazem uma

descrição completa sobre este método artificial de elevação, tanto o aspecto técnico, quanto o aspecto econômico associado à implantação destes sistemas. Thomas (2004) também traz informações sobre este assunto, mas de forma geral.

CAPÍTULO 3 – SIMULADORES DE PROCESSO

3.1 INTRODUÇÃO À SIMULAÇÃO DE PROCESSOS

Nas últimas décadas, a simulação de processos é cada vez mais utilizada nas indústrias químicas, petroquímicas e nas empresas de projeto de equipamentos, principalmente no que diz respeito ao projeto de novas unidades de produção, estudos de ampliação de capacidade de processamento, avaliação de unidades existentes e na concepção e avaliação de novas tecnologias.

A simulação também é muito utilizada para fazer análises térmicas, dimensionamento, análise de custos e otimizações requeridas para o desenvolvimento do projeto de um sistema térmico.

Os avanços na computação têm impulsionado uma nova onda de aplicações da simulação de processos o que tem permitido melhorar os processos já existentes bem como, conceber novos projetos de maneira eficaz a custos reduzidos. A tecnologia também conhecida genericamente como CAPE (*“Computer Aided Process Engineering”*) está conquistando novas fronteiras que extrapolam o projeto de processos, tais como sua aplicação para otimização em tempo real, predição de propriedades on-line e interação com ferramentas de suporte à tomada de decisões.

3.1.1 Definição

Suryanarayana (2003) define simulação como a predição de uma ou mais variáveis de um componente ou sistema sob diferentes condições de operação. Nascimento (2005) diz que a simulação computacional é um processo de experimentos em sistemas ou fenômenos físicos, realizados através de modelos matematicamente computadorizados, os quais representam características observadas em sistemas reais. Pode-se perceber então que as definições dadas pelos autores são correlatas.

Através da simulação computacional é possível analisar diferentes tipos de sistemas, o que possibilita:

- Analisar a implantação de novas tecnologias sem a necessidade da construção física;
- Conhecer melhor e dominar as várias etapas de um determinado processo;
- Melhorar o desempenho de um sistema;
- Obter informações do processo em tempo real sem precisar parar a operação da planta;
- Treinamento de operadores;
- Outras aplicações.

3.1.2 Breve Histórico da Evolução da Simulação de Processos

A tecnologia de simulação de processos, que pode ser descrita brevemente como a reprodução em computador do comportamento de uma unidade de processos, teve seus marcos iniciais na década de 50. Os primeiros desenvolvimentos tiveram escopo bastante limitado, restrito à modelagem de equipamentos mais simples (como trocadores de calor) simulados de forma individual, ou seja, desconectados de um fluxograma completo. Coube, na época, a empresas integradas como a *DuPont* o desenvolvimento das aplicações iniciais de CAPE, como foi o caso do CPES (*“Chemical Process Evolution System”*) escrito em linguagem FORTRAN. Este sistema e outros como o FlowTran (originalmente desenvolvido pela Monsanto) eram executados em computadores *“mainframe”* como os IBM 1620, 7090 e 7094.1.

Na década de 60, com o aprimoramento de tais programas e surgimento de outros, iniciou-se a discussão acadêmica sobre o desenvolvimento de um aplicativo flexível de simulação, chegando-se então aos primeiros simuladores modulares de estado estacionário que podiam ser executados de forma robusta. Os testes de simuladores em problemas industriais reais, no entanto, apresentaram muitos fracassos neste estágio inicial de desenvolvimento.

Em 1968, os Drs. Rudy Motard e Ernest Henley concluíram na Universidade de Houston o desenvolvimento da primeira versão do CHESS (*“Chemical Engineering Simulation System”*), a partir de um financiamento da Marinha norte-americana. Na mesma época o Departamento de Energia dos EUA financiou o desenvolvimento de um outro simulador de processos no MIT (*“Massachusetts Institute of Technology”*). Este simulador daria origem nos anos seguintes a dois produtos comerciais de simulação, um dos quais incorporou o código FlowTran. Aos poucos empresas especializadas em simulação (normalmente formadas a partir das universidades norte-americanas) tomaram o lugar da indústria na dianteira do desenvolvimento.

Na década de 70, cresceu a aceitação da tecnologia e muitos clientes que compravam novas plantas químicas (como plantas de amônia) passaram a exigir que o produto fosse simulado durante o seu projeto. Foi um período de amadurecimento dos produtos comerciais (que só chegariam com força total ao mercado no início da década seguinte), baseado em avanços na modelagem termodinâmica e melhores métodos numéricos para solução das equações.

Em 1983, o simulador CHESS (renomeado para *“MicroCHESS”*) tornou-se um dos primeiros simuladores a poder ser executado em um PC (*“Personal Computer”*). Logo seria seguido pelos demais e, até meados da década, os simuladores já faziam parte do *“desktop”* dos engenheiros de processo. Um dos principais avanços neste período, além dos algoritmos computacionais, foi a interface gráfica com o usuário, disponibilizando-se, por exemplo, bibliotecas de operações unitárias a partir das quais os fluxogramas podiam ser elaborados.

Nos anos 90, aprimorou-se a interface gráfica dos produtos e iniciou-se o grande impulso para a integração dos aplicativos de CAPE com outras ferramentas computacionais como: planilhas de cálculo, softwares de desenho de engenharia e editores de texto, entre outros. Os simuladores adentraram a *“Era Windows”* e incorporaram a automação OLE (*“Object Linking and Embedding”*) às suas funcionalidades.

Além disso, foram lançados módulos específicos para simulação dinâmica de processos e cálculos de redes de escoamento. Tais avanços pavimentaram o caminho para aplicações até então não-convencionais de tecnologia de simulação.

O padrão tecnológico em desenvolvimento, o GCO (Global CAPE-OPEN), que permitirá a integração de simuladores de diferentes fabricantes e o cálculo de propriedades físico-químicas de substâncias puras e misturas a partir da estrutura tridimensional das moléculas via mecânica estatística são algumas das tendências da simulação de processos no século XXI.

Segundo Heskestad (2005), na década de 70, as empresas de petróleo e gás costumavam aplicar correlações empíricas nas ferramentas de simulação de fluxo multifásico que eram usadas para o projeto de novas tubulações. As correlações empíricas também eram usadas para determinar o comportamento do fluxo nas tubulações em face de possíveis mudanças nas taxas de produção. Os softwares desempenhavam bem o seu papel enquanto eram utilizados em tubulações que mantinham seu projeto original ou em condições de operação para as quais as correlações empíricas foram desenvolvidas.

Com o passar do tempo, mais simuladores de fluxo confiáveis foram desenvolvidos, mas agora, tendo como base as equações de conservação da massa, momentum e energia para óleo e gás. Estes foram utilizados para simular escoamento em regime permanente sob quaisquer condições. Entretanto, não foram suficientes para o projeto confiável de novas linhas de tubulações ou para antecipar o comportamento transiente nas linhas existentes.

A solução apresentada pelas indústrias de petróleo foi a introdução de simuladores de fluxo multifásico em regime transiente, que permitiu grandes avanços no estudo do escoamento dos hidrocarbonetos (óleo, gás e água). O próximo passo tende ao desenvolvimento de simuladores que permitem a simulação de quatro fases, onde a quarta fase seriam os hidratos. Mas antes da introdução desta nova tecnologia, os simuladores multifásicos já existentes oferecem uma demanda muito grande de avaliação/aplicação.

3.1.3 Importância da Simulação de Processos

Grande parte dos eventos físicos, os quais podem ser simulados computacionalmente, no mundo real, consomem muito tempo para se realizar, às vezes dias, meses ou até anos. Em um computador a simulação destes eventos pode ser realizada em poucos minutos, o que permite diminuir o tempo na fase de análise do projeto.

Com o advento da simulação computacional, análises que antes só poderiam ser feitas através de tabelas e números, hoje são feitas de forma visual através da interface gráfica que existe nos simuladores, o que permite entender melhor o processo e consequentemente obter melhores resultados. Sem os simuladores de processo, os engenheiros e cientistas precisariam recorrer a cálculos matemáticos e probabilísticos complicados, que muitas vezes possuem muitas simplificações e aproximações que podem levar os resultados obtidos para longe dos valores corretos, conforme Nascimento (2005).

3.1.4 Vantagens e Limitações do Uso de Simuladores de Processos

Nascimento (2005) relaciona algumas vantagens e limitações do uso da simulação de processos. Dentre as vantagens citadas anteriormente, pode ser acrescentado:

- A realização de experiências em curto intervalo de tempo;
- A fácil demonstração do processo.

Dentre as principais limitações, cita-se:

- Uma simulação não pode dar resultados precisos quando os dados de entrada forem imprecisos;
- A simulação não pode dar respostas fáceis para problemas complexos;
- A simulação não pode solucionar problemas por si só.

O termo usado na literatura para a imprecisão de dados de saída pelo fato de os dados de entrada serem imprecisos é “*garbage in, garbage out*” (lixo entrando, lixo saindo), o que mostra que para a obtenção de bons resultados em uma simulação, não basta ter uma poderosa ferramenta computacional, mas também saber como utilizar os dados disponíveis e que os mesmos sejam compatíveis com o modelo que está por trás do simulador.

Jaluria (1998) diz que se o modelo é uma boa representação do sistema sob consideração, os dados de saída caracterizarão o comportamento do sistema em análise, mas se os dados de entrada não forem bem utilizados, de nada adiantará a boa modelagem feita.

3.2 ARQUITETURA BÁSICA DOS SIMULADORES DE PROCESSO

Os simuladores de processo são programas computacionais projetados para oferecer ao usuário, normalmente um engenheiro, um ambiente adequado para a modelagem de processos e sistemas térmicos. Desta forma, essa modelagem torna-se uma tarefa rápida e fácil para o engenheiro, propiciando economia de tempo e dinheiro. Concluída a modelagem, é possível efetuar a simulação do sistema ou processo, que fornece o balanço de massa, energia e exergia bem como valores para as variáveis específicas incluídas nos modelos usados. Neste trabalho a simulação é requisitada pelo procedimento de injeção contínua de gás em um poço equipado com o método de elevação de petróleo “*gas-lift*”, mas várias outras aplicações dos simuladores também são possíveis.

3.2.1 Tipos de Simuladores Existentes (Classificação)

Stoecker (1989) e Jaluria (1998) classificam os tipos de simuladores através de alguns parâmetros, dentre eles pode-se citar:

- Sistema contínuo ou discreto;
- Análise determinística ou estocástica (probabilística);

- Sistema em regime permanente ou em regime transiente.

O modelo contínuo está relacionado com o fluxo constante de material, por exemplo, o fluxo de gases quentes e energia térmica. Já o modelo discreto, foca em itens individuais tratados como um número certo de inteiros, por exemplo, a análise do fluxo de pessoas em um supermercado.

O modelo pode também ser classificado quanto à maneira como a entrada de dados será realizada. Nos modelos determinísticos, as variáveis de entrada são precisamente especificadas, portanto, estes modelos predizem o comportamento do sistema com certeza enquanto que os modelos estocásticos (probabilísticos), normalmente utilizam distribuições de probabilidade para determinar as variáveis de entrada, portanto, através destes modelos, estudam-se as influências probabilísticas que cercam um determinado sistema.

O sistema modelado, também pode ser classificado quanto ao regime de operação. Se as propriedades e as variáveis de operação não variam com o tempo, o sistema é dito estar em regime permanente, mas se a dependência do tempo é incluída, o sistema é dito estar em regime transiente.

Como visto no item 3.1.2, os simuladores de processo sofreram uma evolução ao longo do tempo. No início, era comum o desenvolvimento de modelagens específicas, às vezes muito detalhadas e precisas considerando o sistema térmico como um todo. Mas atualmente, o que parece uma tendência clara, é a utilização de uma estrutura modular. Assim, desenvolveram-se modelos para descrever o fenômeno físico e às vezes o comportamento econômico, para os equipamentos e processos.

Do desenvolvimento de ferramentas para a simulação, projeto e otimização de sistemas ou processos mais flexíveis, isto é, passíveis de serem aplicadas a diferentes sistemas, surgiram os simuladores de processo com estrutura modular. Donatelli (2002) diz que três tipos de abordagens podem ser claramente utilizadas na construção destas ferramentas, isto é, modular seqüencial, modular orientada a projeto e “modular” orientada a equações.

Modular Seqüencial: Na abordagem modular seqüencial a estrutura do programa é modular e as variáveis interagidas são variáveis de fluxo de recirculação. Nessa abordagem várias suposições são feitas para a obtenção da solução do problema. São elas:

1. As variáveis associadas aos componentes, isto é, as variáveis de projeto, devem sempre ser definidas e não devem ser tratadas como incógnitas. A mesma suposição é feita para variáveis associadas com os fluxos que entram no processo.
2. O fluxo de informações no modelo matemático deve coincidir com os fluxos físicos da planta. Essa suposição possibilita agrupar as variáveis em sub-vetores associados com o fluxo físico e selecionar para cada função uma variável associada com o fluxo de saída deixando o componente.

Essa abordagem é apropriada para a simulação de sistemas e processos. Entretanto, as suposições feitas tornam o seu uso inadequado para o projeto e otimização de sistemas e processos.

Modular orientado a projeto: A estrutura do programa é modular e as variáveis interagidas são variáveis de fluxo de recirculação e variáveis de projeto não especificadas. Através da estrutura modular orientada a projeto, é possível, com limitações, aplicá-la ao projeto e otimização de sistemas térmicos.

“Modular” orientado a equações: Nesta abordagem, apesar da sistemática de solução não ser modular, que é o critério de classificação usado em Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996), aqui considera-se a estrutura como sendo modular, visto que cada componente usado na configuração do sistema, é modelado separadamente. No entanto, a modelagem do sistema térmico como um todo, realizada através da seleção e interligação adequada dos componentes (módulos), produz um grande sistema de equações algébricas não lineares. Na solução desse sistema de equações as iterações são feitas simultaneamente sobre todas as incógnitas. Desta forma, tem-se total liberdade na definição das incógnitas, o que torna essa abordagem mais apropriada para projeto e otimização de sistemas térmicos.

3.3 SIMULADORES COMERCIAIS EXISTENTES

Existe no mercado uma vasta gama de simuladores para diferentes aplicações. A Tabela 3.1 relaciona alguns desses softwares bem como algumas de suas aplicações:

Tabela 3.1 - Informações técnicas e comerciais sobre simuladores de processo.

software / Fabricante	Classificação	Principais Aplicações	Observações
PIPESIM / SCHLUMBERGER	Regime Permanente	- Simulação de poços; - Análise nodal; - Otimização de elevação artificial; - Modelagem de tubulações e instalações de processo; - Planejamento do campo exploratório.	É uma poderosa ferramenta para simulação de instalações de produção de petróleo. Possui interface com os simuladores ECLIPSE, da própria Schlumberger e com o HYSYS da AspenTech.
INPLANT/ SIMSCI-ESSCOR	Regime Permanente	- Projeto de novas instalações de tubulações; - Possibilidade de reformulação da grande variedade de sistemas existentes.	Resolve facilmente os problemas de sistemas que envolvem redes com líquidos monofásicos ou multifásicos em velocidades elevadas ou no fluxo crítico.
ARPM / SIMSCI-ESSCOR	Regime Transiente	- Diagnóstico das causas para queda no desempenho da planta; - Antecipa necessidade de execução de manutenção; - Determina impacto econômico no caso de queda no desempenho da planta, processo ou equipamento; - Identifica falhas na instrumentação.	O software utiliza um modelo rigoroso e a tecnologia de reconciliação de dados para calcular parâmetros de desempenho validados. O ARPM pode ser aplicado para o monitoramento do desempenho de plantas de processamento de óleo e gás, refinarias, petroquímicas e indústrias químicas.
DYNSIM / SIMSCI-ESSCOR	Regime Transiente	- Redução de carga e alívio de coluna de destilação; - Estudos de partida de compressores; - Análise de despressurização; - Sistema de controle de vapor em Refinarias; - Análise de Sistemas de "Flare".	Possui interface com o simulador OLGA2000 da ScandPower.

Tabela 3.1 - Informações técnicas e comerciais sobre simuladores de processo (*continuação*).

OLGA2000 / SCANDPOWER	Regime Transiente	- Estudos de aplicabilidade; - Projeto de processos; - Projeto conceitual; - Projeto de sistemas de controle; - Planejamento de operações; - Treinamento de operadores.	Através do OLGA2000 é possível obter: a detecção de vazamentos, a análise da passagem do PIG por uma tubulação, perfis de temperatura e pressão nas tubulações, monitoramento da formação de hidratos, indicação do regime de fluxo, etc.
OLGA2000 / SCANDPOWER <i>Combinado com</i> APIS / PREDIKTOR	Regime Transiente	Idem ao anterior para respostas em tempo real.	Idem ao anterior para respostas em tempo real.
ECLIPSE / SCHLUMBERGER	Sem Informação	- Análise de reservatórios utilizando modelos de escoamento trifásico em meio poroso (óleo, água e gás); - Considera quatro fases, onde a quarta fase é um fluido utilizado para ajudar na recuperação de hidrocarbonetos; - Análise do comportamento composicional dos fluidos do reservatório em relação a vários parâmetros; - Análises térmicas do reservatório.	Possui interface com vários simuladores dentre eles cita-se: PVTi, SCAL, COUGAR e SimOpt, todos da Schlumberger.
OFM / SCHLUMBERGER	Sem Informação	- software de análise de reservatório utilizado para controlar a produção e planejar a exploração da jazida.	O OFM permite que as curvas de tendência de produção, curvas de bolha ("bubble plotting") e análise das curvas de declínio sejam controladas em único ambiente de trabalho.

Tabela 3.1 - Informações técnicas e comerciais sobre simuladores de processo (*continuação*).

PIPEPHASE / SIMSCI-ESSCOR	Regime Permanente	- Modela rigorosamente o fluxo multifásico em redes de óleo e gás e em sistemas de tubulações; - Tubulações de distribuição e transmissão de gás natural; - Estudos da gerência e planejamento dos recursos do campo produtor; - Análise de “<i>gas-lift</i>”; - Análise da transferência de calor em tubulações contendo óleo pesado; - Análise de formação de hidratos em tubulações.	O PIPEPHASE cobre uma grande quantidade de fluidos encontrados na indústria de petróleo, incluindo os monofásicos e os “ <i>black oil</i> ” bem como misturas de diversas composições. Pode ser aplicado também a redes de injeção de vapor ou CO ₂ . Possui interface com os simuladores ROMEO e ARPM da própria SIMSCI-ESSCOR.
GATECYCLE / GE	Sem Informação	- Projeto de plantas de geração de potência tanto a vapor quanto a gás; - Projeto de plantas de ciclo combinado; - Projeto de sistemas de cogeração; - Projeto de “<i>Retrofitting</i>”.	Este software possui uma extensa biblioteca de equipamentos para projeto de uma planta de potência, mas também permite o projeto componente por componente para um determinado equipamento. Possui interface com o MS-Excel.
ASPEN PLUS / ASPENTECH	Regime Permanente	- Simulação, projeto, análise de desempenho, otimização e planejamento econômico de indústrias químicas, petroquímicas e indústrias de materiais.	Possui estrutura “modular” orientada a equações.
IPSEpro / SIMTECH	Regime Permanente	- Suprimento de energia (plantas convencionais e combinadas de geração de potência); - Modelagem de equipamentos (turbina a gás, turbina a vapor); - Outros processos industriais (processo de refrigeração, processo de destilação); - Energia alternativa (produção energia solar, processamento de biomassa).	Possui interface com o MS-Excel

Tabela 3.1 - Informações técnicas e comerciais sobre simuladores de processo (*continuação*).

HYSYS / ASPENTECH	Regime Permanente ou Regime Transiente	- Simulação de perfuração de poços; - Simulação da produção de hidrocarbonetos; - Simulação de redes de coleta; - Simulação de plantas de gás e GNL; - Simulação de plantas de processamento de óleo pesado.	É possível utilizar este software tanto para projeto de equipamentos (em regime permanente), quanto para análise de produção (regime transiente). Possui estrutura modular orientada a projeto.
----------------------	---	--	---

3.4 SIMULADORES APLICADOS ÀS INDÚSTRIAS DE POTÊNCIA E QUÍMICA

3.4.1 IPSEpro

O IPSEpro é um programa computacional que oferece um ambiente flexível para a simulação de processos e sistemas térmicos, em regime permanente, o qual proporciona facilidades para a criação de modelos dos componentes, para o estabelecimento de modelos de equipamentos ou de uma planta de potência completa e para a solução destes modelos, Dargam e Perz (1998).

O ambiente IPSEpro é dividido em dois módulos principais, que são o módulo de simulação de processo (PSE – “*Process Simulation Environment*”) e o módulo destinado ao desenvolvimento de modelos dos componentes (MDK – “*Model Development Kit*”) e um módulo de integração (“PSEExcel”) para uma troca de dados dinâmica com o MS-Excel.

Algumas das áreas onde o IPSEpro é utilizado são:

- Suprimento de energia (plantas convencionais e combinadas de geração de potência);
- Modelagem de equipamentos (turbina a gás, turbina a vapor);
- Outros processos industriais (processo de refrigeração, processo de destilação e dessalinização);

- Energia alternativa (produção de energia solar, processamento de biomassa).

A Figura 3.1 mostra uma tela de trabalho no simulador IPSEpro.

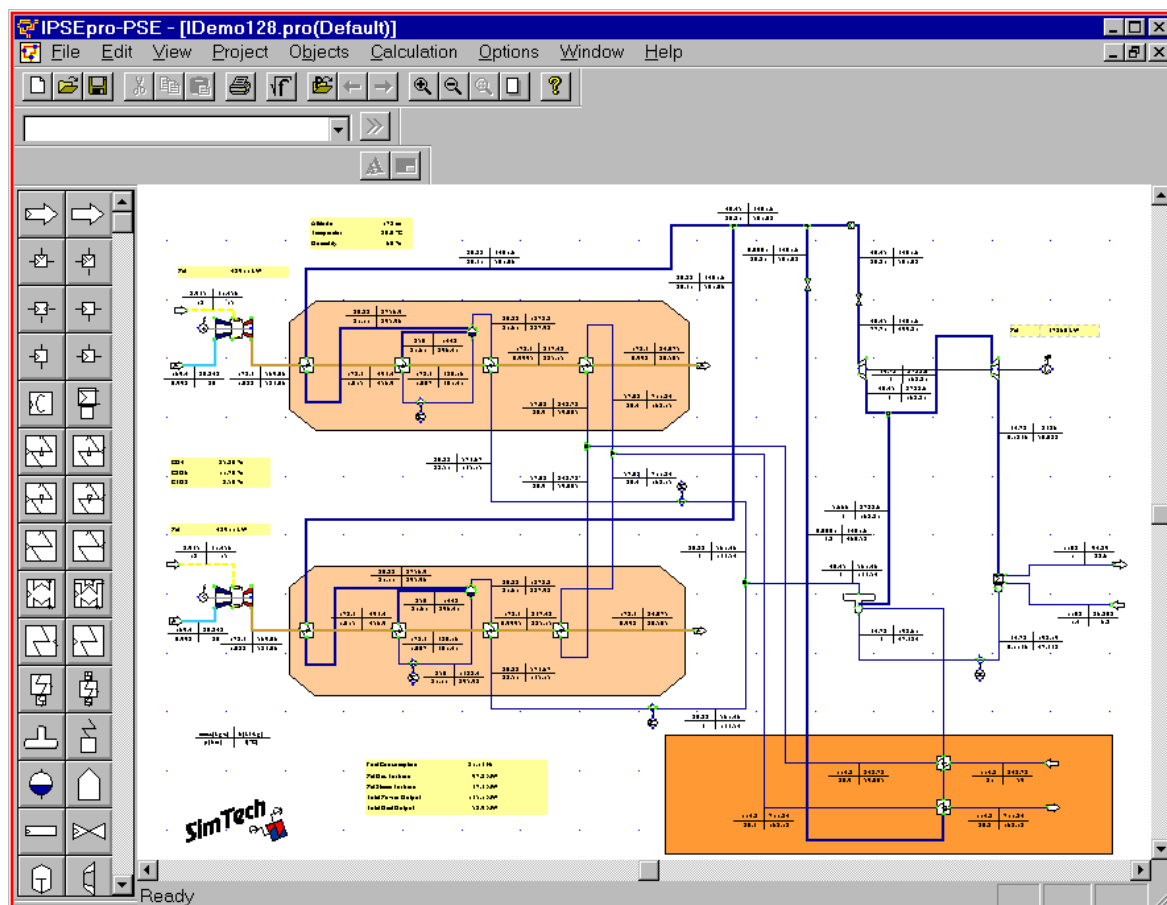


Figura 3.1 - Exemplo de tela de trabalho no simulador IPSEpro.

3.4.2 GATECYCLE

Com o software GateCycle, é possível analisar o desempenho em condições de projeto e fora das condições de projeto de plantas de ciclo combinado, caldeiras que utilizam combustíveis fósseis, sistemas de cogeração, ciclos avançados de turbinas a gás e muitos outros sistemas de energia. O referido software encontra-se em desenvolvimento, pela “General Electric Power Systems”, desde 1981 e é muito utilizado para o projeto e simulação de plantas de potência.

O GateCycle pode ser usado para avaliações rápidas, projeto, engenharia detalhada, “*retrofitting*” e testes de aceitação de plantas de geração de potência.

O software GateCycle é uma ferramenta poderosa para projeto e análise tanto de plantas de potência a gás quanto a vapor bem como plantas de ciclo combinado. Para modelar uma turbina a gás, é possível selecionar da biblioteca de turbinas a gás ou “construir” componente por componente a turbina desejada. No segundo caso pode-se construir a turbina com seus componentes básicos: compressor, câmara de combustão e carretéis expansores (“*expander spools*”). Assim, pode-se facilmente modelar e analisar: “*intercooler*”, reaquecedor, armazenamento de ar comprimido e turbinas em cascata. Para o lado vapor, é colocado à disposição do usuário um conjunto completo de ícones de componentes, o que permite modelar precisamente a caldeira de recuperação de calor HRSG (“*heat recovery steam generator*”) considerando a possibilidade de múltiplos níveis de pressão, seções paralelas e perdas de pressão. É possível criar modelos da planta com diversas turbinas a gás e HRSG’s em diferentes configurações.

O software ainda possui a ferramenta *CycleLink*, que permite ao usuário analisar dados do programa no MS-Excel.

A Figura 3.2 mostra uma tela de trabalho no simulador GateCycle.

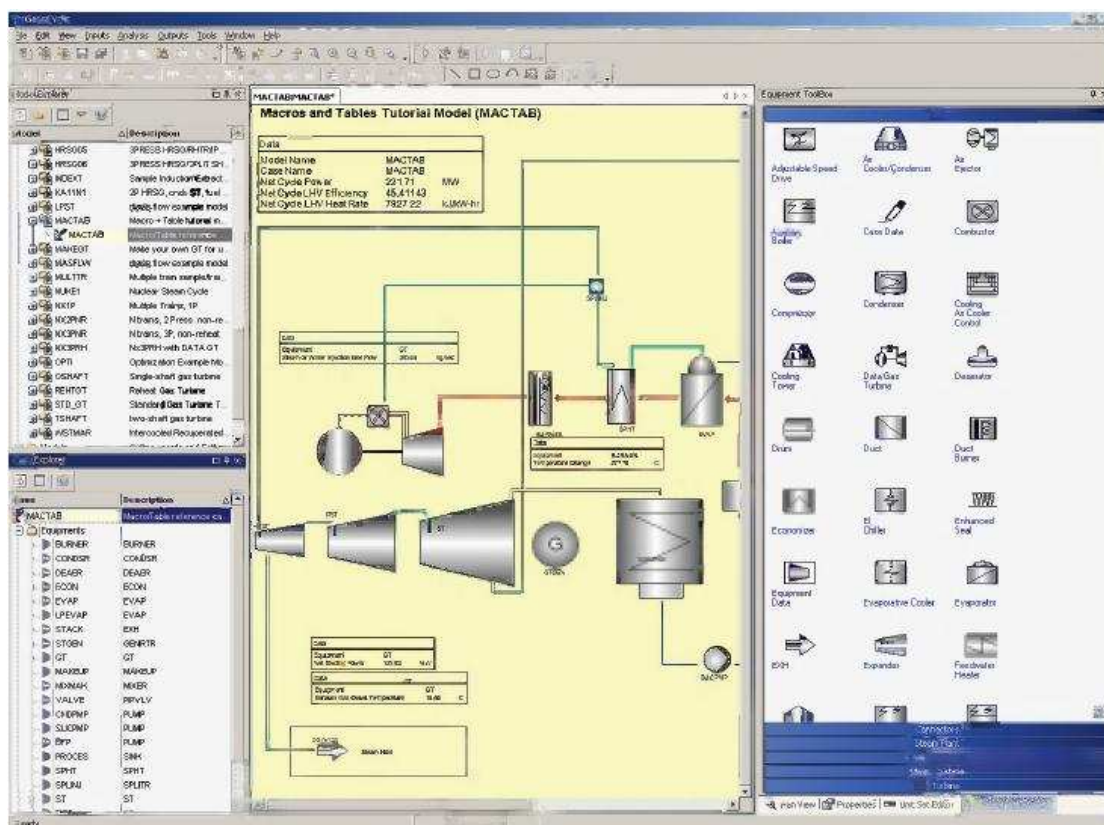


Figura 3.2 - Exemplo de tela de trabalho no simulador GateCycle.

3.4.3 ASPEN PLUS

O software Aspen Plus resolve grande parte dos problemas críticos de engenharia juntamente com os problemas operacionais que aparecem durante todo o ciclo de vida de um processo químico, tal como o projeto de um novo processo, a pesquisa de defeitos de uma unidade de processo ou a otimização das operações de um processo completo tal como os de uma planta de ácido acrílico. As potencialidades deste simulador de processos permitem aos engenheiros prever o comportamento de um processo usando relações básicas de engenharia tais como balanços de massa e energia, equilíbrio de fase e químico e cinética das reações.

O Aspen Plus possui interface gráfica que permite ao usuário visualizar todas as etapas do processo que está sendo montado bem como todos os dados de entrada que estão sendo inseridos pelo usuário, o que permite uma melhor compreensão do processo que está sendo projetado.

O programa dispõe de um grande número de modelos de propriedades físicas, dados e métodos de estimativa que cobrem grande parte dos processos de comportamento simples e ideal bem como os processos com misturas não ideais. O software faz também uma análise de convergência que analisa automaticamente e sugere cortes ótimos no fluxo, métodos de convergência do “flowsheet” e a sequência de solução para a maior parte dos “flowsheets” com múltiplos fluxos e recirculação de dados.

O Aspen Plus é capaz de fazer uma análise de sensibilidade para gerar convenientemente as tabelas e os gráficos que mostram como o desempenho do processo varia com mudanças feitas nas especificações do equipamento e nas condições de operação selecionadas. Através das especificações de projeto, o programa calcula condições de operação ou parâmetros de equipamentos para encontrar o desempenho desejado.

O software pode ainda determinar as condições de operação que maximizarão qualquer função objetivo especificada, incluindo a taxa de produção do processo, o uso de energia, pureza dos fluxos, a economicidade do processo e promover um ajuste do modelo do processo aos dados reais da planta para assegurar uma representação exata, validando a planta real.

A Figura 3.3 mostra uma das telas de trabalho no Aspen Plus.

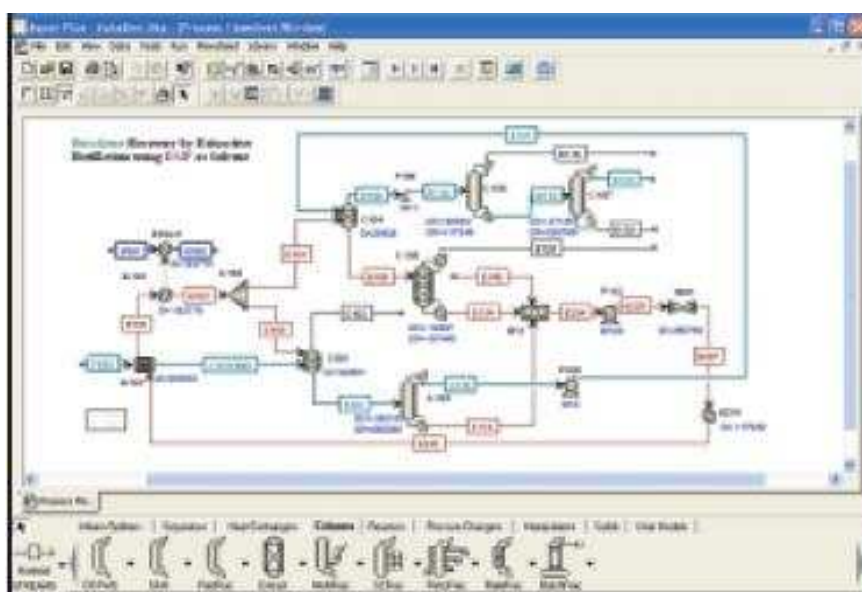


Figura 3.3 - Exemplo de tela de trabalho no simulador Aspen Plus.

3.5 SIMULADORES APLICADOS À INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

3.5.1 PIPEPHASE

O PIPEPHASE modela rigorosamente o fluxo multifásico em regime permanente em redes de petróleo e gás e em sistemas de tubulações. É uma poderosa ferramenta, flexível o suficiente para modelar as aplicações que variam desde análises de sensibilidade de parâmetros chave em um poço simples até o planejamento em longo prazo de instalações para um campo inteiro.

O software cobre uma escala completa dos líquidos encontrados na indústria do petróleo, incluindo os monofásicos, o “*black oil*” ou volumétrico (onde admite-se que cada uma das fases - água/óleo/gás - eventualmente presentes seja constituída de um único componente, ou seja, considera-se que a fase óleo é formada por um único componente denominado simplesmente de *óleo*, embora se saiba que o óleo é composto de diversos hidrocarbonetos), Rosa *et al.* (2006). O programa é capaz também de fazer simulações considerando misturas em diferentes composições bem como análise de redes de injeção de vapor ou CO₂.

O programa possui um conjunto completo de métodos empíricos e teóricos, que são padrões na indústria, para analisar o escoamento multifásico em dutos. Juntamente com uma grande quantidade de modelos de fluidos, um rigoroso balanço de energia e com uma detalhada análise de transferência de calor, o PIPEPHASE é uma ferramenta flexível para avaliação de fluxos monofásicos e multifásicos, modelagem de redes de poços conectados, tubulações e instalações associadas.

A depleção do reservatório também pode ser analisada neste simulador, o que pode ser feito através de curvas de declínio, enquanto que, as condições de operação da instalação podem ser mudadas com o tempo para que se possa refletir sobre a estratégia de desenvolvimento do campo.

A Figura 3.4 mostra uma das telas de trabalho no simulador PIPEPHASE.

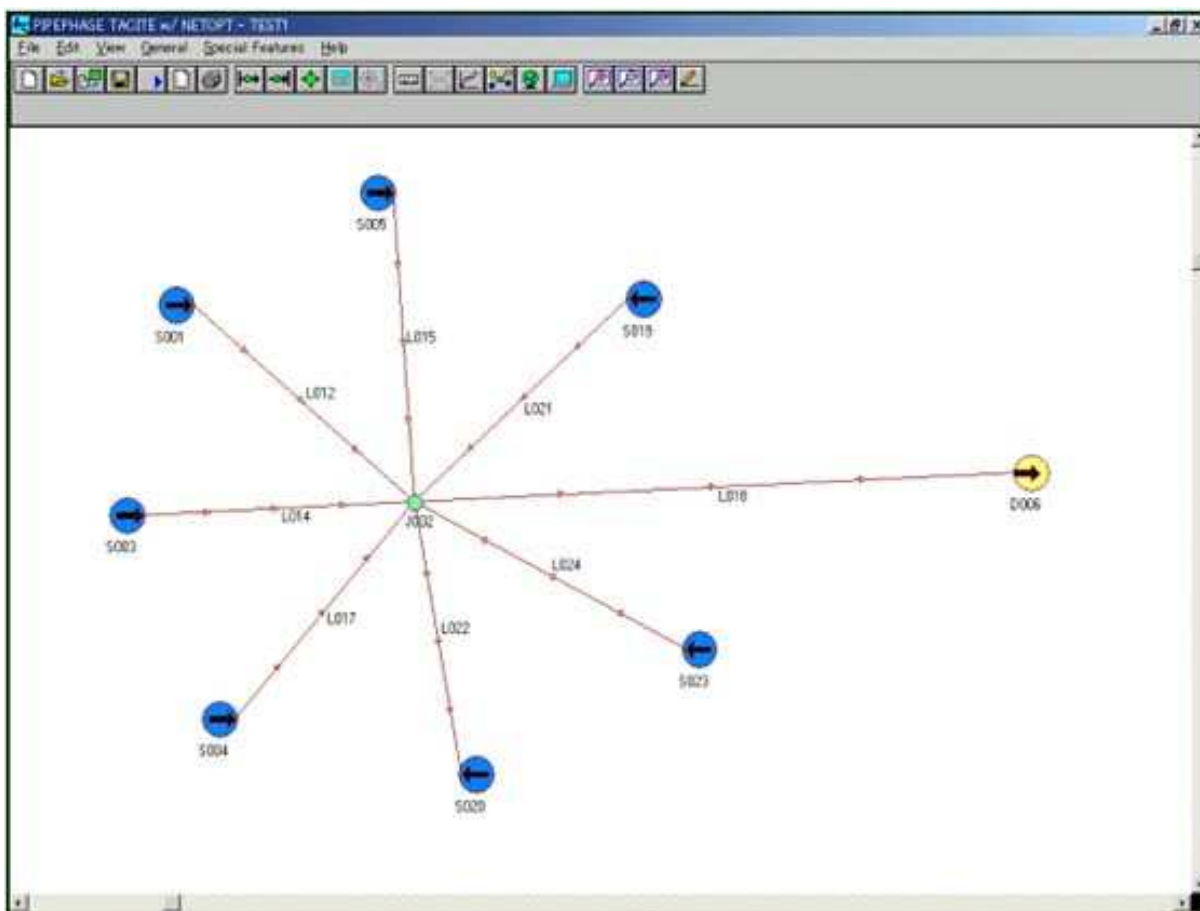


Figura 3.4 - Exemplo de tela de trabalho no simulador PIPEPHASE.

3.5.2 OLGA2000

O simulador OLGA2000 é um programa sofisticado de simulação dinâmica, que com precisão modela escoamentos multifásicos em poços, tubulações e instalações de processo.

Soluções em regime permanente dão o gradiente de pressão do oleoduto e a vazão líquida a uma taxa de fluxo constante, mas não cobre as características do escoamento dinâmico importantes e as instabilidades vistas durante a operação.

Para avaliar ambientes de produção como na partida, parada, descargas, mudanças de taxa e “*pigging*”, utiliza-se um simulador multifásico em regime transiente.

A produção eficiente envolve o transporte multifásico de óleo, gás e água do reservatório, por poços e tubulações, para as instalações de processo. O OLGA2000

modela o fluxo de produção usando simulações complexas que predizem o comportamento do escoamento.

A Interface gráfica permite um eficiente fluxo de trabalho, pois dá fácil acesso ao usuário visualizar e traçar seus projetos em configurações 2D/3D. O software pode ser usado em estudos de viabilidade, estudos conceituais e projetos detalhados, essenciais para definir procedimentos operacionais e esquemas de controle.

Exemplos de aplicação:

- Transiente termohidráulico durante a partida e parada;
- Projeto ótimo para máximo envelope operacional;
- Processo e projeto de sistema de controle;
- Segurança do fluxo, pesquisa de hidratos, parafinas, corrosão, emulsão, escalas e areia;
- Inventário líquido durante “*pigging*” e mudanças de taxa de produção.

Sistemas de escoamentos que podem ser modelados

- Óleo e fluxo de gás natural;
- Gás úmido e linha de fluxos de condensado;
- Fluxo nos poços;
- Linhas de fluxo da fase densa;
- Linha de fluxo de fase única de gás ou líquido;
- Experiências de laboratório.

Simulações transientes identificam instabilidades e problemas de escoamento, dando um melhor entendimento do desempenho global do poço, possibilitando uma maior recuperação total. A utilização de uma ferramenta de análise transiente torna-se mais valiosa nas seguintes fases:

No planejamento, análise e projeto de características cruciais

- Elevação de gás;
- Escoamentos;
- Cálculos térmicos, análise de formação de hidratos e parafinas;
- Acumulação de água, corrosão e seleção de material;
- Controle da curva de elevação para ambos os tipos de escoamentos permanente e transiente.

Na Fase de Operação

- Previsão de problemas de escoamentos e instabilidades, lista de dificuldades e ações corretivas apropriadas;
- Previsão da carga de líquido;
- Listagem de dificuldade operacional;
- Procedimentos operacionais (partida e fechamento de poço);
- Otimização da elevação artificial.

A Figura 3.5 mostra uma tela de trabalho no simulador OLGA2000.

3.5.3 ECLIPSE

O simulador Eclipse é uma poderosa ferramenta computacional para a análise de reservatórios de petróleo. Permite a modelagem dos fluidos do reservatório sob diferentes condições, o que torna os resultados mais reais.

O programa oferece dois modelos diferentes para a análise dos fluidos do reservatório. Um deles é o *“black oil”*, que consiste em modelar os hidrocarbonetos como uma mistura de três componentes (óleo, água e gás) em três fases (líquido gás e gás em solução), podendo estes componentes ser miscíveis em diversas proporções. Este modelo é utilizado quando as reservas de óleo e a quantidade de óleo recuperável necessitam ser determinadas, mas a influência da composição das fases no comportamento do fluxo não é considerada.

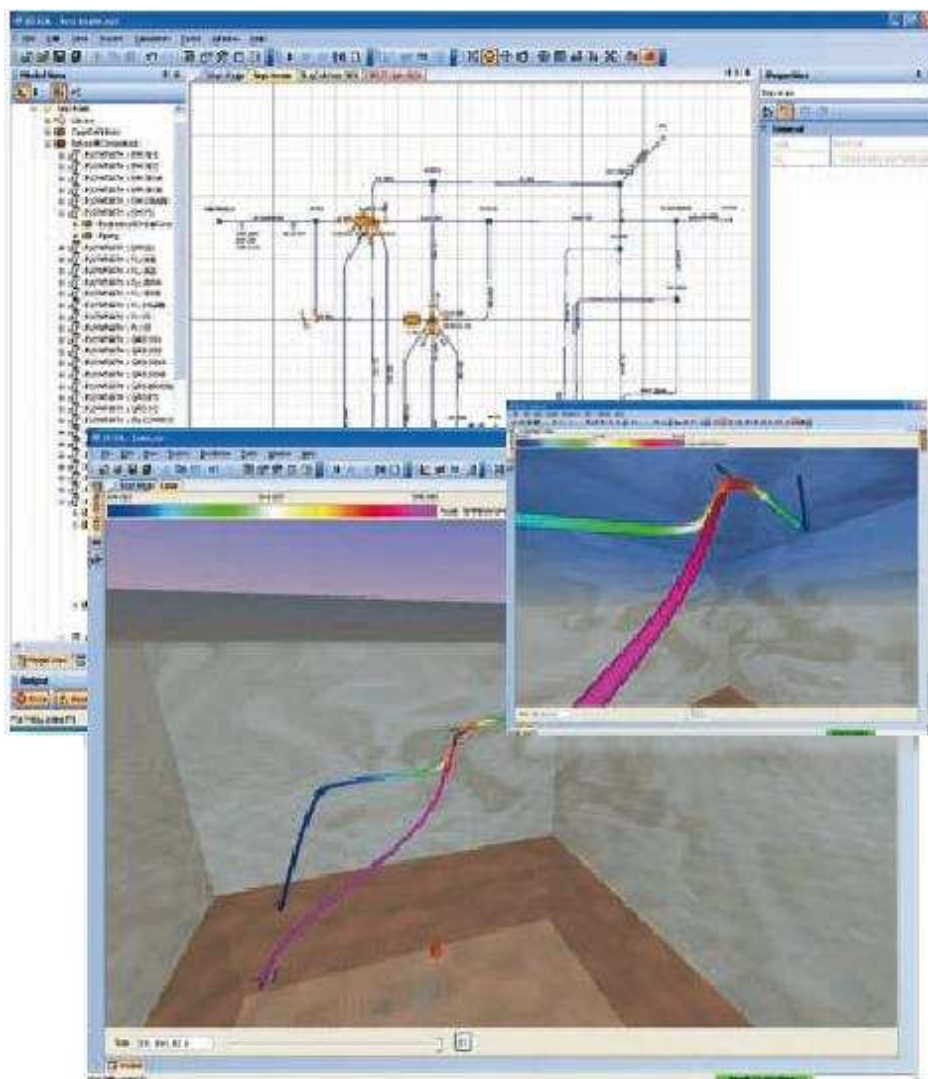


Figura 3.5 - Tela de trabalho no simulador OLGA2000.

Através deste software é possível também a simulação de sistemas com mais de quatro componentes, onde este quarto componente pode vir da injeção de fluidos que sejam miscíveis aos hidrocarbonetos do reservatório.

O modelo composicional do ECLIPSE é útil quando uma equação de estado é requerida para descrever o comportamento fluido da fase do reservatório ou as mudanças composicionais associadas com a profundidade. Este modelo é a escolha correta para estudar condensados, óleos muito voláteis, programas da injeção do gás e estudos secundários da recuperação. O conhecimento do comportamento composicional é requerido também para o exato planejamento e projeto das instalações de produção de superfície.

Por causa das densidades, das elevadas viscosidades e da física complicada envolvida quando mudanças maciças ocorrem na temperatura do reservatório e na energia calorífica, métodos térmicos avançados de recuperação são requeridos tipicamente para o óleo pesado, extra-pesado e reservatórios de betume, diante desses fatores, o Eclipse oferece também um módulo para simulação térmica do reservatório.

A simulação térmica feita pelo Eclipse, utiliza uma hierarquia implícita e multinível para gerar um modelo de fluxos cruzados (“*crossflow*”) do poço para um maior realismo da simulação. Isto permite a análise do óleo, do gás, da água e dos comportamentos dos sólidos (útil com reações químicas), assim como modelos de óleo morto ou óleo vivo.

O simulador ECLIPSE modela o fluxo do vapor e dos líquidos, o fluxo da água quente ou fria, combustão *in situ* e qualquer outro fenômeno térmico, incluindo óleos espumosos.

A Figura 3.6 mostra uma simulação em 3D realizada no Eclipse.

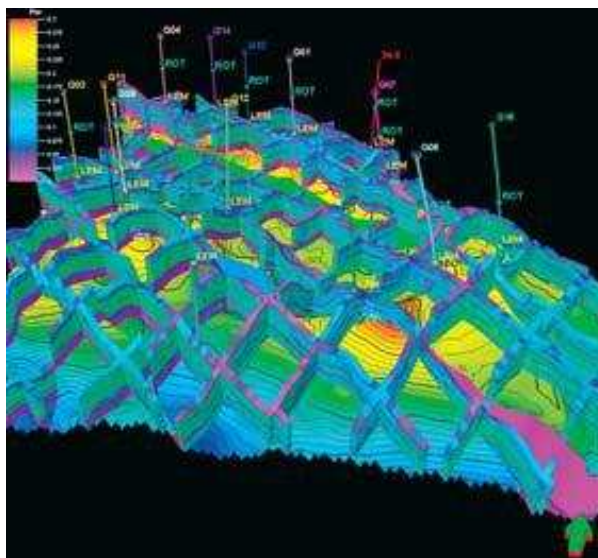


Figura 3.6 - Simulação de um reservatório realizada no simulador Eclipse.

3.6 O SIMULADOR COMPUTACIONAL PIPESIM

O Pipesim é uma ferramenta computacional para análise de sistemas de produção de óleo e gás em regime permanente. O software possui módulos individuais que podem ser usados para uma larga escala de aplicações, incluindo: modelagem de poços, análise nodal, otimização da elevação artificial, modelagem de instalações de produção e de tubulações bem como planejamento de exploração de um campo produtor.

Oliveira (2003) diz que estes módulos permitem as seguintes opções de análise para um sistema de produção:

- Sistema de Perfis de Temperatura e Pressão (*"System Temperature and Pressure Profiles"*) – Permite que o perfil de pressão e temperatura seja determinado ao longo de todo o sistema. Ambos os perfis são gerados nó a nó;
- Análise do Sistema (*"System Analysis"*) – Este módulo permite uma análise operacional, na qual o usuário pode variar as condições de operação do sistema, caso a caso, de acordo com a análise de sensibilidade;
- Análise Nodal (*"Nodal Analysis"*) – O Pipesim foi concebido como uma ferramenta de análise nodal, em vez de apenas fornecer soluções para um único ponto dos problemas individuais de fluxo, o modelo permite ao usuário realizar estudos de sensibilidade e gerar curvas de desempenho do sistema. Tais técnicas de análises gráficas do sistema são essenciais em modelagem de desempenho de poços e otimização de sistemas complexos de dutos;
- Comparação entre Correlações de Fluxo (*"Flow Correlation Matching"*) – Módulo utilizado para determinar as corretas correlações a serem utilizadas através da comparação com dados PVT;
- Interface com Dados de Simuladores de Reservatórios (*"Reservoir Tables"*) – Permite ao usuário gerar curvas com dados de entrada provenientes de um simulador de reservatórios. Estes dados suprem o simulador com as

informações necessárias para definir a pressão no fundo do poço, na coluna de produção e na cabeça do poço como função da vazão, razão gás/óleo, razão água/líquido (“*watercut*”), pressão na superfície e vazão de injeção de “*gas-lift*”, onde aplicável;

- Comprimento Ótimo para Completação Horizontal (“*Optimum Horizontal Completion Length*”) – Permite ao usuário determinar o comprimento econômico de produção de uma “completação” horizontal;
- Desempenho de Elevação Artificial (“*Artificial Lift Performance*”) – Permite ao usuário realizar análises de desempenho do sistema quando este encontra-se equipado com métodos artificiais de elevação. O Pipesim permite a modelagem de instalações equipadas com sistemas de GLC e BCS.

O Pipesim possui um módulo destinado especialmente para a modelagem de desempenho de elevação artificial (“*Artificial Lift*”). Esta opção permite ao usuário analisar os efeitos da aplicação de um sistema de elevação artificial. É possível modelar sistemas que operam por: bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso e o “*gas-lift*” contínuo.

Assim como no Eclipse, o Pipesim possui dois modelos para a caracterização dos fluidos. Um destes modelos é o “*black oil*” e o outro é o Composicional. Para o modelo “*black oil*”, correlações empíricas precisam ser utilizadas para determinar os parâmetros que não podem ser obtidos por meio de medição física. Para isto, faz-se o uso dos parâmetros que podem ser obtidos através de análises PVT. Estes dados devem ser utilizados para ajustar as curvas das correlações empíricas, o que permitirá uma correta seleção das correlações que melhor representam o sistema.

A Figura 3.7 mostra o ambiente de trabalho no simulador Pipesim.

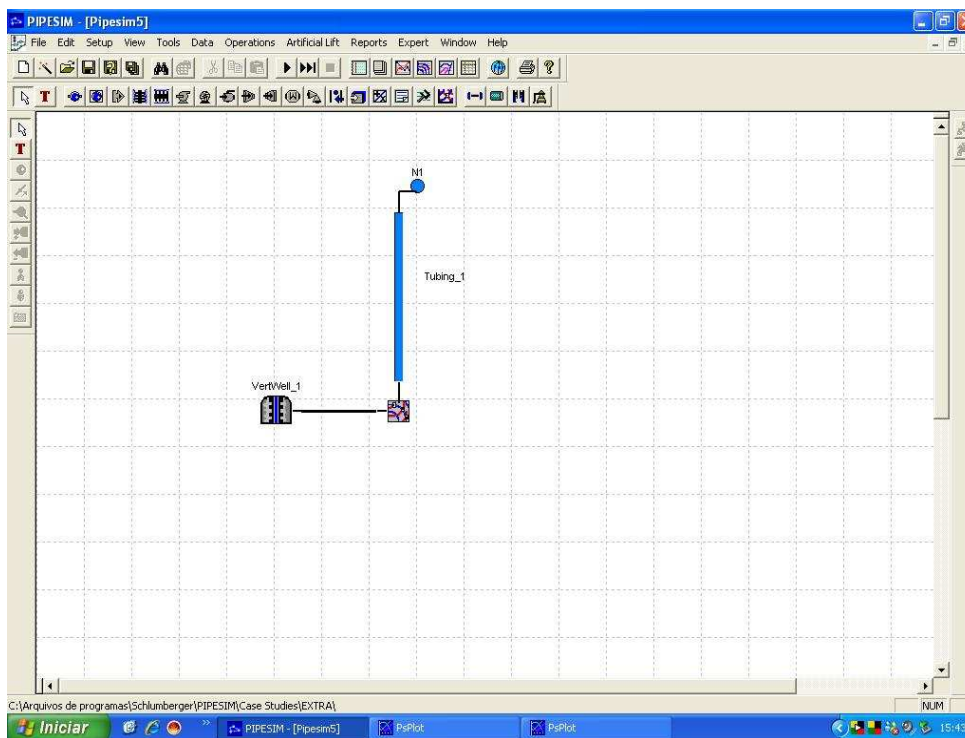


Figura 3.7 - Ambiente de trabalho no simulador Pipesim.

A Figura 3.8 mostra como é feita a caracterização dos fluidos através do modelo "black oil".

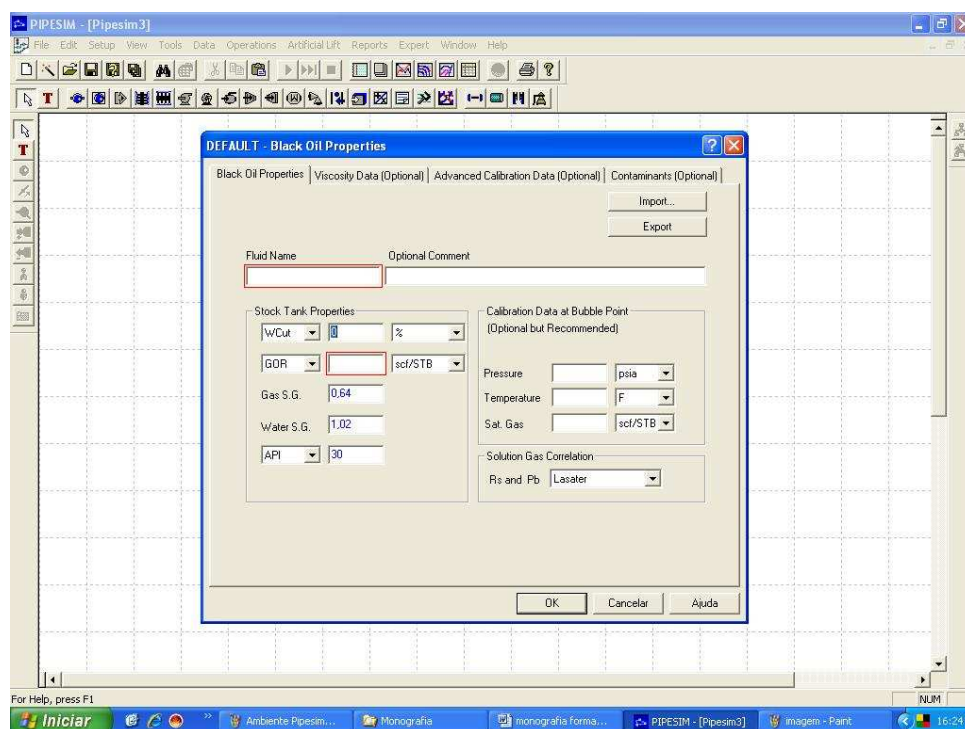


Figura 3.8 - Caracterização de um modelo "black oil" no Pipesim.

A Figura 3.9 mostra como é feita a caracterização dos fluidos de petróleo através da modelagem Composicional, onde a fração dos componentes do fluido modelado são os dados de entrada.

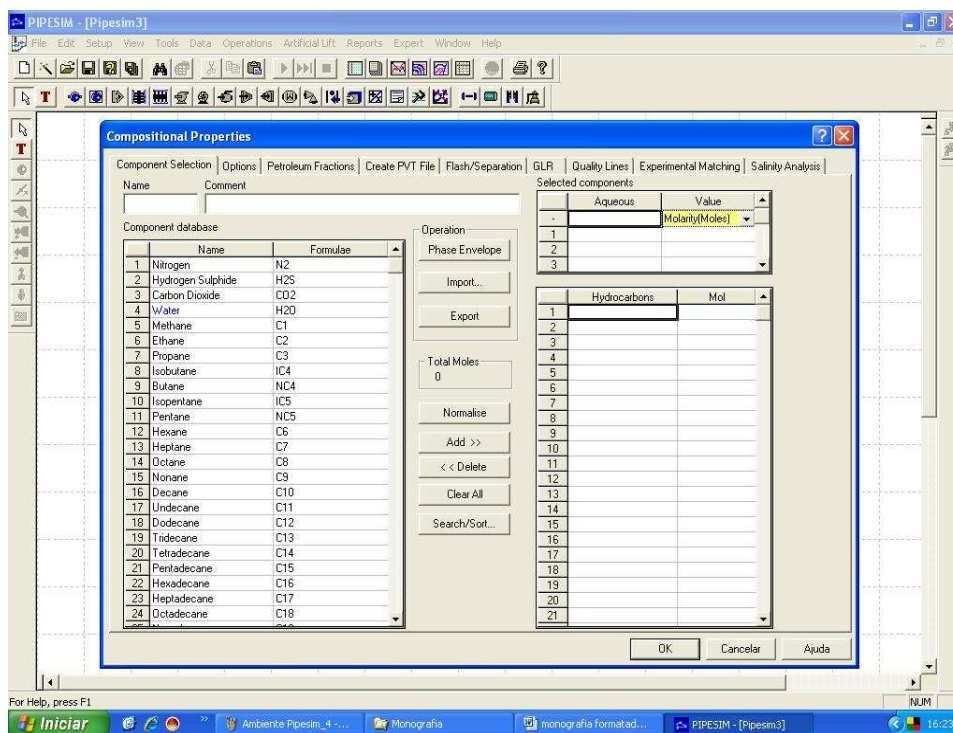


Figura 3.9 - Caracterização de um modelo Composicional no Pipesim.

Módulos avançados

O Pipesim possui módulos avançados de simulação que são: “*Network*”, “*Well Performance Analysis*” e o “*Pipeline and Facilities*”.

- Módulo de Análise de Redes (“*Network*”) – Através deste módulo é possível modelar redes complexas que podem incluir vários poços de coleta, distribuição ou injeção de fluidos no reservatório;
- Módulo de Análise de Desempenho de poços (“*Well Performance Analysis*”) – Este módulo é usado para analisar o desempenho de sistemas compostos por um único poço;

- Módulo de Análise de Tubulações e Instalações de Superfície (“*Pipeline and Facilities*”) – Através deste módulo são realizadas modelagens para análise de sistemas de injeção de gás (“*gas-lift*”), bombeio centrífugo submerso e bombeio mecânico, o que permite otimizar a aplicação de cada método de elevação.

A Figura 3.10 mostra uma tela de trabalho no Pipesim onde um envelope de fases foi traçado.

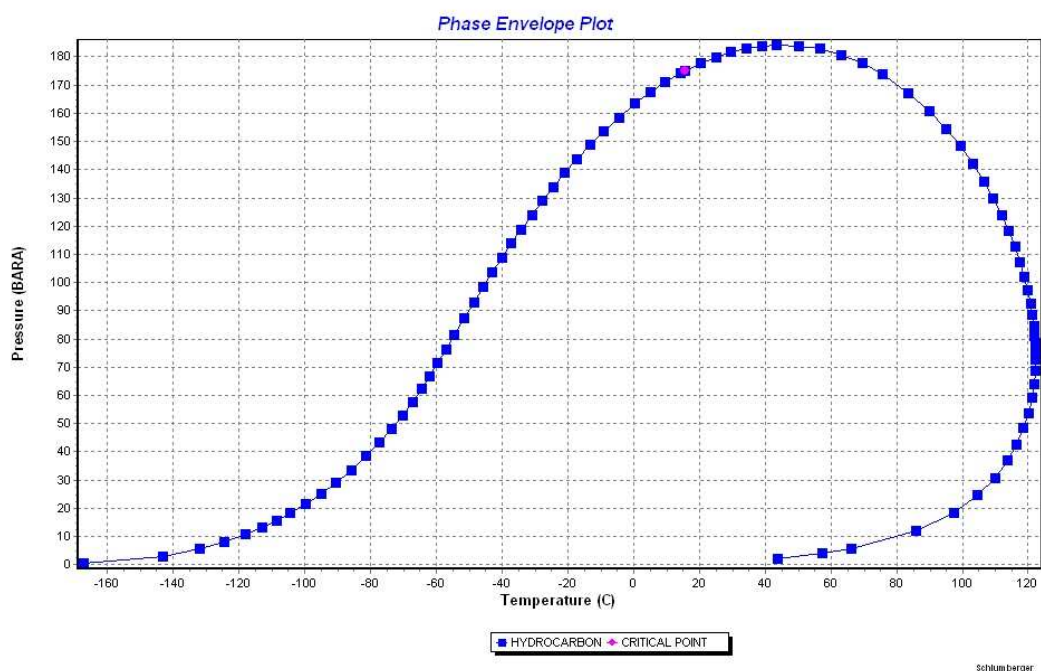


Figura 3.10 - Ambiente de trabalho no Pipesim mostrando um envelope de fases traçado.

A Figura 3.11 mostra uma tela de trabalho onde dados foram gerados através de uma simulação.

	Total Injection Gas	Stock-tank Liquid	Total Injection Gas	Stock-tank Liquid	Total Injection Gas	Stock-tank Liquid	Total Injection Gas	Stock-tank Liquid	I	J	K	L	M
1	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC	PwSTATIC
3	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
4	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
5	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
6	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
7	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
8	0.0000		0.0000		0.0000	3578.9961	0.0000	6315.2365					
9	1.0000	1818.5500	1.0000	3579.0700	1.0000	5627.6478	1.0000	7731.8800					
10	2.0000	2541.3233	2.0000	4302.6358	2.0000	6225.7731	2.0000	8202.2810					
11	3.0000	2860.5369	3.0000	4573.0886	3.0000	6432.8902	3.0000	8366.9915					
12	5.0000	3033.9427	5.0000	4698.8664	5.0000	6511.0087	5.0000	8400.4883					
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													

Figura 3.11 - Tela de trabalho mostrando dados gerados em uma simulação.

A Figura 3.12 mostra a utilização do módulo de análise de redes.

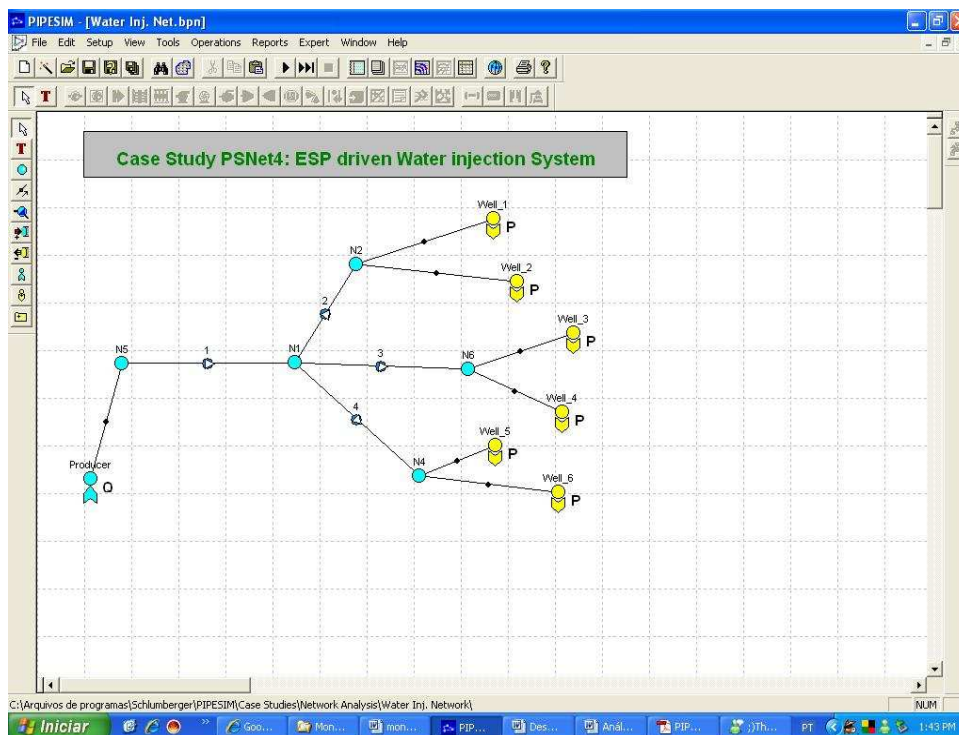


Figura 3.12 - Tela de trabalho mostrando a utilização da análise de redes.

CAPÍTULO 4 – ESCOAMENTO MULTIFÁSICO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

4.1 MISTURAS MULTIFÁSICAS COM MULTICOMPONENTES

Normalmente é esperado que os fluidos produzidos de um reservatório de petróleo apresentem-se sob a forma de uma mistura multifásica, composta na maioria das vezes por óleo, gás e água e, ocasionalmente, certa quantidade de areia também pode vir a ser produzida. Ao longo do caminho percorrido por esses fluidos desde o reservatório até as instalações de produção, não só, depósitos orgânicos, tais como, parafinas e hidratos de gás podem se formar, mas também, depósitos inorgânicos, como incrustações de sulfato de bário, Oliveira (2003).

Os fluidos de petróleo são compostos orgânicos de carbono e hidrogênio, podendo apresentar átomos de enxofre, nitrogênio e oxigênio. A composição química destes fluidos depende de vários fatores, entre eles da profundidade do reservatório e das características da bacia sedimentar que os contém. Se as cadeias moleculares existentes forem pequenas, os fluidos se apresentarão sob uma forma gasosa, caso as cadeias sejam grandes, um óleo mais pesado e viscoso se apresenta.

O estado em que o petróleo se apresenta na formação depende da composição química do mesmo bem como das características de pressão e temperatura do reservatório, podendo então ser encontrado no estado monofásico (óleo com todo gás dissolvido na fase líquida) ou bifásico (óleo e gás livre), Oliveira (2003).

Na indústria do petróleo, não se faz uma rigorosa distinção entre fase e componente, pois em uma mistura de óleo (fase líquida), gás (fase gasosa) e água (fase líquida), diz-se estar diante de uma mistura multifásica, apesar de que, na realidade, tem-se uma mistura bifásica de multicomponentes.

4.2 TIPOS DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Rosa *et al.* (2006) diz que os reservatórios de petróleo podem ser classificados quanto aos fluidos neles contidos. Dessa forma pode-se dizer que existem reservatórios de líquido, também chamados de reservatórios de óleo, reservatórios de gás e reservatórios com as duas fases em equilíbrio. De maneira geral, as acumulações podem ser separadas em reservatórios de óleo ou reservatórios de gás, o que vai depender se a temperatura for maior ou menor do que a temperatura crítica da mistura.

Quando os hidrocarbonetos presentes na acumulação encontram-se no estado gasoso, diz-se ter um reservatório de gás, mas quando esses hidrocarbonetos apresentam-se na fase líquida ou numa mistura bifásica de gás e líquido, diz-se ter um reservatório de óleo.

De acordo com a redução do volume do líquido em decorrência da liberação do gás associado ao mesmo, causada pela passagem do fluido das condições de reservatório para as condições de superfície, o óleo pode ser classificado em *óleo de baixa contração* e *óleo de alta contração*. A contração se deve basicamente à liberação das frações mais leves (geralmente o etano, o metano, o propano, etc), de onde se conclui que misturas com grandes percentuais de frações leves apresentam alta contração, enquanto que misturas que apresentam percentuais pequenos, sofrem menor contração. Os hidrocarbonetos mais leves são chamados também de mais voláteis, logo, óleos de alta contração, também são chamados de óleos voláteis, Rosa *et al.* (2006).

O comportamento de um reservatório, no que tange às características dos fluidos nele contido, pode ser descrito, de forma aproximada, através de um diagrama de fases ($P \times T$) para um sistema de vários componentes, sendo P a pressão e T a temperatura.

A Figura 4.1 mostra um diagrama de fases dos fluidos presentes em um reservatório de petróleo. Na figura, o termo "*bubble point*" refere-se ao ponto de bolha, isto é o ponto onde a primeira bolha de gás começa a aparecer; e "*dew-point*" ao ponto de orvalho, onde a última bolha de gás passa para a fase líquida.

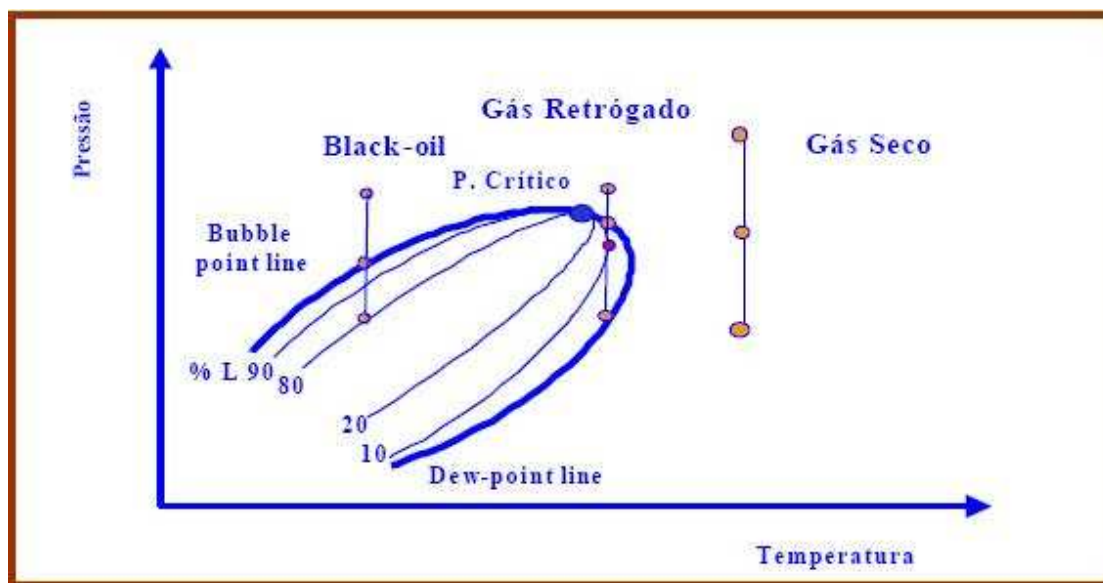


Figura 4.1 - Diagrama de fases dos fluidos presentes em um reservatório de petróleo.

Fonte: Oliveira (2003)

Segundo Rosa *et al.* (2006) e McCain (1990), de acordo com o diagrama de fases de um sistema multicomponente e as condições de pressão e temperatura, cinco tipos de fluidos podem ser encontrados nos reservatórios, o que permite classificá-los em:

- Reservatório de óleo do tipo “black oil”;
- Reservatório de óleo volátil;
- Reservatório de gás seco;
- Reservatório de gás úmido;
- Reservatório de gás condensado retrógrado (o termo retrógrado é usado devido ao fenômeno de vaporização, quando de uma expansão isotérmica, ao invés de uma condensação).

O ponto crítico (PC) representa o ponto que separa as curvas de ponto de bolha (“bubble point”) e ponto de orvalho (“dew point”) e passa a ser definido como o ponto onde as propriedades do gás e do líquido tornam-se idênticas.

Aquelas misturas que não se classificam nem como de alta contração nem como de baixa contração recebem o nome de óleo normal ou “*black oil*”. Oliveira (2003) diz que tais óleos são caracterizados por possuírem um grau de encolhimento pequeno, grau API menor que 45, razão gás-óleo (RGO) inicial inferior a 400 m³/m³ e fator volume formação (Bo) inferior a 2 m³/m³. Na abordagem numérica chama-se de modelagem “*black oil*” aquela que pode ser assumida uma composição constante para o óleo durante sua vida produtora.

A abordagem “*black oil*” é largamente utilizada na prática e a grande maioria dos estudos de simulações de reservatório e de escoamento adotam esta modelagem simplificada. Nesse tratamento para determinação das propriedades das misturas, os componentes são traduzidos por propriedades intrínsecas, dependentes do estado termodinâmico ocorrente, em combinação com formulações relacionais que traduzem o grau de mistura existente entre tais componentes e suas consequências na determinação das propriedades da mistura.

Oliveira (2003) apresenta uma tabela que relaciona algumas faixas de valores correspondentes aos principais parâmetros utilizados para caracterizar um óleo do tipo “*black oil*”.

Tabela 4.1 - Intervalo de valores dos parâmetros “*black oil*”.

Parâmetros	Intervalos
Densidade API	25,7 a 55,9 °API
Razão Gás-Óleo Produzido (RGO)	261 a 46139 scf / Std
Densidade do Gás Produzido (γ_{gt})	0,618 a 0,931
Razão Água-Óleo Produzido (RAO)	0 a 0,153 Std / Std

Fonte: Oliveira (2003)

Quando outros parâmetros precisam ser usados para a modelagem do escoamento de óleo do tipo “*black oil*”, faz-se o uso de correlações empíricas para a determinação dos mesmos. A Tabela 4.2 lista, a título de exemplificar, o conjunto completo de propriedades requeridas numa caracterização do tipo “*black oil*”, a denominação e os símbolos utilizados para tais propriedades e ainda, as correlações mais largamente utilizadas na determinação de algumas dessas propriedades, Oliveira (2003).

Tabela 4.2 - Propriedades dos fluidos e correlações PVT.

Propriedade	Símbolo	Método / Correlação
Fator volume de formação do óleo	B_o	Standing e Vazquez-Beggs
Fator volume de formação do gás	B_g	Z
Fator volume formação da água	B_w	Gould
Solubilidade do gás no óleo	R_s	Lasater, Standing e Vazquez-Beggs
Solubilidade do gás na água	R_{sw}	Katz
Fator de compressibilidade do gás	Z	Hall-Yarborough
Viscosidade do gás	μ_g	Lee <i>et al.</i>
Viscosidade do óleo	μ_o	Beggs-Robinson e Vazquez-Beggs
Viscosidade do líquido	μ_l	Equação
Viscosidade da água	μ_w	Van Wingen
Densidade do gás dissolvido	γ_{gd}	Katz
Densidade do gás produzido	γ_{gt}	Valor fornecido
Densidade da água	γ_w	Valor fornecido
Densidade do óleo	γ_o	Equação API
Massa específica do líquido	ρ_l	Equação
Tensão interfacial gás-óleo	σ_o	Baker-Swerdlhoff
Tensão interfacial gás-água	σ_w	Hough-Rzasa
Tensão interfacial gás-líquido	σ_l	Equação
Pressão crítica do gás	P_c	Brown
Temperatura crítica do gás	T_c	Brown
Grau API do óleo	API	Valor fornecido
Razão gás-líquido de produção	RGL	Valor fornecido
Razão água-líquido de produção	WC	Valor fornecido
Pressão de saturação do óleo	P_b	Lasater, Standing e Vazquez- Beggs
Compressibilidade do óleo	C_o	Vazquez-Beggs
Densidade do gás livre	γ_{fg}	Balanço de material

Fonte: Oliveira (2003).

A Tabela 4.3 mostra algumas das correlações para fluxo vertical multifásico presentes na literatura bem como a aplicabilidade de cada uma.

Tabela 4.3 - Correlações de fluxo vertical multifásico.

Correlação	Poços verticais	Poços de óleo altamente desviados	Poços de gás/condensado	Dutos de óleo	Dutos de gás/condensado
Duns & Ros	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Orkiszewski	Sim	X	Sim	X	X
Hagedorn & Brown	Sim	X	Sim	X	X
Beggs & Brill Revised	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Beggs & Brill Original	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Mukherjee & Brill	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Govier, Aziz & Forgasi	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
NoSlip	Sim		Sim	Sim	Sim
OLGAS	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Ansari	Sim	X	Sim	X	X
BJA for Condensates	X	X	Sim	X	Sim
AGA & Flanigan	X	X	X	X	Sim
Oliemans	X	X	X	Sim	Sim
Gray	X	X	Sim	X	X
Gray Modified	X	X	Sim	X	X
Xiao	X	X	X	Sim	Sim

Fonte: Banco de dados do Pipesim.

As correlações de fluxo vertical são utilizadas para caracterizar e determinar as perdas de pressão e os mapas de fluxo ao longo da coluna de produção. Foram desenvolvidas empiricamente para facilitar os cálculos de fluxo multifásico.

Segundo Oliveira (2003) e Thomas (2004) estas correlações podem ser classificadas em três grupos, que são:

- **Correlações do Tipo I**

Estas correlações não consideram nem o escorregamento existente entre as fases nem os vários padrões de fluxo. A densidade da mistura é determinada em função da razão gás-líquido total, uma vez que considera o gás e o líquido escoando a uma mesma velocidade. As correlações amplamente difundidas na literatura e propostas por Poetmann & Carpenter, Baxendell & Thomas e Fancher & Brown são todas desse Tipo I.

- **Correlações do Tipo II**

Neste tipo de correlação é considerado o escorregamento entre as fases, porém é desprezado o regime de fluxo. Os volumes ocupados pelo gás e pelo líquido devem ser determinados para cada ponto, uma vez que se deslocam a velocidades diferentes. As correlações encontradas na literatura e propostas por Hagedorn & Brown, Gray & Asheim são todas desse Tipo II.

- **Correlações do Tipo III**

Além do escorregamento entre as fases, estas correlações consideram também, o padrão de fluxo existente. A partir da determinação do padrão de fluxo para cada ponto, são calculados todos os outros parâmetros relacionados com a densidade média dos fluidos e os fatores de fricção. As correlações encontradas na literatura e propostas por Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz, Grovier & Fogarasi, Chierici, Ciucci & Sclocchi, Beggs & Brill e Mukherjee & Brill são classificadas como sendo do Tipo III.

4.3 FLUXO NO MEIO POROSO

Para caracterizar a capacidade de fluxo de um poço, utiliza-se um parâmetro chamado Índice de Produtividade (IP), que é definido pela seguinte expressão:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} \quad (4.1)$$

onde, q – vazão de produção medida na região dos canhoneados;

P_e – Pressão estática (ou média) do reservatório;

P_{wf} – Pressão de fluxo no fundo do poço.

O índice de produtividade pode ser utilizado para estimar a vazão do poço para diferentes pressões de fluxo, correspondentes a diferentes aberturas nos reguladores de fluxo (*chokes*).

O valor do IP pode ser estimado através de testes de fluxo realizados no poço. Quando os fluidos chegam às instalações de superfície, o fluido produzido durante o teste passa pelos equipamentos reguladores de fluxo, estes, podem ser fixos ou ajustáveis, dependendo das características de controle requeridas. As vazões do teste e as pressões na cabeça do poço são controladas pela restrição imposta ao fluxo, Thomas (2004).

A equação 4.1 pode ser rescrita da seguinte forma:

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{IP} \quad (4.2)$$

Considerando que o índice de produtividade permaneça constante, independentemente da vazão de líquido, a equação acima é representada por uma linha reta, denominada de IPR (*"Inflow Performance Relationship"*).

Esta curva é conhecida como modelo linear e é adequada para representar o escoamento monofásico no reservatório, o qual ocorre quando o fluido encontra-se a uma pressão acima da pressão de bolha. Nestas condições o gás presente está completamente dissolvido no óleo e o reservatório é caracterizado como sendo subsaturado.

A Figura 4.2 mostra uma típica curva de IPR para o modelo linear.

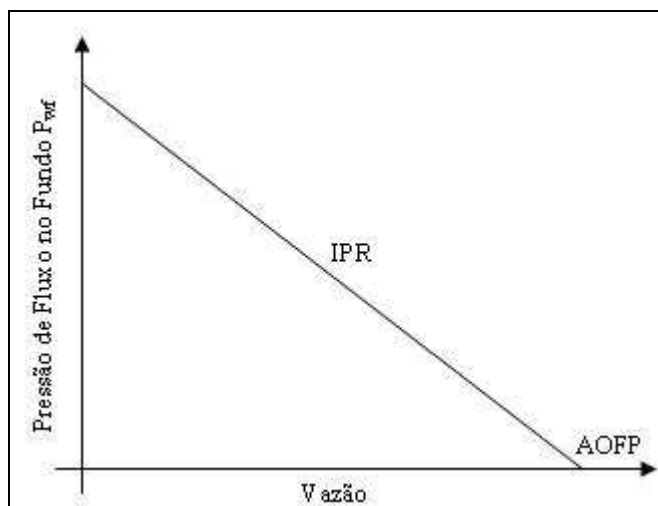


Figura 4.2 - Curva de IPR para reservatórios saturados - modelo linear.

O ponto onde a curva de IPR intercepta a abscissa (vazão de produção) é conhecido como “potencial do poço” ou AOFP (*“Absolute Open Flow Potential”*). Este ponto representa a máxima vazão do reservatório para pressão de fluxo no fundo igual a zero. Porém, esta vazão é apenas teórica, pois na prática não é possível reduzir a pressão de fluxo no fundo a zero, já que um gradiente de pressão é necessário para permitir o escoamento no interior da coluna de produção, Nascimento (2005).

Thomas (2004) diz que o modelo de IPR linear não se aplica quando as pressões no meio poroso estão abaixo da pressão de saturação do óleo, pois neste caso o gás sai de solução aumentando a saturação. Neste caso, se faz necessária a utilização do modelo de Vogel, que é representado pela seguinte equação:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (4.3)$$

onde, $q_{\max}$ – vazão máxima de produção (AOFP).

O modelo de Vogel é aplicado em reservatórios de gás em solução com pressão igual ou abaixo da pressão de saturação, considerando somente o fluxo bifásico de óleo e gás, mas também pode ser aplicado satisfatoriamente em reservatórios que

operam por capa de gás ou fraco influxo de água, desde que a percentagem de água não seja muito elevada, Thomas (2004).

A Figura 4.3 mostra uma típica curva de IPR para o modelo de Vogel.

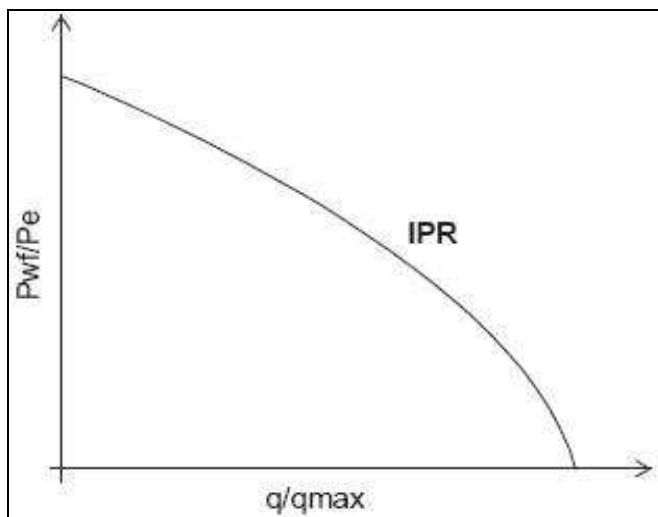


Figura 4.3 - Curva de IPR para reservatórios subsaturados - modelo de Vogel.

Caso a pressão estática P_e seja menor que a pressão de saturação P_{sat} , deve-se analisar o potencial do reservatório utilizando uma curva de Vogel. Porém, se a P_e é maior que a P_{sat} é necessário utilizar uma curva composta (IPR Linear + Vogel), Nascimento (2005).

Na análise das curvas IPR, observa-se o diferencial de pressão necessário para o fluxo de fluidos do reservatório para o poço possa ocorrer. Portanto, ocorrerá fluxo do meio poroso para o poço, quando P_{wf} for menor que P_e .

Nascimento (2005) diz que a escolha do melhor método de elevação para um poço está associada ao estudo da capacidade de produção atual do reservatório, o desempenho futuro de produção do mesmo entre muitos outros fatores. O bom conhecimento destes parâmetros através das curvas de IPR implica na realização de projetos sem superdimensionamento dos equipamentos de produção e sem limitações ou restrições ao fluxo.

4.3 FLUXO NA COLUNA DE PRODUÇÃO

Para que os fluidos cheguem até os separadores na superfície, é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas, etc.), as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos de separação.

O gradiente de pressão dentro da coluna de produção, quando em fluxo, é o resultado da soma do gradiente devido à elevação, do gradiente devido à fricção e do gradiente devido à aceleração. O gradiente devido à elevação corresponde ao gradiente hidrostático do fluido que está escoando e é função unicamente da sua densidade, já o gradiente devido à fricção existe sempre que houver movimentação de fluidos e depende das características dos fluidos, do diâmetro e da rugosidade da coluna de produção bem como da vazão, Thomas (2004).

O gradiente devido à aceleração depende da quantidade de gás produzida, pois quando a razão gás-líquido for baixa, poderá considera-se ter o escoamento de um fluido incompressível, onde não haverá variação de velocidade no interior da tubulação, o que tornará esse gradiente nulo.

A Figura 4.4 mostra uma curva de IPR interceptada pela curva de TPR (*"Tubing Pressure Requirement"*). O ponto de intercessão representa o ponto de no qual o sistema deve operar e depende das características do poço e do reservatório.

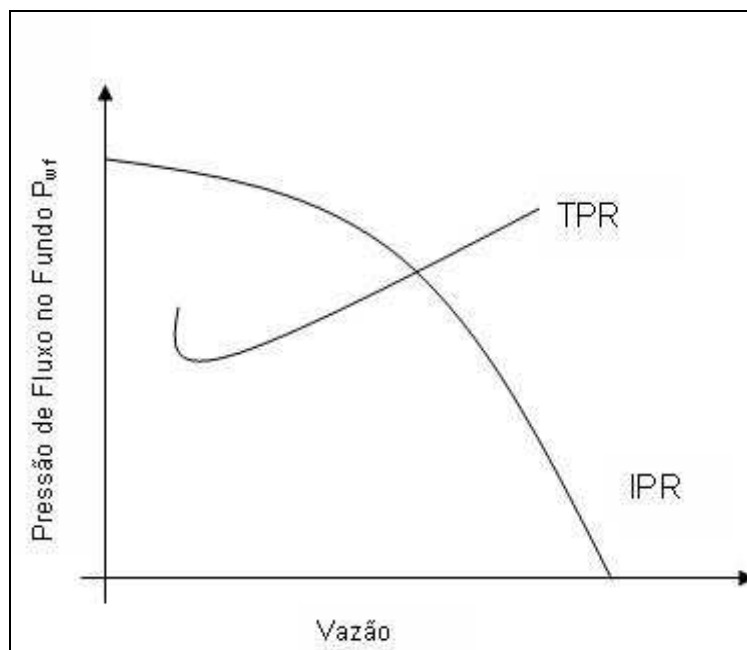


Figura 4.4 - Oposição de solicitações no fundo do poço

4.3.1 Padrões de Fluxo Vertical Multifásico

Segundo Thomas (2004), quando o fluido sai do reservatório, este possui certa quantidade de gás em solução e vem acompanhado de gás livre e água. Sendo assim, a determinação do gradiente de pressão é uma tarefa complicada, uma vez que ocorre um fluxo multifásico complexo e difícil.

A diferença de velocidade entre as fases e a geometria das fases líquida e gasosa são os fatores determinantes para a classificação dos regimes de fluxo multifásico. Os padrões de fluxo geralmente aceitos para o fluxo vertical multifásico são: bolha, golfada, transição (caótico) e anular nevoeiro, conforme mostrado na Figura 4.5.

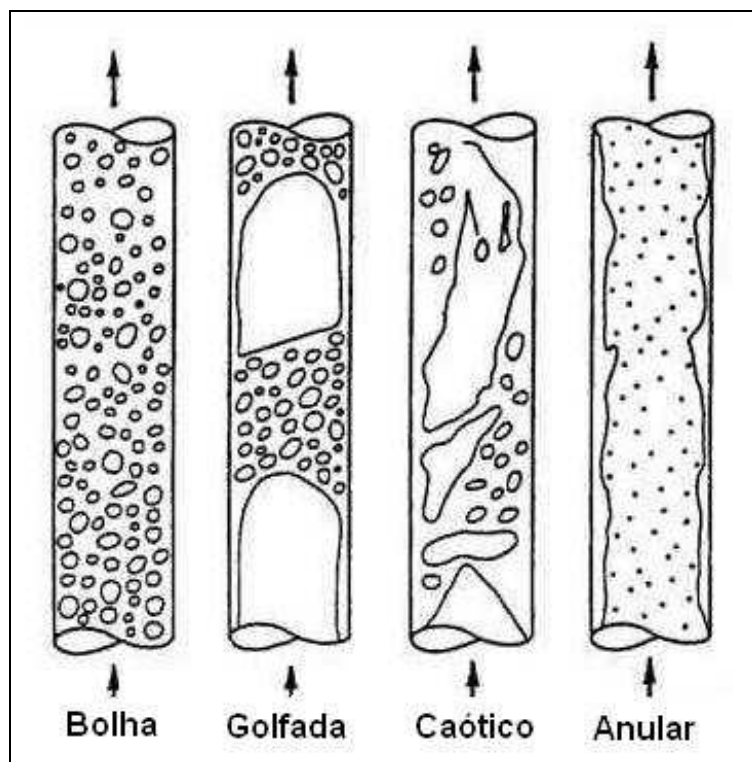


Figura 4.5 - Padrões de fluxo vertical multifásico

Fonte: Oliveira (2003).

O padrão de fluxo tipo bolha ocorre geralmente próximo ao fundo do poço, pois é onde ocorrem as maiores pressões na coluna de produção. Neste padrão de fluxo, a fase gasosa encontra-se dispersa na fase líquida sob a forma de pequenas bolhas.

À medida que a mistura se eleva na coluna, ocorre uma redução na pressão e conseqüente liberação dos gases dissolvidos na fase líquida. Com o aumento das bolhas de gás, ocorre o coalescimento dessas bolhas, formando-se então bolsões de gás separados por golfadas de líquidos.

Com a contínua elevação pela coluna de produção, menores pressões são alcançadas, a velocidade do líquido aumenta uma maior quantidade de gás encontra fora de solução. A golfada de líquido então, tende a desaparecer e uma quantidade significativa de líquido encontra-se disperso na fase gasosa. O gás com o líquido em suspensão tende a se movimentar mais rapidamente pelo centro da coluna, enquanto a fase líquida tende a aderir às paredes da coluna de produção, formando um anel. Apesar de a fase líquida ainda influenciar no escoamento e no gradiente de

pressão, neste padrão de fluxo tipo transição, efeito da fase gasosa é muito mais pronunciado, Thomas (2004).

Posteriormente, a quantidade de gás dissolvido e a velocidade do gás liberado são tais, que a fase líquida, apesar de ainda existir molhando as paredes da coluna, não influencia o gradiente de pressão, que agora é totalmente dependente da fase gasosa.

Dependendo das características dos fluidos produzidos, das pressões envolvidas e das profundidades dos poços, podem ocorrer mais de um padrão de fluxo no mesmo poço.

4.4 FLUXO NA SUPERFÍCIE

Esta etapa corresponde ao deslocamento do fluido desde a cabeça do poço até os equipamentos de separação. Da mesma forma como na coluna de produção, nesta etapa de fluxo a pressão também irá diminuir continuamente, fazendo com que as propriedades dos fluidos tenham que ser calculadas ponto a ponto.

Considerando a geometria das fases e o grau de escorregamento entre o gás e o líquido, os padrões de fluxo horizontal mais aceitos são: segregado, intermitente e distribuído, isto segundo o aumento da velocidade, tal como mostrado na Figura 4.6.

Thomas (2004) diz que a determinação do padrão de fluxo é muito importante para o cálculo do gradiente de pressão, pois mudando a geometria das fases, altera-se, principalmente, o gradiente devido à fricção. Algumas correlações para fluxo horizontal multifásico foram desenvolvidas com equações específicas para cada regime de fluxo, uma abordagem mais aprofundada sobre este assunto foge ao escopo deste trabalho.

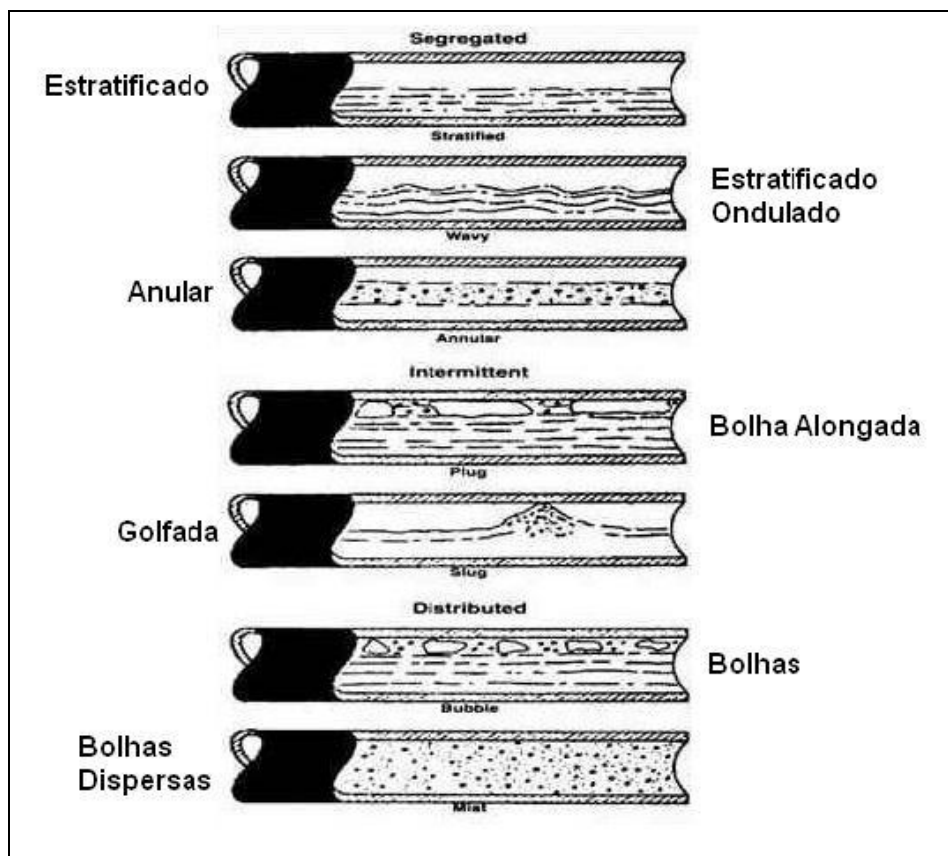


Figura 4.6 - Padrões de fluxo horizontal multifásico

Fonte: Oliveira (2003).

CAPÍTULO 5 – MÉTODOS DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO

Durante o processo de exploração de um reservatório de petróleo, vários são os métodos empregados para trazer à superfície os fluidos presentes na formação.

Um parâmetro fundamental para a escolha do método de elevação é a pressão estática do reservatório, que define se a elevação se dá tão somente pela energia natural do reservatório (conhecida como surgência) ou se métodos artificiais são necessários para complementar essa energia e elevar os fluidos desde o fundo do poço, até as instalações de produção.

5.1 ELEVAÇÃO NATURAL OU SURGÊNCIA

No início da vida produtiva de um reservatório, normalmente, a produção dos fluidos (água, óleo e gás) se dá unicamente pela energia contida na jazida, energia esta que permite aos hidrocarbonetos alcançar as instalações de processamento primário (separadores, tratadores e tanques).

Porém, com o aumento da produção acumulada de hidrocarbonetos, naturalmente, ocorre uma diminuição da pressão estática do reservatório, que a partir de certo momento, não é mais capaz de elevar os fluidos até às instalações de produção de maneira economicamente viável ou conveniente, Thomas (2004).

Segundo Thomas (2004), poços que operam com elevação natural, apresentam maiores vazões de líquidos e menos problemas operacionais do que aqueles que operam com elevação artificial, isto devido à maior simplicidade dos equipamentos instalados, o que torna o custo por unidade de volume produzido menor. A Figura 5.1 mostra um esquema de um poço operando por surgência.

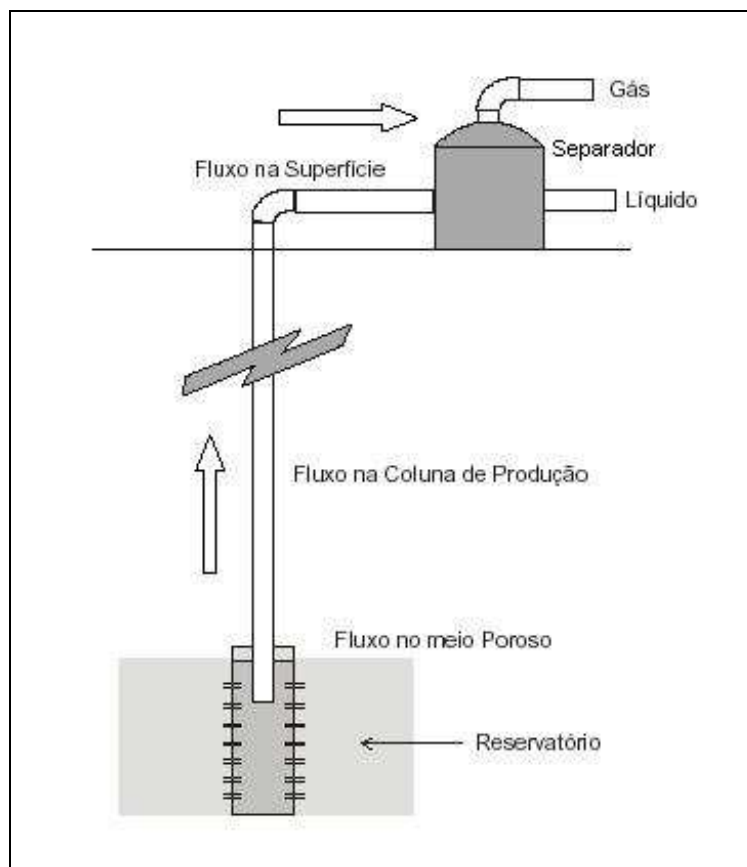


Figura 5.1 - Esquema de um poço operando por surgência

Fonte: Nascimento (2005).

5.2 MÉTODOS ARTIFICIAIS DE ELEVAÇÃO

Atualmente, muitos são os métodos artificiais usados para a elevação de petróleo. A escolha do método de elevação mais apropriado para um poço deve levar em consideração diversos parâmetros, dentre eles, as características do poço em que será instalado, o teor de areia produzido, a razão gás/líquido, a viscosidade dos fluidos produzidos, profundidade do reservatório entre outros, além de conhecer profundamente cada método que possivelmente pode ser aplicado.

5.2.1 Bombeio Centrífugo Submerso

O método de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) consiste na suplementação da energia natural do reservatório através de uma bomba centrífuga de múltiplos estágios localizada no fundo do poço.

A energia é transmitida ao fundo do poço através de um cabo elétrico e lá é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície que está diretamente conectado a uma bomba centrífuga. Esta transfere energia ao fluido, o que permite ao mesmo atingir as instalações de produção.

Segundo Thomas (2004), o BCS era utilizado basicamente em poços que produziam a altas vazões sob a influência de influxo de água (mecanismo de produção do reservatório que utiliza o aquífero como meio de manter a pressão original do mesmo), ou seja, poços que produzem alto teor de água com baixa razão gás-óleo. Atualmente, este método vem se expandindo pela crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis e já opera em poços com altas temperaturas e altas viscosidades.

A Figura 5.2 mostra o esquema de um poço operando pelo método de bombeio centrífugo submerso.

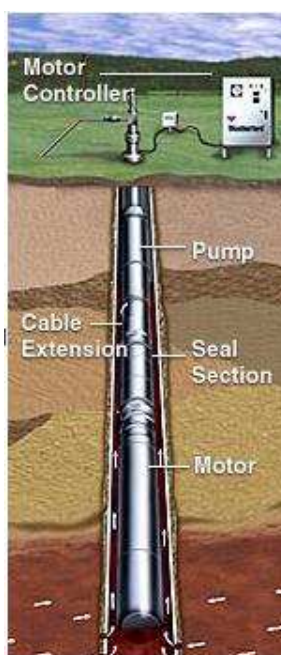


Figura 5.2 - Esquema de poço equipado com BCS

5.2.1 Bombeio Mecânico

É o método de elevação artificial mais utilizado em todo o mundo. Consiste na transformação do movimento rotativo de um motor elétrico, ou de combustão interna, em movimento alternativo por uma unidade de bombeio localizada próxima à cabeça do poço.

Uma coluna de hastes é utilizada para transmitir o movimento alternativo a uma bomba localizada no fundo do poço, onde a mesma transmite energia de pressão aos fluidos, permitindo-lhes alcançar as instalações de produção, Thomas (2004).

Nascimento (2005) relaciona algumas vantagens desse método de elevação:

- Flexibilidade de vazão e profundidade (atua com médias vazões para poços rasos e baixas vazões para poços profundos);
- Boa eficiência energética;
- Possibilidade de trabalhar com fluidos de diferentes composições e viscosidades;
- Simplicidade de operação, manutenção e projeto de novas instalações;
- Pode sofrer mudanças na capacidade de bombeio dependendo das condições do poço;
- Menor custo/produção ao longo da vida produtiva do poço.

Thomas (2004) diz que este método é razoavelmente problemático em poços que produzem areia, em poços desviados e em poços onde parte do gás passa pela bomba, devido ao desgaste das partes móveis e da camisa da bomba. A Figura 5.3 mostra o esquema de um poço operando através de um sistema de bombeio mecânico.

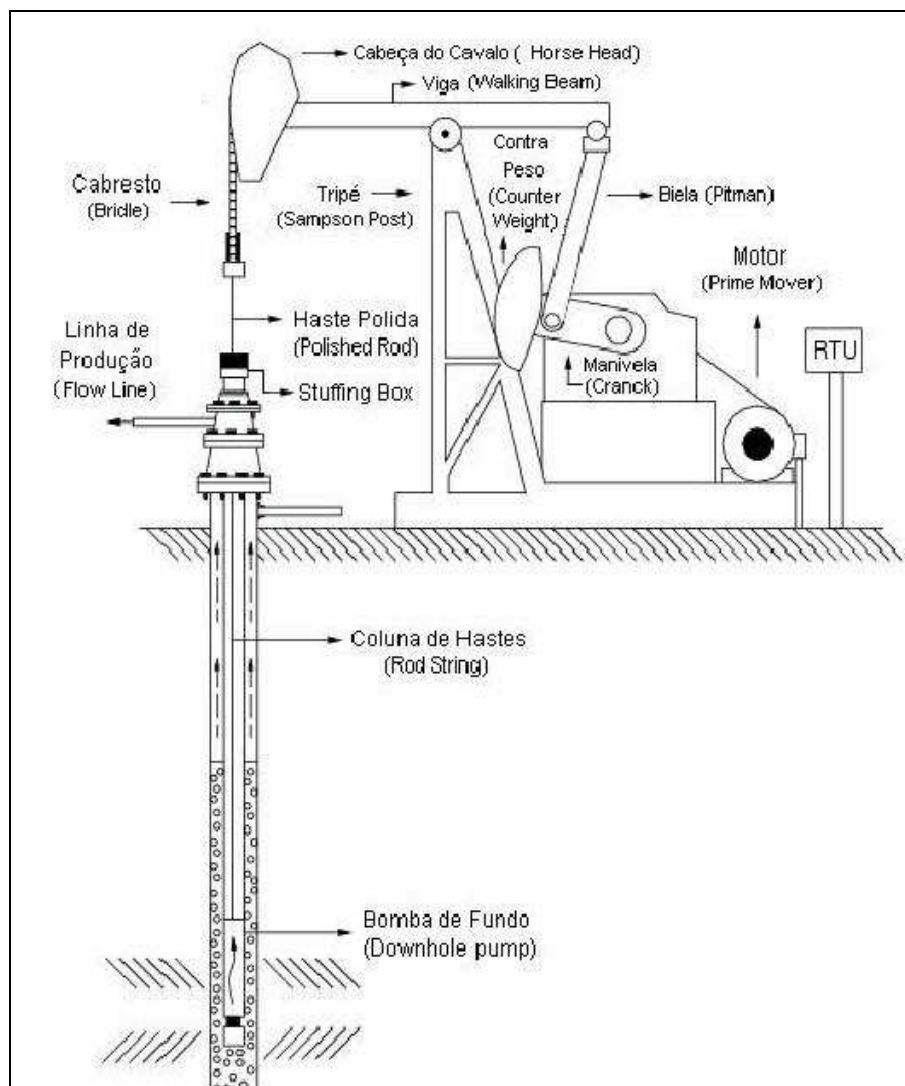


Figura 5.3 - Esquema de um poço operando com Bombeio Mecânico
Fonte: Nascimento (2005).

5.2.2 Bombeio por Cavidades Progressivas

O bombeio por cavidades progressivas (BCP) consiste na elevação dos fluidos da formação através de uma bomba de cavidades progressivas do tipo deslocamento positivo. É composta basicamente por um rotor e um estator e possui uma geometria tal, que se formam uma série de cavidades hermética idênticas, Thomas (2004).

O rotor recebe movimento de uma coluna de hastes, que por sua vez é movimentada por um motor elétrico localizado na cabeça do poço. Quando o rotor

se movimenta, uma série de cavidades são formadas pelo estator, o que faz o fluido se deslocar da sucção para a descarga.

A Figura 5.4 mostra um poço equipado com BCP.

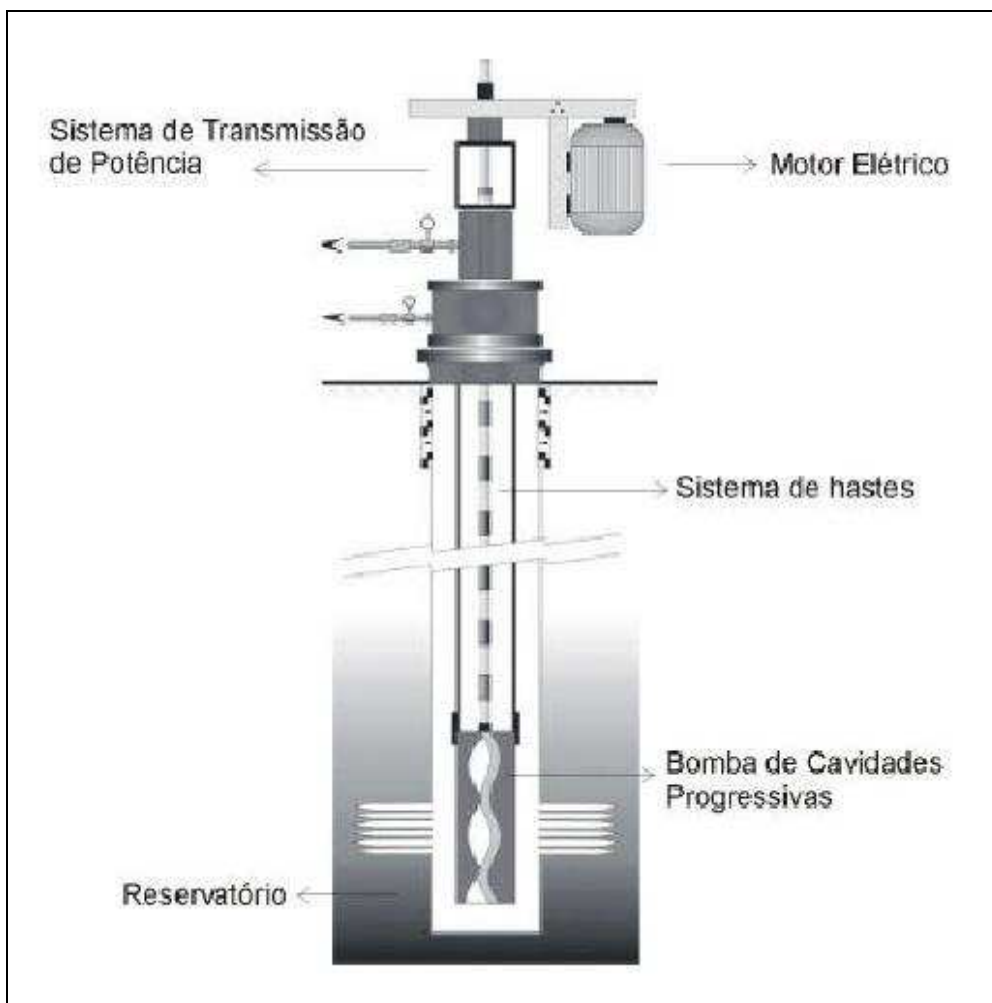


Figura 5.4 - Esquema de um poço equipado com BCP

Fonte: Nascimento (2005).

5.3 “GAS-LIFT”

O método de injeção de gás é largamente utilizado na produção de petróleo e tem como objetivo, diminuir a densidade média do fluido na coluna de produção, fazendo

com que a pressão de fluxo no fundo do poço necessária (P_{wf}) diminua, aumentando-se assim a vazão de produção.

Normalmente o gás é injetado no espaço anular existente entre o revestimento e a coluna de produção, ingressando para o interior da coluna através das válvulas presentes em equipamentos conhecidos como mandris, que se encontram adequadamente instalados e posicionados ao longo da coluna, Plucênio (2003).

É um método bastante versátil em termos de vazão (1 a 1700m³/dia) e de profundidade (até 2600 m, dependendo da pressão do gás de injeção). É adequado para poços que produzem fluidos com alto teor de areia e/ou elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos, Thomas (2004).

5.3.1 Tipos de “Gas-Lift”

Existem dois tipos de sistema de “gas-lift”, o contínuo e o intermitente. Nas simulações realizadas neste trabalho, será utilizado somente o método de elevação por “gas-lift” contínuo.

O método de “gas-lift” contínuo consiste na injeção contínua de gás na coluna de produção com o objetivo de diminuir a densidade média do fluido, fazendo com que a pressão de fundo diminua, aumentando-se assim a vazão de produção. Para isso, o gás é injetado de forma contínua e controlada, pois seu desempenho está estreitamente relacionado às condições de produção do reservatório e às características de fluxo, aspectos estes que podem variar ao longo da vida produtiva do reservatório, Spíndola (2003).

O método de “gas-lift” intermitente baseia-se no deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base das golfadas. Esta injeção possui tempos bem definidos e, normalmente, é controlada por um intermitor de ciclo e uma válvula controladora (“motor valve”) que se localizam na cabeça do poço, Thomas (2004).

Há vários parâmetros que devem ser considerados para escolha entre GLC (“*gas-lift*” contínuo) e GLI (“*gas-lift*” intermitente). A princípio, utiliza-se o seguinte critério: GLC em poços com IP (índice de produtividade) acima de $1,0 \text{ m}^3/\text{dia}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ e pressão estática suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40% e 70% da profundidade total do poço. Nos poços com IP e/ou pressão estática baixos, utiliza-se o GLI, Thomas (2004).

A Figura 5.5 mostra um esquema de operação para poços equipados respectivamente com GLC e GLI, onde é possível verificar que no GLC, ocorre uma grande mistura entre o gás injetado e os fluidos que estão sendo produzidos. Já no GLI, a injeção de gás promove uma grande golfada na base dos fluidos que estão no poço, fazendo com que os hidrocarbonetos possam subir e atingir a cabeça do poço.

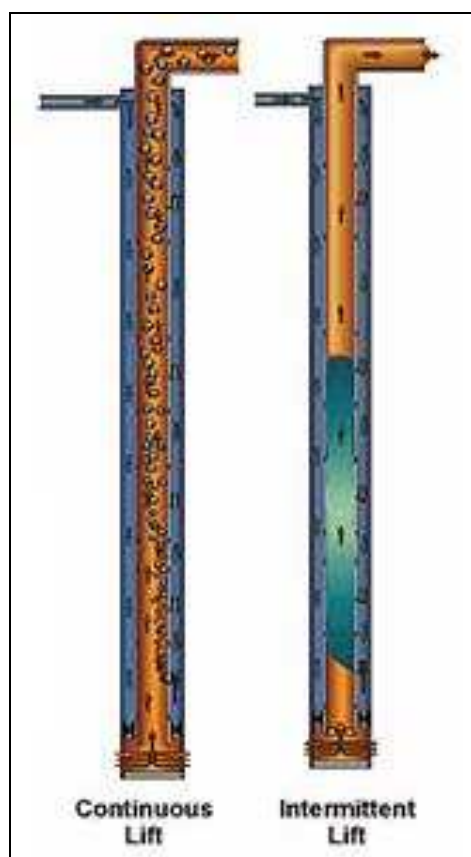


Figura 5.5 - Esquema de poços operando com GLC e GLI.

5.3.2 Sistema de “Gas-Lift” Contínuo

A Figura 5.6 mostra um esquema típico de uma instalação de produção operando com sistema de elevação por injeção contínua de gás. Os principais equipamentos encontrados neste tipo de instalação são:

- A Formação Produtora;
- As Válvulas de “gas-lift” (Válvulas de Descarga e Operadora);
- O “choke” de Injeção de Gás (válvula responsável pelo controle de fluxo do gás para o anular);
- O “choke” de Produção (válvula responsável pelo controle de fluxo dos fluidos na cabeça de produção);
- O Separador Água-Óleo-Gás (equipamento responsável por fazer a separação primária dos fluidos produzidos pela formação);
- O Compressor;
- A coluna de Produção;
- O Revestimento.

O GLC requer injeção contínua de gás para o interior da coluna de produção, a qual deve ser proporcional à vazão de líquidos oriundos do reservatório. Para isto, faz-se o uso de uma válvula com orifício bastante pequeno, o que permite uma maior mistura entre o gás e os fluidos que estão sendo produzidos, aumentando-se assim a eficiência do sistema, pois havendo uma maior interação entre os fluidos, mais uniforme será o escoamento, logo, menor será a densidade média do fluido e consequentemente menor será a pressão de fluxo no fundo do poço, Thomas (2004).

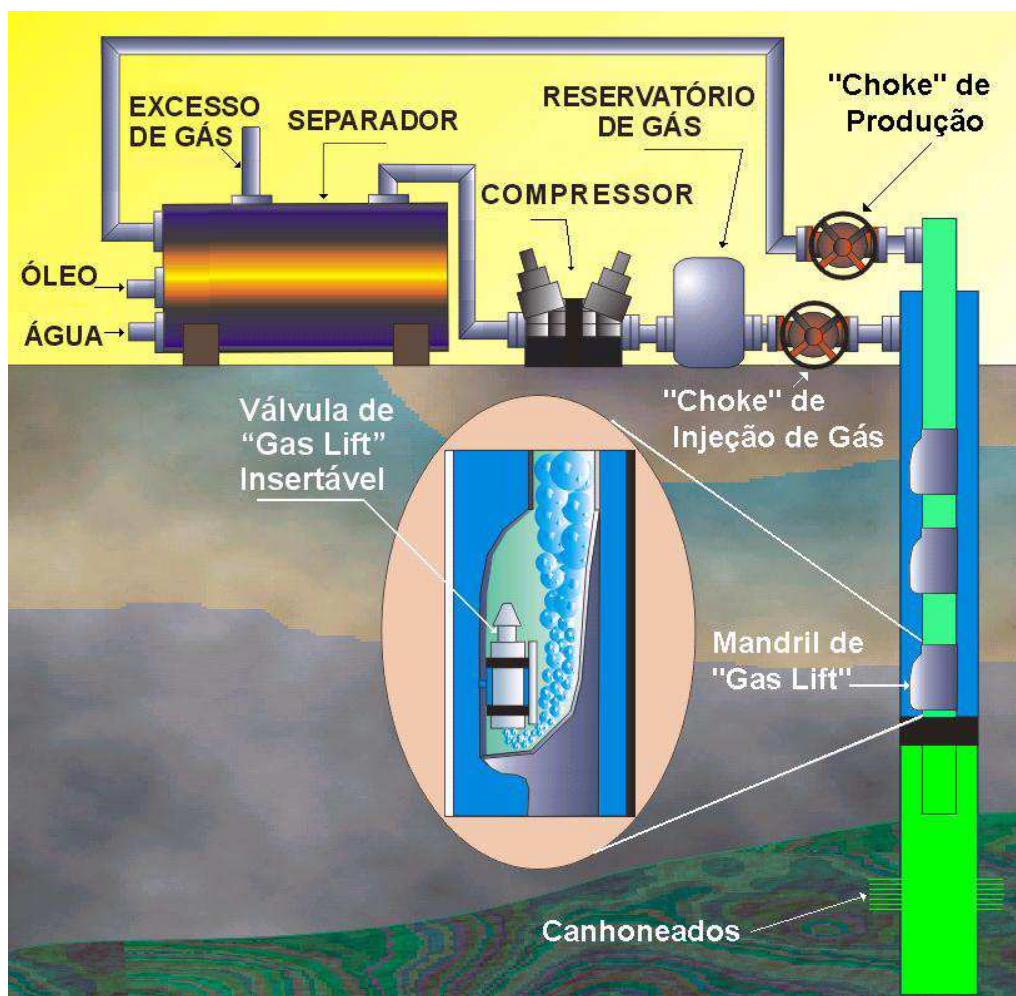


Figura 5.6 - Desenho esquemático de um sistema de elevação por injeção contínua de gás
 Fonte: Plucênio (2003).

5.3.3 Partida de um Poço Equipado com "Gas-Lift" Contínuo

Quando um poço equipado com "gas-lift" contínuo é colocado em operação, é comum encontrar, tanto o anular quanto o interior da coluna, preenchido com fluido de amortecimento, logo, é preciso fazer a retirada desse fluido. Essa retirada, é um processo contínuo que consiste na injeção de gás de forma controlada para o anular, elevando para a superfície o líquido que está no poço, Thomas (2004).

A Figura 5.7 ilustra o processo de descarga de um poço que está com o anular e a coluna cheios de fluido de amortecimento. O controle de injeção de gás na coluna de produção é feito através das válvulas de "gas-lift" que podem ser de dois tipos: operadas por pressão de injeção IPO (*"Injection Pressure Operated Valves"*) ou

operadas por pressão na coluna de produção PPO (*“Production Pressure Operated Valves”*), Plucênio (2003).

As válvulas são estrategicamente dispostas ao longo da coluna, de tal forma que o ingresso do gás ocorra de forma seqüencial.

Inicialmente todas as válvulas estão abertas devido à hidrostática do líquido e à pressão do gás que está sendo injetado. O gás entra na coluna de produção através da válvula mais próxima da superfície. Com a diminuição do nível de fluido no anular, a válvula imediatamente abaixo é atingida, o que promove o fechamento da primeira. A etapa final do processo é quando a válvula localizada mais ao fundo é atingida, o que a torna a única a operar, por isso é chamada de válvula operadora. As outras válvulas de *“gas-lift”* utilizadas no poço são conhecidas como válvulas de descarga, pois são utilizadas somente para descarregar o poço.

Tudo isto ocorre de forma seqüencial até que todo o fluido de amortecimento seja totalmente retirado da coluna de produção e do espaço anular. Nestas condições, o poço está pronto para ser posto em produção.

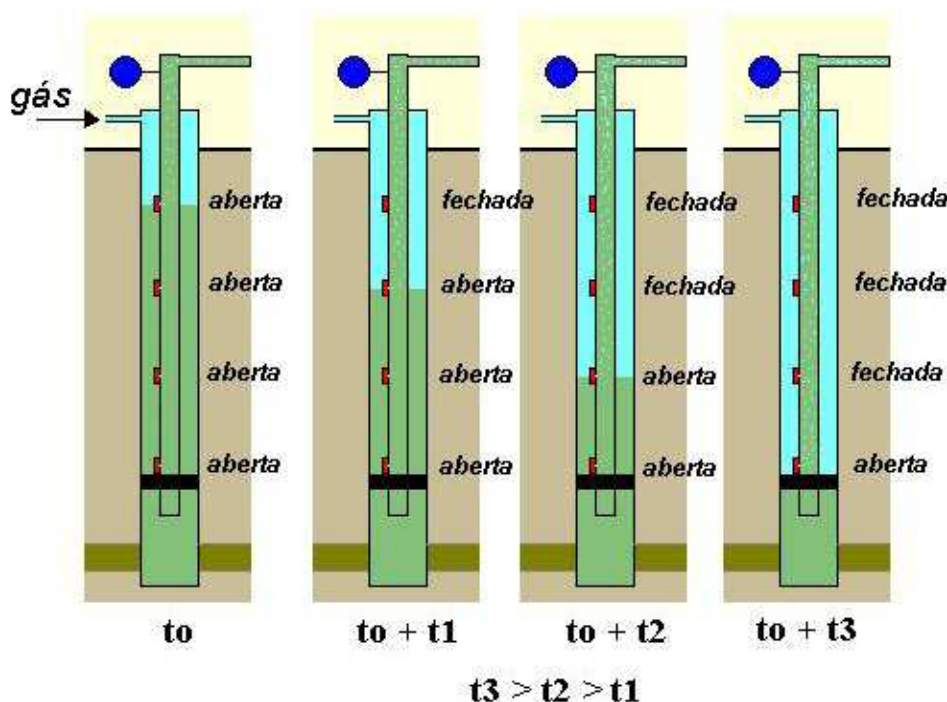


Figura 5.7 - Etapas básicas para a partida de um poço equipado com *“gas-lift”* contínuo.

Fonte: Plucênio (2003).

5.3.4 Descrição do Funcionamento em Regime Permanente

A partir do momento em que o sistema opera em regime, o gás normalmente é injetado no espaço anular. Ao atingir a pressão regulada na válvula operadora de “*gas-lift*”, o gás penetra a coluna de produção e sobe juntamente com os fluidos produzidos, fazendo com que a densidade média dos fluidos que escoam pela coluna diminua o que permite uma diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço e um aumento no diferencial de pressão entre o fundo do poço e o reservatório, o que aumentará a vazão de fluidos que poderão ser recuperados. Na superfície, os fluidos produzidos passam pelo “*choke*” de produção e seguem, normalmente, para o separador água-óleo-gás.

A maioria dos poços produz também uma quantidade de gás e juntamente com o gás que foi injetado são coletados do separador, onde parte segue para o compressor para ser novamente injetado no anular, parte pode ser queimada no “*Flare*” ou seguir para unidades de tratamento de gás (UPGN).

Após passar pelo compressor para ganho de pressão, o gás passa pelo “*choke*” de injeção, sendo então injetado no anular. Dentro do espaço anular, a vazão com a qual o gás é injetado na coluna de produção é controlada através do “*choke*” de injeção juntamente com a válvula operadora de “*gas-lift*”.

De acordo com Plucênio (2003), na maioria das instalações procura-se projetar as válvulas de descarga de forma que elas mantenham-se fechadas em regime permanente. Segundo Plucênio (2003), a partir da hipótese de que todo o gás que entra no tubo de produção passa pela válvula operadora, pode-se traçar um gráfico com o comportamento da vazão de produção versus vazão de injeção. Na Figura 5.8, é possível notar que, com o aumento da vazão de injeção, aumenta-se a vazão de produção e que a partir de um determinado ponto de produção máxima, P1, o aumento da vazão de injeção de gás não aumenta a vazão de produção, pelo contrário, ocorrerá uma diminuição da vazão mássica produzida.

De acordo com Plucênio (2003), isto decorre do fato de que o aumento da queda de pressão, devido ao atrito, é maior que a diminuição da queda de pressão devido à

gravidade, logo, o ganho financeiro com a vazão produzida será menor que o custo de compressão do gás.

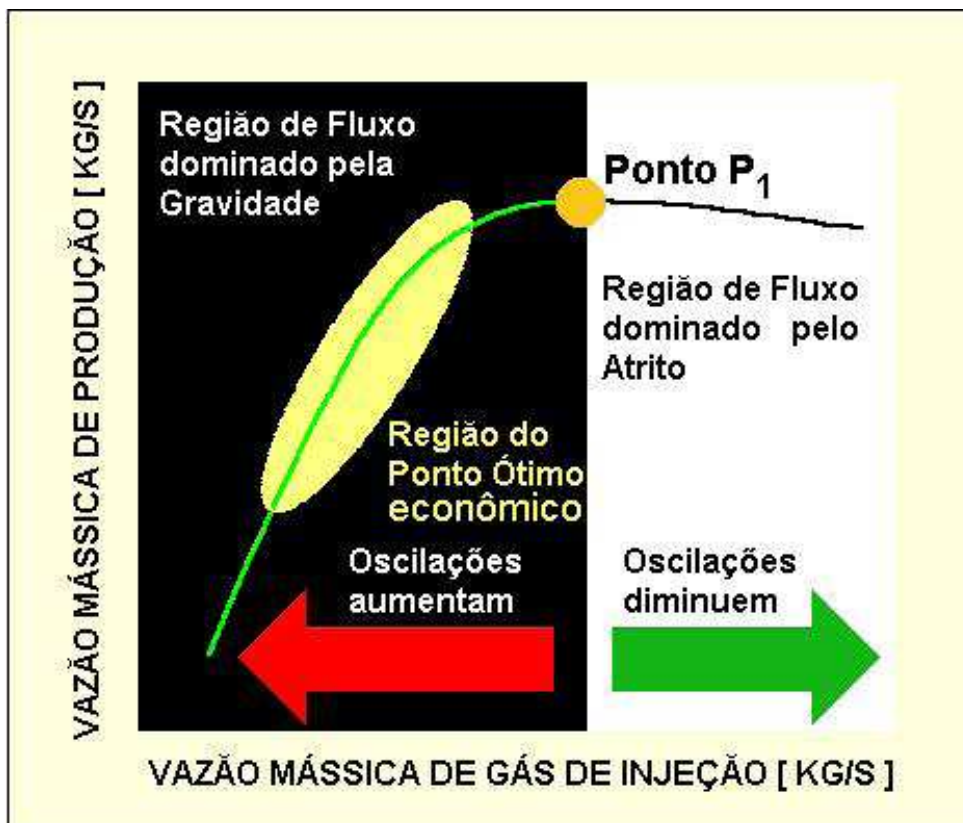


Figura 5.8 - Típica curva de desempenho de elevação para um poço operando via injeção contínua de gás

Fonte: Plucênio (2003).

5.3.5 Vantagens e Limitações do “Gas-Lift” Contínuo

Segundo Spíndola (2003), a maioria dos poços que requerem elevação artificial pode ser equipada com “gas-lift” contínuo, mas o sistema torna-se mais eficiente e menos oneroso, quando utilizado em poços que operam com elevada razão gás-líquido.

Dentre as principais vantagens do “gas-lift” contínuo, destacam-se:

- 1 Para um sistema já instalado, o custo de equipamentos é geralmente mais baixo que para outras formas de elevação artificial, particularmente para poços profundos;
- 2 Em termos de flexibilidade não pode ser comparado com outro método de elevação. As instalações podem ser projetadas para pequenas ou grandes profundidades, para produzir de um a milhares de barris por dia;
- 3 A produção pode ser controlada da superfície;
- 4 A produção de fluido com material abrasivo não afeta os equipamentos de “*gas-lift*” na maioria das instalações;
- 5 O pouco movimento relativo entre as partes num sistema de “*gas-lift*” proporciona uma longa vida útil comparado a outros métodos de elevação;
- 6 Os custos operacionais são, usualmente, relativamente baixos;
- 7 O principal equipamento do sistema de “*gas-lift*” (o compressor de gás) é instalado na superfície, facilitando a inspeção e manutenção.

E as principais limitações são:

- 1 Necessidade de gás disponível em altas pressões. Em algumas instâncias, ar, gases de exaustão e nitrogênio podem ser usados, mas são geralmente mais caros e mais difíceis de trabalhar;
- 2 Uma grande distância entre o poço e a fonte de alta pressão de gás pode limitar seu uso. Esta limitação pode ser contornada, em alguns poços, através do uso de capa de gás como fonte de gás de elevação e o retorno desse gás para a capa dando-se através da injeção em outro poço;
- 3 O gás misturado ao óleo tem que ser separado e tratado na superfície;
- 4 Gás corrosivo pode aumentar os custos operacionais, sendo necessário tratá-lo ou secá-lo antes de usá-lo para elevação;
- 5 Não é indicado para poços que produzem hidrocarbonetos com API abaixo de 15.

5.3.6 Válvulas de “Gas-Lift”

Conforme Thomas (2004), as válvulas de “*gas-lift*” são, fundamentalmente, válvulas reguladoras de pressão introduzidas entre a coluna de produção e o revestimento para:

- Facilitar a operação de descarga do poço, isto é, a retirada do fluido de amortecimento (válvulas de descarga);
- Controlar o fluxo de gás que é injetado na coluna de produção (válvulas de descarga e operadora).

A Figura 5.9 mostra uma válvula de “*gas-lift*” típica em corte e a maneira como é disposta na coluna de produção.

Existem diversos tipos de válvulas de “*gas-lift*” para diversas aplicações. Segundo Thomas (2004), as válvulas que são utilizadas para descarregar o poço são do tipo insertáveis, operadas pela pressão no anular. São ditas insertáveis, pois podem ser retiradas e recolocadas no poço através de cabo (*wireline*). São bastante utilizadas como válvulas operadoras de “*gas-lift*” intermitente.

O tipo mais utilizado na operação de “*gas-lift*” contínuo é a insertável de orifício, pois não possui partes móveis e funciona semelhantemente a uma placa de orifício. Como no GLC prevê-se a injeção contínua do gás, este tipo de válvula não possui sistema de fechamento, mas é dotada de *check-valve* (mecanismo que impede a passagem de fluidos da coluna de produção para o anular).

Uma válvula de “*gas-lift*” é projetada para permanecer fechada até que um valor pré-estabelecido de pressão exercida pelo anular seja atingido, o que ocasiona abertura da válvula e entrada do gás na coluna de produção. Quando a pressão no anular não for suficiente para vencer as forças exercidas pelo nitrogênio no domo, pela mola e pelo fole, então a válvula se fechará.

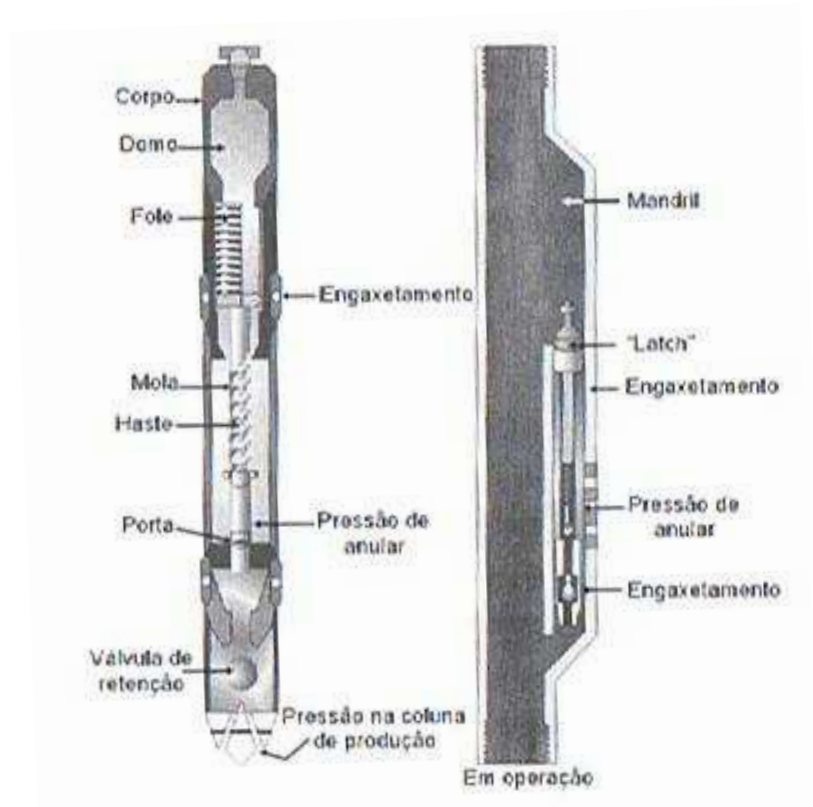


Figura 5.9 - Válvulas de "gas-lift" contínuo

Fonte: Thomas (2004).

Segundo Spíndola (2003), para se calcular a pressão de abertura e fechamento da válvula, duas hipóteses devem ser consideradas:

a) A válvula se encontra totalmente fechada (Figura 5.10a)

$$P_{vc} = P_{bt} \left(\frac{1}{1-R} \right) - P_t \left(\frac{R}{1-R} \right) \quad (5.1)$$

onde, P_{vc} - pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula com a mesma fechada;

P_{bt} - pressão de gás no fole na temperatura da profundidade de assentamento da válvula;

P_t - pressão na coluna de produção na profundidade da válvula;

R - relação entre as áreas de orifício da válvula e do fole (A_v / A_b).

b) A válvula encontra-se totalmente aberta (Figura 5.10b)

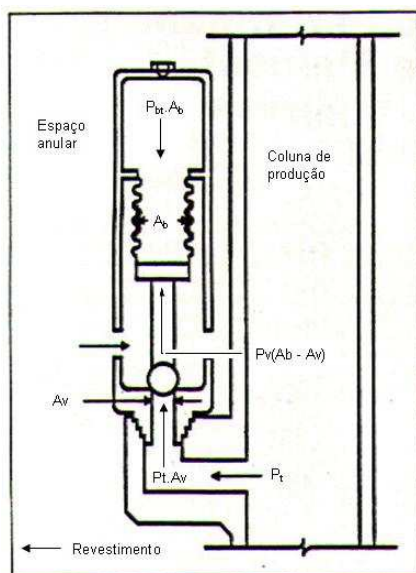
$$P_{v0} = P_{vt} = P_{v0}(1 - R) - P_t.R \quad (5.2)$$

onde, A_b - área do fole ("bellow");

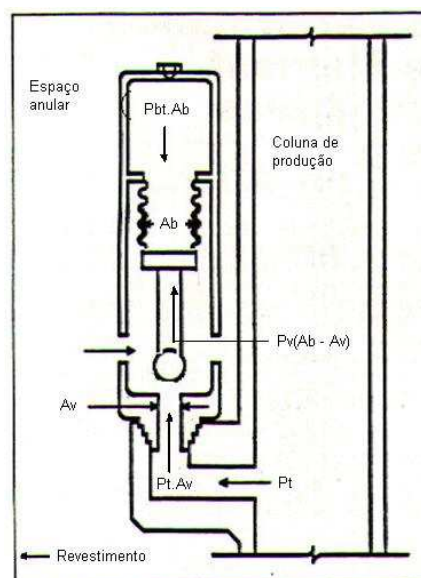
A_v - área do orifício da válvula;

P_v - pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula;

P_{v0} - pressão de gás no espaço anular, na profundidade da válvula com a mesma aberta.



a) Válvula fechada



b) Válvula aberta

Figura 5.10 - Válvulas de "gas-lift"

Fonte: Spíndola (2003).

CAPÍTULO 6 – DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO PROBLEMA NO AMBIENTE DO PIPESIM

Como visto no Capítulo 5, quando um reservatório de petróleo não possui energia suficiente para elevar os fluidos da formação até as instalações de produção, faz-se necessário a utilização de métodos artificiais de elevação para suplementar esta energia, fazendo com que os fluidos possam ser produzidos e cheguem à cabeça do poço com pressão suficiente para alcançar as instalações de produção (Separadores primários).

Neste capítulo, é apresentada uma descrição de um poço de produção em terra (produção *on-shore*) bem como as características do reservatório de petróleo produzido por este poço. Nesta etapa da pesquisa, considera-se apenas este sistema simples, reservatório e um poço de produção, para o qual será realizada a modelagem dentro do ambiente do Pipesim.

6.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O problema proposto trata-se de um sistema contendo um poço único, cujo ícone no Pipesim é o *“tubing”*, produzindo um único reservatório de petróleo (somente uma região de canhoneados). Neste problema, primeiramente é necessário verificar se o reservatório opera por surgência ou não.

A partir da constatação da não surgência, é obrigatória a utilização de algum método artificial de elevação. O problema específico tratado neste trabalho prevê a instalação de um sistema de *“gas-lift”* contínuo na coluna de produção e com a utilização do software Pipesim, determinar os valores ótimos dos principais parâmetros operacionais e características de projeto, tais como: a profundidade ótima para instalação da válvula operadora na coluna de produção (ver item 5.3), a pressão ótima de injeção de gás bem como a vazão ótima de injeção de gás na coluna de produção.

A Figura 6.1 representa um esquema simplificado da instalação de produção de petróleo a ser estudada, modelada e simulada.

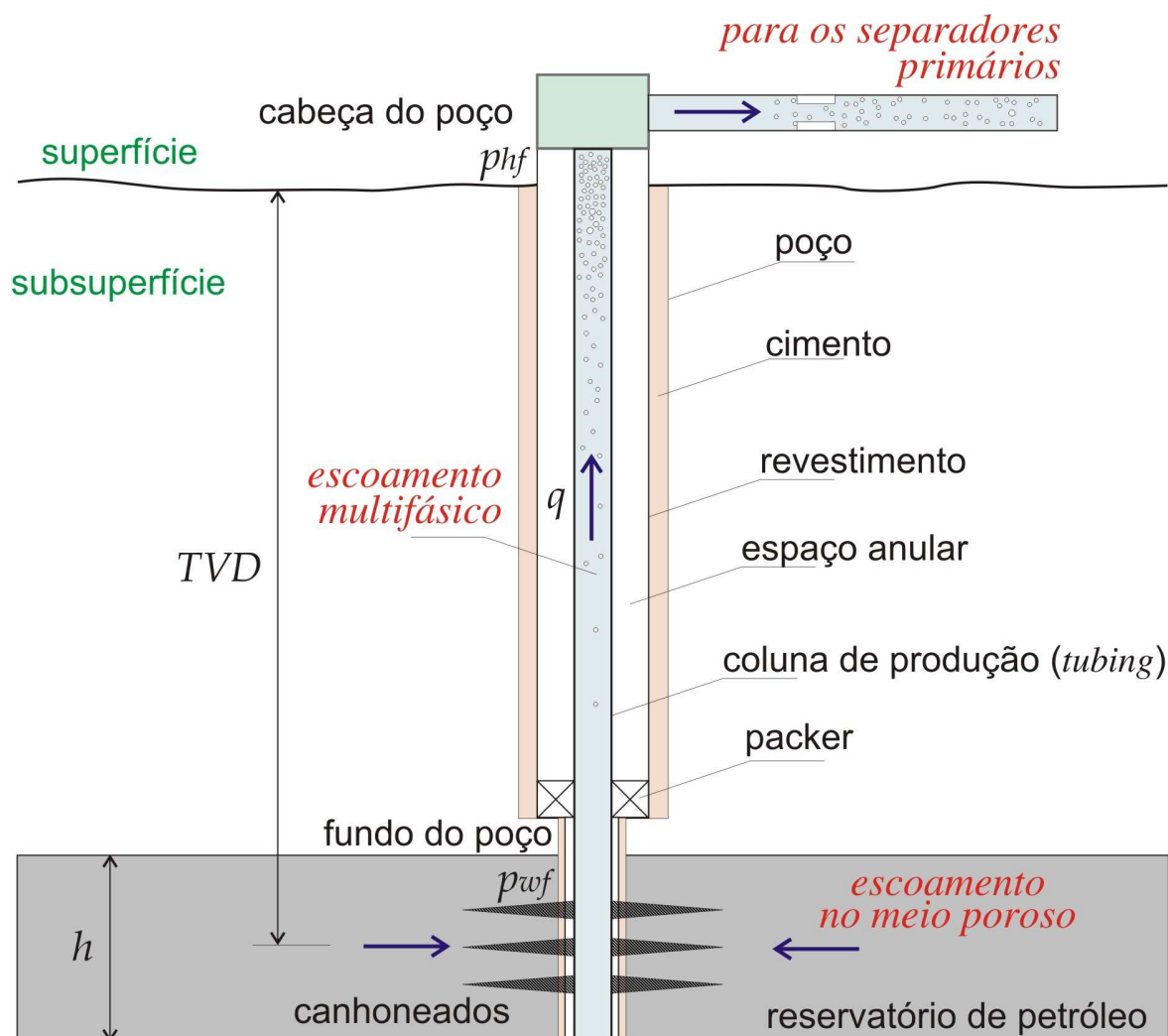


Figura 6.1 - Esquema simplificado de um poço de produção de petróleo.

A Figura 6.2 representa uma modelagem da instalação a ser estudada no Pipesim. A mesma é composta de um “tubing”, um ícone de análise nodal e de um reservatório de petróleo, conforme encontrado na biblioteca do Pipesim.

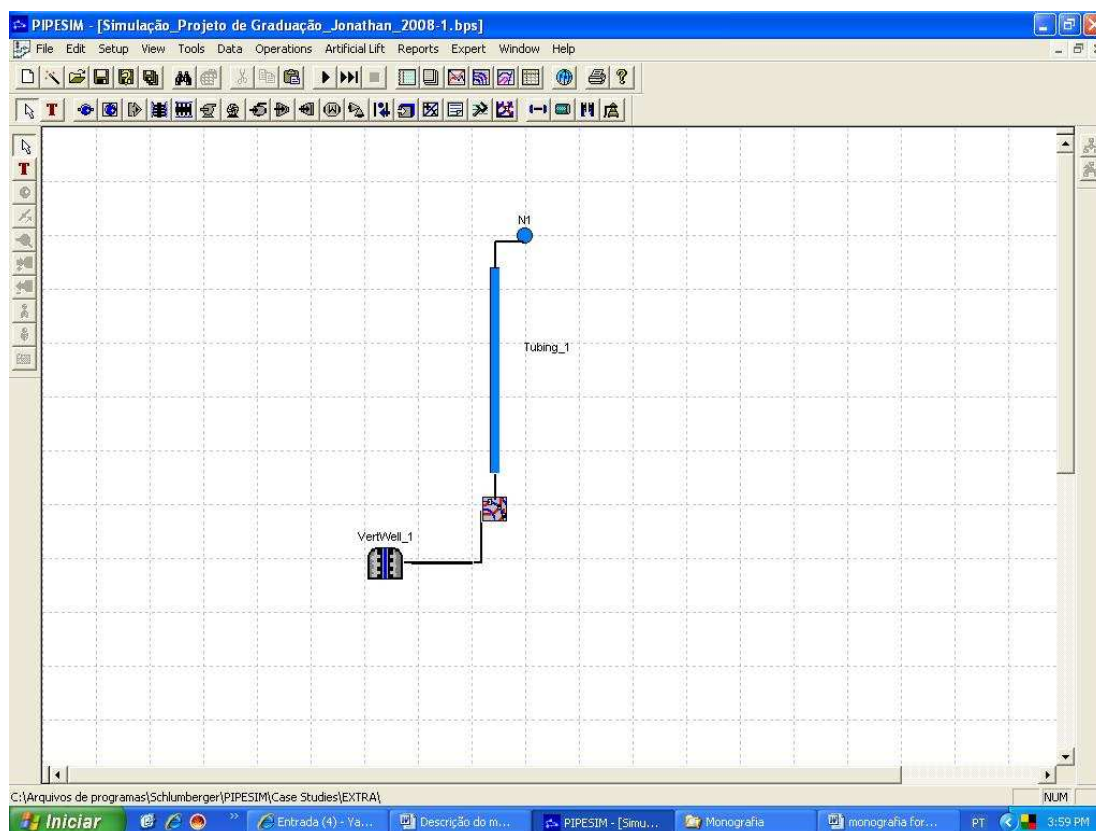


Figura 6.2 - Janela inicial mostrando a modelagem do problema a ser simulado com o software Pipesim.

6.2 DESCRIÇÃO DOS DADOS UTILIZADOS

Para a caracterização dos fluidos da formação, do reservatório e da coluna de produção, foram utilizados dados presentes na literatura e no banco de dados do software utilizado, o Pipesim.

O modelo utilizado para caracterizar os fluidos é o “*black oil*” (ver item 4.2) por ser mais simples e de grande utilização na indústria do petróleo.

Para este modelo são necessários dados provenientes de análises PVT e da produção. Para a modelagem “*black oil*”, necessita-se de uma menor quantidade de informações do que em uma modelagem composicional, o que torna a simulação menos complexa e mais rápida, sendo que para certa faixa de valores, não há grande diferença entre os resultados encontrados, o que justifica a utilização do modelo “*black oil*”. Como visto no item 4.2, existe uma faixa de valores onde a

modelagem “*black oil*” pode ser aplicada. Com base nestas informações e em dados encontrados na literatura, pôde-se obter os dados utilizados no problema proposto.

As Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 mostram os dados de caracterização do modelo “*black oil*” que serão utilizados neste trabalho.

Tabela 6.1 - Dados do modelo “*black oil*”.

WaterCut	60%
Razão Gás/Óleo (RGO)	500 scf/stb
Densidade do gás	0.84
Densidade da água	1.02
API	36

Dados de Calibração PVT

Tabela 6.2 - Propriedades do ponto de bolha.

Pressão	2100 psia
Temperatura	200 °F
Solução de gás	500 scf/std

Tabela 6.3 - Dados do ponto de bolha.

Fator Volume de formação do óleo (OFVF)	1.22 res bbl / stb @ 2100 psia e 200°F
Viscosidade do óleo vivo	1.1cP @ 2100 psia e 200°F
Viscosidade do gás	0.029 cP @ 2100 psia e 200°F
Fator de compressibilidade do gás	0.8 @ 2100 psia e 200°F
OFVF acima do ponto de bolha	1.18 res bbl / stb @ 3000 psia e 200°F
Viscosidade do óleo morto	1.5 cP @ 200°F e 10cP @ 60°F

Sendo que, na indústria do petróleo chama-se de óleo vivo, o óleo com o gás em solução (geralmente no reservatório) e óleo morto o óleo em condições de superfície, ou seja, sem gás dissolvido. O fator volume de formação do óleo (B_o), no software é denominado por OFVF (“*Oil Formation Volume Factor*”), sendo o mesmo definido como a relação entre o volume de óleo nas condições de reservatório (óleo + gás dissolvido) e o volume de óleo nas condições padrão (superfície).

Tabela 6.4 - Correlações PVT utilizadas.

Propriedades	Correlação
Solução de gás	Lasater
OFVF abaixo do ponto de bolha	Standing
Viscosidade do óleo vivo	Chew & Connaly
Viscosidade do óleo subsaturado	Vasquez & Beggs
Fator de compressibilidade do gás	Standing

As correlações apresentadas na Tabela 6.4 são escolhidas por serem padrão no software.

Para caracterizar a coluna de produção serão utilizados os dados apresentados nas tabelas seguintes.

Durante a perfuração de um poço, dificilmente a sonda de perfuração segue um caminho vertical, sempre ocorrem desvios e são estas diferenças entre a profundidade vertical TVD (*“True Vertical Depth”*) e a profundidade medida MD (*“Measured Depth”*) que são mostrados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Dados do poço.

Profundidade Medida (ft)	Profundidade Vertical (ft)
0	0
1000	1000
2500	2450
5000	4850
7500	7200
9000	8550

À medida que se avança em direção ao interior da Terra, um gradiente de temperatura pode ser notado, este é conhecido como o Gradiente geotérmico e também é parâmetro de caracterização da coluna de produção. O mesmo é apresentado na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Gradiente geotérmico.

Profundidade Medida (ft)	Temperatura Ambiente (°F)
0	50
9000	200

Coeficiente de Transferência de Calor: 2 Btu/h/ft²/F (padrão no software).

A Tabela 6.7 mostra os dados utilizados para caracterizar a coluna de produção em relação aos diferentes diâmetros presentes na coluna.

Tabela 6.7 - Dados da coluna de produção.

Profundidade Medida (ft)	Diâmetro Interno (in)
8600	3.958
9000	6.184

Para completar o modelo proposto, falta caracterizar o reservatório de petróleo e para isto serão utilizados os dados apresentados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Dados de reservatório.

Pressão do Reservatório	3000 psia
Temperatura do Reservatório	200 °F
Índice de Produtividade (IP)	6.1 stb/d/psi

Como descrito no item 4.3, quando os fluidos atingem uma pressão abaixo do ponto de bolha, a utilização do modelo linear para o Índice de Produtividade não é mais válido uma vez que o escoamento não é mais monofásico e sim multifásico. Deve-se então utilizar o modelo não-linear de Vogel e no software, esta opção também deve ser selecionada. O índice de produtividade pode ser determinado através de testes de produção realizados no início da produção de um reservatório, conforme Thomas (2004), onde é possível obter maiores informações sobre este assunto.

6.3 MODELAGEM DO PROBLEMA NO AMBIENTE DO PIPESIM

Inicialmente, é necessário abrir um novo ambiente de simulação para que se inicie a modelagem no software. A Figura 6.3 mostra a abertura de um novo ambiente de trabalho no Pipesim.

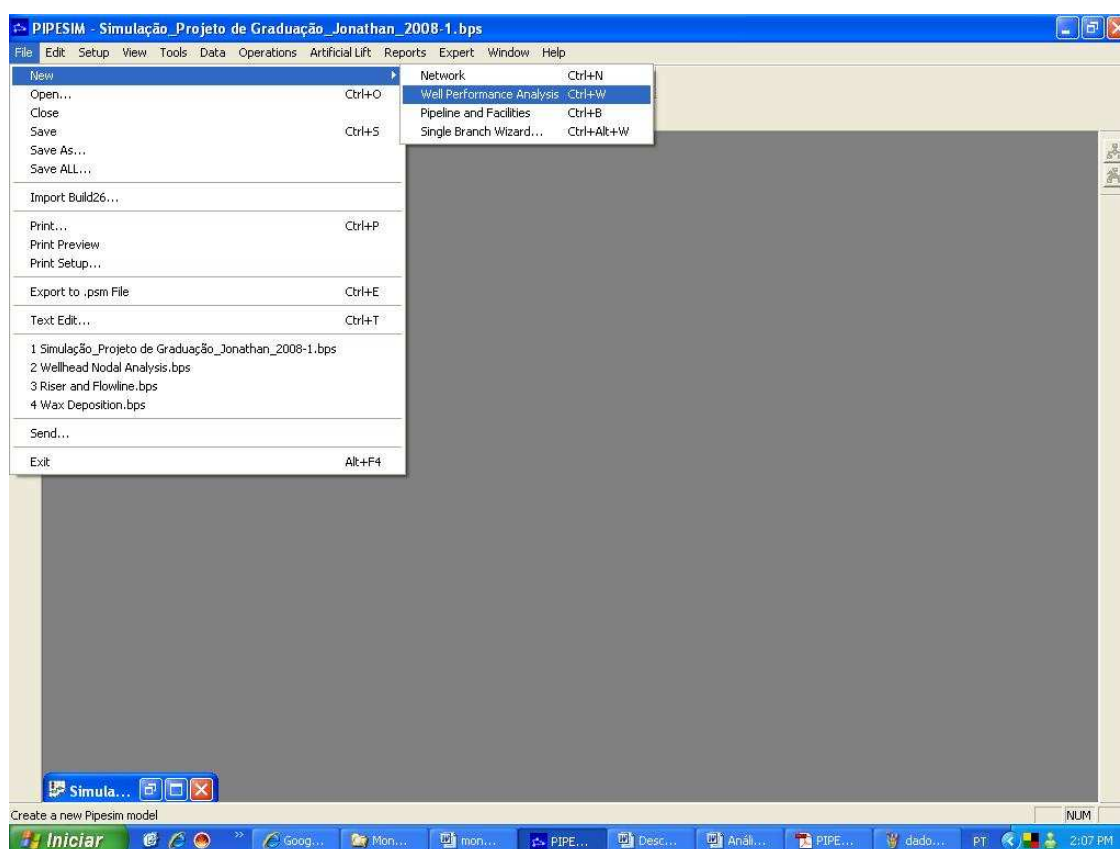


Figura 6.3 - Abertura de uma nova tela de trabalho no Pipesim.

Como visto no item 3.6, o Pipesim possui módulos avançados que permitem a simulação e análise de desempenho de poços, análise de redes e análise de tubulações e instalações de superfície.

O módulo utilizado neste trabalho será o módulo de análise de desempenho de poços ("*Well Performance Analysis*"), que, quando selecionado, abrirá uma tela de trabalho como mostrado na Figura 6.4.

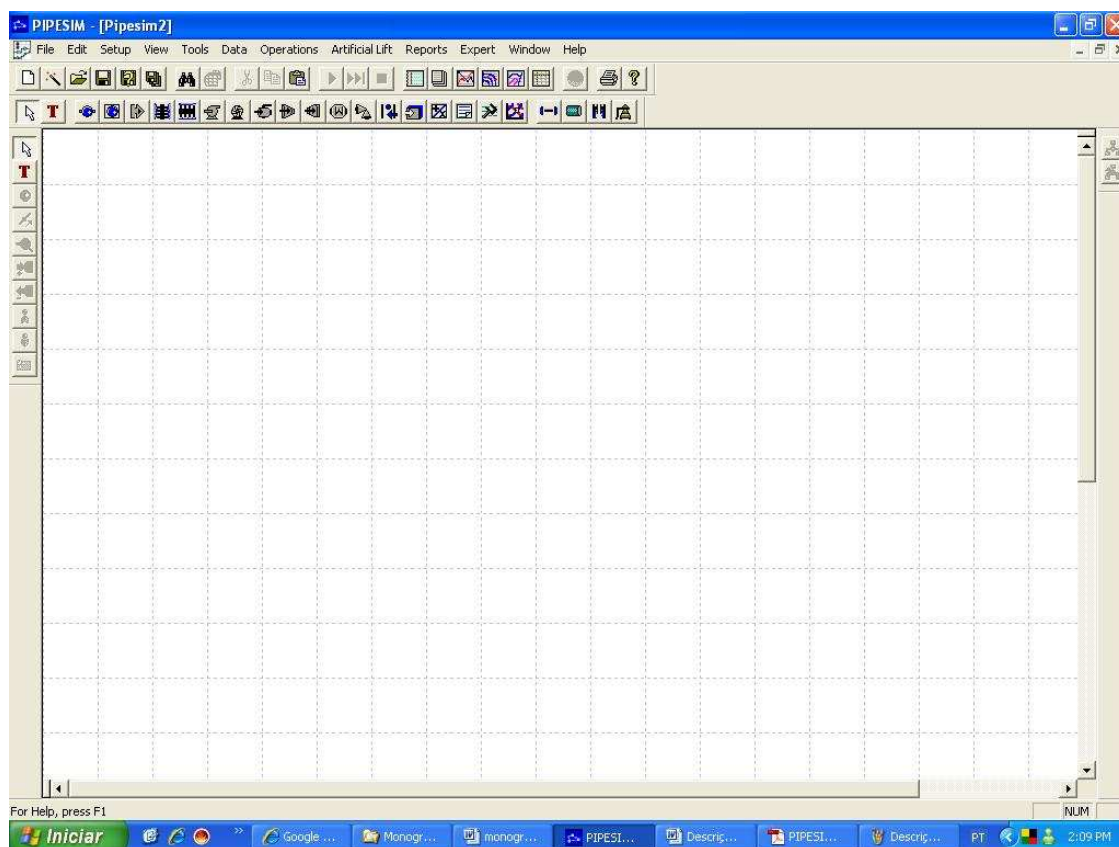


Figura 6.4 - Tela em branco para início de uma modelagem

Neste ambiente agora são colocados os ícones que representam a cabeça do poço, a coluna de produção ("*tubing*"), a análise nodal no fundo do poço e o reservatório de petróleo. A Figura 6.5 mostra o ambiente de simulação com os elementos já dispostos e conectados bem como a localização, na barra de ferramentas, dos ícones utilizados para modelar o "*tubing*" e o reservatório.

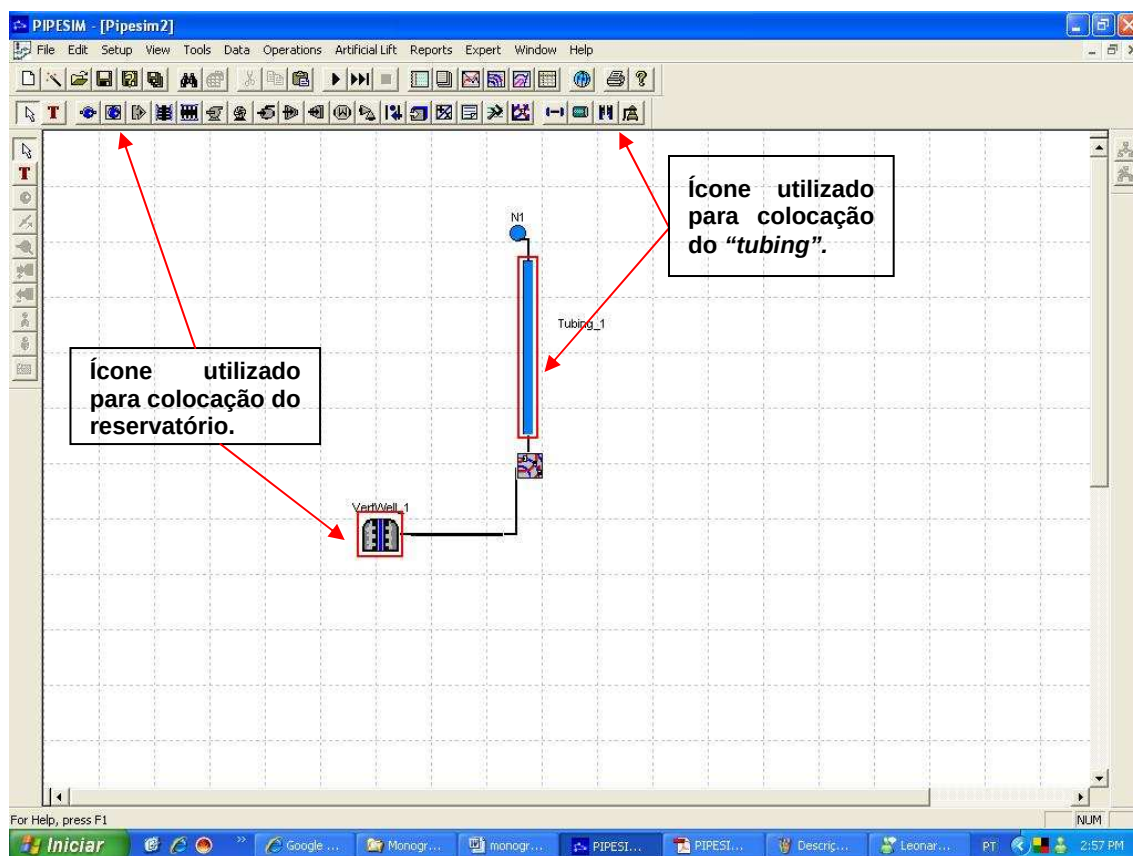


Figura 6.5 - Ambiente de simulação com os elementos interconectados, mostrando a localização do “tubing” e do reservatório na barra de ferramentas.

A Figura 6.6 mostra o ambiente de simulação com os elementos já dispostos e conectados bem como a localização, na barra de ferramentas, dos ícones utilizados para a análise nodal e o nó que representa a cabeça do poço.

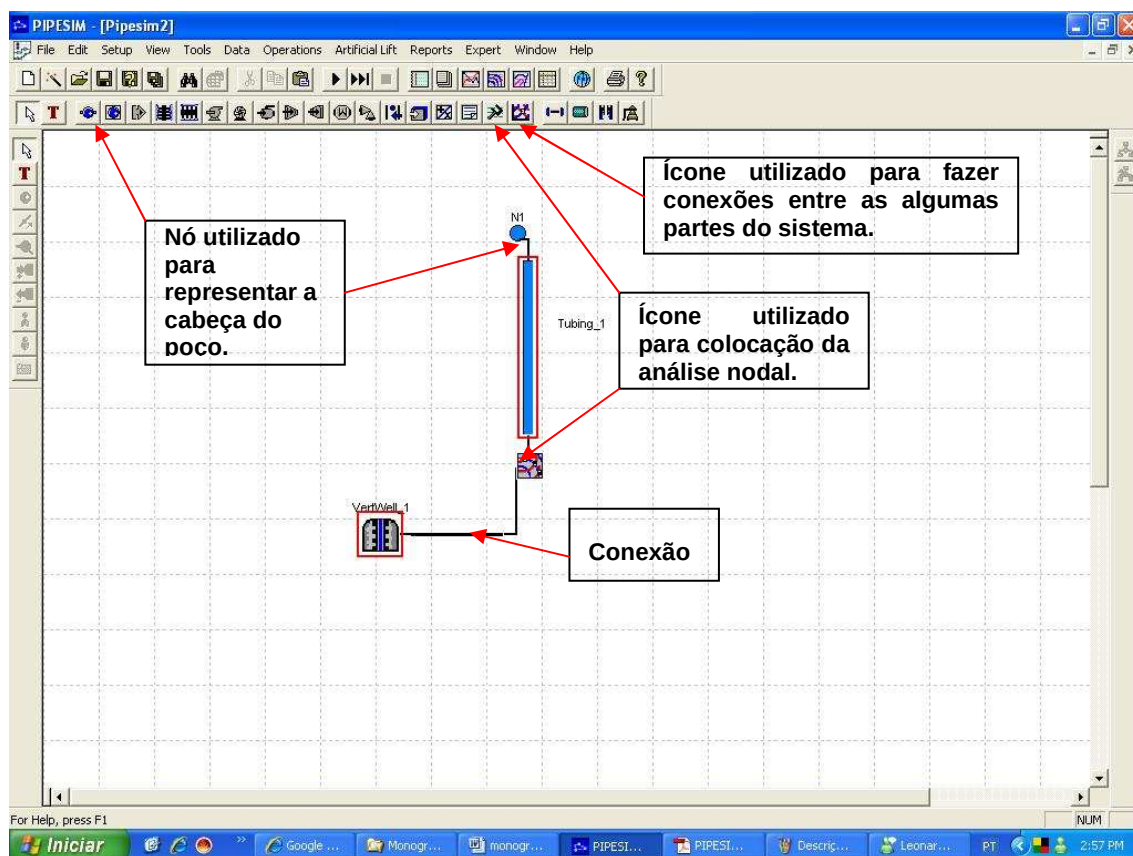


Figura 6.6 - Ambiente de simulação com os elementos interconectados, mostrando a localização do ícone de análise nodal e do nó que representa a cabeça do poço.

Após a disposição dos modelos na tela, os valores definidos no item 6.2, devem ser inseridos como dados de entrada em seus respectivos campos no software. Primeiramente, são inseridos os dados de caracterização do fluido de trabalho e definição do modelo a ser adotado, no caso deste trabalho, o modelo “*black oil*”.

A Figura 6.7 mostra onde esses dados devem ser inseridos. Para isto deve-se clicar no menu “*Setup*”, selecionar o modelo “*black oil*” e entrar com os dados de caracterização.

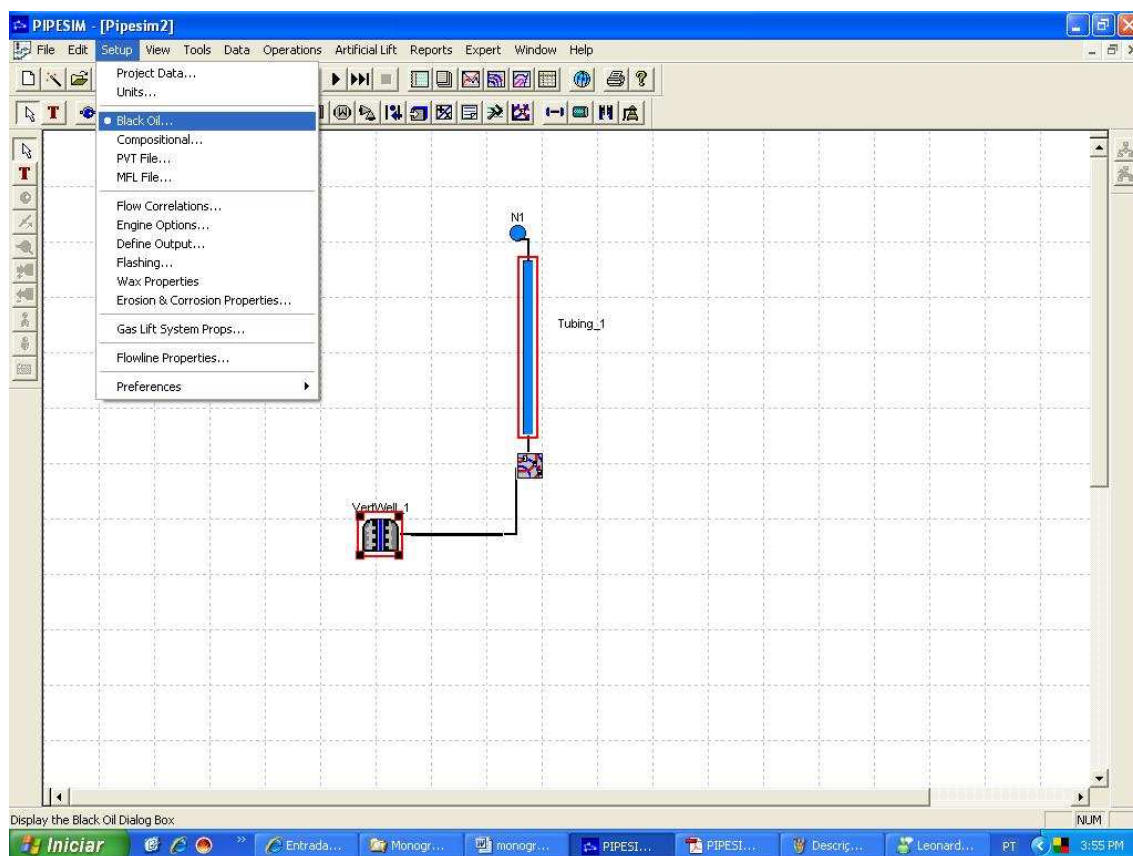


Figura 6.7 - Menu de entrada utilizado para caracterizar os fluidos.

Depois da seleção do modelo “*black oil*”, aparece uma tela onde devem ser inseridos os dados do fluido. Nesta etapa, são utilizados os dados e informações listados nas Tabelas 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4. As Figuras 6.8, 6.9, 6.10 e 6.11 mostram estas entradas de dados que incluem as propriedades do óleo, dados de viscosidade e dados de calibração PVT, que são obtidos a partir de testes PVT e são utilizados para determinar o ponto de bolha, a viscosidade do gás, a compressibilidade do gás e o fator volume de formação do óleo (OFVF).

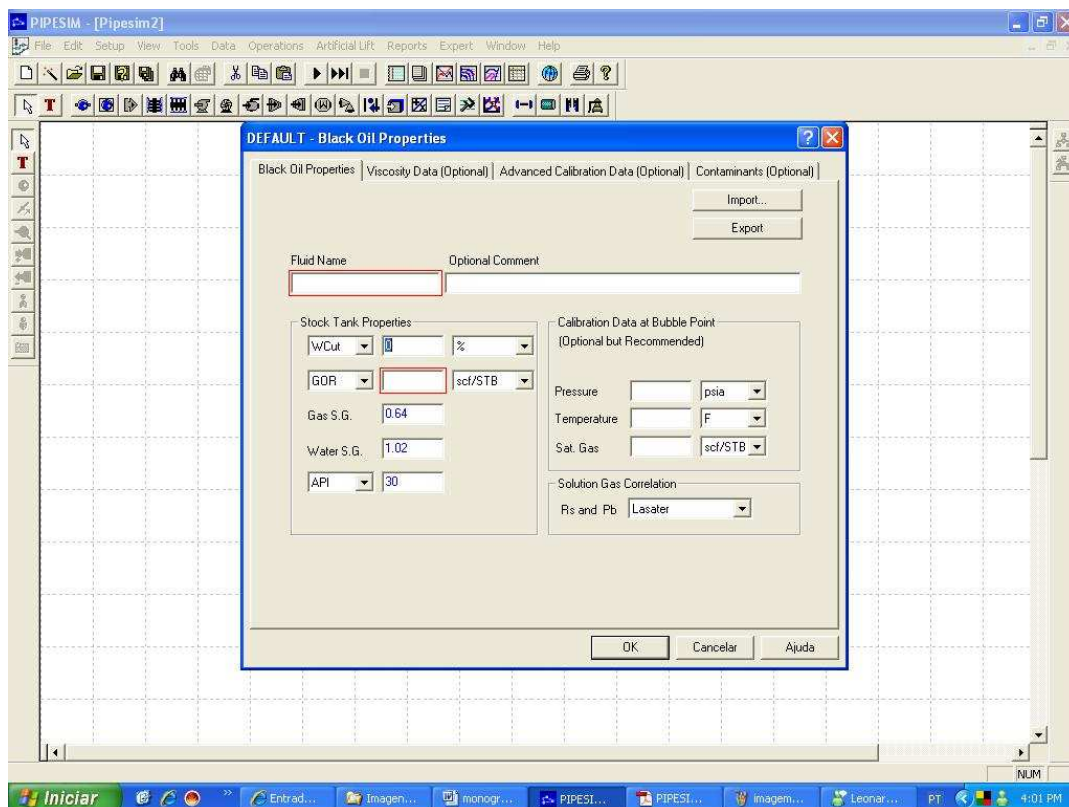


Figura 6.8 - Janela para entrada de dados de caracterização dos fluidos produzidos.

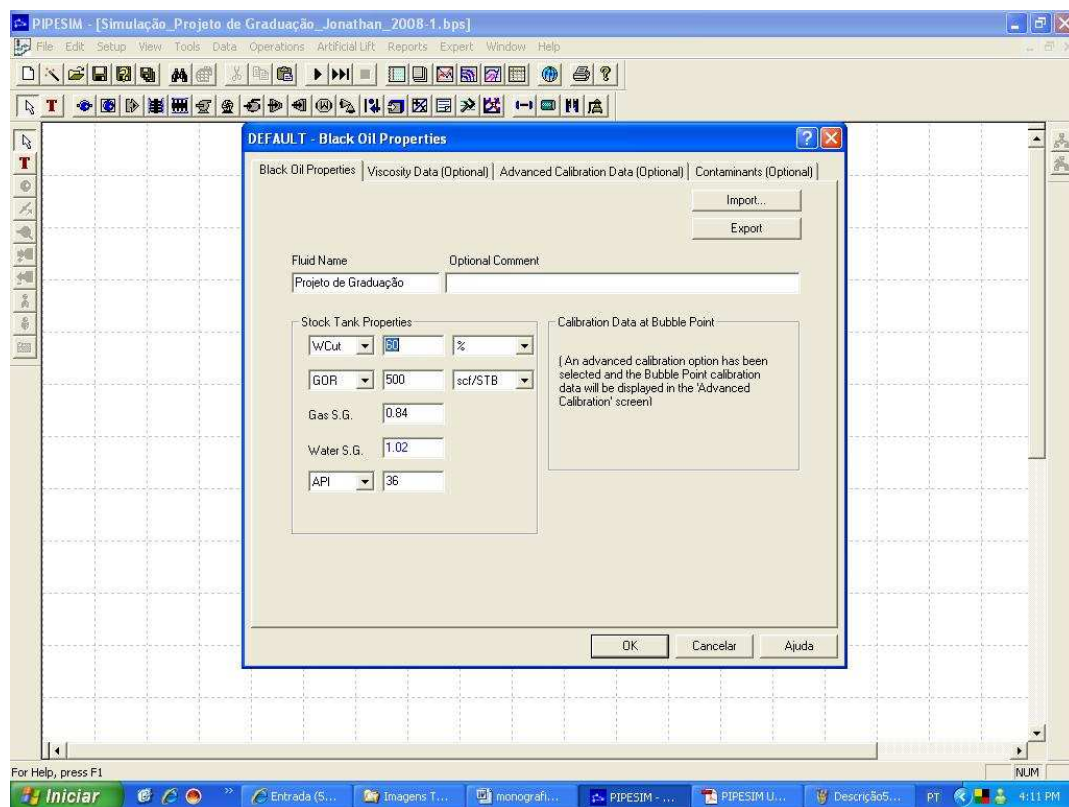


Figura 6.9 - Dados das Propriedades do "black oil".

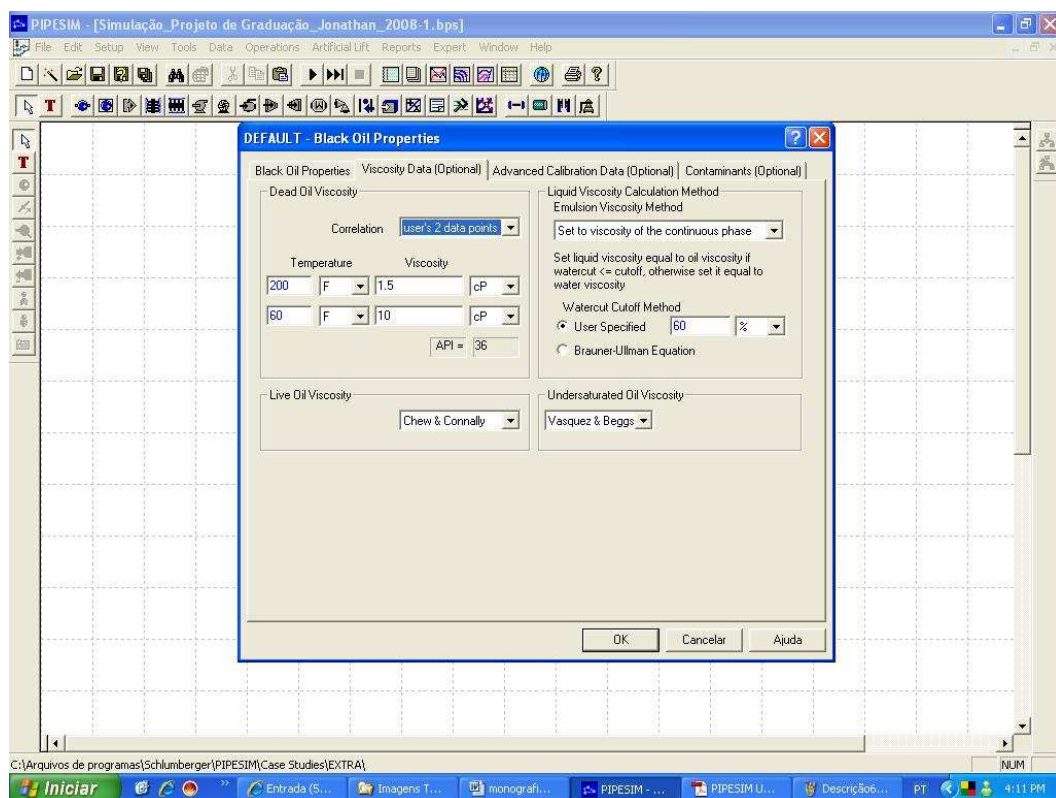


Figura 6.10 - Dados de viscosidade do fluido produzido.

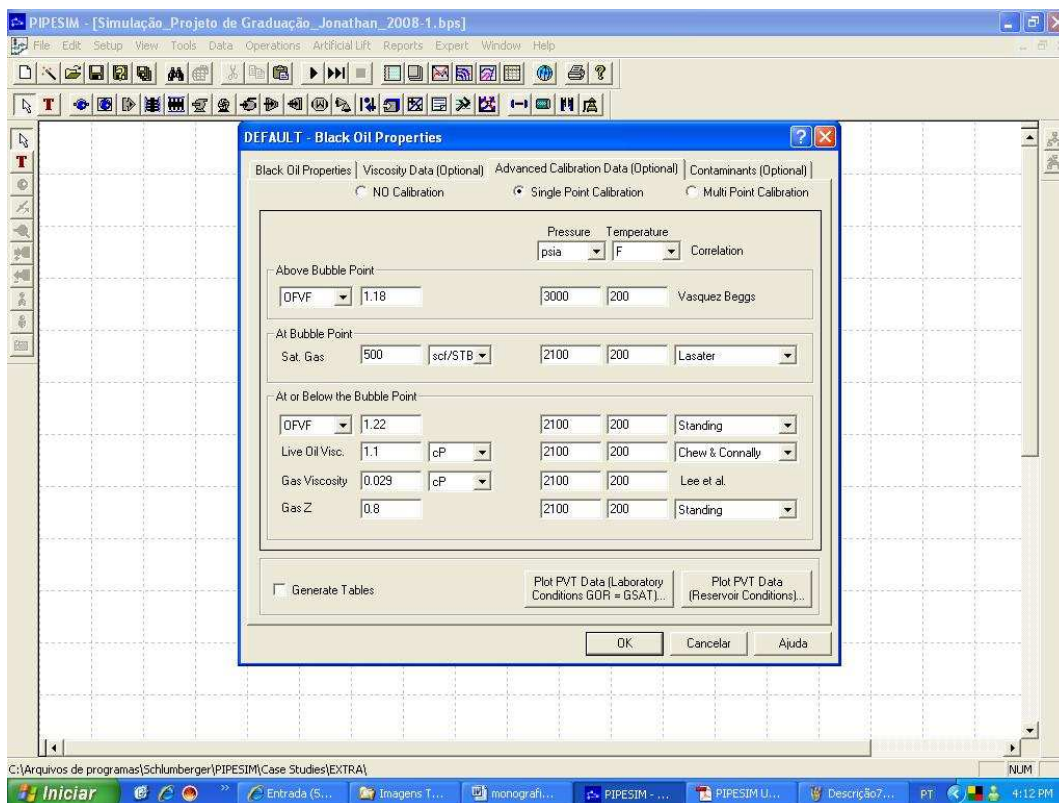


Figura 6.11 - Dados de calibração PVT.

Após a caracterização dos fluidos produzidos, é necessário entrar com os dados do reservatório. Esses dados estão presentes na Tabela 6.8.

Com dois “cliques” no ícone do reservatório presente no ambiente de modelagem, uma janela para a entrada de dados se abrirá e como mostrado na Figura 6.12, os dados serão inseridos.

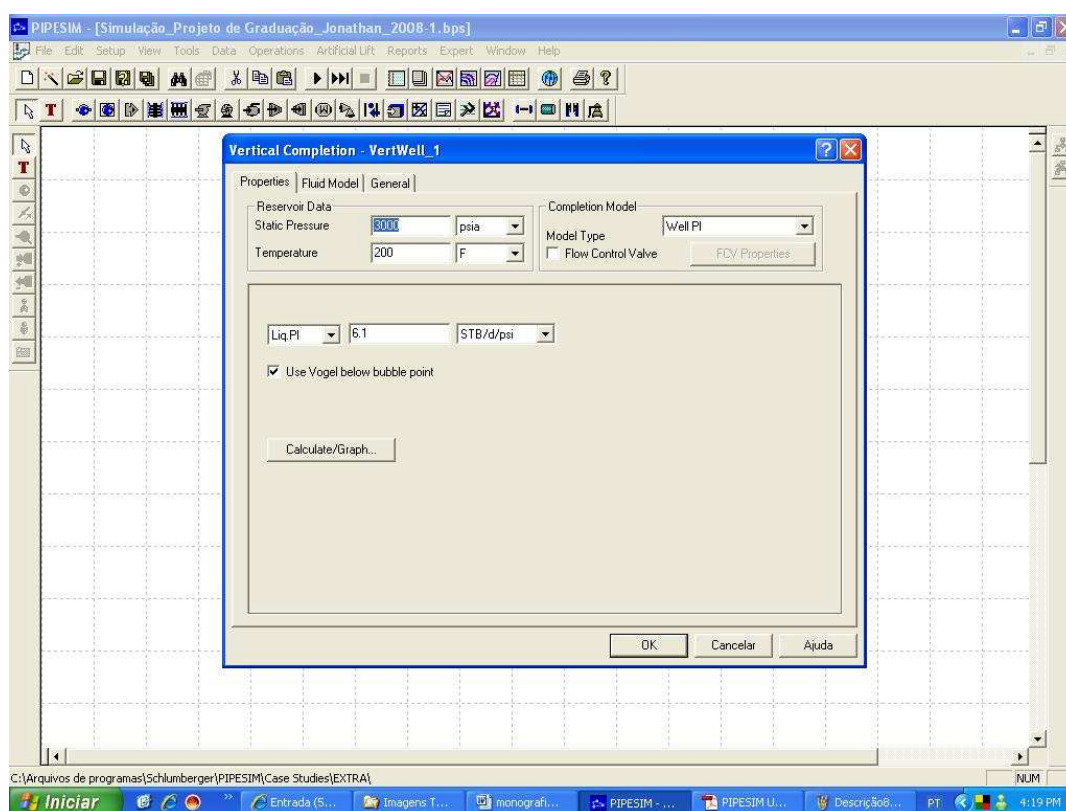


Figura 6.12 - Dados de caracterização do reservatório.

Posteriormente, deve-se caracterizar a coluna de produção (“tubing”). Para isto é necessário “abrir” o “tubing” com dois “cliques”, então, uma janela se abre e permite a entrada dos dados que estão relacionados nas Tabelas 6.5, 6.6 e 6.7. As figuras abaixo mostram esta entrada de dados.

A Figura 6.13 mostra a caracterização da profundidade do poço, a Figura 6.14 mostra a caracterização do gradiente geotérmico atuante e a Figura 6.15 mostra a caracterização do diâmetro da coluna.

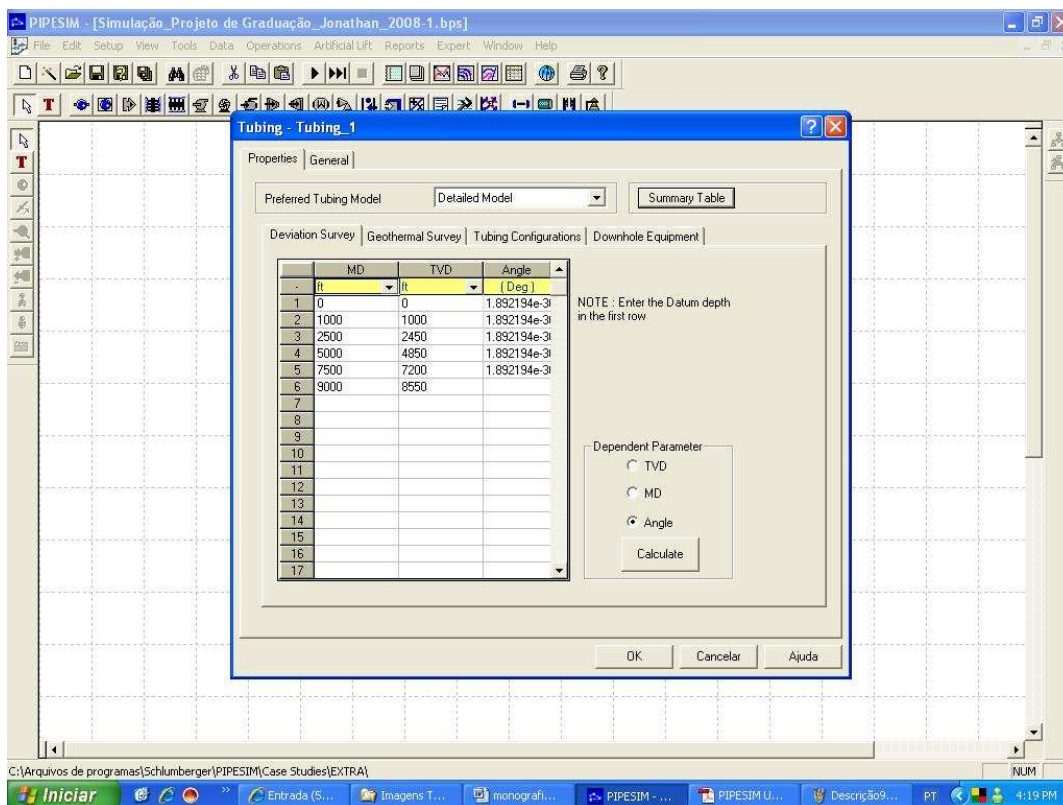


Figura 6.13 - Caracterização da profundidade do poço.

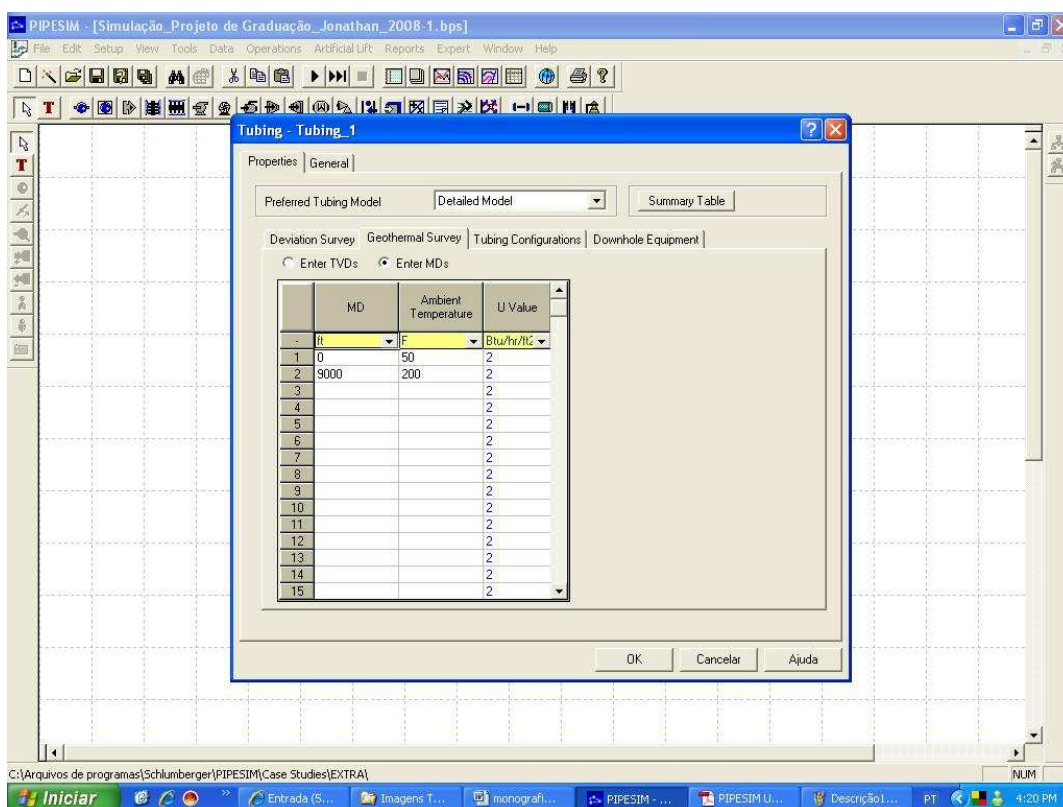


Figura 6.14 - Caracterização do gradiente geotérmico atuante.

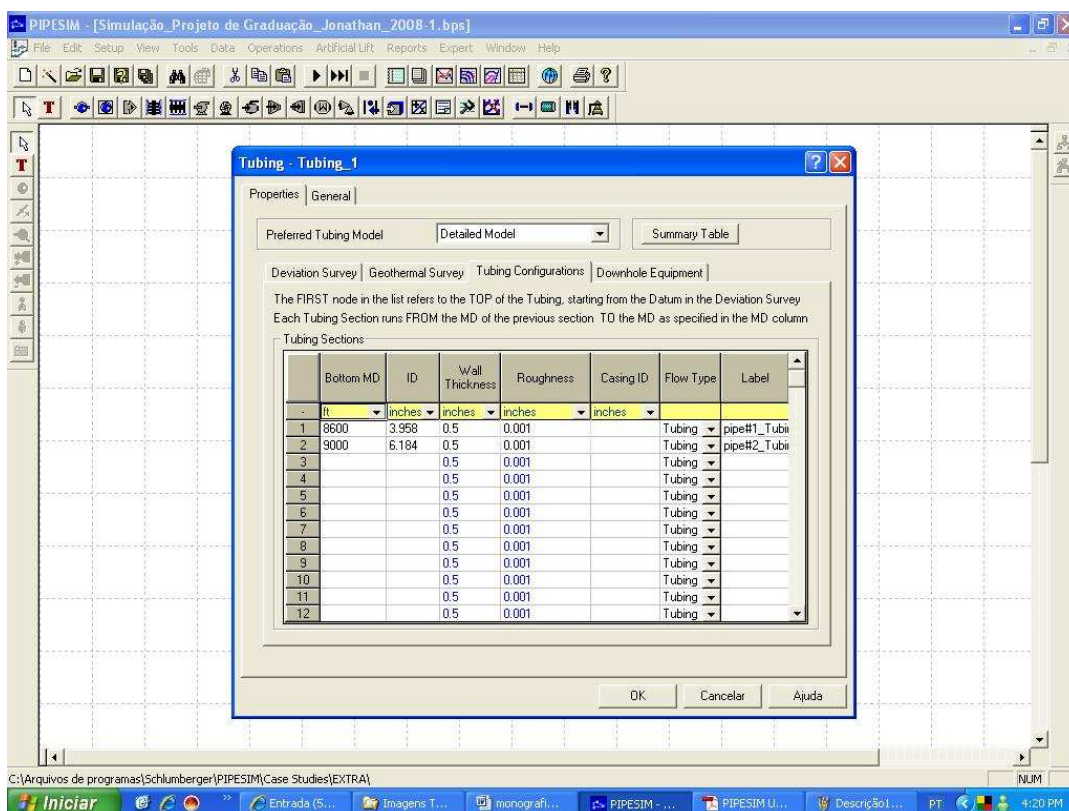


Figura 6.15 - Caracterização da coluna de produção em relação aos diâmetros.

Para que se possa realizar qualquer simulação com elevação artificial, inicialmente, o equipamento deve ser instalado na coluna de produção. No caso deste trabalho o equipamento instalado foi a válvula operadora de “*gas-lift*”, onde determinou-se uma profundidade inicial para instalação da mesma. Posteriormente, esta profundidade pode ser simulada e um novo valor ótimo para alocação desta válvula pode ser obtido.

A instalação da válvula é feita também no “*tubing*”, no campo “*Downhole Equipment*”. Este procedimento é mostrado na Figura 6.16.

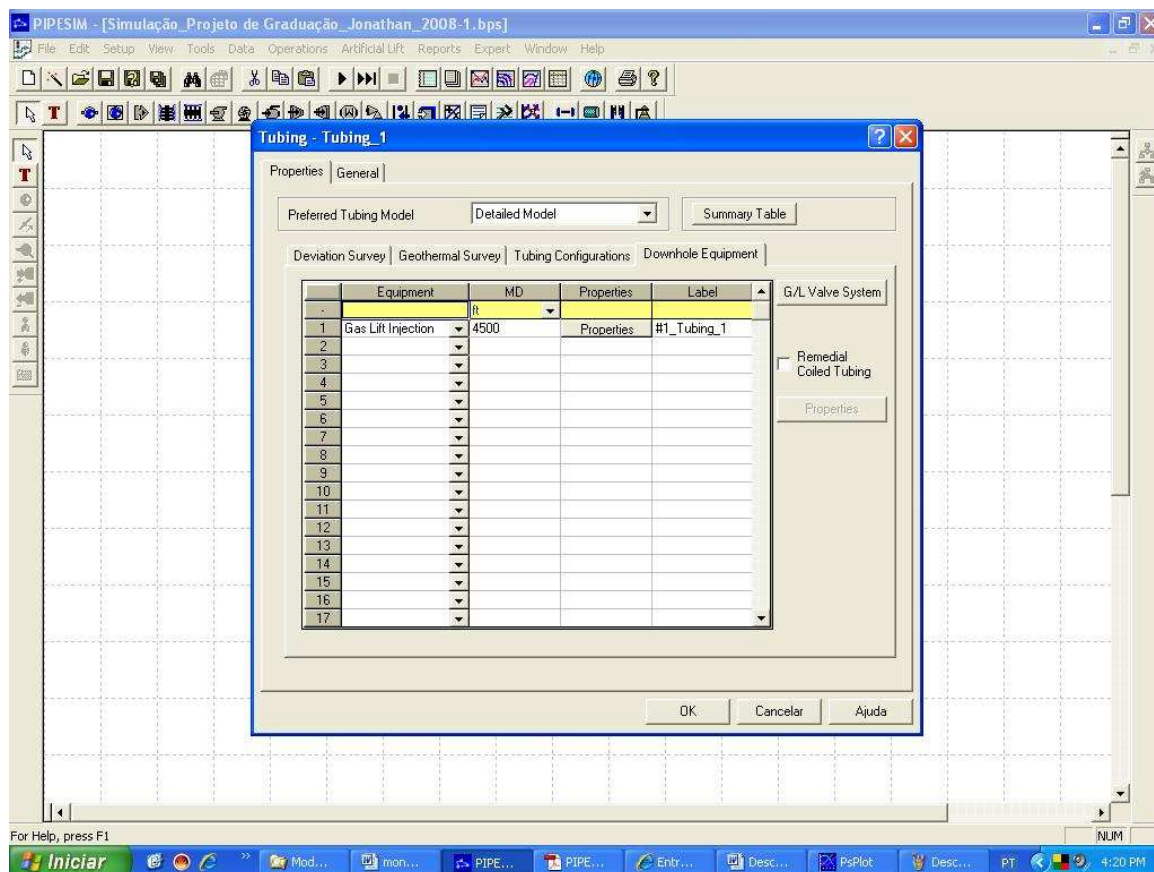


Figura 6.16 - Instalação do sistema de “gas-lift” no “tubing”.

A partir deste ponto, toda a modelagem do problema proposto encontra-se concluída no ambiente do Pipesim, o que permite realizar todas as simulações necessárias para a análise do fluxo na coluna de produção. De posse destas informações pode-se julgar a necessidade de instalação de um método artificial de elevação e conceber os principais parâmetros com que estes operam.

6.4 OBTENÇÃO DOS RESULTADOS NO SIMULADOR

Uma vez que todos os dados necessários à modelagem estão inseridos no software, é necessário conhecer a situação do poço, isto é, verificar se o mesmo está em condição de surgência ou não. Para tal verificação utiliza-se a análise nodal, que é obtida através da opção “Nodal Analysis” no menu “Operations”. Este procedimento encontra-se representado na Figura 6.17.

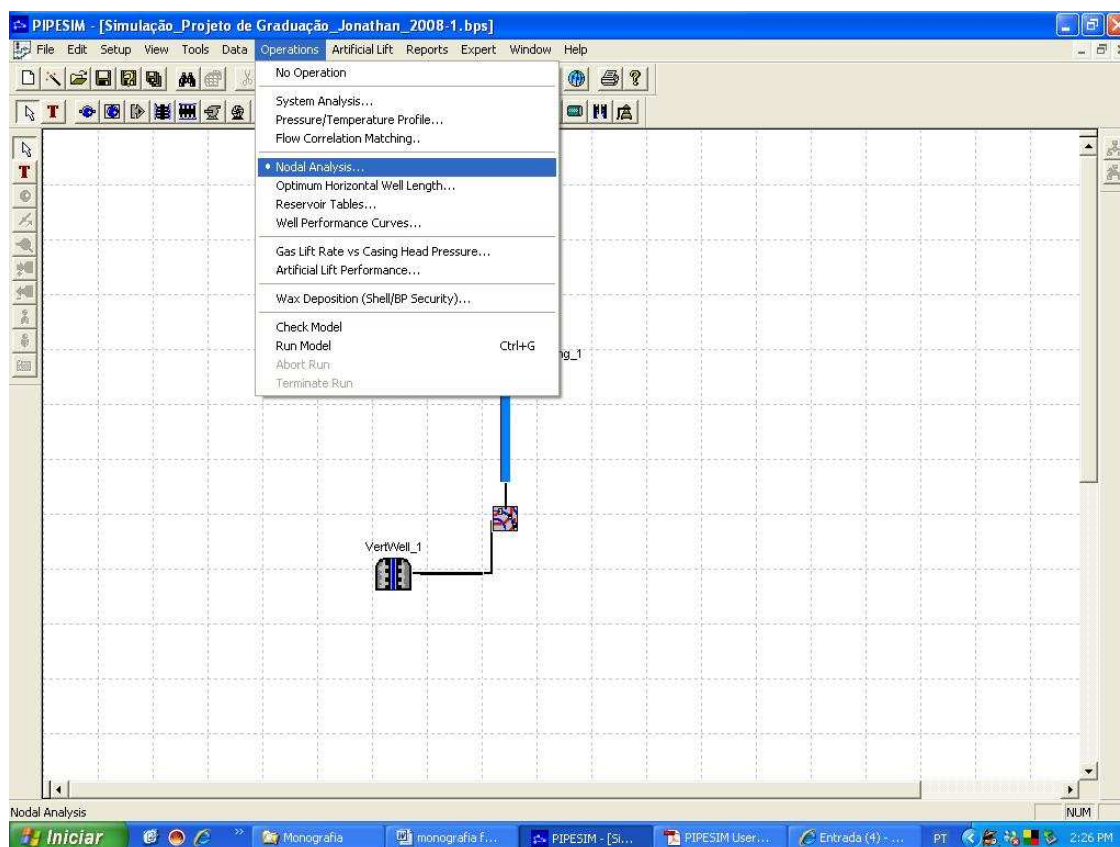


Figura 6.17 - Tela mostrando a localização da opção de análise nodal na barra de ferramentas.

Selecionando-se a opção Análise Nodal, surge uma tela que permite rodar o modelo. Entretanto, é necessário entrar com o dado de pressão de saída (*“Outlet Pressure”*). Então, o Pipesim apresenta o resultado para as curvas IPR e TPR (ver itens 4.2 e 4.3 para suas definições), a partir das quais se analisa a situação do poço. Ainda nesta tela, pode-se fazer uma análise de sensibilidade variando-se parâmetros e verificando a influência destes nas curvas IPR e TPR.

A Figura 6.18 mostra a tela onde é feita esta entrada de dados.

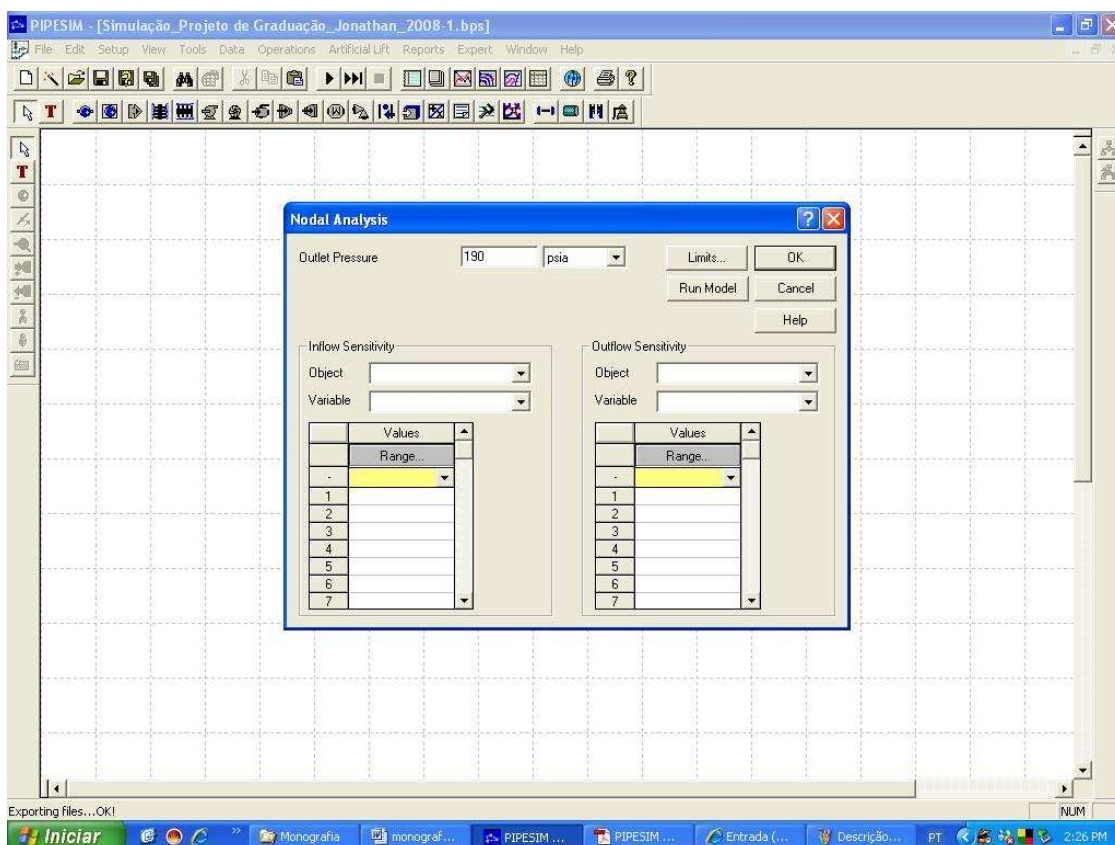


Figura 6.18 - Tela para entrada de dados no módulo “Nodal Analysis”.

Como dito anteriormente, para a simulação da elevação artificial, o Pipesim possibilita a análise de três tipos de métodos artificiais, que são: Bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso e o “gas-lift” contínuo. Através do item “Artificial Lift Performance” localizado no menu “Operations” é possível realizar análises de sensibilidade de vários parâmetros, tais como: pressão estática de reservatório, índice de produtividade, temperatura do reservatório, diâmetro e rugosidade da coluna, relacionando-os com parâmetros de operação dos métodos artificiais de elevação, tais como, vazão de injeção de gás (no caso do “gas-lift”), frequência de rotação da bomba de fundo (no caso do bombeio centrífugo submerso) entre outros fatores.

Nesta análise inicial leva-se em consideração o sistema operando em regime e para o caso do “gas-lift” contínuo, deve-se estipular uma profundidade para posicionamento da válvula bem como, parâmetros de pressão de injeção e queda de pressão para abertura da válvula, mesmo que posteriormente estes parâmetros possam ser reavaliados no software através de outro módulo de simulação.

A Figura 6.19 mostra a tela onde o item “*Artificial Lift Performance*” é acessado e os campos para preenchimento que devem ser utilizados para realizar as análises de sensibilidade.

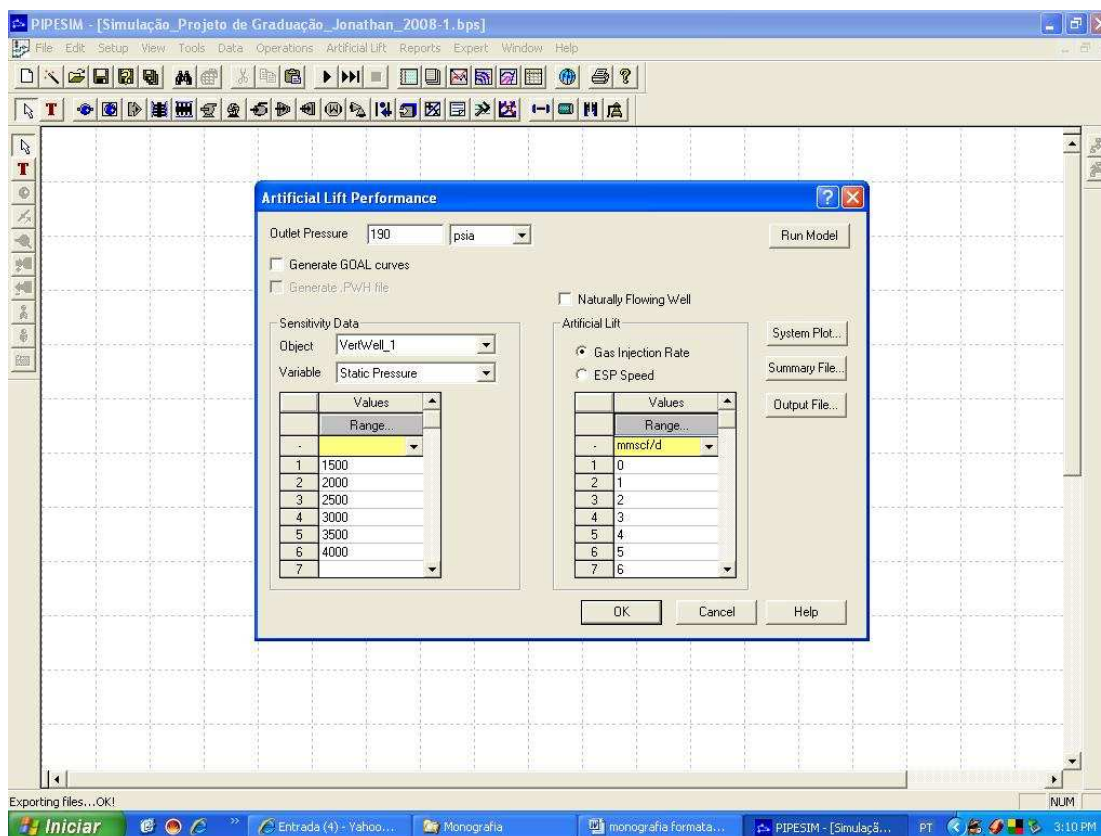


Figura 6.19 - Tela para entrada de dados no módulo “*Artificial Lift Performance*”.

O campo “*Sensitivity Data*” possui duas opções a serem selecionadas, o objeto de estudo (“*Object*”) e o parâmetro a ser simulado deste objeto (“*Variable*”), onde cada objeto possui vários parâmetros de sensibilidade. No campo “*Artificial Lift*”, é possível selecionar o tipo de método artificial a ser instalado, o “*gas-lift*”, ou o BCS e ainda, os dados de entrada do parâmetro de análise, no caso do “*gas-lift*”, a vazão de injeção de gás, no caso do BCS, a frequência de rotação do motor, ou a rotação em rpm.

Com base no dado da vazão ótima de injeção de gás, conseguido a partir do módulo “*Artificial Lift Performance*”, é possível realizar outras simulações afim de se obter qual será a pressão ótima de injeção de gás e o ponto ótimo de instalação da válvula operadora na coluna de produção.

As simulações que permitem a obtenção dos dados de pressão ótima e profundidade ótima, podem ser realizadas através do módulo “*Lift Gas Response Curves*” localizado no menu “*Artificial Lift*”/“*gas-lift*”. A Figura 6.20 mostra a localização deste menu na barra de ferramentas do software.

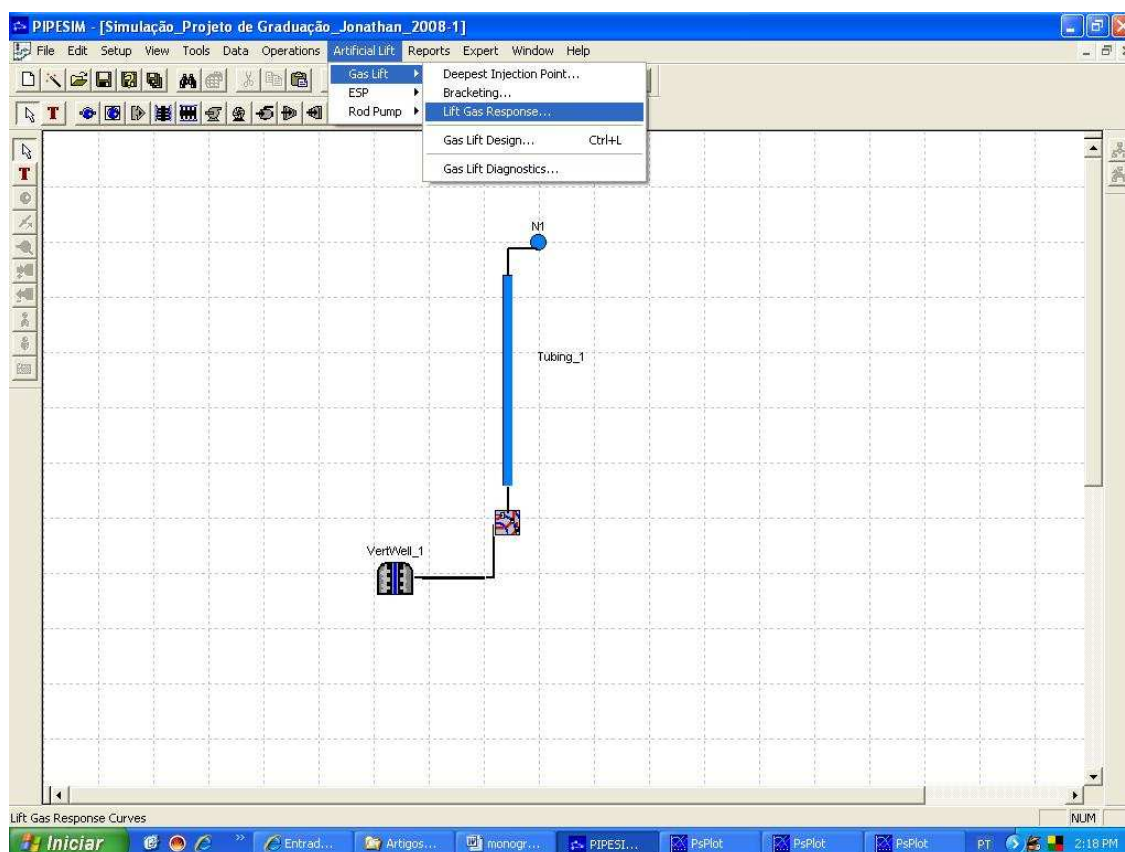


Figura 6.20 - Localização do módulo “*Lift Gas Response Curves*” na barra de ferramentas do Pipesim.

A Figura 6.21 mostra a tela de interface com o usuário utilizada para a entrada de dados que permitem gerar as curvas de análise de sensibilidade. No campo “*Sensitivity Data*”, existem duas opções a serem selecionadas, o campo “*Object*” e o campo “*Variable*”. São nestes dois campos, onde se determina qual objeto é analisado (o reservatório, o “*tubing*”, o fluido ou o sistema de “*gas-lift*”) e qual será o parâmetro utilizado, pois, cada objeto possui vários parâmetros passíveis de simulação. Já no campo “*Injection Gas Rate*” é feita uma entrada de dados de vazão de injeção de gás que são utilizados para gerar as curvas de sensibilidade.

Outros dados que devem ser fornecidos para realizar a simulação são: a pressão de saída, a temperatura do gás de injeção na superfície, a máxima profundidade onde a válvula poderá ser alocada e a densidade do gás injetado.

Para o caso da simulação analisar a pressão ótima de injeção deve-se fornecer o mínimo diferencial de pressão para abertura da válvula, mas se a simulação visa obter o ótimo diferencial de pressão na válvula, o parâmetro que deve ser fornecido passa a ser a pressão de injeção.

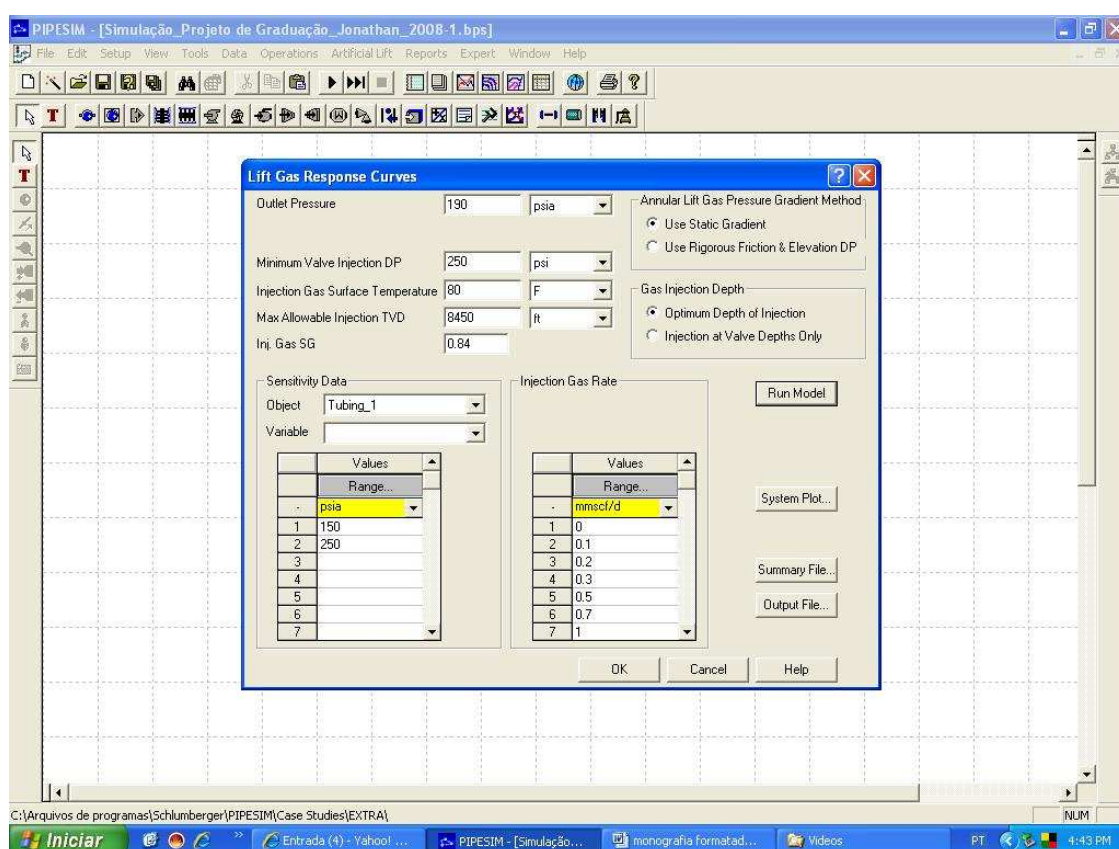


Figura 6.21 - Tela para entrada de dados do módulo "Lift Gas Response Curves".

Todos os resultados gráficos apresentados no Capítulo 7 foram obtidos a partir dos módulos de simulação apresentados nesta seção.

CAPÍTULO 7 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como visto no item 3.6, o Pipesim é um simulador que faz análises em regime permanente e suas respostas são dadas através de gráficos e arquivos de dados, sendo assim, neste capítulo são apresentados todos os resultados obtidos através do Pipesim para o problema proposto bem como suas respectivas discussões. Portanto, não é citado novamente o procedimento de obtenção das curvas, o que já foi feito no Capítulo 6, mas sim, o módulo de simulação que proporcionou a curva em análise e quais os parâmetros selecionados para tal procedimento.

Para realizar as simulações presentes neste trabalho é utilizado um computador Intel (R) Core (TM) 2 CPU 6400 @ 2,13 GHz com 1024 MB de RAM, com sistema operacional Microsoft Windows XP Versão 2002 Service Pack 2.

7.1 ANÁLISE DE SURGÊNCIA

Através do módulo “*Nodal Analysis*” e sem utilizar dados para análise de sensibilidade, é possível obter o gráfico mostrado na Figura 7.1.

Através do gráfico é possível notar que inicialmente quando os fluidos começam a ser produzidos, ocorre uma diminuição da pressão requerida (curva TPR) e aumento da vazão, onde, intuitivamente, supõe-se que deveria ocorrer um aumento na pressão requerida. Isto ocorre devido à diminuição da pressão ao longo da coluna, à medida que os fluidos são elevados para a superfície, com isso uma maior quantidade de gás sai de solução, diminuindo a densidade média dos fluidos, aumentando-se assim a vazão, mesmo sem haver aumento na pressão. Este fenômeno físico é traduzido matematicamente e introduzido no simulador através da utilização de correlações para escoamento multifásico.

O simulador permite que esta hipótese seja verificada e para isto, basta considerar o fluido como sendo monofásico, ou seja, durante a elevação dos hidrocarbonetos, não ocorrerá dissolução de gás. Isto é possível reduzindo-se a 0 (zero) o valor da

razão gás-óleo (RGO), o que indica que todo o óleo que deixar o reservatório chegará às instalações de processamento primário no estado líquido.

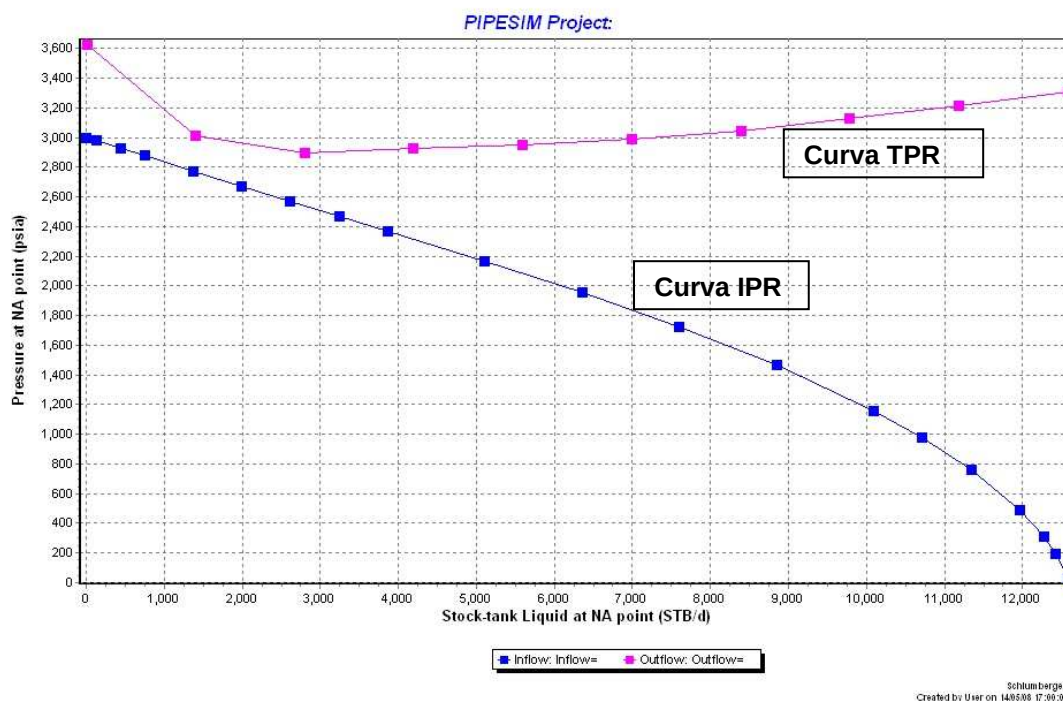


Figura 7.1 - Gráfico mostrando as curvas IPR e TPR do sistema simulado.

Utilizando o menu “Setup”/“black oil” da barra de ferramentas e alterando o valor da RGO para 0 (zero), obtêm-se o gráfico das curvas IPR e TPR como mostrado na Figura 7.2.

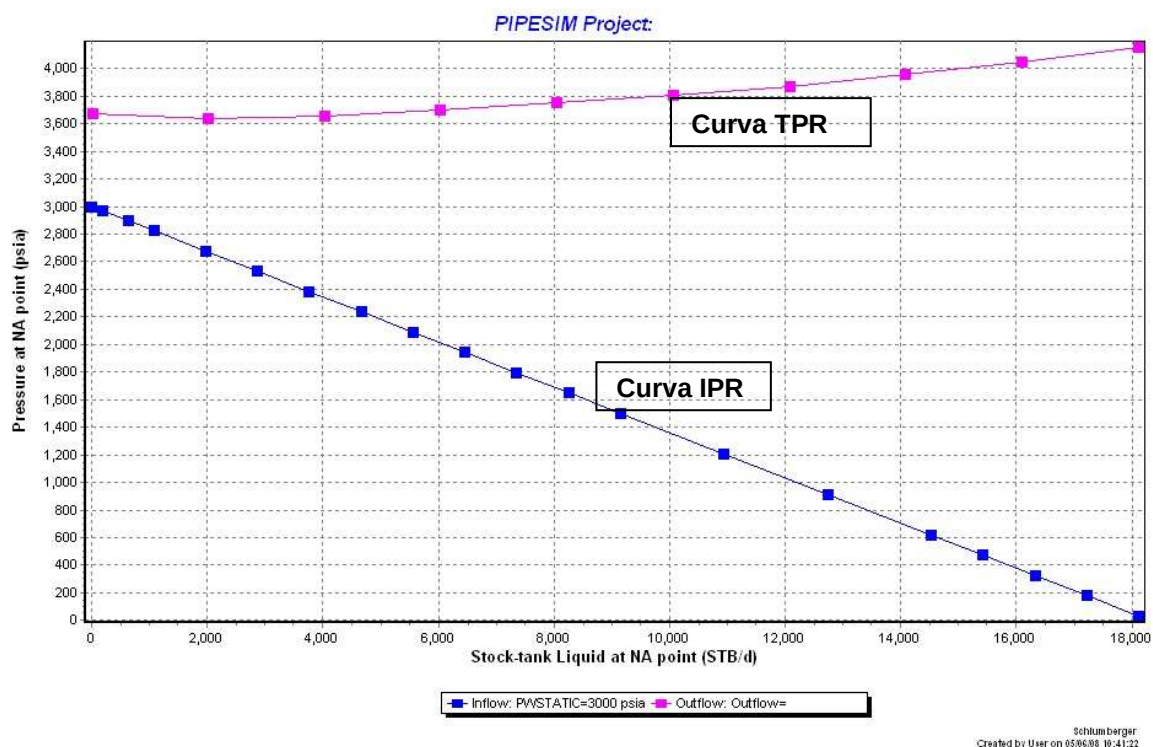


Figura 7.2 - Curvas IPR e TPR simuladas considerando-se escoamento monofásico.

Observa-se que para fluido monofásico, no início do escoamento não ocorre uma diminuição da pressão com aumento da vazão, como no caso multifásico, pois não existe gás saindo de solução.

A curva IPR do reservatório representa a energia que o mesmo dispõe para deslocar os fluidos da formação até o fundo do poço e lá chegar com energia suficiente para alcançar a cabeça do poço. Já a curva TPR mostra o que é requerido pela coluna de produção para que a elevação ocorra. Quando não há interseção entre estas duas curvas não há surgência, pois o requerido não está sendo possibilitado pelo disponível.

Neste caso verificou-se que não há surgência devido principalmente à energia insuficiente do reservatório. O software permite simular qual deveria ser a pressão do reservatório que permitiria a surgência. A Figura 7.3 mostra um gráfico onde seis curvas IPR foram calculadas considerando-se o aumento gradual desde 1500 psia até 4000 psia na pressão estática de reservatório e mantendo fixas as características operacionais na coluna de produção.

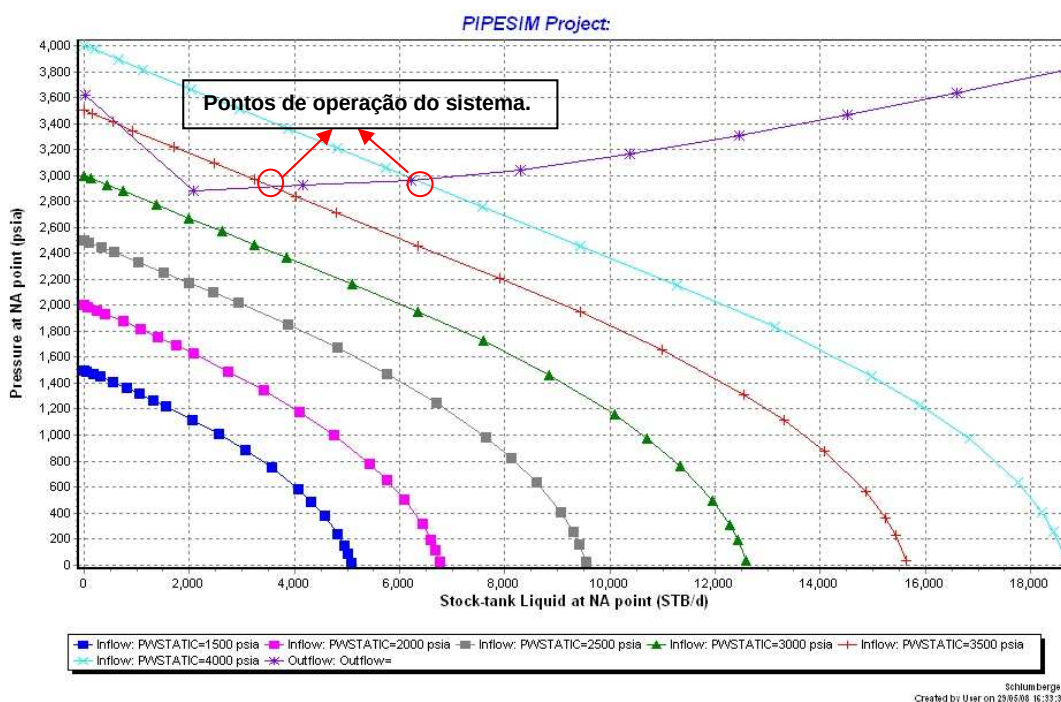


Figura 7.3 - Gráfico mostrando várias curvas IPR simuladas a partir de diferentes pressões de reservatório.

Através do gráfico mostrado na Figura 7.3 é possível verificar que somente em torno de 3500 psia de pressão no reservatório pode ocorrer a surgência. Para definir qual a pressão exata, uma nova simulação deveria ser realizada, tomando-se como base um intervalo entre 3000 psia e 3500 psia.

O gráfico da Figura 7.3 mostra ainda qual é a vazão de hidrocarbonetos bem como a pressão no fundo do poço se a pressão do reservatório for 3500 psia ou 4000 psia. Para pressão de 3500 psia a vazão é aproximadamente de 3500 stb/d e a pressão de fluxo no fundo do poço é aproximadamente de 2900 psia. Já para a pressão de 4000 psia, a vazão é entorno de 6300 stb/d e a pressão de fluxo no fundo é aproximadamente de 3000 psia.

7.2 ANÁLISE DE INJEÇÃO DE GÁS

Verificada a condição de não surgência, algum método de elevação deve ser utilizado para complementar a energia do reservatório, permitindo assim que os fluidos sejam produzidos. No caso deste trabalho, o método é o “*gas-lift*” contínuo.

Através do módulo “*Artificial Lift Performance*” é possível simular a injeção de gás na coluna de produção e verificar a influência da quantidade de gás injetado na produção dos fluidos. A Figura 7.4 mostra uma simulação realizada, onde os parâmetros de análise são: a vazão de fluidos produzidos e a vazão de injeção de gás. Inicialmente, o sistema de “*gas-lift*” foi instalado na coluna de produção a uma profundidade de 4500 ft de profundidade e a pressão de injeção de gás de 1000 psia.

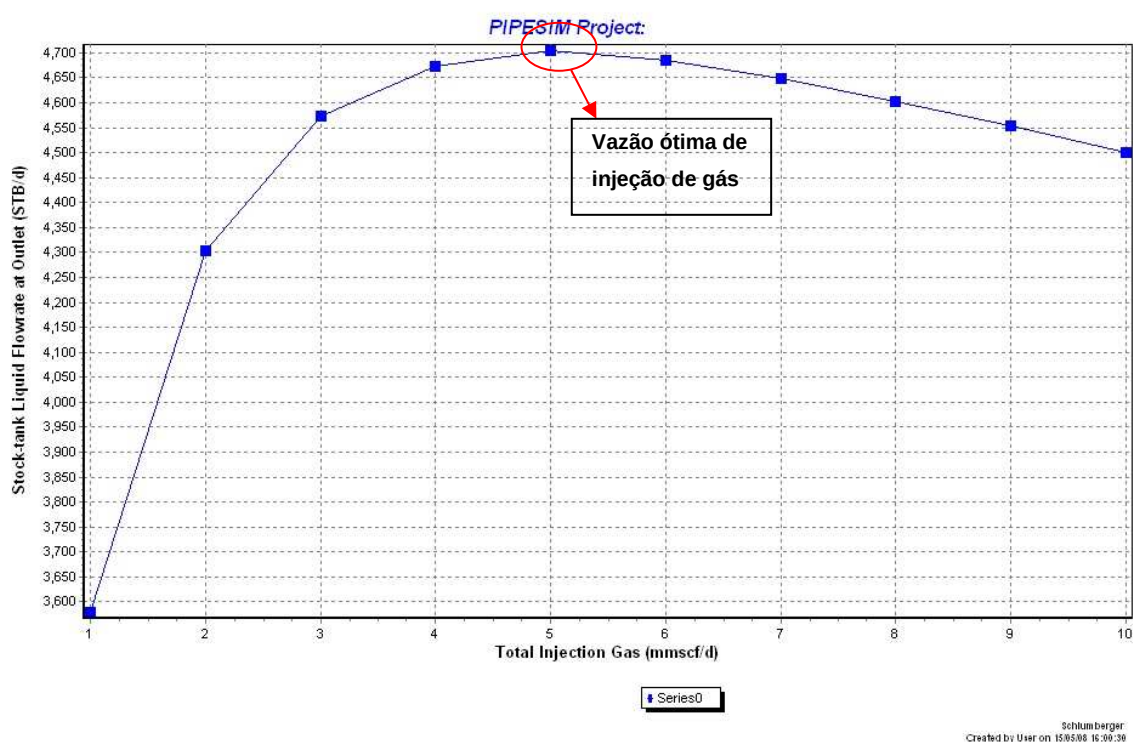


Figura 7.4 - Gráfico mostrando a influência da vazão de injeção de gás na produção de hidrocarbonetos.

A partir do gráfico mostrado na Figura 7.4 pode-se concluir que quando a vazão de injeção de gás é zero, ou seja, o “*gas-lift*” não está atuando, a vazão de produção é zero. Isto pode ser notado uma vez que o eixo das abscissas do gráfico começa em 1 mmscf/d, ou seja, este reservatório só começa a produzir quando uma vazão de injeção de gás maior que 1 mmscf/d for realizada.

À medida que se começa a injetar gás na coluna, o poço começa a produzir, e, aumentando-se a vazão de gás injetado ocorre também um aumento na vazão de hidrocarbonetos produzidos. Isto ocorre, como visto no item 5.3, devido à diminuição da densidade média dos fluidos na coluna acima do ponto de injeção, o que diminui o peso da coluna e possibilita à pressão de fundo, que antes não era suficiente para elevar os hidrocarbonetos, agora consiga elevá-los.

O gráfico da Figura 7.4 mostra também que a vazão de fluidos produzidos não é proporcional à vazão de injeção de gás, pois a partir de um determinado valor de injeção, a produção não aumenta mais, registrando uma diminuição.

Para uma profundidade de instalação da válvula operadora de 4500 ft e uma pressão de injeção de gás de 1000 psia, a vazão ótima de injeção de gás é aproximadamente de 5 mmscf/d (5 milhões de pés cúbicos “*standart*” por dia), produzindo cerca de 4700 stb/d (barris “*standart*” por dia). Ressaltando que os resultados obtidos neste trabalho não levam em consideração o aspecto econômico associado a qualquer parâmetro. Considerando-se os aspectos econômicos, a vazão ótima normalmente tem valor menor do que o encontrado acima (ver Fig. 5.8).

É possível também realizar uma simulação onde se verifica a influência da vazão de injeção de gás para vários valores de pressão de reservatório. A partir desta análise, é possível verificar como é a vazão dos fluidos produzidos se a pressão do reservatório for maior ou menor do que a proposta por este trabalho e como esta é afetada pelo “*gas-lift*” contínuo.

Esta simulação pode ser realizada através do módulo “*Artificial Lift Performance*”, utilizando valores de sensibilidade para a pressão de reservatório. Foram utilizados valores de 1500 psia, 2000 psia, 2500 psia, 3000 psia, 3500 psia e 4000 psia. Os resultados da simulação que utiliza os dados citados acima são apresentados na Figura 7.

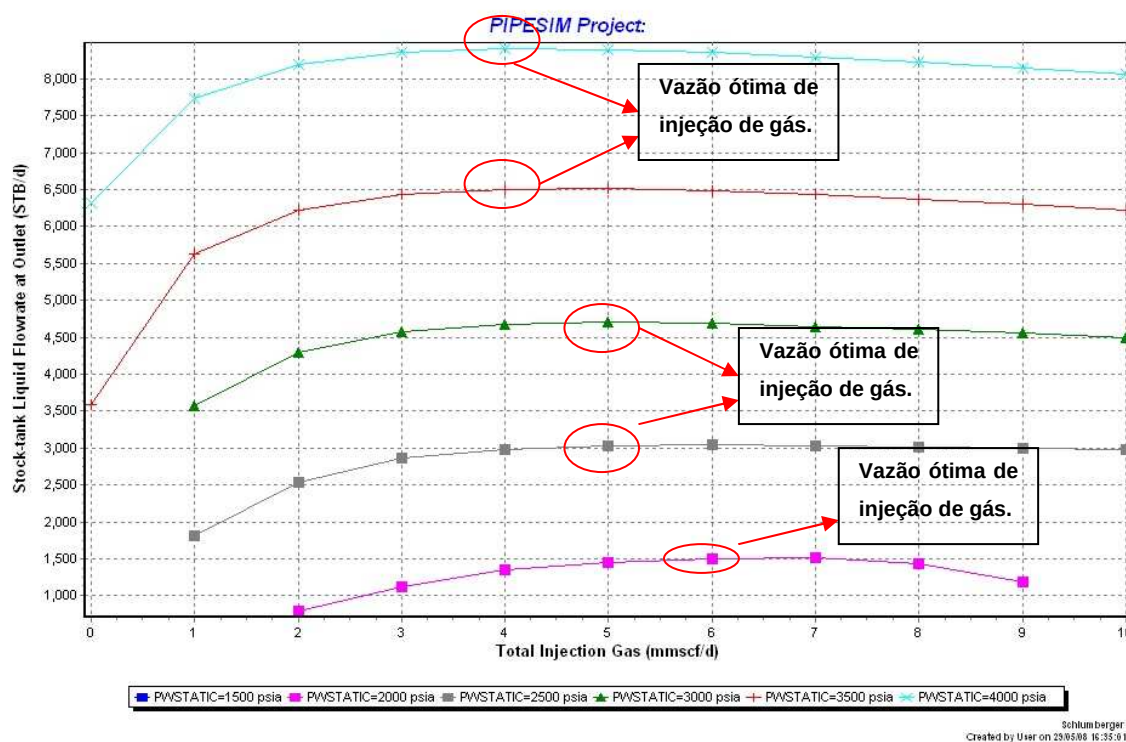


Figura 7.5 - Análise de sensibilidade entre pressão de reservatório e vazão de injeção de gás.

Como a curva que simula o reservatório com pressão estática de 1500 psia não aparece no gráfico da Figura 7.5, pode-se concluir que para esta pressão, o método de “gas-lift” contínuo não traz resultados, portanto, um outro método deveria ser analisado, ou o abandono do poço. Já para a pressão de 2000 psia, percebe-se que somente a partir de uma vazão de injeção de 2 mmscf/d que o poço começa a produzir e tem vazão ótima de injeção em 6 mmscf/d, produzindo cerca de 1500 stb/d.

No caso das pressões de 2500 psia e 3000 psia, a vazão ótima de injeção está em torno de 5 mmscf/d e que, para ambas, a produção só começa com uma vazão de injeção de gás em torno de 1 mmscf/d, sendo que para a pressão de 2500 psia, a produção de hidrocarbonetos é aproximadamente de 3000 stb/d.

Para a pressão de 3500 psia, nota-se que o poço opera por surgência, pois para uma vazão de injeção de gás igual a zero, a produção de fluidos é cerca de 3600 stb/d. A medida que o gás é injetado, aumenta-se significativamente a vazão de produção, atingindo o máximo de produção de 6500 stb/d, com uma vazão de injeção de gás aproximadamente de 4 mmscf/d.

No caso da pressão de 4000 psia, sem o “*gas-lift*”, a vazão de produção é cerca de 6300 psia e com a injeção de gás, a produção alcança o máximo de quase 9000 stb/d com uma vazão de injeção de aproximadamente 4 mmscf/d.

Outra análise que o software possibilita através do módulo “*Artificial Lift Performance*” é a verificação da influência da razão gás-óleo (RGO) na produção com “*gas-lift*”. A Figura 7.6 mostra uma análise de sensibilidade realizada com alguns valores de RGO e como a razão gás-óleo, em conjunto com o “*gas-lift*”, influenciam na produção de hidrocarbonetos.

Se o método de “*gas-lift*” contínuo consiste em injetar gás na coluna de produção, é de se esperar que o mesmo se torne mais eficiente com maiores valores de RGO e isto é evidenciado no gráfico mostrado na Figura 7.6. Um aumento na RGO acarreta um aumento na eficiência deste método de elevação. Entretanto, este aumento na eficiência não ocorre de forma proporcional, ou seja, há um ponto a partir do qual maiores valores de RGO não resultarão em aumento na produção de fluidos, antes o contrário, uma diminuição ocorrerá. Considerando-se tratar de um reservatório de óleo e não de gás.

A quantidade de água produzida, também influencia diretamente na quantidade de fluidos recuperáveis. A Figura 7.7 mostra um gráfico onde foi realizada uma análise de sensibilidade, onde o parâmetro utilizado foi a percentagem de água (“*WaterCut*”).

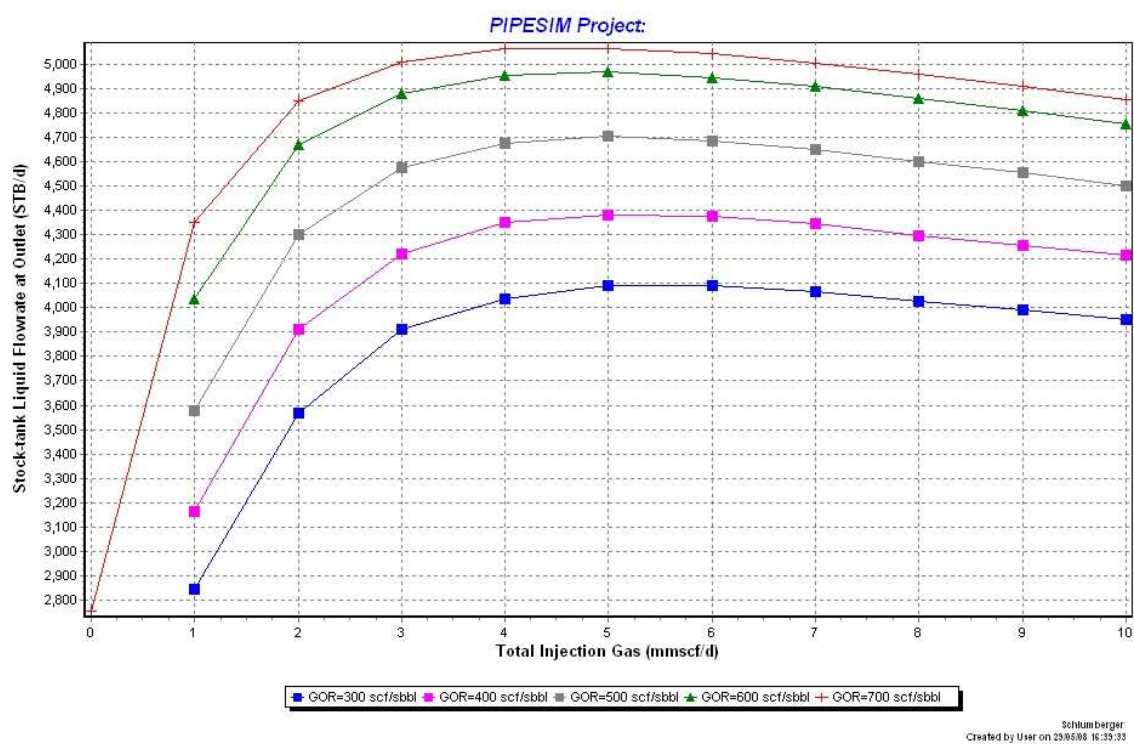


Figura 7.6 - Análise de sensibilidade entre RGO e vazão de injeção de gás.

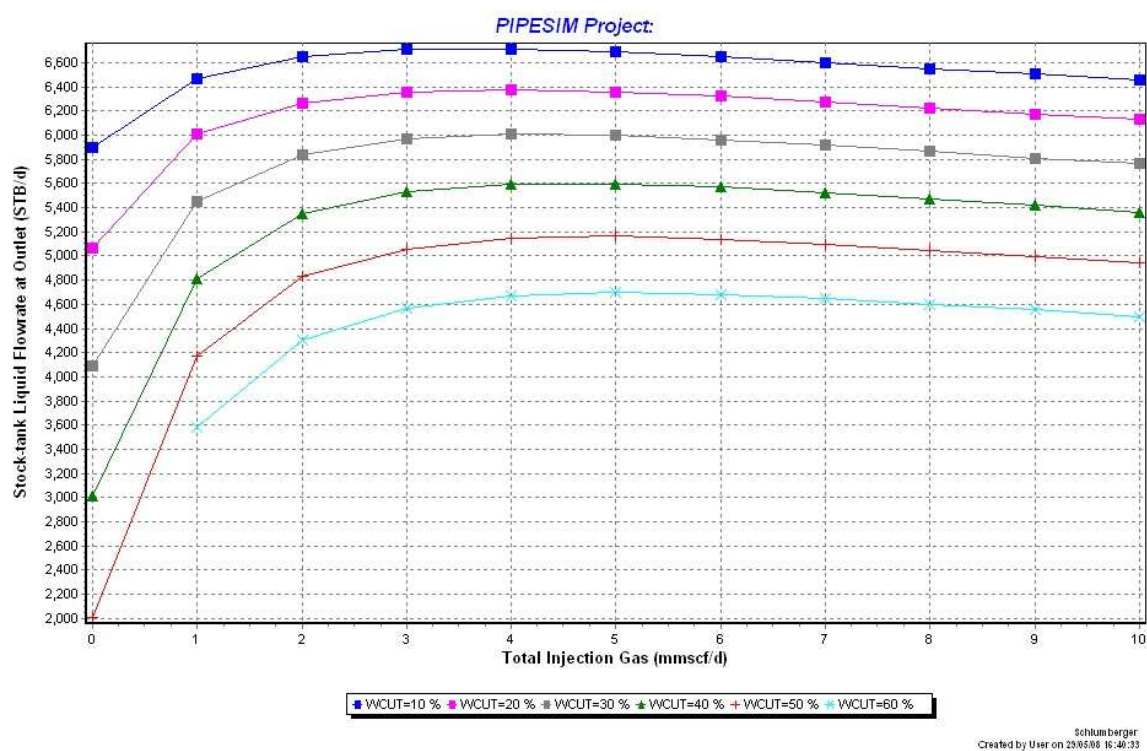


Figura 7.7 - Gráfico mostrando a influência da percentagem de água na produção de hidrocarbonetos.

Para a obtenção destes valores, todo o sistema inicialmente descrito foi mantido e variou-se somente a percentagem de produção de água, o que mostra que a água influencia diretamente na surgência do poço, pois para o mesmo sistema com percentagem de água de até 40%, há surgência e para uma percentagem de água de 60%, somente há produção quando houver injeção de gás de no mínimo 1 mmsfc/d. Isto deve-se ao fato de praticamente não existir gás associado à água, o que dificulta a elevação pelo fato de o peso da coluna não diminuir a menores pressões.

O grau API do óleo também influencia diretamente na produção de hidrocarbonetos, pois para menores graus API, maiores são as densidades e maior o grau de dificuldade de elevação dos fluidos, isto é, dos mesmos atingirem as instalações de processamento.

A Figura 7.8 mostra uma análise de sensibilidade onde o parâmetro de análise é o grau API.

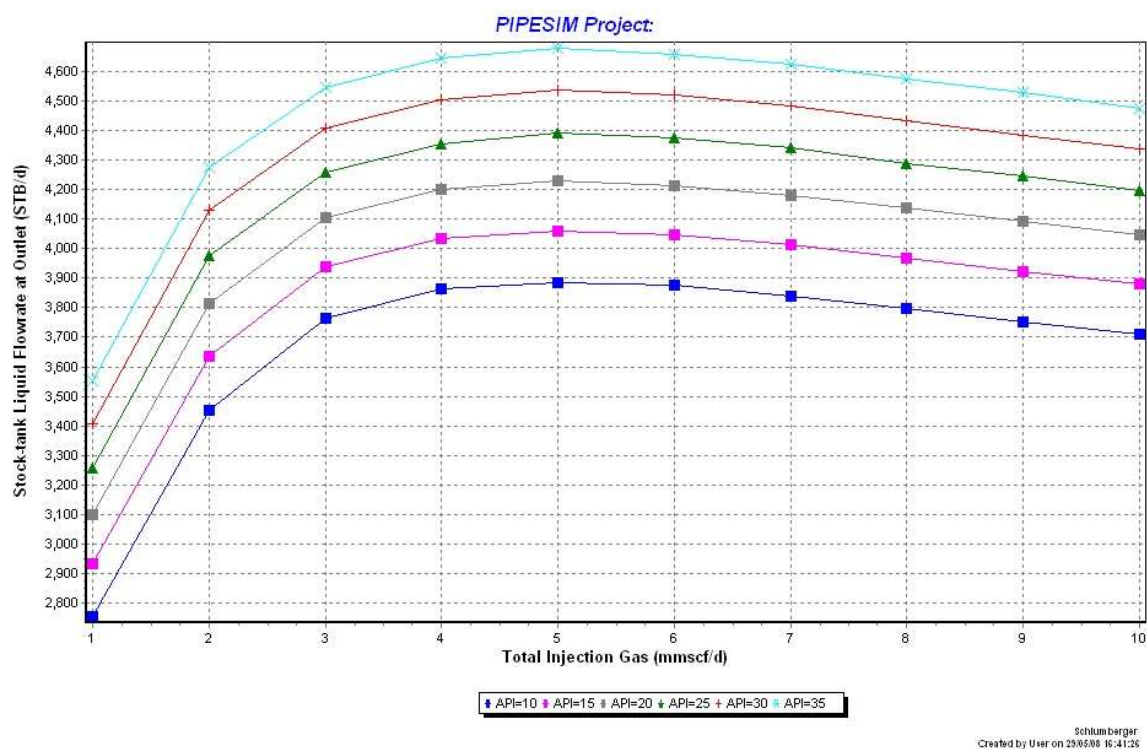


Figura 7.8 - Gráfico mostrando a influência do grau API na produção de hidrocarbonetos.

Através do gráfico da Figura 7.8, verifica-se que para o mesmo sistema, quanto menor o grau API do óleo, menor a vazão de produção e, conseqüentemente, menor a percentagem de fluidos recuperados do reservatório. Isto pode ser explicado pelo fato de que um grau API baixo implica em uma maior viscosidade do óleo, e, portanto, uma maior resistência ao escoamento. Dependendo ainda do grau API do óleo, o método de elevação por “*gas-lift*” não pode mais ser aplicado.

Tanto a análise de sensibilidade da percentagem de água, quanto do grau API do óleo, foram realizadas no módulo “*Artificial Lift Performance*”.

7.3 PARÂMETROS ÓTIMOS PARA O SISTEMA DE “GAS-LIFT” CONTÍNUO

Através do módulo “*Lift Gas Response Curves*” localizado no menu “*Artificial Lift*” é possível realizar simulações com vários parâmetros e obter, para cada situação simulada, a vazão ótima de injeção de gás, a pressão ótima do gás de injeção e a profundidade ótima para alocação da válvula operadora.

Um dos parâmetros que também deve ser determinado é o mínimo diferencial de pressão para abertura da válvula operadora (DP). Para isto devem-se fixar valores para a pressão do gás de injeção, o ponto máximo permitido para alocação da válvula, a temperatura do gás, a densidade do gás e a pressão de saída.

A pressão do gás de injeção considerada nesta simulação foi de 1200 psia (os valores dos outros parâmetros já foram apresentados nos itens anteriores) e os valores de sensibilidade para o DP foram de 150 psia e 250 psia. A Figura 7.9 mostra o gráfico obtido com esta simulação.

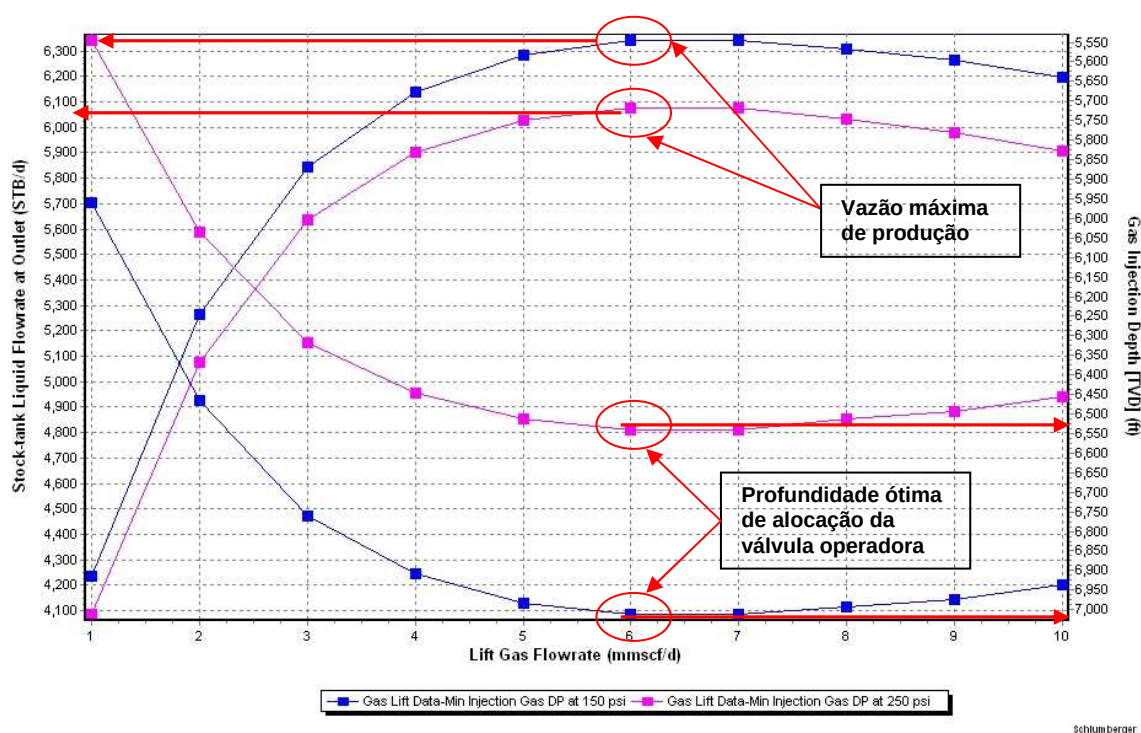


Figura 7.9 - Gráfico mostrando a influência do DP na produção dos hidrocarbonetos.

Através do gráfico da Figura 7.9 é possível perceber que para um DP de 150 psia, a vazão máxima de produção é aproximadamente de 6337 stb/d com uma injeção de gás de aproximadamente 6 mmscf/d, enquanto que para um DP de 250 psia, a vazão máxima de produção é aproximadamente de 6076 stb/d com uma vazão de injeção de gás também de aproximadamente 6 mmscf/d.

Neste mesmo gráfico obtêm-se também a profundidade ótima de alocação da válvula para as situações modeladas, sendo os valores ótimos de aproximadamente 7000 e 6543 ft, para DP de 150 e 250 psia, respectivamente. Verifica-se então que uma menor pressão de abertura da válvula operadora permite uma maior vazão de produção de fluidos, uma vez que a válvula pode ser colocada mais próxima à região dos canhoneados.

Os valores mostrados são apresentados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 - Valores obtidos da análise de diferencial de pressão de abertura da válvula operadora.

Pressão do gás de injeção = 1200 psia	Mínimo Diferencial de Pressão de Abertura da Válvula (DP)	
	150 psia	250 psia
Vazão máxima de produção (stb/d)	6337	6076
Vazão ótima de injeção de gás (mmscf/d)	6	6
Profundidade ótima da válvula (ft)	7000	6543

A partir dos dados mostrados na Tabela 7.1 optou-se por utilizar o DP de 150 psia, visto que, o valor da produção de hidrocarbonetos foi maior com este diferencial de pressão de abertura da válvula.

Outra análise que deve ser feita em um sistema de “gas-lift” contínuo é a avaliação da pressão ótima de injeção de gás. Esta análise também pode ser obtida através do módulo “Lift Gas Response Curves”. A Figura 7.10 mostra um gráfico obtido de uma simulação onde os valores de sensibilidade utilizados são de pressão de gás de injeção. Nesta simulação, o DP foi fixado em 150 psia, visto que o mesmo já foi obtido através da simulação anterior.

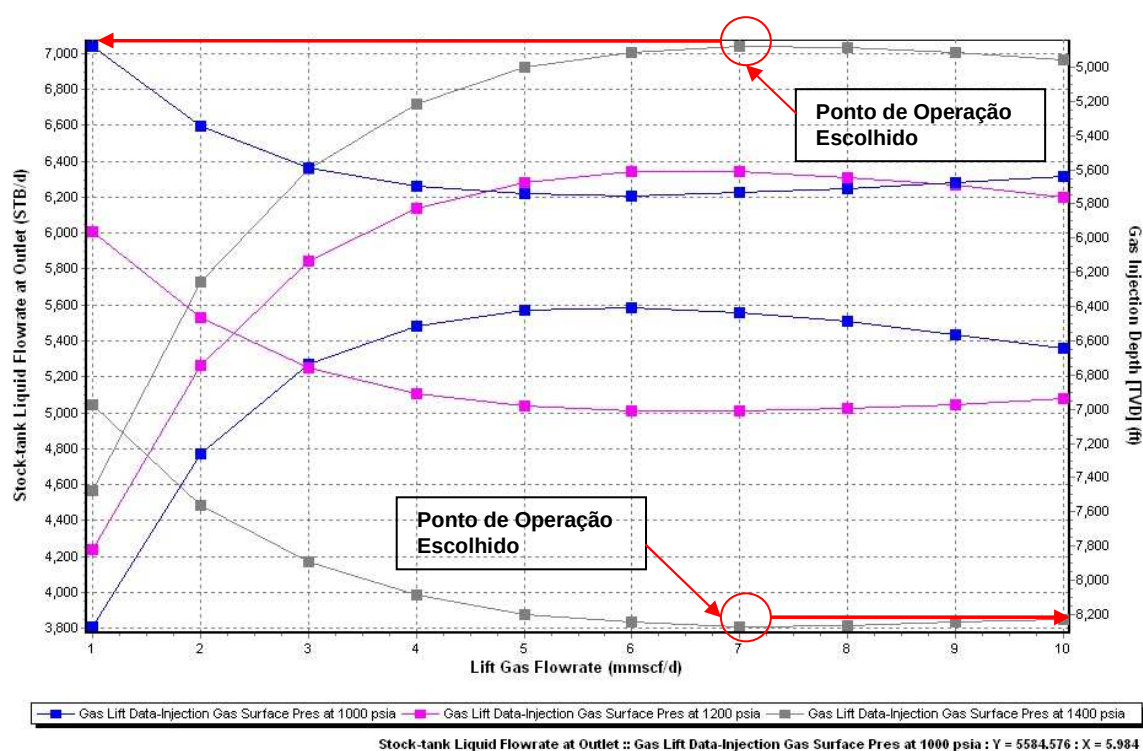


Figura 7.10 - Gráfico mostrando a influência da pressão do gás de injeção na produção dos hidrocarbonetos.

Através do gráfico mostrado na Figura 7.10 é possível analisar o sistema de “*gas-lift*” operando com diferentes pressões do gás de injeção. Os resultados mostram que maiores vazões de fluidos produzidos são obtidas para pressões de injeções mais elevadas. A partir destas análises, pode-se verificar onde a válvula operadora deve ser instalada e qual a vazão de produção que será atingida.

Como neste trabalho não é levada em consideração uma análise termoeconômica, mas sim a maximização da produção de fluidos, a pressão ótima do gás de injeção escolhida será de 1400 psia, pois foi a que proporcionou maior vazão de produção.

A escolha dos valores de pressão de gás de injeção utilizados na análise de sensibilidade foi baseada em valores comuns encontrados em alguns trabalhos disponíveis na literatura bem como no banco de dados do Pipesim.

A Tabela 7.2 mostra os resultados obtidos nesta análise de pressão de gás de injeção.

Tabela 7.2 - Valores obtidos da análise de pressão do gás de injeção.

DP = 150 psia	Pressão do Gás de Injeção		
	1000 psia	1200 psia	1400 psia
Vazão máxima de produção (stb/d)	5577	6328	7025
Vazão ótima de injeção de gás (mmscf/d)	6	6	7
Profundidade ótima da válvula (ft)	5746	7000	8270

A partir dos valores apresentados nas Tabelas 7.1 e 7.2, podem ser obtidos os valores ótimos de operação do sistema de “*gas-lift*” contínuo modelado neste trabalho. O resultado é apresentado na Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Parâmetros ótimos de operação do sistema de “*gas-lift*” contínuo.

	Pressão Ótima do Gás de Injeção	Mínimo Diferencial de Pressão para Abertura da Válvula
	1400 psia	150 psia
Vazão máxima de produção	7025 stb/d	
Vazão ótima de injeção de gás	7 mmscf/d	
Profundidade ótima de alocação da válvula	8270 ft	

CAPÍTULO 8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES

No desenvolvimento de qualquer trabalho acadêmico, algumas dificuldades sempre se fazem presentes. Quando a pesquisa é desenvolvida na área de petróleo e gás natural, somam-se a estas dificuldades, a escassez de bibliografia especializada na área em língua portuguesa, assim como um acesso difícil a artigos disponíveis em revistas especializadas e a publicações de centros de pesquisa. Por isso, para se desenvolver um bom trabalho nesta área, deve-se contar com livros em língua inglesa bem como dissertações de mestrado, teses de doutorado e artigos científicos publicados por universidades nacionais e internacionais com reconhecida qualidade de produção científica.

A simulação de sistemas de produção de petróleo ganha cada vez mais espaço diante da necessidade de se aprimorar os métodos de produção e os métodos artificiais de elevação bem como de se aumentar a eficiência dos equipamentos e dos processos de separação. Diante disto, este trabalho ganha contornos atuais, pois utiliza um simulador comercial, o Pipesim, para análise e otimização de um sistema de produção operando por “*gas-lift*” contínuo, uma vez que este método é largamente utilizado na produção de petróleo, tanto no Brasil, quanto em outros países.

Os resultados obtidos com as simulações realizadas neste trabalho, devidamente apresentados e discutidos no Capítulo 7, permitiram realizar análises de surgência, influência da pressão do reservatório, assim como das condições ótimas de operação e dos parâmetros ótimos de projeto do sistema de elevação por GLC, evidenciando, para o problema proposto neste trabalho, quais são os valores que maximizam a produção. Entretanto, não considerando o aspecto econômico envolvido.

Através dos resultados foi possível também compreender melhor o processo de elevação do petróleo e como alguns parâmetros importantes, como a RGO, o grau API do óleo, a pressão estática do reservatório e a quantidade de água produzida, influenciam na produção.

Como era de se esperar, o aumento da pressão estática do reservatório reflete em um aumento contínuo na vazão de fluidos produzidos, isto porque um maior gradiente de pressão significa um aumento na energia natural do reservatório, consequentemente, um aumento na quantidade de fluidos deslocados até o fundo do poço.

Com o aumento da razão gás-óleo (RGO) dos fluidos produzidos em uma instalação de produção de petróleo equipada com GLC, inicialmente ocorre um aumento na quantidade de fluidos produzidos, porém existe um ponto de máximo, a partir do qual, o aumento na RGO não acarreta mais um aumento na produção, inclusive provocando sua diminuição.

A quantidade de água produzida influencia negativamente na produção de hidrocarbonetos, uma vez que, para maiores percentagens de água (*“watercut”*), menores quantidades de fluidos podem ser recuperadas. Isto se deve ao fato de que a quantidade de gás presente na água é insignificante e não contribui para diminuir a densidade da coluna sendo elevada.

Outro parâmetro importante na produção de petróleo é o grau API do óleo, pois, quanto maior o grau API, menor a viscosidade dos fluidos, o que torna mais fácil o seu escoamento no meio poroso e na coluna de produção, aumentando-se assim a produção de hidrocarbonetos para um mesmo nível de energia de reservatório.

Estudos de pressão de abertura da válvula de *“gas-lift”* também foram efetuados. Verificou-se que as válvulas que requerem menor pressão de abertura, resultam em maiores vazões de produção e, estas podem ser alocadas em profundidades maiores na coluna de produção.

Observou-se claramente a existência de um valor ótimo para a vazão de injeção de gás, a qual maximiza a quantidade de fluidos produzidos. Valores de vazão maiores que o ótimo acarretam uma diminuição da vazão de fluidos que são elevados até as instalações de produção.

Verificou-se também que a pressão do gás de injeção é um parâmetro importante em um sistema de GLC, pois, com o aumento desta pressão, maiores vazões são obtidas e maiores profundidades podem ser utilizadas para alocação das válvulas de

GLC, o que permite melhorar a eficiência do sistema ou produzir reservatórios mais profundos.

Os resultados obtidos com este estudo são promissores o suficiente para justificar a continuidade dos mesmos, tanto em nível de graduação, quanto de pós-graduação. Sendo assim, sugere-se a extensão das análises aqui realizadas para sistemas compostos por uma rede de poços, tanto em terra (produção *on-shore*), quanto no mar (produção *off-shore*).

É possível ainda, a realização de uma pesquisa onde os aspectos energéticos e econômicos associados ao custo das instalações de compressão e das instalações de processamento possam ser avaliados e confrontados com a receita obtida através do aumento na produção de hidrocarbonetos.

A complexidade dos estudos futuros, no sentido de se considerar modelos mais próximos das instalações reais, pode ser estendida considerando também a produção de mais de uma zona de canhoneados e a utilização de outros métodos artificiais de elevação.

CAPÍTULO 9 – REFERÊNCIAS

- BEJAN, A., TSATSARONIS, G., MORAN, M., 1996, ***Thermal design and optimization***, John Wiley & Sons, New York, EUA.
- DARGAM, C. C. F., PERZ, W. E., 1998, ***A decision support system for power plant design***, *European Journal of Operational Research*, v. 109, pp. 310~320.
- DONATELLI, J. L., 2002, **Otimização estrutural e paramétrica de sistemas de cogeração utilizando superestruturas**, Tese de doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro.
- HESKESTAD, K. L., 2005, ***Field data analysis using the multiphase simulation tool OLGA2000***, Master tesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega.
- HODGE, B. K., TAYLOR, R., 1999, ***Analysis and design of energy systems***, 3rd edition, Prentice Hall, New Jersey, EUA.
- JALURIA, Y., 1998, ***Design and Optimization of thermal systems***, McGraw-Hill, New York, EUA.
- MCCAIN, W. D., 1990, ***The properties of petroleum fluids***, 2nd edition, PennWell Books, Oklahoma, EUA.
- MOURA, E. A. P., 2004, **Simulador computacional do comportamento em regime permanente de poços de petróleo equipados com “gas-lift” contínuo**, Dissertação de mestrado, UFRN, Natal.
- NASCIMENTO, J. M. A., 2005, **Simulador computacional para poços de petróleo com método de elevação artificial por bombeio mecânico**, Dissertação de mestrado, UFRN, Natal.
- OLIVEIRA, M. F. D., 2003, **Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo**, Dissertação de mestrado, PUC-RJ, Rio de Janeiro.
- PLUCÊNIO, A., 2003, **Automação da produção de poços de petróleo operando com elevação artificial por injeção contínua de gás**, Dissertação de mestrado, UFSC, Florianópolis.
- ROSA, J. A., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., 2006, **Engenharia de reservatórios de petróleo**, Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro.
- SPÍNDOLA, R. B., 2003, **Controle automático para injeção otimizada de gás em poços de petróleo equipados para funcionamento com gás lift contínuo**, Dissertação de mestrado, UFRN, Natal.
- STOECKER, W. F., 1989, ***Design of thermal systems***, 3rd edition, McGraw-Hill, New York, EUA.

VIDAL, F. J. T., 2005, **Desenvolvimento de um simulador de bombeio por cavidades progressivas**, Dissertação de mestrado, UFRN, Natal.

SURYANARAYANA, N. V., ARICI, Ö., 2003, ***Design and simulation of thermal systems***, McGraw-Hill, Boston, EUA.

THOMAS, J. E., 2004, **Fundamentos de engenharia de petróleo**, Editado por José Eduardo Thomas, 2ª edição, Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro.

<http://www.aspentech.com>, hysys, acessado em 11/02/2008.

<http://www.aspentech.com>, aspen plus, acessado em 11/02/2008.

<http://www.ge.com>, gatecycle, acessado em 11/02/2007.

<http://www.schlumberger.com>, pipesim, acessado em 22/01/2008.

<http://www.schlumberger.com>, eclipse, acessado em 22/01/2008.

<http://www.schlumberger.com>, ofm, acessado em 22/01/2008.

<http://www.simsci-esscor.com>, pipephase, acessado em 22/01/2008.

<http://www.simsci-esscor.com>, inplant, acessado em 22/01/2008.

<http://www.simsci-esscor.com>, dynsin, acessado em 22/01/2008.

<http://www.simsci-esscor.com>, arpm, acessado em 22/01/2008.

<http://www.weatherford.com>, "gas-lift", acessado em 10/12/2007.