

1 Introdução

O desenvolvimento econômico e o advento da sociedade industrial mundial têm sido acompanhado de um incremento permanente do consumo energético.

O carvão mineral tem perdido espaço de consumo em nível industrial, enquanto diferentes formas de energia alternativas têm tido maior ou menor grau de utilização em diferentes regiões do mundo. Contudo, é o petróleo que tem ocupado o primeiro lugar em consumo mundial há várias décadas.

Por outro lado, a tendência mundial atual é de alta preocupação com a conservação do meio ambiente, de forma a proporcionar um desenvolvimento sustentável e não somente o crescimento econômico. Em decorrência disso, procuram-se combustíveis menos contaminantes que o petróleo, o que tem levado a um incremento do consumo de gás natural. A tendência do mercado mundial do gás natural ainda não está plenamente delineada, uma vez que sua utilização mais intensa demanda elevados investimentos em transporte e comercialização.

Dessa maneira, as tendências atuais mostram que, embora o consumo de petróleo vá manter-se em patamares elevados, a participação do gás natural na matriz energética mundial deverá crescer acentuadamente nas próximas décadas.

1.1.1 História e previsão de consumo do gás natural no mundo

O gás natural é a fonte de energia primária de mais rápido crescimento em anos recentes (1970 - 1997), atingindo 2,322 trilhões de m³ em 1997, ou seja, um incremento de 128% neste período. Estima-se que sua utilização dobrará no período entre 2005 e 2020, atingindo 4,729 trilhões de m³ em 2020, o que significaria um incremento no consumo de 61%, *figura 1.1*.

O maior incremento registrado tem sido no campo da geração de eletricidade. As turbinas de gás de ciclo combinado nas plantas de termelétricas constituem um exemplo da alta eficiência técnica e econômica disponível.

Ademais, o gás natural é ambientalmente atrativo, pois emite bem menos gás sulfídrico e dióxido de carbono que o petróleo e o carvão. Nos países industrializados, dadas as vantagens econômicas e ambientais, a projeção de crescimento em seu consumo é a mais alta entre os combustíveis tradicionais. Para os países em desenvolvimento, espera-se que o gás natural seja utilizado não

somente para a geração termoelétrica, mas também para uso domiciliar e como combustível no setor industrial.

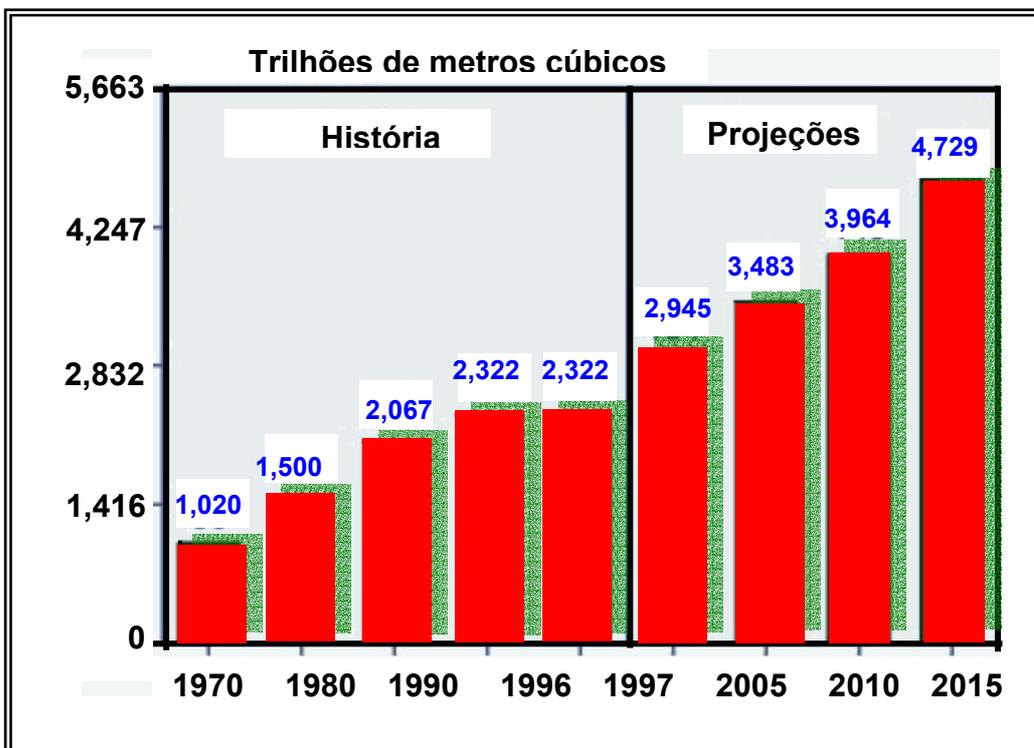


Figura 1.1 História e previsão do Consumo do Gás Natural no Mundo

1.1.2

História do gás natural no Brasil

A utilização do Gás Natural no Brasil iniciou-se modestamente por volta de 1940¹, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano.

A produção do gás natural aumentou muito na década de 80, com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. O desenvolvimento dessa região petrolífera proporcionou um aumento no uso do gás natural, elevando em 2,7% sua participação na matriz energética nacional. O Governo Federal tem como meta elevar a participação do gás natural a 12% até 2010.

A conclusão do Gasoduto Bolívia-Brasil representa um grande avanço no fornecimento de gás natural no país, com capacidade máxima de transportar até 30 milhões de m³ diariamente. A implantação de 56 usinas do Programa Prioritário de Termoeletricidade 2000-2003, do Ministério de Minas e Energia, também contribuirá para o crescimento da oferta de energia, assegurando o fornecimento

aproximado de 20 mil MW (Mega Watts) a várias regiões do território nacional. Além disso, existem projetos em estágio avançado para o aproveitamento mais intenso das reservas de gás natural na Bacia de Solimões, no Estado do Amazonas.

1.1.3 Evolução do gás natural por setores

Depois de tratado e processado, o gás natural tem grande uso mundial no setor domiciliar, no comércio, nas indústrias e nos veículos. Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para o fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz. Como matéria prima, sua utilização ocorre nos setores químicos, petroquímicos e de fertilizantes, e, finalmente, como redutor siderúrgico na fabricação de aço. Na área de transportes, é utilizado em ônibus e automóveis, substituindo o óleo diesel, a gasolina e o álcool. A *figura 1.2* ilustra a participação dos diversos setores no consumo de gás no Brasil.

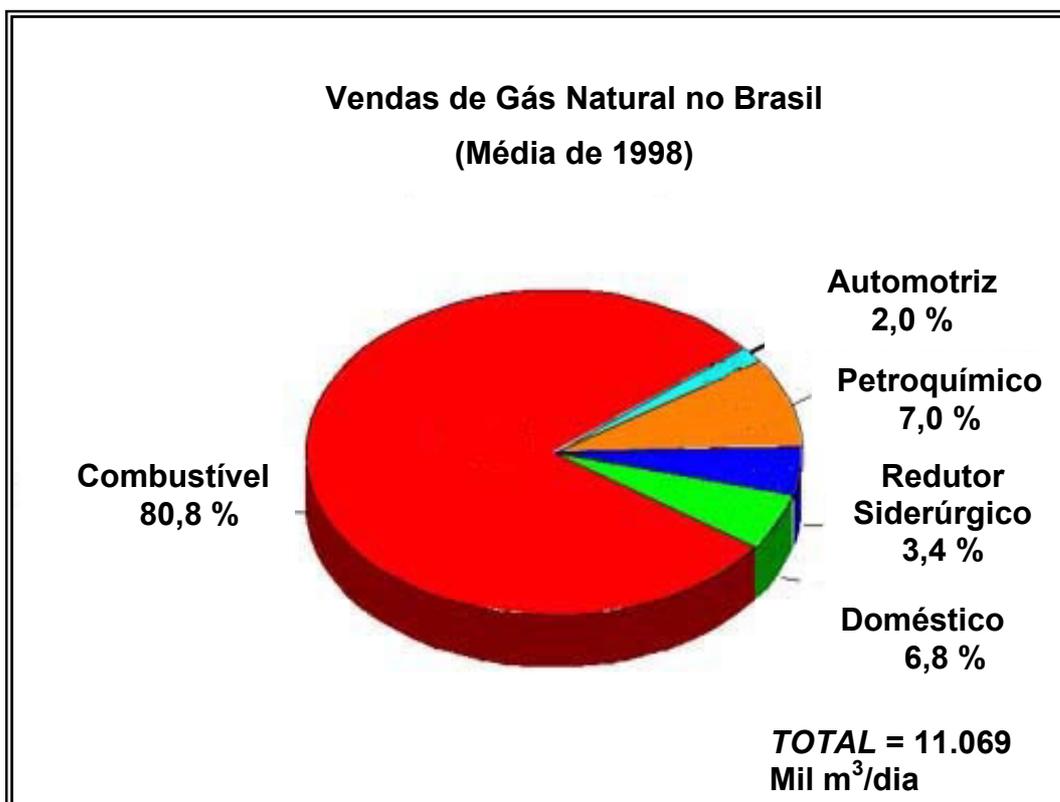


Figura 1.2 Evolução do gás natural por setores no Brasil, Fonte: Petrobras

1.1.4

Reservas provadas de gás natural da Petrobras por região

De acordo com o estudo de atualização das reservas de Gás Natural no Brasil em Março de 2002, tem-se uma maior reserva no mar do que em terra, o que pode ser observado na *tabela 1.1*, expresso em bilhões de pés cúbicos (Bcf).

Tabela 1.1
Reservas provadas de gás natural da Petrobrás

	2001	2000	1999	1998	1997
No mar					
Bacia de Campos	3644,3	2504,7	3202,3	2942,6	3132,2
Outras	1214,8	1218,8	1472,9	799,0	897,1
Total no mar	4859,1	3723,5	4675,2	3741,6	4029,3
Em Terra	2026,2	2543,3	2285,6	661,0	1752,9
Total Brasil	6885,3	6266,8	6860,8	4402,6	5782,2

Fonte: Petrobras

1.1.5

Expectativas para o mercado de gás natural do Brasil

Em junho de 1999², foi colocado em operação o Gasoduto Bolívia-Brasil, um empreendimento com 3.150 km de extensão e um investimento total de cerca de US\$ 2,15 bilhões. Além de tratar-se de uma importante obra de engenharia, envolvendo uma complexa estrutura contratual e de alocação de riscos, necessária à viabilização do seu financiamento, a entrada do Bolívia-Brasil permitiu o início da materialização da política de crescimento da participação do gás na matriz energética brasileira, de 3% para 12% até 2010, relação até discreta se comparada com os 24% de média mundial.

Em junho de 2000, após 12 meses, mais um passo foi dado para a consolidação desse processo com a entrada em operação da primeira fase do Gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre, um projeto de menor envergadura que o Bolívia-Brasil, porém com o mesmo grau de importância no tocante ao processo de integração energética do Cone Sul e à implantação da indústria do gás no país.

Com a participação da Petrobras, em menos de 2 anos o Brasil interligou os Estados do Sul, Sudeste e Centro - Oeste com os principais centros produtores do

Cone Sul - as regiões de produção gás da Bolívia e Argentina – compensando a relativamente baixa disponibilidade de reservas de gás nacional, de 8 Tcf, através da oferta daqueles países, que totalizam reservas acima de 80 Tcf.

1.1.6

Reservas de gás natural na América do Sul

As reservas provadas na América do Sul mostram que a Venezuela é o primeiro país (58,3%) nessa matéria e a Bolívia é o segundo, com 20,7%. Importantes jazidas de gás natural têm sido descobertas em outros países e entre elas mencionamos a de Camisea, no Peru, considerada a mais importante jazida de gás daquele país. Descobertas de novas reservas de gás offshore na costa brasileira em datas recentes devem colocar o país num patamar mais confortável.

Tabela 1.2

Reservas provadas de gás natural na América do Sul (2002)

País	Tcf	%
Chile	4,4	1,7
Brasil	8,0	3,2
Peru	13,3	5,3
Argentina	27,4	10,8
Bolívia	52,3	20,7
Venezuela	147,6	58,3
	253,2	100,0

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

1.1.7

Mercado de gás natural e perspectivas na América do Sul

A produção e consumo do gás natural na região foi em torno de 0,08 trilhões de m³ em 1998. Em 1999, o comércio de gás natural estendeu-se fora da região, com a exportação proveniente de Trindade e Tobago. Até aquele ano, o único gasoduto internacional na região operava da Bolívia para a Argentina e da Argentina para o Chile.

Segundo estimativas, a utilização de gás na região, promovida pela construção de novos gasodutos, crescerá para 0,4 trilhões de m³ em 2020, com uma média anual de crescimento de 5,7%.

Na América do Sul, o mais importante mercado de gás natural é o Brasil, com uma estimativa de crescimento na demanda de 0.006 trilhões de m³ em 1997 para 0,07 trilhões de m³ no 2020. Por outro lado, têm-se produzido importantes descobrimentos na Bolívia; porém, problemas econômicos e políticos tem atrasado sua exploração.

O mercado na América do Sul tem mostrado nos últimos anos um crescimento no consumo de gás natural. Portanto, é necessária a construção de uma rede de dutos que tenha como eixo central o gasoduto Santa Cruz de la Sierra – São Paulo – Porto Alegre, chegando ao Brasil também a partir do norte argentino, onde a dobradiça será o gasoduto Yacuiba – Santa Cruz de la Sierra.

Esta rede de dutos permitirá a chegada de gás boliviano, argentino ou peruano (campo Camisea) aos grandes mercados de consumo. O interesse boliviano é o acesso a importantes mercados, como o mercado brasileiro, assegurando um grande crescimento em investimentos, exploração e produção para o país.

A rede de dutos existentes no Cone Sul é a seguinte:

-  Gasoduto Rio Grande – Santa Cruz de la Sierra – Buenos Aires
-  Gasoduto Patagônia – Sul da Argentina – Buenos Aires
-  Gasoduto interno no Brasil
-  Gasoduto Santa Cruz de la Sierra – São Paulo
-  Gasoduto Gasandes La Mora (Argentina) – São Bernardo

Área de Investimento em Exploração e exploração de Hidrocarbonetos

-  A área de interesse petroleiro é de 61.100.000,00 hectares.
-  A área total com contratos de risco compartilhado é de 12.427.677,60 hectares.
-  A área total livre para exploração e exploração é de 48.672.322,40 hectares.

1.1.8

Consumo de gás natural na América do Sul

O total do consumo da Argentina, Chile, Bolívia, Brasil e Uruguai era de 122 MMm³/d no ano 2000; o gás natural é utilizado na geração de energia elétrica, no setor residencial/comercial/industrial/outros, entre eles a demanda de gás

natural veicular. Para os próximos anos, as projeções no consumo de gás natural tendem a incrementar devido a uma evolução no mercado de consumo dos diversos setores já mencionados. O Brasil, que tem aumentado a demanda de gás natural de forma significativa desde o começo da operação do gasoduto Bolívia – Brasil, tem no setor industrial seu maior consumidor e logo que entrarem em operação as usinas termoeletricas, o consumo será majoritário nesse segmento. O incremento no consumo nos próximos anos será de 214 MMm³/d no 2005 e 269 MMm³/d no 2010. (Fonte: Repsol YPF).

1.1.9 Reservas de gás natural na Bolívia

Na República da Bolívia, as reservas de Gás Natural incrementaram-se de forma considerável, tanto que no ano de 1997 as reservas provadas (P1) e as prováveis (P2) eram de 5,69 Tcf; em janeiro de 2002, essas reservas chegaram a 52,29 Tcf. A evolução anual das reservas de Gás Natural certificadas na Bolívia é mostrada na *tabela 1.3*.

Tabela 1.3
Evolução das reservas de gás natural certificadas da Bolívia P1+P2

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Provadas (P1)	3,75	4,16	5,28	18,31	23,84	27,36
Prováveis (P2)	1,94	2,46	3,30	13,90	22,99	24,93
P1+P2	5,69	6,62	8,58	32,31	46,83	52,29

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

1.1.10 Reservas e balanço de gás natural na Bolívia

A presença de grandes reservas de Gás Natural em diferentes campos na Bolívia, incluídas as demandas comprometidas, terá um excedente nos próximos 70 anos. Oitenta por cento das Reservas Certificadas não têm Mercado assegurado. Na *tabela 1.4*, observa-se a relação entre o consumo comprometido e as Reservas Certificadas.

Para o excedente das reservas disponíveis da Bolívia, existe um estudo de exportar gás natural em forma de GNL (Gás Natural Liquefeito) para o mercado da Califórnia, a partir de um porto localizado no Pacífico (a decisão da escolha ainda não foi tomada; Peru e Chile vêm oferecendo grandes vantagens ao governo

boliviano para serem privilegiados pela escolha). Esse projeto envolve um investimento de 5 bilhões de dólares, para exportar 40 milhões de m³/dia, e começaria a operar em 2007.

Tabela 1.4
Relação de reservas / consumo para os próximos 70 anos

Reservas Certificadas Em 01/01/2002	52.3
Demanda Brasil (20 anos)	7.9
Demanda Cuiabá (20 anos)	1.2
Demanda Mercado Interno (20 anos)	1.4
RESERVAS DISPONÍVEIS	41.8

Fonte: Viceministerio da Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia

1.1.11 Contratos de risco compartilhado na Bolívia

As novas leis bolivianas deram curso à modalidade da produção de hidrocarbonetos mediante contratos de risco compartilhado, que atualmente chegam a 84 contratos, como pode-se observar na *tabela 1.5*:

Tabela 1.5
Contratos de risco compartilhado na Bolívia (31/12/2001)

	Exploração	Exploração
Hectares	6.797.281	289.087
Quilômetros quadrados	67.973	2.890
Área Total de Interesse petroleiro		535.000 km ²
Área por Contrato		70.864 km ² = 13,2%

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

1.1.12 Mercado potencial para o gás natural da Bolívia

O Brasil é um país que atravessa forte carência energética, tendo que importar a matéria prima para a geração de eletricidade, como é o caso do contrato de compra e venda de gás natural entre Bolívia e Brasil, ou a própria energia elétrica. O crescimento do consumo de eletricidade do Brasil é o dobro do seu Produto Interno Bruto, requerendo anualmente 3750 MW (Mega Watts) de potência para cobrir a demanda da população. Tal situação faz com que os planos

de expansão do setor elétrico brasileiro contemplem a integração com os países vizinhos, especialmente com a Bolívia.

As áreas de interesse para a exportação de energia da Bolívia para o Brasil são as seguintes:

- A partir do Acre, para o Norte
- A partir de Rondônia para o Nordeste
- A partir de Mato Grosso para o Oeste
- A partir de Mato Grosso do Sul para o Leste

A Bolívia tem grandes possibilidades de exportar eletricidade para o Brasil através da construção de centrais a gás natural e sistemas de transmissão na fronteira da Bolívia com o Brasil, que sejam ligados ao sistema inter-conectado do Sul do Brasil.

1.1.13 Gasoduto Bolívia – Brasil

O projeto do Gasoduto Bolívia – Brasil foi executado em duas etapas. O primeiro trecho, de Corumbá (MS) a Guararema (SP), com extensão de 1.418 km e diâmetro variando de 32” a 24”, entrou em operação em julho de 1999. O segundo trecho, de Guararema (SP) até Canoas (RS), com extensão de 1.165 km e diâmetro variando de 24” a 16”, foi inaugurado no final do mês de março de 2000. Esse gasoduto, com 2.583 km e capacidade de transporte de até 30 milhões de m³/dia (capacidade do gasoduto em 2007), cruza os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, disponibilizando gás natural para que as companhias distribuidoras de cada estado possam atender o seu mercado consumidor, ver *figura 1.3*. Os principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e termoeletricas. Atualmente, o gasoduto movimenta algo em torno de 16 milhões de m³/dia, ainda bem abaixo de sua capacidade operacional.

O Gasoduto Bolívia – Brasil, cuja extensão total é de 3.150 km e cujo investimento foi de US\$ 2 bilhões, é operado, no lado brasileiro, pela TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.)



Figura 1.3 Gasoduto Bolívia – Brasil, Fonte : Petrobras

As tabelas 1.6 e 1.7 apresentam os volumes de venda que foram acordados no contrato de compra e venda de gás natural com o Brasil.

Tabela 1.6
Volumes de contrato compra e venda de gás natural Bolívia-Brasil

Ano	Milhões m ³ /dia	Milhões Pés ³ /dia
2000	9.10	321.30
2001	16.30	575.60
2002	20.40	720.40
2003	24.60	868.70
2004	25.70	907.60
2005	30.08	1,062.00
2006	30.08	1,062.00
2007-2019	30.08	1,062.00

Fonte: Petrobras

Tabela 1.7
Valores e preços do gás natural Bolívia - Brasil

Anos	Gestão	Total MMBTU-ano	Preço no Rio Grande \$/MMBTU	Valor \$US
1	2000	121,263,036	0.95	115,199,884
2	2001	217,207,416	0.95	206,347,045
3	2002	271,842,410	0.95	258,250,290
4	2003	327,809,965	0.96	314,697,567
5	2004	342,468,134	0.96	328,769,409
6	2005	400,834,299	0.97	388,809,270
7	2006	400,834,299	0.98	392,817,613
8	2007	400,834,299	0.98	392,817,613
9	2008	400,834,299	0.99	396,825,956
10	2009	400,834,299	1.00	400,834,299
11	2010	400,834,299	1.00	400,834,299
12	2011	400,834,299	1.01	404,842,642
13	2012	400,834,299	1.02	408,850,985
14	2013	400,834,299	1.02	408,850,985
15	2014	400,834,299	1.03	412,859,328
16	2015	400,834,299	1.03	412,859,328
17	2016	400,834,299	1.04	416,867,671
18	2017	400,834,299	1.05	420,876,014
19	2018	400,834,299	1.05	420,876,014
20	2019	400,834,299	1.06	424,884,357
Totais		7.293.105.446		7.327.970.568

Fonte: Petrobras

1.2 Objetivos

Está claramente identificado que o setor energético do Brasil, num futuro imediato, encontra-se em déficit frente à demanda dos diferentes setores de consumo.

A participação do gás natural na matriz energética do país, com a contribuição da importação deste combustível dos países vizinhos, deverá ser substancialmente aumentada nos próximos anos. Por outro lado, é necessário que a exploração do gás natural se dê em condições técnicas e econômicas viáveis para possibilitar sua maior utilização nos diversos setores que demandam gás como insumo energético. Nesse sentido, é importante orientar o segmento industrial de extração de gás natural para otimizar os processos de exploração por meio de técnicas e métodos adequados.

Em virtude dos desafios técnicos e científicos existentes no setor petrolífero, o trabalho de dissertação apresentado procura enfatizar assuntos relevantes de Engenharia de petróleo aplicados à extração de gás natural. O aspecto principal do trabalho diz respeito ao desenvolvimento de uma metodologia de análise do desempenho hidráulico de um poço de gás natural, conforme descrito em detalhes nos próximos capítulos.

Devido ao crescente interesse na exploração de campos de gás, por ser uma fonte de energia mais econômica e limpa com relação ao petróleo, o presente projeto de pesquisa tem como foco procedimentos e mecanismos para realizar a análise global deste sistema de gás natural. Essa análise constitui-se em eficiente ferramenta para projetar o desenvolvimento de um campo de gás natural, bem como para avaliar o desempenho da produção de gás.

O trabalho de dissertação enfocará uma análise comparativa dos diversos métodos de cálculo termo-hidráulicos dos componentes de um sistema de produção de gás natural, bem como uma avaliação da técnica do tratamento iterativo da análise global.

1.3 Conteúdo do trabalho desenvolvido

A análise do sistema de produção (mais conhecido como a *Análise Total ou Global*), é hoje a técnica de otimização da produção mais popular na indústria petrolífera, especialmente em poços surgentes de petróleo ou de gás e condensado. Sem dúvida, é na etapa de surgência do poço que a análise total atinge o seu máximo aproveitamento. No entanto, nos últimos tempos tem-se intensificado notavelmente sua aplicação em poços com elevação artificial.

No presente trabalho de dissertação, apresenta-se o desenvolvimento das metodologias da análise de cada um dos componentes que formam parte de um sistema completo de produção para um poço surgente de gás natural, (reservatório, coluna de produção, linha de surgência e separador, incluindo *choke* superficial).

Antes de fazer a análise de cada um dos componentes, apresenta-se no *capítulo 2* uma breve análise dos princípios básicos do comportamento de fases dos fluidos no reservatório, além de ilustrar o diagrama de fases, classificando os tipos de reservatórios.

O desenvolvimento matemático das diferentes metodologias para cada um dos componentes que formam parte de um sistema de produção é discutido nos *capítulos 3, 4 e 5*.

No *capítulo 3*, são apresentados os diferentes métodos que representam o comportamento do reservatório em função da vazão de produção e da pressão, $P_{wf} = f(q)$, gerando assim a curva do comportamento do reservatório – poço.

O gás proveniente do reservatório até o separador é transportado pela coluna de produção até a superfície e a partir daí escoam pelas linhas de surgência na superfície até a planta de separação e tratamento de gás natural. No *capítulo 4*, apresenta-se o desenvolvimento matemático dos métodos aplicáveis ao escoamento de gás na coluna de produção e na linha de surgência; as correlações apresentadas são estudadas por meio da aplicação da equação de conservação da energia mecânica. É usual admitir-se que o escoamento é monofásico e ocorre sob regime permanente.

No sistema de fluxo de um poço, dispositivos de restrição ao fluxo tipo *choke* normalmente formam parte do conjunto da árvore de natal, localizado entre a coluna de produção e a linha de surgência. No *capítulo 5*, é apresentada uma análise do fluxo de gás através de *chokes*, os quais tem como finalidade restringir a vazão do fluido, permitindo que se obtenha uma produção compatível com as características do reservatório. Aumentando-se a sua abertura, reduz-se a perda da pressão do fluido ao atravessá-lo, com conseqüente diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço. Dessa forma, o diferencial de pressão sobre o reservatório aumenta e o poço produz com vazão mais elevada.

No *capítulo 6*, são apresentados os fundamentos da técnica de uma análise global, a qual consiste basicamente em realizar um balanço de pressões em um ponto determinado do sistema, denominado “nó”.

Finalmente, no *capítulo 7*, é apresentado um caso real de estudo, fazendo uma análise comparativa dos diversos métodos de cálculo termo-hidráulicos dos componentes de um sistema de produção de gás natural, bem como uma avaliação da técnica do tratamento iterativo da análise global.

Na última parte do trabalho encontram-se vários apêndices, os quais são incluídos para complementar a argumentação da dissertação.