

Universidade Federal do Rio de Janeiro

**COMPARAÇÃO DO USO DE MODELOS *BLACK OIL*
SIMPLIFICADOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA A
PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS SOB
MECANISMO DE GÁS EM SOLUÇÃO**

Priscila dos Santos Pena Vila

2010



**COMPARAÇÃO DO USO DE MODELOS BLACK OIL
SIMPLIFICADOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA A
PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS SOB
MECANISMO DE GÁS EM SOLUÇÃO**

Priscila dos Santos Pena Vila

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

Orientador: Prof. Dr. Paulo Couto

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.

MARÇO, 2010.

**COMPARAÇÃO DO USO DE MODELOS *BLACK OIL* SIMPLIFICADOS E
SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA A PREVISÃO DO
COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS SOB MECANISMO DE GÁS EM
SOLUÇÃO**

Priscila dos Santos Pena Vila

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

Examinada por:

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.
Engenharia do Petróleo – POLI/COPPE – UFRJ

Prof. Abelardo de Sá Neto, Ph.D.
PRH-21/UFRJ

Prof. Luiz Landau, Ph.D.
PEC/COPPE – UFRJ

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO de 2010

Vila, Priscila dos Santos Pena

Comparação do Uso de Modelos Black Oil Simplificados e Simulação Computacional para a Previsão do Comportamento de Reservatórios sob Mecanismo de Gás em Solução / Priscila dos Santos Pena Vila. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

XI, 37p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia do Petróleo, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 37.

1. Modelagem de Reservatórios. 2. Modelos Black Oil Simplificados. 3. Comparação com Modelagem Computacional. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicatória

Dedico esse trabalho ao meu pai, que sempre sonhou com a minha formatura e meu sucesso.

Agradecimentos

A meus pais, por acreditarem em mim sempre, pelo apoio integral e incondicional e por terem me oferecido as melhores condições para meu estudo e desenvolvimento do meu projeto.

Ao meu professor e orientador Paulo Couto por estar sempre à disposição, por tirar minhas dúvidas, pela ajuda, pela paciência, pela confiança em mim e por acreditar na minha capacidade.

Ao meu professor e co-orientador Abelardo de Sá Neto pelo suporte, pela colaboração, disponibilidade e compreensão.

À Computer Modeling Group (CMG – Canadá), pelo suporte dado a este trabalho através da cessão da suíte de softwares de simulação de reservatórios.

A ANP pelo auxílio financeiro ao longo dos dois anos de desenvolvimento desse projeto.

A UFRJ pela disponibilidade do laboratório LORDE para que eu pudesse desenvolver atividades computacionais nos intervalos de aula e horários vagos.

E finalmente a todos os meus colegas de turma pelos estudos em grupo, por dividirem todo o seu conhecimento e pela amizade.

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

Comparação do Uso de Modelos *Black Oil* Simplificados e Simulação Computacional para a Previsão do Comportamento de Reservatórios sob Mecanismo de Gás em Solução

Priscila dos Santos Pena Vila

Março/2010

Orientador: Prof. Paulo Couto

Curso: Engenharia do Petróleo

O estudo a ser apresentado visa mostrar como modelos *black oil* simplificados podem ser usados para gerenciamento de reservatórios de petróleo uma vez que são capazes de prever o comportamento de tais reservatórios ao longo de toda vida do campo. Dois modelos simplificados foram escolhidos: Muskat e Tarner, ambos baseados na Equação de Balanço de Materiais (EBM).

O projeto consiste na implementação desses dois modelos fazendo uso do software de manipulações algébricas *Mathematica 7.0*, alimentá-los com dados de um campo terrestre, o qual também será simulado numericamente em um software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group - Canadá) e por fim comparar os resultados do simulador numérico comercial com os dos modelos simplificados a fim de validá-los.

O principal objetivo do trabalho é contribuir para a prática industrial de engenharia e gerenciamento de reservatórios uma vez que com os dados estimados pelos modelos estudados as empresas estariam aptas a obter uma expectativa do potencial de seus campos de óleo e ainda melhorar a performance de seus campos maduros.

Palavras-chave: modelos black oil simplificados, Muskat, Tarner, gerenciamento de reservatórios.

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

The Use of Simplified Black Oil Models Compared to Computational Simulation to Predict Reservoir under Solution Gas Drive Mechanism Behavior

Priscila dos Santos Pena Vila

March/2010

Advisor: Prof. Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

This study aims to show how simplified black oil models can be used for reservoir management strategies, as they predict the reservoirs behavior throughout the entire field life. Two models were chosen: Muskat and Tarner; both based on the Material Balance Equation (MBE).

The methodology considers the implementation of the simplified models of Tarner and Muskat using the algebraic manipulation software *Mathematica 7.0* and populating it with the data for an onshore field which will be also input on the commercial software (IMEX, from Computer Modeling Group - Canadá). All the results will be than compared to check if the two simplified models could really do the prediction the same way that the sophisticated commercial software does.

The main goal of this work is to contribute for the petroleum industry's practice of reservoir engineering since having the information provided by the models the petroleum companies would be able to obtain an expectation of their oil fields full potential as well as use it to improve the performance of their mature assets.

Keywords: simplified black oil models, Muskat, Tarner, reservoir management.

Sumário

Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas	viii
Nomenclatura.....	ix
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Metodologia	2
2. Revisão da Literatura	3
2.1. Gerenciamento de Reservatórios.....	3
2.2. Balanço de Materiais	6
2.3. Modelos de Previsão de Comportamento de Reservatórios	10
3. Desenvolvimento Teórico	12
3.1. Modelo de Muskat.....	12
3.2. Modelo de Tarner	15
3.3. Utilização do IMEX para Gerar Dados Sintéticos	18
4. Resultados e Discussão.....	22
4.1. Comparação entre os Modelos	22
4.1.1. Modelo de Muskat x IMEX:	22
4.1.2. Modelo de Tarner x IMEX:.....	27
5. Conclusão	36
5.1.1. Sugestões Futuras:	37
6. Referências Bibliográficas.....	38

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa estrutural 3-D – Andorinha-Azul	20
Figura 2. Mapa 2-D de Saturação de Óleo – Andorinha-Azul	21
Figura 3. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Pressão Média do Reservatório: Muskat x IMEX	23
Figura 4. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Pressão Média do Reservatório: Muskat x IMEX	23
Figura 5. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Pressão Média do Reservatório: Muskat x IMEX.....	24
Figura 6. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Muskat x IMEX.....	25
Figura 7. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Muskat x IMEX.....	25
Figura 8. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Muskat x IMEX.....	26
Figura 9. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Muskat x IMEX.....	27
Figura 10. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX.....	28
Figura 11. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX.....	28
Figura 12. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX.....	29
Figura 13. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Tarner x IMEX	30
Figura 14. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Tarner x IMEX.....	30
Figura 15. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Tarner x IMEX	31
Figura 16. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Tarner x IMEX.....	32
Figura 17. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat	33
Figura 18. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat	33
Figura 19. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat	34
Figura 20. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat.....	34

Lista de Tabelas

Tabela 1. Tabela de Dados PVT – Andorinha-Azul	19
Tabela 2. Tabela de Dados de Permeabilidade Relativa – Andorinha-Azul	20

Nomenclatura

c_f	Compressibilidade da formação.....[1/(kgf/cm ²)]
B_{winj}	Fator volume-formação da água injetada.....[m ³ std/m ³ std]
B_{ginj}	Fator volume-formação do gás injetado.....[m ³ std/m ³ std]
B_{gc}	Fator volume-formação do gás proveniente da capa.....[m ³ std/m ³ std]
B_g	Fator volume-formação do gás proveniente da zona de óleo... ..[m ³ std/m ³ std]
B_{tw}	Fator volume-formação total da água.....[m ³ std/m ³ std]
B_t	Fator volume-formação total do óleo.....[m ³ std/m ³ std]
W_e	Influxo acumulado de água do aquífero.....[m ³]
k	Permeabilidade[mD]
p	Pressão média do reservatório.....[kgf/cm ²]
G_{ps}	Produção acumulada de gás a partir da pressão de bolha.....[m ³]
N_{ps}	Produção acumulada de óleo a partir da pressão de bolha.....[m ³]
m	Quociente entre o volume original de gás na capa e o volume original de óleo (ambos nas condições de reservatório).....[-]
C	Razão de Ciclagem de gás.....[m ³ std/m ³ std]
R_s	Razão de Solubilidade gás/óleo.....[m ³ std/m ³ std]
R_p	Razão gás/óleo acumulada.....[m ³ std/m ³ std]
R	Razão gás/óleo de produção instantânea.....[m ³ std/m ³ std]
S_{wig}	Saturação de água conata ou inicial na capa de gás.....[%]
S_{wio}	Saturação de água conata ou inicial na zona de óleo.....[%]

S	Saturaçãõ.....[$\%$]
t	Tempo.....[d]
W_{inj}	Volume acumulado de água injetada.....[m^3]
W_p	Volume acumulado de água produzida.....[m^3]
G_{inj}	Volume acumulado de gás injetado.....[m^3]
G_p	Volume acumulado de gás produzido.....[m^3]
N_p	Volume acumulado de óleo produzido.....[m^3]
G_{pd}	Volume de gás produzido disponível.....[m^3]
N	Volume original de óleo nas condições-padrão.....[m^3]
V_{pg}	Volume poroso da capa de gás.....[m^3]
V_{po}	Volume poroso da zona de óleo.....[m^3]
V_p	Volume poroso total.....[m^3]
G_{ii}	Volume total de gás inicial.....[m^3]

Símbolos Gregos:

Δp	Diferença de pressão [kgf/cm ²]
ϕ	Porosidade [-]
μ	Viscosidade.....[cp]

Subscritos:

()_i Condições Iniciais de Pressão

$()_{sc}$	Condições-Padrão
$()_g$	Fase gás
$()_o$	Fase óleo
$()_L$	Fase Líquida
$()_b$	Ponto de Bolha
$()_j$	Um instante qualquer
$()_{j+1}$	O instante seguinte

Siglas:

MBOT	<i>Modified Black Oil Tank</i>
EBM	Equação de Balanço de Materiais
RGO	Razão Gás/Óleo
IMPES	Implícito na Pressão e Explícito na Saturação

1. Introdução

Conforme a produção avança e a pressão cai, empresas petrolíferas utilizam modelos matemáticos para simularem como a permeabilidade e as saturações de óleo e gás, por exemplo, irão se comportar. O uso de modelos simplificados para a realização dessa previsão se deve na maioria das vezes a não existência de alguns dados devido à dificuldade de obtê-los no início de um projeto de poço.

Para simular esse comportamento dos parâmetros de um reservatório ao longo da produção de um campo há diversos modelos matemáticos propostos, uns mais abrangentes, outros mais específicos.

No entanto, é de fundamental importância que se escolha adequadamente o modelo a ser utilizado para modelar um campo, de acordo com as propriedades e características já conhecidas, assim como validar o equacionamento do mesmo.

O presente trabalho consiste num estudo comparativo de dois modelos simplificados, que nada mais são que estimativas baseadas em um balanço de massa e propriedade dos fluidos da produção de óleo e gás em função da pressão média do reservatório. Uma posterior análise destes modelos em relação à dados sintéticos de produção obtidos por simulação no software comercial (IMEX, da *Computer Modeling Group* - Canadá) para simular dados reais de produção é efetuada para verificar a aplicabilidade desses modelos para o desenvolvimento de campos de petróleo através de estimativas do comportamento da pressão e da produção ao longo do tempo, ou seja, do tempo de vida útil do campo.

1.1. Motivação

A importância do tema se deve à relevância da previsão do comportamento de reservatórios para o gerenciamento destes reservatórios na indústria do petróleo, uma prática realizada ao longo de todo o ciclo de vida de um reservatório servindo para desenvolver campos novos e revitalizar campos maduros, aperfeiçoando seus métodos de recuperação.

Por ser uma necessidade da indústria há sempre uma busca contínua pela otimização dessas previsões, uma vez que estas viabilizam uma melhor tomada de

decisões, as quais incluem quando e qual método de recuperação suplementar será requerido, além de qual será seu tempo de vida útil estimado.

Soma-se a isso o fato de que quando comparadas simulações de previsão por softwares complexos e modelos simplificados, os segundos apresentam vantagens como tempo computacional reduzido e menor necessidade de informações para rodar um modelo, já que se baseiam em hipóteses simplificadoras. Essa característica justifica a grande aplicação dos modelos simplificados na indústria de óleo e gás.

1.2. Objetivos

A meta do estudo é provar que os modelos simplificados analisados satisfazem a demanda da indústria e consistem em modelos satisfatórios para a realização de previsão de comportamento de reservatórios de petróleo.

Para tanto o trabalho consistirá em estimar a queda de pressão ao longo do tempo bem como a produção de óleo e gás através dos modelos simplificados e em seguida simular o mesmo campo no software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group - Canadá) e comparar os resultados a fim de demonstrar que os modelos simplificados podem ser utilizados num primeiro momento de um projeto de campo ou ainda quando não se tem a disponibilidade do software comercial.

1.3. Metodologia

Primeiramente será feita a implementação de dois modelos teóricos simplificados, Muskat e Tarner, baseados na Equação de Balanço de Materiais de acordo com ROSA et al. (2006), no software *Mathematica 7.0* fazendo uso de um exemplo teórico e, em seguida, realizada a simulação de um campo terrestre no simulador numérico comercial (IMEX, da *Computer Modeling Group* – Canadá) a fim de se gerar dados de produção sintéticos.

Numa segunda etapa, os mesmos dados utilizados no software comercial serão alimentados nos modelos teóricos no *Mathematica 7.0* e com seus resultados será feita uma comparação com os resultados obtidos previamente com o simulador comercial.

2. Revisão da Literatura

2.1. Gerenciamento de Reservatórios

Gerenciamento de reservatórios, por definição, é uma ciência que utiliza elementos da geologia e da engenharia de petróleo para prever o comportamento do óleo e do gás natural nas formações rochosas sub-superficiais (Fonte: <http://www.chevron.com>, último acesso em 10/06/2008).

Está assim intrinsecamente ligada à geociência e às engenharias de reservatório e produção, objetivando planejar e otimizar o desenvolvimento de campos exploratórios ou produtores de óleo e gás, bem como melhorar a recuperação de campos maduros.

As atividades correspondentes ao gerenciamento do reservatório são: caracterização do reservatório, avaliação e design do projeto, monitoramento e vigilância do projeto, recolhimento e análise de dados, modelagem e aperfeiçoamento do reservatório e análise econômica. Modelar e otimizar fornece a base para as decisões a respeito do desenvolvimento e da operação durante a fase inicial (piloto).

A natureza do reservatório é de fundamental importância para a escolha da estratégia de gerenciamento e requer conhecimentos das propriedades da rocha, geológicas e dos fluidos, bem como do escoamento dos mesmos no interior do reservatório, dos mecanismos de recuperação, perfuração e completação, além do histórico de produção para casos de campos maduros e depletados. Uma alternativa bastante útil é analisar também os dados de poços vizinhos para complementar e ajudar a inferir e estimar algumas características.

A finalidade dessa ciência é gerenciar esse desenvolvimento de forma a maximizar os ganhos e lucros das companhias proprietárias, enquanto mantém o padrão de segurança, ambiental, técnico e a integridade comercial. CHOUHDARY *et al.* (2007) afirmou que sua eficiência depende da combinação de capacidade, viabilidade e processos.

É uma prática realizada ao longo de todo o ciclo de vida de um reservatório servindo para desenvolver campos novos e reviver campos maduros, aperfeiçoando seus métodos de recuperação. Para tanto, há diversas estratégias e tecnologias que variam de

acordo com cada caso e com o tempo ao longo do ciclo de vida do campo, sendo distintas quando voltadas para o curto prazo e posteriormente para o longo prazo.

Essa atividade pode ser dividida em três fases (Fonte: <http://www.saudiaramco.com/irj/portal/anonymous>, último acesso em 11/07/2008):

Pré-desenvolvimento: A avaliação do reservatório é realizada através da geofísica, perfuração e testemunhagem, testes de poço e perfilagem. Nessa etapa as ferramentas requeridas para a avaliação da formação são identificadas e os resultados interpretados. Quanto mais poços são perfurados e mais dados são obtidos, melhor e mais completo fica o estudo do campo contribuindo com informações mais confiáveis para a obtenção de soluções e tomada de decisões.

Desenvolvimento: Nesse estágio, as propriedades da rocha (porosidade, permeabilidade e saturação de inicial dos fluidos) e dos fluidos (viscosidade, densidade e fator volume-formação) são usadas para construir o modelo inicial. Um modelo matemático de simulação de reservatório é então construído para se estimar quantos poços serão necessários e suas localizações, o tamanho e a capacidade das facilidades de superfície e se será necessária injeção de água ou gás.

Operação: Quando já se tem dados do poço como pressão e produção que serão usados para calibrar e adequar o modelo adotado previamente. O conhecimento sobre o comportamento da rocha e do fluido é um processo de evolução contínua que requer repetidas revisões e atualizações do modelo.

SATTER *et al.* (2000) comentou que até 1970, engenharia de reservatório era considerada o aspecto técnico mais importante para o gerenciamento de reservatórios. Durante as décadas de 70 e 80, os benefícios do sinergismo entre engenharia e geologia foram reconhecidos ao se promover uma descrição detalhada do reservatório fazendo uso de conceitos geológicos, geofísicos e de simulação. Com isso, começou-se a difundir a concepção de que esse gerenciamento é uma atividade multidisciplinar envolvendo a sinergia entre diversos profissionais trabalhando como uma equipe. A intenção é aproveitar de forma otimizada todos os recursos humanos, tecnológicos, informativos e financeiros disponíveis para maximizar os lucros provenientes de um reservatório através da otimização da recuperação ao mesmo tempo em que minimiza os investimentos de capital e os gastos com a operação.

SATTER *et al.* (2000) concluiu que não é mais suficiente gerenciar apenas o reservatório. O foco é adicionar valor aos ativos da empresa por meio de um gerenciamento incluindo desde o *downstream*, passando pelo *midstream* até o *upstream*.

Tornaram-se necessários esforços integrados das áreas de engenharia, ciência básica, pesquisa e desenvolvimento, serviço, meio ambiente, financeira e econômica, geologia e geofísica. Todas essas constituem a equipe de gerenciamento de reservatórios, que envolve uma integração entre pessoas, informação, ferramentas e tecnologia. A essa nova metodologia de gerenciamento foi dado o nome de Gerenciamento Integrado de Reservatórios.

A principal estratégia financeira é maximizar o fluxo de caixa, sujeito aos orçamentos de capital e operação, enquanto sugere oportunidades de investimento de alta qualidade para o gerenciamento. Tudo isso com uma base mínima de custo. Para obter sucesso é preciso que a equipe de gerenciamento de reservatórios trabalhe conjuntamente com os grupos operacionais para garantir que as estratégias de melhor custo efetivo estão sendo seguidas.

O primeiro ponto-chave do gerenciamento de reservatórios é a proteção do fluxo de fundos de investimentos existentes. Normalmente se referem a poços e infraestrutura. O segundo é a elaboração de estratégias e opções para otimização da produção. Esses dois pontos cobrem ambos o curto prazo (maximizar produção) e longo prazo (aumentar reservas e gerenciar abandonos).

O gerenciamento de ativos pode prever geração de fundos e ainda decidir alocação dos fundos para novas estratégias e opções para implementação baseadas em considerações econômicas tais como capital disponível, requisito para geração de caixa, análise de risco, etc. O time de gerenciamento de reservatórios é, portanto o maior orientador técnico do time de gerenciamento global.

Aumentar a eficiência do dia-a-dia do gerenciamento de reservatórios permite que mais recursos sejam dedicados a identificação de oportunidades de investimentos.

Para implementar o gerenciamento integrado, deve-se focar em apropriar-se da tecnologia necessária para os objetivos desejados, assim como estabelecer medidas de performance direcionadas à melhoria contínua. A chave do sucesso para tal é o desenvolvimento de um time de engenharia com habilidades múltiplas em que todos entendam o alto nível das metas do negócio e tenham vasto conhecimento dos recursos disponíveis.

Já a integridade operacional desse sistema engloba meio ambiente e segurança além de questões comerciais, ressaltando o fato de que qualquer política de meio ambiente e segurança custa significativamente.

Para se alcançar uma excepcional performance do campo, as técnicas e ferramentas utilizadas pelo time de gerenciamento de reservatórios devem ser do mais alto padrão. Deve-se ainda cultivar uma tradição de *workshops* internos regulares, treinamentos e módulos de auto-aprendizado para manter a equipe informada e atualizada.

Tratando-se de campos maduros e complexos, um modelo de previsão estatística para analisar histórico dos dados de produção e injeção existentes na tentativa de melhorar a recuperação futura de óleo é uma boa solução. Nesse tipo de campo, os problemas a serem mitigados são baixa pressão do reservatório, rápido declínio da produção e alta razão gás-óleo em algumas regiões. Então é requisitado um modelo que analise as respostas do reservatório em relação à injeção e produção, e baseado nisso identifique estratégias efetivas para o desenvolvimento e recuperação do campo. Esse modelo a ser utilizado deve prever o comportamento futuro de produção do reservatório conforme as condições de injeção mudem. Essa injeção pode ser tanto água, gás ou vapor.

Uma forma particular de realização da atividade de gerenciamento é o chamado Gerenciamento de Reservatório *Closed-loop*, também conhecido como gerenciamento a tempo real, que consiste na otimização do ciclo de vida baseado em modelos incertos de reservatório combinados a uma constante atualização das medidas de produção usadas, sísmica 4D e outros dados. A hipótese básica é que existe escopo significativo para aumentar a recuperação através da otimização freqüente do ciclo de vida baseada em modelos atualizados constantemente. Elementos essenciais do gerenciamento *Closed-loop* são otimização baseada em modelos, técnicas de assimilação de dados (realizar correspondência entre históricos automaticamente), e, em particular, a aplicação de ambos integrados. Há ainda técnicas para redução de modelos e avaliação das incertezas.

2.2. Balanço de Materiais

O balanço de materiais em reservatórios de petróleo tem origem em um balanço das massas dos fluidos existentes no interior dos poros das rochas reservatório. No entanto, como a massa se conserva, mas o volume não, o balanço de materiais no

interior de um reservatório se baseia num balanço volumétrico dado que o volume se altera e depende da pressão e da temperatura.

Matematicamente o balanço de materiais é representado através de uma equação, denominada equação de balanço de materiais (EBM).

O termo balanço de materiais geralmente se refere a procedimentos computacionais nos quais se consideram as propriedades dos fluidos e o histórico de pressão-produção do reservatório. Neste caso, o reservatório é tratado como um “tanque” com propriedades permoporosas médias constantes. As equações de balanço de materiais permitem o cálculo dos volumes de óleo, condensado e/ou gás *in place*, e a determinação do mecanismo de produção. A massa de fluidos existentes no reservatório em um determinado instante é a diferença entre a massa original e a massa produzida.

Como o volume dos fluidos produzidos é geralmente medido em uma determinada condição padrão de pressão e temperatura, a equação de balanço de materiais é comumente escrita de tal maneira que, em um instante qualquer, o volume de fluidos existente no reservatório seja a diferença entre o volume inicialmente existente e o produzido, ambos medidos nessa condição padrão. A equação de balanço de materiais é utilizada para reservatórios de gás e de óleo sujeitos aos mais diversos mecanismos de produção.

As principais utilizações práticas da equação de balanço de materiais são: determinação do volume original de gás; determinação do volume original de óleo; determinação do influxo de água proveniente de aquíferos e previsão do comportamento de reservatórios.

Conhecendo-se o volume do reservatório, a porosidade das rochas e a saturação de água conata, podem ser calculados os volumes originais de gás e de óleo através do método volumétrico. Em muitos casos a porosidade, a saturação da água conata e/ou o volume do reservatório não são conhecidos com a precisão desejada e o método volumétrico não pode ser aplicado. Nessas situações, a equação de balanço de materiais pode ser empregada.

A utilização do método de balanço de materiais exige a existência de dados geológicos, de produção e de laboratório, além de um histórico de produção e da pressão ao longo do tempo do reservatório em estudo. A qualidade dos resultados a serem obtidos depende muito da qualidade dos dados registrados no histórico de produção. Isto significa que as quantidades de água, gás e óleo produzidas em um

campo de petróleo, bem como as pressões do reservatório, devem ser medidas com o máximo de rigor possível.

O balanço de materiais deve ser aplicado ao reservatório como um todo e não permite, como no caso do método volumétrico, o cálculo dos volumes de gás e de óleo somente em determinadas porções do reservatório. Isso se deve ao fato de que há migração de fluido de uma parte para outra no interior do meio poroso, que só deve ser levada em conta através do balanço total de massa ou volume. (Fonte: <http://www.ebah.com.br/introducao-ao-balanco-de-materiais-ppt-a21513.html>. Último acesso em 11/12/2009).

ROSA *et al.* (2006) desenvolveu uma equação generalizada para qualquer tipo de reservatório de óleo submetido a mais diversa variedade de mecanismos de produção.

Para tanto ROSA *et al.* (2006) considerou primeiramente um reservatório inicialmente com três zonas distintas: capa de gás (com gás e água conata), zona de óleo (com óleo e água conata) e aquífero contíguo à zona de óleo. Assumiu-se que após certo período de tempo foram produzidos os volumes N_p de óleo, G_p de gás e W_p de água, além de terem sido injetados os volumes G_{inj} de gás e W_{inj} de água. Admitiu-se também que tenha ocorrido um influxo acumulado de água proveniente do aquífero igual a W_e e que a pressão média do reservatório tenha declinado de p_i até p .

A EBM é obtida baseando-se no seguinte princípio: a expansão total dos fluidos existentes no reservatório, somada à contração do volume poroso é igual à produção total de fluidos. Em condições de reservatório tem-se:

Varição do volume de óleo original e do gás associado + Varição do volume de gás da capa + Varição do volume de água conata na zona de óleo + Varição do volume de água conata na capa de gás + Contração do volume de poros + Injeção acumulada de água + Injeção acumulada de gás + Influxo acumulado de água = Produção acumulada de fluidos (óleo, gás e água) medida nas condições atuais (P , T) do reservatório.

Essa equação é matematicamente representada por:

$$\begin{aligned}
& N(B_t - B_{ti}) + \frac{m * N * B_{ti}}{B_{gic}} (B_{gc} - B_{gic}) + \frac{N * B_{ti} * S_{wio}}{1 - S_{wio}} \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) \\
& + \frac{m * N * B_{ti} * S_{wig}}{1 - S_{wig}} \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) + \left(\frac{N * B_{ti}}{1 - S_{wio}} + \frac{m * N * B_{ti}}{1 - S_{wig}} \right) * c_f * \Delta p + W_{inj} * B_{winj} + \quad (1) \\
& G_{inj} * B_{ginj} + W_e = N_p * [B_t - (R_{si} - R_s) * B_g] + N_p * (R_p - R_s) * B_g + W_p * B_w
\end{aligned}$$

onde:

$$m = \frac{G * B_{gic}}{N * B_{oi}} \quad (2)$$

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \quad (3)$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) * B_g \quad (4)$$

$$B_{tw} = B_w + (R_{swi} - R_{sw}) * B_g \quad (5)$$

$$c_w = \frac{B_w - B_{wi}}{B_{wi} * \Delta P} \quad (6)$$

Na prática utilizam-se as seguintes simplificações:

$$B_{gc} = B_g \quad (7)$$

$$B_{tw} = B_w \quad (8)$$

$$S_{wio} = S_{wig} = S_{wi} \quad (9)$$

Essa equação apresenta forte dependência dos chamados parâmetros PVT (fator volume-formação, razão de solubilidade, pressão de bolha ou de saturação) e, por isso,

há ocorrência de erros significativos nos cálculos de balanço de materiais quando há erros experimentais na determinação desses dados, ou ainda quando as amostras dos fluidos são obtidas em condições inadequadas. Por essa razão é sempre importante aplicar um teste de consistência aos dados PVT que estiverem sendo utilizados em um estudo de balanço de materiais.

Ainda de acordo com ROSA *et al.* (2006) sabe-se que os reservatórios de óleo em geral produzem sujeitos a um ou mais dos seguintes mecanismos de produção: gás em solução, capa de gás e influxo natural de água. Portanto, para qualquer que seja o caso a ser estudado é só partir da equação geral vista anteriormente e fazer as devidas simplificações ajustando a equação para um caso particular.

2.3. Modelos de Previsão de Comportamento de Reservatórios

Segundo WALSH e LAKE (2003) existem cinco métodos para se prever a performance de um reservatório. Em ordem de sofisticação eles são: intuitivo, por analogia, correlações empíricas, curvas de declínio e simulação numérica.

O primeiro e mais simples é geralmente relacionado diretamente à experiência de alguém. O segundo, método análogo, é uma aplicação de dados do histórico de recuperação de reservatórios análogos para se estimar a futura performance. Já o terceiro se refere ao uso de equações estatísticas baseadas em princípios não-físicos e costumam ser limitadas a prever recuperações de frações de óleo e gás mais recentes.

Em quarto tem-se a análise de curvas de declínio, que consiste em extrapolar graficamente dados anteriores. Este requer um histórico de produção substancial, o que é possível somente se um trecho puder ser identificado de forma satisfatória e confiável.

Por último, está a simulação, que nada mais é do que o uso de modelos matemáticos baseados em princípios físicos para simular o comportamento futuro do reservatório.

Esse quinto é o mais poderoso e versátil. Simuladores numéricos que variam de modelos analíticos simples que requerem apenas uma calculadora de mão até multi-células sofisticadas, isto é, modelos de diferenças finitas que utilizam super computadores.

Uma classe especial de simulador numérico é a dos modelos “Tanque”. Eles caracteristicamente tratam o reservatório como uma célula ou unidade única, são

instrutivos, relativamente simples e também apresentam soluções que necessitam desde cálculos manuais até programas computacionais complexos. Eles prevêm que a pressão e a taxa de produção de reservatórios homogêneos de óleo e de gás a alta pressão decrescem exponencialmente, e que a estratificação da permeabilidade altera significativamente a performance do reservatório em questão.

Dentro dessa classe encontram-se diversos modelos como: modelo de camada única de líquido compressível, modelo de múltiplas camadas de líquido compressível sem escoamento, modelo de múltiplas camadas de líquido compressível com escoamento, modelo de camada única de gás e modelo “*black-oil*” modificado.

De acordo com WALSH e LAKE (2003) esse último modelo, também conhecido por MBOT (*Modified Black Oil Tank*) consiste em um modelo tanque avançado e informativo que possui solução por diferenças finitas, sendo preciso o uso de programas computacionais. Baseia-se em modelos de comportamento de fase de dois ou três pseudocomponentes e pode simular toda a escala de hidrocarbonetos, incluindo condensados de gás e óleos voláteis, enquanto o modelo não modificado só simula *black-oils* e gases secos.

BRILL e MUKHERJEE (1999) definem *Black Oil* como um termo que se refere a qualquer fase líquida que contenha gás dissolvido, como hidrocarbonetos, por exemplo. Esses óleos são tipicamente escuros e tem densidades menores que 40°API. Sua principal característica, no entanto, é que praticamente não apresenta variações na sua composição em um envelope de duas fases, sendo por isso dito como um modelo de composição constante.

Esse modelo tem capacidade de simular todos os mecanismos de produção, incluindo gás em solução, capa de gás e influxo de água, com ou sem injeção de água ou gás.

Segundo WALSH e LAKE (2003), três técnicas de solução atendem aos modelos MBOT: Método de IMPES, Método de Muskat e o de Tarner.

3. Desenvolvimento Teórico

3.1. Modelo de Muskat

Esse é o método analítico disponível mais eficiente em estudos de previsão de comportamento de reservatórios de óleo com capa de gás, podendo ser aplicado também no caso de reservatório de gás em solução. Tratando-se do caso de capa de gás, assume-se que:

- a) A expansão da capa de gás é o principal mecanismo de produção;
- b) O gás da capa e o óleo estão em equilíbrio, sendo a pressão inicial a pressão de bolha do sistema;
- c) A saturação intersticial de água é irreduzível, o seu valor médio é S_{wi} tanto na capa como na zona de óleo e não possui gás dissolvido;
- d) A capa jamais conterà óleo;
- e) Parte do gás produzido é injetada de volta no reservatório.

Segundo ROSA *et al.* (2006), desprezando-se a compressibilidade da rocha, pode-se definir a relação entre os volumes da capa de gás e da zona de óleo como:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} = \frac{V_{pg}}{V_{po}} \quad (10)$$

Sabe-se ainda que o volume de óleo existente no reservatório a qualquer instante em condições-padrão é dado por:

$$N - N_p = \frac{V_{po} S_o}{B_o} = \frac{V_{po} S_o}{B_o} \frac{V_p}{V_p} = \frac{V_p}{V_{po} + V_{pg}} \frac{S_o}{B_o} = \frac{1}{1+m} V_p \frac{S_o}{B_o} \quad (11)$$

onde:

$$V_p = V_{po} + V_{pg} \quad (12)$$

Já a quantidade de gás restante é equivalente à soma de três parcelas: gás da capa, gás em solução no óleo e gás livre na zona de óleo, e pode ser dada por:

$$G_{restante} = G_{ti} - G_{pd} = G + NR_{si} - G_p + G_{inj} = \frac{V_p}{1+m} \left[\frac{m(1-S_{wi})}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} + \frac{(1-S_o - S_{wi})}{B_g} \right] \quad (13)$$

onde G_{ti} é o volume total de gás inicial e G_{pd} é o volume de gás produzido disponível. Agora diferenciando a expressão do volume de gás produzido disponível, tem-se:

$$\frac{dG_{pd}}{dN_p} = \frac{dG_p}{dN_p} - \frac{dG_{inj}}{dN_p} = \frac{dG_p}{dN_p} \left(1 - \frac{dG_{inj}}{dG_p} \right) = R(1-C) \quad (14)$$

Na qual dG_{pd}/dN_p é a razão gás disponível/óleo instantânea, dG_p/dN_p é a razão gás óleo instantânea R e dG_{inj}/dp é a razão de ciclagem de gás C , ou seja, representa o quanto do gás produzido que foi reinjetado no reservatório.

No entanto, sabe-se que tanto R , G_p como N_p são funções da pressão do reservatório e esta é a variável independente, então se escrevendo a equação anterior em função de p tem-se:

$$\frac{dG_{pd}}{dp} = R(1-C) \frac{dN_p}{dp} \quad (15)$$

Derivando-se então as equações 11 e 13 em relação à pressão e substituindo dG_{pd}/dp e dN_p/dp na equação 15 obtém-se:

$$R(1-C) \left[\left(\frac{1}{1+m} \right) \left(\frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right) \right] = \left(\frac{1}{1+m} \right) \left[m(1-S_{wi}) \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{B_g} \right) + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_i}{dp} + \frac{R_i}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o R_i}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} - \frac{1}{B_g} \frac{dS_o}{dp} + (1-S_o - S_{wi}) \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{B_g} \right) \right] \quad (16)$$

Sejam então, para fins de simplificação, as seguintes definições:

$$\eta = \frac{1}{B_o} \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \frac{dB_o}{dp} \quad (17)$$

$$\alpha = \left(\frac{B_o}{B_g} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \quad (18)$$

$$\lambda = \left(\frac{B_g}{B_o} \right) \frac{dR_s}{dp} \quad (19)$$

$$\psi = \frac{k_g}{k_o} \quad (20)$$

$$\xi = B_g \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{B_g} \right) \quad (21)$$

Aplicando-as na equação 16 e isolando-se o termo dS_o/dp chega-se à equação de Muskat:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_o \lambda + (1 - S_o - S_{wi}) \xi + S_o \eta \left(\psi - \frac{CR}{\alpha} \right) + m(1 - S_{wi}) \xi}{1 + \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \left(\psi - \frac{CR}{\alpha} \right)} \quad (22)$$

Lembrando que:

$$R = \left(\frac{k_g}{k_o} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \left(\frac{B_o}{B_g} \right) + R_s \quad (23)$$

A equação de Muskat é diferencial ordinária de primeira ordem relacionando a variação de saturação de óleo com a variação da pressão, e como estas duas variáveis não podem ser separadas, a solução da equação deve ser obtida numericamente. Para tanto há métodos como os de Runge Kutta, Adams e Milne, Euler e Euler modificado.

Para o desenvolvimento matemático do modelo de Muskat foi utilizado o software *Mathematica 7.0* conforme mencionado anteriormente e um exemplo teórico do livro texto de Adalberto Rosa (ROSA *et al.*, 2006) como teste.

Depois de terminada a programação desse modelo, o mesmo foi alimentado com dados de um campo terrestre a ser também utilizado no simulador numérico comercial (IMEX, da *Computer Modeling Group* – Canadá) e o código completo do *Mathematica 7.0* para esse caso encontra-se em anexo no final do trabalho após o capítulo de Referências Bibliográficas.

Os dados iniciais do campo base podem ser encontrados no corpo do código ou ainda adiante na seção 3.4.

3.2. Modelo de Tarner

Este método se aplica para reservatórios de óleo com mecanismo de gás em solução (volumétrico), e as seguintes hipóteses são adotadas:

- a) A zona de óleo é limitada externamente, não sofrendo influências de capa de gás inicial ou de aquífero, mesmo que estes façam parte do sistema;
- b) As principais fontes de energia para a produção primária do reservatório são a expansão dos fluidos presentes no mesmo e a contração do volume poroso, decorrentes da redução da pressão devida à produção da jazida;
- c) Aplica-se a partir do ponto de bolha;
- d) O reservatório volumétrico é saturado com efeitos de compressibilidade da água conata e da rocha desprezíveis, então se tem saturação de água conata irreduzível ($S_w = S_{wb}$)

Partindo-se da EBM e considerando todas as condições acima citadas ROSA *et al.* (2006) chega à seguinte equação:

$$\frac{G_{ps}}{N_b} = \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) \left(1 - \frac{N_{ps}}{N_b} \right) - \left(\frac{B_{ob}}{B_g} - R_{sb} \right) \quad (24)$$

Por se aplicar a partir do ponto de bolha, R_{sb} corresponde a R_{si} e G_{ps} significa a razão acumulada de gás a partir da pressão de bolha. Analisando um intervalo de t_b a t_j e depois até t_{j+1} por essa equação, e subtraindo-se o primeiro do segundo, tem-se:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right)_{EBM} &= \frac{G_{ps_{j+1}} - G_{ps_j}}{N_b} = \\ &= B_{ob} \left(\frac{1}{B_{g_j}} - \frac{1}{B_{g_{j+1}}} \right) + \left(\frac{B_{o_{j+1}}}{B_{g_{j+1}}} - R_{s_{j+1}} \right) \left(1 - \frac{N_{ps_{j+1}}}{N_b} \right) - \left(\frac{B_{o_j}}{B_{g_j}} - R_{s_j} \right) \left(1 - \frac{N_{ps_j}}{N_b} \right) \end{aligned} \quad (25)$$

Ao mesmo tempo, ROSA *et al.* (2006) mostra que mesmo não partindo da EBM, pode-se começar considerando um decréscimo de pressão bem pequeno entre p_j e p_{j+1} , e com isso calcula-se a razão gás/óleo média através da expressão da razão gás/óleo instantânea aplicada nos tempos t_j e t_{j+1} como:

$$\bar{R} = \frac{1}{2} (R_j + R_{j+1}) \quad (26)$$

As expressões instantâneas têm origem na definição: é a razão entre a vazão total de gás produzido e a vazão de óleo produzido medidas na superfície e transformadas para uma mesma condição-padrão. A vazão de gás corresponde à parcela de gás livre existente no interior do reservatório somada à parcela do gás liberado de solução após a produção do óleo. Para o cálculo de ambas foi considerada como base para as velocidades macroscópica do gás e aparente do óleo a equação da Lei de Darcy, levando-se em conta que a pressão capilar não varia com a trajetória e o resultado é a equação 23 previamente citada.

Isso nos permite calcular a produção de gás por volume unitário de óleo existente na pressão de bolha através da equação:

$$\left(\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right)_{RGO} = \bar{R} \left(\frac{\Delta N_{ps}}{N_b} \right) = \left(\frac{R_j + R_{j+1}}{2} \right) \left(\frac{N_{ps_{j+1}}}{N_b} - \frac{N_{ps_j}}{N_b} \right) \quad (27)$$

No entanto, como para calcular as razões gás/óleo é necessário que seja conhecida a relação entre as permeabilidades efetivas, é preciso que sejam definidas as

saturações total de líquidos nos dois instantes em questão, pois destas dependem as razões gás/óleo:

$$S_{L_j} = \left(1 - \frac{N_{ps_j}}{N_b}\right) \left(\frac{B_{o_j}}{B_{ob}}\right) (1 - S_{wb}) + S_{wb} \quad (28)$$

$$S_{L_{j+1}} = \left(1 - \frac{N_{ps_{j+1}}}{N_b}\right) \left(\frac{B_{o_{j+1}}}{B_{ob}}\right) (1 - S_{wb}) + S_{wb} \quad (29)$$

O procedimento para se calcular $(\Delta G_{ps}/N_b)$ pela RGO é: Primeiro calcular as saturações com as fórmulas dadas; em seguida, com esses valores obter a razão das permeabilidades através da curva de razão de permeabilidades relativas; de posse desses valores é só substituí-los nas expressões das razões gás/óleo e finalmente calcular o incremento de produção de gás.

Ambas as fórmulas de cálculo de $(\Delta G_{ps}/N_b)$ devem ter valores iguais e dependem da produção acumulada de óleo em uma determinada pressão p . Para essa igualdade ser obtida realiza-se um método de tentativa e erro ou um processo iterativo, para o qual é determinado um erro máximo permissível.

O processo é constituído das etapas: Escolher $p_{j+1} < p_j$ e com isso determinar as propriedades do fluido para essa pressão ($\mu_o, \mu_g, B_o, B_g, R_s$), obtidas por meio de Análise PVT; em seguida estimar um valor de fração recuperada ($N_{ps,j+1}/N_b$) e calcular o incremento de produção de gás pela EBM e pela RGO e compará-los. Se o erro for maior que o máximo requerido, deve-se estimar um novo valor pra fração recuperada e repetir o processo.

Para essa estimativa, um gráfico do comportamento de $(\Delta G_{ps}/N_b)$ em função da fração recuperada de óleo pode ser útil. Faz-se:

$$N_{p_{j+1}} / N = N_{p_j} / N^* \left(p_j - p_{j+1} \right) / \left(p_{inicial} - p_j \right) \quad (30)$$

Assim, com os resultados alcançados no processo, é possível produzir curvas de pressão e de razão gás/óleo como funções da fração recuperada de óleo. Tais curvas são essenciais para o estudo de previsão de comportamento do reservatório.

Para uma melhor e mais precisa previsão do comportamento é aconselhável utilizar intervalos de pressão menores.

Para o desenvolvimento matemático do modelo de Tarner foi utilizado o software *Mathematica 7.0* conforme anteriormente mencionado e um exemplo teórico do livro texto de Adalberto Rosa (ROSA *et al.*, 2006) como teste.

Depois de terminada a programação desse modelo, o mesmo foi alimentado com os mesmos dados do campo terrestre já implementado no modelo de Muskat e a ser também utilizado no simulador numérico comercial.

O código completo do *Mathematica 7.0* para esse segundo modelo encontra-se logo depois do código do Muskat em anexo no final do trabalho após o capítulo de Referências Bibliográficas.

Mais uma vez os dados iniciais do campo base podem ser encontrados no corpo do código ou ainda adiante na seção 3.4.

3.3. Utilização do IMEX para Gerar Dados Sintéticos

Para fim de validação dos modelos teóricos programados no *Mathematica 7.0* foi utilizado um campo fictício denominado Andorinha-Azul. Os dados do campo tais como tabela PVT, saturação de líquidos, permeabilidade relativa ao óleo, pressões inicial e de bolha, saturação inicial de água, porosidade, temperatura, número de poços e compressibilidades foram alimentados nos modelos teóricos e no software comercial (IMEX) simultaneamente.

Esse simulador comercial adotado IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator* da CMG-Canada) é um simulador *Black Oil* capaz de modelar fluxo trifásico em reservatórios de gás, gás e água, óleo e água ou ainda de óleo, gás e água. Essa modelagem pode ser em uma, duas ou três dimensões, incluindo estruturas heterogêneas complexas com falhas.

Nele é possível ainda modelar múltiplos tipos de rochas e apresenta flexibilidade quanto à permeabilidade relativa.

A simulação realizada considerou a presença de 10 poços produtores ao longo de sua extensão e produzindo durante 10 anos. Não foi incluído na simulação do IMEX nenhum poço injetor, pois as formulações matemáticas utilizadas para os modelos de Tarner e Muskat, de acordo com ROSA *et al.* (2006) não consideram a injeção de água.

O campo utilizado como base para a avaliação comparativa possui as seguintes características médias de reservatório:

- Fluido: Óleo leve (~35 °API) ; Gás Natural ($d_{20,20} = 0,65$; $\rho_{ar} = 1,00$)
- Viscosidade Inicial do Óleo: 0,476563 cp
- Profundidade do Contato Óleo-Água: 3.080 m
- Pressão Inicial: 281,23 kg/cm²
- Pressão de Saturação: 243,87 kg/cm²
- Fator Volume de Formação do Óleo na P_{sat} : 1,40877 m³/m³.
- Porosidade: 20 a 22%
- Saturação Inicial de Água: 20%
- Permeabilidade do reservatório: em torno de 25 mD

Os dados das análises PVT disponíveis para o Campo de Andorinha Azul são mostrados na Tabela 1 e os dados das permeabilidades relativas na Tabela 2.

Tabela 1. Tabela de Dados PVT – Andorinha-Azul

P [kgf/cm ²]	R _s [m ³ /m ³]	B _o [m ³ /m ³ std]	B _g [m ³ /m ³ std]	μ _o (cp)	μ _g (cp)	c _o (10 ⁻⁴ cm ² /kgf)
1.03	0.68	1.046	1.000	2.541	0.012	4.267
19.7	7.83	1.060	0.060	1.998	0.013	4.267
38.4	16.64	1.079	0.030	1.609	0.013	4.267
57.1	26.35	1.101	0.020	1.341	0.014	4.267
75.8	36.73	1.124	0.014	1.151	0.014	4.267
94.4	47.64	1.150	0.011	1.009	0.015	4.267
113	58.99	1.177	0.009	0.900	0.016	3.944
132	70.73	1.206	0.008	0.814	0.016	3.233
150	82.81	1.237	0.007	0.744	0.017	2.722
169	95.20	1.269	0.006	0.686	0.018	2.338
188	107.88	1.302	0.006	0.637	0.019	2.041
207	120.80	1.336	0.005	0.596	0.020	1.805
225	133.97	1.372	0.005	0.560	0.021	1.613
244	147.37	1.409	0.004	0.529	0.022	1.455
263	147.37	1.162	-	0.529	-	1.455
281	147.37	0.916	-	0.529	-	1.455
295	147.37	0.735	-	0.529	-	1.455
309	147.37	0.553	-	0.529	-	1.455
322	147.37	0.372	-	0.529	-	1.455
336	147.37	0.190	-	0.529	-	1.455
350	147.37	0.009	-	0.529	-	1.455

Tabela 2. Tabela de Dados de Permeabilidade Relativa – Andorinha-Azul

SL	kro
0.9500	0.8000
0.9156	0.7031
0.8813	0.6125
0.8469	0.5281
0.8125	0.4500
0.7781	0.3781
0.7438	0.3125
0.7094	0.2531
0.6750	0.2000
0.6406	0.1531
0.6063	0.1125
0.5719	0.0781
0.5375	0.0500
0.5031	0.0281
0.4688	0.0125
0.4344	0.0031
0.4000	0.0000

A Figura 1 abaixo representa o mapa estrutural do campo simulado no IMEX, no qual estão localizados todos os 10 poços produtores perfurados. Esse mapa permite a visualização das profundidades de cada parte o reservatório.

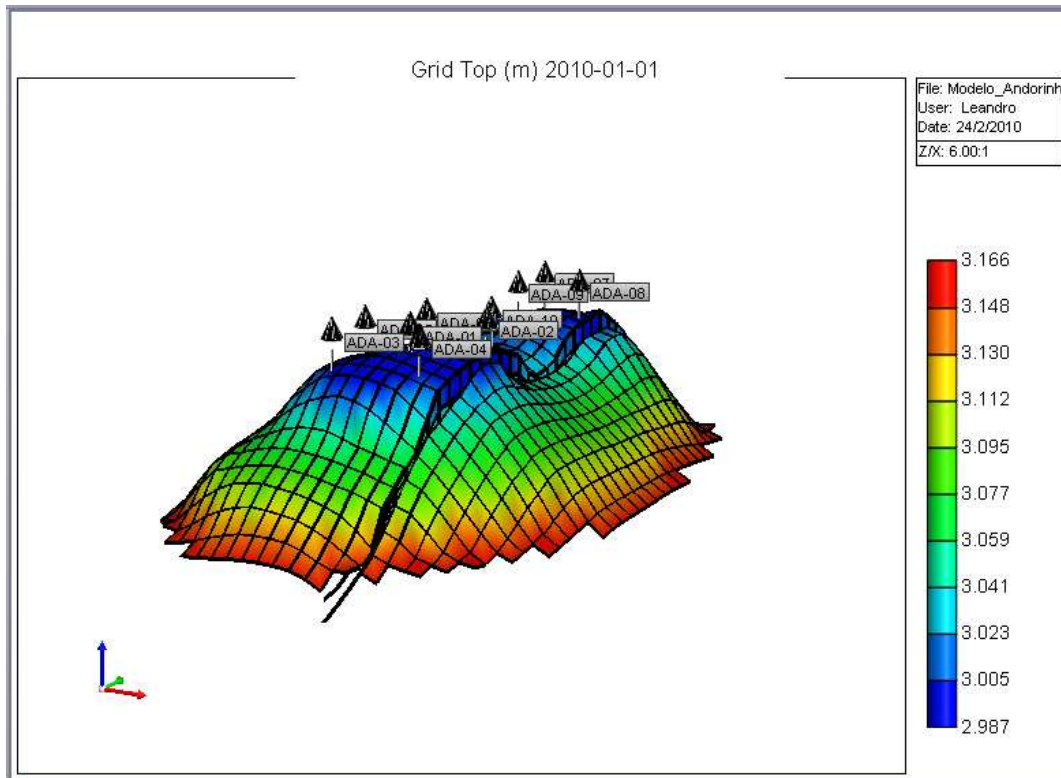


Figura 1. Mapa estrutural 3-D – Andorinha-Azul

A Figura 2 mostra a posição dos 10 poços produtores ao longo do campo em visão 2-D bem como a saturação de óleo ao longo do campo antes de se iniciar a produção

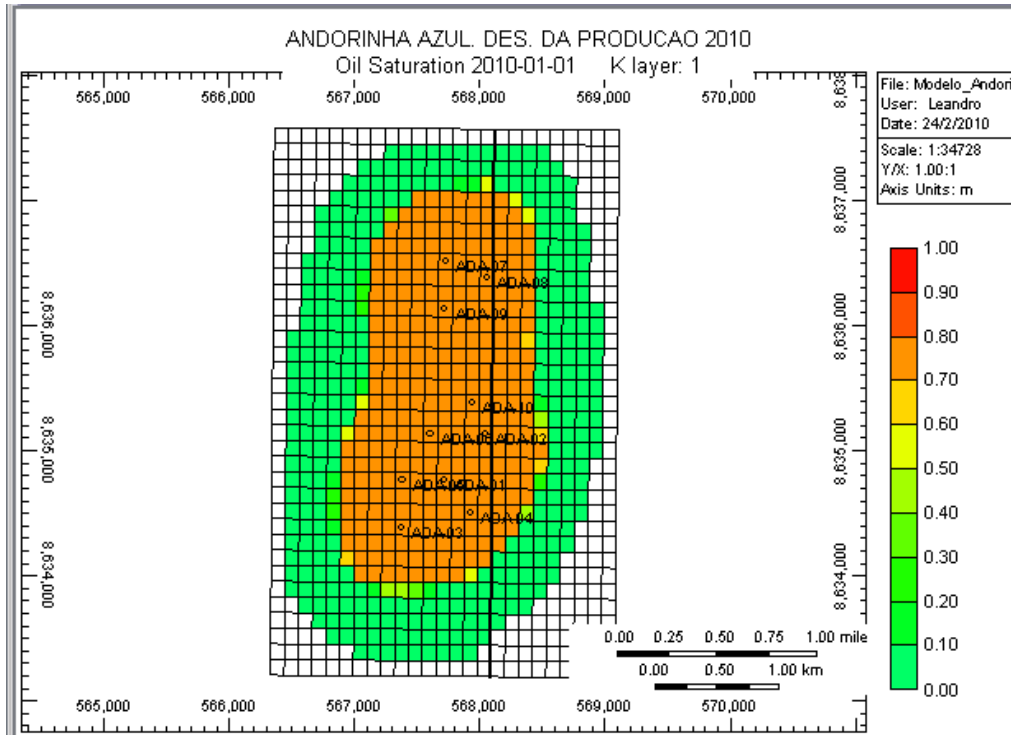


Figura 2. Mapa 2-D de Saturação de Óleo – Andorinha-Azul

4. Resultados e Discussão

4.1. Comparação entre os Modelos

Com todos os resultados gerados pelos modelos simplificados de Turner e Muskat para o campo terrestre fictício Andorinha-Azul será realizada uma comparação um a um com os resultados obtidos pelo software comercial (IMEX, da *Computer Modeling Group* - Canadá).

4.1.1. Modelo de Muskat x IMEX:

Primeiramente foram feitas comparações no que diz respeito à queda de pressão. Com os dados de saída do software *Mathematica 7.0* para o modelo de Muskat para produção acumulada de óleo, de gás e RGO conforme a pressão for caindo e com esses mesmos dados resultantes da simulação do IMEX, ambos exportados diretamente para o Excel, plotaram-se os três gráficos a seguir.

Todos os gráficos de pressão apresentam os resultados do IMEX somente até a pressão de aproximadamente 170,5 kgf/cm² enquanto os resultados de Muskat vão até 153 kgf/cm². Isso ocorre porque em 10 anos de simulação do Muskat no software *Mathematica 7.0* a pressão cai até a pressão limite de 153 kgf/cm², e no simulador numérico IMEX essa pressão só cai até 170,5 kgf/cm² em 10 anos.

A Figura 3 indica que a produção de óleo é bem similar para ambas as simulações até a pressão de 222 kgf/cm², um pouco abaixo da pressão de bolha (243,87 kgf/cm²). A partir daí a produção do IMEX se torna um pouco mais elevada.

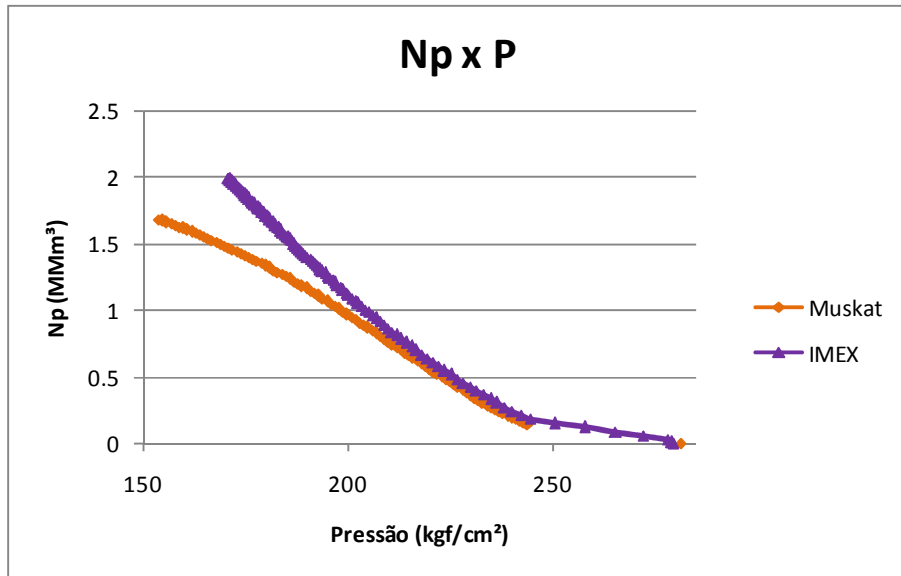


Figura 3. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Pressão Média do Reservatório:
Muskat x IMEX

A Figura 4 indica que a produção de gás é praticamente a mesma de acordo com a queda de pressão para ambas as simulações analisadas. Elas começam um pouco diferentes, mas a partir da pressão de bolha são idênticas.

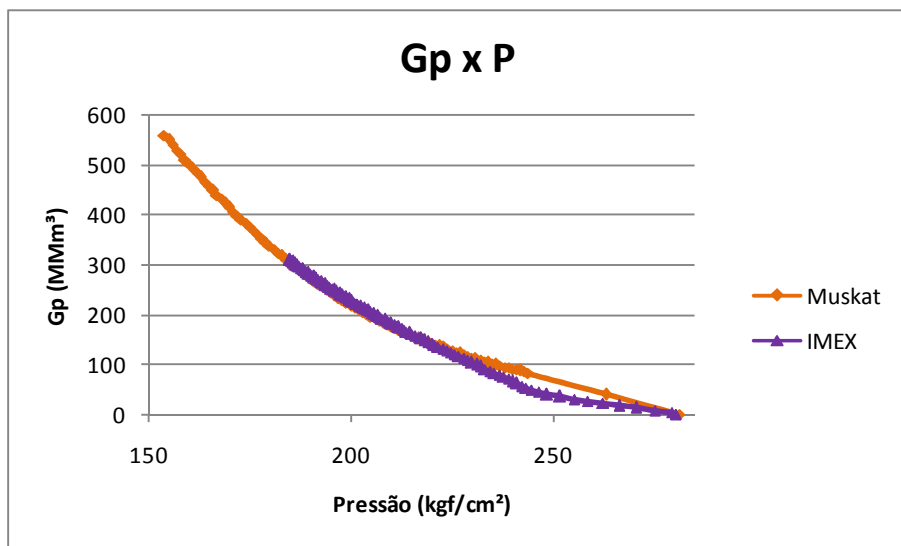


Figura 4. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Pressão Média do Reservatório:
Muskat x IMEX

A Figura 5 indica que a razão gás-óleo no IMEX é praticamente constante em torno de 137 m³/m³ para qualquer queda de pressão e só coincide com a do Muskat até a pressão de 225 kgf/cm², ponto a partir do qual a RGO do Muskat vai aumentando cada vez mais. Como a produção de gás é a mesma para ambos os casos aqui comparados essa RGO só está apresentando essa diferença, pois há uma diferença na produção de óleo. Para uma mesma quantidade de gás produzida o Muskat apresenta uma quantidade menor de óleo produzida como visto na Figura 3, por isso já era esperado que a RGO do Muskat desse maior que a do IMEX.

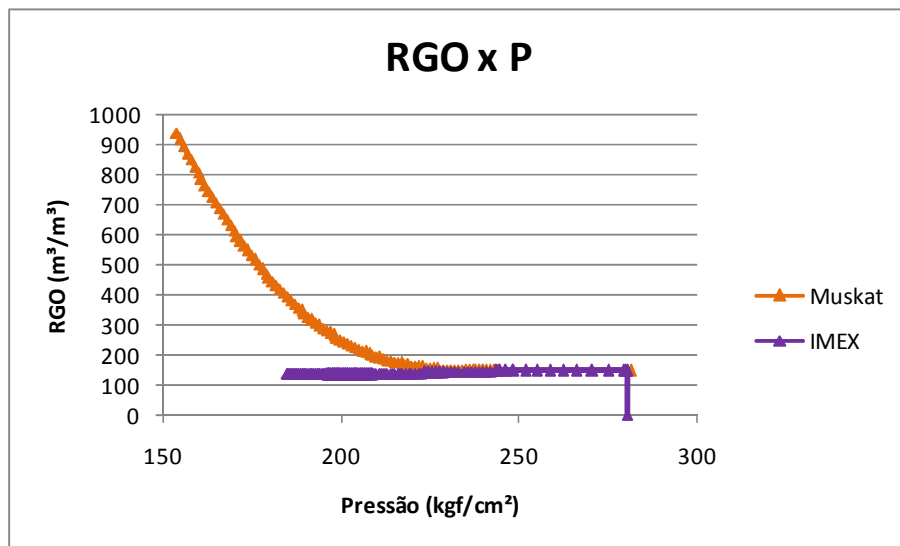


Figura 5. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Pressão Média do Reservatório: Muskat x IMEX

Depois de avaliados os parâmetros de produção em relação à pressão realizou-se a análise comparativa das simulações em relação à variável tempo com resultados exportados para Excel.

A Figura 6 indica que a queda de pressão média do reservatório nos primeiros 10 anos de produção foi um pouco mais acentuada no modelo de Muskat, indo até a pressão de 153 kgf/cm², enquanto no IMEX ela decresceu somente até aproximadamente 170,5 kgf/cm².

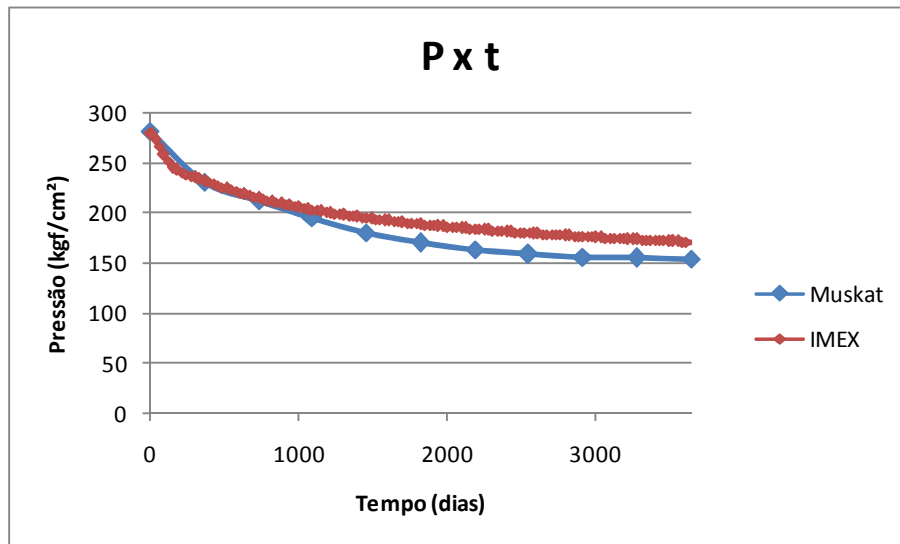


Figura 6. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Muskat x IMEX

A Figura 7 indica que a produção de óleo em função do tempo é quase a mesma até o sétimo ano de produção, e a partir desse instante, como a queda de pressão é mais acentuada no Muskat ele não consegue produzir tanto quando o IMEX.

A produção final de óleo no Muskat é de 1,75 MMm³ de óleo e no IMEX é 2 MMm³.

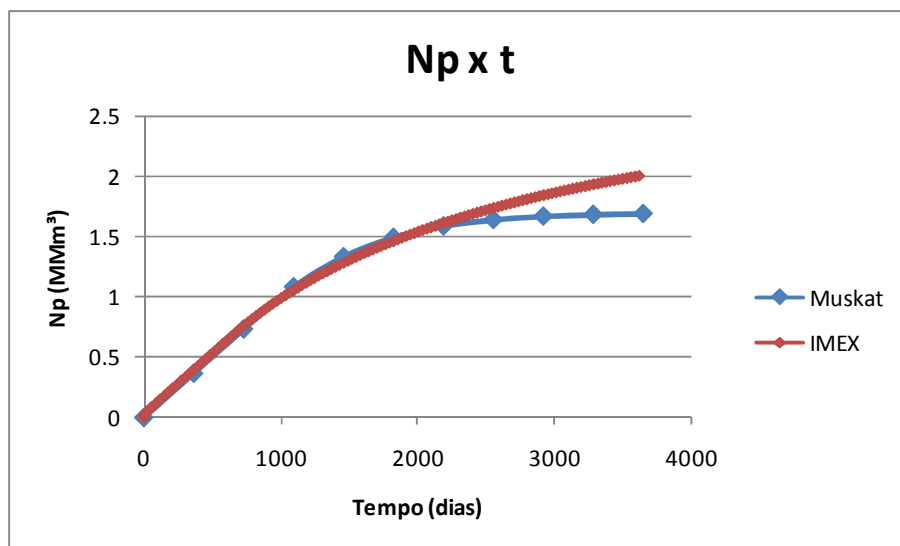


Figura 7. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Muskat x IMEX

A Figura 8 indica que a produção de gás é bem maior no Muskat que no IMEX e isso ocorre uma vez que o modelo de Muskat é baseado no balanço de materiais e é

muito simplificado comparado à simulação numérica que é extremamente rica, detalhada e complexa. Portanto temos de um lado dados um tanto grosseiros e de outro dados bastante refinados.

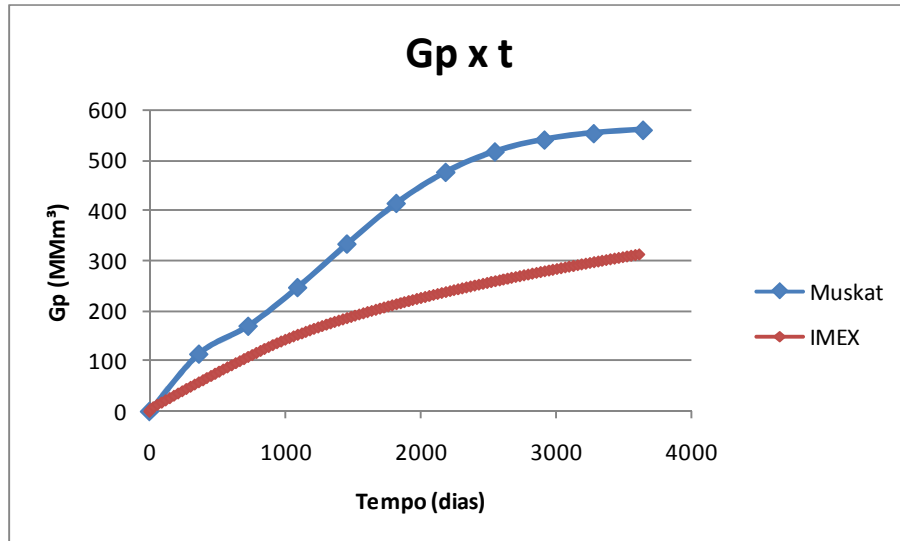


Figura 8. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Muskat x IMEX

Com uma diferença muito grande na produção de gás obviamente a RGO também será muito diferente, sendo muito maior para o Muskat, conforme visto na Figura 9, pois apresenta maior produção de gás e menor produção de óleo.

O valor de RGO só coincide até o final do primeiro ano de produção e a partir desse instante a RGO no IMEX se mantém constante em torno de $137 \text{ m}^3/\text{m}^3$

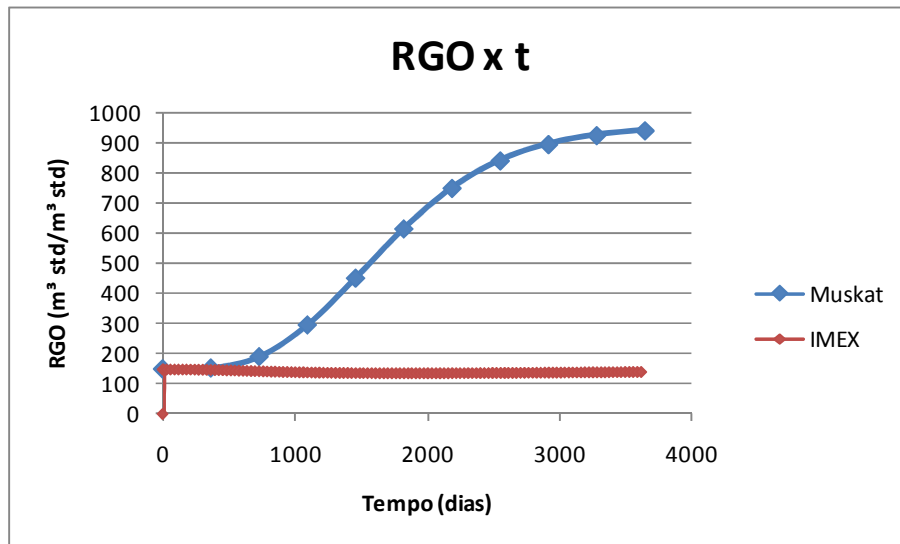


Figura 9. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Muskat x IMEX

O resultado da análise comparativa é que o modelo de Muskat é bem coerente com a simulação numérica no software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group - Canadá) e as diferenças de um para outro se devem ao fato de que os métodos de balanço de materiais, como é o caso do Muskat, podem simular três fases, mas apenas duas fluem. Soma-se à isso o detalhe de que o IMEX faz discretização da pressão enquanto o modelo de Muskat não.

4.1.2. Modelo de Tarner x IMEX:

A comparação entre os resultados do modelo de Tarner no software *Mathematica 7.0* com os resultados da simulação numérica do campo Andorinha-Azul no software comercial foi realizada da mesma forma que o modelo de Muskat mostrado na seção anterior 4.1.1.

Primeiramente foram feitas comparações no que diz respeito à queda de pressão. Mais uma vez todos os gráficos de pressão apresentam os resultados do IMEX somente até a pressão de aproximadamente 170,5 kgf/cm² enquanto os resultados de Tarner vão até 153 kgf/cm². Isso ocorre porque em 10 anos de simulação do Tarner no software *Mathematica 7.0* a pressão cai até a pressão limite de 153 kgf/cm², enquanto no simulador numérico IMEX essa pressão só cai até 170,5 kgf/cm² em 10 anos.

A Figura 10 indica que a produção de óleo é bem similar para ambas as simulações até a pressão de 200 kgf/cm². A partir daí a produção do IMEX se torna um pouco mais elevada.

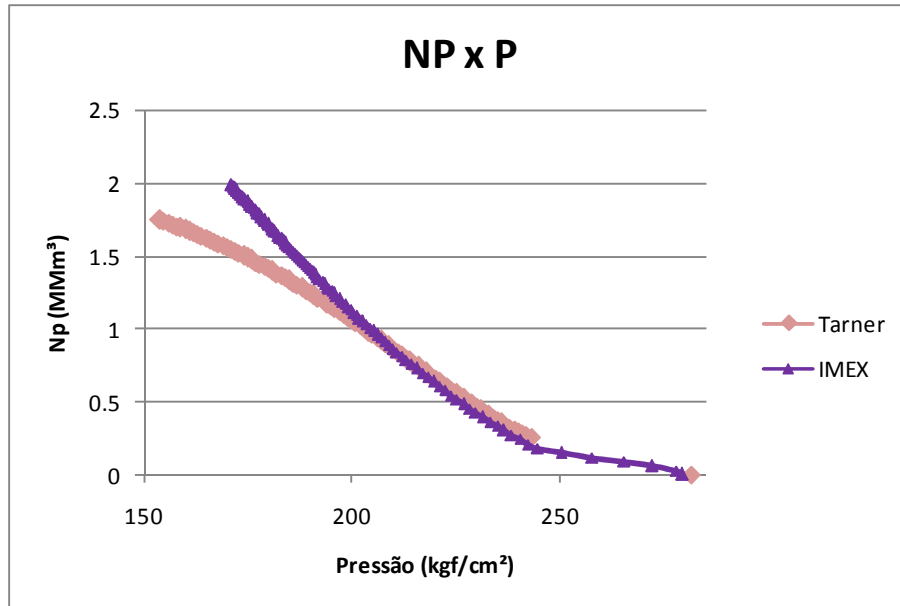


Figura 10. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX

A Figura 11 indica que a produção de gás é praticamente idêntica de acordo com a queda de pressão para ambas as simulações analisadas.

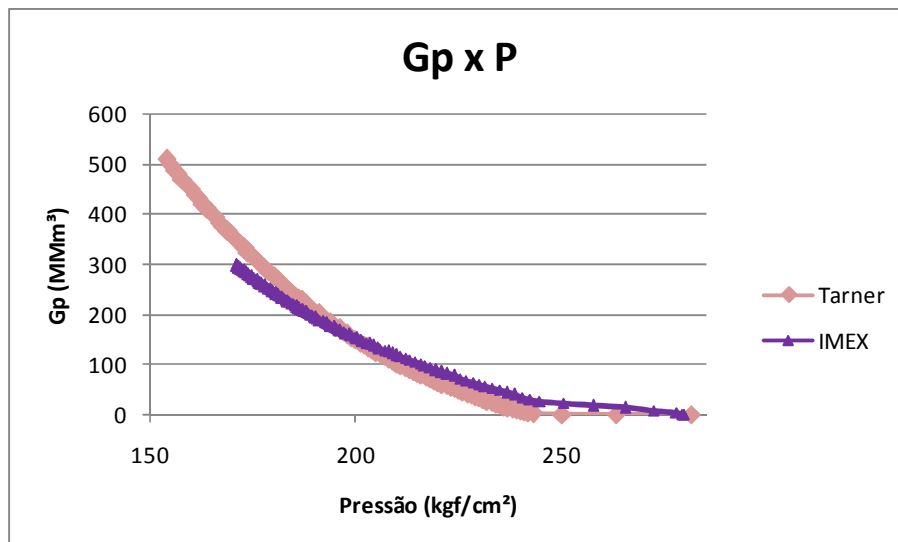


Figura 11. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX

A Figura 12 indica que assim como em Muskat a razão gás-óleo constante do IMEX só coincide com a de Tarner até a pressão de 225 kgf/cm² e a partir desse ponto a RGO de Tarner vai aumentando cada vez mais.

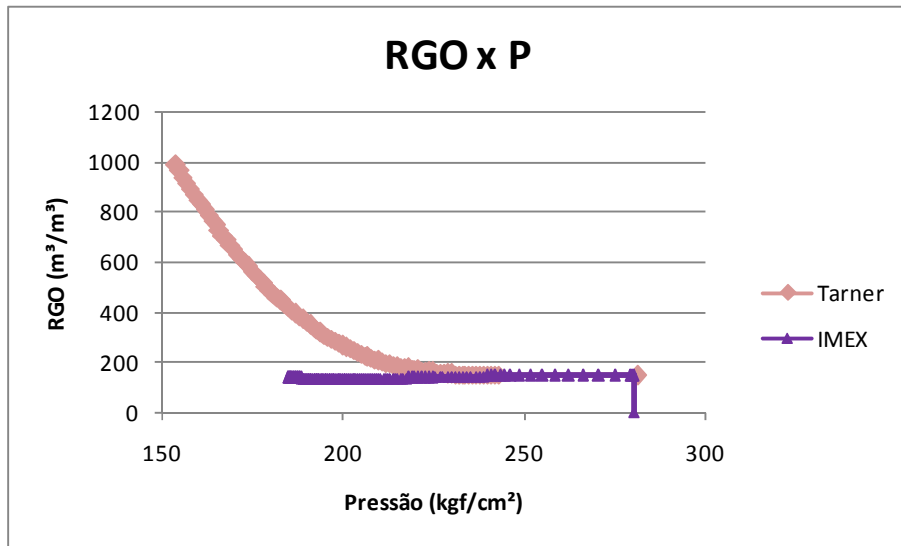


Figura 12. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Pressão Média do Reservatório: Tarner x IMEX.

Depois de avaliados os parâmetros de produção em relação à pressão realizou-se a análise comparativa das simulações em relação à variável tempo com resultados exportados para Excel.

A Figura 13 indica que, assim como em Muskat, a queda de pressão média do reservatório nos primeiros 10 anos de produção foi um pouco mais acentuada no modelo de Tarner, indo até a pressão de 153 kgf/cm², enquanto no IMEX ela decresceu somente até aproximadamente 170,5 kgf/cm².

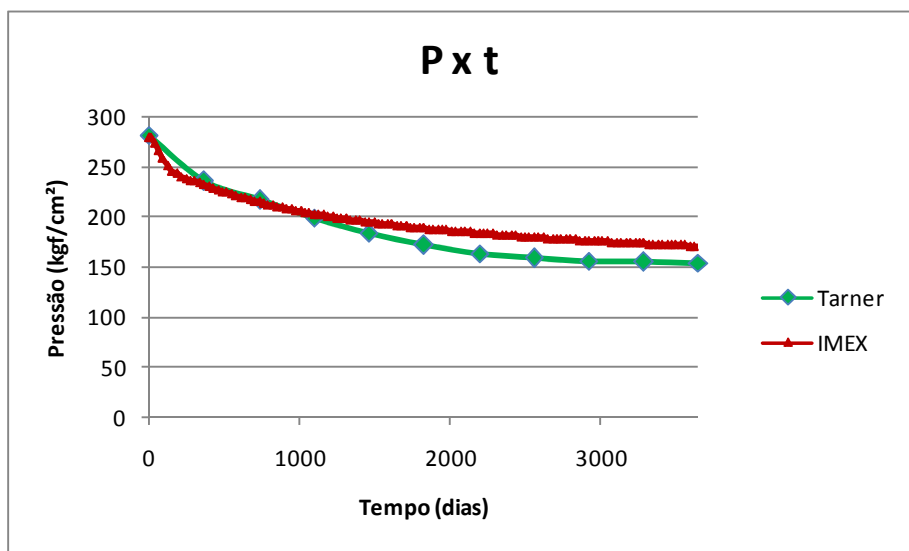


Figura 13. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Tarner x IMEX

A Figura 14 indica que, assim como em Muskat, a produção de óleo em função do tempo é quase idêntica até o sétimo ano de produção, e a partir desse instante, como a queda de pressão é mais acentuada em Tarner ele não consegue produzir tanto quanto o IMEX.

A produção final de óleo no Tarner é de 1,75 MMm³ de óleo e no IMEX é 2 MMm³.

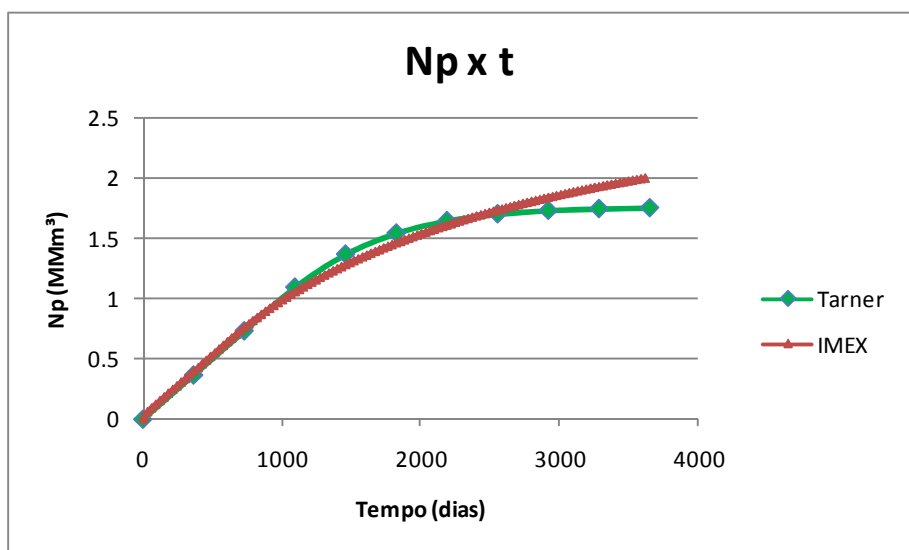


Figura 14. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Tarner x IMEX

A Figura 15 indica que a produção de gás é praticamente a mesma até o segundo ano de produção, mas a partir desse momento ela se torna muito maior em Tarner que no IMEX e isso se dá mais uma vez devido às diferenças significativas existentes entre um modelo computacional detalhado e um simples modelo equacionado apenas de acordo com balanço de matérias.

Aqui se encontra uma diferença em relação à Muskat. O resultado de Tarner foi um pouco melhor em relação à produção de gás uma vez que pelo menos começou bem coerente com o software comercial, enquanto o Muskat já começou bem discrepante.

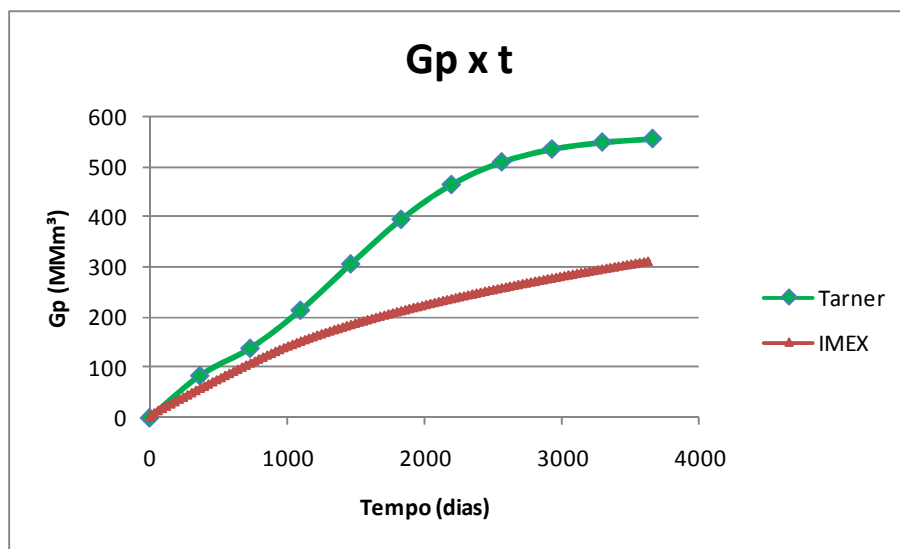


Figura 15. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Tarner x IMEX

Com uma diferença muito grande na produção de gás obviamente a RGO também será muito diferente, sendo muito maior para o Tarner, assim como foi visto para o Muskat e conforme pode ser notado na Figura 16, pois apresenta maior produção de gás e menor produção de óleo.

O valor de RGO só coincide até o final do primeiro ano de produção e a partir desse instante a RGO do Tarner aumenta até o final do décimo ano.

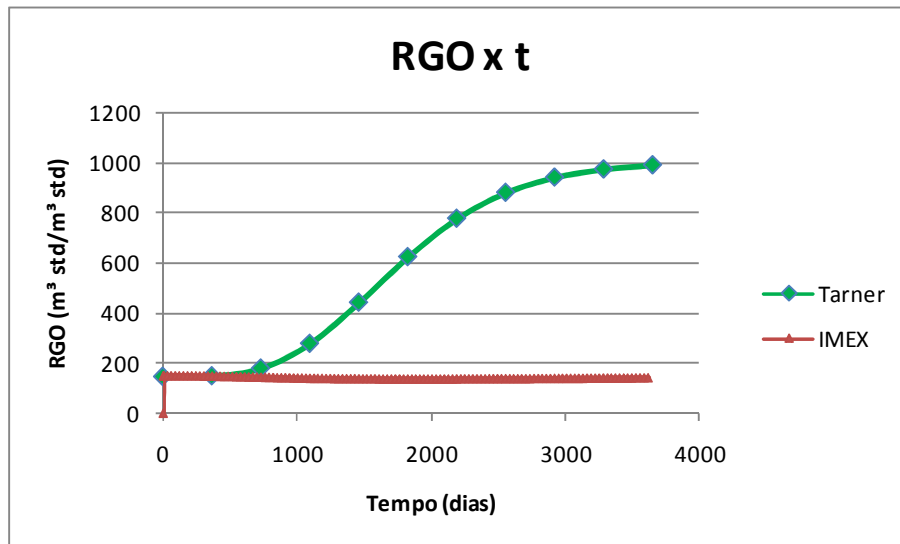


Figura 16. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Tarner x IMEX

O resultado da análise comparativa de Tarner é o mesmo observado para o modelo de Muskat.

Ambos os modelos de Tarner e Muskat são coerentes com a simulação numérica no software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group - Canadá) considerando-se o significativo diferencial que há entre esses modelos simplificados e a simulação numérica complexa.

As figuras 17, 18, 19 e 20 mostram as comparações dos três modelos em um único gráfico.

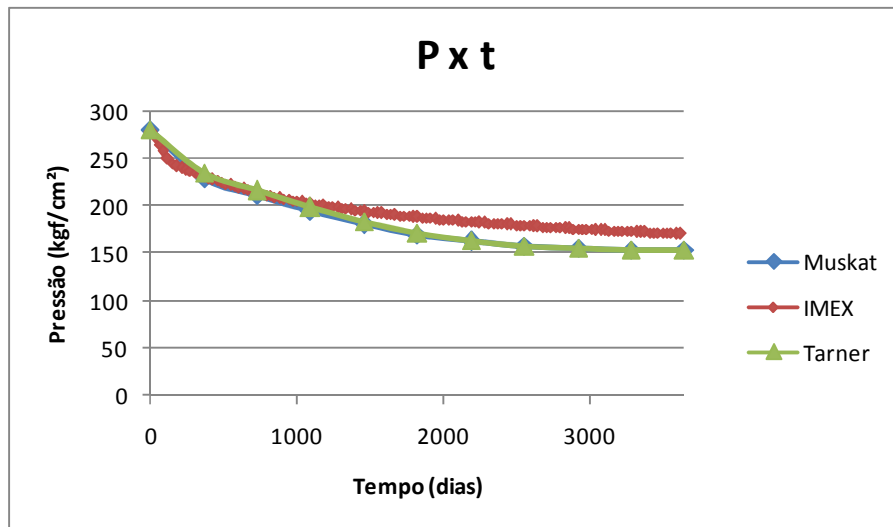


Figura 17. Gráfico de Pressão Média do Reservatório por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat

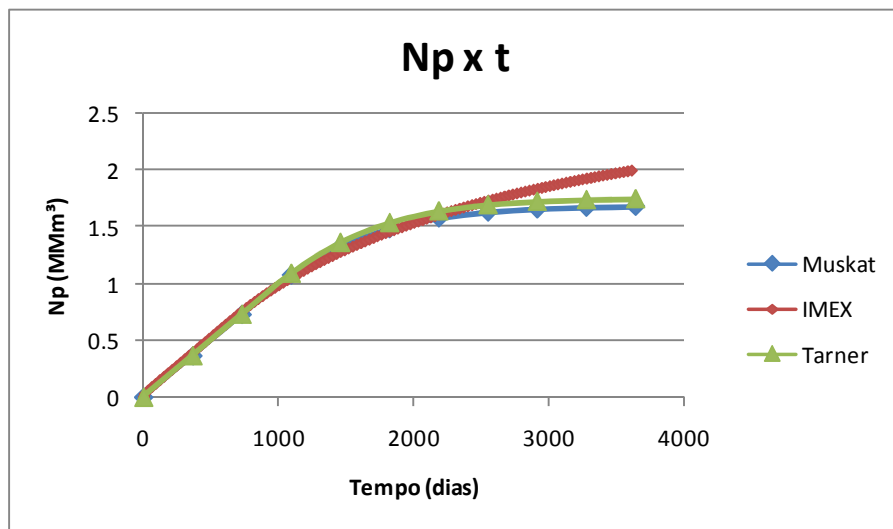


Figura 18. Gráfico de Produção Acumulada de Óleo por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat

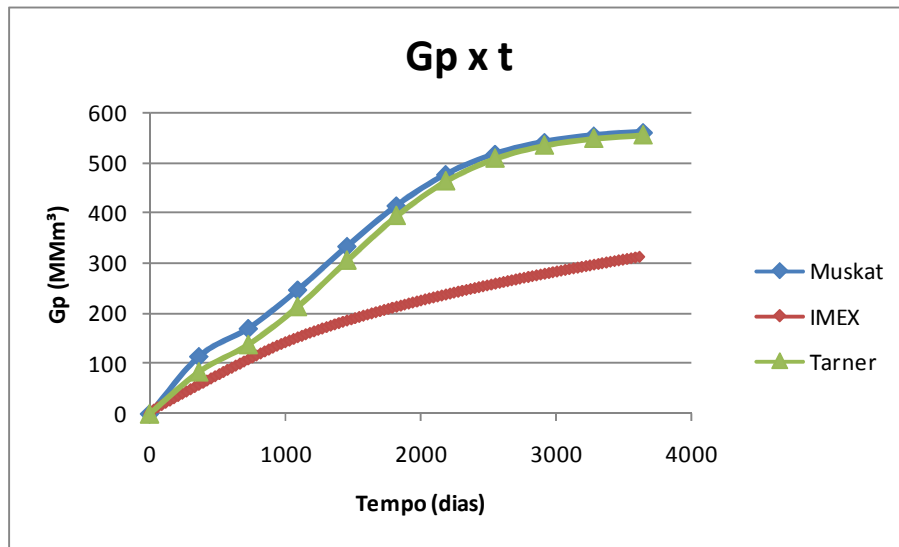


Figura 19. Gráfico de Produção Acumulada de Gás por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat

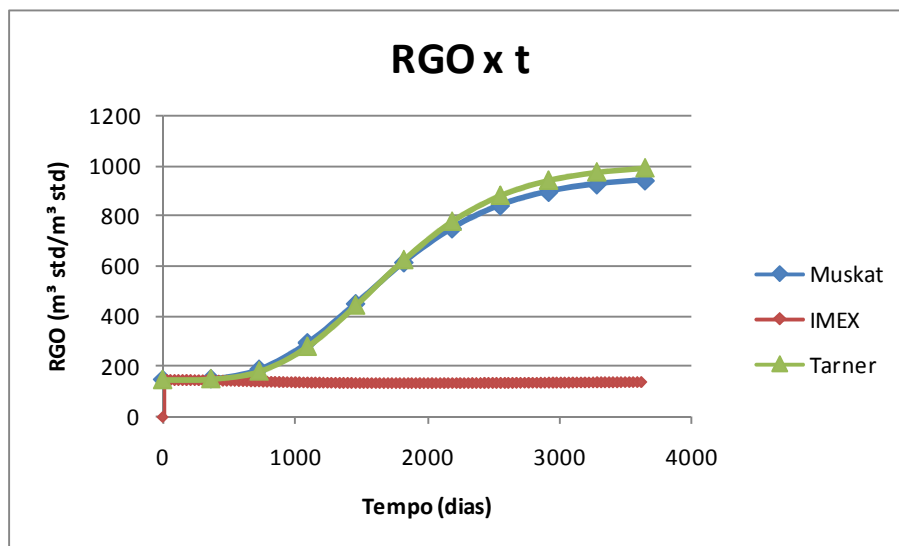


Figura 20. Gráfico de Razão Gás-Óleo por Tempo: Tarner x IMEX x Muskat

Os modelos Black oil simplificados são modelos conceituais fundamentados na equação de balanço de matérias, e por sua vez podem simular até três fases, no entanto somente duas fluem. Já o IMEX é um modelo computacional que implementa um modelo numérico, que nada mais é que a aproximação de um modelo matemático, por meio da discretização da pressão. É com certeza uma modelagem muito mais precisa

onde se tem a divisão do reservatório em grids e por isso não poderia jamais ser totalmente equiparada aos métodos simplificados.

5. Conclusão

Com o desenvolvimento do presente trabalho provou-se que ambos os modelos simplificados Muskat e Tarner apresentam resultados equivalentes, praticamente idênticos, ou seja, são igualmente capazes de gerar a previsão do comportamento de um reservatório de petróleo de gás em solução e tal previsão é aceitável para ser utilizada num primeiro momento de um projeto quando o interesse é apenas uma estimativa inicial o mais rápido possível, mesmo que grosseira, ou então para o caso em que ainda não se tenha a licença de algum software comercial mais sofisticado.

As diferenças encontradas entre os métodos comparados são justificáveis uma vez que modelos simplificados são limitados e a simulação numérica computacional não, portanto já era esperado que os resultados de Muskat e Tarner não fossem exatamente coincidentes com os do IMEX.

Além disso, comprovou-se primeiramente que o software *Mathematica 7.0* atende suficientemente a todas as necessidades matemáticas de se modelar um campo de petróleo de forma simplificada.

Nesse trabalho a proposta era implementar os modelos de Muskat e Tarner no software *Mathematica 7.0*, rodar uma simulação no software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group - Canadá) de um campo terrestre, alimentar os modelos simplificados anteriormente citados com os dados desse campo para finalmente comparar os resultados e validar os dois modelos simplificados. O sucesso foi alcançado uma vez que todas as etapas descritas acima foram cumpridas e de fato confirmou-se que os resultados dos modelos simplificados foram coerentes com os resultados do software comercial IMEX o suficiente para que esses possam ser utilizados no lugar de um simulador comercial que demanda muito mais tempo, esforço computacional e capital.

Cabe ressaltar que embora o campo aqui usado como exemplo tenha sido terrestre, em nada mudaria se ele fosse *offshore*, pois analisa-se somente o reservatório em si não considerando se acima dele há uma lâmina de água ou não.

5.1.1. Sugestões Futuras:

Implementar o modelo MBOT no software *Mathematica* 7.0 e alimentá-lo com os dados do campo terrestre Andorinha-Azul para fazer a mesma comparação realizada nesse trabalho para os modelos Muskat e Tarnner. Utilizar os valores de saída obtidos pelo software comercial (IMEX, da Computer Modeling Group – Canadá) como dados de entrada nos modelos simplificados para se realizar uma estimativa dos parâmetros de reservatório a partir de ajustes não-lineares entre os valores obtidos pelo IMEX e pelo *Mathematica*.

Em uma próxima etapa esses resultados seriam então utilizados para análise de curvas de declínio de produção, um método simplificado e comumente usado na indústria para realização de ajustes de histórico e/ou previsão do comportamento de poços de petróleo, sendo o ajuste feito quando não há informação suficiente para utilização de um método analítico, enquanto a estimativa de comportamento quando há pouco ou nenhum histórico de produção.

6. Referências Bibliográficas

BRILL, J. P., MUKHERJEE, H., *Multiphase Flow in Wells*. 1999.

CHOUHDARY, M. A., AL-RASHEEDI, H. R. e WANI, M. R. “Improving Oil Recovery Through Integrated Reservoir Management in a Mature Oil Field in Middle East”. *International Petroleum Technology Conference*, IPTC 11677. Dubai, U.A.E., 2007.

HERBAS, J., USMAN, M., PARR, R., BUTER, J. “Evaluating Connected Reservoir Volume for Optimizing Reservoir Management in Farragon Field, an Offshore North Sea New Development”. *International Petroleum Technology Conference*, IPTC 11691, Dubai, U.A.E., 2007

Introdução ao balanço de Materiais. Disponível em:
<http://www.ebah.com.br/introducao-ao-balanco-de-materiais-ppt-a21513.html>. Acesso em Dezembro de 2009.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 2006.

SATTER, A., BALDWIN, J. e JESPERSEN, R., *Computer Assisted Reservoir Management*. 2000.

Site da Chevron. Disponível em: <http://www.chevron.com>. Acesso em Junho de 2008.

Site da Saudi Aramco. Disponível em:
<http://www.saudiaramco.com/irj/portal/anonymous>. Acesso em Dezembro de 2008.

WALSH, M. P., LAKE, L. W., *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery*. 2003.

Método de Muskat

In[1]:= **Off[General::spell]**
Off[General::spell1]

In[3]:= **SetDirectory["D:\\Meus documentos\\PRI\\FACULDADE\\Projeto de Graduação"]**

Out[3]= D:\Meus documentos\PRI\FACULDADE\Projeto de Graduação

In[4]:= **EqnDiff =**

$$\partial_P S_o[P] == \left(S_o[P] * \lambda + (1 - S_o[P] - S_{wi}) * \xi + S_o[P] * \eta * \left(\psi - \frac{C * RGO[P]}{\alpha} \right) + m * (1 - S_{wi}) * \xi \right) / \left(1 + \left(\frac{\mu_o[P]}{\mu_g[P]} \right) \left(\psi - \frac{C * RGO[P]}{\alpha} \right) \right)$$

$$\text{Out[4]= } (S_o)'[P] == \frac{m \xi (1 - S_{wi}) + \xi (1 - S_{wi} - S_o[P]) + \lambda S_o[P] + \eta \left(\psi - \frac{C * RGO[P]}{\alpha} \right) S_o[P]}{1 + \frac{\left(\psi - \frac{C * RGO[P]}{\alpha} \right) \mu_o[P]}{\mu_g[P]}}$$

$$\text{In[5]= } \eta = \frac{1}{B_o[P]} * \left(\frac{\mu_o[P]}{\mu_g[P]} \right) * \partial_P B_o[P]$$

$$\text{Out[5]= } \frac{\mu_o[P] (B_o)'[P]}{B_o[P] \mu_g[P]}$$

$$\text{In[6]= } \alpha = \left(\frac{B_o[P]}{B_g[P]} \right) * \left(\frac{\mu_o[P]}{\mu_g[P]} \right)$$

$$\text{Out[6]= } \frac{B_o[P] \mu_o[P]}{B_g[P] \mu_g[P]}$$

$$\text{In[7]= } \lambda = \left(\frac{B_g[P]}{B_o[P]} \right) * (\partial_P R_s[P])$$

$$\text{Out[7]= } \frac{B_g[P] (R_s)'[P]}{B_o[P]}$$

$$\text{In[8]= } \psi = \frac{k_g[P]}{k_o}$$

$$\text{Out[8]= } \frac{k_g[P]}{k_o}$$

$$\text{In[9]= } \xi = B_g[P] * \partial_P (1 / B_g[P])$$

$$\text{Out[9]= } - \frac{(B_g)'[P]}{B_g[P]}$$

$$\text{In[10]:= } \mathbf{m} = \frac{\mathbf{G} * \mathbf{B}_{gi}}{\mathbf{N} * \mathbf{B}_{oi}}$$

$$\mathbf{G} = \mathbf{N} * \mathbf{R}_{si}$$

$$\mathbf{m} = \mathbf{0}$$

$$\text{Out[10]= } \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}}$$

$$\text{Out[11]= } N R_{si}$$

$$\text{Out[12]= } 0$$

$$\text{In[13]:= } \mathbf{RGO}[\mathbf{P}_-] = \left(\frac{\mathbf{k}_g[\mathbf{P}]}{\mathbf{k}_o} \right) * \left(\frac{\mu_o[\mathbf{P}]}{\mu_g[\mathbf{P}]} \right) * \left(\frac{\mathbf{B}_o[\mathbf{P}]}{\mathbf{B}_g[\mathbf{P}]} \right) + \mathbf{R}_s[\mathbf{P}]$$

$$\text{Out[13]= } R_s[\mathbf{P}] + \frac{B_o[\mathbf{P}] k_g[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}]}{k_o B_g[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}]}$$

$$\text{In[14]:= } \mathbf{k}_g[\mathbf{P}_-] = \mathbf{Exp}[17.345 * (1 - S_{wi} - S_o[\mathbf{P}])^{0.4694} - 9.481] * \mathbf{k}_o$$

$$\mathbf{k}_o = 1$$

$$\text{Out[14]= } e^{-9.481+17.345 (1-S_{wi}-S_o[\mathbf{P}])^{0.4694}} k_o$$

$$\text{Out[15]= } 1$$

In[16]:= **EqnDiff**

$$\text{Out[16]= } (S_o)'[\mathbf{P}] = \left(- \frac{(1 - S_{wi} - S_o[\mathbf{P}]) (B_g)'[\mathbf{P}]}{B_g[\mathbf{P}]} + \frac{1}{B_o[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}]} \right)$$

$$S_o[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}] \left(e^{-9.481+17.345 (1-S_{wi}-S_o[\mathbf{P}])^{0.4694}} - \frac{C B_g[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}] \left(R_s[\mathbf{P}] + \frac{e^{-9.481+17.345 (1-S_{wi}-S_o[\mathbf{P}])^{0.4694}} B_o[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}]}{B_g[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}]} \right)}{B_o[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}]} \right)$$

$$(B_o)'[\mathbf{P}] + \frac{B_g[\mathbf{P}] S_o[\mathbf{P}] (R_s)'[\mathbf{P}]}{B_o[\mathbf{P}]} \left/ \left(1 + \frac{1}{\mu_g[\mathbf{P}]} \right) \right.$$

$$\left. \mu_o[\mathbf{P}] \left(e^{-9.481+17.345 (1-S_{wi}-S_o[\mathbf{P}])^{0.4694}} - \frac{C B_g[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}] \left(R_s[\mathbf{P}] + \frac{e^{-9.481+17.345 (1-S_{wi}-S_o[\mathbf{P}])^{0.4694}} B_o[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}]}{B_g[\mathbf{P}] \mu_g[\mathbf{P}]} \right)}{B_o[\mathbf{P}] \mu_o[\mathbf{P}]} \right) \right)$$

```
In[17]:= Dados = {
  Pi → 281.23,
  Pb → 243.87,
  °API → 35.,
  N → 17.455 * 106,
  T → 120.,
  φ → 0.21,
  Swi → 0.2,
  k → 25,
  cw → 4.05406 * 10-5,
  cf → 5.69 * 10-5,
  C → 0.,
  Qoptim → 100,
  Qab → 1,
  Pwf,min → 153,
  nw → 10,
  IPi → 2
}
```

```
Out[17]= {Pi → 281.23, Pb → 243.87, °API → 35., N → 1.7455 × 107, T → 120., φ → 0.21, Swi → 0.2, k → 25,
  cw → 0.0000405406, cf → 0.0000569, C → 0., Qoptim → 100, Qab → 1, Pwf,min → 153, nw → 10, IPi → 2}
```

```
In[18]:= TabIn = Flatten[Import["DadosPVT.xls"], 1]
```

```
Out[18]= {{P [kgf/cm2], Rs [m3/m3], Bo [m3/m3std], 1/Bg, Bg [m3/m3std], mo (cp), mg (cp),
  co (cm2/kgf)}, {1.03323, 0.678902, 1.0455, 1., 1., 2.54115, 0.0124995, 0.0004267},
{19.713, 7.83306, 1.06035, 16.6043, 0.0602254, 1.99844, 0.0127494, 0.0004267},
{38.3928, 16.6369, 1.07924, 33.264, 0.0300625, 1.60861, 0.013126, 0.0004267},
{57.0726, 26.3527, 1.10078, 50.795, 0.019687, 1.3412, 0.0136015, 0.0004267},
{75.7524, 36.7315, 1.12449, 69.1024, 0.0144713, 1.15057, 0.0141723, 0.0004267},
{94.4322, 47.64, 1.15011, 88.0098, 0.0113624, 1.00899, 0.0148373, 0.0004267},
{113.112, 58.9935, 1.17746, 107.257, 0.0093234, 0.900066, 0.0155924, 0.000394357},
{131.792, 70.733, 1.20641, 126.52, 0.00790389, 0.813811, 0.0164292, 0.0003233},
{150.472, 82.8147, 1.23684, 145.459, 0.00687479, 0.743854, 0.0173348, 0.000272167},
{169.151, 95.2044, 1.26869, 163.772, 0.00610605, 0.685979, 0.0182929, 0.000233813},
{187.831, 107.875, 1.30186, 181.227, 0.00551794, 0.637295, 0.0192865, 0.000204101},
{206.511, 120.804, 1.3363, 197.681, 0.00505866, 0.595761, 0.0202996, 0.000180486},
{225.191, 133.974, 1.37195, 213.069, 0.00469332, 0.559894, 0.0213188, 0.000161319},
{243.87, 147.367, 1.40877, 227.385, 0.00439783, 0.528595, 0.0223332, 0.000145489},
{262.55, 147.367, 1.405, , , 0.528595, , 0.000145489},
{281.23, 147.367, 1.40123, , , 0.528595, , 0.000145489},
{294.984, 147.367, 1.39845, , , 0.528595, , 0.000145489},
{308.738, 147.367, 1.39568, , , 0.528595, , 0.000145489},
{322.492, 147.367, 1.3929, , , 0.528595, , 0.000145489},
{336.246, 147.367, 1.39012, , , 0.528595, , 0.000145489},
{350., 147.367, 1.38735, , , 0.528595, , 0.000145489}}
```

```
In[19]:= TableForm[TabIn]
```

```
Out[19]/TableForm=
```

P [kgf/cm ²]	Rs [m ³ /m ³]	Bo [m ³ /m ³ std]	1/Bg	Bg [m ³ /m ³ std]	mo (cp)	mg (cp)	co (cm ² /k
1.03323	0.678902	1.0455	1.	1.	2.54115	0.0124995	0.0004267
19.713	7.83306	1.06035	16.6043	0.0602254	1.99844	0.0127494	0.0004267
38.3928	16.6369	1.07924	33.264	0.0300625	1.60861	0.013126	0.0004267
57.0726	26.3527	1.10078	50.795	0.019687	1.3412	0.0136015	0.0004267
75.7524	36.7315	1.12449	69.1024	0.0144713	1.15057	0.0141723	0.0004267
94.4322	47.64	1.15011	88.0098	0.0113624	1.00899	0.0148373	0.0004267
113.112	58.9935	1.17746	107.257	0.0093234	0.900066	0.0155924	0.0003943
131.792	70.733	1.20641	126.52	0.00790389	0.813811	0.0164292	0.0003233
150.472	82.8147	1.23684	145.459	0.00687479	0.743854	0.0173348	0.0002721
169.151	95.2044	1.26869	163.772	0.00610605	0.685979	0.0182929	0.0002338
187.831	107.875	1.30186	181.227	0.00551794	0.637295	0.0192865	0.0002041
206.511	120.804	1.3363	197.681	0.00505866	0.595761	0.0202996	0.0001804
225.191	133.974	1.37195	213.069	0.00469332	0.559894	0.0213188	0.0001613
243.87	147.367	1.40877	227.385	0.00439783	0.528595	0.0223332	0.0001454
262.55	147.367	1.405			0.528595		0.0001454
281.23	147.367	1.40123			0.528595		0.0001454
294.984	147.367	1.39845			0.528595		0.0001454
308.738	147.367	1.39568			0.528595		0.0001454
322.492	147.367	1.3929			0.528595		0.0001454
336.246	147.367	1.39012			0.528595		0.0001454
350.	147.367	1.38735			0.528595		0.0001454

```
In[20]:= Num = Length[TabIn] - 1
```

```
Out[20]= 21
```

```
In[21]:= Do[Press[i] = TabIn[[i + 1, 1]], {i, 1, Num}]
Do[RS[i] = TabIn[[i + 1, 2]], {i, 1, Num}]
Do[BO[i] = TabIn[[i + 1, 3]], {i, 1, Num}]
Do[BG[i] = TabIn[[i + 1, 5]], {i, 1, Num - 7}]
Do[mo[i] = TabIn[[i + 1, 6]], {i, 1, Num}]
Do[mg[i] = TabIn[[i + 1, 7]], {i, 1, Num - 7}]
```

```
In[27]:= Pfinal = Press[1]
Pini = Press[Num]
```

```
Out[27]= 1.03323
```

```
Out[28]= 350.
```

```
In[29]:= TabPxBo = Table[{Press[i], BO[i]}, {i, 1, Num}];
TabPxRS = Table[{Press[i], RS[i]}, {i, 1, Num}];
TabPxBg = Table[{Press[i], BG[i]}, {i, 1, Num - 7}];
TabPxmo = Table[{Press[i], mo[i]}, {i, 1, Num}];
TabPxmg = Table[{Press[i], mg[i]}, {i, 1, Num - 7}];
```

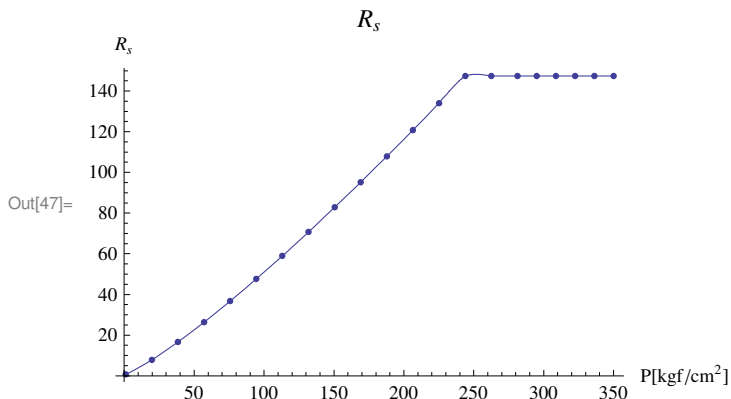
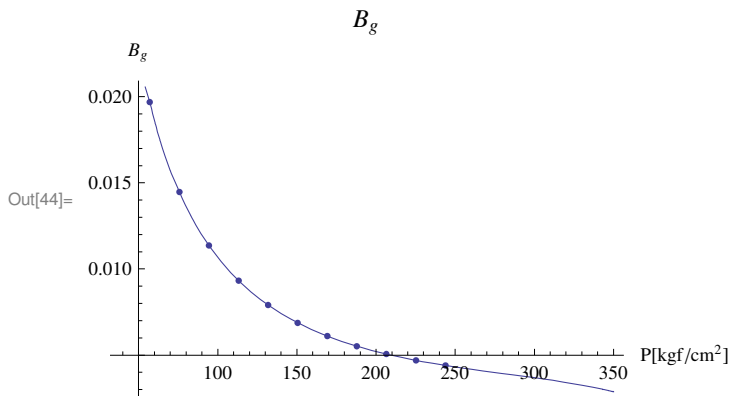
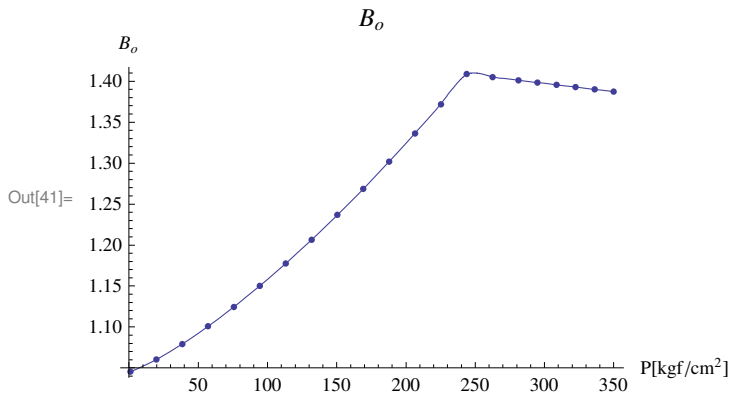
```
In[34]:= Bo = Interpolation[TabPxBo];
Rs = Interpolation[TabPxRS];
Bg = Interpolation[TabPxBg];
μo = Interpolation[TabPxmo];
μg = Interpolation[TabPxmg];
```

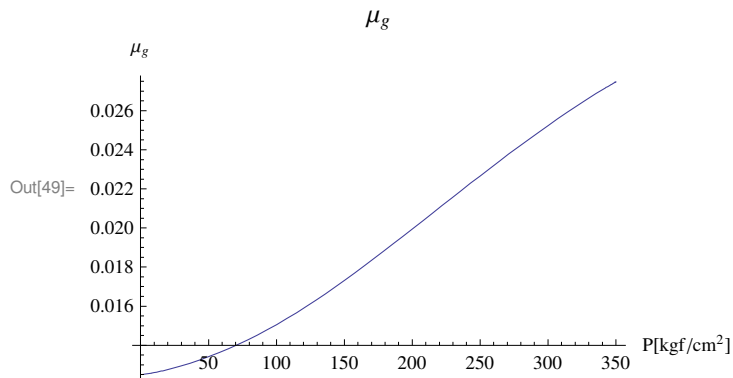
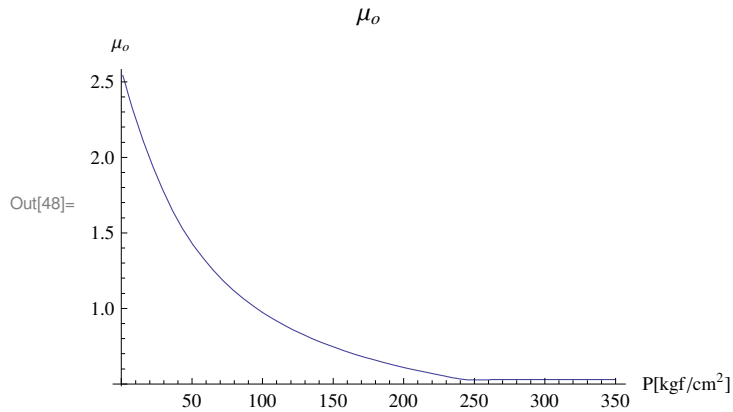


```

In[39]:= P1A = Plot[Bo[P], {P, Pfinal, Press[Num]},
  PlotLabel -> "Bo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Bo"}];
P1B = ListPlot[TabPxBo];
Show[P1A, P1B]
P2A =
  Plot[Bg[P], {P, 38.4, Press[Num]}, PlotLabel -> "Bg", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Bg"}];
P2B = ListPlot[TabPxBg];
Show[P2A, P2B]
P3A =
  Plot[Rs[P], {P, Pfinal, Press[Num]}, PlotLabel -> "Rs", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Rs"}];
P3B = ListPlot[TabPxRS];
Show[P3A, P3B]
P4A = Plot[μo[P], {P, Pfinal, Press[Num]},
  PlotLabel -> "μo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "μo"}]
P5A = Plot[μg[P], {P, Pfinal, Press[Num]}, PlotLabel -> "μg",
  AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "μg"}]

```





```
In[50]:= TabIn = Flatten[Import["TabSR-KRO.xls"], 1]
```

```
Out[50]= {{SL, kro}, {0.95, 0.8}, {0.915625, 0.703125}, {0.88125, 0.6125}, {0.846875, 0.528125},
  {0.8125, 0.45}, {0.778125, 0.378125}, {0.74375, 0.3125}, {0.709375, 0.253125},
  {0.675, 0.2}, {0.640625, 0.153125}, {0.60625, 0.1125}, {0.571875, 0.078125},
  {0.5375, 0.05}, {0.503125, 0.028125}, {0.46875, 0.0125}, {0.434375, 0.003125}, {0.4, 0.}}
```

```
In[51]:= TableForm[TabIn]
```

```
Out[51]/TableForm=
  SL      kro
  0.95    0.8
  0.915625 0.703125
  0.88125 0.6125
  0.846875 0.528125
  0.8125   0.45
  0.778125 0.378125
  0.74375  0.3125
  0.709375 0.253125
  0.675    0.2
  0.640625 0.153125
  0.60625  0.1125
  0.571875 0.078125
  0.5375   0.05
  0.503125 0.028125
  0.46875  0.0125
  0.434375 0.003125
  0.4      0.
```

```
In[52]:= Num2 = Length[TabIn] - 1
```

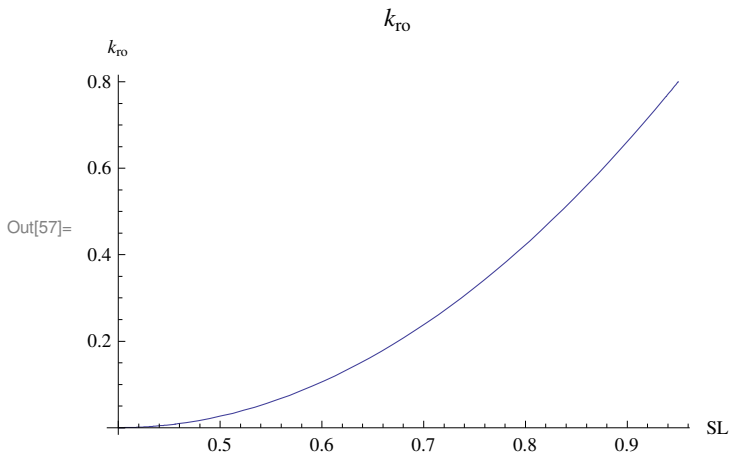
```
Out[52]= 17
```

```
In[53]:= Do[SL[i] = TabIn[[i + 1, 1]], {i, 1, Num2}]
Do[KRO[i] = TabIn[[i + 1, 2]], {i, 1, Num2}]
TabSLxKRO = Table[{SL[i], KRO[i]}, {i, 1, Num2}]
kro = Interpolation[TabSLxKRO]
```

```
Out[55]= {{0.95, 0.8}, {0.915625, 0.703125}, {0.88125, 0.6125}, {0.846875, 0.528125},
{0.8125, 0.45}, {0.778125, 0.378125}, {0.74375, 0.3125}, {0.709375, 0.253125},
{0.675, 0.2}, {0.640625, 0.153125}, {0.60625, 0.1125}, {0.571875, 0.078125},
{0.5375, 0.05}, {0.503125, 0.028125}, {0.46875, 0.0125}, {0.434375, 0.003125}, {0.4, 0.}}
```

```
Out[56]= InterpolatingFunction[{{0.4, 0.95}}, <>]
```

```
In[57]:= P6A = Plot[kro[S], {S, .4, .95}, PlotLabel -> "kro", AxesLabel -> {"SL", "kro"}]
```



```
In[58]:= Bob = Bo[Pb] /. Dados
Boi = Bo[Pini] /. Dados
Rsi = Rs[Pb] /. Dados
Soi = 1 - Swi /. Dados
Swb = Swi /. Dados
```

```
Out[58]= 1.40877
```

```
Out[59]= 1.38735
```

```
Out[60]= 147.367
```

```
Out[61]= 0.8
```

```
Out[62]= 0.2
```

```
In[63]:= co =  $\frac{B_{ob} - B_{oi}}{B_{oi} * (P_{ini} - P_b)}$  /. Dados
```

```
Out[63]= 0.000145489
```

```
In[64]:= ceo =  $\frac{c_o * S_{oi} + c_w * S_{wi} + c_f}{(1 - S_{wi})}$  /. Dados
```

```
Out[64]= 0.000226749
```

```
In[65]:= Npb = N * Boi * ceo * (Pi - Pb) / Bob /. Dados
```

```
Out[65]= 145619.
```

```
In[66]:= Nb = N - Npb /. Dados
```

```
Out[66]= 1.73094 × 107
```

In[67]:= $RGO[P_]= \begin{cases} \left(\frac{k_g[P]}{k_o} \right) * \left(\frac{\mu_o[P]}{\mu_g[P]} \right) * \left(\frac{B_o[P]}{B_g[P]} \right) + R_s[P] & /. \text{Datos } P < P_b /. \text{Datos} \\ R_{si} & P \geq P_b /. \text{Datos} \end{cases}$

Out[67]= $\begin{cases} \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P] + & P < 243.87 \\ \left(e^{-9.481+17.345(0.8-S_o[P])^{0.4694}} \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P] \right) / & \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P] / & \\ \left(\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}\}, \langle \rangle][P] \right) & \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}\}, \langle \rangle][P] & \\ 147.367 & P \geq 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$

In[68]:= $CI = S_o[P_b] == 1 - S_{wi} /. \text{Datos}$

Out[68]= $S_o[243.87] == 0.8$

In[69]:= $Sol = NDSolve[\{EqnDiff, CI\} /. \text{Datos}, S_o, \{P, P_b /. \text{Datos}, P_{wf,min} /. \text{Datos}\}]$

Out[69]= $\{\{S_o \rightarrow \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle]\}\}$

In[70]:= $S_{ob} = S_o /. Sol[[1]]$

Out[70]= $\text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle]$

In[71]:= $S_o[P_]= \begin{cases} (1 - S_{wi}) /. \text{Datos} & P \geq P_b /. \text{Datos} \\ S_{ob}[P] /. \text{Datos} & P < P_b /. \text{Datos} \end{cases}$

Out[71]= $\begin{cases} 0.8 & P \geq 243.87 \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle][P] & P < 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$

In[72]:= $S_g[P_]= 1 - S_o[P] - S_{wi} /. \text{Datos}$

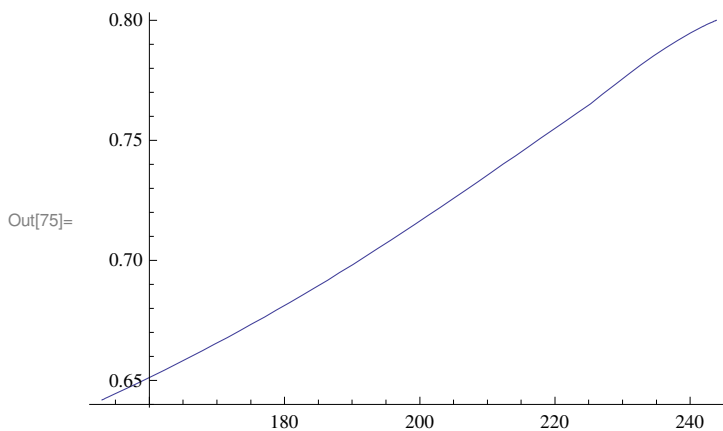
Out[72]= $\begin{cases} 0.8 & P \geq 243.87 \\ 0.8 - \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle][P] & P < 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$

In[73]:= $S_o[P_b /. \text{Datos}]$
 $S_o[P_{wf,min} /. \text{Datos}]$

Out[73]= 0.8

Out[74]= 0.641848

In[75]:= $\text{Plot}[S_o[P], \{P, P_{wf,min} /. \text{Datos}, P_b /. \text{Datos}\}]$



```
In[76]:= P0 = Pb /. Dados
Pf = Pwf,min /. Dados
ΔP = 1
Num3 = Round[(P0 - Pf) / ΔP]
```

Out[76]= 243.87

Out[77]= 153

Out[78]= 1

Out[79]= 91

```
In[80]:= Np[P_] = { Nb * (1 - (So[P] / (1 - Swb)) * (Bob / Bo[P])) + Npb /. Dados P < Pb /. Dados
  N * Boi * ceo * (Pi - P) / Bo[P] /. Dados P ≥ Pb /. Dados
```

$$\text{Out[80]= } \left\{ \begin{array}{ll} 145\,619. + 1.73094 \times 10^7 \left(1 - \frac{1.76096 \left(\begin{array}{l} 0.8 \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle][P] \\ 0 \end{array} \right)}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P]} \right) & P < 243.87 \\ \frac{5490.99 (281.23 - P)}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P]} & P \geq 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{array} \right.$$

```
In[81]:= Np[Pwf,min /. Dados]
```

Out[81]= 1.69095×10^6

```
In[82]:= FR[P_] = Np[P] / N /. Dados
```

Out[82]= 5.72902×10^{-8}

$$\left(\left\{ \begin{array}{ll} 145\,619. + 1.73094 \times 10^7 \left(1 - \frac{1.76096 \left(\begin{array}{l} 0.8 \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle][P] \\ 0 \end{array} \right)}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P]} \right) & P < 243.87 \\ \frac{5490.99 (281.23 - P)}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P]} & P \geq 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{array} \right\} \right)$$

$$\text{In}[83]:= G_p[P_] = \begin{cases} 0 & P \geq P_b /. \text{Dados} \\ N * \left(\left(\frac{B_o[P]}{B_g[P]} - R_s[P] \right) \left(1 - \frac{N_p[P] - N_{pb}}{N} \right) - \left(\frac{B_{oi}}{B_g[P]} - R_{si} \right) \right) & P < P_b /. \text{Dados} \end{cases}$$

$$\text{Out}[83]= \left[\begin{array}{l} 0 \\ 1.7455 \times 10^7 \\ \left(147.367 - \frac{1.38735}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}, \langle \rangle\}] [P]} + 1 - 5.72902 \times 10^{-8} \right) - 145619. + \\ \left(145619. + 1.73094 \times 10^7 \left(1 - \frac{\begin{cases} 0.8 & P \geq 243.87 \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}, \langle \rangle\}] [P] & P < 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{cases}}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}, \langle \rangle\}] [P]} \right) \right) \\ \frac{5490.99 (281.23 - P)}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}, \langle \rangle\}] [P]} & P \geq 243.8 \\ 0 & \text{True} \\ \left(-\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}, \langle \rangle\}] [P] + \right. \\ \left. \frac{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}, \langle \rangle\}] [P]}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}, \langle \rangle\}] [P]} \right) \\ 0 \end{array} \right]$$

```
In[84]:= Press[0] = Pi /. Dados
```

```
Do[{
  Press[i] = P0 - (i - 1) * ΔP
}, {i, 1, Num3 + 1}]
```

```
Out[84]= 281.23
```

```
In[86]:= Press[Num3]
```

```
Out[86]= 153.87
```

```
In[87]:= OutMuskat = TableForm[Table[{Press[i], Np[Press[i]] / 106,
  So[Press[i]] * 100, Gp[Press[i]] / 106, RGO[Press[i]] /. Dados}, {i, 0, Num3}],
  TableHeadings → {None, {"P[kgf/cm2]", "Np[MMm3std]", "So[%]", "Gp[MMm3std]", "RGO"}}]
```

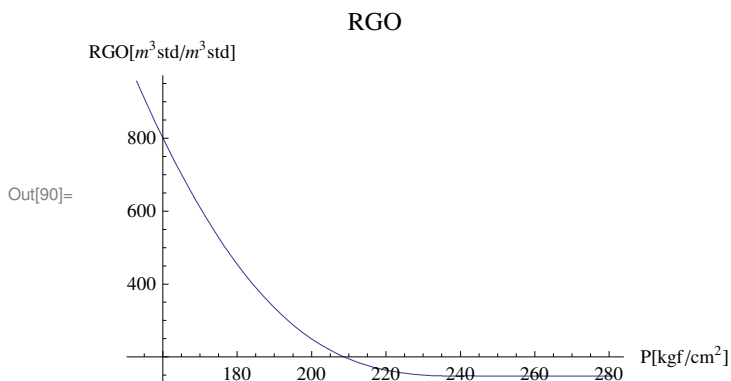
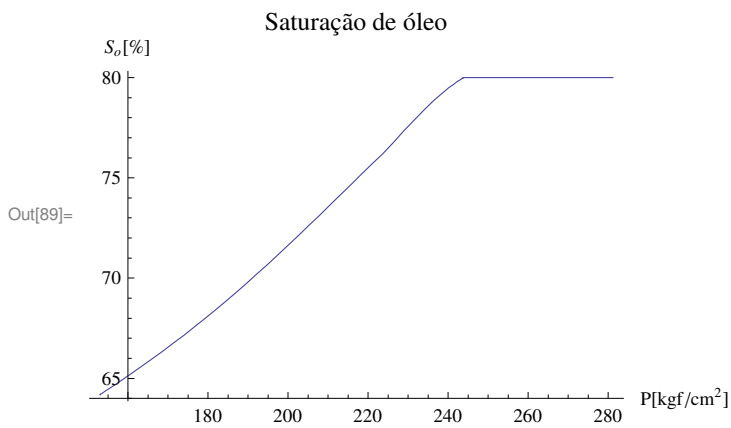
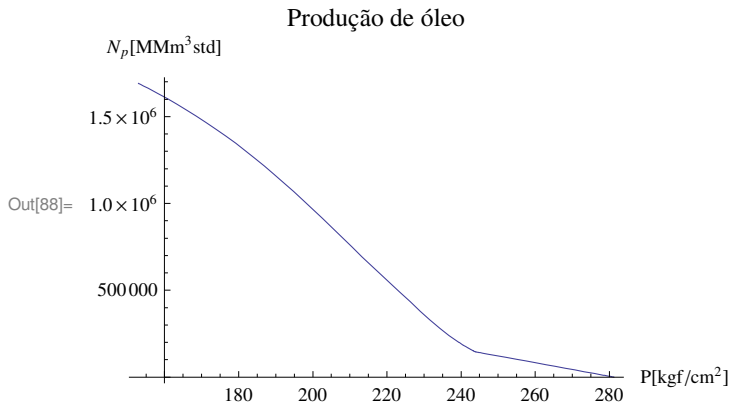
```
Out[87]/TableForm=
```

P [kgf/cm ²]	N _p [MMm ³ std]	S _o [%]	G _p [MMm ³ std]	RGO
281.23	0.	80.	0	147.367
243.87	0.145619	80.	0	147.367
242.87	0.156481	79.8752	86.3824	148.095
241.87	0.16813	79.7406	87.8591	148.004
240.87	0.180552	79.5967	89.45	147.897
239.87	0.193729	79.444	91.1524	147.801
238.87	0.207643	79.2829	92.9635	147.731
237.87	0.222273	79.1139	94.8804	147.699
236.87	0.237596	78.9375	96.9004	147.716
235.87	0.253588	78.7541	99.0204	147.793
234.87	0.270221	78.5644	101.238	147.941
233.87	0.287467	78.3688	103.549	148.172
232.87	0.305295	78.1678	105.952	148.496
231.87	0.323669	77.9621	108.443	148.924
230.87	0.342554	77.752	111.019	149.467
229.87	0.361912	77.5382	113.678	150.137
228.87	0.381703	77.3213	116.416	150.945
227.87	0.401884	77.1018	119.23	151.9
226.87	0.422408	76.8802	122.117	153.012
225.87	0.443231	76.6572	125.074	154.291
224.87	0.46357	76.4433	127.981	155.677
223.87	0.482565	76.25	130.702	157.074
222.87	0.50175	76.0562	133.479	158.614
221.87	0.521116	75.8621	136.316	160.304
220.87	0.540652	75.6676	139.214	162.151
219.87	0.560351	75.4728	142.175	164.162
218.87	0.580201	75.2778	145.202	166.345
217.87	0.600191	75.0827	148.296	168.707
216.87	0.620309	74.8873	151.461	171.256
215.87	0.640545	74.6919	154.698	173.998
214.87	0.660884	74.4965	158.01	176.942
213.87	0.681313	74.3012	161.4	180.095

212.87	0.70182	74.1059	164.87	183.465
211.87	0.722389	73.9108	168.422	187.059
210.87	0.743008	73.7159	172.058	190.884
209.87	0.76366	73.5213	175.782	194.949
208.87	0.784332	73.3271	179.596	199.26
207.87	0.805009	73.1333	183.501	203.825
206.87	0.825675	72.94	187.501	208.65
205.87	0.846301	72.7473	191.594	213.741
204.87	0.866878	72.5553	195.785	219.105
203.87	0.887401	72.3639	200.076	224.749
202.87	0.907856	72.1733	204.47	230.679
201.87	0.92823	71.9835	208.969	236.902
200.87	0.948509	71.7945	213.574	243.422
199.87	0.968682	71.6064	218.287	250.246
198.87	0.988736	71.4193	223.109	257.379
197.87	1.00866	71.2332	228.044	264.824
196.87	1.02844	71.0481	233.09	272.588
195.87	1.04807	70.8641	238.251	280.674
194.87	1.06753	70.6812	243.527	289.086
193.87	1.08683	70.4995	248.918	297.828
192.87	1.10594	70.319	254.426	306.904
191.87	1.12487	70.1398	260.052	316.317
190.87	1.1436	69.9618	265.796	326.07
189.87	1.16213	69.785	271.658	336.165
188.87	1.18045	69.6096	277.639	346.605
187.87	1.19856	69.4355	283.739	357.393
186.87	1.21643	69.2629	289.949	368.525
185.87	1.23407	69.0916	296.277	380.009
184.87	1.25148	68.9216	302.723	391.846
183.87	1.26867	68.7531	309.289	404.036
182.87	1.28564	68.5859	315.973	416.583
181.87	1.30237	68.42	322.775	429.486
180.87	1.31887	68.2555	329.695	442.747
179.87	1.33515	68.0924	336.732	456.366
178.87	1.35119	67.9307	343.886	470.345
177.87	1.367	67.7703	351.157	484.684
176.87	1.38258	67.6112	358.543	499.383
175.87	1.39793	67.4535	366.045	514.443
174.87	1.41305	67.2971	373.66	529.863
173.87	1.42795	67.1421	381.39	545.644
172.87	1.44262	66.9883	389.231	561.787
171.87	1.45707	66.8359	397.185	578.289
170.87	1.4713	66.6847	405.249	595.152
169.87	1.48531	66.5348	413.423	612.375
168.87	1.49909	66.3862	421.7	629.957
167.87	1.51263	66.239	430.069	647.898
166.87	1.52596	66.0929	438.544	666.198
165.87	1.53908	65.9481	447.126	684.857
164.87	1.552	65.8045	455.813	703.872

163.87	1.56472	65.662	464.605	723.244
162.87	1.57725	65.5207	473.5	742.971
161.87	1.58957	65.3806	482.498	763.053
160.87	1.60171	65.2415	491.598	783.487
159.87	1.61366	65.1036	500.798	804.273
158.87	1.62543	64.9668	510.099	825.409
157.87	1.63702	64.831	519.499	846.893
156.87	1.64842	64.6963	528.997	868.723
155.87	1.65966	64.5627	538.591	890.899
154.87	1.67072	64.4301	548.282	913.417
153.87	1.68161	64.2985	558.067	936.276

```
In[88]:= Plot[Np[P], {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "Produção de óleo", AxesLabel -> {"P[kgf/cm2]", "Np[MMm3std]"}]
Plot[So[P] * 100, {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "Saturação de óleo", AxesLabel -> {"P[kgf/cm2]", "So[%]"}]
Plot[RGO[P] /. Dados, {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "RGO", AxesLabel -> {"P[kgf/cm2]", "RGO[m3std/m3std]"}]
```



In[91]:= **Export**["OutMuskat.xls", OutMuskat]

Out[91]= OutMuskat.xls

In[92]:= **P_i / . Dados**

Out[92]= 281.23

In[93]:= **μ_{oi} = μ_o[P_i] / . Dados**
B_{oi} = B_o[P_i] / . Dados
k_{roi} = k_{ro}[.95] / . Dados
R_{si} = R_s[P_b] / . Dados

Out[93]= 0.528595

Out[94]= 1.40123

Out[95]= 0.8

Out[96]= 147.367

In[97]:= **IP[t_] = IP_i * ((k_{ro}[S_o[P_x[t]]] + S_{wi}] / (B_o[P_x[t]] * μ_o[P_x[t]])) / (k_{roi} / (B_{oi} * μ_{oi}))) / . Dados**

Out[97]=
$$\left(1.85171 \text{InterpolatingFunction}[\{\{0.4, 0.95\}\}, \langle \rangle] \left[\begin{array}{l} 0.2 + \left\{ \begin{array}{ll} 0.8 & P_x[t] \geq 243.87 \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle][P_x[t]] & P_x[t] < 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{array} \right\} \right] \right) / \\ \left(\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P_x[t]] \right. \\ \left. \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P_x[t]] \right)$$

In[98]:= **Q̄_{o,max}[t_] = IP_i * (P_x[t] - P_{wf,min}) / . Dados**

Out[98]= 2 (-153 + P_x[t])

In[99]:= **Q̄_o[t_] = $\begin{cases} Q_{\text{oplim}} / . \text{Dados} & (\bar{Q}_{o,\text{max}}[t] \geq Q_{\text{oplim}} / . \text{Dados}) \\ \bar{Q}_{o,\text{max}}[t] & (\bar{Q}_{o,\text{max}}[t] < Q_{\text{oplim}} / . \text{Dados}) \end{cases}$**

Out[99]=
$$\begin{cases} 100 & 2(-153 + P_x[t]) \geq 100 \\ 2(-153 + P_x[t]) & 2(-153 + P_x[t]) < 100 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$$

In[100]:= **Q_{total}[t_] = n_w * Q̄_o[t];**

In[101]:= **Q_{total}[t_] = $\sum_{i=1}^{n_w / . \text{Dados}} \bar{Q}_o[t];$**

In[102]:= **EqnPxt = Qtotal[t] == Dt Np[Px[t]] /. Dados**

Out[102]= $10 \left(\begin{array}{cc} 100 & 2(-153 + Px[t]) \geq 100 \\ 2(-153 + Px[t]) & 2(-153 + Px[t]) < 100 \\ 0 & \text{True} \end{array} \right) ==$

$$\left(\begin{array}{l} 1.73094 \times 10^7 \left((1.76096 \text{ InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]] \quad Px[t] < 243.87 \right) \\ \quad \text{InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle] [Px[t]] Px'[t]) / \\ \quad \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]]^2 - \\ \quad \frac{1.76096 \text{ InterpolatingFunction}[\{\{153., 243.87\}\}, \langle \rangle] [Px[t]] Px'[t]}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]]} \right) \\ - \frac{5490.99 Px'[t]}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]]} \quad Px[t] \geq 243.87 \\ \frac{5490.99 (281.23 - Px[t]) \text{ InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]] Px'[t]}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle] [Px[t]]^2} \\ 0 \quad \text{True} \end{array} \right)$$

In[103]:= **Qtotal[1] /. Dados**

Out[103]= $10 \left(\begin{array}{cc} 100 & 2(-153 + Px[1]) \geq 100 \\ 2(-153 + Px[1]) & 2(-153 + Px[1]) < 100 \\ 0 & \text{True} \end{array} \right)$

In[104]:= **CIP = Px[0] == Pi /. Dados**

Out[104]= $Px[0] == 281.23$

In[105]:= **Sol2 = NDSolve[{EqnPxt, CIP}, Px, {t, 0, 15 * 365}, SolveDelayed -> True]**

InterpolatingFunction::dmval :

Input value {281.23} lies outside the range of data in the interpolating function. Extrapolation will be used. >>

InterpolatingFunction::dmval :

Input value {281.23} lies outside the range of data in the interpolating function. Extrapolation will be used. >>

InterpolatingFunction::dmval :

Input value {281.23} lies outside the range of data in the interpolating function. Extrapolation will be used. >>

General::stop : Further output of InterpolatingFunction::dmval will be suppressed during this calculation. >>

Out[105]= $\{ \{Px \rightarrow \text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle] \} \}$

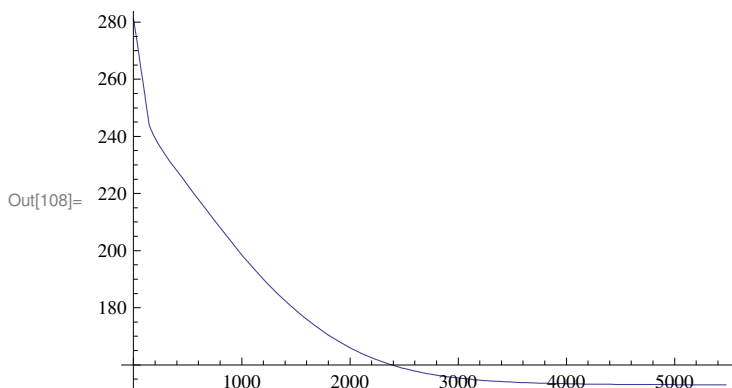
In[106]:= **Px = Px /. Sol2[[1]]**

Out[106]= $\text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle]$

In[107]:= **Px[15 * 365]**

Out[107]= 153.024

In[108]:= **Plot[Px[t], {t, 0, 15 * 365}]**



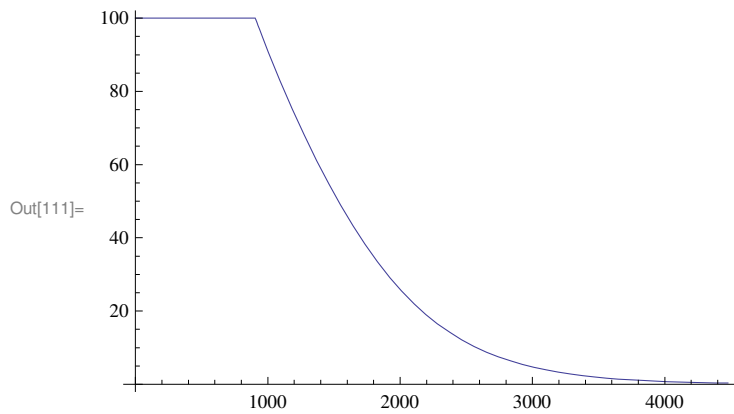
```
In[109]:= tfinal = FindRoot[Px[tx] == Pwf,min * 1.001 /. Dados, {tx, 10 * 365}][[1, 2]]
```

```
Out[109]= 4478.19
```

```
In[110]:= Q̄o[tfinal]
```

```
Out[110]= 0.306
```

```
In[111]:= Plot[Q̄o[tx], {tx, 0, tfinal}]
```



```
In[112]:= Px[tfinal]
```

```
Out[112]= 153.153
```

```
In[113]:= Δt = 365
```

```
Out[113]= 365
```

```
In[114]:= Num4 = Round[tfinal / Δt]
```

```
Out[114]= 12
```

```
In[115]:= OutMuskat1 = TableForm[Table[{
  (i - 1) * Δt,
  Px[(i - 1) * Δt],
  Np[Px[(i - 1) * Δt]] / 106,
  Gp[Px[(i - 1) * Δt]] / 106,
  RGO[Px[(i - 1) * Δt]],
  FR[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
  Sg[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
  So[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
  (So[Px[(i - 1) * Δt]] + Swi) * 100 /. Dados,
  kro[So[Px[(i - 1) * Δt]] + Swi] /. Dados,
  Q̄o[(i - 1) * Δt],
  nw * Q̄o[(i - 1) * Δt] /. Dados
}, {i, 1, Num4 + 1}], TableHeadings →
{None, {"t", "P", "Np", "Gp", "RGO", "FR", "Sg", "So", "SL", "kro", "Q̄o", "Q̄ototal"}}]
```

InterpolatingFunction::dmval :

Input value {1.} lies outside the range of data in the interpolating function. Extrapolation will be used. >>

InterpolatingFunction::dmval :

Input value {0.975043} lies outside the range of data in the interpolating function. Extrapolation will be used. >>

Out[115]/TableForm=

t	P	N _p	G _p	RGO	FR	S _g	S _o	S _L	k _{ro}	Q̄ _o
0	281.23	0.	0	147.367	0.	0.	80.	100.	0.952066	100
365	229.713	0.365	114.103	150.255	2.09109	2.4957	77.5043	97.5043	0.874511	100
730	211.501	0.73	169.755	188.445	4.18218	6.16121	73.8388	93.8388	0.766576	100
1095	194.32	1.07816	246.476	293.85	6.1768	9.41878	70.5812	90.5812	0.676617	82.6407
1460	180.379	1.32689	333.137	449.392	7.6018	11.8247	68.1753	88.1753	0.61378	54.7576
1825	169.813	1.48609	413.889	613.361	8.51386	13.4736	66.5264	86.5264	0.572483	33.6267
2190	162.602	1.58057	475.899	748.313	9.05509	14.5169	65.4831	85.4831	0.547097	19.2045
2555	158.204	1.63316	516.346	839.673	9.35642	15.1237	64.8763	84.8763	0.532596	10.4085
2920	155.73	1.66122	539.942	894.031	9.51713	15.4559	64.5441	84.5441	0.52474	5.46
3285	154.406	1.6758	552.813	923.988	9.60067	15.6312	64.3688	84.3688	0.52062	2.81147
3650	153.717	1.68327	559.576	939.812	9.64347	15.7216	64.2784	84.2784	0.518499	1.43331
4015	153.363	1.68707	563.059	947.985	9.66523	15.7678	64.2322	84.2322	0.517418	0.726912
4380	153.184	1.68899	564.835	952.157	9.67626	15.7912	64.2088	84.2088	0.51687	0.367678

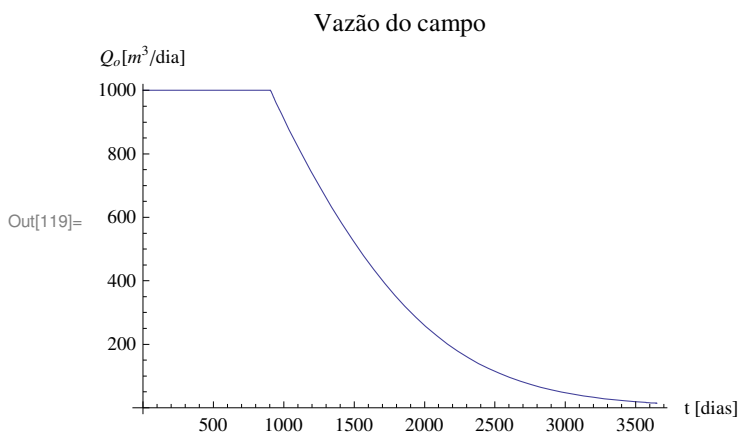
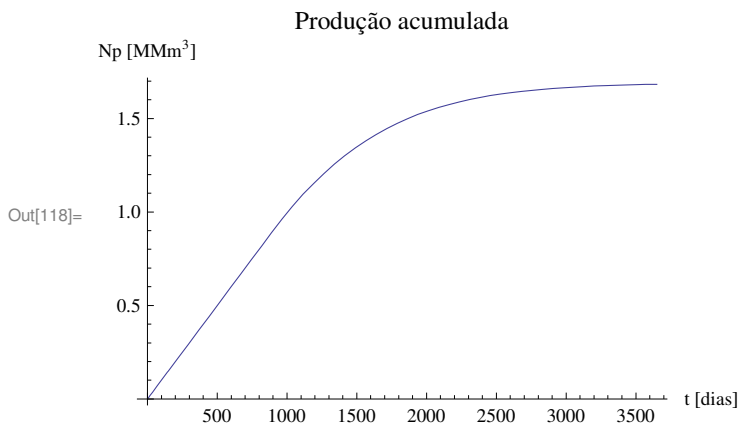
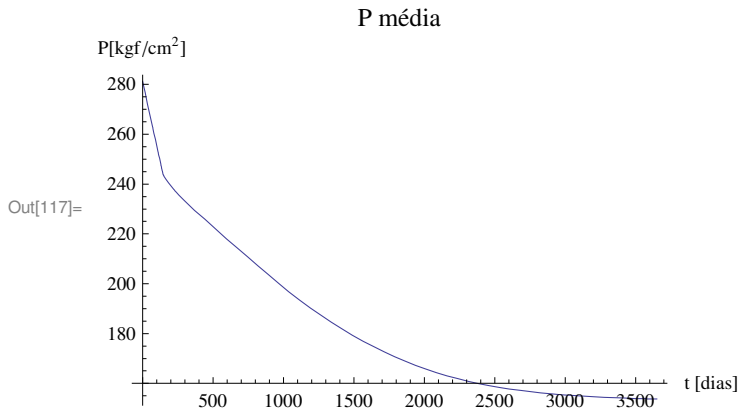
In[116]:= Export["OutMuskat1.xls", OutMuskat1]

Out[116]= OutMuskat1.xls

```

In[117]:= Plot[Px[t], {t, 0, 10 * 365}, PlotLabel -> "P média",
  AxesLabel -> {"t [dias]", "P[kgf/cm²]"}]
Plot[Np[Px[t]] / 106, {t, 0, 10 * 365}, PlotLabel -> "Produção acumulada",
  AxesLabel -> {"t [dias]", "Np [MMm³]"}]
Plot[nw * Qo[t] /. Dados, {t, 0, 10 * 365}, PlotLabel -> "Vazão do campo",
  AxesLabel -> {"t [dias]", "Qo[m³/dia]"}]

```



```
In[120]:= Np[Px[10 * 365]]
```

Out[120]= 1.68327×10^6

Método de Tarner

```
In[1]:= Off[General::spell]
Off[General::spell1]
```

Introdução:

Este método se aplica para reservatórios de óleo com mecanismo de gás em solução (volumétrico), e as seguintes hipóteses são adotadas:

- 1) A zona de óleo limitada externamente, não sofrendo influências de capa de gás inicial ou de aquífero, mesmo que estes façam parte do sistema;
- 2) As principais fontes de energia para a produção primária do reservatório são a expansão dos fluidos presentes no mesmo e a contração do volume poroso, decorrentes da redução da pressão devida à produção da jazida;
- 3) Aplica-se a partir do ponto de bolha;
- 4) O reservatório volumétrico é saturado com efeitos de compressibilidade da água conata e da rocha desprezíveis, então tem-se saturação de água conata irreduzível.

```
In[3]:= SetDirectory["D:\\Meus documentos\\PRI\\FACULDADE\\Projeto de Graduação"]
```

```
Out[3]= D:\Meus documentos\PRI\FACULDADE\Projeto de Graduação
```

```
In[4]:= Dados = {
  Pi → 281.23,
  Pb → 243.87,
  °API → 35.,
  N → 17.455 * 106,
  T → 120.,
  φ → 0.21,
  Swi → 0.2,
  k → 25,
  cw → 4.05406 * 10-5,
  cf → 5.69 * 10-5,
  C → 0.,
  Qoplim → 100,
  Qab → 1,
  Pwf,min → 153,
  nw → 10,
  IPi → 2
}
```

```
Out[4]= {Pi → 281.23, Pb → 243.87, °API → 35., N → 1.7455 * 107, T → 120., φ → 0.21, Swi → 0.2, k → 25,
cw → 0.0000405406, cf → 0.0000569, C → 0., Qoplim → 100, Qab → 1, Pwf,min → 153, nw → 10, IPi → 2}
```

```
In[5]:= TabIn = Flatten[Import["DadosPVT.xls"], 1]
```

```
Out[5]= {{P [kgf/cm2], Rs [m3/m3], Bo [m3/m3std], 1/Bg, Bg [m3/m3std], mo (cp), mg (cp),
  co (cm2/kgf)}, {1.03323, 0.678902, 1.0455, 1., 1., 2.54115, 0.0124995, 0.0004267},
  {19.713, 7.83306, 1.06035, 16.6043, 0.0602254, 1.99844, 0.0127494, 0.0004267},
  {38.3928, 16.6369, 1.07924, 33.264, 0.0300625, 1.60861, 0.013126, 0.0004267},
  {57.0726, 26.3527, 1.10078, 50.795, 0.019687, 1.3412, 0.0136015, 0.0004267},
  {75.7524, 36.7315, 1.12449, 69.1024, 0.0144713, 1.15057, 0.0141723, 0.0004267},
  {94.4322, 47.64, 1.15011, 88.0098, 0.0113624, 1.00899, 0.0148373, 0.0004267},
  {113.112, 58.9935, 1.17746, 107.257, 0.0093234, 0.900066, 0.0155924, 0.000394357},
  {131.792, 70.733, 1.20641, 126.52, 0.00790389, 0.813811, 0.0164292, 0.0003233},
  {150.472, 82.8147, 1.23684, 145.459, 0.00687479, 0.743854, 0.0173348, 0.000272167},
  {169.151, 95.2044, 1.26869, 163.772, 0.00610605, 0.685979, 0.0182929, 0.000233813},
  {187.831, 107.875, 1.30186, 181.227, 0.00551794, 0.637295, 0.0192865, 0.000204101},
  {206.511, 120.804, 1.3363, 197.681, 0.00505866, 0.595761, 0.0202996, 0.000180486},
  {225.191, 133.974, 1.37195, 213.069, 0.00469332, 0.559894, 0.0213188, 0.000161319},
  {243.87, 147.367, 1.40877, 227.385, 0.00439783, 0.528595, 0.0223332, 0.000145489},
  {262.55, 147.367, 1.405, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {281.23, 147.367, 1.40123, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {294.984, 147.367, 1.39845, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {308.738, 147.367, 1.39568, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {322.492, 147.367, 1.3929, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {336.246, 147.367, 1.39012, , , 0.528595, , 0.000145489},
  {350., 147.367, 1.38735, , , 0.528595, , 0.000145489}}
```

```
In[6]:= TableForm[TabIn]
```

```
Out[6]/TableForm=
```

P [kgf/cm2]	Rs [m3/m3]	Bo [m3/m3std]	1/Bg	Bg [m3/m3std]	mo (cp)	mg (cp)	co (cm2/k
1.03323	0.678902	1.0455	1.	1.	2.54115	0.0124995	0.0004267
19.713	7.83306	1.06035	16.6043	0.0602254	1.99844	0.0127494	0.0004267
38.3928	16.6369	1.07924	33.264	0.0300625	1.60861	0.013126	0.0004267
57.0726	26.3527	1.10078	50.795	0.019687	1.3412	0.0136015	0.0004267
75.7524	36.7315	1.12449	69.1024	0.0144713	1.15057	0.0141723	0.0004267
94.4322	47.64	1.15011	88.0098	0.0113624	1.00899	0.0148373	0.0004267
113.112	58.9935	1.17746	107.257	0.0093234	0.900066	0.0155924	0.0003943
131.792	70.733	1.20641	126.52	0.00790389	0.813811	0.0164292	0.0003233
150.472	82.8147	1.23684	145.459	0.00687479	0.743854	0.0173348	0.0002721
169.151	95.2044	1.26869	163.772	0.00610605	0.685979	0.0182929	0.0002338
187.831	107.875	1.30186	181.227	0.00551794	0.637295	0.0192865	0.0002041
206.511	120.804	1.3363	197.681	0.00505866	0.595761	0.0202996	0.0001804
225.191	133.974	1.37195	213.069	0.00469332	0.559894	0.0213188	0.0001613
243.87	147.367	1.40877	227.385	0.00439783	0.528595	0.0223332	0.0001454
262.55	147.367	1.405			0.528595		0.0001454
281.23	147.367	1.40123			0.528595		0.0001454
294.984	147.367	1.39845			0.528595		0.0001454
308.738	147.367	1.39568			0.528595		0.0001454
322.492	147.367	1.3929			0.528595		0.0001454
336.246	147.367	1.39012			0.528595		0.0001454
350.	147.367	1.38735			0.528595		0.0001454

```
In[7]:= Num = Length[TabIn] - 1
```

```
Out[7]= 21
```

```
In[8]:= Do[Press[i] = TabIn[[i + 1, 1]], {i, 1, Num}]  

Do[RS[i] = TabIn[[i + 1, 2]], {i, 1, Num}]  

Do[BO[i] = TabIn[[i + 1, 3]], {i, 1, Num}]  

Do[BG[i] = TabIn[[i + 1, 5]], {i, 1, Num - 7}]  

Do[mo[i] = TabIn[[i + 1, 6]], {i, 1, Num}]  

Do[mg[i] = TabIn[[i + 1, 7]], {i, 1, Num - 7}]
```



```
In[14]:= Pfinal = Press[1]
         Pini = Press[Num]
```

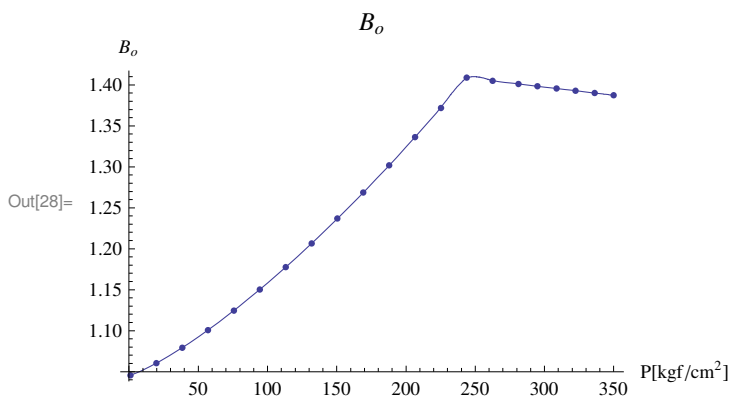
```
Out[14]= 1.03323
```

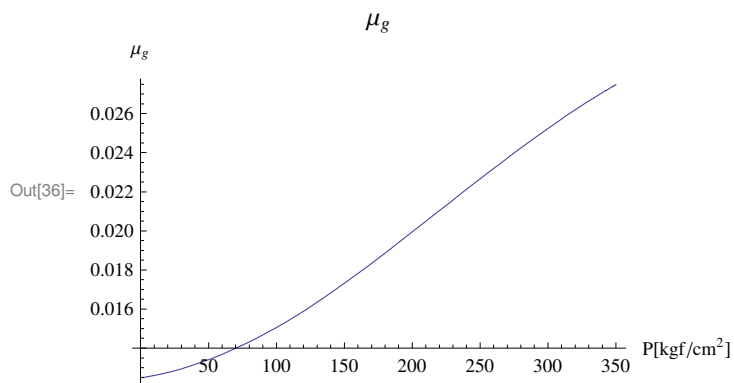
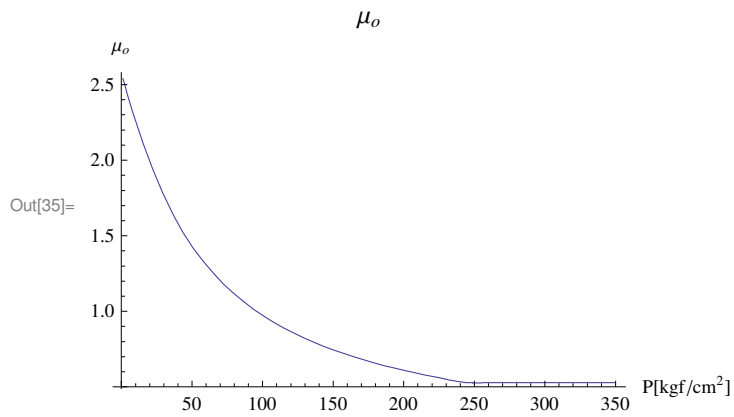
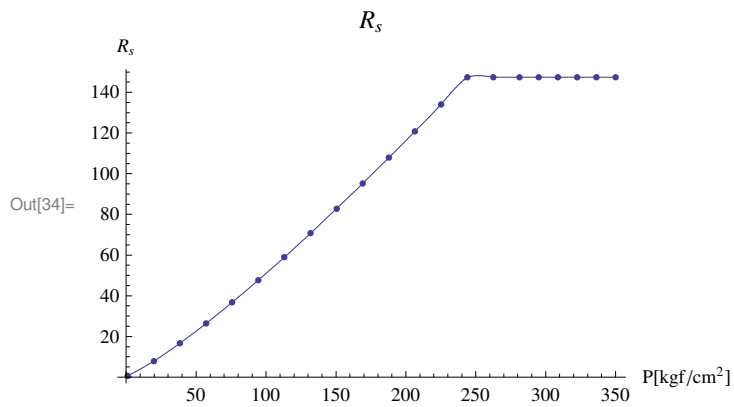
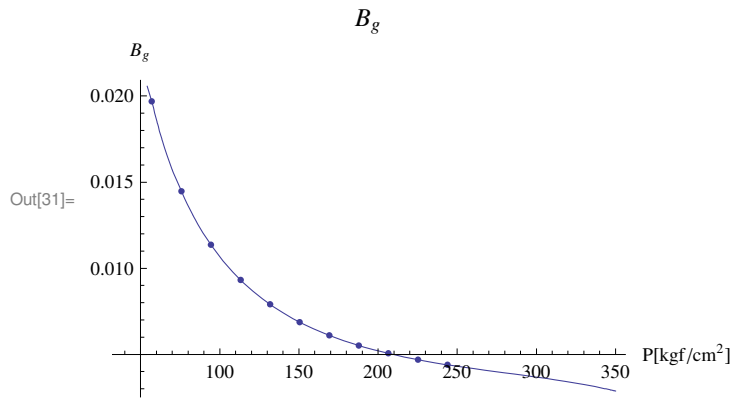
```
Out[15]= 350.
```

```
In[16]:= TabPxBo = Table[{Press[i], BO[i]}, {i, 1, Num}];
         TabPxRS = Table[{Press[i], RS[i]}, {i, 1, Num}];
         TabPxBg = Table[{Press[i], BG[i]}, {i, 1, Num - 7}];
         TabPxmo = Table[{Press[i], mo[i]}, {i, 1, Num}];
         TabPxmg = Table[{Press[i], mg[i]}, {i, 1, Num - 7}];
```

```
In[21]:= Bo = Interpolation[TabPxBo];
         Rs = Interpolation[TabPxRS];
         Bg = Interpolation[TabPxBg];
         μo = Interpolation[TabPxmo];
         μg = Interpolation[TabPxmg];
```

```
In[26]:= P1A = Plot[Bo[P], {P, Pfinal, Press[Num]},
                 PlotLabel -> "Bo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Bo"}];
         P1B = ListPlot[TabPxBo];
         Show[P1A, P1B]
         P2A =
           Plot[Bg[P], {P, 38.4, Press[Num]}, PlotLabel -> "Bg", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Bg"}];
         P2B = ListPlot[TabPxBg];
         Show[P2A, P2B]
         P3A =
           Plot[Rs[P], {P, Pfinal, Press[Num]}, PlotLabel -> "Rs", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Rs"}];
         P3B = ListPlot[TabPxRS];
         Show[P3A, P3B]
         P4A = Plot[μo[P], {P, Pfinal, Press[Num]},
                 PlotLabel -> "μo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "μo"}]
         P5A = Plot[μg[P], {P, Pfinal, Press[Num]}, PlotLabel -> "μg",
                 AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "μg"}]
```





In[37]:= **TabIn = Flatten[Import["TabSR-KRO.xls"], 1]**

```
Out[37]= {{SL, kro}, {0.95, 0.8}, {0.915625, 0.703125}, {0.88125, 0.6125}, {0.846875, 0.528125},
  {0.8125, 0.45}, {0.778125, 0.378125}, {0.74375, 0.3125}, {0.709375, 0.253125},
  {0.675, 0.2}, {0.640625, 0.153125}, {0.60625, 0.1125}, {0.571875, 0.078125},
  {0.5375, 0.05}, {0.503125, 0.028125}, {0.46875, 0.0125}, {0.434375, 0.003125}, {0.4, 0.}}
```

In[38]:= **TableForm[TabIn]**

```
Out[38]//TableForm=
  SL      kro
  0.95    0.8
  0.915625 0.703125
  0.88125 0.6125
  0.846875 0.528125
  0.8125   0.45
  0.778125 0.378125
  0.74375 0.3125
  0.709375 0.253125
  0.675    0.2
  0.640625 0.153125
  0.60625 0.1125
  0.571875 0.078125
  0.5375   0.05
  0.503125 0.028125
  0.46875 0.0125
  0.434375 0.003125
  0.4      0.
```

In[39]:= **Num2 = Length[TabIn] - 1**

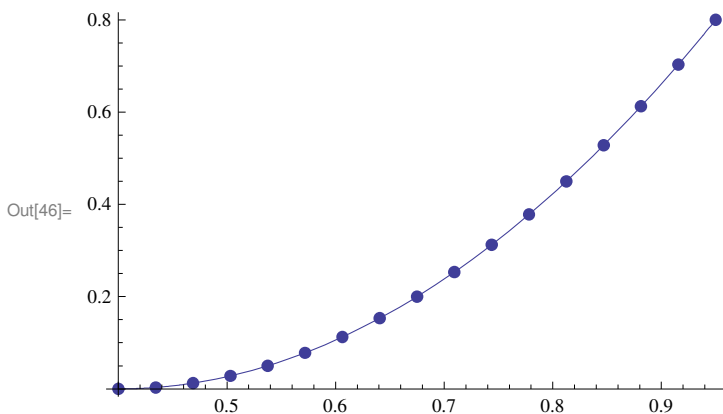
Out[39]= 17

```
In[40]:= Do[SL[i] = TabIn[[i + 1, 1]], {i, 1, Num2}]
Do[KRO[i] = TabIn[[i + 1, 2]], {i, 1, Num2}]
TabSLxKRO = Table[{SL[i], KRO[i]}, {i, 1, Num2}]
kro = Interpolation[TabSLxKRO]
```

```
Out[42]= {{0.95, 0.8}, {0.915625, 0.703125}, {0.88125, 0.6125}, {0.846875, 0.528125},
  {0.8125, 0.45}, {0.778125, 0.378125}, {0.74375, 0.3125}, {0.709375, 0.253125},
  {0.675, 0.2}, {0.640625, 0.153125}, {0.60625, 0.1125}, {0.571875, 0.078125},
  {0.5375, 0.05}, {0.503125, 0.028125}, {0.46875, 0.0125}, {0.434375, 0.003125}, {0.4, 0.}}
```

Out[43]= InterpolatingFunction[{{0.4, 0.95}}, <>]

```
In[44]:= P6A = Plot[kro[S], {S, .4, .95}];
P6B = ListPlot[TabSLxKRO, PlotStyle -> PointSize[0.02]];
Show[P6A, P6B]
```



```
In[47]:= Boi = Bo[Pini] /. Dados
Bob = Bo[Pb] /. Dados
Soi = 1 - Swi /. Dados
Swb = Swi /. Dados
Rsi = Rs[Pi] /. Dados
```

```
Out[47]= 1.38735
```

```
Out[48]= 1.40877
```

```
Out[49]= 0.8
```

```
Out[50]= 0.2
```

```
Out[51]= 147.367
```

```
In[52]:= co =  $\frac{B_{ob} - B_{oi}}{B_{oi} * (P_{ini} - P_b)}$  /. Dados
```

```
Out[52]= 0.000145489
```

```
In[53]:= ceo =  $\frac{c_o * S_{oi} + c_w * S_{wi} + c_f}{(1 - S_{wi})}$  /. Dados
```

```
Out[53]= 0.000226749
```

```
In[54]:= Npb = N * Boi * ceo * (Pi - Pb) / Bob /. Dados
```

```
Out[54]= 145 619.
```

```
In[55]:= Nb = N - Npb /. Dados
```

```
Out[55]= 1.73094 × 107
```

```
In[56]:= Nps0 = 100 000
P0 = Pb /. Dados
```

```
Out[56]= 100 000
```

```
Out[57]= 243.87
```

```
In[58]:= ΔP = 1
```

```
Out[58]= 1
```

```
In[59]:= Gps[0] = 0
```

```
Out[59]= 0
```

```
In[60]:= Num = Floor[(Pb - Pwf,min) / ΔP] /. Dados
```

```
Out[60]= 90
```

```
In[61]:= Monitor[Do[{
    EqEBM = (ΔGps / Nb) ==
    Bob * (1 / Bg[P0] - 1 / Bg[P]) + (Bo[P] / Bg[P] - Rs[P]) * (1 - Nps / Nb) - (Bo[P0] / Bg[P0] - Rs[P0]) * (1 - Nps0 / Nb),
    EqRGO = (ΔGp / Nb) == (1 / 2 * (R[P, Nps] + R[P0, Nps0])) * (Nps / Nb - Nps0 / Nb),
    R[P_, Np_] = (kg[P, Np] / ko) * (μo[P] / μg[P]) * (Bo[P] / Bg[P]) + Rs[P],
    kg[P_, Np_] = Exp[17.345 * (Sg[P, Np])0.4694 - 9.481] * ko,
    ko = 1,
    S1[P_, Np_] = (1 - Np / Nb) * (Bo[P] / Bob) * (1 - Swb) + Swb,
    So[P_, Np_] = { (1 - Swi) / . Dados P ≥ Pb / . Dados
    (1 - Np / Nb) * (Bo[P] / Bob) * (1 - Swb) P < Pb / . Dados '
    Sg[P_, Np_] = 1 - S1[P, Np],
    EqP = EqEBM[[2]] == EqRGO[[2]] / . Dados,
    P1 = P0 - ΔP,
    Sol1 = FindRoot[EqP / . P → P1, {Nps, Nps0}],
    Sol2 = Solve[EqEBM / . Sol1 / . P → P1, ΔGps],
    Press[i] = P1,
    Nps[i] = Nps / . Sol1,
    ΔGps[i] = ΔGps / . Sol2[[1]],
    Gps[i] = Gps[i - 1] + ΔGps[i],
    RGO[i] = R[Press[i], Nps[i]] / . Dados,
    So[i] = So[Press[i], Nps[i]] * 100 / . Dados,
    Sg[i] = Sg[Press[i], Nps[i]] * 100 / . Dados,
    S1[i] = S1[Press[i], Nps[i]] * 100 / . Dados,
    FR[i] = 100 * (Nps[i] + Npb) / N / . Dados,
    Nps0 = Nps / . Sol1,
    P0 = P1
}, {i, 1, Num}], Nps[i]]
```

In[62]:= Nps[3]

Out[62]= 135548.

```

In[63]:= So[1]
         So[2]
         So[3]
         So[50]
         So[75]
         So[90]

Out[63]= 79.4125

Out[64]= 79.2774

Out[65]= 79.1331

Out[66]= 70.1196

Out[67]= 66.0916

Out[68]= 64.0411

In[69]:= Press[0] = Pi /. Dados
         Nps[0] = -Npb
         RGO[0] = Rsi /. Dados
         FR[0] = 0
         Sg[0] = 0
         So[0] = 80 /. Dados
         S1[0] = 100 /. Dados

Out[69]= 281.23

Out[70]= -145 619.

Out[71]= 147.367

Out[72]= 0

Out[73]= 0

Out[74]= 80

Out[75]= 100

In[76]:= Np[i_] = Nps[i] + Npb

Out[76]= 145 619. + Nps[i]

In[77]:= Np[4]

Out[77]= 294 533.

In[78]:= out5 :=
         Table[{Press[i], Np[i] / 106, RGO[i], FR[i], Sg[i], So[i], S1[i], Gps[i] / 106}, {i, 0, Num}]

In[79]:= TableForm[out5, TableHeadings -> {None, {"P[kgf/cm2]", "Np[MM3std]",
         "R[m3std/m3std]", "FR[%]", "Sg[%]", "So[%]", "S1[%]", "Gps[MM3std]"}}}]

```

Out[79]/TableForm=

P [kgf/cm ²]	N _p [MMm ³ std]	R [m ³ std/m ³ std]	FR[%]	S _g [%]	S _o [%]	S ₁ [%]	G _{ps} [MMm ³ std]
281.23	0.	147.367	0	0	80	100	0
242.87	0.256692	149.61	1.4706	0.58752	79.4125	99.4125	1.65716
241.87	0.268547	149.548	1.53851	0.72257	79.2774	99.2774	3.43039
240.87	0.281167	149.511	1.61081	0.866865	79.1331	99.1331	5.31738
239.87	0.294533	149.51	1.68738	1.01994	78.9801	98.9801	7.31576
238.87	0.308626	149.554	1.76812	1.18131	78.8187	98.8187	9.42307
237.87	0.323423	149.654	1.8529	1.35049	78.6495	98.6495	11.6368
236.87	0.338901	149.818	1.94157	1.527	78.473	98.473	13.9544
235.87	0.355033	150.059	2.03399	1.71032	78.2897	98.2897	16.3733
234.87	0.371793	150.387	2.13001	1.89995	78.1001	98.1001	18.8909
233.87	0.389148	150.813	2.22943	2.09536	77.9046	97.9046	21.5046
232.87	0.407066	151.349	2.33209	2.29602	77.704	97.704	24.2117
231.87	0.425513	152.007	2.43777	2.5014	77.4986	97.4986	27.0097
230.87	0.444451	152.798	2.54627	2.71095	77.289	97.289	29.8959
229.87	0.46384	153.733	2.65735	2.92412	77.0759	97.0759	32.8676
228.87	0.483639	154.823	2.77078	3.14034	76.8597	96.8597	35.9222
227.87	0.503804	156.079	2.8863	3.35903	76.641	96.641	39.0567
226.87	0.524288	157.51	3.00365	3.57964	76.4204	96.4204	42.2685
225.87	0.545043	159.126	3.12256	3.80157	76.1984	96.1984	45.5544
224.87	0.565305	160.852	3.23864	4.0144	75.9856	95.9856	48.7962
223.87	0.584235	162.569	3.34709	4.2068	75.7932	95.7932	51.8573
222.87	0.603332	164.444	3.4565	4.39951	75.6005	95.6005	54.9797
221.87	0.622585	166.482	3.5668	4.59251	75.4075	95.4075	58.1655
220.87	0.641986	168.691	3.67795	4.78573	75.2143	95.2143	61.4169
219.87	0.661524	171.078	3.78988	4.97913	75.0209	95.0209	64.7361
218.87	0.681188	173.651	3.90254	5.17266	74.8273	94.8273	68.1253
217.87	0.700965	176.416	4.01584	5.36626	74.6337	94.6337	71.5871
216.87	0.720844	179.382	4.12973	5.55988	74.4401	94.4401	75.1236
215.87	0.740813	182.556	4.24413	5.75345	74.2465	94.2465	78.7372
214.87	0.760857	185.945	4.35897	5.94693	74.0531	94.0531	82.4305
213.87	0.780965	189.557	4.47416	6.14025	73.8597	93.8597	86.2056
212.87	0.801122	193.399	4.58964	6.33335	73.6666	93.6666	90.0652
211.87	0.821314	197.478	4.70532	6.52617	73.4738	93.4738	94.0115
210.87	0.841527	201.801	4.82112	6.71864	73.2814	93.2814	98.0468
209.87	0.861747	206.376	4.93696	6.9107	73.0893	93.0893	102.174
208.87	0.88196	211.21	5.05276	7.1023	72.8977	92.8977	106.394
207.87	0.902152	216.309	5.16844	7.29336	72.7066	92.7066	110.71
206.87	0.922308	221.679	5.28392	7.48383	72.5162	92.5162	115.124
205.87	0.942398	227.326	5.39901	7.67358	72.3264	92.3264	119.634
204.87	0.962416	233.257	5.5137	7.86259	72.1374	92.1374	124.244
203.87	0.982358	239.478	5.62794	8.05082	71.9492	91.9492	128.958
202.87	1.00221	245.994	5.74168	8.23824	71.7618	91.7618	133.777
201.87	1.02196	252.812	5.85484	8.42479	71.5752	91.5752	138.703
200.87	1.0416	259.935	5.96736	8.61041	71.3896	91.3896	143.738
199.87	1.06112	267.37	6.07916	8.79507	71.2049	91.2049	148.884
198.87	1.0805	275.121	6.1902	8.97872	71.0213	91.0213	154.141

197.87	1.09973	283.193	6.3004	9.16131	70.8387	90.8387	159.51
196.87	1.11882	291.588	6.40972	9.34282	70.6572	90.6572	164.994
195.87	1.13774	300.312	6.51811	9.52319	70.4768	90.4768	170.593
194.87	1.15648	309.368	6.62551	9.70241	70.2976	90.2976	176.308
193.87	1.17505	318.759	6.73188	9.88044	70.1196	90.1196	182.14
192.87	1.19343	328.488	6.83719	10.0573	69.9427	89.9427	188.088
191.87	1.21162	338.559	6.94139	10.2328	69.7672	89.7672	194.155
190.87	1.22961	348.973	7.04446	10.4071	69.5929	89.5929	200.339
189.87	1.2474	359.734	7.14635	10.5802	69.4198	89.4198	206.641
188.87	1.26497	370.842	7.24705	10.7519	69.2481	89.2481	213.062
187.87	1.28234	382.302	7.34653	10.9223	69.0777	89.0777	219.601
186.87	1.29946	394.109	7.44461	11.0913	68.9087	88.9087	226.247
185.87	1.31636	406.27	7.54143	11.2589	68.7411	88.7411	233.01
184.87	1.33304	418.786	7.637	11.4253	68.5747	88.5747	239.892
183.87	1.3495	431.659	7.73129	11.5902	68.4098	88.4098	246.89
182.87	1.36573	444.889	7.82431	11.7539	68.2461	88.2461	254.006
181.87	1.38175	458.478	7.91605	11.9162	68.0838	88.0838	261.239
180.87	1.39754	472.427	8.00651	12.0772	67.9228	87.9228	268.589
179.87	1.4131	486.736	8.09569	12.2369	67.7631	87.7631	276.054
178.87	1.42845	501.406	8.1836	12.3952	67.6048	87.6048	283.635
177.87	1.44357	516.438	8.27023	12.5523	67.4477	87.4477	291.331
176.87	1.45847	531.831	8.3556	12.708	67.292	87.292	299.141
175.87	1.47315	547.586	8.43971	12.8625	67.1375	87.1375	307.065
174.87	1.48761	563.703	8.52257	13.0157	66.9843	86.9843	315.101
173.87	1.50186	580.183	8.60419	13.1676	66.8324	86.8324	323.249
172.87	1.51589	597.024	8.68458	13.3182	66.6818	86.6818	331.509
171.87	1.52971	614.228	8.76374	13.4676	66.5324	86.5324	339.878
170.87	1.54332	631.793	8.84171	13.6158	66.3842	86.3842	348.356
169.87	1.55672	649.719	8.91848	13.7627	66.2373	86.2373	356.942
168.87	1.5699	668.006	8.994	13.9084	66.0916	86.0916	365.628
167.87	1.58286	686.654	9.06822	14.0528	65.9472	85.9472	374.403
166.87	1.59561	705.662	9.1413	14.1961	65.8039	85.8039	383.282
165.87	1.60817	725.029	9.21325	14.3382	65.6618	85.6618	392.267
164.87	1.62054	744.755	9.2841	14.4791	65.5209	85.5209	401.355
163.87	1.63272	764.839	9.35386	14.6189	65.3811	85.3811	410.546
162.87	1.64471	785.279	9.42255	14.7577	65.2423	85.2423	419.839
161.87	1.65651	806.074	9.4902	14.8953	65.1047	85.1047	429.233
160.87	1.66814	827.223	9.5568	15.0318	64.9682	84.9682	438.728
159.87	1.67959	848.725	9.6224	15.1673	64.8327	84.8327	448.323
158.87	1.69087	870.578	9.687	15.3018	64.6982	84.6982	458.016
157.87	1.70197	892.78	9.75062	15.4352	64.5648	84.5648	467.807
156.87	1.71291	915.33	9.81327	15.5676	64.4324	84.4324	477.694
155.87	1.72368	938.226	9.87498	15.699	64.301	84.301	487.677
154.87	1.73429	961.466	9.93577	15.8294	64.1706	84.1706	497.754
153.87	1.74474	985.047	9.99564	15.9589	64.0411	84.0411	507.925

```
In[80]:= Export["OutTarner5.xls", out5]
```

```
Out[80]= OutTarner5.xls
```

```
In[81]:= Num3 = Length[out5] - 1
```

```
Out[81]= 90
```

```
In[82]:= TabPxSo = Table[{Press[i], So[i] / 100}, {i, 0, Num3 - 1}];
TabPxNp = Table[{Press[i], Np[i]}, {i, 0, Num3 - 1}];
TabPxRT = Table[{Press[i], RGO[i]}, {i, 0, Num3 - 1}];
```

```
In[85]:= So = Interpolation[TabPxSo];
Np = Interpolation[TabPxNp];
Rgo = Interpolation[TabPxRT];
```


In[88]:= **So[281]**
So[275]
So[270]
So[260]
So[250]
So[240]

Out[88]= 0.800097
 Out[89]= 0.802538
 Out[90]= 0.804191
 Out[91]= 0.805229
 Out[92]= 0.801281
 Out[93]= 0.790004

In[94]:= **Sg[P_] = 1 - So[P] - S_{wi} /. Dados**

Out[94]= 0.8 - InterpolatingFunction[{{154.87, 281.23}}, <>][P]

In[95]:= **G_P[P_] = $\begin{cases} 0 & P \geq P_b \text{ /. Dados} \\ N * \left(\left(\frac{B_o[P]}{B_g[P]} - R_s[P] \right) \left(1 - \frac{N_p[P] - N_{pb}}{N} \right) - \left(\frac{B_{oi}}{B_g[P]} - R_{si} \right) \right) \text{ /. Dados} & P < P_b \text{ /. Dados} \end{cases}$**

Out[95]= $\begin{cases} 0 & P \geq 243.87 \\ 1.7455 \times 10^7 \left(147.367 - \frac{1.38735}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}\}, \langle \rangle][P]} + \right. \\ \quad \left(-\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P] + \right. \\ \quad \left. \frac{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][P]}{\text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 243.87\}\}, \langle \rangle][P]} \right) (1 - 5.72902 \times 10^{-8} \\ \quad \left. (-145619. + \text{InterpolatingFunction}[\{\{154.87, 281.23\}\}, \langle \rangle][P])) \right) & P < 243.87 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$

In[96]:= **FR[P_] = N_p[P] / N /. Dados**

Out[96]= 5.72902 × 10⁻⁸ InterpolatingFunction[{{154.87, 281.23}}, <>][P]

In[97]:= **Np[260]**

Out[97]= 135396.

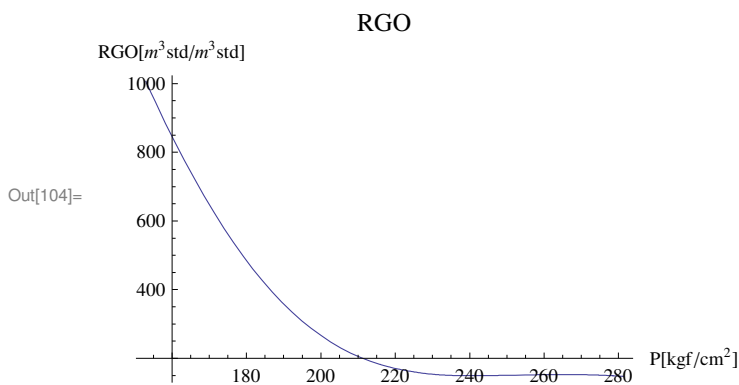
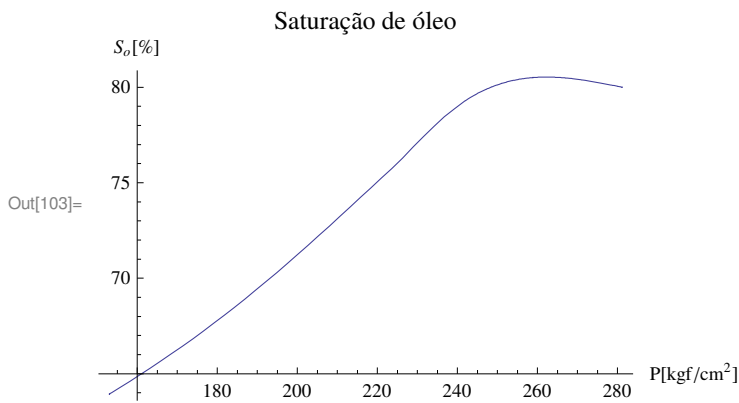
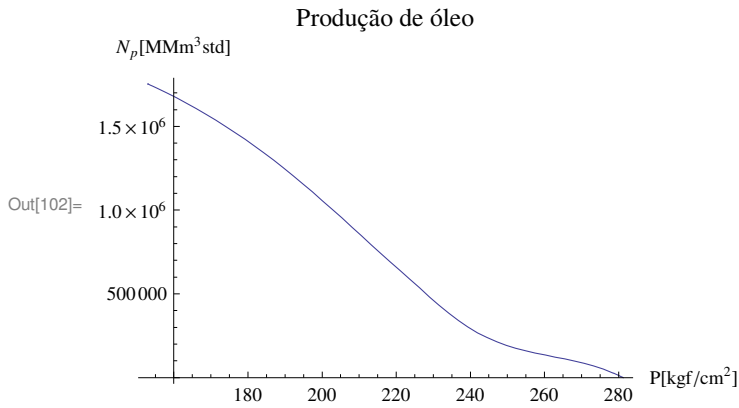
In[98]:= **Np[241]**
Np[242]
Np[250]
Np[270]

Out[98]= 279484.
 Out[99]= 266963.
 Out[100]= 191039.
 Out[101]= 88523.4

```

In[102]:= Plot[Np[P], {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "Produção de óleo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm²]", "Np [MMm³std]"}]
Plot[So[P] * 100, {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "Saturação de óleo", AxesLabel -> {"P [kgf/cm²]", "So [%]"}]
Plot[Rgo[P] /. Dados, {P, Pwf,min /. Dados, Pi /. Dados},
  PlotLabel -> "RGO", AxesLabel -> {"P [kgf/cm²]", "RGO [m³std/m³std]"}]

```



```

In[105]:= NP_oleo = Nps [Num] + Npb

```

```

Out[105]= 1.74474 × 106

```

```

In[106]:= NP_gas = Gps [Num]

```

```

Out[106]= 5.07925 × 108

```

```

In[107]:= Reservas = N - (Nps [Num] + Npb) /. Dados

```

```

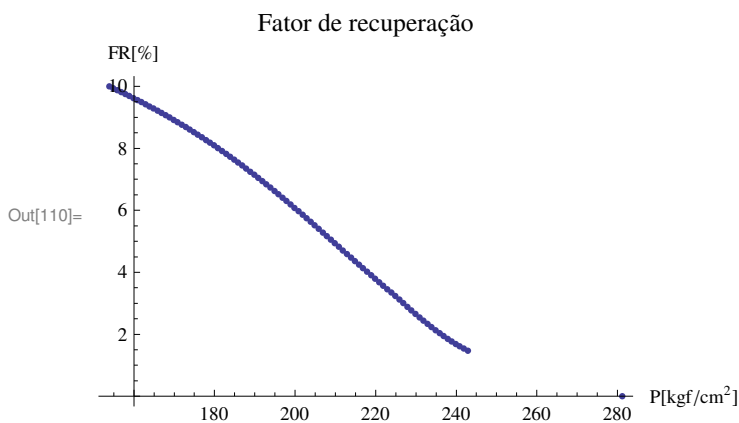
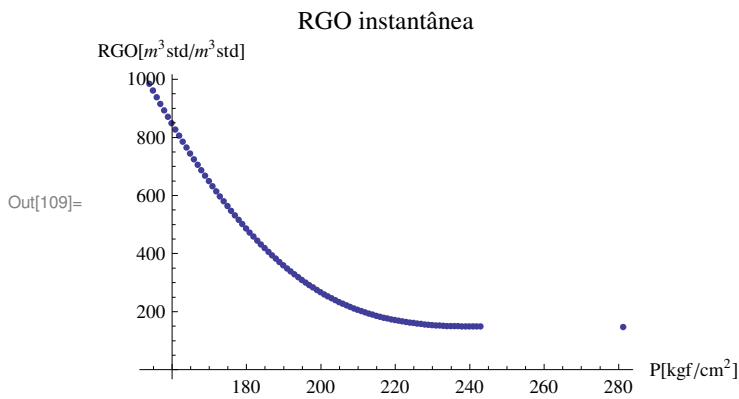
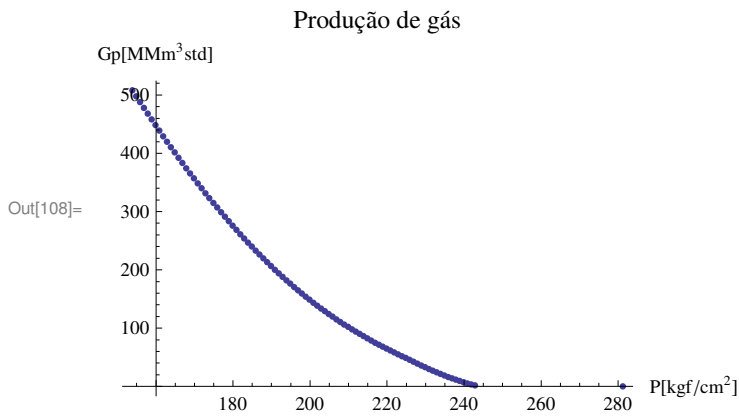
Out[107]= 1.57103 × 107

```

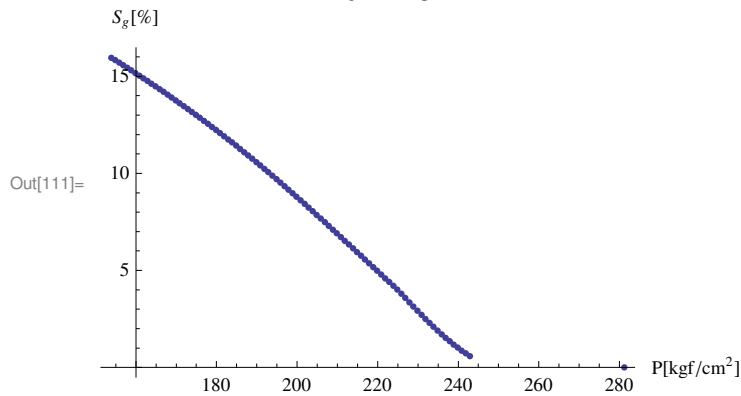
```

In[108]:= ListPlot[Table[{Press[i], Gps[i] / 106}, {i, 0, Num}],
  PlotLabel -> "Produção de gás", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Gp [MMm3std]"}]
ListPlot[Table[{Press[i], RGO[i]}, {i, 0, Num}], PlotLabel -> "RGO instantânea",
  AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "RGO [m3std/m3std]"}]
ListPlot[Table[{Press[i], FR[i]}, {i, 0, Num}],
  PlotLabel -> "Fator de recuperação", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "FR [%]"}]
ListPlot[Table[{Press[i], Sg[i]}, {i, 0, Num}],
  PlotLabel -> "Saturação de gás", AxesLabel -> {"P [kgf/cm2]", "Sg [%]"}]

```



Saturação de gás



```
In[112]:=  $\mu_{oi} = \mu_o[P_i] /. \text{Dados}$ 
 $B_{oi} = B_o[P_i] /. \text{Dados}$ 
 $k_{roi} = k_{ro}[.95] /. \text{Dados}$ 
 $R_{si} = R_s[P_b] /. \text{Dados}$ 
```

Out[112]= 0.528595

Out[113]= 1.40123

Out[114]= 0.8

Out[115]= 147.367

```
In[116]:=  $IP[t_] = IP_i * ((k_{ro}[So[Px[t]] + S_{wi}] / (B_o[Px[t]] * \mu_o[Px[t]])) / (k_{roi} / (B_{oi} * \mu_{oi}))) /. \text{Dados}$ 
```

```
Out[116]= (1.85171 InterpolatingFunction[{{0.4, 0.95}}, <>][
  0.2 + InterpolatingFunction[{{154.87, 281.23}}, <>][Px[t]]] /
  (InterpolatingFunction[{{1.03323, 350.}}, <>][Px[t]]
  InterpolatingFunction[{{1.03323, 350.}}, <>][Px[t]])
```

```
In[117]:=  $\bar{Q}_{o,max}[t_] = IP_i * (Px[t] - P_{wf,min}) /. \text{Dados}$ 
```

Out[117]= 2 (-153 + Px[t])

```
In[118]:=  $\bar{Q}_o[t_] = \begin{cases} Q_{oplim} /. \text{Dados} & (\bar{Q}_{o,max}[t] \geq Q_{oplim} /. \text{Dados}) \\ \bar{Q}_{o,max}[t] & (\bar{Q}_{o,max}[t] < Q_{oplim} /. \text{Dados}) \end{cases}$ 
```

```
Out[118]=  $\begin{cases} 100 & 2(-153 + Px[t]) \geq 100 \\ 2(-153 + Px[t]) & 2(-153 + Px[t]) < 100 \\ 0 & \text{True} \end{cases}$ 
```

```
In[119]:=  $Q_{total}[t_] = n_w * \bar{Q}_o[t];$ 
```

```
In[120]:=  $Q_{total}[t_] = \sum_{i=1}^{n_w /. \text{Dados}} \bar{Q}_o[t];$ 
```

```
In[121]:=  $EqnPxt = Q_{total}[t] == \partial_t Np[Px[t]] /. \text{Dados}$ 
```

```
Out[121]= 10  $\left( \begin{cases} 100 & 2(-153 + Px[t]) \geq 100 \\ 2(-153 + Px[t]) & 2(-153 + Px[t]) < 100 \\ 0 & \text{True} \end{cases} \right) ==$ 
  InterpolatingFunction[{{154.87, 281.23}}, <>][Px[t]] Px'[t]
```

```
In[122]:=  $CIP = Px[0] == P_i /. \text{Dados}$ 
```

Out[122]= Px[0] == 281.23

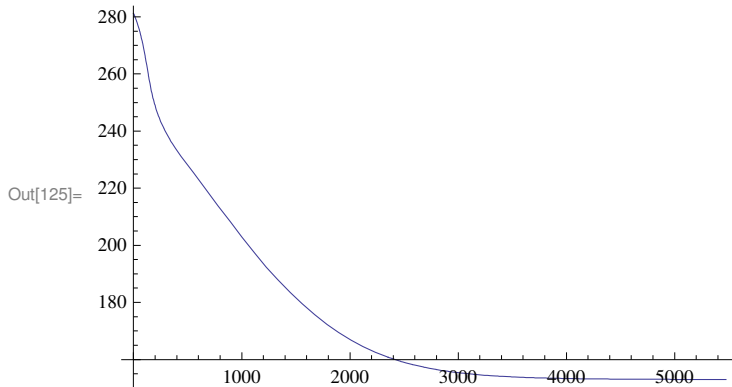
```
In[123]:= Sol2 = NDSolve[{EqnPxt, CIP}, Px, {t, 0, 15 * 365}, SolveDelayed -> True]
```

```
Out[123]= {{Px -> InterpolatingFunction[{{0., 5475.}}, <>]}}
```

```
In[124]:= Px = Px /. Sol2[[1]]
```

```
Out[124]= InterpolatingFunction[{{0., 5475.}}, <>]
```

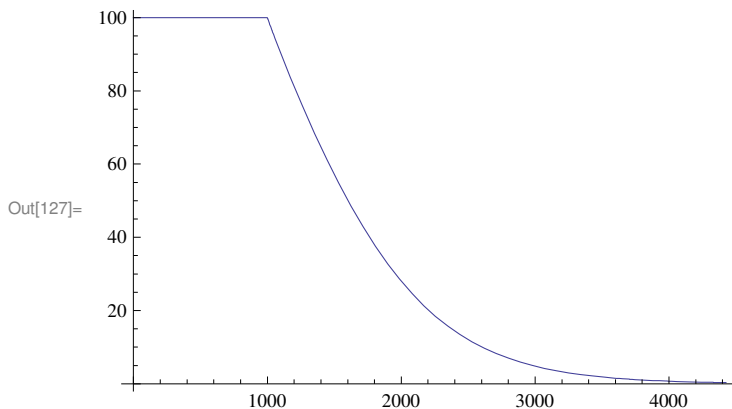
```
In[125]:= Plot[Px[t], {t, 0, 15 * 365}]
```



```
In[126]:= t_final = FindRoot[Px[t] == Pwf_min * 1.001 /. Dados, {t, 10 * 365}][[1, 2]]
```

```
Out[126]= 4426.01
```

```
In[127]:= Plot[Qo_bar[t], {t, 0, t_final}]
```



```
In[128]:= t_ab = FindRoot[Qo_bar[t] == Qab /. Dados, {t, 2 * 365, t_final}][[1, 2]]
```

```
Out[128]= 3817.21
```

```
In[129]:= Qo_bar[t_ab]
```

```
Out[129]= 1.
```

```
In[130]:= Px[t_ab]
```

```
Out[130]= 153.5
```

```
In[131]:= EqPwfim = Qo_max_bar[t_ab] == IP[t_ab] * (Px[t_ab] - Pwf)
```

```
Out[131]= 1. == 1.04013 (153.5 - Pwf)
```

```
In[132]:= Solve[EqPwfim, Pwf]
```

```
Out[132]= {{Pwf -> 152.539}}
```

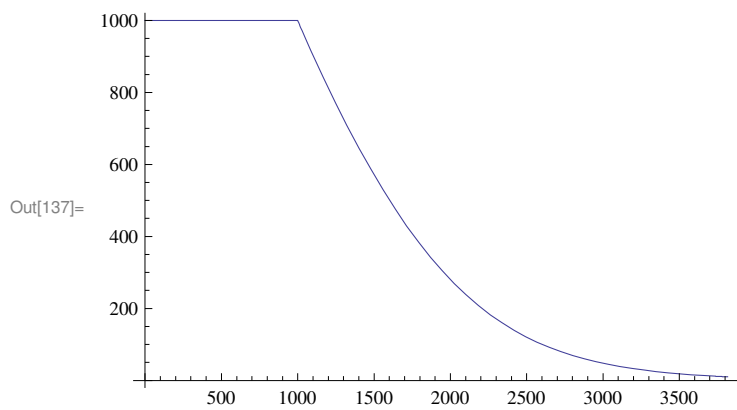
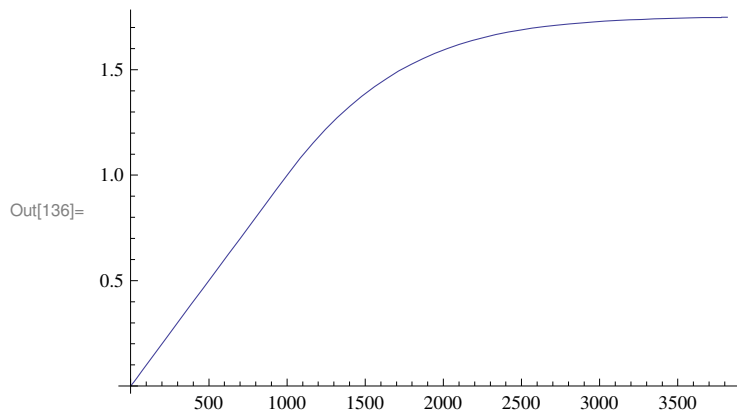
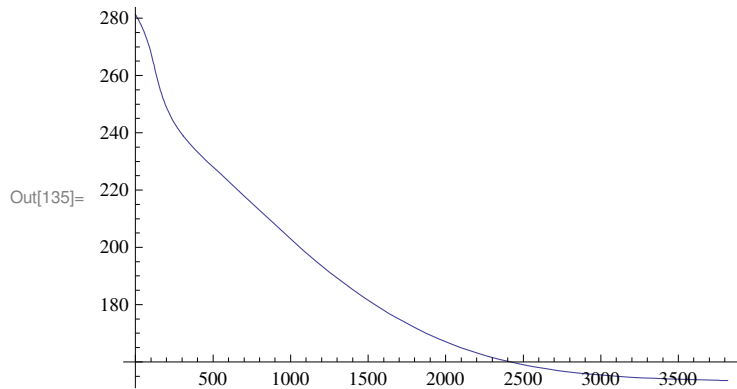
In[133]:= $\Delta t = 365$

Out[133]= 365

In[134]:= $\text{Num4} = \text{Round}[t_{ab} / \Delta t]$

Out[134]= 10

In[135]:= $\text{Plot}[Px[t], \{t, 0, t_{ab}\}]$
 $\text{Plot}[Np[Px[t]] / 10^6, \{t, 0, t_{ab}\}]$
 $\text{Plot}[n_w * \bar{Q}_o[t] /. \text{Dados}, \{t, 0, t_{ab}\}]$



In[138]:= $P_{wf}[t_] = P_x[t] - \bar{Q}_o[t] / IP[t]$

Out[138]=
$$\text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t] - 0.540042$$

$$\left(\begin{array}{l} \left[\begin{array}{l} 100 \\ 2 (-153 + \text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t]) \\ 0 \end{array} \right. \\ \left. \begin{array}{l} 2 (-153 + \text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t]) \geq 100 \\ 2 (-153 + \text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t]) < 100 \\ \text{True} \end{array} \right] \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][\\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t] \text{InterpolatingFunction}[\{\{1.03323, 350.\}\}, \langle \rangle][\text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t]] \end{array} \right) / \\ \text{InterpolatingFunction}[\{\{0.4, 0.95\}\}, \langle \rangle][0.2 + \text{InterpolatingFunction}[\{\{154.87, 281.23\}\}, \langle \rangle][\text{InterpolatingFunction}[\{\{0., 5475.\}\}, \langle \rangle][t]]]$$

```
In[139]:= Out2Tarner5 = TableForm[Table[{
    (i - 1) * Δt,
    Px[(i - 1) * Δt],
    Pwf[(i - 1) * Δt],
    Np[Px[(i - 1) * Δt]] / 106,
    Gp[Px[(i - 1) * Δt]] / 106,
    Rgo[Px[(i - 1) * Δt]],
    FR[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
    Sg[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
    So[Px[(i - 1) * Δt]] * 100,
    (So[Px[(i - 1) * Δt]] + Swi) * 100 /. Dados,
    kro[So[Px[(i - 1) * Δt]] + Swi] /. Dados,
    IP[(i - 1) * Δt],
    Q̄o,max[(i - 1) * Δt],
    Q̄o[(i - 1) * Δt],
    nw * Q̄o[(i - 1) * Δt] /. Dados
}, {i, 1, Num4 + 1}],
TableHeadings → {None, {"t", "P", "Pwf", "Np", "Gp", "RGO", "FR", "Sg",
    "So", "SL", "kro", "IP", "Q̄o,max", "Q̄o", "Q̄ototal"}}
```

Out[139]/TableForm=

t	P	Pwf	N _p	G _p	RGO	FR	S _g	S _o	S _L	k _{ro}
0	281.23	239.216	0.	0	147.367	0.	0.	80.	100.	0.952066
365	235.271	189.781	0.365	83.4862	150.244	2.09109	1.82319	78.1768	98.1768	0.895085
730	216.411	162.447	0.73	137.739	180.813	4.18218	5.64874	74.3513	94.3513	0.781239
1095	198.35	140.504	1.09052	213.163	279.276	6.24758	9.07376	70.9262	90.9262	0.68588
1460	183.014	138.854	1.36341	305.05	442.961	7.81098	11.7304	68.2696	88.2696	0.616187
1825	171.301	141.327	1.53748	393.493	624.179	8.80825	13.5521	66.4479	86.4479	0.570555
2190	163.292	145.17	1.63967	462.445	776.616	9.39371	14.6993	65.3007	85.3007	0.542718
2555	158.454	148.423	1.69551	507.232	879.772	9.71358	15.3574	64.6426	84.6426	0.527064
2920	155.787	150.537	1.72457	532.9	940.149	9.88008	15.7099	64.2901	84.2901	0.518774
3285	154.395	151.734	1.73927	546.558	972.619	9.9643	15.891	64.109	84.109	0.51454
3650	153.691	152.364	1.74659	553.537	989.3	10.0062	15.9819	64.0181	84.0181	0.512421

```
In[140]:= Export["Out2Tarner5.xls", Out2Tarner5]
```

Out[140]= Out2Tarner5.xls