

Lucas do Nascimento Crepaldi

**ESTUDO DE SIMULAÇÃO DE UM RESERVATÓRIO SINTÉTICO
INSPIRADO NO CAMPO DE NAMORADO**

São Paulo
2015

Lucas do Nascimento Crepaldi

**ESTUDO DE SIMULAÇÃO DE UM RESERVATÓRIO SINTÉTICO
INSPIRADO NO CAMPO DE NAMORADO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo

São Paulo
2015

RESUMO

Simulação de reservatórios é uma técnica que se tornou padrão na indústria para estudar e resolver problemas de engenharia de reservatórios. Seu uso tem se expandido principalmente porque esta técnica permite definir o melhor plano de ação, com base nas informações disponíveis sobre a área de interesse, para desenvolver as operações de produção de um reservatório sem realizar grandes investimentos ou a possibilidade de danificar a formação.

A escolha por construir um modelo sintético, baseado nas informações disponíveis sobre o Campo de Namorado na Bacia de Santos, foi feita para atender os objetivos do estudo e porque este é um dos reservatórios com o maior número de estudos e artigos, maximizando as informações existentes.

A meta do trabalho consiste em construir um modelo teórico sobre a área de interesse. Utilizando uma metodologia que consistiu em primeiramente agregar o máximo de informações possíveis sobre o reservatório, construir o modelo teórico, comparar com as informações históricas disponíveis e maximizar o resultado de produção no reservatório, paralelamente estudando o impacto nos resultados obtidos decorrente da variação de certos parâmetros nos resultados observados.

As premissas foram definidas e o modelo foi construído no software Tempest, da ROXAR, com estudo de diversos padrões de posicionamento de poços e análises sobre os resultados obtidos.

Para finalizar o estudo, uma análise do modelo foi feita, definindo a melhor maneira de desenvolver o reservatório e quais parâmetros devem ser verificados quando for realizado um modelo para a indústria dessa região.

Palavras-chave: Simulação de Reservatórios, Otimização, Produção Offshore, Engenharia de Reservatórios, Injeção de Água

ABSTRACT

Reservoir Simulation is a technique that has become the industry standard when reservoir engineering problems need to be studied and solved. Its use has expanded over the years mainly due to the fact that it allows the definition of the best theoretical approach to develop the production operations in the reservoir without the need of deploying major investments or the possibility of damaging the formation.

The choice of building a synthetic model, with basis on the available information on the Namorado Field of the Campos Basin, was taken in order to fulfill the objectives of the study and because this is one of the reservoirs with the highest number of studies and articles about it, maximizing information available.

The goal of this project consists in creating a theoretical model of the area of interest. The methodology used consisted in initially aggregating as much information as possible of the reservoir, structuring the theoretical model, comparing with the historical information available and maximize the result of the reservoir's productivity, while in parallel studying the impact on the obtained results with the variation of certain parameters over the observed results.

The premises were defined and the model was structured in the Tempest software from ROXAR, with studies being made of different well patterns and analysis of the obtained results.

As a conclusion, an analysis of the model was realized, defining the best approach to develop the reservoir and which parameters may need to be verified whenever doing an industry simulation of the area.

Key-words: Reservoir simulation, Optimization, Offshore production, Reservoir Engineering, Water Injection.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA BRASILEIRA EM ÁGUAS PROFUNDAS	5
FIGURA 2- BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS	6
FIGURA 3 – PROPORÇÃO DE PETRÓLEO PRODUZIDO NO BRASIL POR BACIA	7
FIGURA 4 – PROPORÇÃO DE GÁS PRODUZIDO NO BRASIL POR BACIA	7
FIGURA 5 – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR CAMPO NA BACIA DE CAMPOS	8
FIGURA 6 – PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR CAMPO NA BACIA DE CAMPOS.....	8
FIGURA 7 – ARCABOUÇO ESTRUTURAL DA BACIA DE CAMPOS	9
FIGURA 8 – ARCABOUÇO ESTRUTURAL DA BACIA DE CAMPOS	10
FIGURA 9 – DIFERENTES UNIDADES EM DESTAQUE DA BACIA DE CAMPOS	11
FIGURA 10 – ARCABOUÇO ESTRUTURAL DO CAMPO DE NAMORADO	12
FIGURA 11 – HISTÓRICO DA VARIAÇÃO DO PREÇO DO BARRIL DE PETRÓLEO.....	13
FIGURA 12 – ESCALA DE CORES PARA AS DIFERENTES FASES	17
FIGURA 13 – MALHA CRIADA PARA O MODELO.....	18
FIGURA 14 – VISÃO DE TOPO: FASES DO RESERVATÓRIO APÓS 10 ANOS DE OPERAÇÃO	19
FIGURA 15 – DISPOSIÇÃO DOS POÇOS NO MODELO 5 SPOT	20
FIGURA 16 – DADOS DE SAÍDA DA SIMULAÇÃO UTILIZANDO POÇOS EM 5 SPOT.....	21
FIGURA 17 – CURVAS DE RECUPERAÇÃO APÓS 30 ANOS (CENÁRIO 2).....	23
FIGURA 18 – CURVAS DE RECUPERAÇÃO APÓS 30 ANOS (CENÁRIO 6).....	23
FIGURA 19 – CURVA DE PRODUÇÃO TOTAL DE ÓLEO	26
FIGURA 20 – DIFERENTES PADRÕES DE LINE DRIVE.....	27
FIGURA 21 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES LINE DRIVE ESPALHADO.....	27
FIGURA 22 – <i>LINE DRIVE</i> ESPALHADO SUGERIDO	28
FIGURA 23 – CURVA DE PRODUÇÃO DA MELHOR ALTERNATIVA	29
FIGURA 24 – GRÁFICO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA	29
FIGURA 25 – EXEMPLO DE <i>LINE DRIVE</i> EM UM RESERVATÓRIO MAIS COMPLEXO.....	31

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – COMPARAÇÃO DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇO	22
TABELA 2 – COMPARAÇÃO DOS MELHORES CENÁRIOS, 30 ANOS DE PRODUÇÃO	24
TABELA 3 – COMPARAÇÃO DE CONFIGURAÇÕES DE POÇO NO NOVO RESERVATÓRIO, 10 ANOS	25

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS	2
1.2	OBJETIVO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1	PRODUÇÃO OFFSHORE	4
2.2	BACIA DE CAMPOS	6
	<i>Características Econômicas</i>	<i>6</i>
	<i>Características Geológicas</i>	<i>8</i>
	<i>Campo de Namorado</i>	<i>10</i>
2.3	PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO EM 2015	12
2.4	CONCEITOS DE SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	14
	<i>Malha</i>	<i>14</i>
	<i>Propriedades petrofísicas do reservatório</i>	<i>14</i>
	<i>Propriedades dos Fluidos</i>	<i>14</i>
	<i>Propriedades das Rochas do reservatório</i>	<i>15</i>
	<i>Dados de inicialização.....</i>	<i>15</i>
	<i>Informações relativas aos poços</i>	<i>15</i>
	<i>Dados de Saída.....</i>	<i>15</i>
3	METODOLOGIA	15
4	SIMULAÇÃO	16
4.1	DADOS DE ENTRADA	16
4.2	INVESTIGAÇÃO INICIAL	17
4.3	DEFINIÇÃO DE MODELO BASE	21
4.4	OTIMIZAÇÃO	25
4.5	VISÃO GERAL DA MELHOR ALTERNATIVA	28
5	CONCLUSÃO	30
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	32

1 INTRODUÇÃO

Simulação de reservatórios é um produto do uso combinado de conhecimentos físicos, matemáticos, computacionais e de engenharia de petróleo, que em conjunto possibilitam a criação de modelos computacionais que simulam as condições as quais o reservatório está submetido, permitindo o estudo de diferentes formas de se produzir naquele reservatório e o impacto que variações nos parâmetros podem acarretar, entre outras possibilidades.

A importância dessa ferramenta para a indústria de petróleo é imensa, tendo em vista os enormes investimentos necessários característicos da indústria: um modelo preciso possibilita o estudo de viabilidade da perfuração de poços adicionais e a previsão da produção sobre diferentes métodos de desenvolver o reservatório, incluindo métodos de recuperação secundária, permitindo identificar entre diversas alternativas propostas aquela que em teoria gera os melhores resultados, possivelmente gerando grandes economias e/ ou otimização da produção. Importante destacar que essas análises podem ajudar não apenas em um momento de exploração, no qual estão sendo tomadas as primeiras decisões de como conduzir a produção do campo em questão: durante a produção, utilizando também informações da produção é possível refazer o modelo de forma a analisar, entre as possibilidades restantes, qual é a forma mais rentável de continuar a produção.

Outro ponto que reforça sua importância é o aumento de precisão que é observado nessa ferramenta. Um primeiro aspecto para justificar esse aumento são os avanços tecnológicos na computação, em particular na área de Realidade Virtual (RV), tecnologia baseada em complexos programas computacionais e alta capacidade de processamento que cria o ambiente gráfico em 3 dimensões no qual são criados os modelos utilizados na simulação de reservatórios. Podemos destacar que a maior potência dos computadores, que permite a integração de vídeo e ambientes virtuais interativos e o aumento da largura das bandas das redes de computadores também vem influenciando positivamente a evolução da multimídia. A evolução da Realidade Virtual, que transporta o usuário para o ambiente virtual, para a Realidade Aumentada, no qual o ambiente virtual é transportado para o espaço físico do usuário, criando um ambiente mais enriquecido em termos de objetos físicos. (TORI, 2006)

Em paralelo, podemos destacar também a evolução dos métodos utilizados na prospecção de petróleo, no qual são obtidas informações do reservatório, como o uso de métodos sísmicos e dados coletados diretamente do poço (perfilagens, testemunhos, métodos sísmicos, etc) que permitem informações mais precisas sobre o reservatório. Como a simulação de reservatórios necessita de muitos dados de entrada da área estudada, os avanços dessas ferramentas utilizadas na exploração possibilitam a criação de modelos mais próximos do real que, conseqüentemente, apresenta resultados esperados mais próximos dos reais.

1.1 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS

Simulação de reservatórios é um assunto de importância crescente na indústria de petróleo, sendo seu uso comum nas empresas da área para buscar as melhores alternativas no momento de decidir entre diferentes modos de explorar o reservatório e também para fazer um refinamento das operações implementadas, buscando o ajuste fino das características do modo de exploração escolhido.

As características da indústria de petróleo nesse momento tornam essas práticas ainda mais importantes, visto que a recente crise no preço do barril de petróleo exige que as empresas foquem em reduzir custos e maximizar resultados, o que significa escolher mais cuidadosamente se determinado campo será explorado e caso seja, qual a melhor maneira de conduzir o processo de produção de hidrocarbonetos.

Em relação à escolha pelo Campo de Namorado da Bacia de Campos como o campo utilizado nesse estudo se deve a existência de diversos trabalhos realizados nesta área e também devido a ANP ter transformado este campo em um Campo Escola, disponibilizando às universidades e aos interessados em realizar estudos com interesse apenas acadêmico as informações sobre o histórico de produção e exploração deste campo. Portanto, com maior disponibilidade de dados, o trabalho de simulação de reservatórios fica mais robusto e preciso.

Em segundo plano, este trabalho também poderá ajudar no desenvolvimento dessa área dentro do curso de engenharia de petróleo da USP, bem como de cursos semelhantes, de outras instituições.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho visa criar um modelo base de um reservatório com as características da área do Campo de Namorado, com base nas informações disponíveis sobre essa área de interesse, e posteriormente utilizar este modelo para fazer um history match com o objetivo de checar se os resultados estão alinhados com os dados obtidos durante a produção na região.

A partir deste modelo validado, análises do resultado de diferentes maneiras de desenvolver a produção no campo e o impacto que algumas propriedades aonde existem incerteza geram no resultado da exploração podem ser avaliados numericamente, concluindo com uma proposta de melhor forma de desenvolver esse reservatório baseado nos resultados observados.

Para atingir esse objetivo, serão alavancados os seguintes recursos de forma a obter o melhor modelo base possível:

- Simulador de reservatórios TEMPEST, fornecido pela ROXAR na forma de licenças acadêmicas.
- Dados do Campo escola Namorado, disponibilizados pela ANP para as faculdades de Engenharia de Petróleo.
- Dados da Bacia de Campos e do Campo de Namorado, encontrados em artigos científicos e estudos geológicos sobre a área.

Importante destacar que o foco deste trabalho é acadêmico, portanto simplificações serão feitas no modelo devido às restrições do simulador e devido aos objetivos do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PRODUÇÃO OFFSHORE

No início do século XIX, petróleo era usado como fonte de energia para iluminação pública, substituindo o gás do carvão vegetal. Com o advento da energia elétrica, o petróleo voltou a ter destaque apenas no final do século XIX, com a invenção dos motores a gasolina e a diesel, que levou a um drástico crescimento da demanda por petróleo.

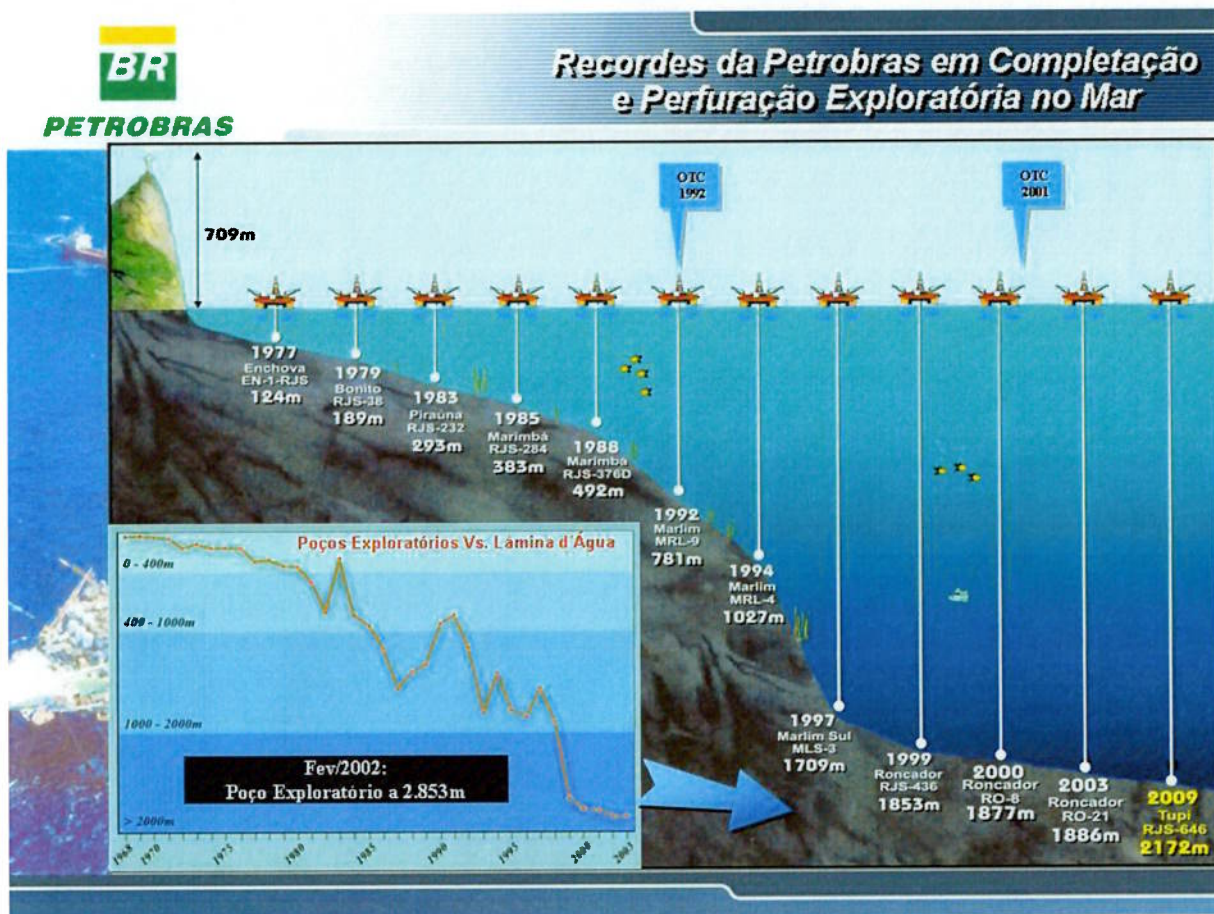
O país que se destacou no desenvolvimento científico nessa indústria foi os Estados Unidos, que tem como marco de começo de sua exploração a perfuração de um poço produtor em 1859 na Pensilvânia. Porém, os avanços tecnológicos e conhecimentos desenvolvidos no país americano não poderiam ser diretamente usados no Brasil, pois a realidade americana era de produção em terra (*Onshore*) em grande parte, enquanto no Brasil as maiores reservas encontradas, como foi descoberto posteriormente, estão localizados em formações no mar (*offshore*) com altas profundidades.

Diante dessa realidade, o governo brasileiro, após tentativas de importar tecnologia de regiões que tinham produções *offshore*, e como Golfo do México e Mar do Norte, decidiu investir em pesquisa para possibilitar a produção desse mineral vital nos tempos modernos. Um marco importante foi a criação, em 1986, do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, uma iniciativa na área de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras que levou a inúmeras descobertas na área.

As estruturas criadas em regiões como o Golfo do México e Mar do Norte eram baseadas em um sistema de sustentação fixo, como por exemplo, plataformas do tipo jaqueta e do tipo TLP (*Tension Leg Platform*). Isso se deve a profundidade observada nesses locais: plataformas do tipo fixa são efetivas em profundidades de até 300m.

No Brasil, o foco eram formações encontradas entre 300m e 1000m, posteriormente esse número se elevou até 5.000m. Abaixo podemos ver uma representação dos recordes de profundidade atingidos pela Petrobras, que eventualmente levou a possibilidade de se produzir das reservas encontradas. Um marco importante foi a conquista dos 1.000m de profundidade, vista como fruto do projeto PROCAP e atingida na bacia de Marlim. Segundo Neto (2007), esse modelo apresentou diversas vantagens sobre os demais encontrados à época, tais como menor tempo de instalação, a possibilidade de servir como unidades provisórias de produção, pois não tem uma estrutura fixa, e um volume de produção de óleo de 100.000 bpd com um custo estimado de US\$ 1,3 bilhão, enquanto outros sistemas com custos parecidos apresentavam capacidade de produção de 50% do que a plataforma de Marlim.

Figura 1 – Evolução da tecnologia brasileira em águas profundas



(Fonte: Diário do Pré-Sal)

O sucesso do PROCAP levou a Petrobras a criar o PROCAP-2000 em 1993, com a meta de atingir profundidades de até 2.000m. A descoberta do campo gigante de Roncador, em 1996 na bacia de Campos, conferiu o grande desafio a essa fase. Nessa fase, novas conquistas foram obtidas, como mecanismos de injeção de água em reservatórios profundos com baixa qualidade, uma nova árvore de natal molhada com desconexão rápida, o SGN, Sistema Gerador de Nitrogênio, que funciona como um gerador de calor para retirar a parafina que gruda na parede dos risers e um novo sistema de ancoragem com riser de poliéster, que reduz o custo de instalação, é mais leve e resistente a tração.

Posteriormente, com o atingimento da profundidade de 2000m, foi criada a terceira fase do projeto, que trouxe novas tecnologias como risers específicos para 3.000m, sísmica 4D e árvore de natal totalmente hidráulica.

Como consequência desse processo de pesquisa e desenvolvimento, o Brasil e a Petrobras se tornaram referência na indústria em termos de exploração e produção offshore em águas profundas, recebendo inclusive por três vezes o prêmio da *Offshore Technology Conference*, em 1992, 2001 e 2015.(Petrobras)

2.2 BACIA DE CAMPOS

Características Econômicas

A bacia de Campos está localizada na margem continental brasileira, adjacente ao norte do estado do Rio de Janeiro e ao Sul do estado de Espírito Santo. Apresenta dados expressivos, como área de aproximadamente 100.000 km² e quantidade de poços exploratórios perfurados de 1248, sendo limitada pelo Alto de Vitória ao Norte (divisor com a bacia do Espírito Santo) e ao sul pelo Alto de Cabo Frio (fronteira com a Bacia de Santos). (<http://www.anp.gov.br/?dw=77043>)

Figura 2- Bacias sedimentares brasileiras

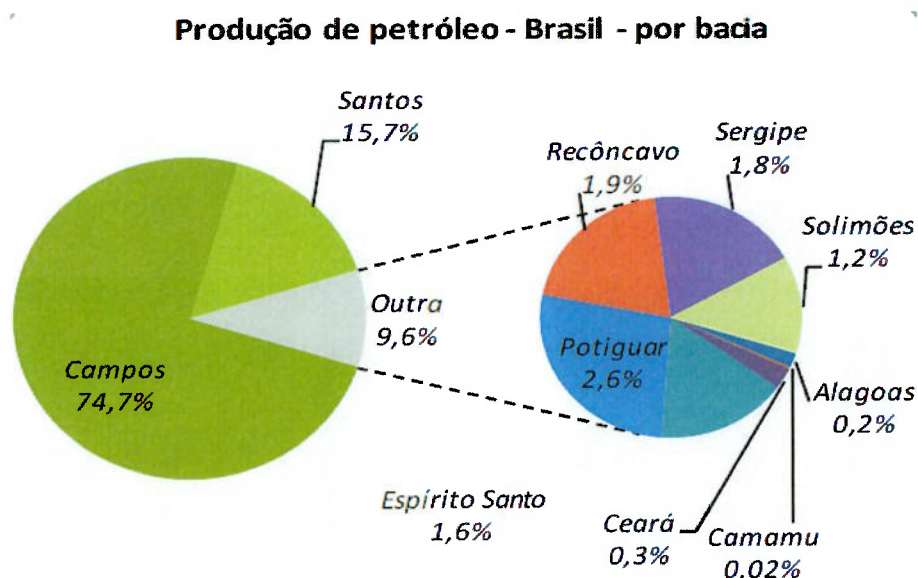


(Fonte: Lucheesi – 1998)

As operações na bacia começaram em 1968, com o uso de sísmica de reflexão na parte marítima da Bacia. A primeira descoberta comercial de acumulação de hidrocarbonetos na bacia aconteceu em Novembro de 1974, com a descoberta do Campo de Garoupa a partir da perfuração do poço 1-RJS-9^a. Em 1975, foi descoberto o Campo de Namorado, seguido do Campo de Enchova em 1976, no qual a produção começou em 1977. Posteriormente, diversas outras descobertas na região ocorreram e a expansão das atividades de produção de petróleo foi realizada, processo que tornou a Bacia de Campos a mais importante bacia petrolífera brasileira.

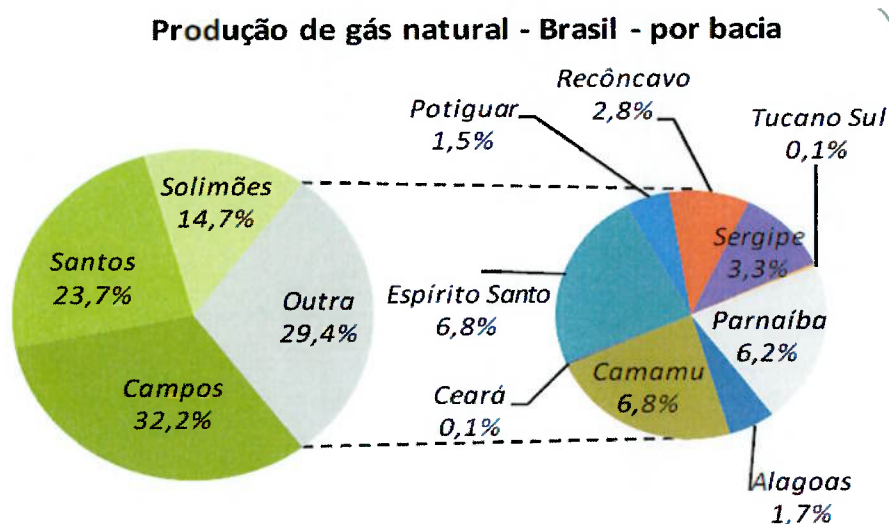
As figuras 3 e 4 abaixo mostra a produção de hidrocarbonetos no Brasil. Nela fica evidente que, tanto em produção de petróleo como de gás natural, a Bacia de Campos é responsável por uma parcela expressiva da produção nacional, com destaque para a produção de petróleo.

Figura 3 – Proporção de petróleo produzido no Brasil por bacia



(Fonte: BDEP – 2014)

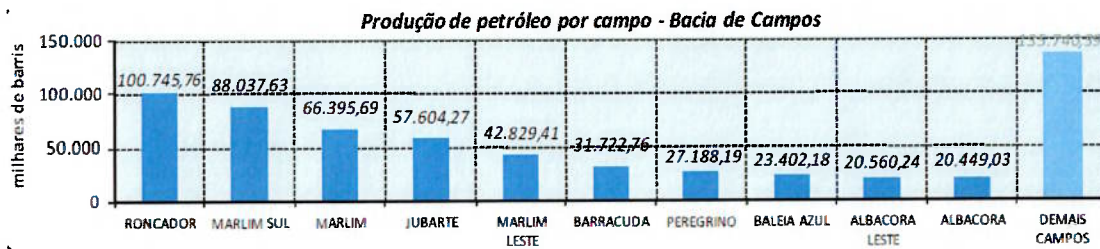
Figura 4 – Proporção de gás produzido no Brasil por bacia



(Fonte: BDEP – 2014)

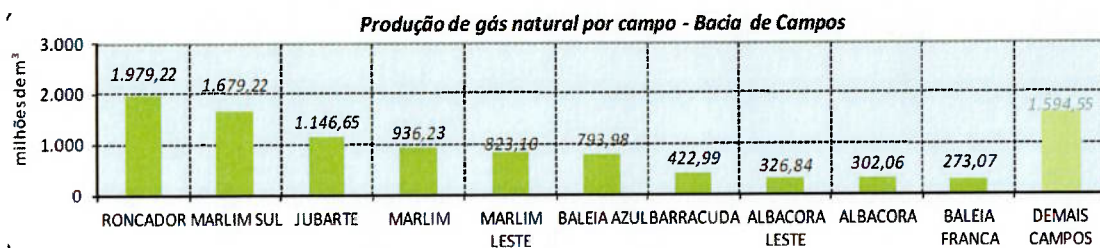
Portanto, a Bacia de Campos mesmo após cerca de 40 anos desde o início das operações na área permanece sendo a bacia mais importante do Brasil. Isso se deve em grande parte as contínuas descobertas na área, mais recentemente inclusive em águas profundas. Abaixo podemos ver nas figuras 5 e 6 a distribuição da produção de petróleo e gás natural entre os campos da Bacia de Campos.

Figura 5 – Produção de petróleo por campo na Bacia de Campos



(Fonte: BDEP – 2014)

Figura 6 – Produção de gás natural por campo na Bacia de Campos



(Fonte: BDEP – 2014)

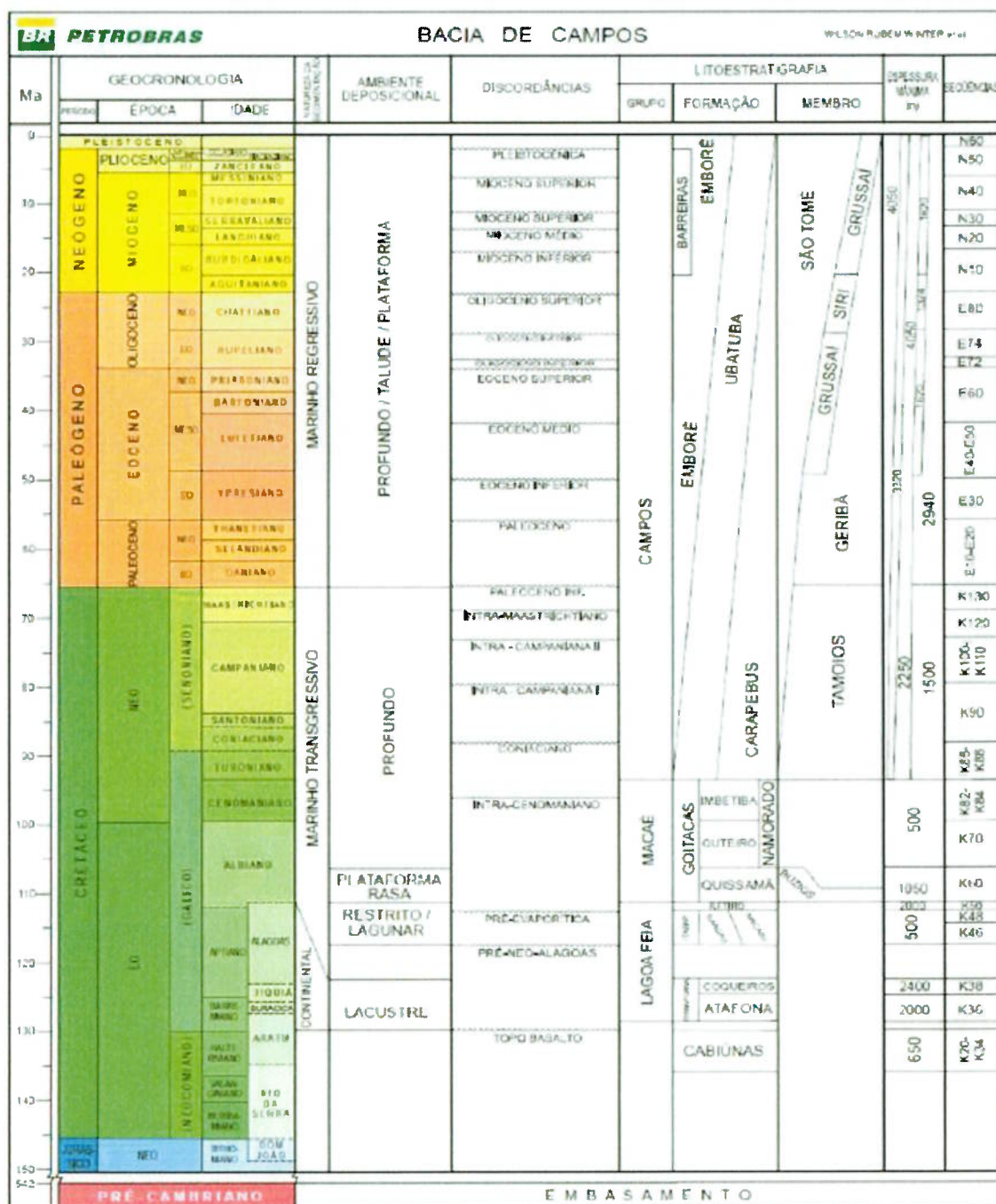
Podemos ver que os campos mais antigos (Garoupa, Enchova, Namorado) não aparecem nessas estatísticas pois sua produção atualmente, após períodos de produção do campo de 30 a 40 anos, não apresentam mais produção tão acentuada quanto outros campos como os Campos Gigantes de água profunda (Roncador, complexos de Marlim e Albacora) que além de maiores são mais recentes.

Características Geológicas

A bacia de Campos, assim como as outras bacias de Margem Leste Meridional do Brasil, foi formada durante o período do Cretáceo Inferior, durante o rompimento do continente Gondwana.

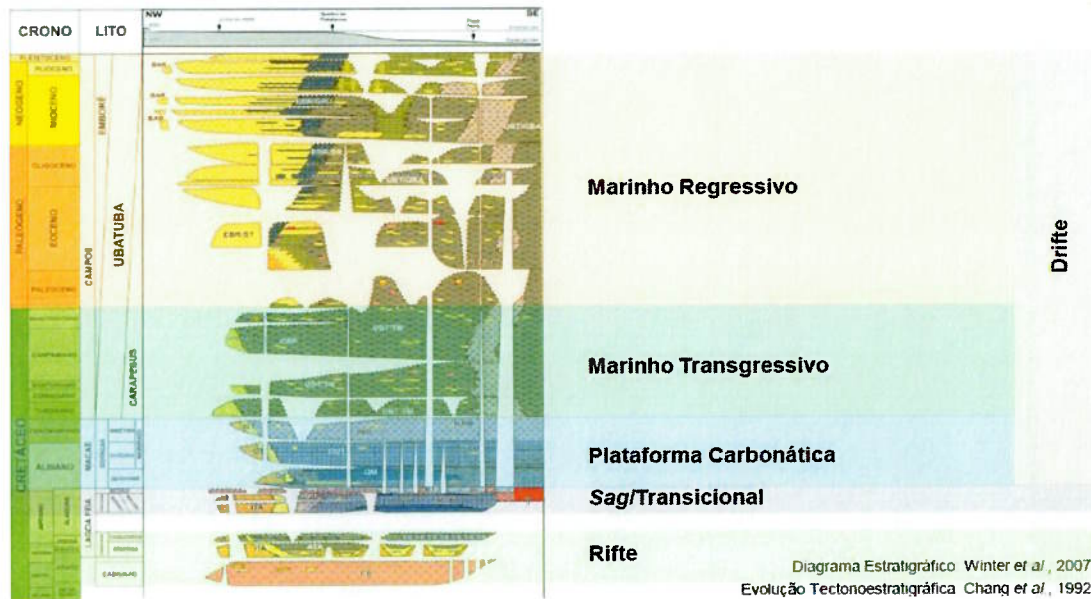
Na Figura 7 abaixo podemos ver o arcabouço estrutural da bacia de Campos. Este arcabouço estrutural pode ser dividido em três supersequências: Rife, Pós-rife e Drifte, associadas a diferentes fases de desenvolvimento da bacia. (Winter *et al.*, 2007). Essa divisão pode ser vista nas figuras 7 e 8.

Figura 7 – Arcabouço estrutural da bacia de Campos



(Fonte: Winter et al., 2007)

Figura 8 – Arcabouço estrutural da bacia de Campos

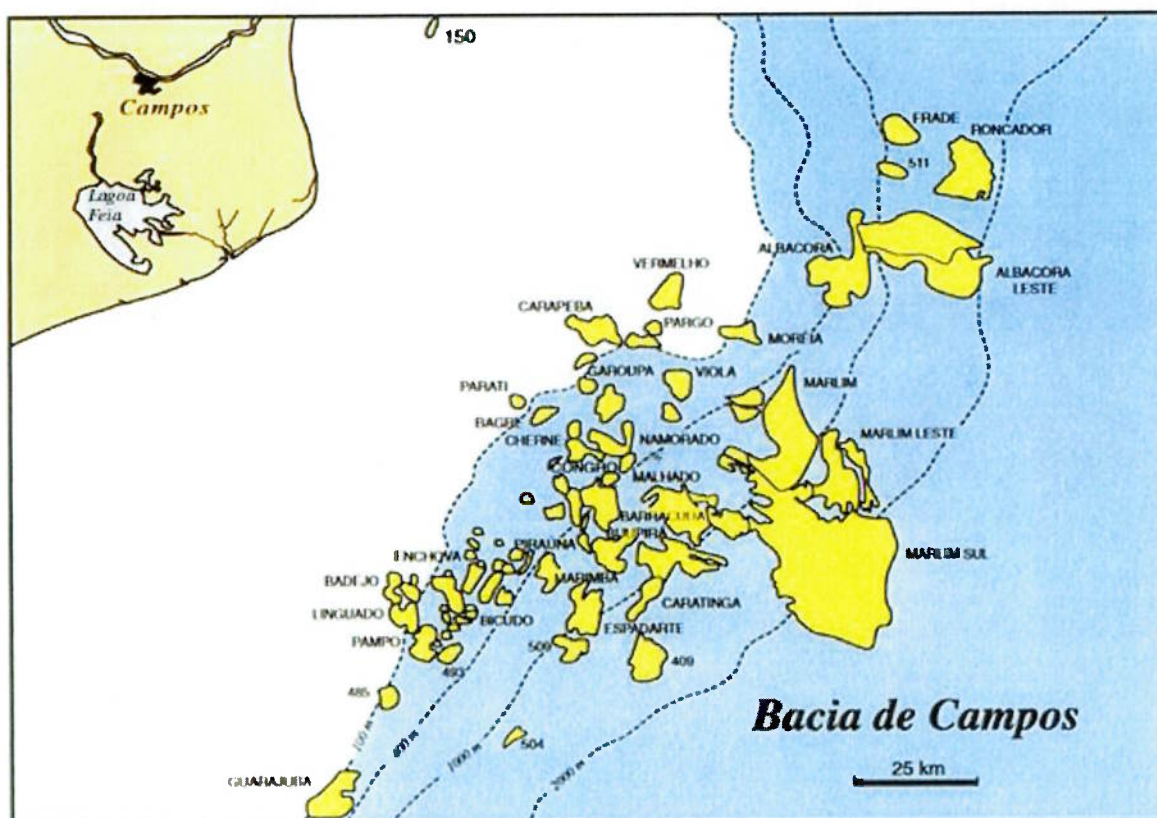


(Fonte: Bacia de Campos - 13ª rodada de licitações de Petróleo e Gás)

Campo de Namorado

Localizado na porção norte da Bacia de Campos, o Campo de Namorado está situado a cerca de 80 km da costa brasileira.

Figura 9 – Diferentes unidades em destaque da Bacia de Campos

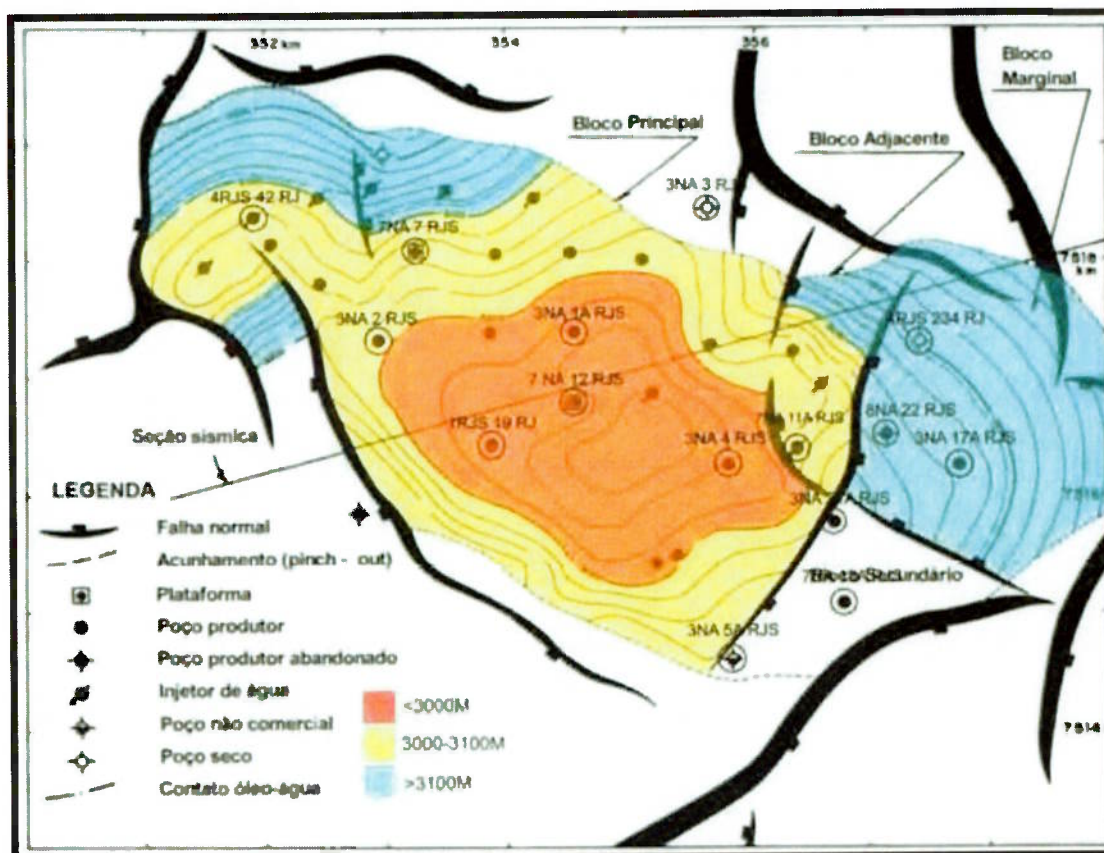


(Fonte: Lucheesi – 1998)

Segundo Silva (2010), o reservatório no Campo de Namorado é um arenito de idade Albiano-Cenomaniano. O Arenito Namorado, característico dessa região, consiste em depósitos de areais turbidíticas, cuja deposição está geneticamente relacionada a primeira importante transgressão sobre a plataforma carbonática do Albiano. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) da Bacia de Campos, com profundidade variável entre 2940m e 3300m.

Na figura abaixo podemos ver em detalhe o arcabouço estrutural do Campo de Namorado. Infelizmente, não temos informações detalhadas do formato e extensão dos reservatórios presentes na nossa área de interesse, tendo acesso apenas a algumas propriedades relacionadas a formação, como permeabilidades e porosidade, que serão utilizadas posteriormente para construir o modelo teórico dessa região.

Figura 10 – Arcabouço estrutural do Campo de Namorado



(Fonte: Guardado et. Al 1989)

2.3 PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO EM 2015

Historicamente, a indústria de petróleo se caracterizava por baixos índices de produção do óleo presente nos reservatórios e uma demanda em crescimento acelerado que justificava grandes investimentos em exploração e produção, além de investimento em P&D (pesquisa e desenvolvimento).

Associado a este cenário, os países que apresentavam grande porcentagem do volume produzido e exportado de petróleo formaram um cartel, no caso a OPEP (Organização de Países Exportadores de Petróleo) que controlava o volume de petróleo produzido e consequentemente o preço do barril. Além do exposto anteriormente, eventos geopolíticos em parte dos países membros da OPEP, como as guerras do Iraque e do Afeganistão, que geravam grande incerteza.

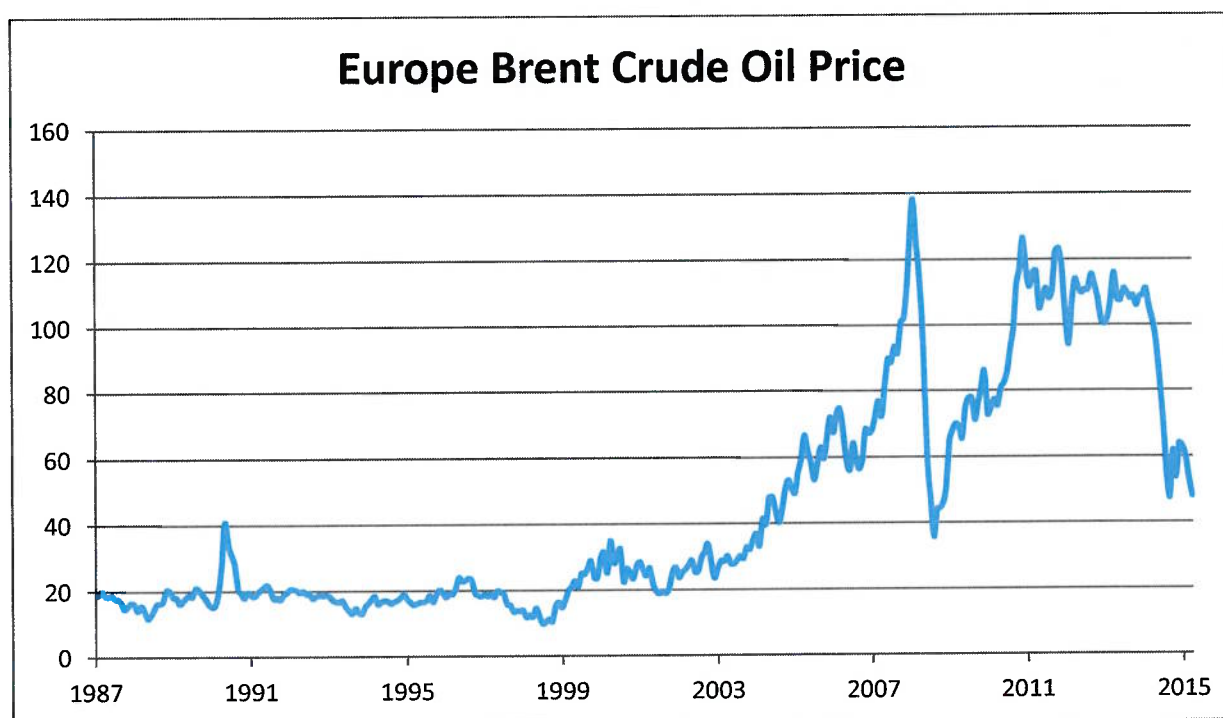
Esses fatores somados a economia global em crescimento criavam um mercado com uma expressiva e crescente demanda global de petróleo e uma oferta controlada, carregada de incertezas, gerando um ambiente propício para investimentos e também para operações em áreas menos competitivas.

Os avanços tecnológicos, que permitiram novas operações de extração de hidrocarbonetos (p.ex. gás de folhelhos, xistos betuminosos e operações offshore com lâminas de água cada vez maiores), o aumento da porcentagem de petróleo

recuperado de um campo e a descoberta de diversas novas reservas certamente contribuíram para começar a derrubar esse sistema devido ao expressivo aumento na oferta de petróleo. Do outro lado da balança, a fraqueza econômica global (crises na Europa e China, por exemplo), as restrições legais crescentes ao uso de combustíveis, o desenvolvimento de motores e máquinas mais eficientes quanto ao uso de combustível e as fontes alternativas de energia contribuem para uma redução no ritmo de crescimento de demanda.

Esse desequilíbrio resultou em uma queda acentuada no preço do petróleo, que neste ano tem variado entre \$40 e \$60 dólares americanos por barril de petróleo (tendendo ao limite inferior nos últimos meses, pois o preço vem em queda). Podemos ver a variação do preço do petróleo na Figura 11 abaixo, com destaque para a queda nos último ano onde o petróleo passou , aproximando o preço do barril de petróleo ao patamar de \$40, patamar que não existia de forma consistente e duradoura desde novembro de 2003.

Figura 11 – Histórico da variação do preço do barril de petróleo



(Fonte: Quandl – 2015)

Neste novo cenário da indústria, investimentos devem ser estudados mais detalhadamente, buscando otimização de custos, utilização de sinergias e redução de riscos. Operações de exploração e produção, responsáveis por grande parte do investimento de uma empresa de petróleo, devem ser cuidadosamente estudadas e analisadas antes de serem colocadas em prática. Nesse cenário, o estudo de engenharia de reservatórios para localizar os locais com a maior probabilidade de existir uma concentração econômica de petróleo e a forma de maximizar a produção no reservatório são 2 tópicos que ganham grande importância e que podem ser diretamente beneficiados pela simulação de reservatórios.

2.4 CONCEITOS DE SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Para criar um modelo dentro de um simulador de reservatórios, existe uma estrutura que deve ser seguida, informações que devem ser fornecidas como input para estruturar o modelo. É importante destacar que a criação de um modelo envolve a utilização de diversas aproximações e uso de premissas.

Os dados utilizados como *input* que são essenciais para o funcionamento do modelo e devem estar presentes em um modelo estão descritas abaixo, com uma breve explicação de que tipo de informação cada uma delas contém e quais as possibilidades e limitações que eles apresentam.

Malha

Devido a essência de um modelo computacional, não é possível tratar o reservatório de forma contínua, onde as variáveis e parâmetros relacionadas ao fluxo de hidrocarbonetos do reservatório variam continuamente ao longo da extensão do reservatório. Portanto, é necessário discretizar o reservatório em um número finito de elementos e definir também de forma discreta a forma com que as propriedades desse elemento variam com o tempo. Portanto, isso resulta em uma série de elementos cujas propriedades dentro de um elemento são constantes. Estas propriedades seriam alteradas apenas em um intervalo de tempo pré-definido (*timesteps*) para refletir as mudanças ocorridas no reservatório entre esses 2 momentos.

Finalizando o processo de criação de um grid, é preciso balancear 2 propriedades de um grid: ao dividir o reservatório em unidades de espaço, ao aumentarmos o número de unidades, temos um modelo que captura mais precisamente as propriedades do reservatório, porém aumentamos o processamento computacional, uma propriedade que deve ser mantida dentro de um limite. Em um trabalho acadêmico não teremos esse tipo de problemas devido ao objetivo não ser econômico e devido a qualidade das informações que temos não permitir tamanha discretização.

Propriedades petrofísicas do reservatório

É preciso definir os valores de porosidade e as permeabilidades do reservatório. Estes modelos permitem a utilização de modelos homogêneos ou heterogêneos, sendo possível definir valores para cada célula do grid no caso de termos um reservatório extremamente heterogêneo. Apesar de permeabilidade ser um tensor, normalmente este tensor é apresentado como um vetor.

Propriedades dos Fluidos

As propriedades de cada fluido presente no reservatório, bem como as interações entre os diferentes fluidos como, por exemplo, relação PVT, permeabilidades relativas e pressão capilar devem ser fornecidas para criar as hipóteses desta região.

Propriedades das Rochas do reservatório

Variáveis de compressibilidade e a forma como o fluido de hidrocarbonetos altera as propriedades da rocha devem ser incluídas.

Dados de inicialização

As condições iniciais do reservatório, que serão alteradas com o tempo devido à produção e às condições do reservatório devem ser definidas. Estas incluem a pressão e a saturação nas células do reservatório anterior ao início da produção.

Informações relativas aos poços

Diversas informações são necessárias para estruturar o funcionamento dos poços em nosso modelo. Em primeiro lugar, a quantidade de poços e as suas localizações dentro do reservatório, bem como se são poços verticais, horizontais ou direcionais e em quais seções do reservatório estes poços estão abertos para contato com a formação. O calendário de funcionamento dos poços, com os parâmetros utilizados para regular a vazão de fluídos e a definição de tipo de poço (produtor, injetor ou variável entre os dois) devem ser incluídas também.

Dados de Saída

No modelo, é necessário definir quais as informações sobre o reservatório devem ser apresentadas como dados de saída pelo modelo. Estes dados variam desde informações macroscópicas ou microscópicas no reservatório: podemos ter como dado o volume de óleo produzido, o volume de óleo no reservatório e parâmetros como pressão média no reservatório como dados específicos como a variação de pressão em certo ponto do reservatório em cada *timestep* do modelo ou a produção individual de um poço.

3 METODOLOGIA

Neste projeto, a seguinte estrutura proposta por Ertekin et. al. (2001) foi utilizada para organizar as etapas do projeto: Definir os objetivos do estudo, adquirir e validar dados sobre o reservatório, construir o modelo do reservatório, realizar processo de validação histórica (*history match*) com dados sobre o campo e elaborar cenários para previsão de produção.

Definir os objetivos do estudo. Os objetivos deste modelo são de cunho acadêmico e não para uso econômico, o que justifica, em conjunto com as limitações decorrentes do uso de um simulador com uma licença acadêmica, o porquê em diversos momentos foram utilizadas aproximações e simplificações,

Adquirir e validar dados sobre o reservatório. Nessa etapa do projeto o objetivo foi maximizar a quantidade de informação sobre a Bacia de Campos e em particular o Campo de Namorado. O material utilizado como a principal fonte de informação foram os artigos científicos e estudos sobre a área de interesse, além de

dados e informações de outras formações semelhantes que futuramente poderiam ser utilizadas como aproximações..

Construir modelo do reservatório. Neste próximo passo, o programa Tempest da Roxar foi utilizado para construir o modelo. A licença para uso do programa foi concedida à USP pela Roxar. Previamente ao modelo construído especificamente para o estudo realizado e a este estudo em si, testes em modelos teóricos foram realizados, em particular um reservatório 2D e um reservatório homogêneo (não representados nesse trabalho). Após a validação dos resultados obtidos nesses modelos teste, um modelo que incorporasse dados do campo de interesse foi construído, para representar o campo de interesse.

Realizar processo de validação histórica. O passo consistiu em analisar os resultados obtidos do modelo em comparação com os dados históricos disponíveis sobre a produção na região. Como o foco do estudo não é simular um reservatório real, a preocupação nesse ponto foi validar parâmetros como proporção de volumes de gás e água produzidos por volume de óleo produzido. Com base nos dados coletados, ajustes foram realizados nas premissas do modelo para obter convergência de resultados mais próximos do que é observado nessa região através dos anos.

Elaborar cenários para previsão de produção. Posteriormente a validação do modelo nas etapas anteriores, diversas análises foram realizadas em cima do campo, entre eles a variação de propriedades para verificar seu impacto na produção de petróleo no campo e os diferentes volumes produzidos decorrentes da variação da configuração de poços, com a análise dos resultados obtidos com diferentes números de poços e com a inclusão de poços injetores.

Finalizando, uma análise sobre o modelo foi realizada e o trabalho foi concluído com a recomendação da melhor maneira de conduzir a exploração e produção do reservatório estudado. Adicionalmente, uma análise dos principais parâmetros cuja alteração levaria a grandes impactos no modelo foi produzida.

4 SIMULAÇÃO

4.1 DADOS DE ENTRADA

A partir das informações obtidas no levantamento acima, as seguintes hipóteses foram definidas como parâmetros a serem usados na simulação de forma a desenvolver um modelo simplificado que reflita as características da região:

- Profundidade do reservatório: 3000 m
- Permeabilidade média nas direções x e y: 1000 mD (1 D)
- Permeabilidade média na direção z: 500 mD
- Porosidade média: 25%

- Espessura do reservatório: 50m

Devido aos objetivos acadêmicos estabelecidos nesse estudo de analisar a influência de parâmetros da simulação nos resultados obtidos da simulação, a decisão foi feita de definir uma malha simplificada, criando assim um modelo sintético a ser utilizado para a simulação. Assim, a geometria do reservatório será aproximada para um formato retangular. Buscando otimizar precisão e trabalhando com as premissas, o grid será dividido em 2500 blocos retangulares, sendo comum em casos de simulação comercial de um reservatório geometria complexa e um maior número de blocos na malha. O formato retangular fica definido abaixo:

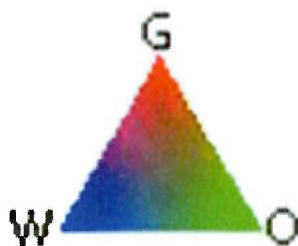
- Direção X: 50 blocos
- Direção y: 50 blocos
- Direção z: 5 blocos

O reservatório criado para simular a região terá dimensões de 1km x 1km x 50m, portanto estes blocos no grid terão 20m x 20m x 10m. Inicialmente, também manteremos o contato água-óleo e o contato gás-óleo nas extremidades do poço, com o primeiro no limite inferior do poço e o segundo no limite superior.

Outro dado definido para a nossa simulação foi poços de diâmetro de 10" (0,254m), tanto para os poços injetores como para poços produtores.

Nas análises abaixo, a seguinte legenda será utilizada quando estivermos analisando as fases do reservatório, com as seguintes cores sendo associadas com gás, óleo e água:

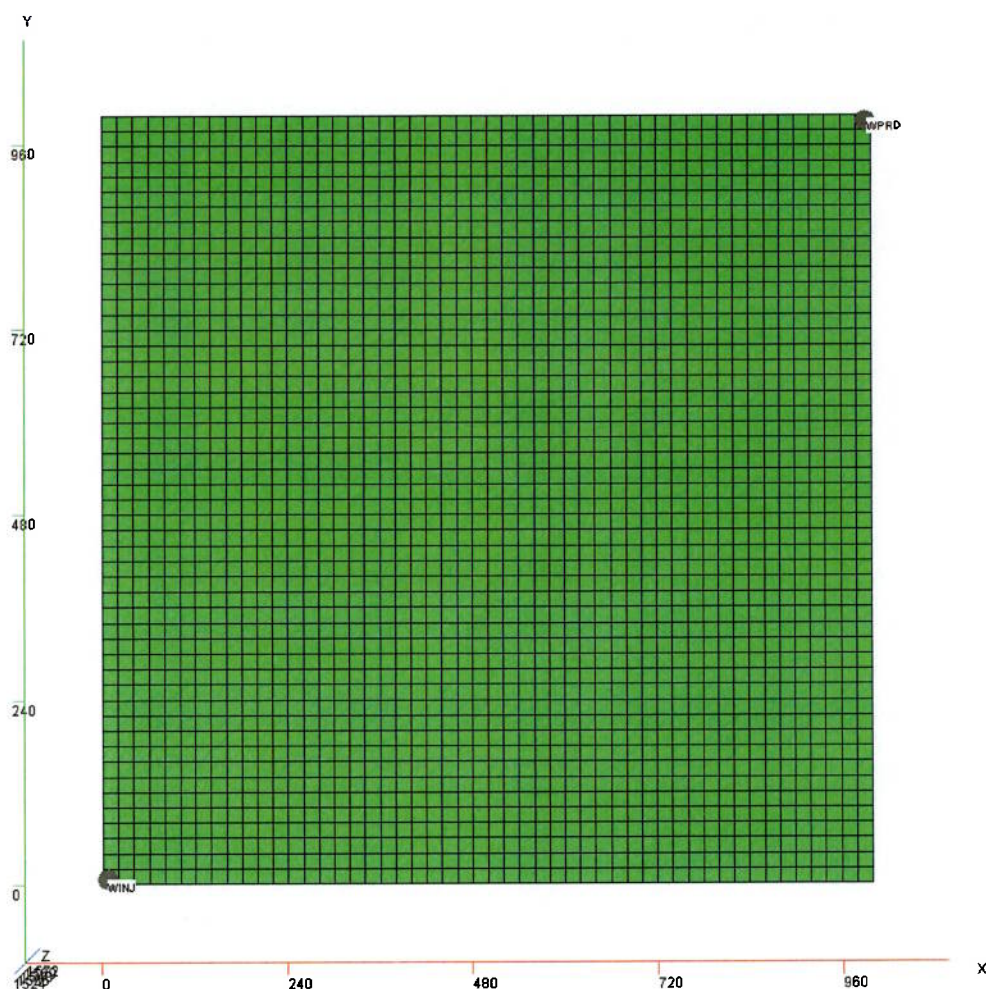
Figura 12 – Escala de cores para as diferentes fases



4.2 INVESTIGAÇÃO INICIAL

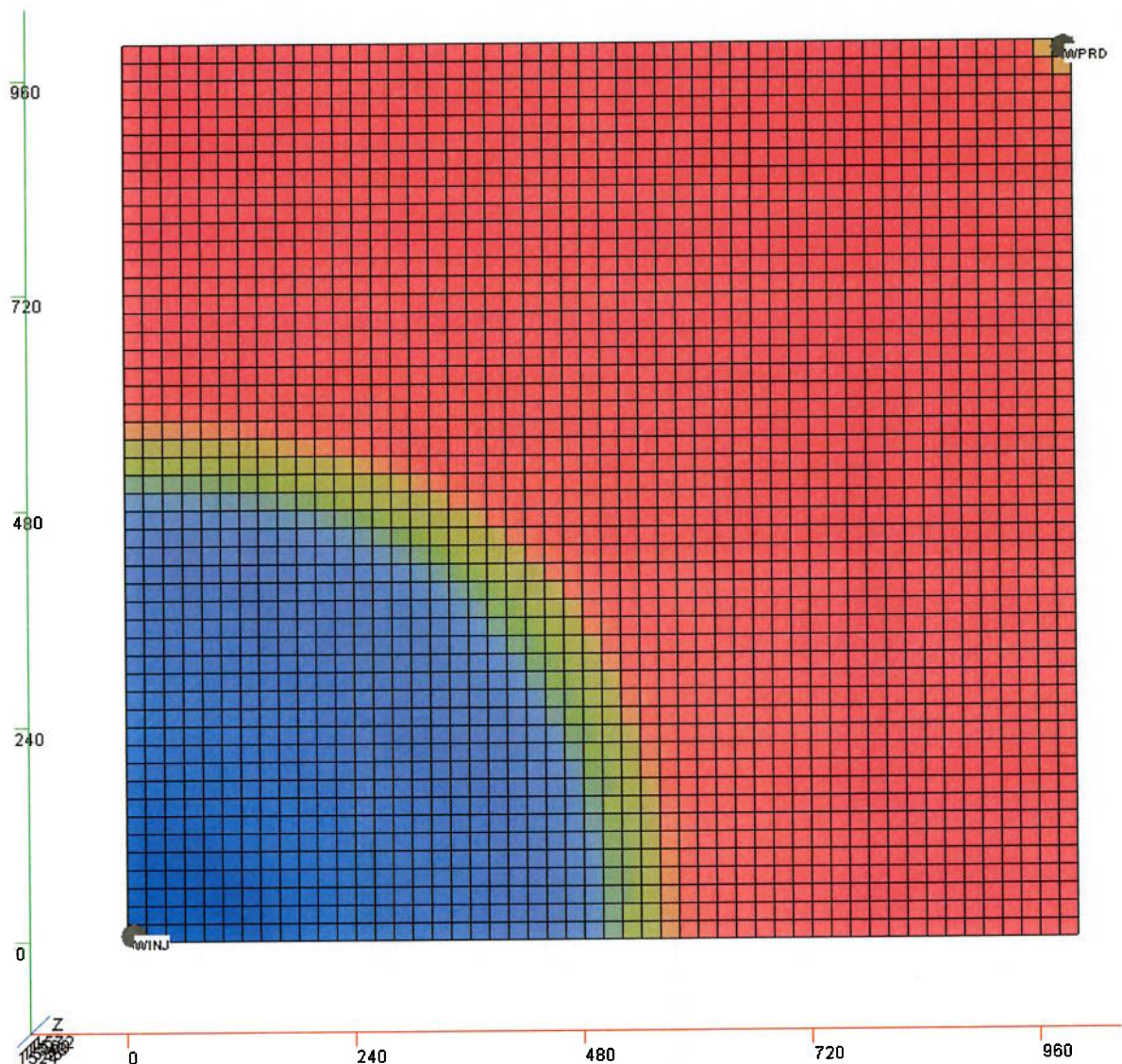
Inicialmente, podemos visualizar na figura 13 abaixo a malha criada para este modelo, em uma visão de topo. Para um primeiro teste criamos um poço injetor e um poço produtor nas extremidades do reservatório.

Figura 13 – Malha criada para o modelo



A partir deste modelo inicial, o primeiro teste será ver como está o resultado da simulação. Após 10 anos de produção, temos o seguinte cenário representado na Figura 14 abaixo, na qual podemos claramente ver os efeitos da injeção de água no poço, que vai varrendo o reservatório.

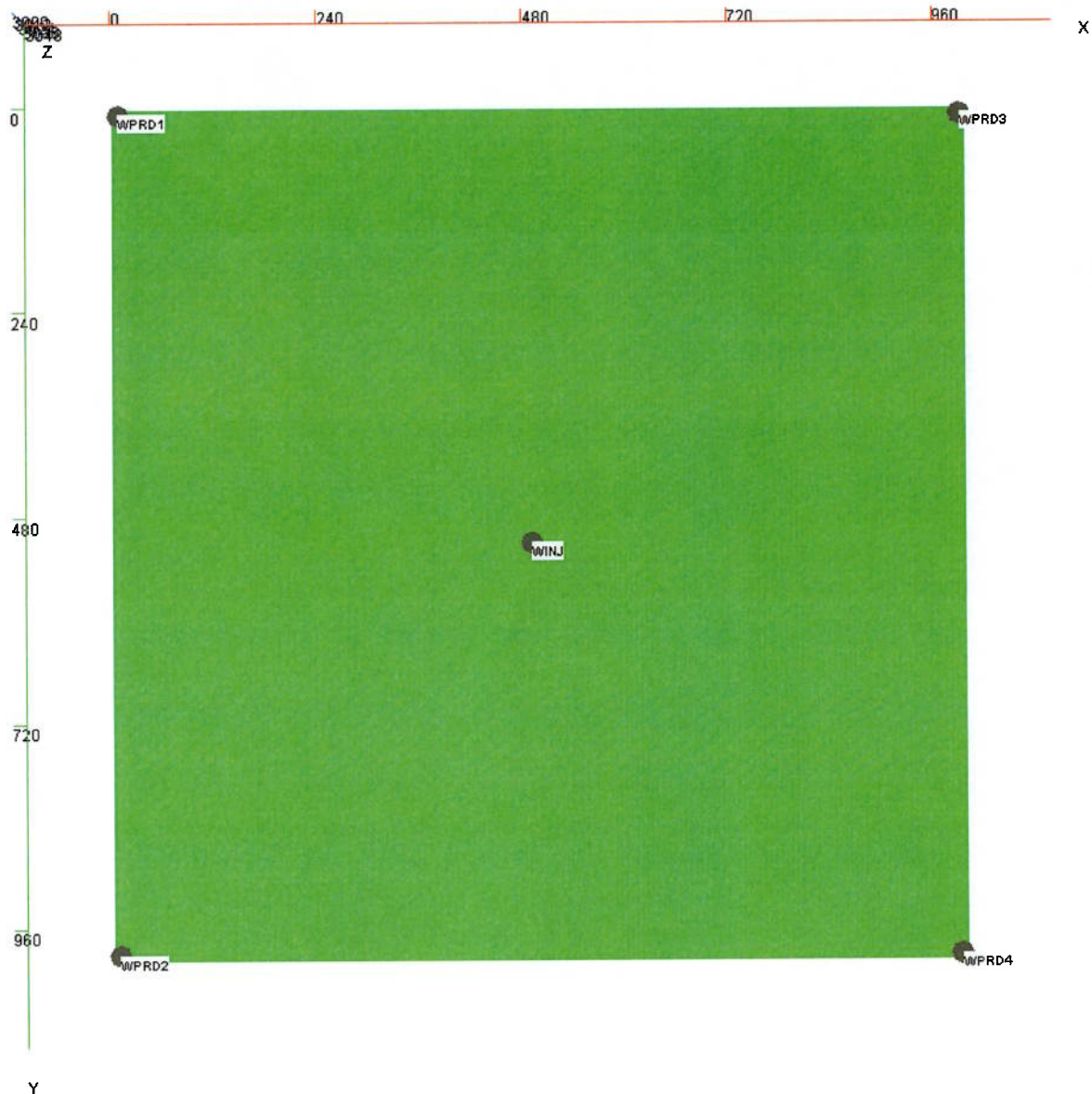
Figura 14 – Visão de topo: fases do reservatório após 10 anos de operação



Percebemos que o poço injetor cobriu aproximadamente 25% do reservatório, chegando até a metade da extensão nos eixos x e y. Somado ao fato de que grande parte do óleo no reservatório não foi produzido, concluímos que precisamos estudar outros tipos de configuração de poços. A seguir analisamos como ficaria este reservatório se mudássemos a configuração dos poços para um 5-Spot, com um poço injetor rodeado de 4 poços produtores localizados nas extremidades do reservatório.

Na figura 15 podemos ver como ficaria essa configuração no mapa do reservatório.

Figura 15 – Disposição dos poços no modelo 5 Spot



A partir dessa análise, o resultado da produção nessa configuração por 10 anos mostra que eram necessários ajustes no modelo. Entre os dados que mostraram essa necessidade, os mais importantes foram:

- Produção sendo interrompida no final do ano 2. Neste caso, houveram problemas com a pressão do reservatório caindo demasiadamente, sendo necessário estudar alterar o parâmetro de controle do poço para não interromper a produção e maneiras de elevar a pressão no reservatório via injeção.
- Recuperação do gás no reservatório de aproximadamente 94%, enquanto a recuperação de óleo ficou em 27,5%. Este dado revela necessidade de rever premissas, apesar de o Campo de Namorado historicamente ter produzido grandes quantidades de gás de acordo

com os dados fornecidos pela ANP. Neste caso, o ajuste necessário foi mudar a profundidade na qual o poço produtor estava completado no reservatório: estava apenas nos 10m superiores, favorecendo assim a produção de gás. Os poços injetores continuaram sendo definidos como apenas nos 10m inferiores. (3040 à 3050m)

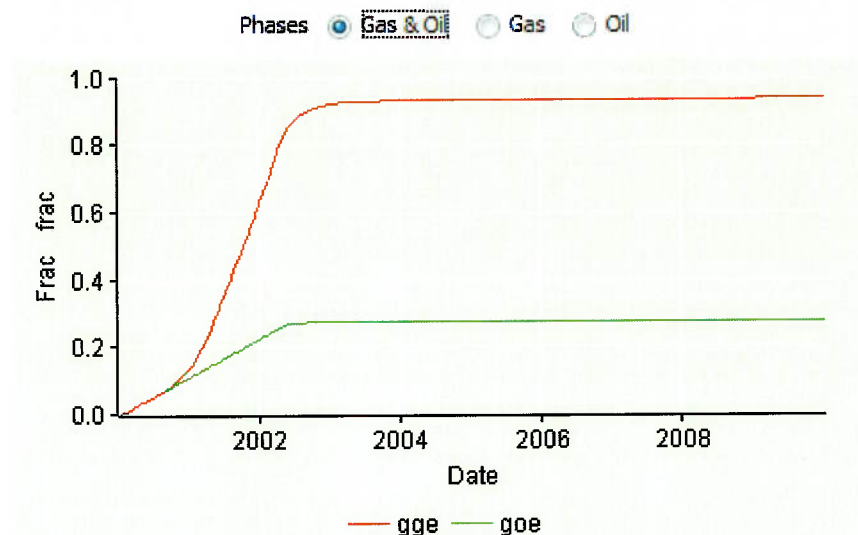
Abaixo, na figura 16, podemos ver alguns dos dados obtidos nesse modelo não refinado.

Figura 16 – Dados de saída da simulação utilizando poços em 5 Spot

Fluid in Place

Name	Initial at 31 Dece...	Final at 31 Decem...	Recovered
Pore Volume	1.25000e+07 m3	-	-
Gas in Place	920.185 Msm3	56.4166 Msm3	93.87%
Oil in Place	6457.87 ksm3	4683.41 ksm3	27.48%
Water in Place	2394.95 ksm3	3556.16 ksm3	-

Fluid Recovery



Com base nas observações acima, o modelo foi modificado para melhor refletir o reservatório. A partir delas, foi criado o modelo base, inicialmente modelo como apenas um poço produtor no centro, posteriormente a adição de outros poços será estudada baseado no impacto que estes apresentem no modelo.

4.3 DEFINIÇÃO DE MODELO BASE

Após os testes acima e as eventuais correções e adaptações necessárias implementadas, temos um modelo base para avaliar a proximidade com os dados disponíveis sobre o reservatório e a partir do qual será realizado um processo de maximização das variáveis de interesse utilizando diferentes estratégias de produção.

As seguintes alternativas de produção foram analisadas, sendo cada uma numerada como um cenário diferente.

Cenário 1. Poço produtor no centro do reservatório.

Cenário 2. Padrão *Line Drive*: Dois poços injetores em um lado e dois produtores do outro lado

Cenário 3. Quatro Poços produtores nas extremidades. Após três anos de produção, 3 desses poços são convertidos em injetores.

Cenário 4. Padrão *5-Spot*: 1 Injetor no centro, quatro poços produtores nas extremidades.

Cenário 5. Padrão *5-Spot* Invertido: 1 Poço produtor no centro, quatro poços injetores nas extremidades.

Cenário 6. Padrão *5 Spot*: Início de 5 Produtores, transição para *5-Spot* invertido.

A tabela abaixo mostra os resultados obtidos para cada um desses casos, comparando alguns parâmetros como produção de óleo, porcentagem de água e gás produzido em uma simulação realizada utilizando 10 anos de produção. Nos casos em que existe mudança de poços injetores para poços produtores, estes foram alterados no momento em que a produção ficou aproximadamente igual a zero.

Tabela 1 – Comparação das diferentes configurações de poço

Cenário	Produção de Óleo (%)	Produção de Gás	Produção de Água
1	1820,44 ksm3 (28,16%)	818,149 Mm3 (88,84%)	0,02 ksm3
2	3551,69 ksm3 (56,54%)	520,33 Mm3 (56,54%)	784,23 ksm3
3	2413,73 ksm3 (37,37%)	888,925 Mm3 (96,63%)	91,24 ksm3
4	2486,74 ksm3 (38,51%)	880,832 Mm3 (95,72%)	106,75 ksm3
5	1161,02 ksm3 (17,97%)	165,433 Mm3 (17,97%)	173,27 ksm3
6	3129,04 ksm3 (48,44%)	890,141 Mm3 (96,79%)	4438,43 ksm3

A partir da tabela de dados acima e das tendências reveladas pelas curvas de produção, definimos que os casos de interesse são os cenários 2 e 6. Para analisar melhor a situação, vamos simular esses cenários com um período de 30 anos para ver qual deles tem o melhor desempenho.

Abaixo, podemos ver o gráfico de produção para cada o cenário 2 e para o cenário 6 com o período de 30 anos de produção.

Figura 17 – Curvas de recuperação após 30 anos (Cenário 2)

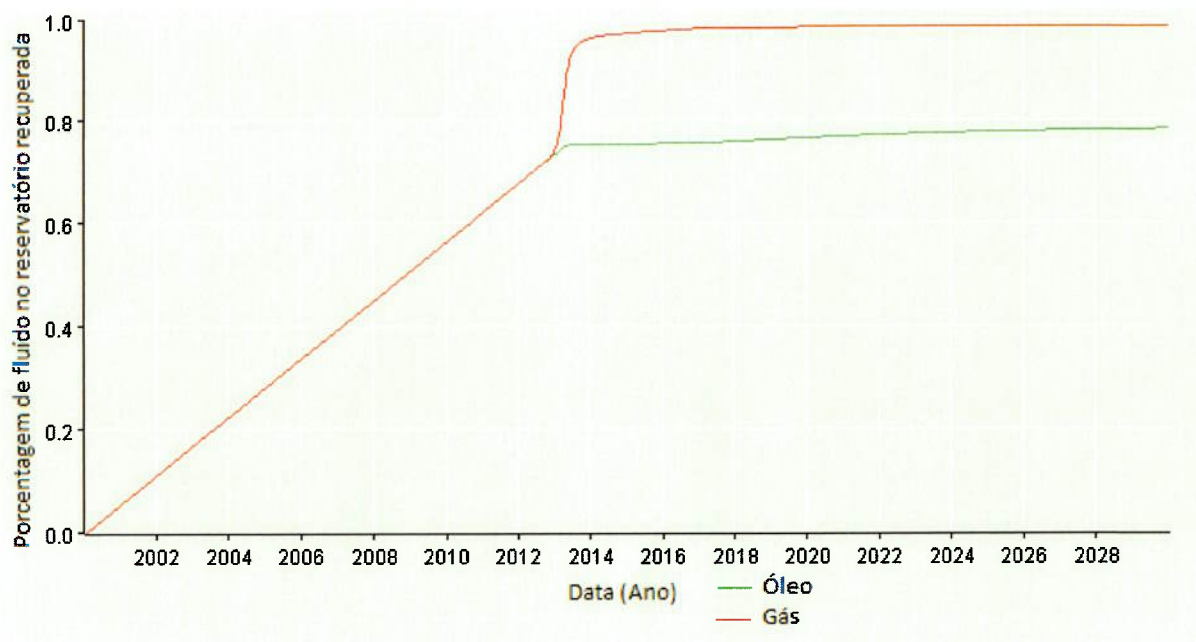
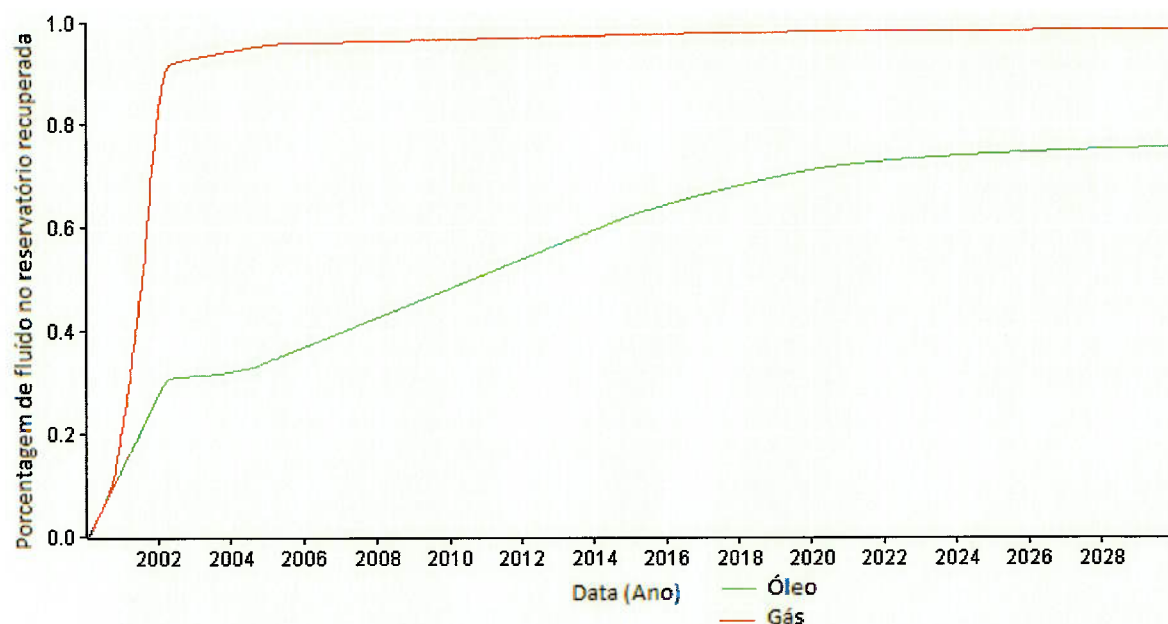


Figura 18 – Curvas de recuperação após 30 anos (Cenário 6)



Podemos observar pelos gráficos acima que a recuperação final de óleo e de gás é semelhante nos dois casos. Abaixo, na tabela 2, podemos ver informações mais detalhadas sobre o desempenho desses dois cenários:

Tabela 2 – Comparação dos melhores cenários, 30 anos de produção

Cenário	Produção de Óleo (%)	Produção de Gás	Produção de Água
2	5074,07 ksm3 (78,56%)	908,777 Mm3 (98,75%)	14026,48 ksm3
6	4898,78 ksm3 (75,84%)	906,873 Mm3 (98,54%)	32745,42 ksm3

Analisando a tabela acima e os gráficos ao lado, podemos perceber que o cenário 2 é superior em todos os aspectos comparativamente ao cenário 6, notavelmente nos parâmetros abaixo:

- Maior recuperação de petróleo, em um valor incremental de 175.290 m3 de Óleo produzidos a mais (equivalente a aproximadamente 2,72%)
- Produção de gás praticamente igual, com um valor incremental no cenário 2 de apenas 1,904 Mm3 (0,21%)
- Produção de água expressivamente menor: produção de 14,026,480 m3, cerca de 42,8% da quantidade produzida no cenário 6 (total de 32,745,420 m3).
- Cenário 2 possui 4 poços em oposição a 5 poços no cenário 6.

Particularmente, a redução de quase 60% no volume de água produzido é extremamente benéfica para um projeto de produção de petróleo pois as medidas para lidar com água produzida são um custo adicional no processo e geram desafios logísticos no caso de plataformas offshore, pois é necessário realizar tratamento da água para não impactar o meio ambiente.

Adicionalmente, o fato de o cenário 2 apresentar um poço a menos é um grande ganho no aspecto econômico, reduzindo o investimento e os custos relacionados a operação deste poço. Ainda no aspecto econômico, pelas figuras 17 e 18, podemos observar que nos primeiros 13 anos de produção, o cenário 2 atinge aproximadamente 95% da sua produção total, gerando dois benefícios:

- No caso de o empreendimento desse campo ter sido realizado com o uso de empréstimos, a produção em 10 anos permite a amortização total do empréstimo mais cedo. É interessante destacar que nos primeiros 3 anos, como o outro cenário apresenta 5 poços produtores no período, o fluxo de caixa nesse período seria ainda melhor nesse cenário, porém esta é a única vantagem.
- É possível interromper antes a produção e ainda obter uma grande recuperação do óleo presente no reservatório. Isso gera benefícios: se a produção for realizada com o uso de FPSO por exemplo, o navio plataforma não precisa ficar 30 anos produzindo nesse reservatório. Além disso, caso

existam equipamentos alugados (a própria FPSO, por exemplo), é preferível pagar 17 anos a menos de aluguel.

É interessante observar que nos modelos em que a injeção de água é realizada desde o começo com grande intensidade, a produção de gás é controlada, ficando percentualmente igual a produção de óleo, enquanto nos casos em que o número de poços produtores é superior aos poços injetores, a produção de gás dispara nos primeiros anos. Isso se deve pois ao realizar a injeção desde o começo, a perda de pressão no reservatório é menor, propiciando uma melhor recuperação de óleo.

4.4 OTIMIZAÇÃO

Na sequência da análise acima, os cenários definidos como os melhores foram testados em um novo modelo, em um reservatório semelhante em formato ao anterior, porém com as permeabilidades reduzidas para valores equivalentes a 10% dos anteriores (permeabilidades de 100 md nas direções x e y, permeabilidade de 50 md na direção z) e valor de porosidade no reservatório alterado para 10%. Nessas condições, os resultados obtidos foram os mostrados na Tabela 3 abaixo:

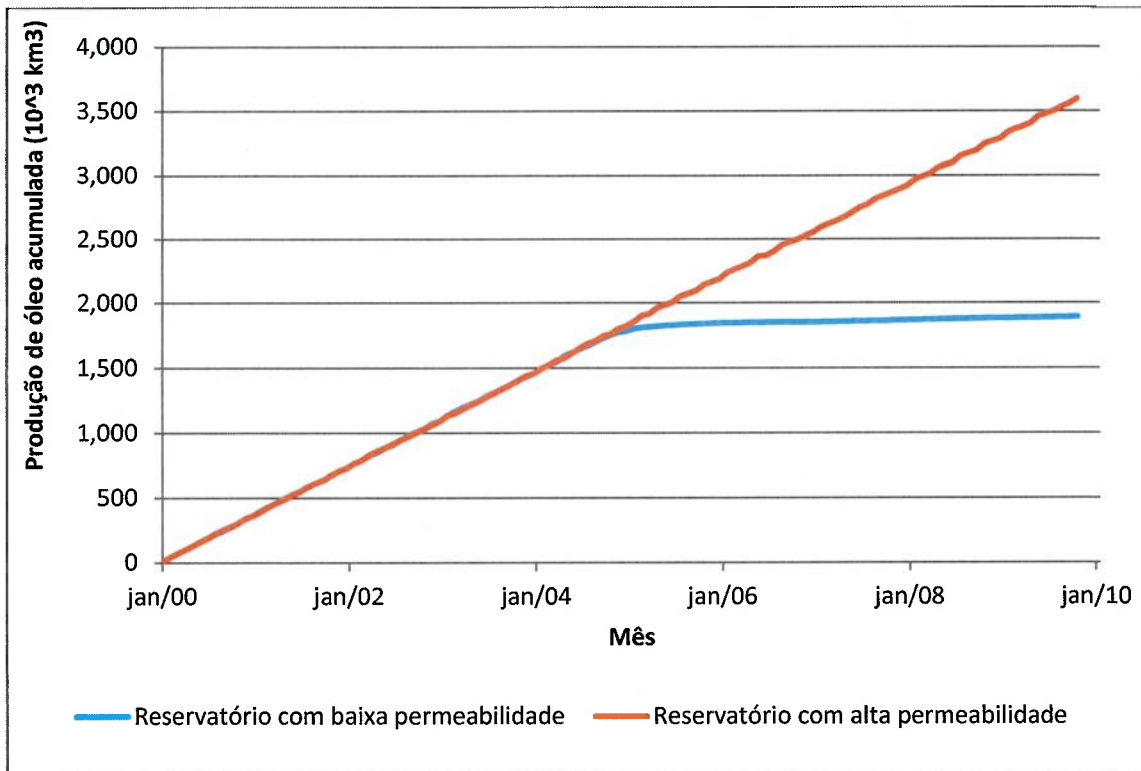
Tabela 3 – Comparação de configurações de poço no novo reservatório, 10 anos

Cenário	Produção de Óleo (%)	Produção de Gás	Produção de Água
2	1894.2 ksm3 (73,29%)	334,909 Mm3 (91,00%)	4133.81ksm3
6	1553,6 ksm3 (60,19%)	358,999 Mm3 (97,59%)	7957,34 ksm3

Pelas informações expostas na tabela acima, notamos que o cenário 2, no qual a configuração de poços é do tipo *Line Drive*, novamente apresentou os melhores resultados em linha com os resultados apresentados no outro reservatório: menor produção de água, maior produção de óleo, com menos poços perfurados. Apesar de a produção de gás ter sido maior no padrão do cenário 6, esse parâmetro chega a ser negativo pois não é interessante produzir gás em um reservatório *offshore* onde não existe estrutura de gasoduto ou injeção de gás.

Ao comparar os resultados obtidos em ambos os reservatórios simulados, o resultado fica dentro do esperado: a curva de produção é a mesma até o ponto em que as baixas permeabilidades e porosidade começam a restringir a produção de óleo, além de existir óleo e gás na formação em menores quantidades. Podemos ver a curva de total de óleo produzido nos dois reservatórios na Figura abaixo:

Figura 19 – Curva de produção total de óleo



O bom desempenho dessa configuração pode ser explicado pela ausência de obstáculos que reduzam a eficácia do processo de injeção de água como, por exemplo, falhas, regiões com permeabilidades diferentes no reservatório ou a presença de rochas magmáticas ou metamórficas que impeçam o fluxo.

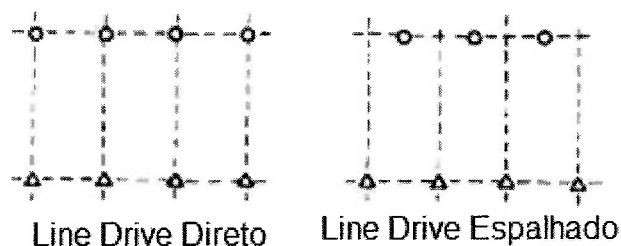
É importante salientar que o tipo de rocha reservatório presente no reservatório também pode afetar a efetividade da recuperação secundária com injeção de água. Entre os possíveis problemas, podemos destacar reservatórios estratificados e reservatórios compostos por formações geológicas que tem molhabilidade (tendência de um fluido a se distribuir ao longo de uma superfície em presença de outro fluido) que favorece a retenção de óleo. (Seethepalli, 2004)

Após as evidências acima expostas, ficou claro que o sistema de line-drive é o ideal. Resta agora otimizá-lo. Nesse padrão, existem tipicamente dois tipos de disposição de poços:

- Line Drive direto
- Line Drive Espalhado

A diferença entre esses dois padrões está apenas na disposição dos poços: em ambos a proporção de poços injetores e produtores é de 1 para 1, porém enquanto a disposição deles no primeiro caso obedece um padrão retangular, no segundo o padrão os poços são distribuídos. Podemos ver essa diferença na figura 20 abaixo.

Figura 20 – Diferentes padrões de line drive



Com essa proposta, diversas configurações de poços foram testadas para definir se existe uma proposta de desenvolvimento do reservatório elaborado que apresente melhores resultados. Os resultados podem ser visualizados abaixo, com variações na disposição dos poços e no número de poços. O critério utilizado para definir qual destes será comparado com o modelo base será a produção de óleo, levando em consideração que um número expressivo é necessário para justificar a perfuração de poços adicionais.

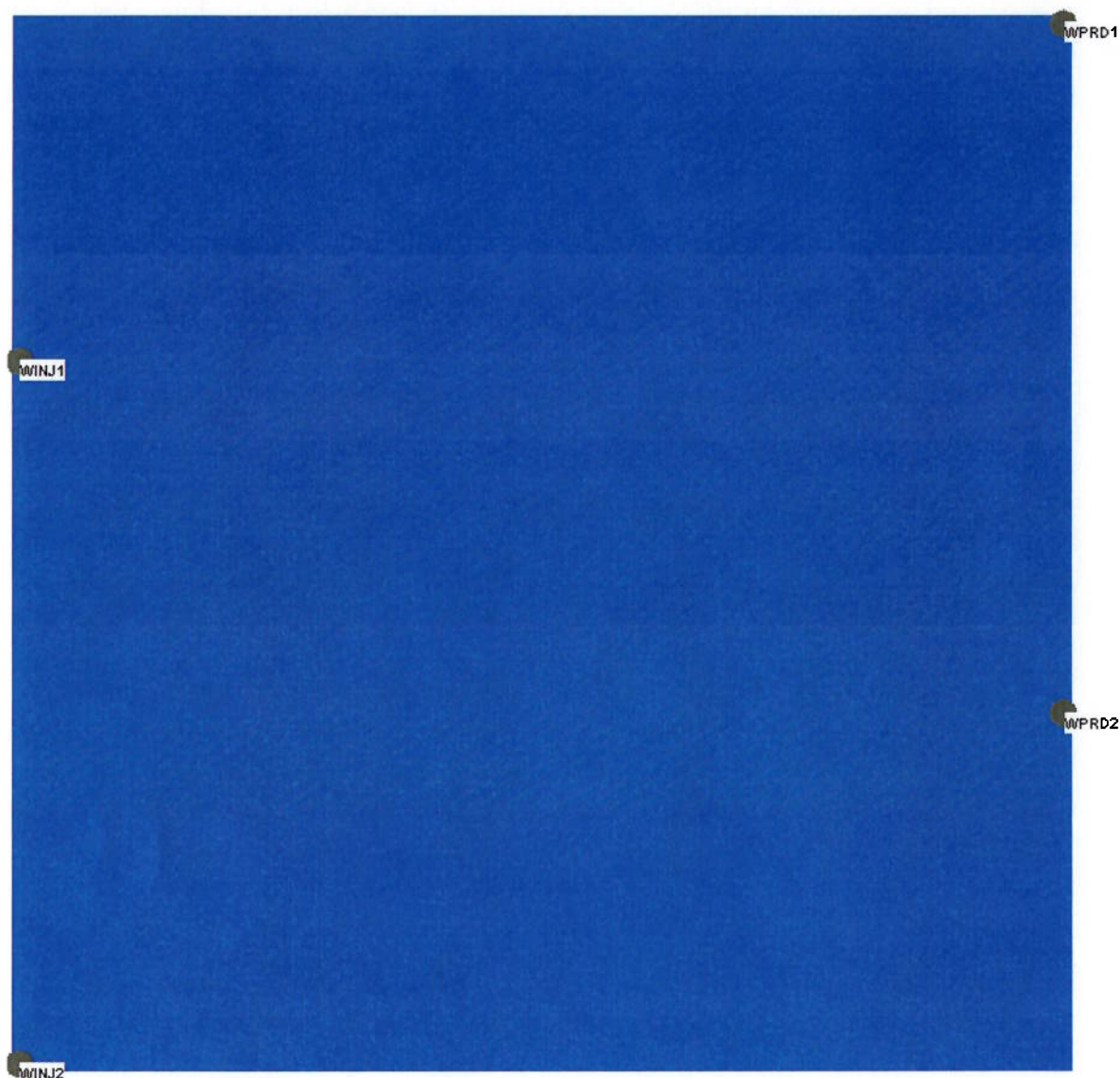
Figura 21 – Resultados das simulações line drive espalhado

Poços Produtores	Poços Injetores	Produção de Óleo (%)	Produção de Gás (%)
2	1	4105,45 ksm3 (63,56%)	901,9 Mm3 (97,99%)
2	2	5110,14 ksm3 (79,12%)	909,3 Mm3 (98,81%)
2	3	5110,72 ksm3 (79,13%)	909,2 Mm3 (98,80%)
3	2	4942,79 ksm3 (76,53%)	908,8 Mm3 (98,75%)

A partir dos dados expostos acima, definimos que a alternativa de *Line Drive* Espalhado considerada interessante para nossa análise seria a que apresenta 2 poços injetores e 2 poços produtores, pois a adição de um 5º poço, injetor ou produtor, não gera resultados adicionais que justifiquem a inclusão.

Comparativamente ao modelo base, a nova disposição dos poços gera uma recuperação de óleo adicional de 36.07 ksm3, um ganho de 0.56% na recuperação do reservatório. Apesar de o número não ser significativo, esse ganho foi obtido apenas alterando a posição de perfuração dos poços, logo essa disposição de poços passa a ser definida como o modelo base. Abaixo, na Figura 22, podemos ver o modelo sugerido.

Figura 22 – Line drive espalhado sugerido



4.5 VISÃO GERAL DA MELHOR ALTERNATIVA

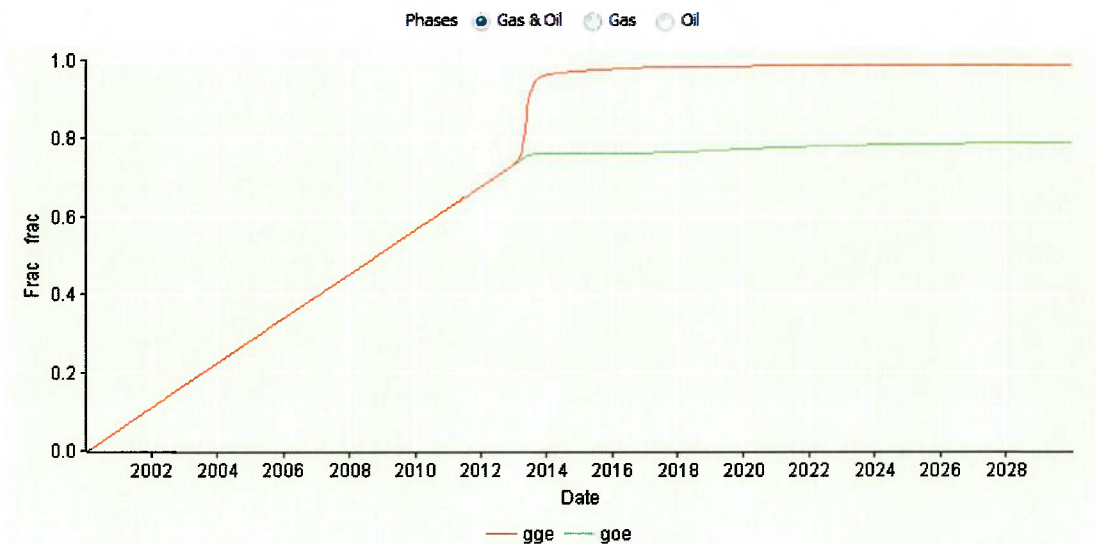
A curva de produção do cenário escolhido é semelhante a curva que visualizamos no cenário anterior, podendo ser vista na figura 23. Notamos que a produção de petróleo é intensa até o período de 2013-2014, aonde é atingido aproximadamente 75% de recuperação de óleo original no reservatório (*Oil in place*). Nos próximos 17 anos, esse índice é elevado até 80%, porém, como a produção diminui consideravelmente, dependendo das condições econômicas da operadora e dos custos envolvidos com a produção, a área poderia ser abandonada em 2014.

Figura 23 – Curva de produção da melhor alternativa

Fluid in Place

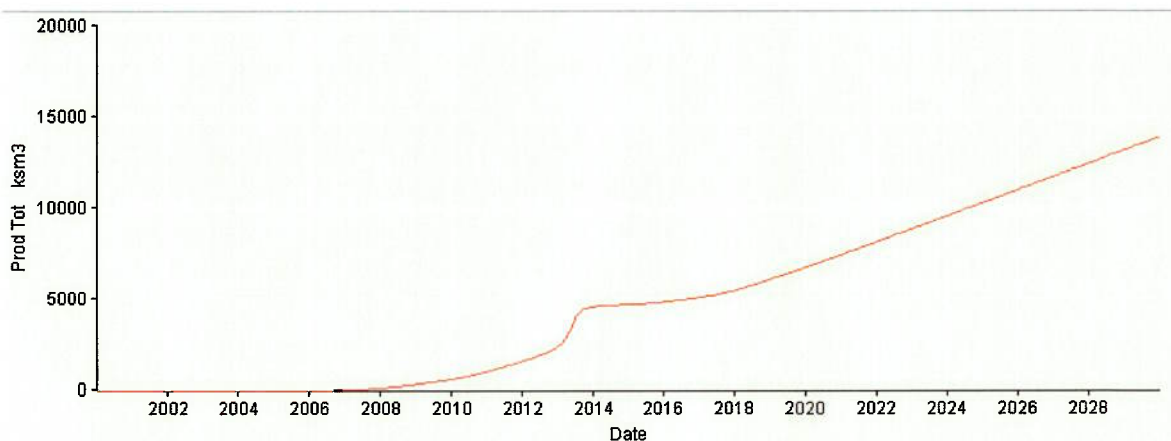
Name	Initial at 31 December 1999	Final at 31 December 2029	Recovered
Pore Volume	1.25000e+07 m3	-	-
Gas in Place	920.325 Msm3	10.9911 Msm3	98.81%
Oil in Place	6458.87 ksm3	1351.73 ksm3	79.07%
Water in Place	2396.63 ksm3	1.03198e+04 ksm3	-

Fluid Recovery



Abaixo, podemos visualizar na Figura 24, a curva de produção de água, que começa a existir a partir do mês 6 no ano 5 (mês 65), data na qual ocorre o *water breakthrough* (ruptura de água).

Figura 24 – Gráfico de Produção de Água



5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma visão geral do processo de simulação de reservatório, passando pelas etapas propostas para o projeto, tendo como resultado uma proposta de exploração para essa área.

A partir das informações encontradas sobre a área de interesse, um reservatório sintético que ilustra como seria um pequeno reservatório homogêneo na região foi desenvolvido para analisar o desempenho de diferentes formas de explorar esse reservatório e também o impacto que algumas variáveis têm sobre os resultados. As alternativas testadas incluíram estratégias diferentes de posicionamento de poços (e o número de poços perfurados), diferentes padrões de injeção e análise do desempenho das alternativas testadas em condições no reservatório.

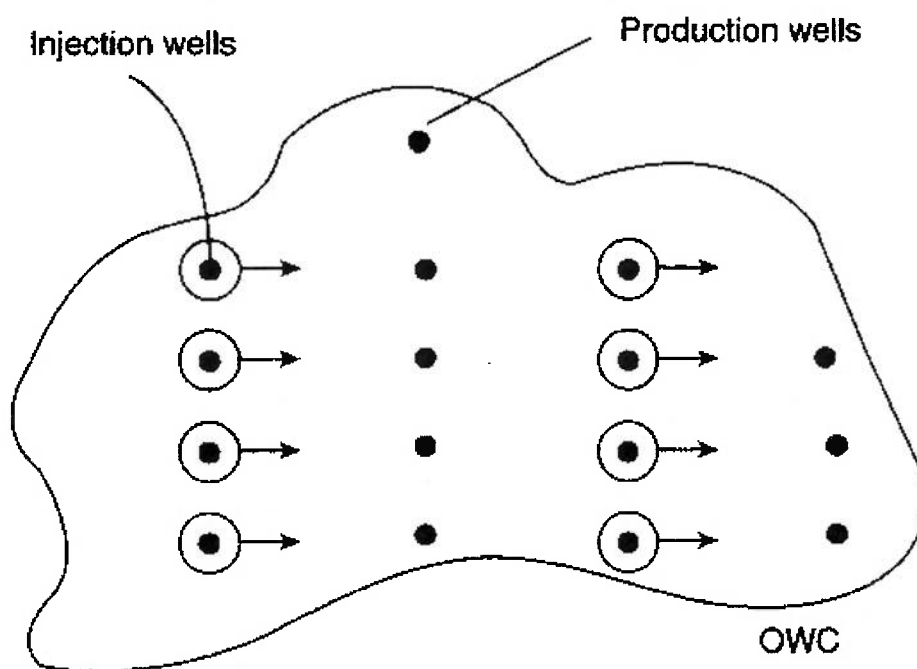
Devido às altas permeabilidades e alta porosidade que o reservatório apresenta, somado ao fato de que é um reservatório homogêneo que não possui características que impactem negativamente a injeção de água, obtivemos cenários de produção que com elevadas porcentagens de recuperação de óleo, com níveis ficando entre 60 e 80% da quantidade de óleo presente no reservatório.

Entre as alternativas testadas de locações de poço, chegamos a conclusão de que, nos modelos criados, não existe uma configuração com até 4 poços que apresente melhores resultados do que a configuração de Line Drive, com 2 poços injetores de um lado do poço e 2 poços produtores do outro. A recuperação de óleo em ambos os casos ficou acima de 70%, com todos os parâmetros analisados apresentando resultados superiores ou equivalentes no caso de *Line-Drive*.

A partir de otimização, foi verificado que era possível melhorar os resultados de produção obtidos no reservatório pela alteração da posição dos quatro poços, melhorando o desempenho do processo de injeção de água.

O padrão utilizado nessa análise é comum na indústria, sendo um dos métodos mais tradicionais. Ele é usado tipicamente em casos de reservatórios que apresentam características favoráveis, como reservatórios aproximadamente homogêneos, este padrão é encontrado, porém o padrão costuma apresentar um maior número de poços devido a condições piores. Um exemplo pode ser visto na Figura 21 abaixo:

Figura 25 – Exemplo de *line drive* em um reservatório mais complexo



Além dos casos testados, também são comuns outras configurações com um maior número de poços, como por exemplo padrões seven-spot e nine-spot, porém era economicamente injustificável sugerir a perfuração de 3 a 5 poços adicionais no modelo se a recuperação do reservatório já era tão elevada.

Finalizando, definimos que a proposta de como produzir esse reservatório apresenta excelentes resultados, atingindo os objetivos propostos. O impacto de diferentes alternativas de produção e de alterações nos parâmetros do reservatório também foi observado, auxiliando na definição da melhor alternativa.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LUCCHESI, Celso Fernando. Petróleo. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 17-40, ago. 1998. ISSN 1806-9592. Disponível em: <<http://www.revistas.usp.br/eav/article/view/9403/10971>>. Acesso em: 02/09/2015.

BDEP. Produção de Petróleo e Gás Natural por campo. Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=441>>. Acesso em: 15/07/2015

BDEP. Produção de Petróleo por Estado (2000-2009). Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=421>>. Acesso em: 15/07/2015

BDEP. Produção de Gás Natural por Estado (2000-2014). Rio de Janeiro, RJ, Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=422>>. Acesso em: 15/07/2015

QUANDL FINANCIAL AND ECONOMICAL DATA. **Europe Brent Crude Oil Spot Price FOB**. Disponível em: <<https://www.quandl.com/data/DOE/RBRTE-Europe-Brent-Crude-Oil-Spot-Price-FOB>>. Acesso em: 12/09/2015.

STRATEGY&. **2015 Oil and Gas Trends**. Disponível em: <<http://www.strategyand.pwc.com/perspectives/2015-oil-gas-trends>>. Acesso em: 15/08/2015

WINTER W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B., 2007. Bacia de Campos. In: MILANI, E.J., 2007. Boletim de Geociências da Petrobrás–v. 15, n. 2, maio/nov.– Rio de Janeiro, RJ, Brasil. p.386

ERTEKIN, Tuncay; ABOU-KASSEM, Jamal H.; KING, Gregory R.. **Basic applied reservoir simulation**. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, 2001.

TORI, Romero; KIRNER, Claudio; SISCOOTTO, Robson. **Fundamentos e Tecnologia de Realidade Virtual e Aumentada**. [S.L.]: Editora SBC – Sociedade Brasileira de Computação, 2006. 308-316 p.

ROSA, Milena Cristina. Modelo Petrofísico 3D do "Arenito Namorado" no Campo de Namorado - Bacia de Campos,RJ. Rio Claro - SP, dez. 2011. Disponível em: <http://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/120870/rosa_mc_tcc_rcla.pdf?sequence=1>. Acesso em: 15/08/2015.

ANP. **Bacia de Campos – 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=77043>>. Acesso em: 24/08/2015.

NETO, José Benedito Ortiz; COSTA, Armando João Dalla. **A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário**. Revista Brasileira de Economia, Rio de Janeiro, v. 61, n. 1, p. 95-109, jan./mar. 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0034-71402007000100006&script=sci_arttext>. Acesso em: 26/09/2015.

DIÁRIO PRÉ SAL. **Recordes em completação e perfuração**. Disponível em: <https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/petrobras_recordes-da-petrobras-em-completacao-e-perfuracao-exploratoria-no-mar-01-09-2009.jpg>. Acesso em: 12/09/2015.

PETROBRAS. **Tipos de Plataformas.** Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 01/08/2015.

SEETHEPALLI, A.; ADIBHATLA, B.; MOHANTY, K.K. **Wettability Alteration During Surfactant Flooding of Carbonate Reservoirs.** Apresentado no SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 17-21 April, 2004. SPE-89423-MS

GUARDADO, L.R.; LUCCHESI, C.F.; **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A model for a Producing Atlantic Type Basin.** In: EDWARDS, J.D. & SANTAGROSSI (ed), P.A., 1989. Divergent/Passive Margin Basin. AAPG Memoir 48, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 252p.

PETROBRAS. **Fatos e Dados – Prêmio Offshore Technology Conference 2015** Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/recebemos-o-premio-offshore-technology-conference-2015.htm>>. Acesso em: 11/10/2015.

DIÁRIO DO PRÉ-SAL. **O que é pré-sal.** Disponível em: < https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/petrobras_recordes-da-petrobras-em-completacao-e-perfuracao-exploratoria-no-mar-01-09-2009.jpg>. Acesso em: 11/10/2015.