



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

PRISCILA SIQUEIRA DE GOUVEIA

**ESTUDO DA VALORAÇÃO E EXPLOTAÇÃO DE UMA
NOVA JAZIDA PETROLÍFERA**

NATAL – 2012

Priscila Siqueira de Gouveia

**ESTUDO DA VALORAÇÃO E EXPLOTAÇÃO DE UMA NOVA JAZIDA
PETROLÍFERA**

*Projeto final submetido ao
corpo docente do curso de
Engenharia de Petróleo da
Universidade Federal do Rio
Grande do Norte como parte
integrante dos requisitos
necessários para a obtenção
do grau de Engenheiro de
Petróleo.*

Aprovado em 11 de junho de 2012.

Prof. Dr. Wilson da Mata
Orientador – UFRN

Prof. Ph. D. Tarcílio Viana Dutra Junior
Membro Interno – UFRN

Prof. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Membro Interno – UFRN

RESUMO

A exploração de campos de petróleo tem ocupado posição de destaque no atual contexto econômico mundial. Temas de destaque são o alto preço do petróleo, reservas declinantes e instabilidade política nas principais regiões produtoras. Este trabalho objetiva o estudo da valoração e exploração de uma nova jazida petrolífera hipotética. O modelo do reservatório estudado foi desenvolvido utilizando-se um simulador numérico do tipo *black oil*, levando em consideração os parâmetros determinados pelo projeto inicial, similares às heterogeneidades encontradas em reservatórios reais. Com o modelo do reservatório implementado, foi proposto o modelo matriz, com um poço apenas produzindo, e 4 modelos modificados através da adição de poços produtores e injetores. Foram simuladas situações diversas de tempo de produção e de injeção, totalizando um tempo de 20 anos de estudo da exploração e valoração. Projetos de injeção de água foram propostos para estes modelos modificados a fim de recuperar a pressão do reservatório e a produtividade dos poços. Os resultados foram obtidos por simulação numérica e as alternativas de projeto foram comparadas economicamente pelo critério do valor presente líquido (VPL). Ao final de 10 anos de recuperação suplementar, com um esquema de injeção periférica com 17 poços, sendo 9 produtores e 8 injetores, obteve-se uma recuperação final de 57% e VPL estimado em 322 milhões de dólares para uma projeção de preço final do barril de petróleo em 70 dólares.

Palavras-chave: Simulação numérica de reservatórios, Injeção de água, Análise econômica.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABELAS	vi
LISTA DE SÍMBOLOS	vii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA	1
1.2 OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	7
2. ENGENHARIA E SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	8
2.1 PRODUÇÃO PRIMÁRIA	8
2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR	9
2.3 INJEÇÃO DE ÁGUA	9
2.4 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	11
3. MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO	12
3.1 HISTÓRICO DA PRODUÇÃO PRIMÁRIA	18
3.2 INJEÇÃO DE ÁGUA PARA RECUPERAÇÃO DA PRODUÇÃO	19
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	20
5. ANÁLISE ECONÔMICA E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS.....	25
6. CONCLUSÕES	27
REFERÊNCIAS	28

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema da injeção periférica.....	10
Figura 2: Representação da discretização do reservatório.	13
Figura 3: Viscosidade do óleo <i>versus</i> Pressão no reservatório.....	15
Figura 4: Localização dos poços no campo.	16
Figura 5: Curva de permeabilidade relativa óleo/água <i>versus</i> saturação de água.....	17
Figura 6: Permeabilidade relativa ao gás <i>versus</i> Saturação de Líquido.....	18
Figura 7: Distribuição dos poços no Projeto Matriz.....	20
Figura 8: Distribuição dos poços no Projeto 1.....	20
Figura 9: Distribuição dos poços no Projeto 2.....	21
Figura 10: Distribuição dos poços no Projeto 3.....	21
Figura 11: Distribuição dos poços no Projeto 5.....	21
Figura 12: Distribuição dos poços no projeto 6.....	22
Figura 13: Produção de óleo para os modelos analisados.....	22
Figura 14: Fator de recuperação para o modelo de produção convencional e o modelo com injeção de água.....	23
Figura 15: Produção de água no campo.....	24
Figura 16: RAO do campo para os projetos analisados.....	25

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Malha de simulação.....	14
Tabela 2: Propriedades da rocha.....	14
Tabela 3: Propriedade dos fluidos.....	14
Tabela 4: Análise PVT do reservatório.....	15
Tabela 5: Custos de CAPEX e OPEX.	26
Tabela 6: VPLs dos projetos.....	27

LISTA DE SÍMBOLOS

O/A – contato óleo / água;

SIGLAS E ABREVIATURAS

CAPEX – Custos operacionais;

OPEX – Custos de investimento;

PVT – Pressão/volume/temperatura;

RAO – Razão água/óleo;

RGO – Razão gás-óleo;

VPL – Valor presente líquido;

VOIP – volume de óleo in place.

1. INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA

Petróleo e gás são formados a partir do acúmulo de materiais orgânicos, normalmente plâncton e outras formas microscópicas, em ambientes aquáticos, normalmente mares rasos. Por este motivo, a busca por hidrocarbonetos começa a partir da pesquisa de sedimentos depositados há milhões de anos (COSTA, A. P.).

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Não se pode prever onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração.

Quando se descobre o local propício à retirada dos fluidos acumulados inicia-se a perfuração de poços exploratórios para a produção dos hidrocarbonetos presentes em um reservatório. Ao longo do tempo de produção desses fluidos, ocorre a depleção de reservatórios devido ao fato de o reservatório estar sendo produzido sob a ação de mecanismos primários de produção, ou seja, com a produção impulsionada apenas pela energia própria existente, sem nenhuma intervenção. Isso resulta, na grande maioria dos casos, em altas razões gás/óleo (RGO) e baixas vazões de produção. Consequentemente, a recuperação primária do óleo existente nestas acumulações, em geral, não ultrapassa 20% do volume original *in place*.

Para a formação de um reservatório de hidrocarbonetos, os materiais orgânicos depositados devem passar por três etapas importantes: primeiramente estes devem ser enterrados sob quilômetros de areia e lama, sofrerem alterações químicas mediante o calor da Terra e as elevadas pressões subterrâneas, migrar da rocha-mãe, na qual se formaram, para uma rocha porosa, chamada rocha

reservatório, normalmente constituída de arenito ou calcário. Este armazenamento só é possível se o petróleo ou gás forem confinados por uma rocha impermeável, chamada trapa, que promova o bloqueio, mesmo nas condições elevadas de pressão, evitando sua migração para a superfície. Por isto, não é suficiente se ter todas as condições necessárias para a formação do petróleo se não há meios de aprisioná-lo, deixando que este permeie, resultando na não formação do reservatório. Em casos de poços profundos, a possibilidade de se encontrar gás é maior, pois este é proveniente do alto grau de calor e do alto nível de pressão, tendo sido um dia petróleo, e transformando-se em gás, mediante essas condições (COSTA, A. P.).

Podem existir vários tipos de reservatórios, para as mesmas condições de formação, como vistas anteriormente. Alguns são camadas planas de rochas, bem definidas, ou um conjunto de camadas com formas peculiares: curvas, como uma colher invertida, ou fraturados e inclinados, com semelhança a pedaços de gelo que afloram sobre a superfície de um mar congelado (*icebergs*), dentre outras formas (COSTA, A. P.).

Após o conhecimento do tipo de reservatório, é preciso perfurar o poço com o objetivo de explorá-lo. A perfuração de um poço de petróleo consiste em proporcionar a exploração de óleo e gás contidos em reservatórios, rochas sedimentares porosas com propriedades físicas e químicas muitas vezes desconhecidas. Para isto, são imprescindíveis estudos de perfilagem - um método de amostragem indireta que permite medições de grandezas físicas, predizendo a viabilidade econômica ou não de um poço, através de perfis sônicos (sensoriamento remoto) ou da inserção de sensores no poço – ou quando necessário, da amostragem de testemunhos, técnica mais precisa e mais cara que a citada anteriormente. Através desses estudos é possível detalhar os parâmetros relevantes ao reservatório e materiais (sondas) utilizados na perfuração do poço para sua consequente exploração. Esses estudos são importantes, pois não há muitas premissas comprovadas sobre o desenvolvimento dos reservatórios de petróleo e gás, formados há 200 ou 300 milhões de anos atrás (COSTA, A. P.).

Para que haja produção de fluidos no poço perfurado é necessário que outro material venha a substituir o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos.

De um modo geral a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais: (1) a descompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso) e (2) o deslocamento de um fluido por outro fluido (por exemplo, a invasão da zona de óleo pela água de um aquífero). Ao conjunto de fatores que fazem desencadear esses efeitos dá-se o nome de mecanismos de produção de reservatórios (ROSA, 2010).

São três os principais mecanismos de produção de reservatórios: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. Os dois primeiros são mecanismos exclusivamente de reservatórios de óleo, enquanto o mecanismo de influxo de água pode ocorrer também em um reservatório de gás. Existe ainda o que se chama de mecanismo de segregação gravitacional.

Após a perfuração e completação do poço, este se encontra pronto para produzir os hidrocarbonetos presentes no reservatório. Os fluidos contidos no reservatório devem dispor de certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia, que recebe o nome de energia natural ou primária, é o resultado de todas as situações pelas quais a jazida passou até se formar completamente. Nestas circunstâncias teremos um poço surgente, ou seja, os fluidos contidos na rocha têm certa quantidade de pressão dentro do reservatório, migrando facilmente para o poço a fim de aliviar a pressão do reservatório. Caso o reservatório não apresente pressão suficiente para que o poço seja surgente, é necessário empregar algum método que estimule a produção. Estes podem ser métodos de elevação ou de recuperação. Caso o hidrocarboneto migre até o poço, mas não tenha pressão para alcançar a superfície, emprega-se um método de elevação, que pode ser, dentre outros:

- Bombeio mecânico com hastes (BM);
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP);
- Gás lift – contínuo ou intermitente – (GLC ou GLI);

Ao perfurar um poço, se os hidrocarbonetos presentes no reservatório não migrarem para o poço, existem algumas possibilidades de problemas, dentre outros:

- Pode existir um obstáculo físico que impede a passagem dos fluidos, como porosidade muito baixa da rocha reservatório;
- Os hidrocarbonetos presentes no reservatório podem ser muito viscosos, e por isso não conseguem escoar até o poço;

Neste caso, faz-se necessário o emprego de métodos de recuperação que possibilitem a extração dos hidrocarbonetos. Para a existência de um obstáculo físico, como baixa porosidade, o emprego da técnica de acidificação pode auxiliar na resolução do problema, uma vez que com esta técnica podem ser abertos caminhos para a passagem do fluido através do aumento do diâmetro dos poros. Se o problema para a produção dos hidrocarbonetos for alta viscosidade, algumas técnicas são empregadas com sucesso a fim de diminuir a viscosidade de misturas de hidrocarbonetos. Uma delas é a injeção de fluidos quentes, onde se usa água ou vapor. Este último apresenta maior eficácia para o objetivo proposto porque ele apresenta, além do calor sensível, comum à água quente, calor latente da mudança de fase, que libera mais energia, podendo ser transmitida aos fluidos contidos no reservatório. A injeção de vapor é amplamente empregada no Nordeste do Brasil, onde grande parte dos reservatórios apresenta hidrocarbonetos de alta viscosidade.

A Engenharia de reservatórios é responsável pelo estudo de campos de petróleo, prevendo o volume de óleo e de gás *in place*, o volume recuperável destes hidrocarbonetos, a variação de pressão e, como consequência, a viabilidade econômica da exploração deste campo. É responsabilidade também da Engenharia de reservatórios a previsão da necessidade de implantação de métodos de recuperação suplementar, forma de incrementar a energia dentro do reservatório e, conseqüentemente, a produção de fluidos.

Para se estudar uma possível exploração de um campo petrolífero é necessária a utilização de programas computacionais que realizam simulações. Estas simulações se baseiam nas propriedades das rochas e dos fluidos para realizar previsões de vazão, produção, variação de pressão, entre outras propriedades, que possibilitam a avaliação da viabilidade econômica de um projeto.

A depleção de reservatórios de petróleo ocorre inevitavelmente ao longo do tempo quando estes se encontram sob a ação de mecanismos de recuperação primária, ou seja, com a produção impulsionada apenas pela energia própria

existente, sem nenhuma intervenção externa. Isso resulta, na grande maioria dos casos, em altas razões gás-óleo (RGO) e baixas vazões de produção. Consequentemente, a recuperação primária do óleo existente nestas acumulações, em geral, não ultrapassa 20% do volume original *in place* para campos de óleo leve e 10% para campos de óleo pesado.

Situação semelhante ocorre com os campos recém-descobertos, que não chegam a produzir, ou produzem com baixa rentabilidade, por isso o volume de hidrocarboneto existente não é atrativo para grandes empresas. Esses campos são definidos como campos marginais, isto é, campos que estão próximos de atingir seu limite econômico, por qualquer razão técnica ou econômica.

De acordo com estudos econômicos realizados sobre a produção de petróleo, um aumento de 1% no fator de recuperação dos campos maduros terrestres brasileiros pode incorporar até 150 milhões de barris de reservas de óleo.

A crescente demanda por petróleo e seus derivados e seu aumento de preço em todo o mundo, só tende a acelerar o quadro geral de busca por este produto, vital para a vida da sociedade moderna. As projeções apontam a permanência do petróleo como a principal fonte primária de energia por cerca de duas décadas.

Dentro deste cenário de favorecimento a implementação de novas tecnologias em campos maduros impulsionada pela alta do preço do barril de petróleo, os métodos terciários e secundários são bastante utilizados como forma de aumentar esses fatores de recuperação. Inicialmente, um reservatório só é capaz de produzir por energia primária, e os fatores de recuperação devido a este mecanismo ficam em torno de 15%. Com o emprego de métodos secundários de recuperação e a utilização de técnicas de otimização um reservatório pode aumentar bastante seus volumes recuperados, cerca de 20% de óleo adicional (CÂMARA, 2004).

Os métodos de recuperação secundária, inicialmente assim denominados por atuarem cronologicamente em uma etapa posterior à produção primária, conhecidos também como Métodos Convencionais de Recuperação, foram historicamente concebidos para gerenciar a pressão do reservatório e estabilizá-la, baseados na ideia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios (THOMAS, 2004). A injeção de água no reservatório é a

principal técnica desta categoria e tem por finalidade manter e/ou elevar os níveis de pressão no reservatório, além de promover o deslocamento imiscível do óleo no meio poroso pelo fluido injetado.

Além da baixa pressão, outros aspectos mais críticos do fluxo dos fluidos nos meios porosos podem ser considerados, havendo necessidade de injeção de fluidos que incrementem outra propriedade ao reservatório, além do deslocamento do óleo e repressurização do reservatório, promovidos pelos Métodos Convencionais de Recuperação. Nesse contexto, visando agir sobre os variados processos que contribuem para a retenção exagerada de óleo no reservatório, surgiram os Métodos Especiais de Recuperação, antes conhecido como método terciário também por razões cronológicas, assim como os métodos de recuperação secundária. Como exemplo, podem ser citados os métodos térmicos, indicados para campos de óleos pesados e que agem na redução da viscosidade do óleo e favorecem a sua mobilidade.

Feitas as considerações em que a injeção de água não é aplicável, esta consiste no método de recuperação suplementar mais utilizado no mundo e o que contribui com a maior parcela de aumento da produção e reservas. Segundo Pizzaro (2002), somente nos Estados Unidos da América, cerca de 50% da produção de óleo são creditados a esse método. Em 1955, a injeção de água já contribuía com mais de 10% da produção norte-americana, estimada em 1 milhão de metros cúbicos por dia.

Diversas são as técnicas existentes para a previsão de comportamento de reservatórios. Uma delas, a simulação numérica, recebe destaque por ser capaz de resolver problemas que não são solucionáveis por nenhum outro método. São ideais para o acompanhamento de campos de petróleo e para a avaliação e comparação do desempenho de reservatórios sujeitos às mais diversas estratégias de recuperação suplementar, podendo estudar, por exemplo, a localização ótima dos poços para a implantação de programa de injeção de água. Os simuladores numéricos podem incorporar em sua análise as diversas condições operacionais existentes na prática, além de serem capazes de descrever o reservatório em termos de suas propriedades físicas e dos fluidos *in situ* de forma bastante precisa.

Associado a qualquer análise de simulação numérica deve haver uma avaliação econômica acompanhando os estudos realizados. Não menos importante do que a previsão da produção dos fluidos ao longo da vida do campo é a contabilização de todos os gastos decorrentes do plano de desenvolvimento adotado, como os custos operacionais e os investimentos iniciais. Assim, a escolha da melhor estratégia para o desenvolvimento de um campo deve sempre ser apoiada em uma avaliação econômica, garantindo assim que não serão produzidos volumes cujos gastos associados sejam maiores do que as receitas por eles gerados.

No intuito de relacionar o assunto deste trabalho com os conteúdos abordados nas disciplinas podemos citar:

- Métodos de Recuperação Suplementar: foi possível verificar através da simulação o efeito da injeção de água nos poços, quando este efeito foi constatado na disciplina através de cálculos;
- Simulação numérica de reservatórios: esta foi a principal disciplina abordada no desenvolvimento deste trabalho, pois os princípios de utilização do simulador foram aprendidos nesta disciplina.
- Análise econômica de projetos: fez parte deste trabalho a realização da análise econômica do projeto a fim de analisar o projeto que apresenta melhor VPL, conteúdo estudado na disciplina.

1.2 OBJETIVOS E METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho consiste no estudo de valoração e exploração de uma nova jazida petrolífera. Diversos arranjos dos poços de injeção no campo são sugeridos e testados, resultando na escolha do melhor projeto de recuperação. Através da avaliação dos dados geológicos do campo a ser explorado, foram feitas simulações utilizando o simulador "*Black oil*" IMEX da CMG a fim de realizar as seguintes atividades:

1. Montagem do modelo geológico, especificando a rocha reservatório e o fluido, realizando ajustes do modelo aos históricos de produção de óleo, gás e água,

- pressão, entre outros, assim como estimativa do mecanismo de produção atuante no reservatório em questão (aquífero, gás em solução ou capa de gás);
2. Geração de curvas de produção primária do reservatório (óleo, gás e água, suas acumulações e o fator de recuperação;
 3. Propor desenvolvimento do campo com análise econômica do projeto proposto, incluindo, se necessário, método de elevação artificial e métodos de recuperação suplementar;
 4. Analisar, em bases econômicas e sob a legislação vigente, o escoamento e processamento dos fluidos produzidos (óleo, água e gás), propondo possíveis soluções para a utilização da água produzida.

2. ENGENHARIA E SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

2.1 PRODUÇÃO PRIMÁRIA

As acumulações de petróleo possuem, na época da sua descoberta, certa quantidade de energia denominada energia primária. A grandeza dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. No processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares no meio poroso. O consumo de energia primária reflete-se principalmente do decréscimo de pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços (ROSA *et al.*, 2006).

Dentre as formas de prover pressão ao reservatório que está sendo explotado existe a injeção de fluidos em poços selecionados. Para que este método

seja utilizado é necessário que o incremento de produção causado pelo projeto de injeção possibilite a viabilidade econômica do mesmo.

2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR

A quantidade de óleo que pode ser retirada de um reservatório unicamente ocasionada pela sua energia natural é chamada de recuperação primária. Já a recuperação secundária consiste na quantidade adicional de óleo obtida por suplementação da energia primária com energia secundária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente. Por extensão chama-se também de recuperação secundária às operações que conduzem à obtenção dessa quantidade adicional de óleo, além daquela proporcionada pela recuperação primária. Os objetivos básicos dos métodos de recuperação secundária são o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção (ROSA *et al.*, 2006). Um dos métodos convencionais de recuperação secundária mais comuns é a injeção de água.

2.3 INJEÇÃO DE ÁGUA

A injeção de água tem como objetivo o deslocamento do óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores e a ocupação do espaço vazio deixado por ele. Esse método de recuperação aumenta o percentual recuperável das reservas em relação à recuperação primária (ROSA *et al.*, 2006).

Na seleção do projeto de injeção tem-se grande liberdade em relação à escolha da disposição dos poços produtores e injetores ao longo da área do reservatório. O esquema é selecionado levando em consideração a viabilidade técnica e econômica do projeto, além das características físicas do meio poroso e dos fluidos *in situ*. Esta escolha deve proporcionar o maior incremento da produção e ao mesmo tempo compensar os investimentos e custos associados.

O método de recuperação suplementar através da injeção de água é utilizado em todo o mundo. Os esquemas de injeção podem ser organizados em duas categorias principais: injeção periférica e injeção em malhas.

A injeção periférica tem aplicação em reservatórios de estrutura anticlinal. Esta técnica de injeção tenta reproduzir o comportamento de um reservatório com mecanismo de produção por influxo de água ou capa de gás. Um aspecto interessante da injeção de água é a possibilidade de conversar de poços produtores em injetores. Essa necessidade surge quando a razão água/óleo do poço torna-se muito elevada, o que pode levar a atingir o limite econômico do projeto. Este método apresenta uma vantagem em relação aos outros métodos de recuperação suplementar: alto desempenho com os menores volumes de água recuperáveis.

Na injeção em malhas têm-se poços produtores e injetores uniformemente distribuídos em toda a área do reservatório. O fluido deslocante é injetado na própria zona de óleo, alterando drasticamente a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no reservatório. Eles são aplicados em reservatórios com grandes áreas e pequenas inclinações e espessuras. Um esquema de malha de injeção foi testado com sucesso, levando em consideração o poço produtor previamente existente: injeção periférica. A Figura 1 ilustra esse esquema de injeção.

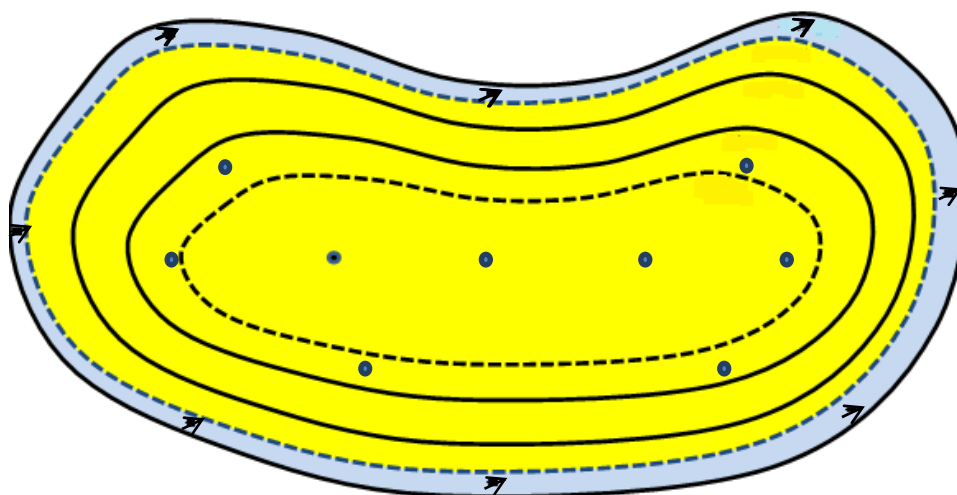


Figura 1: Esquema da injeção periférica.

2.4 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo. Cabe ao engenheiro de reservatórios a elaboração de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento de campos produtores visando atingir um objetivo pré-estabelecido, considerando restrições físicas, operacionais e econômicos. A solução deste problema é função das características geológicas do reservatório e do sistema de produção do campo. Ambos apresentam um elevado número de variáveis que influenciam a tomada de decisão: propriedades da rocha e dos fluidos, número de poços, posicionamento dos poços (espaçamento entre eles), condições de operação, sistema de injeção de fluidos para recuperação suplementar, número de sondas, entre outros. Devido a este número muito grande de variáveis não é possível analisar todas as combinações possíveis, mas podem-se estabelecer critérios e metodologia de análise do problema que possibilitem a obtenção de soluções bastante satisfatórias (CASTIÑEIRA, 2008).

Considerando a complexidade dos reservatórios reais, surge a necessidade de utilização da simulação numérica, pois ela permite a obtenção de uma previsão do comportamento do reservatório com base em um modelo geológico previamente construído utilizando diversos parâmetros gerados durante a caracterização do campo. Com a utilização da simulação numérica pode-se planejar estratégias para campo em estágio inicial de desenvolvimento assim como para a reestruturação de estratégias para campos já em produção. Através dessa ferramenta o engenheiro é capacitado a escolher melhores estratégias de recuperação, que promovem aumento no seu fator de recuperação e melhor rentabilidade. O simulador deve ser parte do cálculo que representa matematicamente o objetivo final do projeto e é calculada com base em uma análise econômica que considera os dados de produção gerados por meio de simulação (MEZZOMO, 2001).

A simulação numérica baseia-se nos princípios da equação de balanço de materiais, tendo como diferença a consideração da heterogeneidade do reservatório e as equações de fluxo em meio poroso. Enquanto que no balanço de materiais se

usa uma única equação que descreve o reservatório como um bloco único com propriedades uniformes, a simulação numérica permite a subdivisão deste em células com propriedades diferentes e envolve a solução simultânea de um grande número de equações que representam o fluxo de fluidos no meio poroso para cada uma destas células.

Um simulador de reservatório leva em consideração também a localização dos poços de produção e injeção e as suas condições operacionais. Os poços podem ser abertos ou fechados no tempo desejado e operados sob condições e restrições variadas. Deste modo, limites de vazão de produção e de injeção ou pressão de fluxo podem ser impostos conforme desejado.

A motivação para a simulação de reservatórios encontra-se na necessidade de aumentar a economicidade de campos de petróleo e gás através de um melhor gerenciamento do reservatório. Um modelo realista do reservatório é uma ferramenta essencial no auxílio da elaboração de planos de desenvolvimento, otimização da localização e quantidade de poços produtores e injetores, avaliação de estratégias de recuperação secundária ou terciária, etc.

Segundo Ahmed (2006), a injeção periférica apresenta algumas características, como:

- Em geral resulta em um máximo de recuperação de óleo com um mínimo de água produzida.
- Resultados de injeção periférica são mais difíceis de prever, comparando-se com outros esquemas de injeção.
- A produção de quantidades significativas de água pode ser bastante atrasada.

3. MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO

Com o objetivo de avaliar a eficiência do projeto de injeção de água e seus resultados, assim como reproduzir o fenômeno físico do escoamento de fluidos em meio poroso, o modelo criado leva em consideração um certo número de

parâmetros homogêneos em todo o reservatório, como porosidade, permeabilidade, espessura das camadas, entre outros.

O reservatório é dividido em 5 camadas, sendo as 4 superiores saturadas com óleo e a inferior saturada com água. A pressão estática inicial é de 90 kgf/cm^2 , a uma profundidade de 960 metros e a temperatura média é de 66°C . O óleo que satura o meio poroso é um óleo leve, com densidade equivalente igual a $35,7^\circ\text{API}$. O volume inicial de óleo *in place* é de 1,95 milhão de m^3 std. Este reservatório representa um campo situado em terra (“*onshore*”).

A discretização do reservatório foi realizada através de uma malha de simulação de 10000 blocos, representado na Figura 2, cujas propriedades estão descritas na Tabela 1. A Tabela 2 apresenta os valores adotados para os principais parâmetros de rocha e a Tabela 3 apresenta as propriedades dos fluidos na pressão de saturação disponibilizadas no modelo inicial.

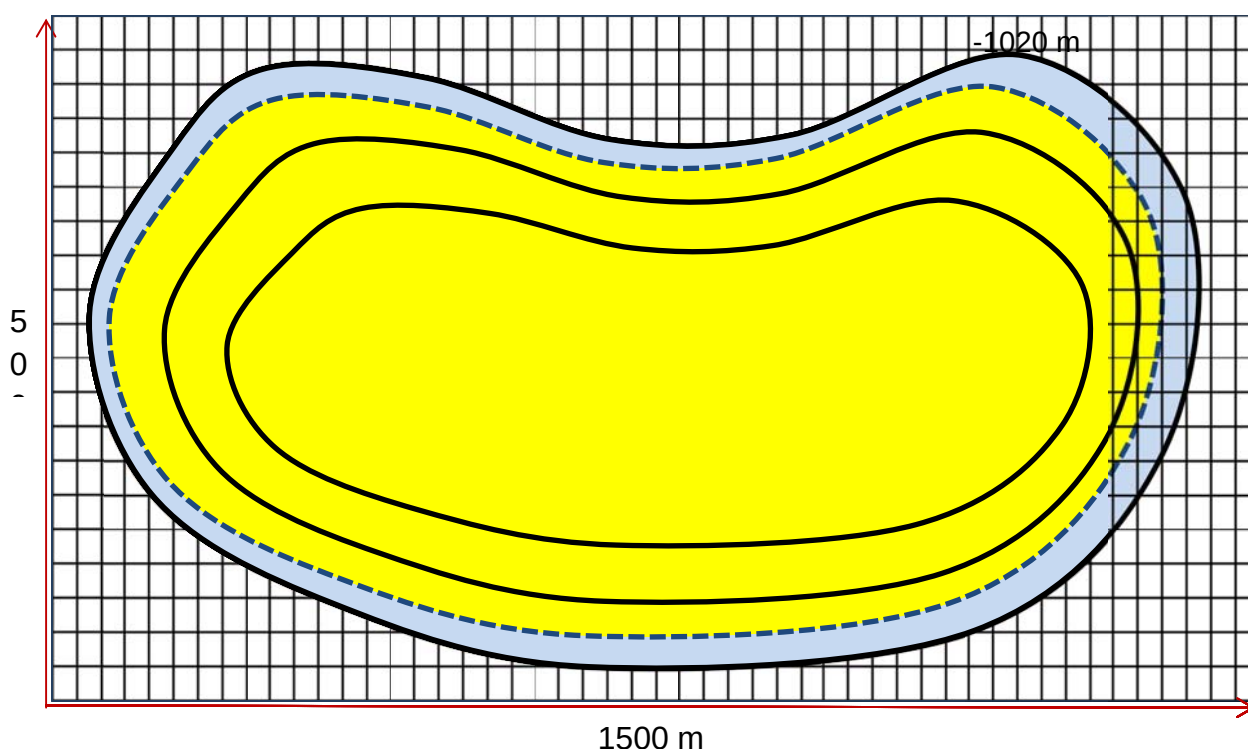


Figura 2: Representação da discretização do reservatório.

Tabela 1: Malha de simulação.

	Número de células	Comprimento da célula (m)
Direção X	50	30
Direção y	20	25
Direção z	10	5

Tabela 2: Propriedades da rocha.

Parâmetro	Valor
Porosidade Φ (%)	20
Permeabilidade i, j (mD)	100
Permeabilidade k (mD)	5
Compressibilidade $(\text{kgf/cm}^2)^{-1}$	4,27E-04

Tabela 3: Propriedade dos fluidos.

Parâmetro	Valor
Densidade ($^{\circ}\text{API}$)	35,5
Viscosidade do Óleo Morto, μ_{OD} (cP)	3,4 cP

Os dados de análise da PVT para os fluidos do campo estão disponíveis na Tabela 4:

Tabela 4: Análise PVT do reservatório

p (kgf/cm²)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Eg	μ_o cp	μ_g cp	co (kgf/cm²)⁻¹
0,3263	0,4408	1,04124	0,2698	2,5025	0,0127744	4,27E-04
0,3317	0,4421	1,04124	0,2743	2,5023	0,0127744	4,27E-04
0,3372	0,4435	1,04124	0,2788	2,5022	0,0127745	4,27E-04
0,3426	0,4448	1,04124	0,2834	2,502	0,0127745	4,27E-04
0,3481	0,4462	1,04125	0,2878	2,5019	0,0127745	4,27E-04
0,3535	0,4476	1,04125	0,2923	2,5018	0,0127745	4,27E-04
0,3589	0,4489	1,04125	0,2968	2,5016	0,0127745	4,27E-04
0,3644	0,4503	1,04125	0,3013	2,5015	0,0127746	4,27E-04
0,3698	0,4517	1,0426	0,3058	2,5014	0,0127746	4,27E-04
0,3753	0,453	1,0426	0,3103	2,5012	0,0127746	4,27E-04
0,3807	0,4544	1,0426	0,3149	2,5011	0,0127747	4,27E-04
0,3861	0,4558	1,0426	0,3193	2,501	0,0127747	4,27E-04
0,3916	0,4572	1,0427	0,3238	2,5008	0,0127747	4,27E-04
0,397	0,4585	1,0427	0,3283	2,5007	0,0127747	4,27E-04
0,4024	0,4599	1,0427	0,3328	2,5005	0,0127748	4,27E-04
0,4079	0,4613	1,0427	0,3373	2,5004	0,0127748	4,27E-04
18,6812	6,7815	1,05346	15,8137	2,0138	0,129802	4,27E-04
36,9545	14,626	1,06904	31,9857	1,6454	0,0132905	4,27E-04
55,2278	23,296	1,08678	48,8056	1,385	0,136759	4,27E-04
73,5011	32,565	1,10627	66,1836	1,1957	0,0141299	4,27E-04
91,77	42,31	1,12731	83,9826	1,0532	0,0146493	4,27E-04

A Figura 3 mostra o gráfico de viscosidade do óleo *versus* pressão no reservatório.

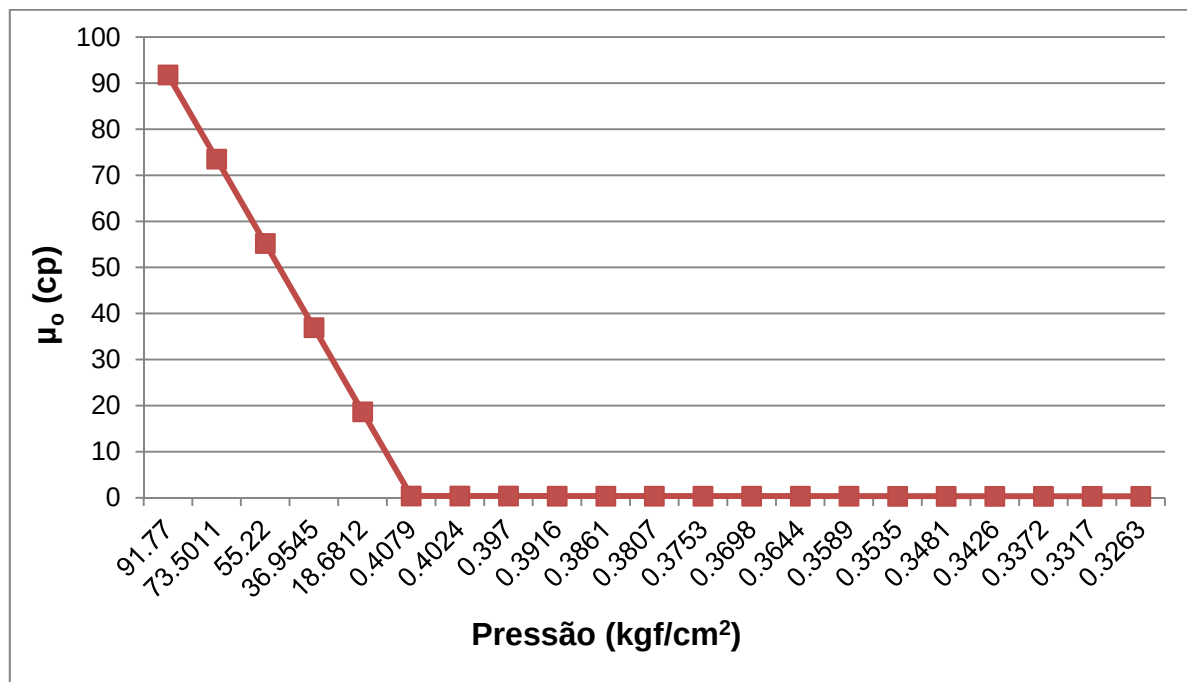


Figura 3: Viscosidade do óleo *versus* Pressão no reservatório.

Poços produtores são distribuídos ao longo da zona saturada por óleo. Para controle de poço foi fixada uma vazão de produção e/ou injeção de 100 m³/dia. O modelo do reservatório para o projeto Matriz com a localização do poço produtor é ilustrado na figura 4:

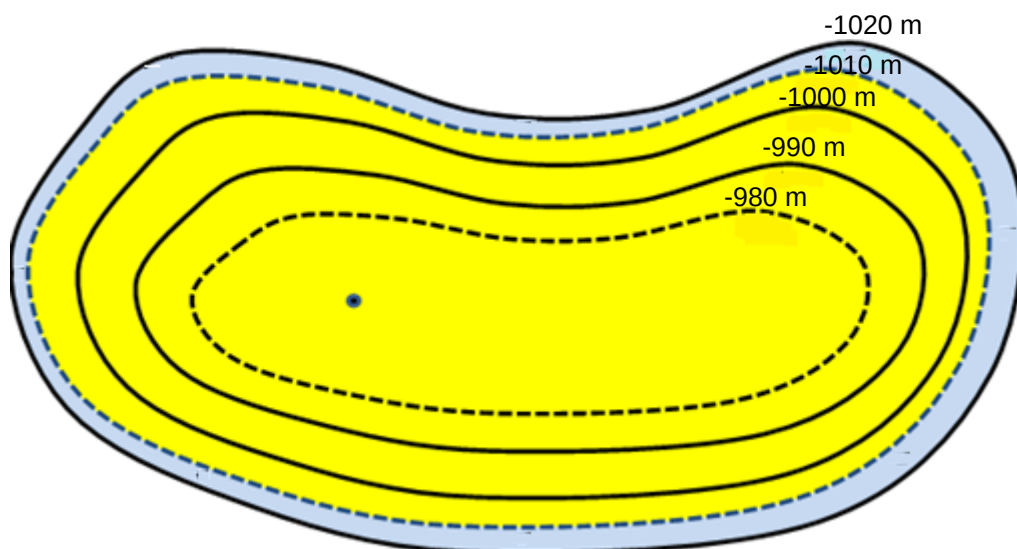


Figura 4: Localização dos poços no campo.

O gráfico das Figuras 5 e 6 mostram as curvas de permeabilidade relativa óleo/água e as curvas de permeabilidade relativa ao gás adotadas para este reservatório, respectivamente.

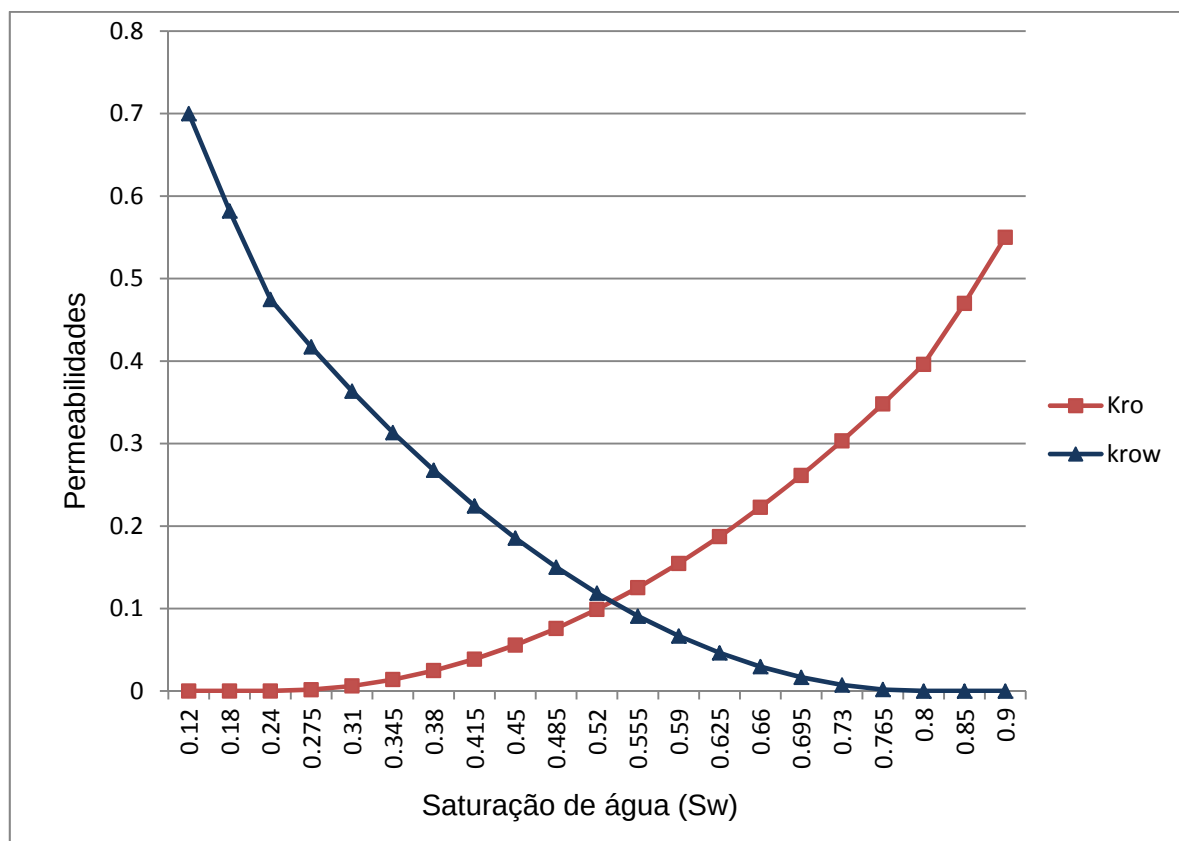


Figura 5: Curva de permeabilidade relativa óleo/água *versus* saturação de água.

A saturação de água inicial (conata) é de 12% e a saturação de óleo residual é de 23%, como pode ser observado no diagrama da Figura 4. Portanto, a faixa de mobilidade do óleo para este reservatório é limitada pelos valores de 88% (saturação inicial de óleo) e 23%.

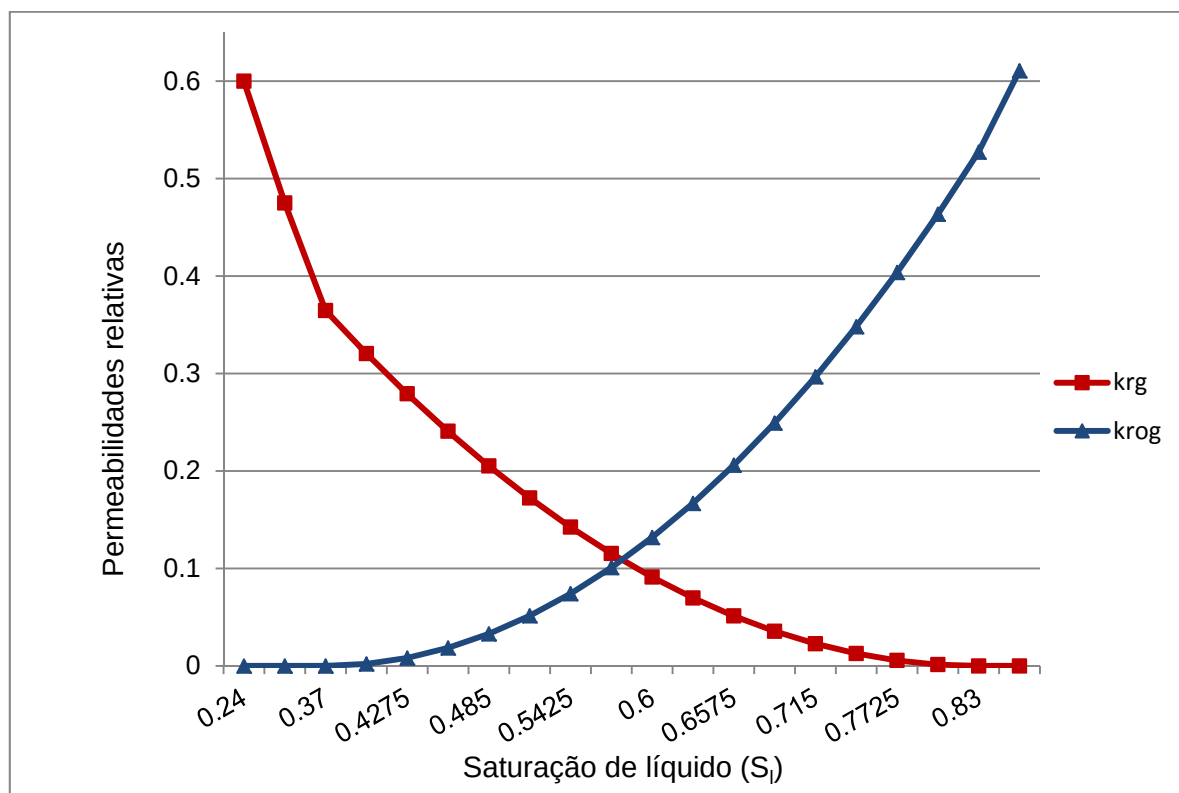


Figura 6: Permeabilidade relativa ao gás *versus* Saturação de líquido.

3.1 HISTÓRICO DA PRODUÇÃO PRIMÁRIA

Foi considerado que o campo em estudo entrou em produção no início de 2012 e produziu por energia primária até o final de 2014.

Quando a pressão começa a alcançar a pressão de saturação nas proximidades dos poços de produção, começa a atuar o mecanismo de gás em solução. A partir daí, as reduções de pressão, em vez de provocarem apenas expansões dos líquidos, provocam também a vaporização das frações mais leves do óleo. Como o gás é mais expansível que o líquido, é basicamente devido à sua expansão que ocorre o deslocamento do líquido para fora do meio poroso (ROSA *et al.*, 2006). A queda de pressão no reservatório dominado por este mecanismo de produção é muito mais atenuada que no caso inicial.

As características de queda de pressão ao longo da vida produtiva, fator de recuperação e vazões de óleo classificam o campo na categoria de campo com alto grau de exploração.

3.2 INJEÇÃO DE ÁGUA PARA RECUPERAÇÃO DA PRODUÇÃO

Os baixos níveis de produção e a acentuada depleção do reservatório durante os 3 anos de produção apontam para a necessidade de implantação de um programa de revitalização do campo através de um método de recuperação suplementar. As características de viscosidade, densidade e mobilidade do óleo descartam a necessidade de métodos especiais de recuperação para uma etapa secundária e reforçam a injeção de água como um método adequado para repressurização e deslocamento imiscível do óleo no reservatório.

São comentados a seguir os fatores que devem ser considerados na avaliação do reservatório candidato à injeção de água, aplicando-os ao caso em questão:

- **Saturação de óleo remanescente:** No final da produção primária, a saturação de óleo encontra-se entre 40 e 50%, acima dos 40% mínimos sugeridos e com valores de permeabilidade relativa próximos a 0,5. A produção acumulada até o momento representa apenas 38% do volume de óleo originalmente *in place*.
- **Densidade e viscosidade do óleo:** “Reservatórios com densidade maior que 25 °API e viscosidade menor que 30 cp são considerados bons candidatos à injeção de água” (Satter *et al.*, 2008). O óleo do reservatório é de densidade 35,7 °API, sua viscosidade é de aproximadamente 3,4 cP.
- **Litologia e propriedades da rocha reservatório:** A espessura da formação e as permeabilidades da zona de óleo não atingem valores baixos o suficiente para representarem alguma preocupação prévia. Dessa forma, os poços de injeção conseguem operar durante toda a vida produtiva com a vazão de injeção desejada sem atingir as restrições máximas de pressão de fundo impostas na especificação dos poços injetores no simulador numérico.

- **Mecanismos de produção primária do reservatório:** Reservatórios produzindo sob o mecanismo de gás em solução são geralmente os mais indicados para a injeção de água.

Por estes fatores acima mencionados, a injeção de água é considerada a prática de recuperação suplementar mais indicada para a revitalização da produção do campo aqui estudado.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os modelos de distribuição dos poços no reservatório utilizados para análise dos resultados estão representados nas figuras 7 a 11:

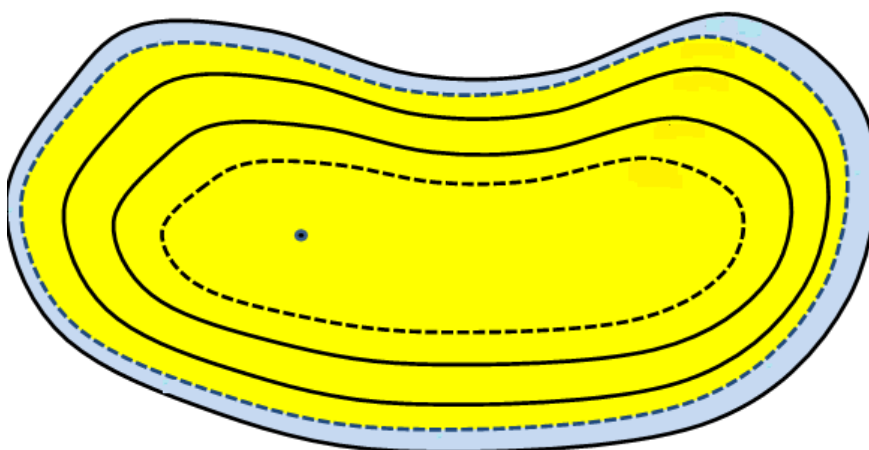


Figura 7: Distribuição dos poços no Projeto Matriz.

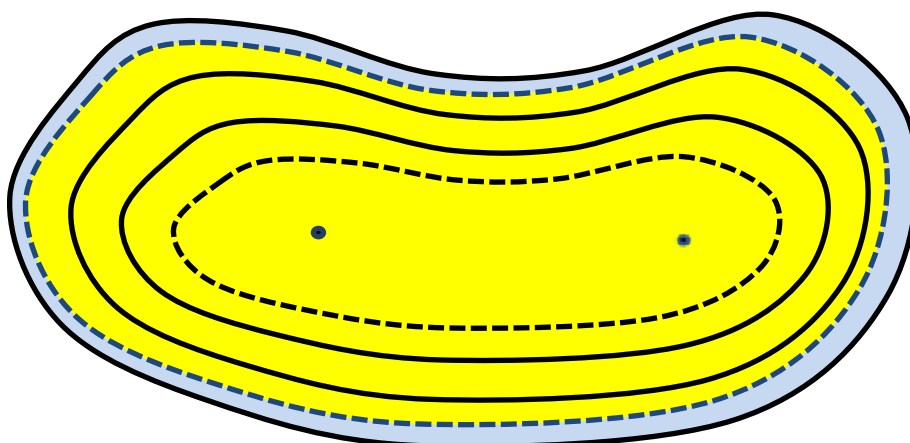


Figura 8: Distribuição dos poços no Projeto 1.

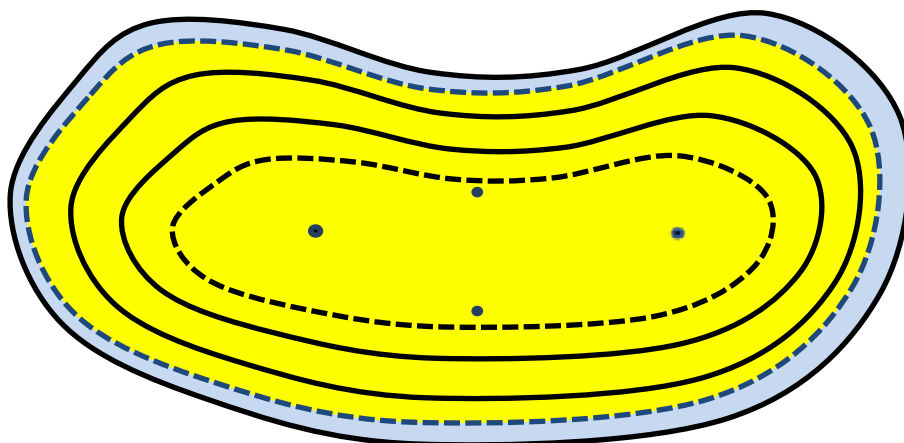


Figura 9: Distribuição dos poços no Projeto 2.

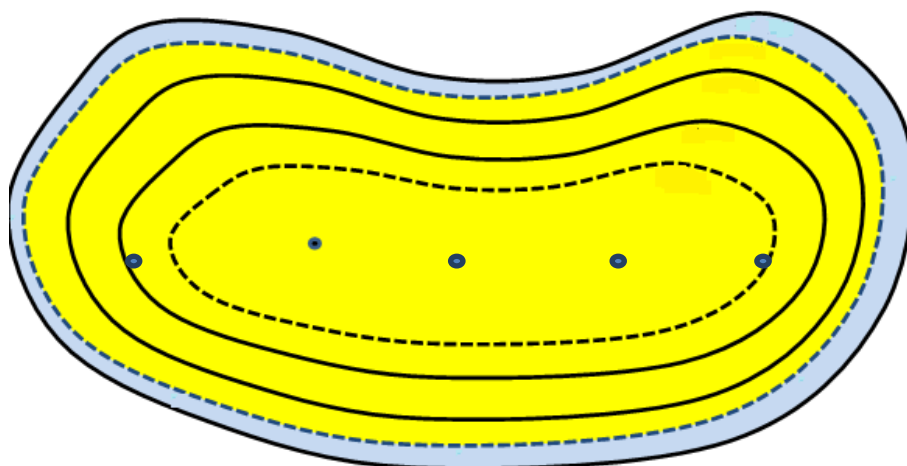


Figura 10: Distribuição dos poços no Projeto 3.

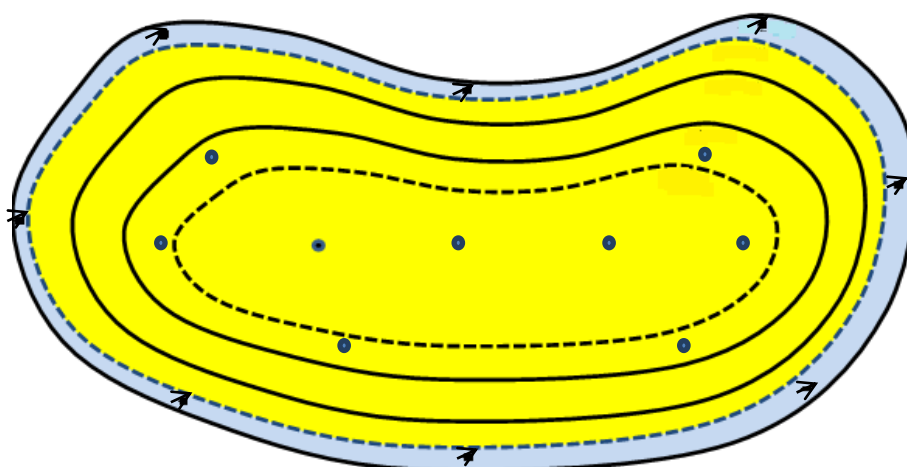


Figura 11: Distribuição dos poços no Projeto 5.

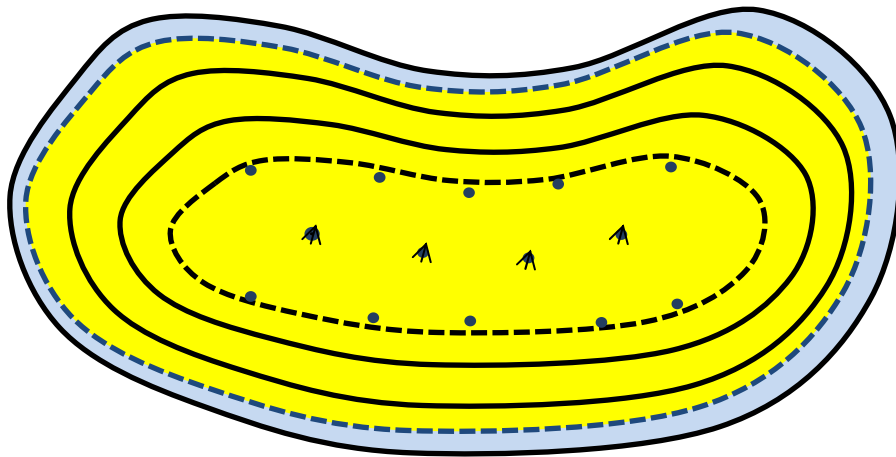


Figura 12: Distribuição dos poços no projeto 6.

Nas figuras 13 e 14 observa-se o aumento do volume recuperado de óleo e um incremento considerável no fator de recuperação, respectivamente, quando se comparam os casos de recuperação convencional com as recuperações com injeção.

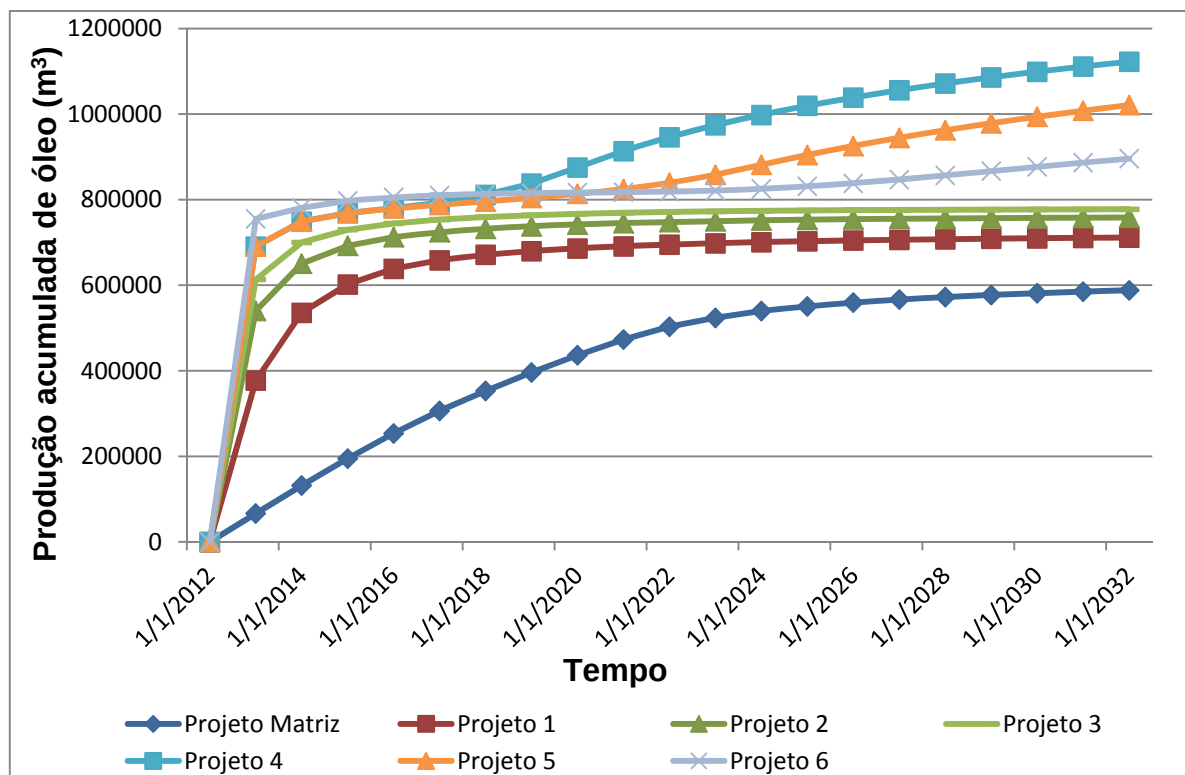


Figura 13: Produção de óleo para os projetos analisados.

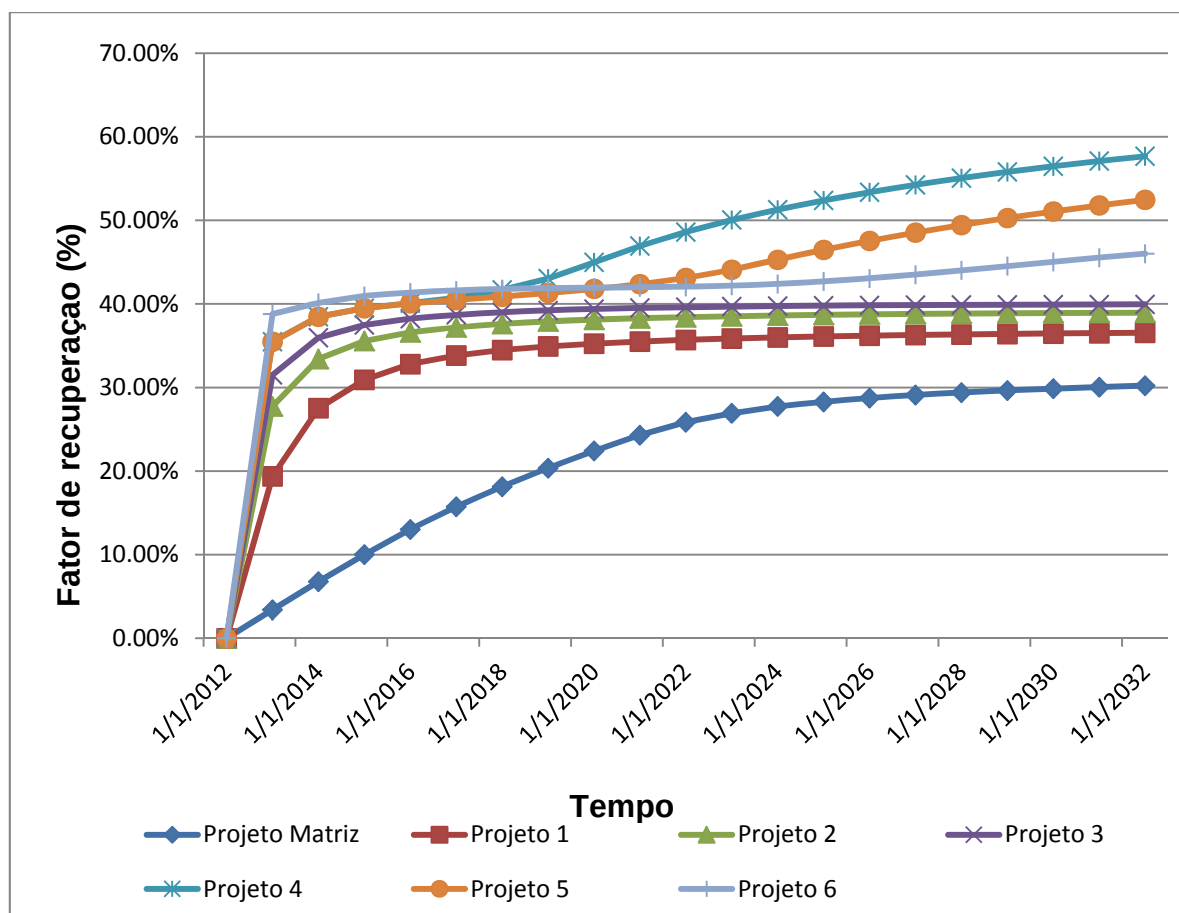


Figura 14: Fator de recuperação para o projeto de produção convencional e o projeto com injeção de água.

Os dois casos de injeção periférica (Projeto 4 e Projeto 5) apresentam resultados superiores em termos de produção de óleo e recuperação final. Desta forma, os esquemas de injeção que obtiveram incrementos notáveis na produção de óleo, demonstram ter desempenho satisfatório, devendo-se realizar análise econômica de viabilidade dos projetos. Os maiores fatores de recuperação foram obtidos para a injeção periférica com 9 poços produtores e 8 injetores. Observa-se ainda um incremento considerável no fator de recuperação quando são comparados os casos com injeção de água e os casos sem injeção de água no reservatório.

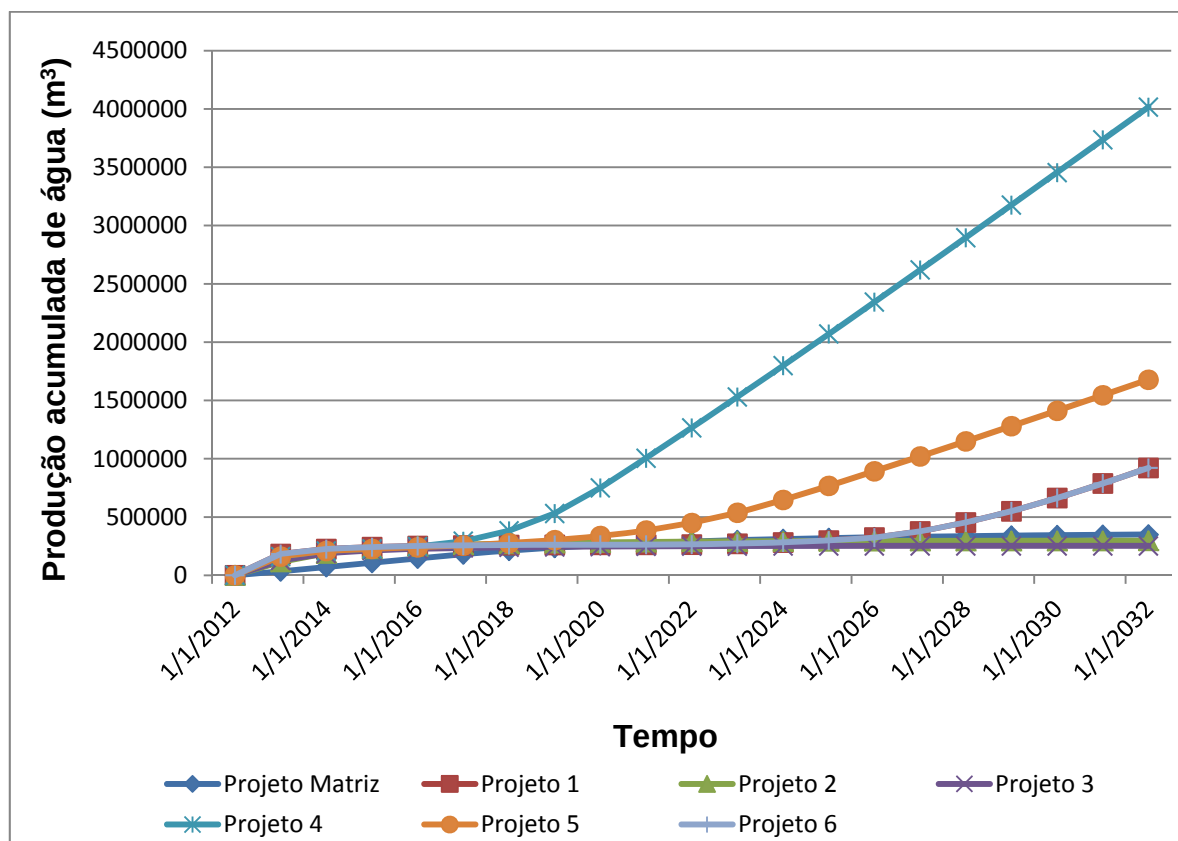


Figura 15: Produção de água no campo para os projetos analisados.

A figura 15 apresenta as produções de água para os modelos Projeto 4 e Projeto 5. Os volumes produzidos de água estão diretamente associados ao número de poços de injeção e, portanto, à vazão total de água injetada.

É importante destacar que a partir da injeção periférica tem-se uma baixa produção de água quando comparado com outros esquemas de injeção, como aqueles em malhas, que apresentam uma proporção muito superior de poços injetores em relação ao número de produtores. Na Figura 16 estão ilustradas as curvas de RAO de produção, mostrando que as produções de água para a injeção periférica apresentam baixos volumes.

Desta maneira, em situações que apresentem restrições operacionais para o tratamento de grandes volumes de água para injeção e/ou tratamento para descarte da água produzida, a injeção periférica terá destaque, podendo vir a ser a única opção viável.

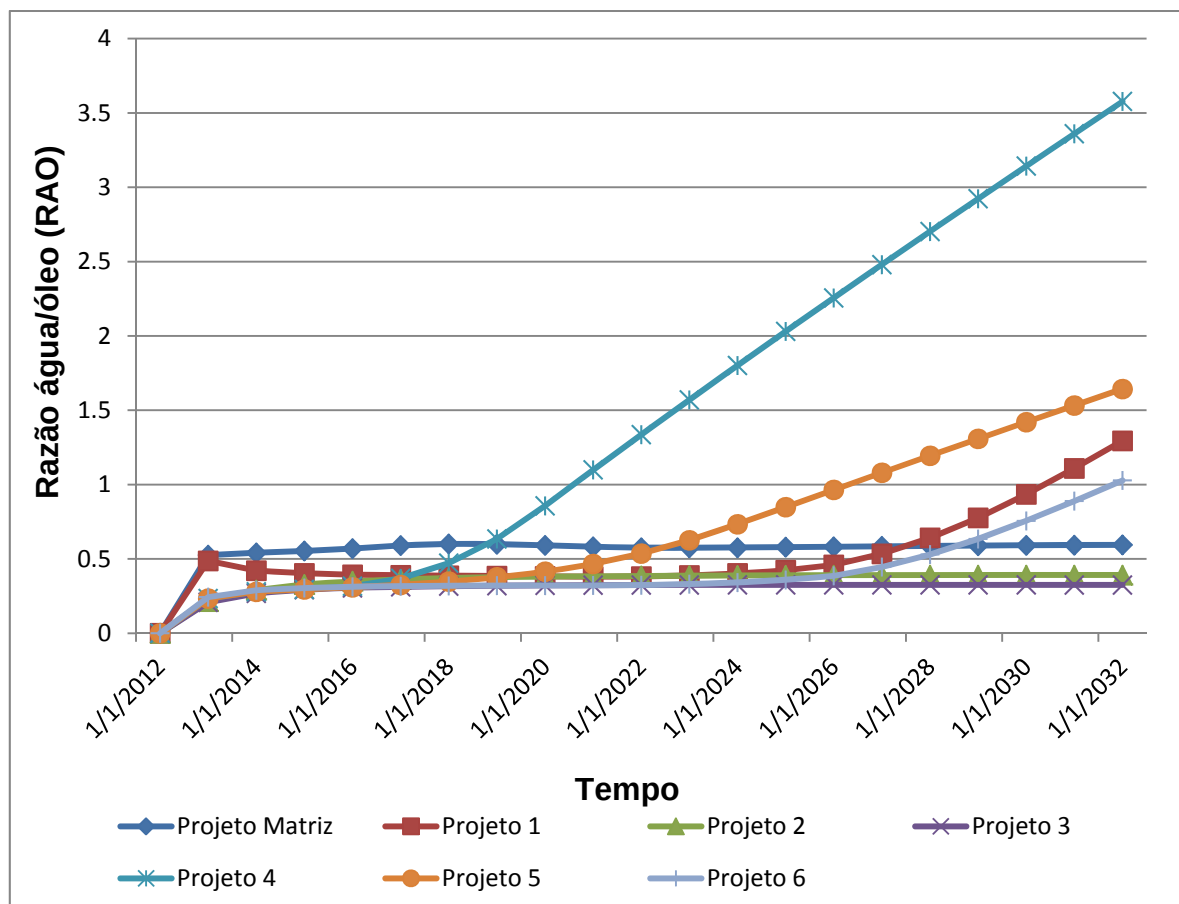


Figura 16: RAO do campo para os projetos analisados.

5. ANÁLISE ECONÔMICA E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

A previsão da produção de óleo vista de forma isolada não fornece subsídios suficientes para a tomada de decisão do projeto mais atrativo. A análise econômica é fundamental, pois leva em consideração todas as receitas, custos e despesas associadas a cada projeto, além da equivalência de valores monetários em diferentes datas. O seu objetivo neste trabalho é estudar e comparar a atratividade econômica dos projetos de injeção de água simulados e cujos resultados em termos de produção de fluidos e recuperação final foram apresentados anteriormente. O critério aqui adotado foi o do valor presente líquido

(VPL). A metodologia, os conceitos e os resultados da análise econômica empregada neste trabalho foram baseados em Castiñeira (2008).

Com o objetivo de avaliar a viabilidade das propostas de recuperação secundária através da injeção de água, os cálculos são baseados nas produções incrementais em relação à produção primária. O cálculo contabiliza os custos de operacionais (OPEX) e os custos de investimento (CAPEX). Os VPLs dos projetos são calculados para o ano de 2012. Os custos que compõem o CAPEX e o OPEX estão listados na Tabela 5:

Tabela 5: Custos de CAPEX e OPEX.

CAPEX	
Construção do poço (US\$)	1.000.000,00
Sistema de injeção de água (US\$)	200.000,00

OPEX	
Tratamento da água produzida para descarte (US\$/m ³)	3
Tratamento da água produzida para injeção (US\$/m ³)	1,5

Os resultados da análise econômica são apresentados de forma resumida na Tabela 6. O preço do petróleo é considerado fino ao longo de todo o período a 70 dólares/barril. A taxa mínima de atratividade (TMA) utilizada nos cálculos é de 15% a.a.

Observa-se que todos os projetos avaliados apresentam retorno financeiro positivo, com destaque para a injeção periférica com 9 poços produtores e 8 poços injetores, como pode ser observado na tabela 5:

Tabela 6: VPLs dos projetos.

PROJETO	VPL
Matriz	US\$ 118,9 milhões
Projeto 1	US\$ 186 milhões
Projeto 2	US\$ 230 milhões
Projeto 3	US\$ 249 milhões
Projeto 4	US\$ 322 milhões
Projeto 5	US\$ 298 milhões
Projeto 6	US\$ 294 milhões

6. CONCLUSÕES

Na tomada de decisão sobre qual projeto será empregada, necessariamente deverá haver uma conjugação dos fatores econômico e técnico. Na análise dos fatores técnicos, o Projeto 4 apresentou maior produção acumulada, assim como maior fator de recuperação. Análogos aos fatores técnicos, apesar de os outros projetos terem apresentado o valor do VPL total do projeto com grande ganho, a análise econômica mostrou que o Projeto 4 apresenta o melhor resultado dos projetos analisados. Dessa forma, avalia-se que o Projeto 4 apresenta melhor desempenho tanto em relação aos volumes recuperados de óleo como em relação à análise econômica através do valor do VPL.

REFERÊNCIAS

CÂMARA, R. J. B. **Campos Maduros e Campos Marginais – Definições para efeito refuralótico**, Tese M. Sc., Universidade Salvador, INIFACS, Salvador, BA, Brasil, 2004.

CASTIÑEIRA, P. P. **Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração**. Monografia, UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

COSTA, A. P. **Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo**. Projeto de final de curso. UFRJ. 2009.

THOMAS, J. E., **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**, 1º ed. Editora Interciência, Petrobrás, Rio de Janeiro. 2001.

AMARAL, S.E. **Introdução ao Petróleo**, 1º ed., caps. 8-1, p. 51-98, Coleção Buriti, São Paulo Editora S.A., São Paulo. 1965.

MARANHÃO, R.J.L. **Prospecção geofísica**. In: Introdução à Pesquisa Mineral, 4º ed., p. 225-240, BNB/ETENE, Fortaleza. 1989.

MEZZONO, C.C. **Otimização de estratégias de recuperação para campos de Petróleo**, Tese de M.Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2001.

PARASNIS, D.S. **Seismic methods**. In: Mining Geophysics, 2º ed., págs. 262-275, Elsevier Publishing Company, Holanda. 1970.

PETROBRAS, **Cadeia Produtiva do Petróleo**, Apostila. 2005.

<http://histpetroleo.no.sapo.pt/origem.htm>. Acesso em 22/05/2012 às 21:45h.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D., **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SATTER, A., IQBAL, G.M., BUCHWALTER, J.L. **Practical Enhanced Reservoir Engineering**. 1. Ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.