

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE
RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS NAS BACIAS DO
AMAZONAS E DO PARANÁ**

JÉSSICA MONTEIRO LIMA

MANAUS – AM
2018

JÉSSICA MONTEIRO LIMA
21456286

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE
RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS NAS BACIAS DO
AMAZONAS E DO PARANÁ**

Projeto apresentado ao Curso de Engenharia de
Petróleo e Gás como requisito final ao
desenvolvimento do Trabalho de Conclusão de
Curso – TCC.

Orientador: Prof. Msc. Suelen Nonata de Souza

Manaus, 06 / 12 / 2018

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

L732a Lima, Jéssica Monteiro
Avaliação do potencial de produção de reservatórios não convencionais nas Bacias do Amazonas e do Paraná / Jéssica Monteiro Lima. 2018
39 f.: il. color; 31 cm.

Orientadora: Suelen Nonata de Souza Marques
TCC de Graduação (Engenharia de Petróleo e Gás) -
Universidade Federal do Amazonas.

1. Reservatórios não convencionais. 2. Injeção de CO. 3. Potencial. 4. Simulação. I. Marques, Suelen Nonata de Souza II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

JESSICA MONTEIRO LIMA

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS
NÃO CONVENCIONAIS NAS BACIAS DO AMAZONAS E DO
PARANÁ**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado
a Universidade Federal do Amazonas, como
parte das exigências para a obtenção do título
de Bacharel em Engenharia de Petróleo e Gás.

Manaus, 06 de dezembro de 2018.

Aprovado em 06 de dezembro de 2018.

BANCA EXAMINADORA



Presidente da Banca Examinadora



Examinador 01



Examinador 02

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente a Deus, pela força e saúde que Ele vem me concedendo ao longo de toda a minha vida para a realização de todos os meus sonhos.

Gostaria de agradecer a todos que contribuíram de alguma maneira para a minha formação em Bacharelado em Engenharia de Petróleo e Gás, na Universidade Federal do Amazonas (UFAM).

A UFAM por ter me proporcionado o ambiente acadêmico necessário a construção de trabalhos, pesquisa e desenvolvimento de todo o conhecimento para que eu adquirisse o grau de bacharel.

Agradeço a minha família pelo apoio, especialmente os meus pais, que sempre torceram pelo meu sucesso, me aconselharam e proporcionaram todas as condições para que este sonho pudesse ser realizado.

Agradecimentos especiais vão para a minha orientadora, Suelen Nonata, pelos conselhos e orientações construtivas durante a elaboração do meu trabalho. E sobretudo ao meu professor e amigo, João Paulo Calixto, que me ajudou nessa jornada em quesitos acadêmicos e pessoais, me encorajando a nunca desistir.

Obrigada aos meus amigos, especialmente ao Anderson, por ter me encorajado em momentos de extrema dificuldade e vitais para o desenvolvimento deste trabalho, sempre dizendo palavras de conforto e me dando ânimo para continuar.

Ao atual gerente da *Computer Modelling Group Ltd. Latin American and Caribbean*, Victor Salazar, por tão gentilmente ter cedido uma licença do *software* da CMG para a realização das simulações do meu trabalho.

Muito obrigada a todos.

RESUMO

São classificados como reservatórios não convencionais os tipos de reservas de hidrocarbonetos que apresentam particularidades na exploração, emprego de tecnologias, características da rocha e tempo de produção quando comparados com reservatórios convencionais, mas que contém grande volume de petróleo a ser produzido e, nos últimos anos, vem sendo explorados de maneira economicamente viável. Porém, essas particularidades tornam a produção bastante complexa, principalmente nas tecnologias que devem ser aplicadas, não havendo, ainda, grande quantidade de pesquisas e publicações científicas sobre o assunto, sobretudo no Brasil. Dessa forma, o estudo tem como finalidade fazer uma análise e comparação do potencial de reservatórios não convencionais na Bacia do Amazonas e do Paraná com e sem injeção CO₂. Para isso, foi utilizado o *software* da *Computer Modelling Group* (CMG) para a realização das simulações com o intuito de obter modelos 2D e 3D de ambas as formações e as curvas de produção acumulada ao longo de 10 anos. Nas curvas pôde-se observar maior concentração de hidrocarbonetos na Bacia do Amazonas e melhor desempenho na produção, quando comparados com a Bacia do Paraná. Contudo, é importante destacar que, em ambos os casos, os melhores resultados foram obtidos com a injeção de CO₂. Mas outros fatores, como leis ambientais e logística de escoamento, devem ser observados para realizar a avaliação da exploração economicamente viável dessas reservas.

Palavras-chave: Reservatórios não convencionais. Injeção de CO₂. Potencial. Simulação.

ABSTRACT

The Reservoirs classified as unconventional are reserves of hydrocarbons that present particularities in exploitation, technology applying, rock characteristics and production time when compared to conventional reservoirs, but contain great volume of oil to be produced and, in the last years, are being explored in a rather enonomic way. However, these particularities turn production quite complex, mainly at the technology that must be applied, yet having no great quantity of researches and scientific publications regarding this area, especially in Brazil. Therefore, this study has a purpose to make an analysis and comparison of unconventional reservoir potential in Amazonas & Paraná Basins with and without CO₂ Injection. For such, the *Computer Modelling Group (CMG)* software was used in order to perform the simulations with an objective of obtaining 2D and 3D models at both formtions and the accumulated production curves along 10 years. At the curves one could observe more concentration of hydrocarbons at Amazonas basin and better production performance, when compared to the Paraná basin. However, it is important to mention that, at both cases, the best results were obtained using CO₂ Injection. Yet other factors, such as environment laws and flow management, must be considered in order to evaluate the economically viable exploitation of these reserves.

Key-words: Unconventional Reservoirs. CO₂ Injection. Potential. Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reservatórios <i>Shale Oil</i> e <i>Shale Gas</i> nas Bacias do Amazonas e Paraná	10
Figura 2 – Sistema Petrolífero Convencional e Não Convencional	13
Figura 3 – Principais Métodos de Recuperação	16
Figura 4 – Principais bacias brasileiras com potencial não-convencional	18
Figura 5 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo	22
Figura 6 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Amazonas sem poço de Injeção...	23
Figura 7 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Paraná sem poço de Injeção.....	23
Figura 8 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Amazonas com poço de Injeção ..	24
Figura 9 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Paraná com poço de Injeção	24
Figura 10 – Saturação de Óleo no Reservatório da Bacia do Amazonas	26
Figura 11 – Saturação de Óleo no Reservatório da Bacia do Paraná	26
Figura 12 – Saturação de Gás Livre no Reservatório da Bacia do Amazonas	26
Figura 13 – Saturação Inicial de Gás Livre no Reservatório da Bacia do Paraná.....	27
Figura 14 – Saturação de Água no Reservatório da Bacia do Amazonas	27
Figura 15 – Saturação de Água no Reservatório da Bacia do Paraná.	27
Figura 16 – Três poços de Produção na Bacia modelo Amazonas no plano JK	28
Figura 17 – Três poços de Produção na Bacia modelo Paraná no plano JK	29
Figura 18 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Amazonas ao longo de 10 anos sem Injeção de Gás	29
Figura 19 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Paraná ao longo de 10 anos sem Injeção de Gás.....	30
Figura 20 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Amazonas ao longo de 10 anos com Injeção de Gás.....	31
Figura 21 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Paraná ao longo de 10 anos com Injeção de Gás	31

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	08
2 JUSTIFICATIVA	09
3 OBJETIVOS	11
3.1 OBJETIVO GERAL.....	11
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
4.1 RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E NÃO-CONVENCIONAIS	12
4.2 CLASSIFICAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS	13
4.3 TÉCNICAS APLICADAS EM RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS ...	15
4.3.1 Fraturamento Hidráulico e Perfuração Direcional.....	15
4.3.2 Métodos de Recuperação.....	15
4.3.3 Injeção de CO ₂	17
4.4 RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS: POTENCIAL BRASILEIRO	18
5 METODOLOGIA	20
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	23
7 CONCLUSÕES	34
REFERÊNCIAS	35

1 INTRODUÇÃO

Ao longo da história da civilização, o ser humano foi desenvolvendo e aprimorando seu conhecimento acerca dos recursos energéticos existentes na Terra, em que esse conhecimento foi de fundamental importância para a expansão da humanidade, haja vista que proporcionou a melhoria nas comodidades diárias e evolução de ferramentas. Entre os principais recursos utilizados pelo ser humano hoje, pode-se destacar os combustíveis fósseis (petróleo, carvão mineral e gás natural), hidroeletricidade, energia eólica, solar, das marés, geotérmica e biomassa (TEIXEIRA *et al.*, 2000).

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos que, quando constituídos majoritariamente de moléculas de cadeia curta, se manifesta na forma gasosa e quando essas moléculas são maiores, se manifestam no estado líquido (THOMAS, 2001). A acumulação de hidrocarbonetos em subsuperfície ocorre nas rochas reservatório que, geralmente, são arenitos e carbonatos (reservatórios convencionais). Contudo um novo tipo de reservatório vem sendo explorado comercialmente: os recursos dos reservatórios não-convencionais. A principal diferença desse tipo de reservatório para os reservatórios convencionais está relacionada com as características geológicas da formação e requerem maior investimento em tecnologia como faturamento hidráulico e perfuração direcional (RIBEIRO, 2015).

Independentemente do tipo de reservatório, as simulações numéricas são sempre utilizadas na tentativa de prever o comportamento de um reservatório, haja vista que é a maneira mais simples de avaliar a viabilidade da exploração de um campo antes de realizar grandes investimentos (ROSA, 2006). Os simuladores computacionais de reservatórios exigem uma determinada quantidade de dados de entrada e, uma vez fornecidos e processados no simulador, obtém-se como resposta a modelagem e representação prática da formação que se deseja explorar (LIBARDI, 2014).

Este trabalho apresenta, portanto, um estudo do potencial de reservatórios não convencionais das Bacias do Amazonas e do Paraná, com a finalidade de observar o comportamento das curvas de produção acumulada, bem como a influência da injeção de CO₂ nessas duas formações ao longo de um tempo de simulação de 10 anos, por meio da utilização do simulador da *Computer Modelling Group Ltd* (CMG).

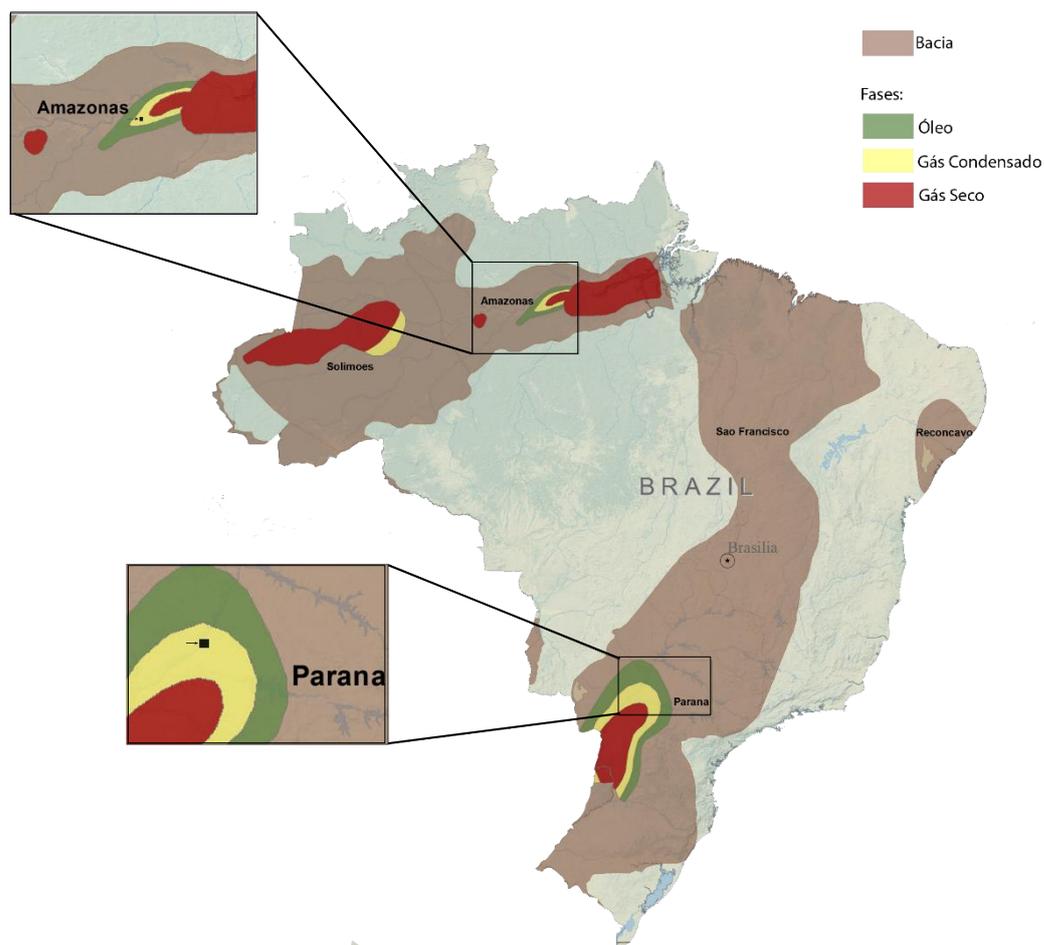
2 JUSTIFICATIVA

Mesmo com o avanço do investimento de energias provenientes de fontes renováveis, há grande dependência mundial de energia da matriz não renovável, principalmente o petróleo. Portanto, a busca por reservas e exploração economicamente viável desse recurso é de extrema importância para o desenvolvimento das nações. No Brasil e no mundo, de acordo com Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), há maior dependência de recursos não renováveis, sendo essa dependência de 56,5% no Brasil e 85,9% no mundo.

As estimativas sobre o fim dos recursos não-renováveis ganharam relevância a partir de 1956, quando M. King Hubbert previu que a produção máxima de petróleo nos Estados Unidos ocorreria em 1970 e, a partir desse momento, sua produção começaria a decair até seu esgotamento (HARVEY, 2015). Porém, nos últimos anos, a produção de petróleo vem aumentando consideravelmente devido a descoberta e exploração economicamente viável dos reservatórios não-convencionais, sobretudo nos Estados Unidos, que, de acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2018), se tornaram o maior produtor de petróleo mundial, ultrapassando a Arábia Saudita, que ocupava, até 2014, tal posição.

No Brasil, há grande potencial de recursos não-convencionais, principalmente nas Bacias do Amazonas e Paraná, que apresentam possíveis reservas de *Shale Oil* e *Shale Gas*, como mostrado na Figura 1. Contudo, essa área de estudo no Brasil ainda é bastante carente devido a diversos fatores. Na Bacia do Amazonas, por exemplo, há falta de infraestrutura de escoamento e localiza-se em uma região remota, em meio a um bioma bastante complexo e sob alta proteção ambiental. Em contrapartida, na Bacia do Paraná os obstáculos são mais relacionados com as propriedades do reservatório, que apresentam baixa concentração de matéria orgânica se comparado com reservatórios de outros países que já exploram esse tipo de reserva (RIBEIRO, 2015).

Figura 1 – Reservatórios *Shale Oil* e *Shale Gas* nas Bacias do Amazonas e Paraná



Fonte: *Unconventional Energy Resources*. 2014. Modificado.

Todavia é de fundamental importância pesquisas e produção de trabalhos científicos sobre o assunto no País, pois a exploração economicamente viável de reservas não-convencionais poderá alavancar a economia nacional e elevar a posição brasileira no *ranking* dos 10 maiores produtores mundiais de petróleo (EIA, 2018).

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar o potencial dos reservatórios não-convencionais das Bacias do Amazonas e do Paraná por meio de simulações no *software* da *Computer Modelling Group Ltd* (CMG), construindo modelos com e sem injeção de CO₂.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir modelos 2D e 3D de reservatórios com base nas características da Bacia do Amazonas e Paraná;
- Obter os gráficos de produção acumulada ao longo de 10 anos;
- Fazer um levantamento dos principais desafios na exploração de reservas não-convencionais nas Bacias do Amazonas e do Paraná;
- Mostrar a viabilidade (ou não) da exploração de recursos não-convencionais nas Bacias do Amazonas e do Paraná.

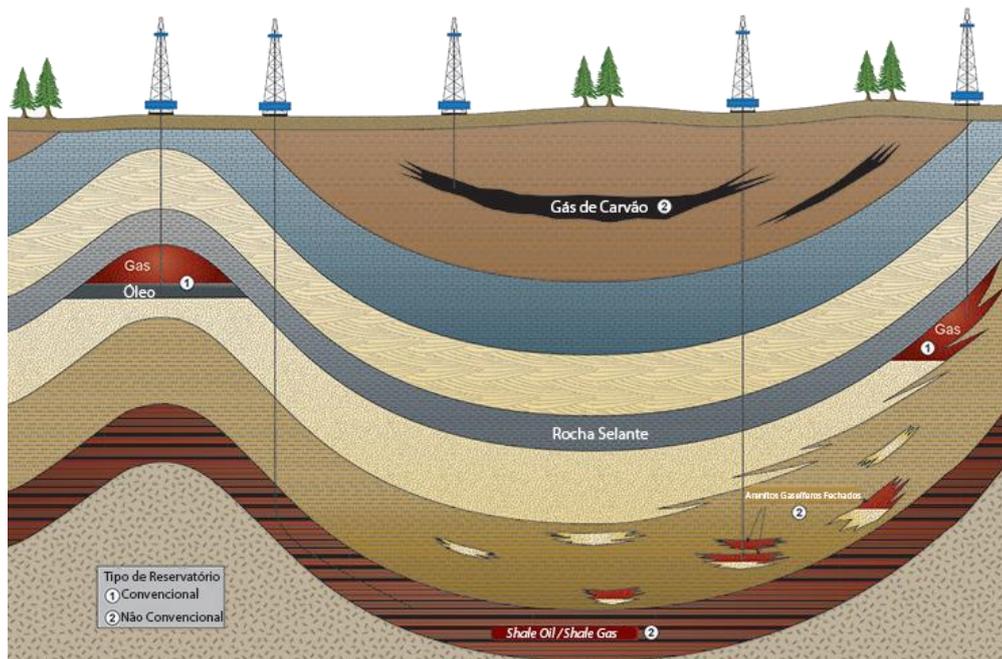
4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E NÃO-CONVENCIONAIS

A rocha reservatório consiste em uma formação que armazena o petróleo depois de sua migração primária. Tradicionalmente, para ser considerado um reservatório, a rocha deve possuir espaços vazios em seu interior, poros, interconectados, conferido, portanto, a permeabilidade da rocha (THOMAS, 2001). Porém, atualmente, o reservatório de petróleo pode ser classificado em dois tipos: os reservatórios convencionais e os reservatórios não-convencionais.

Um reservatório convencional está contido em um sistema petrolífero que associa, junto a rocha reservatório, a rocha geradora e a rocha selante. Em contrapartida, um reservatório não-convencional apresenta uma rocha que desempenha função de rocha geradora, reservatório e, devido à baixa permeabilidade e porosidade, rocha selante, sendo necessários processos de estimulação (ex. faturamento hidráulico) e perfuração direcional para tornar a produção nesse tipo de reservatório economicamente viável. Na Figura 2 são mostrados, esquematicamente, o sistema petrolífero de reservatórios convencionais e não-convencionais.

Figura 2 – Sistema Petrolífero Convencional e Não Convencional



Fonte: *Wyoming State Geological Survey*, 2018. Modificado.

Além dessas distinções, reservatórios não-convencionais apresentam vida útil do poço e drenagem menor se comparados com os reservatórios convencionais. Ademais, naquele tipo, é necessária maior quantidade de poços por área e maior quantidade de aplicação de fluidos para estimulação, apresentando, também, maior risco ambiental (SBGF, 2014).

4.2 CLASSIFICAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS

Reservatórios não-convencionais compõem fração essencial da matriz energética de combustíveis fósseis de países da América do Norte, especialmente nos Estados Unidos, sendo um dos pioneiros a tornar viável a exploração nesses tipos de formações (Warpinski, 2007). Desse modo, as explorações nessas reservas vêm se tornando cada vez mais viável devido à combinação de tecnologias, como faturamento hidráulico,

perfuração direcional, completação de múltiplos estágios, métodos avançados e especiais de recuperação (King, 2010).

É importante destacar que, no processo de produção e exploração de hidrocarbonetos de reservas não-convencionais, devem ser considerados recursos e particularidades ímpares de cada uma das bacias e tipo de reserva, sendo, portanto, apontados seis tipos principais de reservatórios não-convencionais (SBGF, 2014). São eles:

- a. Gás de Folhelho (*Shale Gas*): gás encontrado em folhelhos com grau de maturação de matéria orgânica razoável;
- b. Óleo de Folhelho (*Shale Oil*): óleo encontrado em folhelhos com grau de maturação de matéria orgânica razoável;
- c. Arenitos Gaseíferos Fechados (*Tight Gas Sandstones*): gás encontrados em rochas com grau de porosidade muito baixo;
- d. Reservatórios Naturalmente Fraturados (*Fractured Reservoirs*): qualquer tipo de rocha que apresente porosidade muito baixa, porém que manifestam fraturas naturais, tornando-se produtoras e armazenadoras de óleo ou gás;
- e. Gás de Carvão (*Coalbed Methane*): consiste no gás gerado e armazenado nas camadas de carvão;
- f. Folhelho Betuminoso (*Oil Shale*): presente em folhelhos que apresentam boa quantidade de matéria orgânica, porém que ainda não foi gerado o petróleo.

Assim, nos cinco primeiros tipos de reservatórios não-convencionais há bom grau de maturação, em que o óleo e/ou gás já foi formado, porém eles apenas se encontram em rochas de baixa porosidade e permeabilidade. No entanto, no caso do Folhelho Betuminoso, o petróleo ainda não foi sequer gerado, estando ainda, portanto, na forma de betume.

4.3 TÉCNICAS APLICADAS EM RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

4.3.1 Fraturamento Hidráulico e Perfuração Direcional

Perfuração direcional é definida como uma técnica empregada para a exploração de poços de petróleo que estão localizados em uma coordenada diferente da cabeça do poço. Esse tipo de técnica é de grande importância e interesse na indústria petrolífera, haja vista que possibilita a perfuração e produção de diferentes poços a partir de uma única plataforma, ocasionando, portanto, a redução de custos, tanto em equipamentos, quanto em linhas de escoamento (ROCHA et al, 2011).

Poços horizontais são comumente perfurados por meio de perfuração direcional. ROCHA et al (2011) expõem como as principais vantagens de se perfurar poços horizontais: aumentar a área exposta aos hidrocarbonetos, redução da formação de cone de água e gás, melhor eficiência em reservatórios não-convencionais, melhor produção de óleo pesado, viabilização da utilização de recuperação avançada e de campos *offshore*.

Além da perfuração direcional, emprega-se o faturamento hidráulico para a produção e exploração de recursos não-convencionais. Fraturamento hidráulico é um processo de bombeamento de fluido no poço, aumentando a pressão, até que exceda a pressão de ruptura da formação, gerando fraturas, com a finalidade de aumentar o índice de produtividade de um poço produtor e o índice de injetividade de um poço injetor (SCHLUMBERGER, 2018)

De acordo com RENPU (2011), a técnica de faturamento hidráulico passou por grandes avanços e modificações ao longo dos anos e hoje é aplicada eficientemente em reservatórios de baixa porosidade e permeabilidade, solucionando o problema de custos do desenvolvimento desses tipos de reservatórios, tornando sua exploração, na maioria dos casos, economicamente viável.

4.3.2 Métodos de Recuperação

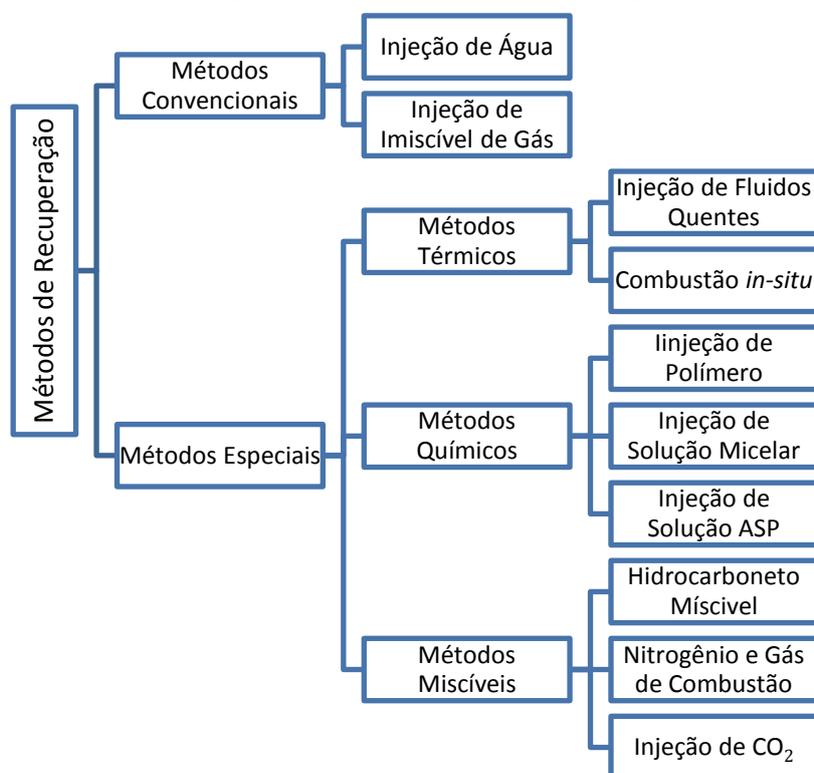
Quando os mecanismos de produção naturais de um reservatório passam a ser pouco eficientes e ainda havendo grande quantidade de volume de petróleo recuperável, esse reservatório pode passar por uma série de técnicas que visam a retirada desses

hidrocarbonetos da formação. A essas técnicas dá-se o nome de Métodos de Recuperação, no qual, esses métodos são classificados em Métodos Convencionais e Métodos Especiais de Recuperação (THOMAS, 2001).

De maneira simplificada, a principal diferença entre esses dois métodos, é que os Métodos Convencionais de Recuperação têm por finalidade única descolar o fluido para fora dos poros da rocha, ou seja, uma espécie de trabalho mecânico. Em contrapartida, Métodos Especiais de Recuperação tem por objetivo melhorar a eficiência de varredura e eliminar ou reduzir as forças capilares e interfaciais. É importante destacar que os Métodos Especiais de Recuperação são geralmente utilizados quando não se consegue ter boa produção com os métodos primários e de recuperação convencional (Alvarado & Manrique, 2017).

De acordo com ROSA (2006), os Métodos Convencionais de Recuperação podem ser por meio de injeção de água ou de injeção de gás natural. Enquanto que os Métodos de Especiais de Recuperação podem ser classificados, principalmente, como métodos térmicos, miscíveis e químicos. A Figura 3 mostra um esquema simplificado dos principais métodos de recuperação aplicados a um reservatório.

Figura 3 – Principais Métodos de Recuperação



Os métodos térmicos fazem uso da energia térmica para melhorar a eficiência de varredura de um reservatório, por meio da redução da viscosidade do óleo, sendo esse método classificado em injeção de fluidos quentes e combustão *in-situ*. A principal diferença entre os dois é que na injeção de fluidos quentes, o fluido é aquecido na superfície e em seguida injetado no reservatório. Enquanto que na combustão *in-situ*, o calor é gerado dentro do próprio reservatório por meio da queima de parte do óleo ali existente (THOMAS, 2001).

Já os métodos químicos consistem na injeção de componentes interfaciais ativos, como polímeros, solução micelar e surfactantes. Porém, é importante destacar que, o uso de injeção de polímeros, entre todos os tipos de métodos químicos, é o mais amplamente utilizado, sobretudo na China (Alvarado & Manrique, 2017).

Por outro lado, os métodos miscíveis consistem em processos de recuperação caracterizado pela ausência de interface entre o fluido deslocante e o deslocado, ou seja, há redução de tensão interfacial e capilar entre os fluidos. Os principais fluidos utilizados nesse método são gás natural, nitrogênio e dióxido de carbono (ROSA, 2006).

4.3.3 Injeção de CO₂

O dióxido de carbono, CO₂, é considerado uma substância simples que apresenta ponto crítico na temperatura de 88° F (31°C) e que, quando usado na injeção miscível, é feito em forma de gás, haja vista que os reservatórios de petróleo quase sempre se encontram em uma temperatura superior a essa.

De acordo com Harju (2012) a utilização da injeção de CO₂ em reservatórios não convencionais é comumente utilizada, pois altera a viscosidade óleo, requer uma pressão mínima de 1100 psi, com temperaturas entre 90 a 250°F e °API entre 27 e 48.

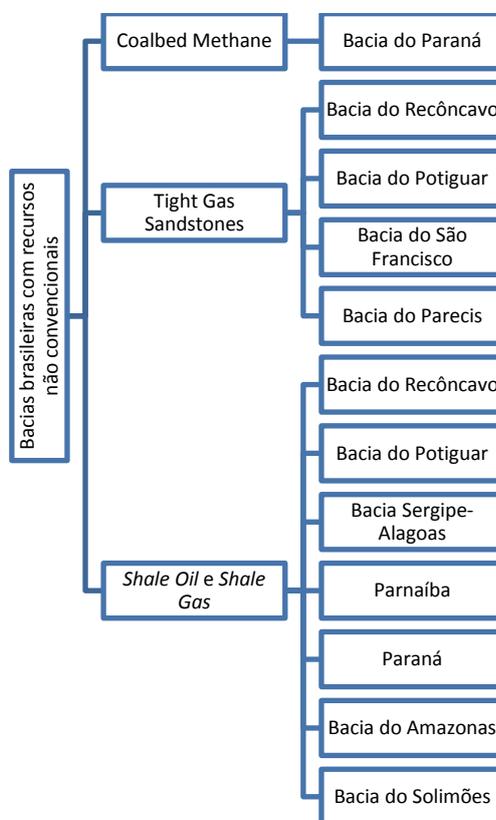
As principais vantagens desse processo é boa eficiência na maioria dos reservatórios em que é aplicado e que o CO₂ chega a ser quatro vezes mais viscoso que outros gases, melhorando, portanto, a eficiência de varrido. Quanto as principais desvantagens, pode-se destacar a sua reação com a água, formando gás carbônico, bastante corrosivo. Além disso, faz-se necessário a injeção de um banco de gás

carbônico e água alternados, para tornar o processo mais viável, necessitando, dessa forma, dois esquemas distintos de injeção de água e de gás (ROSA, 2006).

4.4 RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS: POTENCIAL BRASILEIRO

A exploração de reservatórios não-convencionais no Brasil apresenta grandes desafios, sendo um dos maiores a falta de dados geofísicos e geológicos das bacias brasileiras (SBGF, 2014). De acordo com a EIA (2015), o Brasil está entre quarto ou quinto lugar mundial das maiores reservas mundiais de recursos não-convencionais em *Tight Gas* e décimo lugar em reservas de *Shale Gas* tecnicamente recuperáveis. Na Figura 4 são mostradas as principais bacias brasileiras com os principais tipos de possíveis reservas não-convencionais.

Figura 4 – Principais bacias brasileiras com potencial não-convencional



Fonte: Elaborado pelo Autor, 2018.

Ainda de acordo com o SBGF (2014), as principais bacias com potencial não-convencional são as bacias do Recôncavo, São Francisco, Paraná e Parnaíba. As demais bacias, apesar do potencial, apresentam grandes desafios estruturais e operacionais, principalmente, as bacias do Amazonas e Solimões.

Além das características naturais de cada uma das formações, é importante o investimento em infraestrutura (como dutos, tubulações, estradas, etc.) por parte do governo, uma vez que sem esse tipo de incentivo, o investimento financeiro empregado na exploração será maior que o lucro obtido. Países com grande destaque na produção de reservatórios não-convencionais, como os Estados Unidos da América (EUA), por exemplo, tiveram grande sucesso devido, também, a infraestrutura consolidada presente nesses países, assim como grande investimento do setor privado e operadores independentes.

5 METODOLOGIA

O método de pesquisa utilizado foi o de metodologia exploratória que, de acordo com GIL (2008), tem por finalidade aumentar a familiaridade do autor com o tema, geralmente assumindo forma de pesquisa bibliográfica ou estudo de caso. Sendo assim, nesta pesquisa utiliza-se a forma de estudo de caso, sendo ele intrínseco, haja vista que, tem-se por finalidade conhecer o assunto com maior profundidade, sem a necessidade de desenvolver teoria (STAKE, 2000).

Dessa forma, inicialmente, fez-se a revisão bibliográfica acerca dos principais autores e obras relevantes sobre reservatórios convencionais e não-convencionais. Assim, foram selecionadas as Bacias do Amazonas e do Paraná para a realização do estudo, haja vista que existem poucos trabalhos sobre o assunto em tais formações. Em seguida, foram definidos os estudos de caso, em que se utilizaram modelos com e sem injeção de CO₂ (que, de acordo com DAKE (2014), a injeção de fluidos tem por finalidade aumentar a recuperação de petróleo) para reservatórios de ambas as formações, com tempo de simulação de 10 anos.

Por conseguinte, foi escolhido o *software* comercial da *Computing Modelling Group Ltd* (CMG), em que foram utilizados os módulos *Builder* e *Results*. No módulo *Builder*, foi realizada a modelagem do reservatório, realizando a construção dos modelos 2D e 3D das formações. Já no módulo *Results*, foram gerados os modelos 2D das saturações iniciais (espaço dos poros da rocha que é ocupado por um determinado fluido) do óleo, gás e água presente no reservatório e plotados os gráficos de produção acumulada (volume de petróleo produzido do reservatório ao longo de um determinado tempo na vida produtiva do campo) ao longo do período de simulação.

Para a realização dessas etapas, foram empregadas as pesquisas divulgadas pela EIA (2015) que realizou um estudo sobre as principais bacias de *Shale Oil* e *Shale Gas* no mundo. Porém, os valores de pressão de referência e compressibilidade da formação foram obtidos por meio de cálculos utilizando equações presentes na literatura. Os dados empregados na simulação são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Dados empregados na simulação da Bacia do Amazonas e do Paraná

Propriedades e Características do Reservatório	Bacia do Amazonas	Bacia do Paraná
Número de Blocos	30 x 30 x 10	30x 30 x 10
Profundidade do topo do reservatório	2896 m	2000 m
Pressão de Referência	28357 kPa	19584 KPa
Profundidade do contato Óleo-Água	2951 m	2030 m
Profundidade do Contato Gás-Óleo	2936 m	-
Profundidade da base do reservatório	2956 m	2040 m
Permeabilidade da fratura	100000 mD	100000 mD
Compressibilidade da formação	$7,11 \cdot 10^{-6}$ 1/kPa	$7,11 \cdot 10^{-6}$ 1/kPa
Porosidade da rocha	4 %	4 %
Temperatura do reservatório	100 °C	80 °C
Espessura do Reservatório	60 m	40 m

Fonte: Autor, 2018.

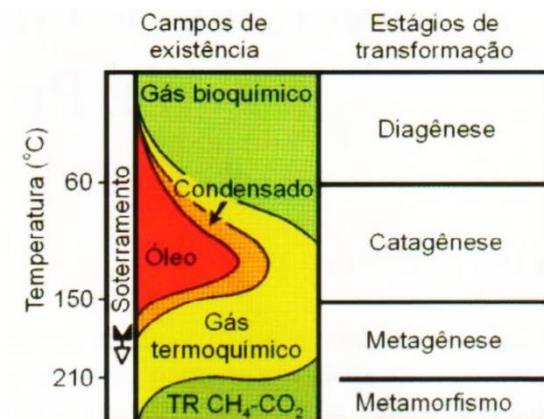
É importante destacar que, para ambos os casos, foram empregados três poços de produção e um poço injetor (no caso da injeção de gás). Além disso, a mesma quantidade de blocos foi empregada (9000 blocos) para ambas as formações.

De acordo com a EIA (2015), a pressão de referência pode ser considerada a mesma que a pressão hidrostática e de acordo com a SCHLUMBERGER (2018), o gradiente da pressão hidrostática equivale a 9,792 kPa/m. Logo, fez-se o produto entre tal valor e a profundidade do topo do reservatório para a obtenção do valor da pressão de referência. Já para o cálculo da compressibilidade da formação, de acordo com CHAUDHRY (2003) pode ser empregada a Equação 1, em que ϕ corresponde a porosidade da formação.

$$C_f = 1.87 * 10^{-6} * \phi^{-0.415} \quad (1)$$

No estudo realizado pela EIA (2015) é considerado, também, que os valores de porosidades das rochas nas Bacias do Amazonas e Paraná para os reservatórios não convencionais são de cerca 4% e a temperatura do reservatório foi estimada com base em características geológicas da formação e dos fluidos, empregando-se a Figura 5.

Figura 5 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo

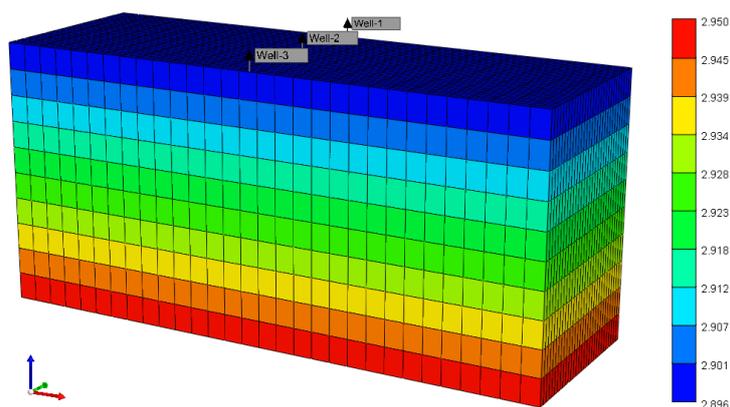


Fonte: THOMAS, 2001.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

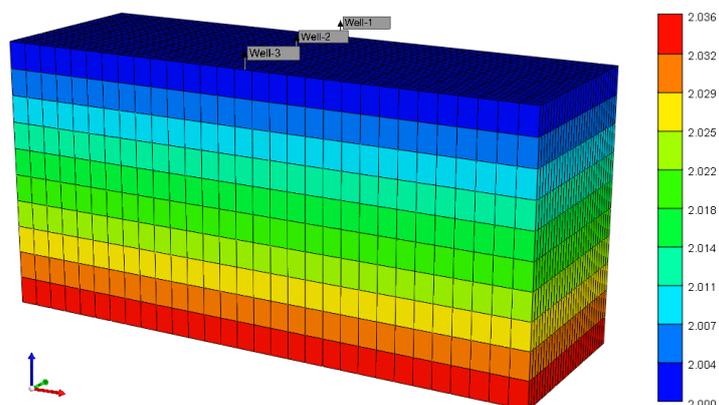
Primeiramente, foi realizada a construção do modelo do reservatório no módulo *Builder*, software CMG, sendo essa etapa de fundamental importância, haja vista que é nela que o reservatório será modelado, por meio da construção de um modelo dividido em diversos blocos que são identificados por meio das coordenadas *i*, *j* e *k* (ROSA, 2006). Assim, foi criado o GRID, inseridas as propriedades do reservatório e adicionados os poços produtor e injetor. Os modelos construídos e analisados foram das Bacias do Amazonas e Paraná com e sem injeção de CO₂, como mostrados nas figuras a seguir, onde a legenda na lateral indica a profundidade do topo de cada uma das camadas.

Figura 6 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Amazonas sem poço de Injeção



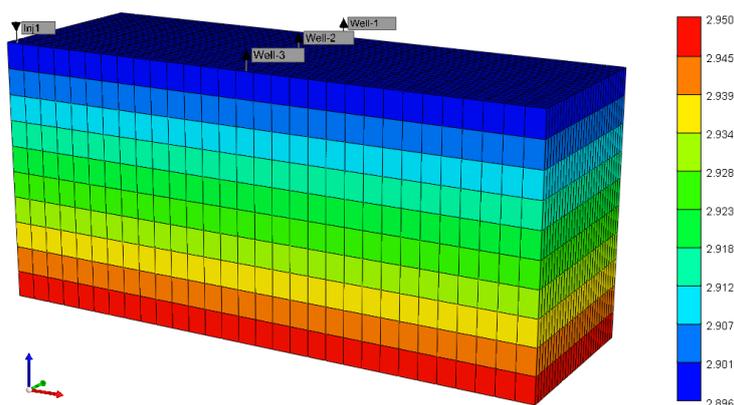
Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Builder*, 2018.

Figura 7 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Paraná sem poço de Injeção



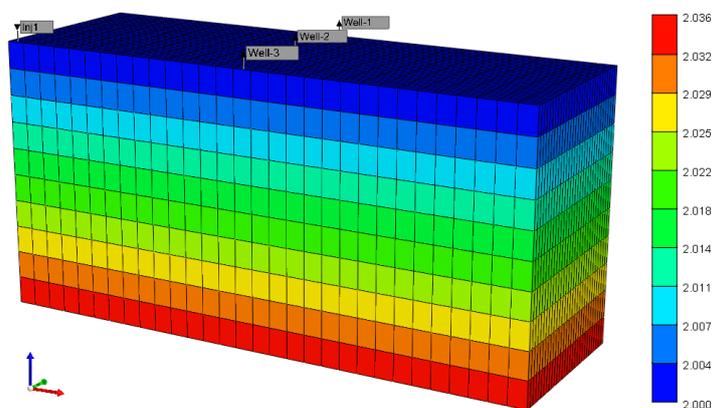
Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Builder*, 2018.

Figura 8 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Amazonas com poço de Injeção



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Builder*, 2018.

Figura 9 – Modelo 3D do reservatório da Bacia do Paraná com poço de Injeção



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Builder*, 2018.

O módulo *Builder* contém diversas ferramentas de manipulação de dados, criação de tabelas a partir de correlações e verificação de dados. Ele permite a visualização e verificação de todos os dados antes da execução da simulação (CMG, 2015). Dessa forma, com a criação dos modelos 3D a partir da caracterização do reservatório são inseridos os poços de produção e injeção, que são de fundamental importância para a construção do modelo de simulação.

Assim, os poços produtores foram nomeados como Well-1, Well-2 e Well-3 e adicionados nos blocos 15 (direção i) 1 (direção j), 15 (direção i) 15 (direção j) e 15 (direção i) 30 (direção J), respectivamente. Já a profundidade dos poços produtores, direção k, foi até o bloco 8 (na Bacia do Amazonas) e bloco 7 (na Bacia do Paraná),

havendo desvio de 8 blocos na direção i, finalizando no bloco 7 (direção i), em todos os poços de produção. Enquanto o poço injetor, Inj1, foi adicionado no bloco 1 (direção i) 30 (direção j) 8 (direção k).

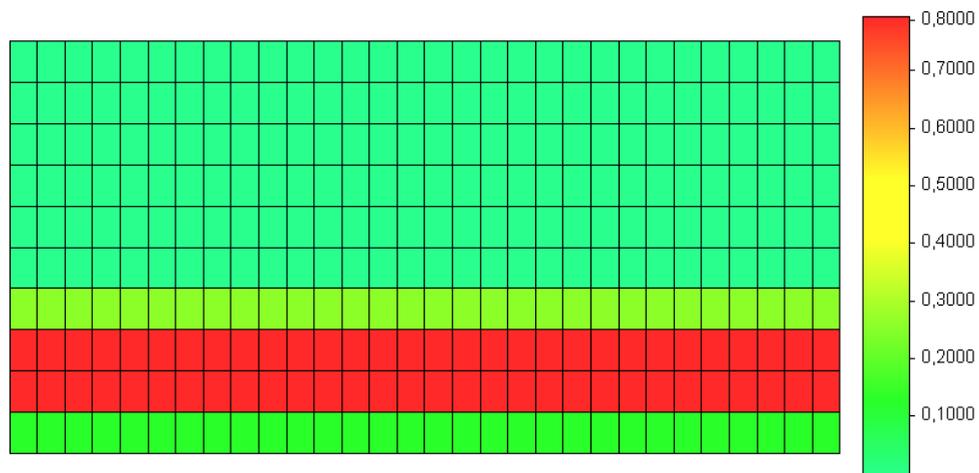
Os poços de produção foram concentrados na região central do reservatório para que pudesse ser obtido melhor contato das zonas de produção. Essa configuração se justifica devido ao fluxo de fluidos em meios porosos, pois como é descrito por ROSA (2006) o conhecimento nessa área permite estimar a quantidade de hidrocarbonetos que pode ser produzida e o tempo em que isso vai ocorrer.

Além disso, considera-se o fluxo permanente, haja vista que de acordo com DAKE (2014) esse tipo de fluxo é caracterizado por pressão constante e geralmente ocorre quando algum mecanismo de produção (influxo de água, capa de gás ou gás em solução) ou algum método de recuperação está presente no reservatório, como nos casos simulados das Bacias do Amazonas e do Paraná.

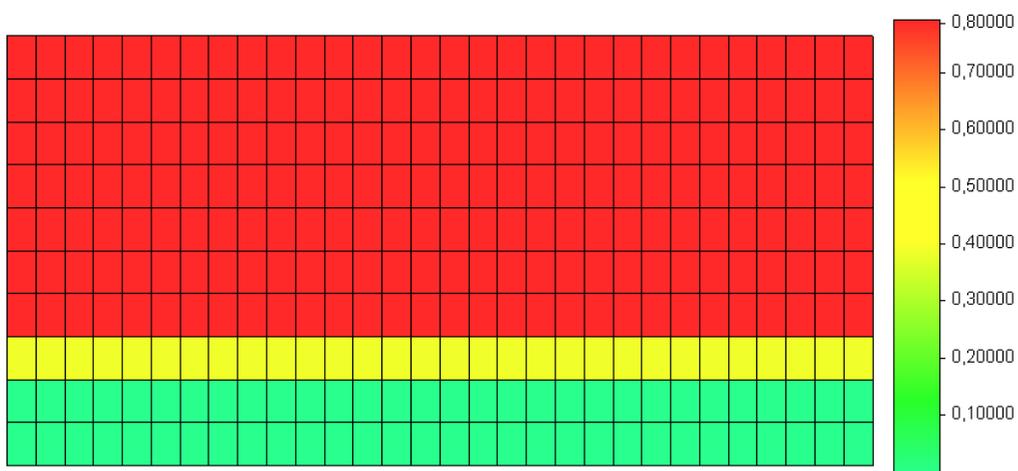
Já o poço de injeção foi inserido na região periférica com a finalidade de deslocar maior quantidade de petróleo para a região produtora. De acordo com o ROSA (2006) essa configuração é caracterizada pela concentração do poço injetor na região periférica do reservatório e com poços de produção localizados na região central da formação.

Outros posicionamentos dos poços produtores e injetores foram simulados, porém não foram descritos neste trabalho haja vista que não produziram resultados satisfatórios, uma vez que sua configuração espacial não possibilitou bom deslocamento de fluido para a zona produtora.

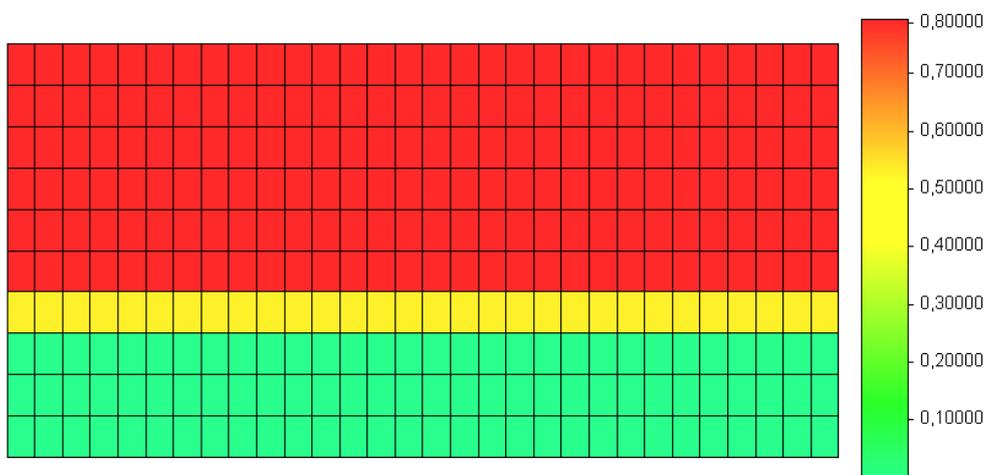
De acordo com EIA (2014), a Bacia do Amazonas e Paraná apresentam grande potencial de recursos *Shale Oil* e *Shale Gas*, onde nas regiões de estudo no Amazonas e Paraná tem-se grandes potenciais de produção de gás. Assim, no módulo *Results, software* da CMG, foram obtidas as zonas de saturações iniciais de cada fluido em cada uma das regiões de estudo, como mostrado nas figuras a seguir.

Figura 10 – Saturação de Óleo no Reservatório da Bacia do Amazonas

Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

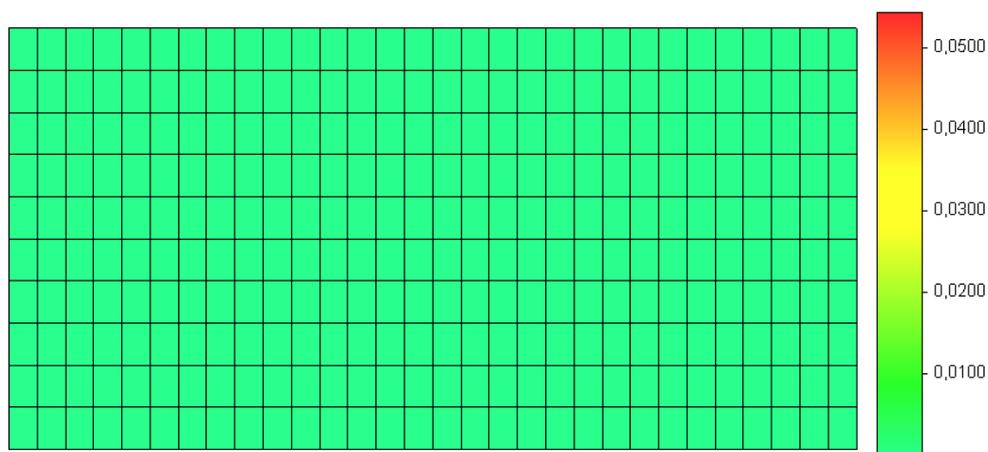
Figura 11 – Saturação de Óleo no Reservatório da Bacia do Paraná

Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 12 – Saturação de Gás Livre no Reservatório da Bacia do Amazonas

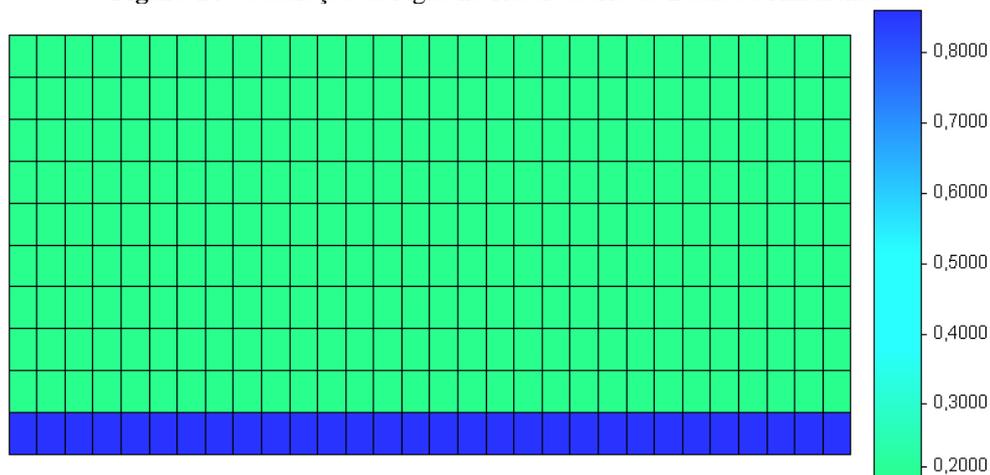
Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 13 – Saturação Inicial de Gás Livre no Reservatório da Bacia do Paraná



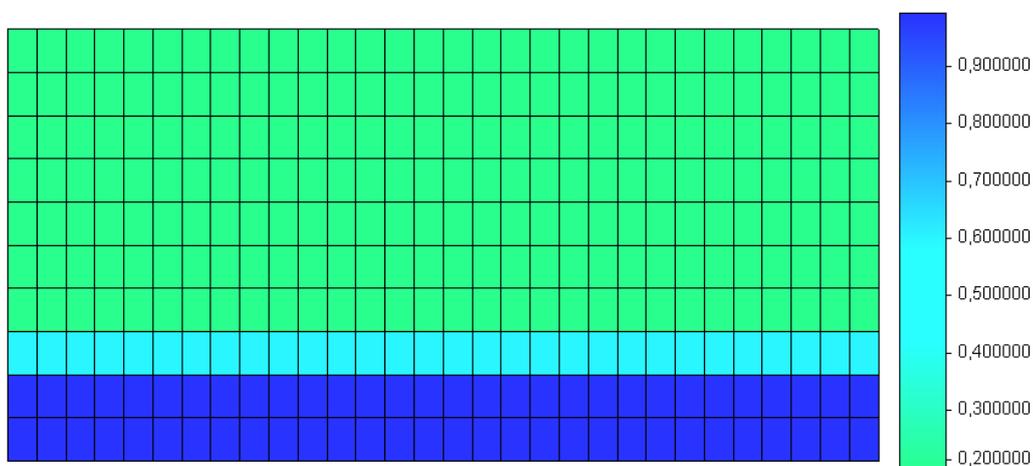
Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 14 – Saturação de Água no Reservatório da Bacia do Amazonas



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 15 – Saturação de Água no Reservatório da Bacia do Paraná.



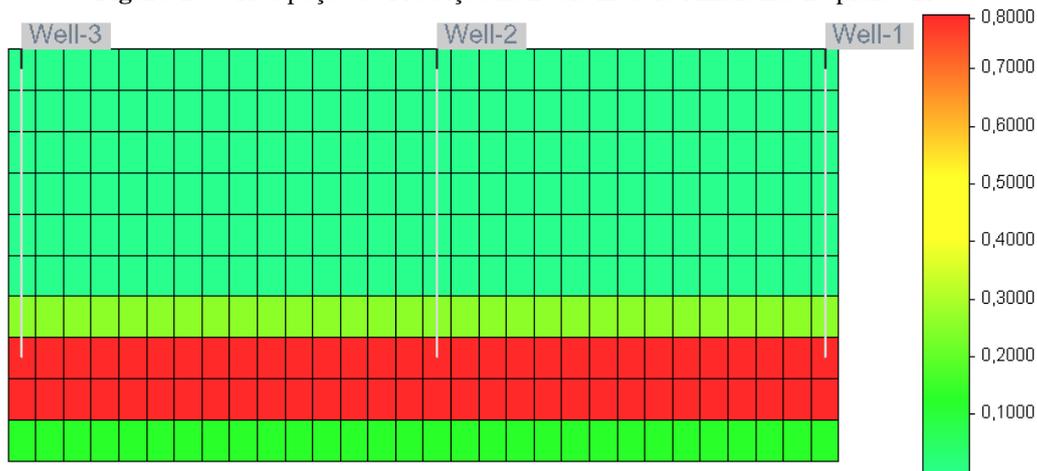
Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

De acordo com QUEIROZ (2005), o conhecimento da região do reservatório ocupada por cada fluido, saturação, é de fundamental importância para estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contidas nas formações. Logo, nas Figuras 10 e 11, observam-se que os blocos vermelhos constituem a principal zona de interesse, haja vista que é a região do reservatório que está saturada com óleo e nessa região que são perfurados os poços.

Já nas Figuras 12 e 13, são mostradas as regiões de saturação do gás, em que se observa que a camada desse fluido é mais espessa, na Bacia do Amazonas, que a camada de óleo, haja vista que o reservatório da Bacia do Amazonas apresenta maiores reservas de gás livre, enquanto que na Bacia do Paraná essa saturação é mínima, uma vez que o reservatório, inicialmente, é saturado majoritariamente de gás condensado, como descrito pelo estudo realizado pela EIA (2014). Já nas Figuras 14 e 15 observa-se a região do reservatório saturada por água, estando na parte inferior das zonas de interesse.

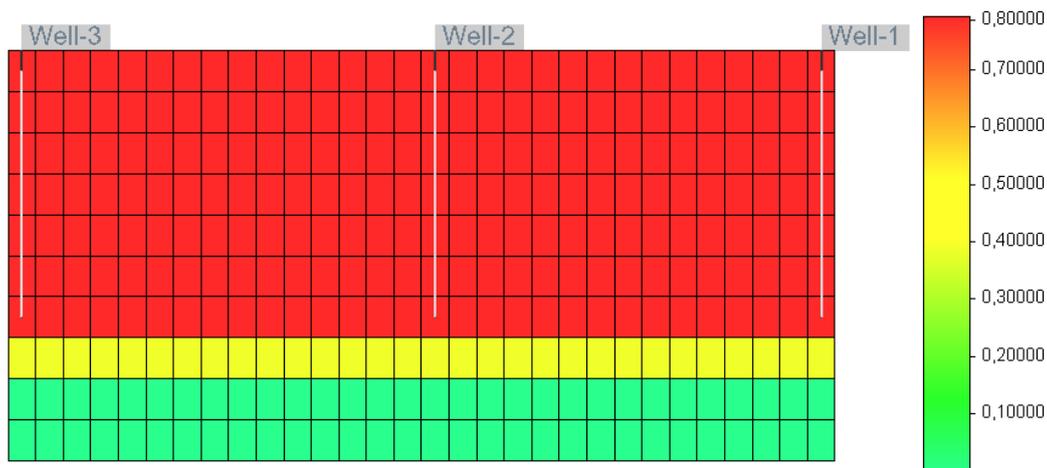
É importante destacar que, as zonas em que são perfurados os poços (FIGURAS 16 e 17), são saturadas inicialmente de óleo, porém, ao longo da produção a pressão do reservatório reduz se tornando menor que a pressão de bolha e conseqüente haverá o desprendimento do gás dissolvido. (ROSA, 2006)

Figura 16 – Três poços de Produção na Bacia modelo Amazonas no plano JK



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

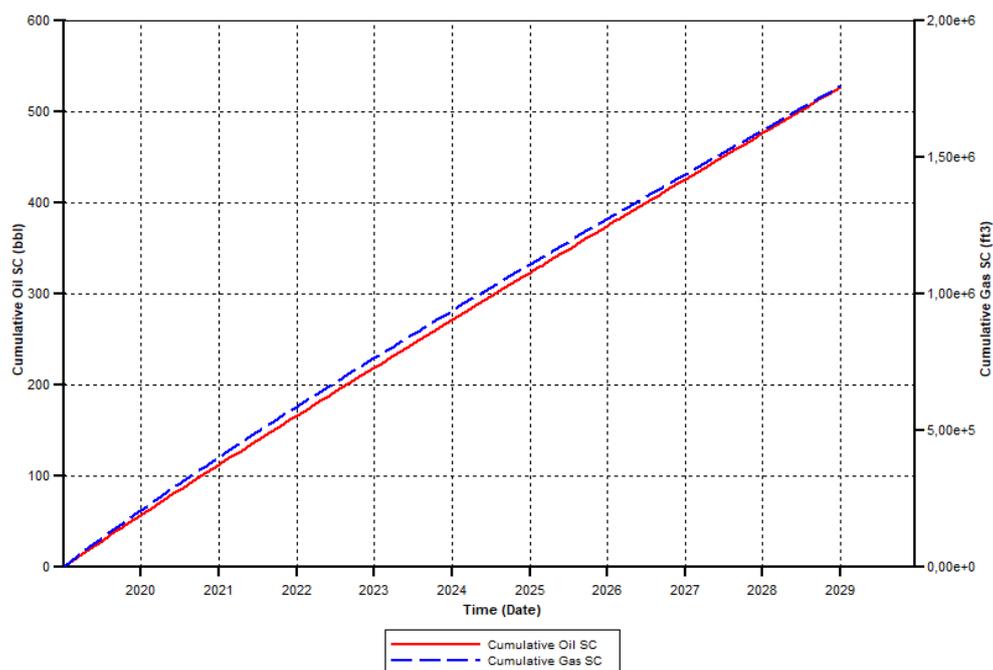
Figura 17 – Três poços de Produção na Bacia modelo Paraná no plano JK



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

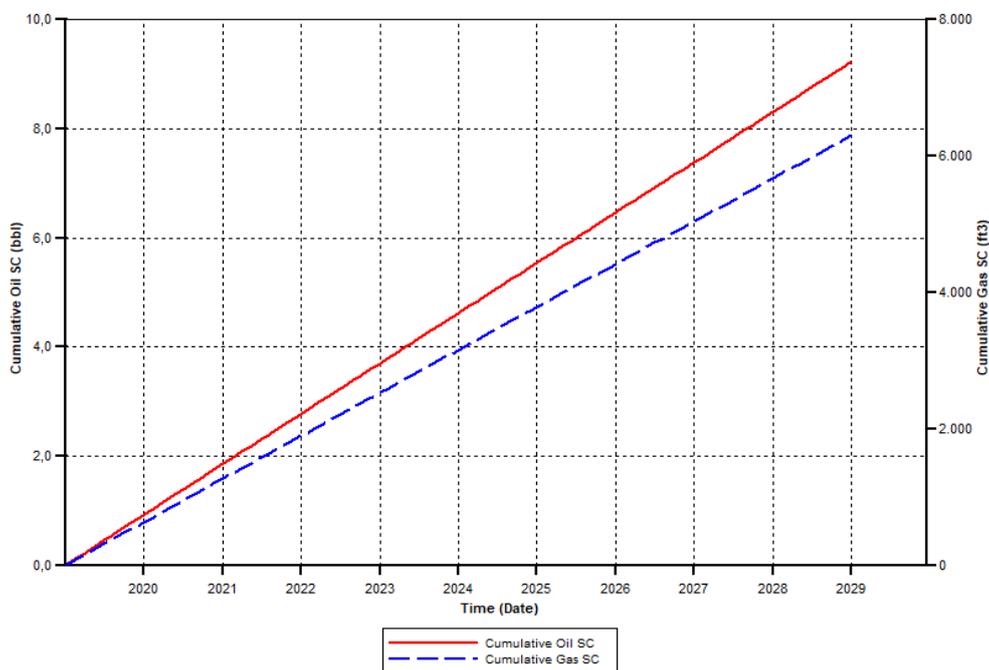
Em seguida, foram plotados os gráficos de produção acumulada das Bacias do Amazonas e Paraná sem injeção de CO₂ ao longo de 10 anos de produção, no módulo *Results*. Essa etapa é de fundamental importância, haja vista que, de acordo com THOMAS (2001), gráficos de produção acumulada são fundamentais para realizar o acompanhamento do reservatório e tentar prever o seu comportamento futuro.

Figura 18 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Amazonas ao longo de 10 anos sem Injeção de Gás



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 19 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Paraná ao longo de 10 anos sem Injeção de Gás

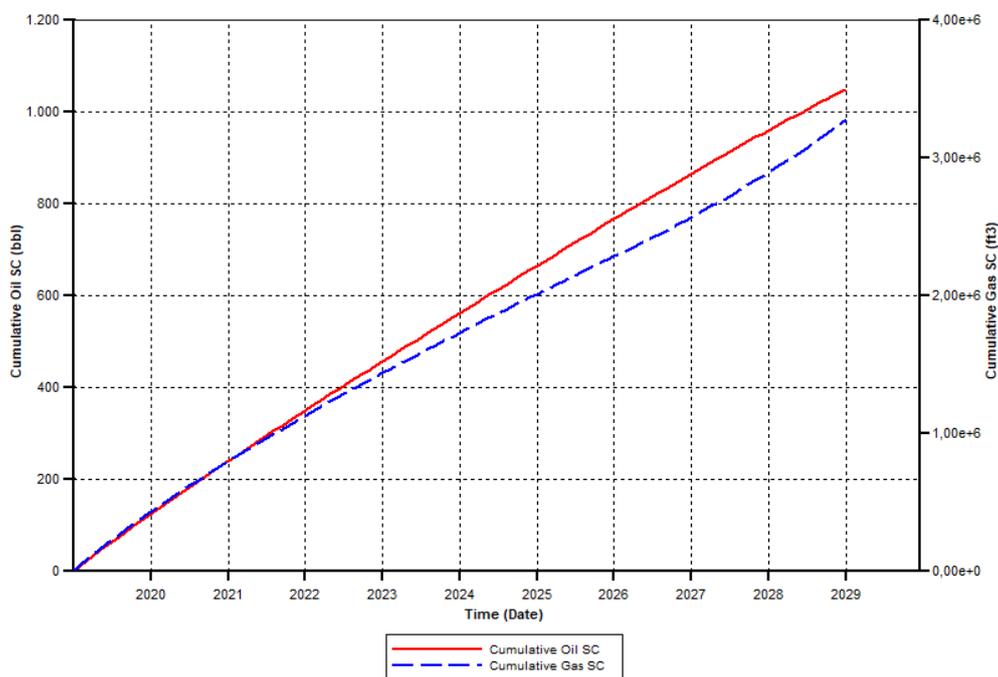


Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

No reservatório da Bacia do Amazonas, observa-se que a produção acumulada é, ao final de 10 anos, 530 barris de petróleo e $1,76 * 10^6 \text{ft}^3$ de gás. Por outro lado, no reservatório com características da Bacia do Paraná, obteve-se produção acumulada de 9 barris de óleo e $6,30 * 10^3 \text{ft}^3$ de gás.

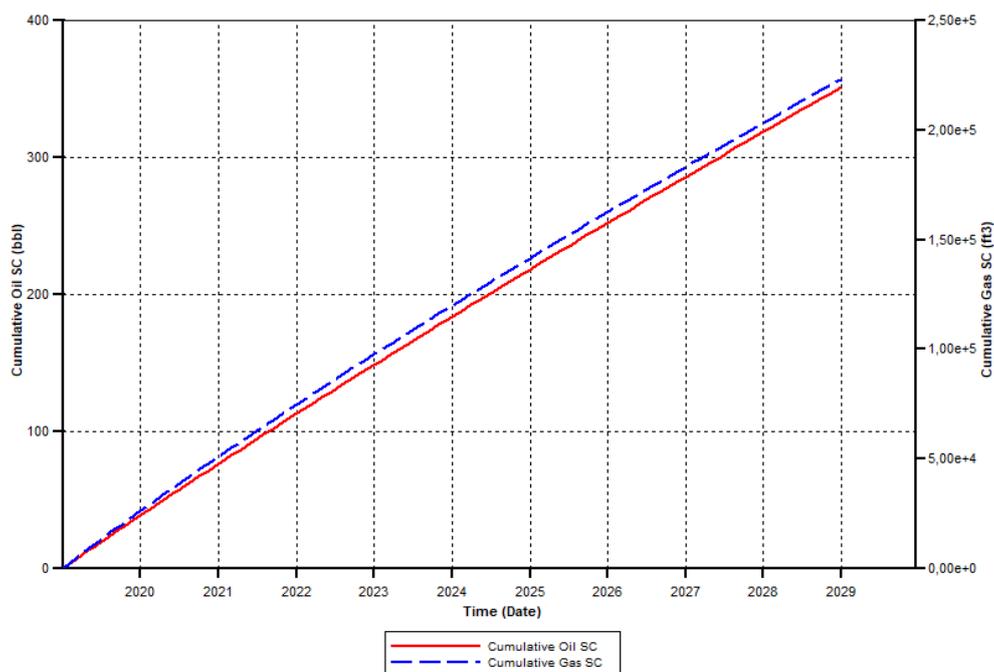
Maiores valores de produção acumulada são esperados quando se injeta CO_2 , haja vista que, segundo LIU (2014), a injeção de CO_2 pode aumentar significativamente o volume de óleo produzido. Dessa forma, ainda no módulo *Results*, são plotados os gráficos de produção acumulada para as Bacias do Amazonas e Paraná com injeção de CO_2 (FIGURAS 20 e 21).

Figura 20 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Amazonas ao longo de 10 anos com Injeção de Gás



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Figura 21 – Produção Acumulada de Óleo e Gás no Reservatório da Bacia do Paraná ao longo de 10 anos com Injeção de Gás



Fonte: Elaborada pelo Autor no módulo *Results*, 2018.

Com a injeção de CO₂ observa-se que houve aumento na produção dos dois reservatórios, pois de acordo com o *Journal of Petroleum Technology* (JPT, 2018) há diferença de densidade entre o CO₂ injetado e os fluidos contidos no reservatório, além de apresentar alta mobilidade e menor viscosidade. Assim, para a Bacia do Amazonas obteve-se cerca de 1050 barris de óleo e $3,25 \cdot 10^6$ ft³ de gás, enquanto que na Bacia do Paraná esses valores foram de 351 barris de petróleo e $2,23 \cdot 10^5$ ft³ de gás.

Comparando esses resultados com os valores obtidos sem a injeção de fluido, na Bacia do Amazonas observa-se que houve aumento de 530 barris de óleo e $1,49 \cdot 10^6$ ft³ de gás. Na Bacia do Paraná o aumento foi de 342 barris de óleo e $2,16 \cdot 10^5$ ft³ de gás. Menores volumes de produção são esperados da Bacia do Paraná, pois de acordo com Ribeiro (2015), o conteúdo de Carbono Orgânico Total (TOC) nessa bacia é baixo, quando comparados com outros reservatórios de mesma idade, dificultando a produção de hidrocarbonetos nessa formação. É importante destacar que, em ambas as bacias, grandes volumes de gás são produzidos devido aos grandes volumes de gás (livre ou condensado) encontrados nos reservatórios estudados.

Ao comparar os resultados obtidos nas bacias nacionais, com um estudo de caso apresentado por LIU (2014) na Bacia de Bakken, nos Estados Unidos, observam-se semelhanças nos resultados obtidos, haja vista que, para tal bacia, empregando-se apenas um poço produtor e um injetor, obtiveram-se também curvas com baixo volume de produção acumulada nos 10 primeiros anos de simulação: cerca de 1700 barris de óleo e $1,8 \cdot 10^8$ ft³ de gás, quando se injeta CO₂.

Porém, é importante destacar que, no Brasil ainda não há exploração nesse tipo de reservatórios, haja vista que no País, desde os anos 1980, o foco de exploração é das reservas *offshore*, enquanto que as atividades nas bacias *onshore* apresentam menor atividade. A Petrobras perfurou o primeiro reservatório *Shale Oil* na Argentina, porém ainda não foram anunciados planos de perfuração em reservatórios não convencionais no Brasil (EIA, 2015).

De acordo com Ribeiro (2015) os desafios associados a produção dos reservatórios não convencionais são usados como justificativa para a não exploração desses recursos no Brasil, sobretudo desafios ligados à logística de escoamento de produção. Segundo Amorim (2016), a excelente infraestrutura de dutos nos EUA, por exemplo, foi um dos fatores relevantes para o sucesso da exploração desse recurso nesse

país. Além disso, a exploração desse recurso requer alto investimento em todas as etapas que vão desde a pesquisa, licenciamento ambiental, perfuração de poços e tecnologia para tornar sua recuperação viável (ABREU & ROCIO, 2015).

Algumas leis também aumentam os desafios na exploração de reservatórios não convencionais como a Lei nº 9.478/1997 art. 21, que estabelece monopólio de produção e exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos à União (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2010), o que dificulta a iniciativa privada. Diferentemente do que ocorre em países como os EUA, onde os recursos minerais, como petróleo e gás, pertencem a pessoas físicas (JOY & DIMITROFF, 2016).

As áreas de Floresta Amazônica e Mata Atlântica são consideradas patrimônio nacional, e de acordo com a Constituição da República Federativa do Brasil (1988), art. 222 §4, é permitido a exploração desde que assegure a preservação do meio ambiente. Lei nº 9.478/1997 art.44, estabelece, entre outros requisitos, adotar medidas de proteção ao meio ambiente e ser responsável por todos os atos decorrentes as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, sendo responsável em ressarcir à ANP ou à União quaisquer danos.

Porém, é importante destacar que o aumento da produção em reservatórios não convencionais nos EUA mostra que é possível a exploração economicamente viável desse recurso em outros países do mundo, sobretudo no Brasil (OLIVEIRA, 2017). Dessa forma, é necessário o investimento de pesquisas e estudos para melhor caracterização das bacias Nacionais e desenvolvimento de novas tecnologias, com a finalidade de reduzir os custos associados a exploração de reservatórios não convencionais no Brasil, especialmente nas Bacias do Amazonas e do Paraná, em que se verificou grande potencial de produção.

7 CONCLUSÕES

Para a exploração de reservatórios não-convencionais no Brasil, ainda existem grandes desafios a serem superados, principalmente em relação à logística para a implantação de sondas e outros equipamentos, assim como a falta de infraestrutura para o escoamento do petróleo produzido, sobretudo na Bacia do Amazonas em que se tem grande complexidade e diversidade do bioma amazônico.

Além disso, há a questão da posse da propriedade privada. Países, que tiveram sucesso com a exploração de recursos não convencionais (ex. Estados Unidos) apresentam políticas e leis que incentivam a produção privada de hidrocarbonetos, onde o proprietário da terra é dono de tudo que se encontra no subsolo. Esse tipo de política e incentivo ainda não existem no Brasil, onde o proprietário das riquezas que estão no subsolo é a União.

Porém, nesse trabalho, ao se analisar os resultados obtidos para as simulações na Bacia do Amazonas e Paraná com e sem injeção, observa-se que maiores quantidades de hidrocarbonetos podem ser produzidas com injeção de CO₂, sendo que o maior volume produzido é na bacia do Amazonas, que pode se tornar grande produtor de recursos não-convencionais.

Leis ambientais e logística de escoamento de produção são duas considerações fundamentais para a exploração economicamente viável dessas reservas, que pode tornar a Bacia do Paraná mais viável que a Bacia do Amazonas, mesmo com menores volumes de hidrocarbonetos e necessitando de maior investimento em tecnologias para a exploração de maiores volumes de petróleo.

Como sugestão para trabalhos futuros pode-se fazer o estudo de outras bacias brasileiras com potencial não convencional, dando enfoque em outras técnicas de recuperação avançada e especial de petróleo. Além disso, pode-se verificar a influência do tamanho das fraturas na produção acumulada das Bacias do Amazonas e Paraná.

REFERÊNCIAS

- ABREU, Hugo Coqueijo; ROCIO, Vitor Dias. **Faturamento Hidráulico e a Geopolítica do Mercado Energético**. VIII Congresso Latinoamericano de Ciência e Política. Julho de 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Legislação para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2010. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2550>. Acesso em 10 de Novembro de 2018.
- ALVARADO, Vladimir; MANRIQUE, Eduardo. **Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo: Estratégias de Desenvolvimento e Planejamento de Campo**. Elsevier Brasil, 2017.
- CHAUDHRY, Amanat. *Gas well testing handbook*. Gulf professional publishing, 2003.
- Computer Modelling Group Ltd (CMG). *User's Guide. Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator - IMEX*. Version 2013.10, Calgary-Alberta-Canadá.
- Computer Modelling Group Ltd (CMG). *User's Builder Guide*. Version 2015.10, Calgary-Alberta-Canadá.
- CONSTITUIÇÃO, BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília: Senado Federal, 1988.
- DAKE, L.P. **Engenharia de Reservatórios: Fundamentos**. Tradução: Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschäger, Guilherme Riguetto. – 1. Ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**. 2015. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em 08 de Outubro de 2018.
- GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. Ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- Harju, J. *Bakken and CO₂*. Presentation at North Dakota Petroleum Council Annual Meeting held in Medora, North Dakota, USA, September, 2012.
- HARVEY, David. *O enigma do capital: e as crises do capitalismo*. Boitempo Editorial, 2015.

JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY (JPT). *CO₂ Applications*. 2018. Disponível em: <<https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=4294>>. Acesso em 15 de Novembro de 2018.

JOY, Michael P., DIMITROFF, Sashe D. *Oil and Gas Regulation in the United States: overview*. 2016. Disponível em: <[https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)>. Acesso em 10 de Novembro de 2018.

King, G. E. (2010, January). *Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned?* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

LIBARDI, Cintia Cassa; ROMERO, Oldrich Joel. **Desenvolvimento de um simulador numérico para o estudo do escoamento de petróleo em meios porosos**. Latin American Journal of Energy Research, v. 1, n. 1, p. 10-20, 2014.

LIU, G. et al. *CO₂-based enhanced oil recovery from unconventional reservoirs: A case study of the Bakken formation*. In: SPE Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014.

OLIVEIRA, Gabriel Guimarães. **Novas tecnologias para reservatórios não convencionais de hidrocarboneto**. 2017.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira de. **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado**. 2005. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

RENPU, Wan. **Engenharia de completação de poços**. Elsevier Brasil, 2017.

RIBEIRO, T. J. S. **Estudo de Reservatórios Não Convencionais de Shale Gas no Brasil**. 2015. 84f. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal.

ROCHA, LAS et al. **Perfuração direcional**, 3ª Edição. Editora Interciência, RJ, 2011.

ROSA, Adalberto José; DE SOUZA CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006.

SCHLUMBERGER, *The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary*. Disponível em: <<https://glossary.oilfield.slb.com/>>. Acesso em 07 de Outubro de 2018.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA (SBGF). **Reservatórios Não Convencionais**. 2014. Disponível em: <<https://sbgf.org.br/home/images/stories/Boletim87-2014.pdf>>. Acesso em 12 de Setembro de 2018.

STAKE, Robert E. *Case Studies*. In: DENZIN, N.; LINCHOLN, Y. (Ed.). *Handbook of qualitative research*. 2. Ed. Thousand Oaks: Sage, 2000.

TEIXEIRA, Wilson et al. **Decifrando a terra**. Oficina Textos, 2001.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência, 2001.

UNCONVENTIONAL ENERGY RESOURCES. *UCR Atlas: Unconventional Hydrocarbon Resources*. 2014. Disponível em: <<http://unconventionalenergyresources.com/viewer/index.html>> . Acesso em 2 de Setembro de 2018.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil*. 2015. Disponível em: <https://eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Brazil_2013.pdf>. Acesso em 20 de Agosto de 2018.

Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Vincent, M. C., Cipolla, C. L., & Lonon, E. P. (2009). *Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(10), 39-51.

WYOMING STATE GEOLOGICAL SURVEY (WSGS). *Wyoming's Oil & Gas Resources*. 2018. Disponível em: <<http://www.wsgs.wyo.gov/energy/oil-gas-resources>>. Acesso em 19 de Novembro de 2018.