



Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Centro de Tecnologia e Ciências
Faculdade de Geologia


Patrícia Maia Rocha

**Uso da modelagem de bacias para avaliar o potencial para *Shale Gas* da
Formação Irati, Bacia do Paraná.**

Rio de Janeiro
2015

Patrícia Maia Rocha

**Uso da modelagem de bacias para avaliar o potencial para *Shale Gas* da
Formação Irati, Bacia do Paraná.**



Tese apresentada, como requisito para obtenção do título de Doutora, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves

Rio de Janeiro

2015

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

R672 Rocha, Patrícia Maia.
Uso da modelagem de bacias para avaliar o potencial para Shale Gas da Formação Irati, Bacia do Paraná / Patrícia Maia Rocha. – 2015.
157 f.: il.

Orientador: Hemani Aquini Fernandes Chaves
Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia

1. Geologia econômica – Paraná, Rio, Bacia – Teses.
2. Xistos oleaginosos – Paraná, Rio, Bacia – Teses. 3. Petróleo – Geologia – Paraná, Rio, Bacia – Teses. 4. Reservatório de hidrocarbonetos – Teses. I. Chaves, Hemani Aquini Fernandes. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 553.983(282.281.62)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

**Uso da modelagem de bacias para avaliar o potencial para *Shale Gas* da
Formação Irati, Bacia do Paraná.**

Tese apresentada, como requisito para obtenção do título de Doutora, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovado em 26 de agosto de 2015.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves (Orientador)
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. René Rodrigues
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Cleveland M. Jones
Instituto Nacional de Óleo e Gás/CNPq

Prof. Dr. Marcus Vinícius Berao Ade
Faculdade de Geologia da UERJ

Rio de Janeiro

2015

AGRADECIMENTOS

A ANP que me proporcionou o apoio financeiro para a elaboração desta Tese por meio da bolsa de estudos, através do PRH-17 e também pela disponibilização de grande parte dos dados utilizados.

A UERJ, universidade na qual me formei e segui meus estudos no mestrado e doutorado e pela qual tenho um imenso carinho.

Todos os familiares, amigos e colegas, profissionais e professores da UERJ que estiveram ao meu lado me ajudando nesses anos de pesquisa.

A Beicip Franlab, em especial à equipe de seu escritório no Rio de Janeiro, pela ajuda e apoio no aprendizado e realização da modelagem no software *OpenFlow* e disponibilização da Licença Acadêmica. Agradeço especialmente a equipe do suporte técnico e do suporte no programa, sempre solícitos e pacientes.

E, principalmente, ao meu orientador Prof. Dr. Hernani A. F. Chaves pelo apoio, incentivo, orientação e paciência no desenvolvimento dos meus estudos desde a graduação, mestrado e doutorado. Que mesmo diante de tantos obstáculos, nunca desistiu, quando eu mesma, questionava. Além da honra de ser sua orientanda, eu nunca me cansarei de agradecer seu apoio.

RESUMO

MAIA, Patrícia. **Uso da modelagem de bacias para avaliar o potencial para *Shale Gas* da Formação Irati, Bacia do Paraná.** 2015. 145f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

As acumulações de hidrocarbonetos são anomalias geológicas e toda anomalia possui características que a destaca do contexto geológico na qual está inserida. São exatamente essas características que são investigadas pelos profissionais da indústria petrolífera para avaliar e descobrir as acumulações de petróleo e gás. No caso especial das acumulações de Shale Gas, a rocha geradora cumpre o papel de rocha reservatório. O gás gerado nesse processo fica adsorvido na microporosidade e nas fraturas da própria rocha geradora. Cada acumulação de Shale Gas necessita ter uma avaliação e produção individualizadas, dificultando o uso de um modelo generalizado para essas acumulações. Nesse estudo específico, foram utilizados os dados de um total de 143 poços da Bacia do Paraná, entre poços da ANP e da CPRM, aliados aos dados encontrados na bibliografia para avaliar o potencial dos folhelhos permianos da Formação Irati para as acumulações de Shale Gas. Como ferramenta de investigação foi utilizada a modelagem 1D e 2D. Durante o Estudo foi efetuada uma seleção dos poços, definida através de parâmetros potenciais para Shale Gas determinados pela indústria petrolífera no intuito de identificar áreas propícias às acumulações de Shale Gas. A Formação Irati possui áreas com potencial para esse tipo de acumulação, porém, gerados através do calor cedido das intrusões de diabásio, fenômeno ocorrido na Bacia do Paraná durante o Cretáceo, ou seja, geração de hidrocarbonetos por via não convencional. Para a análise desse sistema petrolífero não convencional foram gerados mapas de Halos Térmicos de Óleo e Gás, elaborados a partir dos dados da espessura das intrusões de diabásio dentro do folhelho gerador da Formação Irati e foram determinados as áreas mais propícias para esse tipo de acumulação.

Palavras-chave: Petróleo. *Shale Gas*. Modelagem. Formação Irati. Bacia do Paraná.

ABSTRACT

MAIA, Patrícia. **Use of basin modeling to evaluate the Shale Gas potential of the Irati Formation, Paraná Basin, Brazil.** 2015. 145f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

Hydrocarbon accumulations are geological anomalies, and all anomalies possess characteristics that differentiate them from their underlying geological context. It is exactly these characteristics that are investigated by professionals of the oil and gas industry in order to assess and discover oil and gas accumulations. In the special case of Shale Gas accumulations, the source rock serves as the reservoir. The gas generated in that process remains adsorbed in the microporosity and fractures of the same source rock. Each Shale Gas accumulation requires an individualized assessment and production, making it difficult to be able to use a standardized model for those accumulations. In this Study, a total of 143 wells from the Paraná Basin, between ANP and CPRM wells, were utilized, along with information found in the bibliography, in order to assess the shale gas potential of the Permian shales of the Irati Formation. As an investigation tool, 1D and 2D modeling was utilized. In this Study, a selection of the wells was made, defined by parameters used by the oil and gas industry, seeking to identify the most likely areas for Shale Gas. The Irati Formation has potential areas for Shale Gas accumulations, however, these gas was generated by unconventional petroleum system, through the heat from the diabase intrusions that occurred in the Paraná Basin during in the Cretaceous. For these analysis of this unconventional system, oil and gas Thermal Halo maps were generated, based on the thickness of the diabase intrusions, inside the organic matter rich shale in Irati Formation and it was determinated the most propitious areas for this kind of accumulation.

Keywords: Petroleum. Shale Gas. Modeling. Irati Formation. Paraná Basin.

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Sistemas Petrolíferos.	24
Tabela 02 – Paleobatimetria.....	24
Tabela 03 – Biblioteca dos dados geoquímicos da Formação Irati.	33
Tabela 04 – Valores de COT Residual e Original.....	34
Tabela 05 – Parâmetros principais para viabilidade do <i>Shale Gas</i>	35
Tabela 06 – Parâmetros de corte da Formação Irati de todos os Poços do estudo. .	39
Tabela 07 – 29 Poços com as características para viabilidade do <i>Shale Gas</i>	41
Tabela 08 – Características do poço 1FR01SC.	48
Tabela 09 – Características da Formação Irati no poço 1FR01SC.	48
Tabela 10 – Características do poço 1GO01SC.	55
Tabela 11 – Características da Formação Irati no poço 1GO01SC.	55
Tabela 12 – Características do poço 1HV01SC.	62
Tabela 13 – Características da Formação Irati no poço 1HV01SC.	62
Tabela 14 – Características do poço 1SE01SC.	69
Tabela 15 – Características da Formação Irati no poço 1SE01SC.	69
Tabela 16 – Resultados obtidos pela Modelagem 1D.	76
Tabela 17 – Efeito da intrusiva em 16 Poços da Bacia do Paraná.....	95

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 – Metodologia geral aplicada no desenvolvimento do Estudo.	7
Figura 01 – Localização da Bacia do Paraná.	8
Figura 02 – Coluna estratigráfica da Formação Irati.	10
Gráfico 02 – Metodologia geral do programa de modelagem.....	15
Figura 03 – Localização da Bacia do Paraná - 143 Poços.....	20
Figura 04 – 143 poços da Bacia do Paraná plotados no <i>Geosoft</i>	21
Figura 05 – Comparativo das Cartas Estratigráficas da Bacia do Paraná.....	23
Figura 06 – Modelo da geologia atual da Bacia do Paraná.....	25
Figura 07 – Modelo simplificado dos eventos e idades da Bacia do Paraná.....	26
Figura 08 – Parâmetros do Thermal Conditions no Geological Framework.	28
Figura 09 – Biblioteca de litologias da Bacia do Paraná no <i>Lithofacies</i>	30
Figura 10 – Tela do <i>Geogrid Multiwell</i>	31
Gráfico 03 – Motivo de descarte e Status dos 143 poços analisados.	40
Figura 11 – Poços selecionados para as modelagens 1D e 2D.	42
Figura 12 – Distribuição dos poços no programa <i>OpenFlow</i> , Vista frontal.	44
Figura 13 – Topo do Embasamento da Bacia do Paraná.....	45
Figura 14 – Mapa de Isópacas da Formação Irati.	46
Figura 15 – Markers do poço 1FR01SC.....	49
Figura 16 – Litofácies e temperatura do poço 1FR01SC.	50
Figura 17 – Gradiente térmico do poço 1FR01SC.	51
Figura 18 – Fluxo térmico do poço 1FR01SC.	52
Figura 19 – Refletância da vitrinita do poço 1FR01SC.....	53
Figura 20 – Pressão Capilar do poço 1FR01SC.	54
Figura 21 – <i>Markers</i> do poço 1GO01SC.	56
Figura 22 – Litofácies e Temperatura do poço 1GO01SC.	57
Figura 23 – Gradiente térmico do poço 1GO01SC	58
Figura 24 – Fluxo térmico do poço 1GO01SC.....	59
Figura 25 – Refletância da vitrinita do poço 1GO01SC.....	60
Figura 26 – Pressão capilar do poço 1GO01SC.	61
Figura 27 – Markers do poço 1HV01SC.....	63
Figura 28 – Litofácies e Temperatura do poço 1HV01SC.	64

Figura 29 – Gradiente térmico do poço 1HV01SC.	65
Figura 30 – Fluxo térmico do poço 1HV01SC.	66
Figura 31 – Refletância da vitrinita do poço 1HV01SC.	67
Figura 32 – Pressão capilar do poço 1HV01SC.	68
Figura 33 – Markers do poço 1SE01SC.	70
Figura 34 – Litofácies e Temperatura do poço 1SE01SC.	71
Figura 35 – Gradiente térmico do poço 1SE01SC.	72
Figura 36 – Fluxo térmico do poço 1SE01SC.	73
Figura 37 – Refletância de vitrinita do poço 1SE01SC.	74
Figura 38 – Pressão capilar do poço 1SE01SC.	75
Figura 39 – Localização das seções cruzadas no contexto da Bacia do Paraná.	82
Figura 40 – Localização das seções cruzadas em detalhe.	83
Figura 41 – 1ª Seção cruzada 1GO01SC – 1HV01SC, Litofácies padrão.	84
Figura 42 – 1ª Seção cruzada 1GO01SC – 1HV01SC, Temperatura.	85
Figura 43 – 1ª Seção cruzada 1GO01SC – 1HV01SC, EASY%Ro.	86
Figura 44 – 2ª Seção cruzada 1SE01SC – 1FR01SC, Litofácies padrão.	87
Figura 45 – 1ª Seção cruzada 1SE01SC – 1FR01SC, Fluxo Térmico.	88
Figura 46 – 2ª Seção cruzada 1SE01SC – 1FR01SC, Temperatura.	89
Figura 47 – 2ª Seção cruzada 1SE01SC – 1FR01SC, EASY%Ro.	90
Figura 48 – 2ª Seção cruzada 1SE01SC – 1FR01SC, Pressão Capilar.	91
Figura 49 – Seções Cruzadas – Vista 3D, Fácies padrão.	92
Figura 50 – Seções Cruzadas – Vista 3D, Temperatura.	93
Figura 51 – Isópacas do folhelho da Formação Irati.	97
Figura 52 – Isópacas do Diabásio intrudido no folhelho da Formação Irati.	98
Figura 53 – Isópacas do Halo Térmico de Óleo da Formação Irati.	99
Figura 54 – Isópacas do Halo Térmico de Gás da Formação Irati.	100
Figura 55 – Mapa de Localização dos Blocos 12º Rodada de Licitações, ANP.	112
Figura 56 – Diagrama de maturidade termal – Ro%.	134

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	1
	METODOLOGIA	4
1	CONCEITOS GERAIS	8
1.1	Formação Irati	9
1.2	Shale Gas	10
1.3	Modelagem de Bacias	12
2	ENTRADA DE DADOS	16
2.1	Poços da Bacia do Paraná	17
2.3	Entrada de Dados e construção do Modelo da Bacia do Paraná	22
2.3.1	Dados Geológicos e Térmicos	22
2.3.2	Dados Geoquímicos/Cinéticos	32
2.4	Seleção dos Poços para a modelagem	35
3	DISCUSSÕES	43
3.1	Resultados da Modelagem 1D	47
3.1.1	1FR01SC.....	48
3.1.2	1GO01SC.....	55
3.1.3	1HV01SC	62
3.1.4	1SE01SC.....	69
3.1.5	Conclusões sobre a Modelagem 1D	76
3.2	Resultados e conclusões da Modelagem 2D	79
3.3	Halo Térmico do folhelho da Formação Irati	94
4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES	101
	REFERÊNCIAS	104
	APÊNDICE A	112
	ANEXOS	113
	Anexo A - Tabela com os dados básicos dos poços recebidos da ANP.....	113
	Anexo B – a. Tabela com os dados dos poços recebidos da ANP.	115

Anexo B – b. Tabela com os dados dos poços recebidos da CPRM.....	124
Anexo C - a. Tabela com os dados da Formação Irati dos poços recebidos da ANP.	130
Anexo C - b. Tabela com os dados da Formação Irati dos poços recebidos da CPRM.	133
Anexo D - a. Diagrama de maturidade termal	134

INTRODUÇÃO

Embora sejam termicamente imaturos para geração de petróleo em geral, os folhelhos da Formação Irati são potenciais alvo da indústria petrolífera no que tange aos modelos não convencionais de geração de petróleo e gás (MILANI *et al.*, 2006). Os folhelhos betuminosos¹ (*Oil Shale*) da Formação Irati são pesquisados e explorados desde a década de 1930 em São Mateus do Sul, no complexo da PETROSIX, (ASSUNÇÃO, 2004) e com o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração desse bem mineral, o potencial produtor da Formação Irati pode ser revisado. Esse fato é comprovado pela volta da Bacia do Paraná à oferta e à compra de blocos na 12ª rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo - ANP para pesquisa e exploração não convencional de petróleo e gás (ANP, 2013).

O conteúdo orgânico do folhelho betuminoso da Formação Irati não alcançou, ao longo tempo, a temperatura requerida para geração de petróleo e gás por soterramento, exceto por áreas situadas na calha central da bacia (MILANI *et al.*, 1990a). Devido a esse fato, as empresas exploratórias devem então basear-se nos métodos não convencionais de geração a partir do diabásio intrusivo, que gerou efeito térmico anômalo necessário para a geração de petróleo e gás na Bacia do Paraná.

Os folhelhos betuminosos, comumente, contêm gás livre ou adsorvido em sua microporosidade e/ou fraturas, constituindo ao mesmo tempo uma geradora e reservatório de Gás em folhelhos betuminosos (*Shale Gas*) (HALLIBURTON, 2005). A diferença básica da produção convencional de gás para a produção de *Shale Gas* é o uso extensivo de estimulação e fraturamento hidráulico de multi-estágios, segundo o *United States Department of Energy Office of Fossil Energy* (USDEOFE, 2009) e a execução de sondagens direcionais, segundo a *Encyclopedia of Science and Technology* (EST, 2012).

Grandes produtores como os EUA, por exemplo, investem na tecnologia de exploração dos folhelhos betuminosos em seu território desde a década de 1980 (ALLIX *et al.*, 2011), no intuito de integrar o *Shale Gas* a suas reservas e

¹ Folhelho betuminoso = Xisto betuminoso – Nome comercial/fantasia do folhelho piro/betuminoso permiano, com alto teor de matéria orgânica encontrado na Formação Irati na Bacia do Paraná (ANP 2008).

consequentemente, incorporar sua produção de petróleo e gás com o fruto das extrações não convencionais. Porém, a extração do *Shale Gas* tem o fator de recuperação menor que as acumulações convencionais (SCHMOCKER, 2002).

A reserva brasileira estimada de *Shale Gas* é de 245 trilhões de m³, ocupando a 10^a posição no *ranking* mundial de reservas tecnicamente recuperáveis de *Shale Gas*, segundo *Energy Information Administration* (EIA, 2013). No entanto, as acumulações de *Shale Gas* possuem características próprias a cada área de exploração, incrementando os desafios em áreas pouco estudadas ou com poucos dados disponíveis e dificultando o uso de um modelo padrão para essas acumulações (USDEOFE, 2009).

O intuito de uma modelagem é gerar um modelo computacional a partir do qual serão recriadas as condições de geração, expulsão, migração e acumulação, para obter um melhor entendimento da área estudada (HIGLEY *et al.*, 2009). Nesse contexto, esse Estudo busca avaliar a Bacia do Paraná, em especial os folhelhos potencialmente geradores de idade permiana da Formação Irati, por meio das novas ferramentas do programa de modelagem. E utilizar os resultados da modelagem 1D e 2D (unidimensional e bidimensional), a partir de dados existentes com foco na potencialidade e perspectiva do sistema petrolífero não convencional da Formação Irati para o *Shale Gas*, por meio dos mapas resultantes das modelagens.

A modelagem pode fornecer uma visão dinâmica, objetiva e integrada de processos como sedimentação, compactação, fluxo de água, transferência de calor, maturação de rochas geradoras, expulsão do petróleo, migração e acumulação (GSI BROOKS, 2011). O avanço dos métodos investigativos e *softwares* pode lançar uma nova visão em torno de uma área antes avaliada. A Bacia do Paraná, apesar de ser exaustivamente estudada, possui raro conteúdo específico sobre modelagem e *Shale Gas*, em especial sobre a Formação Irati.

Entre os benefícios auferidos pela pesquisa está; a disponibilidade das ferramentas, programas, projetos e toda a base de dados utilizados no Estudo para os alunos e pesquisadores da Faculdade de Geologia em outras aplicações e futuros projetos. Também busca prover material de estudo acessível que, na sua maioria, fica restrito a ambientes corporativos como material confidencial.

A *Suite* de programas *OpenFlow* que foi utilizado no desenvolver do presente Estudo, é uma plataforma avançada que reúne aplicativos/programas para realizar simulações e avaliar sistemas petrolíferos, bem como gerenciar reservas (BEICIP,

2011). As ferramentas de modelagem estão em constante aperfeiçoamento e, a cada nova versão dos programas, novas tecnologias são aprimoradas e diminuem, impreterivelmente, a margem de erro, tornando os modelos e resultados mais confiáveis e fidedignos à realidade.

O objetivo desse Estudo é analisar os dados dos poços da Bacia do Paraná, com foco na Formação Irati, selecioná-los de acordo com os parâmetros requeridos para acumulações econômicas de *Shale Gas* e executar a modelagem 1D e 2D nesses poços, no intuito de avaliar seu potencial e determinar as possíveis áreas plausíveis para a produção economicamente viável.

METODOLOGIA

O procedimento utilizado nesta tese foi dividido em quatro fases principais. Na primeira fase, foi realizada uma pesquisa bibliográfica, no intuito de compreender os mecanismos tectônicos e sedimentares formadores da Bacia do Paraná. Visou ainda entender também a evolução dos estudos da área, especificamente, da Formação Irati, assim como foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre a modelagem em si, seus avanços e principais aplicações. Foram utilizados nesse estágio a biblioteca da Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ, biblioteca pessoal, notas de sala de aula, monografias de final de curso, dissertações e teses, artigos de periódicos, relatórios técnicos, materiais de sítios institucionais e sítios mantenedores de artigos e material científico específico do tema abordado.

Na fase seguinte houve a seleção e coleta dos dados utilizados (geológicos, geoquímicos, históricos e econômicos), formando toda a referência e a base de conhecimento necessárias para a realização do Estudo. Essas fases iniciais foram continuamente atualizadas até a finalização da Tese em si, devido à possibilidade de publicação de material novo e relevante e também quando exigido durante o desenvolvimento do Estudo.

Os dados dos poços do Serviço Geológico do Brasil - CPRM, dados públicos, baixados diretamente do sítio institucional do Órgão Federal na Internet, foram selecionados de acordo com as informações contidas e sua localização, evitando assim sobreposição desnecessária de poços na geração dos mapas. Também devido ao fato de que muitos poços da CPRM não foram destinados à prospecção de hidrocarbonetos, e sim para fins de estudos de aquíferos e prospecção de carvão, nem sempre os dados das formações da Bacia do Paraná são informados, sendo esses descartados da pesquisa, tampouco há dados geoquímicos desses poços. No total foram selecionados 66 poços nas áreas leste do Estado do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, área que dispunha de poucos poços da ANP, melhorando a malha geográfica do estudo para interpretação da geometria geral da bacia e o comportamento local das Formações.

Os dados dos poços do acervo da ANP – Agência Nacional do Petróleo foram obtidos via pedido de dados formais, na Autarquia, e alguns poços, cujo dados encontravam-se disponíveis na base de dados da Universidade do Estado do Rio de

Janeiro. Todos os dados dos poços foram interpretados e devido à heterogeneidade dos dados de poços recebidos, foi necessária uma interpretação individual de cada arquivo de poço, para a confecção das tabelas nos Anexos. Tendo em vista que cada poço foi executado em diferentes épocas e por diferentes empresas e/ou consórcios, foram utilizadas diferentes metodologias. Dados, por exemplo, Gradiente Geotérmico², Carbono Orgânico Total - COT³, Tipo de Querogênio⁴ e Refletância da Vitrinita – Ro⁵, nem sempre estavam presentes nos poços recebidos. Foram utilizados e inseridos um total de 77 poços da ANP no programa *OpenFlow* - licença acadêmica, módulo *TemisFlow*. O volume total de poços utilizados nesse Estudo foi de 143 poços.

No estágio inicial da utilização do programa de modelagem, foi necessário formar toda a geologia regional da bacia no programa, ou seja, definir uma estrutura básica para o modelo computacional⁶. Foram informados dados como; datas, formações, dados geoquímicos e geofísicos, concluindo a base de conhecimento do programa sobre a área estudada. O passo seguinte foi a entrada dos dados de perfis litológicos, individuais de cada poço da Bacia do Paraná e sua integração na modelagem 1D e 2D. Os dados de todos os poços analisados foram inseridos no

2 Gradiente Geotérmico - Gradação ou taxa de aumento de temperatura por unidade de profundidade no sentido ao centro da terra, também definido por diagrama temperatura x profundidade ou pressão litostática (equivalente a profundidade), CPRM (2015).

3 COT (Carbono Orgânico Total). Teor que expressa, em porcentagem, a quantidade de matéria orgânica em uma rocha. Valores acima de 1% são considerados propícios a acumulações de hidrocarbonetos (LAGES, 2004). Para acumulações de *Shale Gas*, os valores requeridos de COT são acima de 2% (HALLIBURTON, 2012). O valor expressa a quantidade no presente, e não o valor original da rocha (MULLEN, 2011).

4 Tipos de Querogênio – Tipo I – Normalmente constituído por material algal de estruturas preservadas, podendo apresentar matéria orgânica amorfa misturada. Propício à geração de óleo. Tipo II – Possui elevada quantidade de matéria orgânica sapropelítica de aparência amorfa e partículas identificáveis de restos algais ou de outros materiais planctônicos e terrígenos, como grãos de pólen. Material húmico pode estar presente, embora escasso, relacionado a sedimentos marinhos. Tipo III – Composto de material húmico e lenhoso de vegetais superiores continentais. Favorável a ambientes deltaicos com maciço suprimento de matéria orgânica terrestre. Propício à geração de gás ANP (2014).

5 Refletância da Vitrinita (Ro) - Constituinte orgânica formada durante a Diagênese. Ro (%) < 0,6 - Zona imatura, entre 0,6 e 1,35 - Zona madura, entre 1,35 e 4 – Zona Senil, > 4 sem possibilidades de acumulações (RODRIGUES, 2008). ANP (2014) classifica o Ro em < 0,3 imaturo, entre 0,3 a 0,6 Transição, entre 0,6 a 0,8 Maduro Inicial, entre 0,8 a 1 Maduro Principal, entre 1 a 1,35 Maduro Regressivo, e >1,35 Senil (Diagrama de maturidade termal encontra-se no Anexo D – Figura 56).

6 Modelo Computacional – Trata da simulação de soluções para problemas científicos complexos com uso de inúmeras variáveis, analisando os fenômenos, desenvolvendo modelos matemáticos para sua descrição e elaborando códigos computacionais para obtenção de soluções. É uma área em constante expansão e de larga aplicação no ambiente científico, (NIH, 2015).

programa, porém somente os poços mais promissores, selecionados a partir dos dados da bibliografia, serão apresentados na modelagem 1D e na modelagem 2D, que são as seções cruzadas, mais interessantes do ponto de vista exploratório e acadêmico. Os mapas resultantes das modelagens 1D e 2D são; Litologia, Temperatura⁷, Fluxo Térmico⁸, Gradiente Geotérmico, EASY%Ro⁹ e Pressão Capilar¹⁰. A metodologia geral empregada nesse estudo é mostrada no Gráfico 1.

Os programas de computador utilizados nesse trabalho, além do *OpenFlow* supracitado, foram: Bloco de notas, para editar e salvar os arquivos de importação e licenças; *Microsoft Office Excel*, para elaboração de todas as tabelas da tese; *Microsoft Office Word*, para a confecção dos textos e da tese em si; *Google Earth PRO*, para a plotagem das coordenadas dos poços utilizados, escalas, imagens da malha de poços utilizados e localização da bacia; *BDEP Webmaps (ANP)*, para a escolha dos poços, no sítio da ANP e para o mapa de localização da Bacia do Paraná; *Corel Draw X5* e *Geosoft Oasis Montaj*, para a confecção das imagens, mapas, perfis e toda ilustração gráfica do trabalho. *Corel Photopaint*, *Paint* e *Microsoft PowerPoint* para confecção e edição de imagens; *Adobe Reader Professional*, para ler os arquivos dos poços recebidos e arquivos bibliográficos.

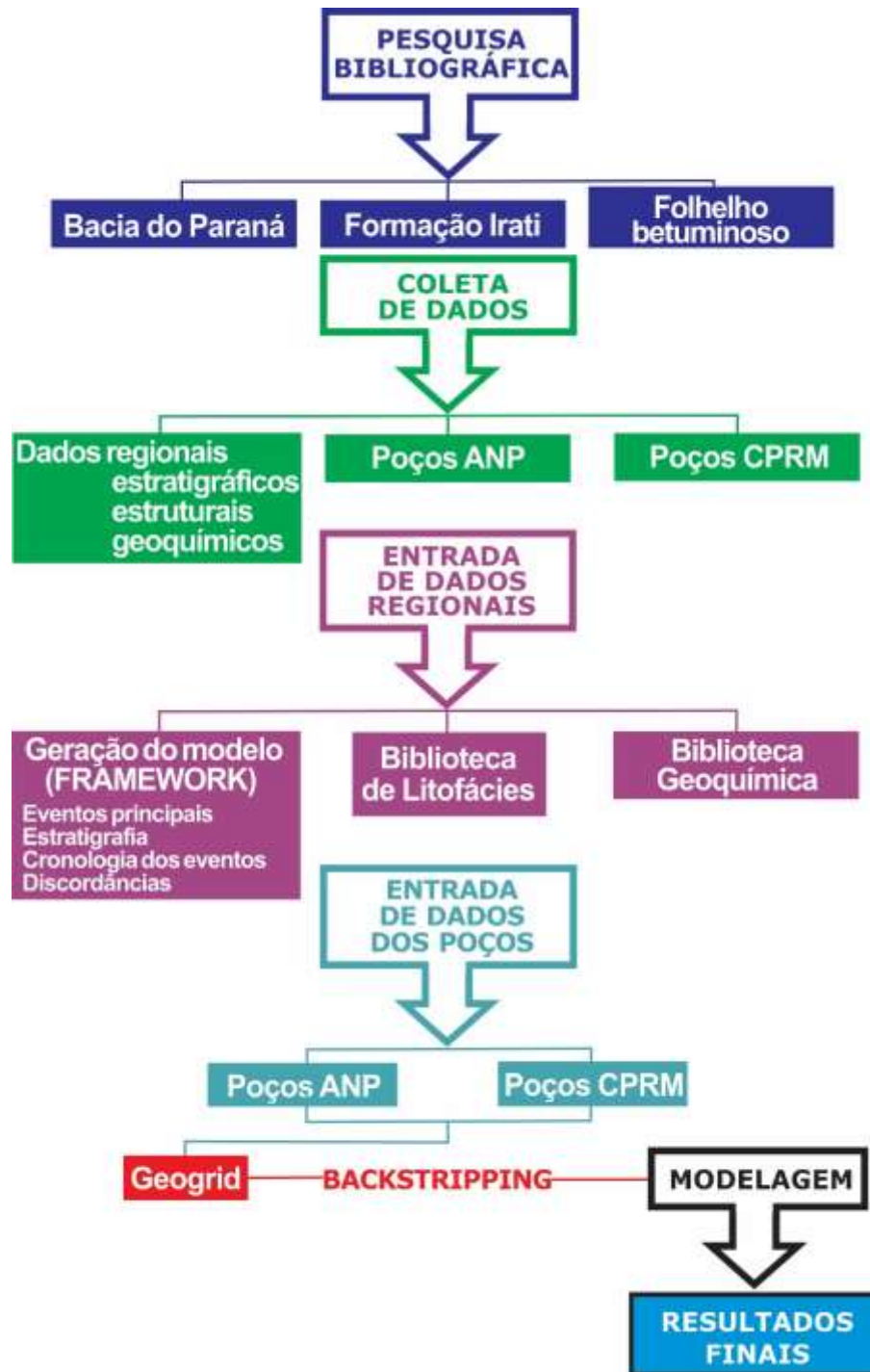
7 Temperatura - Temperatura para geração de óleo - Diagenese e Catagenese entre 50 e 150°C. Temperatura para geração de Gás – Metagenese entre 150 e 200°C (PGT, 2010). Janela de geração entre 60 e 120°C (ANP, 2010). Mullen, (2011) define a janela de óleo de 60 a 160°C e a janela de gás de 150 a 200°C.

8 Fluxo Térmico – Transferência de calor entre diferentes substâncias/interfaces. Produto de dois parâmetros: o Gradiente Térmico e a Condutividade Termal do intervalo observado (BERDSMORE & CULL, 2001).

9 EASY%Ro - modelo mais utilizado para cálculo de %Ro é o modelo proposto por Sweeney e Burnham (1990) denominado de EASY%Ro, onde se integram os dados cinéticos ao longo do tempo e temperatura, sendo aplicável na faixa de refletividade da vitrinite (%Ro) de 0,3 a 4,5% e nas taxas de aquecimento desde condições de laboratório (°C/semana) a condições geológicas (°C/milhão de anos) (GIOTTO, 2005).

10 Pressão Capilar – Diferença de pressão que ocorre entre fases imiscíveis devido a tensões de interface (IGLESIAS, 2009). Relacionado com as diferentes atrações moleculares entre fases e indica uma pressão adicional em áreas de contato entre litologias diferentes. A pressão Capilar é diretamente dependente da saturação. Devido aos variados tamanhos e formas dos poros que geram diferentes pressões entre eles ao serem preenchidos (HAUNTSCHHEL & KAUEAUF, 2009). Relacionada intimamente com as propriedades litológicas e a capacidade de saturação da rocha. Dado imprescindível para avaliações petrolíferas e indica como o óleo gerado está aprisionado na rocha (SOUZA & TREVISAN, 2012). A Pressão Capilar pode avaliar as seguintes propriedades; qualidade da rocha reservatório, espessura efetiva, saturação de fluidos (*Wetting Phase Saturation*), capacidade de retenção da rocha selante, profundidade de contato de fluidos, espessura da zona de transição, aproximação da eficiência de recuperação primária ou secundária (BYRNES, 2011; ONIP, 2014).

Gráfico 1 – Metodologia geral aplicada no desenvolvimento do Estudo.

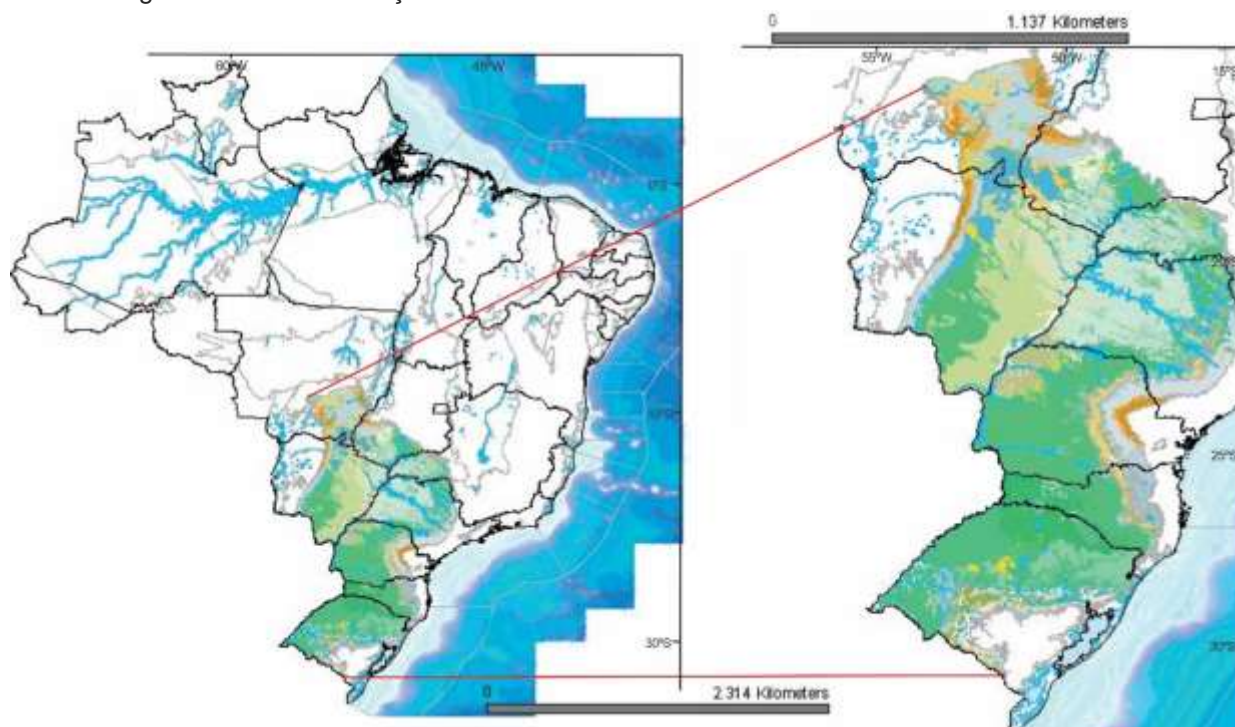


Fonte: Autora, 2014.

1 CONCEITOS GERAIS

A Bacia do Paraná está localizada nos estados do Rio grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso e também se estende em terras internacionais (ZALÁN *et al.*, 1990). A região se encontra em área de desenvolvimento econômico e próximo aos grandes centros consumidores brasileiros do Sul e Sudeste (EIA, 2013) (Figura 01).

Figura 01 – Localização da Bacia do Paraná.



Fonte: BDEP, 2012.

Com nenhuma produção economicamente viável de petróleo e gás natural registrada nos últimos anos (ANP, 2012), a Bacia do Paraná tem sua importância na indústria do petróleo restrita à produção sintética de petróleo a partir do folhelho betuminoso da Formação Irati (EIA, 2013), matéria prima que é explorada nas instalações da Petrobrás, no município de São Mateus do Sul, no Estado do Paraná. Além da produção de petróleo sintético e seus derivados da Formação Irati na PETROSIX, a Bacia do Paraná é produtora de calcário, corretivos de solos, carvão, turfa, enxofre e outros insumos minerais importantes (ALMEIDA & CARNEIRO, 2004; ASSUNÇÃO, 2004).

A Bacia do Paraná é uma bacia intracratônica e possui dois sistemas petrolíferos convencionais confirmados; o sistema Ponta Grossa/Itararé/Rio Bonito, para gás e condensado, e o sistema Irati/Rio Bonito/Pirambóia, para óleo (MILANI *et al.*, 1990a; MILANI, 1992).

Esse estudo tem como foco os folhelhos betuminosos permianos da Formação Irati da Bacia do Paraná como potencial exploratório para *Shale Gas*.

1.1 Formação Irati

A Formação Irati faz parte do Grupo Passa Dois da Supersequência Gondwana I da Bacia do Paraná (MILANI *et al.*, 2007). As rochas da Formação Irati foram depositadas em ambiente marinho restrito, com interação de sistemas deposicionais siliciclásticos e carbonáticos entre o Eo e o Neopermiano (ARAÚJO *et al.*, 2001b; ARAÚJO *et al.*, 2004), com flutuações espaciais e temporais de condições hipersalinas e marinhas normais (GOLDBERG, 2001) relacionadas com as progradações e retrogradações do sistema deposicional carbonático (ARAÚJO, 2001a). A Formação Irati é dividida em dois Membros distintos Assistência e Taquaral (ASSUNÇÃO, 2004), (Figura 02).

O folhelho, como o encontrado na Formação Irati, é uma rocha sedimentar, comumente relacionada como geradora de petróleo e gás no modelo convencional de produção de Petróleo (HALLIBURTON, 2005). O folhelho betuminoso faz parte do Membro Assistência da Formação Irati (MILANI *et al.*, 2007) depositado em evento de bioprodutividade e anoxia de abrangência regional (ARAÚJO, 2001a). O *U.S. Geological Service* (USGS), a *American Association of Petroleum Geologists* - AAPG e a *Energy Information Association* - EIA definem o folhelho betuminoso como uma rocha sedimentar pelítica, rica em matéria orgânica em sua matriz, que contém quantidades substanciais de hidrocarbonetos e seu conteúdo orgânico pode ser extraído por métodos destrutivos de destilação ou pirólise. (CHAIR, 2011).

Figura 02 – Coluna estratigráfica da Formação Irati.



1.2 Shale Gas

O *Shale Gas* é, usualmente, um gás seco, composto basicamente de metano¹¹ (USDEOFE, 2009), que pode estar tanto livre quanto adsorvido no folhelho betuminoso em sua microporosidade e fraturas. A presença de um selo ou uma trapa afetando a geradora também é necessária para as acumulações de *Shale Gas* (MULLEN, 2011). O *Shale Gas* possui ampla ocorrência, as acumulações são encontradas por todo o globo, no entanto seu fator de recuperação é relativamente baixo, em face dos outros tipos de acumulações (TORSÆTER, 2011).

No modelo convencional, o petróleo e o gás gerados a partir de altas temperaturas e pressão são expulsos e migram até acumularem-se em uma rocha porosa que servirá como reservatório (ALLEN & ALLEN, 2005). Estima-se que 60%

¹¹ Metano = Gás natural ou gás dos pântanos, gás representado pela fórmula química CH₄, incolor, de odor fraco a levemente adocicado, altamente inflamável, estável, praticamente insolúvel em água e solúvel em solventes. Trata-se do composto mais simples e abundante do grupo dos hidrocarbonetos (CARDOSO, 2006).

dos hidrocarbonetos gerados sejam expelidos para reservatórios convencionais (JARVIE, 2008). Em casos mais específicos, anômalos, quando não há a migração, ou esta ocorre parcialmente, o óleo e/ou gás gerados ficam impregnados/adsorvidos nos poros e fraturas do folhelho gerador. Esta rocha, nesses casos específicos, compõe tanto a geradora quanto o reservatório (HALLIBURTON, 2012).

O processo de estocagem e migração das moléculas do hidrocarboneto dentro da rocha geradora é complexo, lento e não elucidado totalmente pelos especialistas (SLATT, 2011). A produção, nesses casos, é realizada a fim de liberar o gás adsorvido nas fraturas e na microporosidade da rocha, por meio de fraturamento hidráulico do folhelho betuminoso e utiliza sondagens direcionais aliados ao fraturamento hidráulico para abranger uma área maior que as sondagens verticais (HALLIBURTON, 2005; MULLEN, 2011; EST, 2012). Um importante fato a respeito das acumulações de Shale Gas é que não se pode utilizar a mesma estratégia exploratória em duas áreas semelhantes, e o sucesso de uma área não necessariamente se repetirá em outra (HALLIBURTON, 2012).

Os folhelhos que agem como reservatórios exibem propriedades texturais, composicionais e petrofísicas distintas dos reservatórios convencionais, tais como: permeabilidade baixa, grande conteúdo orgânico (COT) e complexos mecanismos de controle e estocagem de fluidos (HALLIBURTON, 2012).

Nos EUA existem um grande número de bacias com acumulações de Shale Gas economicamente viáveis, identificados como *Barnett*, *Eagle Ford*, *Haynesville* (no Texas), *Fayetteville* (no Arkansas), e *Marcellus* (na Bacia dos Apalaches), entre outros. Em escala global, são conhecidas as acumulações *LaLuna* (na Colômbia) *Vaca Muerta* (Argentina) e *Longmaxei* (na China) (SLATT, 2011). Outros países, por exemplo, a Polônia, a Hungria, a Índia e a Austrália estão interessados em produzir óleo e gás por meio do fraturamento hidráulico (HALLIBURTON, 2012).

No Brasil, a Formação devoniana Ponta Grossa, outra geradora conhecida da Bacia do Paraná (MILANI *et al.*, 2007), também é uma Formação potencial para *Shale Gas*. As Bacias do Amazonas e Solimões possuem folhelhos promissores para acumulações de *Shale Gas* na seção devoniana, nas Formações Barreirinhas e Jandiatuba, respectivamente. Outras bacias sedimentares com folhelhos potenciais para acumulações de *Shale Gas* no Brasil são: Parnaíba, São Francisco, Potiguar, Parecis, Recôncavo e a porção terrestre (*onshore*) da Bacia de Sergipe-Alagoas (EIA, 2013).

1.3 Modelagem de Bacias

O sucesso em qualquer campanha exploratória depende de uma convergência crucial de elementos e processos geológicos. A modelagem de bacias permite aos geocientistas examinarem a dinâmica das bacias sedimentares e seus fluidos associados com objetivo de determinar as condições requeridas para a geração e acumulação de hidrocarbonetos (AL-HAJERI *et al.*, 2009). Embora seja uma ferramenta relativamente recente, a modelagem de bacia tornou-se um instrumento indispensável na estratégia exploratória das empresas petrolíferas, porque fornece uma visão integrada dos processos envolvidos da geração a produção de óleo e gás (GSI BROOKS, 2011). A modelagem numérica de sistemas petrolíferos foi desenvolvida a partir da década de 1980 e aprimorada substancialmente nos últimos anos, devido aos avanços em geoquímica orgânica, métodos numéricos e computação gráfica (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009).

A modelagem de sistemas petrolíferos é definida como um modelo digital, dinâmico de um sistema petrolífero, onde diversos processos inter-relacionados e seus resultados possam ser simulados, no intuito de entender e prever esses processos, em micro ou macroescala, durante o tempo geológico (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009). No trabalho de Huvaz & Thomsen (199-), a modelagem de bacias é definida como uma série de testes de hipóteses científicas baseadas em processos e condições geológicas, geoquímicas, geofísicas e petrológicas que ocorreram durante a formação e evolução de uma bacia sedimentar.

O conceito de modelagem de bacias também é expresso como a técnica que permite a reconstrução da história sedimentar, térmica e de soterramento ao longo do tempo geológico com foco no entendimento da maturação térmica da geradora, expulsão do hidrocarboneto gerado e suas possíveis rotas de migração. Vários fatores influenciam o sistema petrolífero e é imperativo o entendimento da sua evolução durante o tempo. Esse conhecimento é utilizado no intuito de prever e calcular o hidrocarboneto gerado, rotas e locais de migração, assim como os locais propícios a acumulação e as propriedades dos reservatórios (CGG, 2015).

Na década de 1980, o objetivo principal era construir mapas de geração e expulsão de petróleo a partir de simulações 1D e Multi-1D, com dados geoquímicos e de fluxo térmico. À medida que novos parâmetros foram inseridos nos programas, por exemplo, a paleotemperatura, os resultados se tornaram mais abrangentes. A

partir da década de 1990, a modelagem se tornou cada vez mais cotidiana na indústria do petróleo e integrou às simulações 2D. Os modelos de fluxo de Darcy eram utilizados no intuito de simular os relevantes processos de fluxo e acumulações. No entanto, era preciso *hardware* de última geração que suportasse a grande quantidade de cálculos necessários para as simulações. Também houve importantes incrementos de processos geológicos especiais na modelagem, tais como: tectônica do sal, cimentação, fraturamento e as intrusões ígneas (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009). Esse último processo geológico, de extrema relevância para uma bacia sedimentar extensamente afetada por intrusões, como é o caso da Bacia do Paraná.

No fim da década de 1990, a modelagem 3D foi desenvolvida, a construção de modelos com uma complexidade maior que os anteriores foi incrementada e as simulações foram aperfeiçoadas, com novos parâmetros de migração de petróleo e reservatórios, fato que resultou em resultados mais confiáveis (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009).

Atualmente, a modelagem pode ser realizada em uma, duas ou três dimensões (1D, 2D e 3D) e depende diretamente de três fatores principais: o equipamento (*Hardware*), o programa (*Software*) e a base de dados (*Input*). A abordagem da modelagem selecionada para um projeto está intimamente ligada à qualidade e à quantidade da base de dados disponíveis. Uma base de dados atual e completa permite uma modelagem 3D com uma quantidade maior de parâmetros analisados, enquanto uma base de dados restrita, impacta negativamente os resultados da modelagem, tanto em dimensões quanto na quantidade de informações na saída dos resultados (*Output*) (GIOTTO, 2005).

A modelagem permite simular a evolução da bacia e a geração do petróleo, expulsão e migração de uma forma fisicamente consistente e fornece significantes respostas sobre questões fundamentais, tais como: onde se encontram as potenciais rochas geradoras; o tempo dos processos de geração do petróleo; expulsão e migração; possíveis vias de migração do hidrocarboneto gerado; papel das falhas e outras estruturas como rotas de migração; eficácia das trapas; entre outras informações relevantes (GSI BROOKS, 2011; HIGLEY *et al.*, 2009). A modelagem de bacias sedimentares para sistemas de petróleo não convencionais, como o *Shale Gas*, tem se mostrado uma ferramenta eficaz no auxílio do entendimento das incertezas envolvidas no processo de exploração (KACEWICZ *et al.*, 2010). Os

resultados obtidos em uma modelagem não são somente resultado direto dos parâmetros de entrada no programa, mas também da sensibilidade do modelador em inferir e/ou interpretar os inúmeros parâmetros envolvidos no processo, ou seja, o componente humano no processo de modelagem é de vital importância e se reflete diretamente na qualidade dos resultados (HUVAZ & THOMSEN, 199-). A modelagem que permite prever o presente simulando o passado é uma importante ferramenta para os profissionais da indústria do petróleo e gás, constituindo uma ferramenta de auxílio de redução dos custos exploratórios e da margem de erro, no entanto, nem toda acumulação de hidrocarbonetos pode ser prevista pela modelagem (AL-HAJERI *et al.*, 2009).

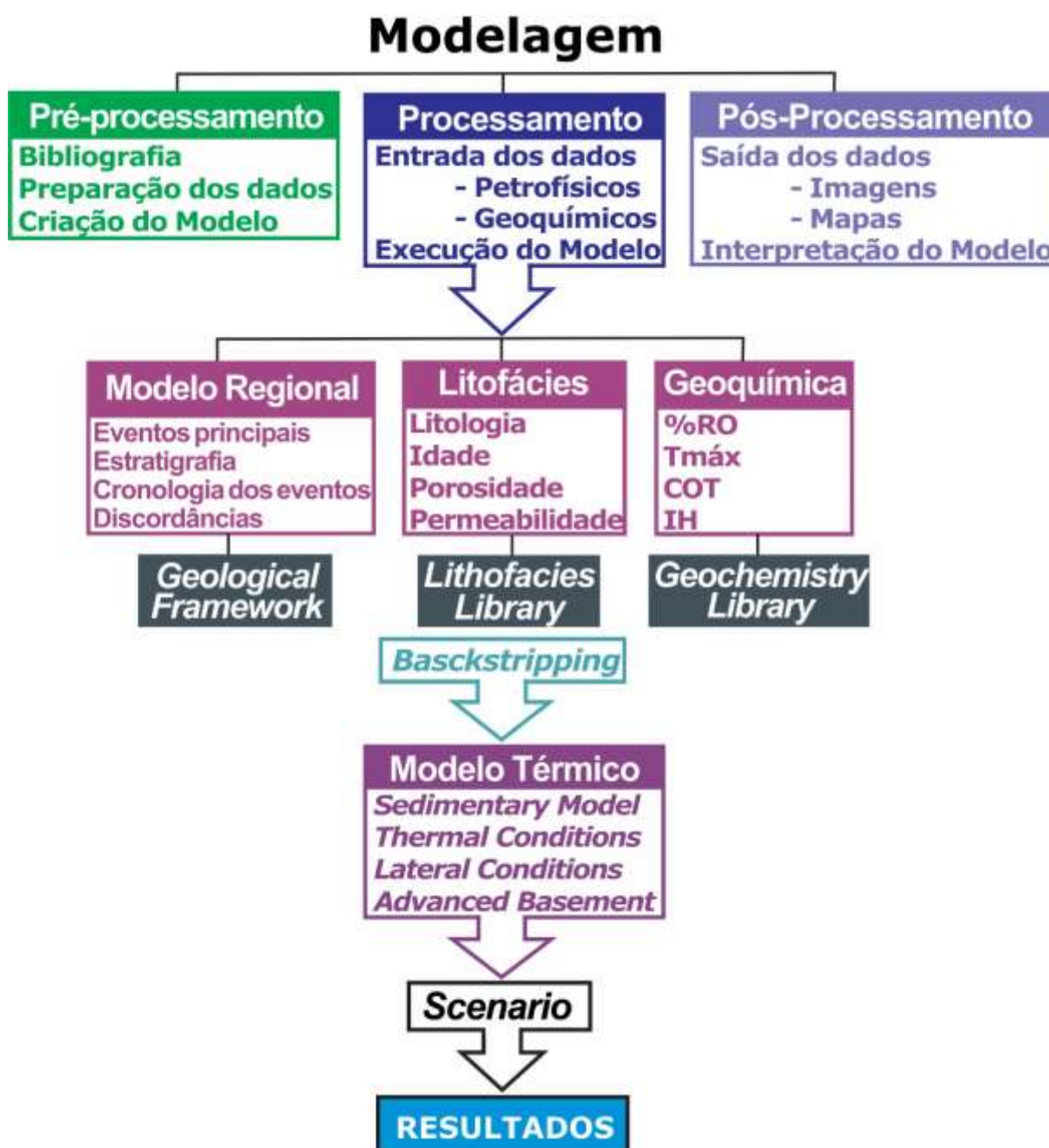
Com foco no presente Estudo, uma melhor compreensão do sistema petrolífero não convencional dos folhelhos betuminosos da Formação Irati, por meio de um modelo que simule sua geometria, evolução, soterramento, maturação e sua possível caracterização comercial (por intermédio de mapas e visualização), é essencial para determinar a possibilidade de novos esforços exploratórios, identificar os potenciais riscos e novas metas de exploração para a Bacia do Paraná, em especial para a Formação Irati.

Após a fase de pesquisa bibliográfica, constatou-se que são raros os artigos públicos sobre modelagem nas bacias brasileiras e não foi localizado nenhum trabalho sobre modelagem específica para *Shale Gas* na Bacia do Paraná, nem sobre a utilização do *Software OpenFlow*. Os poucos trabalhos similares existentes ficam restritos ao uso interno das empresas. Tendo em vista esse contexto, os dados apresentados aqui são uma compilação de dados coletados de diversos artigos, trabalhos e publicações; muitos desses dados foram extrapolados e inferidos para as características da Bacia do Paraná.

No presente Estudo, apesar de ser possível, em termos de *Hardware* e *Software*, realizar a modelagem com a configuração estrutural da Bacia do Paraná no programa de modelagem, as litologias estão representadas somente por suas unidades cronoestratigráficas, devido à limitação de dados sísmicos atuais interpretados da Bacia do Paraná. A escassez desses dados impossibilitou a realização de uma modelagem 3D da bacia. Segundo Kacwicz *et al.*, (2010), é prática comum a utilização da modelagem 2D em detrimento da 3D, devido ao tempo despendido e custo maior na aquisição dos dados necessários para uma modelagem mais complexa, como a modelagem 3D.

A ferramenta computacional utilizada, a *Suite* de programas do *OpenFlow*, propõe a realizar a modelagem de bacias de forma intuitiva, em alta resolução, minimizando os erros, tornando o programa mais acessível e de amigável utilização (BEICIP, 2015). Nesse Estudo será utilizado somente o módulo *TemisFlow*, devido à licença acadêmica, disponibilidade e qualidade dos dados da Bacia do Paraná. A metodologia utilizada no programa está ilustrada no Gráfico 02 e visa auxiliar no entendimento dos passos da modelagem executados nesse Estudo.

Gráfico 02 – Metodologia geral do programa de modelagem.



Fonte: Autora, 2015.

2 ENTRADA DE DADOS

A modelagem de bacias é um sistema interativo com várias fases e processos inter-relacionados, tanto da entrada de dados como dos cálculos internos complexos envolvendo todos os dados inseridos no programa escolhido. Cada fase ou processo requer uma interação de dados interdisciplinares, abrangendo diversas áreas dentro da geologia, por exemplo, geoquímica, geofísica, estratigrafia e geoestatística, dados esses que são requeridos para uma modelagem mais complexa. Completar todas essas fases e obter resultados confiáveis é uma tarefa intrincada (AL-HAJERI *et al.*, 2009). Neste contexto, a modelagem 1D e 2D da Bacia do Paraná foi concebida pela *Suite* de programas *OpenFlow*, nas versões 2011, 2012 e 2013. Para chegar aos resultados, foi necessária uma busca de informações e seleção de dados na bibliografia disponível, aliada a uma análise individual de cada poço recebido da ANP para que os dados geológicos e geoquímicos da Bacia do Paraná fossem integrados ao programa supracitado.

Tendo em vista que a criação de um modelo em computador e a modelagem em si são, impreterivelmente, simplificações de uma realidade natural complexa, algumas simplificações, modificações e aproximações foram necessárias para que o procedimento fosse concluído de forma satisfatória, ou seja, um modelo dificilmente representará a realidade na sua totalidade e constitui uma visão abstrata e simplista, devido às variáveis envolvidas, tais como: erro de cálculo, base de dados, erro humano, sensibilidade do profissional/usuário, instabilidade no programas de modelagem, etc.

Cabe ressaltar que as imagens apresentadas nesse Estudo são resultado de diversas simulações, tentativas e correções e somente as melhores visualizações foram selecionadas para edição. Essas imagens foram editadas de forma a aprimorar o entendimento e maximizar o espaço, sem quaisquer alterações nos resultados exibidos e encontram-se, em sua maioria, em tamanho A3 no intuito de facilitar a visualização das mesmas, tendo em vista que os resultados apresentam detalhes que, em visualizações menores, poderiam se perder ou ficar ilegíveis.

2.1 Poços da Bacia do Paraná

De forma geral, a seleção dos demais dados e parâmetros utilizados para a entrada de dados da modelagem foi feita a partir da bibliografia selecionada entre os dados de poços da ANP e dados coletados no sítio da CPRM (todos os detalhes dos dados dos poços utilizados nas Figuras e do Estudo, em geral encontram-se nos Anexos A, B e C). Sempre que possível, os dados geológicos básicos do modelo foram retirados de Milani *et al.*, (2007), como por exemplo: idade das formações, espessura, empilhamento e ambiente deposicional, no intuito de maximizar a uniformidade dos dados e evitar a utilização de métodos diversos.

Em relação aos poços estudados, verificou-se que os poços situados na borda Sul e Sudeste da bacia nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina pertencentes a CPRM, apresentam, em sua maioria, espessuras sedimentares bem menos significativas que o restante da Bacia do Paraná. Muitas formações sedimentares estão ausentes na área citada acima, por exemplo, as Formações Furnas, Ponta Grossa, Serra Alta e Santa Maria e as Supersequências Rio Ivaí e Bauru. As Formações Itararé, Serra Geral, Botucatu, Rio do rasto, Teresina e Irati encontram-se presentes em alguns poços somente. As Formações Rio Bonito e Palermo têm uma ocorrência ampla na área Sul e Sudeste e encontram-se presentes em quase a totalidade dos poços. A ausência de formações e profundidades menos representativas na borda Leste da Bacia do Paraná são, possivelmente, resultado de processos erosivos em resposta ao soerguimento marginal do rifte Atlântico Sul, descritos por Milani (2004).

Nos poços da ANP, que englobam as demais porções da Bacia do Paraná, a profundidade, em geral, é mais significativa. Em nenhum poço se obteve a presença de todas as formações no pacote sedimentar. A profundidade máxima dos poços alcançada foi entre 4000-5300 metros, concordante com a literatura em geral, porém nenhum poço estudado alcançou as maiores profundidades registradas na calha central da bacia, que atinge mais de 6000 metros de profundidade (MILANI *et al.* 1990a). Nenhum dos poços analisados possuíam as profundidades máximas estimadas pela sísmica em 7000 metros, segundo Milani *et al.*, (1990a). O poço mais profundo estudado foi o 2RI01PR, com o registro de topo do embasamento em 5286 metros de profundidade.

Em relação às formações sedimentares de ocorrência espacial específica na Bacia do Paraná, por exemplo: a Formação Triássica Santa Maria e as Supersequências Rio Ivaí e Bauru, verificou-se; que na área Norte da bacia, a Supersequência Bauru está presente em alguns poços, e sua deposição pode ser resultante da sobrecarga litostática da Formação Serra Geral, assim como dos soerguimentos marginais que geraram o espaço deposicional nesta área específica da Bacia do Paraná (MILANI, 2004). Na área S/SW, somente um poço, IT01RS, possui a Formação Triássica Santa Maria, ausente nos demais poços do RS. Ausência esta justificada pela extensiva erosão que sofreu a Formação Santa Maria durante o desenvolvimento de uma superfície de deflação eólica ligada à Formação Botucatu, segundo Milani *et. al.* (2007). A Supersequência Ordoviciano Rio Ivaí é de rara ocorrência. Somente dois poços, 1SE01SC e 1GB01BR, na área central da Bacia do Paraná, possuem a Supersequência citada e sua origem pode estar intimamente ligada ao mecanismo de criação de espaço deposicional, a partir de eventos tectônicos, englobando os blocos cratônicos e aulacógenos constituintes do embasamento da bacia. A criação do espaço deposicional para a Supersequência Rio Ivaí e a origem da Bacia do Paraná ainda é debatida pela comunidade científica (MILANI, 2004).

Foram analisados os dados de todos os poços da ANP e da CPRM num total de 143 poços (77 e 66, respectivamente). Foi necessária uma uniformização tanto nos dados geológicos básicos quanto nos dados específicos, por exemplo, a porosidade e permeabilidade das formações que, dependendo do poço, ora esses dados eram qualitativos, ora quantitativos.

Os poços da CPRM foram perfurados nas décadas de 1970 e 1980 para estudos de prospecção de carvão no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, dando ênfase então à Formação Rio Bonito (CPRM, 2013). Esses Poços não possuem dados geoquímicos das formações, porém os dados litoestratigráficos desses poços foram importantes para complementar a distribuição de poços na porção SE da Bacia do Paraná, no Estado do Rio Grande do Sul. A área de cobertura da modelagem está ilustrada nos Mapas de Localização dos 143 poços (Figuras 03 e 04) e sua base de dados está representada nas Tabelas contidas no Anexo A, onde está a lista completa dos poços e suas coordenadas em UTM, as quais foram inseridas no programa *Google Earth PRO* e no *Geosoft Oasis*, na Figura 06.

Do total dos poços da Bacia do Paraná disponíveis da ANP, 44 poços não foram utilizados nesse Estudo. Esses poços estão distribuídos da seguinte forma: 17 em São Paulo, 16 no Paraná, 9 em Santa Catarina, 1 no Mato Grosso do Sul e 1 no Rio Grande do Sul.

Quanto aos dados disponíveis da Bacia do Paraná há que se destacar que, apesar de parecerem vastos (mais de 120 poços da ANP e centenas de sondagens da CPRM), diante do tamanho e complexidade da bacia, eles compõem uma coletânea de materiais escassa, com metodologias diversas. Além disso, esses dados carecerem de qualidade e uniformidade e o mais importante, de atualização. Alguns poços datam da década de 1960 (ANP, 2014), oferecendo um desafio para os *Softwares* atuais.

Mapa de Localização - Bacia do Paraná - 143 Poços

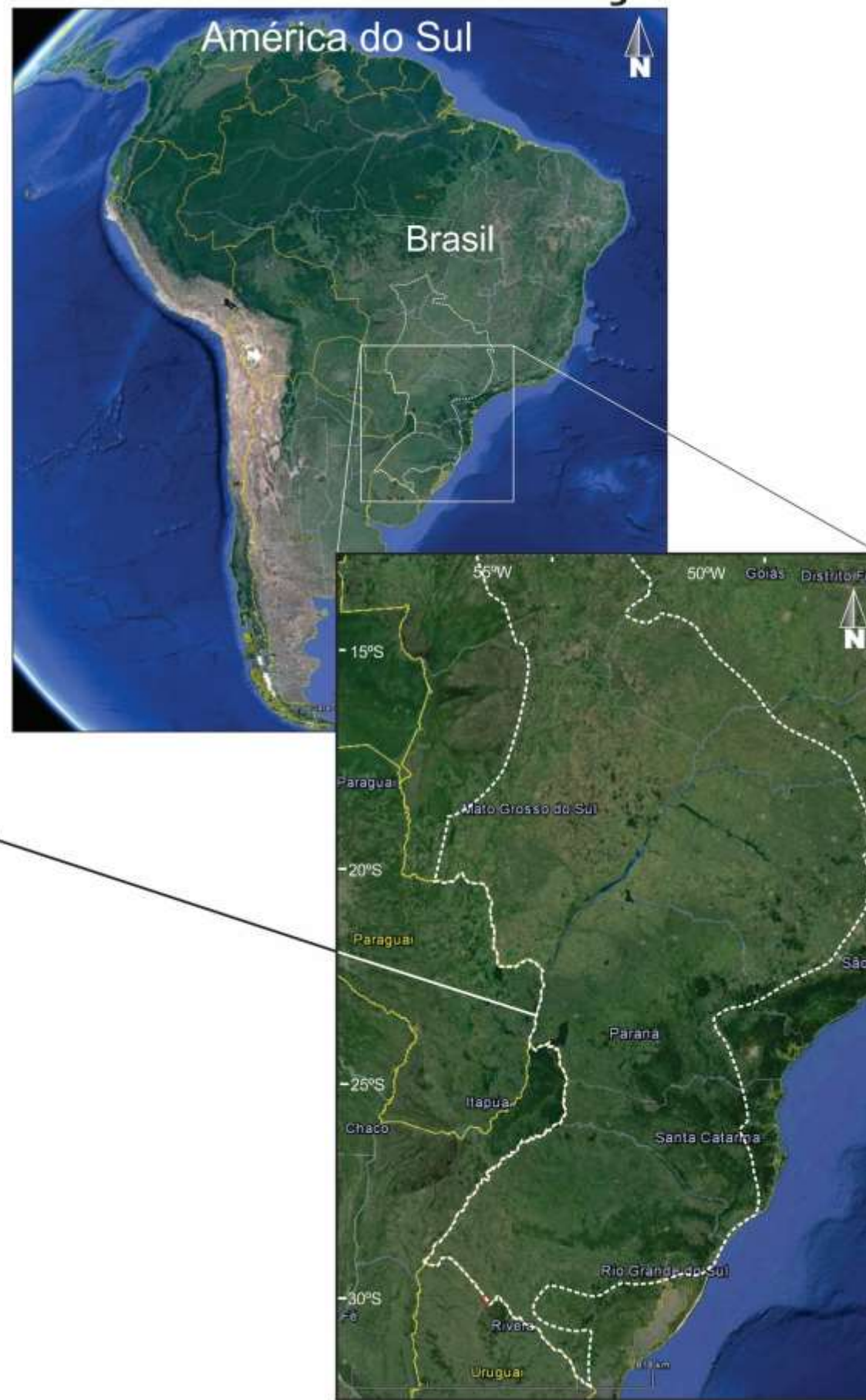
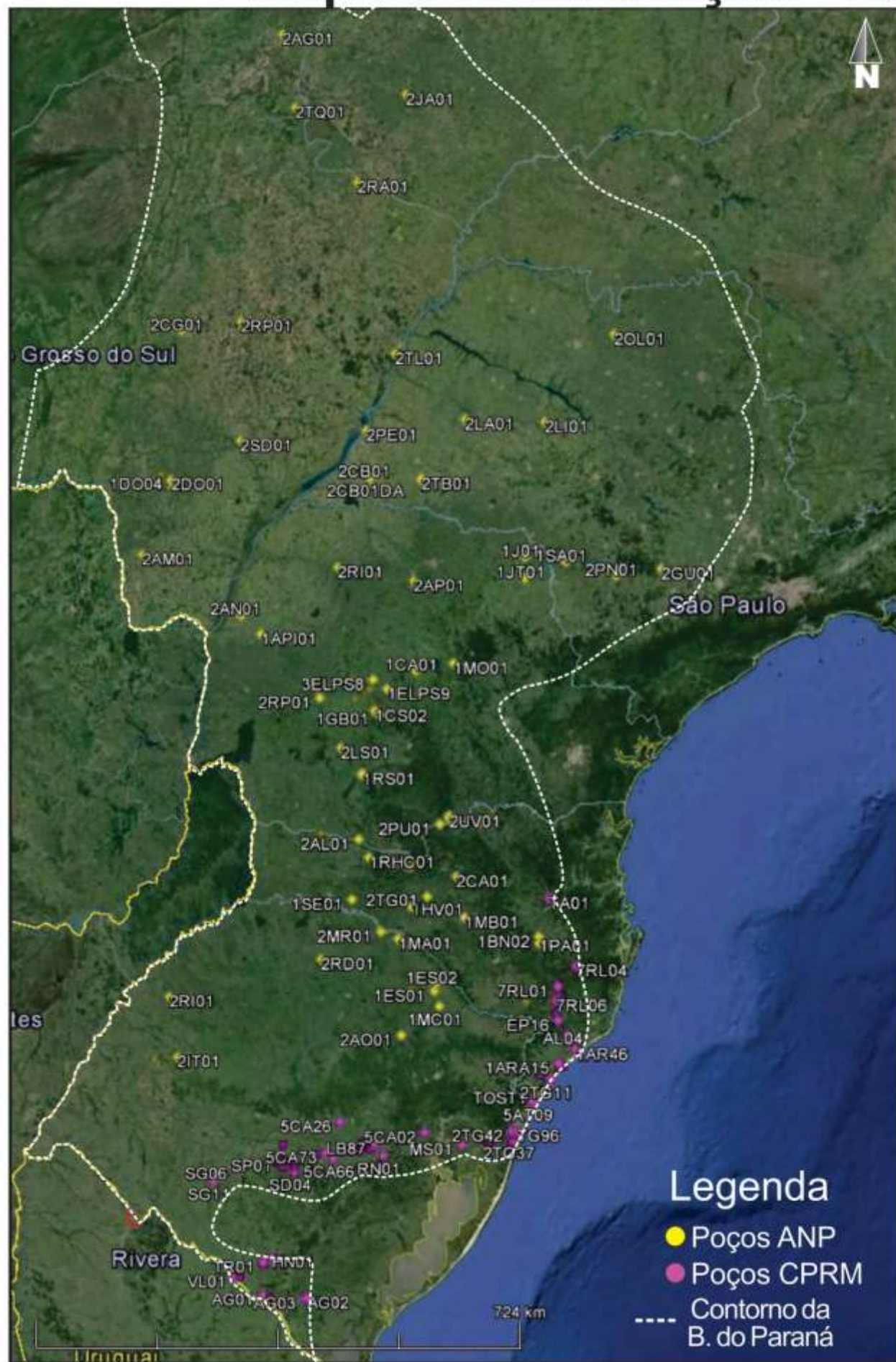


Figura 03 – Localização da Bacia do Paraná - 143 Poços.

FONTE: ANP, (2014), CPRM, (2013) e Google Earth PRO, (2015).

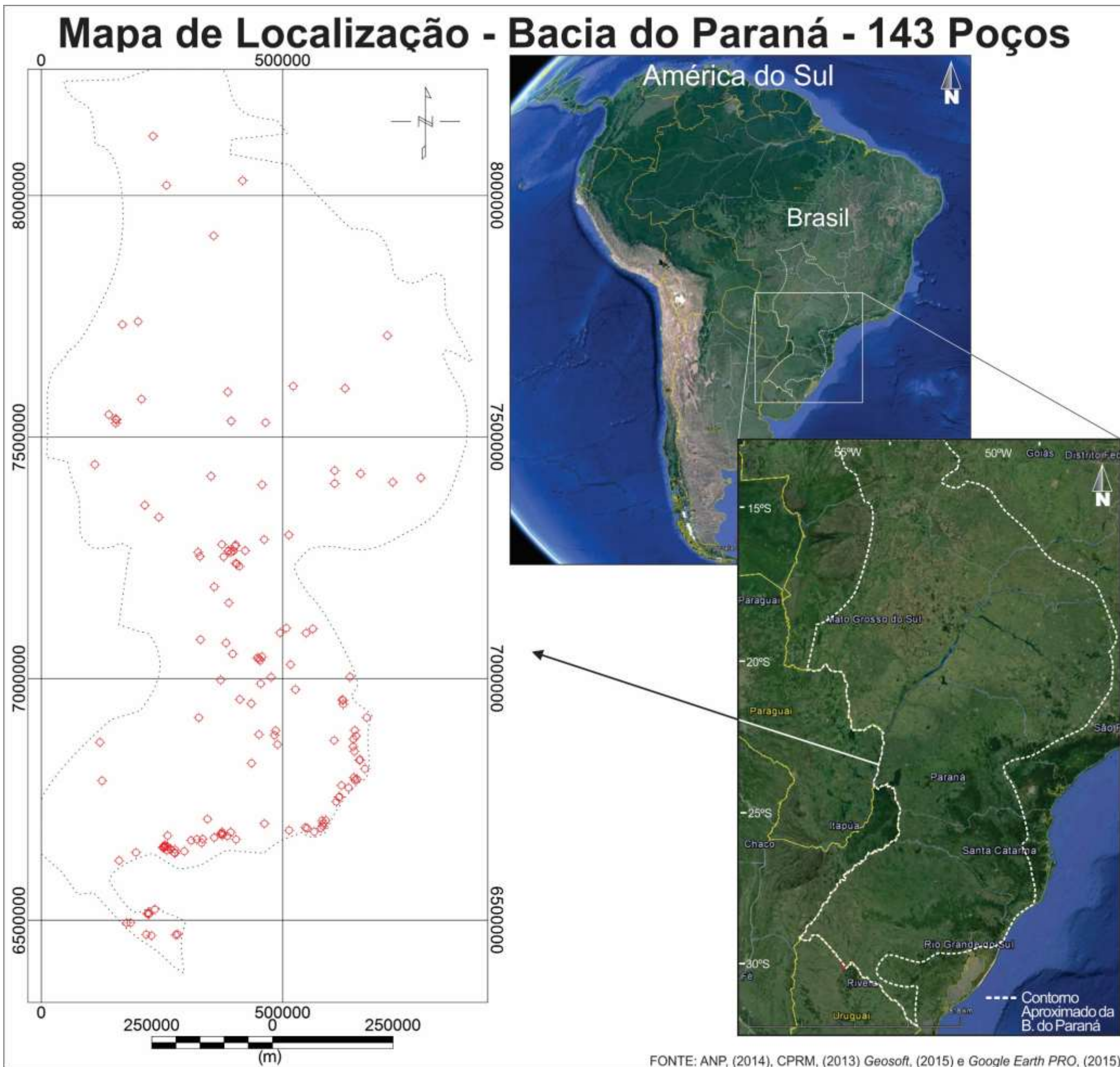


Figura 04 – 143 poços da Bacia do Paraná plotados no Geosoft.

2.3 Entrada de Dados e construção do Modelo da Bacia do Paraná

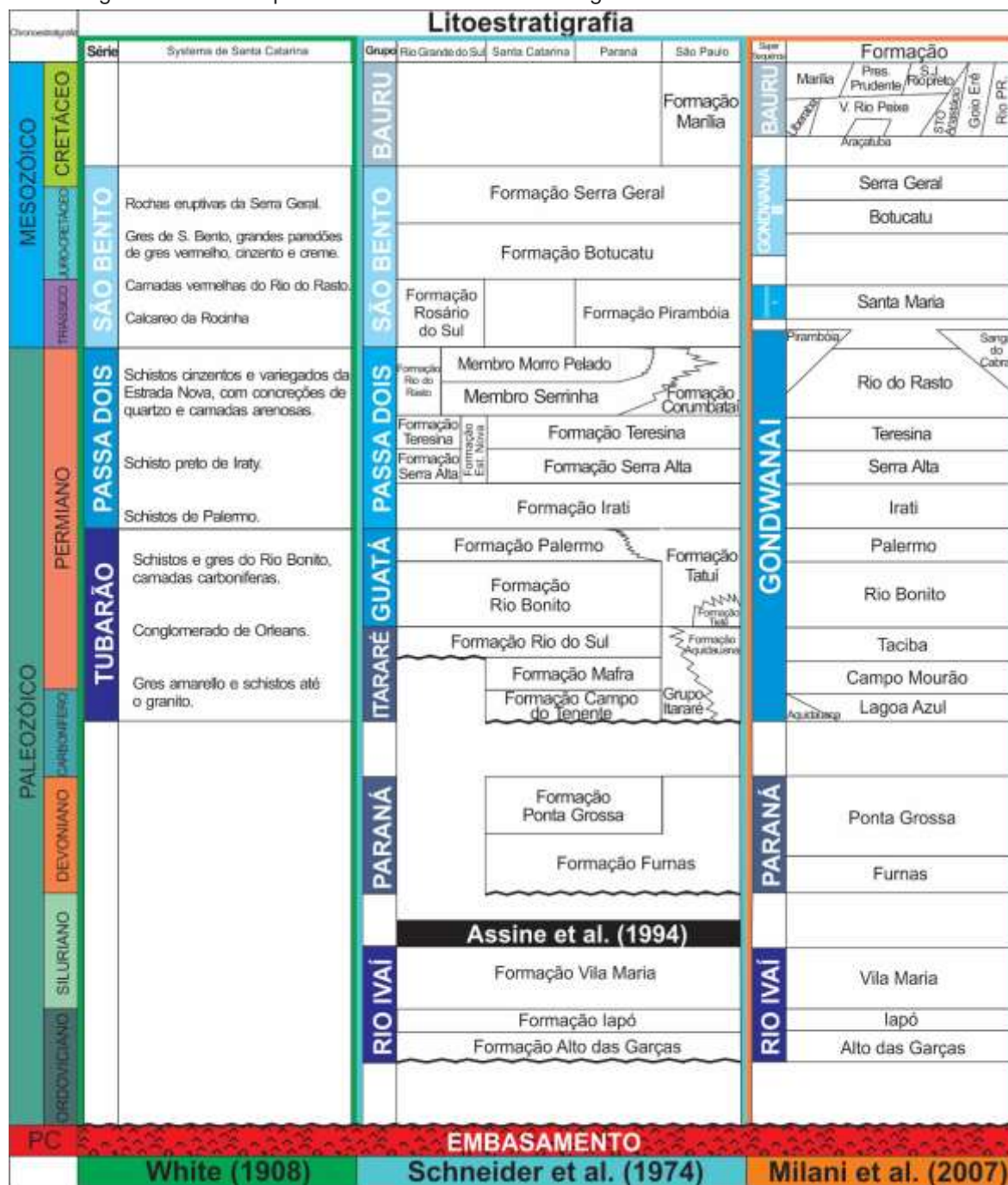
2.3.1 Dados Geológicos e Térmicos

Um dos maiores desafios na modelagem de bacias é determinar corretamente, ou o mais próximo possível da realidade, os parâmetros que regem a evolução térmica da bacia. Os parâmetros térmicos representam o aspecto central na modelagem, devido a sua importância na determinação do potencial petrolífero de uma bacia sedimentar (HUVAZ & THOMSEN, 199-).

A modelagem térmica visa determinar o tempo e a profundidade requerida para a geração de hidrocarbonetos. O processo de geração de óleo e gás é gradual e envolve uma série de fatores, tais como; expulsão dos voláteis, gases, líquidos e óleos gerados pela alteração química da matéria orgânica soterrada presente na rocha geradora (BEARDSMORE & CULL, 2001).

No presente estudo, os dados de sistema petrolífero, paleobatimetria e litologias, foram inseridos no programa na área denominada como *Geological Framework*, no intuito de formar o modelo da geologia regional da Bacia do Paraná. Para a entrada dos dados de arcabouço cronoestratigráfico, topos e espessuras das seqüências, discordâncias e erosões, foram utilizados os dados de Milani *et al.*, (2007), representados na Figura 05, que representam um resumo da evolução do conhecimento estratigráfico da Bacia do Paraná, desde o estudo pioneiro na bacia efetuado por White (1908).

Figura 05 – Comparativo das Cartas Estratigráficas da Bacia do Paraná.



Fonte: Orlandi Filho (2006).

Os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná foram caracterizados de acordo com a Tabela 01, segundo ANP (2012) e inseridos no *Geological Framework*¹² do programa de modelagem.

12 Geological Framework - Área do programa em que as informações principais da bacia são inseridas, constitui o modelo básico do projeto.

Tabela 01 – Sistemas Petrolíferos.

Sistemas Petrolíferos da Bacia do Paraná			
Formação/Supergrupo/Supersequência	Geradora	Reservatório	Selo
Serra Geral			X
Botucatu			
Rio do Rasto/Piramboia		X	
Teresina			
Serra Alta			
Irati	X		X
Palermo			X
Rio Bonito		X	
Itararé		X	X
Ponta Grossa	X		X
Furnas		X	
Rio Ivaí			

Fonte: ANP (2008).

Os dados de paleobatimetria (Tabela 02) foram inferidos a partir da análise dos ambientes deposicionais em Milani *et al.*, (2007), Goldberg (2001) e do padrão de profundidades estabelecidos por Parejo (2011) e posteriormente inseridos no *Geological Framework* (Figura 07).

Tabela 02 – Paleobatimetria

Paleobatimetria Inferida da Bacia do Paraná	
Bauru	0
Serra Geral	0
Botucatu	0
Santa Maria	20
Rio do Rasto/Piramboia	0
Teresina	10
Serra Alta	20
Irati	40
Palermo	80
Rio Bonito	30
Itararé	45
Ponta Grossa	150
Furnas	10
Rio Ivaí	50

Fonte: Milani *et al.*, (2007), Goldberg (2001) e Parejo (2011).

A Figura 06, descreve a geologia atual, com os dados das espessuras e idades das formações da Bacia do Paraná.

Figura 06 – Modelo da geologia atual da Bacia do Paraná.

Present Day Geol. Description									
Define value for selection :									
Geological Units/Horizons	Layers	Horizon(TOP) (m)	Thickness (m)	Lithology	Petroleum System Element	HC Source	Initial TOC (%)		
BAURU	1	=0.0	=260.0	=2	Overburden				
GONDWANA III	2	=260.0	=1700.0	=5	Seal Rock				
Serra Geral		=1960.0	=450.0	=2	Reservoir Rock				
Botucatu		=2410.0	=300.0	=4	Overburden				
GONDWANA II	1	=2710.0	=650.0	=2	Reservoir Rock				
Santa Maria		=3360.0	=850.0	=4	Overburden				
PASSA DOIS	4	=4210.0	=100.0	=1	Overburden				
Rio do rasto/Pirambol		=4310.0	=70.0	=1	Source Rock	=1	=3.0		
Teresina		=4380.0	=300.0	=3	Seal Rock				
Serra Alta		=4680.0	=350.0	=1	Reservoir Rock				
IRATI		=5030.0	=1500.0	=4	Reservoir Rock				
GUATÁ	2	=6530.0	=660.0	=1	Source Rock	=3	=0.71		
Palermo		=7190.0	=337.0	=2	Reservoir Rock				
Rio Bonito		=7527.0	=361.0	=4	None				
ITARARÉ	1	=7888.0							
PARANÁ	2								
Ponta Grossa									
Furnas									
RIO IVAÍ	1								
Top Basement									
Upper Crust	10		20000.0		Upper Crust Lithology				
Lower Crust	10		12000.0		Lower Crust Lithology				
Upper Mantle	10		93000.0		Upper Mantle Lithology				

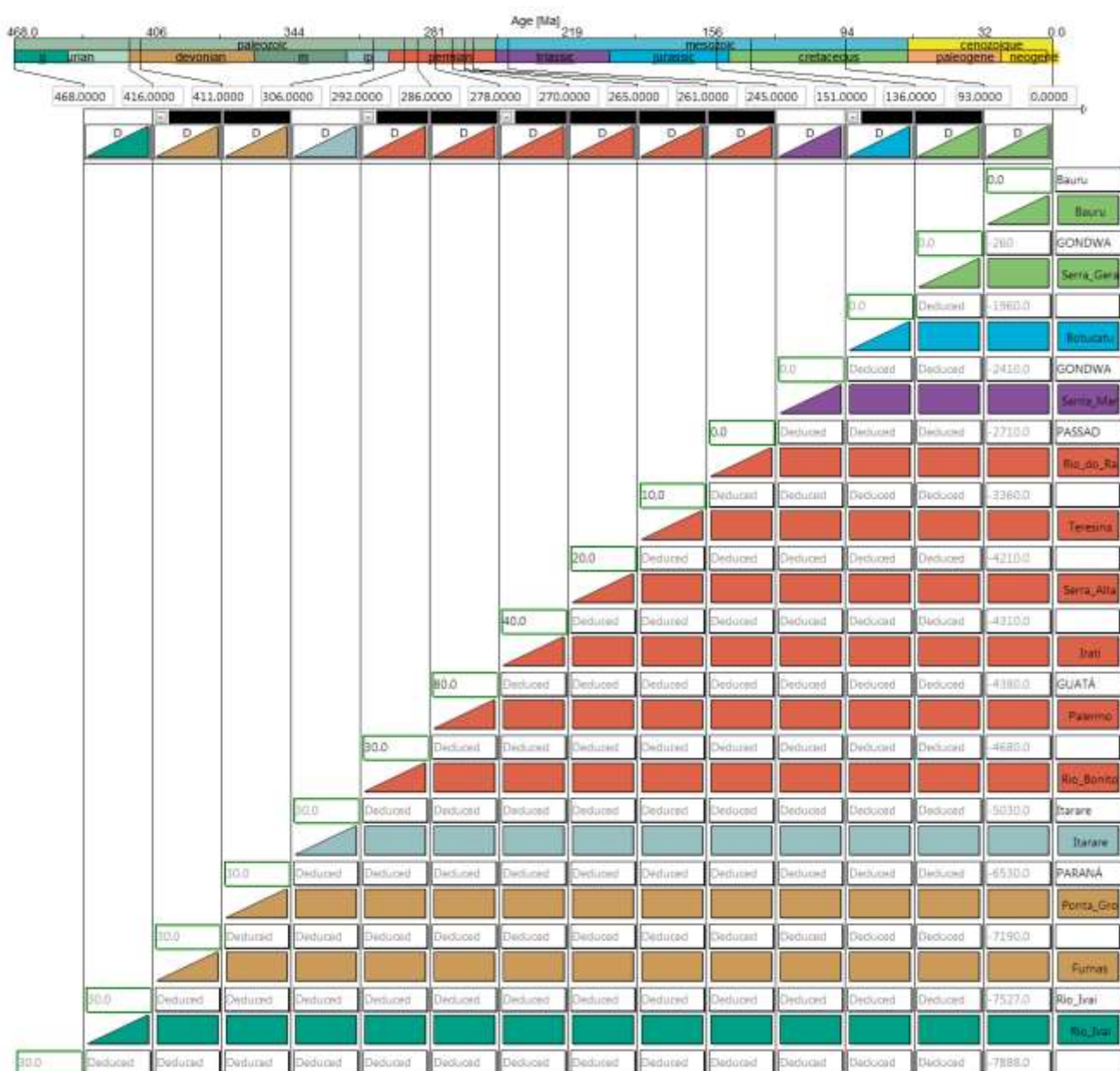
Fonte: OpenFlow (2015).

O modelo do *Geological Framework* no programa de modelagem teve que ser simplificado, devido à ocorrência de um erro assintomático no programa utilizado para as modelagens 1D e 2D. Os dados das erosões eram corrompidos permanentemente no modelo completo, impedindo o prosseguimento do trabalho e acarretando perda de dados. Como alternativa ao modelo completo, um modelo simplificado foi utilizado sem erosões e discordâncias da Bacia do Paraná (Figura

07), no intuito de estabelecer a descrição da geologia atual, com os principais eventos deposicionais, paleobatimetria e idades das formações da bacia, embora com perda de fidelidade do modelo proposto.

A exclusão das erosões alterou o modelo básico da Bacia do Paraná no programa, embora, para a avaliação do *Shale Gas* esse efeito fosse minimizado, tendo em vista que a Formação Irati não foi diretamente afetada pelas erosões excluídas, o que minimizou os efeitos de tal alteração.

Figura 07 – Modelo simplificado dos eventos e idades da Bacia do Paraná.



Fonte: OpenFlow (2015).

Os parâmetros e condições térmicas da Bacia do Paraná foram definidos a partir de uma compilação dos dados bibliográficos e dos dados contidos nas descrições dos poços, como descritos a seguir.

Os valores de Gradiente Geotérmico e o Fluxo Térmico/*HeatFlow* (Figura 08), foram inferidos a partir dos dados presentes nos cinco poços da ANP que possuíam essa informação, aliados aos dados bibliográficos de Beardsmore & Cull (2001), Cardoso *et al.*, (2010), Condie (1989), Quintas *et al.*, (1999) e Neves (2004).

O valor de espessura da crosta foi estabelecido em 41km para a crosta continental da área da Bacia do Paraná, dentro dos padrões de espessuras estabelecidos por Condie (1989), entre 5km e valores superiores a 40km, em crostas mais antigas, como o caso da Bacia do Paraná.

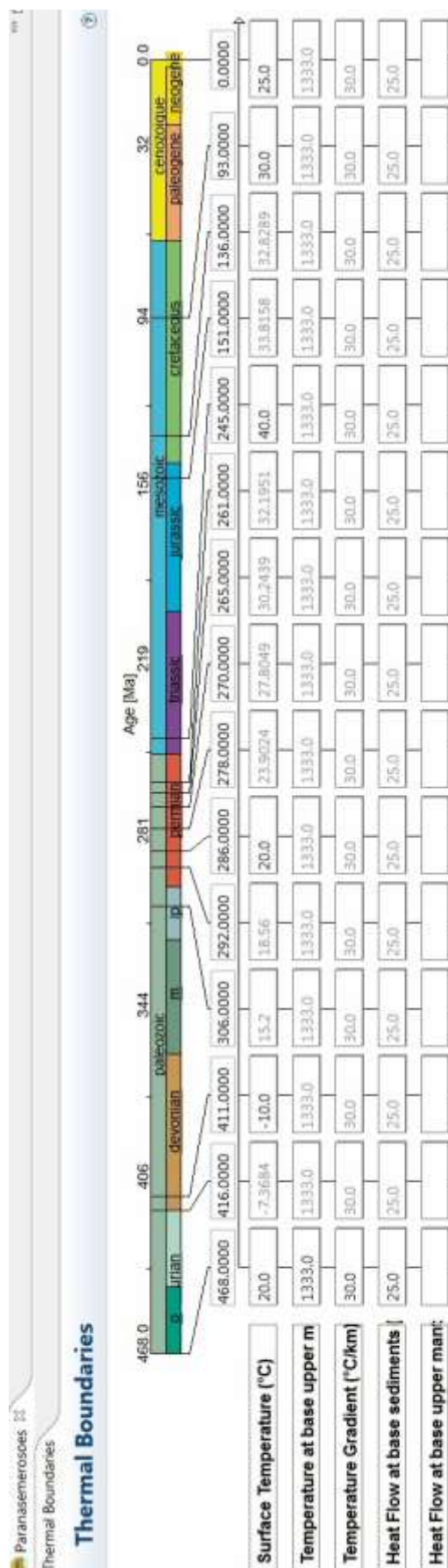
O valor de Gradiente Geotérmico foi estabelecido em 30 °C/Km e o Fluxo Térmico no valor de 25mW/m², estipulados/inferidos, a partir de Quintas *et al.*, (1999). O Fluxo Térmico é um pré-requisito necessário para a correta simulação dos dados geoquímicos (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009), portanto, constitui um importante parâmetro na modelagem de bacias. Condie (1989) especifica valores de Fluxo Térmico médios para ambientes intracratônicos em 35 a 42 mW/m². No intuito de não superestimar o calor na bacia, foi escolhido o Fluxo Térmico citado acima de 25mW/m², embora em um estudo mais recente de Cardoso *et al.*, (2010), foram sugeridos valores maiores para o Fluxo Térmico, entre 40-50m/Wm² para a área da Bacia do Paraná.

A Condutividade Termal¹³, o Fator de Conversão e a Gravidade Específica foram coletados de Allen & Allen (2005) e Minnick & Zhou (2010) e comparados com o padrão do programa de modelagem, esses valores permaneceram o padrão (*Default*) do programa, devido à semelhança entre esses dados.

O valor de densidade da Astenosfera/Manto foi o valor padrão do programa de modelagem de 3300Kg/m³, condizentes com o valor encontrado em Pinto (2008).

13 Condutividade Termal – habilidade de um material em transportar e energia térmica por condução (HAUNTSCHHEL & KAUERAUF, 2009).

Figura 08 – Parâmetros do Thermal Conditions no Geological Framework.



Fonte: OpenFlow (2015).

A litologia é um dos mais relevantes parâmetros para a modelagem, tendo em vista que controla todas as propriedades petrofísicas do modelo, tais como: condutividade térmica, taxa de compactação e outros parâmetros térmicos (GAUTHIER, 2010). Cada litologia possui propriedades únicas e respostas diferentes aos processos naturais. Os dados litológicos da Bacia do Paraná inseridos no programa foram definidos pela descrição e caracterização das litologias nos poços e nas descrições da bibliografia, baseadas nas litologias padrões do programa que mais se adaptarem às litologias da Bacia do Paraná. Cada litologia foi configurada e indexada no programa em *Lithofacies*¹⁴ (Figura 09).

O dado da densidade da Formação Irati considerado foi de 2,57g/cm³, resultante da média dos valores de densidade da Formação Irati descritos em cinco poços da ANP, embora, em Padula (1969), os valores obtidos diferissem, ligeiramente, com valores de densidade da Formação Irati entre 1,8 a 2,45g/cm³.

Os dados dos poços foram inseridos no *Geogrid*¹⁵ do tipo *Multiwell*¹⁶ (Figura 10), que permite a inserção de vários poços em uma única tabela. Dessa forma, os dados dos 143 poços disponíveis são integrados e checados pelo programa com o restante dos dados regionais da Bacia do Paraná, inseridos anteriormente no *Geological Framework*.

14 *Lithofacies* - Área do programa em que as litologias presentes na bacia são parametrizadas e indexadas à geologia regional da bacia.

15 *Geogrid* - Área do programa onde coordenadas e os dados de poços são inseridos.

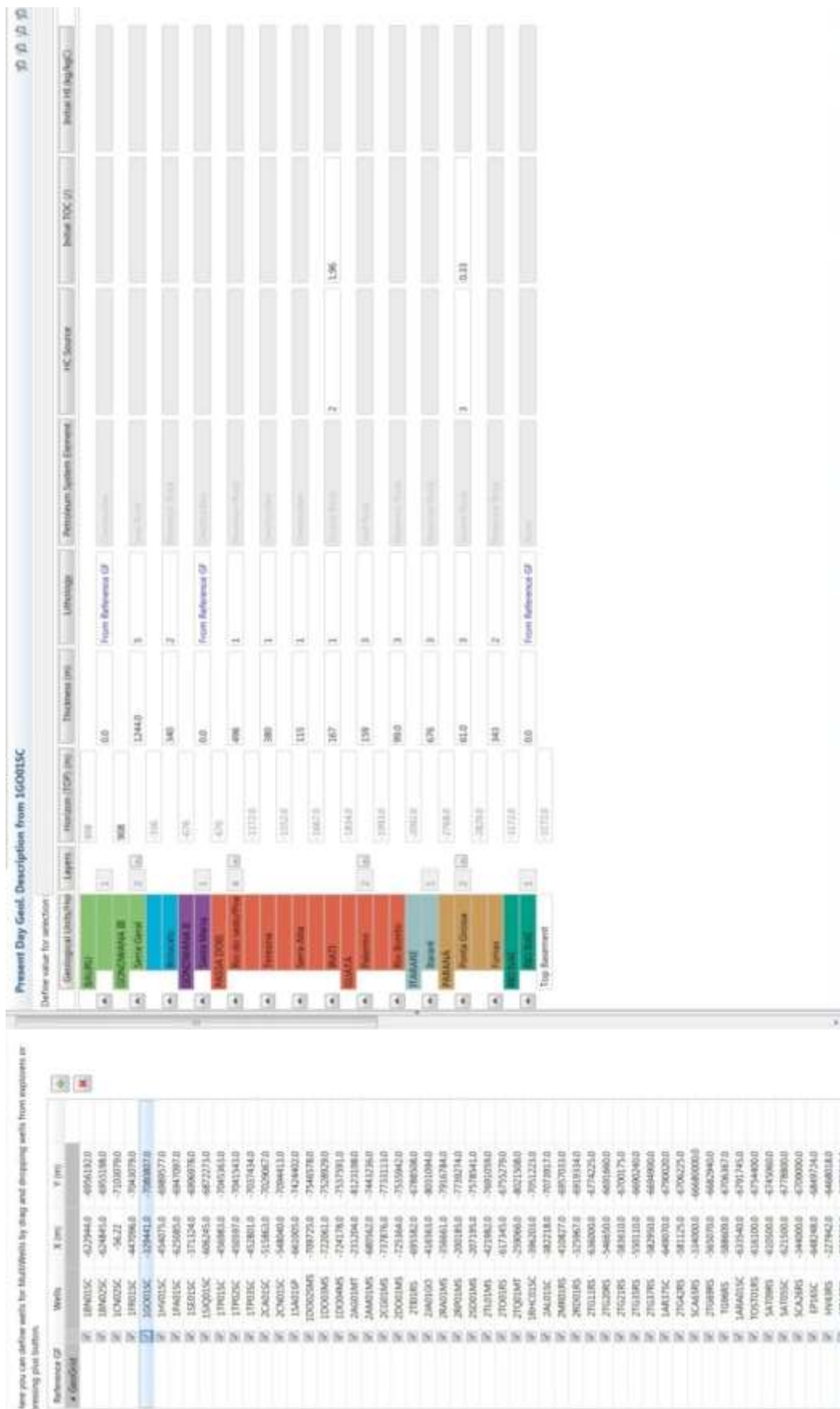
16 *Multiwell* – Recurso do *OpenFlow* que possibilita inserir os dados de poços da modelagem 1D em uma única tabela.

Figura 09 – Biblioteca de litologias da Bacia do Paraná no *Lithofacies*.



Fonte: OpenFlow (2015).

Figura 10 – Tela do Geogrid Multiwell.



Fonte: OpenFlow (2015).

2.3.2 Dados Geoquímicos/Cinéticos

As complexas reações que causam a geração do óleo e do gás, são resultados da quebra do querogênio contido na rocha geradora, fenômeno tal que é controlado pela Temperatura e a Energia de Ativação (ALLEN & ALLEN, 2005). Devido a esse fato, a seleção e a entrada dos dados geoquímicos no modelo são de extrema importância em uma modelagem e essencial para entender a geração e migração de hidrocarbonetos (GAUTHIER, 2010). Os dados da Formação Irati contidos na biblioteca geoquímica do programa, denominada de *Geochemical Library*¹⁷ (Gráfico 13), foram coletados da bibliografia de Rondón (2007), Kern *et al.*, (2005), Araújo *et al.*, (2004) e Araújo (2001a), assim como os dados dos poços da ANP. Todavia, para essa última fonte citada, devido à diversidade de metodologias adotadas no relatório geoquímico contido nas pastas de poços analisadas nesse Estudo, aliado ao fato de a UERJ possuir vastos conhecimento e dados geoquímicos disponíveis, foi determinado, *a priori*, que os valores geoquímicos utilizados na entrada de dados do programa seriam os valores médios dos dados de poços próprios da UERJ. Os valores dos dados geoquímicos foram determinados por uma média de uma população de valores dos folhelhos que possuíam um maior teor de matéria orgânica, no intuito de selecionar somente as duas ocorrências de folhelhos betuminosos do Membro Assistência, ou seja, especificamente a seção com maior potencial gerador da Formação Irati.

A Tabela 03 contém na primeira coluna os valores médios encontrados nas pastas de poços da ANP compilados com os dados das bibliografias citadas anteriormente e, na segunda coluna, os valores colhidos entre os dados disponibilizados pela UERJ, dados esses que efetivamente foram usados na entrada de dados no programa de modelagem.

¹⁷ *Geochemical Library* - Biblioteca dos dados geoquímicos das geradoras em potencial da bacia estudada no programa *OpenFlow*.

Tabela 03 – Biblioteca dos dados geoquímicos da Formação Irati.

Biblioteca de Dados Geoquímicos		
Parâmetros Geoquímicos	F. Irati (ANP)	F. Irati (UERJ)¹⁸
S1	4	1,43
S2	104	17,8
S3	9	0,98
IH	476	302
IO	41	26
IP	5	-
T máx.	424	412,8
Ro	0,52	-
%COT	2,17	5,47
%S	3	1,95
Densidade	2,57	-

*Valores médios do COT residual.

Fonte: ANP (2014) e UERJ (2015).

A Formação Irati possui um teor alto de COT em torno de 10%, segundo Pereira & Rodrigues (2013). Localmente, a Formação Irati possui picos de valores de COT de até 23% (MILANI *et al.*, 1990b).

Os Tipos de Querogênio comumente encontrado na Formação Irati são os dos tipos I e II (ARAUJO *et al.*, 2004). Segundo Mendonça Filho (2008), a Formação Irati possui matéria orgânica de excelente qualidade para geração de óleo e gás, com teores de COT de 1%, podendo alcançar até 23% e querogênio dos Tipos I e II (lacustre e marinho). Em Silva (2007) também se conclui que a Formação Irati tem excelentes condições de produção e preservação da matéria orgânica com predominância dos querogênios tipos I e II. Nesse Estudo foi determinado que o tipo de querogênio da Formação Irati a ser inserido no programa foi o Tipo II como padrão básico (*default*).

Uma característica marcante da Bacia do Paraná, que afeta diretamente os valores dos dados geoquímicos da Formação Irati, são as intrusões de diabásio na forma de diques e soleiras concomitantes com o evento extrusivo da Formação Serra Geral. Esse evento ocorreu entre 137 e 127 milhões de anos e resultou em complexas intrusões de diabásio e o segundo maior derrame de basalto registrado que afetou grande parte da Bacia do Paraná, segundo Milani *et al.*, (2007).

¹⁸ Dados colhidos a partir de dados de poços confidenciais, gentilmente cedidos pelo DEPA – Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ.

Essa particularidade se reflete diretamente nos dados de COT Residual dos poços deste Estudo. Nos poços da ANP que apresentavam os valores de COT Residual e na descrição de calha, observa-se a presença do diabásio intrusivo no folhelho da Formação Irati, ou seja, o folhelho foi afetado termicamente pela intrusão. Nesses poços, especificamente, foi realizada a correção dos dados de COT, baseada em Araújo *et al.*, (2000), que concluiu que o COT residual das áreas afetadas pelo diabásio é cerca de 30% do seu valor original. Nesse contexto, obtiveram-se os valores de COT Original utilizados nos poços na modelagem 1D e 2D, descritos segundo a Tabela 04.

Tabela 04 – Valores de COT Residual e Original.

Poços	COT Residual	COT Original	Poços	COT Residual	COT Original
1CN02SC	3,5	11,655	2TQ01MT	0,3	0,932
1ES02RS	5,1	16,983	1TP03SC	0,3	0,999
1FR01SC	4	13,32	2LV01RS	2	6,66
1GO01SC	1,96	6,5268	2AO01RS	6,92	23,33
1HV01SC	3	9,99	2LA01SP	0,56	1,8648
1MA01RS	1,5	4,995	2CN01SC	3,5	11,655
1MC01RS	1,13	3,7629	2CA01SC	2	6,66
1PA01SC	4	13,32	2SD01MS	0,4	0,999
1SA01SP	2,5	3,7629	2CB01SP	0,5	1,665
1SE01SC	1,2	3,996	2RA01MS	2	6,66
1SJQ01SC	2,8	9,324	2TO01MS	1	3,33
1TP01SC	4	13,32	2PN01SP	0,9	2,997
1TP02SC	1,3	4,329	2RA01MS	2	6,66

Valores em %.

FONTE: ARAÚJO *et al.*, (2000) e ANP (2014).

Alguns raros poços cedidos pela ANP possuíam arquivos no formato LAS, que foram inseridos no programa como objetos de interesse (*well sets*) e embora o programa não os utilizassem diretamente nos cálculos da simulação, serviram como referência.

Com todos os dados geológicos, geoquímicos e térmicos definidos e inseridos no programa de modelagem, toda a simulação e seus cálculos foram executados e obtiveram-se os resultados finais, ou seja, imagens, mapas e gráficos.

A incompatibilidade dos dados disponíveis da Bacia do Paraná com o programa de modelagem, aliado aos escassos dados sísmicos interpretados, atuais e de qualidade, impossibilitou o uso da modelagem 3D. Essa Escassez é causada pela restrição de imageamento que a Formação Serra Geral causa nas Formações sotopostas e pelos consequente aumentos dos custos de aquisição dos dados sísmicos (EIA, 2013). A modelagem 3D foi descartada e optou-se por continuar o

presente Estudo somente com as modelagens 1D e 2D de poucos poços promissores para acumulações de *Shale Gas*. Esses Poços foram selecionados a partir de parâmetros determinados no próximo item.

2.4 Seleção dos Poços para a modelagem

Como em toda exploração de hidrocarbonetos, a área de prospecção de *Shale Gas* é escolhida a partir de regiões onde as propriedades geológicas e geoquímicas são mais propícias à exploração. A modelagem 1D e 2D pode auxiliar a definir essas áreas, se existentes, dentro da Bacia do Paraná. Devido a isso, entre todos os 143 poços analisados, somente os que se enquadravam nesses parâmetros geológicos foram selecionados para a modelagem deste Estudo, embora os dados de todos os poços recebidos tenham sido analisados e inseridos no programa de modelagem.

Os poços da Formação Irati, com potencial para acumulações de *Shale Gas*, foram selecionados a partir de suas propriedades geológicas e geoquímicas, determinadas pelos parâmetros principais da Tabela 05.

Tabela 05 – Parâmetros principais para viabilidade do *Shale Gas*.

PARÂMETROS PRINCIPAIS PARA VIABILIDADE DO SHALE GAS		
PARÂMETROS	HALLIBURTON	EIA
COT %	>3	>2
TIPO DE QUEROGÊNIO	-	I e II
MATURIDADE TERMAL (Ro)	1,1-1,4	0,7-1,3
POSIÇÃO GEOGRÁFICA	-	CONTINENTAL
ESPESSURA (m)	>30	-
PROFUNDIDADE (m)	-	1000-5000
AMBIENTE DEPOSICIONAL	-	MARINHO
CONTEÚDO DE ARGILA (%)	<40	BAIXO-MÉDIO
DUCTIBILIDADE	BAIXA	BAIXA
COMPLEXIDADE GEOLÓGICA	-	BAIXO-MÉDIO

Fonte: Halliburton (2012) e EIA (2013).

Mullen (2011) inclui outros parâmetros, fora do âmbito da geologia, como critérios básicos, tais como: densidade populacional, políticas de exploração, leis locais, impostos, *royalties*, inflação, preço da *commodity*, entre outros parâmetros. Outro fator crítico relacionado à produção de *Shale Gas* é a logística, problemática que seria minimizada no caso da área deste Estudo, devido à proximidade da Bacia do Paraná aos grandes centros urbanos brasileiros e seus mercados consumidores, como também à oferta de água e outros insumos, em especial para o fraturamento hidráulico (ANP, 2008). No Brasil, a falta de legislação que rege a produção por fraturamento hidráulico pode se tornar um empecilho para as empresas estrangeiras e potenciais investidores, assim como as últimas mudanças no modelo exploratório impactam negativamente a imagem do Brasil no mercado internacional, embora o potencial exploratório do país seja significativo (PEREIRA, 2014).

Outro parâmetro, igualmente importante, é a opinião pública a respeito da produção a partir do fraturamento hidráulico. Um exemplo prático do impacto desse parâmetro é o fato de que, na 12^o Rodada de Blocos da ANP que licitou dois blocos para a produção de *Shale Gas*, um desses blocos, o SPAR-CN no Paraná, está suspenso até o presente momento, devido a uma ação civil pública impetrada pelo Ministério Público Federal de Cascavel/PR (ANP, 2015). Nesse contexto, ações educacionais são fundamentais para dirimir quaisquer dúvidas que a população tenha a respeito dos impactos da produção por fraturamento hidráulico. Nos EUA, alguns estados suspenderam a produção por fraturamento hidráulico, por exemplo os estados de Illinois, de Nova Iorque e de Nova Jersey. Na Europa países como a França e a Bulgária também optaram por suspender esse tipo de produção de óleo e gás. No entanto outros países autorizaram a produção, como a Romênia, a Polônia e o Reino Unido (PEREIRA, 2014).

Em relação aos parâmetros geológicos, foco deste Estudo, Halliburton (2012) complementa os parâmetros técnicos críticos para acumulações de *Shale Gas* com; espessura mínima, presença de gás (relacionadas com o conteúdo orgânico e sua maturação) e a sua ductibilidade, propriedade requerida citada também em Gilman & Robinson (2001) como fator essencial para a viabilidade econômica dos campos de *Shale Gas*.

Entre os parâmetros geoquímicos, o teor de Carbono Orgânico Total ideal para acumulações de *Shale Gas* encontra-se em valores acima 2% e querogênio dos tipos I e II (tendência para óleo) (EIA, 2013). Segundo ZHANG *et al.*, (2012), o

COT é o controle primário das acumulações de *Shale Gas*, maiores teores de COT implicam uma maior capacidade de adsorção de gás pela rocha geradora, porém discorda de EIA (2013) quanto ao tipo de querogênio e conclui controversamente que o tipo III (tendência para óleo/gás) possui uma melhor capacidade de adsorção, baseado em amostras de folhelhos betuminosos norte-americanos. No caso da Bacia do Paraná, tanto os valores de COT como o tipo de querogênio da Formação Irati são propícios às acumulações de *Shale Gas*, segundo os parâmetros sugeridos por EIA (2013).

A maturidade térmica da Formação Irati, segundo Kern *et al.*, (2005), apresentou medidas variáveis entre 0,46 e 0,75 Ro% e situa a formação na zona imatura a matura de geração de hidrocarbonetos no Diagrama de Maturação Térmica (Figura 56 – ANEXO E). Em análise da EIA (2013), a Formação Irati é classificada como termicamente imatura com valores de 0,5 Ro%. Os raros valores de Ro encontrados nas pastas de poços da ANP possuem valores entre 0,3 e 1,42 Ro%, porém esses valores de Ro dos poços podem ter sido afetados pelo diabásio intrusivo.

A espessura da Formação Irati apresentada nos poços, excluindo-se o diabásio, no geral fica acima de 30m. Porém se contabilizado somente o folhelho betuminoso do Membro Assistência, os valores, raramente ultrapassam os 30m requeridos na Tabela 05 (ANP, 2014; CPRM, 2013). A espessura da geradora é um parâmetro necessário para estabelecer a viabilidade econômica da área (HALLIBURTON, 2012). Slatt (2011) estabeleceu uma espessura ainda maior, de no mínimo 65m, devido a menores espessuras terem menor eficiência em reter o hidrocarboneto durante a geração. Porém, como a Formação Irati possui poucos poços que se enquadram nesse parâmetro de espessura, foi escolhida a espessura mínima de 30m, estipulado na Tabela 05, por Halliburton (2012). O elevado conteúdo orgânico do folhelho betuminoso da Formação Irati pode compensar a pouca espessura da geradora para acumulações de *Shale Gas*.

A profundidade ideal para prover a pressão do reservatório adequada para acumulações de *Shale Gas* é entre 1000 metros e 5000 metros. Em profundidades menores, há o risco das fraturas conterem água, inviabilizando a produção. Nos casos em que a geradora se encontra em profundidades maiores que 5000 metros, há possibilidade de redução da permeabilidade e conseqüente aumento dos custos de produção, inviabilizando a área (EIA, 2013). A Formação Irati encontra-se dentro

da janela ideal de profundidade, principalmente na proximidade com a calha central da bacia, de acordo com os dados de poços estudados. Os poços onde a Formação Irati se encontra mais rasa que 1km foram descartados, em sua maioria, próximo às bordas da bacia. Em nenhum poço analisado houve a ocorrência da Formação Irati em profundidades maiores que 5km (ANP, 2014; CPRM, 2013).

O Ambiente Depositional lacustre/restrito da Formação Irati (MILANI *et al.*, 2007) possui pouca resposta à estimulação hidráulica, devido à sua maior ductibilidade diante das formações sedimentares de origem marinha com menor conteúdo argiloso (HALLIBURTON, 2012). Outro caso na Bacia do Paraná, a Formação Ponta Grossa foi avaliada como tendo teor médio de argila, segundo EIA (2013), fato que pode representar uma baixa resposta ao fraturamento hidráulico e um empecilho à exploração do *Shale Gas*, ante os custos de produção e infraestrutura presentes no país. Devido à falta de trabalhos referentes a esse tema para a Formação Irati, em específico, após a pesquisa bibliográfica, os parâmetros de Ductibilidade e Conteúdo de Argila não foram levados em conta na seleção dos poços deste Estudo.

Outros parâmetros podem ser incluídos na viabilidade do *Shale Gas*, até mesmo avaliações baseadas em sísmica, como nos sistemas convencionais (SLATT, 2011). Porém, a fim de simplificação, devido à carência de informações e dados atuais sobre a Formação Irati, somente os parâmetros principais citados nos parágrafos anteriores foram utilizados. Nesse contexto, a lista dos poços e as causas dos descartes estão discriminadas na Tabela 06 e explicadas na sequência.

Inicialmente foi realizado um descarte dos poços em que a Formação Irati encontrava-se ausente no pacote sedimentar, resultando no descarte de 30 poços da CPRM e 4 poços da ANP, restando 73 Poços da ANP e 36 poços da CPRM.

O descarte seguinte foi elaborado a partir da profundidade da Formação Irati, em que foram selecionados somente os poços onde a Formação Irati se situava entre 1000 metros e 5000 metros de profundidade. Todos os poços restantes da CPRM localizavam-se abaixo dos 1000 metros, sendo então, descartados, assim como 17 poços rasos da ANP, restando um total de 56 poços da ANP.

O terceiro descarte foi feito a partir da espessura específica do folhelho do Membro Assistência da Formação Irati, excluindo-se o diabásio, siltito, carbonato, marga e demais litologias encontradas nas descrições de calha da Formação Irati, obviamente, quando essas informações estavam presentes nas pastas de poços.

Considerando somente o folhelho com mais de 30 m, nesse estágio foram descartados 23 poços da ANP, restando 33 poços da ANP.

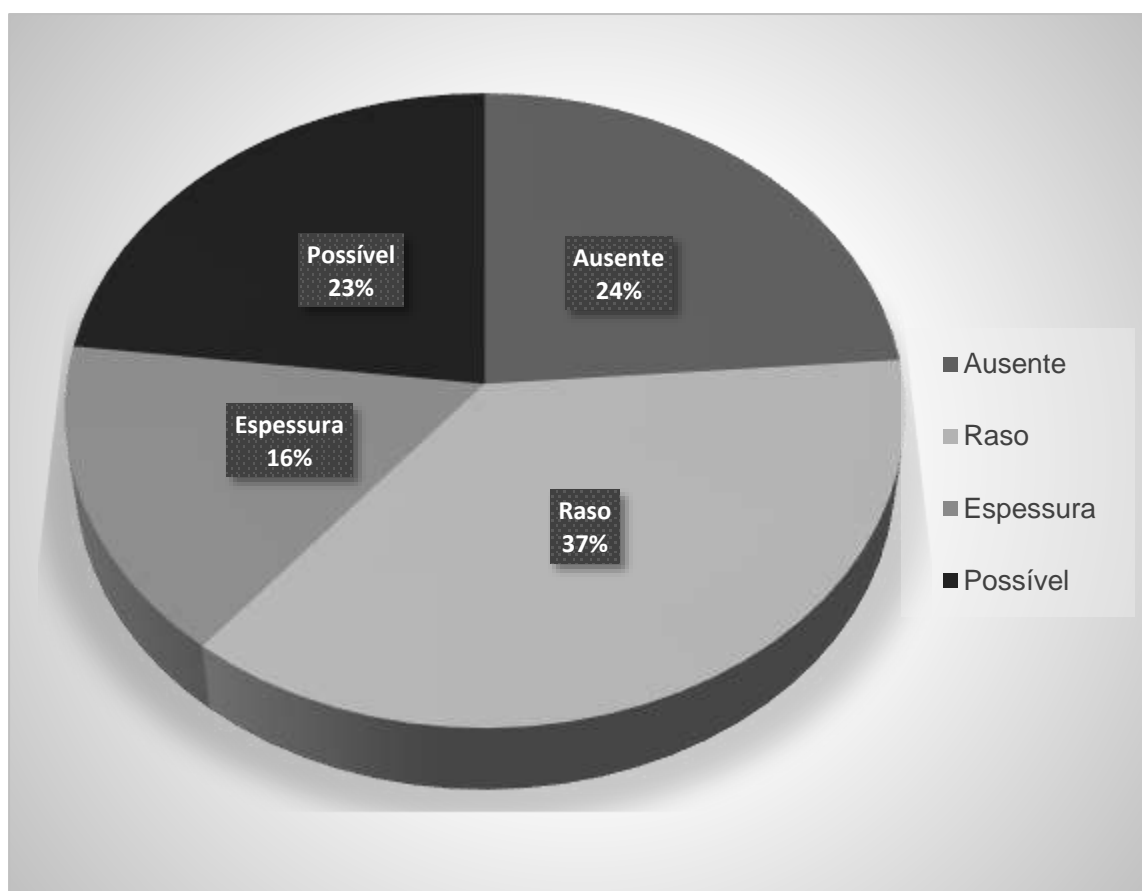
Tabela 06 – Parâmetros de corte de todos os Poços do estudo.

POÇO - ANP	Descarte	POÇO - ANP	Descarte	POÇO - CPRM	Descarte	POÇO - CPRM	Descarte
1API01PR	Possível	2AL01SC	Possível	1AR37SC	Raso	LB87RS	AUSENTE
1BB01PR	Espessura	2AM01MS	Espessura	1AR46SC	AUSENTE	LO02RS	AUSENTE
1BN01SC	Raso	2AN01PR	Espessura	1ARA01SC	Raso	MS01RS	Raso
1BN02SC	Raso	2AO01RS	Espessura	1ARA15SC	Raso	PN03SC	AUSENTE
1CA01PR	Raso	2AP01PR	Espessura	1B19RS	Raso	RN01RS	AUSENTE
1CN02SC	Raso	2CA01SC	Possível	1LM10SC	Raso	SD01RS	AUSENTE
1COST1PPR	Possível	2CB01SP	Espessura	2TG11RS	Raso	SD02RS	AUSENTE
1CS02PR	Espessura	2CG01MS	AUSENTE	2TG20RS	Raso	SD04RS	AUSENTE
1DO02MS	Espessura	2CN01SC	Raso	2TG21RS	Raso	SD05RS	AUSENTE
1DO03MS	Espessura	2CS01PR	Possível	2TG35RS	Raso	SD23RS	AUSENTE
1DO04MS	Espessura	2DO01MS	Espessura	2TG37RS	Raso	SG06RS	AUSENTE
1ELPS04PR	Possível	2GU03SP	Raso	2TG42RS	Raso	SG11RS	AUSENTE
1ELPS09PR	Espessura	2IT01RS	Possível	2TG54RS	Raso	SP01ARS	AUSENTE
1ES01RS	Espessura	2JA01GO	Raso	2TG69RS	Raso	SP11RS	AUSENTE
1ES02RS	Possível	2LA01SP	Espessura	5AT05SC	Raso	SP17RS	AUSENTE
1FR01SC	Selecionado	2LI01SP	Possível	5AT09RS	Raso	SP18RS	AUSENTE
1GB01PR	Possível	2LS01PR	Possível	5CA02RS	Raso	SP23RS	AUSENTE
1GO01SC	Selecionado	2LV01RS	Espessura	5CA26RS17	Raso	SP34RS	AUSENTE
1HV01SC	Selecionado	2MR01RS	Possível	5CA65RS	Raso	SP39RS	AUSENTE
1J01PR	Raso	2OL01SP	Espessura	5CA66RS	Raso	SS03RS	Raso
1JT01PR	Raso	2PE01SP	AUSENTE	5CA73RS	Raso	TA01SC	AUSENTE
1MA01RS	Possível	2PN01SP	Raso	7RL01SC	AUSENTE	TG96RS	Raso
1MB01SC	Possível	2PU01SC	Raso	7RL04SC	AUSENTE	TOST1RS	Raso
1MC01RS	Espessura	2RA01MS	Espessura	7RL06SC	AUSENTE	TR01RS	Raso
1MO01PR	AUSENTE	2RD01RS	Possível	AC20RS	AUSENTE	TR02RS	Raso
1MR01APR	Espessura	2RI01PR	Espessura	AG01RS	AUSENTE	TR03RS	Raso
1PA01SC	Raso	2RI01RS	Possível	AG02RS	AUSENTE	VL01RS	AUSENTE
1PL01PR	Possível	2RP01MS	AUSENTE	AG03RS	AUSENTE	VL02RS	Raso
1RCA001PR	Possível	2RP01PR	Possível	AL04SC	Raso		
1RHC01SC	Possível	2SD01MS	Possível	AL05SC	AUSENTE		
1RO01PR	Espessura	2TB01SP	Espessura	EP16SC	Raso		
1RS01PR	Espessura	2TG01SC	Possível	HN01RS	AUSENTE		
1SA01SP	Raso	2TO01RS	Raso	HV43RS	Raso		
1SE01SC	Selecionado	2TQ01MT	Raso	IR153RS	Raso		
1SJQ01SC	Possível	2UV01PR	Raso	LA01RS	Raso		
1TP01SC	Espessura	3BB02DPR	Espessura	LA04RS	Raso		
1TP02SC	Espessura	3COST02PR	Possível	LA06RS	Raso		
1TP03SC	Possível	3ELPS08PR	Possível	LA81RS	Raso		
2AG01MT	Raso						

Fonte: ANP (2014) e CPRM (2013).

Os descartes realizados nesta fase do presente Estudo estão ilustrados no Gráfico 03. O descarte de maior impacto foi dos poços em que Formação Irati que estava localizada a uma profundidade aquém do requerido para as acumulações de *Shale Gas*, ou seja, os poços onde a Formação Irati está a menos de 1000 metros de profundidade. A espessura da Formação Irati representou somente 16% dos descartes, porém, em relação a esse parâmetro, há que se ressaltar que a análise desses dados dos poços da ANP foi realizada por meio de descrições de calha e que raramente apresentavam uma descrição precisa da Formação Irati, assim como dos seus Membros (Assistência e Taquaral), sendo impossível determinar com exatidão a espessura real da geradora dentro da Formação Irati em determinados poços. Conclui-se assim que tais descartes poderiam ser maiores com descrições de dados mais precisas.

Gráfico 03 – Motivo de descarte e Status dos 143 poços analisados.



Fonte: ANP (2014).

Os 33 poços da ANP restantes são plausíveis de acumulações de *Shale Gas* e estão dentro dos padrões geológicos, porém nem todos os poços possuíam dados geoquímicos cruciais para a viabilidade do *Shale Gas*, optando-se somente pelos poços que possuem ambos os dados geológicos e geoquímicos. Aliado a esse fato, os poços com baixos valores de COT e Ro foram descartados. Para viabilizar as modelagens 1D e 2D, também houve a necessidade de redução do número de poços para 4, escolhidos de forma a favorecer as seções cruzadas da Modelagem 2D (Tabela 07 e Figura 11).

Tabela 07 – Os 33 Poços com as principais características para viabilidade do *Shale Gas*.

POÇO	Status	POÇO	Status
2A001RS	S/Dados	2CS01PR	S/Dados
2RA01MS	COT Baixo	2IT01RS	S/Dados
2RI01PR	S/Dados	2LI01SP	S/Dados
1API01PR	S/Dados	2LS01PR	S/Dados
1COST1PPR	S/Dados	2MR01RS	S/Dados
1ELPS04PR	S/Dados	2RD01RS	S/Dados
1ES02RS	S/Dados	2RI01RS	S/Dados
1GB01PR	S/Dados	2RP01PR	S/Dados
1MA01RS	S/Dados	2SD01MS	COT Baixo
1MB01SC	S/Dados	2TG01SC	S/Dados
1PL01PR	S/Dados	3COST02PR	S/Dados
1RCA001PR	S/Dados	3ELPS08PR	S/Dados
1RHC01SC	S/Dados	1FR01SC	Selecionado
1SJQ01SC	Possível	1GO01SC	Selecionado
1TP03SC	COT Baixo	1HV01SC	Selecionado
2AL01SC	S/Dados	1SE01SC	Selecionado
2CA01SC	Possível		

Fonte: ANP (2014).

Figura 11 – Poços selecionados para as modelagens 1D e 2D.



3 DISCUSSÕES

Como esperado em uma bacia de sinéclise, os poços das bordas da bacia possuem profundidades bem mais rasas que os demais poços de localização mais central, especialmente os da região Sul da bacia, no Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Essas Profundidades são condizentes com o soerguimento e os processos erosivos ocorridos na região desde o Eocretáceo, responsáveis por remover grande parte do sedimento da borda Leste da Bacia do Paraná, causada pelo rifteamento do Atlântico Sul e posterior abertura do Oceano Atlântico (MILANI & THOMAZ FILHO, 2000). Em conformidade com a bibliografia, a calha central encontra-se quase no eixo N-S (MILANI *et. al.* 1990a). A Figura 12 representa os dados integrados pelo programa de modelagem com as altitudes e as profundidades alcançadas por todos os poços, incluindo os poços em que o embasamento não foi alcançado.

A Figura 13 representa o topo do embasamento da Bacia do Paraná e difere da imagem anterior, por conter somente os dados dos poços em que o embasamento foi atingido.

A Figura 14 representa em 3D o Mapa do Topo do Embasamento, com exagero vertical de 50%, evidenciando a calha central e as bordas da Bacia do Paraná. Esses resultados gráficos, concebidos por meio do *Software Geosoft*, serviram ao presente Estudo de forma a entender a geometria da bacia, testar, corrigir e corroborar os dados de coordenadas inseridos no programa de modelagem, além de ser uma visualização gráfica adicional para os resultados deste Estudo.

Entre os poços estudados, cinco poços estão dentro da área licitada da Bacia do Paraná pela ANP, em área de fronteira para “gás de xisto” por fraturamento hidráulico, ou seja, *Shale Gas*, na 12ª Rodada de Licitações de Blocos em 2013 (Figura 55 no APÊNDICE A). Na área de São Paulo, o Bloco SPAR-CN possui dois poços estudados, o 2TB01SP e o 2CB01SP, ambos descartados do presente Estudo por apresentarem espessura insuficiente do folhelho da Formação Irati de 18 e 5 metros, respectivamente. No segundo Bloco SPAR-CS, no Paraná, temporariamente suspenso por decisão judicial, os três poços presentes, 1RCA01PR, 1RS01PR e 1API01PR, são plausíveis de acumulações de acordo com os parâmetros geológicos, porém possuem dados geoquímicos indisponíveis.

Figura 12 – Distribuição dos poços no programa *OpenFlow*, Vista frontal.

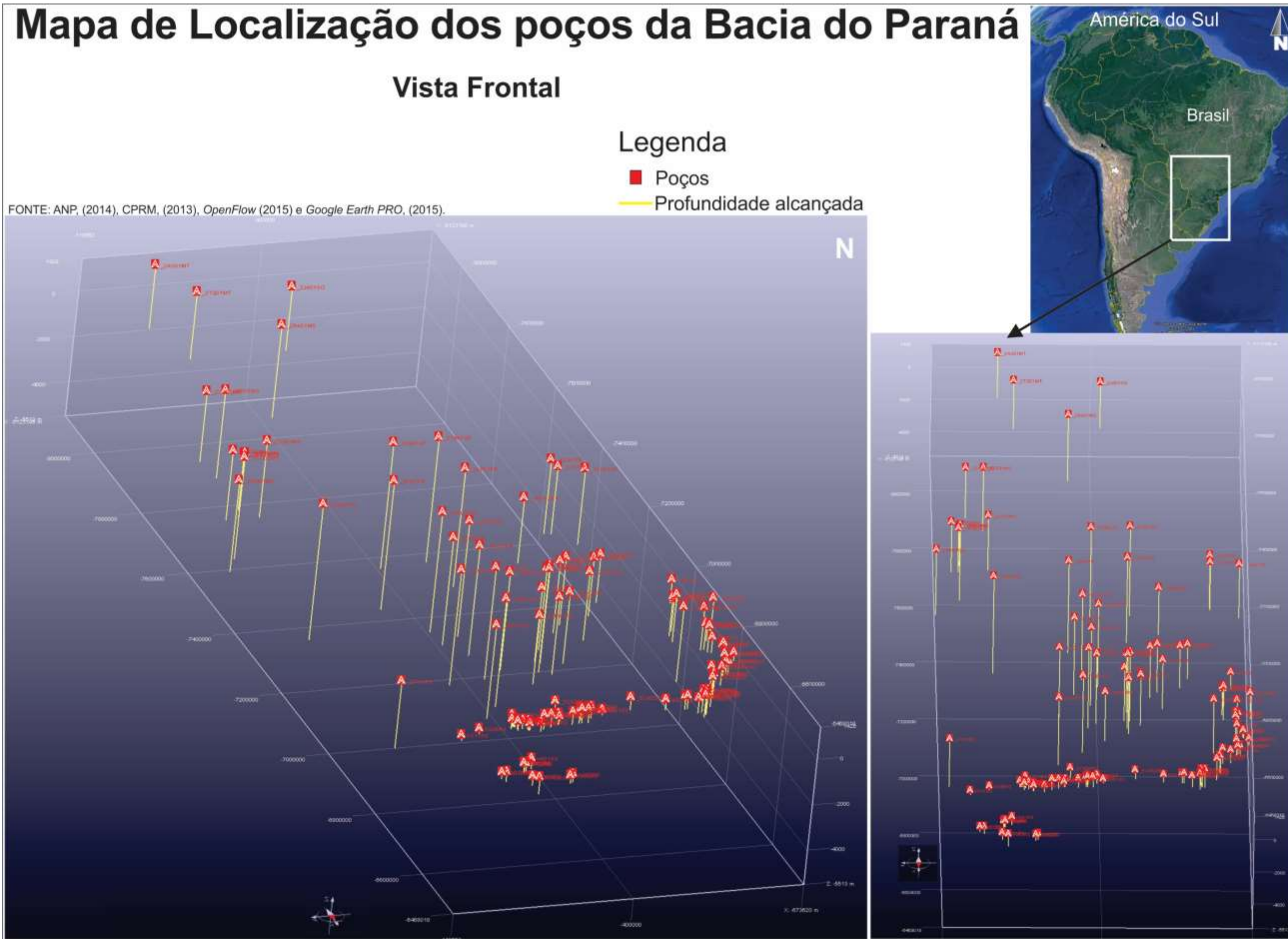
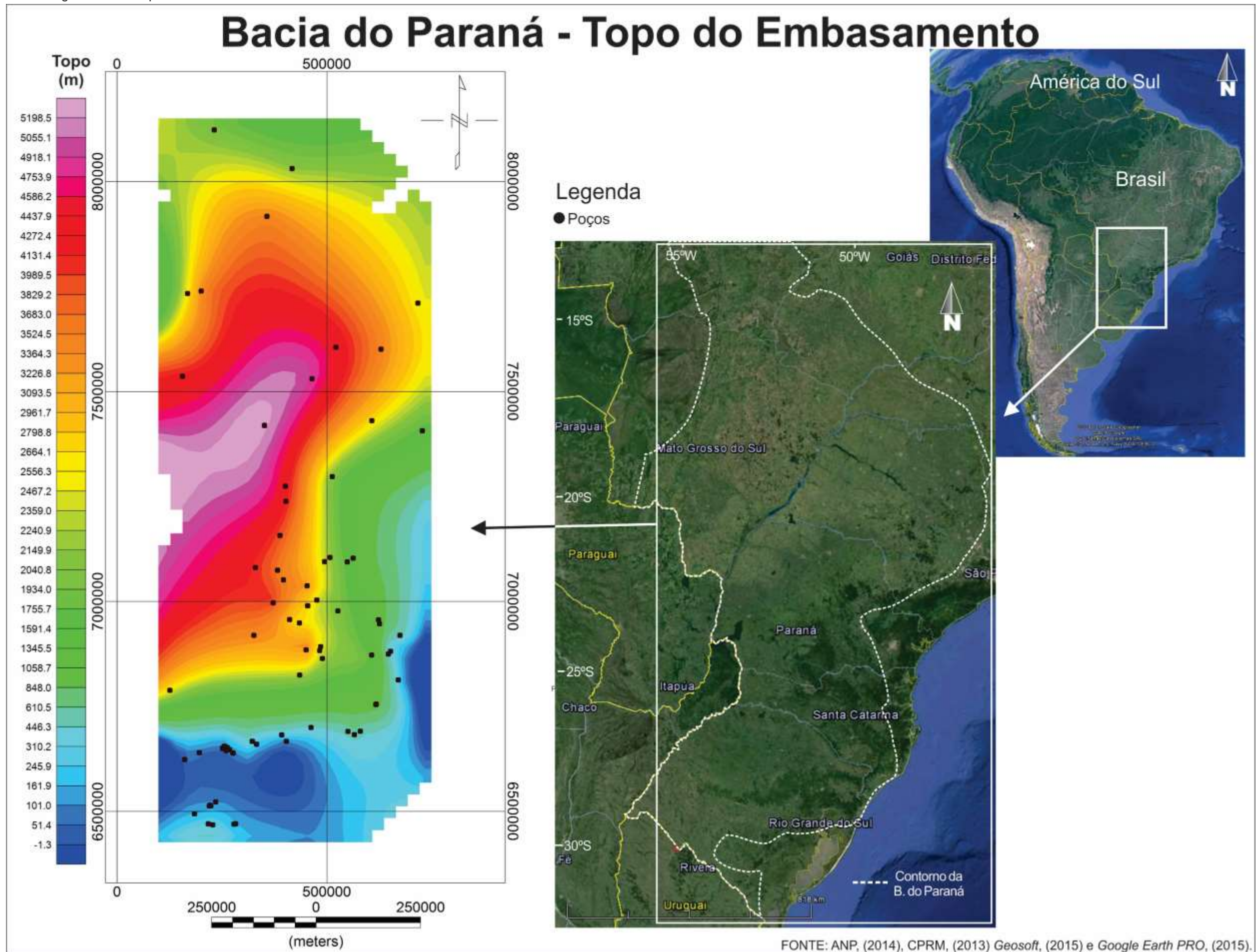


Figura 13 – Topo do Embasamento da Bacia do Paraná.



Bacia do Paraná - Topo do Embasamento 3D

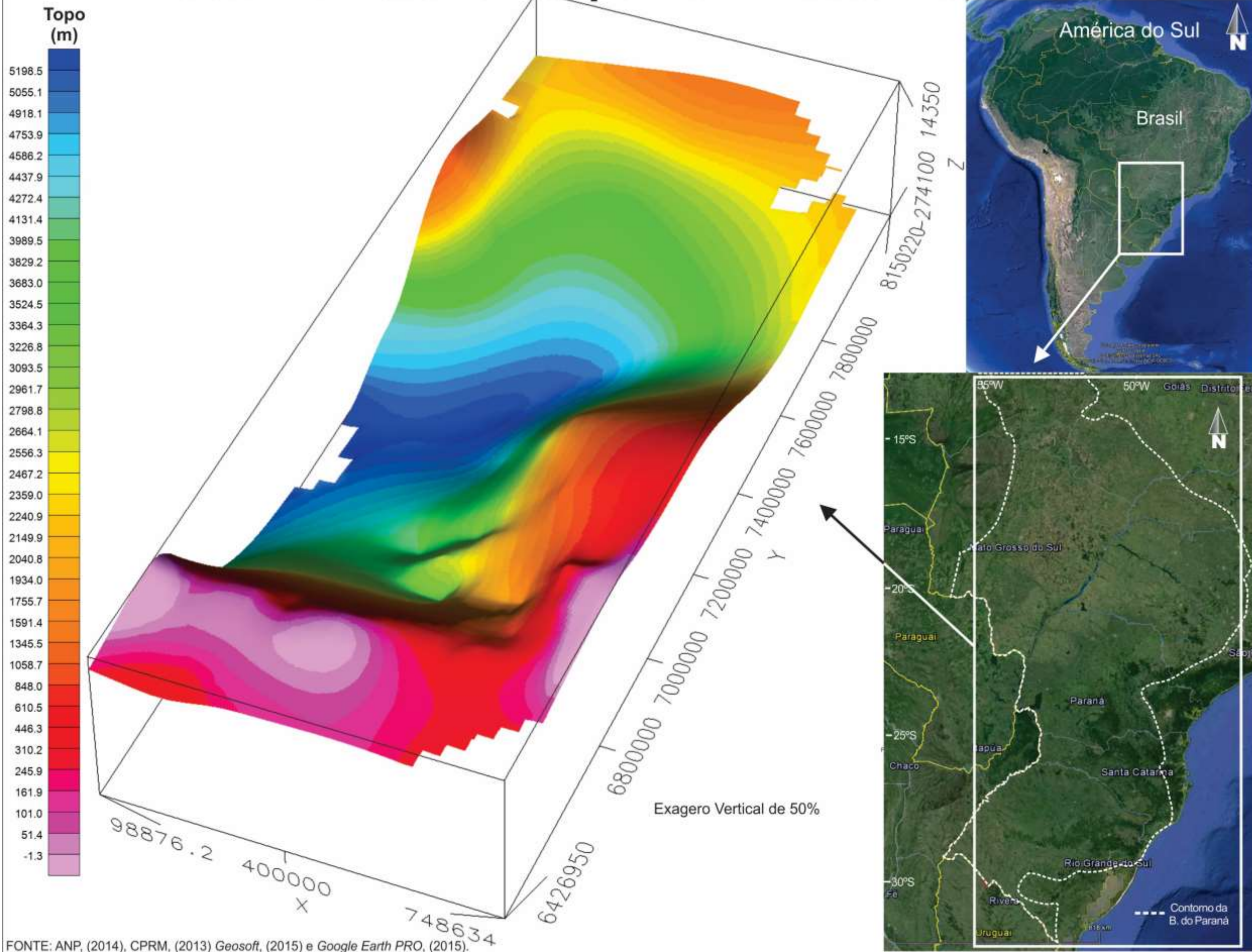


Figura 14 – Mapa de Isópacas da Formação Irati.

FONTE: ANP, (2014), CPRM, (2013) Geosoft, (2015) e Google Earth PRO, (2015).