

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y MODELADO DE SISTEMAS
PETROLÍFEROS ATÍPICOS (INTRUSIONES ÍGNEAS), DE LA CUENCA
INTRACRATONICA PARNAÍBA, BRASIL**

MARTIN OLIVERIO CUELLAR PLAZAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2018

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y MODELADO DE SISTEMAS
PETROLÍFEROS ATÍPICOS (INTRUSIONES ÍGNEAS), DE LA CUENCA
INTRACRATONICA PARNAÍBA, BRASIL**

MARTIN OLIVERIO CUELLAR PLAZAS

Trabajo de Grado para optar el título de Geólogo

Director:

MARIO GARCÍA GONZÁLEZ

Profesor Titular

Geólogo, Ph.D.

Codirector:

LUIS ANTONIO MAYORGA VELANDIA

Geólogo M-Sc.



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGIENERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2018

AGRADECIMIENTOS

A mi estimado director de tesis Mario García González quien es una gran persona, el cual me regalo su orientación, ayuda y preparación para culminar este proyecto con éxito; de la misma manera a mi codirector Luis Antonio Mayorga Velandia quien me colaboro cuantiosamente durante este proceso brindándome conocimiento, apoyo y una gran amistad. Que junto con José Ramón Porras Montero hicieron viable este proyecto.

También darle las gracias a mi estimado compañero de carrera Ivan D. Contreras Novoa, quien realizo un constante acompañamiento de principio a fin en este proyecto aportándome mucho, hasta el punto de yo mismo considerarlo como otro autor de este trabajo de investigación.

Gracias a mi mamita Nubia Nelly Plazas Olaya mi ejemplo de vida, motivación y pilar emocional incondicional durante toda mi vida. Quien vivió más las dificultades durante todo este proceso mostrándome siempre su sonrisa y palabras de aliento. Gracias madre monte.

A Julián Ricardo Cuellar Plazas mi hermano que constantemente cree en mis capacidades generándome retos de superación, que junto con mi mamita y nuestros gatitos seguiremos enfrentando las dificultades creyendo en nosotros, criticándonos, creciendo, apoyándonos y amándonos. Siempre juntos como la pequeña familia que somos.

A Lyana Isneth Murcia Bonilla que sin importar los caminos que tomemos de ahora en adelante siempre le agradeceré su ayuda, traspasos y comprensión a esas rabietas que me genero este proceso. Recordándome siempre el lado positivo de la cosas.

A mis amigos y compañeros que viven conmigo estos procesos que cada uno a su manera me ha brindado su apoyo y alegrías.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. PRESENTACIÓN DE TRABAJOS ANTERIORES	19
3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	20
4. MARCO GEOLÓGICO	23
4.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO	24
4.2 MARCO ESTRUCTURAL	27
4.2.1 Secuencia de Rift	28
4.3 SISTEMAS PETROLIFEROS	30
4.3.1 Roca generadora	32
4.3.2 Roca reservorio	33
4.3.3 Roca sello	34
4.4 INTRUSIONES IGNEAS	34
5. METODOLOGÍA	37
5.1 ELECCIÓN DE DATOS	38
5.2 CONSTRUCCIÓN DE LA HISTORIA DE SUBSIDENCIA DE LA CUENCA PARNAÍBA	39
5.3 CALCULO DEL FLUJO DE CALOR POR EL MÉTODO MACKENZIE	42

5.4 TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LAS DIFERENTES FORMACIONES Y PALEO-PROFUNDIDADES.....	44
5.5 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS CINÉTICOS DE GENERACIÓN DE PETROLEO Y GAS.....	47
5.6 CALIBRACIÓN DEL MODELO.....	49
6. RESULTADOS Y ANALISIS	51
6.1 EVALUACIÓN GEOQUÍMICA	51
6.1.1 Madurez termal de la roca	54
6.1.2 Clasificación de la materia orgánica (tipo de Querógeno)	54
6.1.3 Evaluación del potencial de generación	55
6.1.4 Hidrocarburos migrados (intrusión)	55
6.2 CONSIDERACIONES INICIALES PARA EL MODELO DE SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA PARNAÍBA.....	55
6.3 ENTRADA EN VENTANA DE GENERACIÓN DE PETRÓLEO PARA LOS MODELOS 1D CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA, CALIBRACIÓN DE SWENEY&BURHAM (1990) EASY%RO	57
6.4 ESTADOS DE MADURACIÓN TERMAL SEGÚN LA CALIBRACIÓN DE SWENEY&BURHAM (1990) EASY%RO MODELOS CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA	58
6.5 ESTADOS DE MADURACIÓN TERMAL SEGÚN LA TASA DE TRANSFORMACION (TR) Y LA CINÉTICA DE IES_TII_Woodford_Shale MODELOS CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA.....	60

6.6 DISCUSIÓN DEL EFECTO DE LA INTRUSIÓN ÍGNEA SOBRE LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA PARNAÍBA.....	62
7. CONCLUSIONES	64
BIBLIOGRAFÍA	66
ANEXOS	74

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas y posición de la mesa rotatoria (Kb) de los pozos 01 y 02	38
Tabla 2. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para el Pozo 1	40
Tabla 3. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para el Pozo 2	40
Tabla 4. Cinética de la materia orgánica usada en los modelos para determinar la tasa de transformación de la materia orgánica	49

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio con ubicación de pozos.....	20
Figura 2. Localización de pozos.....	21
Figura 3 Columnas estratigráficas de los pozos 1 y 2 con información de gamma Ray	22
Figura 4. Columna estratigráfica.....	26
Figura 5. Diagrama estratigráfico principales sistemas petrolíferos.	31
Figura 6. Diagrama estratigráfico sistemas petrolíferos secundarios.....	31
Figura 7. Arenitas devónicas de la formación Cabeças atravesadas por intrusiones ígneas	32
Figura 8. Metodología propuesta para el modelamiento 1D	37
Figura 9. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para la intrusión ígnea del pozo 2.....	41
Figura 10. Curva de flujo térmico en el tiempo geológico.	44
Figura 11. Modelo de Wygrala, de la temperatura de superficie media global (SWIT), para la latitud 8 de América del Sur	45
Figura 12. Modelo de Wygrala, para calcular la temperatura de superficie media global (SWIT)	45
Figura 13. Curva del comportamiento de la paleobatimetría en el tiempo geológico.....	46

Figura 14. Reflectancia de vitrinita (% Ro) de 0,3 a 4,5% con los niveles de madurez térmica asociados a los diferentes valores según el modelo de Sweeney & Burnham utilizado en este trabajo	48
Figura 15. Selección de la cinética de la materia orgánica propuesta por selección de facies en PetroMod	48
Figura 16. Método de obtención de (BHT).	49
Figura 17. Calibración del modelado térmico y de madurez de los dos pozos a.) Pozo 1. Sin intrusión b.) Pozo 2. Con intrusión. Correlación entre datos medidos y la curva calculada de vitrinita y la calibración de fondo de pozo (BHT).	50
Figura 18. Cuadro en función de la profundidad con características geoquímicas de la formación Pimenteiras para el pozo sin intrusión.	51
Figura 19. Cuadro en función de la profundidad con características geoquímicas de la formación Pimenteiras para el pozo con intrusión ígnea	52
Figura 20. Diagramas de evaluación geoquímica: (A) diagrama tipo Van Krevelen; (B) diagrama Hidrocarburos migrados (C) diagrama de potencial de generación frente a la cantidad de materia orgánica total	53
Figura 21. Modelo 1D de la historia de enterramiento del pozo sin intrusión (pozo 01)	56
Figura 22. Modelo 1D de la historia de enterramiento del pozo con intrusión (pozo 02)	56
Figura 23. Modelo 1D con los valores de entrada en ventana de generación de petróleo para la formación Pimenteiras en el pozo 01 sin intrusión ígnea	57

Figura 24. Modelo 1D con los valores de entrada en ventana de generación de petróleo para la formación Pimenteiras en el pozo 02 con intrusión ígnea	57
Figura 25. Modelo 1D con valores de madurez EASY% Ro de Sweeney & Burnham, del pozo sin intrusión (pozo 01)	58
Figura 26. Modelo 1D con valores de madurez EASY% Ro de Sweeney & Burnham, del pozo con intrusión ígnea (pozo 02)	59
Figura 27. Modelo 1D con valores de tasa de transformación de la materia orgánica (TR) IES_TII_Woodford_Shale del pozo sin intrusión ígnea (pozo 01) ...	60
Figura 28. Modelo 1D con valores de tasa de transformación de la materia orgánica (TR) IES_TII_Woodford_Shale del pozo con intrusión ígnea (pozo 02) ..	61
Figura 29. Resultados de modelamiento de los pozos estudiados.....	65

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. DATOS GEOQUÍMICOS DEL POZO1 (SIN INTRUSIÓN ÍGNEA).	75
ANEXO B. DATOS GEOQUÍMICOS DEL POZO 2 (CON INTRUSIÓN ÍGNEA)...	78

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS ATÍPICOS (INTRUSIONES ÍGNEAS), DE LA CUENCA INTRACRATONICA PARNAÍBA, BRASIL*.

AUTOR: MARTIN OLIVERIO CUELLAR PLAZAS**

PALABRAS CLAVE: MODELO 1D, GEOQUÍMICA, INTRUSIÓN, SISTEMA PETROLÍFERO ATÍPICO, PARNAÍBA, BRASIL.

DESCRIPCIÓN:

Parnaíba es una Cuenca intracratónica de edad paleozoica con área de más de 600.000 km², situada al nordeste de Brasil. Para el modelado del sistema de petróleo se estudiaron dos pozos: el primero sin influencia o afectación de su historia térmica por eventos magmáticos de la Cuenca, y el segundo pozo afectado por una intrusión ígnea en la formación Pimenteiras; los dos pozos presentan historias de subsidencia muy similares como también una estratigrafía similar o idéntica a excepción de la intrusión ígnea. Los análisis geoquímicos correspondientes muestran que el querógeno es tipo III y IV, las temperaturas T_{máx} varían entre 420°C y 440°C con índice de hidrógeno (IH) no superiores a 300 mg HC/g roca, sugiriendo un potencial de petróleo y gas, y cantidad de materia orgánica %TOC varía entre 0.3% y 2%, indicando que es una roca con potencial generador de pobre a bueno. Con tales similitudes, entre los dos pozos, se pueden resaltar la incidencia de la intrusión ígnea, mostrando las variaciones de la maduración térmica del sistema petrolífero de la Cuenca Parnaíba utilizando los parámetros de tasa de transformación y Reflectancia de vitrinita, los cuales fueron evaluados a partir de modelos 1-D. Los resultados mostraron el aumento en la temperatura que genera la intrusión ígnea para alterar la roca generadora de una ventana inicial de petróleo de (0.55%Ro) a un estado de alta maduración termal equivalente a la ventana de gas seco (2.78%Ro), la cual aumenta con la cercanía al cuerpo intrusivo. La edad del inicio de la generación de petróleo ocurrió entre 304 a 313 M.a.

Así mismo, la intrusión aumentó la tasa de transformación de la roca generadora del 13%, sin expulsión de aceite, al 30% y 60% con la respectiva generación y expulsión de petróleo.

En el perfil de madurez termal se puede documentar el efecto de las intrusiones ígneas a 475 °C la cual disminuye al aumentar la distancia del cuerpo intrusivo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González, Geólogo, Ph.D. Codirector: Luis Antonio Mayorga Velandia Geólogo M-Sc.

ABSTRACT

TITLE: GEOCHEMICAL CHARACTERIZATION AND MODELING OF ATYPIC PETROLÍFEROS SYSTEMS (INTRUSIONES INGLES), OF THE INTRACRATONICA BASIN PARNAÍBA, BRAZIL* .

AUTHOR: MARTIN OLIVERIO CUELLAR PLAZAS**

KEY WORDS: MODEL 1D, GEOCHEMISTRY, INTRUSION, ATYPICAL PETROLEUM SYSTEM, AND PARNAÍBA, BRAZIL.

DESCRIPTION:

Parnaíba is an intracratonic basin of Paleozoic age with an area of more than 600,000 km², located northeast of Brazil. For the modeling of the oil system, two wells were studied: the first one without influence or affectation of its thermal history by magmatic events of the Basin, and the second well affected by an igneous intrusion in the Pimenteiras formation; the two wells present very similar subsidence histories as well as a similar or identical stratigraphy with the exception of the igneous intrusion. The corresponding geochemical analyzes show that the kerogen is type III and IV, the T_{max} temperatures vary between 420 °C and 440 °C with hydrogen index (IH) not higher than 300 mg HC / g rock, suggesting an oil and gas potential, and amount of organic matter% TOC varies between 0.3% and 2%, indicating that it is a rock with potential generator from poor to good. With such similarities, between the two wells, we can highlight the incidence of igneous intrusion, showing the variations in thermal maturation of the Parnaíba basin oil system using the parameters of transformation rate and vitrinite reflectance, which were evaluated at from 1-D models. The results showed the increase in the temperature generated by the igneous intrusion to alter the generating rock of an initial oil window of (0.55% Ro) to a state of high thermal maturity equivalent to the dry gas window (2.78% Ro), which increases with the proximity to the intrusive body. The age of the beginning of the generation of oil occurred between 304 to 313 M.a.

Thus, the intrusion increased the rate of transformation of the generating rock by 13%, without oil expelling, to 30% and 60% with the respective generation and expulsion of oil.

In the thermal maturity profile we can document the effect of the igneous intrusions at 475 oC, which decreases with increasing distance from the intrusive body.

* Degree Work.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González, Geólogo, Ph.D. Codirector: Luis Antonio Mayorga Velandia Geólogo M-Sc.

INTRODUCCIÓN

La exploración de nuevos reservorios en cuencas con un reducido recurso del hidrocarburo, condujo al estudio de sistemas petrolíferos atípicos afectados por intrusiones ígneas con el fin de buscar nuevos yacimientos no estudiados anteriormente debido a su reducido potencial.

La Cuenca de Parnaíba, tiene reservas probadas de 6,900 millones de m³ de gas en yacimientos afectados por intrusiones de diques de diabasa en diversos niveles estratigráficos. Esta situación se presenta en la cuenca del Putumayo en Colombia en donde hay un conocimiento muy reducido.

La Cuenca Parnaíba presenta rocas con cantidad y calidad adecuada de materia orgánica para la generación comercial de hidrocarburos, pero con diferentes niveles de maduración térmica debido a la presencia de intrusiones ígneas que representan un aspecto importante en la evolución térmica de la Cuenca¹.

Como contribución al conocimiento geoquímico e incentivación de los estudios afines en Colombia, se propone en esta investigación un proceso de análisis geoquímico comparativo utilizando los análisis de laboratorio de Carbono Orgánico Total (%TOC), Pirolisis Rock Eval, Reflectancia de Vitrinita (%Ro) entre otros (todos estos tomados de literatura disponible), por medio de un modelamiento 1D del software PetroMod 2012 dando a resaltar las intrusiones ígneas junto con sus condiciones singulares de la maduración de la materia orgánica y en este caso también como trampa asociada a los sistemas petrolíferos atípicos.

¹ BRITO DE ARAÚJO, Daniel. Bacia do Parnaíba. [En Línea]. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 11 de agosto de 2015. Disponible en: <https://pt.slideshare.net/ANPgovbr/bacia-do-parnaba-51512346>

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el potencial de generación y evolución de la madurez térmica de sistemas petrolíferos atípicos asociados a intrusiones ígneas mediante la generación de modelos geoquímicos 1D con caracterización geoquímica de las principales rocas generadoras (%TOC, T_{máx}, Pirolisis Rock Eval).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar geoquímicamente las principales rocas generadoras de la Cuenca, con la finalidad de evaluar calidad, cantidad y madurez de la materia orgánica.
- Analizar eventos de exhumación y levantamiento para reconstruir la historia evolutiva de la Cuenca.
- Evaluar la importancia de las intrusiones ígneas en la madurez y generación de hidrocarburos en la Cuenca estudiada.
- Construir modelos geoquímicos 1D para evaluar el potencial de los sistemas petrolíferos atípicos presentes en la Cuenca del presente estudio.

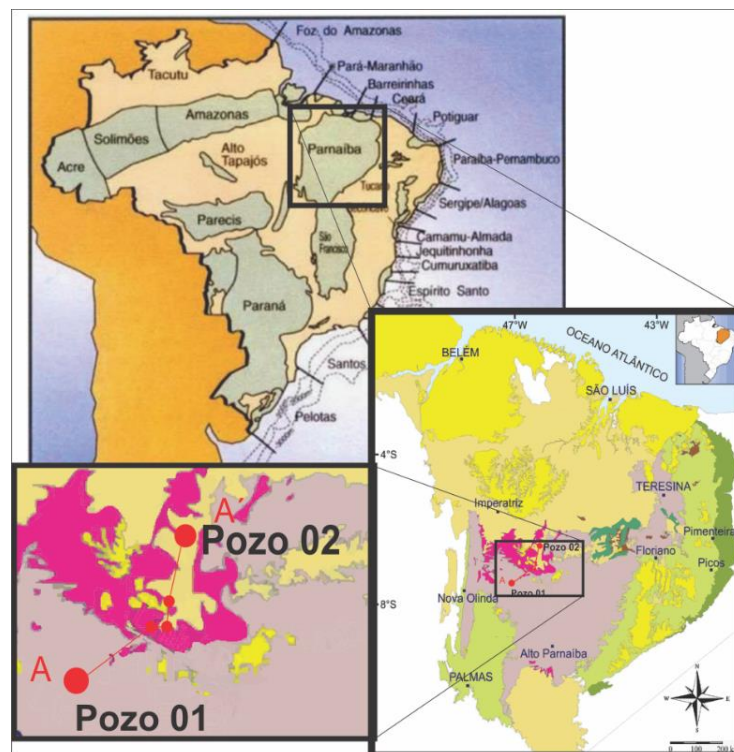
2. PRESENTACIÓN DE TRABAJOS ANTERIORES

Proyectos investigativos anteriores similares, desarrollan análisis geoquímicos, modelamientos petrolíferos 1D, 2D Evaluación de potencial de hidrocarburos, como lo son disertaciones de Alejandra Chaparro Pinto, Evaluación del potencial de hidrocarburos en la Cuenca del Amazonas, 2009; Ana Maria Cifuentes Navas, modelamiento geoquímico 2d del rock springs upliift, Wyoming, 2013; José Luis Gonzales Montañez, Modelado geoquímico en el área sur del Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca del Valle Magdalena Medio, Colombia, 2014; Daniel Armando Pimiento Ardila, Luis Antonio Mayorga Velandia, Caracterización de yacimientos tipo Shale Gas y Oil Shale en la Formación La Luna en el flanco oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Santander, Colombia, 2015, sin embargo ninguna de ellas enfocada en Modelamiento de Sistemas Petrolíferos Atípicos, es por esto que el presente trabajo es pionero en el ámbito académico investigativo de la universidad industrial de Santander (UIS), dejando un precedente base para futuras investigaciones y que en su posibilidad se puedan desarrollar en Colombia.

3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra localizada en el país de Brasil y abarca la porción oriental del estado de Maranhão, en la región de frontera con el Estado del Piauí (Figura 2). Se estimó esta área para que coincida con los bloques exploratorios ofrecidos a través de la 14ª Ronda de Licitaciones de la ANP, en el año 2017 (Figura 1). Se desarrollan dos pozos cuyas columnas estratigráficas son representadas en la (Figura 4) el corte-geológico como parte de las morfo-estructuras más notables de la Cuenca (Figura 3) denotando de estos, espesores, litologías y la profundidad de la intrusión ígnea.

Figura 1. Localización del área de estudio con ubicación de pozos.



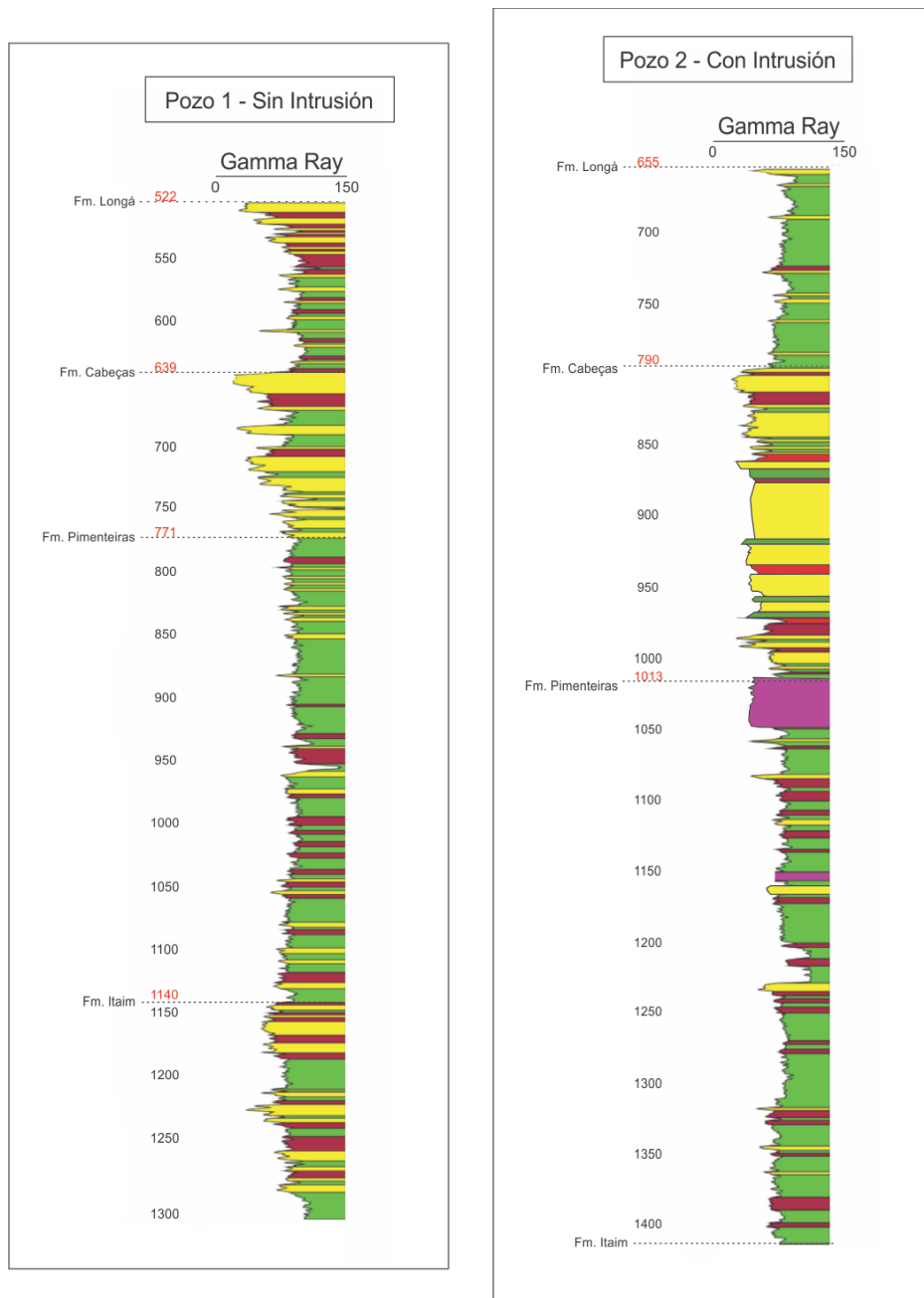
Fuente: CRUZ FERRAZ, Nadja. Análise estratigráfica da Sequência Mesodevoniana- Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, Nordeste do Brasil. [En Línea]. Universidade do Rio Grande do Norte. Tesis de grado en Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. 20 de agosto de 2015. Disponible en: <http://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/21060>

Figura 2. Localización de pozos. Adaptado de N C Ferraz. 2015.



Fuente: CRUZ FERRAZ, Nadja. Análise estratigráfica da Sequência Mesodevoniana- Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, Nordeste do Brasil. [En Línea]. Universidade do Rio Grande do Norte. Tesis de grado en Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. 20 de agosto de 2015. Disponible en: <http://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/21060>

Figura 3 Columnas estratigráficas de los pozos 1 y 2 con información de gamma Ray.



Fuente: CRUZ FERRAZ, Nadja. Análise estratigráfica da Sequência Mesodevoniana- Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, Nordeste do Brasil. [En Línea]. Universidade do Rio Grande do Norte. Tesis de grado en Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. 20 de agosto de 2015. Disponible en: <http://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/21060>

4. MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Parnaíba se ubica en la región nordeste occidental del territorio brasileño (Figura 1), ocupando un área de 665.888 km². Se distribuye por los estados de Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahía y Ceará. Presenta forma elíptica, con eje de mayor elongación orientado hacia NE-SO con una longitud de aproximadamente 1.000 km. En su epicentro, el espesor de la columna sedimentaria alcanza cerca de 3.500m².

Está situada geográficamente entre los paralelos 2°00 "y 12°00" S y meridianos 41°00 "y 50°00" W. Limitada geológicamente al norte por el arco Ferrer-Urbano Santos, que la separa de las Cuencas de São Luís y Barreirinhas en la margen continental; al sur, por el arco del medio San Francisco, separándola de la Cuenca Sanfranciscana; al noroeste, por el arco de Tocantins, que la separa de la Cuenca de Marajó³.

El desarrollo tectónico-sedimentario de la Cuenca Parnaíba se atribuye a la estructuración precursora relacionada con los pulsos termales del ciclo brasileño (cerca de 500Ma), responsable de la formación de grabens distribuidos por toda la Cuenca, con ejes orientados de noreste a norte⁴. El espesor sedimentario alcanza cerca de 3.000 m, con una columna sedimentaria constituida, en su mayor parte,

² VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263

³ SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C.; VASCONCELOS, A. M. & BAHIA, R. B. C. "Bacias Sedimentares Paleozoicas e Meso-Cenozóicas Interiores". En: BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, Vidotti, C, R. M., gonçalves, j. h. g. (eds.), Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, capítulo 2, Brasília, CPRM, 2003.

⁴ SANTOS, V.H.; LIMA FILHO, M.F. & NEUMANN, V.H. "Quais as possibilidades de um sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba? 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Campinas, São Paulo, Brasil, 2007

por rocas de edad del ordovícico a la cretácea (Figura 5), determinado al igual la columna estratigráfica de los pozos 1 y 2 (Figura 4)⁵.

En el momento, hay perforados 86 pozos exploratorios (49 pioneros y 12 estratigráficos), levantados 22.637,84 km lineales de sísmica bidimensional, Además de datos gravimétricos y magneto-métricos en toda su extensión (actualizado el 25/05/2015). Se dieron en concesión cuatro campos de gas natural fueron descubiertos en 2010, 2011 y 2012 con reservas probadas de 6,9 mil millones de m³ de gas⁶.

4.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO

Las unidades que componen el basamento son la Formación Riachão y el grupo Jaibaras son constituidas por rocas sedimentarias continentales que llenan estructuras grabeformes⁷. La propuesta estratigráfica de Vaz, et al., sugiere una relación de cinco súper-secuencias deposicionales que siguen del período Siluriano hasta el Cretáceo (Figura 6):

Secuencia Siluriana - comprende un ciclo transgresivo-regresivo completo. Está depositada sobre rocas proterozoicas. La unidad litoestratigráfica se correlaciona al Grupo Serra Grande (formaciones Ipu, Tianguá, Jaicós)⁸. La Formación Tianguá prevalecen los shales gris oscuros bioturbados, esta unidad representa la superficie

⁵ ZEMBRUSCKI, S. G. & CAMPOS, J. N. P. "Provável Movimentação de Fluidos na Bacia do Parnaíba, Maranhão", Boletim de Geociências da Petrobras, v. 2, n. 2/41, 1988, pp. 133-145

⁶ VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁷ FERNANDES, Regina Freitas. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. Tese de M.Sc., UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011, p. 102.

⁸ CAPUTO, Mario Vicente. Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of Northern Basins of Brazil. 1984. 586 p. Thesis (Doctorate) - University of California, Santa Bárbara, 1984. Citado por: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2. 2007. pp. 253-263.

de inundación máxima mientras que la Formación Jaicós es el intervalo regresivo de esa secuencia. En la Formación Jaicós predominan las arenitas gruesas, mal seleccionadas. La formación Ipu está compuesta por arenitas con guijarros y conglomerados de matriz arcillosa⁹.

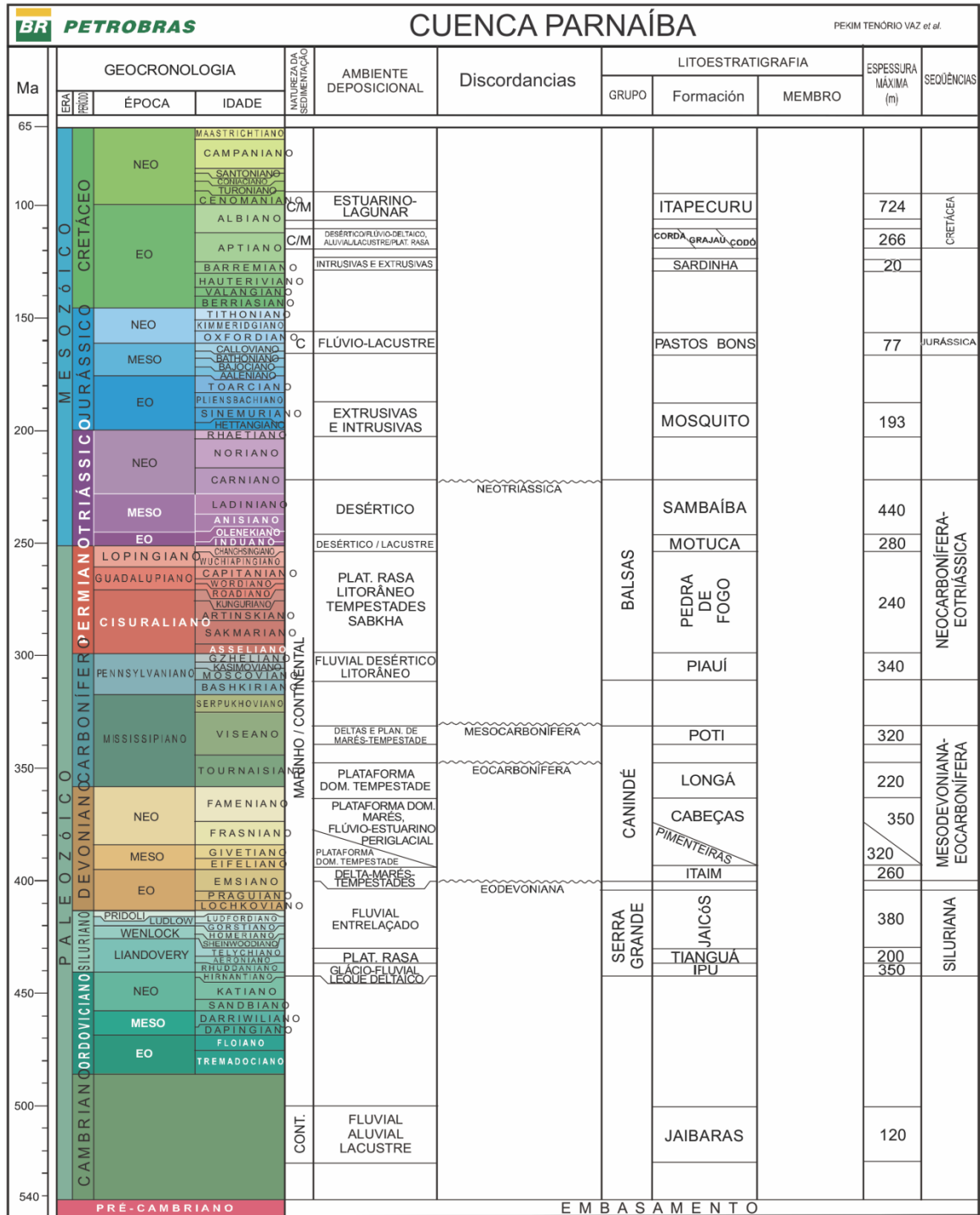
Secuencia Mesodevoniana-Eocarbonífera - Sus estratos fueron depositados discordantemente sobre la secuencia más antigua. Está compuesta por el Grupo Canindé, que está dividido en cuatro formaciones¹⁰. Formación Itaim compuesta de arenitas finas a medias con granos sub-redondeados, bien seleccionados y con alta esfericidad. Formación Pimenteiras, principalmente, de shales gris oscuro a negros, verdosos, en parte bioturbados. Son radioactivos, ricos en materia orgánica y representan la entrada marina más importante de la Cuenca. Formación Cabezas, el litotipo predominante consiste de areniscas gris claro a blancos, medianos a gruesos, con intercalaciones delgadas de lodolitas y shales. Formación Longá es caracterizado por follajes gris oscuro a negros, homogéneos o bien laminados, bioturbados. En su porción media comúnmente presentan un paquete de areniscas y lodolitas gris-claros a blanquecinos, laminados¹¹.

⁹ VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. V.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

¹⁰ DELLA FÁVERA, J. C. Tempestitos na Bacia do Parnaíba. 1990. 560 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1990. Citado en: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, p. 253-263.

¹¹ VAZ, P. T. et al. 2007, Op. Cit.

Figura 4. Columna estratigráfica



Fuente: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. V.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

4.2 MARCO ESTRUCTURAL

Al término del Ciclo Brasileiro (Cámbrico-Ordovícico), por subsidencia termomecánica, los grabens fueron llenados por el progresivo hundimiento a lo largo de las bandas tectónicas inestables, en el final del Ordovícico¹².

En el Carbonífero, durante los primeros movimientos de la agregación del supercontinente Pangea, junto a la Orogenia Eoherciniana¹³. Genero un arqueamiento del Alto del Río Parnaíba), desplazando el epicentro de la Cuenca al noroeste¹⁴.

En el Pérmico, se genera la anticlinal Tocantins-Araguaia y el Arco Tocantins se eleva, por lo que el paso entre las Cuencas Amazonas y Parnaíba fue cerrado. Mientras que el área se depositaria hasta el Triásico, donde fue desplazada hacia el centro de la Cuenca finalizando el ciclo continental con las formaciones Motuca y Sambaíba¹⁵.

En el Mesozoico, los principales elementos tectónicos regionales fueron la Estructura de Xambioá de orientación este-oeste, situado en el centro de la Cuenca; el Arco Ferrer-Urbano Santos delimitando las pequeñas Cuencas marginales

¹² CAPUTO, M. V. & LIMA, E. C. Estratigrafia, idade e correlação do grupo Serra Grande- Bacia do Parnaíba. Anais XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, RJ. 1984. pp. 740-752.

¹³ GÓES, Ana Maria & FEIJÓ, F.J. "A Bacia do Parnaíba", Boletim de Geociências da Petrobras, V.8, n.1, 1994. p. 57-67.

¹⁴ CASTELO BRANCO, R. M. G. & COIMBRA, A. M. Contribuição ao conhecimento tecto-magmático da borda sul da bacia do Parnaíba. En: Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Rio de Janeiro. Boletim Rio de Janeiro, SBG. v.2. 1984. p. 84.

¹⁵ SANTOS, M. E., & de CARVALHO, M. S. S. Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís. CPRM Serviço Geológico do Brasil, 2009, pp. 10-137.

asociadas a la apertura del Atlántico Sur Ecuatorial, y el Alto del Río Parnaíba^{16, 17, 18, 19}.

En el Jurásico y Cretáceo, los diques de diabasa, indican los efectos de la separación entre los continentes donde las unidades litoestratigráficas del Cretáceo Inferior e inicio del Cretáceo Superior están asociadas con la subsidiariedad relacionada al desarrollo del rifte atlántico^{20, 21}.

4.2.1 Secuencia de Rift. La transición del Neoproterozoico al Fanerozoico temprano estuvo marcada por la ruptura continental, separando a Laurentia y Báltica del oeste de Gondwana²². Este tectonismo resultantes formo sistemas de grietas, las cuales se reactivaron como fallas en zonas de debilidad preexistentes, particularmente las zonas de cizalla dúctil de Brasiliano²³.

Algunos graben relacionados con esta reactivación de las fallas se producen en los bordes oriental y meridional de la Cuenca, en el Cámbrico-Ordovícico. Estos

¹⁶ AGUIAR, G. A. Revisão geológica da bacia paleozóica do Maranhão. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 25, São Paulo: SBG. 1971. v.3. p. 113-122.

¹⁷ HASUI, Y. Aspectos da evolução tectónica da Bacia do Parnaíba e sua relação com o arcabouço pré-cambriano. In: Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, 3, Rio Claro. Boletim, Rio Claro, SBG-Núcleo de São Paulo, 1991, p. 96-98.

¹⁸ GÓES, Ana María. Formação Poti (Carbonífero Inferior) da bacia do Parnaíba. Tese (Doutorado em Geociências) Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 1995, p. 171.

¹⁹ SANTOS, M. E., & de CARVALHO, M. S. S. Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís. CPRM Serviço Geológico do Brasil, 2009, pp. 10-137.

²⁰ PONTE, F.C. The geology of Brazilian Cretaceous sedimentary basins. In BEURLEN, G.; CAMPOS, D.A, VIVIERS, M.C. Stratigraphic range of Cretaceous Mega and Microfossils of Brazil. Universida de Federal do Rio de Janeiro. Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza, Instituto de Geociências, Rio de Janeiro, 1994.

²¹ CHANG, H.K; KOWSMANN, R.O.; BENDER, A. A.; MELLO, U.T. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. In: RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. (Eds) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRAS, 1990, pp. 49-71.

²² TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

²³ DE CASTRO, David L., et al. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and magnetic data, Brazil. Tectonophysics, 2014, vol. 614, p. 128-145.

grabens abarcan gruesas unidades de rocas sedimentarias clásticas inmaduras y rocas volcánicas bimodales, intruidas por granito^{24,25}.

Durante el Jurásico, mediante la quiebra continental entre el continente sudamericano y africano, se produjo un hundimiento en la porción central de la Cuenca de Parnaíba y se instaló un sistema de rift orientado a E-NE y N-NE. Los diques basálticos y los flujos de lava forman los límites inferior y superior de la secuencia sedimentaria del Jurásico fluvial a la eólica²⁶.

Según Thomaz Filho, quien se basa en la información obtenida en diversos autores^{27,28,29,30,31}. Marca el inicio de la etapa rife en las márgenes del sudeste y el este brasileño comenzaron hace cerca de 143 Ma (definido por la discordancia sin-rifte), desde la Cuenca del Espírito Santo hasta las Cuencas de rife abarando Recôncavo, Tucano y Jatobá. En el caso de las Cuencas Pelotas, Santos y Campos, el rife se habría iniciado en misma edad, o hasta antes de eso. Es propio pronosticar

²⁴ DE BRITO NEVES, Benjamim Bley, Main stages of the development of the sedimentary basins of South America and their relationship with the tectonics of supercontinents, Gondwana Research, 2002, vol. 5, no 1, p. 175-196.

²⁵ OLIVEIRA, D. C. & MOHRIAK, W. A. Jaibaras trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. Marine and Petroleum Geology, Guildford, v.20, n. 3-4. 2003. pp. 351-383.

²⁶ GÓES, Ana Maria; SOUZA, J.M.P. & TEIXEIRA, L.B. Estágio Exploratório e Perspectivas Petrolíferas da Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.4, n.1, 1990. p. 55-64.

²⁷ DIAS J.L., SAD A.R.E., FONTANA R.L., FEIJÓ F.J. Bacia de Pelotas. Boletim de Geociências da Petrobras, 1994, 235-245p. Citado en: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., "Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo", Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, 128-137p.

²⁸ PEREIRA M.J. & FEIJÓ F.J. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, 1994, 219-234p. Citado en: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., "Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo", Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008. pp. 128-137.

²⁹ RAGEL H.D., MARTINS F.A.L., ESTEVES F.R., FEIJÓ F.J. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, 1994, 203-218p. Citado en: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., "Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo", Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, 128-137p.

³⁰ PEREIRA M.J. & FEIJÓ F.J. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, 1994, pp. 219-234.

³¹ VIEIRA R.A.B., et al. Bacelar L.A.P., Fijó F.J. Bacia do espírito Santo e Mucuri. Boletim de Geociências da Petrobras, 1994, pp. 191-202.

que, en el período entre 143 Ma y el ápice del magmatismo del neocomiano, ocurrido hace cerca de 132 Ma, se habrían depositado los sedimentos continentales de la etapa rifte intercalados con eventos magmáticos.

4.3 SISTEMAS PETROLIFEROS

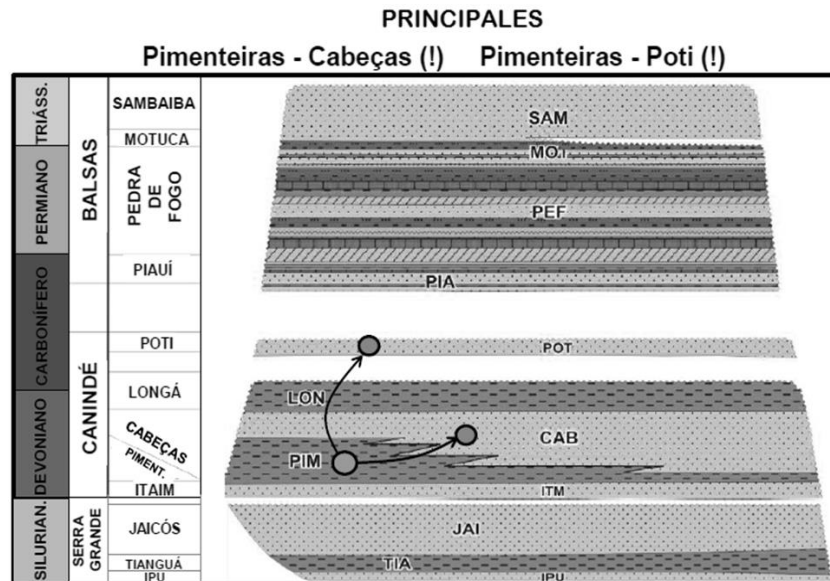
El principal sistema petrolífero en la Cuenca del Parnaíba es el sistema Pimenteiras-Cabeças cuya roca generadora está constituida por los shales marinos radioactivos de la Formación Pimenteiras (con TOC variando del 2% al 4% y con picos del 6%) (Figura 7). Además de esta configuración, ocurre el sistema Pimenteiras-Poti, En el cual los depósitos están formados por arenitas paralíticas mesocarboníferas (Figura 7) y el sistema Pimenteiras-Piauí, cuyo depósito comprende sedimentos neocarboníferos continentales a costeros. Se cuenta con cuatro sistemas petrolíferos secundarios, Pimenteiras-Piauí, Pimenteiras-Pimenteiras, Pimenteiras-Pedra de Fogo, Pimenteiras-Itaim, Tianguá-Ipu (Figura 8)³².

La generación en esta Cuenca es directamente relacionada con las intrusiones ígneas que frecuentemente acomete las rocas generadoras de la Formación Pimenteiras. El incremento térmico resultante de las intrusiones fue el catalizador para la generación. Además de la instauración de rutas efectivas de migración y la formación de trampas capaces de almacenar y conservar cantidades comerciales de hidrocarburos (Figura 9)³³.

³² BRITO DE ARAÚJO, Daniel. Bacia do Parnaíba. [En Línea]. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 11 de agosto de 2017. Disponible en: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Parnaiba.pdf

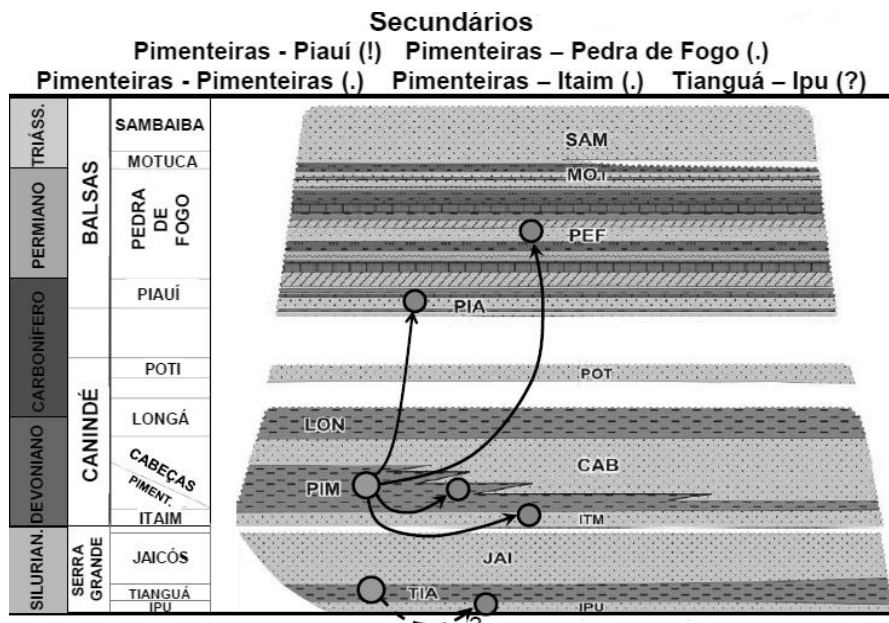
³³ TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

Figura 5. Diagrama estratigráfico principais sistemas petrolíferos.



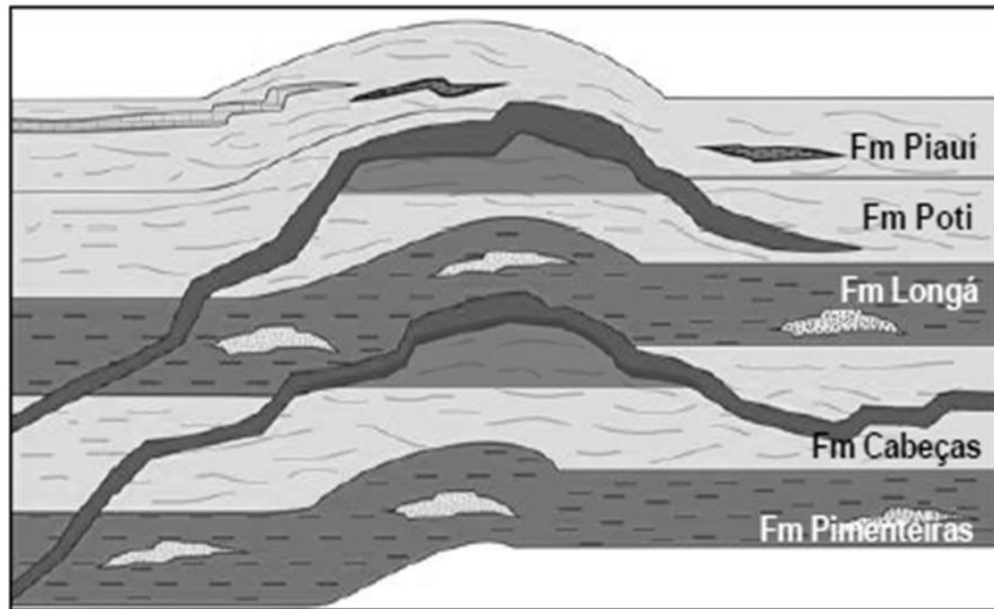
Fuente: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

Figura 6. Diagrama estratigráfico sistemas petrolíferos secundarios.



Fuente: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

Figura 7. Arenitas devónicas de la formación Cabeças atravesadas por intrusiones ígneas. Arenitas del carbonífero (formación Poti) atravesadas por intrusiones ígneas.



Fuente: Tomado de Albelha, 2013.

4.3.1 Roca generadora. La principal roca generadora en la Cuenca del Parnaíba es la Formación Pimentéiras, la cual se depositó durante el Devónico, asociado a un evento anóxico global. Este evento fue responsable de la deposición de shales con alto contenido de radiactividad y resistividad y baja densidad, representativo del período de máxima inundación marina³⁴.

La Formación Pimentéiras alcanza espesores superiores a 500 m con el intervalo radioactivo, potencialmente generador, presentando isolíneas de hasta 60 m y niveles medios de TOC de 2 - 2,5%. Los análisis muestran altos contenidos de

³⁴ RODRIGUES, R, A. Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba. Tesis D.Sc., Instituto de Geociências/Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 1995, p. 226.

materia orgánica, alcanzando valores de hasta 6%, con predominio de los tipos II y III³⁵.

Además de la Formación Pimenteiras, las formaciones Tianguá (Silúrico) y Longá (Devónico-Fameniense) son consideradas generadoras potenciales secundarias (Figura 10)³⁶.

4.3.2 Roca reservorio. La principal roca reservorio son las arenitas de la Formación Cabeças donde el potencial como reservorio de hidrocarburos de esta formación aumenta en función de su privilegiada situación estratigráfica en contacto directo con las rocas generadoras de la Formación Pimenteiras. La Formación Cabeças presenta alta permeabilidad y porosidad de hasta 26%, alcanzando espesores del orden de 250 m (Figura 10).

Sin embargo, en otras ubicaciones de la Cuenca como lo es el parque de los Gaviões se indica otro importante reservorio en la Cuenca: las arenitas mesocarboníferos de la Formación Poti. Además, las arenitas continentales a costeros neocarboníferos de la Formación Piauí son reservorios secundarios y son potenciales candidatos a rocas-reservorio las arenitas devonianos de la Formación Itaim y los arenitas silurianos de la Formación Ipu (Figura 11)³⁷.

³⁵ BRITO DE ARAÚJO, Daniel. Bacia do Parnaíba. [En Línea]. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 11 de agosto de 2017. Disponible en: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Parnaiba.pdf

³⁶ TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

³⁷ BRITO DE ARAÚJO, Daniel. 2017. Opc. Cit.

4.3.3 Roca sello. El sello más eficiente en esta Cuenca está formado por intrusiones de diabasa que pueden sellar cualquier depósito, independientemente de su posición estratigráfica. La Formación Longá también se presenta como sello para uno de los principales reservorios que es la formación Cabeças. Sellos para eventuales reservorios en las formaciones Ipu, Itaim y Piauí pueden ser formados respectivamente, por shales de la Formación Tianguá, shales de la Formación Pimenteiras y shales evaporíticos de la Formación Piedra de Fuego³⁸.

4.4 INTRUSIONES IGNEAS

Las investigaciones realizadas en los últimos años sobre los eventos magmáticos presentes en las Cuencas sedimentarias brasileñas han mostrado la importancia de estos episodios para la exploración de hidrocarburos, al mismo tiempo, se ha comprobado que los contactos diques / rocas sedimentarias pueden haber propiciado importantes caminos para la migración de los hidrocarburos³⁹.

La Cuenca del Parnaíba, fue afectada por eventos magmáticos de carácter básico durante la Era Mesozoica. Para Szabó et al., debido a su composición mineralógica (generalmente más pobres en sílice), son más cálidos, con temperaturas cercanas a 1000 °C con gran viscosidad.

Este intenso magmatismo está asociado a eventos distensionales establecidos por la ruptura del mega-continente Pangea, que posteriormente llevaría a la apertura del Océano Atlántico. En la carta estratigráfica de la Cuenca del Parnaíba (Figura 6), las rocas ígneas intrusivas y extrusivas acomodadas en la Cuenca se dividen en

³⁸ *Ibíd.*

³⁹ THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P. & ANTONIOLI, L., "Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo", *Revista Brasileira de Geociências*, v.38, n.15, 2008, pp. 128-137

dos unidades: Formação Mosquito (Eojurásico) y Formação Sardina (Eocretáceo)⁴⁰.

Según Thomaz Filho et al, los principales acontecimientos magmáticos que golpean la Cuenca Parnaíba están bien representados: (1) alrededor de 215 Ma (Triásico) y (2) alrededor de 180 Ma (Jurásico), representada por los diques y derrames composición toleítico; (3) alrededor de 130 Ma (Neocomiano), representados por derrames y diques de composición toleítica intermedia. Según Góes et al., la Cuenca aparentemente sufrió los efectos de tres pulsos magmáticos distintos⁴¹, que estratigráficamente fueron divididos en dos unidades: Formação Sardinha y Formação Mosquito⁴². Estos autores atribuyen una edad promedio de 124 millones de años (Ma), Eocretáceo, para la Formação Sardinha y de 178 Ma (Eojurásico) para la Formação Mosquito.

Para Merle *et al*, y Vaz *et al*, la Formação Mosquito se caracteriza por grandes derrames y grandes umbrales que abarca principalmente la porción oeste de la Cuenca. Se cree que las rocas ígneas de esa formación pertenecen a la Provincia Magmática del Atlántico Central, la cual está asociada al rifteamiento y formación del Océano Atlántico Central. Según Góes *et al*, el magmatismo de edad juró-triásica de la Cuenca del Parnaíba es correlacionable al magmatismo Penatacaua de las Cuencas del Solimões y Amazonas⁴³.

La Formação Sardinha fue observada por primera vez en la aldea de Sardinha y mapeada entre las ciudades de Fortaleza de los Nogueiras y Barra do Corda. Es

⁴⁰ VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁴¹ PORTO, Amanda Lira. Mapeamento sísmico de intrusões ígneas na porção sudeste da bacia do parnaíba e suas implicações para um modelo de sistema petrolífero não convencional. Tesis de M.Sc., Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

⁴² VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁴³ PORTO, Amanda Lira. 2013. Op. Cit.

representada por cuerpos de basalto, negro a púrpura con espesor medio de 20m en afloramiento⁴⁴. Se produce predominantemente en forma de pequeños umbrales y extensos diques en la porción este de la Cuenca del Parnaíba⁴⁵.

Las intrusiones magmáticas desempeñan un papel fundamental en el sistema petrolífero de la Cuenca del Parnaíba. Su influencia abarca desde:

- i) El suministro de calor necesario para la generación de hidrocarburos (gas).
- ii) La formación de trapas capaces de almacenar y retener cantidades comerciales de hidrocarburos.
- iii) La construcción de rutas efectivas de migración y focalización para las trapas generadas por salto de umbral⁴⁶.

⁴⁴ AGUIAR, G. A. Revisão geológica da bacia paleozóica do Maranhão. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 25, São Paulo: SBG. 1971. v.3. p. 113-122.

⁴⁵ VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁴⁶ TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

5. METODOLOGÍA

El método aplicado en el modelado 1D fue desarrollado con los softwares de la Plataforma PetroMod de la compañía Schlumberger con licencias académicas de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Bucaramanga, Colombia. Para este estudio preliminar fueron escogidos 2 pozos de la Cuenca del Parnaíba abarcando la porción oriental del Estado de Maranhão, en la región de frontera con el Estado del Piauí. Cada uno de ellos con sus respectivas coordenadas y altura de la mesa rotativa (Tabla 1). La metodología para el desarrollo de este modelado se describe a continuación (Figura 12).

Figura 8. Metodología propuesta para el modelamiento 1D

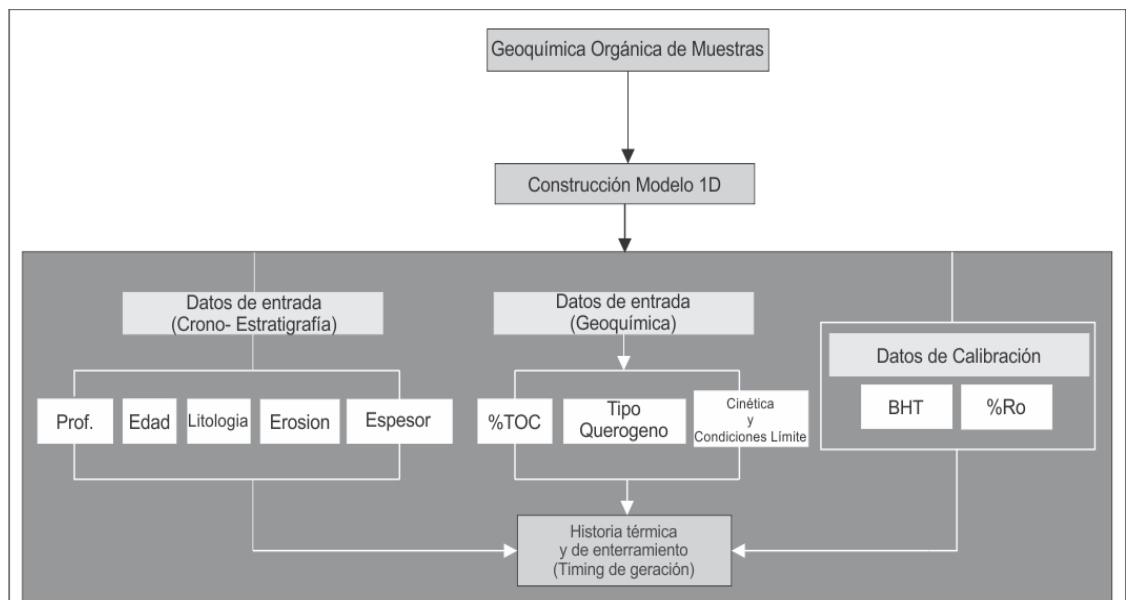


Tabla 1. Coordenadas y posición de la mesa rotatoria (Kb) de los pozos 01 y 02

Pozo	Coordenada X	Coordenada Y	(Kb)
Pozo 01	9036854	290219,9	40
Pozo 02	9178719,2	382622,3	50

5.1 ELECCIÓN DE DATOS

Con el fin de obtener los datos de entrada para el modelado; se desarrolló una intensiva búsqueda de investigaciones y trabajos más completos correlacionados entre sí. Desarrollando un modelo propio en base a ya datos trabajados modelados y publicados.

Se obtuvieron: a) perfiles con información de registros de pozos: Gamma Ray (GR), con las respectivas litologías deducidas a partir de su interpretación de estos perfiles; (Figura 4) b) información geoquímica, que posteriormente se utilizó en la caracterización y el modelado de sistemas petroleros (%TOC, IH, Pirólisis Rock-Eval S1, S2, T_{máx}) para cada uno de los dos pozos seleccionados

La selección de datos para la caracterización de la serie natural utilizada para el análisis de incertidumbres del modelo de maduración 1D, en el que se desarrollaron los respectivos gráficos (T_{máx} vs IH) el cual dependiendo del orden de los datos se adecuo un filtrado para restringir los datos con tendencias o comportamientos muy dispersos debido a posibles lecturas erróneas de la pirolisis Rock-Eval; estos datos fueron obtenidos en la literatura tanto de la ANP (Agencia Nacional de Petróleo, Brasil) como de artículos y trabajos posteriormente publicados.

El problema inicial en estos datos estaba en que los gráficos de clasificación de la materia orgánica (T_{máx} vs. IH tipo Van Krevelen modificado) muestran que la tasa de hidrógeno había disminuido mostrando un tipo de Querógeno (II - III y IV), pero

estas muestras están dentro de la ventana de generación de aceite, lo que significa que fueron afectadas por la temperatura, disminuyendo así sus moléculas de hidrógeno, para las cuales se puede asumir que estas muestras eran anteriormente Querógeno tipo II o tipo I.

Los datos de los dos pozos fueron tomados del trabajo de Rodrigues⁴⁷.

5.2 CONSTRUCCIÓN DE LA HISTORIA DE SUBSIDENCIA DE LA CUENCA PARNAÍBA

La primera etapa dentro del desarrollo de modelos geoquímicos 1D comienza con la asignación de edades de deposición (Tabla 2 y Tabla 3) para las diferentes formaciones de los presentes pozos. Según la información de la columna estratigráfica propuesta en Silva y otros; tomando en cuenta los espesores reales de la columna estratigráfica correspondiente a cada pozo, para las formaciones Pimenteiras, cabezas y Longá (Figura 1) cada una con su respectiva posición dentro del sistema petrolífero (Para la roca generadora se asignan valores IH y %TOC, que fueron extraídos de los datos de pozo).

⁴⁷ RODRIGUES, R, A. Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba. Tesis D.Sc., Instituto de Geociências/Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 1995, p. 226

Tabla 2. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para el Pozo 1

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
POTI	-40	522	562	1200	345.00	300.00	300.00	0.00	SAND&SILT	Reservoir Rock			
LONGÁ	522	639	117		360.00	345.00			SILT&LIME	Seal Rock			
CABECAS	639	771	132		375.00	360.00			SANDshaly	Reservoir Rock			
PIMENTEIRAS SUPERIOR	771	873	102		378.00	375.00			SHALE&SAND	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
PIMENTEIRAS MEDIO	873	1023	150		385.00	378.00			SHALE&SAND	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
PIMENTEIRAS INFERIOR	1023	1140	117		395.00	385.00			SHALE&SILT	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
ITAIM	1140	1513	373		415.00	395.00			SANDSTONE	Seal Rock			
JAICÓS	1513	1893	380		430.00	415.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
TIANGUA	1893	2093	200		435.00	430.00			SHALE&SILT	Source Rock			
IPU	2093	2443	350		440.00	435.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
JAIBARAS	2443	2948	505		500.00	440.00			Granite	Overburden Rock			
	2948					500.00							

Edades de deposición base (Base), top (top), edades de erosión, espesor de las formaciones, litología, Petroleum System Elements (PSE) está basado en el concepto introducido y descrito por Magoon; Dow (1994), % Carbono Orgánico Total, Cinética del modelo de las rocas generadoras e Índice de Hidrógeno. Generado por el autor a través del software PetroMod Schlumberger (2012).

Tabla 3. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para el Pozo 2

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
POTI	-50	655	705	1200	345.00	300.00	300.00	0.00	SAND&SILT	Reservoir Rock			
LONGÁ	655	790	135		360.00	345.00			SILT&LIME	Seal Rock			
CABECAS	790	1013	223		375.00	360.00			SANDshaly	Reservoir Rock			
PIMENTEIRAS SUPERIOR	1013	1079	66		378.00	375.00			SHALE&SAND	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
PIMENTEIRAS MEDIO	1079	1229	150		385.00	379.00			SHALE&SAND	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
PIMENTEIRAS INFERIOR	1229	1400	171		395.00	385.00			SHALE&SILT	Source Rock	1.80	IES_TII_Woodford_Shale_2C	261.73
ITAIM	1400	1589	189		415.00	395.00			SANDSTONE	Seal Rock			
JAICÓS	1589	1969	380		430.00	415.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
TIANGUA	1969	2169	200		435.00	430.00			SHALE&SILT	Source Rock			
IPU	2169	2519	350		440.00	435.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
JAIBARAS	2519	3024	505		500.00	440.00			Granite	Overburden Rock			
						500.00							

Edades de deposición base (Base), top (top), edades de erosión, espesor de las formaciones, litología, Petroleum System Elements (PSE) está basado en el concepto introducido y descrito por Magoon; Dow (1994), % Carbono Orgánico

Total, Cinética del modelo de las rocas generadoras e Índice de Hidrógeno. Generado por el autor a través del software PetroMod Schlumberger (2012).

Figura 9. Datos de entrada del Modelo Geoquímico para la intrusión ígnea del pozo 2.

Layer	Intrusion Lithotype	Age [Ma]	Intrusion Temperature [°C]
PIMENTEIRAS SUPERIOR	Diabase	130.00	300.00

Selección de formación de intrusión, litología, edad temperatura. Generado por el autor a través del software PetroMod (2012).

Los datos de formación en la formación Pimenteiras superior son tomados de la columna estratigrafía del pozo (Figura 3).

La litología de la intrusión es determinada de la literatura^{48, 49, 50, 51, 52, 53}.

⁴⁸ VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁴⁹ SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C.; VASCONCELOS, A. M. & BAHIA, R. B. C. "Bacias Sedimentares Paleozoicas e Meso-Cenozóicas Interiores". En: BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, Vidotti, C, R. M., gonçalves, j. h. g. (eds.), Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, capítulo 2, Brasília, CPRM, 2003.

⁵⁰ FERNANDES, Regina Freitas. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. Tese de M.Sc., UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011, p. 102.

⁵¹ PORTO, Amanda Lira. Mapeamento sísmico de intrusões ígneas na porção sudeste da bacia do parnaíba e suas implicações para um modelo de sistema petrolífero não convencional. Tesis de M.Sc., Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

⁵² SANTOS, M. E., & de CARVALHO, M. S. S. Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís. CPRM Serviço Geológico do Brasil, 2009, pp. 10-137.

⁵³ TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

La edad de la intrusión fue determinada por la literatura^{54,55,56,57,58}.

La temperatura de la intrusión la sugieren^{59,60}.

La temperatura sugerida es de 1000°C la cual se modificó para una mejor visualización del modelo y calibrado de el mismo. Los modelos generados con temperaturas de 1000°C generaban índices de tasa de transformación de 0% y porcentajes de vitrinita superiores a 4.66% lo cual indicaba que toda la roca generadora ya superaba la entrada de gas seco.

5.3 CALCULO DEL FLUJO DE CALOR POR EL MÉTODO MACKENZIE

En el ingreso de las condiciones de contorno (Boundary Conditions), se deben introducir valores de estiramiento de la corteza y manto dentro del módulo McKenzie para una serie Sin-Rifte y Post-Rifte determinada; en este caso, Milani & Davison⁶¹, calcularon la tasa de estiramiento crustal en la Cuenca (factores β) en varias secciones geológicas que eran el objeto de modelado y presentaban un estiramiento de la corteza media con contenidos alrededor del 12% ($\beta = 1,2$), calculando de este

⁵⁴ VAZ, P. T. et al. 2007. Op. Cit.

⁵⁵ TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. 2014. Op. Cit.

⁵⁶ THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P. & ANTONIOLI, L., "Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo", Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, pp. 128-137.

⁵⁷ GÓES, Ana Maria; SOUZA, J.M.P. & TEIXEIRA, L.B. Estágio Exploratório e Perspectivas Petrolíferas da Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.4, n.1, 1990. p. 55-64.

⁵⁸ PORTO, Amanda Lira. 2013. Op. Cit.

⁵⁹ SZABÓ, G. A. J.; BABINSKI, M. & TEIXEIRA, W. "Rochas Ígneas". In: TEIXEIRA, W; TOLEDO, M. C.; FAIRCHILD, T. R. & TAIOLI, F. (Eds). Decifrando a Terra. 2 ed. Capítulo 16, São Paulo, Oficina de Textos, 2003.

⁶⁰ FERNANDES, Regina Freitas. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. Tese de M.Sc., UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011, p. 102.

⁶¹ MILANI E.J. & DAVISON I. Basement control and transfer tectonics in the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, Northeast Brazil. Tectonophysics, v. 154. 1988, pp. 41-70.

modo la historia térmica por modelos Mckenzie & Jarvis⁶², donde el estiramiento es homogéneo, o sea, la zona de mayor estiramiento de la corteza superior coincide horizontalmente con la zona de mayor estiramiento el espesor original de la corteza, inferior y manto. Se estimó un espesor original de la corteza en unos 24 km contrarrestado con el método de mapeamiento de la isoterma de Curie en la Cuenca del Parnaíba estimada a través de la profundidad de la base de las fuentes magnética⁶³.

Se utilizó una historia de flujo térmico (Figura 13) de 58 mW / m² calculado según Fernandes⁶⁴ .y Dantas 2014.

Se utilizó un flujo térmico de 55 mW / m² (± 2) fruto de la historia térmica de la Cuenca, valor se basa en estudios de Fernandes⁶⁵; (1996); Arboit y otros⁶⁶; Dantas⁶⁷, para el tiempo 0 Ma. Los demás datos de HF generados, muestran un flujo de calor que alcanza hasta 58 mW/m² para el término de la fase rifte a ~132 Ma.

⁶² MCKENZIE, D. & JARVIS, G. The conversion of heat into mechanical work by mantle convection. Journal of Geophysical Research 85, 1980.

⁶³DANTAS, Alessandro José. Mapeamento da isoterma de Curie na Bacia do Parnaíba estimada através da profundidade da base das fontes magnéticas. Tesis de Maestría. Universidade Federal do Rio Grande do Norte., 2014. p. 93.

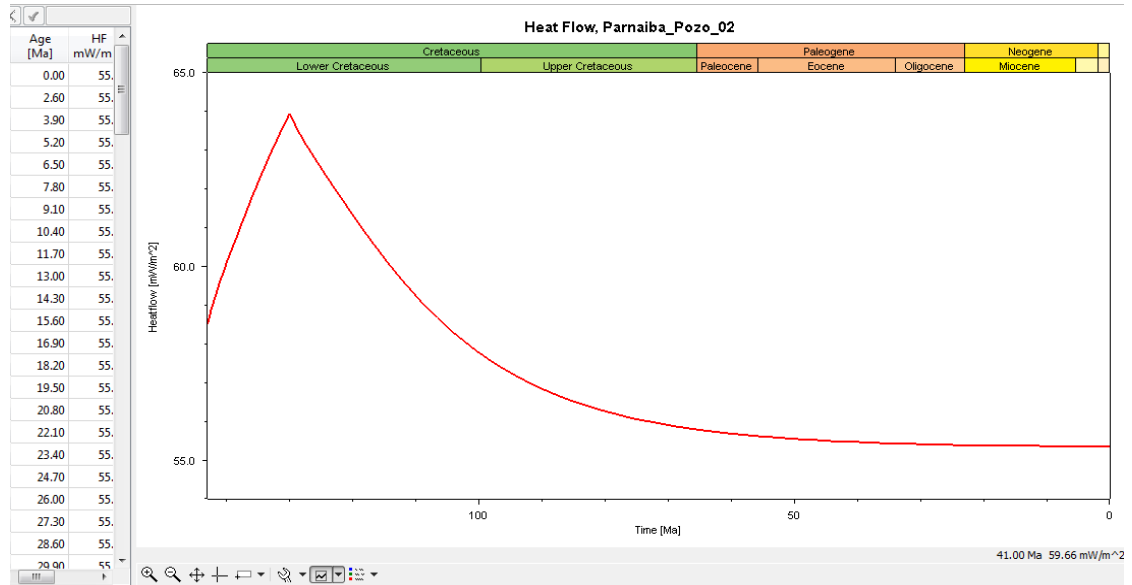
⁶⁴ FERNANDES, Regina Freitas. 2011. Op. Cit.

⁶⁵ FERNANDES, Regina Freitas. 2011. Op. Cit.

⁶⁶ ARBOIT, Nathana Karina, et al. Potencialidade De Utilização Da Energia Geotérmica No Brasil– Uma Revisão De Literatura. Revista do Departamento de Geografia, 2013, vol. 26, p. 155-168.

⁶⁷ DANTAS, Alessandro José. 2014. Op. Cit.

Figura 10. Curva de flujo térmico en el tiempo geológico.



5.4 TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LAS DIFERENTES FORMACIONES Y PALEO-PROFUNDIDADES.

Se toman los valores de temperatura de la interfaz del mar o SWIT en las condiciones de contorno (Boundary Conditions) automáticamente por el algoritmo que trae el programa a una posición geográfica específica del área de estudio del 8 ° sur de América del sur (Figura 14). El programa asocia los valores de paleotemperatura en la superficie de los océanos a la reconstrucción de paleolatitudes heredados de mapas con la distribución de los paleo continentes⁶⁸.

En vista de una latitud de 8° S para representar la Cuenca Parnaíba, se puede considerar que esas temperaturas fueron aproximadamente similares a las

⁶⁸ WYGRALA, Bjorn P. Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy: Ph.D. dissertation, University of Cologne. 1989. p. 217.

actuales. Para calcular las temperaturas en profundidad es necesario establecer las paleobatimetrías y las leyes de variaciones de temperatura con la profundidad.

Figura 11. Modelo de Wygrala⁶⁹, de la temperatura de superficie media global (SWIT), para la latitud 8 de América del Sur.

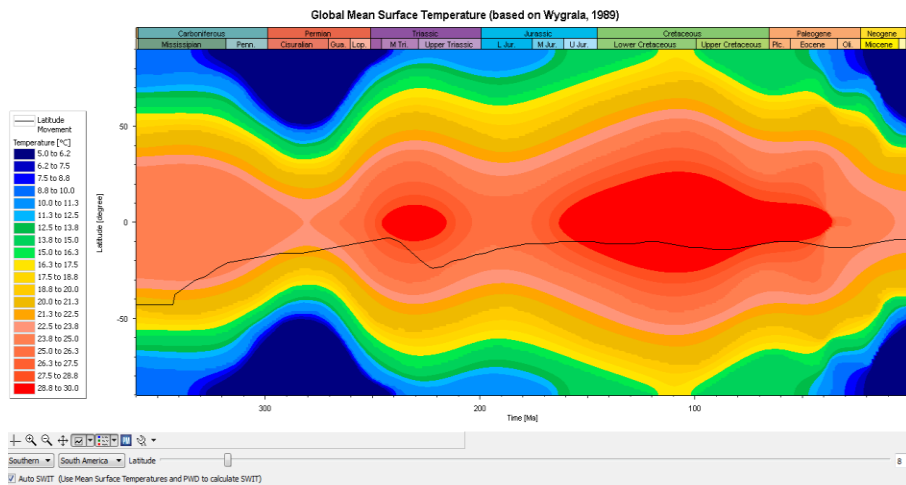
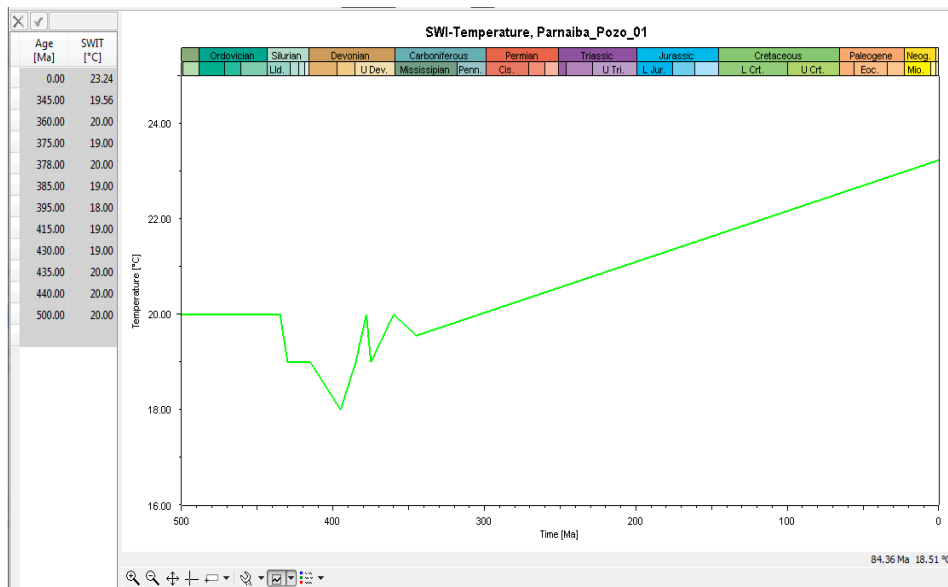


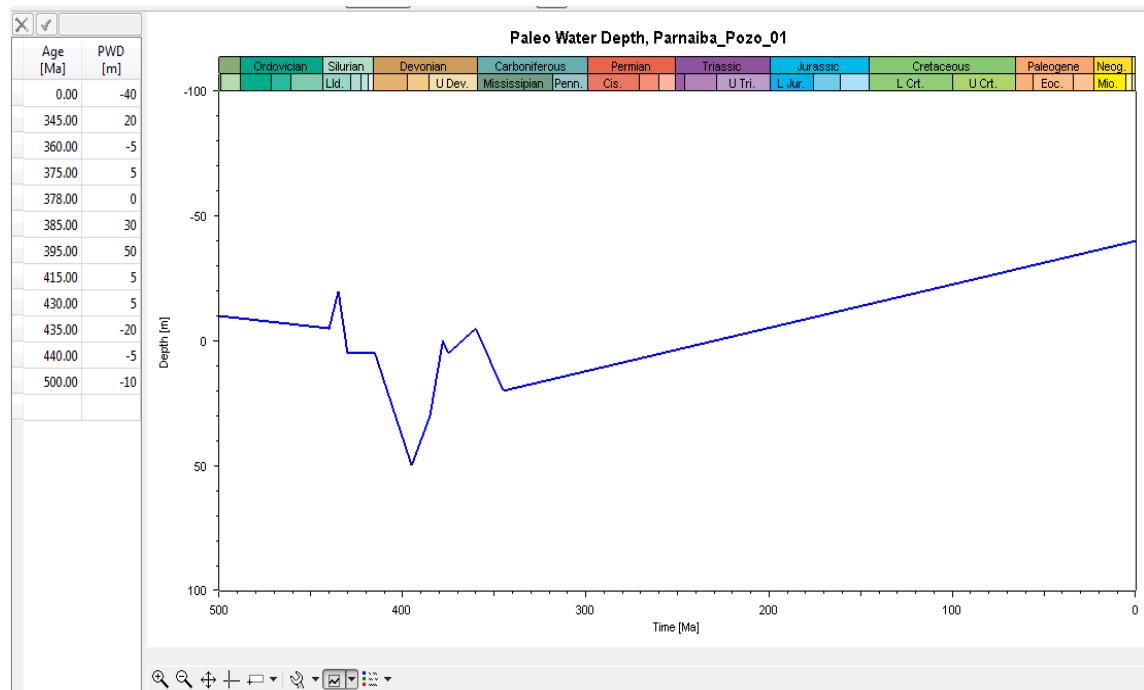
Figura 12. Modelo de Wygrala, para calcular la temperatura de superficie media global (SWIT).



⁶⁹ Ibid.

También son necesarios datos de paleobatimetría, el Paleo Water Depth por sus siglas en inglés (PWD) (Figura 16), que pueden obtenerse a partir de los ambientes sedimentarios de cada una de las formaciones del pozo. Siendo así los valores de (PWD) adaptados teniendo en cuenta los ambientes deposicionales de cada una de las formaciones de la carta estratigráfica en Silva y otros⁷⁰, el único valor que cambia es el de 0 Ma que muestra la altura actual de la mesa rotatoria (MR) o también conocido como Kelly Bushing (KB).

Figura 13. Curva del comportamiento de la paleobatimetría en el tiempo geológico.



⁷⁰ SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C.; VASCONCELOS, A. M. & BAHIA, R. B. C. "Bacias Sedimentares Paleozoicas e Meso-Cenozóicas Interiores". En: BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, VIDOTTI, C, R. M., GONÇALVES, J. H. G. (eds.), Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, capítulo 2, Brasília, CPRM, 2003.

5.5 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS CINÉTICOS DE GENERACIÓN DE PETROLEO Y GAS.

La cinética utilizada para determinar la tasa de transformación de la materia orgánica de esas rocas generadoras es IES_TII_Woodford_Shale_2C por las características geoquímicas observadas y sugeridas en diversos autores. (Figura 20); Resaltando también que dicha selección es propuesta por el programa de la selección de base de datos según lo determino las facies orgánicas (Tabla), resaltando las facies de restricción/marina y su litología la cual corresponde a lo propuesto por^{71,72,73}.

En el modelo EASY% Ro propuesto por Sweeney⁷⁴, se integran ecuaciones de cinética química a lo largo del tiempo y temperatura, siendo aplicable en el rango de valores de Reflectancia de la vitrinita (% Ro) del 0,3 al 4,5% (Figura 13)⁷⁵.

⁷¹ OREJUELA PARRA, Claudia Juliana. Caracterização geoquímica através de biomarcadores de amostras de afloramentos da formação pimenteiras (devoniano) da borda oeste da bacia do Parnaíba, Tesis de Maestría en Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo, Universidade estadual do norte fluminense darcy ribeiro– uenf, 2012. p. 178.

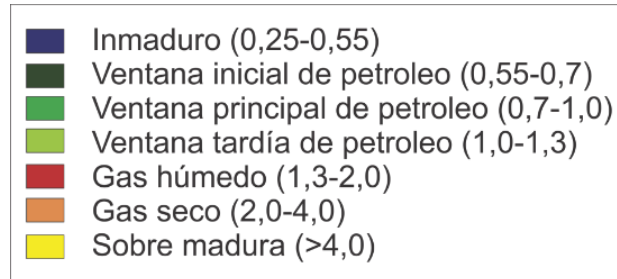
⁷² VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

⁷³ RODRIGUES, R, A. Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba. Tesis D.Sc., Instituto de Geociências/Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 1995, p. 226.

⁷⁴ SWEENEY, Jerry J. & BURNHAM, Alan K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. V. 74. Nro. 10. 1990, pp. 1559-1570.

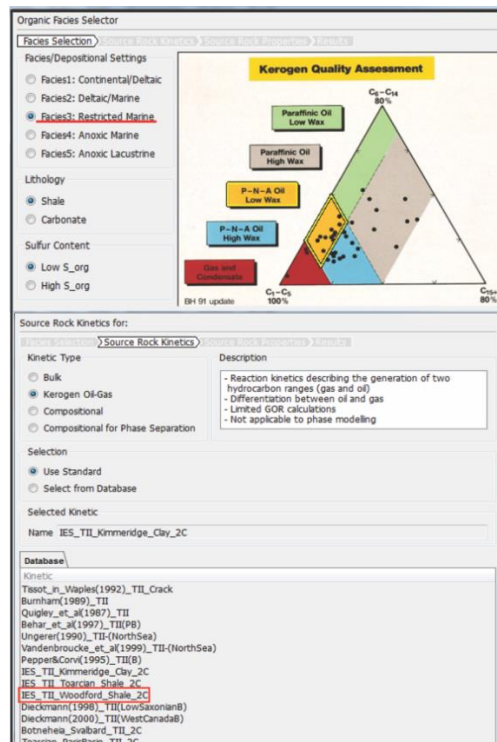
⁷⁵ FERNANDES, Regina Freitas. 2011. Op. Cit.

Figura 14. Reflectancia de vitrinita (% Ro) de 0,3 a 4,5% con los niveles de madurez térmica asociados a los diferentes valores según el modelo de Sweeney & Burnham⁷⁶ utilizado en este trabajo.



Fuente: SWEENEY, Jerry J. & BURNHAM, Alan K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. V. 74. Nro. 10. 1990, pp. 1559-1570.

Figura 15. Selección de la cinética de la materia orgánica propuesta por selección de facies en PetroMod (2012)



⁷⁶ SWEENEY, Jerry J. & BURNHAM, Alan K. 1990. Op. Cit.

Tabla 4. Cinética de la materia orgánica usada en los modelos para determinar la tasa de transformación de la materia orgánica.

IES_TII_Woodford_Shale_2C
DiPrimio, R. & Horsfield, B. (2006): From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. - AAPG Bull. V. 90, No. 7, pp. 1031-1058
Shale Type II

5.6 CALIBRACIÓN DEL MODELO

La calibración del modelo fue realizada con datos de Reflectancia de vitrinita calculados del T_{máx} por la fórmula de V_{Ro} (cal) = 0.0180 (T_{máx}) - 7.16 (Jarvie et al., 2001) y el valor de la temperatura actual de la Cuenca o gradiente térmico que puede calibrarse con la temperatura de fondo de pozo (BHT). Con esta curva y el valor de (BHT) es generado el modelo 1D, con enterramiento características geoquímicas de madurez y edades de generación.

Figura 16. Método de obtención de (BHT).

Schlumberger foi a de 1934,40 metros ou seja, 1,24 metros acima da profundidade final alcançada pelo sondador.

Outras Medidas: Adicionalmente foram feitas as seguintes medidas:

1. Rw da água recuperada no TF nº 4 - 10 a 89°F
2. Rw da água recuperada no TF nº 5 - 0,33 a 89°F
3. Ruf da micro-sonda = 0,525 a 148°F
4. Rmc da micro-sonda = 0,70 a 148°F
5. Rmf do teste BAROID = 0,57 a 148°F
6. Rmc do teste BAROID = 0,66 a 148°F
7. Temperatura do fundo do poço = 148°F

If only BHTs are available with no time-since-circulation information, simply adding 33 °F (18 °C) is actually one of the best correction methods. The expected Teq uncertainty is ±17 °F (±9 °C). Averaging multiple corrected BHT data from a single depth using either of the latter two methods improves the predicted equilibrium temperature estimate.

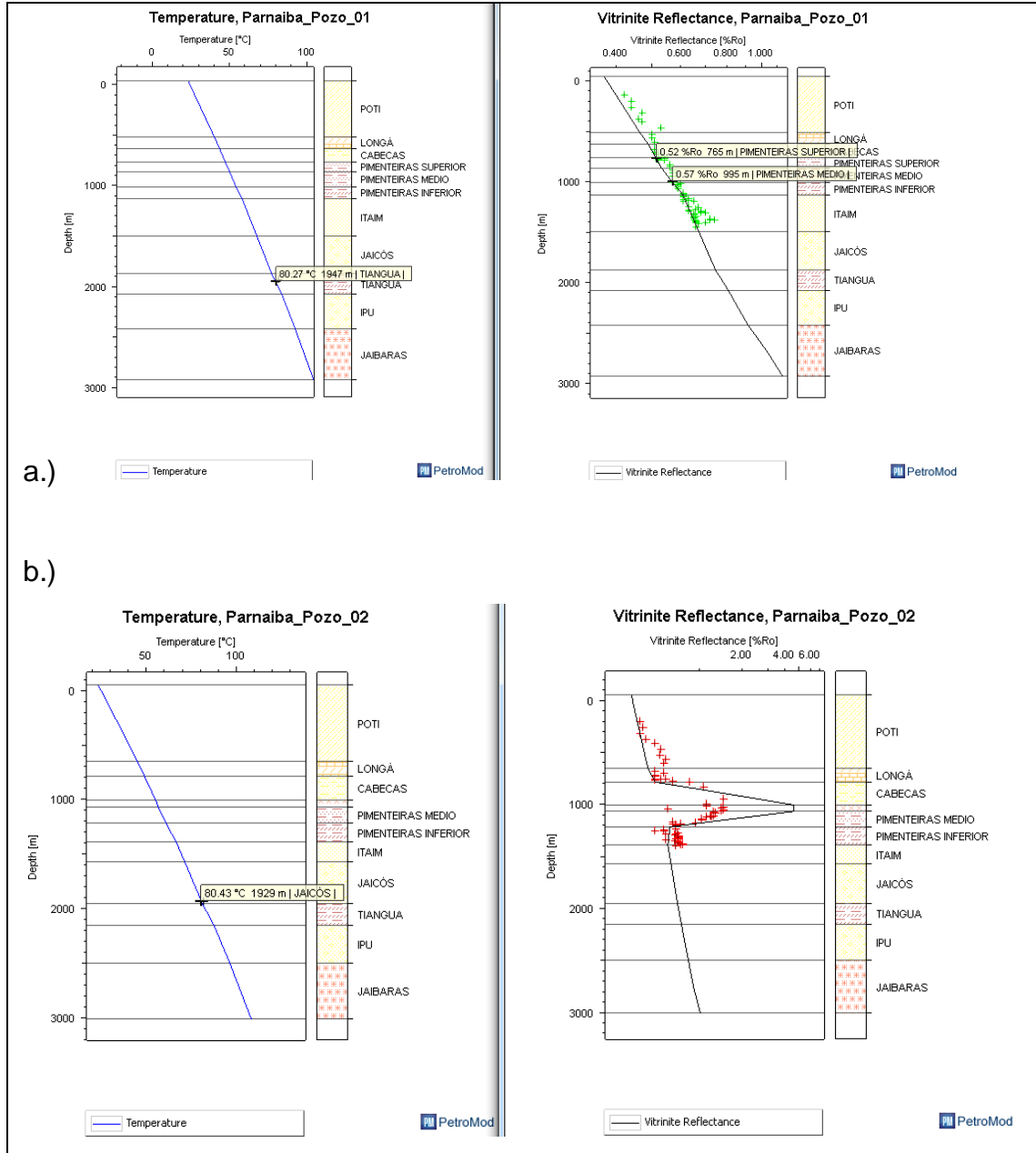
ADD 33 °F (18 °C)

Temperatura ▾

181 | = 82,7778

Grado Fahrenheit ▾ | Grado Celsius ▾

Figura 17. Calibración del modelado térmico y de madurez de los dos pozos a.) Pozo 1. Sin intrusión b.) Pozo 2. Con intrusión. Correlación entre datos medidos y la curva calculada de vitrinita y la calibración de fondo de pozo (BHT).

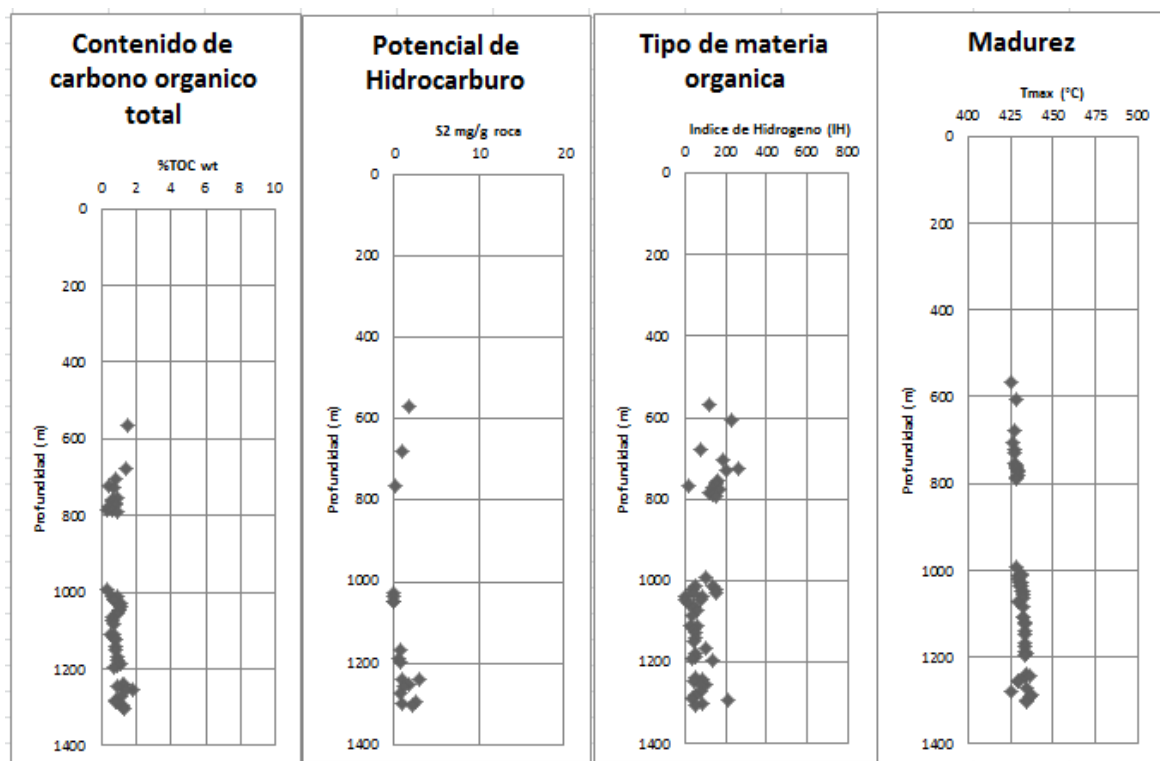


6. RESULTADOS Y ANALISIS

6.1 EVALUACIÓN GEOQUÍMICA

Se generan graficas con perfiles de profundidad contra %TOC, Índice de hidrogeno (IH), Potencial de hidrocarburos (S_2) y $T_{m\acute{a}x}$ °C. Para los pozos con y sin intrusión.

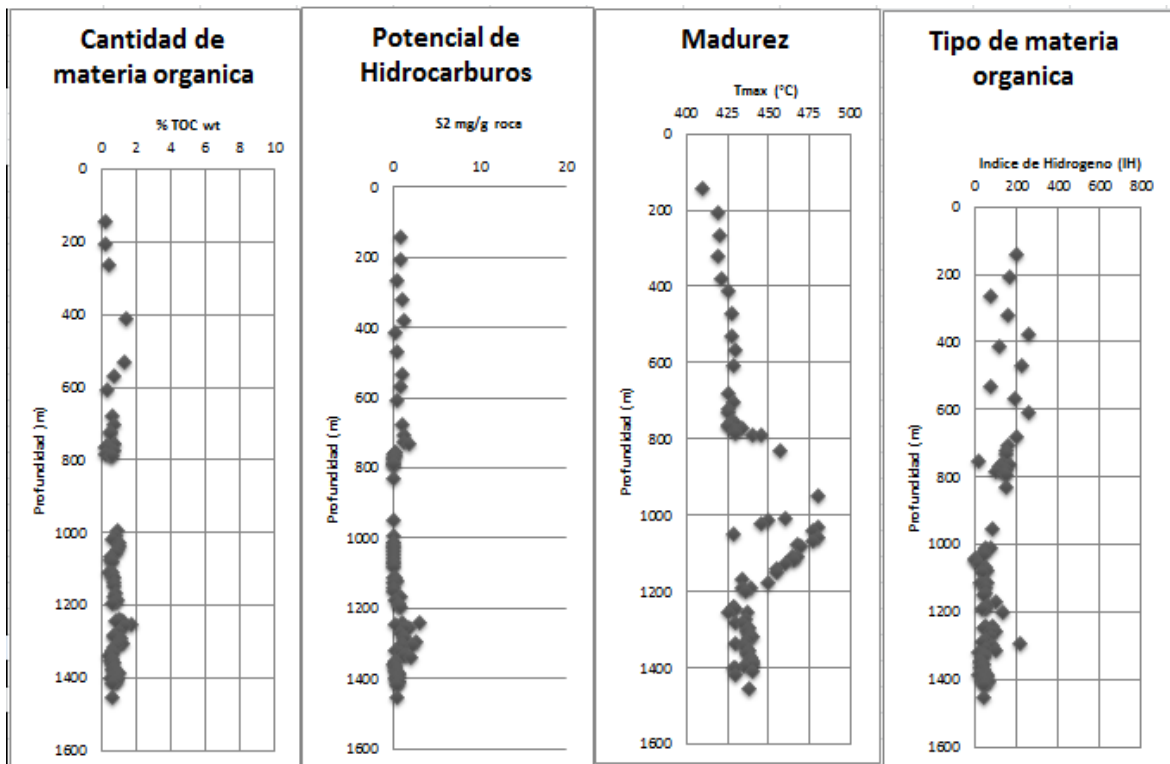
Figura 18. Cuadro en función de la profundidad con características geoquímicas de la formación Pimenteiras para el pozo sin intrusión.



El contenido de materia orgánica de la formación Pimenteiras en el pozo sin intrusión presenta un valor medio de no mayor a 2% (regular a pobre), los valores de potencial para hidrocarburos (S_2) fueron menores a 5 mg / g roca (potencial de regular a pobre), la formación Pimenteiras muestra bajos valores de índice de

hidrógeno (menores a 200) lo que puede ser expresado con un tipo de materia orgánica de aporte continental. En el perfil de madurez se puede observar valores de T_{max} mayores de $425^{\circ}C$ y $440^{\circ}C$ que significa que está en una zona de inmadurez a madures temprana (Figura 18).

Figura 19. Cuadro en función de la profundidad con características geoquímicas de la formación Pimenteiras para el pozo con intrusión ígnea.

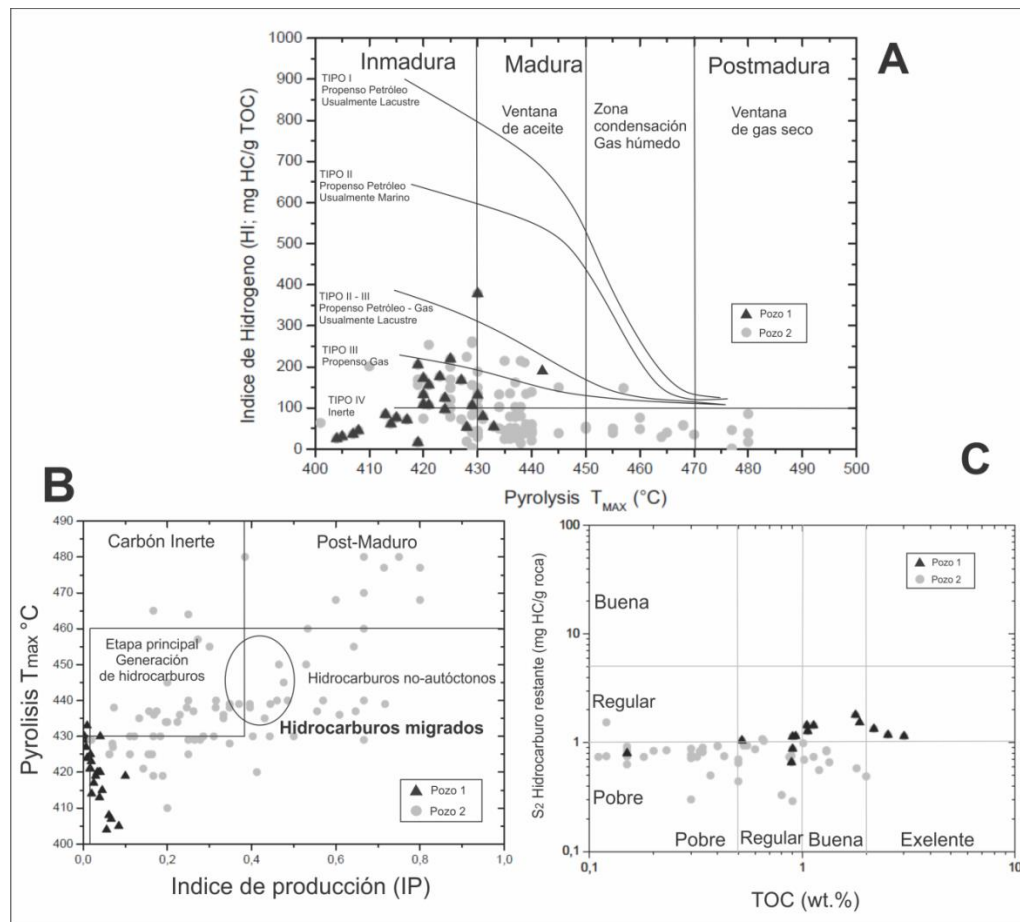


En el pozo dos el contenido de materia orgánica de la formación Pimenteiras en presenta un valor medio de no mayor a 2% (regular a pobre), los valores de potencial para hidrocarburos (S2) fueron menores a 5 mg / g roca (potencial de regular a pobre), la formación Pimenteiras muestra valores en su gran mayoría bajos de índice de hidrógeno (menores a 200) propenso a gas con unas muestras entre (200 y 300) propenso a gas y petróleo. Después de una profundidad

correspondiente a la intrusión los datos se normalizan en un valor de 200 (propenso a gas) lo que se interpreta como un tipo de materia orgánica de aporte continental.

En el perfil de madurez se observa el efecto de la intrusión ígnea presentando un comportamiento más maduro cerca de las intrusiones y que va disminuyendo al alejarse de él presentando valores de T_{max} mayores de 435° C a 475° C que significa que cerca de la intrusión está aumentando de una zona con madurez temprana a una madurez tardía y pos maduración (Figura 19).

Figura 20. Diagramas de evaluación geoquímica: (A) diagrama tipo Van Krevelen; (B) diagrama Hidrocarburos migrados (C) diagrama de potencial de generación frente a la cantidad de materia orgánica total.



6.1.1 Madurez termal de la roca. La madurez termal de la roca se define por medio de la relación entre los valores de temperatura máxima de Pirolisis ($T_{\text{máx}}$) y el índice de hidrogeno (IH; mg HC/ g TOC) (Grafica 20A).

Como se puede observar en la (Grafica 20A), la relación $T_{\text{máx}}$ ($^{\circ}\text{C}$) Vs IH; mg HC/ g TOC los datos de pozo 2 de la formación Pimenteiras se encuentran en ventana de generación de petróleo. Así mismo otra cantidad de estos datos muestran que aún es inmadura termalmente.

Por otra parte los datos de pozo 1 de la formación Pimenteiras demuestran que la roca aun es inmadura termalmente.

6.1.2 Clasificación de la materia orgánica (tipo de Querógeno). El tipo de Querógeno es determinado mediante la relación los valores de temperatura máxima de Pirolisis ($T_{\text{máx}}$ ($^{\circ}\text{C}$)) y el índice de hidrogeno (IH; mg HC/ g TOC) (Grafica 20A). De la cual se determina que el tipo de Querógeno predominante en los datos para el pozo 2 es de tipo IV (inerte) y tipo III (propenso al Gas) con 8 muestras pertenecientes al tipo II y III donde son más propensos al petróleo y gas encontrando-se la gran mayoría de ellos por encima de la ventana de generación.

En comparación con el tipo de Querógeno que predomina en los datos del pozo 1 es por partes similares de tipo IV (inerte) y tipo III (propenso al Gas) con una muestra perteneciente al tipo II (propenso a petróleo) estando las muestras del pozo 01 por debajo de la ventana de generación de petróleo.

6.1.3 Evaluación del potencial de generación. La evaluación del potencial de generación se llevó a cabo relacionando los resultados de los análisis de TOC (Wt. %) con el S₂ Hidrocarburo restante (mg HC/ g roca) (Grafica 17C).

El potencial de generación de la formación Pimenteiras para los datos del pozo 1 se encuentran distribuidos entre el rango de regular a excelente, aunque en unos sectores se visualizan en un potencial de generación entre pobre y regular. Mientras que para el potencial de generación de la formación Pimenteiras de los datos recolectados en pozo 2 se encuentran en su mayor parte en regular con 8 datos en un rango de la zona de buen potencial de generación.

6.1.4 Hidrocarburos migrados (intrusión). Los hidrocarburos migrados los encontramos relacionando los resultados de Pirolisis (T_{máx} (°C)) Vs el Índice de Producción (IP) (Grafica 3).

En la (Grafica 17B) observamos que los datos tomados del pozo 2 se comportan desde una etapa principal de generación de hidrocarburos así los hidrocarburos no-autóctonos mostrándose nueve de sus muestras, que representan cerca del 15%, en el intervalo de hidrocarburos migrados. Esto en comparación con los datos tomados en el pozo 2 donde no se determinó intrusión ígnea. Los datos tienen un comportamiento donde apenas roza la etapa principal de generación de hidrocarburos.

6.2 CONSIDERACIONES INICIALES PARA EL MODELO DE SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA PARNAÍBA

Para el modelado del sistema petrolífero se muestran dos escenarios comparativos donde en primer lugar tenemos el pozo 1 cuyos topes litológicos, análisis

geoquímicos y variables de historia térmica son tomados de la literatura y un segundo escenario donde las litologías variables de historia térmica y geoquímica determinan una intrusión ígnea.

Figura 21. Modelo 1D de la historia de enterramiento del pozo sin intrusión (pozo 01)

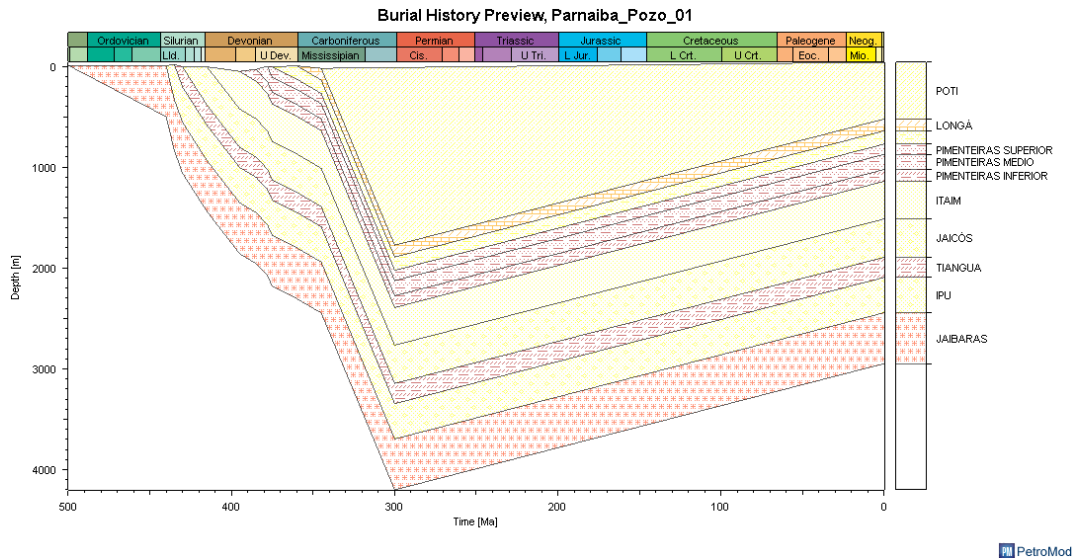
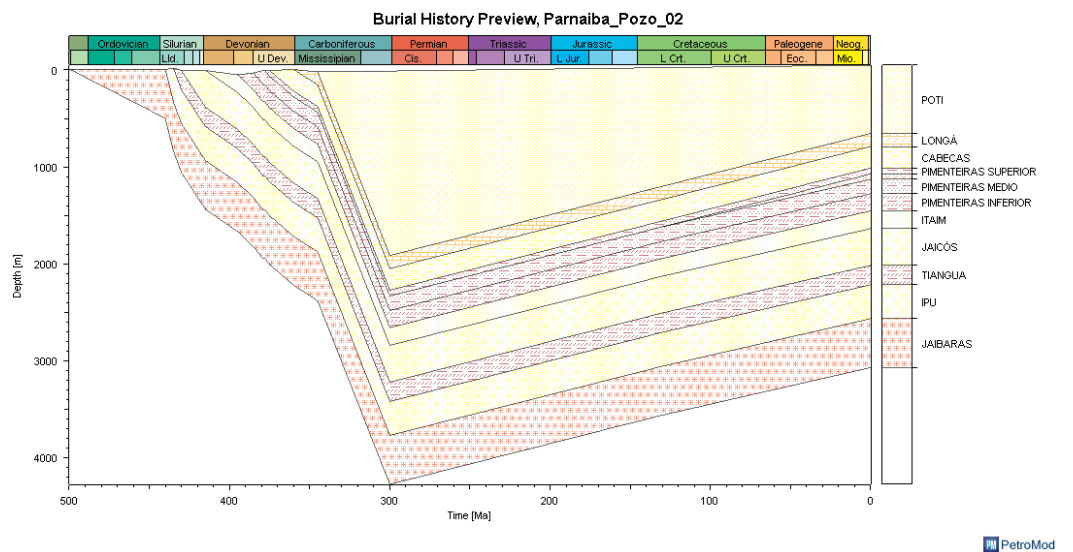
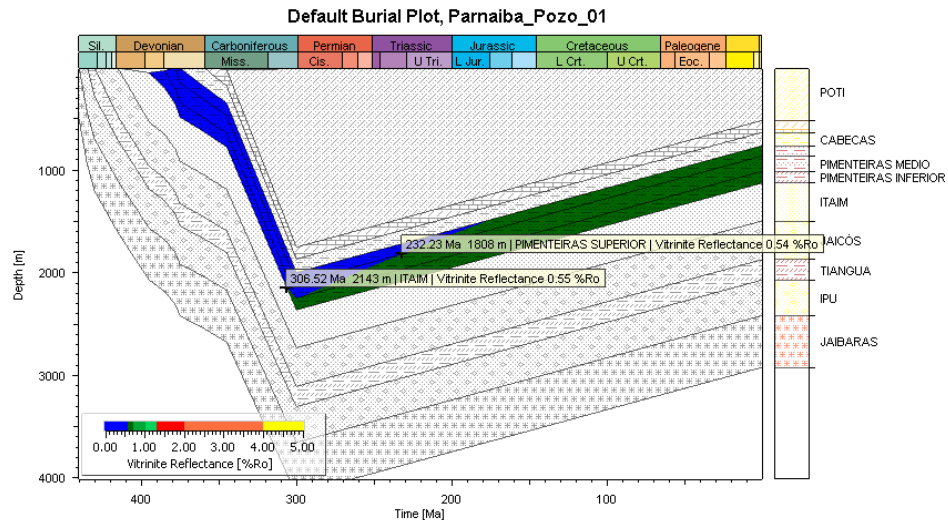


Figura 22. Modelo 1D de la historia de enterramiento del pozo con intrusión (pozo 02)



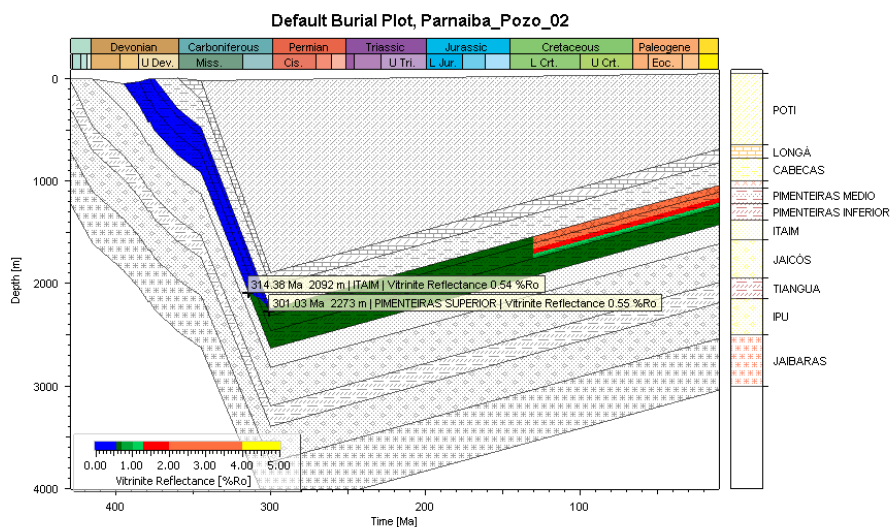
6.3 ENTRADA EN VENTANA DE GENERACIÓN DE PETRÓLEO PARA LOS MODELOS 1D CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA, CALIBRACIÓN DE SWENEY&BURHAM (1990) EASY%RO.

Figura 23. Modelo 1D con los valores de entrada en ventana de generación de petróleo para la formación Pimenteiras en el pozo 01 sin intrusión ígnea.



PetroMod

Figura 24. Modelo 1D con los valores de entrada en ventana de generación de petróleo para la formación Pimenteiras en el pozo 02 con intrusión ígnea.



PetroMod

En la primera situación se observa que la formación Pimenteiras inferior entra en ventana de generación en un porcentaje de Reflectancia de vitrinita de 0.55% a los 306.52 Ma para los 232.15 Ma con una Reflectancia de vitrinita de 0.54% entrar en ventana de generación Pimenteiras superior. En la segunda situación, modelo con la intrusión ígnea, se observa que la formación Pimenteiras inferior entra en ventana de generación con datos de Reflectancia de vitrinita cerca de los 314.36 Ma y su nivel superior con datos de Reflectancia de vitrinita de 0.44%, cerca de los 301 Ma.

Se presentan unos cambios significativos en el tiempo de entrada en ventana de generación de petróleo para la segunda situación mostrando un efecto por parte del cuerpo intrusivo.

6.4 ESTADOS DE MADURACIÓN TERMAL SEGÚN LA CALIBRACIÓN DE SWENEY&BURHAM (1990) EASY%RO MODELOS CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA.

Figura 25. Modelo 1D con valores de madurez EASY% Ro de Sweeney & Burnham, del pozo sin intrusión (pozo 01).

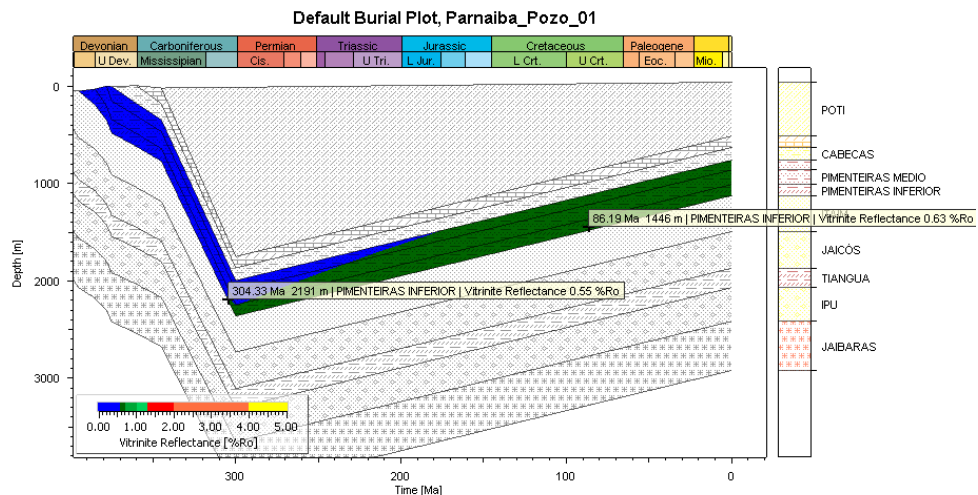
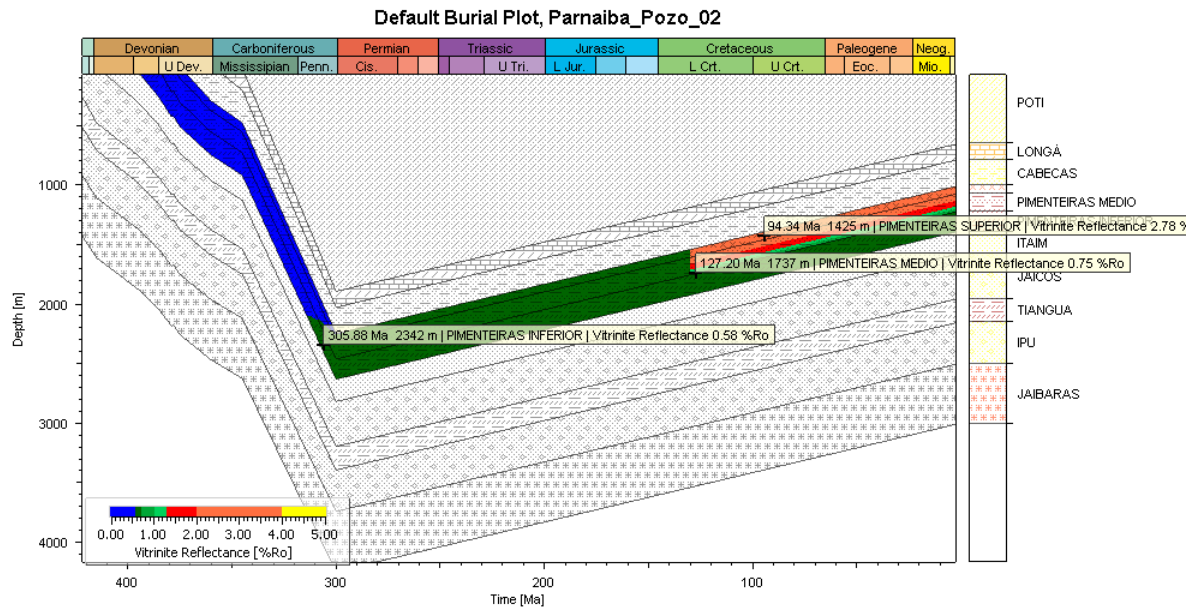


Figura 26. Modelo 1D con valores de madurez EASY% Ro de Sweeney & Burnham, del pozo con intrusión ígnea (pozo 02)



PetroMod

La primera situación demuestra niveles de madurez en la roca generadora (formación Pimenteiras) desde 0.55% a 0.64% de Ro quedando así en una etapa de inmadurez y madurez temprana. La segunda situación demuestra niveles elevados de madurez en la roca, con un efecto de intrusión elevado generando niveles desde 0.55% pasando por todos los valores hasta una pos maduración sobre los valores de 2% de Ro. Generando valores de madurez temprana para la sección de Pimenteiras inferior entre los 0.55% y 0.69%, valores de 0.6% anteriores a la intrusión con un cambio brusco desde el momento del intrusivo con valores de 0.80% 1.20% y 2.30% para Pimenteiras medio, siendo estos valores desde la ventana principal de petróleo hasta gas seco. Para Pimenteiras superior, formación donde se determinó el cuerpo intrusivo, sus valores de Reflectancia de vitrinita se mantienen muy cercanos a 2.78% determinados solo para gas seco.

Se presentan unos niveles de madurez adecuados en la formación, mostrando un buen efecto térmico por parte de la intrusión pudiéndose calibrar mejor dependiendo a la erosión.

6.5 ESTADOS DE MADURACIÓN TERMAL SEGÚN LA TASA DE TRANSFORMACION (TR) Y LA CINÉTICA DE IES_TII_WOODFORD_SHALE MODELOS CON Y SIN INTRUSIÓN ÍGNEA.

Figura 27. Modelo 1D con valores de tasa de transformación de la materia orgánica (TR) IES_TII_Woodford_Shale del pozo sin intrusión ígnea (pozo 01).

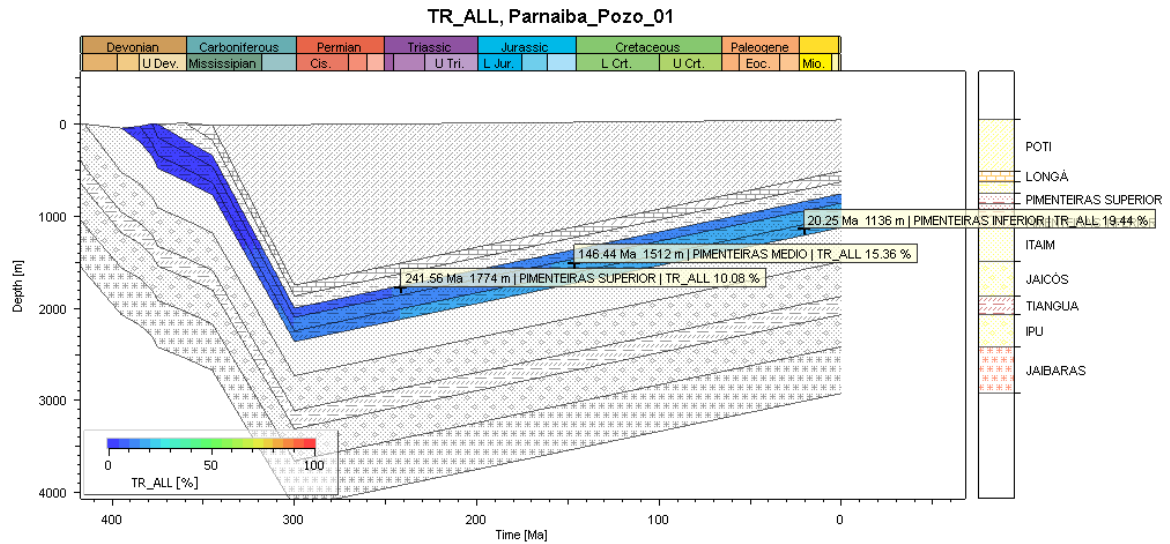
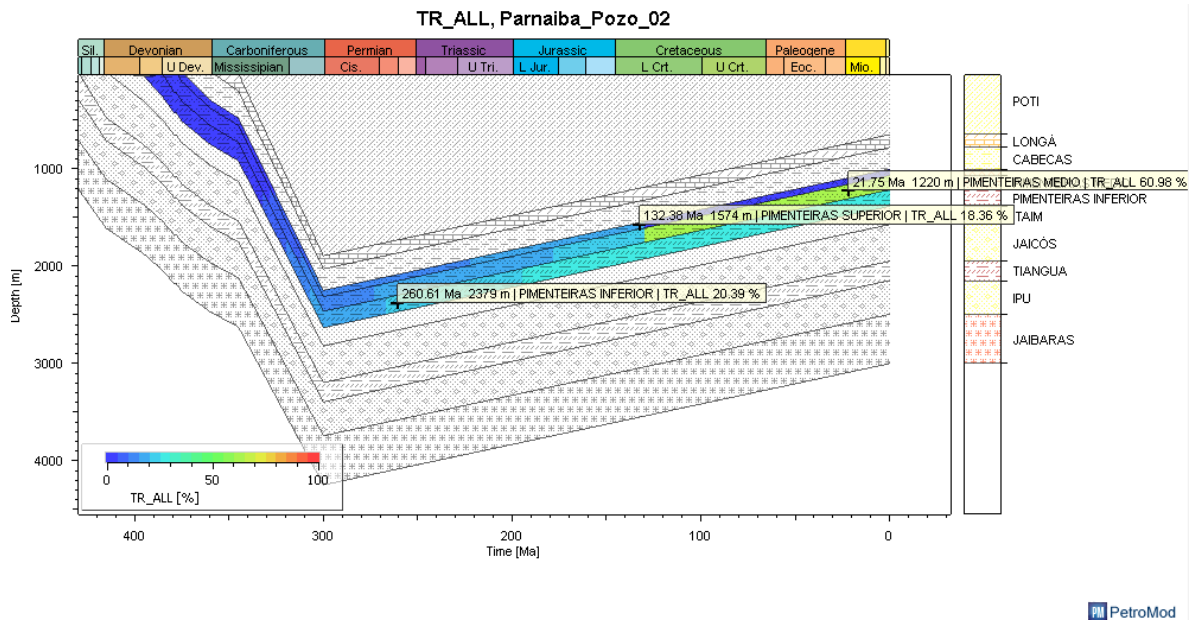


Figura 28. Modelo 1D con valores de tasa de transformación de la materia orgánica (TR) IES_TII_Woodford_Shale del pozo con intrusión ígnea (pozo 02).



El primer caso presenta una tasa de transformación de la materia orgánica con valores entre el aproximados del 10% para la sección inferior de la formación Pimenteiras, aumentando a valores de cercanos del 15% para su sección media y teniendo un máximo valor en su sección superior por los valores de 19.44%. Mientras que en el segundo caso la tasa de transformación aumenta desde un 20 % en las zonas más alejadas de la intrusión de la sección inferior de la formación Pimenteiras aumentando a medida que se acerca a la intrusión con valores de 28.92%, los valores de la sección media son desde el 17.70% hasta 21.83% a medida que se acerca a la intrusión cambiando drásticamente desde una edad de 130 Ma época determinada para la intrusión, a valores de expulsión de petróleo del 60.98%. La sección superior de la formación Pimenteiras más altos son de 18.36% para una edad de 132 Ma, dándose los porcentajes altos más cercanos a la intrusión.

6.6 DISCUSIÓN DEL EFECTO DE LA INTRUSIÓN ÍGNEA SOBRE LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA PARNAÍBA

En el perfil de madurez se puede observar el efecto de las intrusiones ígneas presentando un comportamiento más maduro cerca de las intrusiones y que va disminuyendo al alejarse de este efecto térmico. En el perfil de madurez, en general la formación Pimenteiras presenta valores de $T_{\text{máx}}$ en el límite de 435°C a 450°C, lo que significa que está pasando de inmadura a ventana inicial de aceite, con valores altos para generación de gas cerca del efecto térmico de las intrusiones ígneas, teniendo un contenido de materia orgánica de valores bajos, con una media inferior al 2% (regular a pobre).

En el modelo 1D con valores de madurez EASY% Ro de Sweeney & Burnham⁷⁷ se observa que el efecto de la intrusión ígnea genera un aumento de la madurez en la roca generadora (Formación Pimenteiras) el cual su aumento depende de su cercanía a la intrusión.

Estos valores van desde 0.55 a 2.78 % desde la edad de su entrada en ventana de generación aproximadamente a los 314Ma lo cual indica que estos datos van desde un pico de madurez entrando en ventana de aceite (445°C $T_{\text{máx}}$) llegando a valores de pos maduración en la zona de condensación de gas húmedo (>470°C). Determinando posibles producciones de petróleo, gas seco y gas húmedo.

En comparación con el modelo 1D de valores de madurez para el pozo sin intrusión ígnea donde los valores de 0.55 a 0.64%Ro indican que la roca se encuentra inmadura o en una madurez temprana saliendo de una zona inmadura (435°C $T_{\text{máx}}$) a, apenas entrando en ventana de aceite (445°C $T_{\text{máx}}$), con edades iniciales de ventana de generación de 304Ma.

⁷⁷ SWEENEY, Jerry J. & BURNHAM, Alan K. 1990. Op. Cit.

El cuerpo intrusivo genera condiciones térmicas necesarias para aumentar la tasa de transformación (%TR) de 19.44% a 60.90% de un modelo sin intrusivo a un modelo con intrusivo, pasando así de una roca sin expulsión de petróleo a una roca con un índice alto de expulsión. Alterando de igual manera en una tiempo considerable la edad en que esta formación entra en ventana de generación.

En el modelado del sistema petrolífero se observa que la roca generadora se encuentra inmadura con índices próximos a la ventana de aceite y una tasa de transformación de la materia orgánica (%TR) no superior al 20%, esto puede inducir que la formación Pimenteiras no se encuentra en las condiciones térmicas idóneas para la expulsión de aceite y gas ya que teóricamente se habla que al pasar este 50% se encuentra en expulsión. Mientras que en el segundo caso la intrusión ígnea completa estas condiciones térmicas para pasar la formación Pimenteiras de inmadura a ventana de generación de aceite con una tasa de transformación de la materia orgánica (%TR) entre el 25% y 60% siendo las edades superiores a 130 Ma (posteriores a la intrusión) con el índice más alto.

7. CONCLUSIONES

La roca generadora la formación Pimenteiras contiene un porcentaje de regular a bueno de % TOC mínimo (contenido 0.8 - 1.8% en peso) cantidad requerida para generar hidrocarburos. Donde su riqueza orgánica y el potencial generativo de la roca fuente depende del rendimiento de hidrocarburos (S₂; mgHC/ g roca) y estas muestras muestran rangos de 1 a 5 mg de HC / g de roca; basado en parámetros geoquímicos desarrollados y analizados en el presente trabajo, como el Total de contenido de carbono orgánico (%TOC) versus Rock-Eval pirólisis S₂ (mgHC/g de roca) lo cual muestra que el potencial de la roca generadora se encuentra entre pobre a regular.

Basado en el diagrama modificado de Van Krevelen (Pirolisis T_{máx} versus Índice de Hidrógeno IH), se muestra que la roca oscila principalmente entre 415 - 440°C (0.3 y 0.6 %Ro) pasando de inmadura a maduras temprana, en el grueso de datos para los dos pozos, mientras que para el pozo 2 los datos aumentan hasta 475°C (1.35 %Ro) sugiriendo una pós maduración. Estos resultados se comparten con el modelo 1D generado para el pozo sin intrusión donde se presenta en su gran mayoría valores de Reflectancia de vitrinita entre (0.54 y un máximo de 0.63) pasando así de inmadura a maduras temprana. Para el pozo 2 con intrusión, presenta valores de Reflectancia de vitrinita para un tiempo después de la intrusión (128 Ma) entre (0.68% pasando por valores de 0.79%, 1.50%, 2.2% hasta 2.37%) confirmando su madurez temprana, pico de madurez, madurez tardía y una pós maduración.

Los resultados del modelamiento de los pozos estudiados analizados presentan diferencias por el efecto de la intrusión ígnea las cuales se resumen a continuación:

Figura 29. Resultados de modelamiento de los pozos estudiados.

Ma	Entrada en ventana de generación de petróleo en Ma	300 Ma		165 Ma		128 Ma		50 Ma	
		Reflectancia de Vitrinita (Ro) %	Tasa de Transformación (TR)%	Reflectancia de Vitrinita (Ro) %	Tasa de Transformación (TR)%	Reflectancia de Vitrinita (Ro) %	Tasa de Transformación (TR)%	Reflectancia de Vitrinita (Ro) %	Tasa de Transformación (TR)%
Pozo 1(sin intrusivo)									
Pimenteiras superior	220.49	0.52	8.43	0.57	12.20	0.58	12.74	0.57	12.76
Pimenteiras medio	286.82	0.52	10.09	0.59	14.75	0.60	15.41	0.60	15.46
Pimenteiras inferior	304.78	0.55	12.23	0.62	18.45	0.63	19.34	0.63	19.43
Pozo 2(con intrusivo)									
Pimenteiras superior	301.90	0.55	11.69	0.62	17.35	2.78	0	2.78	0
Pimenteiras medio	308.07	0.58	15.51	0.64	20.59	(2.20) (1.50) (0.79)	60.98	(2.37) (1.67) (0.74)	60.98
Pimenteiras inferior	313.37	0.62	17.63	0.67	27.02	0.68	28.61	0.69	28.92

En un comparativo entre un modelo sin intrusión y uno con intrusión se muestra que la intrusión altera la edad de entrada de generación de petróleo de la roca generadora en este caso de 306 Ma a 314 Ma. Bajo el mismo contexto comparativo se muestra que la intrusión ígnea, eleva las temperaturas para cambiar la tasa de transformación (%TR) de 19.38% a 60.90% en la misma edad para los dos casos de 128Ma. Para la edad de 125 Ma la intrusión cambia la roca generadora de una ventana inicial de petróleo (0.62%Ro) a ventana tardía de petróleo (1.12% Ro), gas húmedo (1.56% Ro) y gas seco (2.47% Ro) dependiendo de la distancia a la intrusión. Demostrando la incidencia en la temperatura de los cuerpos intrusivos, alterando las tasas de expulsión, generación de petróleo y gas, de una roca generadora con índices de maduración pobres y que apenas entra en ventana de generación pero no en expulsión.

BIBLIOGRAFÍA

ABELHA, M. Seminario Técnico Ambiental: Bacia do Parnaíba. [En Línea]. En: Seminario Técnico Ambiental da 12ª Rodada de Licitações da ANP, 2013, Rio de Janeiro. Apresentação, Rio de Janeiro: ANP. 2013. Disponible en: http://www.brasilrounds.gov.br/round_12/portugues_R12/seminarios.asp/

AGUIAR, G. A. Revisão geológica da bacia paleozóica do Maranhão. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 25, São Paulo: SBG. 1971. v.3. p. 113-122.

ARBOIT, Nathana Karina Swarowski, et al. Potencialidade De Utilização Da Energia Geotérmica No Brasil—Uma Revisão De Literatura. *Revista do Departamento de Geografia*, 2013, vol. 26, p. 155-168.

BRITO DE ARAÚJO, Daniel. Bacia do Parnaíba. [En Línea]. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 11 de agosto de 2015. Disponible en: <https://pt.slideshare.net/ANPgovbr/bacia-do-parnaba-51512346>

BRITO DE ARAÚJO, Daniel. Bacia do Parnaíba. [En Línea]. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 11 de agosto de 2017. Disponible en: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Parnaiba.pdf

CAPUTO, Mario Vicente. Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of Northern Basins of Brazil. 1984. 586 p. Thesis (Doctorate) - University of Califórnia, Santa Bárbara, 1984. Citado por: VAZ, P. T. et al. Bacia do

Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2. 2007. pp. 253-263.

CAPUTO, M. V. & LIMA, E. C. Estratigrafia, idade e correlação do grupo Serra Grande- Bacia do Parnaíba. Anais XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, RJ. 1984. pp. 740-752.

CASTELO BRANCO, R. M. G. & COIMBRA, A. M. Contribuição ao conhecimento tecto-magmático da borda sul da bacia do Parnaíba. En: Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Rio de Janeiro. *Boletim* Rio de Janeiro, SBG. v.2. 1984. p. 84.

CRUZ FERRAZ, Nadja. Análise estratigráfica da Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, Nordeste do Brasil. [En Línea]. Universidade do Rio Grande do Norte. Tesis de grado en Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. 20 de agosto de 2015. Disponible en: <http://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/21060>

CHANG, H.K; KOWSMANN, R.O.; BENDER, A. A.; MELLO, U.T. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. *In:* RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. (Eds) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRAS, 1990, pp. 49-71. Citado en: CASTELO BRANCO, R.M.G.; COIMBRA, A.M. Contribuição ao conhecimento tecto-magmático da borda sul da bacia do Parnaíba. En: Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Rio de Janeiro. Boletim Rio de Janeiro, SBG. v.2, 1984, p. 84.

DANTAS, Alessandro José. Mapeamento da isoterma de Curie na Bacia do Parnaíba estimada através da profundidade da base das fontes magnéticas. Tesis de Maestría. Universidade Federal do Rio Grande do Norte., 2014. p. 93.

DE BRITO NEVES, Benjamim Bley, Main stages of the development of the sedimentary basins of South America and their relationship with the tectonics of supercontinents, *Gondwana Research*, 2002, vol. 5, no 1, p. 175-196.

DE CASTRO, David L., et al. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and magnetic data, Brazil. *Tectonophysics*, 2014, vol. 614, p. 128-145.

DELLA FÁVERA, J. C. Tempestitos na Bacia do Parnaíba. 1990. 560 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1990. Citado em: VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, p. 253-263.

DIAS J.L., SAD A.R.E., FONTANA R.L., FEIJÓ F.J. Bacia de Pelotas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1994, 235-245p. Citado em: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., “Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo”, *Revista Brasileira de Geociências*, v.38, n.15, 2008, 128-137p.

DIPRIMIO, R. & HORSFIELD, B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. - *AAPG Bull.* V. 90, No. 7. 2006. pp. 1031-1058.

FERNANDES, Regina Freitas. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. Tese de M.Sc., UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011, p. 102.

FERRAZ, N. C. Análise estratigráfica da sequência mesodevoniana-eocarbonífera da Bacia do Parnaíba, nordeste do Brasil. Tesis de maestria, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2015, p. 64.

GÓES, Ana Maria & FEIJÓ, F.J. “A Bacia do Parnaíba”, Boletim de Geociências da Petrobras, V.8, n.1, 1994. p. 57-67.

GÓES, Ana María. Formação Poti (Carbonífero Inferior) da bacia do Parnaíba. Tese (Doutorado em Geociências) Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 1995, p. 171. Citado em: CASTELO BRANCO, R.M.G.; COIMBRA, A.M. Contribuição ao conhecimento tecto-magmático da borda sul da bacia do Parnaíba. En: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33, Rio de Janeiro. Boletim Rio de Janeiro, SBG. v.2, 1984, p. 84.

GÓES, Ana Maria; SOUZA, J.M.P. & TEIXEIRA, L.B. Estágio Exploratório e Perspectivas Petrolíferas da Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.4, n.1, 1990. p. 55-64.

HASUI, Y. Aspectos da evolução tectónica da Bacia do Parnaíba e sua relação com o arcabouço pré-cambriano. In: Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, 3, Rio Claro. Boletim, Rio Claro, SBG- Núcleo de São Paulo, 1991, p. 96-98. Citado em: CASTELO BRANCO, R.M.G.; COIMBRA, A.M. Contribuição ao conhecimento tecto-magmático da borda sul da bacia do Parnaíba. En: Congresso Brasileiro de Geologia, 33, Rio de Janeiro. Boletim Rio de Janeiro, SBG. v.2. 1984, p. 84.

JARVIS, G.T., MCKENZIE, D.P. “Sedimentary basin formation with finite extension rates”. Earth and Plan. Sci. Letters, v. 48, 1980. p. 42-52.

TROSDTORF, Ivo Junior; DE MORAIS NETO, João Marinho; FERREIRA SANTOS, Saulo & PORTELA FILHO, Carlos Vieira. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, 2014. p. 261-287.

MAGNAVITA, L. P.; DAVISON, I. & KUSZNIR, N. J. Rifting, erosion and uplift history of the Recôncavo-Tucano-Jatobá Rift, northeast Brazil. *Tectonics* v. 13, n. 2, 1994, pp. 367-388.

MERLE, R.; et al. $M.40Ar/39Ar$ ages and Sr–Nd–Pb–Os geochemistry of CAMP tholeiites from Western Maranhão basin (NE Brazil). *Lithos*, v. 122, p. 137–151, 2011. Citado em: PORTO, Amanda Lira., Mapeamento sísmico de intrusões ígneas na porção sudeste da bacia do Parnaíba e suas implicações para um modelo de sistema petrolífero não convencional. Tesis de M.Sc., Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil. 2013.

MILANI E.J. & DAVISON I. Basement control and transfer tectonics in the Recôncavo- TucanoJatobá rift, Northeast Brazil. *Tectonophysics*, v. 154. 1988, pp. 41-70.

OLIVEIRA, D. C. & MOHRIAK, W. A. Jaibaras trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v.20, n. 3-4. 2003. pp. 351-383.

OREJUELA PARRA, Claudia Juliana. Caracterização geoquímica através de biomarcadores de amostras de afloramentos da formação pimenteiras (devoniano) da borda oeste da bacia do Parnaíba, Tesis de Maestria em Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo, Universidade estadual do norte fluminense darcy ribeiro– uenf, 2012. p. 178.

PEREIRA M.J. & FEIJÓ F.J. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1994, pp. 219-234. Citado em: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., “Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na

Geologia do Petróleo”, Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008. pp. 128-137.

PONTE, F.C. *The geology of Brazilian Cretaceous sedimentary basins. In* BEURLEN, G.; CAMPOS, D.A, VIVIERS, M.C. *Stratigraphic range of Cretaceous Mega and Microfossils of Brazil*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza, Instituto de Geociências, Rio de Janeiro, 1994. Citado em: SANTOS, M. E. & de CARVALHO, M. S. S. Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís. CPRM Serviço Geológico do Brasil. 2009, p.1-21.

PORTO, Amanda Lira. Mapeamento sísmico de intrusões ígneas na porção sudeste da bacia do parnaíba e suas implicações para um modelo de sistema petrolífero não convencional. Tesis de M.Sc., Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

RAGEL H.D., MARTINS F.A.L., ESTEVES F.R., FEIJÓ F.J. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1994, 203-218p. Citado em: THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., “Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo”, Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, 128-137p.

RODRIGUES, R, A. Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba. Tesis D.Sc., Instituto de Geociências/Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 1995, p. 226.

SANTOS C.F.; GONTIJO R.C.; ARAÚJO M.B. & FEIJÓ F.J. Bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1994, 185-190p. Citado em Thomaz filho, a., mizusaki, a. m. p., antonioli, l., “Magmatismo nas

Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo”, Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, pp. 128-137.

SANTOS, M. E., & de CARVALHO, M. S. S. Paleontologia das bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís. CPRM Serviço Geológico do Brasil, 2009, pp. 10-137.

SANTOS, V.H.; LIMA FILHO, M.F. & NEUMANN, V.H. “Quais as possibilidades de um sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba? 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Campinas, São Paulo, Brasil, 2007.

SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C.; VASCONCELOS, A. M. & BAHIA, R. B. C. “Bacias Sedimentares Paleozoicas e Meso-Cenozóicas Interiores”. En: BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, VIDOTTI, C, R. M., GONÇALVES, J. H. G. (eds.), Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, capítulo 2, Brasília, CPRM, 2003.

SWEENEY, Jerry J. & BURNHAM, Alan K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. V. 74. Nro. 10. 1990, pp. 1559-1570.

SZABÓ, G. A. J.; BABINSKI, M. & TEIXEIRA, W. “Rochas Ígneas”. In: TEIXEIRA, W; TOLEDO, M. C.; FAIRCHILD, T. R. & TAIOLI, F. (Eds). Decifrando a Terra. 2 ed. Capítulo 16, São Paulo, Oficina de Textos, 2003.

THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P. & ANTONIOLI, L., “Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo”, Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, 2008, pp. 128-137.

VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, 2007, pp. 253-263.

VIEIRA R.A.B., et al. Bacelar L.A.P., Fijó F.J. Bacia do espírito Santo e Mucuri. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 1994, 191-202p. Citado em THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L., “Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo”, *Revista Brasileira de Geociências*, v.38, n.15, 2008, pp. 128-137.

WYGRALA, Bjorn P. Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy: Ph.D. dissertation, University of Cologne. 1989. p. 217.

ZEMBRUSCKI, S. G. & CAMPOS, J. N. P. “Provável Movimentação de Fluidos na Bacia do Parnaíba, Maranhão”, *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 2, n. 2/41, 1988, pp. 133-145.

ANEXOS

ANEXO A. DATOS GEOQUÍMICOS DEL POZO1 (SIN INTRUSIÓN ÍGNEA).

Profundidad	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro
141	0,33	-	-	422,00	200,89	-	0,44	34,10
207	0,29	-	-	423,00	168,94	-	0,45	26,03
264	0,50	0,26	0,37	423,00	74,00	0,41	0,45	33,04
320	-	-	-	424,00	155,92	-	0,47	25,00
378	-	-	-	424,00	253,69	-	0,47	30,00
411	1,54	0,09	1,86	425,00	120,78	0,46	0,49	91,55
470	-	-	-	428,00	224,69	-	0,54	50,00
530	1,44	0,08	1,05	427,00	72,92	0,07	0,53	94,02
567	0,76	-	-	426,00	188,93	-	0,51	60,09
606	0,44	-	-	427,00	258,55	-	0,53	55,90
678	0,70	-	-	427,00	200,77	-	0,53	45,03
705	0,85	-	-	427,00	156,99	-	0,53	64,04
723	0,56	-	-	428,00	150,83	-	0,54	69,04
729	0,58	-	-	428,00	148,66	-	0,54	56,72
754	0,80	0,14	0,15	428,00	18,75	0,48	0,54	77,90
756	0,84	-	-	429,00	135,77	-	0,56	70,00
761	0,41	-	-	429,00	169,00	-	0,56	76,98
766	0,30	-	-	429,00	118,09	-	0,56	70,09
771	0,64	-	-	428,00	133,64	-	0,54	80,90
776	0,85	-	-	428,00	149,00	-	0,54	30,83
783	0,30	-	-	428,00	102,09	-	0,54	97,90
787	0,58	-	-	429,00	139,10	-	0,56	20,39
791	0,72	-	-	429,00	150,54	-	0,56	84,94
830	-	-	-	430,00	148,88	-	0,58	80,77
950	-	-	-	430,00	85,07	-	0,58	82,98
993	0,97	0,07	0,06	431,00	75,97	0,54	0,60	80,00
1010	-	-	-	431,00	-	-	0,60	83,94
1011	0,87	-	-	431,00	49,80	-	0,60	89,09
1020	0,74	-	-	-	38,01	-	-	85,04
1029	1,12	0,06	0,02	431,00	38,90	0,75	0,60	96,04
1038	1,12	0,04	0,01	431,00	0,89	0,80	0,60	88,09
1047	1,00	0,04	0,02	432,00	2,00	0,67	0,62	93,98
1056	0,86	-	-	432,00	17,12	-	0,62	75,98

Profundidad	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro
1065	0,58	-	-	432,00	46,15	-	0,62	70,10
1176	0,85	-	-	433,00	54,98	-	0,63	100,99
1188	1,05	0,15	0,52	433,00	49,52	0,22	0,63	98,35
1191	0,87	-	-	434,00	33,98	-	0,65	105,33
1197	0,66	0,18	0,89	433,00	134,85	0,16	0,63	89,01
1239	1,15	0,06	3,01	434,00	51,74	0,02	0,65	89,01
1242	1,28	0,02	1,06	433,00	82,81	0,02	0,63	88,00
1245	0,92	-	-	436,00	42,52	-	0,69	77,96
1254	1,80	0,34	1,78	429,00	98,89	0,16	-	107,41
1256	1,44	0,21	1,13	429,00	78,47	0,16	-	105,33
1272	1,14	0,45	0,90	434,00	78,95	0,33	0,65	102,84
1281	0,83	-	-	425,00	48,91	-	-	100,99
1287	0,83	-	-	437,00	32,03	-	0,71	109,44
1293	1,18	0,20	2,53	436,00	214,41	0,07	0,69	107,41
1299	1,15	0,33	0,93	434,00	80,87	0,26	0,65	107,41
1305	1,34	0,46	2,17	434,00	51,94	0,17	0,65	109,44
1311	0,99	0,33	1,01	438,00	102,02	0,25	0,72	100,00
1317	0,85	-	-	437,00	14,03	-	0,71	89,99
1335	0,74	-	-	435,00	38,06	-	0,67	100,99
1341	0,49	-	-	435,00	29,34	-	0,67	105,33
1347	0,74	0,28	0,18	435,00	24,32	0,61	0,67	88,99
1353	0,63	-	-	426,00	38,98	-	-	109,37
1359	0,84	-	-	435,00	33,09	-	0,67	88,10
1365	0,75	-	-	436,00	27,02	-	0,69	111,42
1371	0,77	0,24	0,30	435,00	38,96	0,44	0,67	100,23
1377	0,75	-	-	435,00	49,07	-	0,67	113,35
1380	0,82	0,29	0,34	435,00	41,46	0,46	0,67	112,10
1383	0,90	-	-	439,00	20,94	-	0,74	113,35
1386	1,08	0,30	0,65	435,00	60,19	0,32	0,67	111,42
1389	0,94	0,36	0,55	440,00	58,51	0,40	0,76	88,91
1392	0,93	-	-	435,00	47,99	-	0,67	84,90
1395	0,83	-	-	440,00	37,06	-	0,76	100,00
1398	0,88	-	-	439,00	45,90	-	0,74	99,00
1401	0,65	-	-	436,00	40,87	-	0,69	110,02

Profundidad	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro
1404	0,93	-	-	436,00	40,88	-	0,69	90,00
1407	1,04	0,65	0,66	420,00	63,46	0,50	-	108,98
1410	0,94	-	-	436,00	47,07	-	0,69	108,00
1416	0,75	-	-	436,00	44,09	-	0,69	109,44
1452	0,74	0,21	0,32	438,00	43,24	0,40	0,72	-

ANEXO B. DATOS GEOQUÍMICOS DEL POZO 2 (CON INTRUSIÓN ÍGNEA).

Prof.	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro	Distancia Intrusión
141	0,33	0,20	0,80	410,00	200,89	0,20	0,22	0,22	719
207	0,29	0,21	0,90	419,00	168,94	0,19	0,38	0,38	653
264	0,50	0,26	0,37	420,00	74,00	0,41	0,40	0,40	596
320	-	0,20	1,00	419,00	155,92	0,17	0,38	0,38	-
378	-	0,20	1,20	421,00	253,69	0,14	0,42	0,42	-
411	1,54	0,02	0,12	425,00	120,78	0,15	0,49	0,49	449
470	-	0,03	0,40	428,00	224,69	0,07	0,54	0,54	-
530	1,44	0,08	1,05	427,00	72,92	0,07	0,53	0,53	407
567	0,76	0,20	0,89	430,00	188,93	0,18	0,58	0,58	293
606	0,44	0,18	0,50	429,00	258,55	0,26	0,56	0,56	254
729	0,58	0,12	1,80	425,00	148,66	0,06	0,49	0,49	131
754	0,80	0,08	0,15	428,00	18,75	0,35	0,54	0,54	106
756	0,84	0,09	0,20	430,00	135,77	0,31	0,58	0,58	104
761	0,41	0,01	0,08	425,00	169,00	0,11	0,49	0,49	99
766	0,30	0,02	0,30	425,00	118,09	0,06	0,49	0,49	94
771	0,64	0,02	0,08	434,00	133,64	0,20	0,65	0,65	89
776	0,85	0,01	0,08	430,00	149,00	0,11	0,58	0,58	84
784	0,30	0,01	0,05	430,00	102,09	0,17	0,58	0,58	77
788	0,58	0,02	0,06	440,00	139,10	0,25	0,76	0,76	73
791	0,72	0,02	0,08	445,00	150,54	0,20	0,85	0,85	69
830	-	0,03	0,08	457,00	148,88	0,27	1,07	1,07	-
950	-	0,05	0,08	480,00	85,07	0,38	1,48	1,48	-
993	0,97	0,07	0,06	-	-	0,54	-	-	23
1010	-	0,08	0,07	460,00	75,97	0,53	1,12	1,12	-
1011	0,87	0,09	0,08	450,00	49,80	0,53	0,94	0,94	41
1020	0,74	0,10	0,11	445,00	38,01	0,48	0,85	0,85	50
1029	1,12	0,06	0,02	480,00	38,90	0,75	1,48	1,48	59
1038	1,12	0,04	0,01	477,00	0,89	0,80	1,43	1,43	68
1047	1,00	0,04	0,02	429,00	2,00	0,67	0,56	0,56	77
1056	0,86	0,04	0,02	480,00	17,12	0,67	1,48	1,48	86
1074	0,59	0,04	0,01	468,00	57,14	0,80	1,26	1,26	104

Prof.	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro	Distancia Intrusión
1083	0,72	0,02	0,01	470,00	35,14	0,67	1,30	1,30	113
1110	0,46	0,03	0,02	468,00	58,13	0,60	1,26	1,26	140
1110	0,72	0,10	0,30	464,00	29,13	0,25	1,19	1,19	140
1119	0,70	0,10	0,50	465,00	40,14	0,17	1,21	1,21	149
1125	0,80	0,08	0,04	460,00	48,05	0,67	1,12	1,12	155
1140	0,77	0,03	0,07	455,00	50,09	0,30	1,03	1,03	170
1149	0,79	0,09	0,05	455,00	38,94	0,64	1,03	1,03	179
1167	0,88	0,22	0,90	434,00	102,27	0,20	0,65	0,65	197
1176	0,85	0,20	0,23	450,00	54,98	0,47	0,94	0,94	206
1188	1,05	0,15	0,52	434,00	49,52	0,22	0,65	0,65	218
1191	0,87	0,32	0,60	439,00	33,98	0,35	0,74	0,74	221
1197	0,66	0,18	0,89	436,00	134,85	0,17	0,69	0,69	227
1239	1,15	0,06	3,01	429,00	51,74	0,02	0,56	0,56	269
1242	1,28	0,02	1,06	429,00	82,81	0,02	0,56	0,56	272
1245	0,92	0,15	0,15	430,00	42,52	0,50	0,58	0,58	275
1254	1,80	0,34	1,78	425,00	98,89	0,16	0,49	0,49	284
1256	1,44	0,21	1,13	437,00	78,47	0,16	0,71	0,71	286
1272	1,14	0,45	0,90	436,00	78,95	0,33	0,69	0,69	302
1281	0,83	0,18	1,30	430,00	48,91	0,12	0,58	0,58	311
1287	0,83	0,20	1,30	435,00	32,03	0,13	0,67	0,67	317
1293	1,18	0,20	2,53	438,00	214,41	0,07	0,72	0,72	323
1299	1,15	0,33	0,93	437,00	80,87	0,26	0,71	0,71	329
1305	1,34	0,46	2,17	437,00	51,94	0,17	0,71	0,71	335
1311	0,99	0,33	1,01	438,00	102,02	0,25	0,72	0,72	341
1317	0,85	0,30	0,15	440,00	14,03	0,67	0,76	0,76	347
1323	0,74	0,40	0,87	438,00	40,35	0,31	0,72	0,72	353
1329	0,66	0,40	1,34	436,00	39,03	0,23	0,69	0,69	359
1335	0,74	0,90	1,13	430,00	38,06	0,44	0,58	0,58	365
1341	0,49	1,00	2,00	435,00	29,34	0,33	0,67	0,67	371
1347	0,74	0,28	0,18	436,00	24,32	0,61	0,69	0,69	377
1353	0,63	0,08	0,15	438,00	38,98	0,35	0,72	0,72	383
1365	0,75	0,22	0,12	437,00	27,02	0,65	0,71	0,71	395
1371	0,77	0,24	0,30	439,00	38,96	0,44	0,74	0,74	401
1389	0,94	0,36	0,55	439,00	58,51	0,40	0,74	0,74	419
1392	0,93	0,53	0,40	440,00	47,99	0,57	0,76	0,76	422

Prof.	%TOC	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	Tmáx (°C)	IH mg HC/g TOC	PI S1/(S1+S2)	%Ro de Tmáx	T a partir de %Ro	Distancia Intrusión
1398	0,88	0,10	0,30	429,00	45,90	0,25	0,56	0,56	428
1401	0,65	0,20	0,50	430,00	40,87	0,29	0,58	0,58	431
1404	0,93	0,08	0,40	-	40,88	0,17	-	0,40	434
1407	1,04	0,65	0,66	-	63,46	0,50	-	0,06	437
1410	0,94	0,50	0,53	440,00	47,07	0,49	0,76	0,76	440
1416	0,75	0,29	0,43	430,00	44,09	0,40	0,58	0,58	446
1452	0,74	0,21	0,32	438,00	43,24	0,40	0,72	0,72	482