

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE LA HABANA “JOSÉ ANTONIO
ECHEVERRÍA”

FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL

DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS

PERSPECTIVAS GASOPETROLÍFERA EN LA CUENCA
CENTRAL, CUBA, A PARTIR DE MÉTODOS DE EXPLORACIÓN
CONVENCIONALES Y NO-CONVENCIONALES

Tesis

Presentada en opción al grado científico de
Doctor en Ciencias Técnicas

Autora: JESSICA MORALES GONZÁLEZ

La Habana

2022

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE LA HABANA “JOSÉ ANTONIO
ECHEVERRÍA”

FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL

DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS

PERSPECTIVAS GASOPETROLÍFERA EN LA CUENCA
CENTRAL, CUBA, A PARTIR DE MÉTODOS DE EXPLORACIÓN
CONVENCIONALES Y LOS NO-CONVENCIONALES

Tesis

Presentada en opción al grado científico de
Doctor en Ciencias Técnicas

Autora: JESSICA MORALES GONZÁLEZ

Tutores: Dr.C. Manuel E. Pardo Echarte
Dr.C. Osvaldo Rodríguez Morán
Dr.C. Marina B. Vega Carreño

La Habana

2022

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis tutores Dr.C. Manuel Pardo Echarte y Dr.C. Osvaldo Rodríguez Morán por creer en mí. Ellos han sido más que profesores que pasan por la vida de un estudiante, son amigos y mis padres de alma; personas que llegaron para ocupar un lugar eterno en mi corazón. Me han forjado, sacando de mi lo mejor, no solo profesionalmente sino también humano. Gracias.

Agradezco de manera especial y sincera a mi tutora la Dr.C. Marina Vega Carreño por su guía y apoyo, imprescindibles en la culminación de la tesis. Profesora exigente, que no descansó nunca conmigo a pesar de mi resistencia al cambio. Gracias profesora.

A mis padres, gracias, una y mil veces gracias, Uds. son los verdaderos artífices, sin Uds. yo no estaría aquí, ni hubiera escrito estas palabras.

Gracias a la Profesora Ada Mina Elías por ser mi tutora sentimental, brindándome siempre una respuesta a esta gran tesis que es la vida y su hombro para resistir.

A mi prima Aneisys por ser una hermana de corazón y estar ahí para mí.

Gracias a mi tío Jesús, que, en el peor de los momentos, cuando casi me rindo, me levantó y dio el aliento que necesitaba.

A toda mi familia por acompañarme estos cinco años dándome su apoyo incondicional y el aliento necesario para seguir adelante.

Al profesor Dr.C. Rolando García y a la MSc. Esthenis Martínez Rojas muchísimas gracias, han estado a mi lado durante estos cinco años como tutores inconfesados, brindándome su tiempo y conocimientos para que pudiera madurar como profesional.

Gracias a los especialistas: Dr.C. Jorge L. Cobiella Reguera, Dr.C. Juan Guillermo López Rivera, Dr.C. Evelio Linares Cala, Dr.C. Olga Castro y Dr.C. Norma Rodríguez por las explicaciones y los materiales que me brindaron con tanta dedicación.

Le agradezco al MSc. Carlos Manuel Perera Falcón por sus maravillosas explicaciones sobre Estratigrafía, que en más de una ocasión disiparon mis dudas.

Agradezco a mis profesores y colegas del Departamento. de Geociencias de la CUJAE por su apoyo, en especial a los profesores: Dr.C. Ramón Caraballo, Dr.C Emilio Escartín, Dr.C José Luis Cuevas y a Ibis L. Herrera Guerra; que desde un inicio me acompañaron en este camino, dándome fuerzas y preparándome constantemente. Agradezco al Ing. Antonio Santibáñez, por su paciencia para enseñarme sobre la modelación 3D. También, agradezco a los ingenieros geofísicos: Lisbeth, Pablo Armando Topes Rojas, Humberto Cabrera, Karla Serrano, Olenia Sánchez y Javier Ballote, por toda su ayuda.

Muchas gracias a todos los trabajadores del CEINPET y DIGICUPET por la ayuda y el cariño brindado. Desde un inicio me hicieron parte de su colectivo de trabajo y gracias a sus valiosas sugerencias y recomendaciones considero que este trabajo es más completo que en su inicio. Gracias al especialista Héctor Grabosqui por su ayuda, al Dr.C. José Luis Germen Prol y a la MSc. María Rifá, por sus acertadas recomendaciones.

Gracias a mis amigos los Dr. C.; Gabriela Pires, María Amelia Barros da Silva y Nováis que en momentos desagradables extendieron su brazo de forma incondicional.

Gracias al Dr.C. Antonio Olaiz Campos por las respuestas siempre oportunas a mis consultas.

Gracias a todos los que han estado a mi lado, pues en este recorrido, si se anda solo no se llega, he tenido la suerte de estar acompañada por gigantes.

DEDICATORIA

A mis padres, por creer siempre en mí, por impulsarme a ser una mejor versión de mí cada día, por enseñarme que lo más valioso en la vida es ser un buen ser humano y brindar lo mejor de mí a quien lo necesite.

Al profesor Dr.C. Ramón González Caraballo por su cariño, ánimo y apoyo incondicional. Siempre estará en mi corazón.

A Dios por ponerme en el camino de personas maravillosas que encaminaron mi vida hasta este momento, por darme el tiempo necesario para hacer sentir orgullosos a mis padres.

SÍNTESIS

El presente trabajo ha sido realizado con el objetivo de aclarar la incertidumbre en la determinación de posibles sectores prospectivos para hidrocarburos en la Cuenca Central. Para cumplir este objetivo se decidió aplicar de manera integrada los métodos de exploración convencionales con los no-convencionales en la citada cuenca. Se realizó una investigación bibliográfica sobre el empleo de métodos convencionales para la prospección de hidrocarburos y sobre la integración de estos métodos con los no convencionales en la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos. Se analizaron datos geológicos y petrofísicos, sísmica, campos potenciales (campo gravitatorio y magnético), espectrometría gamma aérea y la morfometría de la zona. Se creó una metodología, a partir de la fundamentación teórica y metodológica del establecimiento de sectores prospectivos para hidrocarburos mediante la integración de los métodos de exploración no sísmicos. Como resultado se presentan los modelos físico-geológicos 2D y una inversión 3D del campo gravimétrico, que permitió validar la existencia de los sedimentos del Margen Continental Norteamericano, en el sustrato de la cuenca lo que permitió evaluar sus implicaciones gasopetrolíferas. Se determinó la expresión geofísico-morfométrica de los yacimientos y acumulaciones conocidas en la cuenca, para con ello, en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23, y con la interpretación integrada de los métodos de exploración no sísmicos; determinar sectores prospectivos para hidrocarburos. Se pudieron establecer cinco sectores prospectivos de los cuales el denominado Oeste de Ceballos reprodujo en su totalidad el patrón anómalo del yacimiento Pina y el denominado La Vigía reprodujo el patrón anómalo del yacimiento Cristales.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DEL TEMA	12
1.1. Exploración de hidrocarburos a nivel mundial	12
1.1.1. Investigaciones con métodos convencionales.....	12
1.1.2. Investigaciones con métodos de exploración no convencionales	14
1.2. Exploración de hidrocarburos en Cuba.....	17
1.2.1. Investigaciones con métodos convencionales.....	17
1.2.2. Investigaciones con métodos de exploración no convencionales	21
1.3. Investigaciones geólogo geofísicas para prospección de hidrocarburos en la Cuenca Central.....	24
1.4. Fundamentación teórica de los métodos de exploración convencionales y no convencionales para la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos.	31
1.5. Conclusiones parciales.....	34
CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA CENTRAL	36
2.1. Características físico-geográficas	36
2.2. Características geológicas.....	37
2.2.1. Sistema petrolero de la Cuenca Central	41
2.2.2. Investigaciones geoquímicas realizadas a los yacimientos y pozos de la Cuenca Central.....	43
2.3. Características geofísicas	46
2.3.1. Respuesta de los campos gravitatorio y magnético en la Cuenca Central.....	46
2.4. Conclusiones parciales.....	49
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE LOS TRABAJOS REALIZADOS	51
3.1. Obtención del modelo petrofísico de la Cuenca Central.	51
3.2. Metodología para el modelado 2D de los campos gravitatorio y magnético..	55

3.3. Metodología para la confección del modelo 3D	60
3.3.1. Confección del modelo 3D de densidades.....	61
3.4. Metodología de los métodos de exploración no sísmicos.....	62
3.5. Metodología para el procesamiento e interpretación de las líneas sísmicas...	64
3.6. Conclusiones parciales.....	65
CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	67
4.1. Interpretación de los campos potenciales en la Cuenca Central	67
4.2. Resultados de herramientas exploratorias para la confección de los modelos físico-geológicos preliminares por datos de campos potenciales	71
4.2.1. Interpretación del GTN para el campo gravitatorio.....	72
4.2.2. Interpretación del espectro de potencia	75
4.2.3. Interpretación de la deconvolución de Euler	76
4.2.4. Interpretación de la derivada de la inclinación del campo magnético (TDR).....	80
4.4. Modelado de los campos potenciales.....	82
4.4.1. Implicaciones gasopetrolíferas de la constitución geólogo-estructural de la Cuenca Central derivada de los modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético) y su relación con la sísmica	91
4.5. Modelo 3D de densidades de la Cuenca Central	93
4.6. Firma geofísica no sísmica de los principales yacimientos conocidos en la Cuenca Central, Cuba	96
4.6.1. Yacimiento Cristales.....	96
4.6.2. Yacimiento Jatibonico	97
4.6.3. Yacimiento Catalina	98
4.6.4. Yacimiento Pina.....	99
4.7. Interpretación geofísica no sísmica integrada y su relación con la sísmica en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23.....	101
4.7.1. Región Pina-Ceballos	103

4.7.2. Región Jatibonico-Cristales	104
4.8. Validación a partir de los trabajos de reconocimiento del complejo Redox	107
4.8.1. Resultados de la campaña en la región Jatibonico-Cristales	108
4.8.2. Resultados de las campañas en la región Pina-Ceballos.....	113
4.9. Interpretación sísmica de la zona perspectiva Oeste de Ceballos.....	116
4.10. Conclusiones parciales.....	121
CONCLUSIONES	122
RECOMENDACIONES	123
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124
ANEXOS	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de la Cuenca Central de Cuba ubica en las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spíritus (NASA/GSFC, 2020).....	36
Figura 2. (a) Mapa geológico y (b) panel de correlación longitudinal de la zona de falla de La Trocha. U0 = discordancia basal, y U1 = discordancia entre las secuencias sedimentarias inferior (Paleoceno a Eoceno) y superior (Oligoceno a Cuaternario). Los campos petroleros son, de oeste a este: Catalina (CN), Jatibonico (JB), Reforma (RF), Cristales (CL) y Pina (PN). Modificado de (Cruz, 2012).....	39
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Central (García, 2021).	40
Figura 4. Ubicación de la Cuenca Central en las provincias gasopetrolíferas y unidades de valoración del Sistema Petrolero Total Cubano. Las unidades de valoración delimitadas son: el Cinturón Plegado del norte, la Cuenca de Antepaís noroeste, y el Margen Carbonatado de la Plataforma noroeste. Modificado a partir de los trabajos de Echevarría <i>et al.</i> (1991), CubaPetróleo y Simon-Petroleum-Technology (1993), Socorro <i>et al.</i> (1999), Rodríguez (1999), Schenk <i>et al.</i> (2004) y Schenk (2008, 2010) fide Cruz, 2012.	41
Figura 5. Yacimientos y pozos de petróleo presentes en el Bolque 21A de Cuenca Central con las profundidades promedios de las rocas madre mediante estudios geoquímicos. Modificado de Marrero <i>et al.</i> , 2018.	45
Figura 6. Mapa de anomalías de <i>Bouguer</i> ($\sigma= 2,3 \text{ t/m}^3$) de la Cuenca Central (Mondelo y Sánchez, 2011).....	47
Figura 7. Mapa del campo magnético RP (Mondelo y Sánchez, 2011).	49
Figura 8. Representación consecutiva de los objetos geológicos respecto a su media y el intervalo de confianza, para un nivel de confiabilidad de un 1% (Morales, Rodríguez y Pardo, 2021).....	53
Figura 9. Metodología de trabajo para la confección de modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético).	56
Figura 10. Metodología de trabajo para el modelo 3D gravimétrico.....	61
Figura 11. Mapa de la derivada horizontal total del campo gravitatorio.	68
Figura 12. Mapa de la derivada vertical de primer orden del campo gravitatorio....	68
Figura 13. Mapa de la residual del campo gravitatorio a partir de la continuación analítica ascendente a 12 000 m.	69

Figura 14. Mapa de la primera derivada vertical del campo magnético RP.....	70
Figura 15. Mapa de la residual del campo magnético RP a partir de la continuación analítica ascendente a 12 000 m.	71
Figura 16. Esquema de ubicación de los perfiles.....	72
Figura 17. Resultados del GTN para el campo gravitatorio en el perfil Pina.....	73
Figura 18. Resultados del GTN para el campo gravitatorio en el perfil Cristales. ...	73
Figura 19. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil Jatibonico.....	74
Figura 20. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil Sancti Spíritus.....	74
Figura 21. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil longitudinal.....	74
Figura 22. Espectro de potencias promediado radialmente para el campo gravimétrico a escala 1:25 000 seguido del gráfico de estimación de profundidad para las fuentes generadoras.	75
Figura 23. Espectro de potencias promediado radialmente para el magnético reducido al polo a escala 1:25 000 seguido del gráfico de estimación de profundidad para las fuentes generadoras.....	76
Figura 24. Soluciones de Euler para un índice estructural de 1, tamaño de ventana 20 y profundidad máxima aceptada 5 000 m (IE1V20Pmax5 000) sobre el mapa de anomalías de <i>Bouguer</i> ($\sigma= 2,3 \text{ t/m}^3$) de la Cuenca Central.....	78
Figura 25. Soluciones de Euler para un índice estructural de 0,5, tamaño de ventana 20 y profundidad máxima aceptada 5 000 m (IE0.5V20Pmax5 000) sobre el mapa de anomalías de <i>Bouguer</i> ($\sigma= 2,3 \text{ t/m}^3$) de la Cuenca Central.....	78
Figura 26. Mapa de la derivada de la inclinación del campo magnético RP (TDR DTrp).	81
Figura 27. Ubicación de los modelos 2D sobre la Cuenca Central, en el mapa de la primera derivada vertical del campo gravitatorio.	83
Figura 28. Perfil longitudinal a la Cuenca Central.	84
Figura 29. Modelo 2D Sancti Spíritus a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio.....	85
Figura 30. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que corta el máximo estructural de Jatibonico.	87

Figura 31. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que atraviesa el yacimiento Cristales.....	88
Figura 32. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que atraviesa el yacimiento Pina.	90
Figura 33. Modelo 3D de densidades de la Cuenca Central para un tamaño de blanqueo de 300.....	93
Figura 34. Mapas de anomalías de Bouguer observado (A) y calculado a partir del voxel con tamaño de celda 2 000m y un blanqueo de 100 (B) y mapa de la residual del campo gravitatorio calculado a partir de la CAA a 1 000 m (C).	95
Figura 35. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).....	97
Figura 36. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Jatibonico (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020; Morales, Rodríguez y Pardo, 2019a).	98
Figura 37. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Catalina (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).....	99
Figura 38. Mapa del patrón de respuesta del yacimiento Pina(Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	100
Figura 39. Mapa de índices complejos resultante de la interpretación de los métodos geofísicos no sísmicos en la Cuenca Central (área comprendida dentro de Bloque 21, 21A y 23).	102
Figura 40. Mapa de índices complejos correspondiente a la región Pina-Ceballos (Morales, 2022).....	104
Figura 41. Mapa de índices complejos correspondiente a la región Jatibonico-Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).....	106
Figura 42. Mapa de anomalías complejas de la zona de investigación correspondiente a la campaña en la región Jatibonico-Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	109
Figura 43. Complejo anómalo no sísmico en la localidad La Vigía. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Rodríguez y Pardo, 2020).	110

Figura 44. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad La Vigía. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	110
Figura 45. Complejo anómalo no sísmico en la localidad El Trabuco. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	111
Figura 46. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad El Trabuco. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	111
Figura 47. Complejo anómalo no sísmico en la localidad El Azufre. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	112
Figura 48. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad El Azufre. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).	113
Figura 49. Ubicación de los perfiles del complejo Redox medidos (líneas azules) y señalización (con una flecha azul) de los intervalos anómalos, durante la campaña en la zona de Pina (Morales <i>et al.</i> , 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo <i>et al.</i> , 2020).	114
Figura 50. Ubicación de los perfiles del complejo Redox medidos (líneas azules) y señalización (con una flecha azul) de los intervalos anómalos, durante la campaña en la región Pina Sur-Ceballos (Morales <i>et al.</i> , 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo <i>et al.</i> , 2020).	115
Figura 51. Perfil de medición Oeste de Ceballos1. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Morales <i>et al.</i> , 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo <i>et al.</i> , 2020).	115
Figura 52. Perfil de medición Oeste de Ceballos 2. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Morales <i>et al.</i> , 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo <i>et al.</i> , 2020).	116
Figura 53. Complejo anómalo de los sectores perspectivas Oestes de Ceballos (1 y 2) y Pina Sur SO sobre el mapa estructural por la base del paquete de reflectores sísmicos de edad K_2^{cp-m} asociado a las rocas productoras en el área Pina y a las manifestaciones	

de hidrocarburos en los pozos Paraíso, Agustín y Ceballos. Escala 1:25 000. Modificado de Martínez Rojas <i>et al.</i> , 2006.	118
Figura 54. Ubicación del tope de las rocas del Cretácico y de la base del Eoceno Superior–Mioceno sobre la línea sísmica CUP210405 PSTM ya tratada (Morales <i>et al.</i> , 2022).	119
Figura 55. Cruce entre las líneas sísmicas (procesadas a partir del tratamiento de pixeles) CUP210405 con CUP210411 (Morales <i>et al.</i> , 2022).	120
Figura 56. Interpretación de la línea sísmica CUP210411 procesada a partir del tratamiento de pixeles (Morales <i>et al.</i> , 2022).	120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de potenciales rocas madre presentes en la Cuenca Central de Cuba, modificado a partir de Cruz (2012).	43
Tabla 2. Cálculo de la profundidad estimada de las rocas madre en el área correspondiente al Bloque 21A, (modificado de Marrero <i>et al.</i> , 2018).	44
Tabla 3. Resultados estadísticos de cada uno de los objetos geológicos (t/m ³).	52
Tabla 4. Resultado de la aplicación de las pruebas de significación a partir de las diferencias muestrales de significancia de las medias para todos los objetos geológicos entre sí (Morales, Rodríguez y Pardo, 2021).	53
Tabla 5. Datos de susceptibilidad magnética (Pardo, 2016; Pérez y Fuentes, 2015).	55
Tabla 6. Parámetros para aplicar la deconvolución de Euler.	77

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Características geoquímicas de los yacimientos Cristales, Jatibonico y Pina.	137
Anexo 2. Gráficos resultantes del procesamiento para determinar el número de armónico óptimo para la aplicación del GTN para cada perfil.	137
Anexo 3. Etapas del programa para el cálculo automatizado del GTN.	138
Anexo 4. Valores de N para distintos tipos de fuentes gravimétricas y magnéticas (usado por el <i>software Geosoft Oasis Montaj</i>).	139
Anexo 5. Interpretación de la línea sísmica 210413 migrada en profundidad que se orienta en el rumbo general de la cuenca (Rifá, 2012).	140
Anexo 6. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Cristales (Pardo y Rodríguez, 2016).	141
Anexo 7. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Jatibonico (Pardo y Rodríguez, 2016).	142
Anexo 8. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Pina (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).	143
Anexo 9. Perfil de medición Pina Oeste Sur. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).	144
Anexo 10. Perfil de medición Pina Oeste Norte. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).	144
Anexo 11. Perfil de medición América. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).	145
Anexo 12. Perfil de medición Pina Sur SO-Pina Sur. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).	145
Anexo 13. Columnas litoestratigráficas de los pozos Agustín 3 y Ceballos 3.	146
Anexo 14. Línea sísmica PSTM CUP210411 con tratamiento de imagen (Morales <i>et al.</i> , 2022).	146

LISTADO DE ACRÓNIMOS

CEINPET: Centro de Investigaciones del Petróleo

DIGICUPET: Unidad Científico Tecnológica de Base (UCTB) Investigaciones Geofísica

IGP: Instituto de Geología y Paleontología

AVO: Amplitud versus desplazamiento

CGG: Compagnie Générale de Géophysique

MGR: Modelos generalizados de respuesta

MOV: Método sísmico de reflexión

KMPV: Método sísmico de refracción

PSDM: Migración presuma en tiempo

EPEP: Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo

UTE: Unidad Tectono Estratigráfica

UTES: Unidades Tectono Estratigráficas

Roeq (Sat): Parámetros de biomarcadores saturados de reflectancia de la vitrinita equivalente

Roeq (Arom): Parámetros de biomarcadores de la fracción de aromáticos de la reflectancia de la vitrinita equivalente aromática

Grad. Geot.: Gradiente geotérmico

AVC: Arco Volcánico del Cretácico

GTN: Gradiente total normalizado

VSP: Perfilaje sísmico vertical

DHT: Derivada horizontal total

DV: Derivada vertical

CAA: Continuación analítica ascendente

RP: Reducción al polo

IE: índice estructural

V: Tamaño de ventana

Pmax: Profundidad máxima

TDR: Derivada de la inclinación del campo magnético

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos han modelado la sociedad transformando las ideas sobre economía, desarrollo social e innovación tecnológica; y abrieron las posibilidades de crear mejores condiciones de vida (Bronstein, 1995). En la actualidad la mayoría de las naciones dependen en gran medida del petróleo y el gas (Mantilla, 2019). La generación de energía para obtener la electricidad necesaria a los dispositivos tecnológicos, que posibilitan el desarrollo y funcionamiento de las industrias, mueve el transporte; la fabricación de plásticos usados en miles de objetos cotidianos, los fertilizantes utilizados en la producción mundial de alimentos, que permite alimentar a más de 8 000 millones de personas, la fabricación de pesticidas son entre otras, actividades derivadas de los hidrocarburos (Bronstein, 1995).

Las metodologías para la prospección y exploración de los hidrocarburos están basadas fundamentalmente en el empleo de los métodos geofísicos. Entre ellos los más utilizados en la exploración de zonas perspectivas para hidrocarburos son el método sísmico y los métodos de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético).

Sin embargo, a pesar de que el método sísmico ha sido y es el más utilizado en diversas situaciones de complejidad geológica, como es el caso de los cinturones plegados no brinda la información necesaria sobre una trampa, a fin de saber si está cargada de hidrocarburos o no. En tales casos, se hace necesario recurrir a los métodos de exploración no sísmicos, que sean capaces de brindar la información para la cartografía de sectores perspectivas, y aportar información sobre trampas estratigráficas. Estos métodos se han desarrollado desde hace algunos años por diferentes investigadores (Salem *et al.*, 2007; Schumacher, 2010, 2014, 2011; Schumacher y Abrams, 1996; Schumacher, Beaumont y Foster, 1999) .

Las perspectivas gasopetrolíferas de Cuba son conocidas desde mucho antes del siglo XX. Hasta 1959 diferentes compañías extranjeras realizaron investigaciones geológicas y geofísicas para la exploración petrolera en diferentes regiones del territorio nacional, con muy poco éxito (Linares *et al.*, 2011). La documentación derivada de esas investigaciones en manos de los cubanos, sirvió de base para continuar e incrementar las investigaciones con estos fines con la colaboración de geólogos y geofísicos de los países socialistas durante varias décadas.

En los últimos años gracias al crecimiento sostenido de la economía nacional, al aumento de las perspectivas para la exploración en varias áreas y a la necesidad de alcanzar la independencia energética, se han trazado ambiciosos planes de crecimiento para la actividad petrolera. Actualmente se tiene como estrategia principal, lograr el incremento de las reservas de hidrocarburos con el desarrollo de los campos en explotación y los nuevos descubrimientos de forma eficiente, mediante la exploración de las zonas más perspectivas del país. Sin lugar a dudas, entre las áreas con perspectivas gasopetrolíferas en el territorio cubano, está la zona central del país, fundamentalmente la Cuenca Central (Cruz, Blanco y Vázquez, 2005).

La Cuenca Central ha sido estudiada con fines de prospección gasopetrolífera desde la década del 30' por compañías norteamericanas (Martínez *et al.*, 2008). Los resultados de investigaciones permitieron descubrir los yacimientos Jatibonico (1954), Cristales (1955) y Catalina (1956). Años más tarde, las investigaciones de especialistas cubanos condujeron al descubrimiento de Pina (1990). La región constituyó la principal zona productora del país en los años 1950-1960 con hidrocarburos de alta calidad, no obstante, la producción de hidrocarburos ha ido decreciendo debido a que no se han realizado más descubrimientos después de la década de los 90'.

Debido a las características geológicas de la cuenca, con presencia de espesores de rocas volcánicas por debajo de su cobertura sedimentaria, con complejidad tectónica por estar formando mantos de sobrecorrimiento, el cuadro ondulatorio que ofrece la sísmica es también complejo y dificulta la interpretación lo que limita la profundidad de investigación para alcanzar las secuencias del Margen Continental de Bahamas, que diferentes autores (Peña, 2005; Rifá y Prol, 2007; Rifá *et al.*, 2012; Yparraguirre y Martínez, 2017) han propuesto se encuentran por debajo de las secuencias volcanógeno sedimentarias.

Al analizar el desarrollo de las investigaciones en la Cuenca Central se entiende la necesidad de integrar los métodos de exploración convencionales con los no convencionales que, junto a los resultados de investigaciones pretéritas y la firma geofísica de las ocurrencias conocidas en la cuenca, condiciona la ocurrencia de los depósitos gasopetrolíferos, así como la regularidad cartográfica de los complejos anómalos que los caracterizan.

Situación problemática

La declinación del éxito exploratorio en la Cuenca Central de Cuba, denotado por la falta de nuevos descubrimientos en un período de más de 30 años, se debe a que las investigaciones con métodos geofísicos se han centrado fundamentalmente en el método sísmico, que se ha dirigido a encontrar acumulaciones en las tobas, y en los métodos de campos potenciales, fundamentalmente el método gravimétrico (dejó de utilizarse después del descubrimiento de los yacimientos Brujo y Paraíso, en la ubicación de las perforaciones de corto alcance realizadas) sin integrar otros métodos como son los métodos de exploración no convencionales. A pesar de que investigaciones anteriores exponen la posible presencia de los sedimentos del Margen Continental Norteamericanos, estas se limitan a indicar solo las regiones de la cuenca

donde puede existir una mayor potencialidad gasopetrolífera en las secuencias del Margen Continental Norteamericano, sin precisar la ubicación de los sectores prospectivos para la presencia de hidrocarburos y sin tener en cuenta la firma geofísica de los yacimientos y ocurrencias conocidas. La presencia del corte de tipo volcánico, pertenecientes al Terreno Zaza, que subyace a las secuencias sedimentarias de post y sinorogénico limitan la profundidad de investigación de la sísmica de reflexión, por lo que solo se cuenta con información hasta el tope de las rocas del Arco Volcánico del Cretácico. También, la existencia de solo cinco pozos profundos con más de 2,5 km (Bijabo 4, Sancti Spíritus 1, Jatibonico 78, Cristales 31 y Morón Norte 1) y el modelado físico geológico 2D (campo gravitatorio y magnético) y 3D del campo gravimétrico sin la confrontación de toda la información geólogo-geofísica-geoquímica disponible.

Problema científico: La Cuenca Central de Cuba presenta aún incertidumbre en su perspectiva gasopetrolífera.

Objeto de estudio y campo de acción:

Objeto de estudio: Métodos de exploración convencionales y no convencionales en la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos.

Campo de acción: Métodos de exploración convencionales y no convencionales en la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos de la Cuenca Central de Cuba.

Hipótesis de trabajo: Si se integran los métodos de exploración convencionales con los no-convencionales en la Cuenca Central de Cuba, entonces, se disminuiría la incertidumbre en la perspectiva gasopetrolífera de la Cuenca Central.

Objetivos:

Objetivo General: Disminuir la incertidumbre en la perspectiva gasopetrolífera de la Cuenca Central a partir de la integración de los métodos de exploración no sísmicos.

Objetivos Específicos:

1. Fundamentar teórica y metodológicamente el establecimiento de sectores prospectivos para hidrocarburos mediante la integración de los métodos de exploración convencionales y no convencionales.
2. Validar la existencia de las rocas carbonatadas del Margen Continental Norteamericano a partir de los modelos físico-geológico 2D e inversión 3D de la constitución geólogo-estructural de la Cuenca Central de Cuba realizados con los datos de los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético) y la sísmica.
3. Modelar la respuesta geofísico-morfométrica de los yacimientos y acumulaciones conocidas.
4. Integrar los métodos de exploración no-sísmicos y no-convencionales con la sísmica de reflexión disponible a fin de establecer zonas perspectivas en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23.

Justificación de la investigación:

La investigación posibilitará aumentar los conocimientos de la constitución profunda de la Cuenca Central de Cuba, a partir del modelado físico-geológico 2D de los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético) y de los pozos profundos presentes. Esto posibilitará validar la existencia de los sedimentos del Margen Continental Norteamericano, con sus implicaciones gasopetrolíferas, que junto a la integración de un complejo de métodos no utilizados hasta el presente permitirá determinar nuevas

zonas perspectivas para hidrocarburos en la región. También, se realizará un modelo 3D de densidades que posibilitará apreciar mejor la relación espacial entre las grandes estructuras que componen el subsuelo.

Tareas a desarrollar:

1. Realizar una investigación bibliográfica sobre las características geológico-geofísicas de la Cuenca Central y la integración de métodos de exploración convencionales y no convencionales en la determinación de sectores perspectivas para hidrocarburos a nivel internacional y nacional.
2. Interpretar los datos geológicos y petrofísicos, la sísmica, los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético), la espectrometría gamma aérea y la morfometría de la Cuenca Central de Cuba.
3. Diseñar un proyecto *Oasis Montaj* para el procesamiento e interpretación de los campos: gravitatorio, magnético, de espectrometría gamma aérea y el modelo de elevación digital del territorio.
4. Elaborar los modelos físico-geológicos 2D (campo gravitatorio y magnético) y la inversión 3D del campo gravitatorio en la región.
5. Evaluar las implicaciones gasopetrolíferas de los resultados del modelado 2D de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético).
6. Determinar las zonas con perspectiva gasopetrolífera en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23 a partir de una evaluación previa de la expresión geofísico-morfométrica de los yacimientos y acumulaciones conocidas en la Cuenca Central.

Métodos y técnicas:

Métodos generales:

- **Método empírico: *la observación***, con la que se obtiene información primaria acerca del objeto de estudio (métodos de exploración convencionales y no convencionales de la región de estudio) y cuyos resultados se plasman en términos de conceptos cualitativos y comparativos en la presente tesis (Díaz, 2013).
- **Métodos teóricos: *el método histórico***, a partir del estudio de la información pretérita y mediante las operaciones de ***sistematización y generalización*** se establecen regularidades y tendencias relativas al conocimiento del objeto de investigación; ***el método hipotético-deductivo***, a partir de la información numérica de los campos físicos y las operaciones de ***análisis y síntesis*** se descompone el fenómeno complejo de la geología en sus partes integrantes estructuro-tectónica y geólogo-físico-química, a fin de poder delimitar las zonas de interés y; ***el método de modelación***, a partir de los modelos de los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético) unido a la sísmica se sustenta la constitución físico-geólogo-estructural de la región de estudio (Díaz, 2013).

Métodos particulares: Los correspondientes a los campos físicos y físico-químicos empleados en la investigación (gravimetría, magnetometría, espectrometría gamma aérea, complejo Redox y el modelo de elevación digital).

Técnicas:

- Sistema de procesamiento e interpretación de datos geofísico-geológicos (*Geosoft Oasis Montaj*, versión 8.3): procesamiento automatizado de la

información geofísico-geológica georreferenciada (se realizan operaciones aritméticas de matrices, transformaciones de campos físicos y otras).

- *Software* GMSYS (complemento del *software Geosoft Oasis Montaj*): modelado 2D-3D de la información geofísico-geológica.

Materiales:

En la ejecución de la investigación se utilizarán como principales fuentes de información las siguientes:

- Publicaciones referentes al empleo de los métodos no sísmicos en la prospección de hidrocarburos e informes geológicos, geofísicos, geoquímicos y geomorfológicos de la Cuenca Central de Cuba.
- Mallas de datos del campo gravimétrico y magnético a escala 1:50 000 y de espectrometría gamma aérea (canales: U, Th y K) a escala 1:100 000 del territorio (Mondelo y Sánchez, 2011).
- Mapa geológico digital de Cuba (IGP) a escala 1:100 000 (Colectivo de autores, 2010).
- Mapa tectónico del basamento de Cuba (Cobiella, 2017).
- Modelo digital de elevación (MDE) en la región (Sánchez y Mondelo, 2015).
- Mapas digitales de las manifestaciones de hidrocarburos (Colectivo de autores, 2008) y, de los pozos petroleros de la República de Cuba (Colectivo de autores, 2009).

Resultados a alcanzar:

1. Fundamentación teórica y metodológica del establecimiento de sectores prospectivos para hidrocarburos mediante la integración de los métodos de exploración convencionales y no convencionales.
2. Modelos físico-geológicos 2D de los campos gravitatorio y magnético e inversión 3D del campo gravitatorio (considerando la sísmica pretérita) exhibiendo la constitución profunda de la Cuenca Central, Cuba.
3. Implicaciones gasopetrolíferas del modelado 2D de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético) de Cuenca Central.
4. Firma geofísico-morfométrica de los yacimientos y acumulaciones conocidas en la Cuenca Central.
5. Perspectiva gasopetrolífera en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23, a partir de la interpretación integrada de, los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético), la espectrometría gamma aérea, el relieve, el complejo Redox y la sísmica pretérita con los datos geológicos.

Aporte teórico:

- Fundamentación teórica y metodológica del establecimiento de sectores prospectivos para hidrocarburos mediante la integración de los métodos de exploración convencionales y no convencionales.
- Modelos físico-geológicos 2D de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético), que validan la existencia en profundidad, de los sedimentos del Margen Continental Norteamericano y, por ende, de la posible presencia del play Placetas en la Cuenca Central, Cuba.

Aporte práctico:

- Incremento de la efectividad geológica de la exploración a partir de integrar los métodos de exploración no-convencionales con la sísmica de reflexión disponible.
- Zonas perspectivas para hidrocarburos en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23, a partir de los complejos anómalos en las acumulaciones conocidas, con el uso combinado de los métodos de exploración convencionales y no convencionales.

Novedad científica

La propuesta de la fundamentación teórica y metodológica de la integración de los métodos de exploración convencionales y no convencionales para la determinación de nuevas zonas perspectivas para hidrocarburos, que en esta investigación considera la firma geofísica de los yacimientos conocidos todo lo cual incrementa la efectividad geológica en la exploración de la cuenca con fines gasopetrolíferos.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DEL TEMA

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DEL TEMA

En este capítulo se hace un recuento de las investigaciones desarrolladas en el mundo, Cuba y la Cuenca Central, para la exploración de hidrocarburos. Se han tenido en cuenta las que han utilizados métodos convencionales y no convencionales. De estos últimos se describe su fundamentación teórica.

1.1. Exploración de hidrocarburos a nivel mundial

1.1.1. Investigaciones con métodos convencionales

En muchos países, como: Canadá, Estados Unidos de América, México, Venezuela, Brasil, Rusia, Arabia Saudita y la región del Mar del Norte; se ha identificado la presencia de yacimientos gasopetrolíferos.

En un inicio el descubrimiento de los yacimientos se realizaba por métodos directos por la presencia de chapapoterías consideradas como indicio de petróleo en el subsuelo. De este modo en 1908 la compañía *S. Pearson & Son* descubrió el primer yacimiento de la Faja de Oro mexicana, mediante la perforación de pozos cerca de chapapoterías identificadas en la zona; las perforaciones se incrementaron en la cercanía de los pozos productores. A partir de 1923 se comenzaron a utilizar métodos geofísicos; la balanza de torsión además de la sísmica de refracción, que no dio los resultados esperados por lo que además se realizaron levantamientos gravimétricos y magnéticos (Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, 2020).

En 1936, la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, perforó el pozo “La Canoa-1”, que dio inicio a la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Este descubrimiento condujo a una evaluación de la zona con investigaciones sísmicas, magnéticas (Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, 2009).

La búsqueda de petróleo en la provincia de Hasa, Reino de Arabia Saudita se realizó con el empleo de la perforación de pozos exploratorios en estructuras conocidas, aunque la cartografía se realizó mediante el método sísmico e investigaciones gravimétricas, que descubrieron el yacimiento Ghawa (Arabian American Oil Company Staff, 1959).

Como resultado de una campaña sísmica iniciada en 1963, la compañía ARCO-Exxon, en 1968, completó el pozo número 1 de Prudhoe Bay, que descubrió el campo de igual nombre, el mayor en los Estados Unidos (Specht *et al.*, 1986).

El Complejo Cantarell en su momento el más importante de México, fue identificado por investigaciones de sísmica de reflexión realizadas sobre un alto estructural. La interpretación de los datos permitió, la localización de 30 estructuras geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos (Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, 2020).

Un ejemplo de investigaciones para hidrocarburos en Canadá, lo presenta Fagin (1991) con el empleo de la sísmica para realizar el análisis estructural del campo de gas Quirk Creek ubicado en las Montañas Rocosas canadienses y mejorar la interpretación del yacimiento estructuralmente complicado.

Una combinación de datos sísmicos y de gravedad para la exploración de hidrocarburos lo presentan Fernández y Chang (2001) en una cuenca del Estado de São Paulo, Brasil. Integraron el mapa de gravedad de Bouguer con la interpretación de 11 secciones sísmicas, lo que posibilitó delinear el marco estructural de la cuenca.

Otro ejemplo de integración de métodos lo constituye el trabajo de Peters y Fowler (2002) quienes combinaron investigaciones de geoquímica del petróleo con la sísmica para el establecimiento de la posible profundidad de las rocas madre.

Vladimirovich y Alexandrovich (2015) utilizaron los datos sísmicos 3D para obtener el cubo de permeabilidad y con ello desarrollaron un modelo geológico-geo-mecánico de un campo petrolero en la región de Krasnoyarsk en Rusia.

Qhispe y Danna (2016) realizaron una adquisición sísmica 2D y 3D en las áreas de Los Naranjos y Jurumi en Paraguay para lograr perfiles y cubos con datos de buena calidad para su posterior procesamiento final e interpretación de los prospectos.

Bassey y Jimmy (2018) realizaron un estudio sísmico 4D para investigar los efectos de amplitud versus desplazamiento (AVO) en los datos sísmicos para identificar anomalías en el yacimiento Gullfaks, en el Mar del Norte, para tres intervalos de los reservorios. Se identificaron dos anomalías, una relacionada con el aumento de la presión, mientras que la segunda mostró un punto brillante constante a lo largo de todas las líneas sísmicas.

Sen y Sankar (2019) utilizaron registros geofísicos de pozo de alta resolución a través del campo petrolero Volve en el Mar del Norte para estimar la sobrecarga, la presión intersticial y la presión de fractura. Los resultados aportados permitieron una comprensión profunda del potencial de secuestro de CO₂ en este campo.

Nikolaevich *et al.* (2021) a partir perforaciones realizadas y la prospección sísmica 3D investigaron las características del yacimiento Tagrinsky, Rusia.

Vladimirovna *et al.* (2020), propusieron perforaciones y el empleo de métodos geofísicos de superficie y de pozo para identificar y cartografiar los sellos, el espesor máximo efectivo del reservorio en uno de los campos en la provincia Timan-Pechora en Rusia.

1.1.2. Investigaciones con métodos de exploración no convencionales

Identificar la presencia de hidrocarburos en una región, por métodos no convencionales, ha sido una constante en la exploración de este importante recurso desde hace varias décadas en el mundo (Rodríguez, 2008).

Chilingar (1960) realizó una revisión de trabajos experimentales con el potencial de oxidación-reducción entre los años 1939-1953. Todas las investigaciones descritas estaban basadas, en la observación de la ocurrencia de valores del potencial oxidación-reducción bajos o altos, o exhibían fluctuaciones marcadas, en las proximidades de los yacimientos petrolíferos lo que se consideró una indicación de la presencia de hidrocarburos.

De igual forma la geoquímica aportó datos para la detección de hidrocarburos. Philp y Crisp (1982) mostraron que los métodos de prospección geoquímica a partir anomalías isotópicas, la lixiviación de metales en rocas superficiales y la medición de flujos de radón complementan a los métodos de exploración convencionales y pueden proporcionar evidencia directa de la presencia de acumulaciones de petróleo con la ventaja de ser relativamente baratos y rápidos

Saunders *et al.* (1989) expusieron la posibilidad de localizar hidrocarburos a partir de la detección directa de los escapes gaseosos en la superficie, mediante un sistema de sensores de gas a bordo de un helicóptero. Este método tuvo gran éxito en un gran número de campos y prospectos conocidos en el mundo.

Saunders *et al.* (1993) desarrollaron un método de exploración con el empleo de mediciones espectrales de rayos gamma aéreos y de superficie en la prospección de petróleo. Las lecturas de potasio y uranio son modificadas mediante la normalización del torio. El potasio normalizado muestra concentraciones bajas por encima de los depósitos de petróleo y el uranio normalizado muestra valores más altos que el potasio normalizado. Los autores atribuyeron estas anomalías a los efectos del consumo microbiano de las microfiltraciones de hidrocarburos. Estos métodos junto a los datos de susceptibilidad magnética; dieron lugar al descubrimiento de cuatro campos de petróleo y gas en el condado de Concho, Texas.

Schumacher y Abrams (1996) recopilaron los análisis de varios especialistas tras examinar críticamente el proceso de migración de hidrocarburos y sus variadas expresiones cerca de la superficie como, alteración de suelos y sedimentos, mediciones de flujo de hidrocarburos, implicaciones físicas y geológicas de las fugas de hidrocarburos y finalmente, estudios de casos de exploración.

Schumacher, Beaumont y Foster (1999) examinaron la tecnología de prospección geoquímica de superficie y su aplicación para la detección de indicios superficiales de filtraciones de petróleo y gas (Schumacher, Beaumont y Foster, 1999).

Saunders, Burson y Thompson (1999) exponen que, con el uso de los sensores de microondas aerotransportados y análisis de laboratorio de hidrocarburos gaseosos del suelo, las mediciones de susceptibilidad magnética del suelo y magnéticas de fuentes poco profundas, mediciones de rayos gamma aéreas y de superficie y geomorfología; se puede incrementar la probabilidad de éxito de las perforaciones y reducir los costos en las áreas geológicamente seleccionadas. Sin embargo, estos métodos no pueden revelar la profundidad, el tamaño o la calidad de los yacimientos.

Schumacher (2010 y 2011) analizó las manifestaciones superficiales de la filtración y la microfiltración de hidrocarburos, como: las concentraciones anómalas de hidrocarburos en los sedimentos, anomalías microbiológicas, cambios mineralógicos como la formación de calcita, pirita, uranio, azufre elemental y ciertos óxidos y sulfuros de hierro magnéticos; blanqueo de lechos rojos, modificación en los minerales arcillosos, anomalías acústicas, cambios electroquímicos, anomalías de la radiación y anomalías biogeoquímicas y geobotánicas. El análisis de estas manifestaciones mediante el empleo de los métodos de exploración no sísmicos, como: el método magnético, eléctrico, los métodos radioactivos y de teledetección; en 2 600 pozos demostró que el 80% de los pozos perforados en prospectos asociados con anomalías positivas de microfiltración de hidrocarburos dieron como resultado descubrimientos

comerciales. Solo el 11% de estos prospectos, sin tales anomalías, resultaron en descubrimientos de petróleo o gas.

Así mismo, Schumacher (2014) investigó los pozos perforados en prospectos identificados por métodos convencionales después de completar estudios de detección de hidrocarburos por geoquímica o métodos no sísmicos. El 82% de los pozos investigados resultaron descubrimientos comerciales.

Henryk, *et al.* (2015) realizaron investigaciones geoquímicas sobre las estructuras prospectivas del canal de Lublin en el este de Polonia. Los resultados geoquímicos de la superficie se integraron con el mapa estructural, con lo cual determinaron zonas perspectivas.

Afanasenkova y Yakovlevb (2018) realizaron un análisis del potencial de los métodos modernos de prospección eléctrica para evaluar la presencia de petróleo y gas en el margen norte de la Plataforma Siberiana, desde la península de Gydan hasta la desembocadura del río Lena.

1.2. Exploración de hidrocarburos en Cuba

1.2.1. Investigaciones con métodos convencionales

Las perspectivas gasopetrolíferas de Cuba fueron conocidas desde la época de la colonia, reconociéndose manifestaciones superficiales de asfaltitas y petróleo en diferentes localidades del país. Por esta vía se descubrieron los primeros yacimientos; Nueva Felicia (1872), Motembo (1878-1881) y Bacuranao (1914).

A inicios del siglo XX, y hasta mediado de la década de los años 50, compañías extranjeras y cubanas privadas realizaron la exploración de hidrocarburos mediante la ubicación de pozos en las cercanías de afloramientos de asfalto y asfaltita. Los yacimientos, Bacuranao Viejo (1914), Bacuranao - Cruz Verde (1917), Guanabo-

Brisas (1914) se descubrieron así. Perforaciones para búsqueda de agua descubrieron el yacimiento Jarahueca (1942) (Linares *et al.*, 2011).

En la década de los años 50 las compañías incluyeron el empleo de los métodos geofísicos en los trabajos de exploración de petróleo en todo el país. Combinaron los datos de manifestaciones superficiales, perforaciones y métodos geofísicos (sísmica, gravimetría y magnetometría). Así se descubrieron los yacimientos Jatibonico Cristales y Catalina. No obstante, hasta 1959 predominaron las perforaciones, que alcanzaron aproximadamente un total de 2 000 en todo el país.

A partir de 1959 se crearon diferentes instituciones cubanas; rescataron los resultados obtenidos por las compañías que habían operado en Cuba hasta la fecha para revisar, evaluar y generalizar la información existente a fin de orientar y dirigir los trabajos de búsqueda y exploración gasopetrolífera.

Las investigaciones geofísicas aplicadas a la exploración de hidrocarburos, comenzaron en 1960. Se incluyó la exploración sísmica marina y gravimétrica en las aguas al norte de la entonces provincia Las Villas. De esta época son los trabajos de Kireev (1960) quien propuso la aplicación de la gravimetría detallada, que inició los descubrimientos en zonas falladas del área Cristales y en la costa norte de Habana – Matanzas (García y Linares, 2022).

La realización de los trabajos sísmicos por el barco científico V. Obruchev, entre 1967 y 1969, permitió obtener resultados que dieron lugar al descubrimiento de los yacimientos Guanabo-Brisas (1968-1969), Vía Blanca y Boca de Jaruco en 1969 y posteriormente, en 1971, los yacimientos Chapelín, Camarioca y Varadero también con la utilización del método sísmico de exploración (García y Linares, 2022).

En 1969 la publicación del mapa unificado de anomalía de Bouguer de Cuba permitió integrar los levantamientos realizados por compañías norteamericanas y soviéticas antes de 1959 (Sazhina *et al.*, 1969). Durante las décadas del 70 y 80 se realizaron

levantamientos aeromagnético y de espectrometría gamma aérea de Cuba a escala 1: 50 000 y en algunos sectores hasta la escala 1: 25 000 (Prol, 2009).

En 1975 el Grupo de Generalización Científica CAME junto con científicos soviéticos, presentó un informe de geología, estratigrafía, geoquímica y tectónica. Uno de los resultados obtenidos fue el Mapa Tectónico de Cuba a escala 1: 500 000 publicado diez años más tarde (Shein y Kleschov, 1985).

En 1986 se publicó el Mapa Geológico de Cuba a escala 1: 250 000 (Pushcharovsky, 1988) y se realizó el primer levantamiento gravimétrico de alta precisión a escala 1: 25 000 enfocado a la exploración de petróleo en Cuba (Prol, 2009).

En la década del 90 se introdujo la perforación inclinada y luego con la apertura a la inversión extranjera la perforación horizontal. Esto aumentó el volumen de extracción al comunicar las fracturas dentro de los reservorios (Prol, 2009).

El descubrimiento del yacimiento Boca de Jaruco impulsó la exploración en el sector de Puerto Escondido debido a trabajos sísmicos, magnetométricos, gravimétricos que se realizaron desde Boca de Jaruco hasta Matanzas (Linares *et al.*, 2011; Sosa, García y Yero, 1994).

Las exploración petrolera logra un significativo avance en los conocimientos de la geología de los yacimientos con el empleo de las investigaciones geofísicas, a la vez que nuevas zonas perspectivas fueron identificadas (Echevarría *et al.*, 1991). Se realizaron trabajos de generalización que permitieron caracterizar los reservorios carbonatados de Cuba (Valladares *et al.*, 1996). En los bloques 16 y 17 se realizó una caracterización geólogo-geofísica por Álvarez (1995). La actualización del potencial de hidrocarburos del país, en el cual tuvieron en cuenta las investigaciones realizadas durante el período 1998 – 2002 la desarrollaron López- Rivera *et al.* (2001).

A fin de cuantificar el potencial petrolero de la zona costa afuera del noroeste de Cuba, Moretti, *et al.* (2003) estimaron el potencial de la roca generadora, el nivel de maduración y las posibles vías de migración; se integró la interpretación de las líneas sísmicas adquiridas por la CGG con el trabajo de campo y los datos de pozos.

Delgado *et al.* (2009) realizaron una evaluación del potencial petrolero del Bloque 21.

A partir de investigaciones que comprendían la cartografía geológica, geoquímica orgánica, gravimetría y sísmica, posteriormente se integraron en un sistema de información geográfico.

Prol y Rifá (2011) hicieron una interpretación de campos potenciales en el sector ciénaga de Majaguillar-Motembo, a fin de determinar las zonas perspectivas, posteriormente, se realizó una zonificación de las anomalías gravitatorias para la exploración petrolera en el archipiélago cubano y sus aguas someras (Rifá y Prol, 2012).

Pica *et al.* (2019) a partir de la cartografía de estructuras profundas aplicando derivadas normalizadas del campo gravimétrico, obtuvieron mapas estructurales de la Cuenca Mercedes, confeccionados a partir de la interpretación conjunta de los mapas de anomalías de cada una de las derivadas normalizadas y según los datos petrofísicos y el modelo geólogo-conceptual de la región. Los cuales a su vez permitieron delimitar en los mapas estructurales cuerpos que fueron asociados a las diferentes unidades tectono-estratigráficas presentes en la zona y muestran la disposición espacial y distribución de las rocas que constituyen el Basamento Pre-Cenozoico de Cuba.

Debe destacarse que desde los años 90, se inició la exploración a riesgos en bloques de mar y tierra con la participación conjunta de compañías extranjeras y Cupet, lo que ha permitido aplicar nuevas tecnologías de adquisición de los datos geofísicos,

procesamiento, perforación y extracción de hidrocarburos y la perforación en nuevas áreas, así como mares profundos.

1.2.2. Investigaciones con métodos de exploración no convencionales

Alfonso y Pardo (1993a) entre 1991-1993 dieron los primeros pasos en la conformación del complejo Redox, con la concepción, el diseño e introducción de la medición *in situ* del potencial Redox en suelos. Las aplicaciones primarias de este tipo de observaciones se llevaron a cabo en áreas petroleras de Cantel, Motembo y la costa norte del sector El Fraile-La India ubicado en actual provincia de Mayabeque. A partir de esto en 1993 se elaboró uno de los primeros documentos sobre los trabajos metodológicos-experimentales de métodos geofísicos y geoquímicos no convencionales para la prospección de hidrocarburos someros en Cuba septentrional. Ese mismo año Alfonso y Pardo (1993b) realizaron trabajos a partir de métodos de exploración geofísicos y geoquímicos no convencionales en Cuba para depósitos someros de hidrocarburos y bitúmenes-asfaltitas. A partir de estas investigaciones, realizadas en el yacimiento Cantel, las zonas cercanas a los manantiales de aguas mineralizadas Elguea y en la región de la bahía del Mariel; se logró validar los modelos generalizados de respuesta (MGR) propuesto por los autores. Estos modelos demostraron la existencia de un vínculo genético entre los depósitos de hidrocarburos someros y los sistemas de descargas de aguas termales mineralizadas con la respuesta de los métodos de exploración geofísico geoquímicos no convencionales, capaces de detectar indicaciones directas de las aureolas de difusión de hidrocarburos ligeros y de otros elementos satélites, de procesos físico-químicos o de modificaciones del medio (suelo, rocas, agua) en sus inmediaciones. Otras aplicaciones de la tecnología han sido realizadas posteriormente por diferentes autores (Alfonso y Pardo, 1993b).

Entre los años 1996-2001, se estableció la relación genética entre los mínimos del potencial Redox y los incrementos de la susceptibilidad magnética del suelo, y se introduce en la prospección el complejo Uredox-Kappa (Pardo, 2000; Pardo, Álvarez y Echevarría, 1997; Pardo y Stout, 2001), que fue aplicado sobre objetivos de prospección de minerales metálicos e hidrocarburos, ubicados, estos últimos, en la parte occidental y central de Cuba. Se elaboró la concepción y el diseño de la medición temporal del potencial Redox, a partir de la formulación matemática de su comportamiento transitorio, y, además, se estableció la relación genética entre el potencial Redox y la Pedogeoquímica, a partir del Principio de la Migración Vertical de los Iones Metálicos. En el año 2000 obtuvo el Certificado de Invención No. 22635, Oficina Cubana de la Propiedad Intelectual (OCPI) que patentaba este método (Pardo, 2000).

En el período 2001-2005 se establecieron: la relación genética entre la reflectancia espectral y la pedogeoquímica, el diseño de la reflectancia espectral reducida en muestras de suelo y de los escenarios satelitales para petróleo y minerales metálicos. También se estableció la normalización por el fondo local de la susceptibilidad magnética y la pedogeoquímica. Finalmente, se realizó la integración del complejo Redox (potencial Redox, susceptibilidad magnética, reflectancia espectral y pedogeoquímica) (Pardo, 2003; Pardo, 2005; Pardo *et al.*, 2001; Pardo, Stout y otros, 2003).

Rodríguez (2006) implementó la automatización de las expresiones matemáticas que vinculan a los distintos atributos con los parámetros de yacencia, geométricos y de composición de los objetos de prospección. Confeccionando, posteriormente, el Sistema Redox para las aplicaciones de la prospección geológica (petróleo y minerales), los estudios medio ambientales y arqueológicos.

Pardo *et al.* (2007) evaluaron mediante la tecnología Redox un prospecto petrolífero en el área de Cacahual, provincia de Ciego de Ávila. Los resultados exhibieron una gran coincidencia entre los intervalos anómalos determinados y la estructura sísmica. También Rodríguez (2008), aplicó el complejo Redox y la geoquímica junto a los métodos de exploración convencionales en los sectores Cacahual y Ceballos, en la Cuenca Central. La interpretación final en el área de Ceballos, reveló una trampa contra falla (al sur) y un posible casquete de gas, mientras que en el área de Cacahual muestra un reservorio mal preservado, sin sello o sello fracturado.

A fin de elevar la efectividad en la exploración en el Bloque 13 y de complementar el levantamiento sísmico se aplicó la tecnología Redox (Rodríguez *et al.*, 2011).

Para establecer la extensión horizontal aproximada de una manifestación conocida de rocas bituminosas y asfalto en el sector Jaruco - Santa Cruz del Norte, en los límites de los pozos San Lázaro-1 y Liborio-1 (Pardo *et al.*, 2013) aplicaron la tecnología Redox para cartografiar la extensión superficial del objetivo bituminoso lo cual permitió una precisión en la estimación de los recursos del sector.

Durante los años 2015-2019 comienzan a aplicarse los métodos de exploración no sísmicos junto con los métodos de exploración convencionales en los sectores: Maniabón (Valdivia *et al.* 2015) y Majaguillar-Martí (Morales *et al.* 2019; Pardo y Cobiella, 2017) para obtener la cartografía de nuevos sectores prospectivos en esas localidades.

Algunos aspectos teóricos para el empleo del complejo Redox lo presentan Pardo y Rodríguez (2011). Confirmaron que la técnica de potencial Redox en suelos no es afectada ni por el relieve ni la tectónica, siendo el nivel de fondo (Pardo y Rodríguez, 2011; Rodríguez, 2008) del potencial función, sólo del tipo de ambiente geológico.

Las únicas fuentes de ruido son las zonas cenagoso-pantanosas secas u otros tipos de

acumulaciones de material orgánico y los aluviones con alto contenido de elementos metálicos.

La tecnología Redox ha sido aplicada con éxito en otras tareas geológicas. Pardo y Rodríguez (2011) la proponen para la detección directa, caracterización y evaluación de objetivos de naturaleza metálica.

1.3. Investigaciones geólogo geofísicas para prospección de hidrocarburos en la Cuenca Central

La Cuenca Central es una de las zonas más estudiadas del territorio cubano. Diferentes compañías norteamericanas realizaron investigaciones sobre este territorio, tal es el caso de la compañía Cuban Venezuelan Oil Oting Trust (1951) que realizó trabajos exploratorios a fin de delimitar las anomalías gravitacionales y magnéticas detectadas durante una campaña realizada en ese mismo año. Entre 1952 y 1956 se realizaron los descubrimientos de los yacimientos Jatibonico (1954), Cristales (1955) y Catalina (1956) (Martínez *et al.*, 2006), que convirtieron esta región en la más productiva del país.

Durante los años 1958 y 1959 el yacimiento Jatibonico fue estudiado a partir de los informes de producción de este campo. Wassal (1958) obtuvo que la fuente de generación del hidrocarburo pudiera ser el resultado de una migración secundaria (dismigración) proveniente de una acumulación compuesta por arenas porosas del Eoceno.

Varios especialistas realizaron estudios tectónicos a partir del empleo del campo gravitatorio; durante los años 1964-1968 se hicieron investigaciones gravimétricas en áreas de Cristales. Kireev (1964) a partir trabajos gravimétricos con la balanza de torsión indicaba que no todas las formaciones sedimentarias carecían de suficiente porosidad primaria que posibiliten almacenar el hidrocarburo. Demostró la existencia

de yacimientos asociados a fallas, las cuales presentaban sistemas de fracturas y grietas por las que migraba el hidrocarburo desde formaciones situadas más abajo. Gutiérrez, Hernández y Levchenko (1968) basados en un estudio gravimétrico cartografiaron las fallas del yacimiento Cristales, y demostraron la eficacia de la gravimetría de alta precisión, para revelar las anomalías locales de poca intensidad, en el campo regional, relacionadas con el hundimiento por el sistema de las fallas del borde sur de la cuenca. Mashkina, *et al.* (1972) mediante trabajos sísmicos (MOV y KMPV) de reconocimiento confirmó la presencia de la falla regional La Trocha y precisaron su posición en la parte este del área.

Aladjants, Bankovskaia y Pérez (1972) comprobaron que todos los horizontes interpretados por la sísmica, tenían un enlace con el mapa geológico, lo que permitió confeccionar mapas esquemáticos estructurales.

Venrinzev, *et al.* (1973) hicieron varios trabajos eléctricos experimentales, que posibilitaron la confección de un corte geoelectrico. A partir de los resultados de los sondeos VES-DES, ZS y MTS en el pozo Jatibonico 78, para estudiar la cubierta sedimentaria.

Zajárov y Castro (1974) consideraron, que la Depresión Central representa en sí un graben de rumbo NE, compuesto por sedimentos del Jurásico superior, Cretácico, Paleógeno y Neógeno (descubiertos por el pozo Jatibonico 78), así como la existencia de rocas metamorfizadas más antiguas que componen el complejo del basamento.

Roitman y Larkin (1974) realizaron trabajos geólogo-geofísicos a fin de definir la orientación de los trabajos de búsqueda y exploración para petróleo y gas. Los resultados más importantes fueron la confección del mapa estructural esquemático para la superficie del complejo volcánogeno sedimentario del Cretácico superior para la Cuenca Central de Cuba a escala 1:100 000 y la demostración de la existencia de

áreas perspectivas y posibilidades reales para el descubrimiento de nuevos yacimientos. Ese mismo año Wassal (1974) hizo un estudio geólogo-estructural en la cuenca, cuyo objetivo fundamental era determinar la existencia de posibles trampas tanto fuera como dentro de la cuenca.

Shamov, Niriev e Ishutin (1976) mediante los trabajos sísmicos realizados en la parte sureste de la depresión central y de las regiones adyacentes, descubrieron los rasgos generales de la constitución geológica.

Milián, *et al.* (1986) en su investigación consideran que la acumulación de petróleo se produjo en trampas existentes en el tope de la secuencia volcánogeno-sedimentaria y en menor grado en trampas existentes en el propio relleno sedimentario de la cuenca.

En 1990, se descubrió el yacimiento Pina a partir de datos gravimétricos. Álvarez, *et al.* (1994) realizaron una evaluación del potencial de exploración del Bloque 21 en el que está ubicado el yacimiento. Concluyeron que la existencia de petróleo en el bloque está demostrada por la presencia de tres yacimientos y varios pozos aislados productivos.

Gómez y Prol (2001) hicieron una regionalización de los campos potenciales en el sector Pina-Cristales-Jatibonico para la búsqueda de zonas perspectivas para la prospección petrolera. Concluyeron de esta, que entre las regiones del mínimo gravitacional residual existe al menos una región de mínimos menos significativos, lo que indica que está recubierta por el Arco Volcánico del Cretácico. Por su parte, el campo magnético muestra una transición de anomalías intensas en la zona norte de la cuenca hacia otras poco intensas en la zona sur, lo que evidencia variación en el relleno de la cuenca.

García y Valdés (2004) realizan la cartografía geológica sobre las líneas sísmicas en el Bloque 21 durante la adquisición sísmica realizada por la Sherritt. También, Martínez, *et al.* (2004) proponen sobre la base de las investigaciones sísmicas, los

prospectos Cacahual Norte, Brujo Norte y prolongación Brujo para perforación de pozos de exploración, evaluación y/o desarrollo en el Bloque 21.

Peña (2005) realizó una modelación 3D de datos gravimétricos de la parte norte de la Cuenca Central. A partir de esta se determinó la presencia de fallas normales en profundidad y la posible existencia del Paleomargen de Bahamas en la región. Algunas de las fallas identificadas coincidían con las cartografiadas por otros métodos geofísicos y otras con dirección NE-SO no se habían identificado hasta el momento. Por otra parte, ese mismo año, a el sector sur de la cuenca también se le realizó una modelación 3D de datos gravimétricos. Mediante esta, se pudieron describir las características geológicas y estructurales de la región. Se estimaron las profundidades y los posibles espesores de las secuencias sedimentarias, los volcánicos del Cretácico, los intrusivos del arco, las ofiolitas; así como la posible presencia del Paleomargen de Bahamas (Martínez, 2005).

Peña, *et al.* (2007), realizaron una modelación 3D de datos gravimétricos de la Cuenca Central. Integraron datos geofísicos, geológicos, topográficos, de perforación, para obtener secciones verticales y mapas de profundidades, que indicaban nuevas estructuras tectónicas y se corroboraron las existentes. También se estimaron los posibles espesores y profundidades de las litologías presentes en el área.

Rifá y Prol (2007) concluyeron que si los pliegues de la UTE Placetas aflorados en la localidad de Jarahueca no continúan en superficie más allá de la falla Zaza-Tuinicú, entonces éstos pudieran yacer bajo el Arco Volcánico en el sector de Pina-Cristales. De ser correcto lo expresado, incrementa el interés petrolero en la región y justificará la continuación de las investigaciones sísmicas y gravimétricas de alta precisión en el sector, con el fin de confeccionar modelos geólogo-geofísicos complejos, donde se ubiquen los lugares elevados de los sedimentos de ambiente deposicional profundo bajo el Terreno Zaza.

Perera (2008), manifestó que el potencial de hidrocarburos de las secuencias volcanógenas-sedimentarias en la zona de Pina-Brujo-Naranjo, conlleva a pensar en la posible existencia de otro play hipotético diferente del play Zaza.

Cruz (2012) utilizó la inversión 2D de datos gravimétricos junto con los datos estructurales de superficie, de sondeos y de algunas secciones sísmicas que le permitió hacer una propuesta de un modelo estructural, así como la evolución y características de la zona de fallas La Trocha como son su geometría, el estilo de la deformación y la evolución estructural.

Rifá (2012) considera que la hipótesis de la existencia de los sedimentos del margen continental en la Cuenca Central es válida partiendo de la base del modelado del campo magnético y, la prospección sísmica. Mediante el procesamiento de los campos potenciales y los estudios sísmicos, logró delimitar el sector noreste, en los alrededores del yacimiento Pina, donde deberían existir los sedimentos del margen continental bajo el AVC, como parte de la zonificación de las anomalías locales de los campos potenciales (campo gravitatorio y campo magnético).

Martínez, *et al.* (2013) determinaron estructuras perspectivas en las cercanías del yacimiento Pina a partir de la reinterpretación de la sísmica de reflexión. El procesamiento PSDM permitió una mejor calibración y correlación de un horizonte sísmico que corresponde en su generalidad al horizonte productivo del yacimiento. Se confeccionaron los mapas estructurales a escala 1: 25 000 de las estructuras Paraíso, Unión Pina-Paraíso, Santa María, se redefinió la estructura Brujo y se aumentó el banco de estructura a perforar por la EPEP-Majagua.

Batista, *et al.* (2014), desarrolló un modelo 3D de densidad que define altos estructurales que podrían funcionar como trampas de hidrocarburos para una exploración posterior.

Sánchez, *et al.* (2015) realizaron una configuración estructural del Bloque 23, con el objetivo de determinar las perspectivas gasopetrolíferas, confeccionaron el mapa de zonación sísmogeológica y mapas estructurales.

Montalvo (2015) confeccionó el mapa de isolíneas de profundidad que revela la zona donde con mayor probabilidad deberían encontrarse más elevados los sedimentos del margen continental. Además, obtuvo un mapa de zonación geológica de los campos potenciales donde se identifica la región nororiental como la más perspectiva para la exploración petrolera.

Yparraguirre y Martínez (2017) consideraron sobre la base de investigaciones sísmicas la posible presencia de trampas con petróleo ligero en rocas sedimentarias, debajo de las rocas del AVC, las cuales pudieran encontrarse en el área entre Catalina, Jatibonico, Reforma, Cristales, Pina, Brujo. Algo más al norte, el pozo que ha estado más cerca de llegar a estas rocas, fue el pozo Jatibonico 78, por este motivo los autores proponen que existen posibilidades gasopetrolíferas de horizontes profundos en el sector Jatibonico-Reforma. Los resultados generales cualitativos con el apoyo de las líneas en tiempo CNW2392-01,14 y 16 y CNW2394-23, 38 A y 40, permitieron suponer la existencia de una estructura que podría constituir un yacimiento de petróleo ligero o condensado.

Entre las investigaciones para aclarar la constitución geológica de la cuenca se puede citar a Cobiella (2017), quien, como parte de la confección del Mapa Tectónico de Cuba, expone que la depresión es una estructura propia de la cubierta Eoceno-Cuaternario, que sólo incluye depósitos espaciales y genéticamente asociados al alineamiento La Trocha y se comporta como una cuenca a cuestas. Además, propone la existencia de una continuidad espacial de los afloramientos de la Cuenca Central y la Cuenca Trinidad, apuntando a una conexión genética.

Marrero *et al.* (2018) realizaron una nueva evaluación del potencial de hidrocarburos en el Bloque 21A. Se determinaron nuevos prospectos en la zona de Pina, a partir de la interpretación sísmica y su posterior integración compleja con los campos potenciales, métodos geoquímicos y el modelo geológico resultante.

La investigación sobre los antecedentes del tema reveló que en la cuenca solo existen cinco pozos profundos (más de 2,5 km) que no alcanzan a atravesar las rocas del Complejo Ofiolítico, de ellos, solo el pozo Morón Norte 1 aporta información sobre la existencia de las rocas de la UTE Remedios al norte de la cuenca. Por otra parte, el empleo de los métodos geofísicos se centró en el método sísmico, aunque también los métodos de campos potenciales, fundamentalmente el método gravimétrico, son empleados con frecuencia. Además, se realizaron varios modelos 2D y 3D, los cuales no contaban con una integración de toda la información geólogo-geofísica disponible. El análisis de los antecedentes evidencia, que muchos autores han propuesto posibilidades para la existencia de sectores prospectivos, con la utilización de campos potenciales y sísmica, sin incorporar otros métodos que aumenten la confiabilidad de las propuestas como es el caso de los métodos no convencionales. Solamente se ha precisado que el área nororiental, cercana al yacimiento Pina, es la que presenta posibilidades para la existencia de sectores prospectivos para hidrocarburos. En ninguna de las investigaciones realizadas se ha utilizado la firma geofísica de los yacimientos conocidos para proponer nuevos sectores. Por esta razón se considera que la hipótesis de trabajo planteada para ejecutar esta tesis con la integración de métodos de exploración convencionales y no convencionales y el empleo de la firma geofísica incrementará las posibilidades de cartografiar sectores prospectivos con más efectividad.

1.4. Fundamentación teórica de los métodos de exploración convencionales y no convencionales para la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos.

La exploración sísmica es insuperable para proporcionar información estructural y estratigráfica, así como para la cartografía y la obtención de imágenes de trampas y reservorios. Sin embargo, en diversas situaciones geológicas, los datos sísmicos aportan poca o ninguna información acerca de si una trampa está cargada de hidrocarburos o no. En otros casos, cuando la adquisición es difícil y extremadamente costosa o, la calidad de la información es pobre debido a la geología o a las condiciones superficiales poco favorables, son los métodos de exploración no sísmicos y, en particular, los métodos de exploración no convencionales, los únicos que pueden aportar información sobre sutiles trampas estratigráficas. También, está bien documentado el hecho de que la generalidad de las acumulaciones de hidrocarburos tiene escapes o microfiltraciones los cuales son predominantemente verticales, por lo que pueden ser detectados y cartografiados con el empleo de diversos métodos de exploración no sísmicos. La expresión superficial de la microfiltración de hidrocarburos puede presentarse de variadas formas, las cuales determinan el desarrollo de diversos métodos de detección, tanto directos (geoquímica de gases de hidrocarburos) como indirectos (complejo Redox), así como de los métodos geofísicos no sísmicos (gravimétrico, magnético, eléctrico y espectrometría gamma aérea), morfométricos y de teledetección. Los beneficios en el uso de estos métodos, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen, en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019)

La interpretación del campo gravitacional, mediante las transformaciones que se realizan a los datos, permiten detectar estructuras positivas, trampas estructurales, en

las que se pueden entrapar los hidrocarburos, y la cartografía de fallas. Por otra parte, el campo magnético posibilita determinar la profundidad hasta el basamento, a partir de lo cual se localiza y define la extensión de las cuencas sedimentarias ubicadas encima del mismo. También, posibilita la estimación, mediante modelación, de la base de las rocas efusivas y efusivo-sedimentarias, y además, permite la comprensión de la geología regional, a fin de limitar económicamente los estudios sísmicos en una concesión petrolera y permite la detección de los efectos magnéticos producidos por la microfiltración de hidrocarburos.

Desde el punto de vista de la geoquímica superficial, según (Pardo y Rodríguez, 2016; Rodríguez y Pardo, 2014; Schumacher, 2011), las premisas geológicas que fundamentan la aplicación de los métodos de exploración geofísico-geoquímico-morfométricos no convencionales son las siguientes:

- Presencia de chimeneas reductoras. Son columnas de rocas mineralizadas por encima de los depósitos de hidrocarburos creadas por la migración vertical de estos y/o por alguna otra asociación de iones metálicos reducidos, los cuales se oxidan, por acción microbiana, para crear un ambiente reductor.
- Cambios pH/eH del sistema. Son el resultado de la oxidación microbiana de los hidrocarburos (CO_2) y de la reducción microbiana del azufre (H_2S) lo cual provoca cambios de la estabilidad mineral:
- Precipitación de diversos carbonatos.
- Aumento de las concentraciones de sílice y alúmina. Son el resultado de la descomposición de las arcillas.
- Precipitación de la magnetita/maghemita, de los sulfuros de hierro (como la pirrotina y la griegita) o la coprecipitación del hierro y/o el manganeso con calcita en los sedimentos carbonatados sobre los depósitos de hidrocarburos.

La respuesta morfométrica, geofísica y geoquímica a los cambios de la estabilidad mineral anteriormente descritos es la siguiente:

- La mineralización secundaria de carbonato de calcio y la silicificación, resultan en materiales superficiales más densos y resistentes a la erosión que dan lugar a la formación de anomalías geomorfológicas residuales positivas y máximos de resistividad.
- La descomposición de la arcilla es la responsable de los mínimos de potasio reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un "halo" de valores altos. El Torio permanece fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles, de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia de las ocurrencias se observan máximos de U/Ra).
- La conversión de los minerales de hierro no magnéticos (óxidos y sulfuros) en variedades magnéticas más estables resulta en un aumento de la susceptibilidad magnética, la cual se correlaciona con el mínimo del potencial redox lo cual justifica la integración de ambas técnicas. También se observan anomalías de polarización inducida.
- El arribo a la superficie de los iones metálicos contenidos en los hidrocarburos (V, Ni, Fe, Pb, y Zn, entre otros) condicionan la presencia de una anomalía débil de estos elementos en el suelo y de un ligero cambio en la coloración del mismo el cual es reflejado por anomalías de la reflectancia espectral, hechos que justifican la integración de estas técnicas.

El uso de la teledetección para identificar potenciales microfiltraciones de hidrocarburos, se justifica debido a que las alteraciones mineralógicas de las arcillas y

el hierro, que ellas provocan son reconocidas por sus respectivas firmas espectrales (MDA Federal, 2019).

Por otra parte, el procesamiento de imágenes ASTER, consiste en la construcción de cocientes de bandas que respondan a cambios mineralógicos, como, por ejemplo, las alteraciones por óxidos férricos y la carbonatización secundaria producidas por las microfiltraciones de hidrocarburos. Así, se utilizan los cocientes de bandas 2/1 y 4/9 que permiten cartografiar zonas con las respectivas alteraciones anteriores (Pardo y Jiménez, 2017).

1.5. Conclusiones parciales

1. Para la exploración de hidrocarburos la sísmica ha sido uno de los métodos insuperable, aunque en diversas situaciones geológicas, los datos sísmicos aportan poca o ninguna información, en ocasiones se complementa con datos de los campos potenciales (campo gravitatorio y magnético). Así ha sido en el mundo, Cuba y la Cuenca Central.
2. Cuando la calidad de los datos debido a las características geológicas no es adecuada para la interpretación, los métodos de exploración no sísmicos y, no convencionales son los únicos que aportan datos útiles para la identificación de posibles acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo.
3. Los métodos de exploración no convencionales se han utilizado en varias regiones de Cuba con resultados favorables.
4. La Cuenca Central es una de las zonas más estudiadas del territorio cubano con investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas desde la década de los años 30 del pasado siglo, las que condujeron al descubrimiento de varios yacimientos y a la evaluación de su potencial gasopetrolífero.

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA CENTRAL

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA CENTRAL

El presente capítulo abordará las características físico-geográficas y geológico-geofísicas de la Cuenca Central. Se explicará el sistema petrolero presente en la zona y las investigaciones geoquímicas realizadas a los yacimientos y pozos perforados.

2.1. Características físico-geográficas

La Cuenca Central se ubica en la parte central de Cuba, en las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spíritus (Figura 1).



Figura 1. Ubicación de la Cuenca Central de Cuba ubica en las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spíritus (NASA/GSFC, 2020).

La cuenca es predominantemente llana, ocupada por las llanuras de Júcaro-Morón y de Sancti Spiritus, interrumpida por pequeñas elevaciones aisladas como loma de Cunagua con 332 m, loma La Carolina con 84 m, loma de Turiguanó con 105 m y las lomas de Tamarindo (Cardoso, 2021), las de Fomento y las alturas tectónico estructurales de la sierra de Jatibonico (Cardoso-Cabrera, 2021).

Desde el punto de vista hidrogeológico, el escurrimiento superficial es pobre debido a las condiciones geológicas y lo llano del terreno, mientras que el agua subterránea es abundante (Cardoso, 2021). Entre los principales ríos se encuentran: Majagua, Chambas, Zaza y Jatibonico del Sur. Sus principales lagunas son: La Leche y La Redonda; mientras que los principales embalses son: Zaza, Lebrije y La Felicidad (Cardoso-Cabrera, 2021; Cardoso, 2021).

Durante todo el año en la región el clima es confortable, predominando los días agradablemente cálidos con abundante sol y noches frescas y despejadas, aunque en las zonas montañosas las temperaturas pueden descender a menos de 18°C. La pluviosidad es media donde las lluvias fluctúan entre 1 200 mm a 1 600 mm. Además, en los meses de noviembre a marzo la provincia de Ciego de Ávila se ve afectada por sistemas frontales que producen a su paso abundante nubosidad con chubascos y lluvias (Cardoso-Cabrera, 2021; Cardoso, 2021).

2.2. Características geológicas

La Cuenca Central, que se extiende al oeste y suroeste del bloque Las Villas (Cruz, 2012) (Figura 2), ocupa un área superior a los 2 000 km² con un eje longitudinal SO-NE oblicuo al eje principal del Cinturón Orogénico Central de Cuba. Esta cuenca se desarrolló sobre el Terreno Zaza. La última secuencia sinorogénica del Cretácico en la cuenca está constituida por la Fm. Isabel, que corresponde a una secuencia clástica carbonatada de origen nerítico arrecifal con desarrollo de biohermos y espesores de hasta 150 m. El relleno sedimentario terciario puede exceder los 3 000 m de espesor e incluye una secuencia inferior sinorogénica y una superior postorogénica separadas por una discordancia (U_{E2}). La secuencia sinorogénica del Paleógeno incluye depósitos relacionados con la inestabilidad tectónica en la base (olistostrómicos y turbidíticos), que transitan a secuencias clásticas-carbonatadas de ambientes marinos poco

profundos. Los sedimentos postorogénicos están compuestos principalmente por secuencias margosas y calcáreas, con algunos aportes terrígenos. La Cuenca Central está relacionada estructuralmente con la falla de La Trocha. Una sección transversal de la parte sur de la cuenca revela una geometría de semigraben asociada con un desplazamiento normal en la falla La Trocha (Figura 2).

La secuencia sinorogénica está ligeramente deformada por pliegues sinsedimentarios que se van atenuando hacia arriba. Los depósitos del Eoceno medio a superior están superpuestos por el intervalo del Oligoceno superior. Los estratos del Mioceno sellan todas las estructuras de la cuenca, donde estas varían considerablemente a lo largo del rumbo SO-NE.

La constitución geológica está estudiada por la perforación de varios pozos y por datos de superficie, con el reconociendo de los siguientes complejos petrotectónicos (García y Valdés, 2004), representados en la columna estratigráfica de la Figura 3.

- Sedimentos post orogénicos (Eoceno Medio-reciente).
- Sedimentos sin orogénicos pertenecientes a cuencas del tipo *Piggy Back* (Cretácico Superior – Paleógeno).
- Rocas del Terreno Zaza (tobas y rocas efusivas del Arco Volcánico Cretácico y la Asociación Ofiolítica).

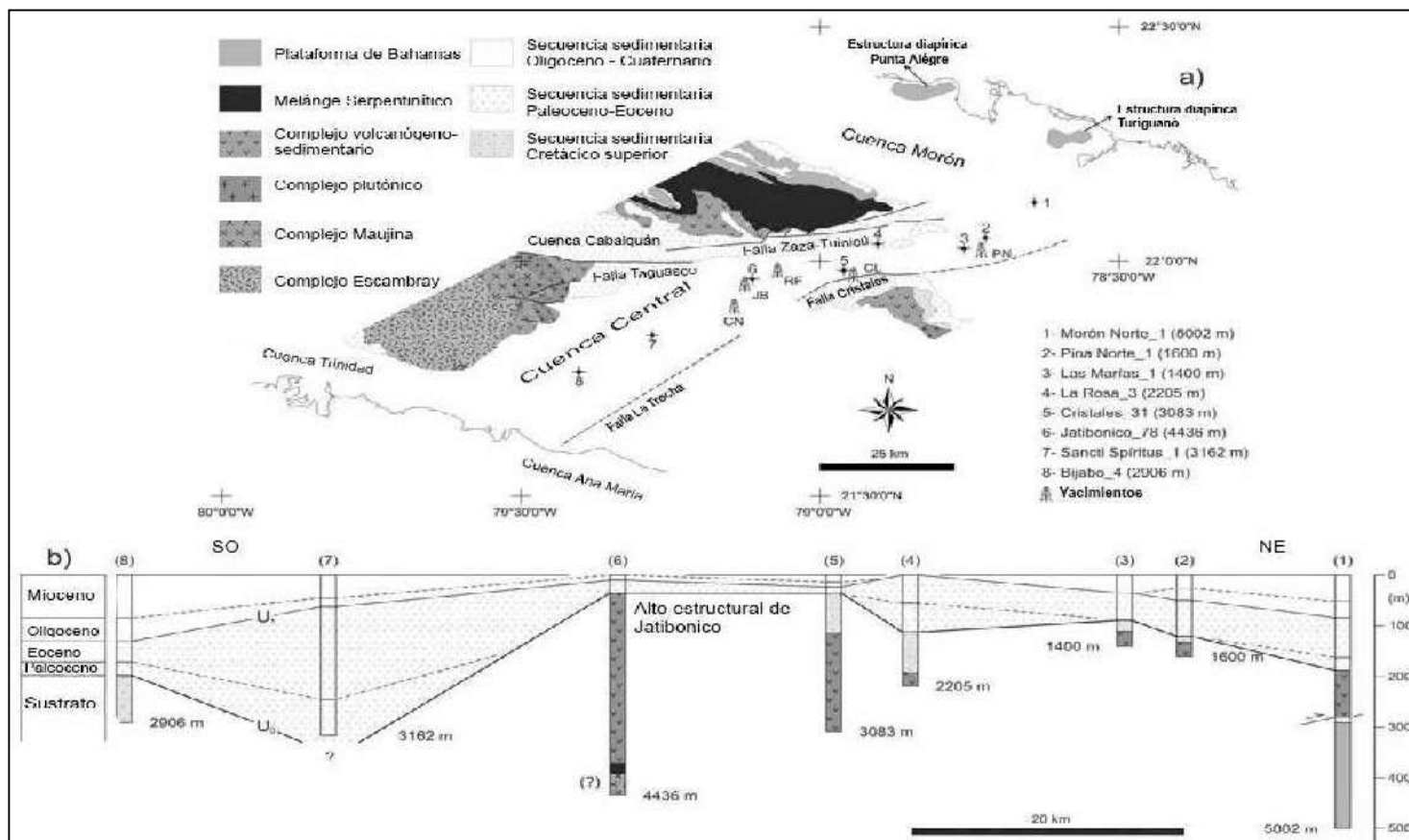


Figura 2. (a) Mapa geológico y (b) panel de correlación longitudinal de la zona de falla de La Trocha. U₀ = discordancia basal, y U₁ = discordancia entre las secuencias sedimentarias inferior (Paleoceno a Eoceno) y superior (Oligoceno a Cuaternario). Los campos petroleros son, de oeste a este: Catalina (CN), Jatibonico (JB), Reforma (RF), Cristales (CL) y Pina (PN). Modificado de (Cruz, 2012).

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE CUENCA CENTRAL
SIN ESCALA**

Período	Época	Edad	Columna Estratigráfica	Etapa de evolución	Espesores (metros)	Composición litológica
Neógeno	Mioceno	N_1		Postorogénico	300-1000	Calizas de ambiente somero
	Eoceno Superior-Oligoceno	$P_2^3 - P_3$				Calizas arrecifales, margas, arcillas
		$P_2^2 - P_2^3$				Areniscas, arcillas y calizas
	Eoceno	P_2		Sinorogénico	~2500	Sedimentos areno-arcillosos
		Paleoceno	P_2^1			
Cretácico	Superior	K_2^{maa}		Arco Volcánico Cretácico	150	Calizas arrecifales y biohermos
		$K_1a - K_2t$			200	Calizas biohémicas, tobas y arcilla
	Inferior	K_1 indiferenciado		Arco Volcánico Cretácico	~2000	Tobas, rocas efusivas, conglomerados de matriz volcánica, areniscas con escasa arcilla
						Ofiolitas

Leyenda

- | | | | |
|--|---------------|--|-----------------------------|
| | Calizas | | Sedimentos areno-arcillosos |
| | Arcillas | | Gabros y diabasas |
| | Areniscas | | Tobas |
| | Margas | | Ofiolitas |
| | Conglomerados | | |

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Central (García, 2021).

La cuenca se encuentra delimitada por un sistema de fallas rumbo deslizantes, relacionadas con el proceso de colisión, el sistema de fallas La Trocha, con dirección NE-SO que justifica la existencia en toda el área y sobre todo en el substrato, de un sistema tipo Riedel característico de la tectónica transcurrente (Cruz, Blanco y Vázquez, 2007).

2.2.1. Sistema petrolero de la Cuenca Central

La Cuenca Central se encuentra ubicada dentro de las dos provincias petroleras presentes en Cuba (Figura 4), la Provincia Norte, que se localiza en la parte norte del orógeno, y una Provincia Sur, que abarca la parte sur del orógeno y su plataforma insular, siendo la Provincia Norte la de mayor potencial por tener una roca madre probada (Magnier *et al.*, 2004; Pairazian *et al.*, 1975).

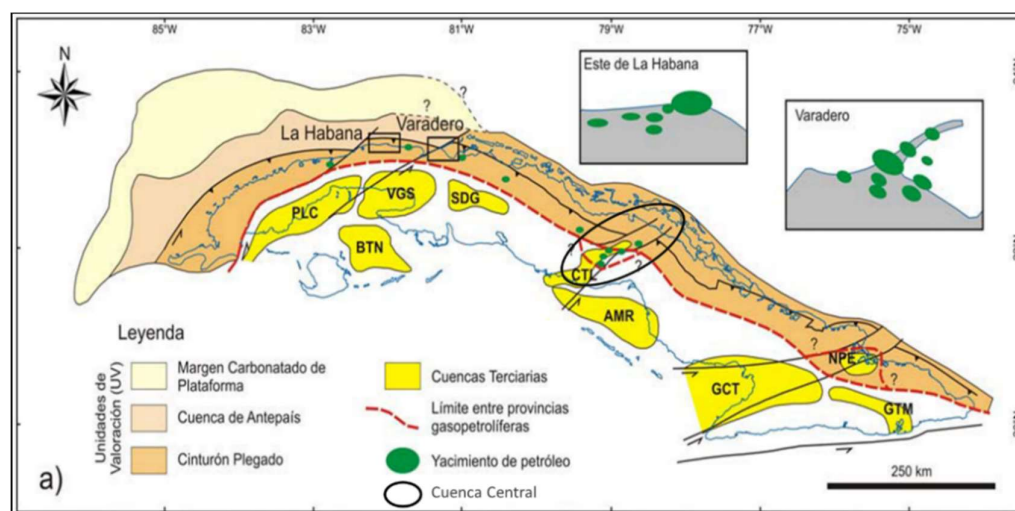


Figura 4. Ubicación de la Cuenca Central en las provincias gasopetrolíferas y unidades de valoración del Sistema Petrolero Total Cubano. Las unidades de valoración delimitadas son: el Cinturón Plegado del norte, la Cuenca de Antepaís noroeste, y el Margen Carbonatado de la Plataforma noroeste. Modificado a partir de los trabajos de Echevarría *et al.* (1991), CubaPetróleo y Simon-Petroleum-Technology (1993), Socorro *et al.* (1999), Rodríguez (1999), Schenk *et al.* (2004) y Schenk (2008, 2010) fide Cruz, 2012.

El sistema petrolero correspondiente a la Cuenca Central, según las condiciones geólogo-estructurales, está relacionado con los volcánicos cretácicos del play probado

Zaza. Existen otros elementos seguros y supuestos como, por ejemplo, que las rocas madre esté relacionada con los sedimentos del Jurásico–Cretácico Inferior pertenecientes a la Unidad Tectono Estratigráfica (UTE) Placetas.

Características del Sistema Petrolero en Cuenca Central:

1. Como posible roca madre se consideran los sedimentos carbonatados y terrígeno–carbonatados pertenecientes a la UTE Placetas; pues los volcánicos intercalados del Cretácico Medio, como por ejemplo en los pozos Pina 28 y Francisco 2, no presentan suficientes espesores sedimentarios para poder generar el petróleo extraído de los yacimientos Jatibonico, Cristales y Pina, ni han alcanzado suficiente profundidad para la generación y expulsión del petróleo (Cruz, 2012; Delgado, 2003; López *et al.*, 1993). Por lo que se considera que las acumulaciones conocidas en Cuenca Central son producto de una dismigración de los hidrocarburos que se encuentran a profundidades mayores.
2. Los reservorios se desarrollan en la parte superior de las tobas y de los conglomerados que lo sobreyacen, así como en algunos lentes arenoso–volcánicos e incluso calcáreos. Esto es conocido por los datos de muchos pozos perforados en el área (Castro, 2017).
3. El sello es de edad Paleoceno-Eoceno Medio (parte baja); constituido por margas (yacimiento Pina) y arcillas (yacimiento Cristales). La principal secuencia sellante es la Formación Zaza parte inferior.
4. Existen varios tipos de trampas en la cuenca: las tectónicas del tipo domo fallado en los yacimientos Pina, Jatibonico y Cristales (Valladares *et al.*, 2003, 2003a); trampas de tipo ígnea autosellante también en Pina (Álvarez y Valladares, 1996); trampas domales con fuertes variaciones laterales tanto de su composición litológica como de su porosidad y permeabilidad en Cristales. Por

otra parte, las trampas del tipo lentes o cambios faciales en rocas calcáreas presentes en el yacimiento Cristales y en el yacimiento Catalina (Álvarez y Valladares, 1996).

En la Tabla 1 se presentan las posibles rocas madre identificadas en la Cuenca Central, que son correlacionables con el Margen Continental de Bahamas. Estos procesos de maduración y generación ocurrieron debido al enterramiento (estratigráfico y/o estructural) que se produjo como consecuencia de la convergencia entre el arco volcánico y el margen continental. Los diferentes grados de maduración alcanzados por algunas rocas madre sugieren que la maduración varió significativamente en función de la posición de las rocas madre. (Cruz, 2012).

Tabla 1. Características de potenciales rocas madre presentes en la Cuenca Central de Cuba, modificado a partir de Cruz (2012).

Unidad estructural	Formación	Edad	Carbono orgánico total (%) [promedio/máximo]	Tipo de kerógeno	Tmax (°C) [promedio/máximo]
Camajuani	Margarita	K ₁	2,44/7,48	II	435
	Alunado	K ₁	1,38/3,5	II	421
	Trocha	J ₃	13,59	II	-
Placetas	Morena	K ₁	0,89/6,22	II	419
	Ronda	K ₁	1,46/7,94	II	419
	Cifuentes	J ₃	1,5/9,53	II	415/431
	Constancia	J ₃	1,52/5,6	II y III	421/437

2.2.2. Investigaciones geoquímicas realizadas a los yacimientos y pozos de la Cuenca Central

Las investigaciones realizadas para caracterizar los crudos de la Cuenca Central abarcan las caracterizaciones físico-químicas, los estudios de biomarcadores, y la geoquímica de producción en los yacimientos Pina, Brujos y Cristales. A través de

estas se pudo establecer la presencia de las familias II y III de petróleos cubanos en la cuenca (Anexo 1).

De forma general, las muestras de petróleo analizadas en los diferentes yacimientos dentro de la Cuenca Central fueron generadas por rocas madre (UTES Placetas y Camajuani) en la ventana de generación de petróleo. Para este análisis, se compararon por separado los resultados de los laboratorios CENPES e INTEVEP (Marrero *et al.*, 2018). Resultados de este, los parámetros en ambos laboratorios mostraron total correspondencia, tanto de biomarcadores saturados como de biomarcadores de la fracción de aromáticos. Se concluyó, a partir de esto, que las rocas madre están entre los estadios maduro temprano y en el pico de la ventana de generación de petróleo; fenómeno bien conocido debido a la naturaleza de la generación de compuestos durante el craqueo térmico de kerógeno según Wilhelms *et al.* (2004).

Los datos disponibles de investigaciones geoquímicas, junto al gradiente geotérmico (Grad. Geot.) posibilitaron el cálculo de la profundidad aproximada de las rocas madre (Figura 5) (Tabla 2) (Marrero *et al.*, 2018). Estas profundidades se relacionan a los sedimentos de margen continental (UTES Placetas y Camajuani) debajo del Terreno Zaza.

Tabla 2. Cálculo de la profundidad estimada de las rocas madre en el área correspondiente al Bloque 21A, (modificado de Marrero *et al.*, 2018).

Petróleos	Grad. Geot.	Roeq (Sat)	Roeq (Arom)	T (°C)	Cota	Profundidad (m) estimada de las rocas madre
Cristales	25,1	0,63	1,1	105	140	3 047
Brujos	21,2	0,63	1,2	101	40	3 545
Pina	21,1	0,61	1,11	95	60	3 258
Alfonso	21,3	0,65	1,39	132	140	4 883
La Rosa	23,3	0,65	1,12	135	140	4 581

*Los valores en negritas, son mediciones directas.

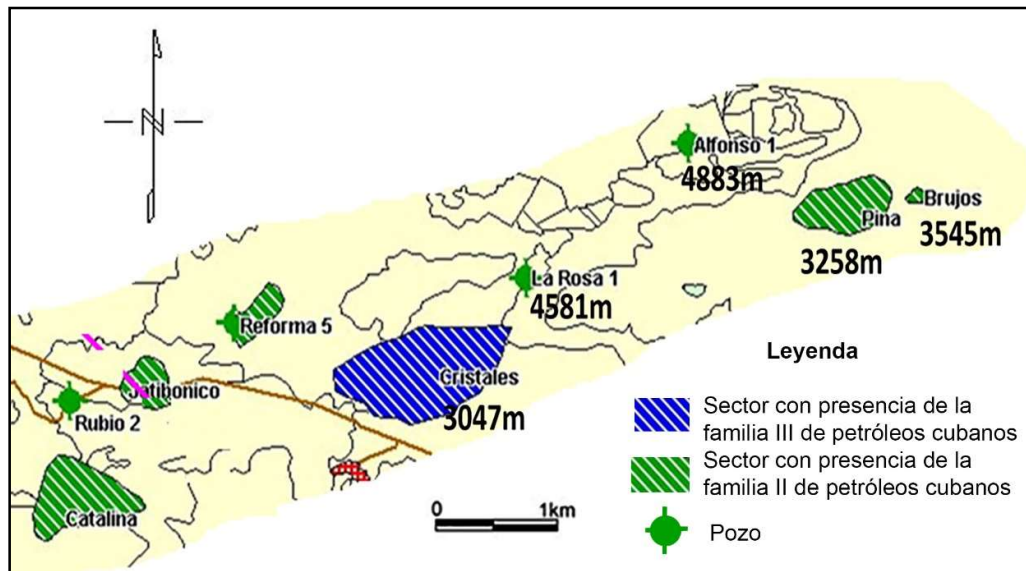


Figura 5. Yacimientos y pozos de petróleo presentes en el Bolque 21A de Cuenca Central con las profundidades promedio de las rocas madre mediante estudios geoquímicos. Modificado de Marrero *et al.*, 2018.

Las profundidades calculadas hasta las rocas madre (Marrero *et al.*, 2018), se relacionan a los sedimentos de margen continental (UTES Placetas y Camajuaní) ubicados debajo del Terreno Zaza. Sin embargo, los valores de profundidades de las UTES Placetas y Camajuaní obtenidos en los sectores Cristales y La Rosa no coinciden con la colisión del orógeno cubano con la Placa Norteamericana, que sugiere que la profundidad de los sedimentos de margen continental aumenta su profundidad hacia el sur (Cruz, 2012; Cruz, Blanco y Vázquez, 2005; Cruz *et al.*, 2012; Echevarría *et al.*, 1991; Iturralde, 2012, 1994, 1998; Meyerhoff y Hatten, 1974; Pardo, 2009; Pardo y Cobiella, 2017; Pardo y Jiménez, 2017; Pardo, Rodríguez y Cruz 2018; Rifá, 2012; Rifá y Prol, 2007; Rifá *et al.*, 2012; Salem *et al.*, 2007). También, en el caso del valor obtenido para el yacimiento Cristales, se estima que las rocas madre se encuentran a 3 047 m de profundidad, sin embargo, el pozo Cristales 31 (con profundidad de 3 083 m) corta en su base rocas del Arco Volcánico de Cretácico.

2.3. Características geofísicas

2.3.1. Respuesta de los campos gravitatorio y magnético en la Cuenca Central

2.3.1.1. Campo gravitatorio

El campo gravitatorio en la Cuenca Central ha sido estudiado por diferentes autores a partir de levantamientos a distintas escalas (Ipatenko, 1968; Kireev, 1964; Rodríguez y Domínguez, 1993; Rodríguez y Prol, 1980). La presente investigación usó la malla de datos de la Anomalía de *Bouguer* a escala 1:250 000 con corrección topográfica para la densidad de $2,3 \text{ t/m}^3$, con dimensiones de la malla de datos de $1,25 \times 1,25 \text{ km}$, confeccionado a partir de los datos existentes en el país procedentes de las empresas de investigación de los Grupos GEOMINSAL y CUPET (Mondelo y Sánchez, 2011).

El error medio cuadrático de las anomalías de *Bouguer* fue de $\pm 0.4 \text{ mGal}$.

La cuenca se identifica por una gran anomalía negativa, con dirección SO-NE. La misma se encuentra dividida por un máximo local asociado al levantamiento de Jatibonico, que separa en dos mínimos gravitatorios, asociados a los dos depocentros de la cuenca (Figura 6). Los valores mínimos de anomalía de *Bouguer* oscilan entre los -32 mGal para el depocentro localizado al SO y -37 mGal para el que se encuentra al NE. A pesar de que ambas anomalías se asemejan desde el punto de vista geofísico, los datos de pozos arrojan que son generadas por comportamientos geológicos diferentes, por lo que la cuenca debe estudiarse dividiéndola en dos secciones o semigraben, con sus respectivos depocentros. En el primer depocentro se localiza el pozo Sancti Spíritus que cortó más de $3\ 000 \text{ m}$ de sedimentos sin llegar a los volcánicos; mientras en el segundo, estos espesores son menores, obteniéndose que para los pozos La Rosa 3 y Pina Norte 1 los sedimentos solo tienen espesores de $1\ 602 \text{ m}$ y $1\ 348 \text{ m}$.

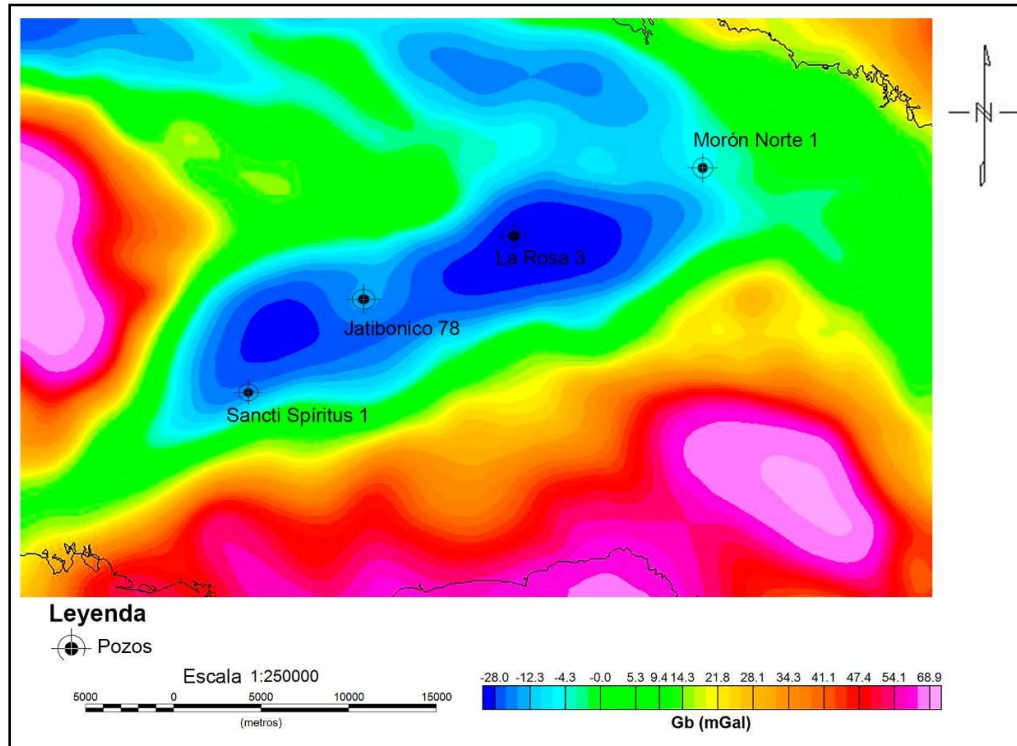


Figura 6. Mapa de anomalías de *Bouguer* ($\sigma= 2,3 \text{ t/m}^3$) de la Cuenca Central (Mondelo y Sánchez, 2011).

Se considera que la presencia de levantamientos de rocas de alta densidad como las ofiolitas, las rocas volcánicas y los carbonatos de las UTEs Remedios, Camajuaní y Placetas puede causar débiles máximos gravimétricos locales, donde la UTE Remedios es la que produce los máximos gravimétricos locales de mayor intensidad debido a que contiene sedimentos depositados en condiciones de banco carbonatado y anhidritas. También, se entiende que los grandes espesores de sedimentos sin y postorogénico causan mínimos locales.

2.3.1.2. Campo magnético

Los datos resultantes de los levantamientos magnéticos en esta región han permitido a varios autores, como Rifá, *et al.* (2012), Rifá (2012) y Pardo (2020), investigar la distribución de la Asociación Ofiolítica y del AVC en la región de la Cuenca Central. Es sabido, que la mayoría de los yacimientos conocidos son productores en tobas y

que muchas ocurrencias y manifestaciones de hidrocarburos se asocian a máximos magnéticos. Ejemplos de lo anterior son los yacimientos Jatibonico, Catalina y Cristales.

La interpretación magnética realizada en la investigación se hizo a partir de la malla de datos del campo magnético anómalo a escala 1:250 000 y con dimensiones de la malla de datos de 1,25x1,25 km, con un error medio cuadrático de $\pm 7,67$ nT (Mondelo y Sánchez, 2011). De igual forma que en el campo gravitatorio, las anomalías asociadas a ofiolitas y rocas volcánicas corresponden a máximos, siendo las ultrabasitas las que brindan una respuesta más notoria.

En mapa del campo magnético reducido al polo se observan varias anomalías positivas (Figura 7). Las que se localizan al sur y sureste se asocian a rocas volcánicas y a grandes cuerpos del Complejo Gabro-Plagiogranítico pertenecientes al AVC, mientras que las anomalías positivas localizadas al noroeste se asocian a cuerpos plegados del Terreno Zaza. Al norte, se observa un mínimo alargado de oeste a este, producido por el aumento de la profundidad del basamento en contraste con las rocas del Terreno Zaza que yacen al sur. El basamento se ubica en esa zona debajo de la UTE Remedios, que es cortada por el pozo Morón Norte 1.

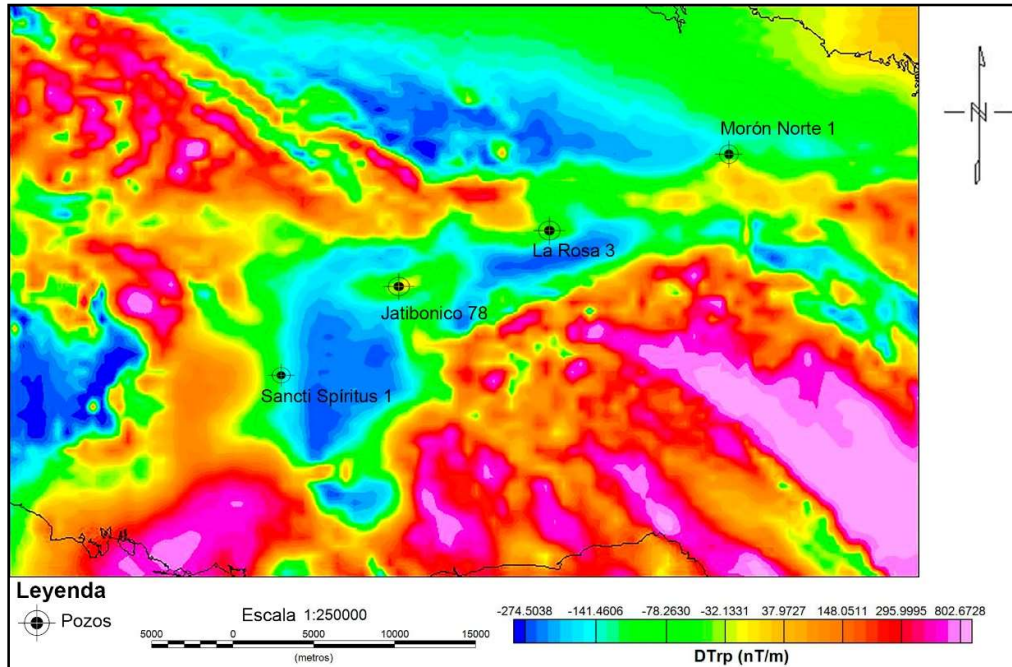


Figura 7. Mapa del campo magnético RP (Mondelo y Sánchez, 2011).

2.4. Conclusiones parciales

1. La Cuenca Central, se extiende al oeste y suroeste del bloque Las Villas, se desarrolló sobre el Terreno Zaza y está caracterizada por secuencias sinorogénicas, postorogénica y de la neoplataforma que abarcan en edad desde el Cretácico superior Maastrichtiano hasta el Mioceno delimitada por el sistema de fallas La Trocha.
2. En la cuenca se identifica un sistema petrolero que se corresponde con un play tipo Zaza y se estima la existencia del play hipotético Placetás.
3. Por sus características geofísicas la cuenca se identifica por una anomalía gravimétrica negativa, con dirección SO-NE dividida por un máximo local asociado al levantamiento de Jatibonico.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE LOS TRABAJOS REALIZADOS

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE LOS TRABAJOS REALIZADOS

Este capítulo muestra la propuesta metodológica para la determinación de los sectores perspectivas de la cuenca, que consta del modelo petrofísico, el modelado 2D de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético), el modelo 3D del campo gravimétrico y el establecimiento de un complejo de métodos de exploración; que dará como resultado la disminución de la incertidumbre de la perspectiva gasopetrolífera.

3.1. Obtención del modelo petrofísico de la Cuenca Central.

El modelo petrofísico de la cuenca se determina para establecer los intervalos de densidad de cada unidad geológica, que permitirá confeccionar los modelos físico-geológicos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético).

La base de datos digitales de los pozos perforados en la Cuenca Central del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET) (Colectivo de autores, 2009) se utilizó para adquirir los datos petrofísicos de densidades utilizados en la elaboración del análisis estadístico de su distribución espacial a partir de las medias ponderadas.

A fin de establecer un modelo petrofísico, fue necesario aclarar si las unidades geológicas logran diferenciarse a partir del atributo de la densidad mediante un estudio estadístico de la distribución de densidades de las rocas de la Cuenca Central.

Los objetos que conformaron el modelo petrofísico fueron: sedimentos postorogénicos, sedimentos sinorogénicos, tobas, efusivos, ofiolitas, carbonatos del Margen Continental Norteamericano y basamento cristalino. Este último se define como el conjunto de rocas metamórficas del Paleozoico ubicadas debajo del Synrift (Pardo y Cobiella, 2017). Se presenta muy fracturado y dividido en numerosos bloques tectónicos, en los que se han descrito desplazamientos de hasta 1000 m en dirección sublatitudinal y de 100 a 300 m en dirección sublongitudinal (Blanco, 1999). Esto es

debido a que está afectado por procesos de cabalgamiento de los mantos tectónicos que constituyen el Cinturón Plegado Cubano (Cruz, 2012).

Para conocer la semejanza o no de cada uno de ellos, se establece, para un nivel de confiabilidad (α) si las medias de cada objeto geológico son iguales o no. Para ello se aplicó la prueba de significación a partir de las diferencias muestrales (Spiegel, 1975).

La Tabla 3 contiene la densidad de las rocas de cada unidad geológica, para un nivel de significancia de un 90% (Morales, Rodríguez y Pardo, 2021).

Tabla 3. Resultados estadísticos de cada uno de los objetos geológicos (t/m^3).

Parámetros estadísticos	OBJETOS GEOLÓGICOS							
	Sedimentos postorogénicos	Sedimentos sinorogénicos	Tobas	Efusivos	Ofiolitas	Carbonatos	Basamento	
Número muestras		344	559	308	53	344	52	
Media	2,460	2,271	2,225	2,404	2,516	2,658	2,781	
Varianza	0	0,069	0,051	0,050	0,055	0,023	0,003	
Intervalo de confianza	Límite Inferior	2,434	2,235	2,201	2,372	2,433	2,637	2,760
	Límite superior	2,486	2,308	2,250	2,437	2,599	2,679	2,802

En la Tabla 4 se presentan los resultados de las pruebas de significación de las diferencias muestrales para un 90% de nivel de confianza. Se aprecia en esta tabla que todos los paquetes litológicos se diferencian por el atributo de la densidad con una confianza estadística de un 90%.

Tabla 4. Resultado de la aplicación de las pruebas de significación a partir de las diferencias muestrales de significancia de las medias para todos los objetos geológicos entre sí (Morales, Rodríguez y Pardo, 2021).

OBJETOS GEOLÓGICOS	Sedimentos postorogénicos	Sedimentos sinorogénicos	Tobas	Efusivos	Ofiolitas	Carbonatos	Basamento
Sedimentos postorogénicos		H ₁	H ₁	H ₁	H ₁	H ₁	H ₁
Sedimentos sinorogénicos			H ₁	H ₁	H ₁	H ₁	H ₁
Tobas				H ₁	H ₁	H ₁	H ₁
Efusivos					H ₁	H ₁	H ₁
Ofiolitas						H ₁	H ₁
Carbonatos							H ₁
Basamento							

En la Figura 8 se exponen de forma consecutiva los objetos geológicos respecto a su media y su intervalo de confianza. En la misma se ve que no existe superposición de las poblaciones, a excepción de los sedimentos del postorogénico con las ofiolitas, además, las medias son diferentes para un nivel de confianza de un 90%.

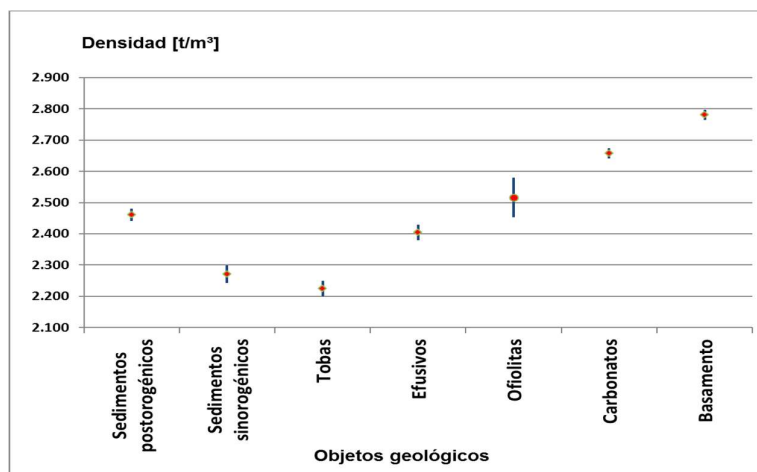


Figura 8. Representación consecutiva de los objetos geológicos respecto a su media y el intervalo de confianza, para un nivel de confiabilidad de un 1% (Morales, Rodríguez y Pardo, 2021).

Los sedimentos postorogénicos, debido a la cercanía con la superficie y que no representan importancia en la exploración petrolera, no se caracterizan en los registros de pozos. El valor considerado para el análisis estadístico de estos sedimentos, se obtuvo a partir de otras fuentes (Pardo, 2016; Pérez y Fuentes, 2015). Se sabe por la información geológica de cuencas, que las formaciones características pertenecientes a la etapa postorogénica son las formaciones Peñón y Güines. Estas presentan valores medios de densidad que oscilan entre los 2,45 y 2,47 t/m³, según las fuentes anteriores. Las poblaciones restantes contaron con la cantidad de muestras siguientes: los sedimentos sinorogénicos con 344 muestras, los efusivos con 308, las tobas con 559, las ofiolitas con 53, los carbonatos con 61 y el basamento con 52.

La población con menores valores de densidad son las tobas, debido a que son tobas finas y aunque en la cuenca existen tobas finas y gruesas, las que predominan según los datos de pozos son las primeras. Esta población es de vital importancia pues los reservorios en la zona son de rocas volcánicas pertenecientes al Arco Volcánico del Cretácico (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).

El basamento cristalino es el que mayor valor de densidad posee. Fue estudiado, al igual que los carbonatos, por pozos cercanos a la cuenca, debido a que el pozo Morón Norte 1 (Rifá *et al.*, 2012) se queda en las rocas de la UTE Remedios. Se considera ambos aumentan su profundidad de norte a sur porque en los pozos ubicados en la parte sur de la cuenca no se tienen datos de estas poblaciones.

La independencia de las unidades geológicas principales respecto a la densidad de las rocas, garantiza la propuesta de un modelo petrofísico más cercano a la realidad.

Los datos de la susceptibilidad magnética (Tabla 5) utilizados en los modelos se seleccionaron a partir de otras fuentes (Pardo, 2016; Pérez y Fuentes, 2015).

Tabla 5. Datos de susceptibilidad magnética (Pardo, 2016; Pérez y Fuentes, 2015).

Unidad Geológica	Susceptibilidad Magnética [10^{-3} SI]
Sedimentos postorogénicos	0,2
Sedimentos sinorogénicos	0,03
Tobas	5,0
Efusivos	8,7
Ofiolitas	8,0-24,0
Carbonatos	0,2
Basamento	6

3.2. Metodología para el modelado 2D de los campos gravitatorio y magnético

La confección de los modelos 2D de campos potenciales se hace a fin de identificar la posible presencia, en el sustrato de la cuenca, de los sedimentos del Margen Continental Norteamericano y, por ende, si en la región existe, además del play probado Zaza, el play hipotético Placetas.

El modelado 2D de campos potenciales parte del análisis de toda la información geológica y geofísica del sector donde se va a ubicar el perfil (Figura 9).

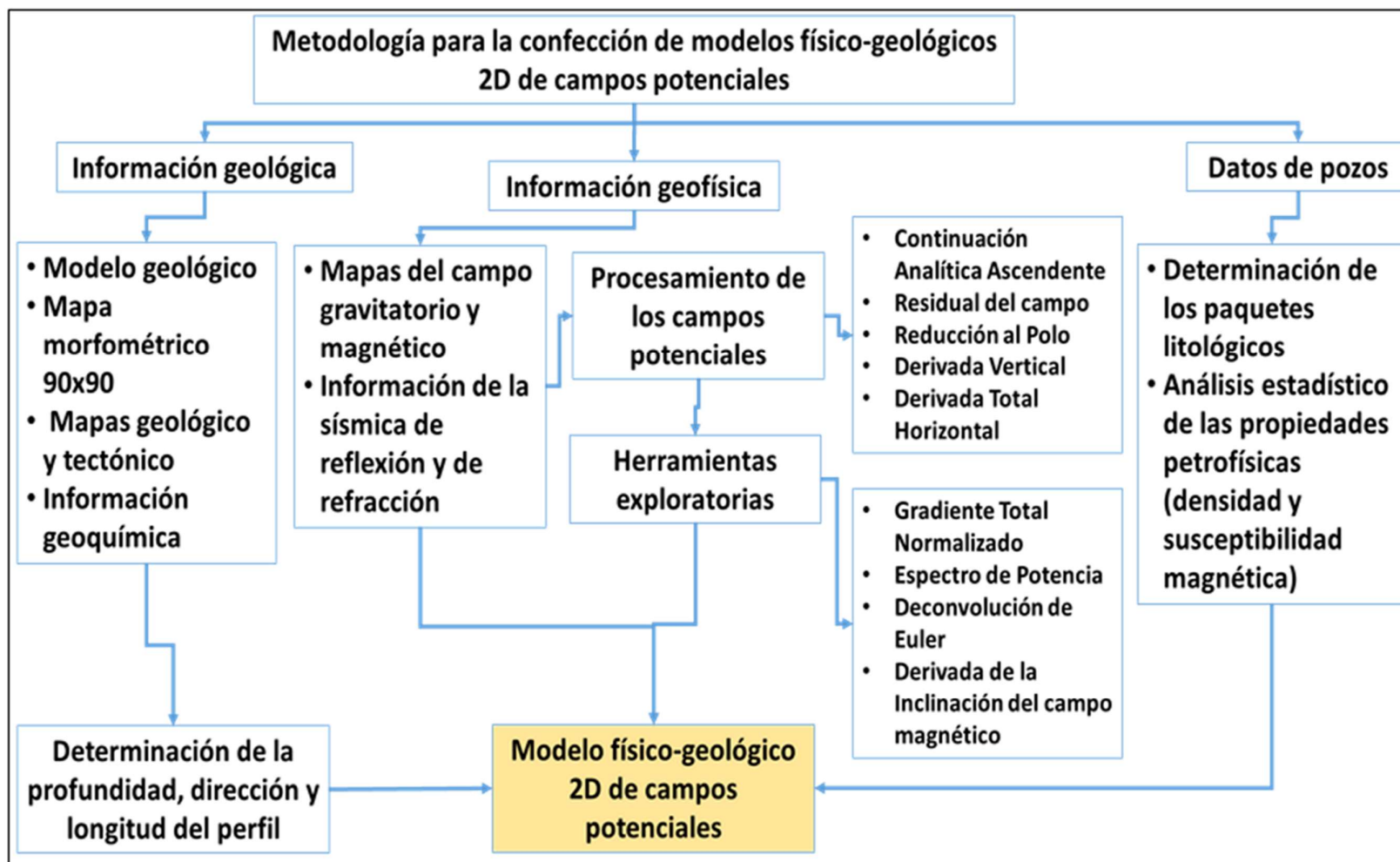


Figura 9. Metodología de trabajo para la confección de modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético).

Los datos geológicos contenidos en los mapas geológico y tectónico, permiten identificar las fallas que afloran y las litologías presentes, que junto a los datos de pozos posibilitan la confección del modelo geológico de partida. Los datos de la topografía, necesarios para la parte superior del modelo, se toman del mapa morfométrico, mientras que su profundidad se escoge en dependencia de la tarea geológica, que en este caso tiene en cuenta el tope del basamento cristalino sobre el que se estima, yacen los sedimentos del margen continental.

El algoritmo aplicado en el modelado es el de Talwani *et al.* (1959), Talwani y Heirtzler (1964) y otros complementarios usados por el *software* geofísico empleado (GMSYS-*Oasis Montaj*). Como datos de amarre se toman los datos de los pozos que están próximos o sobre los perfiles de estudio y la interpretación de varias líneas sísmicas.

A los mapas de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético) se les realizan varios procesamientos los cuales se describen a continuación.

Los mapas de campos potenciales se procesan para obtener la primera derivada, la residual a partir de la continuación analítica ascendente y la derivada total horizontal, esta última solo para el campo gravitatorio pues permite cartografiar las fallas y los bordes de los cuerpos. En el caso del campo magnético, antes de ser procesado debe realizársele la reducción al polo que recalcula la intensidad del campo total, como si el campo magnético inductor tuviese una inclinación de 90°. Estos procesamientos posibilitan la cartografía de fallas, bordes de cuencas y límites de cuerpos.

El empleo de las herramientas exploratorias: gradiente total normalizado, espectro de potencia, deconvolución de Euler y la derivada de la inclinación del campo; en la confección preliminar del modelo físico-geológico por datos de campos potenciales, permite cartografiar fallas, bordes estructurales y sub superficiales, así como calcular las profundidades de los cuerpos presentes en la zona.

El cálculo del gradiente total normalizado (GTN) se utiliza para detectar los contactos entre cuerpos con contraste de densidad y la presencia de fallas (Beriozkin, 1988; Nabighian, 1974). El número de armónicos (N), que se utiliza para el cálculo del GTN, generalmente se determina mediante el método de prueba y error. También se utilizan datos adicionales, como datos de perforación, dependiendo de las condiciones del problema y las características de los datos. Para superar los inconvenientes del ensayo y error, el número de armónico (N) utiliza el método basado en variación de gradiente total normalizado y número armónico para encontrar el número óptimo (Anexo 2). En el método, el óptimo número armónico para estimar las profundidades de los cuerpos es muy importante. El valor máximo de gradiente total normalizado se calcula para armónicos entre 1 y 150. El cálculo del GTN se realiza automatizando la ecuación de Beriozkin (Anexo 3).

Por otro lado, el espectro de potencia se utiliza para estimar la profundidad a la que se localizan las fuentes generadoras. La ventaja en el uso de los espectros radica en que ellos corresponden al dominio de la frecuencia (o número de onda), donde la variable independiente asegura un control confiable y unívoco de que las comparaciones entre eventos en diferentes registros corresponden (o no) al mismo registro de la variable independiente. Aplicando la función logaritmo natural en *Oasis Montaj* se obtiene el espectro de potencias promediado radialmente para las mallas del campo gravimétrico. La Deconvolución de Euler produce una gama de soluciones para la estimación de las profundidades dentro de las cuales necesita ser encontrada la respuesta correcta (Barbosa y Silva, 2005; Thompson, 1982). Se utiliza preferentemente cuando existe incertidumbre en su estimación o no existen datos. La mayor dificultad en el uso práctico del método está dada por la selección *a priori* del índice estructural, dependiente de la forma de la fuente, y por la posible existencia en una pequeña área de fuentes caracterizadas por varios índices estructurales (Nabighian, 1984; Reid *et*

al., 1990; Thompson, 1982). Para solucionar este problema se propone la repetición varias veces de la Deconvolución en una ventana móvil variando el índice estructural (N) (Anexo 4) y analizando el grado de agrupamiento de las soluciones (Rampolla *et al.*, 2002). Para cada índice estructural se realiza la Deconvolución de Euler Estándar y la Deconvolución de Euler Localizada. La primera mueve una ventana de un tamaño fijo sobre una malla de datos y calcula las soluciones de Euler. Mientras que la deconvolución de Euler Localizada modifica este procedimiento. Se calcula la señal analítica de los datos, luego se le aplica el algoritmo de Blakely para localizar picos y a partir de estas nuevas ubicaciones se realiza la deconvolución de Euler Localizada produciendo típicamente mucho menos soluciones que el método Estándar (Gamboa, 2018). Los resultados se evalúan para extraer un conjunto adecuado de soluciones. Esta secuencia continúa hasta que se obtienen determinaciones de profundidad para todos los modelos (índices estructurales) que se consideran válidos para el área bajo estudio.

La derivada de inclinación del campo magnético (Miller y Singh, 1994; Verduzco *et al.*, 2004) es una derivada de fase normalizada que utiliza derivadas de primer orden y se ha demostrado que es un método efectivo para cartografiar los bordes estructurales sub superficiales asociados con cuerpos magnetizados fuertes y débiles. Además de proporcionar información sobre bordes estructurales, la derivada de inclinación también proporciona información sobre la profundidad de estos bordes estructurales a partir de datos basados en malla de datos. Esto ha resultado en el desarrollo del método de profundidad de inclinación propuesto por Salem *et al.* (2007 y 2010).

También, la sísmica, tanto de reflexión como de refracción, brinda información sobre la profundidad de los diferentes horizontes y en el caso de la geoquímica, esta calcula la profundidad a la que se ubican las rocas madre.

En la correlación de la profundidad y la litología del modelo, los pozos ubicados sobre o cerca del perfil constituyen una herramienta fundamental.

El modelo se realiza utilizando el *software Geosoft Oasis Montaj*, con el menú GEMSYS.

3.3. Metodología para la confección del modelo 3D

La confección del modelo 3D a partir del campo gravitatorio, comprueba si son adecuados los valores de densidad del modelo petrofísico y los modelos físico-geológicos 2D del campo gravitatorio. A partir de la obtención del mapa de anomalías de Bouguer calculado y su comparación con el mapa de anomalías de Bouguer observado se ve si existe una similitud morfológica y/o de valores.

En la confección del modelo 3D a partir del campo gravitatorio, se parte de la información geológica, petrofísica y geofísica disponible (Figura 10), para lo cual se trabaja con datos petrofísicos de pozos digitalizados. En *Oasis Montaj* se crean los ficheros de entrada y se confeccionan los *voxel* de densidad o modelos 3D de densidad que sirven de modelo inicial al GMSYS 3D para calcular el campo gravitatorio.

La información petrofísica de los pozos existentes se digitaliza en dos ficheros (*Collar* y *Assay*). También, a partir de modelos 2D del campo gravitatorio realizados previamente se crean pozos sintéticos, creados con una distancia entre ellos de un kilómetro y con un intervalo de muestreo de 500 m; así mismo, estos son adicionados a los ficheros de propiedades petrofísicas.

El fichero *collar.csv* contiene la identificación del pozo (ID), las coordenadas, la cota, la profundidad máxima, el azimut y la inclinación del pozo. El segundo fichero, *Assay.csv*, cuenta con la información petrofísica y el código de la litología por intervalos de profundidad hasta el final del pozo. Ambos ficheros son visualizados como base de datos estructurados, para después elaborar los modelos 3D.

Es importante señalar que las anomalías calculadas a partir de los *voxel* de densidad sólo reflejan las componentes locales del campo gravitatorio, esto se debe a que los pozos sintéticos que se emplean en su confección van a partir de modelos 2D del campo gravitatorio previamente confeccionados. Su profundidad máxima dependerá de la que tengan los modelos 2D y el tope de estos es asignado a partir de los datos del modelo digital de elevación (Santibañez, 2019).

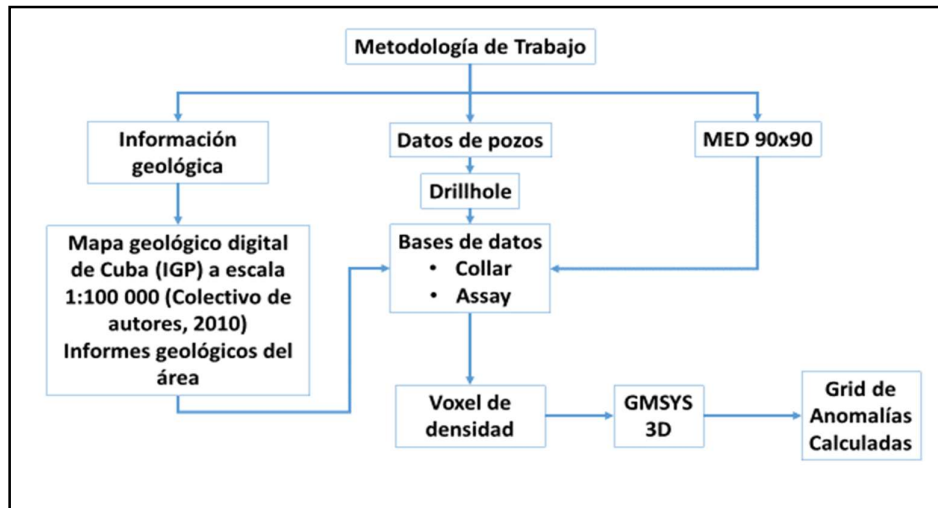


Figura 10. Metodología de trabajo para el modelo 3D gravimétrico.

3.3.1. Confección del modelo 3D de densidades.

Para la confección de un modelo 3D de densidades debe crearse un *voxel* empleándose la extensión “3D”, con la opción *Gridding*. Existen dos métodos de interpolación definidos para estas tareas que son el *Kriging* y el Inverso de la Distancia. Este último se desestima porque se comprueba que con el mismo los resultados no son tan nítidos y presenta errores de interpolación, cuando se aumenta el blanqueado. Otro parámetro que es necesario tener en cuenta es el “*cell size*” (tamaño de celdas). El más favorable es 2 000 m (Figura 33), a partir de la distribución de los datos en área, y sugiere ser el más adecuado. También se debe tener en cuenta el *blank* (blanqueado) para 50, 100 y 300, donde 100 es el más favorable del resto de los otros valores, este es un comando que tiene una relación directa con el tamaño de las celdas. Aquellos puntos del área

que se encuentran a una distancia mayor que la señalada por él, aparecen como espacios en blanco. Por defecto, está definido por el número cuatro, lo que significa que cualquier nodo de *voxel* que no esté dentro de cuatro celdas, quedará en blanco.

Si se aumenta demasiado el tamaño de celdas, se corre el riesgo de perder la resolución, pues, si una celda abarca mucho volumen tendrá la influencia de varias mediciones, por lo que el programa le asignará un valor promedio a la celda y se dejarán de caracterizar las variaciones laterales y verticales de las propiedades físicas (Santibañez, 2019).

A partir del voxel de densidades se obtiene el mapa de anomalías de Bouguer calculado. Este se compara con el del campo observado para analizar si existe una coincidencia morfológica y de valores de campo. Debe tener en cuenta que, las anomalías calculadas solo van a responder a las fuentes existentes hasta una profundidad de 12 000 m que es la profundidad que tiene el voxel de densidad.

A fin de ver si las anomalías calculadas responden a factores geológicos o a otros como las interpolaciones de los datos, se obtiene la residual del mapa de anomalías de Bouguer calculado a partir de la CAA a 1 000 m.

3.4. Metodología de los métodos de exploración no sísmicos

Los métodos de exploración no sísmicos se aplican en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23 para cartografiar sectores perspectivas para hidrocarburos, a partir de la firma geofísica no sísmica en los yacimientos conocidos y de los resultados de los modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético).

La expresión superficial de la microfiltración de hidrocarburos puede tomar variadas formas, las cuales determinan el desarrollo de diversos métodos de detección, como el complejo Redox, y los métodos geofísicos no sísmicos: gravimétrico, magnético y espectrometría gamma aérea.

La interpretación del campo gravitacional, realizada a partir del análisis de las residuales obtenidas de la diferencia de la continuación analítica ascendente con el campo total, la derivada vertical de primer orden y la derivada total horizontal; permiten cartografiar alineamientos producidos por la presencia de fallas y/o borde de cuerpos. También, se detectan anomalías positivas producidas por presencia de estructuras positivas, y/o trampas estructurales, en las que se pueden entrapar los hidrocarburos. Por otra parte, el campo magnético posibilita determinar la profundidad hasta el basamento cristalino, a partir de lo cual se localiza y define la extensión de la Cuenca Central. Asimismo, posibilita la comprensión de la geología regional, permite la detección de los efectos magnéticos producidos por la microfiltración de hidrocarburos y cartografiar los cuerpos pertenecientes al Terreno Zaza presentes dentro de la cuenca y en sus alrededores.

La espectrometría gamma aérea cartografía anomalías de la relación K/Th, las cuales se asocian a la presencia de acumulaciones de petróleo y permiten cartografiar los límites de la misma. Estas se ven como mínimos rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos, donde el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, mientras que el torio permanece fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles. Además, en la periferia de las ocurrencias se observan máximos de U(Ra).

A partir de la interpretación de estos métodos geofísicos, se determinan sectores prospectivos para hidrocarburos a los cuales se les realizan perfiles del complejo Redox. A través de este, se corrobora de forma indirecta la presencia de acumulaciones de hidrocarburos mediante las anomalías positivas de la susceptibilidad magnética, la cual se correlaciona con un mínimo del potencial redox. Asimismo, la presencia de una anomalía positiva débil de elementos químicos como: V, Ni, Fe, Pb, y Zn; y de un ligero cambio en la coloración del suelo, reflejado por anomalías de la reflectancia

espectral (Marrero *et al.*, 2018; Pardo y Jiménez, 2017; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019), también son indicadores de la presencia de hidrocarburos en dichos sectores, lo cuales pueden estar preservados (anomalía negativa de la reflectancia espectral) o destruidos (anomalía positiva de la reflectancia espectral), indicando un posible escape gaseoso.

3.5. Metodología para el procesamiento e interpretación de las líneas sísmicas

El procesamiento e interpretación de las líneas sísmicas se realiza a fin de validar los sectores con mayor perspectiva, determinados por los métodos de exploración no sísmicos, para lo cual se interpretan las líneas sísmicas que están ubicadas sobre o cerca de estos.

Las líneas sísmicas 2D presuma en tiempo (PSTM) localizadas en la Cuenca Central de Cuba fueron procesadas por el Departamento de Procesamiento de Datos de DIGICUPET con el *software GeoEast V2.6.3* de procedencia China. La secuencia de procesamiento empleada consistió en: la etapa de pre procesamiento, seguido de una migración presuma en tiempo y del pos procesamiento. Se obtuvieron los sismogramas con el resultado del pre procesamiento (sin migración) y de la migración presuma en tiempo, las sumas migradas sin post procesamiento y con post procesamiento, así como, las velocidades de suma y migración.

A fin de identificar los posibles contactos geológicos y sus respectivas profundidades en la línea sísmica CUP210411, debido a la ausencia de pozos sobre o cerca de ella, es necesario hacer un cruce entre las líneas CUP210413 (paralela a la línea CUP210411) con la CUP210405 (Sterling y Martínez, 2018) (perpendicular a las otras dos), que se amarran con los pozos Agustín 3 y Ceballos 3 respectivamente (Anexo 13), y a su vez, la línea CUP210405 se amarra con la CUP210411.

El cálculo de las profundidades de yacencia de los diferentes horizontes sísmicos correlacionados y calibrados según las columnas litoestratigráficas de los pozos Agustín-3 y Ceballos-3 (Anexo 13), se realiza a partir de las velocidades de la migración PSTM de los CDP más cercanos a los pozos. También se grafican las velocidades de intervalo y las velocidades medias (a partir de los pares de la velocidad RMS (módulo *PostMigVField*), el cual emplea la fórmula de *Dix*), las primeras para una mejor definición de los diferentes paquetes rocosos y las segundas para comparar con los resultados del VSP del pozo Ceballos-1 en las proximidades de la línea CUP210410A en cruce con la línea CUP210405.

3.6. Conclusiones parciales

1. Se creó una metodología para la confección de los modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético) y el modelo 3D del campo gravitatorio, con la combinación del análisis estadístico de las propiedades petrofísicas de los pozos presentes en la zona, las herramientas exploratorias y el procesamiento de campos potenciales.
2. Se describió la metodología de aplicación de los métodos de exploración no sísmicos a partir del procesamiento del método gravimétrico, magnético, la espectrometría gamma aérea y los perfiles del potencial Redox.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de la interpretación de los campos potenciales (gravitatorio y magnético), los modelos físico-geológicos 2D de campos potenciales y el modelo 3D del campo gravimétrico. Se realiza la integración de los métodos de exploración convencional y no convencional (no-sísmicos) para determinar sectores prospectivos para hidrocarburos en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23 de la Cuenca Central.

4.1. Interpretación de los campos potenciales en la Cuenca Central

La interpretación de los campos potenciales (gravitatorio y magnético) en la Cuenca Central permitió la cartografía geológica de este sector: identificación de sus límites, fallas presentes y distribución del Terreno Zaza. Al analizar el campo gravitatorio se vio que el depocentro ubicado al suroeste, con orientación SO-NE se asemeja a un semigraben que se desarrolló bajo un régimen de transtensión, mientras el ubicado al noreste con orientación OSO-ENE difiere por sus características estructurales, lo cual coincide con los resultados obtenidos por Cruz y Peña en sus investigaciones (Cruz, 2012; Cruz, Blanco y Vázquez, 2007; Cruz, Blanco y Vázquez, 2005; Cruz *et al.*, 2012; Peña, Batista y Blanco, 2007).

A partir de la DHT (Figura 11) del campo gravitatorio se cartografiaron los alineamientos existentes, asociados a fallas entre las que se encuentra la falla Las Villas, al norte, y el sistema de fallas La Trocha que delimita la cuenca, así como, los límites de las principales estructuras. La DV del campo gravitatorio (Figura 12) cartografió además de los alineamientos, los cuerpos asociados al Terreno Zaza. Esta interpretación coincide con Cruz (2007, 2012).

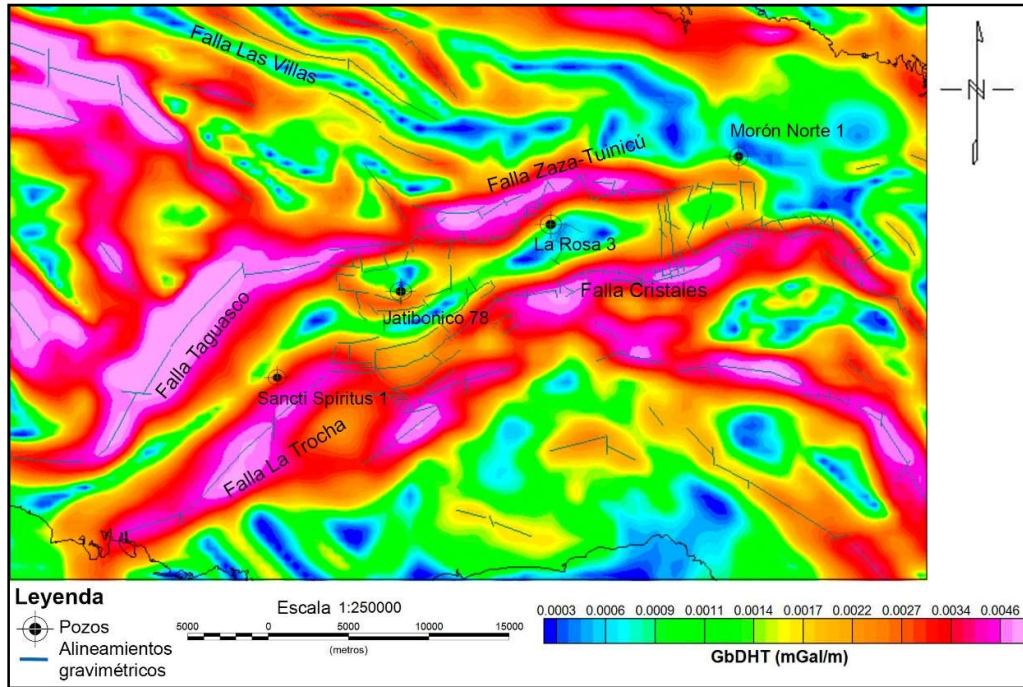


Figura 11. Mapa de la derivada horizontal total del campo gravitatorio.

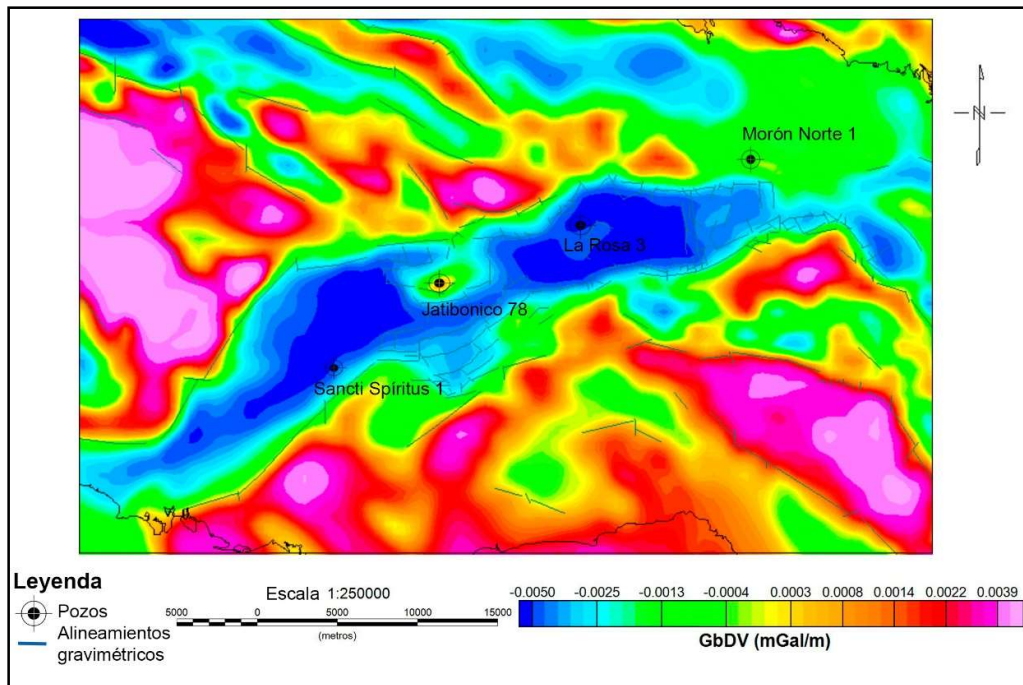


Figura 12. Mapa de la derivada vertical de primer orden del campo gravitatorio.

La residual del campo gravitatorio a 12 000 m mostró, que los grandes cuerpos volcánicos ubicados al oeste (Máximo de Fomento) se extienden a más de 12 km de profundidad, al igual que los granitoides que afloran al SE y los volcánicos que se localizan al sur en la Figura 13. Los fuertes cambios de gradiente, que marcan los bordes de la cuenca en esta figura, coinciden con las fallas del Sistema de Fallas La Trocha.

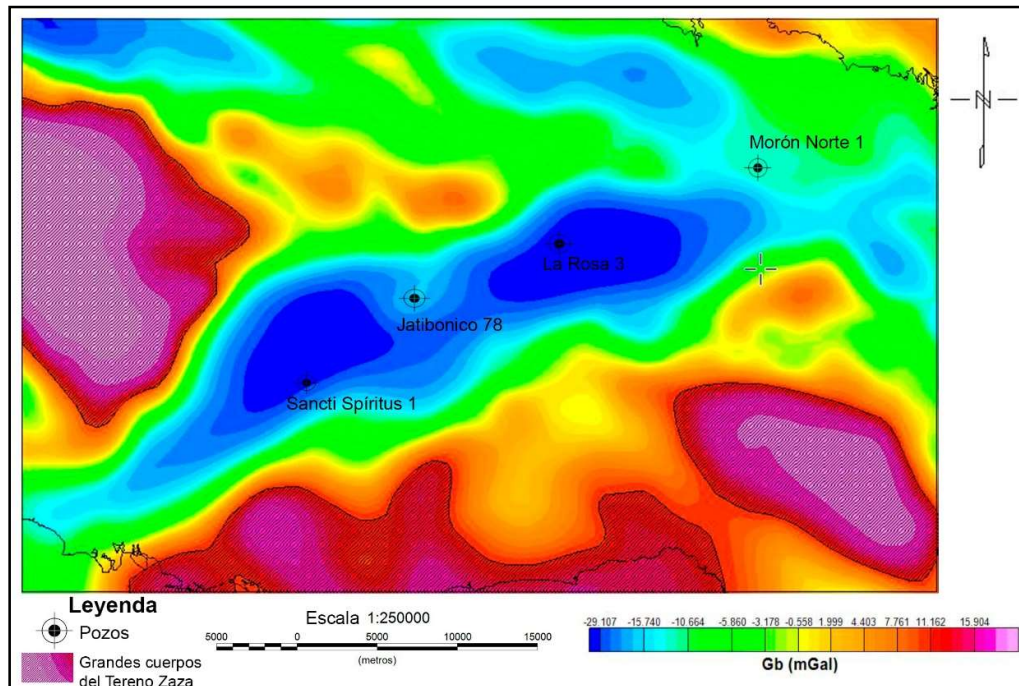


Figura 13. Mapa de la residual del campo gravitatorio a partir de la continuación analítica ascendente a 12 000 m.

La interpretación del campo magnético mostró que las anomalías asociadas a ofiolitas y rocas volcánicas corresponden a máximos, particularmente las ultrabasitas son las que brindan una respuesta más notoria.

La primera derivada en la vertical del campo magnético (Figura 14) exhibió la distribución de los cuerpos ofiolíticos dentro de la cuenca, así como cadenas de máximos asociados a rocas del AVC y de la asociación ofiolítica, en la parte occidental de la zona de estudio y las rocas del complejo gabro-plagiogranítico en la parte oriental, todas están orientadas de oeste a sureste. Los mínimos se asocian a los

sedimentos sinorogénicos presentes en la zona. Estos resultados coinciden con la cartografía geólogo-estructural en Cuba Central (Bloques 13, 14, 21 y 21A) realizada por Pardo (2021) a partir de métodos de exploración no-sísmicos.

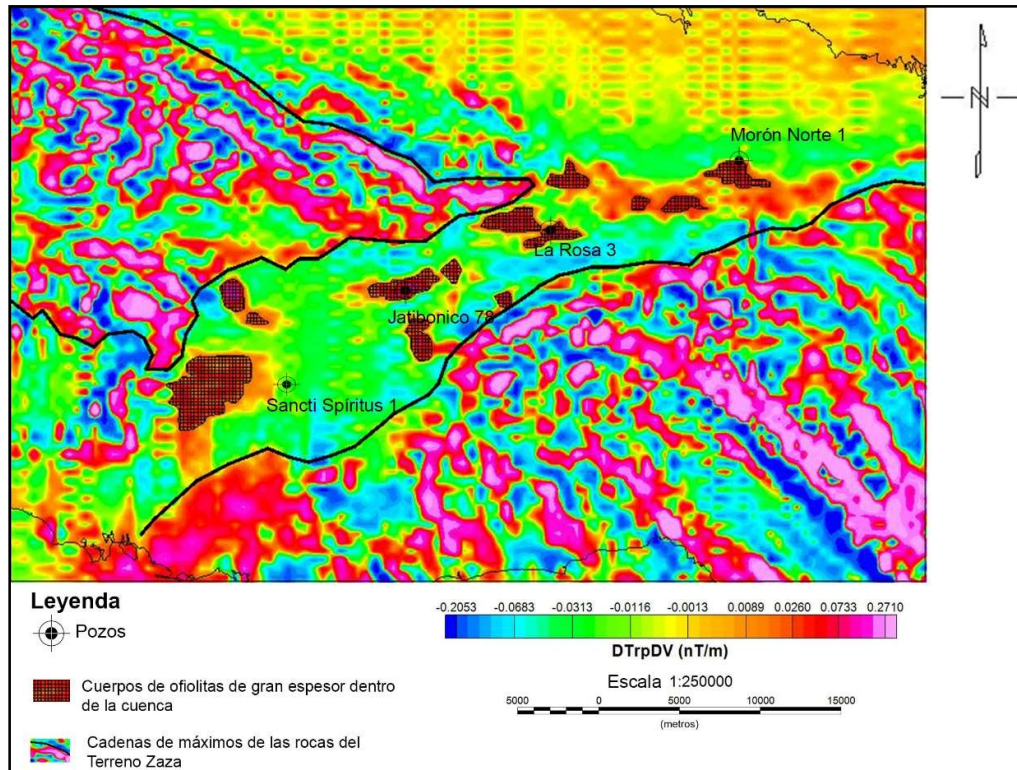


Figura 14. Mapa de la primera derivada vertical del campo magnético RP.

La residual del campo magnético a 12 000 m mostró que los grandes cuerpos del Terreno Zaza ubicados al oeste se extienden a más de 12 km de profundidad, al igual que los granitoides que afloran al SE y los volcánicos que se localizan al sur en la Figura 15. La zona central presenta un gran mínimo que indica la presencia de los sedimentos del sin y postorogénico, dividido por un levantamiento en el yacimiento Jatibonico.

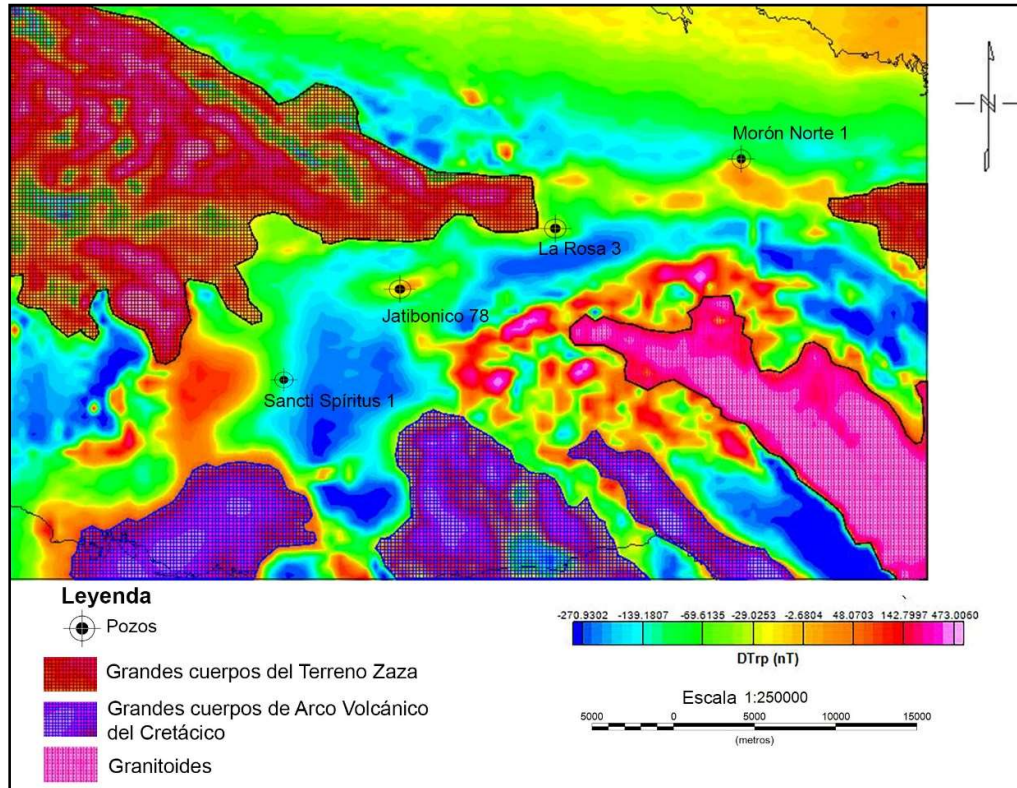


Figura 15. Mapa de la residual del campo magnético RP a partir de la continuación analítica ascendente a 12 000 m.

4.2. Resultados de herramientas exploratorias para la confección de los modelos físico-geológicos preliminares por datos de campos potenciales

A fin de realizar los modelos físico-geológicos de los campos potenciales (gravitatorio y magnético) en la Cuenca Central para su caracterización geólogo-estructural, se trazaron cinco perfiles, de los cuales cuatro pasan sobre los yacimientos: Jatibonico, Cristales y Pina; por el sector de Sancti Spíritus y otro longitudinal a la cuenca (Figura 16).

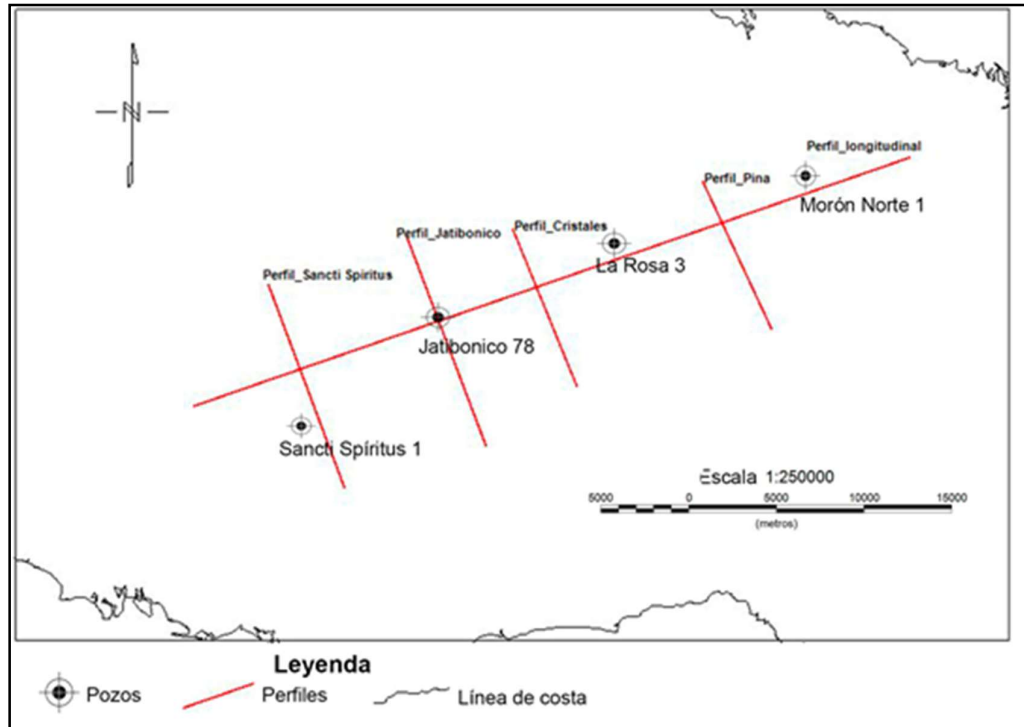


Figura 16. Esquema de ubicación de los perfiles.

4.2.1. Interpretación del GTN para el campo gravitatorio

El GTN fue aplicado al campo gravitatorio para cartografiar las fallas y los contactos litológicos presentes en los perfiles: Pina, Cristales, Jatibonico, Sancti Spíritus y un perfil longitudinal a la cuenca.

En el perfil Pina (Figura 17) se detectaron cuatro fallas subverticales, dos de ellas corresponden a las fallas Cristales y Zaza-Tuinicú, lo cual coincide con la interpretación de la derivada vertical y la derivada total horizontal del campo gravitatorio. Las restantes se consideraron que son resultado del sistema Riedel presente en la cuenca. Entre los 1,7 a los 2,6 km de profundidad, se vio que los gradientes se agrupan, aumentando su valor de arriba hacia abajo en ese intervalo, lo cual puede estar causado por un contacto asociado a una capa densa. De igual forma en el perfil Cristales (Figura 18) se cartografiaron cuatro fallas, coincidiendo la presencia de la falla Cristales y Zaza-Tuinicú.

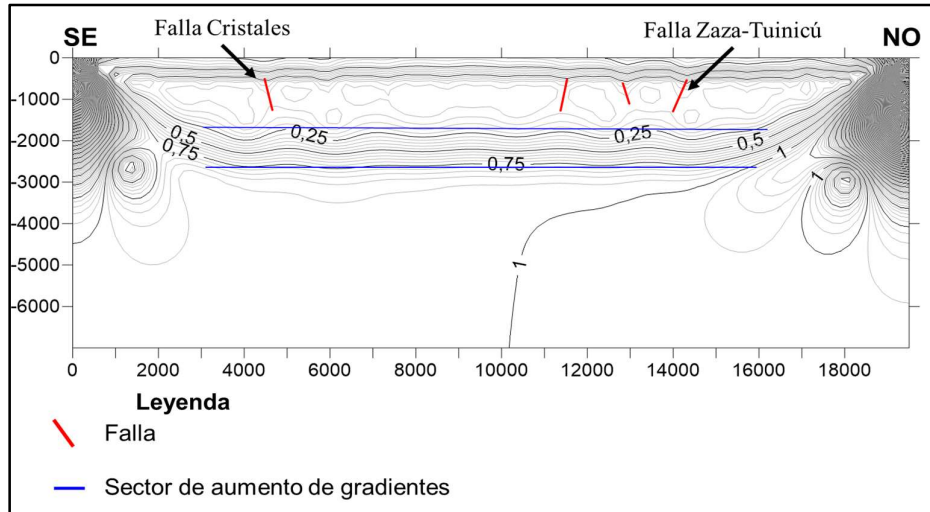


Figura 17. Resultados del GTN para el campo gravitatorio en el perfil Pina.

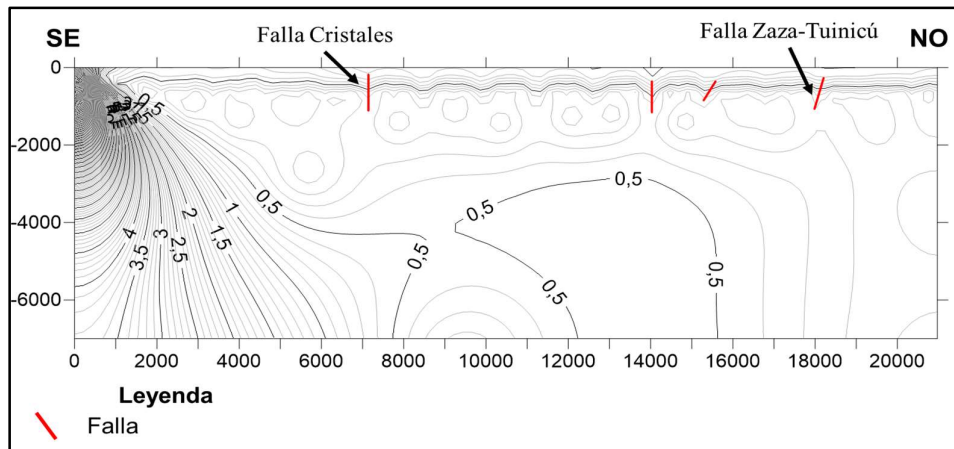


Figura 18. Resultados del GTN para el campo gravitatorio en el perfil Cristales.

En el perfil Jatibonico (Figura 19) solo se detectó una falla que coincide con la interpretación de los campos potenciales y corresponde a la falla Zaza-Tuinicú. Se consideró que al SO del perfil puede existir otra falla, pero la presencia de ruido lateral provocó que su ubicación no fuera confiable. Por otra parte, en el perfil Sancti Spíritus (Figura 20) se cartografió al NO la falla Taguasco. En el centro del perfil existe una zona de pequeños gradientes, asociada a la presencia de grandes espesores de sedimentos asociados al depocentro Sancti Spíritus. Finalmente, en el caso del perfil longitudinal (Figura 21) solo se cartografiaron dos fallas, asociadas al sistema Riedel, debido a que este perfil es muy caótico y no aporta suficiente información útil.

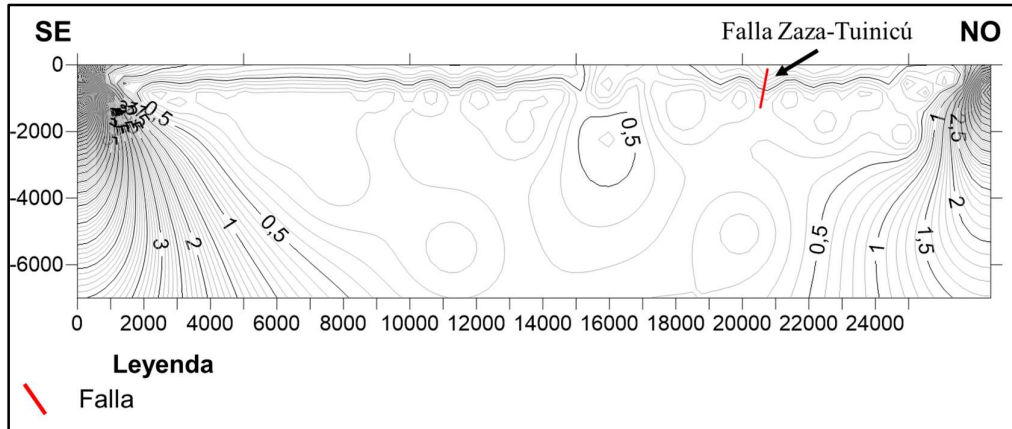


Figura 19. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil Jatibonico.

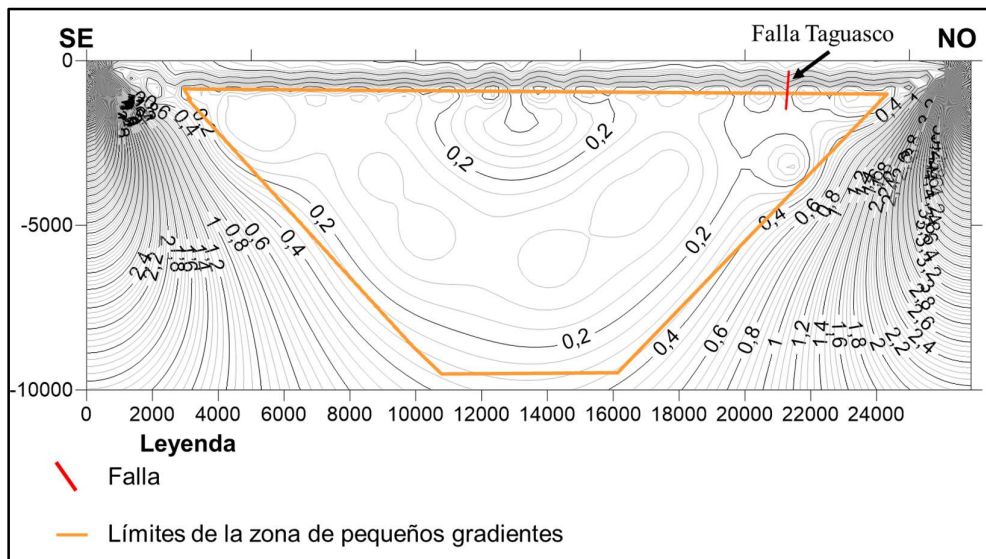


Figura 20. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil Sancti Spiritus.

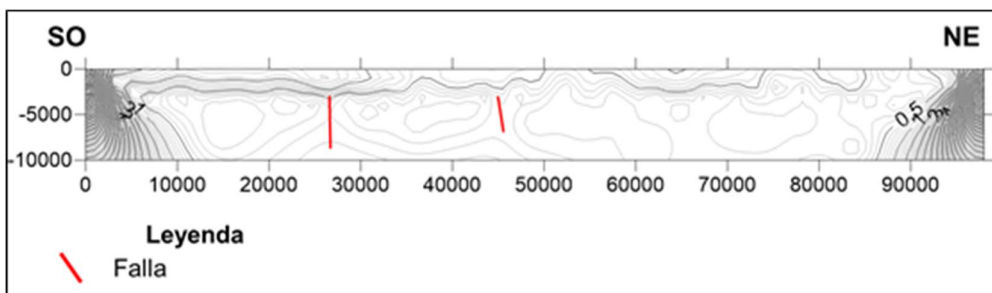


Figura 21. Resultados del Gradiente Total de Normalizado para el campo gravitatorio en el perfil longitudinal.

4.2.2. Interpretación del espectro de potencia

En las figuras 22 y 23 se observó que, en las curvas obtenidas, las secciones de longitud de onda más pequeñas representan las fuentes más superficiales. Mientras que las longitudes de onda más grandes se estimaron que correspondían a fuentes profundas; y las fuentes locales respondían a las pendientes y las longitudes de onda intermedias. Según el espectro de potencias para el campo gravitatorio se obtuvo que el basamento está a una profundidad de 12 km, lo que concuerda con Arriaza (1998), el límite entre las ofiolitas y las rocas carbonatadas del Margen Continental Norteamericano oscila sobre los 6 km, mientras que el techo de los volcánicos (límite sedimentos-volcánicos) se ubica a 4 km. La información que se tuvo para 2,5 km de profundidad corresponde al ruido.

El espectro de potencias del campo magnético indicó que el límite de las ofiolitas con los carbonatos del Margen Continental Norteamericano se localiza entre los 5-6 km y el límite de los sedimentos con los volcánicos está entre los 3-4 km. Así mismo, el ruido corresponde al intervalo que corresponde a profundidades iguales o menores que 2,5 km.

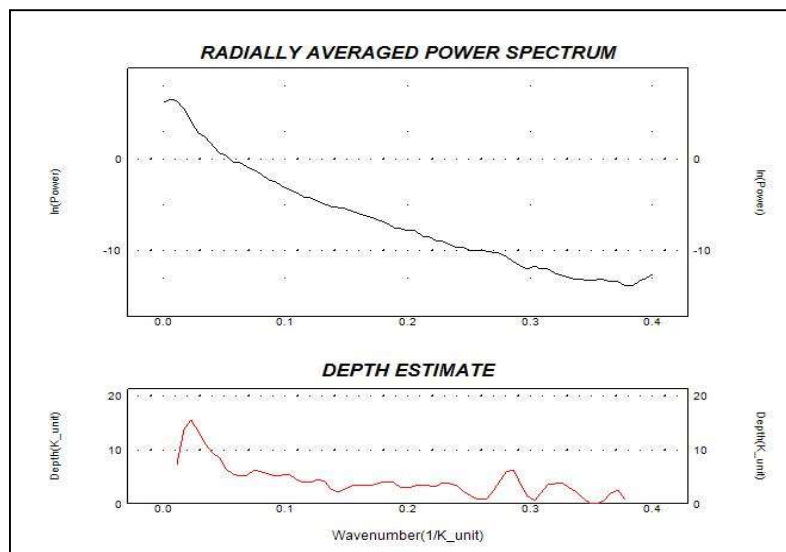


Figura 22. Espectro de potencias promediado radialmente para el campo gravimétrico a escala 1:25 000 seguido del gráfico de estimación de profundidad para las fuentes generadoras.

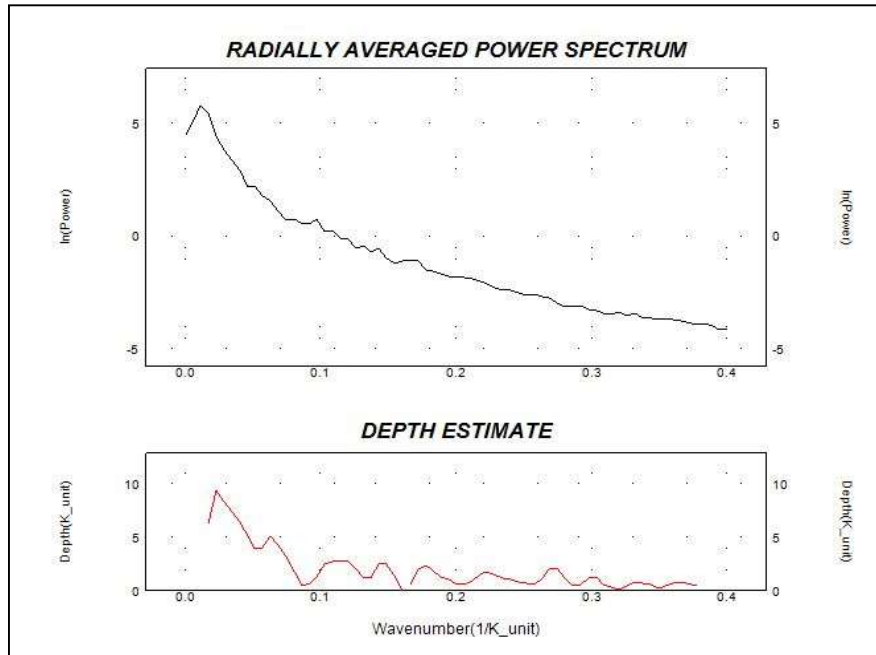


Figura 23. Espectro de potencias promediado radialmente para el magnético reducido al polo a escala 1:25 000 seguido del gráfico de estimación de profundidad para las fuentes generadoras.

4.2.3. Interpretación de la deconvolución de Euler

El desconocimiento de la posición y profundidad de la base de las rocas del Arco Volcánico del Cretácico, así como la insuficiente información geológica, constituyeron las principales causas del empleo de la deconvolución de Euler Estándar con varios índices estructurales y diferentes parámetros de procesamiento (Tabla 6).

La razón del empleo de índices estructurales como 0,5 y 1,5 radicó en que estos responden a modelos de contactos y fallas. Según Reid *et al.* (1990) los índices más bajos son los mejores para estimar profundidades (Gamboa, 2018).

La determinación del tamaño o número de puntos de la ventana (m) se basó en dos criterios: el valor de m no debe ser menor que la mitad de la profundidad máxima de las fuentes esperadas (Fitzgerald *et al.*, 2003) y el número de puntos debe ser equivalente al ancho de la anomalía en la mitad de la intensidad máxima (Durheim y Cooper, 2003). Sin embargo, según Carraz (2022) los mejores resultados para

profundidades someras y cuerpos pequeños se obtienen para las menores dimensiones de la ventana. Dos razones parecen reforzar este criterio: las ventanas de menores dimensiones separan las anomalías provocadas por cuerpos vecinos y las anomalías provenientes de las fuentes más profundas tienen baja presencia en ellas (Carraz, 2022).

Tabla 6. Parámetros para aplicar la deconvolución de Euler.

Combinaciones	Índice estructural	Tolerancia de profundidad máxima [%]	Tamaño de la ventana	Distancia máxima aceptada
1	0,5	10	10	2 500
2	0,5	10	20	5 000
3	0,5	10	20	20 000
4	1	10	10	2 500
5	1	10	20	5 000
6	1	10	20	20 000
7	1,5	10	10	2 500
8	1,5	10	20	5 000
9	1,5	10	20	20 000
10	2	10	10	2 500
11	2	10	20	5 000
12	2	10	20	20 000

Las respuestas de la deconvolución de Euler Estándar para los índices estructurales 1 (Figura 24) y 0,5 (Figura 25), correspondientes a la existencia de fallas fueron los que mejores respuestas aportaron, para un tamaño de ventana de 20 y una distancia máxima aceptada de 5 000 m. Esto se debe a que al aplicar las demás combinaciones (Tabla 6), solo estos brindan soluciones dentro de la cuenca y en sus bordes, mientras que los demás casos no aportaron soluciones o estas solo responden a los afloramientos fuera de la zona de estudio.

Los dos depocentros de la cuenca no tuvieron respuesta al aplicarse la deconvolución de Euler, debido a que los trabajos de adquisición del campo gravitatorio y magnético fueron realizados a una escala que no permitió detallar el interior de la cuenca. Solo el alto estructural de Jatibonico y los bordes de la cuenca correspondientes a la falla Zaza-Tuinicú y parte de las fallas Cristales y Taguasco fueron revelados. Se considera que las soluciones de la deconvolución de Euler responden a las rocas del Terreno Zaza.

En la Figura 24 se observa al sur del máximo de Jatibonico soluciones alineadas con profundidades que oscilan entre los 1 200 a 3 700 m. En los bordes suroeste y noreste las profundidades coinciden, mientras que al sur las soluciones arrojaron que la profundidad oscila de 2 000 m (en su mayoría) a 3 700 m. Todas estas se asociaron a los cuerpos ofiolíticos ubicados dentro del Terreno Zaza.

La Figura 25, así mismo, muestra una distribución de las soluciones de Euler similar a las anteriores, aunque en el caso del sur del máximo de Jatibonico las profundidades oscilan de 750 a 3 700 m. Por la distribución de las soluciones se consideró que se trata de una falla normal con un buzamiento hacia el S. En los bordes ubicados al SO y NE, las soluciones corresponden a profundidades superiores a 3 700 m. Hacia el N las profundidades van de los 3 000 a 4 000 m, con una distribución de forma alineada. El mapa del campo magnético reducido al polo mostró en esa zona una anomalía positiva que corresponde a grandes cuerpos ofiolíticos, por lo que se consideró que las soluciones de la deconvolución de Euler responden al contacto, ubicado dentro del Terreno Zaza, entre los cuerpos de la Asociación Ofiolítica y el Arco Volcánico del Cretácico, la cual se muestra a partir de la derivada total horizontal del campo gravitatorio (Figura 11).

El sector noreste de la cuenca muestra al sur, soluciones de Euler a profundidades de 1 500 a 3 000 m con una orientación alargada en dirección SO-NE que se asociaron con la falla Cristales; así mismo, al oeste de estas, se ven otras soluciones alineadas,

aunque en este caso su dirección es O-E, las que se consideraron que son la continuación de la falla Cristales. En el sector donde se localiza el pozo Reforma 6 se muestran soluciones que sobrepasan los 4 000 m de profundidad, las cuales indicaron que el tope de las rocas de la Asociación Ofiolítica se localiza a una profundidad superior.

Al norte del sector noreste de la cuenca se observaron soluciones que bordean el mínimo gravimétrico, ubicados sobre el gradiente. La distribución de estas soluciones, corresponde con la presencia de una falla normal, la que se sabe por datos geológicos que corresponde a la falla Zaza-Tuinicú. En este sector se estimó, según las soluciones de la deconvolución de Euler, que las profundidades a las que se encuentran las rocas del Terreno Zaza van de 1 200 a 4 000 m.

Fuera de la Cuenca Central la deconvolución de Euler Estándar arrojó gran cantidad de soluciones (figuras 24 y 25). En su mayoría corresponden a las rocas presentes del Cinturón Plegado Cubano ubicado al noroeste de la zona de investigación y del AVC en distintas zonas de la región.

4.2.4. Interpretación de la derivada de la inclinación del campo magnético (TDR)

Al aplicar la derivada de la inclinación del campo se vió dentro de la Cuenca Central (Figura 26) una cadena de máximos asociados a las rocas del Arco Volcánico del Cretácico con rumbo SO-NE. Estas anomalías van a estar presentes en los yacimientos de Jatibonico, Cristales y Catalina, así como en la zona de La Rosa. Se considera que sobre los cuerpos del Complejo Ofiolítico yacen rocas del Arco Volcánico del Cretácico, las cuales provocan anomalías magnéticas positivas intensas. El procesamiento del campo gravitatorio y magnético mostró que en los yacimientos Jatibonico, Cristales y Catalina el levantamiento de estas rocas es producido por un levantamiento de las rocas del Terreno Zaza, coincidiendo con los resultados obtenidos

por Martínez *et al.* (2004, 2006, 2008, 2013) y Cruz (2012). Estas rocas se consideran que a su vez fueron levantadas por el basamento cristalino; mientras que la anomalía positiva en la zona de La Rosa se debe a un cuerpo ofiolítico de gran espesor, lo que coincide con Pardo (2021) y Cruz (2012).

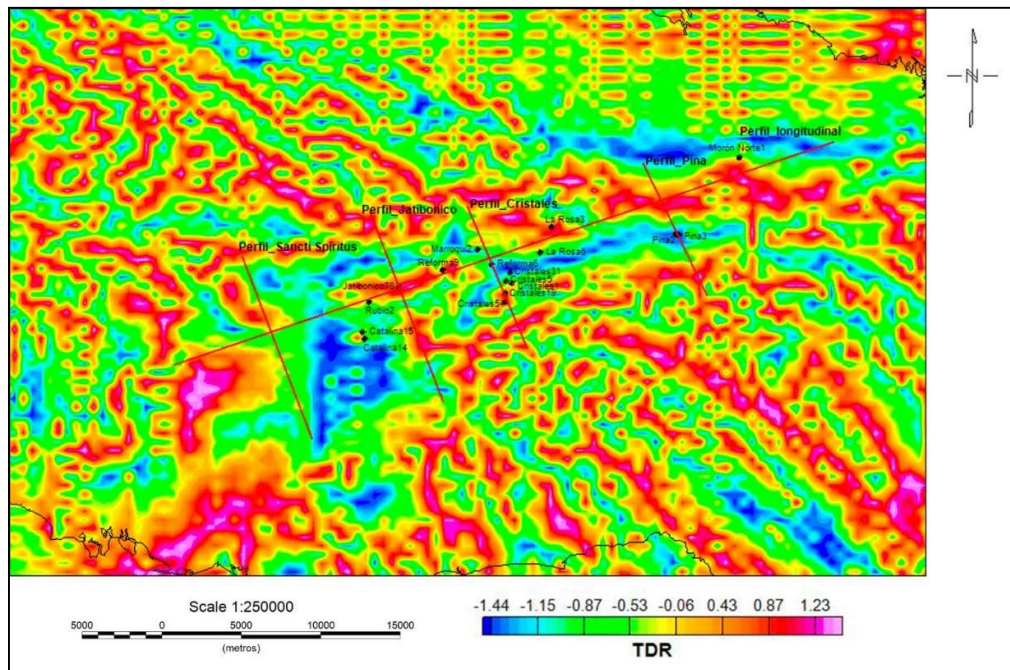


Figura 26. Mapa de la derivada de la inclinación del campo magnético RP (TDR DTrp).

Mediante la derivada de la inclinación del campo magnético reducido al polo, se logró estimar las profundidades de los topes de estos cuerpos. En el yacimiento de Jatibonico el tope del Terreno Zaza se localiza a una profundidad aproximada de 550 m a 800 m al SE del máximo gravimétrico Jatibonico, debe tenerse en cuenta la presencia de una falla normal detectada por gravimetría y que además se vio en la derivada de la inclinación del campo magnético reducido al polo, que corta la estructura. En la parte NO la profundidad tendrá un aproximado de 2 000 m. Este flanco del anticlinal tiene un gradiente más suave que el otro flanco, lo que indicó que el ángulo de inclinación será menor que en la parte SE del yacimiento.

En la zona de los pozos Cristales 54 y 19, del yacimiento homónimo, existe un máximo asociado al flanco levantado de la falla Cristales, donde las rocas del Terreno Zaza tienen su tope a 630 m. Hacia el SE de la falla Cristales se localizó otro máximo que responde a un segundo bloque cuyo tope se encuentra a una profundidad de 670 m. Ambos bloques se dividen por una falla que se cartografió con la derivada total horizontal del campo gravitatorio.

En el sector La Rosa se estimó que el máximo presente se asocia a un cuerpo ofiolítico alargado de gran espesor con rumbo SO-NE. El flanco NE del cuerpo se localiza su tope a una profundidad aproximada de 670 m.

Al comparar los resultados de las herramientas exploratorias con la profundidad calculada a partir de la geoquímica en el sector La Rosa, se obtuvo que esa zona las rocas madre se encuentran a 4 581 m. Sin embargo, las herramientas exploratorias interpretaron que a esa profundidad existe un cuerpo ofiolítico de gran espesor. Esta contradicción solo puede ser resuelta mediante una perforación más profunda que el pozo La Rosa 1.

4.4. Modelado de los campos potenciales

Los modelos 2D, cuya ubicación se muestra en la Figura 27, se confeccionaron para una profundidad máxima de 12 km utilizando las residuales de los campos potenciales a esa profundidad, ya que según Arriaza (1998) el tope del basamento cristalino se localiza a una profundidad que varía entre los 8-10 km.

Los datos del mapa de campo magnético reducido al polo (residual a 12 000 m), fueron de vital importancia para ubicar los levantamientos del Terreno Zaza. El error medio cuadrático obtenido en el modelado del campo gravitacional fue de 0,6 mGal y este no se disminuyó a fin de no afectar la coherencia geológica de los modelos.

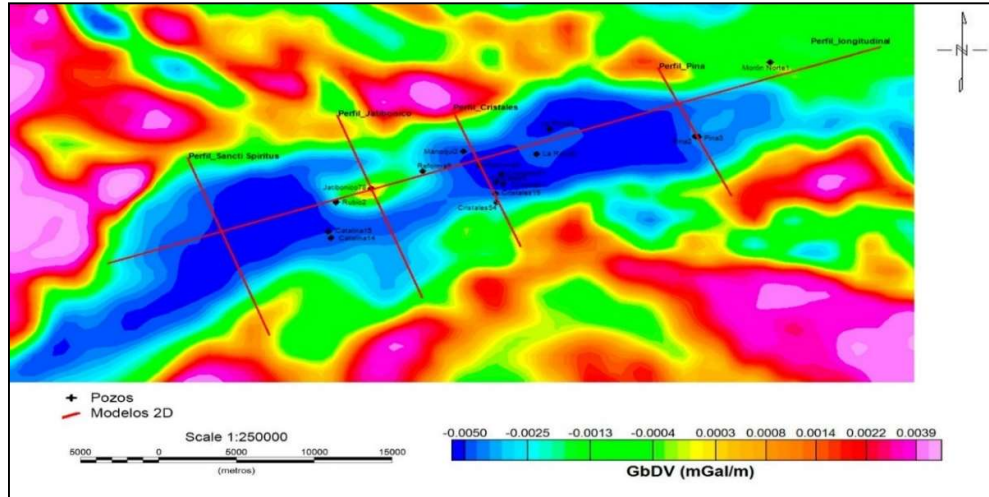


Figura 27. Ubicación de los modelos 2D sobre la Cuenca Central, en el mapa de la primera derivada vertical del campo gravitatorio.

Al analizar la zona SO y NE de la cuenca se vio una variación espacial en el patrón estructural y en su sedimentación (Figura 28). El SO se asemeja a un semigraben, mientras que el sector NE tiene un patrón estructural diferente, lo que permite argumentar que la cuenca fue deformada internamente por sistema de esfuerzos diferentes. El relleno sedimentario sinorogénico de la cuenca indica un desarrollo rápido y una alta tasa de subsidencia. Estos sedimentos incluyen secuencias olistostrómicas y turbidíticas, que presentan grandes cambios laterales de facies y de espesores (Figura 28).

Al analizar el comportamiento de los sedimentos postorogénicos y sinorogénicos al suroeste del modelo longitudinal (Figura 28) y en la Figura 29, se apreció que existen espesores que sobrepasan los 3 km lo que sugiere, que esta zona fue formada a partir de un régimen transtensional.

Los movimientos de las fallas Taguasco, y La Trocha, al NO y SE del perfil respectivamente, están indicadas por el desplazamiento de las anomalías gravimétricas (figuras 11 y 12). Por otra parte, el Terreno Zaza, y el Margen Continental Norteamericano (MCN) presentan un espesor pequeño, comparado con el sector NE del modelo longitudinal de la cuenca (Figura 28).

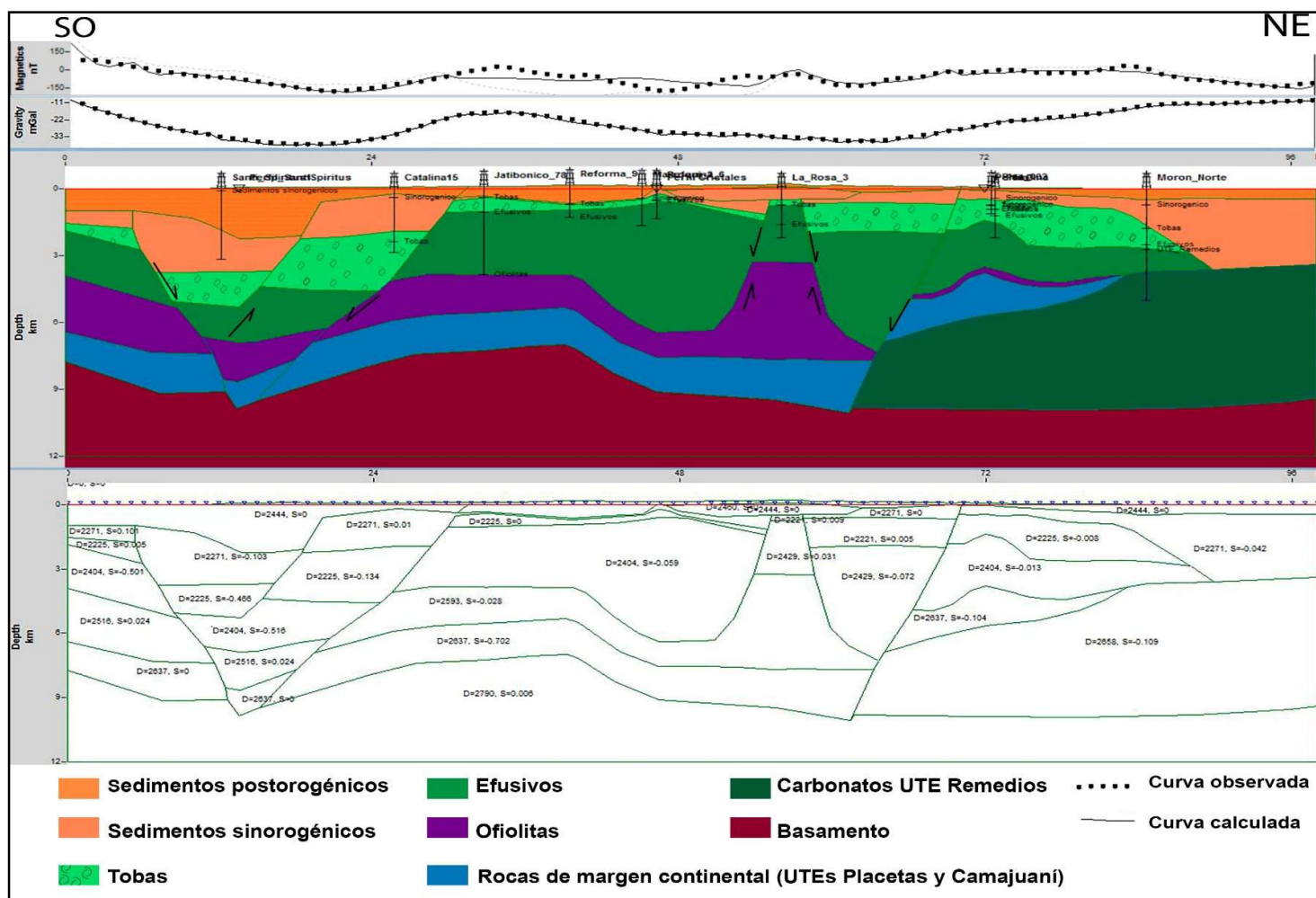


Figura 28. Perfil longitudinal a la Cuenca Central.

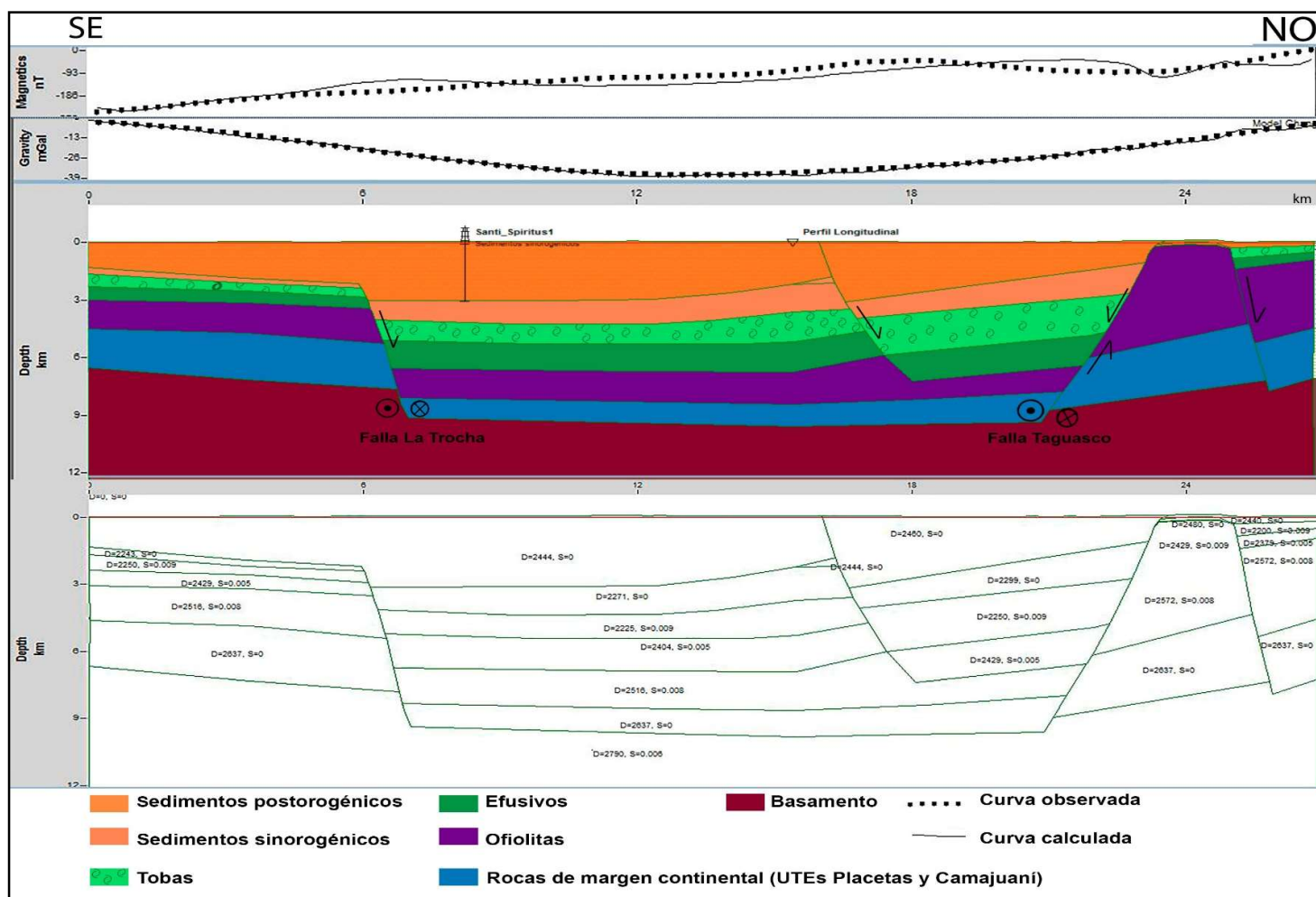


Figura 29. Modelo 2D Sancti Spiritus a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio.

El modelo 2D que corta el máximo estructural de Jatibonico (Figura 30) mostró que la anomalía positiva obtenida tanto en el mapa de anomalías de *Bouguer* como en el mapa magnético reducido al polo de la Figura 7, es provocada por un levantamiento de las rocas del AVC y las carbonatadas del Margen Continental Norteamericano, junto con el basamento cristalino, que generan un anticlinal del Terreno Zaza. Al NO, en el modelo, se tienen afloramientos de las rocas volcánicas y grandes espesores de ofiolitas.

Las fallas Zaza-Tuinicú y Cristales resultaron en una zona triangular de compresión que se extiende del NO del alto de Jatibonico hasta el norte del campo petrolero Pina. La parte nororiental de la cuenca es controlada por la falla Zaza-Tuinicú a través de un régimen transpresivo (Figura 32).

La Figura 31 mostró la parte central de la cuenca. El modelo con dirección SE-NO atraviesa el yacimiento Cristales, cortando los pozos Cristales 54 y 31, Cristales Norte 1, Reforma 6 y Marroquí 2. La zona se encuentra dividida por las fallas Cristales, ubicada al SE del yacimiento, y Zaza-Tuinicú. A partir de la información de la DHT y DV del campo gravitacional, se identificó que estas se comportan como fallas transcurrentes.

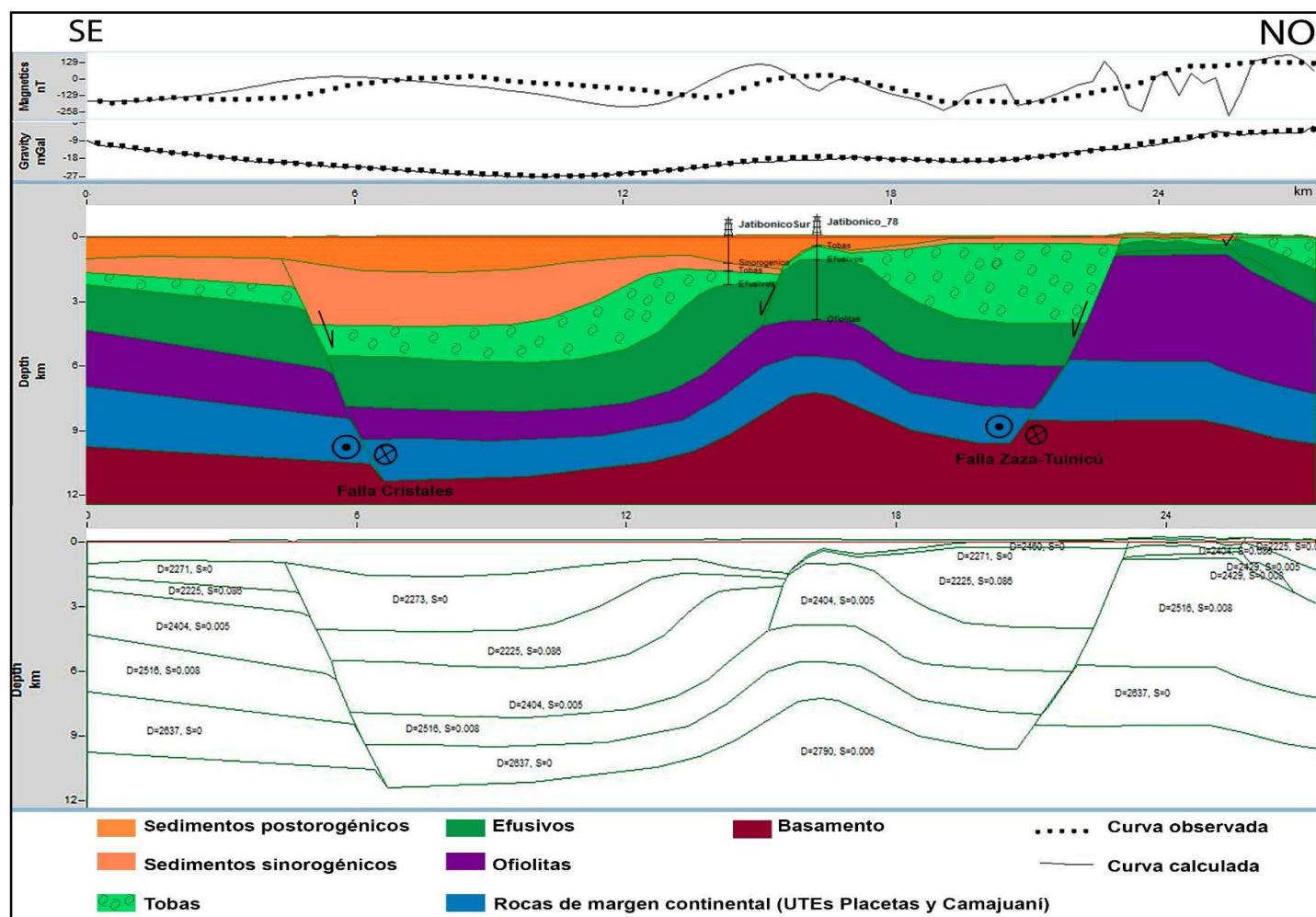


Figura 30. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que corta el máximo estructural de Jatibonico.

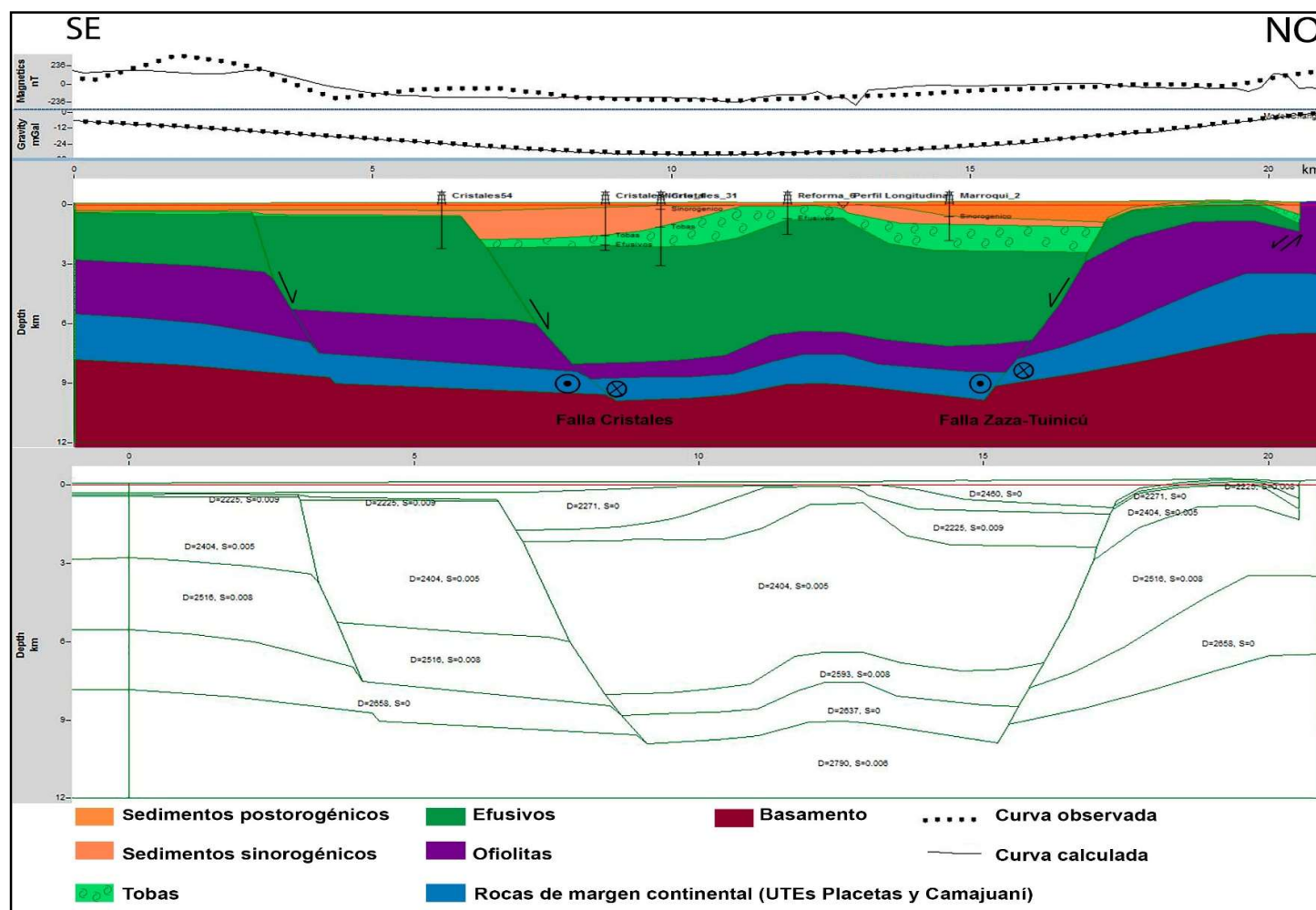


Figura 31. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que atraviesa el yacimiento Cristales.

En la Figura 32 se muestra el modelo 2D a partir del campo gravitatorio y magnético que atraviesa el yacimiento Pina. Fueron utilizados como datos primarios: la residual a 12 000 m de este campo, los datos petrofísicos de los pozos Pina Norte 1, Pina 31, Pina 30, Pina 24, Pina 2 y Pina 3 y la profundidad del tope de las rocas del MCN (carbonatos de las UTEs Camajuaní y Placetas) para la zona del yacimiento Pina, fue tomada de la investigación realizada por Rifá (2012). A partir de la interpretación de líneas sísmicas y los campos potenciales, la autora considera que la profundidad de estas rocas oscila entre los 3 hasta 3,8 km con un ascenso hacia el noroeste.

La dirección del perfil es SE – NO pasando sobre el yacimiento Pina. El modelo muestra el resultado de la actividad de las fallas Cristales y Zaza-Tuinicú que fueron generando otras fallas produciendo un sistema de bloques. A diferencia de los anteriores modelos los espesores de las rocas carbonatadas de las UTEs Camajuaní y Placetas presentan espesores que superan los 3 km. Los datos magnéticos corroboraron la existencia en el NO de la zona de los carbonatos de la UTE Remedios, que son cortados por el pozo Morón Norte 1, ubicado al norte de la Cuenca Central.

Los sedimentos del postorogénico y sinorogénico presentaron un espesor total en el yacimiento Pina de 1km, aunque al noroeste este espesor disminuye. Estos sedimentos se encuentran depositados sobre el Terreno Zaza.

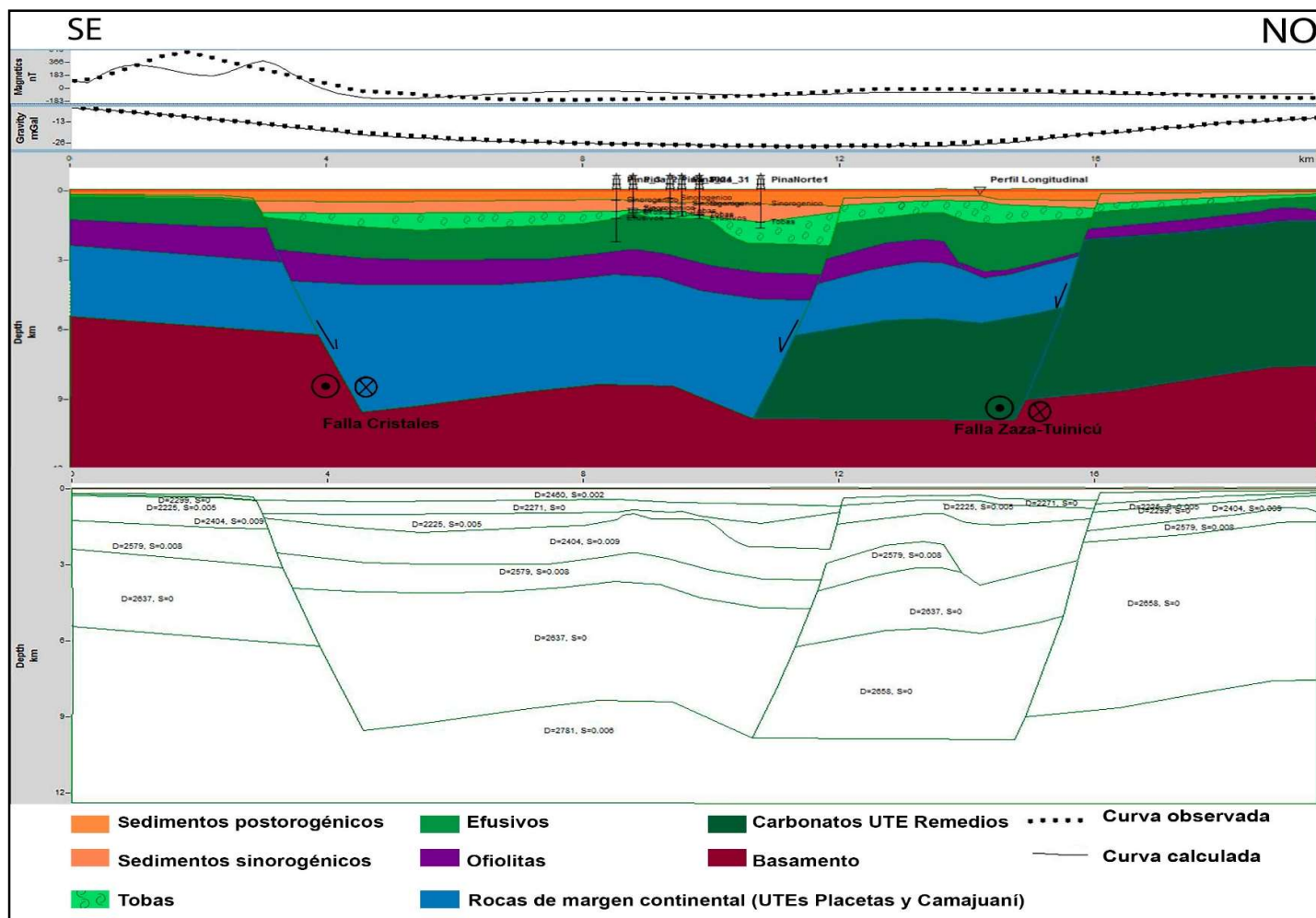


Figura 32. Modelo 2D a partir de la residual a 12 000 m del campo gravitatorio que atraviesa el yacimiento Pina.

4.4.1. Implicaciones gasopetrolíferas de la constitución geólogo-estructural de la Cuenca Central derivada de los modelos 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético) y su relación con la sísmica

El elemento fundamental en todo sistema petrolero corresponde a las rocas madre. En el play probado Zaza este elemento se corresponde con las rocas del arco volcánico.

De la interpretación de los modelos 2D de campos potenciales (figuras 28, 29, 30, 31 y 32) se ratificó que en la cuenca están presentes todos los elementos del *play* probado Zaza. Esto concuerda con Álvarez y Valladares (1996) que determinaron que las formaciones volcanógenas-sedimentarias constituyen reservorios tanto primarios como secundarios de los yacimientos en la cuenca y que existe un sello de edad Paleoceno-Eoceno Medio Superior.

En los modelos 2D de campos potenciales se identificaron las fallas del Sistema de Fallas La Trocha y otras, generadas a partir de este sistema que pudieron servir como vía de migración de los hidrocarburos.

En esta zona además del play probado Zaza, se considera la existencia del play hipotético Placetas.

Los resultados de los modelos 2D de campos potenciales asumen la existencia de esas rocas, con espesores que disminuye de norte a sur. Lo que, por otra parte, coincidió con investigaciones geoquímicas (Marrero Viera *et al.*, 2018), la presencia en pozos, como el Morón Norte 1 y los resultados obtenidos por Delgado (2003), López *et al.* (2018), López *et al.* (1993); que estimaron que los sedimentos del Jurásico Superior-Cretácico Inferior, pertenecientes a la UTE Placetas, están cubiertos por las rocas del Terreno Zaza, las cuales se corresponden con secuencias Jurásicas y Cretácicas del paleomargen norteamericano.

Asimismo, existe una coincidencia con los resultados de Rifá (2012) que exponen la presencia de las UTEs Placetas y Camajuaní en la Cuenca Central, sobre todo en el

sector centro oriental (yacimiento Pina) a partir del modelado del campo magnético y de la interpretación de línea sísmica 210413 (Anexo 5) migrada en profundidad.

En los modelos 2D de campos potenciales se identificaron las fallas del Sistema de Fallas La Trocha y otras, generadas a partir de este sistema que pudieron servir como vía de migración desde los sedimentos subyacentes del margen continental hasta las zonas fracturadas que podrían constituir reservorios.

La interpretación de los modelos 2D de campos potenciales también permitió identificar trampas, fundamentalmente estratigráficas y las monoclinales falladas. Estas se desarrollan a lo largo de la falla Cristales (Figura 11), caracterizadas por un fuerte gradiente gravimétrico, cual también se vio en los resultados obtenidos por Gómez y Prol (2001) y Gutiérrez *et al.* (1986).

Se considera que en el sector centro oriental, desde la zona de Jatibonico hasta la zona de Pina, existe una mayor probabilidad de existencia del *play* Placetas, ya que las rocas del margen continental se localizan a menor profundidad (Figuras 28, 30, 31 y 32). La evidencia del pozo Morón Norte muestra la presencia de la UTE Remedios por debajo del sobrecorrimiento del terreno Zaza. No siendo así al sur, donde deben disminuir al presentarse un amplio desarrollo de los volcánicos y ofiolitas, lo cual se observó en los mapas gravimétrico y magnético regional. Los resultados obtenidos sobre la existencia de los sedimentos de margen continental concordaron con disimiles investigaciones realizadas por varios autores (Cruz, 2012; Peña, Batista y Blanco, 2007; Rifá, 2012; Rifá y Prol, 2007; Rifá *et al.*, 2012).

Por ende, la zona más favorable para la existencia de acumulaciones hidrocarburíferas son: las cercanas a la falla Cristales y las localizadas en el sector centro-nororiental de la Cuenca Central, donde las fallas generadas pudieran ser las vías de migración. Por el contrario, la zona del depocentro de Santi Spíritus, no muestra grandes espesores de

los sedimentos, que se atribuyen al margen continental norteamericano y que en algunas partes no se detecta, hecho que limita el hallazgo de zonas perspectivas.

4.5. Modelo 3D de densidades de la Cuenca Central

El modelo 3D de densidad de la Cuenca Central (Figura 33), calculado a partir de los modelos 2D del campo gravitatorio y de la información petrofísica de los pozos existentes dentro de la cuenca, posibilitó analizar la distribución de las densidades, tanto en área como en profundidad. Se observó la distribución areal tanto de los mínimos, asociados a los sedimentos del postorogénicos, a una profundidad de 4 km aproximadamente, mientras que las mayores densidades, asociadas al basamento cristalino, se estiman que se ubiquen entre los 10-12,5 km de profundidad.

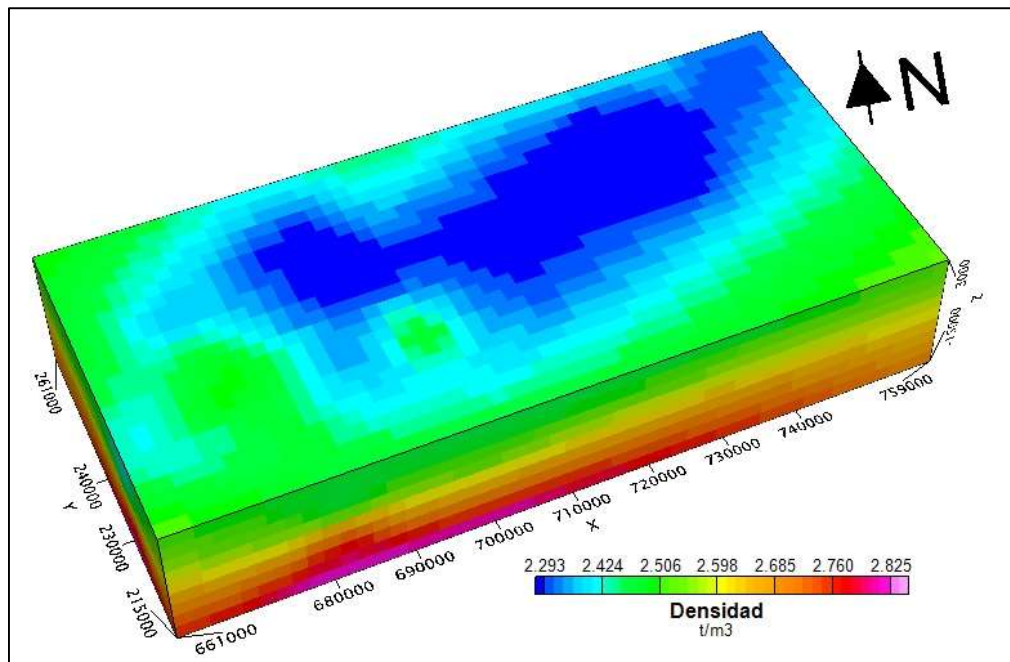


Figura 33. Modelo 3D de densidades de la Cuenca Central para un tamaño de blanqueo de 300.

A partir del modelo 3D de densidad, con un tamaño de celda 2 000 m y un blanqueo de 100, se generó el mapa de anomalías de Bouguer calculado (Figura 34 (B)). El comportamiento de este campo mostró que la intensidad de las anomalías es menor

respecto al campo observado, esto es debido a que solo asume las fuentes existentes hasta los 12 000 m de profundidad, que es el valor tomado para confeccionar el voxel de densidad. También se observó similitud morfológica entre ambos campos. La orientación de las anomalías calculadas es de SO a NE y en la zona central existe un mínimo que se correlaciona con el mínimo gravimétrico presenten en la cuenca.

La residual del mapa de anomalías de Bouguer calculado a partir de la CAA a 1 000 m (Figura 34 (C)) mostró que dentro de la cuenca las anomalías responden a factores geólogo-tectónicos como son: la presencia de los grandes espesores de sedimentos en el depocentro de Sancti Spíritus, el levantamiento regional de las rocas del AVC y posiblemente del basamento en el sector de Jatibonico, la presencia de un cuerpo ofiolítico de gran espesor en el sector de La Rosa y la presencia de varias fallas dentro de la cuenca, así como las fallas Taguasco y Cristales que la delimitan; esta última presentó una gran coincidencia con el mapa de anomalías de Bouguer observado. Sin embargo, en la zona sureste y norte los mínimos existentes no son producidos por factores geológicos sino de interpolación.

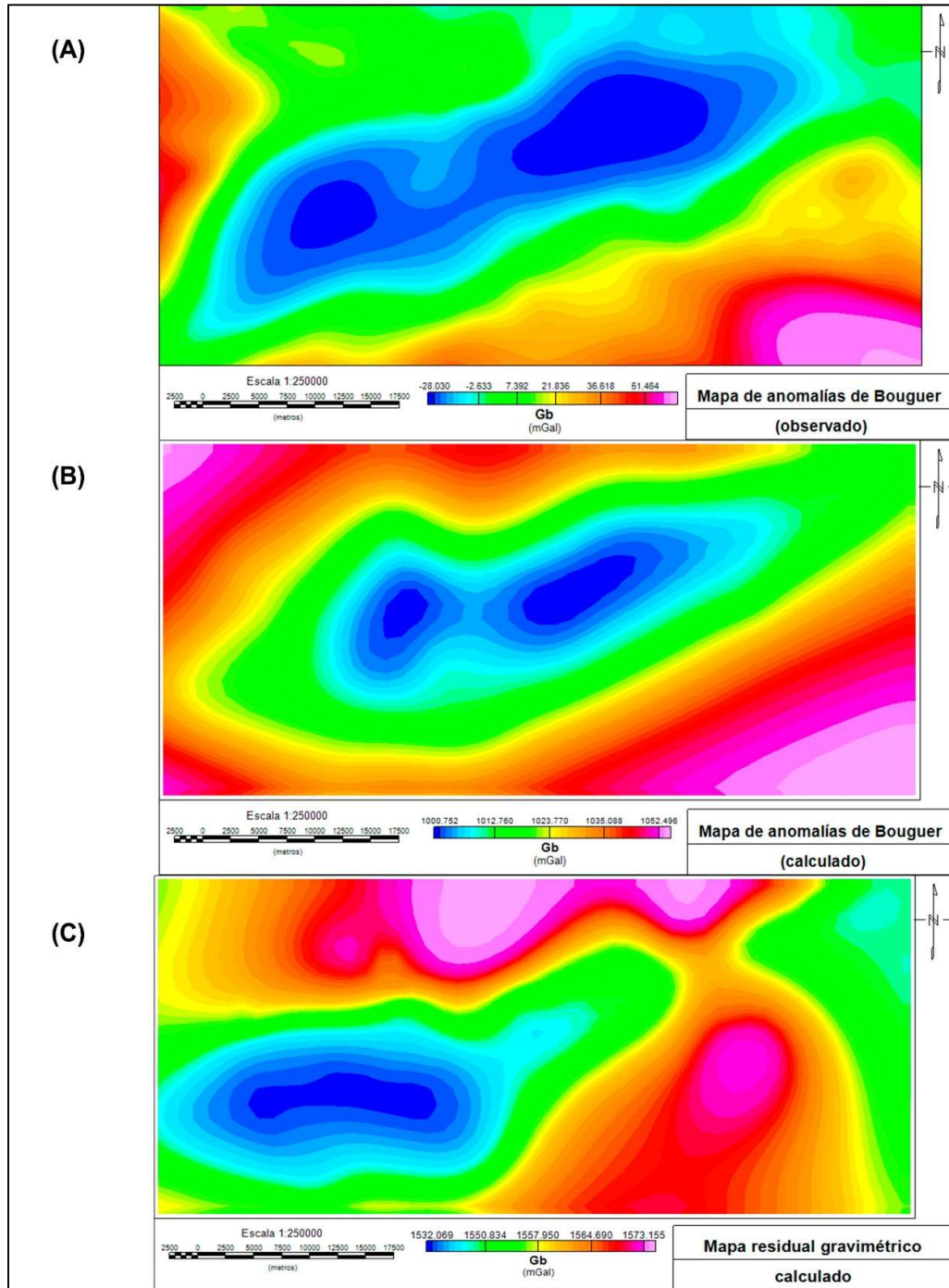


Figura 34. Mapas de anomalías de Bouguer observado (A) y calculado a partir del voxel con tamaño de celda 2 000m y un blanqueo de 100 (B) y mapa de la residual del campo gravitatorio calculado a partir de la CAA a 1 000 m (C).

4.6. Firma geofísica no sísmica de los principales yacimientos conocidos en la Cuenca Central, Cuba

4.6.1. Yacimiento Cristales

El complejo anómalo del yacimiento Cristales constituye, por su diversidad, el más general de la Cuenca Central. El patrón de respuesta del yacimiento Cristales considera, a partir de un conjunto de atributos no sísmicos, las siguientes anomalías indicadoras (Figura 35):

- Máximo gravimétrico local, menor de 0,5 mGal, (a partir de la residual a 500 m o de la primera derivada vertical), el cual refleja una estructura positiva muy local, provocada por el levantamiento de los volcánicos, más densos.
- Este máximo se localiza, dentro de los límites de las isolíneas del campo magnético reducido al polo, en el intervalo entre -220 y -75 nT, con presencia, en su proximidad, de un máximo magnético, de mayores proporciones, con amplitud superior a -75 nT, el cual define una zona de levantamiento de las rocas volcánicas.
- Mínimo de la relación K/Th, con máximos locales de U(Ra) en su periferia.
- Ausencia de anomalías geomórficas.
- Indicaciones anómalas por el complejo Redox de acuerdo con los datos de (Pardo y Rodríguez, 2016) (Anexo 6).

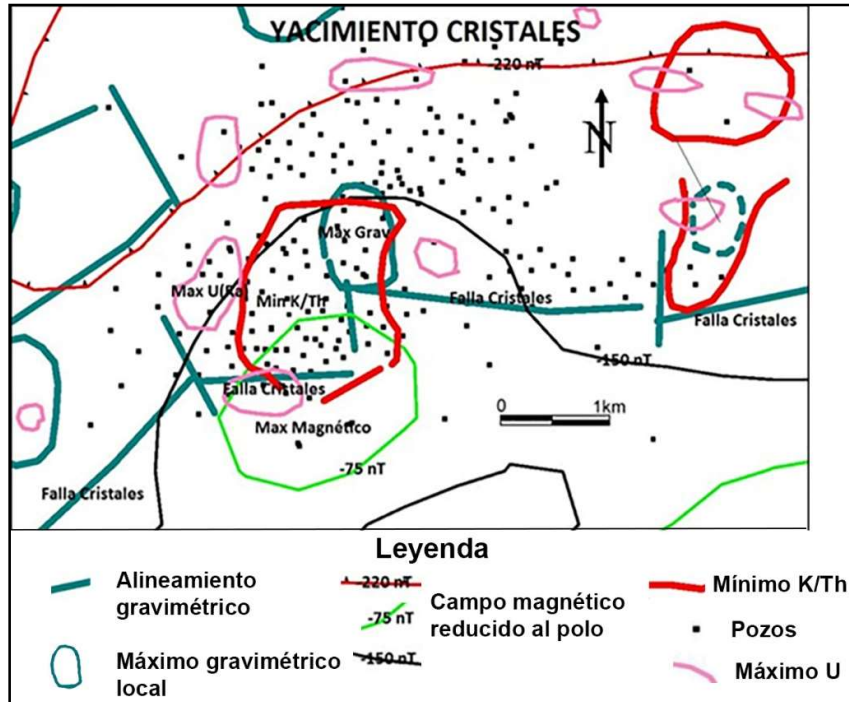


Figura 35. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

4.6.2. Yacimiento Jatibonico

El yacimiento Jatibonico presenta un cuadro anómalo algo más particular (Figura 36).

El yacimiento presenta:

- Un gran máximo gravimétrico que se observa tanto en el mapa de anomalías de Bouguer, como en las residuales a 500 y 2 000 m, resultantes de las respectivas continuaciones analíticas ascendentes. Se considera que esta anomalía se basa en un levantamiento regional de las rocas volcánicas y quizás, del basamento.
- Un gran máximo del campo aeromagnético reducido al polo, con amplitud mayor de 25 nT, producido por el levantamiento de las rocas volcánicas.
- Presencia de varios mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U(Ra) en su periferia.

- Ausencia de anomalías geomórficas.
- Indicaciones anómalas por el complejo Redox de acuerdo con los datos de (Pardo y Rodríguez, 2016) (Anexo 7).

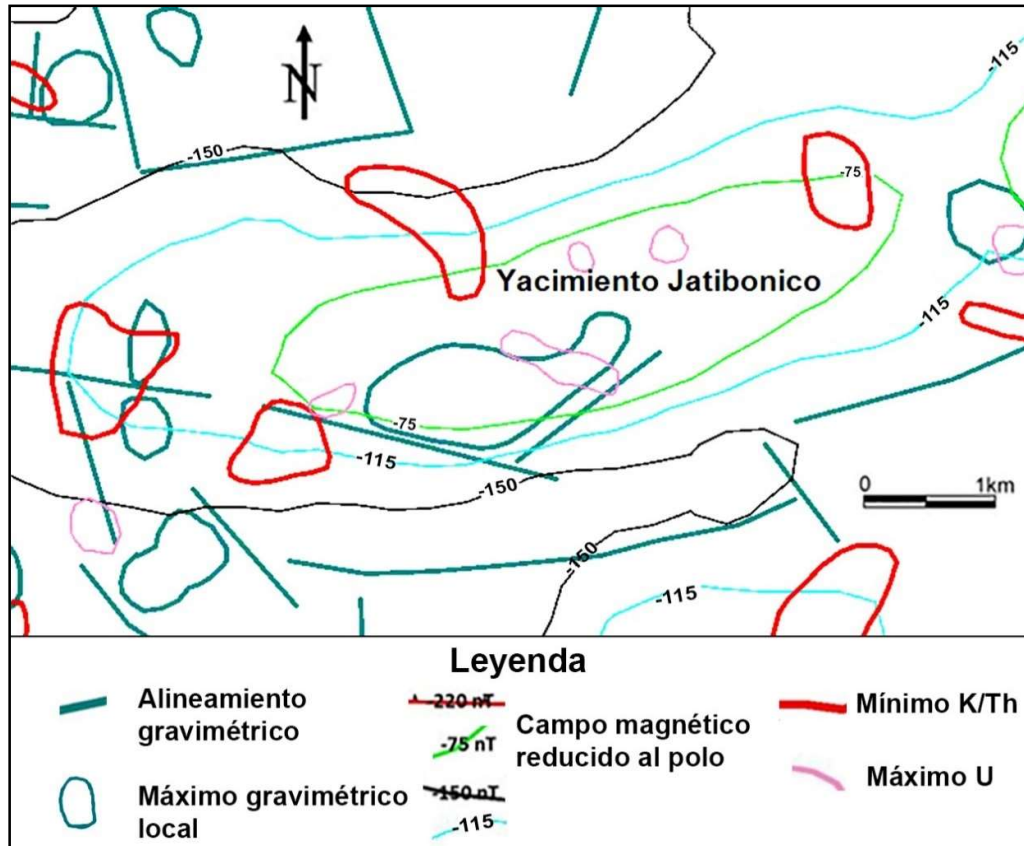


Figura 36. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Jatibonico (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020; Morales, Rodríguez y Pardo, 2019a).

4.6.3. Yacimiento Catalina

El yacimiento se localiza al suroeste del yacimiento Jatibonico y está caracterizado por el siguiente complejo anómalo (Figura 37):

- Se localiza en una zona de mínimo del campo gravitacional. Al parecer, por el aumento del espesor de los sedimentos del sin y postorogénico, en el área no se observa ningún máximo local.
- El yacimiento se ubica dentro de los límites de las isolíneas del campo magnético reducido al polo en el intervalo entre -220 y -150 nT, caracterizado

por un máximo residual (CAA a 500m), lo cual acusa una mayor profundidad del levantamiento local de las rocas volcánicas.

- Presencia de un mínimo de la relación K/Th y un máximo de U(Ra), ambos aislados.
- Ausencia de anomalías geomórficas.

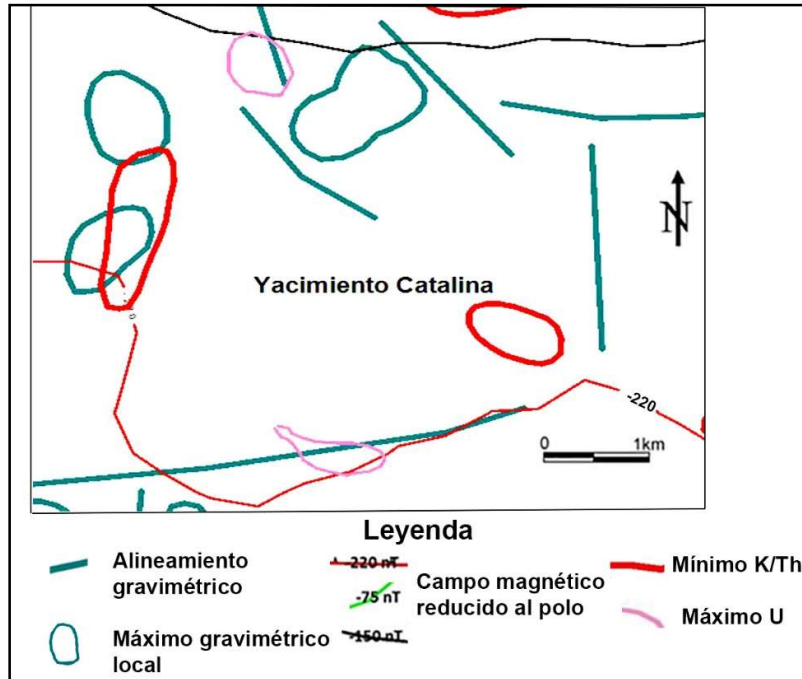


Figura 37. Mapa del patrón de respuesta geofísica no sísmica del yacimiento Catalina (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

4.6.4. Yacimiento Pina

El yacimiento Pina (Figura 38) se caracteriza por un conjunto de anomalías indicadoras que consideran los siguientes atributos no sísmicos (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019):

- Máximos gravimétricos locales, a partir de la residual a 500 m y la primera derivada vertical, los cuales reflejan estructuras positivas por el levantamiento de los volcánicos, más densos.
- El yacimiento se encuentra dentro de los límites de las isolíneas del campo aeromagnético reducido al polo, en el intervalo entre -150 y -115 nT, en una

anomalía tipo silla de montar, la cual define una zona con características geólogo-estructurales similares desde el punto de vista local (levantamiento de las rocas volcánicas).

- Mínimo de la relación K/Th, con máximos locales de U(Ra) en su periferia.
- Ausencia de anomalías geomórficas.
- Indicaciones anómalas por el complejo Redox de acuerdo con los datos de (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019) (Anexo 8).

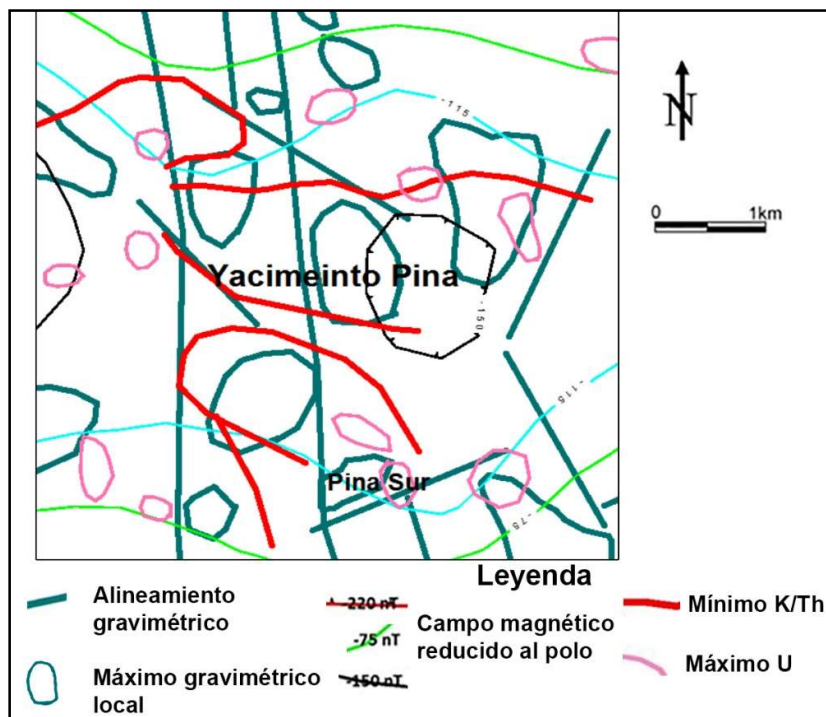


Figura 38. Mapa del patrón de respuesta del yacimiento Pina (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

Otros yacimientos y prospectos como Brujo y Pina Sur (Figura 38) presentaban complejos anómalos semejantes al del yacimiento Pina, pero incompletos en algunos de sus atributos. Los sectores Paraíso y Oeste de Ceballos (Figura 40) reproducen, en su totalidad, el patrón de respuesta del yacimiento Pina; el de mayor interés por estar vinculado a la extensión de la falla Cristales es el sector Oeste de Ceballos.

4.7. Interpretación geofísica no sísmica integrada y su relación con la sísmica en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23

La interpretación para la exploración de sectores prospectivos para hidrocarburos en la Cuenca Central a partir de los métodos geofísicos no sísmicos, se realizó en el área comprendida dentro de los bloques 21, 21A y 23, una interpretación integrada. Sus resultados se plasmaron en un mapa de índices complejos (Figura 39). Los sectores prospectivos para hidrocarburos consideran los siguientes aspectos básicos:

- Presencia de débiles máximos gravimétricos locales.
- Localización dentro del *trend* de valores magnéticos RP -220 a -75 nT, con máximos asociados superiores a -75nT para la región de los alrededores de los yacimientos Jatibonico, Catalina y Cristales y sin estos máximos asociados, para la región de los alrededores de Pina-Brujo, Paraíso y Ceballos.
- Presencia de mínimos de la relación K/Th con máximos de U(Ra) en su periferia.

Los sectores favorables identificados fueron: Paraíso, Oeste de Ceballos (1 y 2), Pina Oeste Norte, Pina Oeste Sur, América, Pina Sur, Pina Sur SO, para la región Pina-Ceballos (Morales, 2022) y, La Vigía, El Trabuco y El Azufre, para la región Jatibonico-Cristales. En estos sectores se reproducía total o parcial el complejo anómalo (Patrón) de los yacimientos Pina y Cristales.

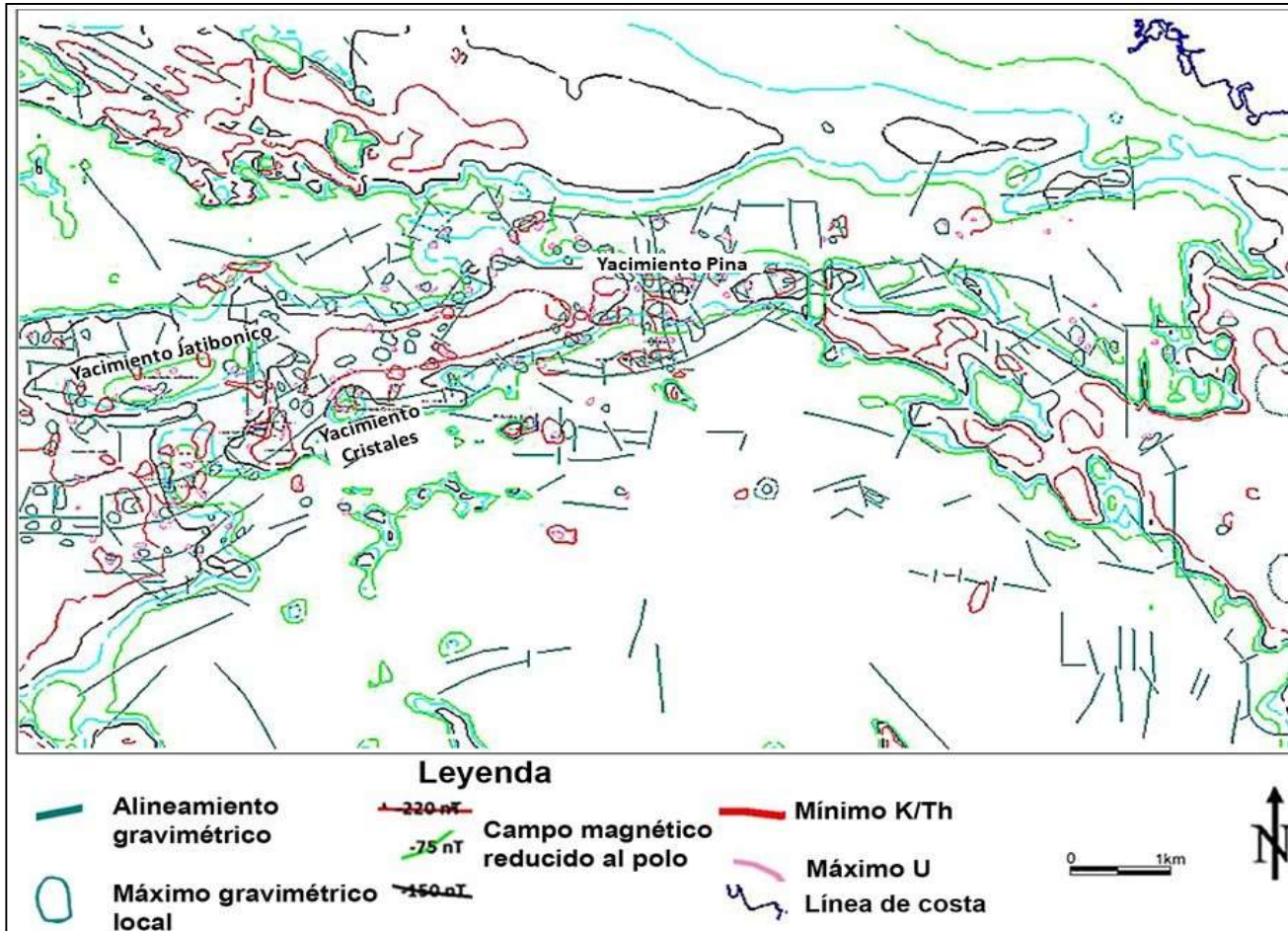


Figura 39. Mapa de índices complejos resultante de la interpretación de los métodos geofísicos no sísmicos en la Cuenca Central (área comprendida dentro de Bloque 21, 21A y 23).

Para el análisis de los resultados se consideró pertinente la separación en dos regiones: Pina-Ceballos y Jatibonico-Cristales, debido a que ambos coinciden con los dos depocentros presentes en la cuenca, los cuales tienen características geológicas diferentes.

4.7.1. Región Pina-Ceballos

A partir de los datos obtenidos en la adquisición de los perfiles de complejo Redox por Pardo, Rodríguez y Cruz (2018), se realizó la interpretación de la región Pina-Ceballos. El mapa de índices complejos correspondiente a esta región se presenta en la Figura 40.

Los sectores Paraíso (prospecto) y Oeste de Ceballos reproducen el complejo anómalo patrón de Pina en su totalidad, además de contar ambos, con buenas estructuras sísmicas. En el primero, la estructura, más pequeña, está fallada en su región axial y en el segundo, el complejo anómalo y estructura, de mayores proporciones, están limitados por la extensión de la falla Cristales, lo cual lo hace muy perspectivo. Ambos tienen una clara expresión en los respectivos Escenarios Redox siendo la anomalía de Oeste de Ceballos la de mayores proporciones.

Los restantes sectores reproducían el Patrón Pina de forma parcial o incompleta.

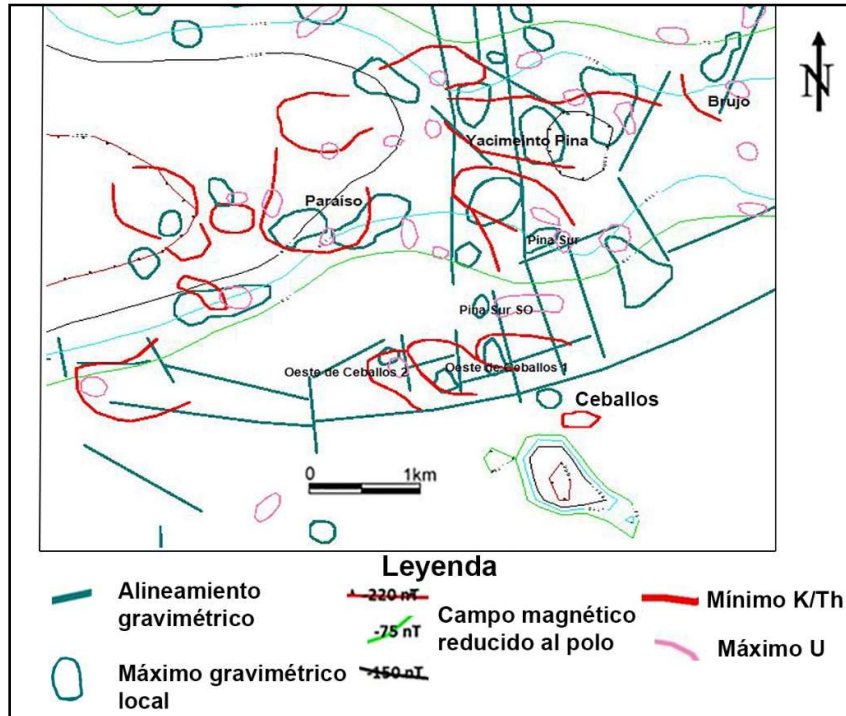


Figura 40. Mapa de índices complejos correspondiente a la región Pina-Ceballos (Morales, 2022).

4.7.2. Región Jatibonico-Cristales

El mapa de índices complejos correspondiente a esta región se presenta en la Figura 41.

El sector La Vigía reproduce el complejo anómalo del yacimiento Cristales en su totalidad, además de contar con una expresión interesante en el escenario Redox, que revela la posible preservación de un depósito de hidrocarburos ligeros. Los restantes sectores (El Trabuco y El Azufre) reproducían el Patrón Cristales de forma parcial.

Según la interpretación, el sector La Vigía puede tener una extensión areal entre 5-15 km², con una probable profundidad cercana a 1 000 m o inferior, asociado a una falla alimentadora, al norte y paralela a la falla Cristales. El sector presenta en su porción sur un máximo local gravimétrico de amplitud menor que 0,5m Gal y un ligero incremento al norte de la misma, coincidente con un mínimo local de la relación K/Th. Ello puso de manifiesto la existencia de un bloque más hundido al norte de la falla

mencionada. El campo magnético RP reveló un máximo de -13 nT de rumbo longitudinal, que abarca la parte sur y norte de la falla alimentadora, provocado por el levantamiento del tope de los volcánicos a una profundidad aproximada de 600-800 m, según la interpretación por TDR, comparables con los 600-800 m que se tiene en Cristales. La espectrometría gamma aérea a partir de la relación K/Th reveló dos mínimos, uno de mayores proporciones en el bloque sur y, otro menor, en el bloque norte, ambos relacionados con la misma posible ocurrencia. Otros dos mínimos, al norte y al oeste del último mencionado, pudieran estar involucrados, lo que aumentó el área de la posible ocurrencia en otros 5 km² (15 km² en total).

El Trabuco, por su parte, está asociado a la misma falla alimentadora, paralela a la falla Cristales y se ubica próxima a una depresión de los volcánicos (mínimo del campo magnético reducido al polo (RP) menor que -220 nT). Ello supone una ocurrencia a una profundidad superior a la de La Vigía. Su extensión areal es reducida, a juzgar por el área del mínimo K/Th (menor que 5 km²).

El Azufre se localiza al sur de la falla Cristales, en un territorio sin ocurrencias de hidrocarburos, según criterios geológicos. En esta localidad fue reportada la presencia de un antiguo manantial de aguas sulfurosas del mismo nombre (Linares *et al.*, 2011). El área se halla colindante a una depresión local de los volcánicos (mínimo del campo magnético RP menor que -220 nT). Su extensión, a juzgar por las dimensiones del mínimo K/Th, es muy reducida.

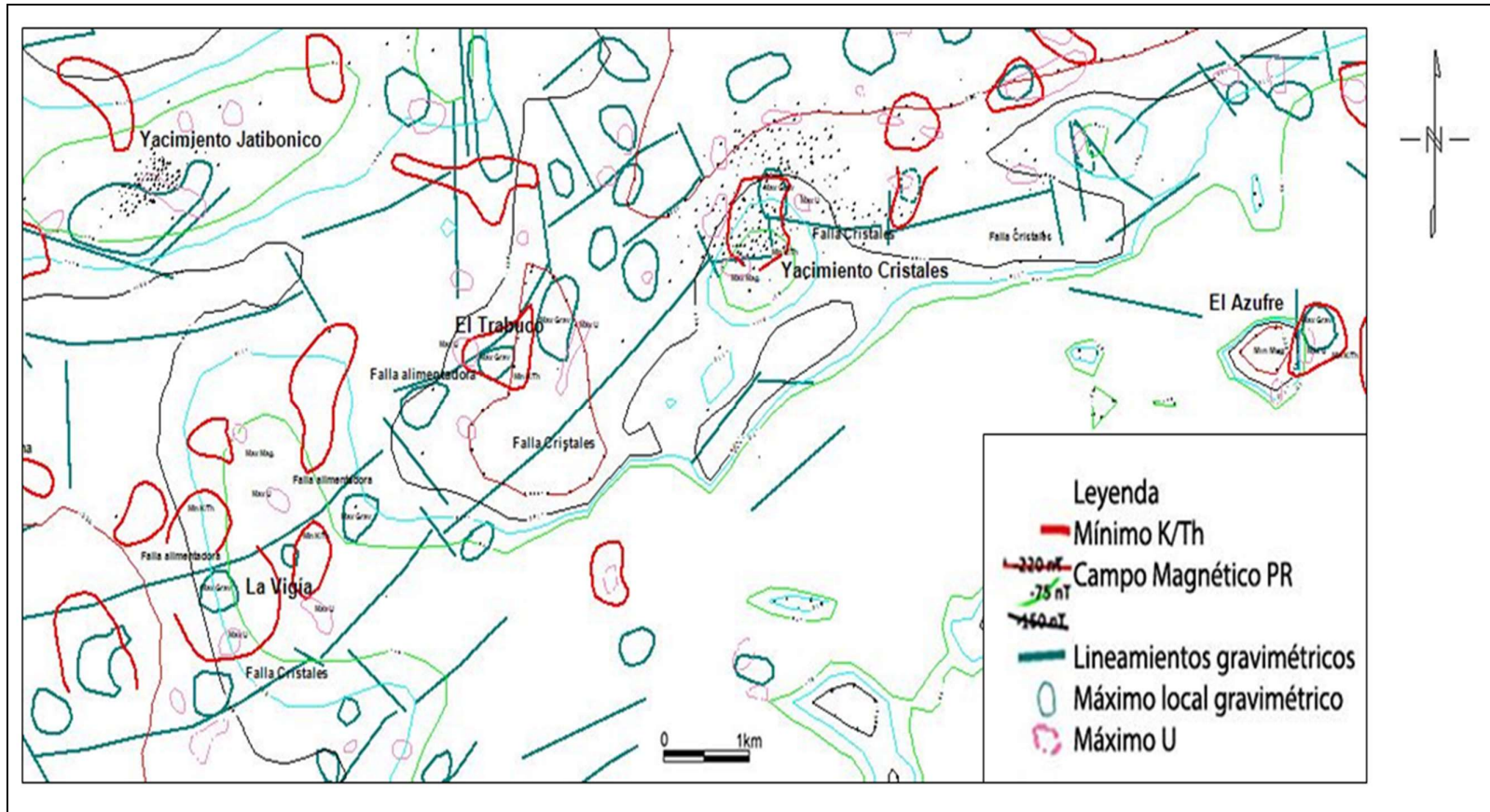


Figura 41. Mapa de índices complejos correspondiente a la región Jatibonico-Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

4.8. Validación a partir de los trabajos de reconocimiento del complejo Redox

En la validación de las zonas perspectivas para hidrocarburos, los métodos geofísico-geoquímicos no convencionales (complejo Redox) se aplicaron a partir de una estrategia de exploración, que consideró la elaboración de los siguientes escenarios (Morales *et al.*, 2022):

- Sísmica: Levantamientos estructurales de las rocas volcánicas.
- Gravimetría: Sutiles máximos locales positivos (revelados, como regla, en la primera derivada vertical), debido al levantamiento de las rocas volcánicas más densas, coincidentes o próximos a los levantamientos sísmicos.
- Magnetometría: Tendencia regional del campo magnético reducido al polo (RP) entre -220 y -75 nT (posible parte más levantada de la cuenca).
- Espectrometría gamma aérea: Mínimos de la Relación K/Th y en su periferia, máximos locales de U(Ra).
- Morfometría: Sutiles máximos locales positivos del relieve residual a 500 m que, como regla, no se observan.

Sobre la base a la integración de esos escenarios se obtuvieron complejos anómalos que son reconocidos en tierra por un perfil del complejo Redox.

Los perfiles de reconocimiento fueron ejecutados en varias campañas de adquisición, con una división de la cuenca en las dos regiones anteriores (Pina-Ceballos y Jatibonico-Cristales).

Las campañas de adquisición se realizaron en la región Jatibonico-Cristales y en Pina-Ceballos. En la primera, se realizaron los perfiles en: La Vigía, El Trabuco y El Azufre (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020). Mientras que en el sector Pina-Ceballos se usaron los datos de los perfiles del complejo Redox: Oeste de Ceballos (1 y 2), Pina Sur, Pina

Sur SO, Pina Norte Oeste, Pina Oeste Sur y América (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019). Todo esto a fin de validar los sectores perspectivas obtenidos a partir de los métodos de exploración no sísmicos (Morales, 2022).

4.8.1. Resultados de la campaña en la región Jatibonico-Cristales

Durante la campaña en la región Jatibonico-Cristales se estudiaron tres objetivos: La Vigía, El Trabuco y El Azufre (Figura 42).

El complejo anómalo La Vigía y los resultados sobre la evaluación de su naturaleza gasopetrolífera mediante el complejo Redox (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020; Morales, Rodríguez y Pardo, 2019) se presentan en las figuras 43 y 44. Los últimos, pusieron de manifiesto la correspondencia espacial de máximos (mayor que 1,5 veces el valor de fondo) de la susceptibilidad magnética con mínimos (entre -20 y -5 mV) del Potencial Redox e incrementos correlacionados de V y Ni (entre dos y mayor que tres veces el valor de fondo), tanto para el bloque sur como para el norte (solo una estación). Tal correspondencia espacial estableció la existencia de una ocurrencia preservada de hidrocarburos ligeros en el orden de profundidad propuesto por el TDR (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

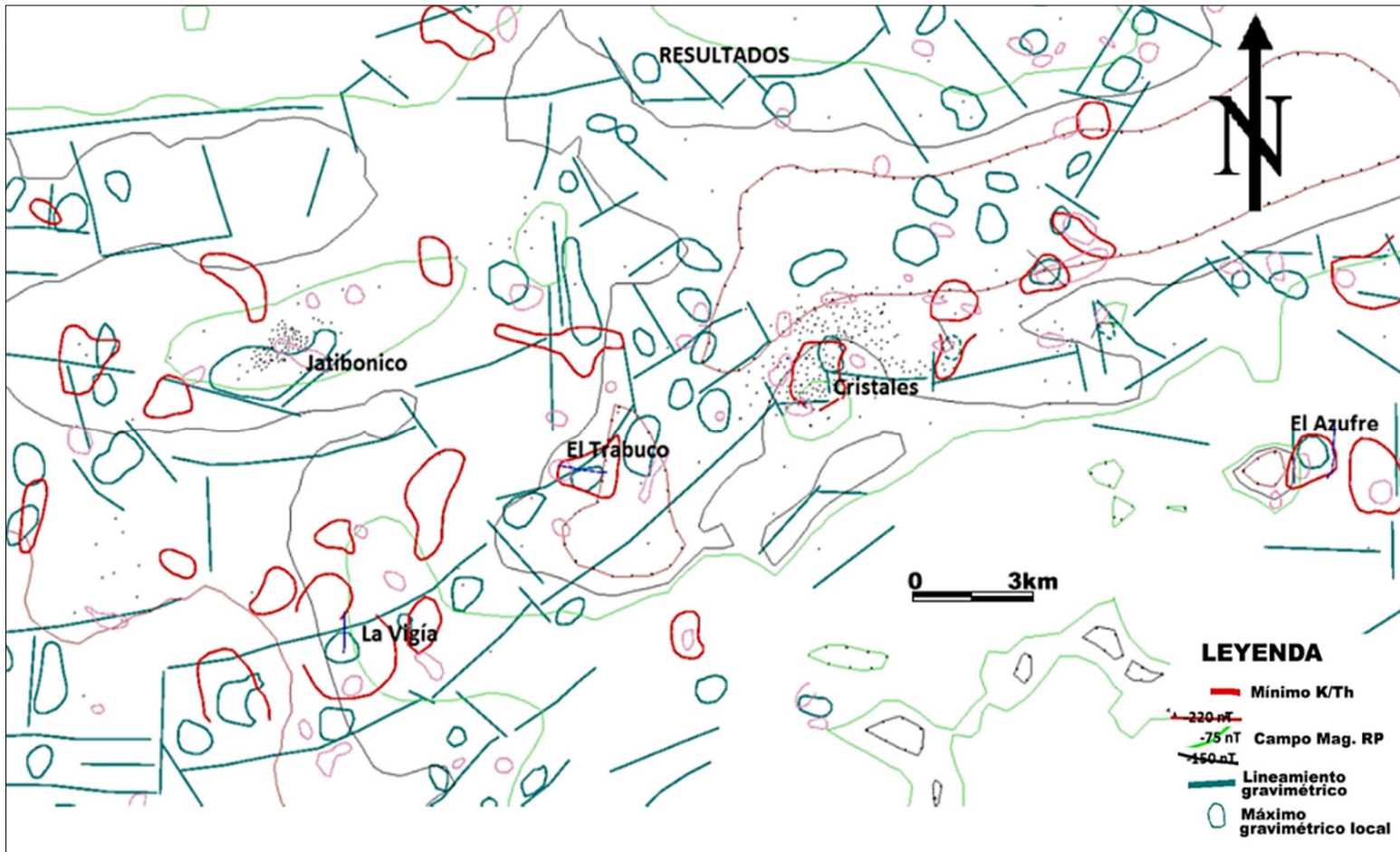


Figura 42. Mapa de anomalías complejas de la zona de investigación correspondiente a la campaña en la región Jatibonico-Cristales (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

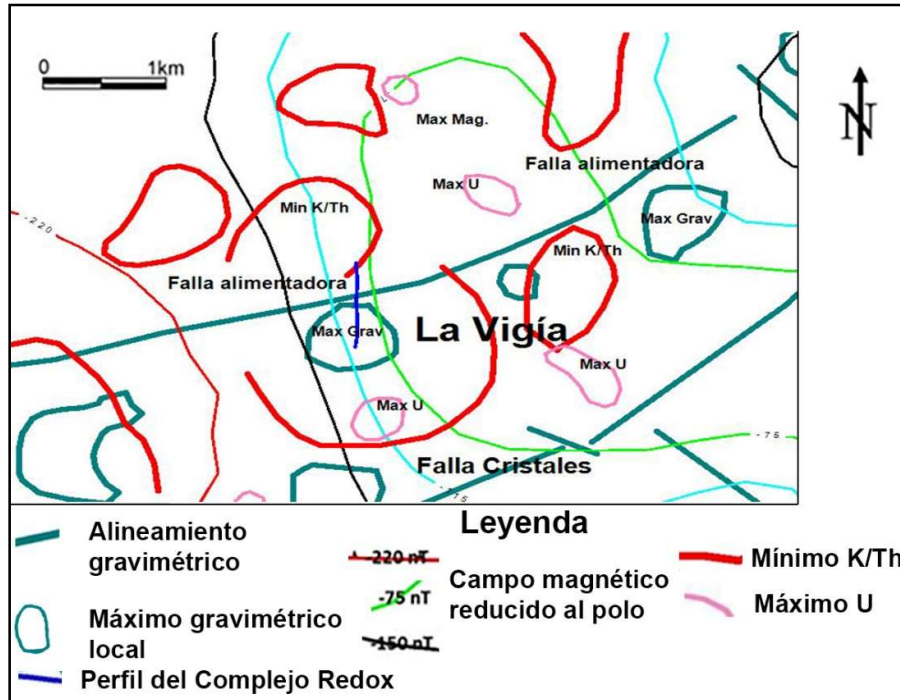


Figura 43. Complejo anómalo no sísmico en la localidad La Vigía. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Rodríguez y Pardo, 2020).

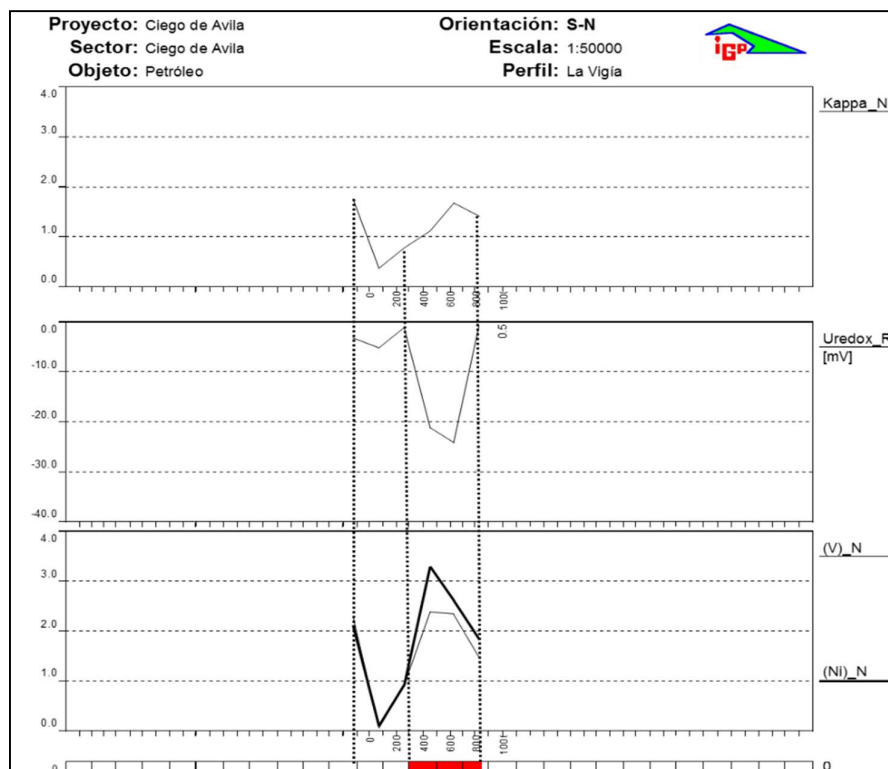


Figura 44. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad La Vigía. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

Los resultados en la segunda localidad investigada, El Trabuco, se presentan en las figuras 45 y 46.

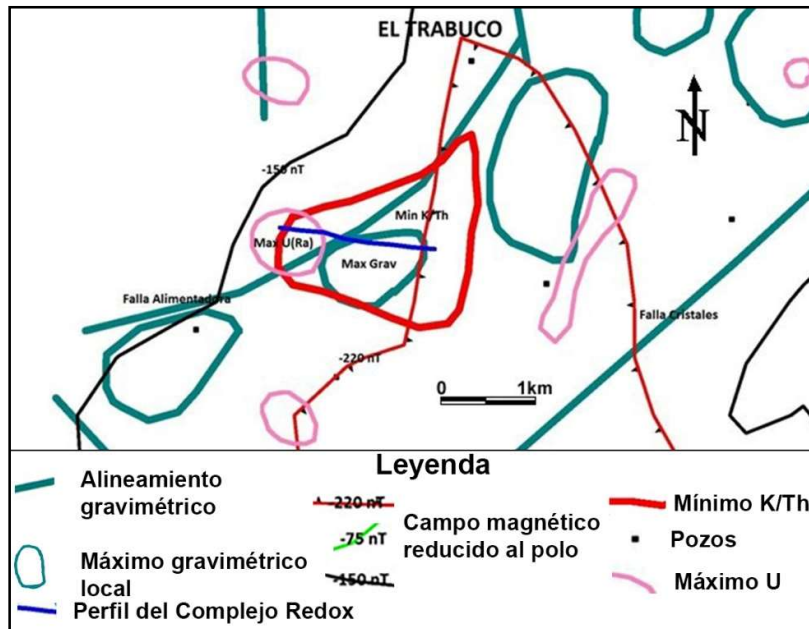


Figura 45. Complejo anómalo no sísmico en la localidad El Trabuco. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

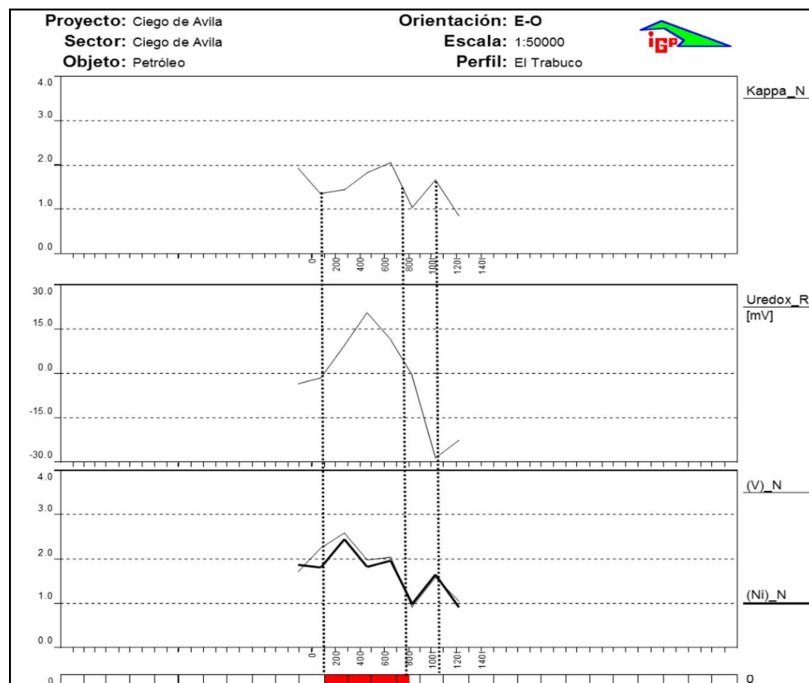


Figura 46. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad El Trabuco. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

Los resultados sobre la evaluación de la naturaleza gasopetrolífera del complejo anómalo El Trabuco, a partir de los trabajos de reconocimiento por el complejo Redox, pusieron de manifiesto la correspondencia espacial de máximos (dos veces el valor de fondo) de la susceptibilidad magnética con un máximo, mayor que 15 mV, del Potencial Redox e incrementos correlacionados de V y Ni (2 veces el valor de fondo). Tal correspondencia espacial permitió establecer la existencia de un cuadro de posible destrucción de la ocurrencia, por un posible escape gaseoso.

Los resultados en la tercera localidad investigada, El Azufre, se presentan en las figuras 47 y 48.

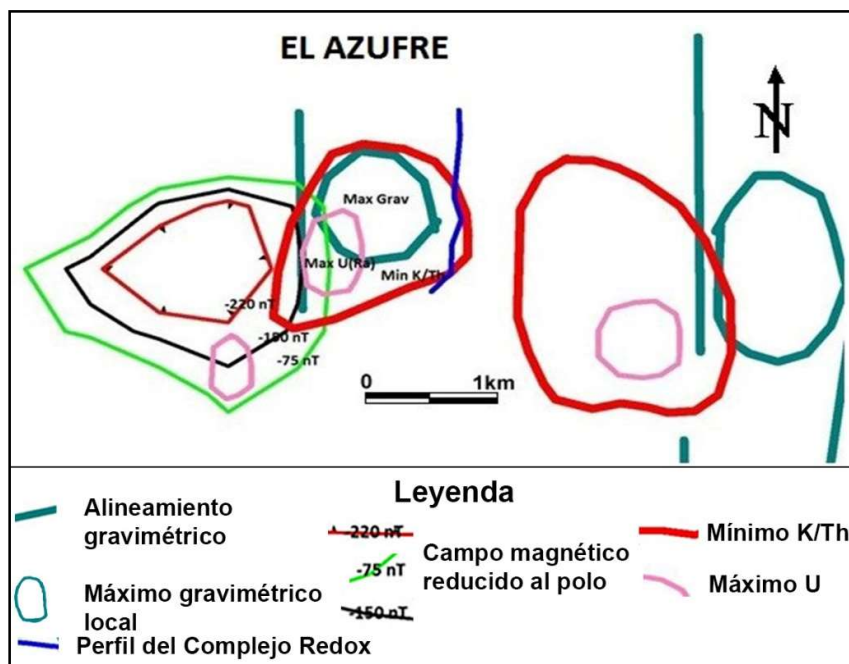


Figura 47. Complejo anómalo no sísmico en la localidad El Azufre. Detalle de la Figura 42. En línea azul, perfil medido del complejo Redox (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

Los resultados sobre la evaluación de la naturaleza gasopetrolífera del complejo anómalo de El Azufre, a partir de los trabajos de reconocimiento por el complejo Redox, puso de manifiesto la ausencia de un cuadro anómalo (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

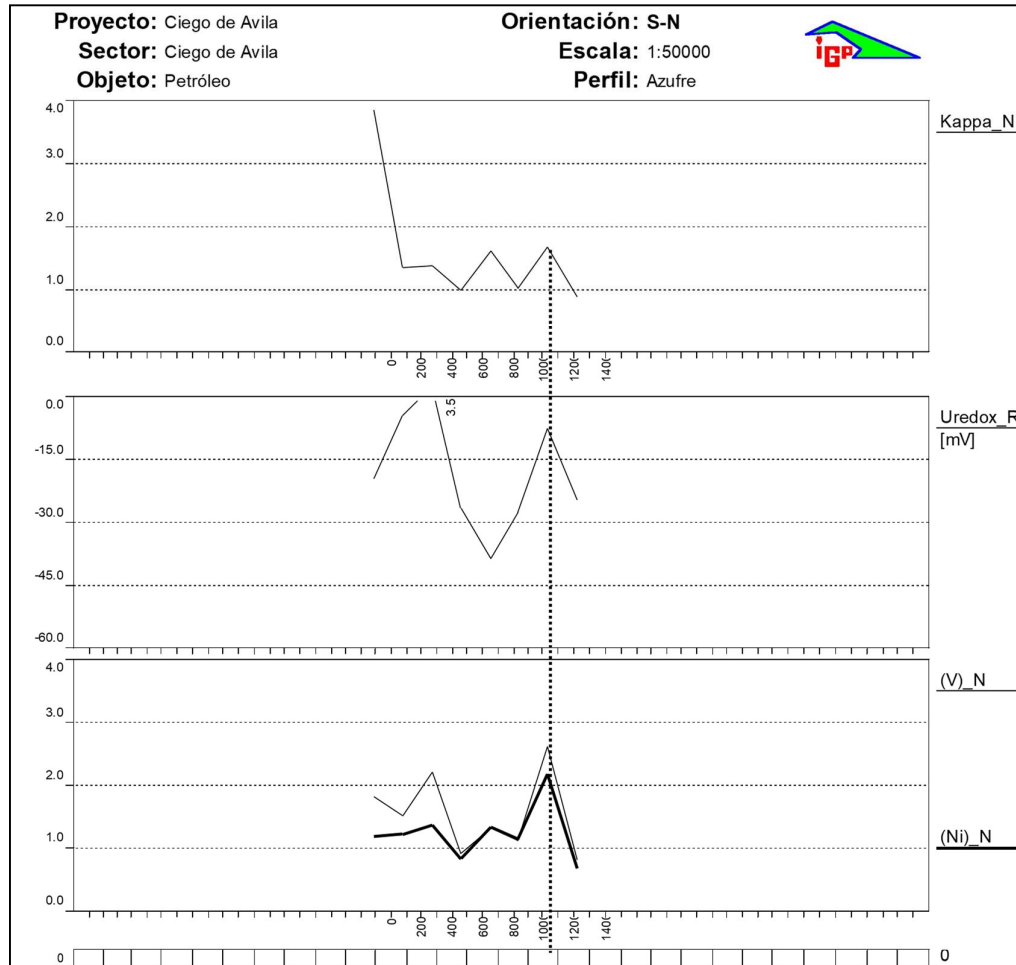


Figura 48. Resultados de los trabajos por el complejo Redox en la localidad El Azufre. La distancia entre puntos de observación es orientativa (Morales, Pardo y Rodríguez, 2020).

4.8.2. Resultados de las campañas en la región Pina-Ceballos

En la campaña, en la zona de Pina se adquirieron tres objetivos (Figura 49): Pina Oeste Sur, Pina Oeste Norte y América. Los datos del complejo Redox en cada uno de los perfiles de reconocimiento en estos sectores, se presentan en los Anexos 9, 10 y 11.

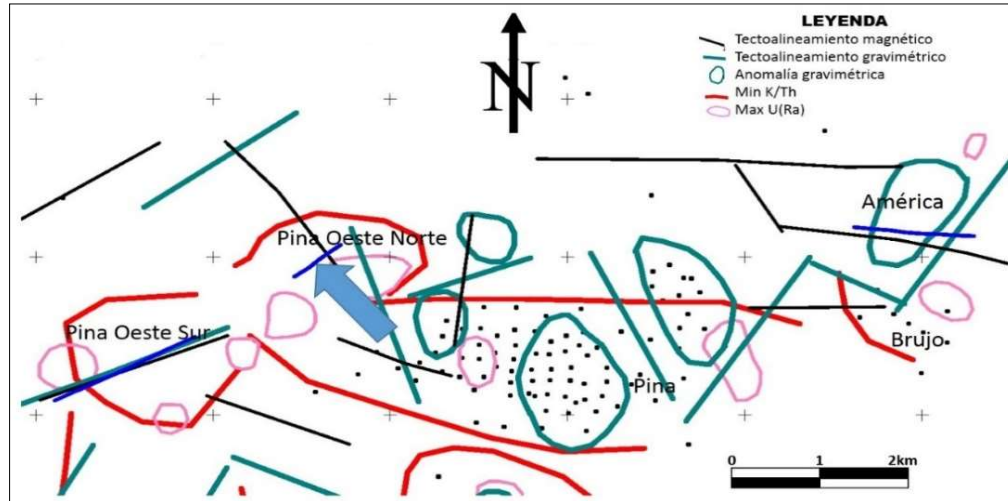


Figura 49. Ubicación de los perfiles del complejo Redox medidos (líneas azules) y señalización (con una flecha azul) de los intervalos anómalos, durante la campaña en la zona de Pina (Morales *et al.*, 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo *et al.*, 2020).

La interpretación de los perfiles adquiridos confirmó la posible presencia de hidrocarburos, lo que se asocia al incremento de los contenidos de V y Ni. En el perfil del complejo Redox Pina Oeste Norte (Anexo 10) se vio que existe una correlación entre el máximo de la susceptibilidad magnética y los incrementos de V y Ni. El máximo de potencial Redox presente en el perfil se consideró que se debía a escapes gaseosos. En el caso de los perfiles Pina Oeste Sur y América (Anexos 9 y 11), el potencial Redox y la susceptibilidad magnética dan valores mínimos.

Seguido de esto, se estudiaron cuatro objetivos en la zona de Pina Sur-Ceballos: Oeste de Ceballos (1 y 2), Pina Sur - Pina Sur SO (Anexo 12), cuyos complejos anómalos y perfiles de reconocimiento del complejo Redox se presentan en la Figura 50 (Morales *et al.*, 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo *et al.*, 2020).

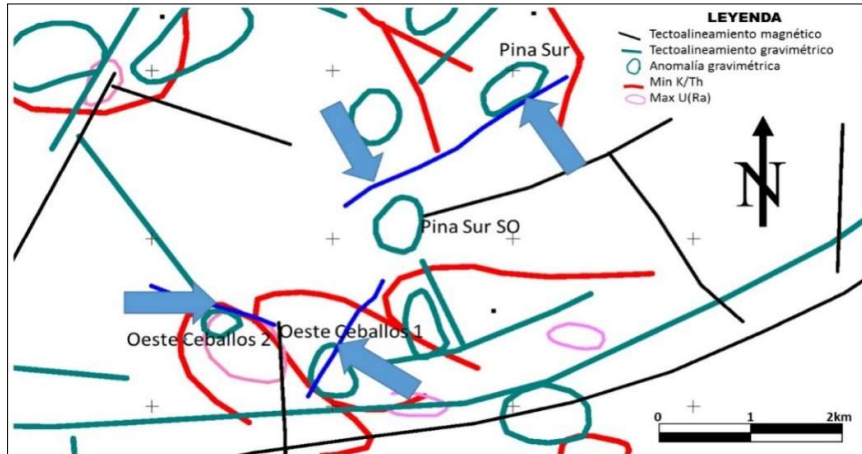


Figura 50. Ubicación de los perfiles del complejo Redox medidos (líneas azules) y señalización (con una flecha azul) de los intervalos anómalos, durante la campaña en la región Pina Sur-Ceballos (Morales *et al.*, 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo *et al.*, 2020).

Los datos de los trabajos del complejo Redox en los perfiles de reconocimiento del sector Oeste de Ceballos (1 y 2) se presentan en las figuras 51 y 52.

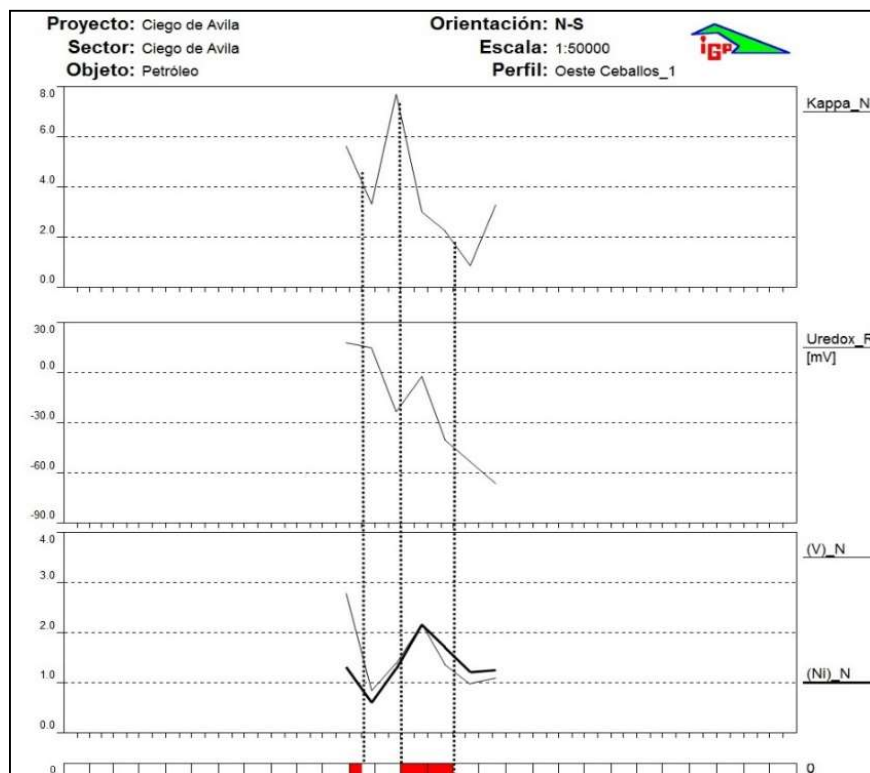


Figura 51. Perfil de medición Oeste de Ceballos1. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Morales *et al.*, 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo *et al.*, 2020).

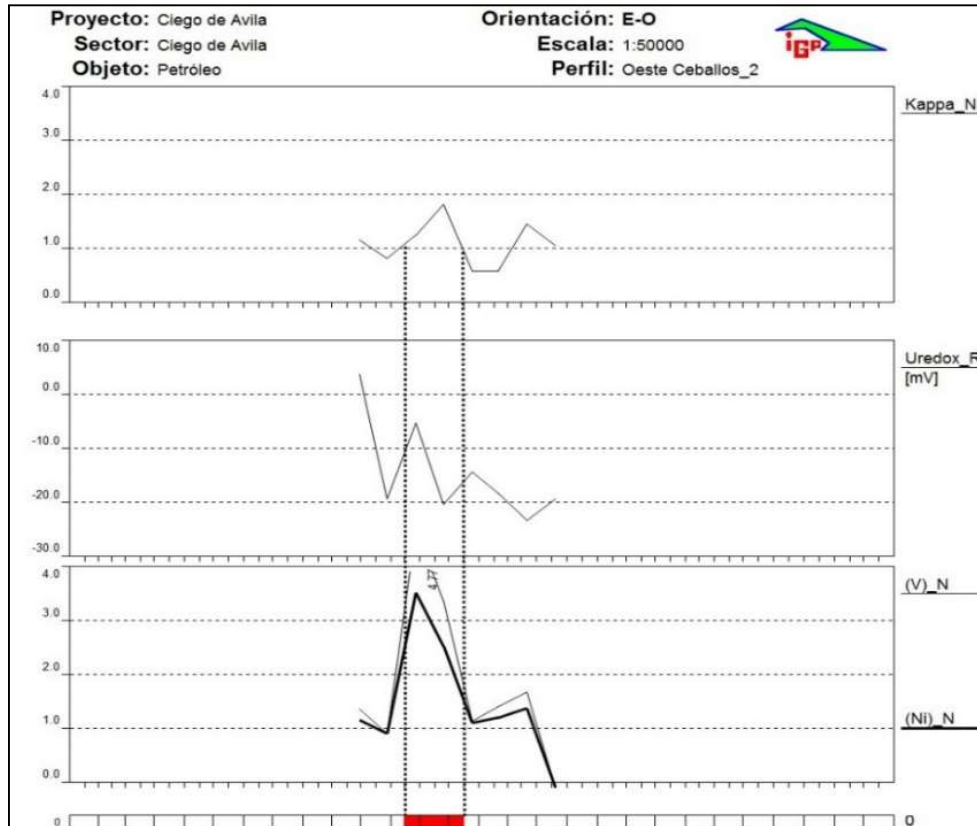


Figura 52. Perfil de medición Oeste de Ceballos 2. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Morales *et al.*, 2022; Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019; Pardo *et al.*, 2020).

La interpretación de los perfiles adquiridos confirmó la probable existencia de hidrocarburos en la profundidad en los cuatro sectores, debido a la presencia de incrementos mayores o iguales a dos veces el fondo de los contenidos de V y Ni, con valores de tres veces el fondo en los perfiles Oeste de Ceballos 2 y Pina Sur SO. En todos los perfiles existe una correlación entre máximos de la susceptibilidad magnética con incrementos de V y Ni. El potencial Redox presentó varios máximos, los que se asocian a posibles escapes gaseosos.

4.9. Interpretación sísmica de la zona perspectiva Oeste de Ceballos

A partir de la interpretación geofísica no sísmica integrada en el área comprendida dentro del Bloque 21, 21A y 23, se determinaron que los sectores de mayor

perspectividad son: La Vigía y Oeste de Ceballos, debido a que estos reproducen por completo los complejos anómalos patrones de los yacimientos Cristales y Pina, y tienen una respuesta anómala favorable en el complejo Redox. De estas tres zonas perspectivas el sector Oeste de Ceballos tiene información sísmica, por lo cual, se interpretó a fin de validarlo.

La línea sísmica CUP210411 (Sterling y Martínez, 2018) (Anexo 14) se ubica sobre la zona perspectiva Oeste de Ceballos (Figura 53). La interpretación de esta línea, mediante el tratamiento de imagen, posibilitó la validación del complejo anómalo, cartografiado mediante el uso de los métodos de exploración no sísmicos, en el sector Oeste de Ceballos.

Debido a que la longitud de la línea no es mayor a 9,5 km, esta no alcanzó una buena profundidad de estudio y se observaron ruidos a los laterales que limitaron la interpretación. Sobre esta línea o cerca no se localizan pozos, entonces, para identificar los posibles contactos geológicos fue necesario hacer un cruce entre las líneas CUP210413 (paralela a la línea CUP210411) y CUP210405 (Sterling y Martínez, 2018) (perpendicular a las otras dos), las que a su vez se amarraron con los pozos Agustín 3 y Ceballos 3 (Anexo 13).

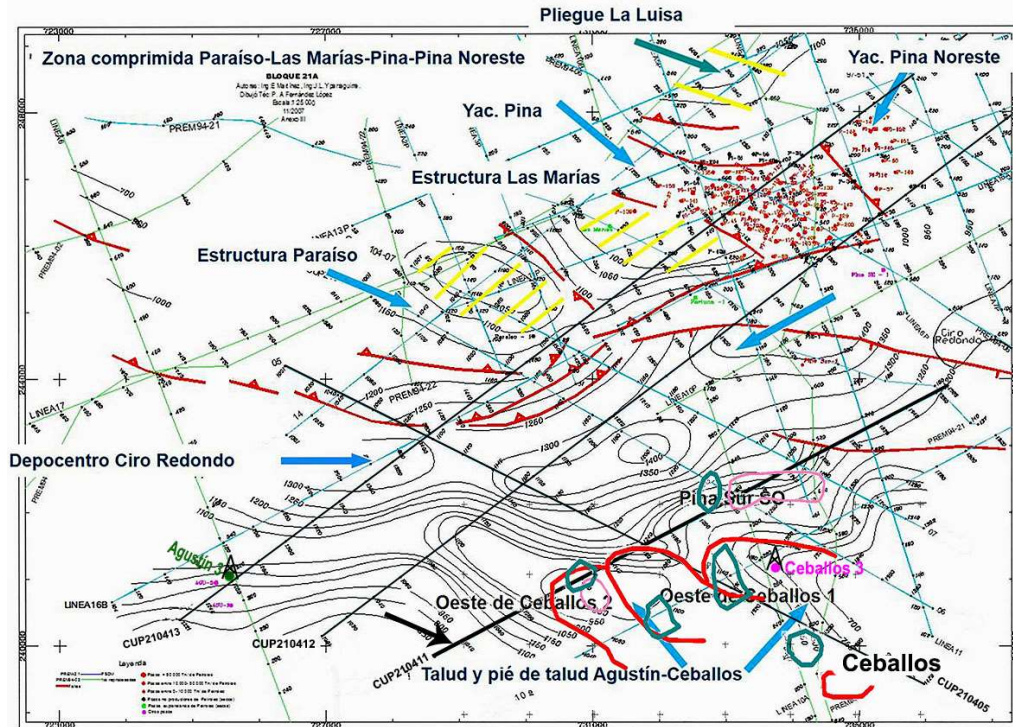


Figura 53. Complejo anómalo de los sectores perspectivas Oestes de Ceballos (1 y 2) y Pina Sur SO sobre el mapa estructural por la base del paquete de reflectores sísmicos de edad K_2^{cp-m} asociado a las rocas productoras en el área Pina y a las manifestaciones de hidrocarburos en los pozos Paraiso, Agustín y Ceballos. Escala 1:25 000. Modificado de Martínez Rojas *et al.*, 2006.

Resultado del cálculo de las profundidades de yacencia de los diferentes horizontes sísmicos correlacionados y calibrados según las columnas litoestratigráficas de los pozos Agustín-3 y Ceballos-3 (Anexo 13), fue posible hacer el cruce de las líneas sísmicas CUP210413 y CUP210412 con la CUP210405 y a su vez, la línea CUP210405 con la CUP210411. De forma tal, que se obtuvieron los horizontes correspondientes al tope de las rocas del Cretácico y a la base del Eoceno Superior–Mioceno en la línea CUP210405 (Figura 54). Por debajo del tope de las rocas del Cretácico la imagen no mostró una disposición del cuadro sísmico favorable, lo que imposibilitó la ubicación de la base, aunque se tiene un estimado por el mapa estructural por la base del paquete de reflectores sísmicos de edad K_2^{cp-m} (Figura 53).

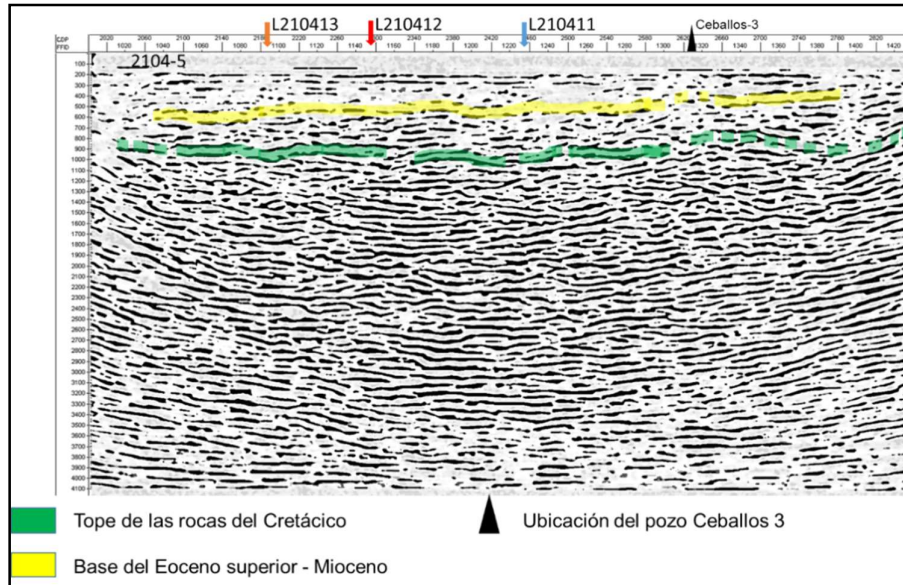


Figura 54. Ubicación del tope de las rocas del Cretácico y de la base del Eoceno Superior–Mioceno sobre la línea sísmica CUP210405 PSTM ya tratada (Morales *et al.*, 2022).

El amarre de la línea CUP210413 con el pozo Agustín 3 ubicó la base del Neógeno a 330m y la base del Eoceno Inferior y Medio (?) a 1 250m; finalizando el pozo a 1 335 m. Mientras que entre los 0,7 y 0,8 ms se encuentra una discordancia litoestratigráfica entre las secuencias del Paleógeno (?) Paleoceno Inferior y Medio y las rocas del Arco Volcánico del Cretácico (?).

Los horizontes determinados tanto en la línea CUP210413 como en la CUP210405 fueron identificados en la CUP210411 mediante el amarre de estas (Figura 55). La línea CUP210411 mostró en la parte central un evento asociado a un levantamiento relacionado con un sistema de pliegues. Se considera que este alto corresponde a la parte frontal de un pliegue que coincide con los bordes de la anomalía de la relación potasio-torio (Figura 56).

Según los datos litoestratigráficos aportados por el pozo Ceballos 3, el levantamiento del tope de las rocas del Cretácico corresponde a la presencia de areniscas tobáceas dentro de la cobertura del Arco Volcánico del Cretácico (Figura 56), las cuales se conocen por constituir un reservorio en la zona del yacimiento Pina.

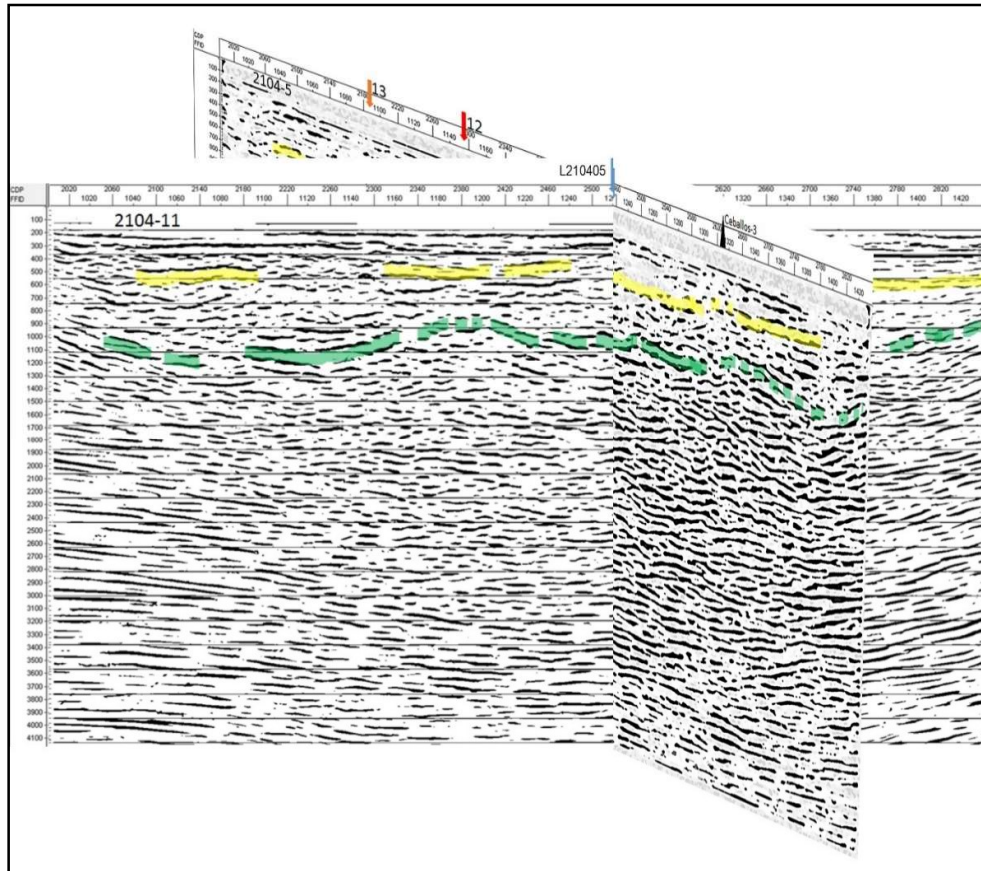


Figura 55. Cruce entre las líneas sísmicas (procesadas a partir del tratamiento de píxeles) CUP210405 con CUP210411 (Morales *et al.*, 2022).

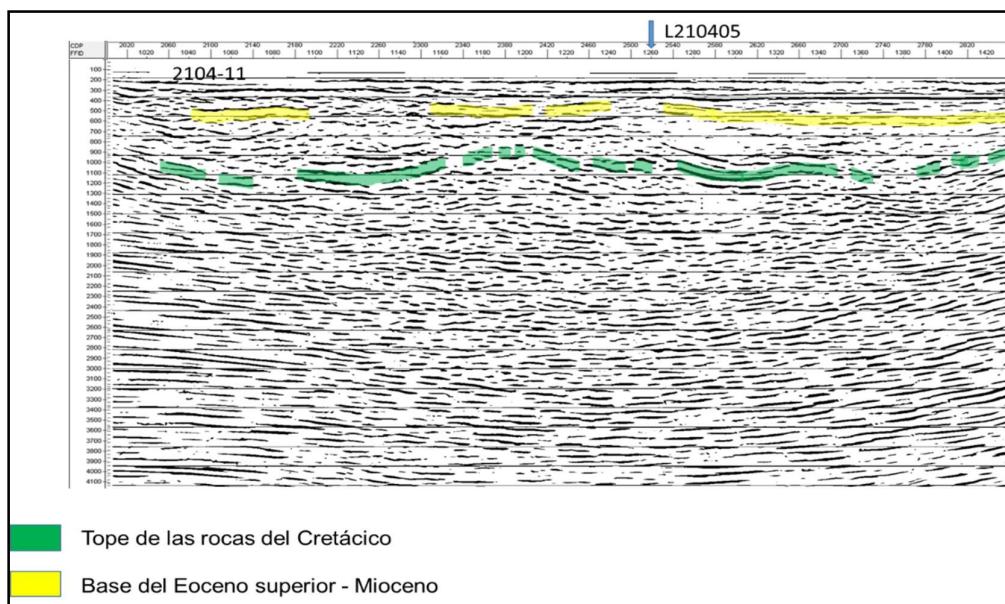


Figura 56. Interpretación de la línea sísmica CUP210411 procesada a partir del tratamiento de píxeles (Morales *et al.*, 2022).

4.10. Conclusiones parciales

1. La interpretación cuantitativa a lo largo de 5 modelos 2D, apoyada con datos sísmicos, geológicos de superficie y de pozo, y con el complejo de métodos de exploración no convencionales, demostró que la existencia de los carbonatos del Margen Continental Norteamericano en el subsuelo es una variante posible de distribución de las masas en el subsuelo de la mitad noreste de la Cuenca Central, donde su espesor decrece de norte a sur.
2. A partir de la interpretación de los campos potenciales, las herramientas exploratorias y los modelos 2D de campos potenciales, se determinó la presencia de fallas que funcionan como vías de migración del hidrocarburo.
3. Los métodos de exploración no sísmicos permitieron cartografiar varios sectores perspectivas dentro de la Cuenca Central.

CONCLUSIONES

1. Se diseñó una propuesta metodológica que consta de: confección del modelo petrofísico, modelado 2D de campos potenciales (gravitatorio y magnético), el modelo 3D a partir del campo gravitatorio y el establecimiento de un complejo de métodos de exploración no sísmicos para la determinación de sectores prospectivos para hidrocarburos.
2. Se validó la hipótesis de la existencia de las rocas carbonatadas del Margen Continental Norteamericano considerados como roca generadora a partir de las profundidades interpretadas de los modelos físico-geológicos 2D de campos potenciales (campo gravitatorio y magnético).
3. El modelado de la respuesta geofísico-morfométrica de los yacimientos y acumulaciones conocidas, establece que la respuesta del yacimiento Cristales caracteriza el comportamiento de las zonas prospectivas en la zona sur del Bloque 21A, mientras que el yacimiento Pina caracteriza la respuesta de las zonas prospectivas en su zona norte.
4. La integración de los métodos de exploración convencionales y no convencionales permitió cartografiar los sectores favorables: La Vigía, El Trauco, El Azufre, Oeste de Ceballos, Pina Sur, Pina Sur SO y Paraíso; de los cuales, La Vigía y Oeste de Ceballos fueron los más prospectivos.
5. El complejo anómalo del yacimiento Pina se reproduce en su totalidad en los sectores Paraíso y Oeste de Ceballos mientras que el complejo anómalo del yacimiento Cristales se reproduce en la localidad de La Vigía.
6. En Oeste de Ceballos, su relación con la falla Cristales le otorga un especial interés y el sector La Vigía, se manifiesta como una posible acumulación preservada, en virtud de los resultados del complejo Redox.

RECOMENDACIONES

- Ampliar el uso de los métodos de exploración no sísmicos como herramientas para mejorar la cartografía de sectores perspectivas en regiones donde la geología limite la interpretación del cuadro ondulatorio obtenido por los métodos sísmicos.
- Realizar levantamientos gravimétricos y magnetométricos de alta precisión a escala 1: 25 000 que permitan ofrecer detalles de los campos potenciales desconocidos hasta ahora, y además sean estudiados dentro del complejo de métodos de exploración no sísmicos.
- Realizar un levantamiento de espectrometría gamma de alta precisión a escala 1: 25 000 que permitan ofrecer más detalles, y sea estudiado dentro del complejo de métodos de exploración no sísmicos.
- Realizar una inversión de los valores de densidad para mejorar el modelo petrofísico obtenido.
- Realizar un perfil sísmico en el sector perspectivo La Vigía a fin de corroborar la posible existencia de una trampa estructural y/o estratigráfica.
- Realizar la divulgación de los resultados obtenidos en el Centro de Investigaciones del Petróleo a fin de continuar la aplicación de esta metodología en el país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Afanasenkova, A. P. y Yakovlevb, D. V. Application of electrical prospecting methods to petroleum exploration on the northern margin of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2018, vol. 59, pp. 827-845. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.008>
- Aladjants, G., Bankovskaia, V. y Pérez, A. *Informe sobre los trabajos sísmicos de reconocimiento por MOB y KMPB, realizados en el área de Chambas en 1965-1967*. Cuba, 1972.
- Alfonso, J. R. y Pardo, M. E. Expresión geofísico-geoquímica de hidrocarburos someros, bitúmenes naturales y asfaltitas; implicaciones para un enfoque más integral de la exploración. *Minería y Geología*. 1993b, vol. 10 (1), pp. 15-26. ISSN: 1993 8012.
- Álvarez, J. *Caracterización geólogo-geofísica y posibilidades gasopetrolíferas de los bloques 16 y 17*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 1995.
- Álvarez, J., Perera, C., Otero, R., Rodríguez, M. y Carballa, J. R. *Evaluación del potencial de exploración del Bloque # 21. Región noreste de Cuenca Central*. Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo (C.I.D.P), Cuba, 1994.
- Álvarez, J. y Valladares, S. *Tipos de trampas y sellos existentes en Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 1996.
- Arabian American Oil Company Staff. Ghawar Oil Field, Saudi Arabia. [en línea]. 1959, vol. 43. pp. 434-454 [fecha de consulta: 7 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://archives.datapages.com/data/bulletns/1957-60/data/pg/0043/0002/0400/0434.htm?q=%2BtitleStrip%3Aghawar+titleStrip%3Aoil+titleStrip%3Afield+titleStrip%3Asaudi+titleStrip%3Aarabia+%2BauthorStrip%3Aarabian+authorStrip%3Aamerican+authorStrip%3Aoil+authorStrip%3Acompany+authorStrip%3Astaff>.
- Arriaza, G. L. *Nuevos enfoques en la interpretación y procesamiento de las ondas refractadas para el estudio del Basamento en Cuba*. Tesis en opción a Doctor, Departamento de Geociencias. Facultad de Civil. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba, 1998.
- Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. Aportaciones Relevantes de los Ingenieros Geofísicos de Pemex en el 50 Aniversario de la Instauración de la Carrera de Ingeniería Geofísica en México *Boletín Técnico AMGE* [en línea]. 2020, vol. 3 (3). [fecha de consulta: 7 de febrero de 2022]. Disponible en: https://issuu.com/solucioncuatro.4/docs/boletin_3_vol.3/1.
- Barbosa, V. y Silva, J. B. C. Deconvolucao de Euler: Passado, presente e futuro – um tutorial. *Revista Brasileira de Geofísica*. 2005, vol. 23 (3), pp. 2-8. DOI: <https://doi.org/10.1590/S0102-261X2005000300004>.
- Bassey, E. y Jimmy, N. Time lapse (4D) and AVO analysis: A case study of Gullfaks field, Northern North Sea. *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*. 2018, vol. 7, pp. 62-77.
- Batista, J. A., Pérez, M. A., Blanco, J. y Camacho, L. F. Structural deformation in central Cuba and implications for the petroleum system: new insights from 3D inversion of gravity data. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*. 2014, 31 (3), pp. 325-339. ISSN 1026-8774.
- Beriozkin, V. Application of the total vertical gradient of gravity for determination of the depth to the sources of gravity anomalies. *Exploration geophysics*. 1967, 18, pp. 69-79.

- Beriozkin, V. *The method of the total gradient in geophysical exploration*. Niedra, Moscú, Rusia, 1988.
- Bronstein, V. La era del petróleo. *Revista Encrucijadas* [en línea]. 1995, 45. pp 1-6 [fecha de consulta: 30 de septiembre de 2019]. Disponible en: <http://repositorioubasibsi.uba.ar>.
- Cardoso-Cabrera, H. *Sancti Spíritus (municipio)* [en línea], [fecha de consulta: 2021]. Disponible en: [http://www.ecured.cu/Sancti_Sp%C3ADritus_\(municipio\)](http://www.ecured.cu/Sancti_Sp%C3ADritus_(municipio)).
- Cardoso, L. *Ciego de Ávila (municipio)* [en línea], [fecha de consulta: 2021]. Disponible en: [http://www.ecured.cu/Ciego_de_%C3%81vila_\(municipio\)](http://www.ecured.cu/Ciego_de_%C3%81vila_(municipio)).
- Carraz, O. Deconvolución de Euler (comunicación personal). La Habana, Cuba, 2022.
- Castro, O. *Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas*. La Habana, Cuba: Centro Nacional de Información Geológica, 2017. IBSN: 978-959-7117-55-1.
- Castro, O., Pascual, O., Díaz, L. y Llabre, G. *Clasificación de los petróleos en el yacimiento Pina mediante técnicas de la estadística multivariada*. Centro de Investigaciones del Petróleo La Habana, Cuba, 2002.
- Chilingar, G. V. El método potencial de oxidación-reducción en la exploración de yacimientos petrolíferos. *Mexicana de Geólogos Petroleros*. 1960, pp. 323-339.
- Cobiella, J. L. *Mapa tectónico del basamento de Cuba (Inédito)*. Instituto de Geología y Paleontología. La Habana, Cuba, 2017.
- Colectivo de autores. *Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250 000 (Inédito)*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2008.
- Colectivo de autores. *Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250 000 (Inédito)*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2009.
- Colectivo de autores. *Mapa Geológico Digital de Cuba a escala 1:100 000 (Inédito)*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba, 2010.
- Colectivo de autores. *Léxico Estratigráfico de Cuba*. La Habana, Cuba: 2014. IBSN: 978-959-7117-58-2.
- Cooper, G. R. J. y Cowan, D. R. Enhancing potential field data using filters based on the local phase. *Computers & Geosciences* [en línea]. 2006, 32. pp. 1585-1591 [fecha de consulta: 13 de noviembre de 2020]. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2006.02.016>. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098300406000422>.
- Cruz, I. *Las cuencas sinorogénicas como registro de la evolución del Orógeno Cubano: Implicaciones para la exploración de hidrocarburos*. Tesis en opción a Doctor en Ciencias Geológicas, Universidad de Barcelona, España, 2012.
- Cruz, I., Blanco, J. y Vázquez, Y. Análisis estructural a escala regional de la zona de fallas La Trocha. *Minería y Geología*. 2007, 23 (2) p. 24. ISSN 1993-8012.
- Cruz, I., Blanco, J. y Vázquez, Y. M. Análisis de la evolución tectónica y paleogeografía de la Cuenca Central, Cuba. [en línea]. 2005. p. 53 [fecha de consulta: 13 de septiembre de 2019]. Disponible en: <https://m.monografias.com/trabajos39/evolucion-tectonica-cuba/evolucion-tectonica-cuba.shtml>.
- Cruz, I., Sábata, F., Ramos, E. y Vázquez, Y. M. Synorogenic basins of central Cuba and collision between the Caribbean and North American plates. *International Geology Review*. 2012, 54 (8), pp. 876-906. DOI:10.1080/00206814.2011.585031.

- Cruz, I., Vázquez, Y. M., Sàbat, F., Ramos, E. y Bernaola, G. Segmentation and welding of the Cuban Orogen: A discussion about the evolution of the NW-Caribbean. *Terra Nova*. 2012, ISSN: 1365-3121.
- Cruz, R. Geomorfología regional con objetivo petrolero. Su relación con la tectónica de cizalla en el área de Cuenca Central de Cuba. En: *III Convención Cubana de Ciencias de la Tierra. Geociencias 2009*. La Habana, Cuba, 2009, pp. 178-190.
- Cuban Venezuelan Oil Oting Trust. *Geophysical Report on the Republic of Cuba*. La Habana, Cuba, 1951.
- Cubapetróleo y Simon-Petroleum-Technology. *The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 1993.
- Delgado, O. *Geoquímica de los sistemas petroleros presentes en Cuba occidental*. Tesis de Master, Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2003.
- Delgado, O., Pascual, O., Prol, J. y Rifá, M. Integración de técnicas exploratorias para evaluar el potencial petrolero del Bloque 21. En: *III Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. La Habana, Cuba, 2009, p. 43.
- Díaz, J. A. *Metodología de la Investigación Geofísica*. La Habana, Cuba: Editorial Félix Varela, 2013. ISBN: 978-959-07-1884-7.
- Echevarría, G. *Evaluación del potencial de exploración de los horizontes profundos en los yacimientos Cantel y Varadero*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 1994.
- Echevarría, G., Hernández, G., López, J. O., López-Rivera, J. G., Rodríguez, R., Sánchez, J. R., Socorro, R., Tenreiro, R. y Yparraguirre, J. L. Oil and gas exploration in Cuba. *Journal of Petroleum Geology*. 1991, vol. 14, pp. 259–274. DOI: <http://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1991.tb00311.x>.
- Fagin, S. W. *Seismic modeling of geologic structures*. Society of Exploration Geophysicists, 1991.
- Fernández, F. L. y Chang, H. K. Modelagem gravimétrica da Bacia de Taubaté - Vale do Rio Paraíba do Sul, leste do estado de São Paulo. *Brazilian Journal of Geophysics*. 2001, Vol. 19 (2), pp. 131-144. ISSN: 1809-4511.
- Gamboa, L. *Estimación de la profundidad de las rocas del terreno Zaza a partir del análisis espectral y deconvolución de Euler de los campos potenciales en la zona norte de Mayabeque y Matanzas, Cuba*. Tesis en opción al título de ingeniero Geofísico, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría”, La Habana, Cuba, 2018.
- García, R. *Columna estratigráfica generalizada de Cuenca Central 2021*.
- García, R. y Linares, E. *Gustavo Echevarría Rodríguez decano de los exploradores petroleros cubanos*. (en prensa), 2022.
- García, R. y Valdés, P. *Reporte de las investigaciones geológicas sobre las líneas sísmicas en el sector noroccidental de la Cuenca Central, Bloque 21. Provincia Ciego de Ávila*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2004.
- Gómez, R. R. y Prol, J. L. *Regionalización de los campos potenciales en el sector Pina-Cristales-Jatibonico para la búsqueda de zonas perspectivas para la prospección petrolera*. Cuba, 2001.
- Gutiérrez, M., Hernández, G. y Levchenko, V. *Fallas tectónicas del yacimiento Cristales y su reflejo en los campos gravitacionales*. Cuba, 1968.
- Henryk, S., Izydor, G., Guzy, P. y Dzieniewicz, M. Surface geochemical exploration for hydrocarbons in the area of prospective structures of the Lublin Trough

- (Eastern Poland). *Marine and Petroleum Geology*. 2015, vol. 61, pp. 22-38. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.12.001>
- Ipatenko, S. P. *Informe sobre las investigaciones magnetométricas y gravimétricas en la provincia de Camagüey*. Archivo del Servicio Geológico Nacional, La Habana, Cuba, 1968.
- Iturralde, M. A. *Estructura Geológica y perspectivas gasopetrolíferas del área Polígono CAME*. La Habana, Cuba, 1984.
- Iturralde, M. A. Cuban Geology. A new plate tectonic synthesis. *Journal of Petroleum Geology*. 1994, vol. 17 (1), pp. 39–71.
- Iturralde, M. A. Sinopsis de la Constitución Geológica de Cuba. *Acta Geológica Hispánica*. 1998, vol. 33, pp. 9-56.
- Iturralde, M. A. *Compendio de Geología de Cuba y del Caribe* [en línea]. La Habana, Cuba: 2012 [fecha de consulta: 13 diciembre de 2018]. ISBN: 978-959-37-35-5, Disponible en: <https://isbn.cloud/978959373525/compendio-de-geologia-de-cuba-y-del-caribe/>.
- Kireev, I. *Proyecto de los trabajos gravimétricos con la balanza de torsión en la Cuenca Central*. Instituto Cubano de Recursos Minerales, La Habana, Cuba, 1964.
- Linares, E., García, D. E., Blanco, S., Fajardo, Y., Pérez, O., Gil, S. y Perera, C. *Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba*. Ministerio de Energía y Minas. Centro de Investigaciones del Petróleo. La Habana, Cuba: 2020.
- Linares, E., García, D. E., Delgado, O., López, J. G. y Strazhevich, V. *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. La Habana, Cuba: 2011. ISBN: 978-959-7117-33-9.
- Linares, E., López, J. O. y Valdés, P. *Informe del levantamiento geológico Cantel-Camarioca, escala 1:20 000*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 1986.
- López-Rivera, J. G. y otros. *Actualización del potencial de Hidrocarburos de la República de Cuba. Actualización del potencial de Hidrocarburos de Cuba para el Período 1998 – 2002*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2001.
- López, J. O., Campos, P. G., Navarrete, L. E. y Príncipe, M. L. *Rocas madres de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 1993.
- López, J. O., Campos, P. G., Navarrete, L. E. y Príncipe, M. L. *Cuban source rocks. Fourth Latin American Congress on Organic Geochemistry* [en línea], [fecha de consulta: 2018]. Disponible en: <https://emanuelmachado.com.br/alago/c1994/>.
- Magnier, C., Moretti, I., López, J. O., Gaumet, F., López-Rivera, J. G. y Letouzey, J. Geochemical characterization of source rocks, crude oils and gases of northwest Cuba. *Marine and Petroleum Geology* [en línea]. 2004, 21 (2). pp. 195–214 [fecha de consulta: 12 diciembre 2019]. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.11.009>. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0264817203001697>.
- Mantilla, A. E. *Tecnología y petróleo* [en línea], [fecha de consulta: 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/opinion/redaccion-portafolio/tecnologia-petroleo-64894>.
- Marrero, E., Veiga, C., Martínez, E., Domínguez, Z., Pardo Echarte, M. E., Castro, L., Jiménez, L., Cruz, R., Chappé, A., Pérez, O., Tamayo, Y., Torres, M., Almaguer, Y., Villavicencio, B., Rosell, Y. y Morales, J. *Informe de resultados*

- de la evaluación del potencial de hidrocarburos. Bloque 21A. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2018.
- Martínez, E., Toucet, S. y Gómez, R. *Informe sobre los resultados de la Adquisición 2004 en el Bloque 21*. DIGICUPET, La Habana, Cuba, 2004.
- Martínez, E., Toucet, S., Sterling, N. y Yparraguirre, J. L. *Informe sobre la reinterpretación geólogo-geofísica y evaluación estructural del Bloque 21. (Reinterpretación sísmica terrestre 2D)*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2006.
- Martínez, E., Yparraguirre, J. L. y Fernández, P. Estructuras perspectivas en las cercanías del yacimiento Pina. En: *IV CONGRESO CUBANO DE PETROLEO Y GAS (PETROGAS'2013)*. V Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba, 2013, pp. 16.
- Martínez, E., Yparraguirre, J. L., Sterling, N., Veiga, C. y Toucet, S. *Actualización de los datos integrados del Bloque 21A. Prespectivas gasopetrolíferas (Sísmica Terrestre 2D)*. DIGICUPET, La Habana, Cuba, 2008.
- Martínez, Y. *Modelación 3D de datos Gravimétricos de la parte sur de la Cuenca Central*. Tesis de diploma, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez", Cuba, 2005.
- Mashkina, V., Volkova, K., Vlasov, B. y Tamarov, A. *Informes sobre los resultados de los trabajos de la brigada sísmica GF-14 en la parte sureste de la Cuenca Central (área Ceballos-Pina) en 1971-1972*. Cuba, 1972.
- MDA Federal. *Use of satellite imagery to identify potential hydrocarbon microseepage* [en línea], [fecha de consulta: 2019]. Disponible en: <https://www.gim-international.com/content/company/mda-federal-inc>.
- Meyerhoff, A. A. y Hatten, C. W. Bahamas salient of north america: Tectonic framework, stratigraphy, and petroleum potential. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1974, vol. 58, pp. 1201–1239. DOI: <https://doi.org/10.1306/83D912A4-16C7-11D7-8645000102C1865D>.
- Milián, E., López, J. G., Otero, R., Barceló, G., Tenreiro, R., Barea, M., Flores, E., Brey, D., Rodríguez-Viera, M., Villavicencio, B., Blanco, S., Fernández, G., Perera, C., Hernández, B., Ramírez, T., López, A., Segura, R., Etchegoyen, A. y Príncipe, M. *Análisis, generalización y evaluación de las posibilidades gasopetrolíferas de la Cuenca Central y elaboración de recomendaciones sobre los trabajos de prospección geológica a desarrollar en la misma*. Cuba, 1986.
- Miller, H. G. y Singh, V. J. Potential Field tilt - a new concept for location of potential field sources. *Applied Geophysics*. 1994, 32, pp. 213-217. DOI: [https://doi.org/10.1016/0926-9851\(94\)90022-1](https://doi.org/10.1016/0926-9851(94)90022-1).
- Mondelo, F. y Sánchez, R. *Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, 1: 2 000 000 hasta 1: 50 000*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba, 2011.
- Montalvo, A. *Determinación de la base de cuerpos magnéticos del Arco volcánico Cretácico y las ofiolitas al norte de las provincias de Camagüey-Las Tunas, Cuba*. Tesis de diploma, Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría", La Habana, Cuba, 2015.
- Morales, J. *Central Cuba, Oeste de Ceballos and La Vigía Sectors, Central Basin*. En: Pardo, Manuel E., Rodríguez, Osvaldo., Jiménez, Lourdes, Morales, Jessica y Delgado, Orelvis. *Geological-structural mapping and favorable sectors for oil and gas in Cuba through non-seismic exploration methods*. Springer Briefs in Earth System Sciences: Springer, 2022, pp. 16-21. ISBN: 978-3-030-92974-9.

- Morales, J., Martínez, E., Pardo, M. E. y Rodríguez, O. El complejo anómalo Oeste de Ceballos, Cuenca Central, Cuba, integración de los métodos no convencionales con la sísmica. Consideraciones sobre la exploración petrolera. *Boletín de Geología*. 2022, vol. 44 (1), p. 25. ISSN: 0120-0283.
- Morales, J., Pardo, M. E. y Rodríguez, O. Posible ocurrencia gaso-petrolífera mediante métodos de exploración no sísmicos y no convencionales en la Cuenca Central, Cuba. *Boletín Ciencias de la Tierra*. 2020, 47, pp. 15-20. ISSN: 0120-3630.
- Morales, J., Rodríguez, O. y Pardo, M. E. Propuesta de sectores perspectivas para depósitos de hidrocarburos en la zona de Majaguillar-Martí, Cuba. *Boletín Ciencias de la Tierra*. 2019, 46, pp. 33-41. DOI: <https://doi.org/10.15446/rbct.n46.78701> ISSN: 2357-3740.
- Morales, J., Rodríguez, O. y Pardo, M. E. Posible ocurrencia gaso-petrolífera mediante métodos de exploración no sísmicos y no convencionales en la Cuenca Central, Cuba. En: *VIII Convención de Ciencias de la Tierra. VII Congreso de Petróleo y Gas*. La Habana, Cuba, La Habana, 2019a, DOI: 2307-499X.
- Morales, J., Rodríguez, O. y Pardo, M. E. Análisis de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central, Cuba. *Geociencias UO*. 2021, 6, pp. 99-108.
- Moretti, I., Tenreyro, R., Linares, E., Lopez, J. G., Letouzey, J., Magnier, C., Gaumet, F., Lecomte, J. C., Lopez, J. O. y Zimine, S. Petroleum System of the Cuban Northwest Offshore Zone, in The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics. En: AAPG Memoir 79, 2003, pp. 675–696. DOI: <https://doi.org/10.1306/M79877C31>.
- Nabighian, M. N. The Analytic Signal of Two-Dimensional Magnetic Bodies with Polygonal Cross-Section: Its Properties and Use for Automated Anomaly Interpretation. *Geophysics*. 1972, 37, pp. 507-517.
- Nabighian, M. N. Additional comments on the analytic signal of two-dimensional magnetic bodies with polygonal cross-section. *Geophysics*. 1974, vol. 31, pp. 85-92.
- Nabighian, M. N. Toward a three-dimensional automatic interpretation of potential field data via generalized Hilbert transforms: Fundamental relations. *Geophysics*. 1984, vol. 49 (6), pp. 780-786. DOI: doi:10.1190/1.1441706.
- NASA/GSFC. *Imagen, Foto Satélite de Cuba* [en línea], [fecha de consulta: 2020]. Disponible en: <http://mapas.owje.com/satellite/19/mapa-satelite-cuba.php>.
- Navarrete, L. E., López, J. O. y Llabre, G. *Informe preliminar de geoquímica de reservorios del yacimiento Brujos, Cuenca Central*. Cuba, 1998.
- Nikolaevich, V., Arkadievich, O., Viktorovich, A., Garievich, A., Aleksandrovich, M. y Primak, L. V. Characteristics of the anomalous structure of the Bazhenovsko-Achimovsky Complex of the Tagrinsky mega-swell of the western Siberia according to the data of drilling and 3D seismic survey. *SCIENTIFIC AND TECHNICAL MAGAZINES, INFORMATIONAL PUBLISHING ACTIVITIES. Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2021, pp. 5-13. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-11 ISSN: 2413-5011.
- ONRM. *Informe breve sobre las áreas de Bacuranao, Jarahueca, Antón Díaz y Cienfuegos (después de julio de 1954)*. Inv. 584. Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM), La Habana, Cuba, 1954.
- Pairazian, V., Larkin, V., Kachalov, Y., Kleimenov, V., Kuznetzov, V., Ovsianikov, V., Jotintseva, L., Martínez, A. y Paula, R. *Estudio de los petróleos, gases, aguas y bitúmenes de los depósitos mesocenoicos de la República de Cuba y su plataforma marina*. Centro de Investigaciones del Petróleo CEINPET, La Habana, Cuba, 1975.

- Pardo, M. E. *Informe del Proyecto de Investigación–Desarrollo (227): Análisis teórico y diseño de los parámetros cuantitativos del Método Redox en áreas de control*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba, 2003.
- Pardo, M. E. *Informe del Proyecto de Investigación–Desarrollo (244): Estimaciones cuantitativas por el Complejo Redox en su aplicación a la prospección geológica, los estudios medio–ambientales y arqueológicos*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba, 2005.
- Pardo, M. E. Geology of Cuba. *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology Series*. 2009, vol. 58, p. 73.
- Pardo, M. E. *Generalización Petrofísica de la Provincia Matanzas*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2016.
- Pardo, M. E. Cartografía geólogo-estructural y sectores prospectivos para hidrocarburos en Cuba Central (Bloques 13, 14, 21 y 21A) a partir de métodos no-sísmicos de exploración. En: *IX Convención de Ciencias de la Tierra*. La Habana, Cuba, 2021, p. 11.
- Pardo, M. E. y Cobiella, J. L. *Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry*. Springer Briefs: Earth System Sciences, 2017. ISBN: 9783319567440.
- Pardo, M. E. y Jiménez, L. Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región Habana-Matanzas, Cuba. *Geociencias UO*. 2017, vol. 1, pp. 46-59.
- Pardo, M. E. y Rodríguez, O. El *Complejo Redox*. Consideraciones metodológicas, empíricas y teóricas. *Boletín de ciencias de la Tierra*. 2011, 30, pp. 5-16. ISSN: 0120-3630.
- Pardo, M. E. y Rodríguez, O. Desarrollo histórico del **Complejo Redox**. En: *VIII Congreso Cubano de Geofísica. Temas Especiales de Geofísica. VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. La Habana, Cuba, 2015, p. 15.
- Pardo, M. E. y Rodríguez, O. *Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba* [en línea]. SpringerBriefs in Earth System Sciences: 2016 [fecha de consulta: ISBN 978-3-319-28015-8, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-28017-2>]. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-28017-2>.
- Pardo, M. E., Rodríguez, O. y Cruz, R. *Resultados de los métodos de exploración no sísmica y no convencional en las regiones de Ciego de Ávila y Sancti Spiritus, Cuba Central*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2018.
- Pardo, M. E., Rodríguez, O. y Delgado, O. *Non-seismic and Non-conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba*. Springer. Springer Briefs in Earth System Sciences: 2019. ISBN: 978-3-030-15823-1.
- Pardo, M. E., Rodríguez, O., Morales, J. y Jiménez, L. Métodos no-sísmicos y no-convencionales de exploración para petróleo y gas en Cuba: sectores prospectivos. *Geociencias UO*. 2020, p. 21.
- Pardo, M. E., Rodríguez, O. y Pérez, P. H. Empleo de la tecnología Redox en el reconocimiento de la estructura petrolera Cacahual, Cuenca Central, Cuba. En: *I Congreso De Petróleo y Gas. Geociencias*. La Habana, Cuba, 2007, p. 9.
- Pardo, M. E., Stout, R., Kessell, E., Mugía, M., Morales, M. A. y Rojas, F. La nueva técnica geoquímica de Potencial Redox en suelos: Principios y Aplicaciones. En: *Memorias del II Congreso Cubano de Geofísica*. La Habana, Cuba, 2001, p.5.
- Pardo, M. E., Stout, R. y otros. El Complejo Redox: Estado del Arte en el 2002. En: *Memorias del V Congreso Cubano de Geología*. La Habana, Cuba, 2003, p. 4.

- Pardo, M. E., Torres, J. L., Pérez, P. H., Alfonso, W. y Aragón, R. Aplicación del **Complejo Redox** al reconocimiento de rocas bituminosas en el territorio Jaruco-Santa Cruz del Norte. En: *VII Congreso Cubano de Geofísica. V Convención de Ciencias de la Tierra*. La Habana, Cuba, 2013, pp. 193-207.
- Peña, A. *Modelación 3D de datos gravimétricos del norte de la Cuenca Central*. Tesis de diploma, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez", Cuba, 2005.
- Peña, A., Batista, J. A. y Blanco, J. Nuevas regularidades estructurales de la Cuenca Central (Cuba) a partir de la interpretación cualitativa de datos gravimétricos. *Minería y Geología*. 2007, vol. 23 (1), p. 20. ISSN 1993 8012.
- Perera, C. M. *Características estratigráficas de las secuencias vulcanógenas y vulcanógenas-sedimentarias del Arco Volcánico del Cretácico por datos de subsuelo, zona Pina-Brujo-Naranjo, Cuenca Central, Cuba*. Tesis de Master en Geología, Universidad de Pinar del Río "Hermanos Saíz Montes de Oca", Pinar del Río, Cuba, 2008.
- Pérez, P. H. y Fuentes, M. *Sistematización de las propiedades físicas de la región central de Cuba*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP). Servicio Geológico de Cuba, La Habana, Cuba, 2015.
- Peters, K. E. y Cassa, M. R. The petroleum system-from source to trap: Applied source rock geochemistry. *AAPG Memoir*. 1994, vol. 60, pp. 93-117.
- Peters, K. E. y Fowler, M. G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. *Organic Geochemistry*. 2002, vol. 33, pp. 5-36. ISSN: 0146-6380.
- Philp, R. P. y Crisp, P. T. Surface geochemical methods used for oil and gas prospecting — a review. *Journal of Geochemical Exploration*. 1982, vol. 17 (1), pp. 1-34. ISSN: 0375-6742.
- Pica, M. E., Hernández, E., Díaz, O., Cofiño, C. E. y Fuentes, M. Cartografía de estructuras profundas aplicando derivadas normalizadas del campo gravimétrico para la orientación de la exploración petrolera en la Cuenca Mercedes, Cuba Central. En: *X Congreso de Geofísica (GEOFÍSICA '2019)*. La Habana, Cuba, 2019, pp. 156-184.
- Prol, J. *Contribución de la prospección gravimétrica a la exploración de petróleo en el archipiélago cubano y aguas adyacentes*. Trabajo presentado en opción al título de Doctor en Ciencias Técnicas, Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría", La Habana, Cuba, 2009.
- Prol, J. L. y Rifá, M. *Interpretación de los campos potenciales en el sector ciénaga de Majaguillar-Motembo*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2011.
- Pushcharovsky, Y. *Mapa geológico de la República de Cuba, a escala 1:250 000*. Academias de Ciencias de Cuba y la USSR, 1988.
- Quispe, J. y Danna, I. *Adquisición sísmica 2D y 3D, y pre procesamiento en campo del proyecto los Naranjos y Jurumi, Departamento de Boquerón - Paraguay*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú, 2016.
- Rampolla, A., Cella, F., Fedi, M. y Florio, G. Improved techniques in data analysis and interpretation of potential fields: examples of application in volcanic and seismically active areas. *Annals of geophysics*. 2002, vol. 45 (6), p. 19. DOI: <https://doi.org/10.4401/ag-3541>.
- Reid, A. B., M., A. J., Granser, H., Millett, A. J. y Somerton, I. W. Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution. *Geophysics*. 1990, vol. 55 (1), pp. 80-91. DOI: doi:10.1190/1.1442774.

- Rifá, M. *Ubicación de los sectores elevados de los sedimentos del Margen Continental en la Cuenca Central, Cuba*. Tesis en opción a Master en Geofísica Aplicada, Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría", La Habana, Cuba, 2012.
- Rifá, M. y Prol, J. G. L. Posibilidades de encontrar sedimentos de talud profundo en la Cuenca Central. En: *II Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. La Habana, Cuba, 2007, c.
- Rifá, M. y Prol, J. G. L. Zonificación de las anomalías gravitatorias para la exploración petrolera en el archipiélago cubano y sus aguas someras. En: *XXXVIII Convención Panamericana de Ingenierías*. La Habana, Cuba, 2012, ISBN: 978-959-247-094-1. 2012.
- Rifá, M., Prol, J. G. L., Febles, D. y Fundora, M. Argumentos geofísicos acerca del Margen Continental en la Cuenca Central de Cuba. *Revista Cubana de Ingeniería* [en línea]. 2012, 3 (3). pp. 21 - 27 [fecha de consulta: 13 de noviembre de 2019]. ISSN 2223-1781. Disponible en: <http://132.248.9.34/hevila/Revistacubanadeingenieria/2012/vol3/no3/3.pdf>.
- Rodríguez, M. y Domínguez, R. *Informe sobre los resultados del levantamiento gravimétrico en Jatibonico-Pina-Esmeralda*. Archivo de la Empresa Nacional de Geofísica, La Habana, Cuba, 1993.
- Rodríguez, M. y Prol, J. G. L. *Informe sobre el levantamiento gravimétrico detallado del área Mayajigua-Morón*. Archivo de la Empresa Nacional de Geofísica, La Habana, Cuba, 1980.
- Rodríguez, O. *La Tecnología Redox en la exploración petrolera. Aplicaciones en Cuenca Central*. Master en Geología (Mención Geología Petrolera), Universidad de Pinar del Río "Hnos. Saíz Montes de Oca, Pinar del Río, Cuba, 2008.
- Rodríguez, O. y Pardo, M. E. *El Complejo Redox en la Exploración de Petróleo y Gas*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2014.
- Rodríguez, O., Pardo, M. E., Humberto, P., Alfonso, W. y Toirac, R. Aplicación del **Complejo Redox** en la exploración petrolera en áreas del Bloque 13. En: *III Congreso cubano de petróleo y gas. Geociencias*. La Habana, Cuba, 2011, p. 12.
- Roitman, Y. y Larkin, V. *Análisis de los resultados de los estudios geólogo geofísicos con el fin de definir la orientación de los trabajos posteriores de búsqueda y exploración para petróleo y gas en la Cuenca Central de Cuba*. Cuba, 1974.
- Salem, A., Williams, S. E., Fairhead, J. D., Ravat, D. y Smith, R. Tilt-depth method: A simple depth estimation method using first-order magnetic derivatives. *The Leading Edge*. 2007, 26, pp. 1502-1505. DOI:10.1190/1.2821934.
- Salem, A., Williams, S. E., Samson, E., Fairhead, J. D., Ravat, D. y Blakely, R. J. Sedimentary basins reconnaissance using the magnetic tilt-depth method. *Exploration geophysics*. 2010, vol. 41, pp. 198-209. DOI: <https://doi.org/10.1071/EG10007>.
- Sánchez, R. y Mondelo, F. Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las Escalas 1: 1 000 000 – 50 000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. En: *Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*. VIII Congreso Cubano de Geofísica, La Habana, Cuba, 2015, p. 216.
- Sánchez, R. y Petrus, N. *Rescate de la BD de las Imágenes de los itinerarios de vuelos (Fly Path) de los Levantamientos Aerogeofísicos Complejos, LAGC, realizados por SCINTREX-Caribe para CaribGold Resources Ltd. (TSE)*. Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba, 2003.

- Sánchez, Y., Martínez, E., Gómez, R. y Cofiño, C. E. Configuración estructural y perspectivas gasopetrolíferas de Cuenca Central (Bloque 23). En: *V Congreso Cubano de Petróleo. Exploración de Petróleo y Gas*. La Habana, Cuba, 2015.
- Santibañez, A. J. *Modelo físico geológico del acuífero cárstico San Diego de los Baños – Bermejales en la región centro oriental de la Cordillera de Guaniguanico, Pinar del Río, Cuba*. Trabajo presentado en opción al título de Ingeniero Geofísico, Universidad Tecnológica de La Habana ``José Antonio Echeverría (Cujae). Facultad de Ingeniería Civil. Departamento de Geociencias, La Habana, Cuba, 2019.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., Branch, J. F. y Thompson, C. K. Unconventional exploration methods work in East Texas, Alabama Ferry Field. *Oil and Gas Journal*. 1989, p. 11.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., Branch, J. F. y Thompson, C. K. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. *Geophysics*. 1993, vol. 58 (10), pp. 1417-1427. DOI: 10.1190/1.1443357
- Saunders, D. F., Burson, K. R. y Thompson, C. K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *AAPG Bulletin*. 1999, vol. 85 (1), pp. 170-185.
- Sazhina, N. B., Ipatenko, S. P., Ovchinikov, S. P., Ju, V., Shijov, A., Villarnovo, H., Díaz, Concepción y Parmojenko, A. J. *Mapa Gravimétrico de Cuba a escala: 1: 500000. Ministerio de Minería Combustible y Metalurgia de Cuba, Ministerio de Geología de la URSS*. Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM), 1969.
- Schenk, C. J. Geologic assessment of undiscovered oil and gas resources of the North Cuba Basin, Cuba. *U.S. Geological Survey Publication*. 2010, DOI: <https://doi.org/10.3133/ofr20101029>.
- Schumacher, D. Integrating Hydrocarbon Microseepage Data with seismic Data Doubles Exploration Success. En: *International Petroleum Association of Indonesia. Thirty-Fourth Annual Conference and Exhibition*. Indonesia, 2010, DOI: 10.29118/IPA.1277.10.G.104.
- Schumacher, D. Non-Seismic Detection of Hydrocarbons. *American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery* [en línea]. 2011, #40722. p. 31 [fecha de consulta: 2 de enero de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&ret=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwim8cXG_PnzAhWxTjABHUXYBmUQFnoECACQAw&url=http%3A%2F%2Fwww.searchanddiscovery.com%2Fdocuments%2F2011%2F40722schumacher%2Fndx_schumacher.pdf&usg=AOvVawOpHxiwsTtDydrGRA79z-fy.
- Schumacher, D. Minimizing Exploration Risk: The Impact of Hydrocarbon Detection Surveys for Distinguishing Traps with Hydrocarbons from Uncharged Traps. En: *GeoConvention FOCUS*. Alberta, Canada, 2014, p. 7.
- Schumacher, D. y Abrams, M. A. *Hydrocarbon Migration And Its Near-Surface Expression*. American Association of Petroleum, 1996.
- Schumacher, D., Beaumont, E. A. y Foster, N. H. *Surface Geochemical Exploration for Petroleum*. En: American Association of Petroleum Geologists. *Exploring for Oil and Gas Traps*. 1999, pp. 18-27. ISBN: 9781629810744.
- Sen, S. y Sankar, S. Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea. *Society of Petroleum Engineers*. 2019, p. 8. SPE-194578-MS.

- Shamov, V., Niriev, G. y Ishutin, V. *Informe sobre los trabajos sísmicos regionales por el método de reflexión en los perfiles VI-A VI-B en la Cuenca Central*. Cuba, 1976.
- Shein, V. S. y Kleschov, K. A. Mapa tectónico de Cuba: Escala 1: 500 000. *Geologia*. 1985, vol. 15 (1), pp. 37-39.
- Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. *La Faja del Orinoco*. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP), Venezuela, 2009.
- Sorá, A. y Martínez, E. *Reporte geólogo-geofísico B-17 segunda campaña realizada por Cubacán*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2000.
- Sorá, A., Martínez, E., Arriaza, G., Prol, J. L. y Sosa, B. *Reporte geólogo-geofísico, correspondiente a los bloques 16, 17 y 18*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2001.
- Sorá, A., Miró, G., Ojeda, R., Prol, J. L. y Amejeira, G. *Incremento de la efectividad del método sísmico en el Cinturón Plegado Cubano (I Etapa)*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 2003.
- Sosa, C., García, R. y Yero, M. *Dictamen técnico-económico sobre la exploración del área Puerto Escondido y una nota sobre algunos aspectos a considerar en los trabajos para el área*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba, 1994.
- Specht, R. N., Brown, A. E., Selman, C. H. y Carlisle, J. H. Geophysical case history, Prudhoe Bay Field. [en línea]. 1986, vol. 51 (5). pp. 1039–1049 [fecha de consulta: 7 de febrero de 2022]. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1442159>. Disponible en: <https://pubs.geoscienceworld.org/geophysics/article-abstract/51/5/1039/68721/Geophysical-case-history-Prudhoe-Bay-Field?redirectedFrom=fulltext>.
- Spiegel, M. R. *Teoría y problemas de estadística*. Editora Ciencia y Técnica. Instituto Cubano del Libro, La Habana, Cuba: 1975.
- Sterling, N. y Martínez, E. *Informe del procesamiento sísmico 2D de PSTM en líneas perteneciente a los bloques 21 y 23 de la Cuenca Central adquiridas en los años 1992, 1994 y 2004*. DIGICUPET, La Habana, Cuba, 2018.
- Talwani, M. y Heirtzler, J. R. Computation of magnetic anomalies caused by two-dimensional bodies of arbitrary shape. En: *Computers in the Mineral Industries*. Proceedings of the Third Annual Conference Sponsored by Stanford University School of Earth Sciences and University of Arizona College of Mines, Universidad de Arizona, Estados Unidos de América, 1964, pp. 464–480.
- Talwani, M., Lamar, J. y Landism, M. Rapid gravity computations for two-dimensional bodies with application to the Mendocino Submarine fracture zone. *Journal Geophysical Research*. 1959, vol. 64 (1), pp. 49–59. DOI: 10.1029/JZ064i001p00049.
- Tenreiro, R., Linares, E., López, J. G., Letouzey, J., Magnier, C., Gaumet, F., Lecomte, J. C., López, J. O. y Zimine, S. Petroleum System of the Cuban Northwest Offshore Zone, in The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics. *AAPG Memoir*. 2003, vol. 79, pp. 675-696.
- Thompson, D. T. EULDPH: a new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data. *Geophysics*. 1982, vol. 47, pp. 31-37. DOI: doi:10.1190/1.1441278.
- Valdivia, C. M., Veiga, C., Martínez, E., Delgado, O., Domínguez, Z. y Pardo, M. E. *Informe de resultados de la evaluación del potencial de hidrocarburos del*

- Bloque 17. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 2015.*
- Valladares, S., Álvarez, J., Segura, R., García, R., Fernández, J., Toucet, S., Villavicencio, B. y Núñez, C. *Atlas de Reservorios Carbonatados de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba, 1996.
- Valladares, S., Segura, R., Álvarez, J., Castro, O., Villavicencio, B., Rodríguez, M., López, O., Sora, A., Toucet, S. y López, S. Identificación de reservorios y sellos en la ZEE de Cuba en el Golfo de México: comparación con los conocidos en Cuba y el SE del Golfo de México. En: *II Taller Internacional Sobre Geología y Potencial Petrolero del SE del Golfo de México*. V Congreso Cubano de Geología y Minería, La Habana, Cuba, 2003, ISBN: 978-959-7117-11-7.
- Valladares, S., Segura, R., Álvarez, J., Castro, O., Villavicencio, B., Rodríguez, M., López, O., Sora, A., Toucet, S. y López, S. Reservoirs and seals of the Cuban Exclusive Economic Zone in the Gulf of Mexico. En: *American Association of Petroleum Geologists International Meeting*. Barcelona, España, 2003a, p. 21.
- Vendrinzev, V., Bubnov, V., Petrova, T., Miroshnikov, L., Kovalev, B. y Lajtionov, V. *Sobre los resultados de los trabajos eléctricos experimentales, mediante las estaciones numéricas CES-I obtenidos en el perfil regional 4*. Cuba, 1973.
- Verduzco, B., Fairhead, J. D., Green, C. M. y MacKenzie, C. New insights into magnetic derivatives for structural mapping. 2004, vol. 23 (2), pp. 116-119. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1651454> ISSN 1070-485X.
- Vladimirovich, S. y Alexandrovich, K. *Development of geological-geo-mechanical model of some part of Urubcheno-Tokhonskoe oil field*. Perm National Research Polytechnic University, Rusia, 2015.
- Vladimirovna, I., Mikhailovna, E., Nikolaevna, M. y Mikhailovich, A. Planning of drilling operations based on new approaches to identification and mapping of hydrocarbon reservoirs elements based on complex interpretation of GIS and seismic survey data. *Scientific-Technical Journal "Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields"*. 2020, pp. 51-56. DOI: 10.30713/2413-5011-2020 ISSN: 2413-5011.
- Wassal, H. *Final report on Jatibonico oil file*. Cuba, 1958.
- Wassal, H. *Stratigraphy, structure and acreage situation in the recently discovered Central Basin of Cuba*. Cuba, 1974.
- Wijns, C., Perez, C. y Kowalczyk, P. Theta map: Edge detection in magnetic data. *Geophysics*. 2005, vol. 70, pp. 39-43. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1988184> ISSN: 0016-8033.
- Wilhelms, A., Larter, S. R., Cubitt, J. M., England, W. A. y Larter, S. R. *Understanding Petroleum Reservoirs: towards an Integrated Reservoir Engineering and Geochemical Approach* [en línea]. Geological Society, London, Special Publications: 2004 [fecha de consulta: 20 de febrero de 2021]. ISBN: 9781862394858, DOI: <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.237>. Disponible en: <https://pubs.geoscienceworld.org/books/book/1629/Understanding-Petroleum-Reservoirstowards-an>.
- Yang, C., Hou, L., Yang, F., Luo, X. y Wang, J. Controlling factors of volcanic hydrocarbon reservoirs in Bohai Bay Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*. 2017, p. 10. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2017.10.001>.
- Yparraguirre, J. L. y Martínez, E. Posibilidades gasopetrolíferas de horizontes profundos en el sector Jatibonico Reforma. En: *VI Congreso de Petróleo y Gas*

- (PETROGAS'2017). *Exploración de Petróleo y Gas*. VII Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba, 2017, p. 42.
- Yparraguirre, J. L. y Martínez, E. Posibilidades gasopetrolíferas de horizontes profundos en el sector Jatibonico Reforma. En: *VI Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS'2017). Exploración de Petróleo y Gas*. VII Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, La Habana Cuba, 2017,
- Yungans, V. *Resultados de los trabajos de exploración sísmica por el método de refracción en la zona de Jatibonico*. Cuba, 1974.
- Zajárov, E. V. y Castro, J. A. *Nota explicativa sobre la especificación de las reservas geológicas industriales y perspectivas del petróleo de los depósitos de la depresión Central. (Jatibonico, Cristales, Catalina, Reforma)*. Cuba, 1974.

ANEXOS

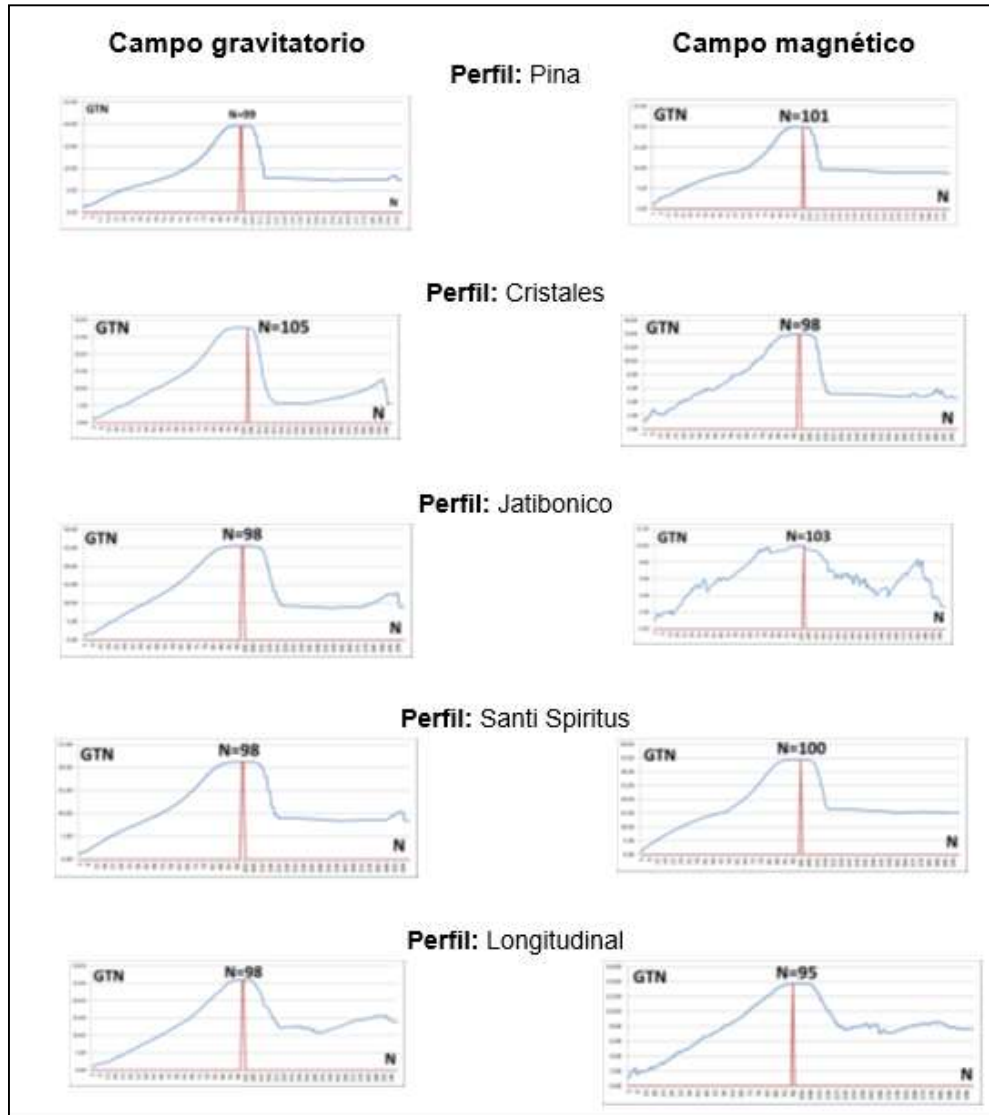
Anexo 1. Características geoquímicas de los yacimientos Cristales, Jatibonico y Pina.

En el yacimiento Cristales, los petróleos son de una buena calidad (20 a 30°API), de la Familia III, presentando variaciones en sus propiedades físico-químicas, que se expresan de la siguiente manera: densidad a 20°C, de 0,8528 a 0,9483g/cm³; contenido de azufre, de 0,58 a 1,34%; contenido de asfáltenos, de 0,1 a 2,0%; contenido de resinas, de 2,6% a 19,4%. El estudio de los biomarcadores demuestra que fueron generados por una roca madre carbonatada-arcillosa, depositada en un ambiente marino, subanóxico con aporte de materia orgánica marina. Sus propiedades físico-químicas varían debido al efecto de la biodegradación, estando los petróleos más pesados en los horizontes más superficiales (Linares Cala *et al.*, 2011).

Los hidrocarburos de los yacimientos Jatibonico y Pina pertenecen a la Familia II de petróleos cubanos, generados a partir de una roca madre carbonatada depositada en un ambiente marino anóxico, con materia orgánica marina (tipo II), los cuales fueron muy afectados por la biodegradación, empeorando sus propiedades físico-químicas. Sin embargo, son de características variables desde 15° API, en Jatibonico, hasta 34° API, en el bloque este de Pina, con contenidos de azufre menores de 2% (Delgado-López, 2003).

Anexo 2. Gráficos resultantes del procesamiento para determinar el número de armónico óptimo para la aplicación del GTN para cada perfil.

Los valores de números armónico oscilan en un rango estrecho entre 95 y 105. A la izquierda se ven los calculados para el campo gravitatorio y a la derecha para el campo magnético.



Anexo 3. Etapas del programa para el cálculo automatizado del GTN.

Las etapas del programa para el cálculo automatizado del GTN son: la lectura de los datos de entrada, que consiste en una serie de pares de valores: (posición, valor del campo potencial). Seguido se estima el número de armónico óptimo (Nopt), el cual se obtiene a partir del primer valor máximo que se produce en los cálculos sucesivos del gradiente total normalizado. Se calculan los coeficientes B_n (1) para el rango de armónicos, desde cero hasta Nopt. Se establece un lazo para evaluar la continuación analítica descendente (2) para una profundidad determinada (Z_0) a partir de un

intervalo de profundidad y su incremento. A partir de los coeficientes B_n se calcula la continuación analítica descendente (CAD) para la profundidad definida (Z_0) y se normalizan los valores de la CAD para la profundidad (Z_0). Finalmente, se repite el proceso, a partir del cálculo de la CAD mediante los coeficientes B_n , hasta llevar a la profundidad máxima propuesta. Los resultados tienen su salida en un fichero txt para ser asimilado por el software Surfer y transformado en una malla de datos.

$$B_n = \frac{1}{M-1} \beta \sum_{i=0}^{M-1} g(i) \operatorname{sen}\left(\frac{\pi n}{2(M-1)}\right) + \frac{\gamma}{2} \sum_{i=0}^{M-1} [g(i) + g(i+1)] \operatorname{sen}\left(\frac{\pi n}{2(M-1)}\right) (2i+1) \quad (1)$$

Donde:

$$\beta = \frac{2}{\alpha^2} [1 + \cos^2 \alpha] - \frac{2}{\alpha^3} \operatorname{sen}(2\alpha)$$

$$\gamma = \frac{4}{\alpha^3} [\operatorname{sen} \alpha - \alpha \cos \alpha]$$

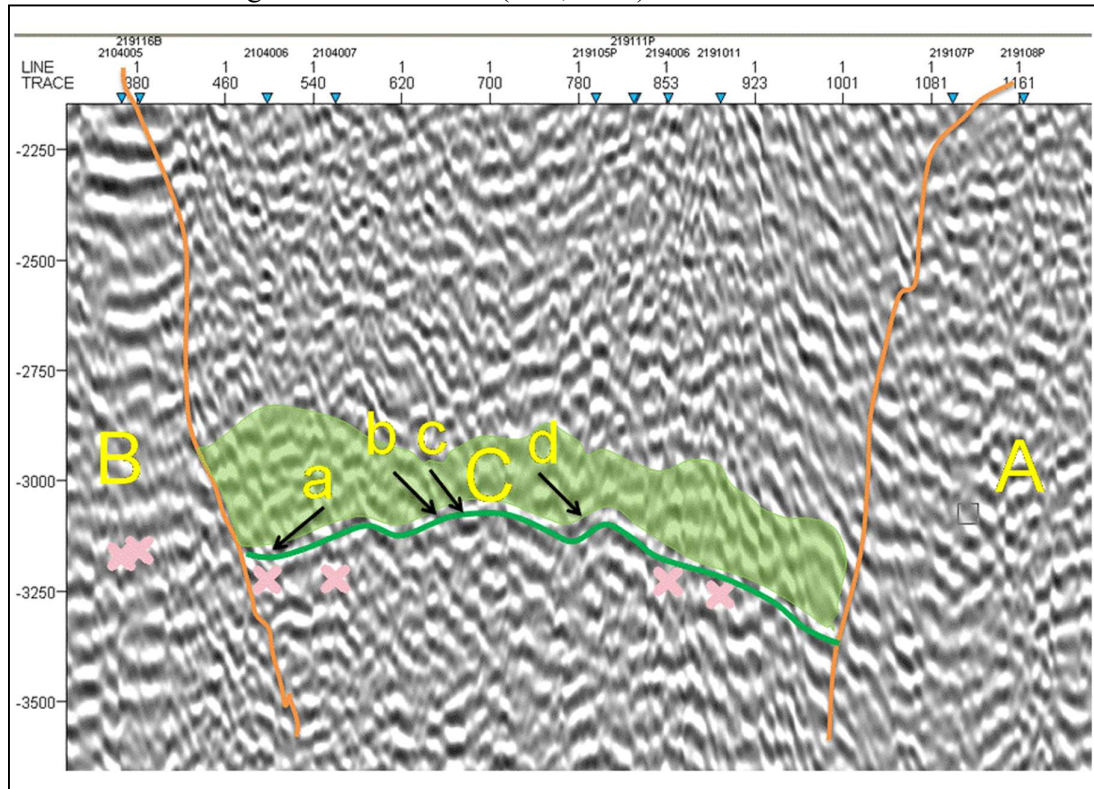
$$\alpha = \frac{\pi n}{2(M-1)}$$

$$g(x, z) = \sum_{i=0}^N [B_n \operatorname{sen}\left(\frac{\pi n}{L}\right) x] e^{\frac{\pi n}{L} z} \quad (2)$$

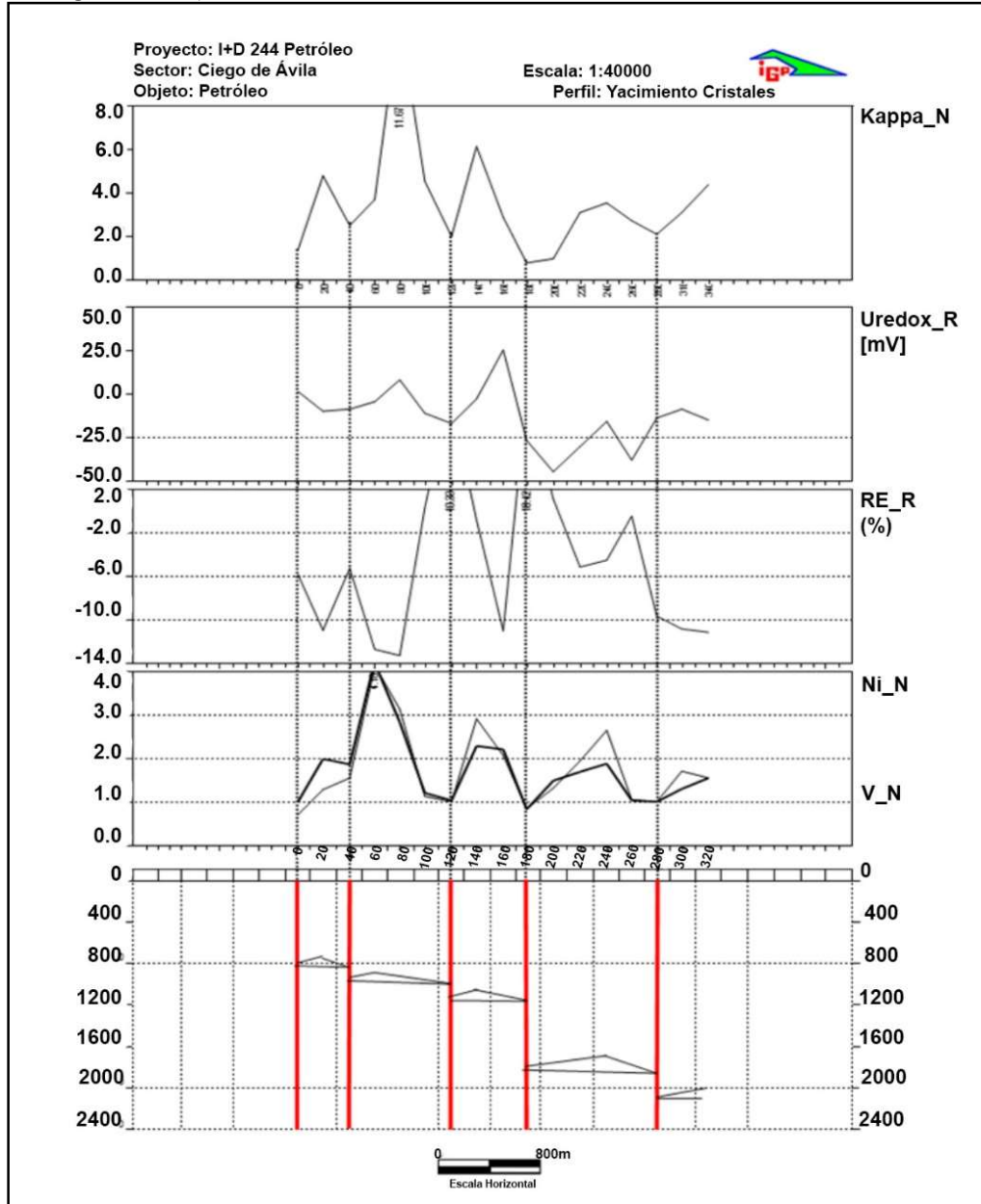
Anexo 4. Valores de N para distintos tipos de fuentes gravimétricas y magnéticas (usado por el *software Geosoft Oasis Montaj*).

Modelos Geológicos	Número de dimensiones	Gravimetría	Magnetometría
	infinitas	(N)	(N)
Esfera	0	2	3
Cilindro vertical	1 (z)	1	2
Cilindro horizontal	1 (x-y)	1	2
Canal	2 (z y x-y)	0	1
Sill, falla (escalón pequeño)	2 (x y y)	0	1
Contacto	3 (x, y z)	NA	0

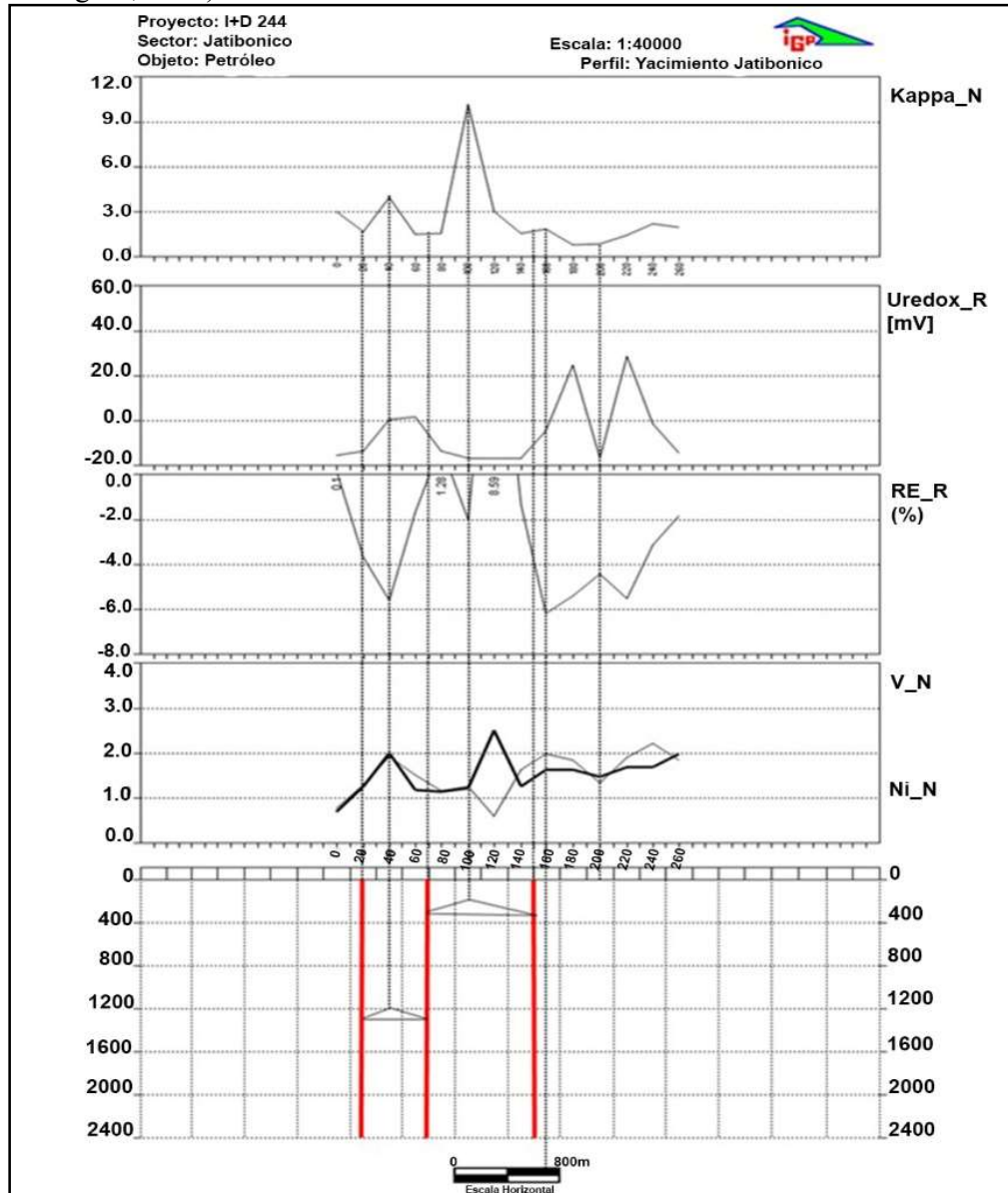
Anexo 5. Interpretación de la línea sísmica 210413 migrada en profundidad que se orienta en el rumbo general de la cuenca (Rifá, 2012).



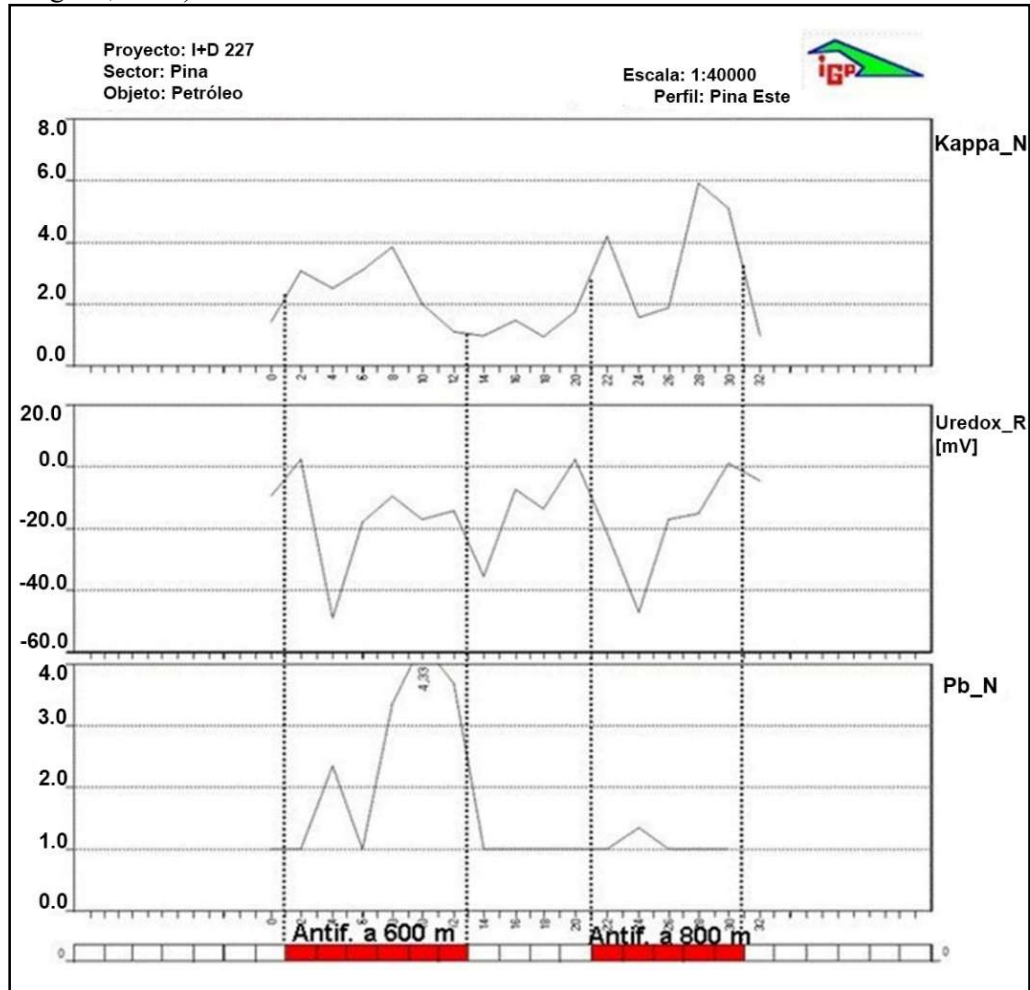
Anexo 6. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Cristales (Pardo y Rodríguez, 2016).



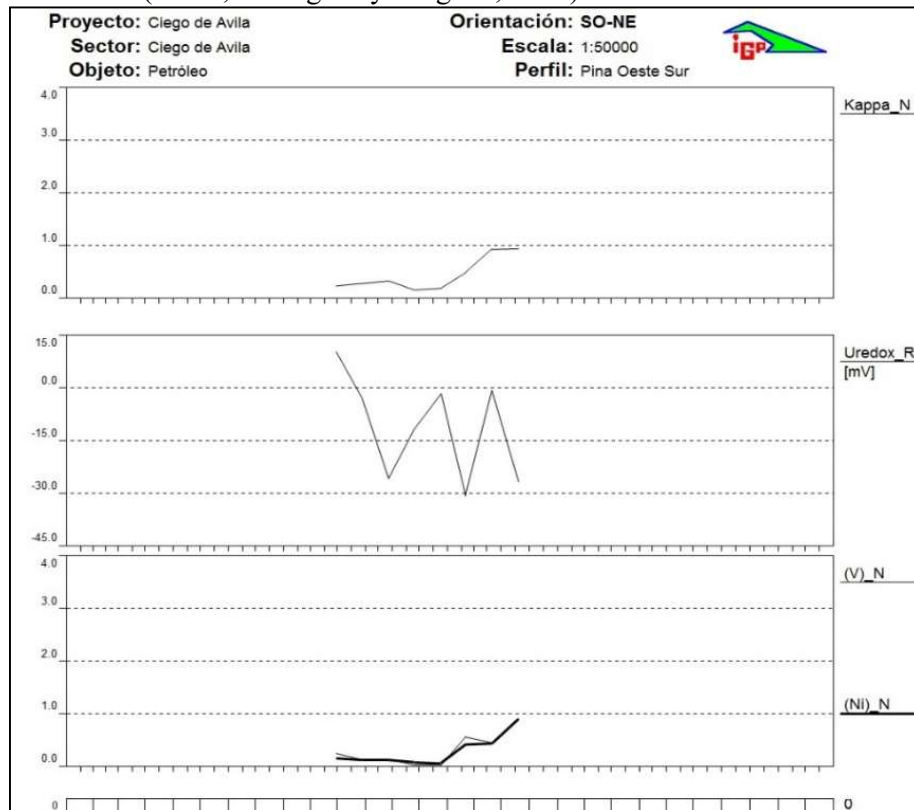
Anexo 7. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Jatibonico (Pardo y Rodríguez, 2016).



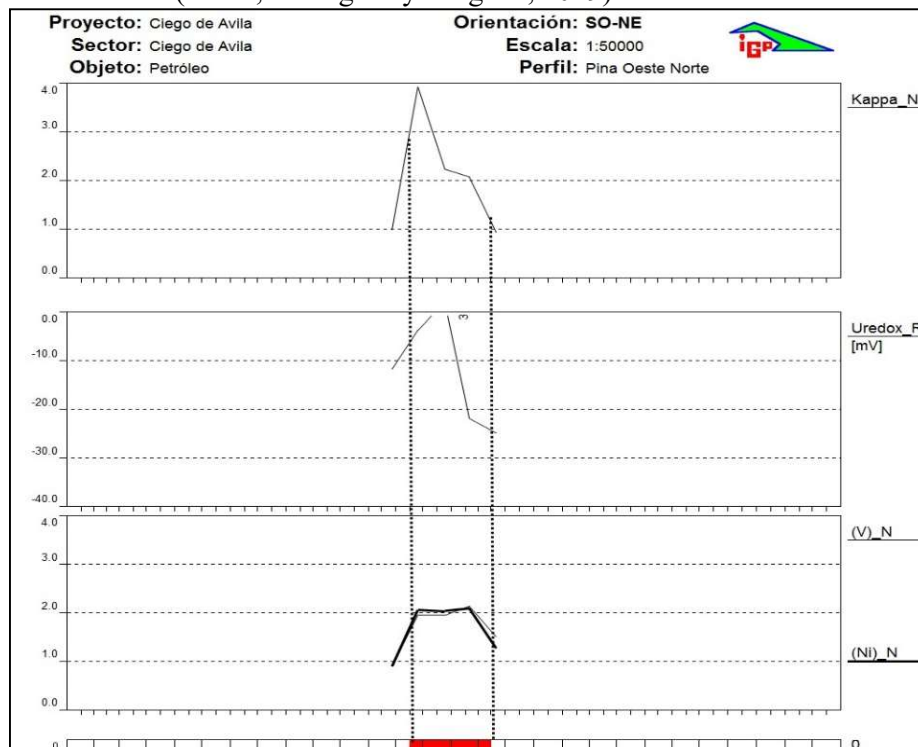
Anexo 8. Resultados del complejo Redox en el yacimiento Pina (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).



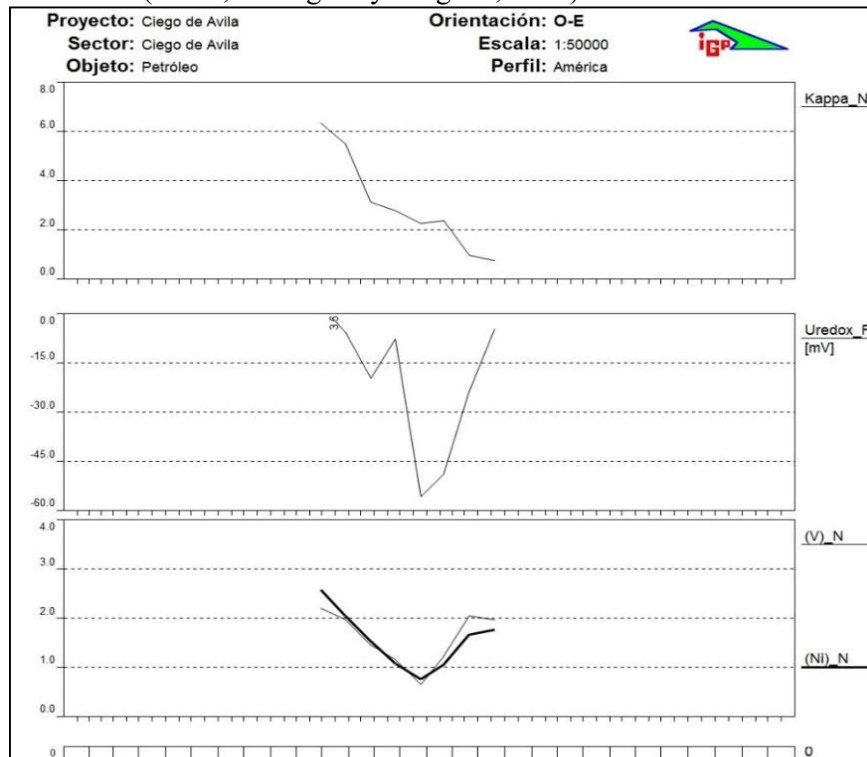
Anexo 9. Perfil de medición Pina Oeste Sur. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).



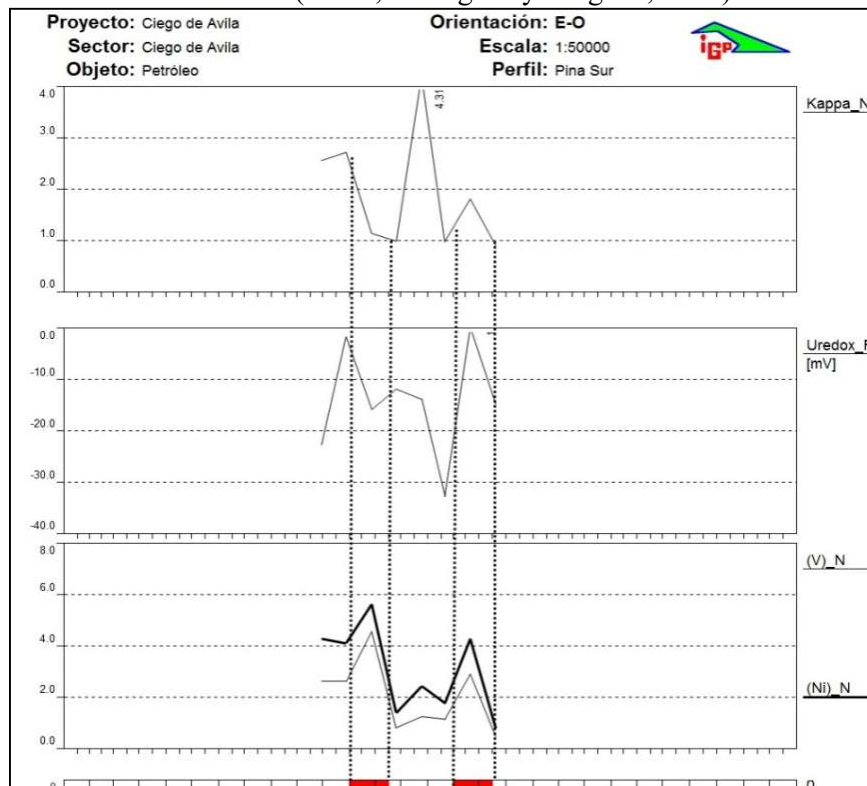
Anexo 10. Perfil de medición Pina Oeste Norte. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).



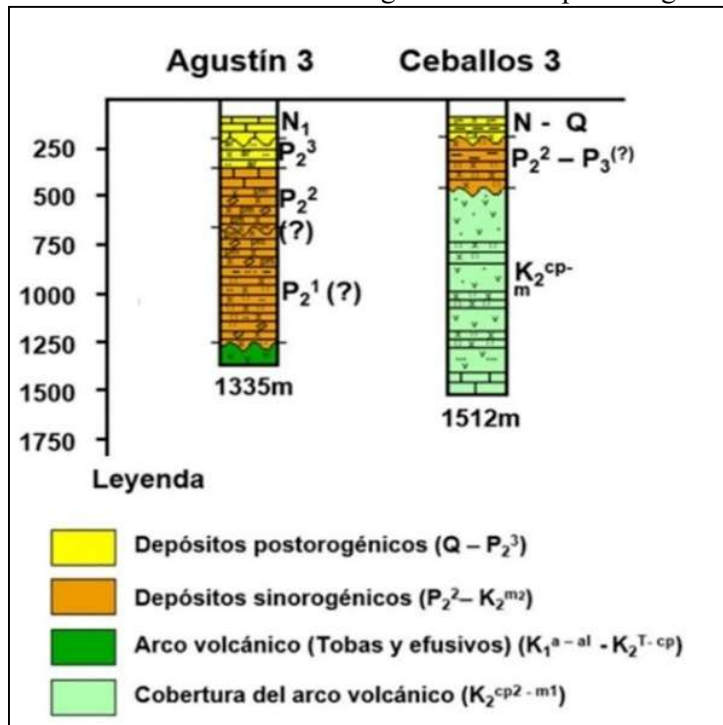
Anexo 11. Perfil de medición América. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).



Anexo 12. Perfil de medición Pina Sur SO-Pina Sur. La distancia entre puntos de medición es orientativa (Pardo, Rodríguez y Delgado, 2019).



Anexo 13. Columnas litoestratigráficas de los pozos Agustín 3 y Ceballos 3.

Anexo 14. Línea sísmica PSTM CUP210411 con tratamiento de imagen (Morales *et al.*, 2022).