

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH
/Universidad Nacional de Colombia

PROYECTO

***PLAN DE CUBRIMIENTO SÍSMICO NACIONAL
Y DISEÑO DE PROGRAMAS DE ADQUISICIÓN
SÍSMICA 2D REGIONAL Y SUB-REGIONAL DE
LA ANH 2009-2025***

DIRECTOR

Prof. Dr. Luis Antonio Castillo López (Geólogo, Msc. en Geofísica - énfasis en Métodos Sísmicos, Ph.D., en Estratigrafía-énfasis en Estratigrafía de Secuencias).

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN SISMOESTRATIGRAFÍA
Y EQUIPO DE TRABAJO**

Geólogo, Msc. en Geofísica Ernesto Gómez Londoño
(Coordinación Geología y Geofísica).

Prof. Dr. Ramón Giraldo - Geoestadística (Msc. y Ph.D. en Estadística).

Prof. Dr. Orlando Hernández (Gravimetría).

Ing. Diana Cortés (Diseño sísmico 2D) - Estudiante de Maestría en Ciencias Geofísica.

Físico Gonzalo E. Pedraza Guerrero (Geofísica) - Estudiante de Maestría en Ciencias Geofísica.

Geógrafa Marvick Ruiz Monroy.

Alexi Cusva Verdugo (Estudiante de Geografía).

Geógrafo Pedro Salazar Salamanca (Estudiante de Geografía).

Este proyecto fue propuesto con el objetivo principal de realizar un Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional mediante el Diseño de programas de adquisición sísmica 2D regional y sub-regional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el período comprendido entre 2009-2025. Esta propuesta empezó a ser concebida desde el año 2008 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad Nacional de Colombia - sede Bogotá, con el apoyo de todos los recursos disponibles para el diseño respectivo.

La ejecución fue llevada a cabo por el profesor Dr. Luis Antonio Castillo López, docente del postgrado de Geofísica y coordinador de la Maestría en Geofísica del Departamento de Geociencias - sede Bogotá. El proyecto fue discutido inicialmente y llevado a su ejecución desde los últimos meses del 2009, asignándose el contrato ANH-FEN-01-48/2009 FEN-UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. No obstante, debido a las respectivas diligencias de tipo administrativo por parte de las dos instituciones, su inicio fue dado a finales del mes de Enero.

El proyecto se desarrolló durante cuatro meses desde diciembre de 2009 hasta el 6 de Junio de 2010, con una prórroga incluida. El proyecto fue acompañado por un equipo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y de asesores externos expertos en el área (Norman Cooper y Yajaira Herrera - Mustagh Resources Ltd.). El proyecto concluyó a inicios del mes de Junio, comenzando su elaboración, diseño y edición a finales del mes de mayo, donde se obtuvieron los productos finales convenidos (formatos digital y en papel). El informe final, anexos y mapas fueron remitidos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el 6 de Junio de 2010. Para su desarrollo y ejecución se trabajó con un equipo conformado por estudiantes de la maestría en ciencias geofísica (Grupo de Sismoestratigrafía), técnicos, especialistas y docentes de la Universidad Nacional de Colombia.

De estas actividades está en trámite el sometimiento de dos artículos, una vez sean autorizados para publicación por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El estudio comprendió la selección, recopilación y análisis de la información, donde el trazado de las líneas sísmicas y posicionamiento de pozos constituyen la información inicial. A su vez la toma de decisiones y establecimiento de la metodología, hacen parte de la etapa crucial para el desarrollo del proyecto. Así se implementó una metodología para el diseño donde el manejo de la información debe ser realizada en forma sistemática, dando criterios que permitan establecer la cuantificación de los datos.

Además del trazado de las líneas sísmicas y localización de los pozos, se contó con información de gravimetría, líneas sísmicas, información batimétrica, topografía, mapa de Tierras, etc. Para complementar lo anterior se consideraron informes previos, información petrolera, datos geoquímicos, artículos referentes a la adquisición, toma de datos y diseño.

Una vez realizado el diagnóstico de la información disponible, el cual está representado en el Tomo I, se procedió a la ejecución del diseño sísmico, correspondiente al Tomo II.

El grupo del presente proyecto se hizo partícipe durante dos días del curso de diseño DirectAid 3D. Este curso fue administrado por Norman Cooper y Yajaira Herrera (Mustagh Resources Ltd.), en las instalaciones del Departamento de Geociencias en la Universidad Nacional de Colombia. Este curso se hizo necesario debido a las necesidades de contar con un paquete para el diseño de las líneas sísmicas.

DIRECTOR DEL PROYECTO

Prof. Dr. Luis Antonio Castillo López (Geólogo, Msc. en Geofísica - énfasis en Métodos Sísmicos, Ph.D., en Estratigrafía-énfasis en Estratigrafía de Secuencias).

EQUIPO DE TRABAJO

Geólogo, Msc. en Geofísica Ernesto Gómez Londoño (Coordinación Geología y Geofísica).

Prof. Dr. Ramón Giraldo - Geoestadística (Msc. y Ph.D. en Estadística).

Prof. Dr. Orlando Hernández (Gravimetría).

Ing. Diana Cortés (Diseño sísmico 2D) - Estudiante de Maestría en Ciencias Geofísica.

Físico Gonzalo E. Pedraza Guerrero (Geofísica) - Estudiante de Maestría en Ciencias Geofísica.

Geógrafa Marvick Ruiz Monroy (Metodología, modelamiento y diseño en SIG).

Alexi Cusva Verdugo (Metodología en SIG y diseño cartográfico).

Pedro Salazar Salamanca (Metodología en SIG y diseño cartográfico).

COLABORADORES EXTERNOS

Varias empresas y colaboradores externos hicieron posible la consecución de este proyecto; por lo tanto, se hace necesario un reconocimiento a cada uno de ellos.

Maestría en Ciencias Geofísica - Grupo de Sismoestratigrafía (Departamento de Geociencias).

Norman Cooper y Yajaira Herrera (Mustagh Resources Ltd.).

ArcGis, ERDAS.



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	VI
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 ESTADO DEL ARTE	2
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	4
1.3 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	4
1.4 METODOLOGÍA	7
2. GEOLOGÍA.....	10
2.1 UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS	10
2.2 SISTEMAS ESTRUCTURALES	10
2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS COLOMBIANAS	25
3. DIAGNÓSTICO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	36
3.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE	36
3.2 PARÁMETROS	38
3.2.1 Parámetros Restrictivos.....	38
3.2.2 Parámetros Limitantes	38
3.2.3 Variables o criterios Técnicos.....	38
3.3 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA EL TRAZADO Y DISEÑO SÍSMICO CON SIG	38
3.4 LÍNEAS SÍSMICAS	39
3.5 ALGORITMO DE CUANTIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	40
3.6 UNIDADES PROSPECTIVAS	41
3.7 POZOS Y REZUMADEROS	41
3.8 PENDIENTE Y BATIMETRÍA	42
3.9 GRAVIMETRÍA.....	45
4. ANÁLISIS DE PARAMETROS.	48
4.1 RESULTADOS PRELIMINARES.	48
4.2 DENSIDAD DE LÍNEAS SÍSMICAS.....	48
4.3 UNIDADES PROSPECTIVAS	48
4.4 POZOS Y REZUMADEROS	48
4.5 PENDIENTE Y BATIMETRÍA	48
4.6 REPRESENTACIÓN DE LAS ANOMALÍAS RESIDUALES DE BOUGUER.....	48
4.7 EVALUACIÓN MULTICRITERIO - EMC – EN LA DEFINICIÓN DE ÁREAS PARA EL TRAZADO DE LÍNEAS SÍSMICAS CON SIG.	54
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
BIBLIOGRAFÍA.....	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de distribución de cuencas sedimentarias Colombianas.....	3
Figura 2. Mapa de las zonas de estudio establecidas para el diseño y trazado sísmico.....	6
Figura 3. Diagrama de flujo Metodología utilizada.....	8
Figura 4. Mapa de las Unidades Cronoestratigráficas de Colombia.	21
Figura 5. Mapa de Colombia con la distribución de líneas sísmicas, cobertura generalizada.	22
Figura 6. Mapa de Colombia con la distribución de pozos - cobertura generalizada.	23
Figura 7. Mapa de Colombia con las estructuras geológicas principales	24
Figura 8. Mapa con el mosaico generado a partir de imágenes de satélite <i>Landsat</i> TM, ETM y ETM+ para Colombia.	37
Figura 9. Diagrama de flujo del proceso seguido en la metodología para la toma de decisiones.....	39
Figura 10. Mapa de la densidad de líneas sísmicas en formato <i>raster</i>	40
Figura 11. Diagramas de la vecindad: a. Vecindad de Neumann. b. Vecindad de Moore.....	40
Figura 12. Modelo hipotético de líneas sísmicas.....	41
Figura 13. Diagrama obtenido con el cálculo de la vecindad de Moore.....	41
Figura 14. Mapa de de las unidades prospectivas (Resultado preliminar).	43
Figura 15. Mapa con las elevaciones y batimetría de Colombia.....	44
Figura 16. Visualización 3D Profundidad Mar Caribe (superior) y Océano Pacífico (inferior).	45
Figura 17. Mapa de anomalías residuales de Bouguer para Colombia.....	46
Figura 18. Mapa con la densidad de líneas sísmicas para el territorio Colombiano.....	49
Figura 19. Mapa de las unidades geológicas prospectivas - Ajustado.	50
Figura 20. Mapa con la combinación de capas, superposición de unidades geológicas prospectivas y la densidad de líneas sísmicas.	51
Figura 21. Mapa con los rangos de pendiente (Rangos en porcentajes - % -).	52
Figura 22. Mapa con la categorización de la anomalía residual de Bouguer derivada de la información gravimétrica.....	53
Figura 23. Mapa con la combinación lineal de pesos generada de la matriz de comparación por pares para establecer áreas de trazado y diseño.	55
Figura 24. Mapa final con el Trazado de líneas sísmicas y evaluación multicriterio - EMC.	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Zonas del Área de Estudio	4
Tabla 2. Matriz de Parámetros la Selección de Zonas de Exploración Geofísica de Hidrocarburos en Colombia	11
Tabla 3. Geología del Petróleo de las Cuencas Sedimentarias Colombianas	26
Tabla 4. Parámetros de calificación de variable pozos, pozos secos y pozos productores/rezumaderos. ...	42

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. PESO TOTAL DE VARIABLES O PROSPECTIVIDAD
ANEXO 2. PROCEDIMIENTOS PARA ESTABLECER LA DENSIDAD DE LÍNEAS SÍSMICAS.
ANEXO 3. PROCEDIMIENTOS PARA ESTABLECIMIENTO DE UNIDADES GEOLÓGICAS PROSPECTIVAS
ANEXO 4. PROCEDIMIENTOS PARA LA VARIABLE PENDIENTES Y BATIMETRÍA
ANEXO 5. PROCEDIMIENTOS PARA LA VARIABLE DE ANOMALÍAS RESIDUALES DE BOUGUER

RESUMEN EJECUTIVO

Título: "PLAN DE CUBRIMIENTO SÍSMICO NACIONAL Y DISEÑO DE PROGRAMAS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D REGIONAL Y SUB-REGIONAL DE LA ANH 2009-2025"

Interventores: Geólogo Msc. Geofísica Carlos Rey (ANH) y Msc. Geofísico Luis Alberto Briceño (ANH).

Palabras claves: Cubrimiento sísmico nacional, diseño sísmico 2D, algoritmo diseño, Geofísica Colombia.

RESUMEN

El "PLAN DE CUBRIMIENTO SÍSMICO NACIONAL Y DISEÑO DE PROGRAMAS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D REGIONAL Y SUB-REGIONAL DE LA ANH 2009 – 2025", hace parte del Proyecto PIISCO XXI, firmado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Nacional de Colombia (UNAL). Durante la primera etapa de ejecución del proyecto se realizó la recopilación, revisión, análisis, edición y manejo de la información disponible para realizar el diagnóstico de la información (Tomo I), conceptualización teórica, cuantificación de la información y definición de zonas para el trazado de las líneas sísmicas. En la segunda etapa del proyecto, se elaboró el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y Diseño de Programas de Adquisición Sísmica 2D Regional y Sub-Regional para el período 2009 – 2025 (Tomo II).

SITUACIÓN

Dentro de los objetivos principales de exploración de hidrocarburos en Colombia, del gobierno nacional a través de la ANH, está el de realizar un Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y Diseño de Programas de adquisición Sísmica 2D Regional y Sub-Regional para el período 2009 al 2025, que permitirá identificar y evaluar, zonas potenciales para exploración y explotación por parte del sector público y privado con destino a la búsqueda de hidrocarburos para conocer el potencial energético del país y producir la información geológica y geofísica mínima, requerida para estimular la participación en el desarrollo a nivel nacional.

El presente trabajo es relevante y de interés nacional, ya que permite conocer el estado del arte de la información geofísica, especialmente el del cubrimiento sísmico en las diferentes cuencas sedimentarias del país, y servirá de base para el trazado y elaboración de campañas de adquisición sísmica 2D a nivel nacional para el período comprendido entre 2009-2025. En el trazado serán priorizadas las diferentes cuencas del país y las unidades cronoestratigráficas de mayor potencial para prospección de hidrocarburos en Colombia.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional mediante el Diseño de programas de adquisición sísmica 2D regional y sub-regional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 2009-2025.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dividir el área de estudio en zonas de interés para exploración geofísica.
- Compilar, analizar y evaluar la información geológica y geofísica
- Realizar el análisis de cada cuenca sedimentaria con base en la información suministrada por la ANH.
- Conformar una base de datos con la información geológica y geofísica compilada, por zona y cuenca sedimentaria.
- Clasificar cada cuenca sedimentaria según las tres variables: 1) El cociente de campos descubiertos/pozos exploratorios perforados, 2) la estimación de reservas por descubrir y 3) la densidad de información sísmica en cada cuenca tomada del mapa de distribución de densidad de información sísmica para el territorio Colombiano.
- Elaborar un Plan de Cubrimiento Sísmico 2009-2025 en las Cuencas Sedimentarias de Colombia, logrando que las cuencas tengan una densidad de cubrimiento adecuada.
- Diseñar programas de adquisición sísmica 2D regional y local, indicando en qué tramos del trazado pueden presentarse áreas de parques naturales y comunidades.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional presentado se ajusta a una clasificación de cuencas basada en el cociente campos descubiertos/pozos exploratorios perforados, la estimación de reservas por descubrir y la densidad de información sísmica en cada cuenca.

La implementación de una metodología en la toma de decisiones es imperante, ya que esta permite disminuir las posibles áreas potenciales para un nuevo diseño sísmico teniendo en cuenta la información existente. Con esta información es posible direccionar y optimizar recursos para el trazado y el diseño de las líneas sísmicas futuras en las diferentes cuencas sedimentarias de Colombia.

Se recomienda refinar la metodología a partir de la incorporación de nueva información, la cual puede incluir datos más detallados, de tal manera que se tengan resultados más próximos a la realidad en la exploración sísmica.

Debido al período para ejecución del proyecto, se recomienda hacer un seguimiento y análisis con mayor detalle y cobertura, especialmente en los parámetros geofísicos, aprovechando la mayor cantidad de recursos técnicos y de conocimientos disponibles en el momento.

Es importante considerar que el trazado de las líneas sísmicas, se basó en criterios técnicos de diseño, sin embargo algunas líneas atraviesan zonas restrictivas ya definidas con anterioridad. Estos aspectos deben tenerse en cuenta para establecer criterios de análisis prospectivo. Así al realizar un levantamiento sísmico no deben dejarse de lado dichas restricciones.



CAPÍTULO I
Introducción

1. INTRODUCCIÓN

Para el diseño sísmico 2D se hace necesario disponer de información, donde se incluyan parámetros geofísicos como densidad, distribuciones, cubrimiento de líneas sísmicas, velocidades de áreas ya estudiadas con anterioridad, con el fin de determinar las características generales mediante la información adquirida en estos proyectos. Esta información puede obtenerse de estudios anteriores, secciones sísmicas (etiquetas y cajas de velocidades), datos de adquisición, etc., además los diferentes criterios deben ser integrados, por ejemplo: geología (geocronología, estructural, estratigrafía y geomorfología), geología del petróleo, geofísica, geografía, ambiental, socio-cultural, legales e ingeniería.

Para establecer una relación de las diferentes variables se contó con un estudio basado en la toma de decisiones Evaluación Multicriterio de la información en forma matricial y geoestadística; por tal motivo, se ponderaron los datos obtenidos, y se realizó un análisis de tipo cualitativo y cuantitativo. Mediante este análisis se identificaron los factores espaciales que tienen relación directa con las áreas consideradas potencialmente buenos prospectos de hidrocarburos y su jerarquía dentro de esta relación; posterior a esto y con base en los datos obtenidos, se hizo posible seleccionar áreas propicias para el objeto de estudio.

1.1 Estado del arte

Las primeras evidencias de hidrocarburos en Colombia se remonta a la época de la conquista, hacia el año 1537, cuando las tropas de Gonzalo Jiménez de Quezada descubrieron petróleo en la Tora, un caserío indígena del Valle del Magdalena, hoy en día conocida como la ciudad de Barrancabermeja. La producción comercial de hidrocarburos en Colombia comienza a principios del siglo XX, en el año 1905, mediante el sistema de Contratos de Concesión (Villegas, 1971), cuando el gobierno otorgó a Roberto de Mares la Concesión de Mares y en 1921 la Concesión de Barco, que incluyeron las regiones selváticas de Catatumbo en la frontera venezolana y las de Opón - Carare, en el Valle Medio del Magdalena. En este año se puso en producción los Campo La Cira e Infantas, lo que le permitió al país ser autosuficiente y exportador hasta 1974.

En el año de 1948 se creó la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), como entidad rectora del manejo de los hidrocarburos en el país. En 1983 se descubrió otro campo importante para el país, Caño Limón. Este descubrimiento le permitió a Colombia en 1985 volver a ser un exportador de petróleo.

Durante los años 70's, en 1974, el gobierno abolió el sistema de Contrato de Concesión para recuperar el derecho de controlar los recursos del subsuelo, surgiendo el Contrato de Asociación, que se convirtió en una herramienta importante para la exploración de hidrocarburos en Colombia, a través de la adición de capital privado (nacional y extranjero), en asociación con ECOPETROL. Este último participa junto con el socio, en la explotación de los recursos en un 50%, sin embargo los riesgos y costos de la exploración corrían sólo por cuenta del socio.

Govea y Aguilera (1986) describen 13 cuencas sedimentarias en Colombia. ECOPETROL-GEOTEC y ROBERTSON (1998) publican el Atlas Sísmico de Colombia "Seismic Atlas of Colombia".

En 1999 se adoptó el Sistema de Regalías, donde ECOPETROL participa con un 30% de la inversión exploratoria (si se declara el descubrimiento económico) y explotación. A finales del siglo XX e inicios del siglo XXI, se descubren los Campos: Cusiana-Cupiagua (1991), Guando (2001), Gibraltar y Niscota (2002).

ECOPETROL (2000) presentó un mapa con una subdivisión de 18 cuencas sedimentarias, que fue adoptada por la ANH. En el 2003, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se cambia el esquema de contratos, los cuales se asignan públicamente, y ahora la compañía interesada corre con todo el riesgo y los costos de exploración.

Estudios geológicos y geofísicos a lo largo y ancho del territorio Colombiano han sido desarrollados a través de la ANH y entidades privadas, por ejemplo la "Línea Sísmica Trasandina ANH – TR – 2006 – 4A SINÚ; "Barrero, et. al., 2007, en su *Colombian Sedimentary Basins*", proponen una nueva nomenclatura y límites a las cuencas sedimentarias colombianas, que divide el territorio colombiano en 23 cuencas o provincias sedimentarias (Figura 1).

En el año 2009, mediante el convenio ANH-UNAL se desarrollaron los proyectos: "Organic Geochemistry Atlas of Colombia" y los de "Interpretación Sismoestratigráfica y Estructural Los Cayos y Urabá". A finales del año 2009 y 2010 se han estado desarrollado dentro del Convenio PIISCO XXI: Andén Pacífico, firmado por las entidades ANH-UNAL, los Proyectos: "Capacitación Gerencia de Proyectos Sísmicos FF. MM de Colombia" y "Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y Diseño de Programas de Adquisición Sísmica 2D Regional y Sub-Regional de la ANH 2009-2025", este hace referencia al proyecto aquí presentado.

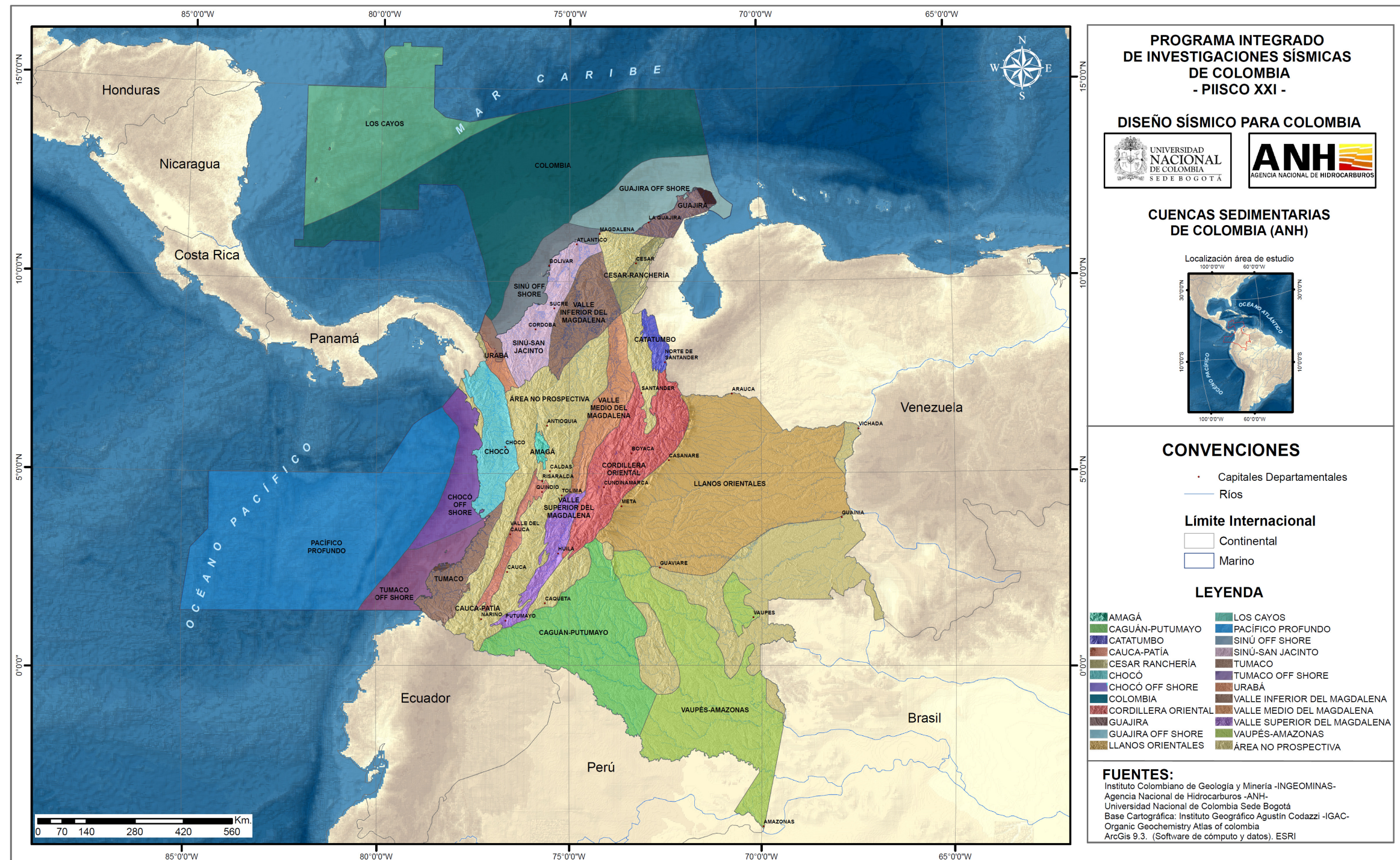


Figura 1. Mapa de distribución de cuencas sedimentarias Colombianas (Modificado de la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2007).

1.2 Localización geográfica de la zona de estudio

Tomando como base la división de cuencas propuestas en el Atlas geoquímico de Colombia" (ANH et. al., 2009), el mapa de la página oficial de la Agencia Nacional de hidrocarburos –ANH– (<http://www.anh.gov.co>), y un criterio geológico establecido para el proyecto, se reclasificó el territorio colombiano en diferentes zonas de acuerdo a las 23 cuencas sedimentarias (Tabla 1).

El área de estudio reestructurada y reevaluada corresponde a 11 zonas de interés (Tabla 1 y Figura 2) y una de no prospección. Las áreas de interés incluyen las Cuencas Sedimentarias de Colombia que presentan información sísmica, de pozos, geología, ambiental y socio-ambiental disponible, a partir de la cual se establecen una serie de variables y parámetros, indispensables para la elaboración del plan del diseño sísmico, considerando trazados intercuenas y no cuencas aisladas.

Zonas de interés Plan de Diseño Sísmico	
Zona	Cuencas Sedimentarias
1. Caribe Norte Costa Afuera	Colombia y Guajira Offshore.
2. Caribe Sur Costa Afuera	Colombia, Los Cayos y Sinú Offshore.
3. Caribe Norte	Guajira y Cesar-Ranchería.
4. Caribe Sur	Urabá, Sinú-San Jacinto, VIM (Cuencas del Plato y San Jorge) y Catatumbo.
5. Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera y Chocó Costa Afuera.
6. Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera y Tumaco Costa Afuera
7. Pacífico Norte	Chocó y Amagá.
8. Pacífico Sur	Tumaco y Cauca-Patía.
9. Central	Valle Medio del Magdalena (VMM) y Valle Superior del Magdalena (VSM).
10. Llanos Orientales y Orinoquia	Cordillera Oriental y Llanos Orientales.
11. Sur	Caguán-Putumayo y Vaupés-Amazonas.

Tabla 1. Zonas del Área de Estudio

1.3 Caracterización del área de estudio

A continuación se describen las características de las cuencas sedimentarias de Colombia. Estas características incluyen: límites de la cuenca, rasgos relevantes sobre el sistema petrolífero, unidades cronoestratigráficas potenciales y los sistemas estructurales principales, entre otras.

Zona 1: Caribe Norte Costa Afuera:

Corresponde a la zona que incluyen las Cuencas Colombia y Guajira Offshore (Tabla 1).

Cuenca Colombia:

Limita al noroeste con el Escarpe de Hess, que se extiende desde el costado Este de América Central a Hispaniola. El límite sur occidental de esta cuenca es Costa Rica y los límites marítimos de Panamá; el límite sureste está localizado en el Frente Deformado del Caribe Sur (Figura 1); al Este limita con la frontera marítima Colombo-Venezolana, y el límite nordeste corresponde a Jamaica, Haití y los límites marítimos de la República Dominicana.

Cuenca Guajira Offshore:

El límite Norte y noroeste de la Cuenca Guajira Offshore es el Frente de Deformación del Cinturón del Sur del Caribe (Figura 1), originada por la interacción entre la Placa de América del Sur y la Placa del Caribe. Al Suroeste limita con la Falla de Oca, al Sureste con la línea de costa continental de la Guajira y al Oriente con Venezuela.

Durante el periodo 2006-2007, fueron realizados estudios por BHP Billinton (Fuerte), EXXON PETROBRAS-ECOPETROL (Tayrona), donde se reporta alta prospectividad en gas e hidrocarburos líquidos.

Zona 2: Caribe Sur Costa Afuera:

Esta zona incluye las Cuencas Colombia, Los Cayos y Sinú Offshore (Tabla 1).

Cuenca Los Cayos:

La Cuenca Los Cayos corresponde a una cuenca oceánica en la región del mar Caribe; limita al Norte, Este y Oeste con Nicaragua, Honduras y Jamaica, al Sur y Sureste con el Escarpe de Hess.

Cuenca Sinú Offshore:

Esta cuenca se encuentra bajo el mar Caribe y limita al noreste con la Falla de Oca, al sureste con la línea de costa, al noroeste con el frente de Deformación del Cinturón Deformado del sur del Caribe y al sur con el Sistema de Falla de Uramita.

Zona 3: Caribe Norte:

Zona comprendida por las Cuencas Guajira y Cesar-Ranchería (Tabla 1).

Cuenca Guajira:

El límite Norte, Noroeste y Noreste de la Cuenca Guajira es la línea de Costa Caribe (Figura 1). Al sur, limita con la Falla de Oca y al Sureste con Venezuela.

Cuenca Cesar-Ranchería:

Esta cuenca limita al Noreste con la Falla de Oca (Figura 1), al Noroeste con las rocas precretácicas de la Sierra Nevada de Santa Marta, el Este y Sureste con rocas precretácicas de la serranía de Perijá y con Venezuela, y al suroeste con el trazo de la Falla de Bucaramanga.

Zona 4: Caribe Sur:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas Urabá, Sinú-San Jacinto, VIM (Cuencas de Plato y San Jorge) y Catatumbo (Tabla 1).

Cuenca Urabá:

La Cuenca de Urabá (Figura 1) limita al Norte – Noroeste con Panamá, al Suroeste con el Batolito de Mandé y la Falla de Murindó, al Este con el Sistema de Fallas de Uramita, al Oeste con la Serranía de Darién y al Sur con la Cordillera Occidental.

Cuenca Sinú-San Jacinto:

La Cuenca de Sinú – San Jacinto (Figura 1) se caracteriza por tener una alta deformación y unos cierres complejos y apretados. Limita al Norte–Noroeste con la Costa Caribe, al oeste el Sistema de Fallas de Uramita, al sur con la Cordillera Occidental y al Este el Sistema de Fallas de Romeral.

Cuenca VIM (Cuencas de Plato y San Jorge):

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Figura 1) limita al Norte y al Oeste con el Sistema de Fallas de Romeral, al Sur y Sureste con la Cordillera Central y las rocas precretácicas de la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central. Al Este con el Sistema de Fallas de Bucaramanga – Santa Marta.

Cuenca Catatumbo:

La Cuenca de Catatumbo (Figura 1) limita al Norte y el Este con Venezuela, al Sur con la Cordillera Oriental y al Oeste con el Macizo de Santander.

Zona 5: Pacífico Norte Costa Afuera:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas Pacífico Costa Afuera y Chocó Costa Afuera (Tabla 1).

Cuenca Pacífico Costa Afuera:

Los límites de esta cuenca son los mismos límites marítimos que posee Colombia con algunos países de centro América y del sur del continente. Es así como, hacia el norte los límites corresponden a los límites marítimos de Colombia con Panamá; al occidente, se ubica en el límite de Colombia-Costa Rica; al sur está limitada por el límite marítimo colombo-ecuatoriano. Al Este, la cuenca está limitada por la zona de subducción del Pacífico colombiano. Ésta, es una cuenca inexplorada con un alto potencial prospectivo (figura 1)

Cuenca Chocó Costa Afuera:

Esta cuenca limita al Norte-Noreste con Panamá, al Sur con la zona de Falla de Garrapatas (Figura 1), al Occidente con la zona de subducción y al Este con la línea de costa Pacífica.

Zona 6: Pacífico Sur Costa Afuera:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas Pacífico costa afuera y Tumaco costa afuera (Tabla 1).

Cuenca Tumaco Costa Afuera:

La Cuenca Tumaco Marino (Figura 1) se encuentra en la región marina suroeste de Colombia, bajo el océano pacífico. Limita al Norte con el Sistema de Fallas de Garrapata, al Sur con Ecuador, al Este con la línea de costa del Océano Pacífico y al Oeste con la fosa de subducción de Colombia en el Pacífico

Zona 7: Pacífico Norte:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas Chocó y Amagá (Tabla 1).

Cuenca Chocó:

La Cuenca Chocó (Figura 1), limita al Norte y Noroeste con Panamá, al Sur con la zona de Falla de Garrapatas, al Noroeste con la Serranía de Baudó, al Suroeste con la línea de Costa Pacífica, y al Este con el Batolito de Mandé, Cordillera Occidental y parcialmente con la Falla de Murindó.

Cuenca Amagá:

Está cuenca (Figura 1) se ubica en la parte suroeste del Departamento de Antioquia y el límite superior del Departamento de Caldas. Limita al Este con la Cordillera Central y al Oeste con la Cordillera Occidental y el Sistema de Fallas de Romeral.

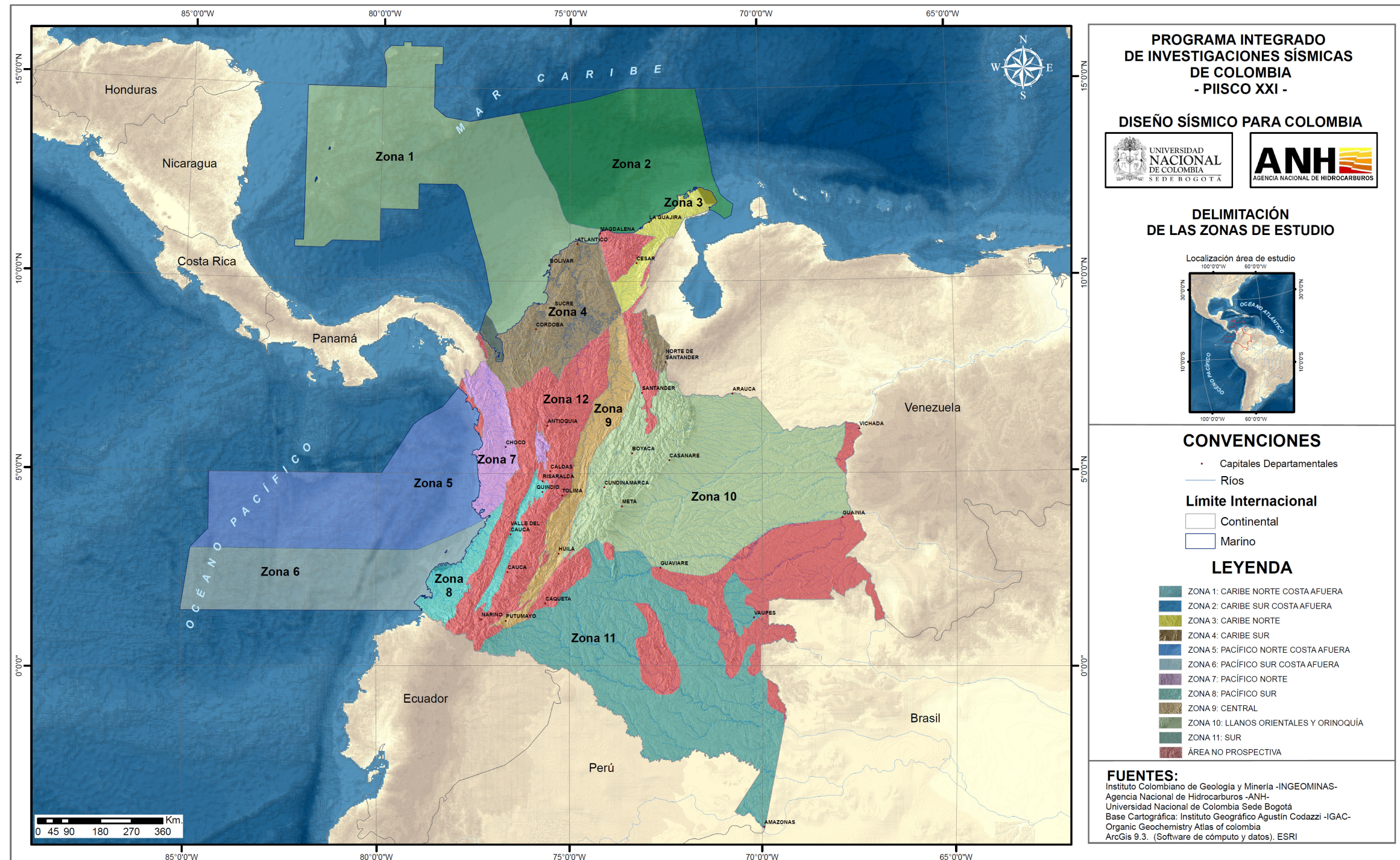


Figura 2. Mapa de las zonas de estudio establecidas para el diseño y trazado sísmico.

Zona 8: Pacífico Sur:

Corresponde a la zona de las Cuencas Tumaco y Cauca-Patía (Tabla 1).

Cuenca Tumaco:

La Cuenca Tumaco (Figura 1), limita al Norte con el Sistema de Fallas de Garrapatas, al Sur con Ecuador, al Este con las rocas volcánicas de la Cordillera Occidental, y al Oeste con la línea de costa del Océano Pacífico.

Cuenca Cauca-Patía:

La Cuenca Cauca – Patía (Figura 1), limita al Oeste con el Sistema de fallas de Cauca, Cordillera Occidental. Al Este con el sistema de fallas de Romeral, Cordillera Central, y al Norte y Sur con rocas ígneas básicas del Cretácico Tardío.

Zona 9: Central:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas de Valle Medio del Magdalena - VMM y el Valle Superior del Magdalena - VSM (Tabla 1).

Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM):

La Cuenca VMM (Figura 1), limita al sureste con el Sistema de Fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con el *onlap* de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central. Al Sur con el Cinturón Plegado de Girardot y al Noreste con el Sistema de Fallas de Bucaramanga – Santa Marta.

Cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM):

La Cuenca VSM (Figura 1) se ubica en la parte alta del Río Magdalena, limita al Norte con el Cinturón Plegado de Girardot, al sureste parcialmente con el Sistema de Fallas de Algeciras – Garzón, al noreste con el Sistema de Fallas de Bituima – La Salina y al Oeste con la Cordillera Central. Un alto de basamento, llamado el Alto de Natagaima-El Pata divide esta cuenca en las subcuencas de Girardot y Neiva.

Zona 10: Llanos Orientales y Orinoquia:

Se incluyeron en esta zona las Cuencas Cordillera Oriental y Llanos Orientales (Tabla 1).

Cuenca Cordillera Oriental:

Al norte limita con el Macizo de Santander, al sureste con el Sistema de Fallas de Algeciras – Garzón (Figura 1), al Oeste el Sistema de Fallas de Bituima – La Salina. Al Este con el Sistema de Cabalgamiento de la Cordillera Oriental.

Cuenca Llanos Orientales:

La Cuenca Llanos Orientales (Figura 1), limita al Norte con Venezuela, al Sur con la Serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas; al Oeste con el Sistema de Cabalgamiento de la Cordillera Oriental, y al oriente con las rocas precámbricas del Escudo Guayanés.

Zona 11: Sur:

Comprende las Cuencas Caguán-Putumayo y Vaupés-Amazonas (Tabla 1).

Cuenca Caguán-Putumayo:

La Cuenca Caguán-Putumayo (Figura 1), limita al noroeste con el Sistema de Fallas de Piedemonte de la Cordillera Oriental, al Este con un alto estructural que incluye la Serranía de Chiribiquete. Al Sur con Ecuador y Perú, y al Noreste con la Sierra de la Macarena.

Cuenca Vaupés-Amazonas:

La Cuenca Vaupés-Amazonas (Figura 1), limita al Norte con el Arco de Vaupés, al Sur – Sureste con Perú y Brasil, al Oeste con la Serranía de Chiribiquete y al Este con El Alto de La Trampa y la Mesa de Carurú.

1.4 Metodología

El proyecto ha sido dividido en 2 etapas (Figura 3). La primera corresponde al diagnóstico de la información disponible (Tomo I), conceptualización teórica, cuantificación de la información y definición de zonas para el trazado de las líneas sísmicas. Durante la segunda etapa del proyecto, se elaboró el Plan de cubrimiento sísmico nacional y el diseño de Programas de Adquisición Sísmica 2D regional y sub-regional para el período 2009 – 2025 (Tomo II), ajustado a una clasificación de cuencas basada en el cociente campos descubiertos/pozos exploratorios perforados, la estimación de reservas por descubrir y la densidad de información sísmica en cada cuenca, tal como se planteó en la propuesta inicial.

La metodología desarrollada en la primera etapa del proyecto parte de la toma de decisiones definida con la "Evaluación Multicriterio (EMC)", basada en la asignación y ponderación de pesos para alcanzar un análisis individual de cada uno de los parámetros requeridos, calificando la importancia o potencialidad que tiene un elemento determinado dentro del conjunto y donde no todos los parámetros contribuyen de igual manera. Es así como desde esta metodología se definen áreas en las que su potencialidad sugiere las mejores condiciones técnicas para la adquisición.

Para el plan de cubrimiento se buscó la integración de la información proveniente de diferentes disciplinas, como geología (cuencas sedimentarias, unidades geocronológicas, fallas (sistemas estructurales), geomorfología, geología del petróleo (rezumaderos...), la geofísica (Sísmica, Magnetometría, gravimetría, pozos), geografía (SIG, morfología, topografía, batimetría), ambiental (parques, reservas forestales...), socio-cultural (grupos étnicos, negritudes...), legal (Mapa de Tierras), entre otros.

Para el caso de pozos y rezumaderos la información fue suministrada por La Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- y el Atlas geoquímico de Colombia (ANH-UNAL, 2009). A esta información le fueron asignados pesos de manera diferente para realizar una clasificación dando valores entre 0 y 1, donde 1 son pozos productores o rezumaderos y 0 el restante de los pozos encontrados.

Posteriormente se extrajeron las áreas de mayor concentración para disminuir la distorsión al utilizar como método estadístico de interpolación el método de la distancia inversa - IDW -, ya que éste pierde influencia directamente proporcional con la distancia. Este método se utilizó para dar continuidad espacial a las áreas de interés y establecer la influencia entre pozos-rezumaderos y su correspondencia entre estos y el trazado de nuevas líneas sísmicas.

A los demás parámetros se les adjudicó un peso que varía de 1 a 10 (Anexo 1), siendo 1 Bajo, 5 Medio y 10 Alto, donde la suma de los pesos de cada una de las variables, define áreas con diferentes grados de prospectividad. Después se hace posible realizar cualquier operación de álgebra de mapas con cada variable una vez normalizadas.

Adicionalmente, se realizó una matriz para la implementación de un algoritmo desarrollado bajo *matlab* y lenguaje de programación *C++*, el cual logra transformar y dar continuidad espacial a cada uno de los parámetros. Esto permitió llevarlo de un estado cualitativo a uno cuantitativo.

Finalmente, para el trazado de las Líneas Sísmicas 2D se realizó el diseño de parámetros geofísicos óptimos con base en los datos adquiridos en la etapa inicial del proyecto, durante el diagnóstico de la información disponible y la definición de zonas para el trazado de las líneas sísmicas.

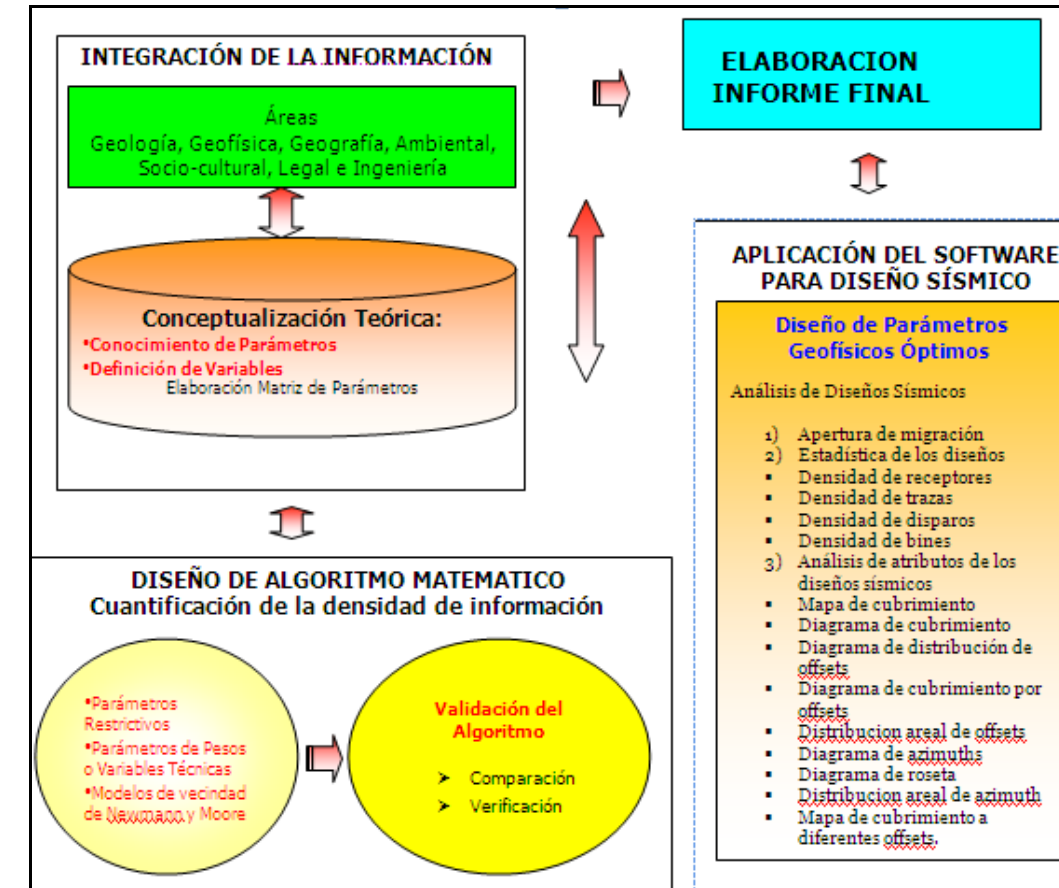


Figura 3. Diagrama de flujo – Metodología utilizada.

CAPÍTULO II
Geología

2. GEOLOGÍA

2.1 Unidades cronoestratigráficas

En la Figura 4 se presenta el Mapa de Unidades Cronoestratigráficas de Colombia, del cual se extrajo la información de las unidades cronoestratigráficas potenciales fuentes de hidrocarburos en Colombia (Bürgl, 1959; Cooper et. al., 1995; INGEOMINAS, 2006). Esta información se complementó con la información disponible de líneas sísmicas (Figura 5), pozos, secciones estratigráficas, rezumaderos, etc. (Figura 6). Esta información geofísica ha sido recopilada a través de la experiencia de la geología de campo, informes sobre las unidades litoestratigráficas, estableciendo su roca fuente, roca almacén o reservorio y roca sello, para las diferentes cuencas sedimentarias del país (Tabla 1).

Esta información cronoestratigráfica se utilizó para conocer la profundidad aproximada del objetivo y los promedios de las unidades geológicas de interés para exploración de hidrocarburos y sirvió de base para la elaboración de la matriz de parámetros y para la selección de zonas de exploración geofísica de hidrocarburos en Colombia (Tabla 2).

2.2 Sistemas estructurales

Los principales sistemas estructurales (Figura 7), sirven de límite a algunas de las cuencas sedimentarias colombianas (Dengo and Covey, 1993) (Figura 2). Los sistemas estructurales mayores son descritos a continuación:

Hacia el Mar Caribe, son encontrados los frentes de deformación del Norte de Panamá-Uramita y Cinturón Caribe Sur y la Falla de Oca, que involucran las Cuencas Colombia, Sinú Offshore, Urabá, Sinú-San Jacinto y Guajira Offshore. Hacia el Mar Pacífico, las estructuras principales corresponden a la zona de subducción del Pacífico Colombiano y la zona de Fallas Garrapatas, que involucran las Cuencas Pacífico Offshore, Chocó, Chocó Offshore, Tumaco y Tumaco Offshore.

En la parte continental de Sur a Norte, se tienen los sistemas de fallas Cauca-Romeral, Murindó, Espíritu Santo, Algeciras-Garzón, Bituima-La Salina, Guaicáramo, Bucaramanga-Santa Marta, Oca y Cuiza.

Tabla 2. Matriz de Parámetros la Selección de Zonas de Exploración Geofísica de Hidrocarburos en Colombia (Basada en la Información geológica y geofísica disponible)

CARACTERÍSTICAS GENERALES																
ZONA		CUENCA	UNIDAD CRONOESTRATIGRÁFICA (CÓDIGO)	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROFUNDIDAD		EDAD	LITOLÓGIA (ROCA)	ESTRUCTURAS	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	AMBIENTE	EVENTO TECTÓNICO	EVIDENCIA	ESTADO DEL ARTE (PROYECTOS)
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN O RESERVORIO	ROCA SELLO	PROFUNDI DAD APROXIMA DA TARGET Pies (m.)	PROMEDIOS UNIDADES DE INTERÉS Pies (m.)								

1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	<i>NI-Sm</i>	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	9500 - 15000 (2900 - 4572)	<i>NI</i>	Calizas		Desconocida		Cuenca de margen transtensional		
		Guajira Offshore	<i>E-Sm</i> <i>NI-Sm</i>	Formación Castilletes	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	10250 - 15000 (3125 - 4572)	<i>E-NI</i>	Calizas y shales	Fallas de Oca y Cuiza. Presencia de cierres compresionales			Cuenca de margen transtensional	No existen rezumaderos de petróleo o gas reportados para esta cuenca. Presenta Alta prospectividad en gas e hidrocarburos líquidos. Yacimientos de Chuchupa, Ballena y Riohacha.	En el 2006-2007, se han hecho estudios por BHP Billinton (Fuerte), Exxon Petrobras-Ecopetrol (Tayrona).
2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	Oligoceno Tardío-Eoceno Temprano a Medio	No Reporta	Depósitos siliciclasticos del Eoceno y limolitas arrecifales del Miocene-Oligocene	Shales del Oligoceno - Mioceno	11000 (3352)	4000 - 15000 (1220 - 4572)	Oligoceno Tardío-Eoceno Temprano a Medio	Calizas y Shales	Escarpe de Hess		Facies de mar abierto	Cuenca Transpresional		

		Colombia		No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	9500 - 15000 (2900 - 4572)		Calizas y Shales		Desconocida		Cuenca de margen transtensional . Prisma acrecionario	
		Sinú Offshore		Shales de la Formación Cansona	Arenitas de la Formación Pavo	Arcillolitas de la Formación Floresanto	18.000 (5486)	9000 - 18000 (2750 - 5486)		Calizas. Presencia de diapiros	Fallas de Oca, Sistema de Fallas de Uramita y Frente de deformación de la Cadena del Caribe Sur (Barrero et. al., 2007)	Dentro de la ventana del petróleo se reportan los Pozos: San Bernardo-2X, San Diego-1, Uvero-1AX (1638-1AX) y Fuerte-1		Prisma acrecionario	Presencia de un rezumadero hacia el SE de la cuenca.
3	Caribe Norte	Guajira	Cretáceo Medio a Superior, Paleógeno-Neógeno	Formaciones Colón (Guaralamai), La Luna, Cogollo, Uitpa, Jimol y Castilletes	Formaciones La Luna, Cogollo, Macarao, Siamana, Uitpa y Jimol	Grupos Yuruma y Cogollo, Formaciones Colón, Siamana, Uitpa, Castilletes y Guaralamay	15.000 (4572)	10.000 - 15000 (3000 - 4572)	Cretáceo Medio a Superior, Paleógeno- Neógeno	Calizas, Shales	Fallas de Oca, Cuiza y Macuira	Los datos de madurez de los Pozos: Maicao-1 y Uashir-1, muestreados en la cuenca indican que la secuencia estratigráfica es inmadura (ANH- UNAL (2009))		Zona de interacción de las Placas Caribe y Suramerica. Cuenca Transtensiona I	No existen rezumaderos de petróleo o gas reportados para esta cuenca (ANH-UNAL (2009)). Existencia del Bloque Carioca (Ecopetrol-ANH, 2006)

		Cesár-Ranchería	Cretáceo-Paleógeno	<p>Cesár: Formaciones Lagunitas, Aguas Blancas, Laja/La Luna y Molino; dentro de las cuales, Las Formaciones La Luna y Aguas Blancas presentan las mejores características de roca fuente (ANH-UNAL (2009))</p>	<p>Cesár: Formaciones Río Negro, Lagunitas, Aguas Blancas, Laja/La Luna, Delicias, Barco y La Jagua</p>	Formación Palmito Shale y arcillolitas	7500 (2286)	4000 - 7500 (1220 - 2286)	Cretáceo-Paleógeno	Calizas, Shales	Fallas de Oca y Sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta	Dentro de la ventana del petróleo se reportan los Pozos: Cesar A-1X, Compae-1, El Molino-1X y El Paso-3	Plataforma Externa	Cuenca Intramontana	No se reportan rezumaderos de petróleo o gas reportados para esta cuenca (ANH-UNAL (2009)). Producción marginal de gas en el Campo Compae
				<p>Ranchería: Formaciones Lagunitas, Aguas Blancas, Laja/La Luna y Manaure</p>	<p>Ranchería: Formaciones Lagunitas, Laja/La Luna, Hato Nuevo, manantial, Cerrejón y Palmito Shale</p>										

		Urabá	Eoceno-Oligoceno	No Reporta	No Reporta	No Reporta	18.000 (5486)	10000 - 18000 (3048 - 5486)	Eoceno-Oligoceno	Calizas	Fallas de Uramita y Murindó, fallas normales, cuña sedimentaria	Ausencia de datos geoquímicos (NHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico, 2009)		Forma parte del Terreno Panamá o cuenca aislada	Pozos Chigorodó 1-2, Apartadó 1-2 y Necoclí-1	ANH-UNAL (2009)
4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	N1-Sm N3N7-St Cretáceo Superior, Paleógeno-Neógeno	La Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno-Mioceno Inferior) corresponde a la unidad más prospectiva de la Cuenca Sinú-San Jacinto; Formación Porquero Inferior; Formación Toluviejo (Eoceno Medio); y Formaciones Cansona del Cretáceo Superior (Campaniano-Maastrichtiano) y San Cayetano	Rocas terciarias, arenitas peleógenas, en los Campos Floresanto y Perdices. Formaciones Cansona, Toluviejo y Ciénaga de Oro	Formaciones Maco-Chengue, San Jacinto, Maralú, El Carmen y Floresanto	7500 (2286)	4000 - 7500 (1220 - 2286)	Cretáceo Superior, Paleógeno-Neógeno	Calizas y shales. Presencia de diapiros	Sistema de Fallas de Romeral y Uramita. Presencia de fallas de rumbo dextrolaterales (INGEOMINAS, 2006). El entrapamiento de hidrocarburos en la Cuenca del Sinú presenta factores como los cierres por arrastre contra las fallas relacionadas a diapirismo	Aunque hasta la fecha no se han encontrado campos comerciales, el petróleo de la cuenca es de excelente calidad y no está afectado por biodegradación (ANH-UNAL, 2009). Algunas zonas al Este de la cuenca no han sido exploradas. En esta cuenca se presentan abundantes diapiros y rezumaderos	Reading, 1982 indica una sedimentación en un ambiente batial profundo a pelágico. Geotec (1997) debido a la presencia de radiolarios y foraminíferos pequeños y silicificados, sugiere un ambiente marino tranquilo que incluye posiblemente un medio nerítico medio a batial. Micropaleo Consultants, Inc. (1986) opinan que el alto porcentaje de especies planctónicas/bentónicas sugiere un ámbito de mar abierto	Se formó como un prisma acrecionario a lo largo del margen continental suramericana debido a la subducción de la Placa del Caribe. Prisma acrecionario	Presencia de rezumaderos de petróleo y gas localizados a lo largo de toda la cuenca. Campos Floresanto y Perdices. Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Molinero-2, Santa Rita-1 y Tolú-1. Algunas zonas al Este de la cuenca no han sido exploradas. En esta cuenca se presentan abundantes diapiros y rezumaderos. El tamaño y la localización de la cocina se desconoce.	ANH-UNAL (2009), AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009), ANH. Colombian Sedimentary Basins (2007)

		VIM (Cuencas de Plato y San Jorge)	Paleógeno-Neógeno	Los shales del Mioceno Temprano (Formación Porquero Bajo) han sido reconocidos como la roca fuente de hidrocarburos principal en el VIM. Formaciones Ciénaga de Oro y Porquero	Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero y Tubará	Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero Superior, Tubará y Corpa	10250 (3125)	4000 - 10250 (1220 - 3125)	Paleógeno-Neógeno	Calizas, shales y arcillolitas bioturbadas	Sistema de Fallas de Romeral y Bucaramanga-Santa Marta. Zonas de transpresión, inversión y transtensión (Barrero et. al., 2007)		Sistema de Fallas de Romeral y Bucaramanga-Santa Marta. Cuenca Transtensional I	Campos (Reservorios): Chinú, El Difícil, Hobo-Tablón, Castor, Guepajé y Cicuco. Presencia de rezumaderos de gas y petróleo. Pozos Betulia-1, El Castillo-1, Cicuco-1, Yati-1, Apure-2, San Benito-1, Magangué-1, Pinuela-1, San Jorge-1, Sucre-1, Mompós-1	AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009); ANH. Colombian Sedimentary Basins (2007); ECOPETROL, Geotec, Robertson. Seismic Atlas of Colombia (1998)	
		Catatumbo	Cretáceo Superior post-Turoniano, Terciario (Campo Río Zulia) Paleógeno-Neógeno	Formaciones La Luna, Capacho, Cogollo, Catatumbo	Formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, Grupo Uribante, Formaciones Capacho y La Luna. Rocas de basamento fracturado.	Formaciones Colón, Mito-San Juan, Los Cuervos, León	10250 (3125)	4000 - 10250 (1220 - 3125)	Cretáceo Superior post-Turoniano, Paleógeno-Neógeno	Calizas y shales	Sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta. Zonas de flexura de Catatumbo y oriental	La generación potencial está afectada por una alta madurez termal, especialmente en unidades Pre-Turonianas (ANH-UNAL, 2009). El petróleo de la cuenca es de excelente calidad, con alta gravedad API y bajo contenido en azufre (ANH-UNAL, 2009). Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Carbonera-4K, Carbonera-5K, Tibú-91K, Sardinata-1, Cerrito.1, Mucurera-3, Cerro Gordo-3, Río Zulia-14, Tibú-178K, Tibú-2K, Río de Oro-14K, Esperanza-3	Ambientes carbonáticos y siliciclásticos	Cuenca de Antepaís	Presencia de rezumaderos localizados hacia el NE y E de la cuenca. Campos: Tibú-Socuaivo, Yuca-Orú, Río Zulia, Carbonera, Sardinata, Zulia, Petrolea, Río de Oro y Pto. Barco	ECOPETROL, Geotec, Robertson. Seismic Atlas of Colombia (1998); ANH-UNAL. Organic Geochemistry Atlas of Colombia (2009)

5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera		No Reporta	No Reporta	No Reporta	15000 (4572)	8000 - 15000 (2438 - 4572)							Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	
		Chocó Costa Afuera		Formación Iró			19.000 (5791)	8000 - 19000 (2438 - 5791)			Zona de falla de Garrapatas y Zona de Subducción				El Pozo Tambora-1 mostró presencia de gas	
6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera		No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	8000 - 15000 (2438 - 4572)		Rocas volcánicas oceánicas y sedimentos marinos profundos					Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	
		Tumaco Costa Afuera	Paleógeno-Neógeno	No Reporta	No Reporta	No Reporta			Paleógeno-Neógeno	Se interpreta la existencia de diapiros de shale (Barrero et. al., 2007)	Sistema de Fallas de Garrapata y Fosa de Subducción de Colombia en el Pacífico (Barrero et. al., 2007)	La mayor parte de la secuencia estratigráfica es inmadura (AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009))			Presencia de 2 rezumaderos de aceite hacia el sector NE de la cuenca. Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Sandi-1 y Tambora-1	
7	Pacífico Norte	Chocó	Paleógeno-Neógeno	La Formación Iró presenta buenas a excelentes características para la generación de petróleo (ANH, 2009)	Formaciones Iró y Mojarra	Formaciones La Sierra (Oligoceno) e Itsmina (Mioceno Bajo)	15.000 (4572)	8000 - 15000 (2438 - 4572)	Paleógeno-Neógeno	Shale y arcillolitas. Presencia de diapiros	Fallas de Murindó y Garrapatas (Barrero et. al., 2009)	La secuencia estratigráfica se encuentra en la ventana de generación temprana de petróleo (AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009))		Esta cuenca se ha interpretado como el producto de extensión en un ambiente de arco	Presencia de rezumaderos de petróleo y gas localizados hacia Sur de la cuenca. Pozos Buchadó-1, Majagua-1 y Urodó-1	ECOPETROL, Geotec, Robertson. Seismic Atlas of Colombia (1998); ANH-UNAL. Organic Geochemistry Atlas of Colombia (2009)27/01/2010 ANH. Colombian Sedimentary Basins (2007)
		Amagá	Neógeno	No Reporta	No Reporta	No Reporta	1000 (305)	1000 - 4000 (305 - 1220)	Neógeno	Depósitos de carbón enterrados por tobas volcánicas y flujos de lava y flujos de lava.	Sistema de Fallas Cauca-Romeral	Sin comprobación actual	Depósito fluvial con importantes capas de carbón enterradas por vulcanoclastitas Neógenas, tobas y flujos de lava	Corresponde a una cuenca relacionada con colisión		Colombian Sedimentary Basins (2007)

8	Pacífico Sur	Tumaco	Paleógeno-Neógeno	Los parámetros de calidad de la roca fuente indican pobres características de generación (ANH-UNAL (2009))	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	8000 - 15000 (2438 - 4572)	Paleógeno-Neógeno	Se interpreta la existencia de diapiros de shale (Barrero et. al., 2007)	Sistema de Fallas de Garrapata			Se reportan 2 rezumaderos de petróleo para esta cuenca (ANH-UNAL (2009))		
		Cauca-Patía	Paleógeno-Neógeno	Formaciones Chimborazo, Nogales y Chapungo	Formación Chimborazo	Formaciones Guachinte, Ferreira y Chimborazo	15.000 (4572)	8000 - 15000 (2438 - 4572)	Paleógeno-Neógeno		Sistema de Fallas de Cauca y Romeral			Cuenca de tipo convergente, producto de la interacción entre la placa oceánica y la placa continental y adyacente a la zona de subducción.	Presenta rezumaderos en diferentes sitios de la cuenca que prueban el sistema petrolífero (Govea y Aguilera, 1986).	
9	Central	VMM	Cretáceo Superior, Paleógeno	Formaciones La Luna y Simiti-Tablazo	Formación Lisama, Esmeraldas-La Paz, y Colorado-Mugrosa, La Luna, Umir, Barco.	Formaciones Esmeraldas, Colorado, Simiti y Umir	8.000 (2438)	4000 - 8000 (1220 - 2438)	Cretáceo Superior, Paleógeno		Sistema de Fallas de Bituima, La Salina, Espíritu Santo y Bucaramanga – Santa Marta.		Los resultados de la sísmica (Regional Transandina, ANH-2006) sugieren importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleogenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas)	Cuenca Poli-histórica, apertura de rift/Antepaís fracturado		Regional Transandina, ANH-2006

		VSM	Cretáceo	Formaciones La Luna, Calizas de Tetuán, Villeta, Bambucá y Caballos	Formaciones Caballos, Monserrate, Gualanday y Honda	Formación de Guaduala	11.000 (3353)	4000 - 11000 (1220 - 3353)	Cretáceo	Calizas	Sistema de Fallas de Algeciras – Garzón y de Bituima – La Salina		Los aceites en la cuenca se correlacionan con la generación de facies depositadas durante el Cretáceo en ambientes calcáreos de plataforma marina (ANH-UNAL (2009))	Cuenca Poli-histórica, apertura de rift / Antepaís fracturado	Presenta rezumaderos principalmente localizados hacia los sectores Norte y central de la cuenca. Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Los Mangos-1, Toy-1, La Laguna-1, Suárez-1, Venganza-1, La Cañada-1, Río Saldaña-1, Chenche-1, Pilú-1, Oliní-1, Pigoanza-1, Hato Nuevo-1 y Santa Clara-2	
10	Llanos Orientales y Orinoquia	Cordillera Oriental	Albiano Medio y Turoniano,	Formación La Luna	No Reporta	Formaciones Esmeralda, Mugrosa y Socha	12000 (3750)	4000 - 12000 (1220 - 3750)	Albiano Medio y Turoniano,	Calizas	Sistema de Fallas Bituima – La Salina, Algeciras – Garzón y sistema de cabalgamiento de la Cordillera Oriental		Ambientes anóxicos	Cuenca de Graben invertido / Cinturon plegado	Presencia de 13 campos de petróleo. Rezumaderos de aceite en el área de la Sabana de Bogotá (Govea y Aguilera, 1986).	
		Llanos Orientales	Cretáceo Superior	Formaciones Formaciones Gachetá y Villeta	Formaciones Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador	Formación Carbonera (C2, C8)	3000 (915)	2000 - 4600 (610 - 1400)	Cretáceo Superior		Sistema de cabalgamiento de la cordillera oriental	Esta cuenca es una de las más productivas del país.		Cuenca de Antepaís Cenozoico	Presencia de unos 119 campos de petróleo	

11	Sur	Caguán- Putumayo	Cretáceo Superior	Formación Villeta (Govea y Aguilera, 1986)	Formaciones Caballos, Villeta y Pepino	Formaciones Villeta, Rumiyaco y Orteguaza	8.000 (2438)	7.500 - 8.000 (2286 - 2438)	Cretáceo Superior	Shales y calizas	Sistema de Fallas del piedemonte de la Cordillera Oriental, alto estructural que incluye la Serranía de Chiribiquete y Sierra de la Macarena	La mayor parte del hidrocarburo descubierto hasta ahora se relaciona con 2 aspectos estructurales importantes: 1) Falla inversa de alto ángulo, y 2) Los anticlines relacionados con wrench. Además, los juegos estratigráficos son también blancos importantes para la exploración.	Cuenca de Antepaís	Presencia de 41 campos de petróleo	
		Vaupés- Amazonas		No Reporta	No Reporta	No Reporta	13000 (3962)	6500 - 13000 (1981 - 3962)	Sedimentos neógenos y del Paleozoico Bajo		Altos estructurales				Analogía con la cuenca Solimoes (Brasil) Analogía con la cuenca Solimoes (Brasil) Vargas (2009)

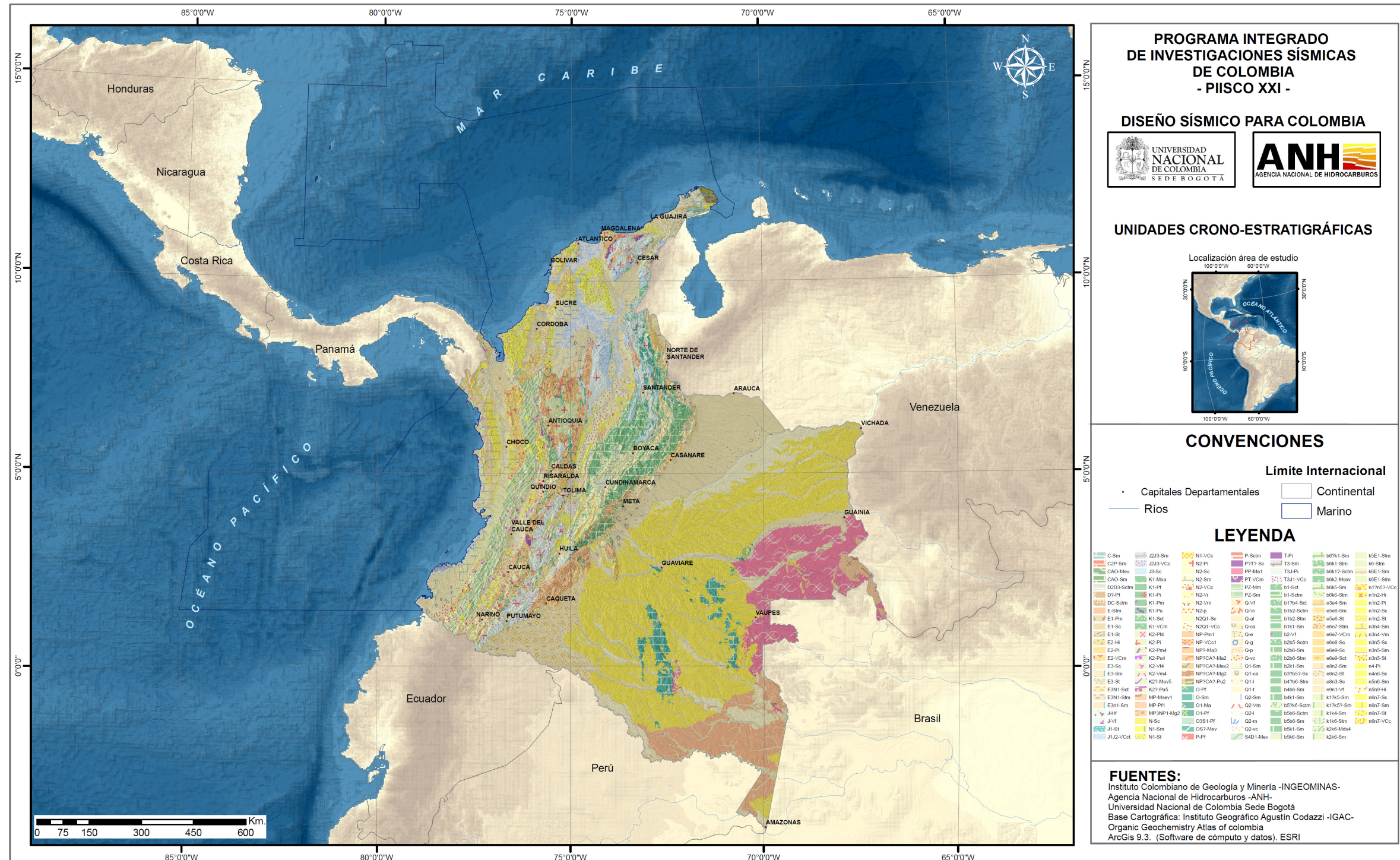


Figura 4. Mapa de las Unidades Cronoestratigráficas de Colombia (Modificado de INGEOMINAS, 2006; AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2007).

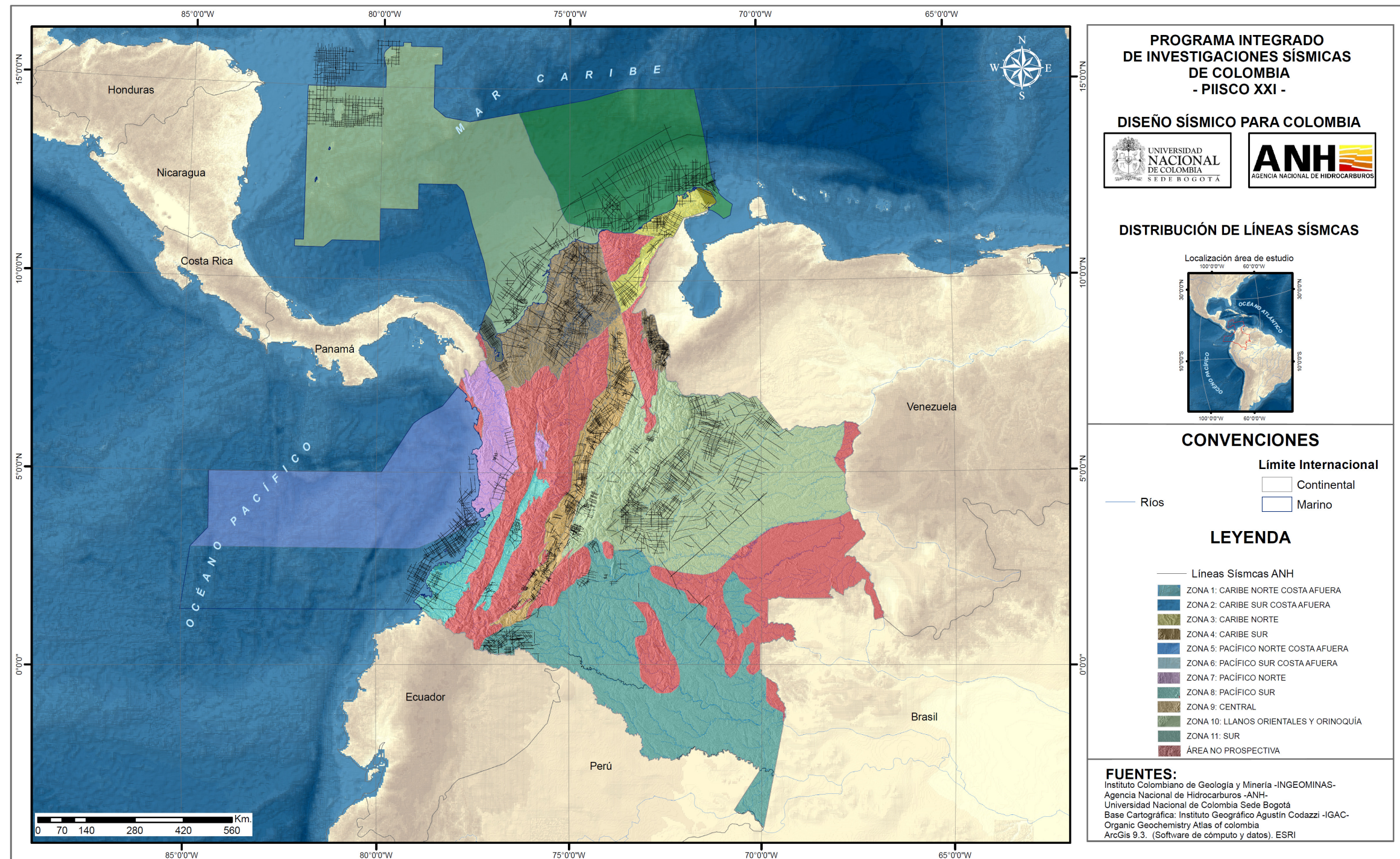


Figura 5. Mapa de Colombia con la distribución de líneas sísmicas, cobertura generalizada (Modificado EPIS-ANH, 2010).

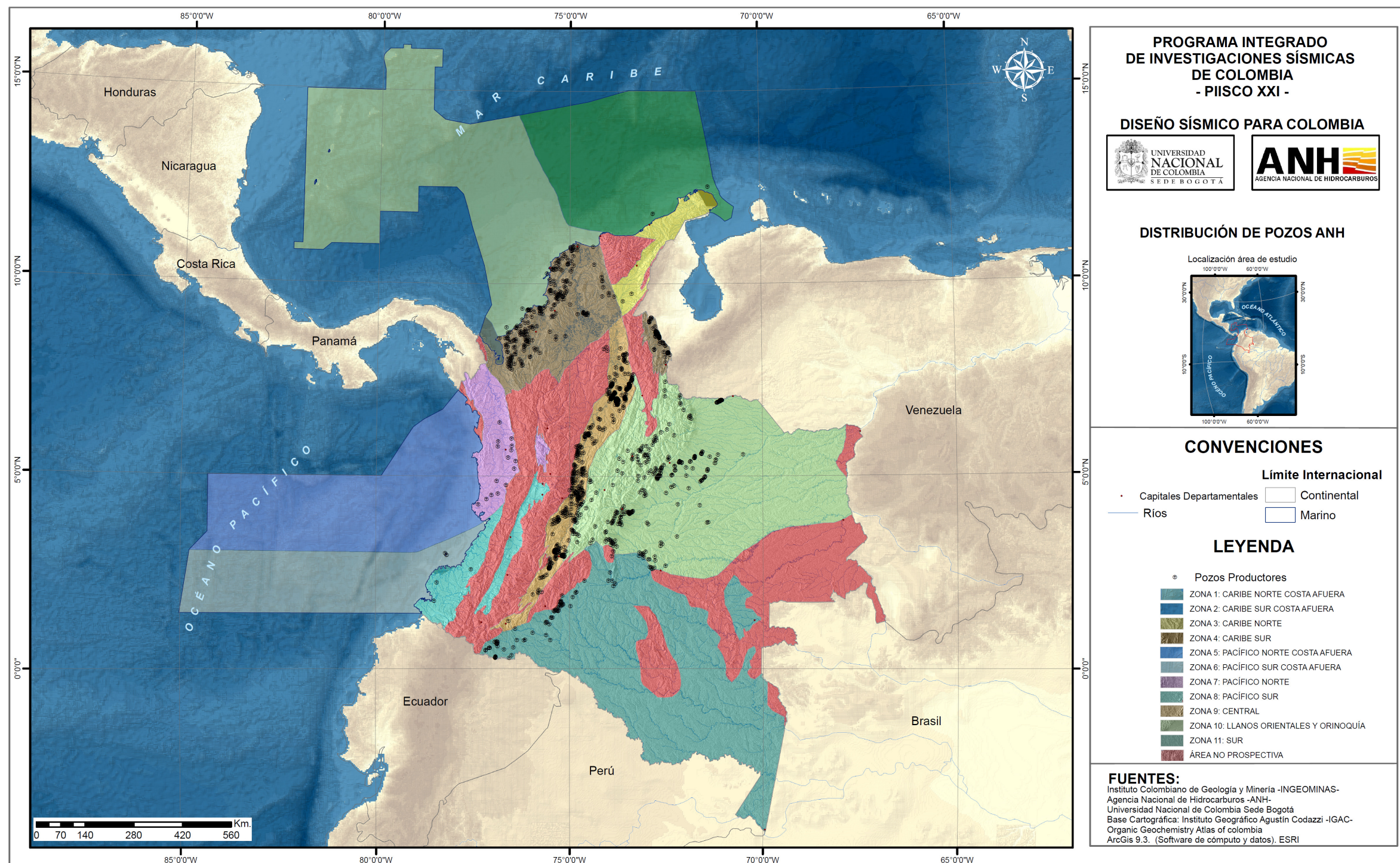


Figura 6. Mapa de Colombia con la distribución de pozos - cobertura generalizada (Modificado EPIS-ANH, 2010).

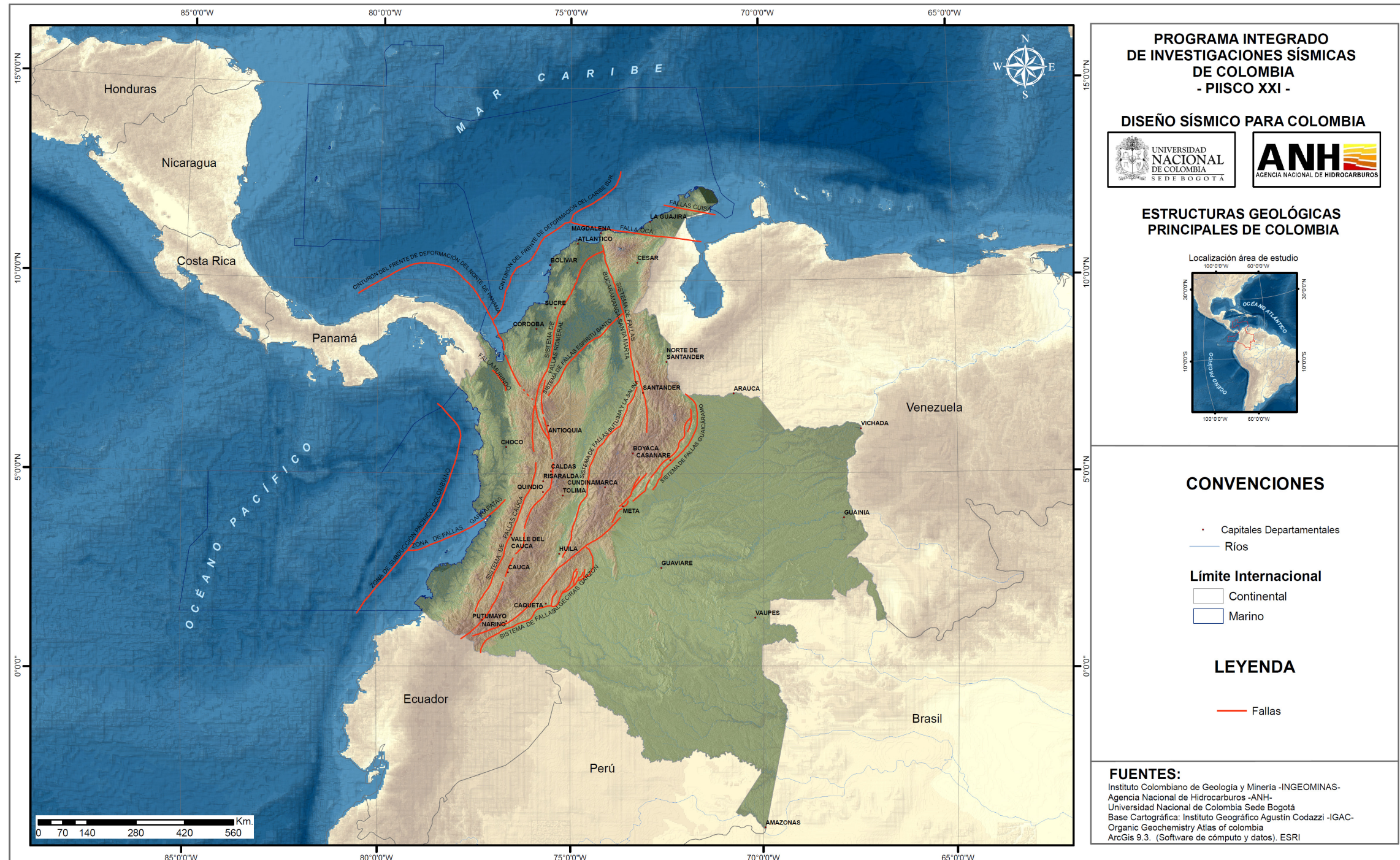


Figura 7. Mapa de Colombia con las estructuras geológicas principales: Frentes de deformación, zona de subducción y los principales sistemas de Fallas regionales en Colombia. (En rojo: Fallas regionales. Áreas en gris y sombra: cadenas montañosas principales. S.N.S.M: Sierra Nevada de Santa Marta).

2.3 Geología del petróleo de las Cuencas Sedimentarias Colombianas

La geología del petróleo de las cuencas sedimentarias de Colombia se resume en la Tabla 3, donde es posible encontrar la información referente a:

- Número de la Zona de Estudio (Tabla 1).
- Nombre de la Zona de Estudio (Tabla 1).
- Cuenca sedimentaria.
- Evidencia de Hidrocarburos en la cuenca.
- Formación Litoestratigráfica: Roca Fuente.
- Formación Litoestratigráfica: Roca Almacén.
- Formación Litoestratigráfica: Roca Sello.
- Profundidad Aproximada del Target.
- Edad.
- Geoquímica
- Migración.
- Trampa.
- Prospectividad de la cuenca.

La clasificación de las diferentes áreas de estudio corresponden a once (11) zonas (Número y nombre de la Zona de Estudio: Tabla 1), donde son encontradas las diferentes cuencas sedimentarias de Colombia. Estas presentan las áreas con mayor potencial para el posible trazado y diseño de líneas sísmicas, y las constituyen además en zonas de interés exploratorio.

En cada una de las zonas son encontradas dos o más cuencas sedimentarias que cuentan con evidencia de la presencia de hidrocarburos, cuyas características de roca sello, fuente, almacén o reservorio y profundidad del objetivo, son presentadas (Tablas 2 y 3).

Otro tipo de información relevante lo constituye la edad, geoquímica, migración, trampa y prospectividad de la cuenca (Tablas 2 y 3).

Tabla 3. Geología del Petróleo de las Cuencas Sedimentarias Colombianas

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	No Reporta	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	<i>NI</i>	Desconocida	Desconocida	Desconocida	Desconocida
		Guajira Offshore	Yacimientos Chuchupa, Ballena y Riohacha.	Formación Castilletes	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	<i>E-NI</i>	Secuencia estratigráfica termalmente inmadura, predominio de kerógeno Tipo III	Probablemente migración desde fuentes termogénicas en el offshore profundo	Trampas estructurales y estratigráficas son abundantes en esta cuenca	Grandes cantidades de gas (Ballena-Chuchupa-Riohacha)
2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	Presencia de aceite en pozos perforados en áreas próximas, relacionado con altos del basamento	Secuencia Eoceno Temprano a Medio presenta buenas características geoquímicas como roca fuente	Depósitos siliciclásticos del Eoceno y limolitas arrecifales del Miocene-Oligocene	Shales Oligoceno - Mioceno	11000 (3352)	Oligoceno Tardío-Eoceno Temprano a Medio	La mayor parte de la secuencia estratigráfica es inmadura y el kerógeno es de Tipos II y III	Desconocida	Domos estructurales y fallas normales	Las muestras de aceite indican un potencial exploratorio.
		Colombia	No Reporta	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)		Desconocida	No Reporta	No Reporta	No Reporta
		Sinú Offshore	Presencia de un rezumadero hacia el SE de la cuenca.	Shales de la Formación Cansona	Arenitas de la Formación Pavo	Arcillolitas de la Formación Floresanto	18.000 (5486)	Cretáceo Superior, Paleógeno-Neógeno	Dentro de la ventana del petróleo se reportan los Pozos: San Bernardo-2X, San Diego-1, Uvero-1AX (1638-1AX) y Fuerte-1	Migración continua (evidencia en rezumaderos) a lo largo de capas de arenas del Paleógeno	El tamaño de las trampas es grande.	Existencia de numerosos plays estratigráficos, le dan a la cuenca alta prospectividad

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
3	Caribe Norte	Guajira	Existencia del Bloque Carioca (Ecopetrol-ANH, 2006)	Formaciones Colón (Guaralamai), La Luna, Cogollo, Uitpa, Jimol y Castilletes	Formaciones La Luna, Cogollo, Macarao, Siamana, Uitpa y Jimol	Grupos Yuruma y Cogollo, Formaciones Colón, Siamana, Uitpa, Castilletes y Guaralamay	15.000 (4572)	Cretáceo Medio a Superior, Paleógeno-Neógeno	Secuencia estratigráfica es inmadura	La mayor parte de las estructuras fueron formadas durante Paleógeno Tardío-Neógeno Temprano	Las principales trampas estratigráficas corresponden a onlaps y truncaciones contra los altos del basamento	Pozo PGG-1 (Venezuela) perforado en carbonatos de la Formación La Luna saturados con aceite,
		Cesar-Ranchería	Producción marginal de gas en el Campo Compae	Formaciones La Luna, Aguas Blancas, Lagunitas, Laja y Molino	Formaciones Río Negro, Lagunitas, Aguas Blancas, Laja/La Luna, Delicias, Barco y La Jagua	Formación Palmito Shale y arcillolitas	7500 (2286)	Cretáceo-Paleógeno	Dentro de la ventana del petróleo se reportan los Pozos: Cesar A-1X, Compae-1, El Molino-1X y El Paso-3	Migración asociada a eventos transpresionales y en sistemas de fracturas asociados a zonas de fallas.	Trampas estructurales asociadas con cierres de sub-cabalgamiento en la región de Perijá y estructuras en flor asociadas con el Sistema de Fallas de Oca	Condiciones estratigráficas y estructurales apropiadas para considerarse una cuenca prospectiva

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
4	Caribe sur	Sinú-San Jacinto	Campos Floresanto y Perdices. Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Molinero-2, Santa Rita-1 y Tolú-1.	Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero Inferior, Tolviejo, Cansona y San Cayetano	Rocas terciarias, arenitas paleógenas, Formaciones Cansona, Tolviejo y Ciénaga de Oro	Formaciones Maco-Chengue, San Jacinto, Maralú, El Carmen y Floresanto	7500 (2286)	Cretáceo Superior, Paleógeno-Neógeno	Petróleo de excelente calidad y no está afectado por biodegradación	A lo largo de fracturas	Los diapiros de lodo (Shale-diapirs) podrían constituir buenos objetivos de exploración	Abundante presencia de diapiros, rezumaderos, petróleo y gas, y reservorios potenciales de carbonatos y clásticos, indican alta prospectividad
		VIM (Cuencas de Plato y San Jorge)	Campos (Reservorios): Chinú, El Difícil, Hobo-Tablón, Castor, Guepajé y Cicuco. Pozos Betulia-1, El Castillo-1, Cicuco-1, Yati-1, Apure-2, San Benito-1, Magangué-1, Pinuela-1, San Jorge-1, Sucre-1, Mompós-1	Los shales del Mioceno Temprano (Formación Porquero Bajo) han sido reconocidos como la roca fuente de hidrocarburos principal en el VIM. Formaciones Ciénaga de Oro y Porquero	Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero y Tubará	Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero Superior, Tubará y Corpa	10250 (3125)	Paleógeno-Neógeno	La mayor parte de la secuencia estratigráfica es termalmente inmadura, predominio de kerógeno Tipos III y IV (ANH-UNAL, Atlas Geoquímico Orgánico2009)	Se han propuesto 4 rutas de migración 1) Área de Cicuco - Boquete, 2) Área Momposina, 3) Área de Guepaje y 4) Región de Apure. Probablemente la migración se dio a lo largo de redes de fracturas y planos de falla.	Existen en la cuenca trampas estructurales y estratigráficas	Presencia de campos de petróleo, muchos rezumaderos con una gran variedad de trampas estructurales

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
4	Caribe Sur	Urabá	Pozos Chigorodó 1-2, Apartadó 1-2 y Necoclí-1	No Reporta	No Reporta	No Reporta	18.000 (5486)	Eoceno-Oligoceno	Ausencia de datos geoquímicos (AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico, 2009)	No Reporta	No Reporta	No Reporta
		Catatumbo	Presencia de rezumaderos localizados hacia el NE y E de la cuenca. Campos: Tibú-Socuaivo, Yuca-Orú, Río Zulia, Carbonera, Sardinata, Zulia, Petrolea, Río de Oro y Pto. Barco	Formaciones La Luna, Capacho, Cogollo, Catatumbo	Formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, Grupo Uribante, Formaciones Capacho y La Luna. Rocas de basamento fracturado.	Formaciones Colón, Mito-San Juan, Los Cuervos, León	10250 (3125)	Cretáceo Superior post-Turoniano, Paleógeno-Neógeno	Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Carbonera-4K, Carbonera-5K, Tibú-91K, Sardinata-1, Cerrito.1, Mucurera-3, Cerro Gordo-3, Río Zulia-14, Tibú-178K, Tibú-2K, Río de Oro-14K, Esperanza-3	Probablemente e Migración lateral a lo largo de capas de arenas; y vertical a través de fracturas	Principalmente fallas normales con inversión parcial, estructuras de sub-cabalgamiento, zonas triangulares y estructuras asociadas a sistemas de inversión son trampas estructurales importantes.	La Cuenca Catatumbo ha sido una de las más prolíficas cuencas del país.

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15000 (4572)		Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	No Reporta	No Reporta	Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC
		Chocó Costa Afuera	El Pozo Tambora-1 mostró presencia de gas	Formación Iró	No Reporta	No Reporta	19.000 (5791)		No Reporta	Migración lateral a lo largo de capas de arenas; y vertical a través de los sistemas de fallas	Estratigráficas y estructurales	Evidencia de gas y petróleo le dan prospectividad
6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)		Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC	No Reporta	No Reporta	Existencia de indicadores geoquímicos del sistema petrolífero Iro-Mojarra. Muy alto TOC
		Tumaco Costa Afuera	Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Sandi-1 y Tambora-1	No Reporta	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	Paleógeno-Neógeno	La mayor parte de la secuencia estratigráfica es inmadura (AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009))			Presencia de rezumaderos de aceite y pozos de petróleo

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
7	Pacífico Norte	Chocó	Presencia de rezumaderos de petróleo y gas localizados hacia Sur de la cuenca. Pozos Buchadó-1, Majagua-1 y Urodó-1	La Formación Iró presenta buenas a excelentes características para la generación de petróleo (ANH, 2009)	Formaciones Iró y Mojarra	Formaciones La Sierra (Oligoceno) e Itsmina (Mioceno Bajo)	15.000 (4572)	Paleógeno-Neógeno	La secuencia estratigráfica se encuentra en la ventana de generación temprana de petróleo (AHH-UNAL. Atlas Geoquímico Orgánico (2009))	Probablemente Migración lateral a lo largo de capas de arenas; y vertical a través de los sistemas de fallas	Presencia de varios altos estructurales del basamento, flancos de diapirs, carbonatos y chert altamente fracturados a lo largo de zonas de falla	Los datos geoquímicos indican la existencia del Sistema Petrolífero Iro-Mojarra (?)
		Amagá	Importantes capas de carbón	No Reporta	No Reporta	No Reporta	1000 (305)	Neógeno	Sin comprobación actual	No Reporta	No Reporta	Objetivo de exploración importante para metano a partir de capas de carbón
8	Pacífico Sur	Tumaco	Se reportan 2 rezumaderos de petróleo para esta cuenca	Los parámetros de calidad de la roca fuente indican pobres características de generación	No Reporta	No Reporta	15.000 (4572)	Paleógeno-Neógeno	Secuencia estratigráfica termalmente inmadura, predominio de kerógeno Tipo III	No Reporta	No Reporta	Presencia de rezumaderos de petróleo
		Cauca-Patía	Presenta rezumaderos en diferentes sitios de la cuenca que prueban el sistema petrolífero	Formaciones Chimborazo, Nogales y Chapungo	Formación Chimborazo	Formaciones Guachinte, Ferreira y Chimborazo	15.000 (4572)	Paleógeno-Neógeno	No Reporta	Migración continua (evidencia en rezumaderos) a lo largo de capas de arenas del Paleógeno	Presencia de altos y anticlines de sub-cabalgamiento	Trampas relacionadas con fallas y anticlinales grandes

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
9	Central	VMM	41 campos de petróleo, incluyendo el primer gigante en Colombia: Campo La Cira-Infantas	Formaciones La Luna y Simiti-Tablazo	Formación Lisama, Esmeraldas-La Paz, y Colorado-Mugrosa, La Luna, Umir, Barco.	Formaciones Esmeraldas, Colorado, Simiti y Umir	8.000 (2438)	Cretáceo Superior, Paleógeno	Secuencia estratigráfica termalmente inmadura a ventana de generación de gas, predominio de kerógeno Tipo II	Migración vertical directa por la inconformidad del Eoceno o a través de fallas y migración lateral a lo largo de arenas del Eoceno	La exploración ha sido dirigida hacia acumulaciones en cierres estructurales formados por grandes pliegues anticlinales asimétricos	Los resultados de la sísmica (Regional Transandina, ANH-2006) sugieren importantes yacimientos en profundidad
		VSM	Dentro de la ventana del petróleo, Pozos: Los Mangos-1, Toy-1, La Laguna-1, Suárez-1, Venganza-1, La Cañada-1, Río Saldaña-1, Chenche-1, Pilú-1, Oliní-1, Pigoanza-1, Hato Nuevo-1 y Santa Clara-2	Formaciones La Luna, Calizas de Tetuán, Villeta, Bambucá y Caballos	Formaciones Caballos, Monserrate, Gualanday y Honda	Formación de Guaduala	11.000 (3353)	Cretáceo	Secuencia estratigráfica termalmente inmadura a madura temprana, predominio de kerógeno Tipos II y III (ANH-UNAL, Atlas Geoquímico Orgánico2009)	Migración continua (evidencia en rezumaderos) a lo largo de capas de arenas del Paleógeno y relacionada a fracturas en zonas de fallas.	Las trampas estratigráficas (Cretácicas a Neógenas) son de exploración potencial	Presencia de rezumaderos y pozos dentro de la ventana del petróleo

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	Presencia de 13 campos de petróleo. Rezumaderos de aceite en el área de la Sabana de Bogotá (Govea y Aguilera, 1986).	Formaciones La Luna, Villeta, Chipaque, Conejo y Tibasosa	No Reporta	Formaciones Esmeralda, Mugrosa y Socha	12000 (3750)	Albiano Medio y Turoniano,	Secuencia estratigráfica termalmente madura a sobremadura, predominio de kerógeno Tipo II (ANH-UNAL, Atlas Geoquímico Orgánico 2009)	Dos pulsos de migración han sido documentados. El primer pulso de generación ocurrió en el Cretácico tardío. El segundo pulso ocurrió desde el Mioceno al reciente.	Basamento relacionado con fallas inversas, resultantes de la inversión de fallas normales preexistentes	La deformación de los sedimentos Neógenos está relacionada con movimientos de rumbo dextrales.
		Llanos Orientales	Presencia de unos 119 campos de petróleo	Formaciones Formaciones Gachetá y Villeta	Formaciones Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador	Formación Carbonera (C2, C8)	3000 (915)	Cretáceo Superior	Secuencia estratigráfica termalmente inmadura. Sin embargo, hacia piedemonte se tiene la ventana de gas y petróleo tardío, produciendo el condensado encontrado en el Campo Cusiana. Predominio de kerógeno Tipos II y III	Dos pulsos de migración han sido documentados, el primero durante el Eoceno - Oligoceno superior, el segundo comienza en el Mioceno y continua hasta el presente.	La perforación exploratoria ha estado concentrada en fallas antitéticas	Esta cuenca es una de las más productivas del país. Ha tenido perforación moderada y las trampas estratigráficas no han sido muy estudiadas a fondo

CARACTERÍSTICAS GENERALES												
ZONA		CUENCA	EVIDENCIA	FORMACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA			PROF. APROX. TARGET Pies (m.)	EDAD	GEOQUÍMICA	MIGRACIÓN	TRAMPA	PROSPECTIVIDAD
NÚMERO	NOMBRE			ROCA FUENTE	ROCA ALMACÉN	ROCA SELLO						
11	Sur	Caguán- Putumayo	Presencia de 41 campos de petróleo	Formaciones Villeta (Govea y Aguilera, 1986) y Macarena	Formaciones Caballos, Villeta y Pepino	Formaciones Villeta, Rumiyaco y Orteguaza	7.500 - 8.000 (2286 - 2438)	Cretáceo Superior	Predominio de kerógeno Tipos II y III, alto contenido en materia orgánica y buen a muy buen potencial de generación de hidrocarburos	Probablement e la migración es de Oeste a Este a lo largo de las areniscas de la Fm. Caballos y Villeta.	Las blancos principales son trampas estructurales asociadas con cabalgamientos y sub- cabalgamientos en el costado occidental de la cuenca.	Los campos petrolíferos en la cuenca se relacionan con las trampas estructurales, principalmente fallamiento inverso.
		Vaupés- Amazonas	No Reporta	No Reporta	No Reporta	No Reporta	No Reporta	13000 (3962)	Sedimentos neógenos y del Paleozoico Bajo	No Reporta	No Reporta	No Reporta



CAPÍTULO III

Diagnóstico de la información

3. DIAGNÓSTICO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

3.1 Información disponible

La información necesaria para el desarrollo del proyecto, se encuentra dividida en dos grupos: el primero es en forma de capas o *shapefiles* producto del desarrollo de otros proyectos realizados por la ANH "Agencia Nacional de Hidrocarburos" que fueron analizados por programas cartográficos como ARCGIS y ERDAS, para la identificación de las variables y el análisis espacial llevados a cabo. El segundo grupo, corresponde a imágenes satelitales del país, las cuales tienen un procesamiento digital que va desde descargar la imagen disponibles en la Universidad de Maryland, hasta la creación de un mosaico del área de estudio, esto con el fin de extraer información importante para la cartografía desarrollada en el proyecto. Este mosaico se utilizó como complemento a los procesos, análisis espacial y representación cartográfica (Figura 8).

Dentro de la Matriz de Parámetros para la selección de áreas de exploración geofísica de hidrocarburos en Colombia (Tabla 2), se le dan a cada una de las 11 zonas de estudio una serie de características generales para identificar aquellas cuencas más favorables para la exploración sísmica. Estas zonas contemplan los siguientes variables:

- Zona (Número y Nombre).
- Cuenca.
- Unidad Cronoestratigráfica con el código que maneja el Instituto Geológico Minero - INGEOMINAS.
- Formación Litoestratigráfica (Rocas Fuente, Almacén o Reservorio y Sello).
- Litología (Roca).
- Estructuras.
- Geología del Petróleo.
- Ambiente.
- Evento Tectónico.
- Evidencia.
- Estado del Arte (Proyectos importantes desarrollados dentro del área).

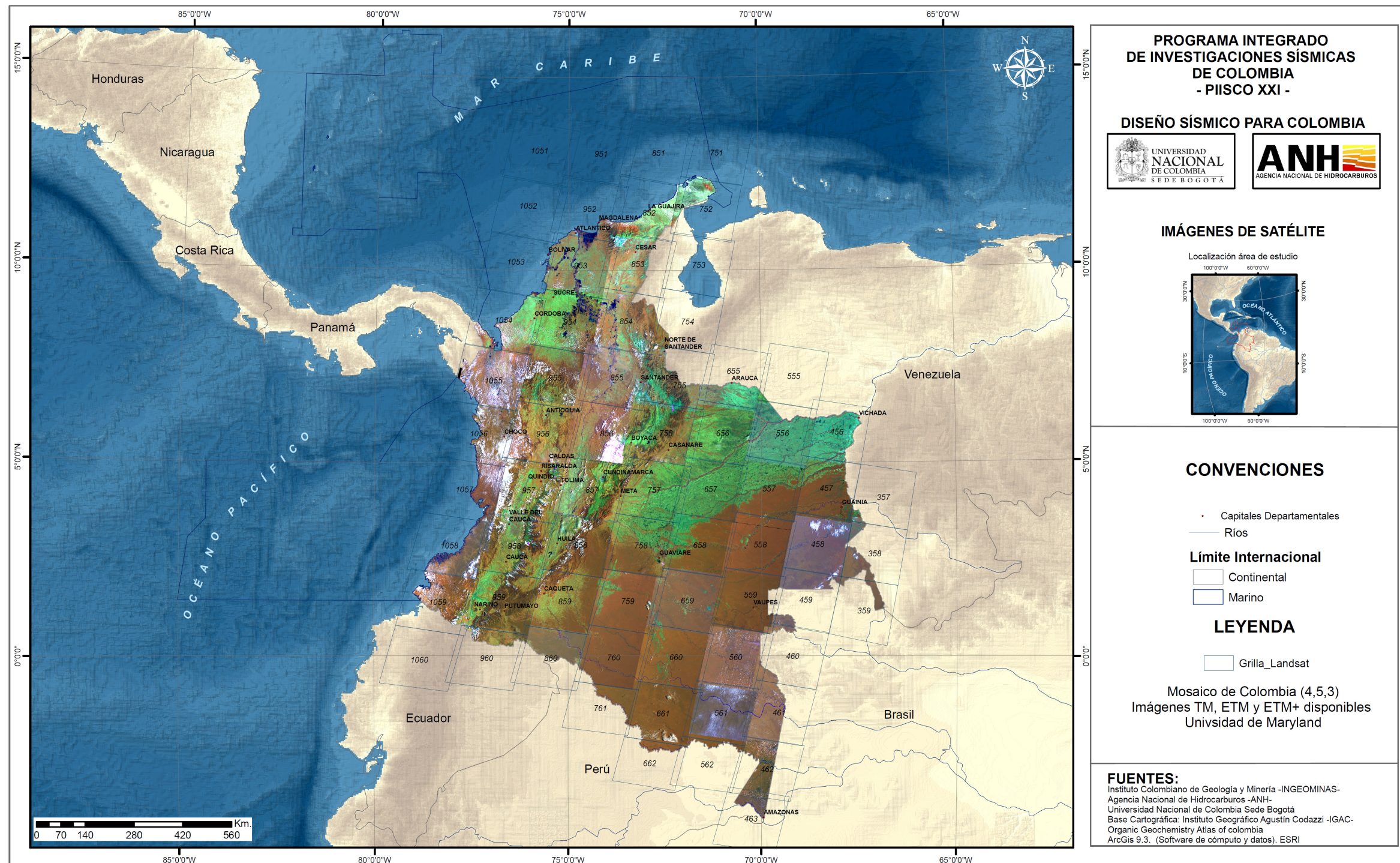


Figura 8. Mapa con el mosaico generado a partir de imágenes de satélite Landsat TM, ETM y ETM+ para Colombia.

3.2 Parámetros

Dentro de los parámetros analizados, se identificaron tres grupos de criterios de acuerdo al tipo de información que contienen. Los primeros son de carácter restrictivo, los segundos limitantes y los terceros técnicos.

3.2.1 Parámetros Restrictivos

Los parámetros restrictivos han sido definidos como aquellos que debido a sus características no deberían ser trazadas ni diseñadas líneas sísmicas. A estos parámetros se les asignó un valor de cero (0) para la combinación lineal de pesos, ya que se substraerán áreas excluyéndolas del análisis de la información. Estos parámetros son:

- Rocas ígneas, metamórficas y Vulcano-sedimentarias.
- Ambientales (Parques Santuario Naturales, Zonas de Reserva Especial y Zonas de Páramo).
- Socio-culturales (Zonas de conflicto).
- Ingenieriles (Uso del suelo urbano).
- Legales (Mapa de Tierras).

Con el desarrollo de la metodología, no se incluyó el criterio ingenieril y el mapa de tierras. El primero por no tener disposición de la información sobre el suelo urbano y el segundo porque la inserción o no de este criterio no modifica sustancialmente los resultados.

3.2.2 Parámetros Limitantes

Estos parámetros hacen referencia, a aquellos lugares que cuentan con títulos colectivos regidos con una normatividad especial y por ello se debe contar con la participación de las comunidades negras o indígenas en un proceso de consulta previa para obtener los permisos necesarios en la exploración sísmica y el acceso a estos espacios. En este sentido, son limitantes en la medida en que pueden ser procesos demorados y extensos.

3.2.3 Variables o criterios Técnicos

Las variables o parámetros técnicos corresponden a los aspectos considerados para el análisis de la información existente se constituyen en la entrada para la aplicación de la metodología EMC. Inicialmente, se determinaron 12 variables para cualificar y cuantificar la información así:

- Unidades Prospectivas Rocas sedimentarias.
- Geología estructural: Zonas No Deformadas/Zonas Deformadas.
- Ausencia de Líneas sísmicas.
- Distribución Líneas sísmicas existentes a escala 1:250.000.
- Distribución de Líneas sísmicas existentes a escala 1:1.000.000.
- Pozos Secos.
- Pozos.
- Pozos Productores/Rezumaderos.
- Campos de petróleo.
- Menor Pendiente Geoformas (Continente).
- Cota Baja Batimetría (Costa afuera).
- Métodos Potenciales (Gravimetría y magnetometría).

3.3 Tratamiento de la información para el trazado y diseño sísmico con SIG

Para la definición de la zona de estudio en SIG fue necesario establecer procedimientos que incluyen desde la carga de datos, edición, georreferenciación, visualización, edición de atributos y correlación de capas, para obtener una mayor cobertura y conocer cuanta información existe, cual es útil y como va a ser utilizada dentro del proyecto.

La información se homogenizó en un solo formato. Todos los *Shapes* fueron rasterizados para manejar los datos en forma de píxeles y poder hacer operaciones matriciales. Se determinó mantener como unidad mínima de información una resolución espacial de 300 metros. Este valor se calcula inicialmente basado en el límite de percepción. La visión humana alcanza a percibir variaciones de información en papel de 0.2 mm aproximadamente por ello se realiza un pequeño cálculo para determinar (según la escala), cual dimensión podría ser la más adecuada de acuerdo a los objetivos del proyecto.

Según la percepción humana si se trabaja a escalas 1:1'000.000 se puede identificar distancias superiores a 200m, siendo este un valor inicial para determinar el tamaño del píxel. En el caso que se trabaje con escalas superiores como 1:250.000 el límite sería de 50m, pero el volumen de información crece en forma potencial ($\{\text{volumen de información}\} = \{\text{distancia medida}\} / \{\text{tamaño de píxel}\}$), siendo este tamaño de píxel inadecuado por la capacidad de los computadores con los que se cuenta para realizar las operaciones.

Además, para el desarrollo de la metodología, se organizó el tratamiento de la información en dos grandes secciones, Colombia costa afuera y Colombia continental, debido a la ausencia de información geológica (Unidades Cronoestratigráficas) y a la diferenciación de métodos en magnetometría y gravimetría en las áreas oceánicas.

En este contexto, a partir de los datos contenidos en el Anexo 1, se establecieron las bases para el desarrollo de la metodología. Sin embargo, estas bases fueron replanteadas, para un mejor análisis de la información y realizar un proceso sistemático de ésta. Es así como, inicialmente se pensó en 12 variables

diferentes, pero posteriormente se cambió esta decisión, basada principalmente en la información disponible y la calidad de la misma. Es por ello que se trabajó solo con los siguientes parámetros:

- Unidades prospectivas rocas sedimentarias .
- Ausencia de líneas sísmicas .
- Pozos productores/secos rezumaderos campos de petróleo.
- Pendientes (Continente).
- Profundidad (Costa afuera).
- Métodos Potenciales (Gravimetría y magnetometría).

El Diagrama de Flujo de Pesos generado (Figura 9) permite alimentar la matriz de variables, en la cual se aprecia que la fuente de entrada del sistema, lo constituyen los parámetros para la selección de zonas para la exploración geofísica.

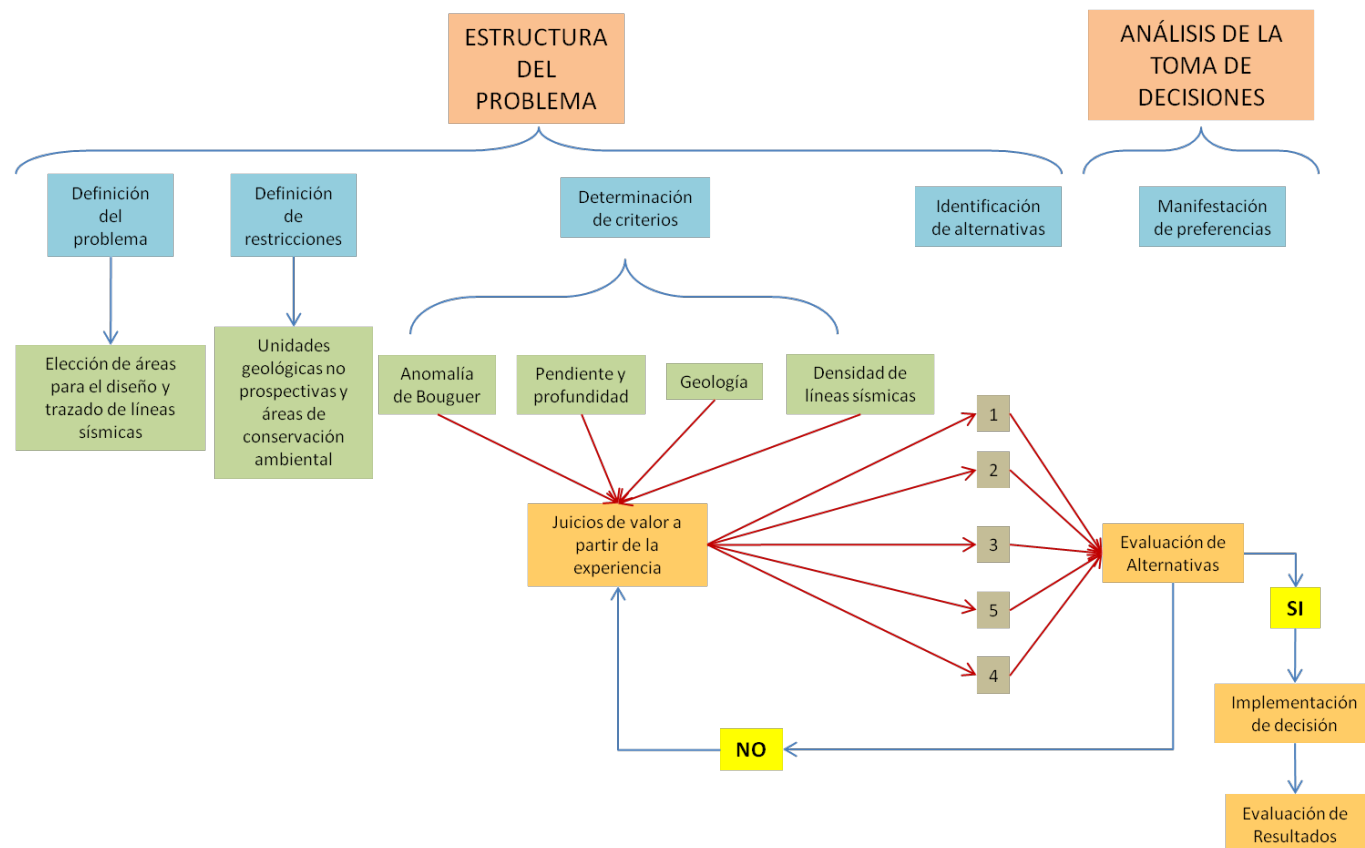


Figura 9. Diagrama de flujo del proceso seguido en la metodología para la toma de decisiones.

3.4 Líneas Sísmicas

La información de líneas sísmicas adquiridas en Colombia para este parámetro fue suministrada por la ANH. Esta se transformó de formato *shape* a un formato *raster*, donde se reclasificó en valores de 0 para la ausencia de líneas sísmicas y 1 para la existencia de líneas sísmicas. Este se constituye en el primer paso para el desarrollo del algoritmo para poder cuantificar y tener una imagen que no dependa de la escala con la que se trabaje, además que represente la densidad de información (Figura 10). Esto se llevo a cabo teniendo en cuenta una geometría relacionada a la vecindad de líneas respecto a un punto, de esta forma es posible cuantificar zonas de mayor cubrimiento y posibilidad de trazado de ésta.

Los procedimientos de transformación de los formatos de cada una de las imágenes en el SIG, antes y después con los resultados a partir de la implementación del algoritmo, son esquematizados y explicados en el Anexo 2.

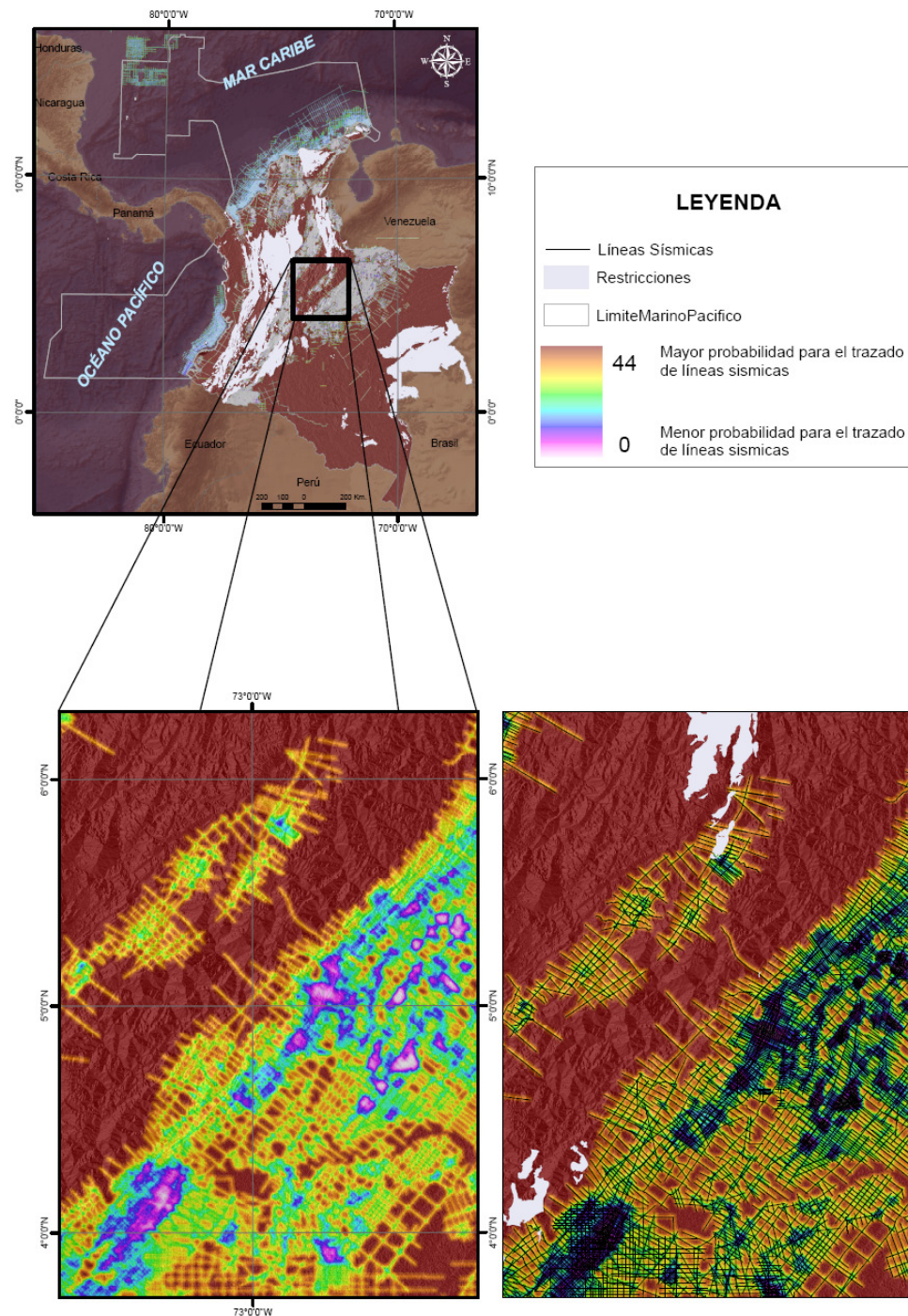


Figura 10. Mapa de la densidad de líneas sísmicas en formato *raster*, con la aproximación mayor de una zona de estudio con el trazado de líneas y las áreas con el rango de probabilidades para el trazado.

3.5 Algoritmo de Cuantificación de la Información Disponible

En la creación del algoritmo de cuantificación se dividió el territorio colombiano en dos unidades para facilitar el manejo de la información y el procesamiento de la misma. Las líneas sísmicas se convirtieron en formato *Txt* en cada una de las áreas para la lectura en Matlab y en este software aplicar los algoritmos.

Con el propósito de poder relacionar las diferentes variables o parámetros generados en el proyecto, se realizó un estudio de la información en forma matricial. Debido a que de esta manera se pueden analizar por separado y después logran ser correlacionados los diferentes análisis que se obtengan con cada una de las variables.

Código Fuente

El algoritmo diseñado permite cuantificar la densidad de información existente, información que posteriormente se georreferenció para el análisis con los demás parámetros a utilizar en el diseño sísmico.

Para el desarrollo del algoritmo fue utilizado como base los modelos de *von Neumann* y *Moore* en los que se presentan la geometría de vecindad. En el primer caso, se relacionan la información en un punto central con la información de los vecinos ortogonales (Figura 11a). En el segundo, la vecindad de Moore, existe un punto céntrico con información, el cual se relaciona con los vecinos ortogonales y los vecinos de las diagonales (Figura 11b). Dependiendo del tipo de información y la posible extrapolación de la misma se tuvo en cuenta el grado de vecindad con la que se trabajó, o se implementó un mayor nivel de vecindad (Freitas and Merkle, 2004; Godfrey and Hendry, 1993).



Figura 11. Diagramas de la vecindad: a. Vecindad de Neumann. b. Vecindad de Moore.

Sumado a lo anterior se realizó un análisis de viabilidad computacional en la determinación de los tiempos de cómputo para realizar los cálculos y obtención de los resultados, determinar la resolución y el tamaño de bit. Es decir, se estableció las dimensiones de la matriz de entrada.

Se diseñó un programa basado en la ecuación (1) realizando diferentes pruebas para desarrollar el algoritmo.

$$b_{(i,j)} = \sum_{j=0}^{\tilde{n}} \sum_{i=0}^n \sum_{-m}^m \sum_{-k}^k \left(\frac{a_{(i+k,j+m)}}{z} \right) \rightarrow \begin{cases} si \dots |k| \geq |m| \dots z = |k| \\ si \dots |m| \geq |k| \dots z = |m| \\ si \dots k, m = 0 \dots z = 1 \end{cases} \quad (1)$$

Donde, $b_{(i,j)}$ es la matriz de densidad de líneas sísmicas, $a_{(i+k,j+m)}$ es la matriz de datos de líneas sísmicas y z es un factor de peso asociado a la distancia de los vecinos m y k .

En la Figura 12 se presenta un modelo hipotético de líneas sísmicas, el cual representa los datos de la matriz de entrada.

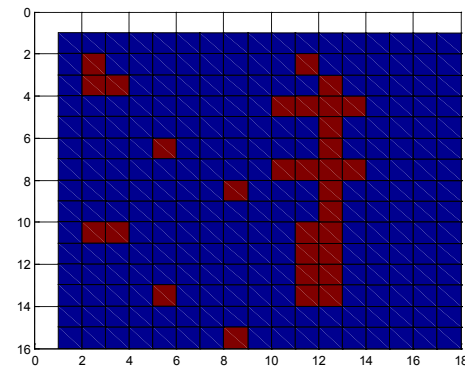


Figura 12. Modelo hipotético de líneas sísmicas.

Realizando el cálculo con vecindad de Moore (Figura 13) se obtiene:

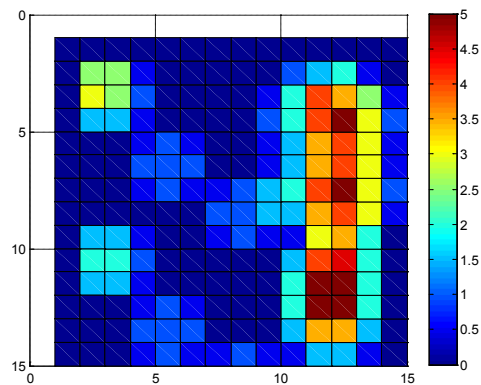


Figura 13. Diagrama obtenido con el cálculo de la vecindad de Moore.

Basado en diferentes pruebas se elige tener en cuenta hasta los vecinos de quinto orden, ya que este valor representaría información en un radio aproximado a 1500 m.

3.6 Unidades Prospectivas

Para el desarrollo de este parámetro se utilizó como base cartográfica el mapa geológico de Colombia (INGEOMINAS, 2006), el cual define la litología a partir de unidades cronoestratigráficas. Se asignó un valor entre 0 y 10 a las unidades del mapa geológico, donde 0 representa áreas no prospectivas y 10 las que tienen mayor prospectividad de acuerdo a la litología en superficie. Sin embargo, con la obtención de un resultado preliminar se observó con valores bajos, áreas en las que en profundidad pueden ser prospectivas, ejemplo de ello, zonas como los Llanos orientales o el Catatumbo aparecen inicialmente con valores bajos de prospectividad (Figura 14).

Debido al anterior resultado, se hizo necesario calibrar las unidades prospectivas involucrando tanto las unidades en superficie como la distribución de líneas sísmicas, la distribución de pozos, experiencias de trabajo en zonas productivas y trabajos referentes al tema. El proceso correspondiente a esta parte de la metodología se puede observar en la Figura 13 y Anexo 3.

3.7 Pozos y Rezumaderos

A las variables pozos secos y pozos productores/rezumaderos se les estableció un valor que oscila entre -1 y 1 (Tabla 4), de la siguiente manera:

Variable pozos secos: -1 si se trata de un pozo seco; 0 si se trata de un pozo productor o existe un rezumadero.

Variable pozos: 1 si existe al menos un pozo en la zona.

Variable pozos productores/rezumaderos: 0 si no existe al menos un pozo productor o un rezumadero en la zona; 1 si existe al menos un pozo productor o un rezumadero en la zona.

Factores	Descripción	Variable espacial	Calificación*		Proceso	Herramienta
			-1	1		
Pozos secos	Existencia de Pozos Secos	Pozos (Shape)	-1	1	Reclasificar con atributos de 0 y 1	ArcGis
Pozos	Existencia de Pozos	Pozos (Shape)			Reclasificar con atributos de 0 y 1	ArcGis
Pozos Productores/ Rezumaderos	Existencia de Pozos Productores o Rezumaderos	Pozos y rezumaderos (Shape)	1	Reclasificar con atributos de 0 y 1	ArcGis	
				Exportar en formato ascii	ArcGis	

Tabla 4. Parámetros de calificación de variable pozos, pozos secos y pozos productores/rezumaderos.

La información de pozos está en formato *vector* con geometría de puntos, al rasterizarse y combinarse a través del álgebra de mapas se convirtió en una información irrelevante; por este motivo, se recomendó realizar una extrapolación con métodos geoestadísticos para obtener áreas de densidades de probabilidad.

3.8 Pendiente y Batimetría

Con la información extraída de los modelos digitales de elevación (DEM) suministrados en la página de Maryland para la parte continental y de la base de datos de ESRI para las áreas oceánicas de Colombia se crearon diferentes capas correspondientes a la topografía y batimetría (Figuras 15 y 16). Estas capas permitieron generar informaciones sobre pendientes y profundidad visualizadas en 3D y utilizadas en el desarrollo de la metodología para que en el trazado de líneas sísmicas su diseño omita aquellas zonas con mayores obstáculos y dificultades en el continente y donde la altura de la columna de agua no pueda generar inconvenientes en la exploración. Los procedimientos son esbozados en el Anexo 4.

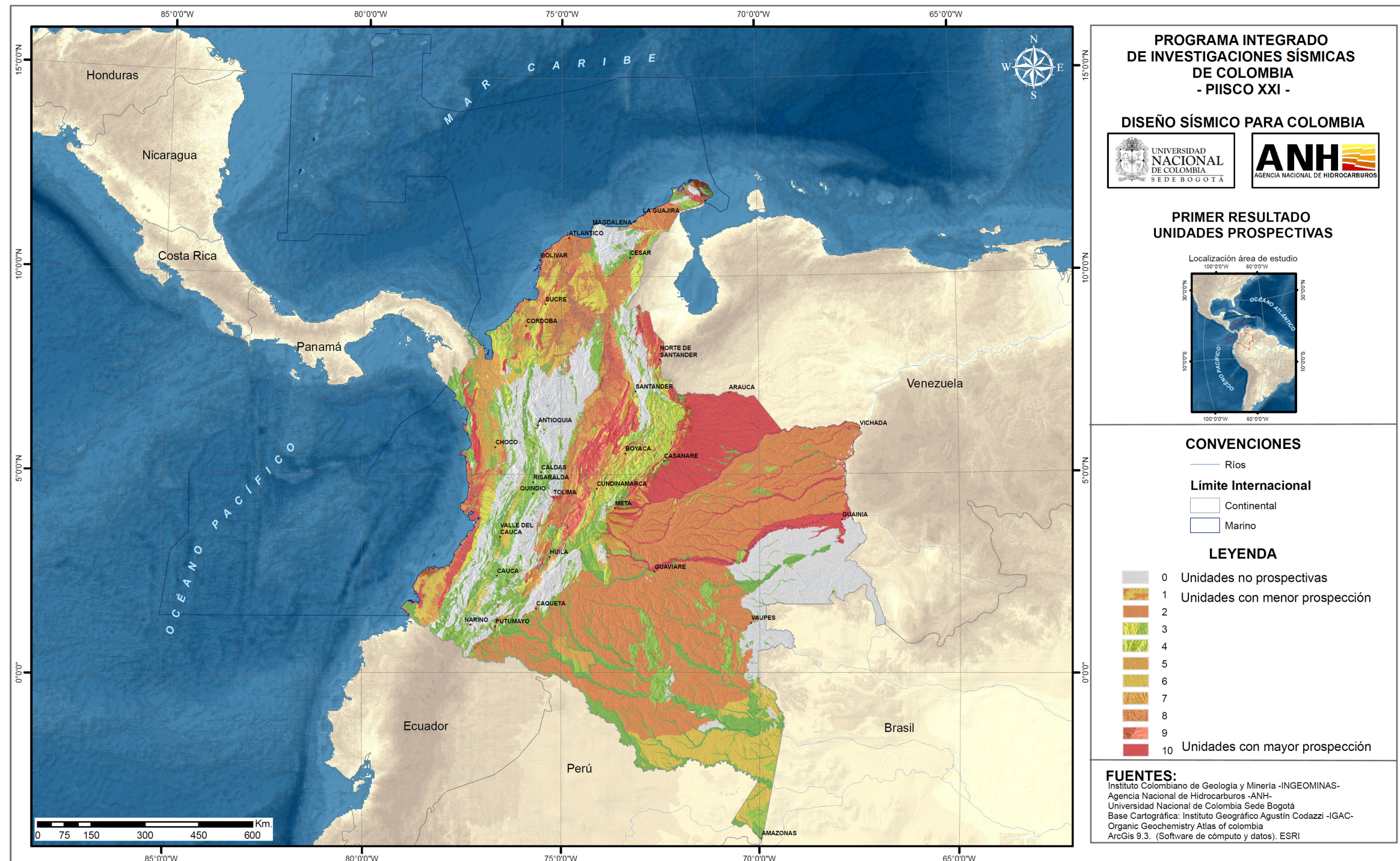


Figura 14. Mapa de las unidades prospectivas (Resultado preliminar).

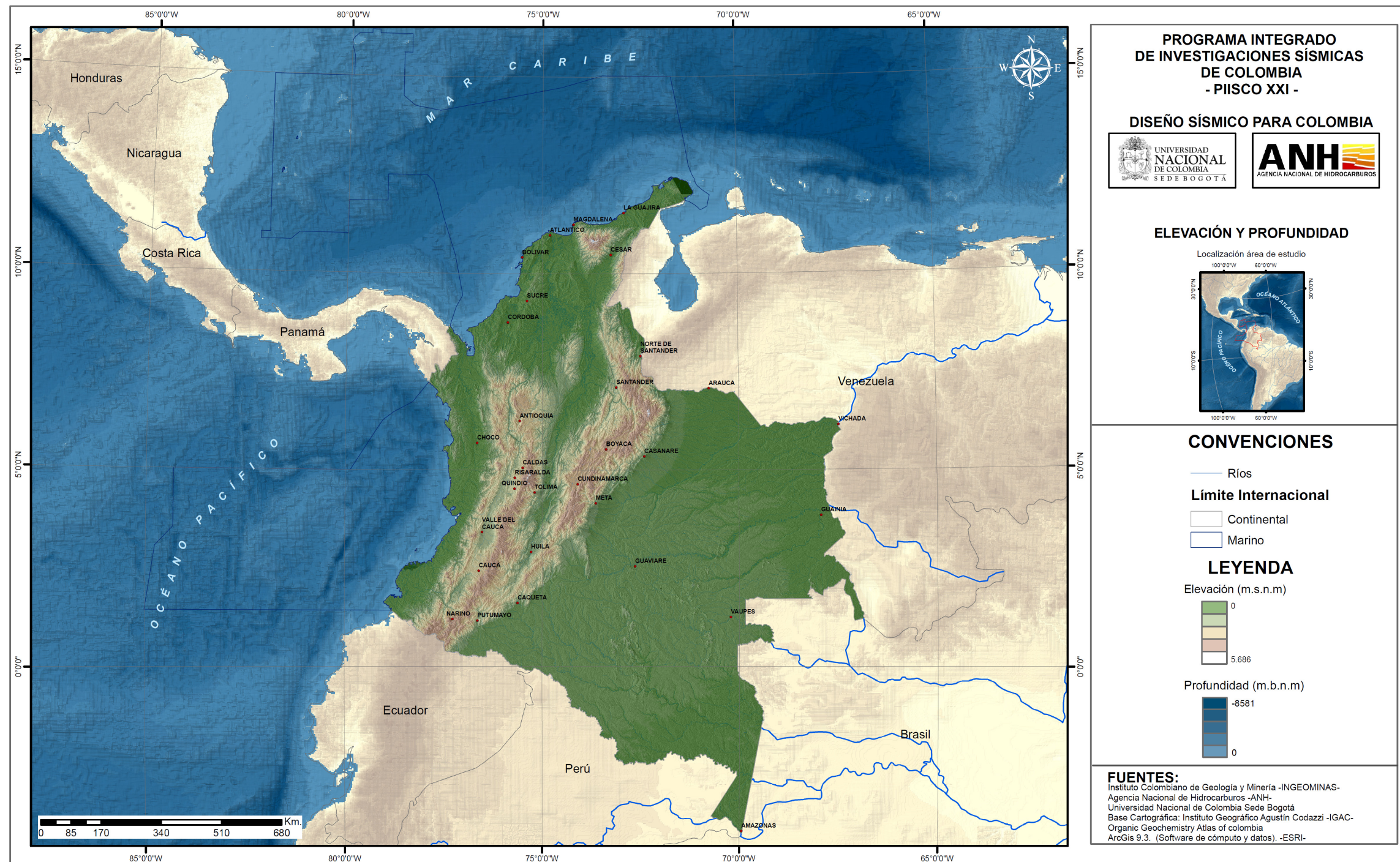
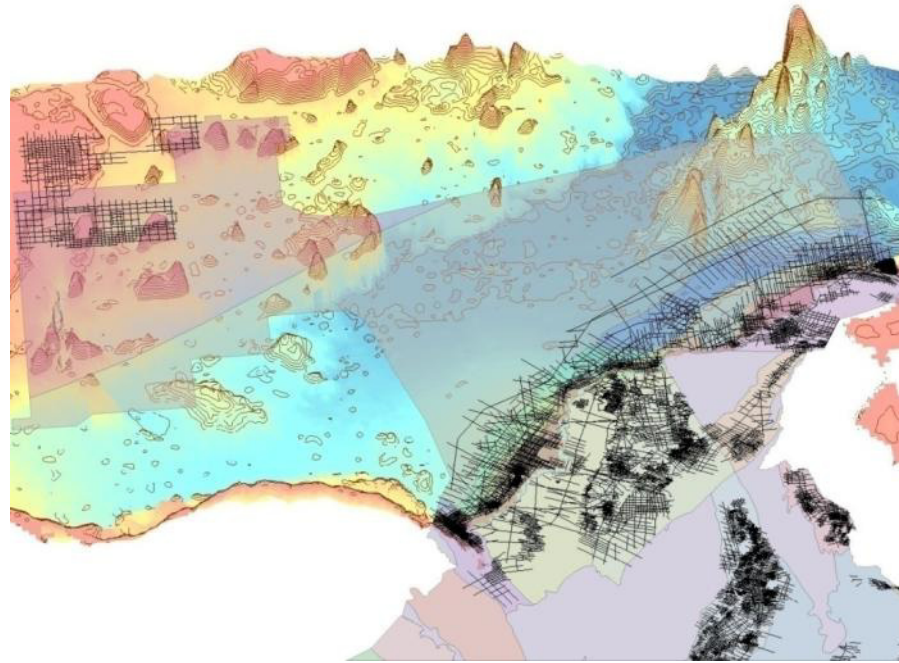


Figura 15. Mapa con las elevaciones (Resolución 90 m/píxel) y batimetría de Colombia (Resolución 3.300 m/píxel).

3.9 Gravimetría



Para la representación gravimétrica se utilizó el mapa de contornos, integrados en el mapa de anomalías residuales de Bouguer en formatos compatibles con *Shape*, y *geotiff*. En el tratamiento de la información fue necesario convertir el mapa de contornos en formato *raster* para dar continuidad espacial a la información y posteriormente una reclasificación para obtener los valores más favorables (anomalías residuales de Bouguer negativas entre -119 y -100 mGals). Esta información se adicionó para refinar la ubicación de zonas probables para el trazado de líneas sísmicas (Anexo 5).

Debido a la decisión de manejar la resolución espacial a 300 metros, los resultados entregados de anomalías residuales de Bouguer en los formatos *Tiff*, debieron ser rasterizados para que cumplieran con estos requerimientos, y así mantener la concordancia con la información generada (Figura 17). Posteriormente se hizo una clasificación de acuerdo a rangos de valores entre 0 y 10. Donde 10 corresponde a los valores más favorables (Anexo 1).

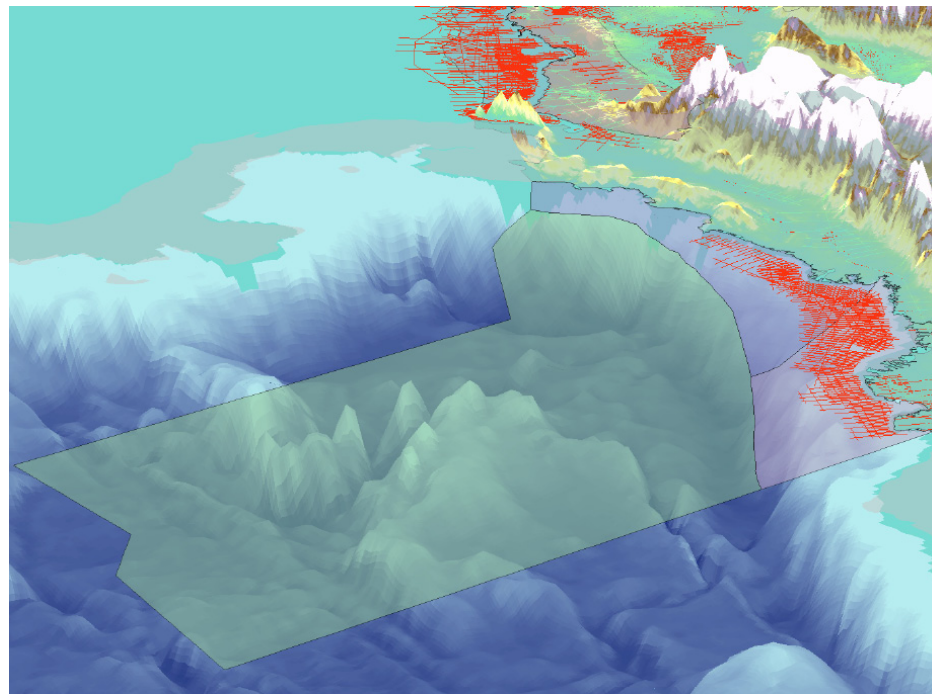


Figura 16. Visualización 3D Profundidad Mar Caribe (superior) y Océano Pacífico (inferior).

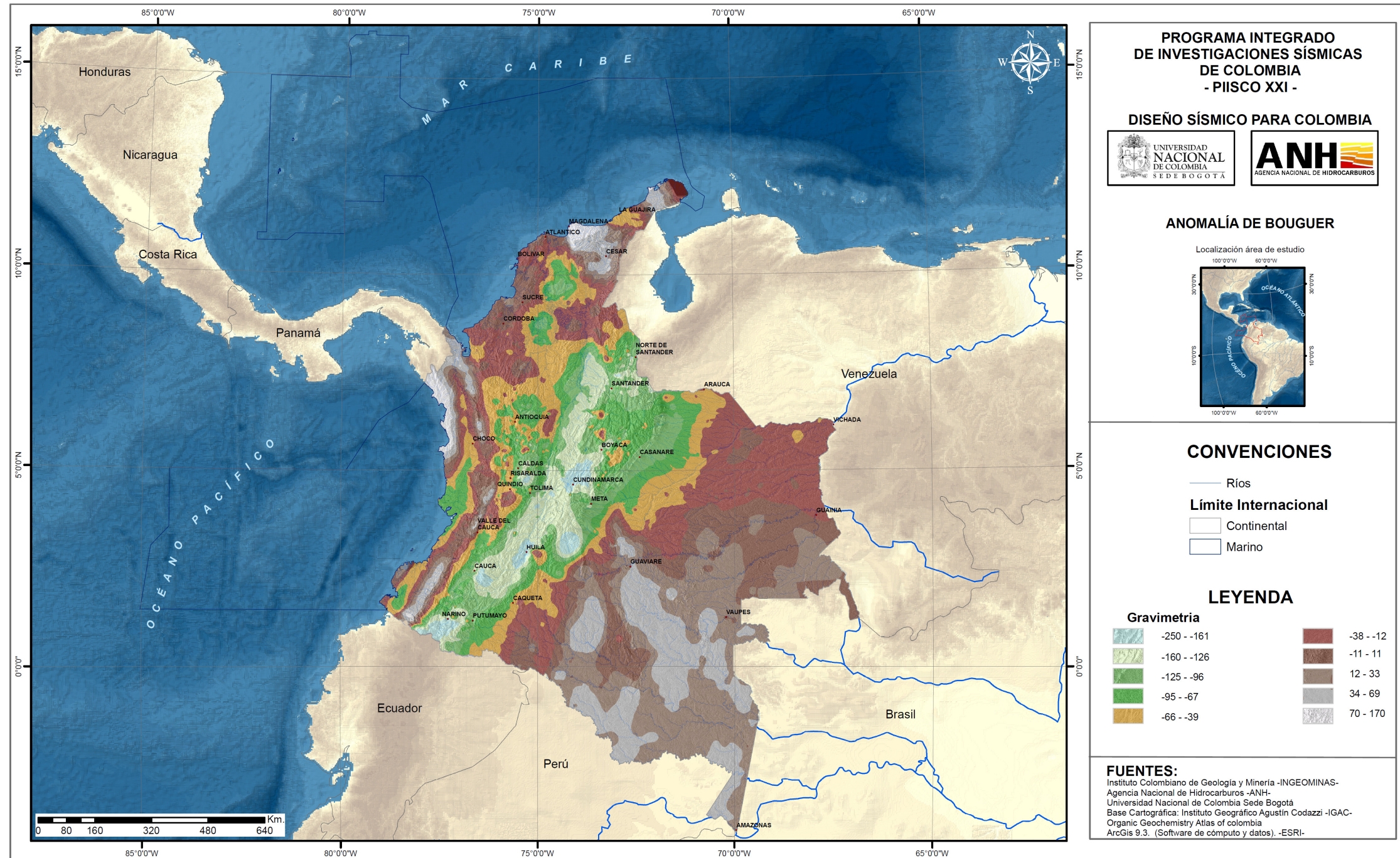


Figura 17. Mapa de anomalías residuales de Bouguer para Colombia.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE PARÁMETROS

4. ANÁLISIS DE PARAMETROS.

4.1 Resultados Preliminares.

A partir del desarrollo de la metodología se estableció inicialmente resultados individuales y posteriormente se realizó la superposición de capas para generar la cartografía necesaria en la que se puede analizar las áreas potenciales para el trazado de líneas sísmicas. Los resultados son expuestos a continuación.

4.2 Densidad de Líneas Sísmicas

Bajo este parámetro, se pueden determinar zonas en las que existe muy buena cantidad de información y otras donde la densidad es baja. En este mapa, se puede observar con puntos brillantes las mayores densidades, sitios que serían el amarre para las nuevas líneas sísmicas. Las zonas de baja densidad son áreas con probabilidad para pasar una nueva línea sísmica. (Figura 18).

4.3 Unidades Prospectivas

Se localizaron zonas con altas probabilidades para el trazado de líneas sísmicas realizando los ajustes enunciados en el capítulo anterior. La Figura 19, presenta el mapa correspondiente a las unidades prospectivas, mostrando valores de 0-10, donde los mayores a 7 se pueden catalogar como zonas con mayores probabilidades a ser estudiadas.

A medida que se implementa la metodología, es posible también aumentar la exactitud en los resultados finales al combinar la información obtenida. En este caso, si solo tomamos la densidad de líneas, las áreas que se podrían tomar con altas posibilidades para el trazado, sería muy alta; pero si a esta primera capa le superponemos la de unidades prospectivas (Figura 20), el rango de posibilidades disminuye. De igual manera se observan áreas con un gran potencial prospectivo, que aún no han sido muy estudiados. Un ejemplo, es la región de la Orinoquía, al Oriente del país, donde se visualizan zonas que presentan características favorables para la exploración sísmica, pero aún no se han estudiado.

4.4 Pozos y Rezumaderos

Los resultados obtenidos bajo la metodología propuesta, considerando la información de pozos y rezumaderos, no es satisfactoria, en este sentido hace falta un estudio más detallado para determinar la

estrategia y método de extrapolación de información para obtener resultados coherentes y que contribuyan al objetivo que se busca, por tal razón en el proceso y análisis final no fueron considerados.

4.5 Pendiente y Batimetría

Con base en criterios obtenidos de las características de pendiente y batimetría de las diferentes zonas de Colombia, las capas generadas permitieron visualizar zonas que por sus características morfológicas presentes, son de fácil acceso y se prestan para la exploración sísmica. En las zonas continentales, la explotación se dificulta progresivamente a medida que aumenta la pendiente. En el caso de las zonas oceánicas, la dificultad aumenta a medida que la profundidad lo hace. El resultado de la metodología aplicada se aprecia en la Figura 21.

4.6 Representación de las anomalías residuales de Bouguer

Se localizaron las áreas más favorables para la exploración sísmica. Tomando en cuenta este aspecto la información obtenida contribuyó en la precisión de la toma de decisiones sobre las zonas indicadas para las nuevas líneas sísmicas (Figura 22).

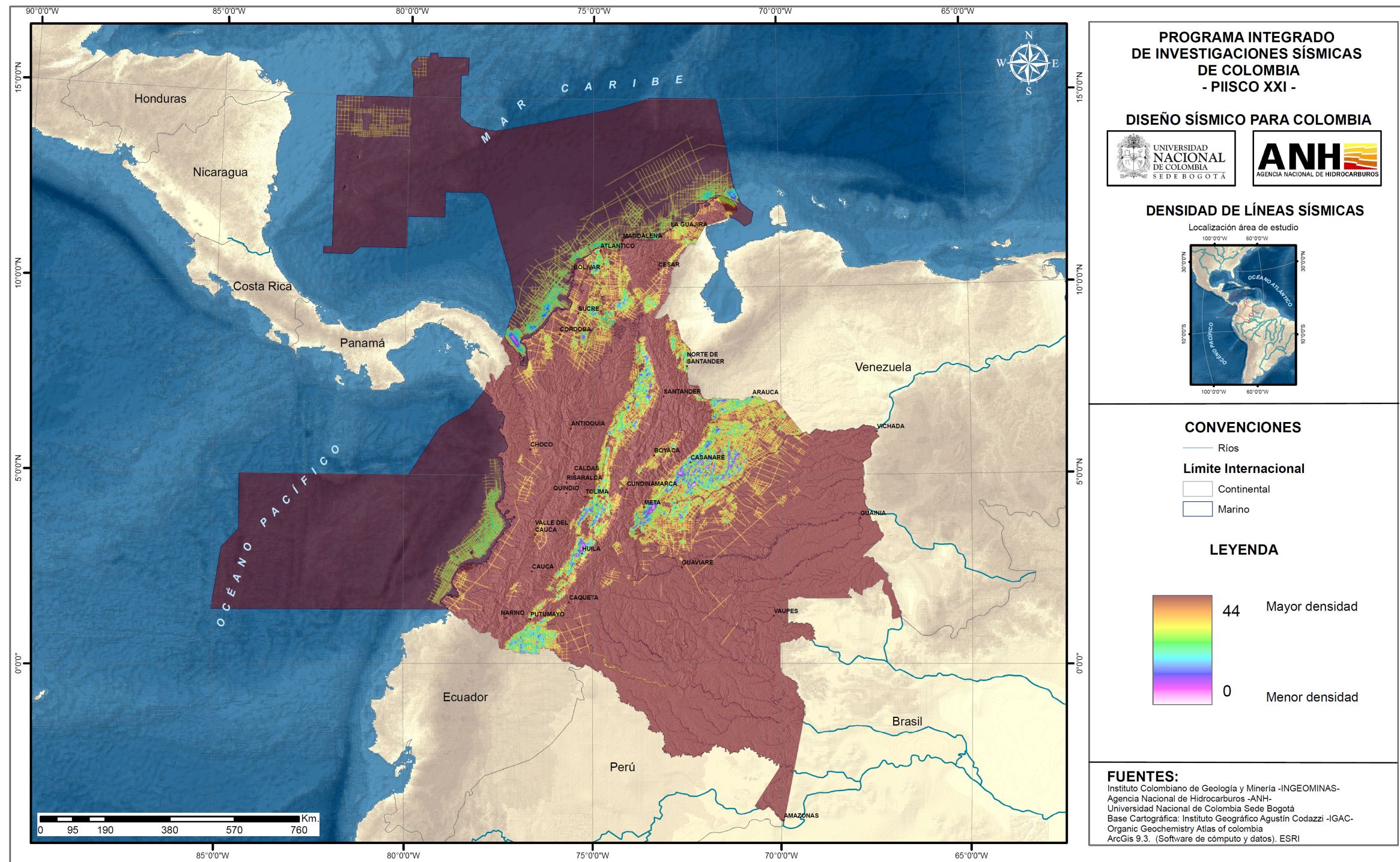


Figura 18. Mapa con la densidad de líneas sísmicas para el territorio Colombiano.

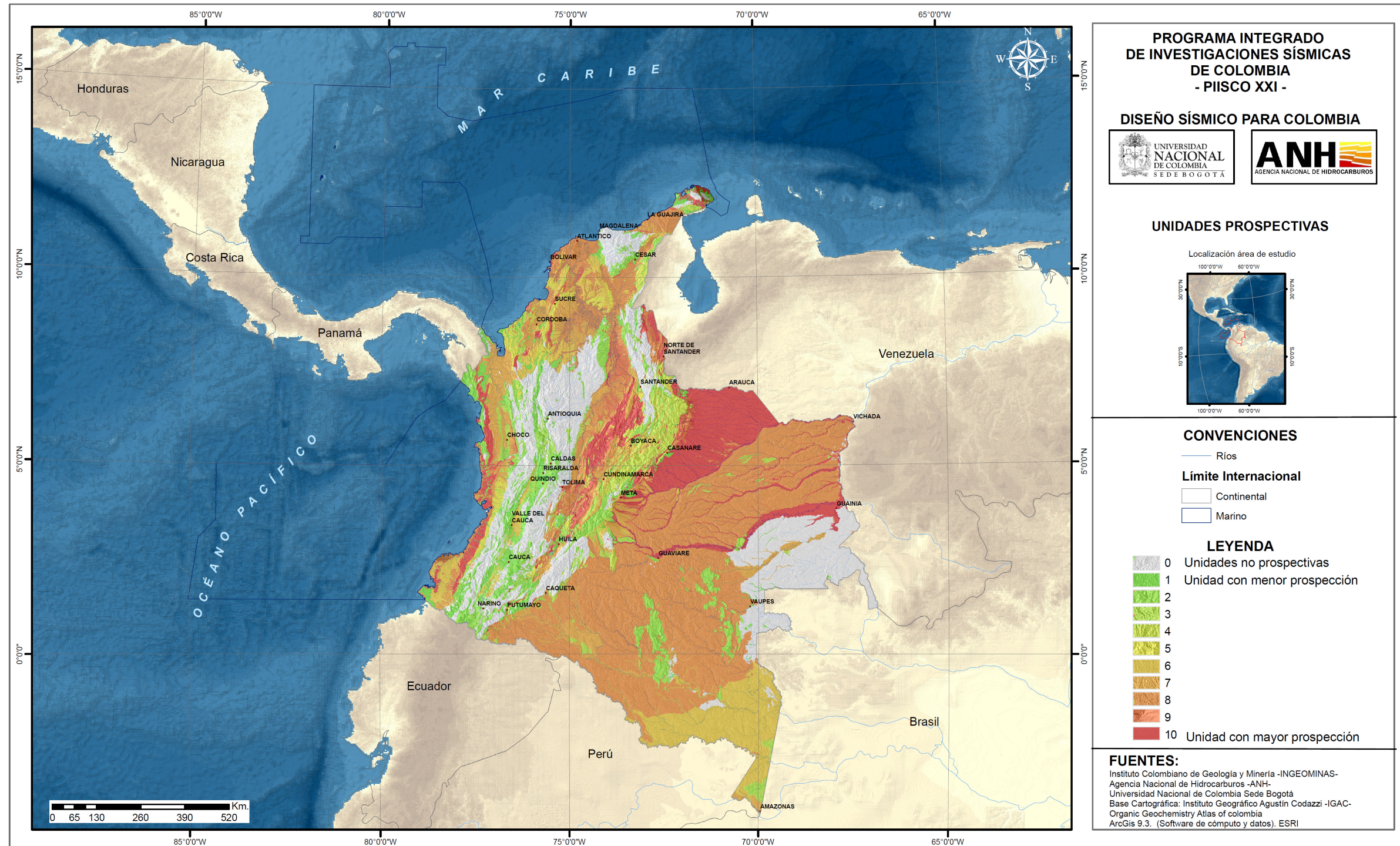


Figura 19. Mapa de las unidades geológicas prospectivas - Ajustado.

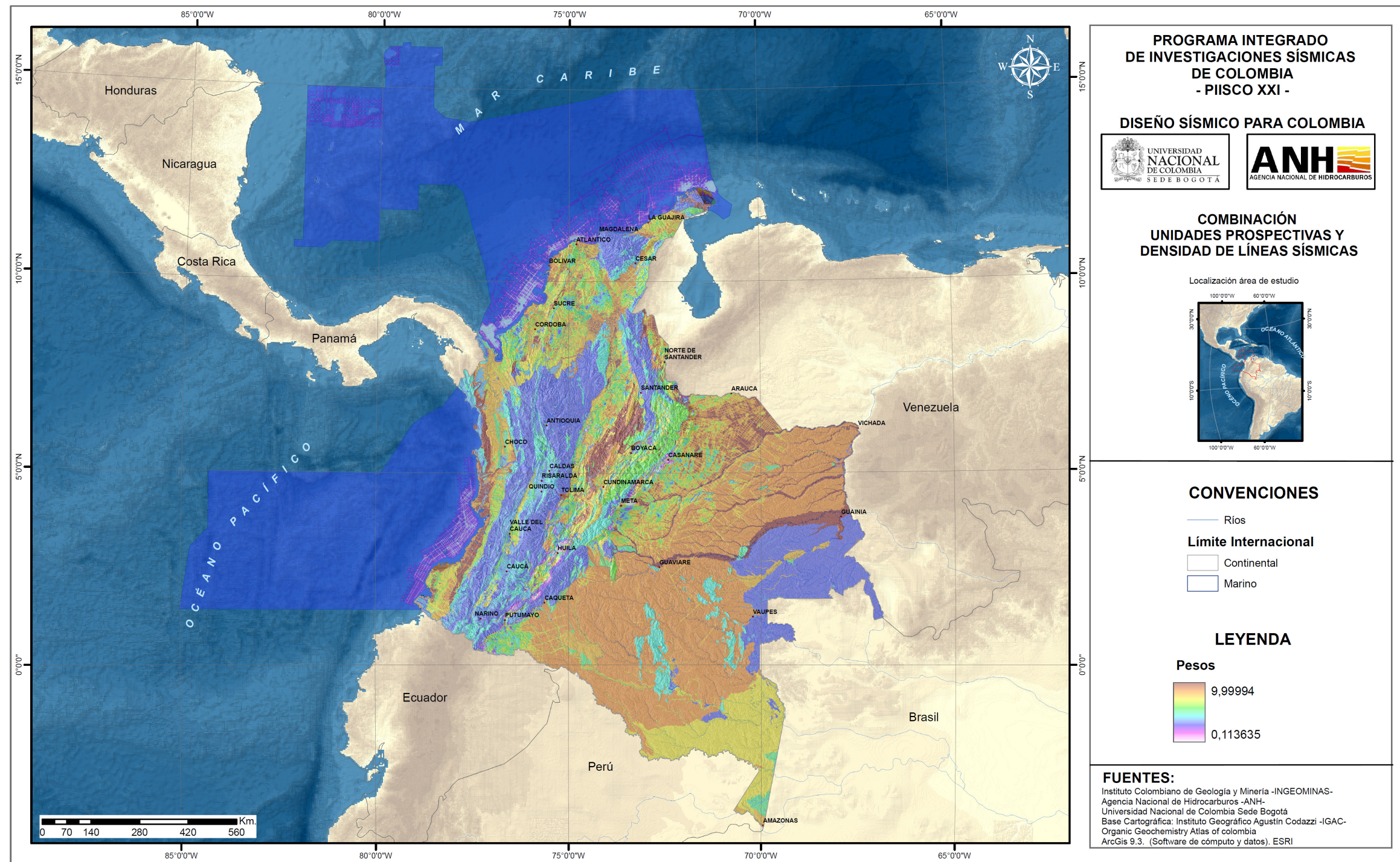


Figura 20. Mapa con la combinación de capas (superposición de unidades geológicas prospectivas y la densidad de líneas sísmicas).

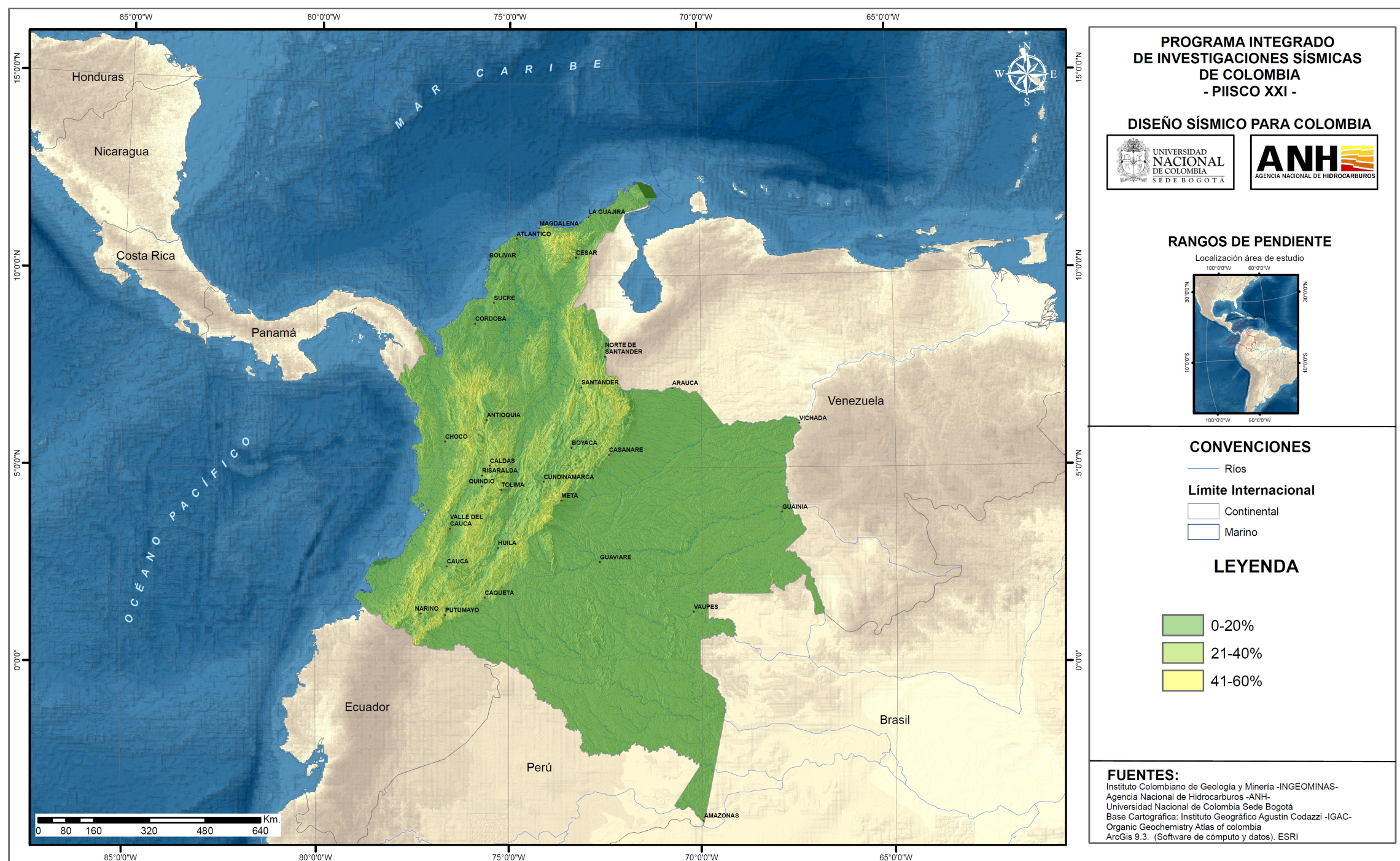


Figura 21. Mapa con los rangos de pendiente (Rangos en porcentajes - % -).

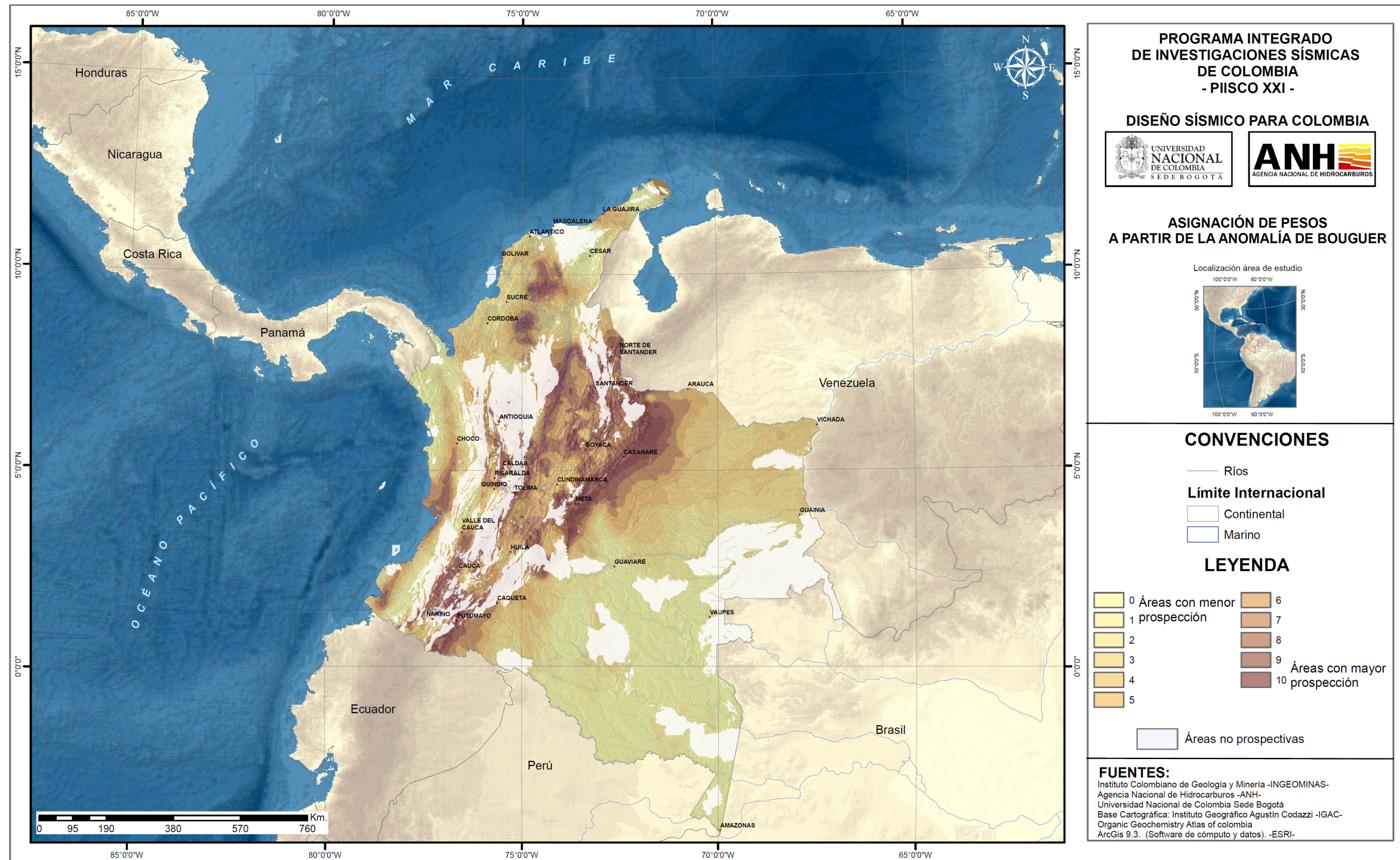


Figura 22. Mapa con la categorización de la anomalía residual de Bouguer derivada de la información gravimétrica.

4.7 Evaluación Multicriterio - EMC - en la definición de áreas para el Trazado de líneas Sísmicas con SIG.

La información final obtenida es una síntesis de correlación de cuatro variables o criterios que fueron seleccionados al ser definidos como preponderantes en la conformación y trazado de nuevas líneas sísmicas: densidad de líneas sísmicas, unidades prospectivas, gravimetría y pendientes de acuerdo a la información existente. Con toda la información se realizaron diferentes operaciones de combinación de capas en el desarrollo de la metodología EMC (Figura 23).

Al analizar los primeros resultados obtenidos, se decidió excluir la información de los océanos en el análisis final, debido a que los datos que se obtuvieron eran muy gruesos (Batimetría); no existe información geológica del fondo marino de Colombia equivalente a la obtenida para el continente; y en el caso de la gravimetría los métodos utilizados para el levantamiento en campo no fueron los más adecuados para su incorporación en el estudio (anomalía residual de Bouguer en el océano).

Sumado a lo anterior, se comprobó que una misma variable no siempre es la más importante para todas las cuencas, por lo que se decidió que el peso asociado a ellas debía cambiar dependiendo de las características de la zona.

La metodología fue perfeccionada, y se generaron mapas en los que puede apreciarse cada variable. Posteriormente, se generó una primera sumatoria para obtener el total de pesos de los criterios seleccionados. Estas sumatorias indican las zonas en las que pueden ser trazadas líneas sísmicas, por tener asociados: una baja densidad de información sísmica, poseer un alto valor en las unidades prospectivas y otras variables consideradas (Figura 23).

De acuerdo a los resultados obtenidos, el oriente de la Orinoquía, y parte de la amazonía del país, poseen una gran potencialidad para ser elegidos en el trazado de líneas sísmicas. Debido a que son zonas poco exploradas y con propiedades geológicas con gran potencialidad para la presencia de hidrocarburos. Así mismo, existen zonas bien espaciadas como el occidente del país, en departamentos como Chocó, Cauca, Valle del Cauca y Nariño, en su parte oeste. También presentan buen potencial áreas como la Guajira, sur occidente del Cesar y Valle del Magdalena Medio.

En zonas como el norte del Cesar y el occidente de la Orinoquía aparecen zonas en donde las variables analizadas poseen un comportamiento moderado, llamado así, debido a que los valores obtenidos no son muy altos. El motivo de este comportamiento se debe a dos razones: posiblemente son zonas que ya están sobre intervenidas, con buena cantidad de información, extraída de los diferentes estudios y proyectos realizados anteriormente. El segundo motivo hace referencia a los materiales expuestos que conforman estas zonas, no se presenta gran exposición de roca, se encuentra en su mayoría sobrepuesto por depósitos de tipo Cuaternario, sobre todo depósitos de tipo aluvial.

Como resultado final se diseñó un mapa donde fue sobrepuesto el resultado de la evaluación multicriterio EMC y el trazado de las líneas sísmicas propuestas para el 2009-2025 (Figura 24).

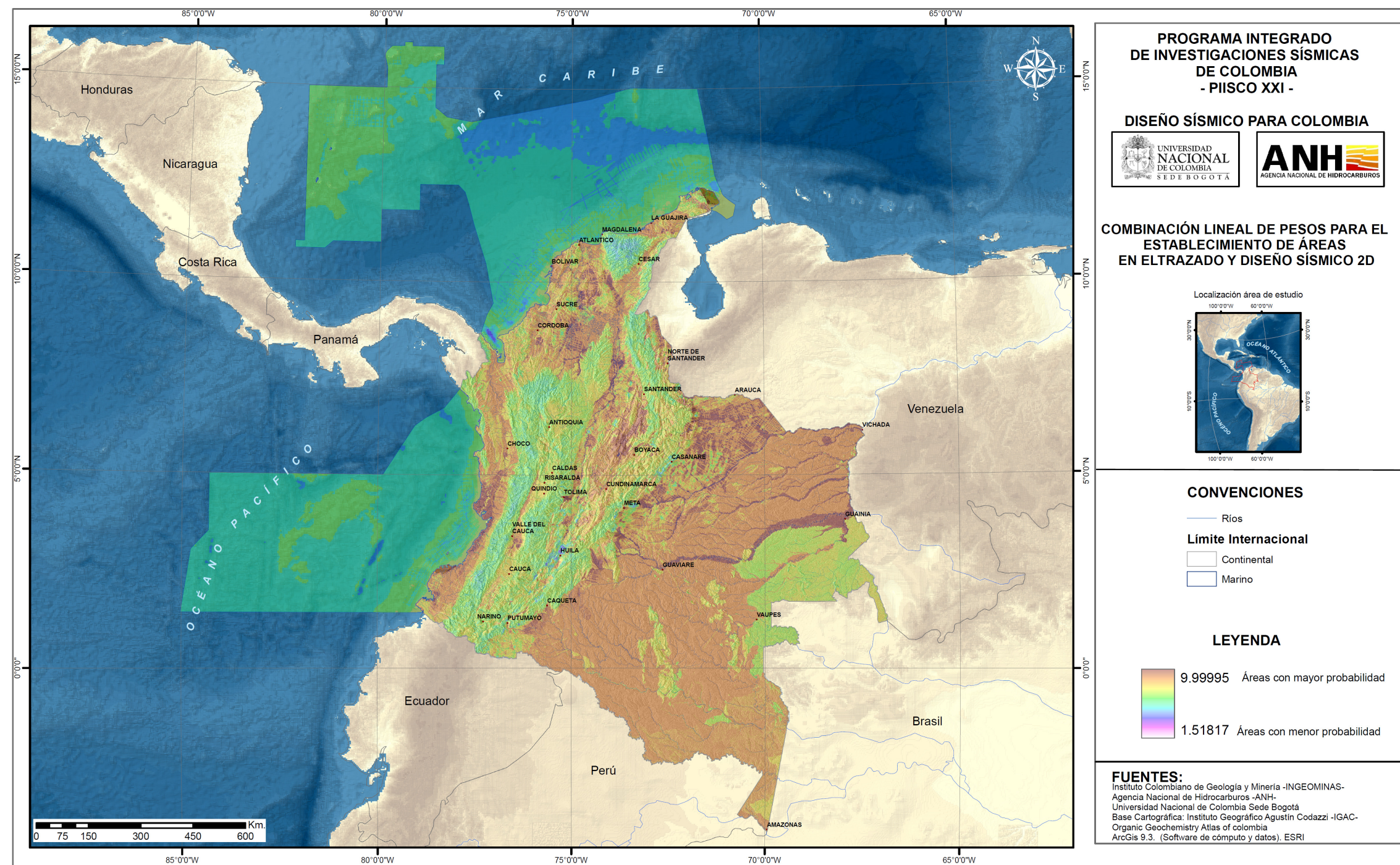


Figura 23. Mapa con la combinación lineal de pesos generada de la matriz de comparación por pares para establecer áreas de trazado y diseño.

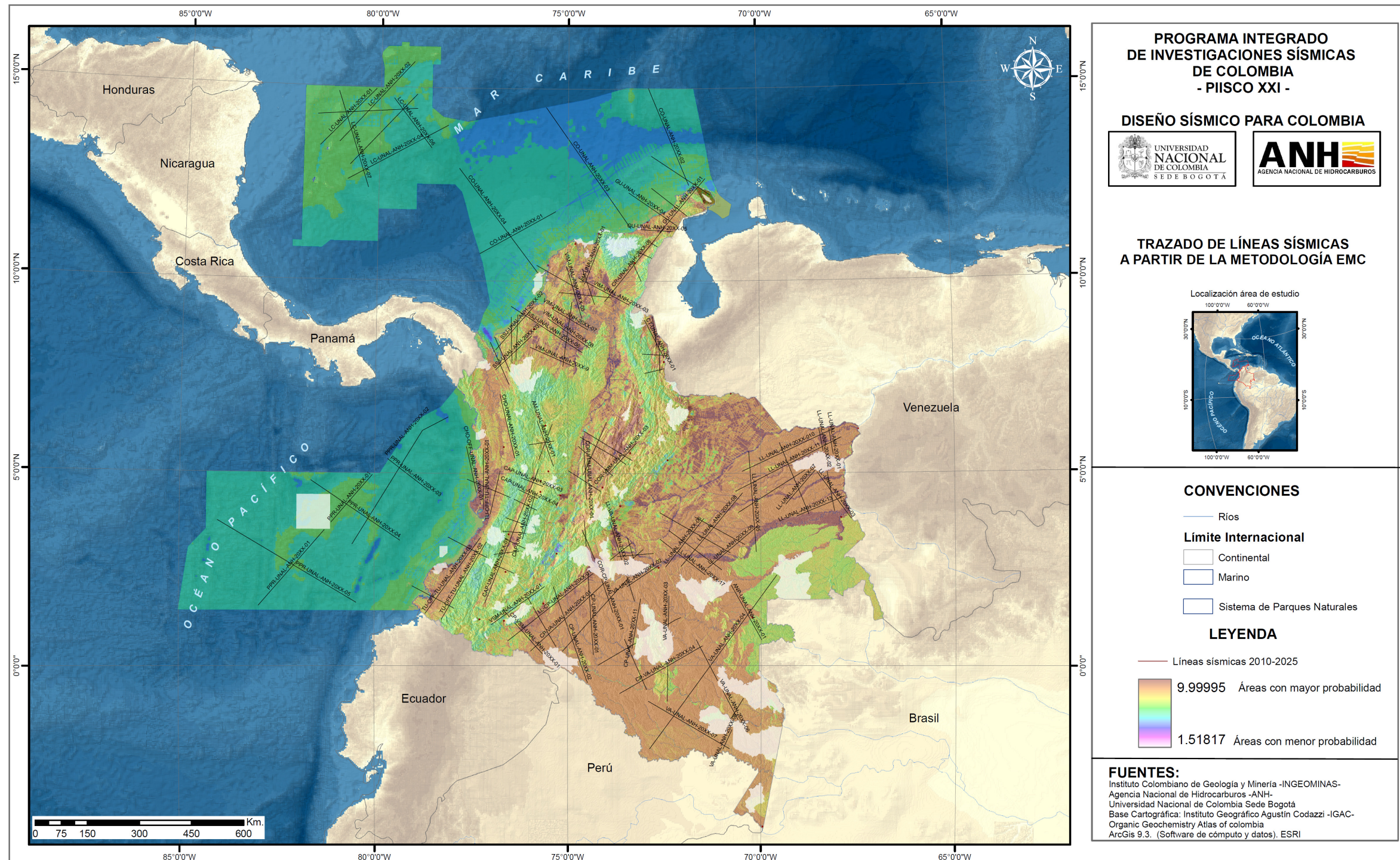
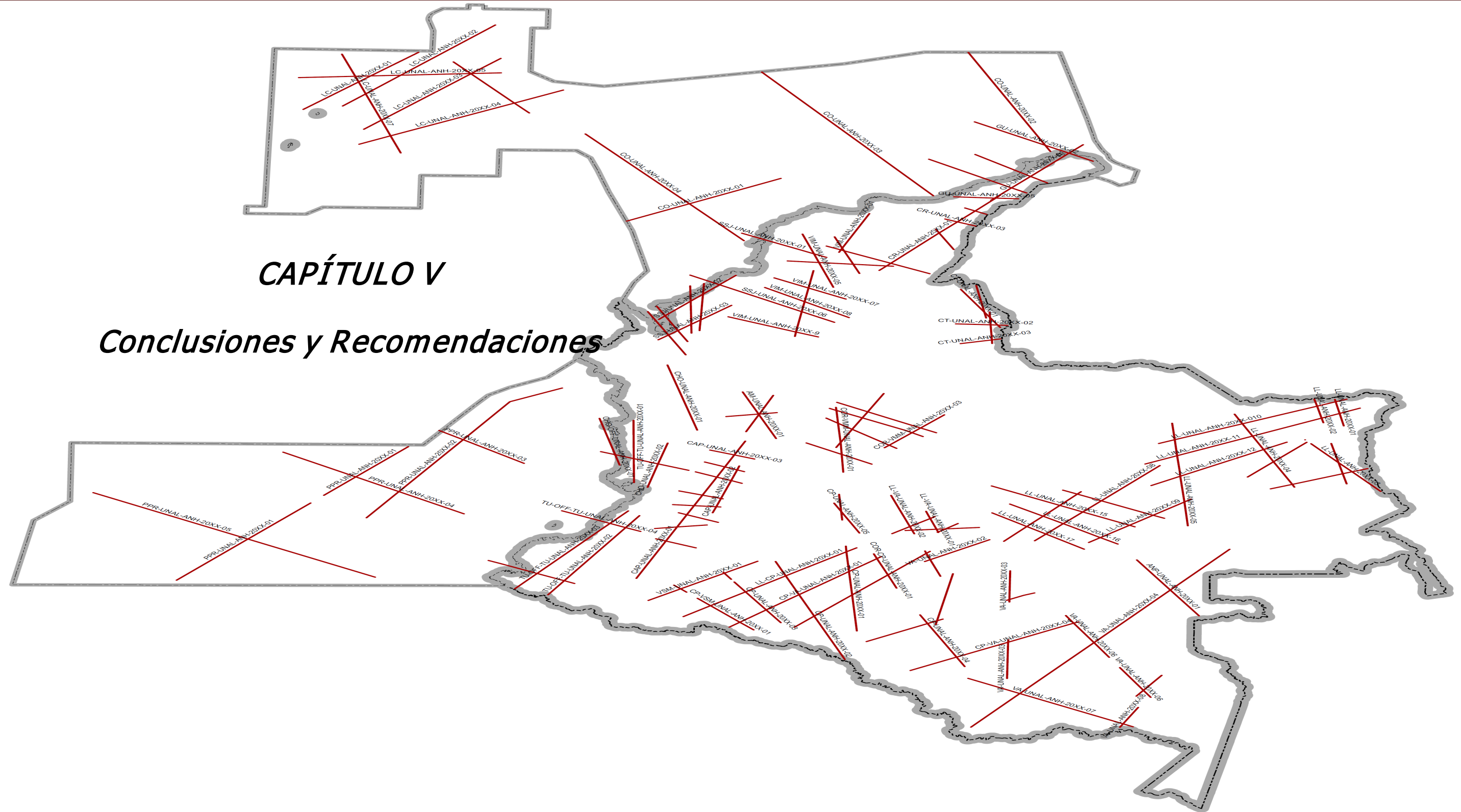


Figura 24. Mapa final con el Trazado de líneas sísmicas y evaluación multicriterio - EMC.



CAPÍTULO V

Conclusiones y Recomendaciones

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este proyecto presenta el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional ajustado a una clasificación de cuencas basada en el cociente campos descubiertos/pozos exploratorios perforados, la estimación de reservas por descubrir y la densidad de información sísmica en cada cuenca.

Se implementó una metodología en la toma de decisiones. Esta permitió discriminar las áreas a seleccionar para un nuevo diseño sísmico teniendo en cuenta la información existente.

La Evaluación Multicriterio - EMC, en la toma de decisiones, visualiza por medio del análisis matricial y algorítmico posibles zonas propicias para la prospección sísmica. Estas zonas son localizadas y ubicadas por medio de la metodología planteada en este modelo, uniéndolo y correlacionando los datos obtenidos del análisis y estudio de resultados de trabajos de las diferentes ciencias de la tierra, sistematizando y espacializando la información con una visión global de los procesos y su complejidad.

Con la información obtenida a partir de la matriz de pesos es posible direccionar y optimizar recursos para el trazado y el diseño de las líneas sísmicas en las diferentes cuencas sedimentarias de Colombia.

Se recomienda refinar la metodología a partir de la incorporación de nueva información, la cual puede incluir datos más detallados, de tal manera que se tengan resultados más próximos a la realidad en la exploración sísmica.

Es importante considerar que algunas líneas sísmicas, fueron trazadas de acuerdo a criterios técnicos de diseño, sin embargo atraviesan zonas restrictivas ya definidas con anterioridad, por lo tanto estos aspectos deben ser considerados, para establecer criterios de análisis prospectivo. Por lo tanto se hace la referencia para que sean consideradas las restricciones para quienes realicen el levantamiento sísmico.

Es necesario mejorar y actualizar la base de datos, mucha de la información existente no está integrada al total del sistema nacional de búsqueda y exploración de hidrocarburos, lo que podría hacer pensar que es una información aislada. Así mismo, se cuenta con información levantada hace varias décadas, cuando algunos de los métodos y técnicas utilizadas no estaban tan depurados como hoy en día. Esta reflexión es importante para trabajos como este, que basan su modelo en la exactitud y calidad de la información levantada.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2007. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries, and Petroleum Geology, a New Proposal, 92 p. Bogotá
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2006. Atlas Geoquímico de Colombia. Capítulo 3 - Cuenca Cayos. 3 p.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2006. Línea Sísmica Trasandina ANH – TR – 2006 – 4A
- AMOCO OVERSEAS EXPLORATION COMPANY, SPECTRUM ENERGY and INFORMATION TECHNOLOGIES, 1982. Report on the Processing of Seismic Data from Offshore Colombia: Fragata and Los Galeones. 42 p.
- ANH – UNAL, 2009. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Earth Sciences Research Journal. Vol. 13, Special Edition, 134 p, Bogotá.
- ANH – UNAL, 2009. Inventario, interpretación y evaluación de la información geológica, geofísica y geoquímica perteneciente al Área Libre de las Cuencas Los Cayos y Urabá.
- BÜRGL, H., 1959. Resumen de la estratigrafía de Colombia. Informe interno de INGEOMINAS N° 1248, 3 tablas (Inédito), 12 p, Bogotá.
- COOPER, M.A., F.T. ADDISON, R. ALVAREZ, M. CORAL, R.H. GRAHAM, A.B. HAYWARD, S. HOWE, J. MARTINEZ, J. NAAR, R. PEÑAS, A. PULHAM, AND TABORDA, A., 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia: AAPG Bulletin, v. 79, n. 10, p. 1421-1443.
- CORSEN, A., 2000. Planning land 3-D seismic surveys. Society of Exploration Geophysicists, United States of America.
- DENGO, C. A., AND COVEY, M., 1993. Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: a tectonic model of the Colombian Andes, AAPG Bulletin, v. 77, p. 1315-1337.
- DENVER PROCESSING CENTER INC., 1979. Los Cayos Area on the Caribbean Sea. 11 p.
- DIMAR – CIOH., 2000. Atlas cartográfico de los océanos y costas de Colombia. Publicación No 3007.
- DOBRIN, M. AND SAVIT, C. H., 1988. Introduction to Geophysical Prospecting. McGraw-Hill. Fourth Edition, United States of America.
- EASTMAN, R., 2004. Guía para SIG y procesamiento de imágenes: Idrisi Kilimanjaro. Traducido por Ravelo Andrés. Clark Labs, Clark University.

ECOPETROL., 1976. Final Report Aeromagnetic Survey Área Marina de Los Cayos. 67 p.

ECOPETROL., 1977. Operation Report for Marine Geophysical Survey Using Reflection Seismic Methods, 40 p.

ECOPETROL., 1979. Interpretación sísmica preliminar Área Marina Los Cayos. Informe Geofísico No. 339. 25p.

ECOPETROL., 1980. Interpretación sísmica y geológica regional del Área Marina de Los Cayos. Informe Geofísico No. 1295. 32 p.

ECOPETROL., 1984. Interpretación geológica preliminar de la información sísmica del programa "Los Cayos - 82". 52 p.

ECOPETROL., 2000. Atlas of sedimentary basins and petroleum geology of Colombia. Digital Atlas.

ECOPETROL e ICP., 1999. Evaluación potencial hidrocarburífero de Los Cayos (NW Colombia). 46 p.

ECOPETROL e ICP., 2000. Evaluación Potencial Petrolífero del Área Caribe Noreste (Cayos). Informe Final Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta – Colombia.

ECOPETROL e ICP., 2001. Informe de la unificación de las líneas sísmicas de Los Cayos Área Caribe. 11 p.

ECOPETROL, GEOTEC AND ROBERTSON, 1998. Seismic Atlas of Colombia, Bogotá.

EPIS-ANH., 2010. Base de datos: www.epis.com.co/WhereoilMap.

FREITAS, R., AND MERKLE, R., 2004. Kinematic Self-Replicating Machines. Madame Curie Landes biosciences. p. 341

GARCIA, C., 1990. Proyecto Cesar - Ranchería, informe final, Tomo IV Integración, Tomo V Prospectos. Empresa Colombiana de Petróleos. Ecopetrol. Referencia 101. Bogotá.

GEISTER, J., y DIAZ, J. M., 2003. Ambientes arrecifales y geología de un archipiélago oceánico: San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Mar Caribe, Colombia. INGEOMINAS. 108 p. (Informe Inédito)

GODFREY, M.D., AND HENDRY, D. F., 1993. The Computer as Von Neumann Planned it. IEEE. Annals of The History of Computing, Vol. 15, No.1. pp. 11-21.

GOVEA, C. Y AGUILERA H., 1986. Cuencas Sedimentarias de Colombia. Cuadernos Técnicos de ECOPETROL. 79 p.

GOVEA, C. Y DUEÑAS E., 1975. Informe Geológico Preliminar de La Cuenca del Cesar. Empresa Colombiana de Petróleos. Informe 390, p. 37. Bogotá.

GUZMÁN, G., GÓMEZ, E. y SERRANO, B., 2002. Informe del mapa geológico de los Cinturones del Sinú – San Jacinto y borde occidental del Valle Inferior del Magdalena – Caribe Colombiano. Bogotá.

HUBACH, E., 1956. Aspectos geográficos y recursos de las islas de San Andrés y Providencia, Cuadernos de Geografía de Colombia, Sociedad Geográfica de Colombia. No 12, 14-16 p, Bogotá.

INGEOMINAS., 2006. Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:2.800.000.

JULIVERT, M., 1968. Léxico Estratigráfico Internacional. Centro Nacional de la Investigación Científica. Volumen V, América Latina, Fascículo 4. Colombia. Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico e intrusiones de edad mesozoico-terciaria. P. 650. París.

MERCADO, M., 2000 Mapa geológico del Departamento de la Guajira. Memoria preliminar Ingeominas. Bogotá.

MILLER, J. B., 1960. Directrices tectónicas en la Sierra de Perijá y partes adyacentes de Venezuela y Colombia. Boletín Geológico Ministerio de Minas e Hidrocarburos, publicación especial No.3, Memorias 3 Congreso Geológico de Venezuela, Tomo 2, p. 685-718. Caracas.

MUNAR, F., 2000. Interpretación estructural del área alrededor de Los Cayos Quitasueño y Serrana, en el Caribe, costa afuera de Colombia. Ciencia, Tecnología y Futuro. 6 figs., 83-93 p, Bogotá

OPPENHEIM, J. B., 1941. Directrices tectónicas en la Sierra de Perijá y partes adyacentes de Venezuela y Colombia. Boletín Geológico Ministerio de Minas e Hidrocarburos, publicación especial N° 3, Memorias 3 Congreso Geológico de Venezuela, Tomo 2, p. 685-717. Caracas.

PORTA, J. 1974., Colombie. Lexique Stratigraphique International p.1-692.

ROBERTSON RESEARCH INTERNATIONAL LIMITED, 2002. Brief Report on the Reprocessing Testing of Seismic Data from Offshore Columbia. 18 p.

STONE, D., 1994. Designing Seismic Surveys in Two and Three Dimensions. Society of Exploration Geophysicists, United States of America.

SUTTON, F. A., 1946. Geology of the Maracaibo Basin. Venezuela. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol. 30, p. 1621-1741.

VARGAS, G., 2004. Geología y aspectos geográficos de la Isla de San Andrés, Colombia. Geología Colombiana N°29, 73-89.

VILLEGAS, J., 1971. Petróleo Colombiano Ganancia Gringa. Bogotá Colombia. Ediciones El Tigre de Papel. 166p.

BIBLIOGRAFIA IMÁGENES

Ariza Luis (2008) "Petróleo, ¿Cuánto queda realmente?" Visto en http://www.google.com.co/imgres?imgurl=http://davidprofesociales.files.wordpress.com/2008/06/hombres_cubiertos_petroleo.jpg. Último Acceso Mayo de 2010.

<http://agustinmartini.iespana.es/petroleo.gif> (n.d./año) Los Dinosaurios {Imagen}. Último Acceso Mayo de 2010.

<http://www.google.com.co/imgres?imgurl=http://www.amazoniaporlvida.org/es/img/noticias/dominio-08-16.jpg> (2009 6:49) "El Petróleo Mejor Bajo Tierra". Último Acceso Mayo de 2010.

<http://www.epis.com.co/WhereoilMap/>

Mosconi Enrique (2008) "Petróleo Argentino, Gestación y Logros en la Defensa del Patrimonio Nacional" Visto en: <http://pensarennacion.blogspot.com/2008/12/gpd-viii-2-el-petroleo-en-argentina.html>. Último acceso Mayo de 2010.

Peláez Javi (2008) "La Aventura de la Historia - ¿Conocían el Petróleo en la Antigüedad? La experiencia pirómana de Alejandro Magno" Visto en La aldea Irreductible. Encontrado en <http://aldea-irreductible.blogspot.com/2008/07/la-aventura-de-la-historia-conocian-el.html>. Último acceso Mayo del 2010.

Sáenz Eduardo (2005) "La Industria del Petróleo en Colombia. Concesiones, reversión y asociaciones" Visto en la Biblioteca Virtual del Banco de la República: www.lablaa.org/.../credencial/enero94/enero2.htm último acceso Mayo de 2010.

<http://www.taringa.net/posts/noticias/1519968/La-vuelta-de-un-verdadero-grande-YPF.html> Último acceso Agosto del 2010.

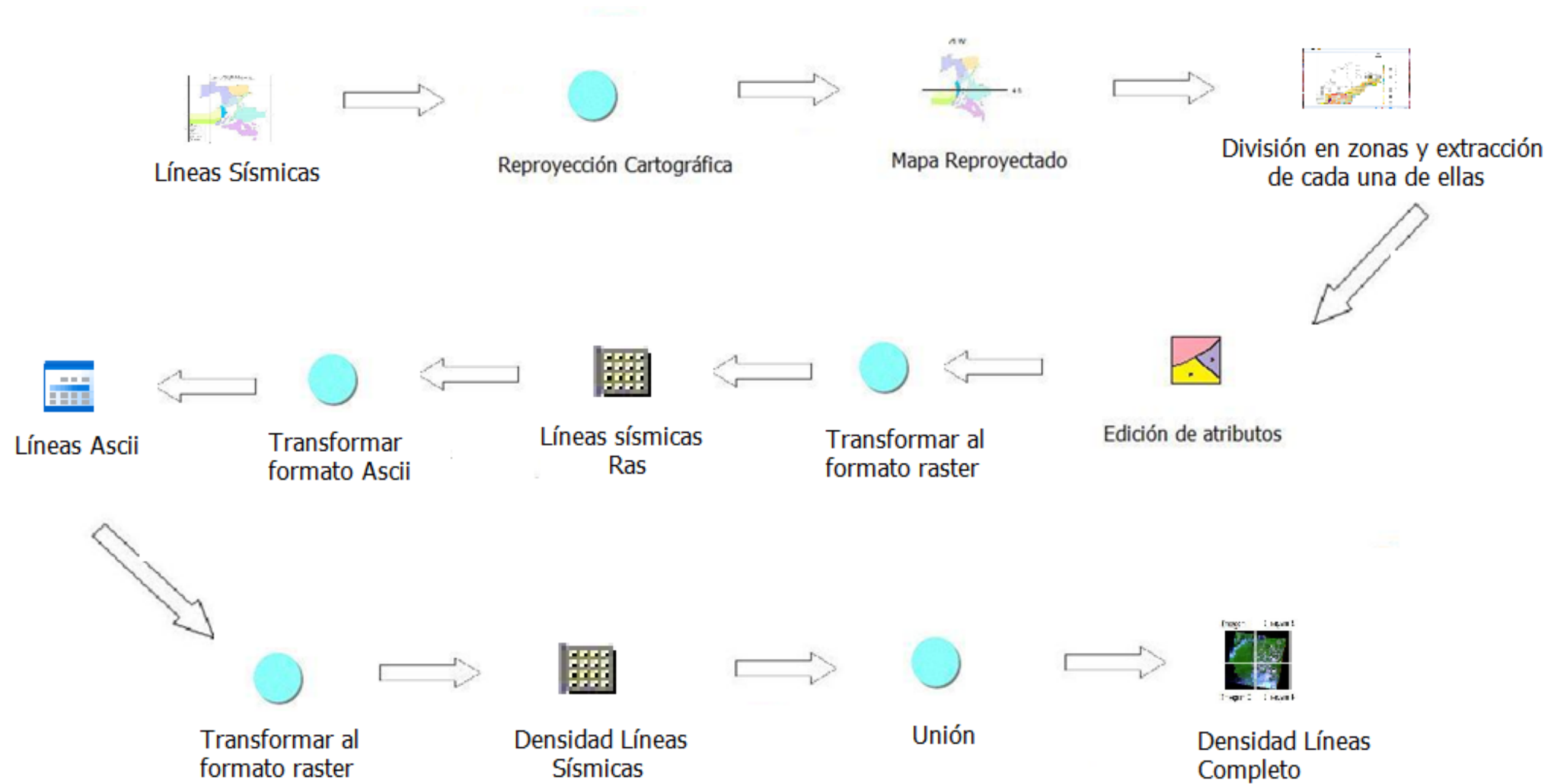
ANEXOS

ANEXO 1. PESO TOTAL DE VARIABLES O PROSPECTIVIDAD

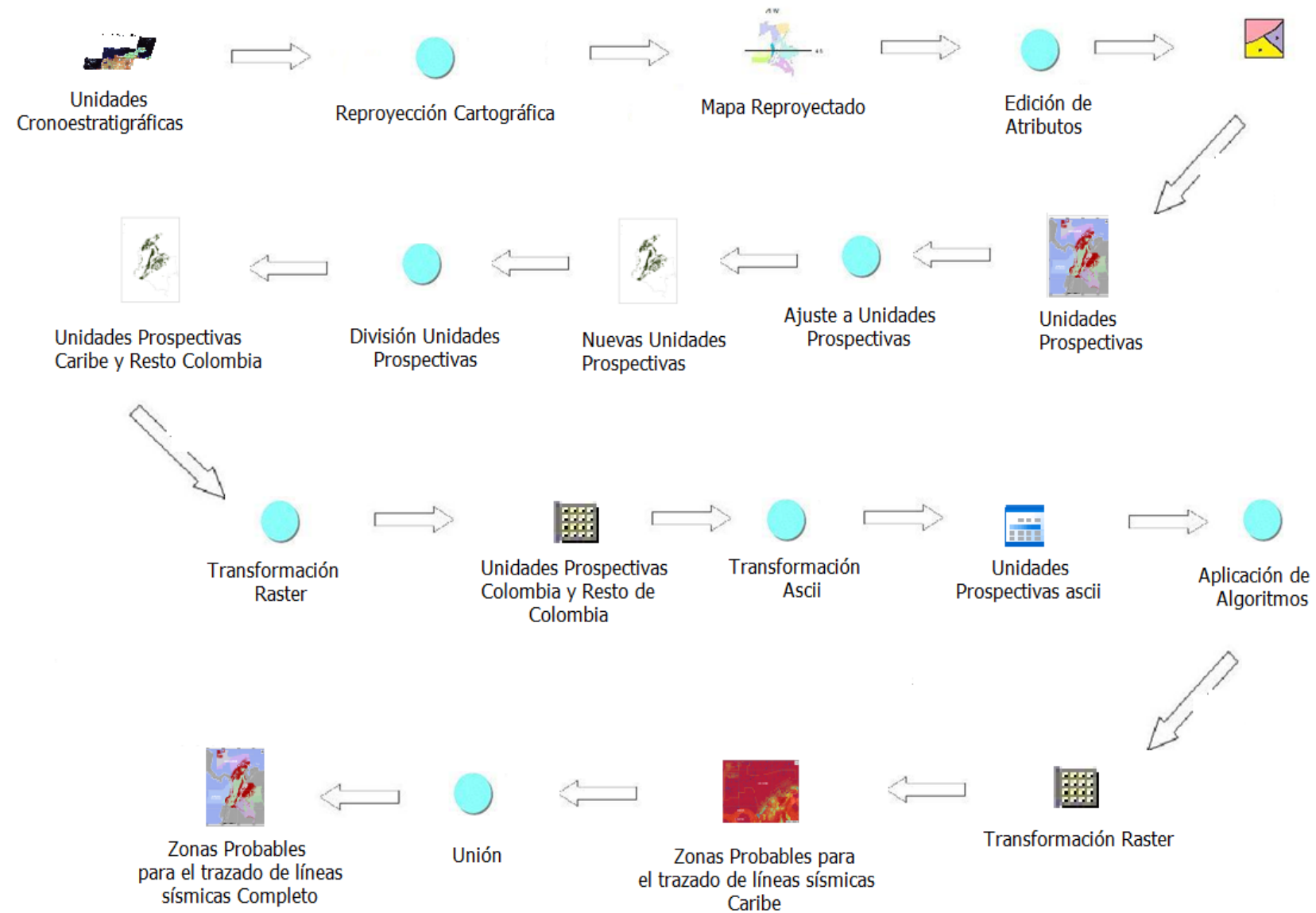
Factores	Descripción	Variable espacial	Calificación*										Proceso	Herramienta		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
Unidades Prospectivas Rocas sedimentarias	Geología por unidades cronoestratigráficas	Unidades cronoestratigráficas (Shape)												x	Asignar prospectividad de unidades Estratigráficas	ArcGis
Geología estructural Zona No deformada/Zona Deformada	Fallas, tipos y Estilos Estructurales	Zona No deformada/Zona Deformada												x	Verificar estructuras	ArcGis
Ausencia de Líneas sísmicas	Líneas inexistentes dentro del territorio colombiano	Mapa de Colombia (Shape),													Rasterizar	ArcGis
		Líneas sísmicas (Shape)												x	Reclasificar con atributos de 0 y 1	ArcGis
															Exportar en formato ascii	ArcGis
Distribución de Líneas sísmicas existentes a escala 1:250.000	Distancia entre línea y línea Mayores a 2.5 Km es optimo	Líneas sísmicas (Shape)												x	Modelo de densidad	Matlab
Distribución de Líneas sísmicas existentes a escala 1:1.000.000	Distancia entre línea y línea Mayores a 10 Km es optimo	Líneas sísmicas (Shape)												x	Modelo de densidad	Matlab
Campos de petróleo	Campos de petróleo	Shape campos												x	Digitalizar campos de petróleo	ArcGis

Factores	Descripción	Variable espacial	Calificación*										Proceso	Herramienta		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
Menor Pendiente Geoformas (Continente) y Batimetría (Costa Afuera)	Porcentaje 0-10	Dem												x	Generación mapa de pendientes	ArcGis
	Porcentaje 10-20	Dem												x	Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 20-30	Dem											x		Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 30-40	Dem									x				Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 40-50	Dem								x					Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 50-60	Dem							x						Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 60-70	Dem						x							Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 70-80	Dem						x							Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 80-90	Dem												x	Extracción pendiente específica	ArcGis
	Porcentaje 90-100	Dem												x	Extracción pendiente específica	ArcGis
Métodos Potenciales (Gravimetría y magnetometría)	Anomalía gravimétrica y magnética favorables													x		

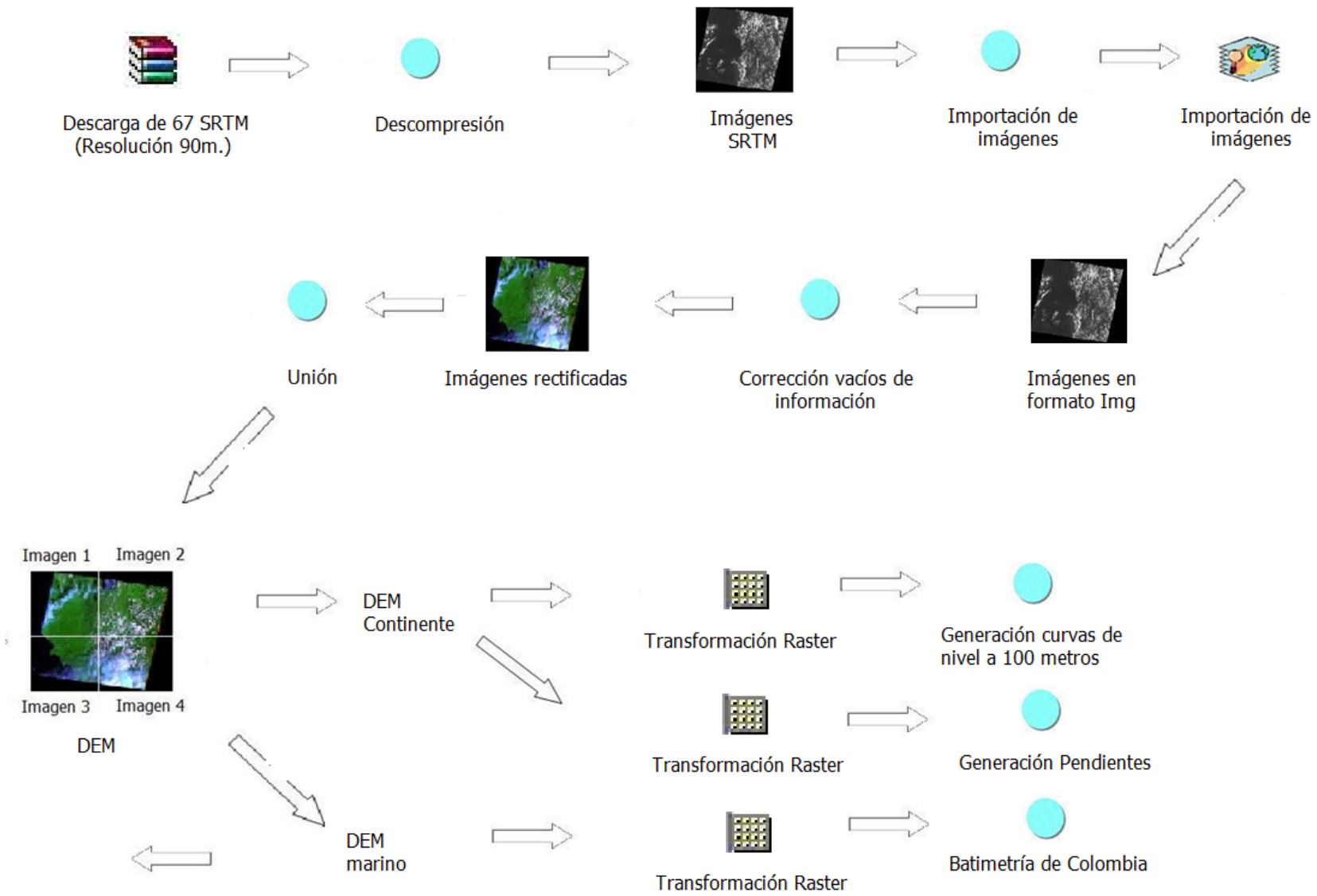
ANEXO 2. PROCEDIMIENTOS PARA ESTABLECER LA DENSIDAD DE LÍNEAS SÍSMICAS.



ANEXO 3. PROCEDIMIENTOS PARA ESTABLECIMIENTO DE UNIDADES GEOLÓGICAS PROSPECTIVAS



ANEXO 4. PROCEDIMIENTOS PARA LA VARIABLE PENDIENTES Y BATIMETRÍA



ANEXO 5. PROCEDIMIENTOS PARA LA VARIABLE DE ANOMALÍAS RESIDUALES DE BOUGUER

