



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN GEOGRAFÍA

**EVALUACIÓN DE LA VULNERABILIDAD INTRÍNSECA A DERRAMES DE
PETRÓLEO EN LA MICROCUENCA ARROYO VERDE, VERACRUZ**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN GEOGRAFÍA

PRESENTA:
ROCÍO MAÑÓN DE LA CRUZ

ASESORA:
MTRA. ORALIA OROPEZA OROZCO
INSTITUTO DE GEOGRAFÍA, UNAM

SÍNODO:
MTRA. MAYELLI HERNÁNDEZ JUÁREZ
SECRETARÍA DE ENERGÍA
DRA. SILKE CRAM HEYDRICH
INSTITUTO DE GEOGRAFÍA, UNAM
DR. ARMANDO GARCÍA CHIANG
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROLITANA
MTRO. JOSÉ MANUEL ESPINOZA RODRÍGUEZ
COLEGIO DE GEOGRAFÍA, UNAM

CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE DE 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme cumplir una de las metas más importantes de mi vida profesional.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca otorgada para la realización de mis estudios de maestría.

A la Maestra Oralia Oropeza por aceptar trabajar conmigo y por la disposición para orientarme y apoyarme.

A la Maestra Mayelli Hernández por apoyarme, guiarme, por los consejos y las enseñanzas compartidas.

A la Doctora Silke Cram, al Doctor Armando García y al Maestro José Manuel Espinoza, por tomarse el tiempo para leer y comentar este trabajo, con el objetivo de mejorarlo.

A la Doctora Christina Siebe por permitirme escuchar y aprender en cada clase, y sobre todo por dejar en mí el amor por el estudio de los suelos. Reconozco y admiro su labor científica.

Al Doctor Victor Magaña por todo el conocimiento que comparte y por su forma tan certera de comunicar la ciencia.

A la Doctora Naxhelli Ruíz por cambiar mi perspectiva sobre el estudio y comprensión del espacio geográfico.

A mi familia: Angelina y Abraham por todo el amor y apoyo incondicional que siempre me brindan. A mi hermano Carlos, mi personita favorita; por todo lo que aprendo de él, por mirar al mundo con asombro y curiosidad, y por ser un gran ser humano. ¡Cada paso logrado es para ustedes y gracias a ustedes!

A Luis por todo el amor, apoyo, comprensión y todas las experiencias vividas y por vivir.

A mis grandes amigos: Saleem, por siempre estar; a Ricardo, por escucharme; a Víctor, por su franqueza; a Pablo, por las risas interminables; a Miriam, por el cariño; y a Sughei, por las historias compartidas. A todos, porque su existencia le brinda mucho a la mía.

Contenido

Introducción.....	1
Planteamiento del problema	2
Preguntas de investigación	2
Objetivos	3
Objetivo General	3
Objetivos Específicos	3
Justificación.....	3
1. Marco de Referencia.....	4
1.1 Conceptualización del Riesgo	4
1.1.2 La Amenaza como Componente del Riesgo.....	5
1.1.2.1 Amenazas de origen químico-tecnológico.....	6
1.1.3 La Vulnerabilidad como Componente del Riesgo.....	7
1.1.3.1 Vulnerabilidad Intrínseca	7
1.1.4 El Desastre: un Riesgo no Gestionado	8
1.2 Petróleo.....	8
1.2.1 Origen.....	10
1.2.2 Clasificación del Petróleo.....	10
1.2.3 Escalas Administrativas para la Extracción de Petróleo.....	12
1.2.4 Procesos en la Industria del Petróleo	14
1.2.4.1 Exploración.....	15
1.2.4.2 Extracción.....	15
1.2.4.3 Transporte.....	17
1.2.4.4 Refinación.....	19
1.3 Derrames de petróleo.....	20
1.3.1 Derrames de petróleo y derivados en México	20
1.3.2 Comportamiento del Petróleo en el Ambiente.....	24
1.3.3 Impactos Socioeconómicos de los Derrames de Petróleo	26
2. Contexto Geográfico de la Microcuenca Arroyo Verde, Veracruz	28
2.1 Localización	28
2.2 Componente natural.....	29
2.2.1 Clima	29
2.2.2 Litología	31

2.2.3 Relieve	34
2.2.4 Suelos	37
2.2.5 Hidrografía	41
2.2.6 Vegetación y Uso de Suelo.....	43
2.3 Componente Socioeconómico	46
2.3.1 Población	46
2.3.2 Servicios y equipamiento urbano	48
2.4 Actividad Petrolera.....	49
2.4.1 Infraestructura.....	50
2.4.2 Derrames de petróleo crudo y sus impactos	54
3. Marco Metodológico	60
3.1 Identificación y delimitación de las unidades de análisis	61
3.2 Cálculo de vulnerabilidad intrínseca por variable	62
3.3 Integración de Resultados.....	77
4. Resultados y Análisis	80
4.1 Geosistemas.....	80
4.2 Vulnerabilidad intrínseca de los geosistemas en función de cada variable de análisis	81
4.3 Integración de resultados	92
4.4 Análisis del desempeño de la metodología aplicada.....	100
5. Conclusiones.....	102
6. Referencias	105

Índice de tablas

Tabla 1.1. Clasificación de las amenazas	5
Tabla 1.2. Propiedades generales del petróleo crudo	9
Tabla 1.3. Clasificación API del petróleo crudo	11
Tabla 1.4. Principales características de los tipos de petróleo crudo de México.....	12
Tabla 1.5. Longitud por tipo de ducto al año 2020.....	18
Tabla 2.1. Parámetros morfométricos	42
Tabla 2.2. Número de habitantes, periodo 1995-2020.....	47
Tabla 2.3. Grado promedio de escolaridad por localidad.....	48
Tabla 2.4. Longitud por tipo de ducto	51
Tabla 2.5. Sitios contaminados ingresados a remediación y los reportados por la ASEA (2012 - 2015)	59
Tabla 3.1. Variables de análisis del medio biofísico	62
Tabla 3.2. Potencial a procesos de erosión fluvial por unidad geomorfológica	65
Tabla 3.3. Nivel de vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión por tipo de geosistema.....	66
Tabla 3.4. Clasificación de la densidad de disección	68
Tabla 3.5 Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por densidades de disección mayores a 3.42 km/km ² por tipo de geosistema.....	68
Tabla 3.6. Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por pendientes > 15° por tipo de geosistema	69
Tabla 3.7. Criterio de vulnerabilidad de acuerdo con la configuración de la superficie	70
Tabla 3.8. Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por laderas cóncavas por tipo de geosistema	72
Tabla 3.9. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por laderas con orientación N, por tipo de geosistema	73
Tabla 3.10. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por valores de NDVI > 0.48 por tipo de geosistema.....	75
Tabla 3.11. Clasificación de la densidad de caminos	76
Tabla 3.12. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por densidad de caminos > 6.29 km/km ² por tipo de geosistema.....	77
Tabla 3.13. Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema.....	78
Tabla 3.14 Reclasificación de la sumatoria horizontal para establecer el nivel de vulnerabilidad intrínseca.....	79
Tabla 4.1. Geosistemas de la Microcuenca Arroyo Verde	80
Tabla 4.2. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función del potencial de erosión fluvial.....	82
Tabla 4.3. Vulnerabilidad por tipo de geosistemas en función de la densidad de disección > 3.42 km/km ²	83
Tabla 4.4. Vulnerabilidad de los geosistemas con pendiente >15°	85
Tabla 4.5. Vulnerabilidad de los geosistemas en función de las superficies cóncavas	86
Tabla 4.6. Vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por laderas con orientación Norte	87
Tabla 4.7. Vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por NDVI >0.48 por geosistema	89
Tabla 4.8. Densidad de caminos.....	90
Tabla 4.9. Vulnerabilidad por geosistema en función de densidad de caminos > 6.29 km/km ²	91
Tabla 4.10 Nivel de vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a derrames de petróleo por geosistema.....	93

Índice de Figuras

Figura 1.1. Elementos del sistema petrolero.....	10
Figura 1.2. Provincias petroleras en México.	12
Figura 1.3. Ubicación del Activo de Producción Poza Rica – Altamira..	13
Figura 1.4. Áreas de asignación y campos petroleros en la MAV..	14
Figura 1.5. Método convencional y no convencional de extracción de petróleo y gas.	16
Figura 1.6. Proceso logístico de recolección y transporte de petróleo crudo..	17
Figura 1.7. Infraestructura petrolera en México.	18
Figura 1.8. Emergencias ambientales asociadas a sustancias químicas, periodo 2000 – 2021	20
Figura 1.9. Número de sitios contaminados ingresados un programa de remediación, periodo 2008-2021	21
Figura 1.10. Barriles derramados en tierra por las subsidiarias de PEMEX en el periodo de 1999-2011.....	21
Figura 1.11. Principales causas de los derrames de hidrocarburos (periodo 2010-2014)	22
Figura 1.12. Número de derrames de hidrocarburos en los municipios de Veracruz en el año 2018..	23
Figura 1.13. Comportamiento del petróleo en el suelo.....	25
Figura 1.14. Comportamiento de petróleo en el mar	26
Figura 2.1. Localización y rasgos topográficos	28
Figura 2.2. Tipos de clima.....	30
Figura 2.3. Climograma (periodo 1951 – 2010).....	31
Figura 2.4. Litología.....	32
Figura 2.5. Corte carretero dentro de la MAV; se observa estratificación de rocas	33
Figura 2.6. Corte carretero en la MAV; se observa la unidad de conglomerado polimíctico	34
Figura 2.7. Hipsometría.....	35
Figura 2.8. Pendiente del terreno.....	36
Figura 2.9. Unidades geomorfológicas.....	37
Figura 2.10. Asociaciones de Grupos de Referencia de Suelo	38
Figura 2.11 Propuesta de Catena de suelos..	40
Figura 2.12 Corrientes de agua superficiales y cuerpos de agua.....	41
Figura 2.13. Perfil de elevación del Arroyo Verde.....	43
Figura 2.14. Plantaciones de naranja en la comunidad de Emiliano Zapata, Papantla.....	44
Figura 2.15. Superficie en porcentaje por uso de suelo y vegetación en el año 1983 y 2013..	44
Figura 2.16. Uso de suelo y vegetación (año 2022).	45
Figura 2.17. Bursera simaruba (izquierda) y Brosimum alicastrum (derecha).....	46
Figura 2.18. Porcentaje de viviendas habitadas que cuentan con servicios básicos.....	49
Figura 2.19. Porcentaje de viviendas habitadas que cuentan con electrodomésticos y otros aparatos.....	49
Figura 2.20. Infraestructura petrolera	51
Figura 2.21. Plantación de naranjos y torre de prospección petrolera en la localidad de El Remolino, Papantla....	52
Figura 2.22. Toma 1 y 2 de la central de turbinas ubicada en la comunidad de Emiliano Zapata, Papantla.....	52
Figura 2.23. Quemador de gas, bloque San Andrés, Papantla, Veracruz (izquierda). Pozo San Andrés 371, Emiliano Zapata, Papantla (derecha).	53
Figura 2.24. Batería de separación San Andrés III (Izquierda). Planta de inyección de agua congénita (derecha)..	53
Figura 2.25. Pozos perforados en el periodo 1956-2021.....	54
Figura 2.26. La infraestructura petrolera como parte de la vida cotidiana en Emiliano Zapata.....	54
Figura 2.27. La contaminación por petróleo crudo del arroyo Los Tejones.....	55

Figura 2.28. Derrame de petróleo crudo en la localidad de Emiliano Zapata (agosto, 2021).	56
Figura 2.29. Contaminación con hidrocarburos de un pozo artesanal en la localidad de Emiliano Zapata	57
Figura 2.30. Comandante comunitario en El Remolino, Papantla, sobre un ducto que derrama petróleo	57
Figura 2.31. Cultivo de naranja afectado por el derrame en la localidad de Juan Rosas.	58
Figura 2.32. Cultivo de naranja afectado por un derrame en la localidad de Juan Rosas	58
Figura 2.33. Ubicación de derrames de petróleo.	59
Figura 3.1. Esquema metodológico.	60
Figura 3.2. Ilustración de la delimitación de los geosistemas agrupados por tipo.	61
Figura 3.3. Unidades geomorfológicas (a). Potencial de erosión asignado a cada unidad geomorfológica (b). Potencial de erosión extraído para realizar el cálculo de identidad (c).	64
Figura 3.4. Ilustración del geoprocesamiento de identidad	66
Figura 3.5. Corrección de la red hidrográfica (a). Resultado del geoprocesamiento Line Density (b). Reclasificación de valores (c). Extracción de valores de $D > 5.14 \text{ km/km}^2$.	67
Figura 3.6. Clasificación automática de la pendiente del terreno (a). Reclasificación de la pendiente (b). Extracción de pendiente $>15^\circ$ (c)	69
Figura 3.7. Curvatura de perfil (a). Curvatura de planta (b). Curvatura estándar (c)	71
Figura 3.8. Configuración de las laderas (a). Extracción de laderas cóncavas (b)	71
Figura 3.9. Orientación de laderas (a). Extracción de laderas orientadas al Norte (b)	73
Figura 3.10. Banda Roja (4) (a). Banda del Infrarrojo Cercano (5) (b)	74
Figura 3.11. NDVI del área de estudio (a). Reclasificación de valores (b). Extracción de valores y recorte (c)	75
Figura 3.12 Actualización de caminos (a). Densidad de caminos reclasificada (b). Extracción de valores (c).	76
Figura 3.13. Proceso de integración de las variables en Arc Map	78
Figura 3.14 Integración de las variables a través del geoprocesamiento de Identidad.	79
Figura 3.15. Ejemplificación del tabulado para obtener los niveles de vulnerabilidad reclasificados y ponderados por variable	79
Figura 4.1. Tipos de geosistemas.	81
Figura 4.2. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión fluvial	82
Figura 4.3. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de la $D > 3.42 \text{ km/km}^2$	84
Figura 4.4. Vulnerabilidad por geosistema en función de las superficies con pendiente $>15^\circ$	85
Figura 4.5. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de las superficies cóncavas	86
Figura 4.6. Vulnerabilidad por geosistema en función de la superficie ocupada por laderas orientadas al Norte.	88
Figura 4.7. Vulnerabilidad por geosistema en función de la superficie ocupada por NDVI > 0.48 .	89
Figura 4.8. Vulnerabilidad por geosistema en función de densidad de caminos $> 6.29 \text{ km/km}^2$	91
Figura 4.9. Vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a derrames de petróleo	92
Figura 4.10. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema petrolero	95
Figura 4.11. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de asentamientos humanos rurales	96
Figura 4.12. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de Plantaciones de cítricos	96
Figura 4.13. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de Cultivos de temporal - Pecuario	97
Figura 4.14. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema mixto (a)	98
Figura 4.15. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia.	98
Figura 4.16. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema selva mediana subperennifolia	99
Figura 4.17 Vulnerabilidad intrínseca a derrames de petróleo de la MAV y distribución espacial de los ductos.	100

Introducción

La industria petrolera en México se ha conformado territorialmente como un complejo económico estructurado horizontal y verticalmente integrado, desde las actividades de exploración y extracción hasta la comercialización de los hidrocarburos (Alcántara, 2010). La complejidad física y territorial de esta industria necesariamente va asociada a la amenaza que sus diversas instalaciones representan para los ecosistemas, los asentamientos humanos, la población y sus actividades económicas (Cram et al., 2010).

En las áreas de extracción, el hidrocarburo obtenido se conduce hasta las primeras instalaciones de bombeo, separación y transporte mediante una diversificada red de ductos, los cuales atraviesan zonas urbanas, agropecuarias y naturales. Las fallas en el mantenimiento y operación de los ductos e instalaciones, aunado al manejo inadecuado de algunos materiales y la extracción ilegal ocasionan derrames de petróleo crudo, estos ocurren con mayor frecuencia en el Este y Sureste de México, en donde se concentra la mayor producción en tierra de este hidrocarburo (Cram et al., 2010).

Los derrames conducen inevitablemente al deterioro gradual o repentino del ambiente y causan afectaciones a la población por contaminación de los sistemas de abastecimiento de agua y de los recursos naturales que son fuente de subsistencia, al deterioro de zonas productivas, daños por incendios, explosiones, daños a la salud, entre otros (Corporación Autónoma Regional de Nariño [CARN], 2017).

Sánchez y Casado (2020) mencionan que una de las áreas prioritarias para abordar el problema de los derrames de petróleo, es la subregión Veracruz norte, en la que se encuentran las instalaciones petroleras del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, el cual conforma una de las principales zonas productoras de petróleo crudo y gas de la región. Esta subregión presenta una alta sensibilidad ambiental a fenómenos peligrosos de origen natural y antrópico, caracterizada por una gran complejidad y fragilidad de los ecosistemas costeros del trópico húmedo (Toledo, 1982; Oropeza y Enríquez, 2003).

El área de estudio, la Microcuenca Arroyo Verde (MAV), se encuentra dentro del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, al sureste del municipio de Papantla, Veracruz. Desde 1955 se lleva a cabo la extracción y recolección de hidrocarburos, sin embargo, el desarrollo de esta actividad ha provocado una notable degradación ambiental, derivada principalmente de derrames de petróleo crudo provenientes de ductos y pozos, lo que ha tenido un grave impacto al medio natural y social (Checa y Aguilar, 2013; Chenaut, 2017).

Ante la incidencia frecuente de derrames de petróleo crudo en la MAV y considerando, de acuerdo con Cram et al. (2010) y Barois et al. (2018), que estos constituyen una amenaza para los ecosistemas, la salud de los pobladores y las actividades económicas, el objetivo de este trabajo fue evaluar la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico por geosistemas ante derrames de petróleo derivado de ductos, mediante la aplicación de la propuesta metodológica de Cram, Oropeza y Fernández (2020), con adecuaciones para el contexto y escala de trabajo.

Planteamiento del problema

En la Microcuenca Arroyo Verde (MAV), desde hace casi 70 años se lleva a cabo la extracción y recolección de petróleo crudo y gas, para el desarrollo de estas actividades se ha establecido infraestructura petrolera a lo largo de la cuenca, que de acuerdo con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos [CNIH] (2023), está comprendida por 335 pozos de petróleo crudo y gas, 170 km de ductos, 5 baterías de separación, una estación de compresión, una planta de inyección de agua congénita, una planta de deshidratación, entre otras instalaciones.

No obstante, la actividad petrolera ha provocado accidentes relacionados con fallas en el mantenimiento de las instalaciones y el manejo inadecuado de los ductos y de algunos materiales, por lo que los derrames de hidrocarburos, principalmente de petróleo crudo, se han vuelto una constante, mismos que han ocasionado la contaminación de cuerpos y corrientes de agua, la muerte de fauna silvestre y ganado, contaminación de tierras de cultivo y áreas forestales, conflictos entre los habitantes, daños a la salud, por mencionar algunos, que han afectado de manera directa a la población que la habita (Serdán, 2015; Chenaut, 2017; Aguilar, 2017; De Luna, 2017; Morales, 2019; Vallejo, 2022).

Preguntas de investigación

1. ¿Cuál ha sido el impacto ambiental y social de los derrames de petróleo en la Microcuenca Arroyo Verde?
2. De acuerdo con el análisis de vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico ¿Cuál es el geosistema(s) más vulnerable a sufrir daños por derrames de petróleo?
3. ¿En qué áreas o zonas es prioritario establecer medidas de prevención y atención de derrames de petróleo derivado de ductos?
4. La selección de la metodología ¿es adecuada para la escala y el contexto del área de estudio?

Objetivos

Objetivo General

Evaluar la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico por geosistemas ante derrames de petróleo crudo derivado de ductos en la Microcuenca Arroyo Verde, Veracruz.

Objetivos Específicos

1. Identificar, caracterizar y representar espacialmente la red de ductos, pozos e infraestructura petrolera en el área de estudio, así como recopilar información sobre la localización, frecuencia, efectos y volumen de los derrames de petróleo, con el fin de describir el impacto ambiental y social de éstos.
2. Caracterizar y diagnosticar los aspectos biofísicos y socioeconómicos para reconocer y delimitar los geosistemas.
3. Evaluar la vulnerabilidad intrínseca de los geosistemas en cinco categorías (muy alta, alta, moderada, baja y muy baja) en función de las variables y componentes seleccionados del medio biofísico.
4. Analizar el desempeño de la aplicación de la metodología de Cram, Oropeza y Fernández (2020) con base en los resultados obtenidos.

Justificación

Dentro de la gestión del riesgo por derrames de petróleo, una de las acciones urgentes es salir del círculo vicioso del *desastre – respuesta – recuperación - repetición*, es decir, tradicionalmente la financiación se ha centrado en reparar los daños tras los derrames, pero no a evitarlos. Sin embargo, evitar la degradación de los ecosistemas y los impactos socioeconómicos adversos, atendiendo al principio básico de prevención, es la opción más viable (UNDRR, 2021).

Mediante la evaluación de la vulnerabilidad intrínseca en áreas sujetas a derrames de petróleo derivado de ductos, se espera que este trabajo sea una herramienta que permita establecer medidas preventivas; como la priorización de las líneas y transectos de la red de ductos que deben ser mantenidos y vigilados para evitar derrames, así como lograr una atención más adecuada de estas emergencias; identificando las zonas en donde los impactos a los recursos naturales y a las actividades socioeconómicas pudieran ser más relevantes. Convirtiéndose así en un recurso que facilite la implementación de acciones de inspección, monitoreo, atención o remediación, y poder evitar, disminuir y/o mitigar el daño al sistema natural, social y económico en la MAV (Wolf, 2003; Cram, et al., 2010; Guzmán y Aoyama, 2017; UNDRR, 2019).

1. Marco de Referencia

Con el fin de identificar a los geosistemas potencialmente vulnerables a los efectos de los derrames de petróleo, es necesario establecer un marco conceptual. Cabe mencionar que existen numerosas definiciones en la terminología relativa al estudio del riesgo, según la orientación o interés de los diversos sectores científicos y de la sociedad en general, como señala Wilches (1993), muchas de ellas son contradictorias entre sí; sin embargo, no es objetivo de este trabajo el analizarlas, sino seleccionar las definiciones que permitan comprender la dinámica entre el sistema petrolero, sociedad y ambiente. Para este estudio, se consideran los siguientes conceptos, que permiten comprender de forma integral la dinámica del sistema petrolero en la MAV, a partir de los principales factores del riesgo.

1.1 Conceptualización del Riesgo

Por riesgo en sí mismo, se entiende la existencia de una condición objetiva latente que presagia o anuncia probables daños y pérdidas futuras, anuncia la posibilidad de la ocurrencia de un evento considerado de alguna forma negativo y/o un contexto que puede acarrear una reducción en las opciones de desarrollo pleno de algún elemento o componente de la estructura social y económica (Cardona, 1993; Lavell, 2007).

Por *riesgo de desastre* se entiende como la probabilidad de daños y pérdidas futuras asociadas con el impacto de un evento físico externo sobre una sociedad vulnerable, donde la magnitud y extensión son tales que exceden la capacidad de la sociedad afectada para recibir el impacto, sus efectos, así como de la capacidad de recuperarse de ellos. El riesgo deriva de la relación dinámica y dialéctica entre las amenazas físicas y las vulnerabilidades de una sociedad o un componente en particular de esta (Lavell, 2003; 2007).

Para Alcántara (2010) se considera al riesgo como la integración de dos componentes principales: la amenaza y la vulnerabilidad, y una de las fórmulas que se manejan con más frecuencia es la siguiente:

$$\text{Riesgo} = f(\text{Amenaza}, \text{Vulnerabilidad})$$

Dónde: f es una función que depende del problema analizado.

Al respecto, las amenazas y vulnerabilidades no son condiciones estáticas, sino más bien dinámicas y cambiantes. El dinamismo y el cambio resultan del impacto de diversos procesos sociales, económicos o políticos relacionados con las modalidades de desarrollo de una sociedad y que se despliegan de forma continua y cotidiana por el impacto de políticas deliberadas de reducción o control del riesgo; o de forma acelerada o abrupta por cambios repentinos en la asignación de recursos e inversiones, incluyendo el retiro

de los mismos por parte de la empresa, de países, regiones o zonas productivas; o por eventos físicos peligrosos como los terremotos, huracanes, inundaciones, explosiones o conflictos sociales (Lavell, 2003).

El estudio de los procesos causales del riesgo de desastres y del desastre mismo requiere un profundo cuestionamiento y sistematización de la información con respecto a las dimensiones fundamentales de los eventos desencadenantes, los elementos ambientales y sociales expuestos, la resiliencia y los patrones de vulnerabilidad dentro de los contextos más amplios de las relaciones humano-ambientales y de la estructura y organización de la sociedad (Oliver et al., 2016).

De acuerdo con la clasificación de riesgos del Sistema Nacional de Protección Civil, el riesgo referido en este trabajo corresponde a los de origen químico, el cual dadas las consecuencias del impacto, se ubica también como un riesgo ambiental, pues se concibe de forma integral al involucrar los sistemas naturales, sociales y económicos en su expresión espacial, centrándose en la preservación de los recursos naturales y servicios ambientales, así como la protección de la población (Oropeza et al., 2020).

1.1.2 La Amenaza como Componente del Riesgo

Las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres [UNDRR por sus siglas en inglés] (2009) define a la *amenaza* como un fenómeno, sustancia, actividad humana o condición peligrosa que puede ocasionar la muerte, lesiones u otros impactos a la salud, al igual que daños a la propiedad, la pérdida de medios de sustento, de servicios, trastornos sociales y económicos o daños ambientales. En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de acuerdo con la UNDRR.

Tabla 1.1. Clasificación de las amenazas

Amenaza	Descripción
Biológico	Proceso o fenómeno de origen orgánico o que se transporta mediante vectores biológicos, por ejemplo, epidemias, plagas e infestaciones.
Geológico	Incluyen procesos terrestres internos, tales como terremotos, actividades y emisiones volcánicas, y procesos geofísicos afines como el movimiento de masas, aludes, desprendimiento de rocas, derrumbes en la superficie y corrientes de barro o escombros.
Hidrometeorológico	Entre las amenazas hidrometeorológicas se encuentran los ciclones tropicales, tornados, tormentas de nieve, fuertes nevadas, avalanchas, marejadas, inundaciones, sequías, etc.
Socio – natural	Este término se utiliza para aquellas circunstancias en las que las actividades humanas incrementan la ocurrencia de ciertas amenazas, más allá de sus probabilidades naturales, por

ejemplo, la erosión acelerada, inundaciones, remoción en masa, incendios, etc.

Tecnológica

Se originan a raíz de las condiciones tecnológicas-industriales, incluyen accidentes, procedimientos peligrosos, fallas en la infraestructura o actividades humanas específicas que pueden ocasionar la muerte, lesiones, enfermedades u otros impactos a la salud, daños a la propiedad, la pérdida de medios de sustento y de servicios, trastornos económicos o daños ambientales, por ejemplo: incendios, explosiones, fugas, derrames de sustancias químicas.

Fuente: Elaborado con base en la UNDRR, 2009.

Para esta investigación, la amenaza se refiere a los derrames de petróleo, fenómeno de origen tecnológico. La infraestructura petrolera, está sujeta a la influencia de fenómenos hidrometeorológicos como lluvias torrenciales provocadas por ciclones tropicales e inundaciones; fenómenos geológicos como sismos, inestabilidad de laderas, etc., así como factores humanos, por ejemplo, la edad de los ductos, falta de mantenimiento, perforación de ductos y extracción ilegal que conforman potenciadores de la amenaza (Wilches, 1998; Narváez et al., 2009 citado en Cram et al., 2020).

1.1.2.1 Amenazas de origen químico-tecnológico

Las actividades industriales, comerciales y de servicios involucran el uso de sustancias químicas peligrosas, las cuales se definen como aquellas que, por sus propiedades físicas y químicas, al ser manejadas, transportadas, almacenadas o procesadas presentan la posibilidad de inflamabilidad, reactividad, toxicidad, explosividad o peligros especiales y que en caso de su liberación pueden ocasionar daños a la población, al ambiente y/o a las propiedades (Centro Nacional de Prevención de Desastres [CENAPRED], 2007; Lara, 2020).

Los accidentes químicos se clasifican en fugas, derrames, explosiones, incendios y cuando la aparición de un tipo de accidente origina otro, se le denomina *efecto dominó*. Las fugas son uno de los accidentes más frecuentes y pueden presentarse en forma de emisiones (gases y vapores) o bien por derrames (líquidos) de materiales inflamables o tóxicos. De acuerdo con Lara (2020) la evolución de estos está en función de:

1. Las condiciones de temperatura, presión y cantidad y del estado físico de la sustancia
2. La naturaleza química de la sustancia (inflamabilidad, toxicidad, explosividad, etc.)
3. El tipo de sistema de contención en el que se originó la fuga o derrame (contenedores abiertos o cerrados, ductos, etc.)
4. Las condiciones del entorno hacia el que se produce la fuga o derrame (topografía, condiciones meteorológicas, hidrología, suelos, etc.).

1.1.3 La Vulnerabilidad como Componente del Riesgo

La UNDRR (2009) define *vulnerabilidad* como aquellas características y circunstancias de una comunidad, sistema o bien que los hacen susceptibles a los efectos dañinos de una amenaza. La vulnerabilidad varía considerablemente dentro de una comunidad y en el transcurso del tiempo, y está constituida por la combinación de aspectos de índole social, económica, cultural, política e institucional, conformados a través del desarrollo histórico. Puede definirse como la propensión de la población a ser afectada por el impacto potencial de alguna amenaza, ya sea de origen natural, socio-natural o tecnológico.

Ésta se refiere indirectamente al concepto de exposición como el sitio de ubicación de personas, propiedades, sistemas u otro tipo de bienes en relación con dichas amenazas. La vulnerabilidad interactúa con las amenazas para perfilar condiciones amplias de riesgo, dimensionadas de forma diferenciada, social y territorialmente (Lavell, 2003; Alcántara et al., 2018).

1.1.3.1 Vulnerabilidad Intrínseca

Se reconocen dos tipos de vulnerabilidad; la *intrínseca* que hace referencia a una condición propia del sistema que considera los conductores de cambio o estresores que han actuado con anterioridad sobre él, los cuales determinan su resistencia y resiliencia a eventos futuros. Se refiere a un rasgo propio o inherente dado por las características o propiedades físicas, biológicas y socioeconómicas del sistema en el momento de la evaluación. La intensidad y magnitud de exposición a una determinada amenaza definirá la severidad de los efectos adversos que puedan darse de acuerdo con la vulnerabilidad intrínseca del receptor. Por otra parte, la vulnerabilidad *extrínseca* está dada por la presencia y cercanía de una amenaza específica y la factibilidad de una interacción entre el receptor y el agente que genera el daño (Oropeza et al., 2020).

En esta directriz, un análisis de vulnerabilidad es el proceso mediante el cual se determina el nivel de exposición y la predisposición a la pérdida de un elemento o elementos ante una amenaza específica, contribuyendo al conocimiento del riesgo a través de interacciones de dichos elementos con el ambiente peligroso (Maskrey et al., 1993). La vulnerabilidad no es una característica de un objeto físico susceptible de medición, se le considera una cualidad que involucra necesariamente una percepción o juicio de valor (Alcántara, 2010).

1.1.4 El Desastre: un Riesgo no Gestionado

De acuerdo con Lavell (2003) el riesgo o la probabilidad de daños y pérdidas en el futuro, anteceden al desastre y lo anuncian. Por lo tanto, el desastre es finalmente la concreción de un riesgo, una realización de determinados niveles de riesgo en la sociedad, en que el evento físico sirve de detonador, pero no es la causa única que le da origen. La ocurrencia de un evento en un determinado momento materializa las condiciones de vulnerabilidad y exposición de las comunidades afectadas (Oliver et al., 2016).

La conceptualización más frecuente de los desastres hace énfasis en las consecuencias que estos tienen en las sociedades y no en las causas. Existe un amplio reconocimiento de que los desastres se relacionan de una u otra forma con una suma de prácticas humanas inadecuadas y que son, a la vez, representaciones del déficit en el desarrollo. Así también, se reconoce que no se trata solamente de que los desastres impactan negativamente en las opciones y potencial de desarrollo de los países sino, de forma más importante, que son las mismas modalidades de desarrollo las que ayudan a explicar el crecimiento de la vulnerabilidad, de las amenazas y del riesgo (Wilches, 1993).

En este sentido, las consecuencias de los derrames de petróleo se convierten en desastres cuando las alteraciones a las condiciones de las personas, de los bienes y servicios o del medio ambiente son graves. Se reconoce que los grandes derrames contribuyen tan sólo con una parte o fracción de las pérdidas y daños que se producen en la sociedad año tras año, así, suceden cientos de derrames de menor magnitud asociados con impactos “pequeños” y “medianos” que al sumarse en sus efectos en periodos de tiempo extendidos pueden significar grandes impactos, y la disminución de oportunidades y logros de desarrollo equivalentes, sino mayores, a aquellos asociados con los grandes derrames (CEPRENAC, 2003; CARN, 2017).

1.2 Petróleo

Es un líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos presentes en la naturaleza. Es químicamente complejo y puede estar compuesto de cientos de moléculas, principalmente de C (carbono) 83-87% e H (hidrógeno) 11- 14% y contiene abundantes impurezas de compuestos orgánicos en los que intervienen componentes como S (azufre), O (oxígeno), N (nitrógeno), SO₂ (dióxido de azufre), H₂S (ácido sulfhídrico), alcoholes mezclados también con agua salada, ya sea libre o emulsionada en cantidad variable. Como impurezas se encuentran diversas sales minerales como cloruros y sulfatos de Ca (calcio), Mg (magnesio) y Fe (hierro) cuya concentración depende del tipo de

petróleo y la región en donde se formó (Doménech, 1994; Servicio Geológico Mexicano [SGM], 2017).

En la tabla 1.2, se muestra un resumen de las principales propiedades del petróleo crudo. Dependiendo del número de átomos de C, de la estructura, así como la cantidad de cada uno de los elementos que conforman al petróleo, se determinan sus características particulares como el color, densidad o viscosidad, etc., así como diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes (Freedman, 1993; Doménech, 1994; Barois et al., 2018).

Tabla 1.2. Propiedades generales del petróleo crudo

Propiedades generales	Valor
Masa atómica o molecular	170-226 kg/kmol
Punto de ebullición a 1013 mbar	305-673 °K
Punto de fusión a 1013 mbar	230-225 °K
Presión de vapor	293 °K
Límite inferior de inflamabilidad en aire	1%
Límite superior de inflamabilidad en aire	6 %
Densidad	3-57.2 grados API
Rango de gravedad	16 - 40 grados API
Poder calorífico	8.5 - 11.35 cal/gr
Calor específico	0.40-0.52

Fuente: Elaborado con base en Marrufo, 2007; SGM, 2017.

Asimismo, las características que varían en función de esta composición e inciden en las posibilidades de refinado o aprovechamiento, también determinan el comportamiento del petróleo ante un derrame. Por ejemplo, los crudos más ligeros y volátiles tienden a ser altamente fluidos y se extienden con rapidez además de desprender un fuerte olor, tener una elevada velocidad de evaporación y ser normalmente inflamables, penetran en los substratos porosos, pero no tienden a adherirse a las superficies duras y pueden resultar altamente tóxicos. Los crudos más pesados y menos volátiles poseen una diversidad de características que dependen de sus propiedades específicas. Son fluidos en diferentes grados, poseen una gama de velocidades de evaporación y pueden resultar inflamables, a medida que la temperatura aumenta pueden tener más tendencia a penetrar en sustancias porosas, pero los crudos más viscosos y pegajosos no penetran con facilidad, aunque se adhieren a las superficies duras (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s/f.).

1.2.1 Origen

Las teorías orgánicas postulan que el petróleo y gas se originan por restos de organismos vegetales y animales que en grandes cantidades fueron depositados en un medio sedimentario que favoreció su preservación (ambiente reductor) y cubriéndose por sepultamiento, experimentando una serie de cambios junto con los sedimentos en donde se contienen, proceso que ocurre durante millones de años (Osorio, 2003).

A los elementos y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de petróleo y/o gas exista, se le denomina *sistema petrolero*, conformado por la roca generadora, almacén, sello y trampa, así como los procesos de migración y sepultamiento que proveen las condiciones de presión y temperatura necesarias. Estos elementos y procesos deben de compartir las apropiadas relaciones espaciotemporales (sincronía) para permitir que los hidrocarburos se generen y preserven (Figura 1.1) (Martell, 2016; Leyva y Salazar, 2017).

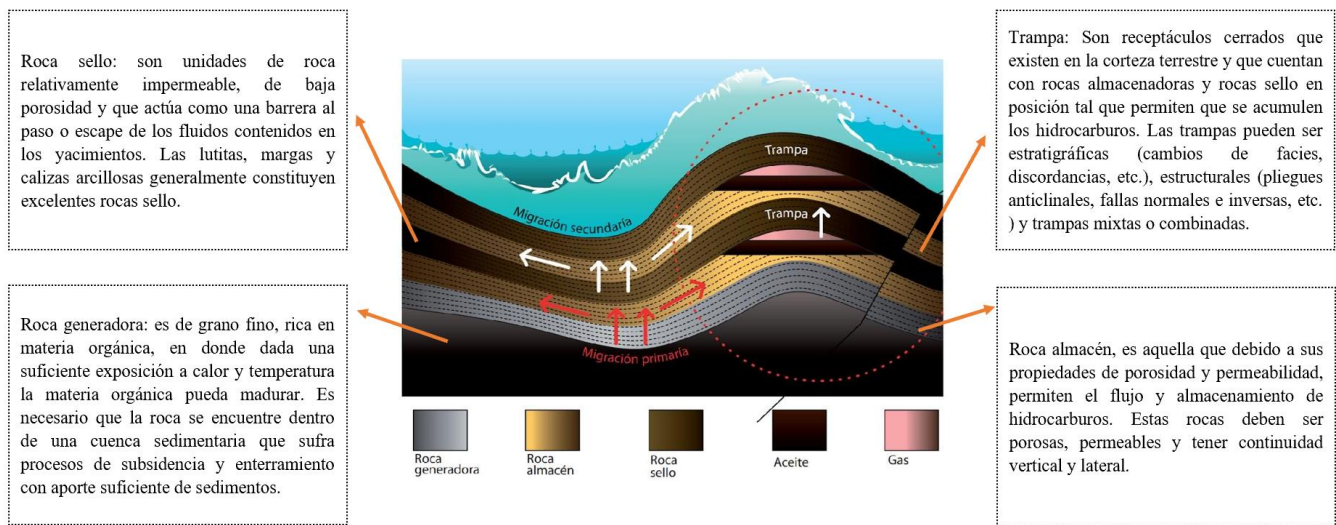


Figura 1.1. Elementos del sistema petrolero. Fuente: Elaborado con base en la Secretaría de Energía [SENER], s.f.; Instituto Mexicano del Petróleo [IMP], 2015; Leyva y Salazar, 2017.

1.2.2 Clasificación del Petróleo

El petróleo se puede clasificar de diversas formas, la más común es con la estructura de los hidrocarburos que lo constituyen, clasificándose en; saturados, insaturados y aromáticos (Osorio 2003; Guerrero, 2014). De acuerdo con el SGM (2017), el petróleo crudo también se clasifica de acuerdo con su composición o base en:

1. Parafínico: son muy fluidos de color claro y bajo peso específico. Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto. Tienen bajo contenido de azufre y poseen altos puntos de congelación. Son útiles para obtener gasolina y solventes para pinturas.
2. Nafténico: son ocupados para la elaboración de lubricantes. Estos aceites contienen una parte relativamente alta de fracciones volátiles. Son resistentes a la degradación y ligeramente más densos que las parafinas con el mismo número de carbonos.
3. Asfáltico: estos aceites tienen una estructura compleja, contienen además de Carbono e Hidrógeno, una gran cantidad de Azufre. Al ser dilatados rinden una gran cantidad de asfalto.
4. Base mixta: hay ciertos campos de producción donde el petróleo está compuesto de crudos nafténico, parafínico y asfáltico en proporciones casi iguales.

En la tabla 1.3 se observa una de las principales clasificaciones del petróleo a nivel internacional, la cual basa su clasificación en la densidad de los petróleos, este parámetro fue propuesto por el Instituto Americano del Petróleo (API) (De la Cruz, 2016).

Tabla 1.3. Clasificación API del petróleo crudo

Tipo de petróleo	Densidad (g/mL)	Grado API
Extrapesado	>1	<10
Pesado	0.92 – 1	<22
Mediano	0.87 - 0.92	<31
Ligero	0.87-0.83	<30
Superligero	<0.83	>39

Fuente: Guerrero, 2014.

México cuenta con una clasificación propia para los petróleos extraídos en el territorio (Tabla 1.4). De acuerdo con Canipa et al., (2003) y De la Cruz (2016) el petróleo Olmeca debido a sus características, lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos; el petróleo Istmo se caracteriza porque da mayor rendimiento para la elaboración de gasolina y destilados intermedios y el Maya tiene menor rendimiento en producción de gasolina y diésel debido a su densidad, se estima que el 60% del petróleo crudo producido en México es de este tipo.

Tabla 1.4. Principales características de los tipos de petróleo crudo de México

Características	Tipo de Crudo		
	Maya “Pesado”	Istmo “Ligero”	Olmeca “Extra ligero”
Gravedad API	21.0 – 22.0	32.0 – 33.0	38.0-39.0
Viscosidad (SSU 100°F)	320	60	38
Agua (100% volumen)	0.5	0.5	0.5
Azufre (% en peso)	3.4	1.8	0.73 – 0.95
Punto de ebullición (°F)	-25	-35	-55

Fuente: Barois, et al., 2018.

1.2.3 Escalas Administrativas para la Extracción de Petróleo

La actividad petrolera se establece y desarrolla sobre provincias petroleras, ya que todo yacimiento de petróleo o gas está asociado a una cuenca sedimentaria (Checa y Soto, 2015). El territorio mexicano está cubierto por gruesas secuencias sedimentarias, sin embargo, la mayor producción de petróleo y gas se concentra en las cuencas de la Planicie Costera del Golfo de México (Osorio, 2003).

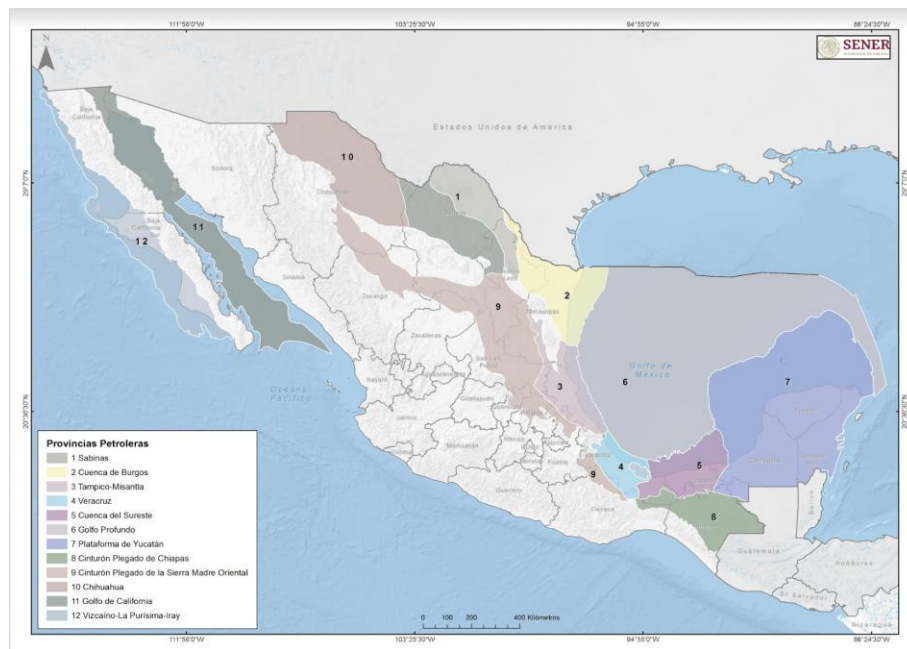


Figura 1.2. Provincias petroleras en México. Fuente: SENER, 2020.

En México se reconocen doce provincias petroleras (Figura 1.2); seis productoras: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo; y seis provincias

con potencial medio-bajo: Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray (PEMEX, 2013). El área de estudio se encuentra en la provincia petrolera Tampico-Misantla, en ella la extracción de hidrocarburos se remonta a 1904, en la década de 1920 esta provincia llegó a producir 500 mil barriles por día, habiendo acumulado a la fecha más de 500 millones de barriles de aceite (CNH, s/f).

Una de las escalas más importantes dentro de la extracción de petróleo y gas son los *activos*, que son una división interna de Pemex Exploración y Producción, cuyo objetivo es explorar y producir petróleo crudo y gas natural (SENER, s.f.). De acuerdo con el DOF (2013), existen 17 activos; 5 de exploración, cuya responsabilidad es descubrir yacimientos de petróleo y gas; 11 activos de producción, que administran la producción de los campos petroleros, y un activo integral (Figura 1.3). El área de estudio se encuentra en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

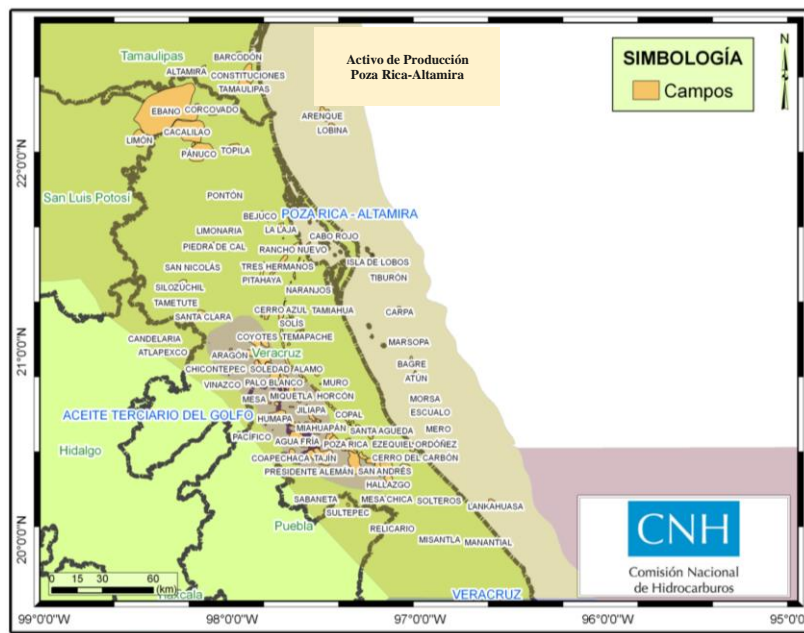


Figura 1.3. Ubicación del Activo de Producción Poza Rica – Altamira. Fuente: CNH y SENER, 2010.

La Reforma Energética en México en el año 2014, cambió completamente el paradigma petrolero a lo largo de toda la cadena de valor y tiene su núcleo en la apertura del sector de Exploración y Producción. Partiendo de ello, surgen dos escalas administrativas para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; las *áreas de asignación*, mediante un título de otorgamiento exclusivamente para la empresa productora del Estado (PEMEX) operando a través de asignaciones; y las *áreas contractuales* adjudicadas a empresas privadas mediante contratos de Exploración y Extracción, otorgados típicamente a partir de una licitación (ENERGEA, 2014; DOF, 2021).

Las *áreas de asignación* se definen como la superficie y profundidad determinadas por la SENER, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la exploración y extracción de hidrocarburos a través de una *asignación*, esta última se define como el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un *asignatario* el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación por un periodo específico, pudiendo fungir como asignatario PEMEX o cualquier otra empresa productiva del Estado (DOF, 2021).

Dentro de éstas se encuentran los *campos petroleros*, que son áreas geográficas en las que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada (SENER, s.f.; Aguilar, 2017). En la figura 1.4 se observa que la MAV se encuentra dentro de las áreas de asignación A-0393-M - San Andrés y AR-0451-2M - Campo Remolino, y que contiene cuatro campos petroleros (CNHI, 2023).

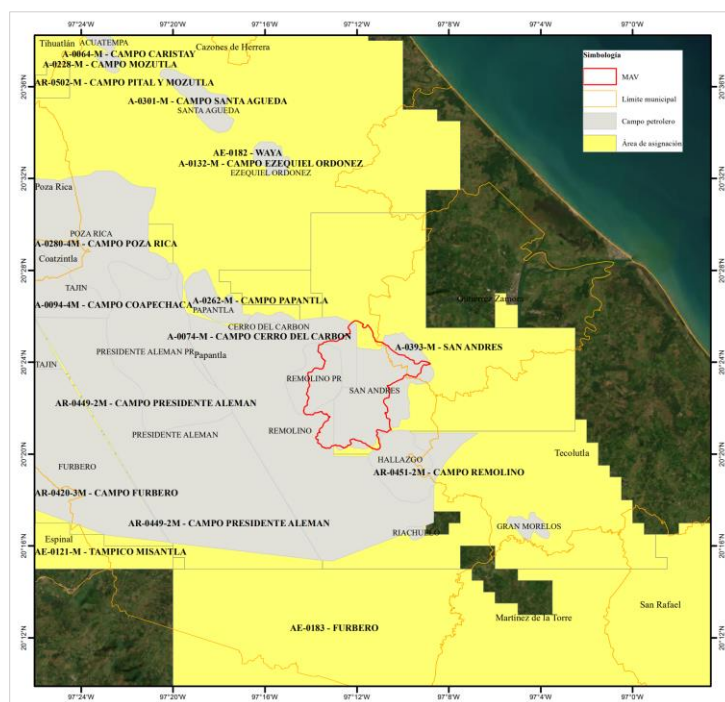


Figura 1.4. Áreas de asignación y campos petroleros en la MAV. Fuente: Elaborado con base en CNIH, 2023.

1.2.4 Procesos en la Industria del Petróleo

Para el aprovechamiento del petróleo se debe cubrir un gran número de actividades, mismas que se inician con la exploración y posterior perforación de pozos, explotación de yacimientos, transportación de petróleo crudo, refinación, distribución de productos refinados, obtención de productos petroquímicos y distribución de estos últimos a los consumidores finales (Instituto Nacional de Ecología [INE], 1995).

1.2.4.1 Exploración

De acuerdo con la SENER (2015) *la exploración* es el conjunto de actividades que se valen de métodos directos e indirectos, con la finalidad de identificar, descubrir y evaluar las estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en el subsuelo. Las etapas de exploración se pueden resumir en:

1. Identificación de áreas de interés: se utilizan métodos directos e indirectos como la geología de superficie (muestras de rocas) y geología de campo, reconocimiento aéreo, fotos aéreas, mapas topográficos a diferentes escalas, imágenes de radar, métodos magnéticos y gravimétricos.
2. Detección de trampas: una vez identificada y restringida el área de interés, se procede a detectar las trampas o estructuras que pudieran contener petróleo. Se utilizan métodos geofísicos de alta tecnología como la sísmica bidimensional (2D) y tridimensional (3D) y métodos avanzados de visualización e interpretación de datos. Se definen en forma detallada las trampas de hidrocarburos (prospectos) y se jerarquizan según las reservas estimadas y su potencial valor económico.
3. Verificación de la acumulación de yacimientos: cuando se han identificado las zonas de interés, se procede a perforar pozos exploratorios, único medio de comprobar si realmente hay petróleo.

1.2.4.2 Extracción

En el DOF (2014) se define *extracción* como el conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la recolección, el acondicionamiento y separación de hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del área contractual o de asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción. Las actividades de extracción se llevan a cabo tomando en consideración:

1. Espesor del estrato productor
2. Posibilidades de producción, de acuerdo con los resultados obtenidos en la exploración
3. Número de localizaciones que pueden perforarse
4. Construcción de caminos de acceso
5. Aprovechamiento de agua y combustibles
6. Construcción de almacenes para materiales y equipo
7. Perforación de los pozos de explotación o desarrollo
8. Construcción de líneas colectoras de gas y aceite
9. Construcción de líneas de descarga y baterías para la separación de los hidrocarburos

10. Construcción de tanques de medición y almacenamiento

11. Construcción de plantas de bombeo.

Hay dos métodos de extracción de hidrocarburos en superficie terrestre, la elección del método depende de en dónde se encuentre alojado el petróleo y el gas:

Convencional: se monta una estructura metálica en forma de torre cuyo objetivo principal es bajar y subir el equipo de perforación (Figura 1.5). Para perforar la roca se utiliza una broca, a medida que esta avanza se inyecta lodo, el sistema de lodos prepara, almacena, bombea y hace circular permanentemente lodo por el pozo para mantener la presión evitando la salida repentina de cualquier fluido existente en el subsuelo. Una vez hallado el yacimiento se abre el pozo, la presión natural empuja el hidrocarburo a la superficie por sí mismo y conforme la presión del yacimiento disminuye es necesario inyectar agua (INE, 1995).

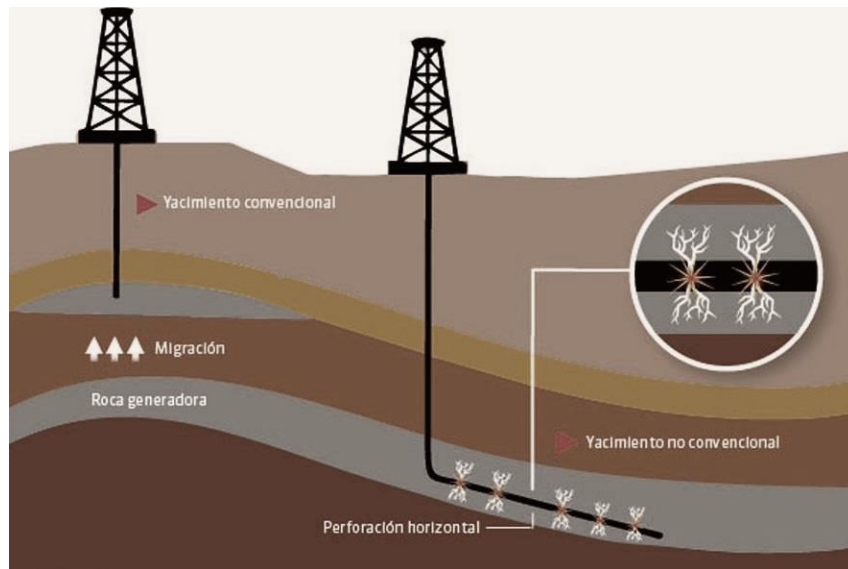


Figura 1.5. Método convencional y no convencional de extracción de petróleo y gas. Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo, 2017.

No convencional: se utiliza cuando la roca presenta volúmenes de hidrocarburos aislados entre sí o muy poco comunicados, es similar al método convencional, sin embargo, una vez que se alcanza el yacimiento se realiza la estimulación mediante un punzón eléctrico abriendo espacios a través de la tubería de acero y de cemento en el fondo del pozo, se bombea fluido compuesto por agua, arena y aditivos a alta presión generando fracturas en la roca que funcionan como canales hidráulicos, por lo que el hidrocarburo comienza a fluir por los poros que quedaron abiertos subiendo a la superficie (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, 2015).

Al salir del pozo, los hidrocarburos mezclados con agua, gases y partículas sólidas (arenas) son llevados por líneas de descarga que van del cabezal del pozo hacia una línea o ducto de recolección, los cuales llevan la mezcla a la batería de separación en donde se lleva a cabo la diferenciación del gas, aceite y el agua que salen juntos del pozo (Figura 1.6). El crudo, después de haber pasado por la batería de separación, es enviado por medio de las estaciones de bombeo a través de un sistema de oleoductos, hacia las terminales de almacenamiento para su exportación o a las refinerías para su procesamiento (DOF, 2014).

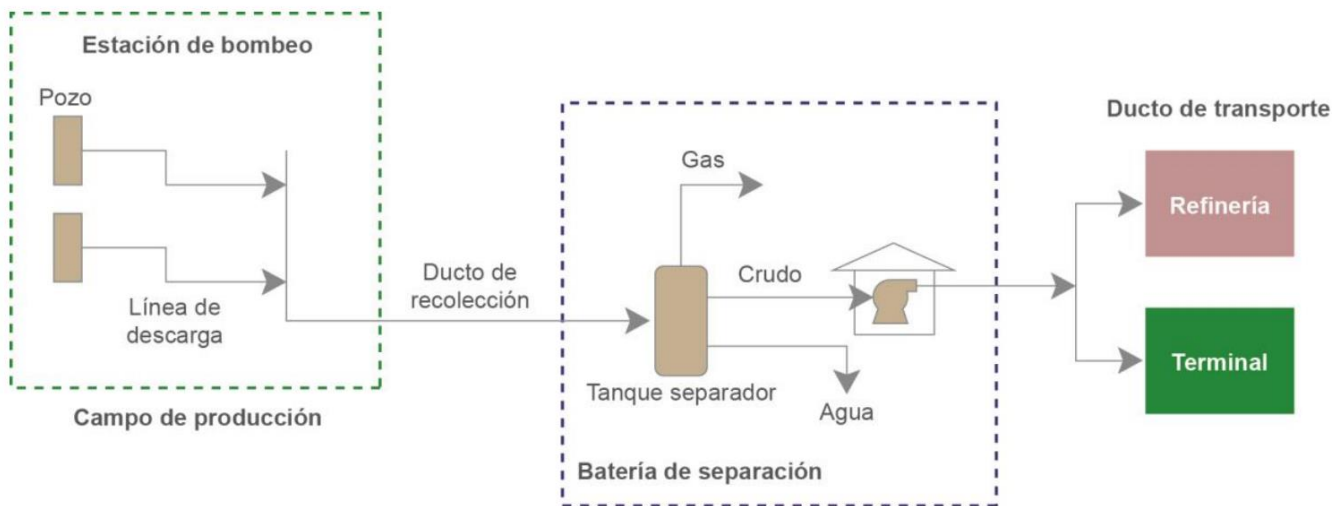


Figura 1.6. Proceso logístico de recolección y transporte de petróleo crudo. Fuente: ENERGEA, 2014.

La estación de bombeo además de los tanques separadores contiene cabezales, filtros y trampas de diablos, puede haber más de una estación de bombeo dentro del campo. Las líneas de descarga son el primer requerimiento de infraestructura superficial de un pozo petrolero y se emplea para enviar la producción del pozo hasta el punto de recolección más cercano; los ductos de recolección permiten el acopio de los hidrocarburos una vez que han sido extraídos del pozo. Por otra parte, la batería de separación puede ser una instalación independiente de la estación de bombeo o estar integrada a ésta, cabe aclarar que la primer batería de separación no forma parte del sistema de transporte, si se encuentra dentro del campo productor y es operada por el área de producción; no obstante, en sistemas de transporte muy grandes puede haber baterías de separación secundarias que sí son parte del sistema de transporte (ENERGEA, 2014).

1.2.4.3 Transporte

El transporte de petróleo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos desde las zonas de producción (yacimientos, refinerías, complejos procesadores de gas, complejos y unidades petroquímicas) a las

terminales de almacenamiento, terminales marítimas, puntos fronterizos de embarque, entre otros, se realiza principalmente a través de una red de ductos, distribuidos en mayor o menor medida a lo largo de casi todo el país (Figura 1.7), aunque no necesariamente interconectados entre sí, ya que también pueden interconectarse mediante buques cisterna o ferrocarriles (Cram et al., 2010; Llano, 2017).

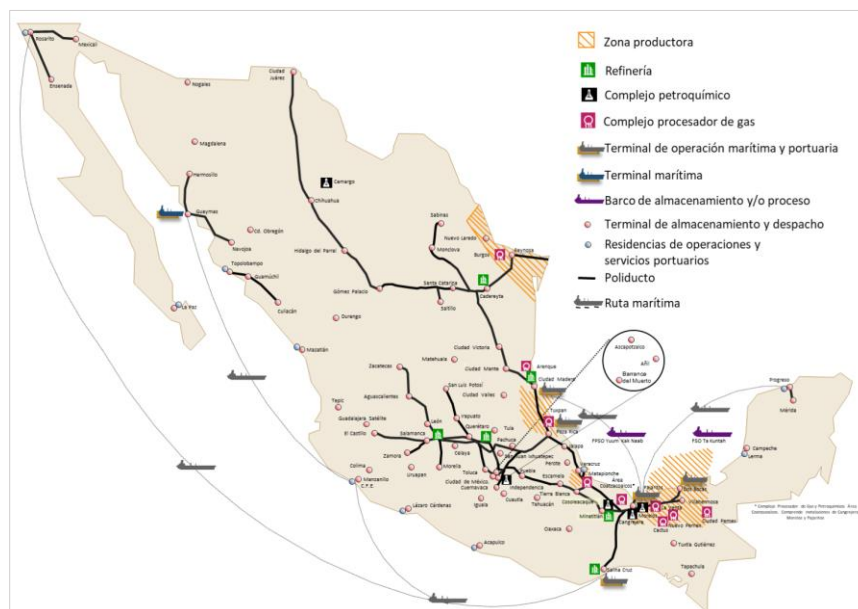


Figura 1.7. Infraestructura petrolera en México. Fuente: PEMEX, 2020.

De acuerdo con PEMEX (2020) la Red Nacional de Ductos sumó 54,745 km, en la tabla 1.5 se muestra la longitud por cada tipo de ducto. Es importante mencionar que, del total de ductos, 36,274 km (66%) corresponden a los ductos tendidos para llevar a cabo las etapas de Exploración y Producción. De acuerdo con Llano (2017) Veracruz es el estado que concentra mayor longitud de ductos siendo de 9,709 km, seguido de Tabasco (7,387 km), Tamaulipas (6,788 km) y Nuevo León (5,884).

Tabla 1.5. Longitud por tipo de ducto al año 2020

Organismo subsidiario de Pemex	Tipo de ducto	Longitud (km)
PEMEX Exploración y producción	Oleoductos	3,467
	Gasoductos	6,669
	Oleogasoductos	3,782
	Otros	22,356
PEMEX Transformación industrial	Ductos petroquímicos	1,468
PEMEX Logística	Poliducto	8,455
	Oleoducto	6,290

LPGducto	1,395
Quimioducto	392
Proquímico secundario	180
Combustoleoducto	143
Turbosinoducto	81
Petroquímicos básicos	66

Fuente: Elaborado con base en PEMEX, 2020.

Los ductos se extienden evitando obstáculos topográficos (ríos, lagunas, pantanos, barrancas, canales, carreteras, zonas urbanas, etc.), normalmente el tendido de los ductos es subterráneo. En el trayecto se instalan estaciones de comprensión de bombeo, provistas de instrumentos de control y sistemas de seguridad para impulsar los hidrocarburos a su destino. También cuentan con componentes como válvulas, bridas, dispositivos de seguridad y alivio, entre otros (Leyva y Salazar, 2017).

1.2.4.4 Refinación

PEMEX (s.f.) menciona que, una vez extraído y transportado, el petróleo crudo se somete a un proceso de conversión de energía primaria a secundaria denominado *refinación*, el cual es un conjunto de procesos que se aplican con la finalidad de separar sus componentes útiles y, además adecuar sus características en cuanto a productos terminados. Las principales etapas del proceso de refinación son:

1. Destilación atmosférica: consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, mediante la aplicación de calor hasta lograr vaporizar cada componente, aprovechando que cada uno de ellos posee diferente punto de ebullición.
2. Destilación al vacío: extracción del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica, así como las fracciones para elaboración de lubricantes.
3. Desintegración catalítica: descomposición de las moléculas de hidrocarburos en moléculas más ligeras y simples. Este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina.
4. Hidrotratamiento: su objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen.
5. Isomerización: proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original.

1.3 Derrames de petróleo

Por *derrame* se entiende como cualquier descarga, liberación, rebose, o vaciamiento de sustancias peligrosas en estado líquido, que se presenten en tierra y/o cuerpos de agua (DOF, 2002). Los derrames de hidrocarburos pueden ocurrir por un manejo rutinario negligente (goteo de las tuberías, corrosión de infraestructura), por accidentes (fallas en la operación o mantenimiento de los ductos o infraestructura), por eventos naturales como deslizamientos de tierra, crecientes de los ríos o terremotos que pueden ocasionar daños en los ductos o instalaciones y/o por la extracción ilegal (Velázquez, 2017; CARN, 2017).

1.3.1 Derrames de petróleo y derivados en México

De acuerdo con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente [PROFEPA] (2022) se presentan en México un promedio de 694 emergencias químicas cada año, el mayor número de ellas asociadas con derrames terrestres ocurridos durante el transporte de las sustancias químicas por ductos. En la figura 1.8, se observa que los estados con mayor número de emergencias ambientales durante el periodo 2000 al 2021 fueron Guanajuato (2,172), Veracruz (1,802), Puebla (1,321) y Tabasco (1,125).

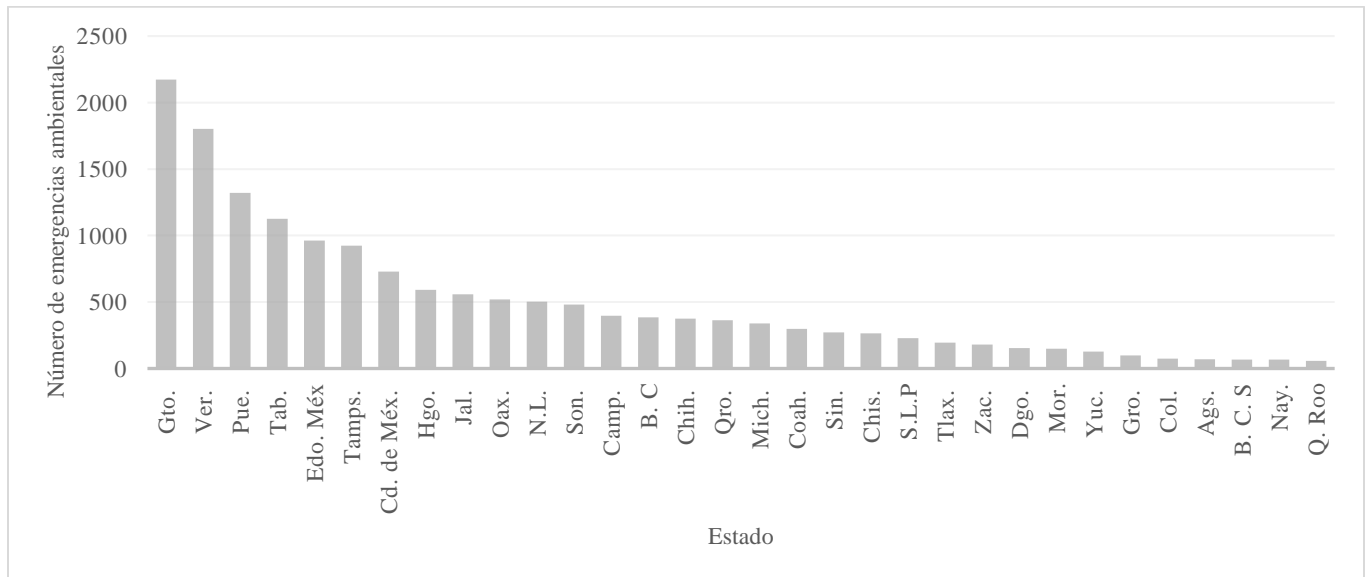


Figura 1.8. Emergencias ambientales asociadas a sustancias químicas reportadas a la PROFEPA, periodo 2000 – 2021. Fuente: Elaborado con base en PROFEPA, 2022.

Además, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT] (2022), a través de un registro (2008 al 2021) de sitios contaminados que fueron ingresados a un programa de remediación y aquellos reportados por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente [ASEA] a la SEMARNAT, contabilizó 1,046 accidentes; en el 70% el contaminante fue con hidrocarburos, el 61% involucra a

PEMEX y organismos subsidiarios. Los estados que registran un mayor número de sitios contaminados son Veracruz y Tamaulipas con 242 y 119 respectivamente (Figura 1.9) (Godoy et al., 2022). Dado que el 61% de los derrames involucra a PEMEX; la figura 1.10 muestra el número de barriles de hidrocarburos derramados en tierra por cada organismo subsidiario, en el periodo comprendido de 1999 al 2011.

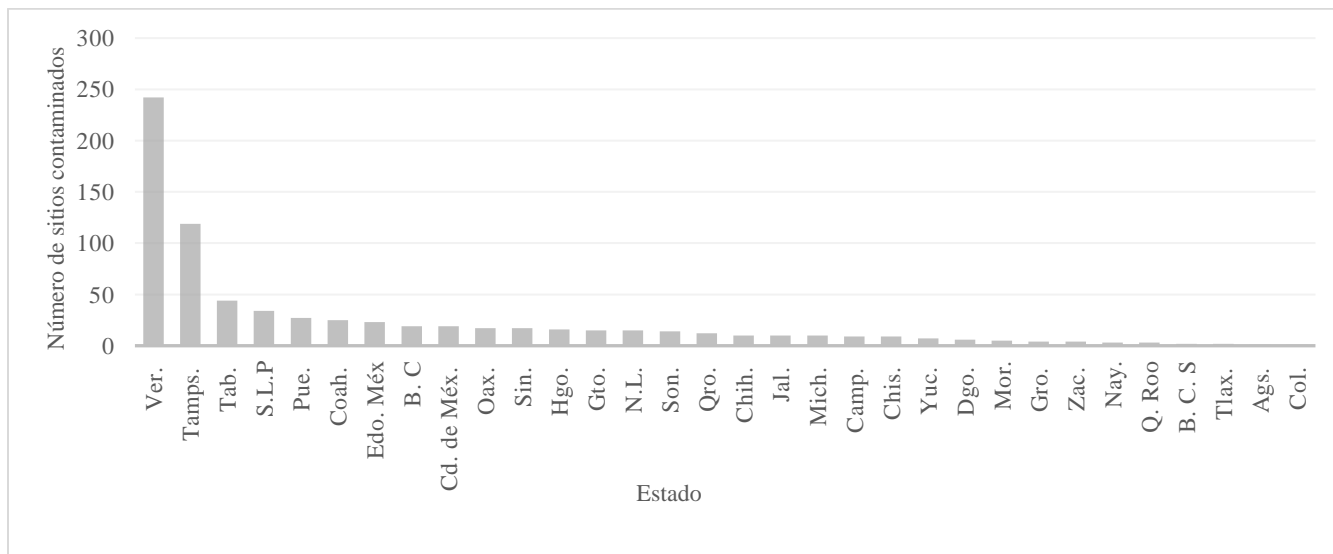
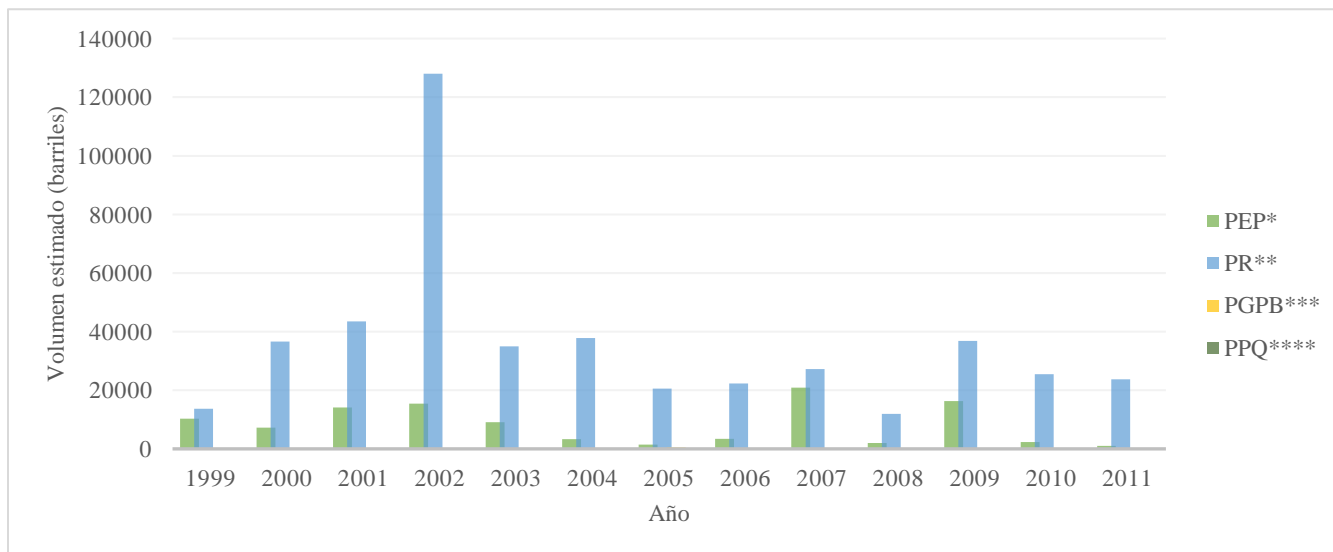


Figura 1.9. Número de sitios contaminados de los que se ingresó un programa de remediación y los reportados por la ASEA a la SEMARNAT del 2008 al 2021. Fuente: Elaborado con base en SEMARNAT, 2022.



*PEP: Exploración y Producción, **PR: Refinación, ***PGPB: Gas y Petroquímica Básica, ****PPQ: PEMEX Petroquímica.

Figura 1.10. Barriles derramados en tierra por las subsidiarias de PEMEX en el periodo de 1999-2011. Fuente: Elaborado con base en PEMEX 1999 - 2011.

En este periodo el 99.5% de los derrames ocurrió en tierra, mientras que el 0.5% en el mar. Se derramaron un total de 598,351 barriles de hidrocarburos, de los cuales el 77% se derramó durante las etapas de transporte y refinación, mientras que en la etapa de exploración y producción el 18%, presentándose sobre todo en los pozos, cabezales y ductos de recolección (PEMEX, 1999 - 2011). Del periodo de 2012 al 2021 el número de derrames presentados asciende a 5,298 eventos, con un estimado de 46,316 barriles derramados, el 66% de los eventos ocurrió en las etapas de exploración y producción de hidrocarburos (PEMEX, 2012 – 2021).

En la figura 1.11 se muestran las principales causas de los derrames de hidrocarburos, destaca la corrosión interior y exterior de los ductos e infraestructura y la pendiente del terreno. Los causados por corrosión interior, se dieron principalmente en ductos de recolección o líneas de producción, en cuanto a corrosión exterior el 65% de los eventos se dieron en ductos de transporte y 34% en ductos de recolección. De los eventos para los que no se determinó una causa, el 82% ocurrió en ductos de recolección o líneas de producción, es decir, en la fase de extracción y recolección (PEMEX, 2010 - 2014).

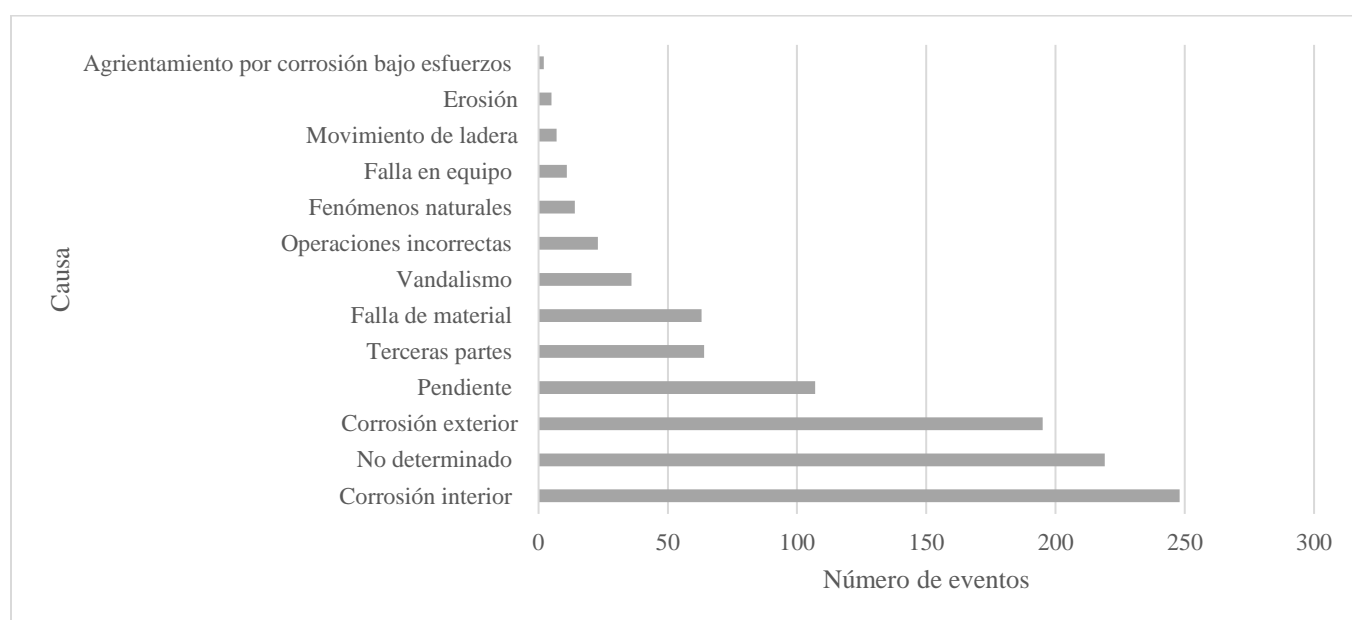


Figura 1.11. Principales causas de los derrames de hidrocarburos (periodo 2010-2014). Fuente: Elaborado con base en PEMEX, 2010-2014.

Como se describió en párrafos anteriores, Veracruz es uno de los estados con más sitios contaminados por hidrocarburos, al respecto, la figura 1.12 muestra los municipios con mayor número de derrames de hidrocarburos entre los años 2015 al 2018, destacan Pánuco, Papantla y Coatzintla (PEMEX, 2019a) no obstante, no se cuenta con datos sobre el volumen derramado.

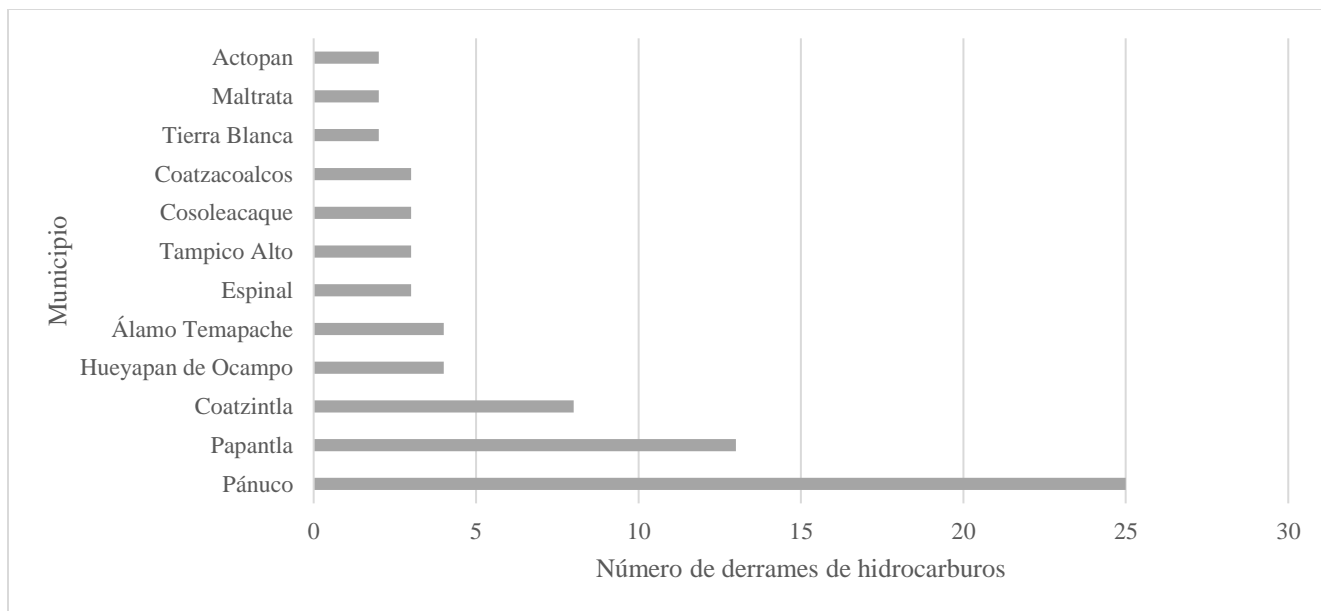


Figura 1.12. Número de derrames de hidrocarburos en los municipios de Veracruz en el año 2018. Fuente: Elaborado con base en PEMEX, 2019a.

En los párrafos siguientes se describen algunos derrames de hidrocarburos en tierra y sus efectos, ocurridos en el estado de Veracruz. Cabe destacar que, no solo los grandes y reconocidos derrames son los que causan mayores daños ambientales; puesto que, día a día son innumerables los derrames “pequeños” que se presentan sin ser catalogados como desastres, pero que sí son acumulativas con el paso del tiempo generan graves y grandes impactos (Velázquez, 2017).

En 1999, ocurrió un incendio en la estación de bombeo de Mazumiapan, Veracruz originando la ruptura del oleoducto Nuevo Teapa- Poza Rica provocando un derrame de 5,000 barriles de petróleo crudo, que afectaron 11 km del río Coatzacoalcos, mientras que, el 22 de diciembre de 2004, en esa misma estación de bombeo ocurrió un incendio que originó una ruptura en el oleoducto de 30” de diámetro Nuevo-Teapa-Poza Rica y el derrame de 5,000 barriles de petróleo crudo que afectaron 11 km de la margen derecha del río Coatzacoalcos y las riberas de los arroyos Tepeyac, Gopalapa y Teapa, además de 2 hectáreas de suelo y manglares afectados (Pemex, 2004; 2005).

El 31 de diciembre del 2011, ocurrió un derrame en la válvula de seccionamiento del oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica, perteneciente al sector de ductos Minatitlán y localizada en la margen izquierda del Río Coatzacoalcos, en Cosoleacaque, la causa fue una toma clandestina descontrolada, estimándose un volumen de 1,500 barriles derramados, impactando aproximadamente 3.5 hectáreas, incluidas dos lagunas

adyacentes al punto de fuga, así como la afectación de 1 km lineal de la margen izquierda del río Coatzacoalcos y la presencia de iridiscencias a lo largo de 9 kilómetros de este río (PEMEX, 2012).

En julio del año 2022, en Papantla, Veracruz, se registró un derrame tras la ruptura en la línea principal del pozo Santa Águeda 223, que se encuentra en etapa de perforación. De acuerdo con Vallejo (2022) debido a la magnitud del derrame, resultaron afectadas alrededor de 25 hectáreas de cultivos en la periferia del pozo petrolero. La situación se complicó con las lluvias ya que el crudo alcanzó varios afluentes naturales, de donde se abastecen cientos de familias del vital líquido. En tanto, reportes de medios locales denunciaron que el hidrocarburo perdido se mezcló con el agua del río Cazonos, extendiéndose hacia Poza Rica, parte de Tihuatlán y hasta las playas del municipio de Cazonos de Herrera.

1.3.2 Comportamiento del Petróleo en el Ambiente

El comportamiento de un derrame de petróleo y su efecto sobre el ambiente es un proceso de alta complejidad dada la heterogeneidad espacial y temporal de los factores que interactúan. Depende principalmente de la topografía del terreno, del clima (evaporación, precipitación y temperatura), del suelo (permeabilidad, estructura, tamaño de las partículas, contenido de humedad y de materia orgánica), la vegetación y de las propiedades fisicoquímicas del petróleo así como de la cantidad, la frecuencia y tiempo de exposición, el estado físico del derrame, todas las variables en su conjunto definen el tamaño y la distribución tridimensional del frente de contaminación (Ortíz et al., 2003; Burgos, 2008).

Para Navarrete (2005) en el suelo la propiedad física más afectada es el deterioro de la estructura, debido a la ruptura de los agregados. La textura del suelo y la cantidad de materia orgánica existente determinan el destino de los hidrocarburos del petróleo y la extensión del daño a las plantas (Yu et al., 2013). Los hidrocarburos del petróleo ejercen efectos adversos sobre las plantas indirectamente, introduciendo elementos o sustancias tóxicas en el suelo disponibles para ser absorbidos, además, conduce a una pérdida del contenido de materia orgánica y pérdida de nutrientes minerales del suelo, tales como (K) potasio, (Na) sodio, SO_4^{2-} (sulfato), PO_4^{3-} (fosfato), y NO_3^- (nitrato) (Serrano et al., 2013).

Siguiendo la línea de investigación de Navarrete (2005) algunos componentes del petróleo como los hidrocarburos volátiles se evaporan rápidamente por la acción del sol y del viento, mientras que otros se incorporan al suelo y forman una capa impermeable que impide el flujo normal del agua afectando las propiedades físicas (Figura 1.13).

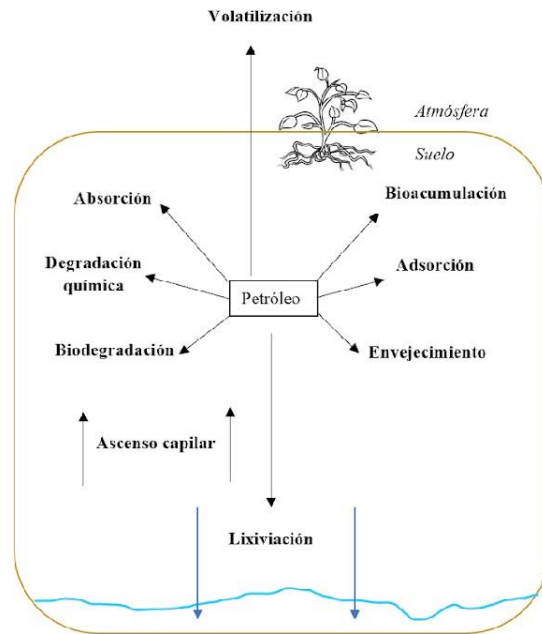


Figura 1.13. Comportamiento del petróleo en el suelo. Fuente: Elaborado con base en Navarrete, 2005.

El porcentaje de evaporación varía de cerca del 10% en los derrames de petróleos pesados y productos no refinados, mientras que para los petróleos más ligeros es del 75%. Menos del 5% del petróleo crudo y productos refinados (principalmente aromáticos de bajo peso molecular) se disuelven en el agua, los hidrocarburos pesados se infiltran más lento que los livianos. En suelos de texturas gruesas el petróleo crudo penetra verticalmente y se distribuye rápidamente lateralmente, mientras que los suelos de texturas finas frenan e impiden la infiltración (Toledo, 1982).

Los derivados de hidrocarburos pueden ser movilizados hasta aguas subterráneas generando así su contaminación, incluso pueden ser transportados a través de la escorrentía, incrementado aún más el daño ambiental. Dicha contaminación afecta las condiciones fisicoquímicas del agua al presentarse una disminución de oxígeno disuelto debido a la reducción de la transferencia de oxígeno entre la fase atmósfera – agua, al igual que la entrada de luz al medio, lo que inhibe el crecimiento de ciertas especies y disminuye la fijación de nutrientes (Jiménez, 2006).

Los compuestos orgánicos ligeros como gasolinas, aceites y petróleo crudo tienden a formar una capa en forma de nata en el nivel freático y se mueven horizontalmente en dirección del flujo del agua subterránea. Los compuestos orgánicos densos, migran hacia la base del acuífero creando una columna a partir de la cual pueden moverse en dirección del flujo del agua subterránea, contaminando así el acuífero en toda su profundidad (Ortínez et al., 2003).

Cuando el derrame ocurre en cuerpos de agua, los hidrocarburos tienden a flotar debido a la diferencia de densidad que presentan con respecto al agua, bloqueando de esta manera la penetración de la luz y el intercambio de gases, favoreciendo la solubilización de materiales que afectan a las distintas poblaciones como el plancton o los microinvertebrados que viven en el fondo de ríos y pantanos (Adams et al., 2008).

Mendelssohn et al. (2012) mencionan que la mayor parte de los componentes tóxicos y volátiles son eliminados por evaporación, mientras, otros se oxidan por la radiación UV en la luz del sol (Figura 1.14), todo esto depende del peso molecular, puesto que, algunos compuestos tóxicos pueden disolverse en el agua y degradarse mientras otros presentan la capacidad de depositarse en los sedimentos. Cualquiera que sea la respuesta de dichas sustancias la fauna y flora es la primera y directamente afectada.

A nivel de ecosistema, Barois et al. (2018) afirman que los derrames de hidrocarburos afectan a la flora y a la fauna y los procesos que se ven afectados son la alteración del hábitat, el cambio en las relaciones entre depredadores y presas, y entre competidores, alteraciones en los niveles de productividad y cambios en las redes tróficas, principalmente.

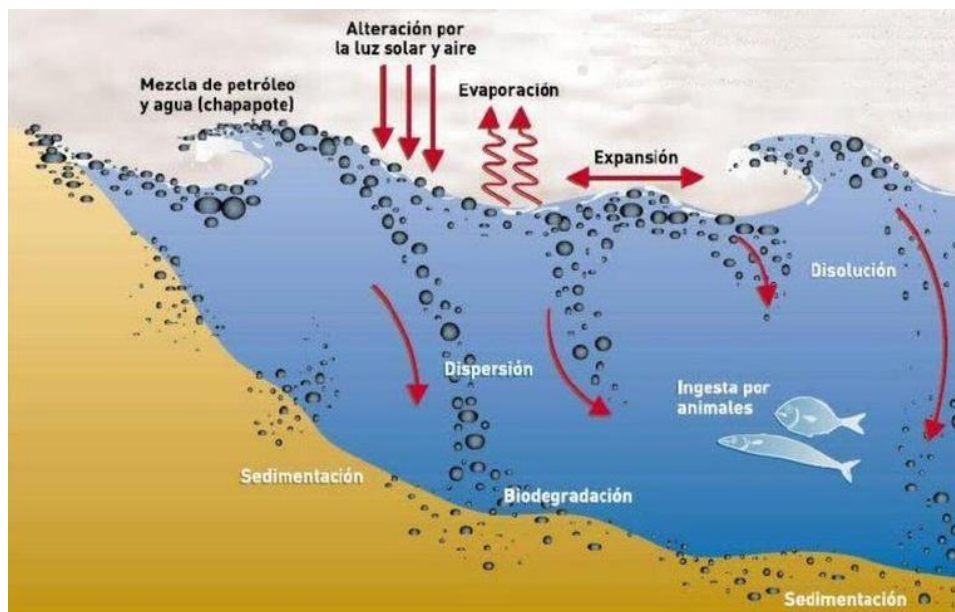


Figura 1.14. Comportamiento de petróleo en el mar. Fuente: Ojeda, 2018.

1.3.3 Impactos Socioeconómicos de los Derrames de Petróleo

En México existen extensas áreas contaminadas con derivados del petróleo, debido principalmente a derrames, así como a las actividades propias de la industria petrolera. Se estima que en los últimos 20 años han provocado pérdidas por más de 50 mil millones de dólares, con mayor impacto en el sector ambiental

y agrícola (Navarro, 2009). La afectación en el ámbito social ocasionada por los derrames incluye a los sistemas de producción, la salud, la economía y la forma de vida de la población (Viñas, 2005).

La presencia de estos contaminantes en el ambiente, transgreden la línea del impacto ambiental cuando a causa de estos ocurre una pérdida de la fertilidad y/o calidad del suelo o agua utilizados para la agricultura o ganadería, principalmente, impactando de forma negativa, provocando un bajo rendimiento de cosechas, pérdida de ganado e incluso pérdidas materiales, daños a la salud, entre otros (Velázquez, 2017).

La tendencia de este tipo de desastres acontece principalmente en las zonas rurales, teniendo mayor efecto en las poblaciones dedicadas a la agricultura (Dettmer, 2002). Generalmente, a esto le acompaña el rezago socioeconómico, la pobreza alimentaria y la marginación, comunes entre las poblaciones rurales agrícolas. Hoy en día, muchos problemas locales como el incremento de la pobreza, señalados por las autoridades y muy manifiestos en el interior de las comunidades petroleras, tienen relación con las condiciones de degradación en el ambiente natural (Piñeiro, 2001).

Otros impactos asociados a estas actividades extractivas han sido documentados por Chenaut (2017), López y Luyando (2016) y Campos (2018), entre otros, quienes coinciden en que estas actividades extractivas tienen un impacto fuerte en las comunidades, que tiene que ver con la pérdida de empleos, rezago social, abandono del campo, migración, en algunos casos ha promovido conflictos sociales entre comunidades o de la comunidad contra las autoridades y, en ocasiones, esta protesta social ha sido criminalizada.

En cuanto a la salud humana, los hidrocarburos del petróleo pueden entrar al cuerpo humano por inhalación, al ser ingeridos a través de agua o alimentos contaminados o al contacto con estos. La mayoría de los compuestos de los hidrocarburos pasan rápidamente a través del flujo sanguíneo cuando son inhalados en forma de vapor o aerosol o cuando se ingieren (Agencia para Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades [ATSDR], 1999). La Organización Marítima Internacional [OMI] (2005), identificó una prevalencia elevada de enfermedad reumática, lupus, síntomas neurológicos y respiratorios, y problemas cardiovasculares, en comparación con una comunidad más “lejana” de pozos petroleros en Ecuador.

2. Contexto Geográfico de la Microcuenca Arroyo Verde, Veracruz

2.1 Localización

La Microcuenca Arroyo Verde (MAV) se localiza en el estado de Veracruz, a 42 km al sureste de la ciudad de Poza Rica, que de acuerdo con Chenaut (2017) actúa como centro rector de la explotación petrolera en la región. Tiene una superficie de 52.14 km², de la cual el 94.3% se encuentra en el municipio de Papantla y el 5.7% en el municipio de Gutiérrez Zamora (Figura 2.1).

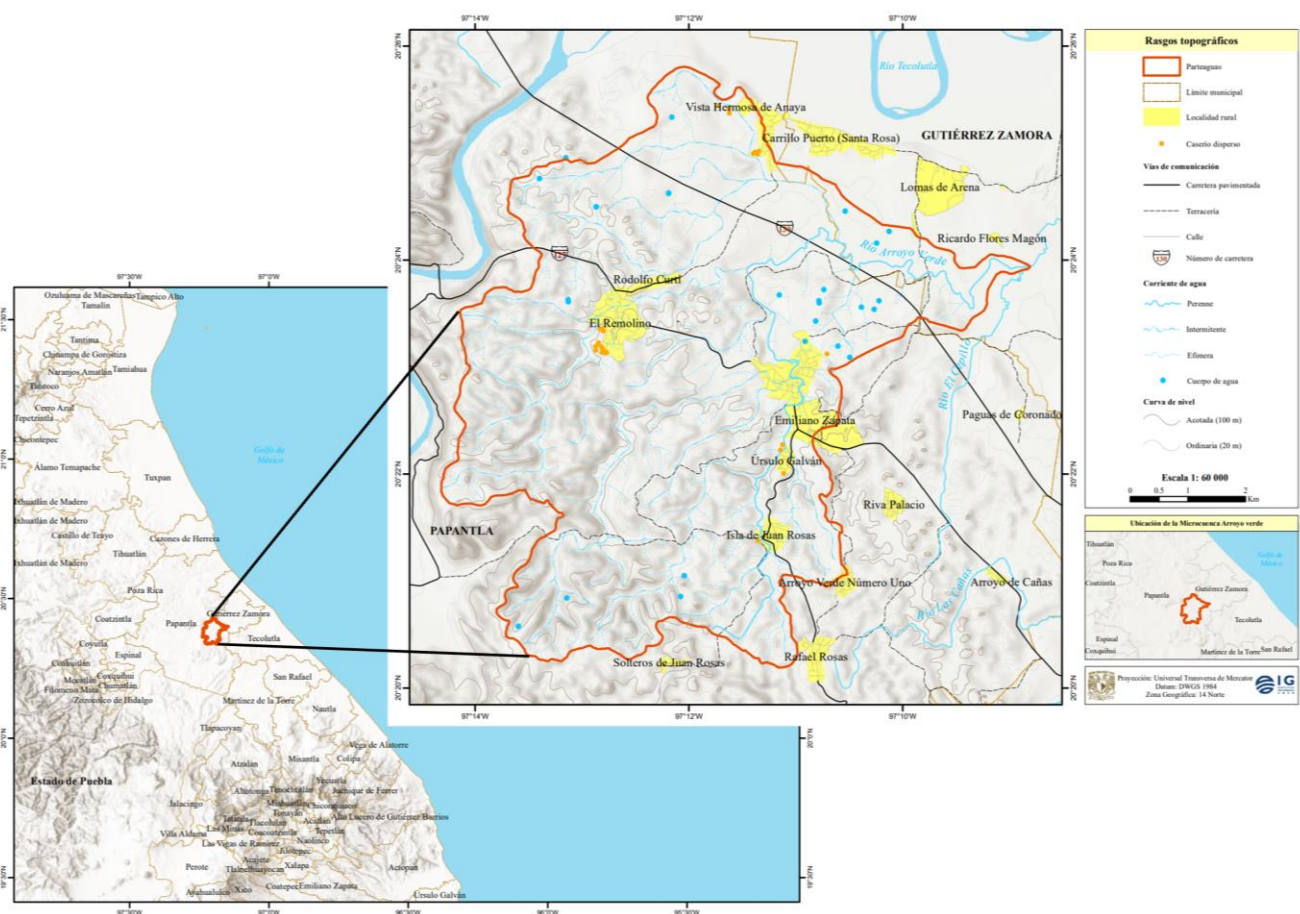


Figura 2.1. Localización y rasgos topográficos. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2015; 2021.

La MAV se encuentra en la parte baja de la cuenca del río Tecolutla. Entre los límites al norte y al oeste se encuentra el río Tecolutla, uno de los más importantes del estado de Veracruz. La corriente principal, el río Arroyo Verde, es perenne y se origina en las zonas altas de la cuenca, en la desembocadura se une al río El Cepillo, el cual confluye por la margen derecha al río Tecolutla para finalmente desembocar en el Golfo de México (Pereyra et al., 2010; INEGI, 2015).

Se localiza en la provincia fisiográfica de la Llanura Costera del Golfo. Las mayores elevaciones están situadas en las cimas de los lomeríos (260 msnm) y la altitud va disminuyendo en dirección norte-noreste de la cuenca hasta alcanzar 30 msnm conforme se acerca a la llanura de inundación. Los remanentes de vegetación natural pertenecen a selva mediana subperennifolia (Basáñez et al., 2012; Barrios et al., 2019).

La población está conformada por ocho localidades rurales; siete pertenecen al municipio de Papantla y una a Gutiérrez Zamora. La población total es de 6,498 habitantes, la población de las localidades de Emiliano Zapata y El Remolino representan el 43% del total de habitantes. Las principales vías de acceso a las localidades de la cuenca son la carretera federal No. 130 y 127 (INEGI, 2021).

Las principales actividades petroleras que se llevan a cabo son la extracción y recolección de petróleo crudo y gas, por ello se encuentran diversos pozos de extracción, además de ductos de descarga y de recolección que conectan a los pozos con las baterías de separación, entre otras instalaciones, los cuales atraviesan a las localidades, corrientes de agua, vegetación natural y cultivos (INEGI, 2015; CNIH, 2023).

2.2 Componente natural

2.2.1 Clima

Mosiño y García (1973) mencionan que los cinco determinantes del clima a nivel regional son por orden de importancia: latitud, orografía, distribución de tierras y aguas, corrientes marinas y las tormentas junto con sus trayectorias. Por lo que hace al primer determinante, la MAV se encuentra situada entre latitudes tropicales, en cuanto al segundo determinante; se localiza en la Llanura Costera del Golfo caracterizada por ser predominantemente plana, sin embargo, al oeste la Sierra Madre Oriental funge como barrera que fuerza el ascenso de aire húmedo provocando lluvias orográficas (Ruiz et al., 2010).

A estas tierras llegan básicamente dos tipos de masas de aire, el aire tropical en el verano, y las masas polares en el invierno que se presentan como frentes fríos. La primavera se caracteriza por la disminución de la frecuencia de invasiones de aire polar y la ganancia de terreno del aire tropical, manifestándose a través de los vientos Alisios que soplan del Golfo de México hacia el continente (Ruiz et al., 2010).

De acuerdo con la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad [CONABIO] (2008) se presentan tres tipos de clima; los cálidos subhúmedos: $Aw_1(x')$ y $Aw_2(x')$ el cual domina en el 71% de la superficie, y el cálido húmedo ($Am(f)$) que abarca el 0.5% de la superficie.

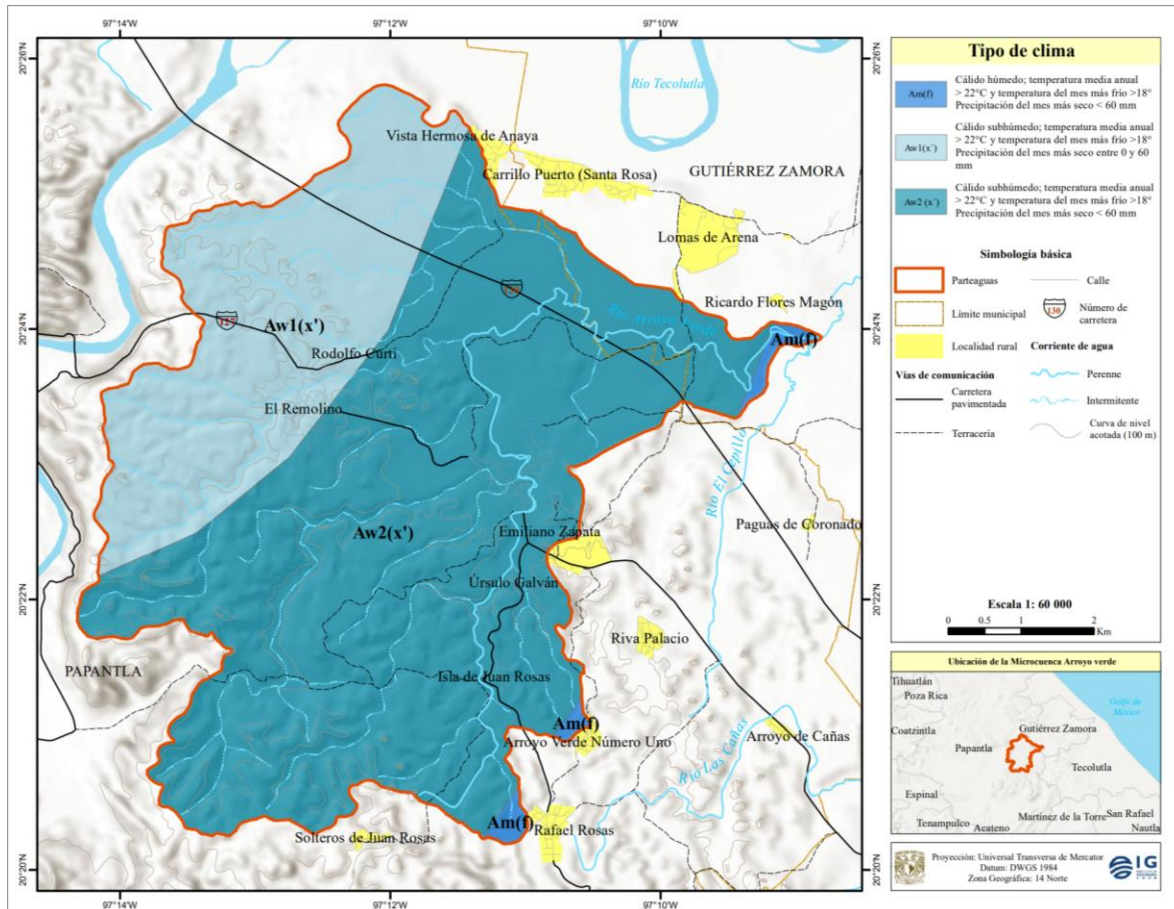


Figura 2.2. Tipos de clima. Fuente: Elaborado con base en CONABIO, 2008.

Por otra parte, el Servicio Meteorológico Nacional [SMN] (s.f.), a través de su estación meteorológica El Remolino, situada a 6 km al oeste del centro de la MAV, señala que la temperatura media anual es de 24.3°C, junio es el mes con la mayor temperatura (27.5°C promedio mensual). La temperatura mínima promedio anual es de 19.5°C, siendo enero el mes más frío (18.9°C promedio mensual). La evaporación total anual es de 1,244.4 mm y su máxima coincide con los meses de mayor temperatura que son mayo, junio, julio y agosto, presentando el pico de evaporación en el mes de junio (149 mm).

En la figura 2.3 se presenta la distribución de la temperatura y la precipitación a lo largo del año. La precipitación anual es de 1,319 mm; el efecto combinado de la orografía y las diversas formas de la circulación tropical hacen que la lluvia veraniega (mayo-octubre) represente alrededor del 70% de la precipitación anual. El mes más lluvioso es septiembre (270.8 mm promedio mensual) asociado a las tormentas tropicales y el más seco es marzo con 47.3 mm promedio mensual.

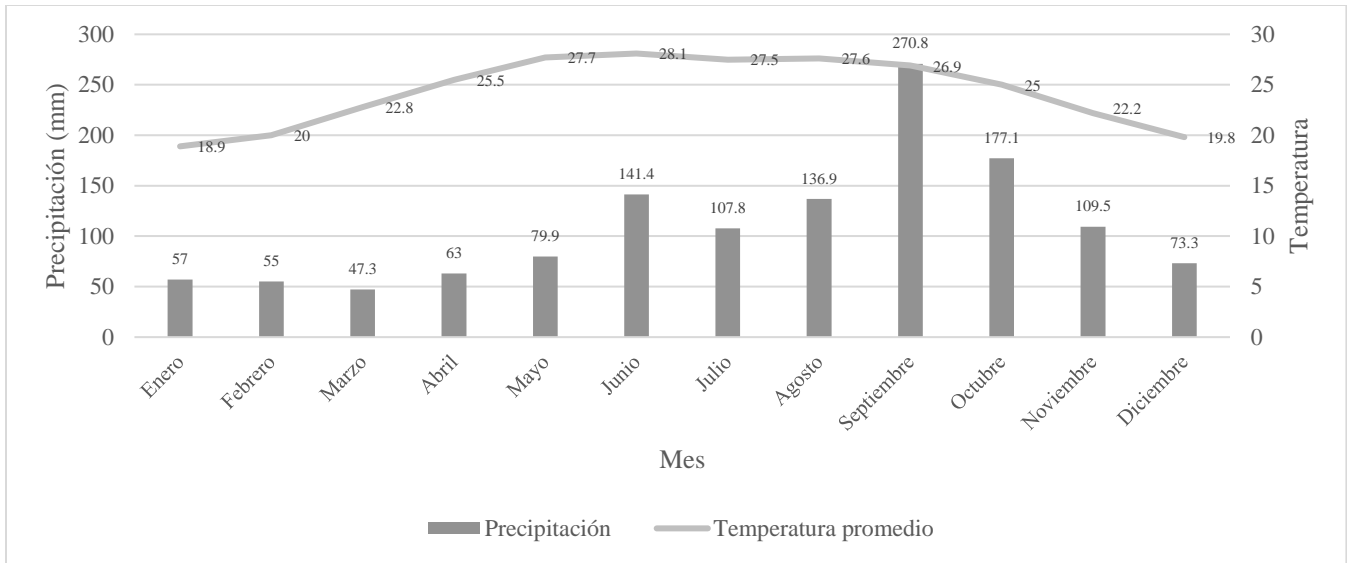


Figura 2.3. Climograma (período 1951 – 2010). Fuente: Elaborado con base en SMN, s.f.

La precipitación y la temperatura son factores determinantes del comportamiento de los derrames de petróleo, por ejemplo, las temperaturas altas promueven que los crudos más ligeros debido a su mayor volatilidad se evaporen con mayor facilidad y cantidad. No obstante, las precipitaciones frecuentes durante la tercera parte del año favorecen una amplia y constante dispersión del derrame a través de la red de drenaje natural de la cuenca. A lo anterior se añade que las condiciones constantes de humedad ambiental favorecen el desgaste de los ductos y de la infraestructura instalada por corrosión exterior, lo que los hace más propensos a sufrir daños (Álvarez et al., 2002; Cram et al., 2010; Velázquez, 2017).

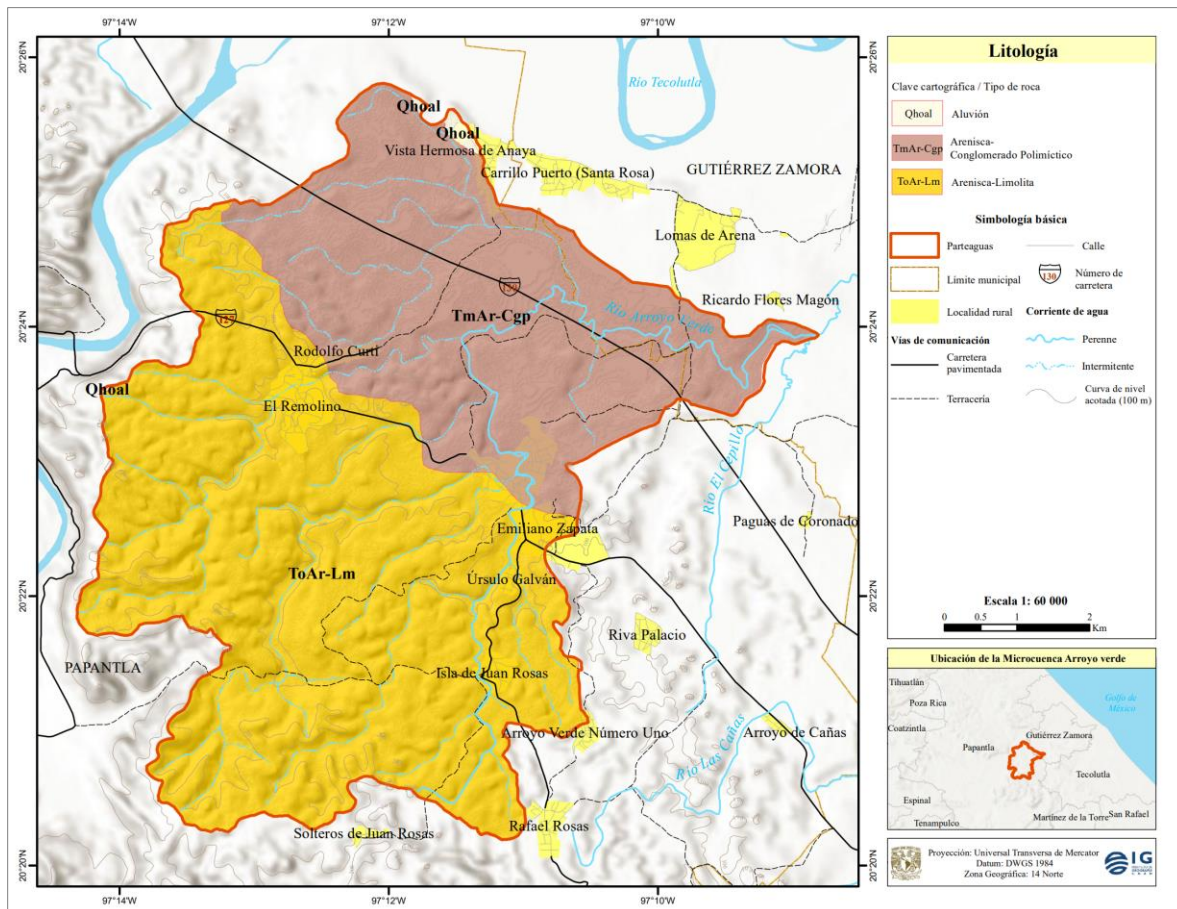
2.2.2 Litología

La historia geológica en la superficie del estado de Veracruz comenzó desde la era Paleozoica producto del choque de las masas continentales que formarían Pangea, y posteriormente del ambiente de distensión provocado por la apertura del Golfo de México en el Triásico como consecuencia del inicio de la separación de Pangea. Durante el Jurásico medio comenzó una transgresión proveniente del Este, del llamado mar de Tethys, a medida que avanzó, las aguas oceánicas inundaron las islas remanentes conformando zonas de profundidades someras, lo que facilitó el desarrollo de plataformas marinas que en la actualidad constituyen grandes volúmenes de rocas almacenadoras de hidrocarburos, como es el caso de la plataforma Tampico-Misantla y Tuxpan (Handschy et al., 1987; Ferket et al., 2008).

En el Paleoceno, la región continental estuvo sometida a esfuerzos corticales y a una intensa erosión de la Sierra Madre Oriental, los sedimentos originados se distribuyeron en forma de abanicos submarinos que

rellenaron las cuencas terciarias, formando así la Planicie Costera del Golfo de México. Debido a ello, en la MAV dominan las rocas sedimentarias detríticas, las cuales son acumulaciones mecánicas de partículas o sedimentos de rocas preexistentes formadas por materiales producto de la intemperización y erosión de la superficie, estos son transportados y finalmente depositados (Rodríguez y Morales, 2010; SGM, 2017a).

Como se observa en la figura 2.4, se encuentran tres unidades litológicas, de la unidad más reciente a la más antigua, se identifican a los depósitos aluviales del Cuaternario que abarcan el 0.5% de la superficie y son definidos por Lugo (2011) como depósitos sedimentarios formados por corrientes fluviales en el cauce y llanura de inundación de los valles, aportados por la cuenca del río Tecolutla, este río desemboca y desborda en tierras bajas de las planicies de inundación, enriqueciéndolas con sedimentos del aluvionamiento (SGM, 2004; Ortiz, 2010).



*La clave cartográfica se compone de: Inicial del periodo geológico + inicial de la época geológica + Roca dominante + Roca secundaria.

Figura 2.4. Litología. Fuente: Elaborado con base en SGM, 2004.

En el 36.9% de la superficie se encuentra la unidad litológica de areniscas- conglomerado polimíctico del Mioceno, la roca dominante es la arenisca, la cual es sedimentaria de tipo detrítico, contiene clastos de tamaño arena, con granulado muy variable (grano fino, medio o grueso) (Figura 2.5). La composición química de esta roca está compuesta esencialmente de cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. El material cementante que mantiene unido a los granos, suele estar compuesto de sílice, carbonato de calcio (CaCO_3) u óxido de hierro (Tarbuck y Lutgens, 2005).



Figura 2.5. Corte carretero dentro de la MAV; se observa estratificación de rocas. Fuente: Google Earth, 2022.

Mientras que, los conglomerados polimícticos (Figura 2.6) son gravas litificadas constituidas de clastos redondeados a subredondeados cuyos diámetros exceden los 2 mm, de composición polimíctica, es decir, que su composición de clastos es muy variada (Vázquez, s.f).

El 62.6% de la MAV está conformada por areniscas-limolitas del Oligoceno, siendo las más antiguas en el área de estudio. La roca dominante es la arenisca, en asociación con limolita la cual está compuesta de limos, estos ocupan una posición intermedia entre las areniscas de grano más fino y las rocas arcillosas, sus componentes principales son los minerales arcillosos y el cuarzo (Vázquez, s.f.).

La importancia del tipo de rocas en el comportamiento de los derrames de petróleo tiene que ver con los procesos de transporte. Por ejemplo, en el caso de la unidad de conglomerado polimíctico, debido a la variedad de tamaños de los clastos la porosidad es mayor, por lo que, en caso de un derrame, este se moverá dentro del medio vertical y horizontalmente a mayor velocidad y a mayor distancia. En el caso de

las areniscas y limonitas, el paso del petróleo se dificulta, debido a que el tamaño de las partículas y la porosidad es menor, lo que ralentiza el paso de los hidrocarburos, pero no lo impide, por lo que los derrames en caso de no ser atendidos pueden alcanzar el nivel de las aguas subterráneas produciendo su contaminación.



Figura 2.6. Corte carretero en la MAV; se observa la unidad de conglomerado polimíctico. Fuente: Google Earth, 2022.

2.2.3 Relieve

A lo largo del tiempo geológico se dan procesos que ocurren lentamente, tales como levantamientos del terreno, erosión, formación de cuencas con su respectiva acumulación de sedimentos, fallas geológicas y otros que ocurren de manera rápida como inundaciones, deslizamientos del terreno, terremotos, etc. y en conjunto contribuyen para conformar el relieve (Rodríguez y Morales, 2010).

En la cuenca, la altitud media es de 108 metros y la pendiente del terreno dominante se encuentra alrededor de los 7°. Las mayores elevaciones rondan entre los 260 metros de altitud y se localizan al sur – suroeste, representadas por lomeríos, que coinciden con los sitios en donde se concentran las pendientes mayores a 18°. En la parte central de la cuenca la altitud varía entre 50 y 100 metros, mientras que la pendiente se ve suavizada a excepción de las zonas de valles erosivos. La zona más baja corresponde a la llanura de inundación, en donde alcanzan altitudes de entre los 29 a 49 metros, con pendientes predominantemente planas (0° - 3°) (Figuras 2.7 y 2.8).

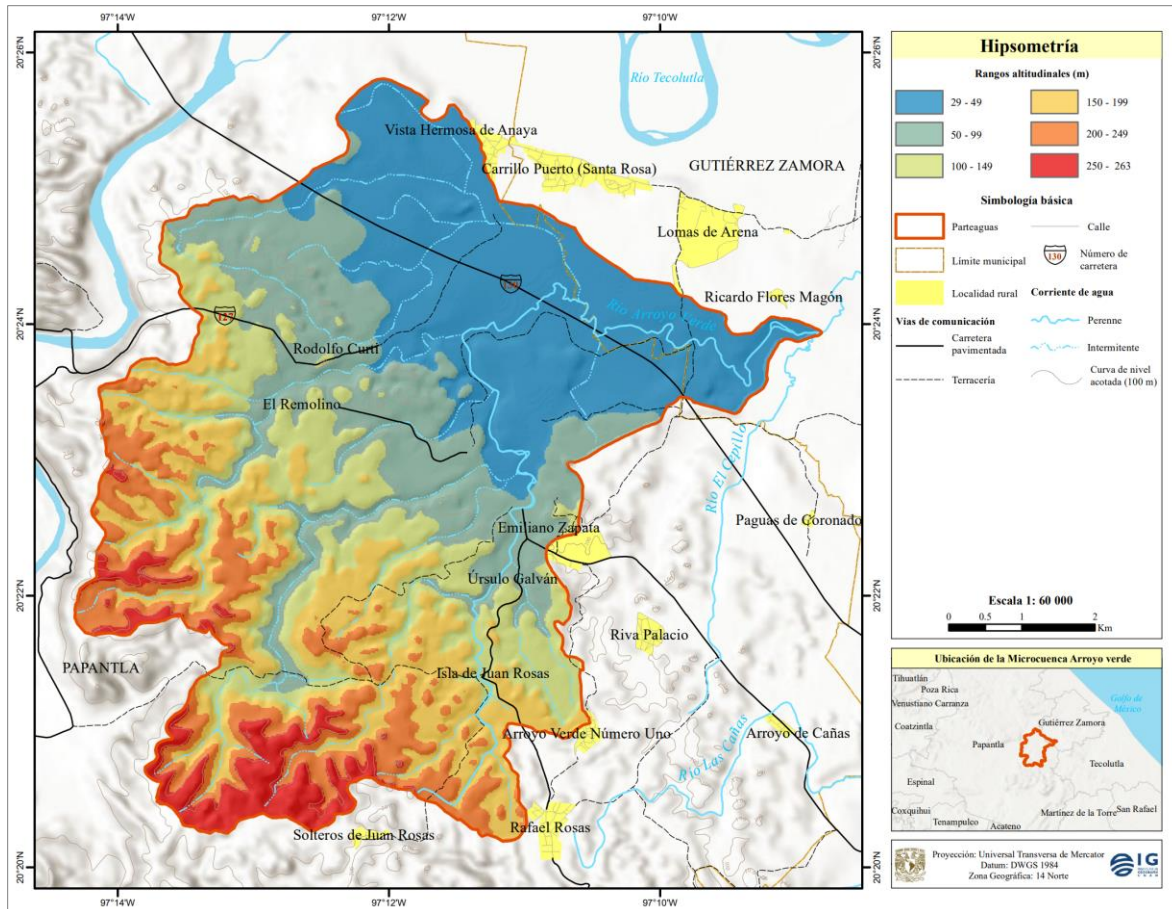


Figura 2.7. Hipsometría. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

Considerando la pendiente, la hipsometría y la red de drenaje, se identificaron seis unidades geomorfológicas (Figura 2.9), las cuales son definidas por Lugo (2011) como:

1. Cimas: conforman la parte más alta de una elevación, desde la cual se reconoce una disminución de la altitud del relieve hacia todos lados. En este caso corresponden a las partes cumbreles de los lomeríos, ocupan el 14% de la superficie de la cuenca.
2. Laderas: se refieren a los lados o costados de una cadena montañosa o elevación individual. Son superficies inclinadas formadas por la conexión dinámica entre el parteaguas y el fondo, con las estribaciones de elevaciones menores, o con un valle o una llanura. Su función es la evacuación de las rocas y escombros preparados por la meteorización y la descarga de los elementos en solución o suspensión a través de los cursos de agua. Se distribuyen en el 37% de la superficie.
3. Llanura de inundación: se genera debido a la construcción de los depósitos aluviales recientes y actuales de una corriente fluvial, como consecuencia de la pérdida de la capacidad de transporte

de sedimentos del río durante el estiaje, o cuando los cursos tributarios llevan más material hacia la corriente colectora principal. Ocupa el 5% de la cuenca.

4. Planicie con elevaciones menores: porción de la superficie terrestre de cualquier dimensión, equivalente a un plano horizontal o de poca inclinación, con la característica de presentar lomeríos o elevaciones de poca altitud y dispersas. Ocupa el 19% de la superficie de la cuenca.
5. Valles erosivos: son las formas originadas por las corrientes que se extienden en declives de cauces mayores o bien desarrollados, donde el gradiente de pendiente es $>10\%$. Abarcan el 22% de la superficie de la cuenca.
6. Valles acumulativos – erosivos: localizados en la porción baja de los lomeríos y en los declives tendidos en transición hacia la llanura, con un gradiente de pendiente menor a 2%. Su característica principal es la acumulación de sedimentos. Se distribuyen solamente en el 3% de la cuenca.

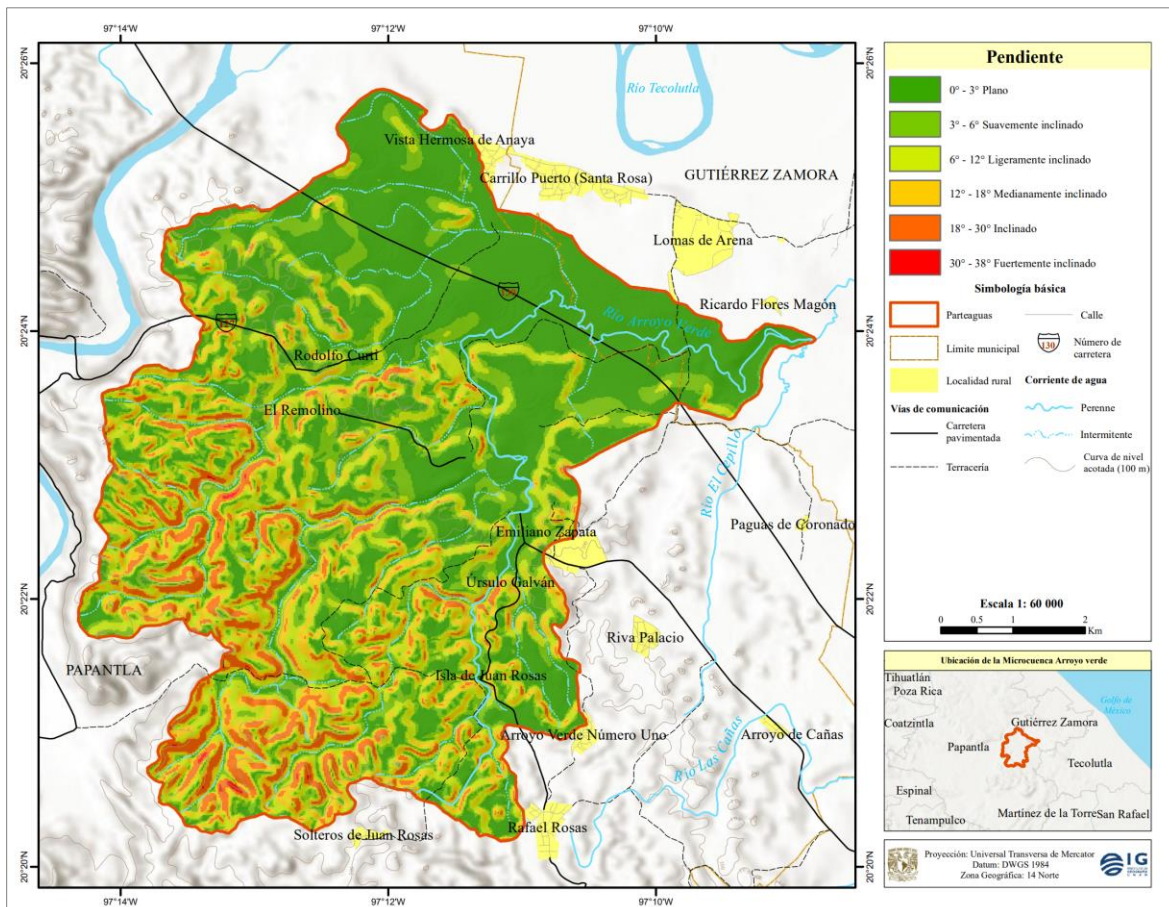


Figura 2.8. Pendiente del terreno. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

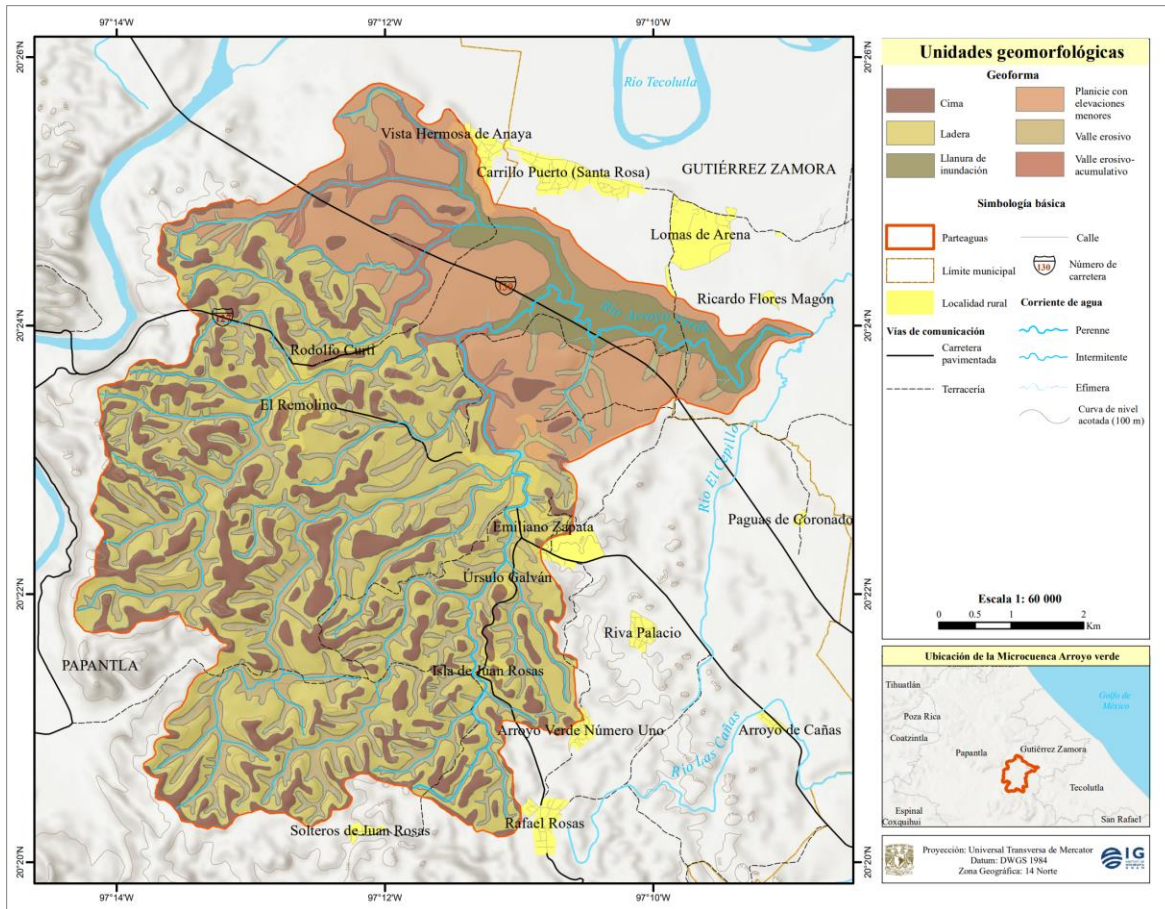


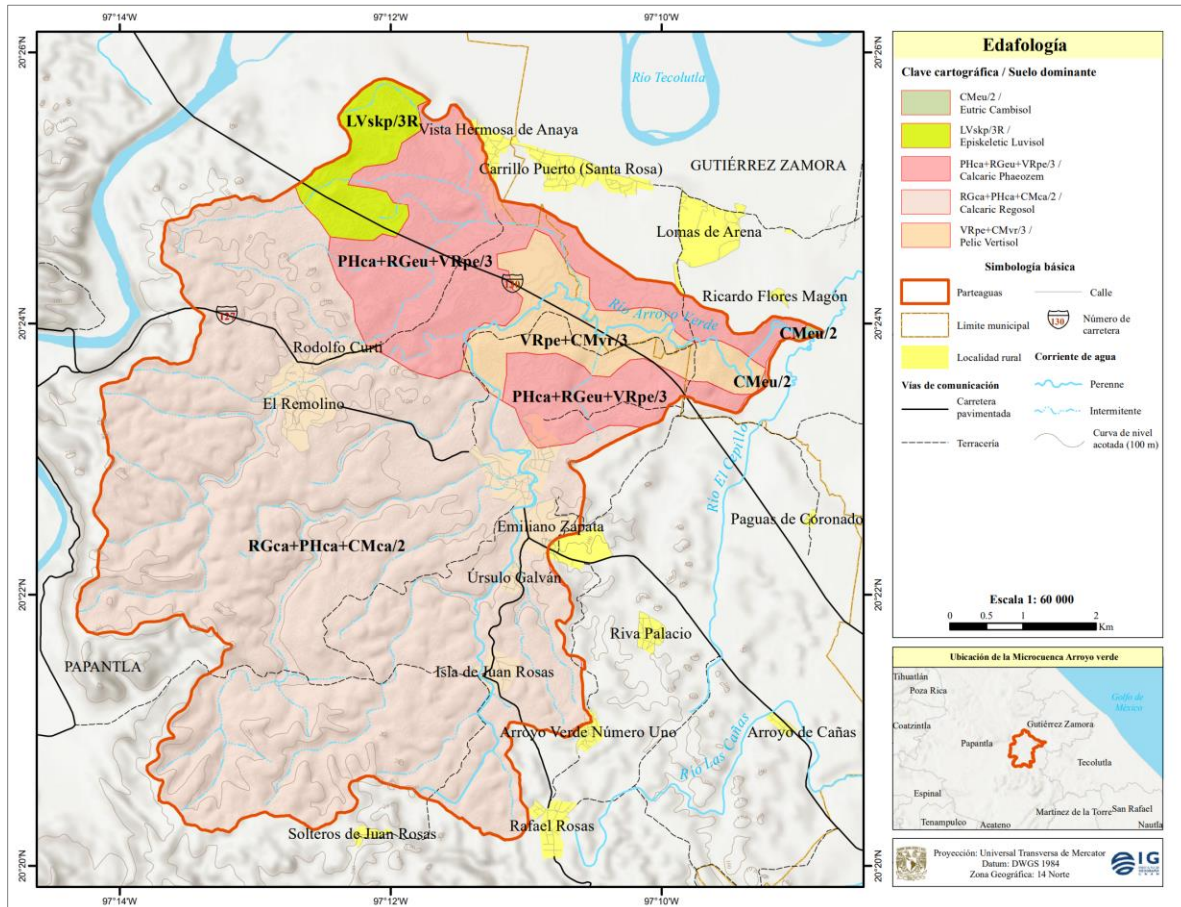
Figura 2.9. Unidades geomorfológicas. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

El relieve tiene un papel fundamental en la dispersión de los derrames de petróleo; el comportamiento de migración e infiltración dependerá directamente de la forma del terreno y la pendiente, por ejemplo, las zonas bajas inundables son mayormente susceptibles a provocar migración de los hidrocarburos en época de lluvias. Mientras que las zonas con fuerte pendiente promoverán la dispersión laminar de los derrames, por el contrario, en las zonas con poca o nula pendiente, los procesos de infiltración de los hidrocarburos del petróleo serán de mayor importancia (Álvarez, 2002; Ortiz, 2010; Lima y Adams, 2011).

2.2.4 Suelos

El suelo es una zona de interacción entre la atmósfera, la hidrósfera, biósfera y litósfera, y sus características en cada punto del paisaje se desarrollan en función del material parental, clima, relieve, la actividad de los organismos y el tiempo, mismos que se denominan factores formadores, y que a su vez determinan la dirección e intensidad de los procesos pedogenéticos (Siebe, 2020). La conjunción de los factores formadores resulta en una diversidad espacial de las características y tipos de suelo. En la MAV

de acuerdo con el INEGI (2007) se encuentran cinco asociaciones de grupos de referencia de suelo (Figura 2.10) que incluyen como suelos dominantes y por orden de superficie a Calcaric Regosol, Calcaric Phaeozem, Pellic Vertisol, Episkeletic Luvisol, y en menor proporción Eutric Cambisol.



La clave cartográfica se compone de una asociación de hasta tres grupos de referencia del suelo con sus calificadores principales: Suelo dominante + Suelo secundario + Suelo terciario /Clase textural – Limitante superficial. Clase textural: 1= gruesa, 2=media y 3=fina.

Figura 2.10. Asociaciones de Grupos de Referencia de Suelo. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2007.

En el 72% de la MAV, se presenta la asociación Calcaric Regosol, Calcaric Phaeozem y Calcaric Cambisol de textura media (RGca +PHca+CMca/2), se encuentran ampliamente distribuidos al noroeste, centro y sur. El calificador Calcaric, indica que los suelos de esta asociación contienen más de 2% de CaCO₃ equivalente heredado del material parental, el cual corresponde a areniscas y limolitas del Oligoceno. El suelo dominante de esta asociación, Calcaric Regosol, se desarrolla sobre un estrato de material suelto o poco consolidado, son poco desarrollados, asociados a zonas en las que los procesos pedogenéticos han actuado durante poco tiempo o con poca intensidad. El suelo secundario (Calcaric Phaeozem), se asocia a

los sitios con mayor estabilidad del relieve y con cobertura vegetal más densa, son suelos caracterizados por poseer un horizonte superficial oscuro por su elevado contenido en materia orgánica, esto les confiere estabilidad estructural, porosidad y fertilidad, poseen una alta actividad biológica que se manifiesta en una buena integración de la materia orgánica con la mineral. El suelo terciario Calcaric Cambisol, manifiesta cambios en el contenido de arcilla, coloración, formación de estructura, etc., es decir, muestran un horizonte cámbico (Bw), presentando condiciones favorables para las actividades agrícolas.

En el 18% de la superficie se presenta la asociación Calcaric Phaeozem, Eutric Regosol y Pellic Vertisol de textura fina (PHca+RGeu+VRpe/3). El suelo dominante comparte las características antes mencionadas de un Calcaric Phaeozem, también presenta más de 2% de CaCO_3 equivalente heredado del material parental, que corresponde a areniscas y conglomerado polimíctico del Mioceno. El suelo secundario, Eutric Regosol, se caracteriza por tener una saturación de bases (Ca, Mg, K y Na) mayor a 50% (IUSS, 2015). Esta asociación se distribuye en la unidad geomorfológica de planicie con elevaciones menores.

La asociación Pellic Vertisol y Vertic Cambisol de textura fina (VEpe+CMVr/3) ocupa el 6% de la superficie. El suelo dominante, Pellic Vertisol, se caracteriza por tener un horizonte vértico y más de 30% de arcilla en todos sus horizontes dentro de los primeros 100 cm de espesor (IUSS, 2015). Estas arcillas, confieren la propiedad de formar agregados y de expandirse y contraerse dependiendo de su contenido de humedad.

Finalmente, el 3.6% de la superficie de la MAV presenta suelos de tipo Episkeletic Luvisol de textura fina (LVspK/3R) caracterizados por un mayor contenido de arcilla en el horizonte subsuperficial, respecto del horizonte superficial, debido a procesos de iluviación de arcillas (IUSS, 2015). La principal característica de estos suelos es que contiene más de 40% (volumen) de fragmentos gruesos en una profundidad menor a 50 cm desde la superficie, mismo que limita o impide el uso de implementos agrícolas (INEGI, 2004).

Con el fin de comprender la relación del relieve con el suelo y su comportamiento frente a los derrames de petróleo, en la figura 2.11, se propone una secuencia de suelos de la MAV en un gradiente topográfico: las cimas de los lomeríos ofrecen la estabilidad geomorfológica que promueve el avance de los procesos pedogenéticos formando suelos muy desarrollados, en este caso Episkeletic Luvisol, áreas ocupadas para la agricultura especialmente de cítricos. En los hombros de ladera, se encuentran los suelos Calcaric Regosol, debido a que pendientes fuertes promueven inestabilidad geomorfológica que ralentiza el desarrollo pedogenético, resultando en suelos con poco desarrollo.

En las laderas asociadas con vegetación natural y al continuo aporte de materia orgánica es posible la formación de suelos Calcaric Phaeozem, cuando estos suelos pierden su horizonte superficial (asociados a disturbios naturales o antrópicos) son expuestos a nuevos procesos pedogenéticos, formando suelos del grupo de los Cambisoles. Hacia las zonas bajas se presentan procesos de acumulación de los productos del intemperismo, el agua de percolación transporta parte del ácido silícico de las partes altas de la cuenca, acumulándolo en las zonas bajas, dando origen a la formación de suelos tipo Pelic Vertisol.

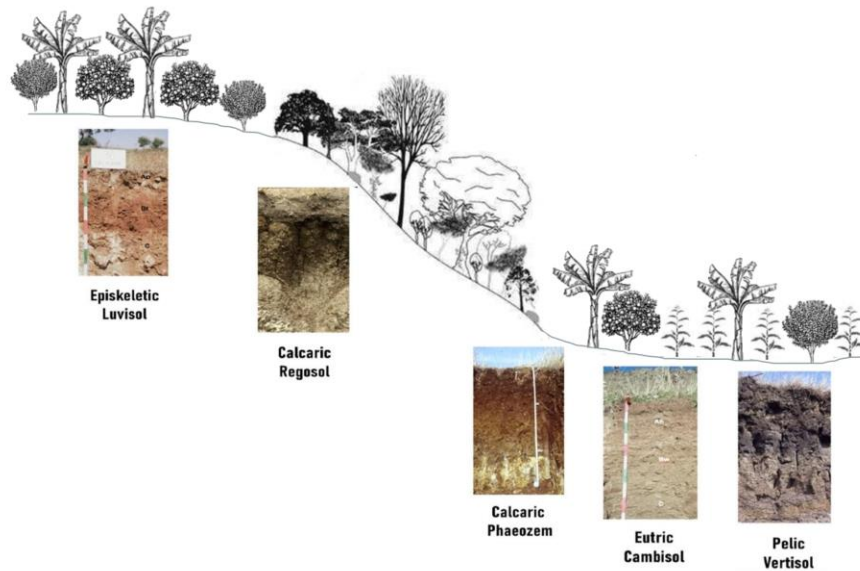


Figura 2.11 Propuesta de Catena de suelos. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2007; Imágenes de los perfiles de suelo tomadas de Camargo y Agudelo, 2017; Siebe 2020; Badía, 2021.

Las características de los suelos son esenciales para analizar el comportamiento de un derrame, ya que éstos influyen en la movilidad y velocidad de dispersión; también pueden inferirse aspectos acerca de la persistencia, la biodisponibilidad y la toxicidad de los hidrocarburos en el ambiente, así como de la estabilidad y perdurabilidad de la infraestructura (tendidos de ductos) que sobre ellos se asientan (USEPA, 1999; Cram et al., 2010).

Por ejemplo, en suelos de drenaje lento (de texturas finas) y situados en zonas con poca pendiente como los Episkeletic Luvisol y Pelic Vertisol, el petróleo crudo permanecerá en la superficie del suelo por periodos relativamente largos, lo que facilita las actividades de limpieza, remoción y disposición final del suelo contaminado. Por otra parte, en suelos permeables (textura media) o aquellos con poca profundidad como los Calcaric Regosol, el petróleo se infiltrará con mayor facilidad, sin embargo, si la pendiente es pronunciada facilitará la dispersión horizontal, en ambos casos la manifestación de daños será mayor.

2.2.5 Hidrografía

El ciclo hidrológico es uno de los procesos biofísicos más importantes en el planeta y es estudiado con mayor interés en la fase terrestre, donde un elemento fundamental del análisis es la cuenca hidrográfica, la cual permite entender espacialmente el ciclo hidrológico, así como cuantificar e identificar los impactos de las actividades humanas (sedimentos, contaminantes, etc.) a lo largo de la red hidrográfica, que afectan positiva o negativamente la calidad y cantidad del agua, la capacidad de adaptación de los ecosistemas y la calidad de vida de sus habitantes. En ellas se integran e interactúan entre sí los sistemas biofísicos, socioeconómicos y políticos (Cotler, 2007; SEMARNAT, 2013).

La MAV se encuentra en la parte baja de la cuenca y subcuenca del río Tecolutla y pertenece a la Región Hidrológica 27 Tuxpan Nautla (Pereyra et al., 2010). Es una cuenca exorreica, y su red hídrica está conformada por 385 corrientes efímeras, 42 corrientes intermitentes y un río perenne, llamado Arroyo Verde, el cual se origina a los 192 metros de altitud, después de recorrer 16.6 km se une al río el Cepillo, el cual confluye por la margen derecha al río Tecolutla, para recorrer 30 km en dirección Este y finalmente desembocar en el Golfo de México. Por otra parte, los cuerpos de agua que dominan en la cuenca son bordos, los cuales se concentran en la parte noreste de la cuenca (Figura 2.12).

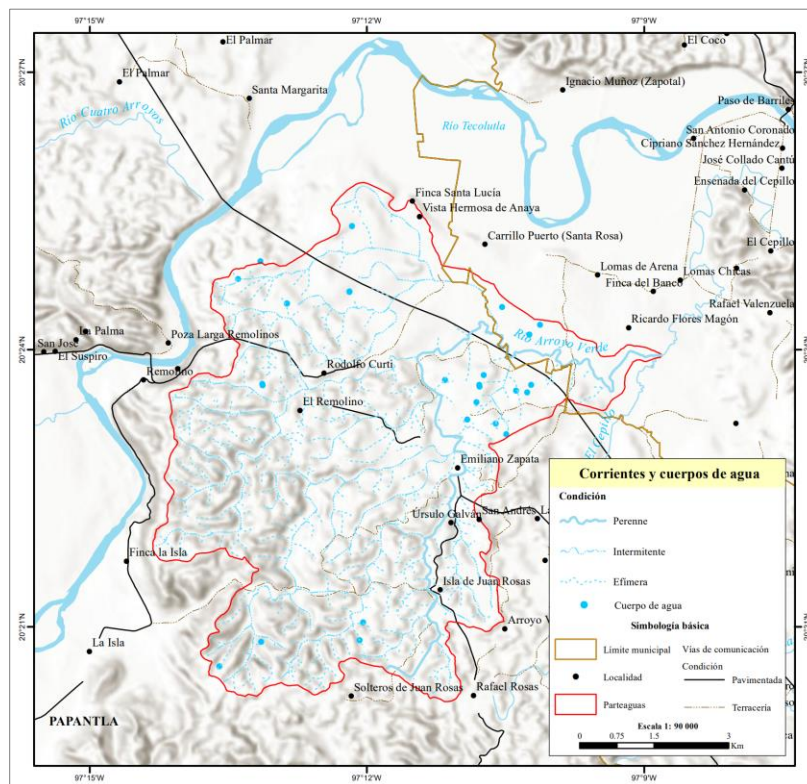


Figura 2.12 Corrientes de agua superficiales y cuerpos de agua. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2015.

El comportamiento fluvial se define a través de los componentes del subsistema natural tales como las geoformas, las rocas, los suelos y el régimen climático que en su conjunto definen los tipos de cuenca. En los párrafos siguientes se describen algunas de sus características morfométricas (Tabla 2.1), que permiten comprender a grandes rasgos dicho comportamiento.

Tabla 2.1. Parámetros morfométricos

Parámetro	Valor	Clasificación
Área (km ²)	52.14	Pequeña
Desnivel altitudinal (m)	240	Bajo
Factor de Horton (Kf)	0.56	Ligeramente ensanchada
Orden (Clasificación de Strahler)	5	Medio
Número de escurrimientos	428	Alto
Densidad de drenaje (km/km ²)	3.91	Alta
Longitud del cauce principal (km)	16.6	Largo
Pendiente media del cauce principal (%)	2	Suave
Tiempo de concentración (hr)*	3.14	Lento

*El tiempo de concentración se obtuvo de la media de los resultados de los métodos California (3.34 hr), Pilgrim y Mcdermott (3.41 hr), V.T Chow (2.50 hr), Kirpich (3.34 hr).

Fuente: Elaborado con base en INE, 2004; Camino, 2018.

Con base en la delimitación del parteaguas, la MAV tiene un área de 52.14 km², que de acuerdo con el INE (2004) se clasifica como una cuenca pequeña, esto influye directamente en su capacidad para coleccionar agua. El desnivel altitudinal (240 m) se traduce en una baja variabilidad de precipitaciones y temperatura acorde a los pisos altitudinales que se podrían encontrar.

El factor de Horton (Kf) relaciona el área de la cuenca y el cuadrado de la longitud máxima, cuando el valor de Kf es >1 proporciona el grado de achatamiento de la cuenca o el de un río principal corto. En consecuencia, con tendencia a concentrar el escurrimiento de una lluvia intensa formando fácilmente grandes crecidas. El resultado indica que la cuenca es ligeramente ensanchada, por lo que tiene susceptibilidad media a generar crecidas (Camino, 2018).

El Tiempo de concentración (Tc), es el tiempo necesario desde el inicio de la precipitación para que toda la cuenca contribuya al cauce principal, es decir, es el tiempo que toma el agua precipitada en los límites más extremos de la cuenca para llegar al punto de salida de ésta, el Tc resultó lento (3.14 hr), esto supone una mayor infiltración. Por otra parte, la densidad de drenaje refleja controles topográficos, litológicos,

pedológicos y de vegetación, en general, una mayor densidad de escurrimientos indica mayor estructuración de la red fluvial, o bien que existe mayor potencial de erosión. La densidad de drenaje es alta, siendo de 3.91 km/km^2 , que significa grandes volúmenes de escurrimiento, sin embargo, la pendiente media de la cuenca (6.72°) y del cauce principal (1.14°) (Figura 2.13), implican una menor velocidad de desplazamiento de la escorrentía (Duque, 2020). En períodos de estiaje en cuencas planas y de alta densidad de drenaje, como es el caso de la MAV, se espera estabilidad del régimen de caudales, debido al drenaje subsuperficial y al aporte subterráneo (Camino, 2018; Duque, 2020).

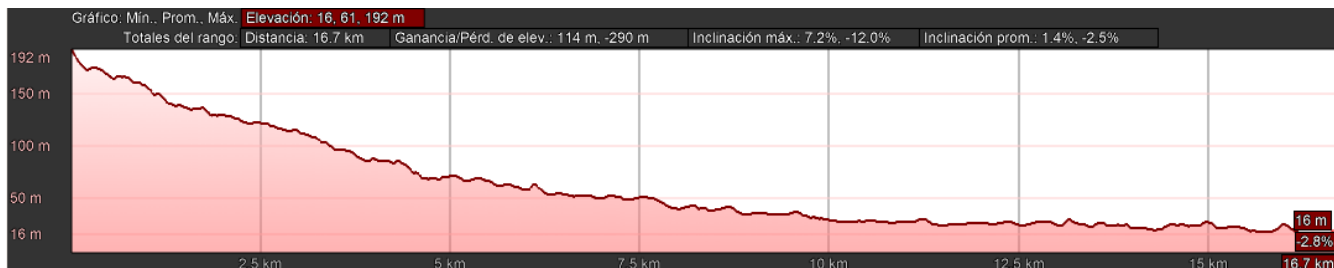


Figura 2.13. Perfil de elevación del Arroyo Verde. Fuente: Google Earth, 2023.

Hidrológicamente, un modelo que permita comprender el comportamiento de un derrame de petróleo debe considerar el transporte subterráneo, superficial y atmosférico (Burgos, 2008). Sin embargo, para este trabajo, de manera general y con base en los parámetros morfométricos calculados, se resume que el tamaño, la forma y la pendiente media de la cuenca y del cauce principal promueven una susceptibilidad media a generar crecidas, lo que reduce la vulnerabilidad ante estos eventos hidrometeorológicos.

No obstante, la alta densidad de drenaje (3.91 km/km^2), aunada a su estabilidad en el régimen del caudal a lo largo del año, representa vías de dispersión constantes y distribuidas a lo largo de toda la cuenca, por lo que, en caso de un derrame de petróleo se movilizará a través de sus corrientes de agua, contaminando a su vez cuerpos de agua, vegetación natural, zonas de cultivo, etc.

2.2.6 Vegetación y Uso de Suelo

Entre los años de 1920 a 1939, la región Totonaca de Papantla, en la que se encuentra la MAV, el cultivo de mayor importancia fue la vainilla, producida con el sistema conocido como acahual. Con el reparto agrario, este cultivo comenzó a perder importancia. Se produjo la apertura de tierras agrícolas que provocó grandes áreas deforestadas (Barrera et al., 2009; Aguilar, 2017). Desde 1970 se fue consolidando el cultivo de cítricos, especialmente naranja valencia y limón persa, caracterizados por ser de temporal y de poca tecnificación. En menor medida se produce plátano, maíz y frijol, principalmente para autoconsumo y se

intercalan con los cultivos de cítricos. También se lleva a cabo ganadería (bovina), sin embargo, es de poca extensión (Schöneich, 2018; Campos, 2018).



Figura 2.14. Plantaciones de naranja en la comunidad de Emiliano Zapata, Papantla. Fuente: Campos, 2018.

De acuerdo con INEGI (1983) la selva mediana subperennifolia ocupaba el 57.8 % de la superficie, sin embargo, en el año 2013 se redujo al 40%, de los cuales sólo el 12% mantuvo estrato arbóreo, mientras que en 1983 era del 23%. Caso contrario, el área agrícola en el año 2013, representó el 54.8% de la superficie, mientras que en 1983 apenas representaba el 0.39% (Figura 2.15).

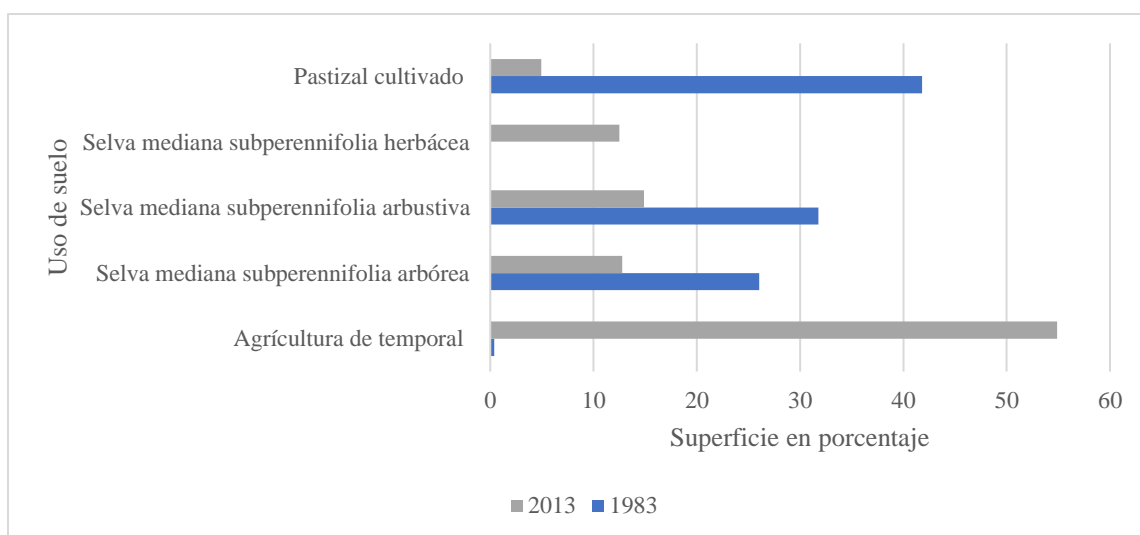


Figura 2.15. Superficie en porcentaje por uso de suelo y vegetación en el año 1983 y 2013. Fuente: Elaborado con base en INEGI 1983 y 2013.

Por medio de fotointerpretación se determinó que para el año 2022, el uso dominante fue la agricultura de cítricos, que representó el 66.60% (34.71 km²). El uso forestal ocupó el 22.64% (11.8 km²), de ésta el 40% es vegetación arbórea y el 60% es arbustiva. Los asentamientos humanos ocuparon el 2.84% (1.48 km²) y el uso de suelo industrial que corresponde a las instalaciones petroleras abarcó el 0.67% (0.36 km²) ocupados por las cinco baterías de separación, una estación de compresión y los pozos que se identificaron en las imágenes (Figura 2.16).

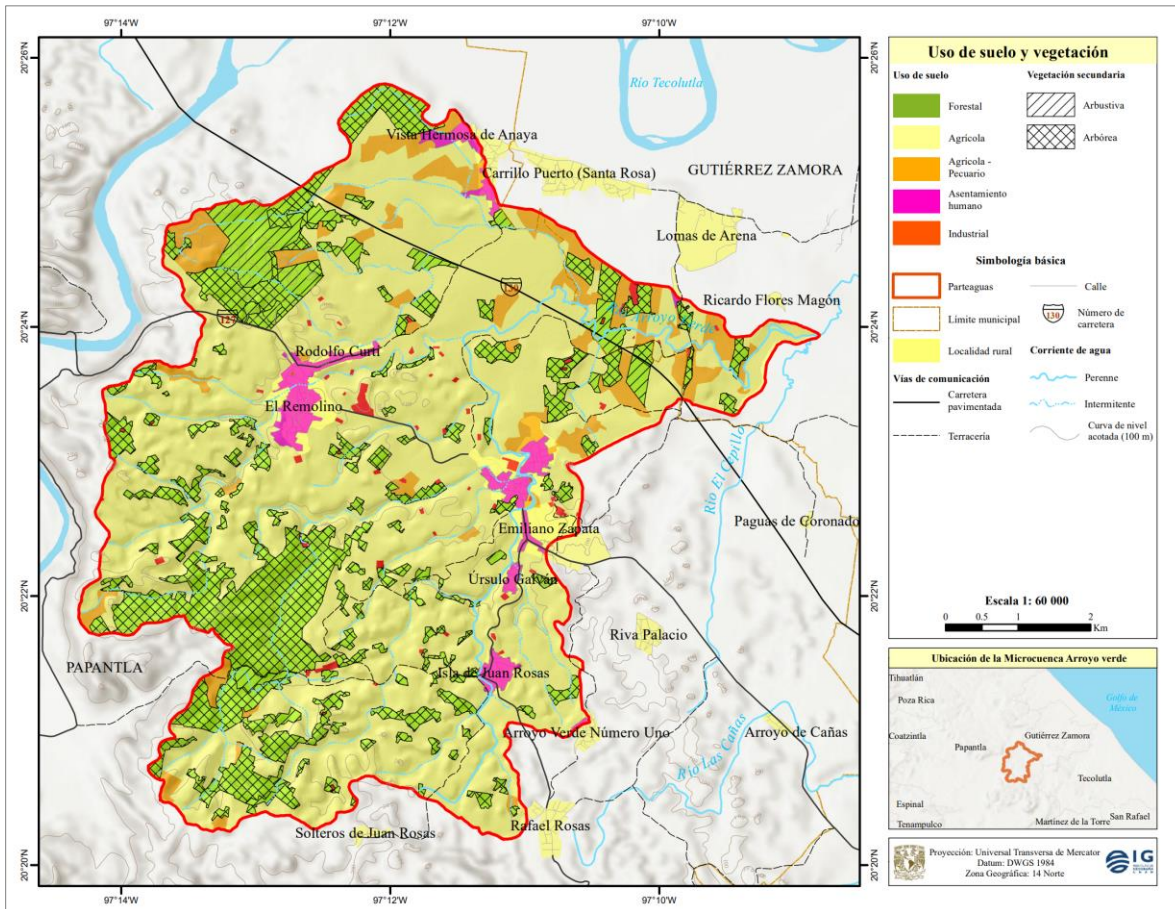


Figura 2.16. Uso de suelo y vegetación (año 2022). Fuente: Elaborado con base en fotointerpretación.

Por otra parte, Basáñez et al. (2012) y Barrios et al. (2019) en la localidad de El Remolino, identificaron 20 familias en la que sobresale Tiliaceae y Burseraceae y las especies dominantes son *Bursera copallifera*, *Brosimum alicastrum* y *Bursera simaruba* (Figura 2.17), con mayor porcentaje de especies entre 10 a 20 m de altura, que indican regeneración natural con un grado de desarrollo intermedio de la selva mediana subperennifolia.



Figura 2.17. *Bursera simaruba* (izquierda) y *Brosimum alicastrum* (derecha). Fuente: Red de herbarios del Noroeste de México, s.f; UNIBIO, 2016.

2.3 Componente Socioeconómico

La población es el componente esencial en la dinámica de una cuenca hidrográfica, debido a que todas aquellas actividades que se llevan a cabo en este territorio repercuten en la calidad y cantidad de los recursos naturales y también de la presencia de peligros o amenazas y la ocurrencia de desastres. En los párrafos siguientes se describen las principales características socioeconómicas.

2.3.1 Población

La MAV cuenta con ocho localidades rurales con régimen de propiedad ejidal, de las cuales la localidad de Carrillo Puerto (Santa Rosa) pertenece al municipio de Gutiérrez Zamora, y las localidades Vista Hermosa de Anaya, Rodolfo Curti, El Remolino, Emiliano Zapata, Úrsulo Galván, Arroyo Verde Número Uno e Isla de Juan Rosas forman parte del municipio de Papantla (Nejapa, 2018; INEGI, 2021a).

El proceso de conformación y reconfiguración del territorio de las comunidades en la MAV parte de dos antecedentes fundamentales (Chenaut, 2010): el primero se refiere al reparto agrario, con el que se fundaron los ocho ejidos, iniciando con El Remolino en 1924 y el último, Úrsulo Galván en 1953 (Nejapa, 2018); el segundo antecedente se da específicamente en la localidad de Emiliano Zapata en 1954 con la entrada de PEMEX y el inicio de las actividades de exploración y explotación petrolera, lo que propició un aumento de habitantes en la zona, debido a la oferta de trabajo para ese entonces (Aguilar, 2017).

Para el año 2020, el número de habitantes era de 6,498, la población femenina representó el 50.63% (3,290) y 49.37% (3,208) de población masculina. En la tabla 2.2 se muestra el número de habitantes en las localidades desde 1995 hasta 2020. Destaca que la localidad de Carrillo Puerto muestra un ligero descenso hacia el año 2010. El 24% de la población se encuentra entre los 0 y 14 años, el 5.8% entre los 15 y 24 años, el 57% entre los 25 a 64 años y el 12% tiene más de 65 años (INEGI, 2021a).

Tabla 2.2. Número de habitantes, periodo 1995-2020

Localidad/Año	1995	2000	2010	2020
Vista hermosa de Anaya	229	234	230	235
Carrillo Puerto (Santa Rosa)	2,209	1,959	1,673	1,683
Rodolfo Curti	427	418	488	493
El Remolino	1,014	1,085	1,225	1,251
Emiliano Zapata	1,553	1,541	1,501	1,540
Úrsulo Galván	289	272	290	222
Isla de Juan Rosas	441	457	496	512
Arroyo Verde Número Uno	496	595	567	562
Población total	6,658	6,561	6,470	6,498

Fuente: Elaborado con base en Nejapa, 2018; INEGI, 2021a.

Para el año 2020 el número de hablantes de lengua indígena se redujo a 607 personas, que representan el 9.34% de la población total, de este grupo 47% son mujeres y 53% hombres. En relación con lo anterior, 16 personas hablaron alguna lengua indígena pero no hablan español. El 85% de los hablantes de lengua indígena se concentran en las localidades de El Remolino, Emiliano Zapata y Rodolfo Curti (INEGI, 2021a).

El grado promedio de escolaridad en la MAV es de 7.4, no obstante, es mayor en la localidad de Emiliano Zapata, el cual se acerca al grado promedio estatal de 8.2, y el menor grado se encuentra en Arroyo Verde Número Uno (Tabla 2.3). Cabe resaltar, que el grado promedio de escolaridad es mayor en hombres (8.5 años) y en el caso de las mujeres es de 7.3 años (INEGI, 2021a).

Tabla 2.3. Grado promedio de escolaridad por localidad

Localidad	Grado promedio de escolaridad	Localidad	Grado promedio de escolaridad
Carrillo Puerto	7.86	Úrsulo Galván	6.38
Emiliano Zapata	8.18	Vista Hermosa de A.	7.18
El Remolino	7.75	Isla de Juan Rosas	7.35
Rodolfo Curti	7.34	Arroyo Verde N. U	6.77

Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2021a.

La Población Económicamente Activa (PEA) es de 2,913 personas, de la cual el 73% son hombres, mientras que la Población Ocupada es de 2,910, el 73.23 % está representada por hombres (INEGI, 2021a). Las actividades económicas principales son la agricultura, especialmente de cítricos.

2.3.2 Servicios y equipamiento urbano

En cuanto a instalaciones educativas, se encuentran siete escuelas preescolares; una en cada localidad excepto en Carrillo Puerto; seis escuelas primarias, y tres escuelas secundarias ubicadas en la localidad de Rodolfo Curti, Emiliano Zapata y El Remolino. En lo que respecta a instalaciones de servicios de salud, existen tres unidades médicas, una en la localidad de Isla de Juan Rosas, El Remolino y Emiliano Zapata, respecto a este tema, el 74% de la población está afiliada a servicios de salud, de este porcentaje, el 57% está afiliada en el Instituto de Salud para el Bienestar y el 9% en el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) (INEGI, 2021a).

Referente a la vivienda y los servicios, el total de viviendas en el año 2020 fue de 2,223, el 85% estaban habitadas, con un promedio de 3.5 habitantes por vivienda. En cuanto a los servicios básicos, el 98.7% de las viviendas contó con energía eléctrica, con agua entubada el 70% y drenaje el 71% (Figura 2.18) (INEGI, 2021a), lo anterior, refleja la importancia de mantener los cuerpos y corrientes de agua libres de contaminantes, ya que se infiere que el 30% de las viviendas y de la población que las habita depende de estas fuentes de agua. Por otra parte, en la figura 2.19 se observa el porcentaje de viviendas que cuentan con electrodomésticos y otros aparatos, destacan bienes como el refrigerador, celular y televisión, mientras que otros como el poseer una lavadora, computadora o automóvil es menos común.

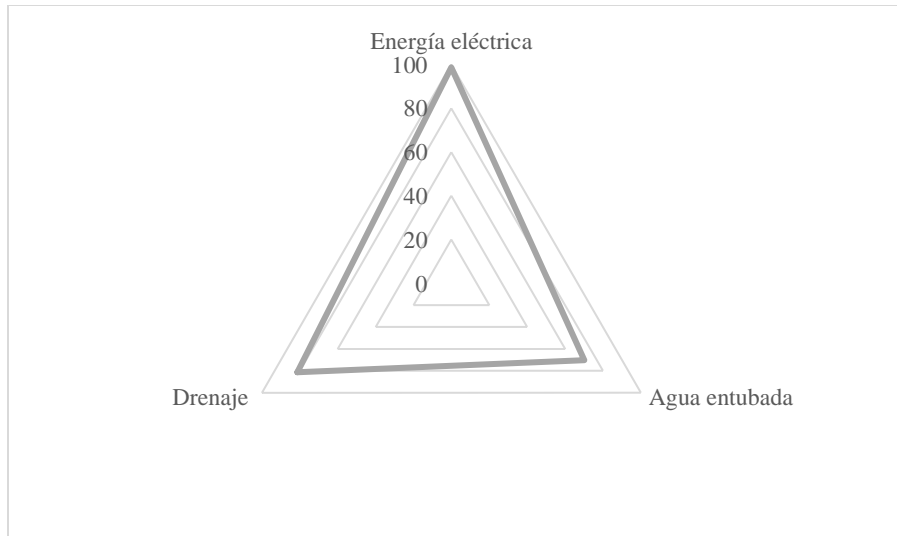


Figura 2.18. Porcentaje de viviendas habitadas que cuentan con servicios básicos. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2021a.

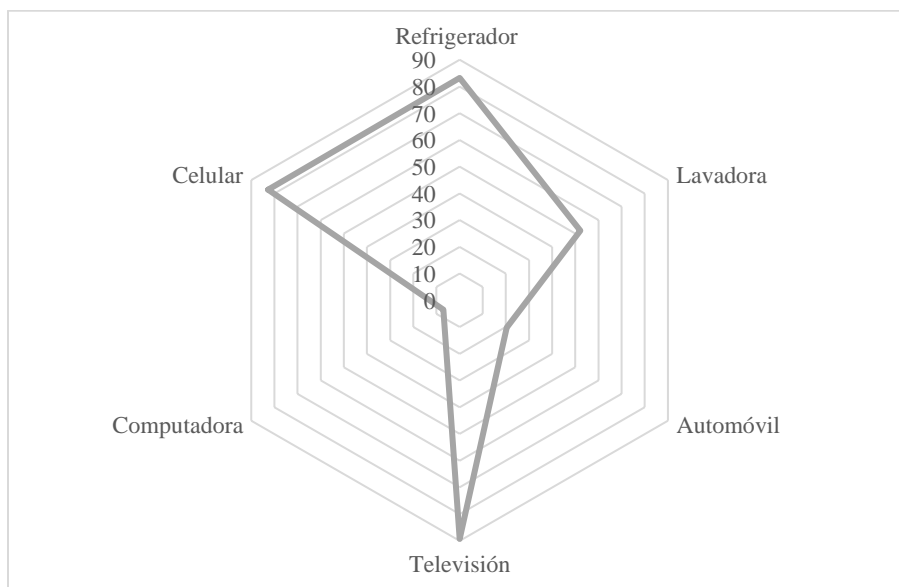


Figura 2.19. Porcentaje de viviendas habitadas que cuentan con electrodomésticos y otros aparatos. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2021a.

2.4 Actividad Petrolera

En Veracruz, los primeros registros de la explotación petrolera se dan específicamente en Papantla, cuando en 1868, Adolph Autrey formó su Compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México y logró perforar 2 pozos con una producción mínima e instaló un alambique que podía refinar 4 000 galones de queroseno. La cantidad explotada no era suficiente, por lo que, la empresa dejó de operar en 1887 (Chenaut, 2017).

A principios del siglo XX, las compañías petroleras que operaban en México se sostenían principalmente de capital privado. Las petroleras estadounidenses Mexican Petroleum Company of California y la S. Pearson & Son y sus subsidiarias Huasteca Petroleum Company y la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, controlaban las actividades de exploración y explotación en el país, ésta última en 1933 realizó el hallazgo del campo Poza Rica que le dio renombre a la ciudad (Kourí, 2004; Chenaut, 2010).

En 1938, el presidente Lázaro Cárdenas decretó la expropiación de las empresas petroleras e inicia la nacionalización del sector de hidrocarburos, creando a PEMEX, quien funcionó como una empresa descentralizada federal, dotada de carácter técnico, industrial y comercial con personalidad jurídica, convirtiéndose en la única petrolera del país, funcionando como una empresa verticalmente integrada desde la exploración hasta la comercialización de los hidrocarburos (Schöneich, 2018; Campos, 2018).

En Poza Rica y sus alrededores, PEMEX continuó con la exploración y extracción. La ciudad se convirtió en un polo de desarrollo regional, atrajo migrantes de diferentes partes del país y así reordenó el espacio y la vida social, las actividades de extracción dieron forma al paisaje a través del aumento del grado de industrialización (Kourí, 2004; Chenaut, 2017).

Durante 1954 y 1956, PEMEX llevó a cabo exploraciones en la localidad de Emiliano Zapata, Papantla, así descubrió el yacimiento conocido como campo San Andrés. En 1956, se perforó el pozo San Andrés 2 y 3, y con estos descubrimientos se inició la extracción de petróleo (Chenaut, 2017; Nejapa, 2018; Schöneich, 2018).

2.4.1 Infraestructura

Como se mencionó en el apartado 1.2.3, la MAV se encuentran en las áreas de asignación A-0393-M-San Andrés que abarca el 91% de la superficie y la AR-0451-2M-Remolino con el 9% y abarca parcialmente el área de los campos petroleros San Andrés, Remolino, Remolino PR y Hallazgo (Figura 1.4).

La infraestructura petrolera (Figura 2.20) consta de 335 pozos de petróleo y gas con una profundidad promedio de 3,150 m, de los cuales 258 pozos se encuentran inactivos; 43 cerrados; 33 activos y 1 en abandono. Existen 5 baterías de separación de gas y aceite construidas entre 1960 y 1962; 1 estación de compresión y 1 planta de inyección de aguas congénitas. La red de ductos abarca aproximadamente 170 km de longitud (Tabla 2.4) fabricados de materiales como acero al carbono y fibra de vidrio, y transportan principalmente crudo ligero y pesado, gas húmedo, seco o dulce (PEMEX, 2012; CNIH, 2023).

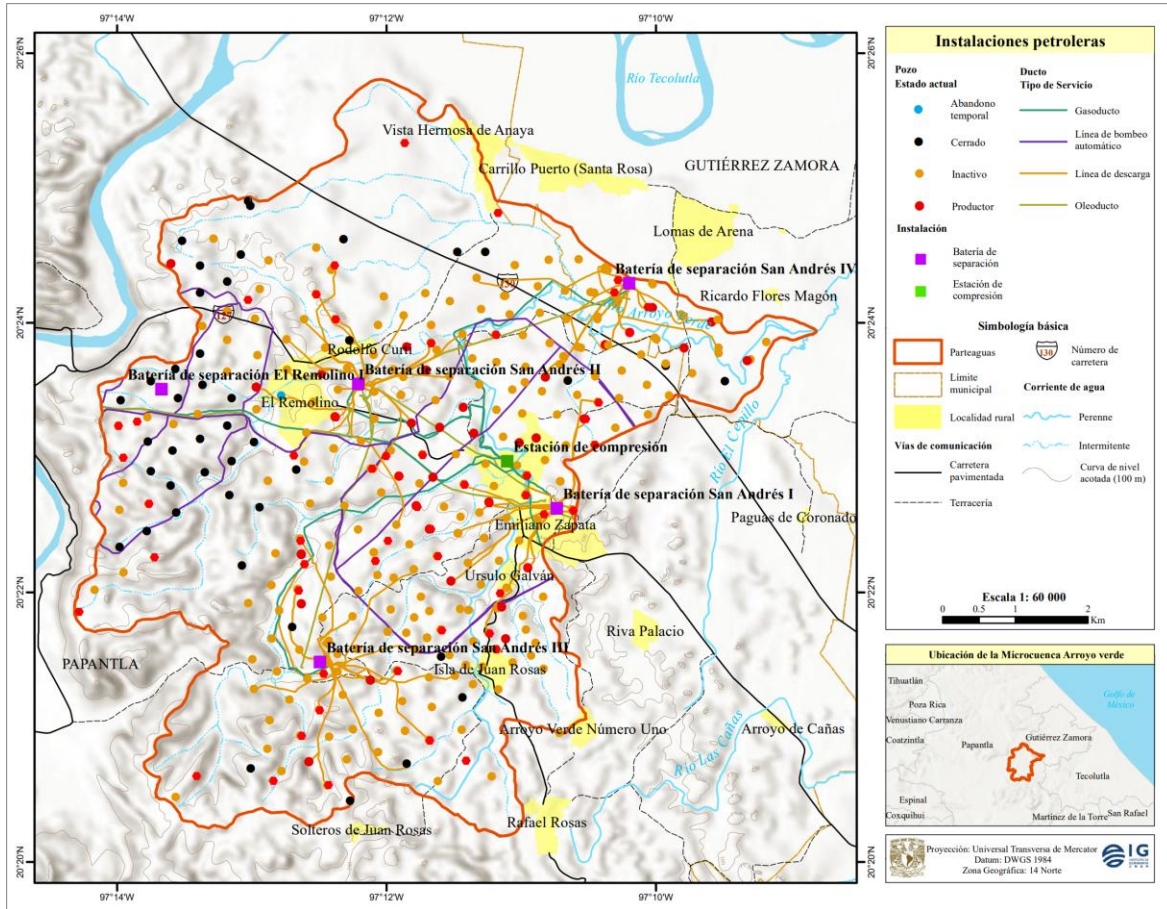


Figura 2.20. Infraestructura petrolera. Fuente: Elaborado con base en CNIH, 2023.

Tabla 2.4. Longitud por tipo de ducto

Tipo de ducto	Longitud (km)
Gasoductos	24.62
Oleoductos	18.64
Líneas de descarga	91.25
Líneas de bombeo	36.16
Total	170.67

Fuente: Elaborado con base en CNIH, 2023.



Figura 2.21. Plantación de naranjos y torre de prospección petrolera en la localidad de El Remolino, Papantla. Fuente: García y Checa, 2013.



Figura 2.22. Toma 1 y 2 de la central de turbinas ubicada en la comunidad de Emiliano Zapata, Papantla. Fuente: Aguilar, 2017.



Figura 2.23. Quemador de gas, bloque San Andrés, Papantla, Veracruz (izquierda). Pozo San Andrés 371, Emiliano Zapata, Papantla (derecha). Fuente: García y Checa, 2013.



Figura 2.24. Batería de separación San Andrés III (Izquierda). Planta de inyección de agua congénita (derecha). Fuente: PEMEX Exploración y Producción, 2012c.

En la figura 2.25, se muestra el número de pozos perforados en la MAV en el periodo de 1956 y 2021. Entre los años de 1957 a 1964 se presentó la mayor actividad, sobresale el año de 1961 con 39 pozos perforados. La perforación comenzó a descender y para 1970 presenta un ligero aumento. De 1976 a 1978 no se perforaron pozos, debido a que los trabajos de exploración se concentraron en la sonda de Campeche con el descubrimiento del complejo Cantarell (Nejapa, 2018). A partir de 1986 la perforación de pozos cesó por más de 25 años, más no la extracción, la perforación se reinició en 2011 y 2014 con la perforación de 8 pozos, después del 2014 no se reportan perforaciones (CNIH, 2023).

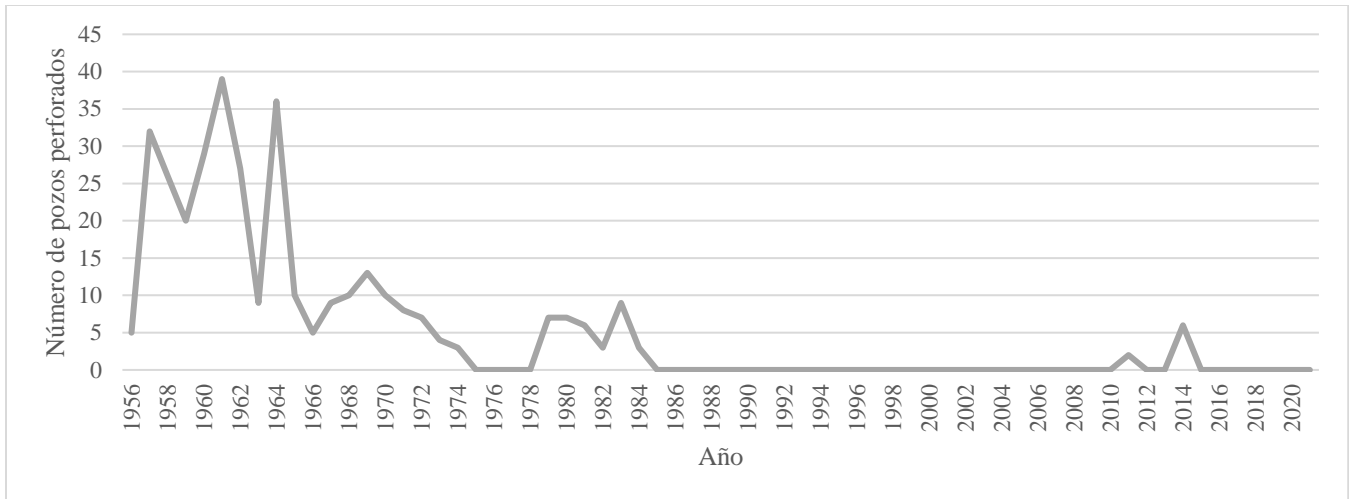


Figura 2.25. Pozos perforados en el periodo 1956-2021. Fuente: Elaborado con base en CNIH, 2023.

2.4.2 Derrames de petróleo crudo y sus impactos

Casi siete décadas de extracción de petróleo y gas, se han manifestado en un gran impacto ambiental y social. La población convive con el petróleo soportando muchos de los problemas que su explotación genera (Figuras 2.26, 2.27, 2.30 y 2.31). Aguilar (2017) afirma que los impactos ambientales han sido mayores en la localidad de Emiliano Zapata, ya que alberga la mayor infraestructura del área de estudio. Algunos de estos impactos han sido la contaminación del suelo y agua por derrames de petróleo (Figura 2.27), contaminación acústica por el ruido que generan las turbinas de la planta de bombeo y contaminación lumínica originada por las flamas que emiten los quemadores de gas.



Figura 2.26. La infraestructura petrolera como parte de la vida cotidiana en Emiliano Zapata. Fuente: Rodríguez, 2019.

Diversas fuentes hemerográficas han reportado algunos de los derrames y las consecuencias que han implicado en las localidades de la MAV, en los párrafos siguientes se mencionan brevemente.

En 1966 por la noche se presentó una explosión en un gasoducto que dejó un saldo de 10 personas fallecidas y 8 heridos de gravedad en la comunidad de Emiliano Zapata (Nejapa (2018). En la misma comunidad, en abril del 2008, se presentó una fuga de gas en el pozo San Andrés 26, se evacuó a la población por el riesgo de una explosión (Gaceta Parlamentaria, 2008).

Los derrames han tenido efectos ambientales, sociales y económicos drásticos en las localidades petroleras de Papantla, por ello, en el año 2008 se presentaron peticiones en el Congreso del Estado de Veracruz y en la Cámara de Senadores para exhortar al Poder Ejecutivo Federal a que implemente un plan de emergencia por la grave contaminación, sobre todo, en la localidad de Emiliano Zapata, Papantla, y se atiendan otros pasivos ambientales provocados por derrames de petróleo en la región (Gaceta Parlamentaria, 2008; Periodistas Digitales, 2015).

Por su parte, Núñez et al., (2020) mencionan que, en la localidad El Remolino, uno de los derrames más graves se produjo en 2010, cuando ocurrió un derrame de crudo en las aguas del río Tecolutla debido a la ruptura de una línea de descarga, PEMEX realizó trabajos de limpieza durante un mes en el área afectada.



Figura 2.27. La contaminación por petróleo crudo del arroyo Los Tejones. Fuente: Rodríguez, 2019.

Martín (2020) relata que desde el 2015 el arroyo “Los Tejones” ha sido contaminado debido a los escurrimientos de petróleo y aguas congénitas que provienen de uno de los ductos de un pozo del campo San Andrés, de acuerdo con De Luna (2017) pobladores de las localidades de Rodolfo Curti y Emiliano Zapata aseguran que estos derrames provocaron la muerte de ganado, daños a cultivos de cítricos y maíz, los pobladores demostraron su inconformidad bloqueando las instalaciones petroleras.

Siscar (2019) menciona que el arroyo “El Cepillo”, que da de beber a más de 2,000 personas que viven en la comunidad de El Remolino, se ha convertido en un flujo de petróleo, ya que “se reventó una de las docenas de tuberías que serpentean bajo las casas, ríos y cultivos”. Los pobladores externaron que la contaminación ha sido grave ya que el agua de ese arroyo era ocupada para riego y consumo humano, también acusaron que el aroma que se desprende causa malestares en la salud (Rodríguez, 2018).

Otra referencia hemerográfica menciona que, en agosto de 2021 en la localidad de Emiliano Zapata, ocurrió un derrame debido a los daños que presentó una línea de descarga, que registró al menos seis perforaciones ocasionadas por la antigüedad y falta de mantenimiento del ducto (Figura 2.28), los pobladores señalaron que van tres fugas seguidas en los últimos meses. Se estimó que el derrame contaminó 4,000 m² y posiblemente haya contaminado el cuerpo de agua cercano al sitio del derrame (Guerrero, 2021).



Figura 2.28. Derrame de petróleo crudo en la localidad de Emiliano Zapata (agosto, 2021). Fuente: Guerrero, 2021.

Godoy et al., (2022) mencionan un pozo de agua artesanal, del que dependían 14 familias para abastecerse de agua desde hace más de 30 años, se contaminó por una fuga de hidrocarburo en mayo del 2022. Con los arroyos contaminados y ahora los pozos (Figura 2.29), la comunidad de Emiliano Zapata se ha visto en la obligación de comprar agua para abastecer y cubrir sus necesidades básicas, situación que no es fácil ante los escasos recursos económicos.



Figura 2.29. Contaminación con hidrocarburos de un pozo artesanal en la localidad de Emiliano Zapata. Fuente: Espinosa, 2022



Figura 2.30. Comandante comunitario en El Remolino, Papantla, sobre un ducto que derrama petróleo. Fuente: Rodríguez, 2019.



Figura 2.31. Cultivo de naranja afectado por el derrame en la localidad de Juan Rosas. Fuente: Espinosa, 2022.



Figura 2.32. Cultivo de naranja afectado por un derrame en la localidad de Juan Rosas. Fuente: Espinosa, 2022.

Adicionalmente a las fuentes hemerográficas, la tabla 2.5 muestra los sitios contaminados por petróleo en el periodo 2012 al 2015, cabe aclarar que, solo se registran aquellos eventos que se ingresaron al programa de remediación o los reportados por la ASEA. El responsable de la contaminación fue PEMEX Exploración y Producción, contaminando 5,075.15 m³ de suelo y destaca que sólo 6 de 15 derrames registrados cuentan con programa de remediación (SEMARNAT, 2022). Con base en la información hemerográfica y con SEMARNAT (2022), se ubicaron los derrames que contaban con localización precisa. También se señalaron aquellos ductos que han sufrido derrames, sin embargo, de estos no se cuenta con ubicación específica (Figura 2.33). Al observar la distribución de los derrames ubicados, destaca que más del 50% ha ocurrido en áreas cercanas al Arroyo Verde, único río perenne en la MAV.

Tabla 2.5. Sitios contaminados ingresados a un programa de remediación y los reportados por la ASEA (2012 - 2015)

Año	Ubicación	Superficie contaminada (m ²)	Volumen contaminado (m ³ de suelo)	Cuenta con programa de remediación
2012	Presa del Pozo San Andrés 6-A	136.75	232.48	No
2012	Pozo San Andrés 55-B	618.00	80.00	No
2012	Presa del Pozo San Andrés 96-A	170.31	100.97	No
2012	Presa del Pozo Remolino 23-A	212.21	186.59	Sí
2012	Presa del Pozo Remolino 3-A	Sin dato	Sin dato	No
2012	Presa del Pozo San Andrés 93-A	248.10	41.13	Sí
2012	Presa del Pozo San Andrés 93-B	76.63	22.48	Sí
2012	Oleoducto de San Andrés I-San Andrés II	188.65	175.44	Sí
2012	A 2 km al sur de la comunidad Remolino	698.82	1076.91	Sí
2013	Pozo San Andrés 58	997.96	645.43	Sí
2014	Oleoducto de la Batería de Separación San Andrés III	381.95	305.46	No
2014	Línea de descarga de Pozo San Andrés 81	2443.23	370.00	No
2014	Oleoducto Hallazgo - San Andrés	1229.99	427.10	No
2015	A 100 Metros del Pozo San Andrés 72	1462.45	438.73	No
2015	Ldd de Pozo San Andrés 185, km 0+030	754.20	972.43	No

Fuente: SEMARNAT, 2022.

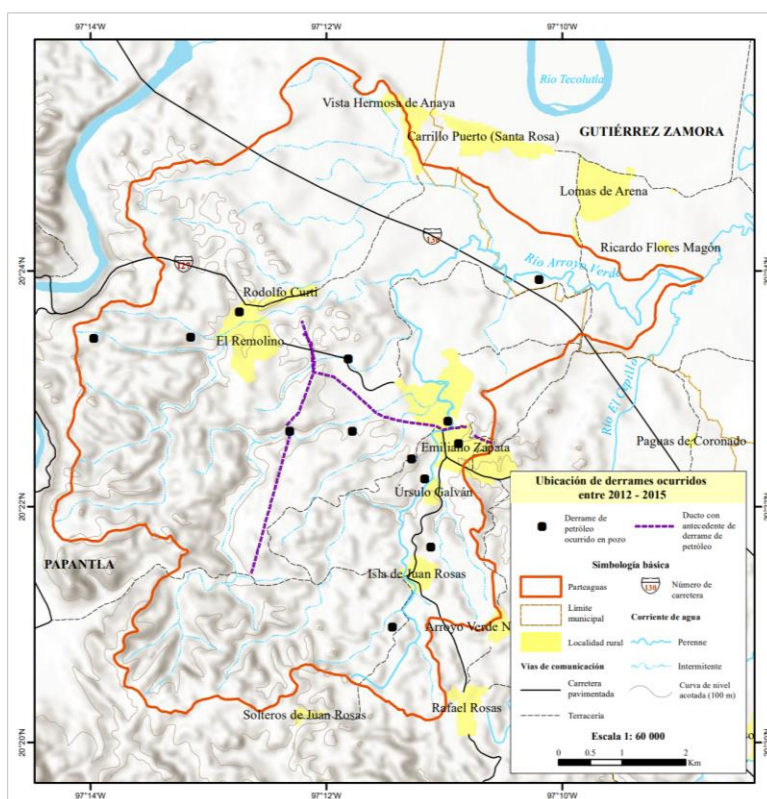


Figura 2.33. Ubicación de derrames de petróleo. Fuente: Elaborado con base en Gaceta Parlamentaria 2008; SEMARNAT 2022.

3. Marco Metodológico

La metodología para evaluar la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico frente a derrames de petróleo crudo derivado de ductos en la Microcuenca Arroyo Verde se basa en la propuesta de Cram, Oropeza y Fernández (2020) con adaptaciones para el contexto y escala del área de estudio. Como resultado de su aplicación se obtienen valores de vulnerabilidad por tipo de geosistema, lo que permite comparar y establecer prioridades para una mejor planeación de las labores de prevención y/o atención (Cram, et al., 2020).

En la figura 3.1 se observa el esquema metodológico aplicado, cabe aclarar que la metodología se basa en el uso de herramientas de análisis espacial. El procedimiento inició con la identificación y la digitalización de los geosistemas, los cuales se agruparon en 7 tipos. Se seleccionaron y calcularon las variables de análisis y con el resultado de cada una y con las capas de geosistemas se realizó el geoprocésamiento de identidad mediante el cual se determinó la vulnerabilidad intrínseca de los geosistemas en función de cada variable. El procedimiento de integración de resultados se realizó mediante análisis multicriterio, el cual permitió definir, a través de reclasificaciones y ponderaciones por frecuencia y sumatoria lineal ponderada, el nivel de vulnerabilidad intrínseca de los geosistemas a sufrir daños por derrames de petróleo derivado de ductos considerando variables del medio biofísico.

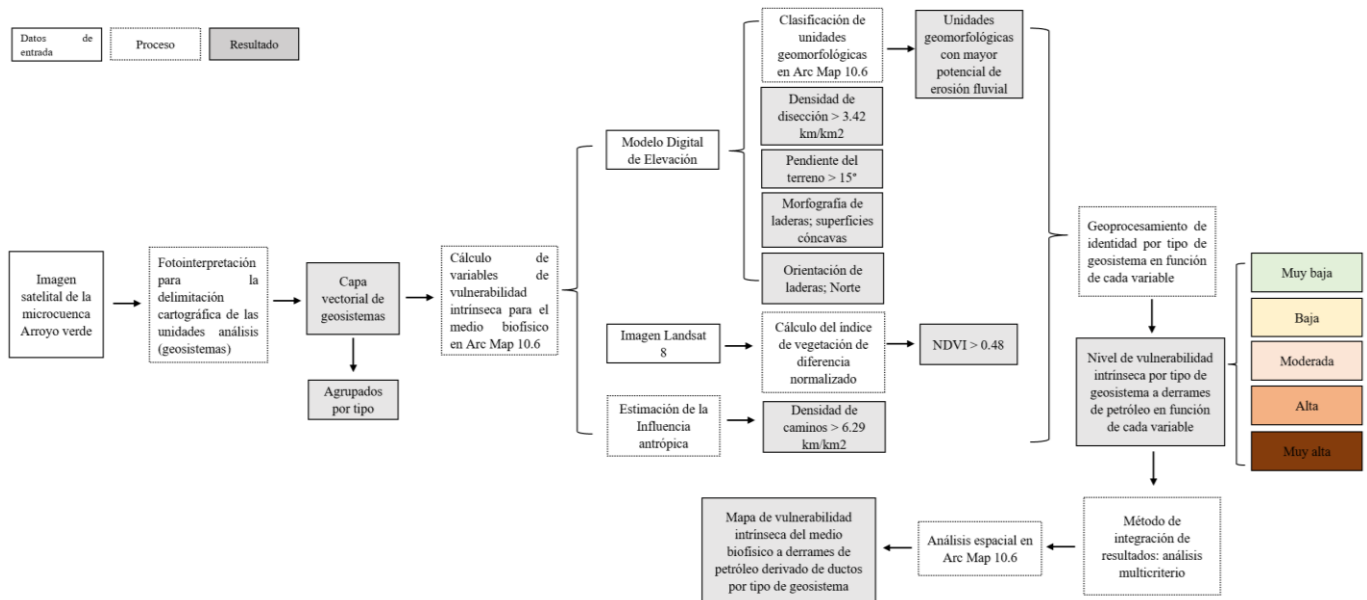


Figura 3.1. Esquema metodológico. Fuente: Elaboración propia.

3.1 Identificación y delimitación de las unidades de análisis

La unidad de análisis fue el geosistema, definido como una unidad homogénea que expresa las relaciones más dinámicas de los procesos naturales y socioeconómicos que ocurren en ellos, a través de su expresión espacial caracterizada por la dominancia de un paisaje natural o del uso del suelo en cada unidad. Los geosistemas tienen carácter transdisciplinario y se conciben como un sistema espaciotemporal, complejo y abierto, que se origina y evoluciona en la interfaz sociedad-naturaleza. En función de la delimitación de estas unidades es posible valorar sus bienes y servicios ambientales, se establece la vocación natural del suelo y se identifican amenazas a las que están expuestas, así como la degradación y los impactos que las afectan, con ello se estima su grado de vulnerabilidad y los riesgos de origen natural y antrópico a los que están sujetos (Gómez, 2007; Aguilera et al., 2016; Ortiz et al., 2020).

La delimitación se realizó mediante fotointerpretación de imágenes Landsat 8 y las obtenidas en Google Earth del año 2022, y su posterior digitalización en un Sistema de Información Geográfica (SIG)¹ llamado Arc Map, versión 10.6. Cabe destacar que, la delimitación de los tipos de geosistemas, son el resultado de la integración de polígonos individuales (Figura 3.2) delimitados por fronteras de cambio de uso de suelo, en donde se manifiestan los procesos de intercambio de sustancias y energía necesarios para la regulación y el funcionamiento de estos; vías de comunicación que los fragmentan; entre otros.

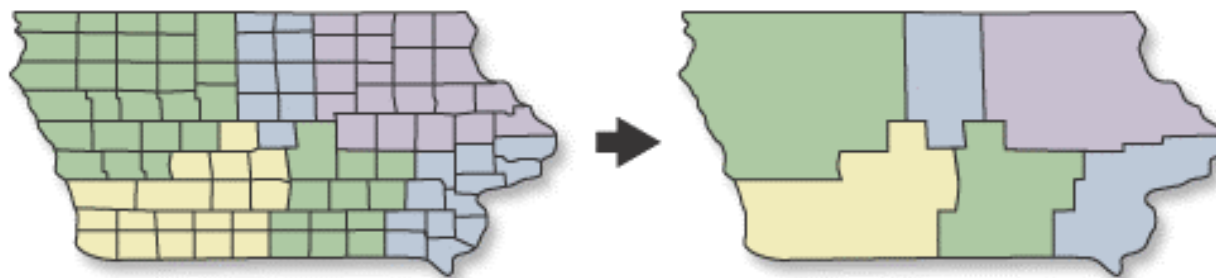


Figura 3.2. Ilustración de la delimitación de los geosistemas agrupados por tipo. Fuente: Modificado de ESRI, 2021.

Ahora bien, para obtener un nivel de detalle constante, se seleccionó como unidad mínima cartografiable $1,500 \text{ m}^2$ para asegurar que las entidades con menor superficie, pero de gran relevancia como los pozos y otras instalaciones petroleras se representaran.

¹ Un SIG se define como un conjunto de métodos, herramientas y datos que están diseñados para actuar coordinada y lógicamente para capturar, almacenar, analizar, transformar y presentar información geográfica y de sus atributos con el fin de satisfacer múltiples propósitos mediante la gestión y análisis de la información espacial (Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt, Colombia, 2006).

3.2 Cálculo de vulnerabilidad intrínseca por variable

Las variables utilizadas para evaluar la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico parten de tres componentes; abiótico, conformado principalmente por variables morfométricas y morfográficas del relieve; biótico, enfocado en la vigorosidad de la vegetación; y antrópico, analizado a través de la densidad de caminos, que impacta en la fragmentación del paisaje y en la modificación de los flujos de drenaje. La tabla 3.1 describe las variables seleccionadas para el análisis, así como el criterio de vulnerabilidad aplicado en función de la amenaza y las características del área de estudio.

Tabla 3.1. Variables de análisis del medio biofísico

Componente	Variable	Definición	Criterio de vulnerabilidad
Abiótico	a) Potencial de erosión fluvial por unidad geomorfológica	La erosión fluvial consiste en la destrucción mecánica del suelo y las rocas por la fuerza de la corriente de agua.	A mayor porcentaje de superficie ocupada por laderas, valles erosivos y cimas por tipo de geosistema mayor vulnerabilidad intrínseca. A mayor potencial de erosión, la superficie es más inestable para la infraestructura petrolera.
Abiótico	b) Densidad de disección del relieve	Es la relación de la longitud de cauces fluviales de todos los órdenes (km) por unidad de superficie (km ²). Puede asociarse fácilmente con los procesos erosivos; valores altos indican fuertes e intensos procesos erosivos.	A mayor porcentaje de superficie ocupada por densidades de disección mayores de 3.42 km/km ² por tipo de geosistema mayor vulnerabilidad intrínseca. A mayor densidad de disección, mayor el área de afectación por la concentración de corrientes de agua por donde se dispersaría un derrame de petróleo.
Abiótico	c) Pendiente del terreno > 15°	La pendiente es la inclinación de una superficie medida entre dos puntos, misma que resulta de la altura vertical dividida entre la distancia horizontal. Una pendiente mayor a 15° implica mayor incidencia de procesos gravitacionales.	A mayor porcentaje de superficie ocupada por pendientes mayores de 15° por geosistema, mayor vulnerabilidad intrínseca. A mayor pendiente, se espera mayor erosión, que propicia inestabilidad de la red de ductos. Además de mayor energía del relieve para dispersar un derrame.

Abiótico	d) Morfometría de laderas; Superficies cóncavas	Una ladera es una porción inclinada de la superficie terrestre que delimita formas positivas y negativas. La forma y configuración está dada por la curvatura de planta y de perfil de las laderas.	A mayor porcentaje de superficie ocupada por laderas cóncavas por tipo de geosistema mayor vulnerabilidad intrínseca. En laderas cóncavas, el derrame se concentra y después se dispersa alcanzando mayor superficie.
Abiótico	e) Laderas con exposición Norte (N)	La orientación de una ladera queda definida como el punto cardinal al que mira su pendiente.	A mayor porcentaje de superficie ocupado por laderas orientadas al N por tipo de geosistema, mayor vulnerabilidad intrínseca. La mayor humedad en laderas orientadas al N promueve mayor corrosión en los ductos, por lo tanto, son más vulnerables a fallas.
Biótico	f) Índice de Vegetación Diferencia Normalizada (NDVI)	Parámetro calculado a partir de los valores de la reflectancia a distintas longitudes de onda, particularmente sensible a la cubierta vegetal.	A mayor porcentaje de superficie con valores de NDVI mayor a 0.41 por tipo de geosistema, mayor será su vulnerabilidad, dado que hay una mayor efectividad de los procesos naturales, y mayor producción de bienes y servicios ambientales que se desean conservar.
Antrópico	g) Densidad de caminos	Longitud de todos los caminos (terracería y pavimentados) en km por unidad de superficie (km ²)	A mayor porcentaje de superficie con densidad de caminos mayor a 6.29 km/km ² por tipo de geosistema, mayor fragmentación y modificación en el sistema natural de drenaje, que promueve mayores vías de dispersión de un derrame, por lo tanto, mayor vulnerabilidad.

Fuente: Elaborado con base en Lugo, 2011; López et al., 2012; Olivares y López, 2019; Cram et al., 2020a.

Cabe mencionar que, un derrame de petróleo en tierra tiene dos escenarios principales, el primero es que el petróleo sea dispersado horizontalmente y el segundo que se infiltre, no obstante, la existencia de un escenario no excluye la ocurrencia del otro, pues el comportamiento de un derrame es altamente complejo

y dependerá de las características tanto del petróleo como de la superficie sobre la que ocurre, principalmente de la pendiente; la configuración de la ladera; la textura del suelo, de las condiciones meteorológicas, de la presencia de agua en la superficie. Sin embargo, para fines de este trabajo los criterios de vulnerabilidad se asignaron priorizando el escenario generalizado de dispersión horizontal, debido a que el alcance, extensión y contaminación es mayor, dificultando la identificación, delimitación y contención del derrame, así como de la limpieza, remoción y remediación del área afectada.

a) Potencial de erosión fluvial de las unidades geomorfológicas

Conforme con Lugo (2011) la erosión fluvial es la destrucción de las rocas por el agua de escurrimiento que, junto con los movimientos gravitacionales, conducen a la formación de valles, rebajamiento de la superficie de las cuencas fluviales, etc. El proceso consiste en la destrucción mecánica y transporte de las rocas por la fuerza de la corriente; en el lavado y laminación del fondo del cauce por el agua y los detritos sólidos, y la alteración química de los minerales de las rocas.

El proceso para determinar el potencial de erosión fluvial consistió en elaborar un mapa de unidades geomorfológicas realizado con base en el Continuo de Elevaciones Mexicano (CEM) y el Modelo Digital de Elevación (MDE)² en ArcMap (Figura 3.3). Esto con el fin de asignar a cada unidad un potencial de erosión (muy alto, alto, moderado, bajo o muy bajo) con base en sus características intrínsecas.

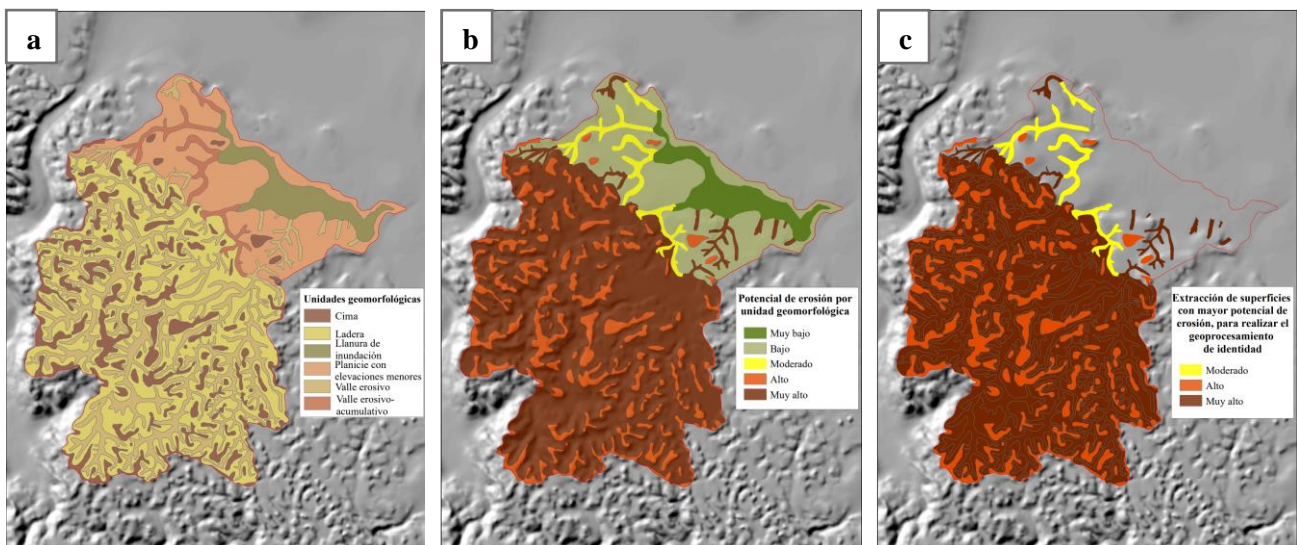


Figura 3.3 Unidades geomorfológicas (a). Potencial de erosión asignado a cada unidad geomorfológica (b). Potencial de erosión extraído para realizar el cálculo de identidad (c). Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

² Un MDE es una representación visual y matemática de los valores de altura con respecto al nivel medio del mar, que permite caracterizar las formas del relieve y los elementos u objetos presentes en el mismo (INEGI, s/f).

Para la generación de la capa espacial del potencial de erosión, se consideraron con un alto potencial las unidades geomorfológicas que manifiestan una pérdida de cohesión debido a su posición potencial de desequilibrio dados por la altitud y una fuerte pendiente, que estén conformados por material disgregable y sean susceptibles a eventos de inestabilidad por procesos gravitacionales o de remoción en masa (Cram et al., 2020a) y con base en el grado de expresión de estas características se le asignó un nivel de potencial de erosión a cada unidad geomorfológica, como se observa en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Potencial a procesos de erosión fluvial por unidad geomorfológica

Unidad geomorfológica	Potencial a la erosión fluvial	Descripción
Llanura de inundación	Muy bajo	Es una zona de inestabilidad por la constante llegada de material producto del intemperismo y erosión de las partes medias y altas de la cuenca, sin embargo, sobresalen los procesos de acumulación de sedimentos.
Planicie elevaciones menores	Bajo	Unidad geomorfológica con pendiente casi plana - plana (0° - 3°) esto reduce el potencial erosivo, lo que reduce también la dispersión de un derrame de petróleo.
Valle acumulativo erosivo	Moderado	En esta unidad sobresale la acumulación de los productos del intemperismo y erosión de la cuenca alta debido a la moderada y baja pendiente, los procesos acumulativos tienen mayor incidencia, sin embargo, si están presentes procesos erosivos.
Cimas	Alto	Las concavidades y convexidades que presentan las cimas suponen una mayor cantidad de cabeceras fluviales moldeadas por el intemperismo y erosión, estas cabeceras aumentan de superficie con el tiempo, sobre todo si están descubiertas de vegetación, aumentando el potencial erosivo.
Valle erosivo	Muy alto	Es una unidad muy dinámica en cuanto al movimiento de materia y energía, cuando el caudal de las corrientes fluviales aumenta, también aumenta su potencial erosivo, dejando mayor superficie afectada.
Ladera	Muy alto	La función de un sistema de ladera es la evacuación de las rocas y escombros preparados por la meteorización y la descarga de los elementos en solución o suspensión a través de los cursos de agua, por ello, el potencial erosivo es mayor.

Fuente: Elaborado con base en Hernández et al., 2020.

Una vez realizada la asignación del potencial de erosión a cada unidad geomorfológica en los archivos vectoriales mediante ArcMap, se extrajeron en una capa vectorial sólo las unidades geomorfológicas

asignadas con potencial erosivo de moderado a muy alto, que corresponden a los valles erosivos-acumulativos, valles erosivos, cimas y laderas (Figura 3.3c). Esta capa vectorial extraída se relacionó con la capa de geosistemas mediante el geoprocesamiento Identity de ArcMap, el cual consiste en relacionar espacialmente dos capas o variables conservando sus atributos de forma, tamaño y la superficie (Figura 3.4). Con este geoprocesamiento se genera una base de datos que contiene las características de la variable, y se calcula el área que ocupan las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión por cada tipo de geosistema.



Figura 3.4. Ilustración del geoprocesamiento de identidad. Fuente: Modificado de ESRI, 2016.

Para indicar el nivel de vulnerabilidad por tipo de geosistema ante este tipo de procesos, se utilizó un modelo de jerarquía en cinco niveles (muy alto, alto, moderado, bajo y muy bajo) (Tabla 3.3), definido con base en el porcentaje que ocupan las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión por tipo de geosistema, y se interpreta: a mayor superficie ocupada por las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión fluvial, mayor vulnerabilidad intrínseca.

Tabla 3.3. Nivel de vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

b) Morfometría del relieve; densidad de disección

La densidad de disección (D) calcula la concentración de cauces fluviales en un área específica (Quesada y Barrantes, 2017). Para su cálculo los insumos fueron el Continuo de Elevaciones Mexicano (CEM) y la red hidrográfica complementada y verificada topológicamente en ArcMap (Figura 3.5a). Mediante la herramienta de Line Density se obtuvo en formato ráster la densidad de disección (km/km^2), los valores resultaron entre 0 a $8.57 \text{ km}/\text{km}^2$ (Figura 3.5b) y se reclasificaron en cinco intervalos iguales (Figura 3.5c) asignándole a cada intervalo un nivel de densidad de disección, como se observa en la tabla 3.4.

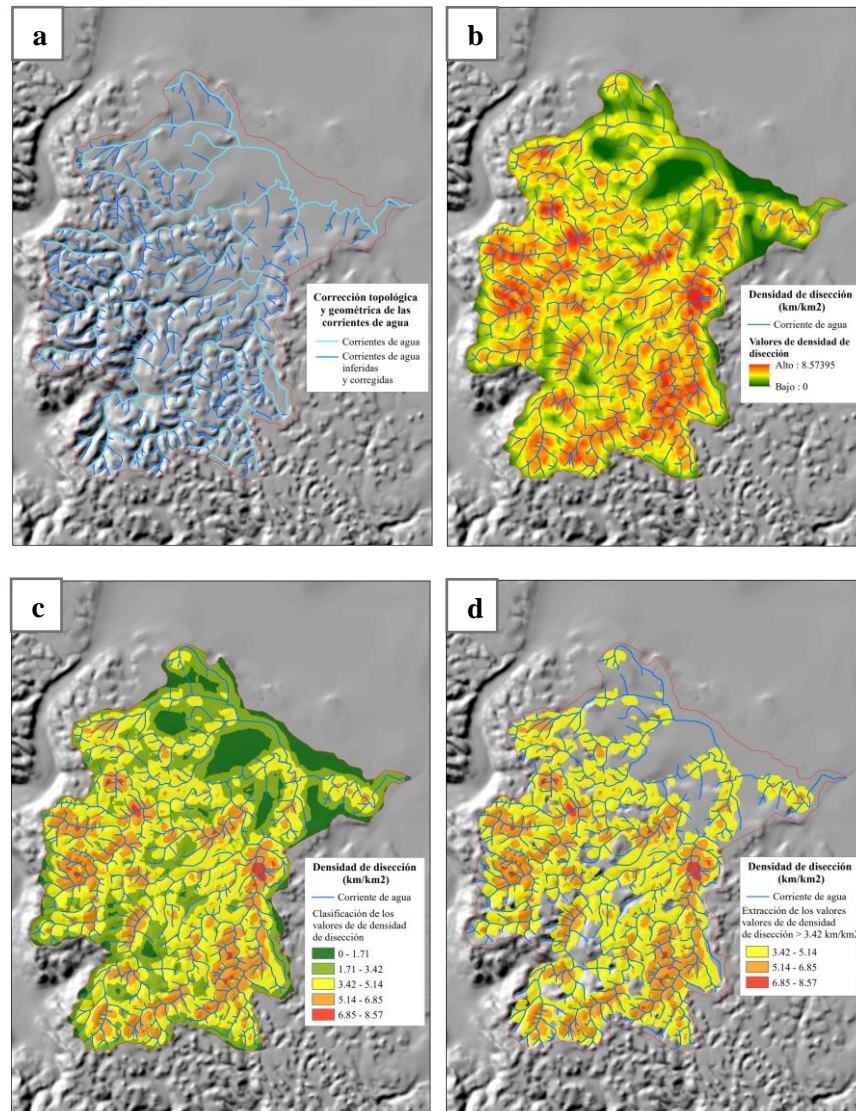


Figura 3.5. Corrección de la red hidrográfica (a). Resultado del geoprosesamiento Line Density (b). Reclasificación de valores (c). Extracción de valores de $D > 5.14 \text{ km}/\text{km}^2$. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

Tabla 3.4. Clasificación de la densidad de disección

Densidad de disección (km/km ²)	Nivel de densidad de disección	Superficie que ocupa km ²
< 1.71	Muy baja	4.56
1.71 – 3.42	Baja	13.59
3.42 – 5.14	Moderada	22.32
5.14 – 6.85	Alta	11.07
>6.85	Muy Alta	0.61

Fuente: Elaborado con base en Hernández et al., 2020.

En formato vectorial se extrajeron los valores con densidad mayor a 3.42 km/km² clasificados con densidad de disección moderada, alta y muy alta (Figura 3.5d). Con esta capa extraída, se realizó el geoprocesamiento de identidad. Al igual que con la variable anterior, dicho geoprocesamiento permitió calcular el área (ha) y porcentaje que ocupa la densidad de disección > 3.42 km/km² por geosistema, asignando de esta forma una categoría de vulnerabilidad con base en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por densidades de disección mayores a 3.42 km/km² por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

b) Pendiente del terreno > 15°

Para determinar la superficie con pendiente mayor a 15°, se calculó a partir del MDE, en el que cada píxel almacena la elevación; mediante la herramienta Slope se obtuvo el archivo ráster con los valores de la pendiente, que abarcó entre 0 a 37° (Figura 3.6a). El modelo obtenido se reclasificó en dos; pendiente < 15° y >15° (Figura 3.6b), siendo ésta última la clase de interés, se extrajo esta superficie en un archivo vectorial (Figura 3.6c). El resultado se geoprocesó mediante la herramienta Identity, tal como se realizó

en variables anteriores, se calculó la superficie de coincidencia entre la capa vectorial de pendientes $>15^\circ$ y la capa del tipo de geosistemas, posteriormente, en función del porcentaje de superficie de coincidencia se asignó el nivel de vulnerabilidad a los geosistemas (Tabla 3.6).

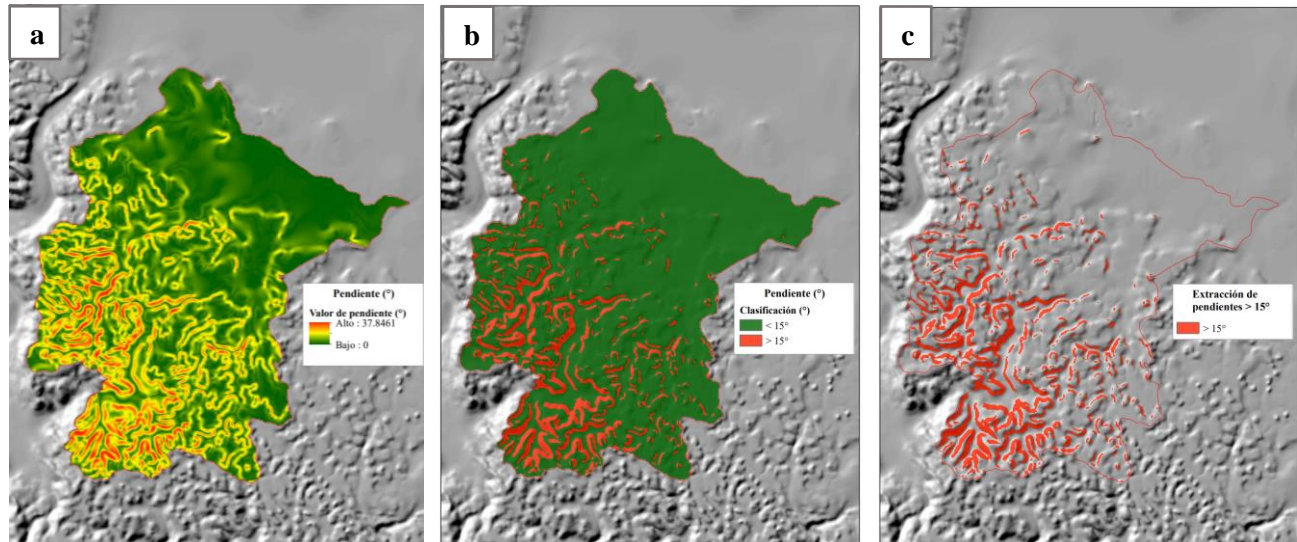


Figura 3.6. Clasificación automática de la pendiente del terreno (a). Reclasificación de la pendiente (b). Extracción de pendiente $>15^\circ$ (c). Fuente: Elaborado con base en INEGI (2012).

Tabla 3.6. Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por pendientes $> 15^\circ$ por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

c) Morfografía de laderas: superficies cóncavas

La forma y configuración de la ladera está dada por la curvatura vertical y horizontal de la superficie de las laderas (Cram et al., 2020a). La función de curvatura visualiza la forma de la pendiente, una parte de la superficie puede ser cóncava o convexa, y este análisis del relieve se puede utilizar para describir características físicas de una cuenca de drenaje, para intentar entender los procesos de erosión y escorrentía, para buscar patrones de erosión del suelo, entre otras aplicaciones (ESRI, 2016).

Para este trabajo, se tomó como base el modelo básico de ladera, que las clasifica en: cóncavas, convexas y superficies planas. El efecto en cuanto al flujo de un derrame de petróleo será mayor o menor, y depende de si se trata de una ladera con una pendiente cercana a los 0° (superficies horizontales-planas) o si está próxima a los 45-90° (muy pronunciada o vertical), si es convexa o cóncava (Pedraza, 1996).

Se consideró que las superficies con geometría cóncava representan mayor vulnerabilidad ante derrames de petróleo (tabla 3.7), debido a que promueven el movimiento concentrado de los flujos de materia y energía, en este caso de derrames petróleo. Se espera que, un derrame de petróleo en laderas cóncavas promueva la acumulación (promoviendo además infiltración al suelo de los hidrocarburos del petróleo) y posterior dispersión por el resto de la cuenca a través de la red de drenaje natural de la cuenca.

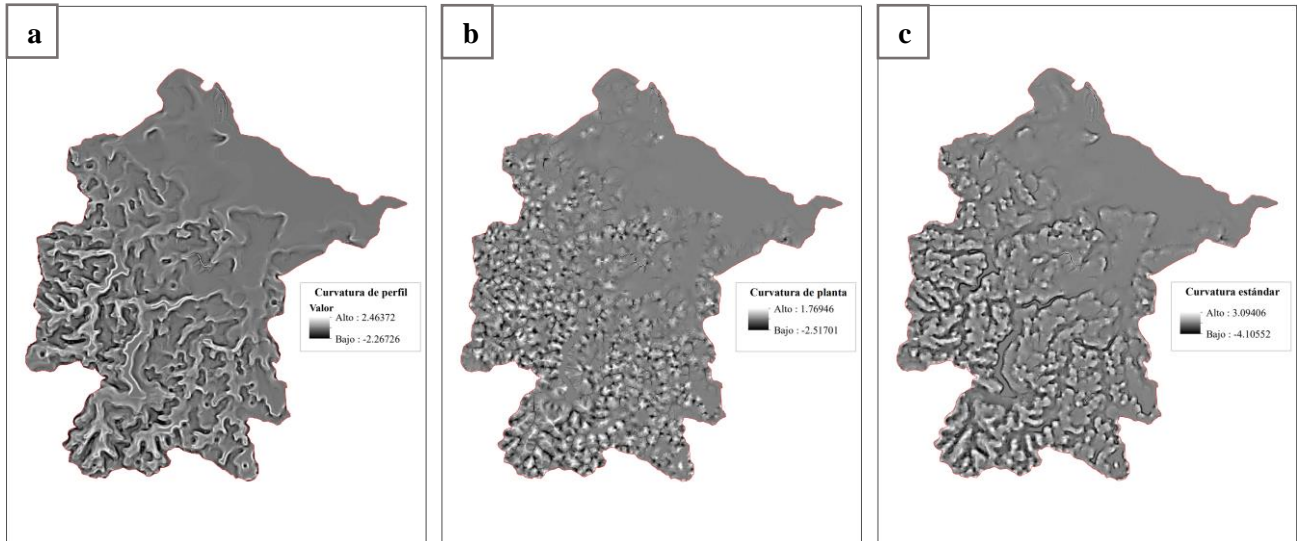
Tabla 3.7. Criterio de vulnerabilidad de acuerdo con la configuración de la superficie

Forma y configuración de la ladera	Representación gráfica	Criterio de vulnerabilidad
Superficies horizontales y planas donde la fuerza de gravedad (energía cinética) es mínima; la falta de pendiente propicia el flujo vertical interno, es decir, infiltración.		Bajo
Laderas convexas caracterizadas por difundir la energía y la materia.		Moderado
Laderas cóncavas, en donde domina la concentración del flujo en la medida en que corre cuesta abajo porque la curvatura del perfil determina una mayor pendiente y, por ende, una mayor concentración de la materia y energía.		Alto

Fuente: Elaborado con base en Cram et al., 2020.

En ArcMap esta propiedad del relieve se obtiene mediante el geoprocesamiento Curvature. El archivo de entrada fue el MDE, los archivos de salida fueron; curvatura de perfil, de planta y la estándar; que combina la curvatura de planta y de perfil (Figura 3.7c). La curvatura de perfil afecta la aceleración y desaceleración del flujo, por lo que, influye en la erosión y sedimentación, mientras que la de planta influye en la

convergencia y divergencia del flujo, al tomar en cuenta ambas curvaturas, es posible comprender con más exactitud la dinámica de una superficie (ESRI, 2016).



Nota: Las unidades del ráster de salida son una centésima parte (1/100) de una unidad z (ESRI, 2016).

Figura 3.7. Curvatura de perfil (a). Curvatura de planta (b). Curvatura estándar (c). Fuente: Elaborado con base en INEGI (2012).

Se trabajó con la curvatura estándar, los valores resultaron de -4.1 a 3.09 (Figura 3.7c); valores negativos indican superficies cóncavas, valores iguales a 0 indican superficies planas y valores positivos indican superficies convexas (Javier, 2018).

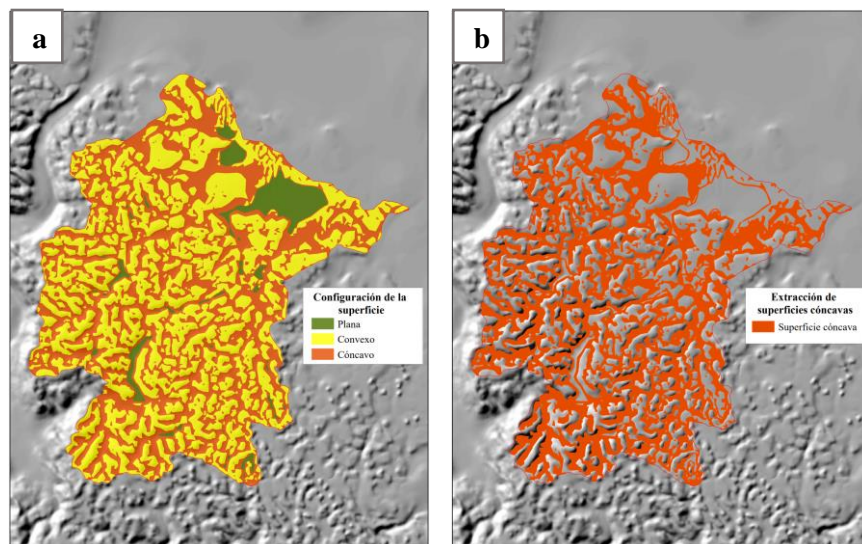


Figura 3.8. Configuración de las laderas (a). Extracción de laderas cóncavas (b). Fuente: Elaborado con base en INEGI (2012).

Estos valores se reclasificaron para obtener una capa con las superficies planas, convexas y cóncavas (Figura 3.8a), con base en el criterio de vulnerabilidad descrito en la tabla 3.7. Derivado de lo anterior, se extrajeron en una capa las superficies cóncavas (Figura 3.8b) por representar mayor vulnerabilidad. Con este archivo se realizó el geoprocésamiento de identidad con las capas de geosistemas y con base en la superficie de coincidencia se asignó el nivel de vulnerabilidad de acuerdo con la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Nivel de vulnerabilidad con base en el porcentaje de la superficie ocupada por laderas cóncavas por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

d) Orientación de ladera

La orientación del terrero es el ángulo medido en la dirección horaria desde el Norte (azimut) hasta donde se produce la máxima pendiente. Es un parámetro calculado a partir del MDE, mediante la herramienta Aspect de ArcMap y es la dirección donde se produce el máximo rango de cambio en la altitud de cada celda con respecto a sus 8 vecinos (Dolorinda, 2007).

Puede pensarse como la dirección de la pendiente, se expresa en grados positivos de 0 a 360°, medidos en el sentido de las agujas del reloj desde el Norte. Las áreas planas que no tienen dirección de pendiente descendente tienen un valor de -1, por lo anterior, los valores del ráster de salida serán en la dirección de la brújula de orientación, de estos valores resultan 8 clases que corresponden a los puntos cardinales (Javier, 2018), como se muestra en la figura 3.9a.

De acuerdo con (López, 2012) las laderas con exposición sur reciben mayor radiación solar (casi seis veces más) que sus contrapartes con orientación norte siendo estas últimas más húmedas, con base en lo anterior, se extrajeron las laderas con orientación Norte (N) (Figura 3.9b). El ráster resultante se convirtió a formato vectorial para después ser sometido al geoprocésamiento de identidad con la capa de

geosistemas, con los resultados obtenidos, se estableció el nivel de vulnerabilidad por tipo de geosistema con base al porcentaje de superficie ocupada por laderas orientadas al Norte y con base a los criterios establecidos en la tabla 3.9.

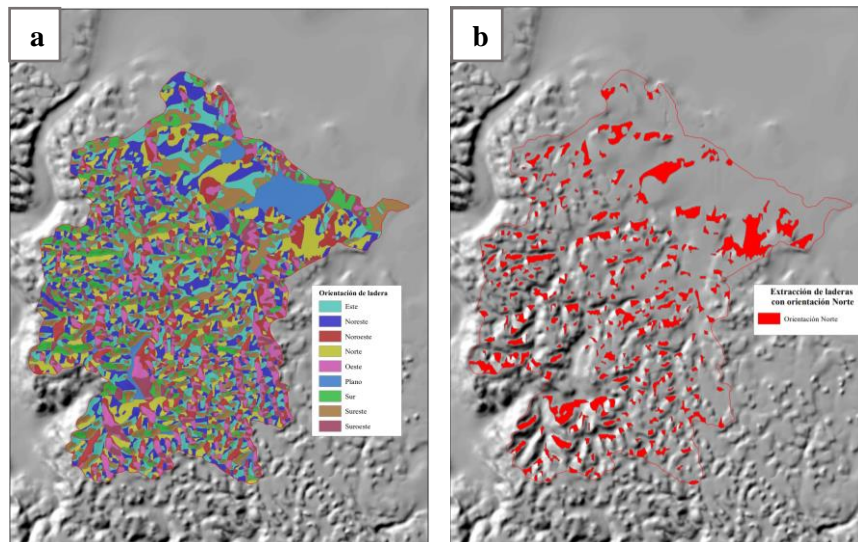


Figura 3.9. Orientación de laderas (a). Extracción de laderas orientadas al Norte (b). Fuente: Elaborado con base en INEGI (2012).

Tabla 3.9. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por laderas con orientación N, por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

e) Índice de vegetación de Diferencia Normalizada (NDVI)

La vegetación representa el componente del medio físico de mayor importancia para el equilibrio del sistema ambiental, considerado un recurso con un amplio valor intrínseco. El Índice de Vegetación de Diferencia Normalizada (NDVI por sus siglas en inglés) es eficiente para el análisis y monitoreo de la vegetación y su dinámica. Se calcula a través de la respuesta de la vegetación en relación con el espectro

electromagnético (Olivares y López, 2019). Los valores de NDVI son el reflejo de la relación de la banda roja (R) y una banda en el infrarrojo cercano (IRc). En la vegetación la banda roja se ve influenciada por la cantidad de clorofilas, mientras que la banda IRc es influenciada por el contenido de agua. La estimación del NDVI se realiza mediante la operación:

$$NDVI = \frac{IRc - R}{IRc + R}$$

Dónde: IRc representa la banda del infrarrojo cercano y R a la banda del rojo. El resultado oscila entre -1 y 1, cuyos valores menores a 0 se interpretan como suelos desnudos o cuerpos de agua, valores cercanos a 1 representan mayor vigorosidad de la vegetación (Olivares y López, 2019).

El NDVI se estimó a través de la imagen satelital Landsat obtenida por el sensor (OLI) y (TIRS), la cual consta de nueve bandas espectrales con una resolución espacial de 30 metros. La fecha de la imagen seleccionada es marzo del 2022, que corresponde a la temporada de menor precipitación en la cuenca, esto con el fin de permitir una mejor diferenciación de los valores de reflectancia entre los cultivos y la selva mediana subperennifolia. Las bandas utilizadas fueron la banda 4 (Roja) y la banda 5 (IRc) (Figura 3.10).

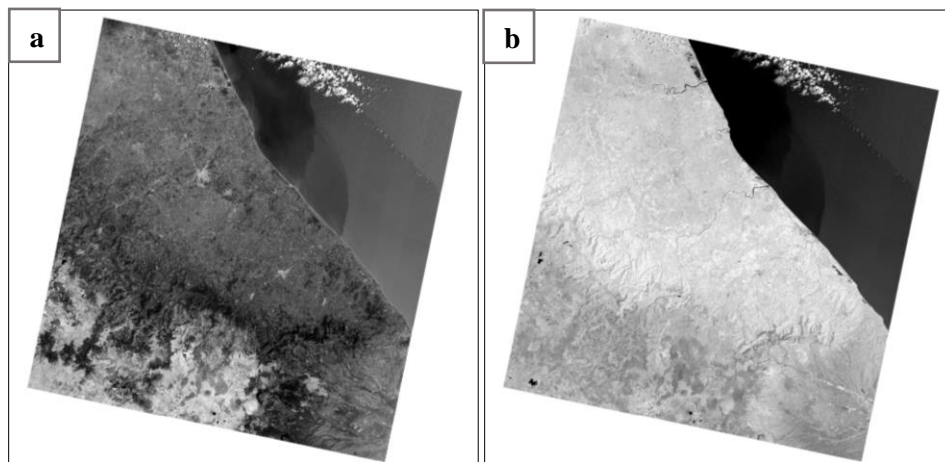


Figura 3.10. Banda Roja (4) (a). Banda del Infrarrojo Cercano (5) (b). Fuente: U.S Geological Survey, 2022

Mediante la herramienta de Raster Calculator se realizó la operación entre las bandas. Los valores resultantes de NDVI abarcaron de -0.16 a 0.61, representado en escala de grises (Figura 3.11a), las áreas con valores bajos representados en tonalidades oscuras representan superficies como agua, áreas urbanizadas, vías de comunicación y suelo desnudo o con escasa vegetación, mientras que la transición entre gris a blanco va en relación equivalente a la cobertura vegetal, entre más altos sean los valores mayor actividad fotosintética representan.

Realizando el análisis de los valores del índice y el histograma, se estableció una reclasificación con dos clases; los valores de -0.16 a 0.48 representan superficies con nula o baja actividad fotosintética, por el contrario, valores mayores de 0.48 representan mayor vigorosidad en la vegetación, en donde se refleja la actividad fotosintética de las plantaciones y de la selva mediana subperennifolia (Figura 3.11b).

Se extrajeron los polígonos con un NDVI > 0.48 (Figura 3.11c), y esta capa se relacionó con la capa de geosistemas mediante el geoprocésamiento de Identidad, realizando los cálculos para estimar la superficie de coincidencia entre estas capas, se estableció el nivel de vulnerabilidad de los geosistemas con base en el área que abarcan las superficies con NDVI > 0.48 y tomando en cuenta la tabla 3.10.

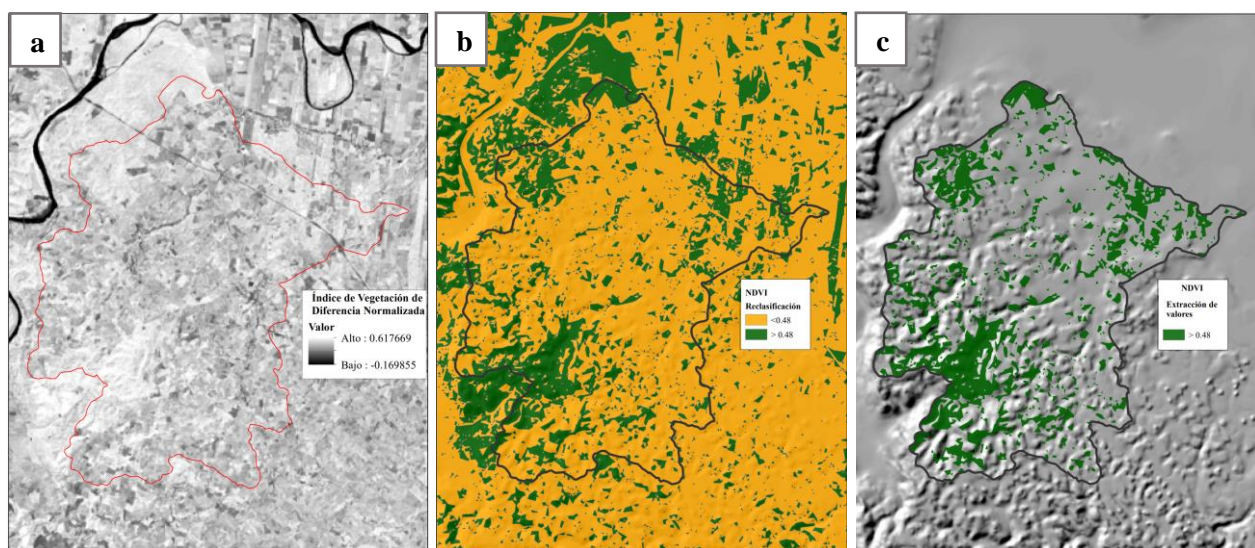


Figura 3.11. NDVI del área de estudio (a). Reclasificación de valores (b). Extracción de valores y recorte (c). Fuente: Elaborado con base en Geological Survey, 2022.

Tabla 3.10. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por valores de NDVI > 0.48 por tipo de geosistema

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

f) Influencia antrópica; densidad de caminos

Para realizar el análisis de esta variable, la información se obtuvo de la carta topográfica, escala 1:50,000. Se consideraron los caminos pavimentados y no pavimentados, se complementaron con la digitalización de caminos identificados en la imagen Landsat 8 (Figura 3.12a). Mediante la herramienta Line Density se obtuvo la densidad de caminos (km/km^2), los valores resultantes abarcaron entre 0 a $15.72 \text{ km}/\text{km}^2$, reclasificándose en 5 clases de intervalo igual, como se muestra en la tabla 3.11 y en la figura 3.12b.

Tabla 3.11. Clasificación de la densidad de caminos

Densidad de caminos (km/km^2)	Clase de densidad de caminos
< 3.14	Muy baja
3.14 – 6.29	Baja
6.29 – 9.43	Moderada
9.43 – 12.58	Alta
>12.58	Muy Alta

Fuente: Hernández et al., 2020.

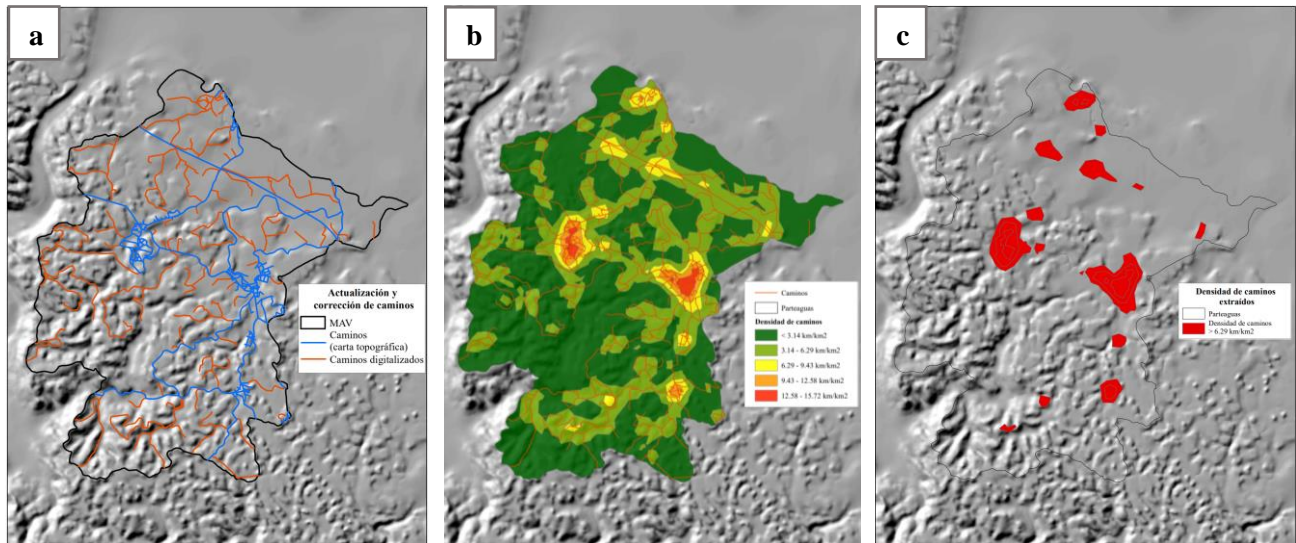


Figura 3.12 Actualización y corrección de caminos (a). Densidad de caminos reclasificada (b). Extracción de valores (c). Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2021a.

Para realizar el geoprocésamiento de identidad se extrajeron únicamente los polígonos que representan una densidad de caminos moderada a muy alta, es decir, mayor a $6.29 \text{ km}/\text{km}^2$. Una vez realizado el geoprocésamiento y estimado el porcentaje de la superficie de los geosistemas ocupada por la densidad de caminos $> 6.29 \text{ km}/\text{km}^2$, se les asignó un nivel de vulnerabilidad con base en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Nivel de vulnerabilidad en función del porcentaje de la superficie ocupada por densidad de caminos > 6.29 km/km² por tipo de geosistema.

Nivel de vulnerabilidad	Porcentaje
Muy baja	< 20
Baja	20 – 40
Moderada	40 – 60
Alta	60 – 80
Muy Alta	>80

Fuente: Hernández et al., 2020.

3.3 Integración de Resultados

Para estimar la vulnerabilidad de los geosistemas ante la amenaza de derrames de petróleo provenientes de ductos, a partir de los resultados derivados del análisis de la serie de variables utilizadas, se requiere del uso de métodos que permitan la integración y síntesis de la información con el objeto de permitir una comparación entre los geosistemas (Fernández et al., 2020)

Para este trabajo, se adoptó la evaluación multicriterio en un ambiente de SIG como método de integración de resultados. La Evaluación Multicriterio se entiende como un conjunto de aproximaciones, modelos y métodos que ayudan a evaluar, ordenar, jerarquizar o rechazar propuestas con base en criterios que representan metas o valores de referencia para determinado lugar (Colson y De Bruni, 1989, citado por Gómez y Barredo, 2005).

En esta directriz, Salazar (2015) establece que, los componentes de la Evaluación Multicriterio en un ambiente SIG son: objetivo, variables y criterios (como la base para tomar una decisión, dicha base puede ser medida y evaluada, ya que es la evidencia sobre la cual se establece una decisión). Tomando como base que los geosistemas ya cuentan con un nivel de vulnerabilidad asignado en función de cada criterio dado a cada una de las variables, se procedió a realizar la integración de los resultados de vulnerabilidad mediante la sumatoria de las capas a través del geoprocesamiento de Identidad, recordando que esta herramienta conserva los atributos de ambas capas de entrada sometidas al proceso.

El proceso se inició con la reclasificación de los niveles de vulnerabilidad resultantes de los geosistemas, en función del cálculo de cada una de las siete variables de análisis, en una escala de 1 a 5, con el fin de convertir el nivel de vulnerabilidad a dígitos operables (Tabla 3.13).

Tabla 3.13. Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema

Nivel de vulnerabilidad por geosistema	Reclasificación del nivel de vulnerabilidad
Muy baja	1
Baja	2
Moderada	3
Alta	4
Muy Alta	5

Fuente: Elaborado con base en Purewal, Pacheco y Hernández, 2019.

Posterior a la reclasificación, se realizó el geoprocésamiento iterativo de Identidad, en la primera iteración se aplicó el geoprocésamiento en mención a la capa vectorial del área de estudio con la capa de vulnerabilidad por tipo de geosistema en función del potencial de erosión, la capa resultante se sometió a una segunda iteración con la capa de la segunda variable, es decir, a partir de la segunda adición, la capa resultante se convirtió en la capa de entrada de la siguiente suma de capas (Figura 3.13).

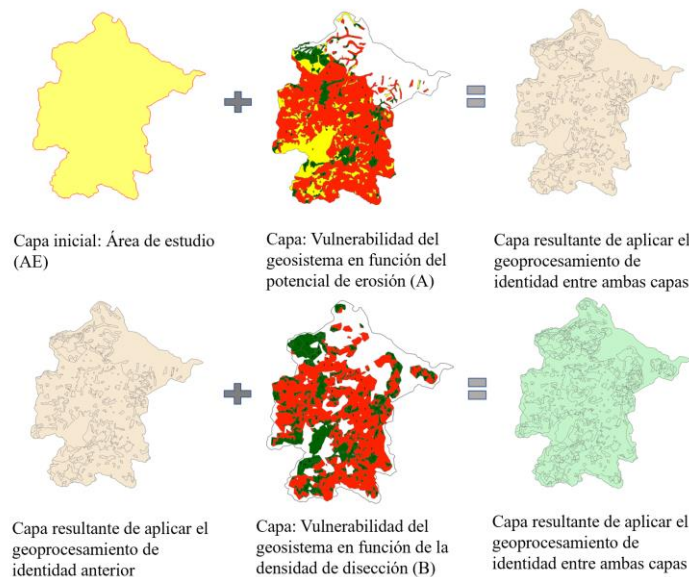


Figura 3.13. Proceso de integración de las variables en Arc Map. Elaborado con base en Purewal et al., 2019.

Un total de 8 iteraciones generaron un archivo vectorial con la integración de las siete variables, que resultó con 418 unidades espaciales, es decir, al agregar cada capa vectorial correspondiente a cada una de las variables, se generó una subdivisión espacial del área de estudio (Figura 3.14). La tabla de atributos de esta capa vectorial almacenó los valores reclasificados de los niveles de vulnerabilidad de cada unidad espacial que se generó, valores con los que se realizaron operaciones aritméticas y lógicas para obtener la sumatoria horizontal y lineal del peso y frecuencia de las variables, como se ejemplifica en la figura 3.15.

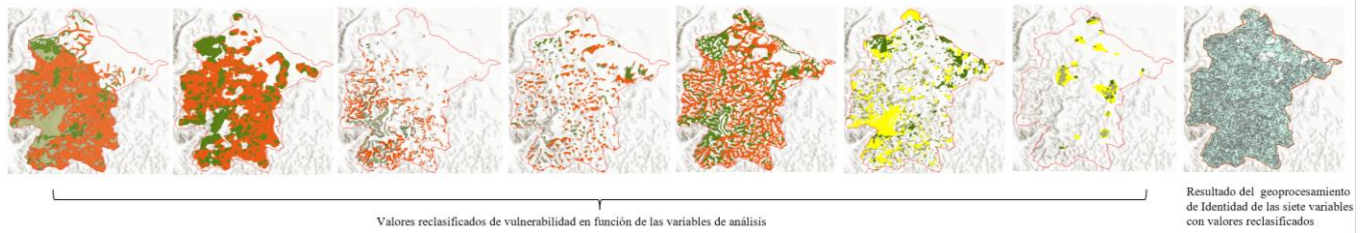


Figura 3.14 Integración de las variables a través del geoprocesamiento de Identidad. Fuente: Elaboración propia.

FID	Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema en función del potencial de erosión	Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema en función de la densidad de disección >3.42 km/km ²	Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema en función de la pendiente > 15	Reclasificación del nivel de vulnerabilidad por geosistema en función de las laderas cóncavas	...	Sumatoria horizontal	Nivel de vulnerabilidad por entidad espacial en función de la sumatoria horizontal.
1	0	0	0	1		1	Muy bajo
2	0	0	1	1		2	Muy bajo
...
418	1	1	1	1	...	7	Muy alto
				Suma lineal		22	

Figura 3.15. Ejemplificación del tabulado para obtener los niveles de vulnerabilidad reclasificados y ponderados por variable. Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el nivel de vulnerabilidad intrínseca, el cálculo se realizó por dos vías: la primera consistió en la suma lineal ponderada de los niveles de vulnerabilidad de las 418 unidades espaciales, y el segundo a través de la suma horizontal, que en otras palabras, se refiere a la frecuencia de coincidencia espacial de las variables por cada unidad espacial, por lo que los valores rondaron entre 1 a 7. A través de análisis espacial se determinó que la suma horizontal de frecuencias otorgó resultados que representan de mejor manera las características biofísicas de la MAV, por lo que se seleccionó esta vía.

Para ajustarse a un modelo de 5 jerarquías de vulnerabilidad final (muy bajo, bajo, moderado, alto y muy alto) se reclasificaron los valores de sumatoria horizontal (Tabla 3.14). Finalmente, se realizó un último proceso de Identidad con la capa de geosistemas para determinar cómo se distribuye porcentual y espacialmente la vulnerabilidad intrínseca a derrames de petróleo derivado de ductos por geosistema.

Tabla 3.14 Reclasificación de la sumatoria horizontal para establecer el nivel de vulnerabilidad intrínseca

Frecuencia horizontal	Vulnerabilidad intrínseca
1	Muy baja
2	Baja
3	Moderada
4 y 5	Alta
6 y 7	Muy Alta

Fuente: Elaborado con base en Purewal et al., 2019.

4. Resultados y Análisis

4.1 Geosistemas

En el área de estudio se identificaron 290 polígonos, los cuales se agruparon en siete tipos de geosistemas estructurados en 3 órdenes, como se observa en la tabla 4.1. Se distinguen tres grandes grupos de geosistemas de primer orden: los antrópicos, naturales y semitransformados, y geosistemas mixtos. En cuanto a los geosistemas de segundo orden, los antrópicos se dividen de acuerdo con la influencia principal derivada de la actividad económica y la población, mientras que los naturales y semitransformados se organizan según su condición respecto a factores biofísicos dominantes. Los de tercer orden se distinguen por la modalidad que caracteriza su influencia principal.

Tabla 4.1. Geosistemas de la Microcuenca Arroyo Verde

1 ^{er} orden	2 ^{do} orden	3 ^{er} orden	Superficie (ha)	Superficie (%)
Geosistemas antrópicos (transformados)	Industrial	1. Petrolero	36.83	0.70
	Asentamiento humano	2. Rural	148.65	2.85
	Cultivos de roturado no periódico	3. Plantaciones de cítricos	3,401.38	65.23
	Cultivos de roturado periódico	4. Cultivos de temporal - Pecuario	377.38	7.24
Mixto	Agrícola – Forestal	5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	70.75	1.36
		6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	207.10	3.97
Geosistemas naturales y semitransformados	Factores bioclimáticos	7. Selva mediana Subperennifolia	972.74	18.66

Fuente: Elaboración con base en Cram et al., 2020.

El geosistema que representa mayor superficie es el de plantaciones de cítricos (65.23 % de la superficie total), seguido del geosistema de selva mediana subperennifolia que abarca el 18.66%. Tanto el geosistema mixto como el industrial petrolero abarcan la menor superficie, este último ocupa 36.83 ha que representan el área ocupada por las estaciones de compresión, baterías de separación y 55 pozos petroleros identificados, cada pozo ocupa en promedio 3,700 m² de superficie. En la figura 4.1 se muestra el resultado de la delimitación de los siete tipos de geosistemas.

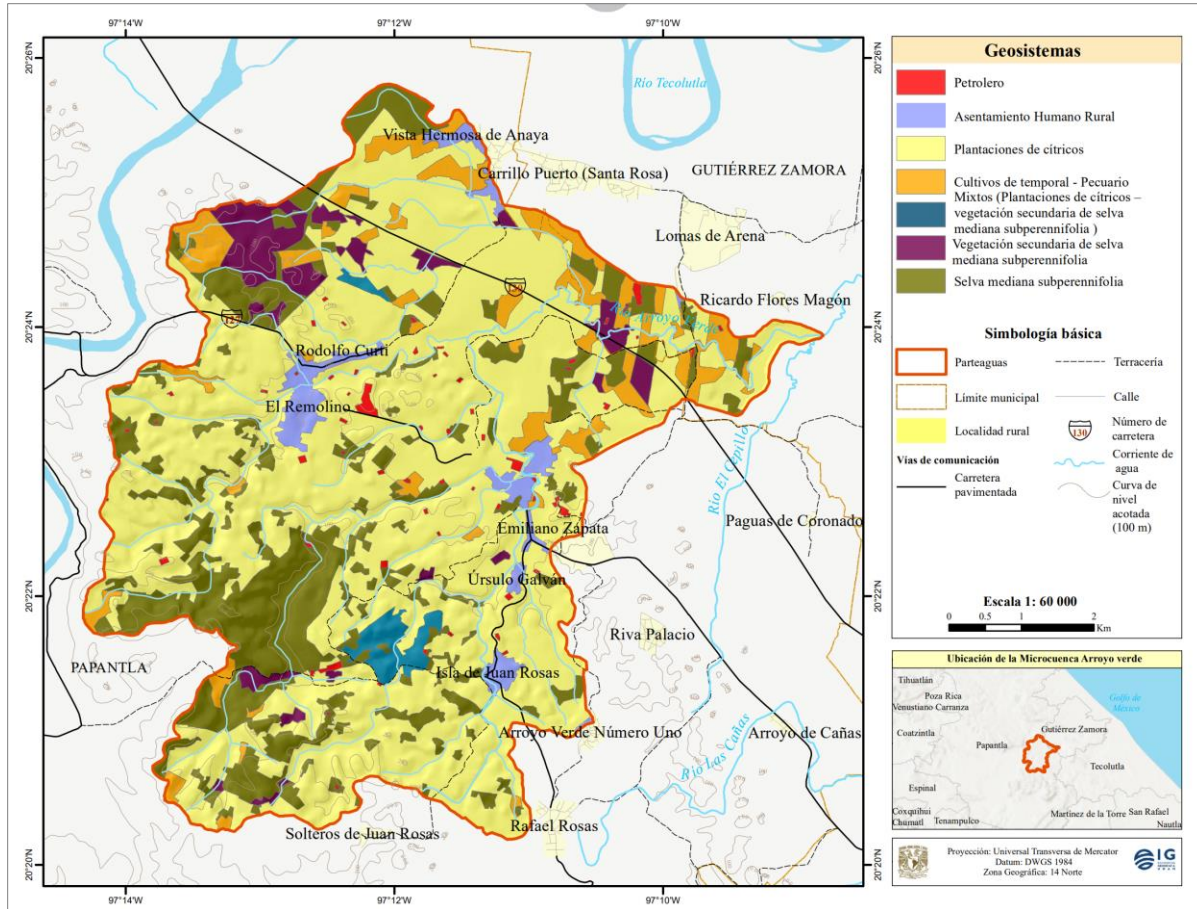


Figura 4.1. Tipos de geosistemas. Fuente: Elaborado con base en fotointerpretación de imágenes Landsat 8 y Google Earth; INEGI 2021; CNIH, 2023.

4.2 Vulnerabilidad intrínseca de los geosistemas en función de cada variable de análisis

a) Unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión

Con base en las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión extraídas, se estimó que el 76% de la superficie de la cuenca tiene un potencial de erosión moderado, alto y muy alto, que equivalen a 3,953.95 ha.

Como se observa en la tabla 4.2, a través del geoprocésamiento de Identidad se identificó que el geosistema de plantaciones de cítricos, se desarrolla en un 67.56% (2,631.30 ha) sobre las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión, debido a ello, el nivel de vulnerabilidad, de acuerdo con el porcentaje de la superficie que abarca, es alto, siendo el que presenta mayor vulnerabilidad. Mientras que el geosistema de selva mediana subperennifolia presenta un nivel de vulnerabilidad bajo, ya que abarca poco más del 20% (122.85 ha) de la superficie total con mayor potencial de erosión.

Tabla 4.2. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función del potencial de erosión fluvial

Geosistemas	Moderado		Alto		Muy alto		Superficie del geosistema en unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión		Vulnerabilidad del geosistema
	Valle erosivo - acumulativo		Cima		Valle erosivo y ladera		ha	%	
	ha	%	ha	%	ha	%			
1. Petrolero	0.36	0.25	10.31	1.41	20.07	0.65	30.73	0.78	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	4.25	3.01	23.14	3.16	95.65	3.11	123.03	3.11	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	101.49	72.00	490.29	66.87	2,079.52	67.52	2,671.30	67.56	Alta
4. Cultivos de temporal – Pecuario	8.82	6.26	21.60	2.95	99.79	3.24	130.21	3.29	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	No hay geosistemas mixtos en valles erosivos		14.94	2.04	54.86	1.78	69.80	1.77	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	8.13	5.77	18.56	2.53	96.15	3.12	122.85	3.11	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	17.91	12.71	154.36	21.05	633.76	20.58	806.03	20.39	Baja
Total	140.96	100	733.20	100	3,079.79	100	3,953.95	100	

Fuente: Elaboración propia.

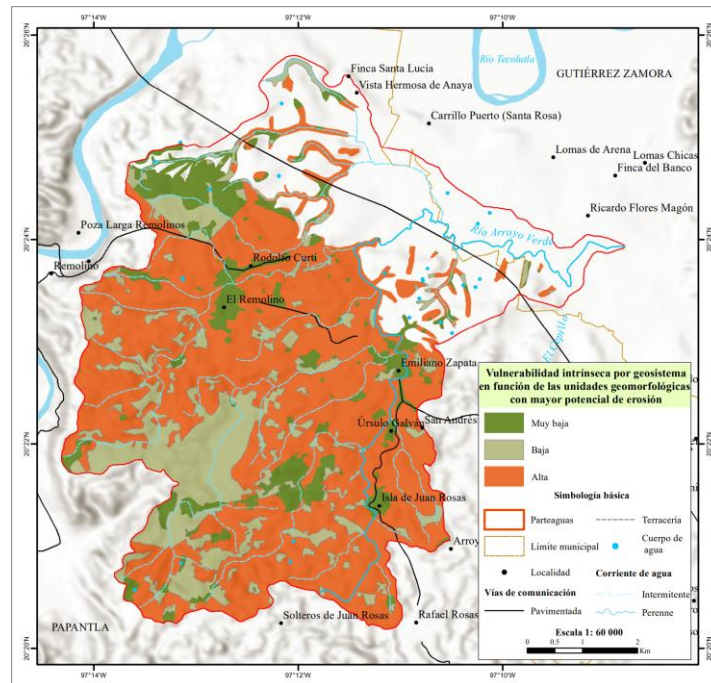


Figura 4.2. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión fluvial. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

La relación de la erosión fluvial con los derrames de hidrocarburos se entiende cómo; a mayor potencial de erosión mayor vulnerabilidad intrínseca. Cuando una unidad geomorfológica tiene mayor potencial a la erosión fluvial propicia mayor inestabilidad del terreno lo que promueve que la infraestructura, especialmente los ductos, sufran de alguna avería por la caída de material erosionado; por otro lado, en caso de un derrame, la erosión provocará el transporte de material rocoso o sedimento contaminado aumentando la dispersión. Otro efecto de la erosión fluvial es que produce un adelgazamiento del suelo, eliminando los horizontes superficiales y subsuperficiales, disminuyendo las funciones del suelo como filtro-amortiguador de contaminantes.

b) Densidad de disección (D) > 3.42 km/km²

Los valores de D en la cuenca abarcan de 0 a 8.57 km/km², sobresale en superficie la D clasificada como moderada (entre 3.42 a 5.14 km/km²) que abarca el 42.8% de la superficie total de la cuenca. La D clasificada como baja (1.71 a 3.42 km/km²) representa el 26%, mientras que la densidad alta y muy alta (> 5.14 km/km²) ocupan el 22.39 % (1 167.75 ha) y su localización coincide con los valles erosivos y erosivos acumulativos, principalmente. Destaca que las localidades de El Remolino, Úrsulo Galván, Emiliano Zapata e Isla de Juan Rosas se encuentran asentadas en las áreas con D mayor a 5.14 km/km².

Realizado el geoprocesamiento de Identidad, el geosistema de plantaciones de cítricos resultó con vulnerabilidad alta y representa el 67.21% del total de la superficie con D mayor de 3.42 km/km². El resto de los geosistemas obtuvo vulnerabilidad muy baja (Tabla 4.3).

Tabla 4.3. Vulnerabilidad por tipo de geosistemas en función de la densidad de disección > 3.42 km/km²

Geosistemas	Moderado		Alto		Muy alto		Superficie del geosistema con D > 3.42 km/km ²		Vulnerabilidad del geosistema
	3.42 – 5.14 km/km ²		5.14 – 6.85 km/km ²		> 6.85 km/km ²		ha	%	
	ha	%	ha	%	ha	%			
1. Petrolero	17.32	0.78	7.76	0.70	0.39	0.65	25.47	0.75	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	35.70	1.60	71.85	6.49	12.37	3.11	119.42	3.53	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	1483.2	66.45	749.94	67.77	34.96	67.52	2,268.05	66.71	Alta
4. Cultivos de temporal – Pecuario	135.92	6.09	18.06	1.63	2.35	3.24	156.15	4.60	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	46.93	2.08	18.71	1.69	No hay geosistemas mixtos con densidad de disección >6.85 km/km ²		65.15	1.92	Muy baja
6. Vegetación	90.28	4.04	47	4.25	4.68	7.65	141.96	4.18	Muy baja

secundaria de selva mediana subperennifolia									
7. Selva mediana subperennifolia	423.14	18.96	193.26	17.46	10.65	622.92	622.92	18.32	Muy baja
Total	2,232.05	100	1,106.59	100	61.15	100	3,399.78	100	

Fuente: Elaboración propia.

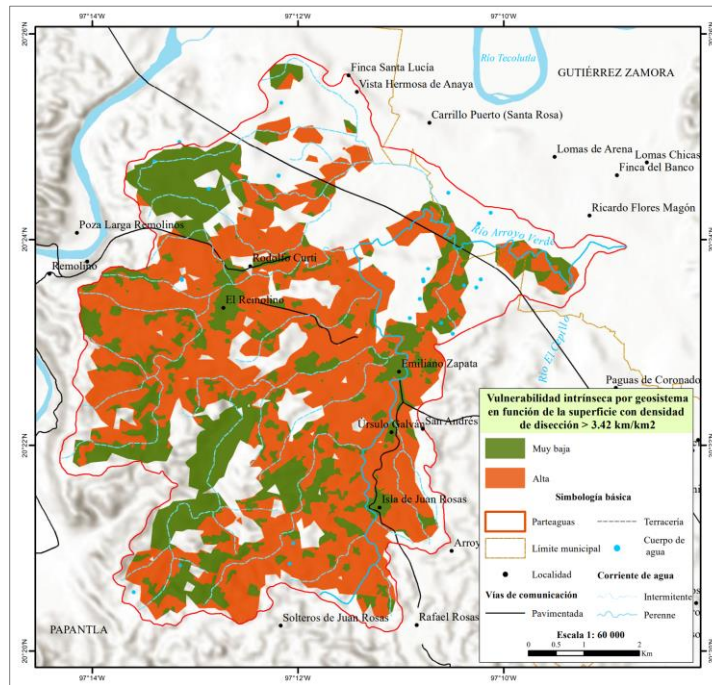


Figura 4.3. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de la $D > 3.42 \text{ km/km}^2$. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

Las áreas con valores altos de D representan mayor vulnerabilidad debido a que concentran más vías potenciales de dispersión de un derrame de petróleo, aumentando así las zonas contaminadas. Además, retomando que la corriente principal confluye con el río El Cepillo para después unirse al río Tecolutla, el cual desemboca 21 km al este en el Golfo de México, destaca la relevancia de esta variable en el análisis, ya que representa la importancia de mantener las corrientes de agua libres de derrames, de lo contrario, los componentes del petróleo se dispersarán a través de éstas, impactando no sólo al interior de la cuenca, sino también en los ambientes costeros y marinos cercanos a la MAV.

c) Pendiente del terreno $> 15^\circ$

La superficie de la cuenca con pendientes $> 15^\circ$ resultó de 662.35 ha, que representa el 12.70% del total del área, destacan las superficies que se distribuyen sobre las laderas al sur y suroeste de la cuenca. Las 8 localidades rurales de la cuenca se encuentran asentadas en las zonas con pendiente del terreno $< 15^\circ$.

Con base en el geoprocesamiento de Identidad, se identifica que el geosistema con mayor vulnerabilidad es el de plantaciones de cítricos, ya que representa el 60.30% de la superficie con pendientes $>15^\circ$ (Figura 4.4 y Tabla 4.4), mientras que el geosistema de selva mediana subperennifolia tiene un nivel de vulnerabilidad bajo, el resto de los geosistemas presentan una vulnerabilidad muy baja.

Tabla 4.4. Vulnerabilidad de los geosistemas con pendiente $>15^\circ$

Geosistemas	Superficie del geosistema con pendiente del terreno $>15^\circ$		Vulnerabilidad del geosistema
	ha	%	
1. Petrolero	0.97	0.15	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	4.62	0.70	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	399.41	60.30	Alta
4. Cultivos de temporal – Pecuario	13.10	1.98	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	12.72	1.92	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	6.43	0.97	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	225.09	33.98	Baja
Total	662.35	100	

Fuente: Elaboración propia.

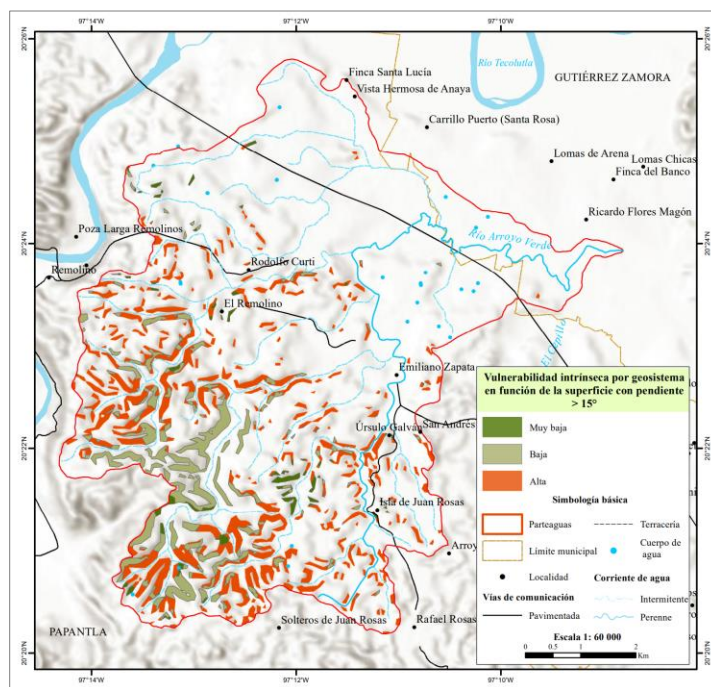


Figura 4.4. Vulnerabilidad por geosistema en función de las superficies con pendiente $>15^\circ$. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

d) Superficies cóncavas

El área de la MAV con superficies cóncavas es de 2,519.13 ha (48.30%), la convexas abarcan 2,439.55 ha (46.78%), las superficies planas ocupan 256.14 ha (4.91%). Realizado el geoprocesamiento de Identidad, el geosistema con mayor vulnerabilidad es el de plantaciones de cítricos ya que abarca el 66.61% de las superficies cóncavas (Tabla 4.5), distribuyéndose a lo largo de toda la cuenca (Figura 4.6).

Tabla 4.5. Vulnerabilidad de los geosistemas en función de las superficies cóncavas

Geosistemas	Superficie del geosistema en laderas cóncavas		Vulnerabilidad del geosistema
	ha	%	
1. Petrolero	12.86	0.51	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	73.18	2.90	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	1,678.08	66.61	Alta
4. Cultivos de temporal – Pecuario	177.21	7.03	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	33.58	1.33	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	101.06	4.01	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	443.16	17.59	Muy baja
Total	2,519.14	100	

Fuente: Elaboración propia.

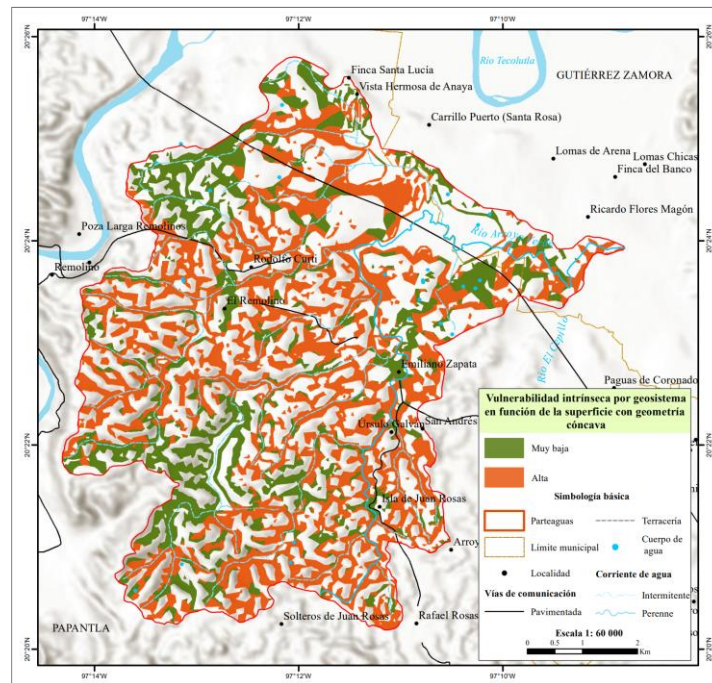


Figura 4.5. Vulnerabilidad por tipo de geosistema en función de las superficies cóncavas. Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

La configuración de las laderas juega un papel decisivo en el movimiento de los derrames de petróleo, ya que, dependiendo de estas características, se modifica la concentración o dispersión del hidrocarburo, así como la velocidad del movimiento (Pedraza, 1996). Como se mencionó en el capítulo metodológico, las superficies cóncavas promueven la concentración y posterior dispersión del petróleo derramado por el resto de la cuenca, esto resulta en una mayor superficie contaminada, lo que obstaculiza la identificación y delimitación de los sitios afectados, así como su remediación.

e) Laderas con orientación Norte

Derivado del geoprocesamiento de Identidad con la capa extraída de laderas orientadas al norte, el geosistema con mayor vulnerabilidad resultó el de plantaciones cítricos, ya que ocupó el 64.14 % de la superficie con esta orientación, mientras que el geosistema de selva mediana subperennifolia abarcó el 20.08% de esa superficie, por lo que le corresponde un nivel de vulnerabilidad bajo, el resto de los geosistemas se mantienen con vulnerabilidad muy baja (Tabla 4.6 y Figura 4.6).

Tabla 4.6. Vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por laderas con orientación Norte

Geosistemas	Superficie del geosistema en laderas orientadas al Norte		Vulnerabilidad del geosistema
	ha	%	
1. Petrolero	1.93	0.28	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	14.95	2.13	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	450.56	64.14	Alta
4. Cultivos de temporal – Pecuario	60.39	8.60	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	10.67	1.52	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	22.87	3.26	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	141.04	20.08	Baja
Total	702.42	100	

Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mencionado, las laderas con exposición sur reciben cerca de seis veces mayor radiación solar que sus contrapartes con orientación norte, siendo éstas más húmedas. Por lo que, se considera que la mayor radiación que reciben las laderas orientadas al sur facilita la volatilización del petróleo derramado, por el contrario, en las orientadas al norte, el petróleo quedará en la superficie en mayor cantidad, promoviendo su dispersión vertical y horizontal. Además, dada la mayor humedad, promueve la corrosión externa de la infraestructura (ductos) lo que puede derivar en fallas y posteriores derrames de petróleo,

retomando a PEMEX (2014), la principal causa de derrames de petróleo es la corrosión exterior, seguida de la corrosión interior, lo que destaca la importancia de esta variable en el análisis.

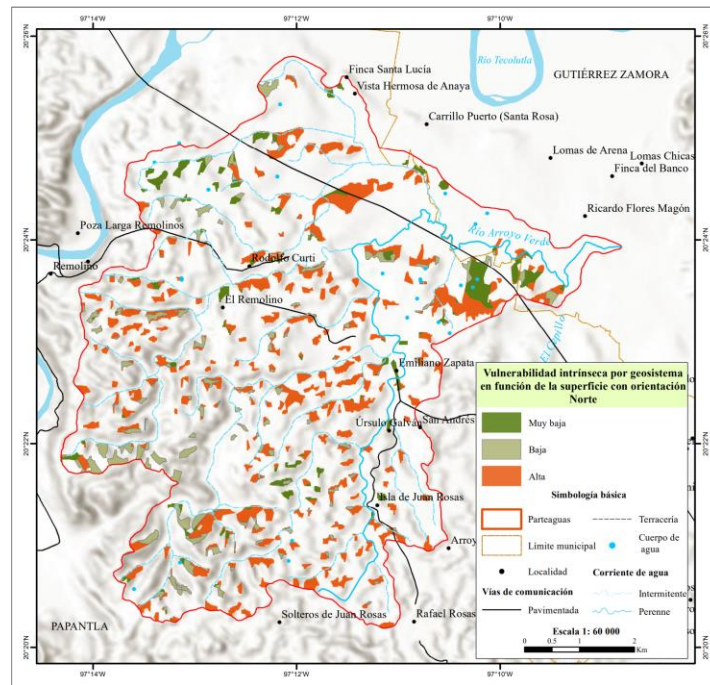


Figura 4.6. Vulnerabilidad por geosistema en función de la superficie ocupada por laderas con orientación Norte.
Fuente: Elaborado con base en INEGI, 2012.

f) Índice de Vegetación de Diferencia Normalizada (NDVI)

El NDVI, es un indicador excepcional para determinar el estado general de la vegetación, resaltando las áreas en donde la concentración y actividad fotosintética es mayor. El 20% de la superficie de la cuenca cuenta con un $NDVI > 0.48$, representado por la selva mediana subperennifolia, vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia, y los cultivos temporales y permanentes.

En la Tabla 4.7 se observa que el 55.46% de la superficie con un $NDVI > 0.48$, lo ocupa el geosistema de selva mediana subperennifolia, por lo que le corresponde una vulnerabilidad moderada. El geosistema de plantaciones de cítricos muestra una vulnerabilidad baja, abarcando el 24.43% de la superficie con $NDVI > 0.48$, ya que al ser cultivos permanentes presentan actividad fotosintética importante, aunado a que también cumplen funciones ecosistémicas relevantes. La distribución espacial de las áreas con mayor NDVI, se encuentran dispersas en toda la cuenca, pero destaca el suroeste en donde se concentra la mayor densidad de la vegetación (Figura 4.7).

Tabla 4.7. Vulnerabilidad en función de la superficie ocupada por NDVI > 0.48 por geosistema

Geosistemas	Superficie del geosistema en superficies con NDVI > 0.48		Vulnerabilidad del geosistema
	ha	%	
1. Petrolero	3.27	0.26	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	1.27	0.10	Muy baja
3. Plantaciones de cítricos	305.95	24.43	Baja
4. Cultivos de temporal – Pecuario	111.78	8.93	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	18.95	1.51	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	116.56	9.31	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	694.49	55.46	Moderada
Total	1,252.27	100	

Fuente: Elaboración propia.

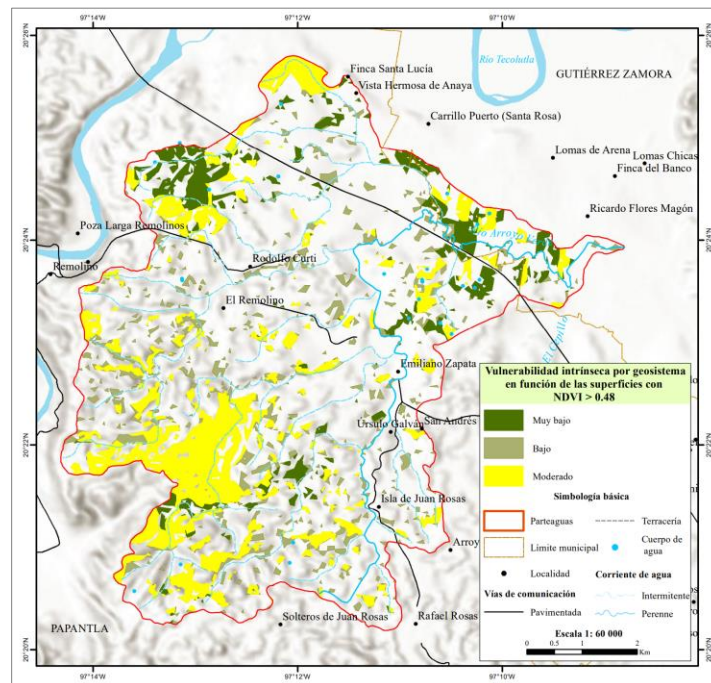


Figura 4.7. Vulnerabilidad por geosistema en función de la superficie ocupada por NDVI > 0.48. Fuente: Elaborado con base en U.S Geological Survey, 2022.

g) Densidad de caminos

La importancia de esta variable se refiere a que los caminos paralelos a la pendiente canalizan los flujos y aumentan tanto el gasto o caudal (cantidad de flujo que pasa en una unidad de tiempo) como su velocidad, con lo que potencian su capacidad erosiva. Por su parte, los caminos transversales cruzan o cortan la dirección de la pendiente y rompen la continuidad de los flujos hacia abajo, con lo que afectan el flujo de materia y energía desde su origen (Cram et al., 2020).

La estimación de caminos en la MAV es de 156.60 km de longitud, con un promedio de 3 km/km². En la tabla 4.8, se observa la densidad de caminos agrupada en 5 clases, así como el área que ocupan, en donde destaca la densidad de < 3.14 km/km², que es ligeramente superior a la media y que representa el 60.51% de la densidad, seguido de la densidad baja entre 3.14 y 6.29 km/km² que abarca el 32.62%.

Tabla 4.8. Densidad de caminos

Densidad de caminos (km/km ²)	Nivel de densidad de caminos	Superficie	
		ha	%
< 3.14 km/km ²	Muy bajo	3155.637846	60.51
3.14 - 6.29 km/km ²	Bajo	1701.024382	32.62
6.29 - 9.43 km/km ²	Moderado	241.096807	4.62
9.43 - 12.58 km/km ²	Alto	83.95575	1.61
12.58 - 15.72 km/km ²	Muy alto	33.114654	0.64
Total		5,214.83	100

Fuente: Elaboración con base en INEGI, 2021a y fotointerpretación de imágenes.

Para el análisis de identidad se consideró que una densidad mayor a 6.29 km/km² representa mayor vulnerabilidad intrínseca. El geosistema con mayor superficie con densidad de caminos > 6.43 km/km² es el de plantaciones de cítricos, representando el 53.75% de la superficie con mayor densidad de caminos, seguido del geosistema de asentamiento humano rural, cuya superficie representa el 34.55% (Tabla 4.9). Mientras que el resto de geosistemas se mantiene en muy baja vulnerabilidad.

Se concluye que a mayor densidad de caminos por tipo de geosistema, mayor es la modificación de los flujos de materia y energía en la ladera y, por lo tanto, se propicia mayor vulnerabilidad intrínseca, por ejemplo, en caso de que su arreglo sea a favor de la pendiente, aumenta el gasto y la velocidad del flujo; mientras que, en los caminos transversales o paralelos, el flujo tenderá a dispersarse (Cram, et al., 2020).

Tabla 4.9. Vulnerabilidad por geosistema en función de la densidad de caminos > 6.29 km/km²

Geosistemas	Moderado		Alto		Muy alto		Superficie del geosistema con densidad de caminos > 6.29 km/km ²		Vulnerabilidad del geosistema
	6.29 – 9.43 km/km ²		9.43 – 12.58 km/km ²		> 12.58 km/km ²				
	ha	%	ha	%	ha	%	ha	%	
1. Petrolero	4.51	1.87	1.79	2.13	0.57	1.71	6.87	1.92	Muy baja
2. Asentamiento humano rural	46.55	19.31	49.09	58.48	28.09	84.83	123.74	34.55	Baja
3. Plantaciones de cítricos	159.58	66.19	29.01	34.55	3.93	11.88	192.52	53.75	Moderada
4. Cultivos de temporal – Pecuario	23.06	9.79	3.08	3.67	0.16	0.50	28.86	7.50	Muy baja
5. Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	0.04	0.02	No hay geosistemas mixtos con densidad alta		No hay geosistemas mixtos con densidad muy alta		0.04	0.01	Muy baja
6. Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	0.90	0.37	No hay geosistemas de vegetación secundaria con densidad alta		No hay geosistemas de vegetación secundaria con densidad muy alta		0.90	0.25	Muy baja
7. Selva mediana subperennifolia	5.90	2.45	0.98	1.17	0.36	1.08	7.24	2.02	Muy baja
Total	241.10	100	83.96	100	33.11	100	358.17	100	

Fuente: Elaboración con base en INEGI, 2021.

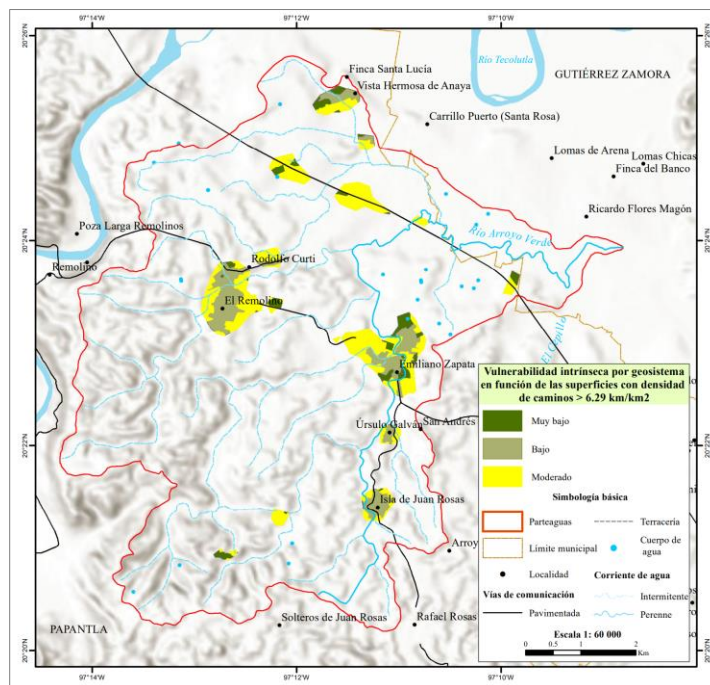


Figura 4.8. Vulnerabilidad por geosistema en función de densidad de caminos > 6.29 km/km². Fuente: Elaboración con base en INEGI, 2021.

4.3 Integración de resultados

En la figura 4.9 se muestra el mapa final de la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a sufrir daños por derrames de petróleo derivado de ductos en la Microcuenca Arroyo Verde, resultado que considera el análisis conjunto de las siete variables e integrado a través de la evaluación multicriterio.

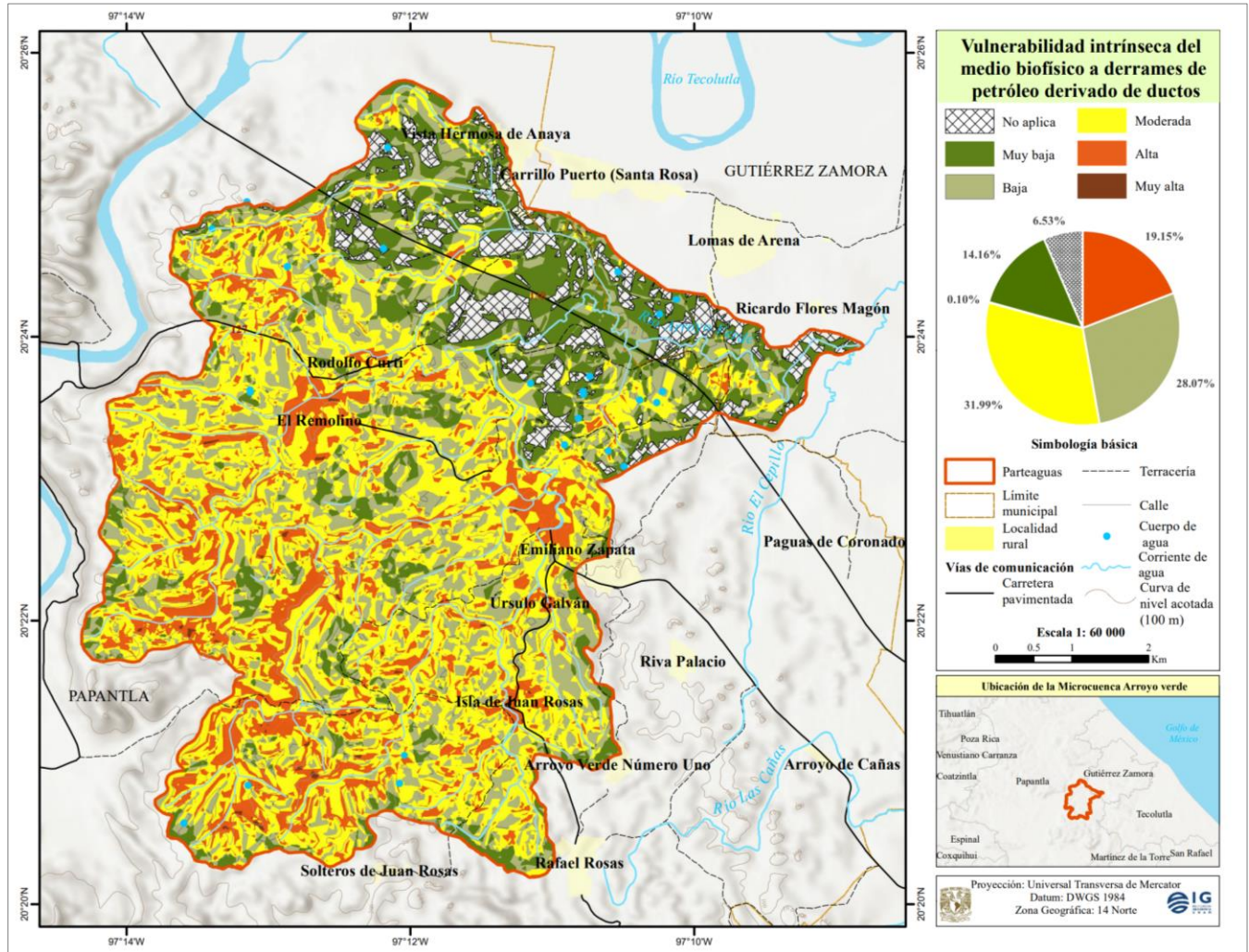


Figura 4.9. Vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a derrames de petróleo. Fuente: Elaboración propia.

En términos generales, se observa que la vulnerabilidad moderada abarcó el 31.36% de la superficie de la MAV, lo que equivale a 1,668.11 ha; seguido de la vulnerabilidad baja con un 28.07% (1,464.06 ha). Hacia el norte, sobresale la vulnerabilidad muy baja, representada por el 14.16% (738.55 ha), relacionada principalmente a la pendiente suave, al relieve mayormente plano y a una menor densidad de disección.

También, se observa que al Norte y Noreste de la MAV se encuentran áreas dispersas representadas con achurados, en donde la vulnerabilidad intrínseca estimada con base en las siete variables es nula, debido

a que ninguna de las variables y criterios seleccionados tuvo coincidencia espacial en estas superficies, y ocupan un área de 340.40 ha que representan el 6.53% del área de estudio.

La vulnerabilidad alta representa el 19.15% (998.58 ha) y se distribuye principalmente al suroeste de la cuenca, ya que sobresalen características abióticas como la pendiente del terreno $>15^\circ$, su convergencia con laderas cóncavas, además de su relación con las unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión como los valles erosivos, laderas y cimas, así como la presencia de parches de vegetación densa con una concentración de NDVI > 0.48 . También, la vulnerabilidad alta se distribuye en los asentamientos humanos rurales pertenecientes a las localidades de Emiliano Zapata, El Remolino, Úrsulo Galván e Isla de Juan Rosas, los cuales además de contar con las características abióticas antes mencionadas, presentan una densidad de caminos mayor que en el resto del área de estudio. Por último, se identificó que sólo en el 0.10% (5.12 ha) de la MAV se presentó una vulnerabilidad intrínseca muy alta.

La tabla 4.10 presenta la proporción porcentual por tipo de geosistema con determinado nivel de vulnerabilidad intrínseca a sufrir daños por derrames de petróleo. Relacionado a lo anterior, en la serie de figuras 4.10 a 4.16, se muestra la distribución espacial de estos niveles de vulnerabilidad por cada tipo de geosistema.

Tabla 4.10 Nivel de vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a derrames de petróleo por tipo de geosistema

Geosistema	Superficie del geosistema (ha)	Vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico	Superficie del geosistema con determinado nivel de vulnerabilidad (ha)	Superficie del geosistema con determinado nivel de vulnerabilidad (%)
Petrolero	36.83	Alta	3.85	10.46
		Baja	16.47	44.70
		Moderada	9.98	27.09
		Muy baja	3.53	9.59
		No aplica	3.01	8.16
		Total	36.83	100
Asentamiento humano rural	148.65	Alta	64.22	43.21
		Baja	15.85	10.66
		Moderada	50.48	33.96
		Muy alta	0.06	0.04
		Muy baja	10.32	6.94
		No aplica	7.71	5.19
Total	148.65	100		
Plantaciones de cítricos (Cultivos de roturado no periódico)	3,401.38	Alta	483.06	14.20
		Baja	1,053.18	30.96
		Moderada	1,117.00	32.84

		Muy alta	1.38	0.04
		Muy baja	508.14	14.94
		No aplica	238.62	7.02
		Total	3,401.38	100
Cultivos de temporal - Pecuario	377.38	Alta	31.56	8.36
		Baja	118.36	31.36
		Moderada	71.31	18.90
		Muy alta	0.00	0.00
		Muy baja	100.78	26.70
		No aplica	55.37	14.67
		Total	377.38	100
Geosistemas mixtos (Plantaciones de cítricos – vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia)	70.75	Alta	19.25	27.21
		Baja	19.76	27.93
		Moderada	29.43	41.61
		Muy alta	0.05	0.07
		Muy baja	2.25	3.18
		Total	70.75	100
Vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia	207.10	Alta	39.24	18.95
		Baja	64.13	30.97
		Moderada	61.18	29.54
		Muy alta	0.18	0.09
		Muy baja	33.07	15.97
		No aplica	9.28	4.48
		Total	207.10	100
Selva mediana subperennifolia	972.74	Alta	357.39	36.74
		Baja	176.32	18.13
		Moderada	328.72	33.79
		Muy alta	3.44	0.35
		Muy baja	80.46	8.27
		No aplica	26.41	2.72
		Total	972.74	100

Fuente: Elaboración propia.

La figura 4.10 muestra la vulnerabilidad intrínseca del geosistema petrolero, en donde domina la vulnerabilidad baja, que representa el 44.70% de la superficie, seguido de la vulnerabilidad moderada que abarca el 27.09%, concentradas espacialmente en las instalaciones petroleras ubicadas en el centro de la cuenca. El 10.46% de la superficie del geosistema petrolero presenta una vulnerabilidad alta, sin embargo, su distribución no parece obedecer a algún patrón espacial.

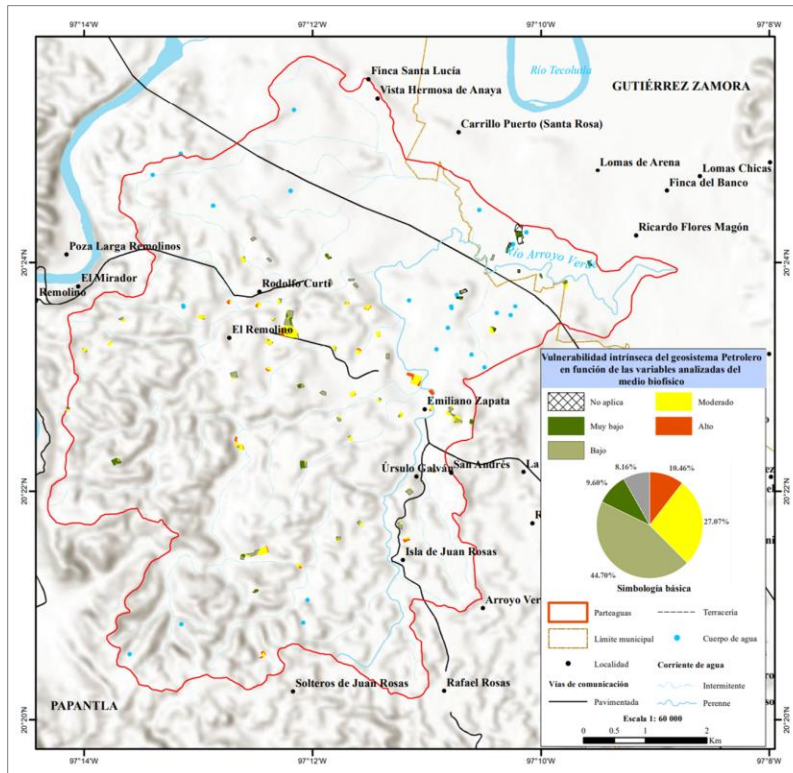


Figura 4.10. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema petrolero. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los asentamientos humanos rurales, la vulnerabilidad alta ocupa la mayor proporción del geosistema y representa el 43.21%, concentrándose en las localidades de El Remolino, Isla de Juan Rosas y Emiliano Zapata. Mientras que el 33.96% presenta una vulnerabilidad moderada, distribuida en las localidades mencionadas, y en menor proporción al norte de la cuenca (Figura 4.11). Lo anterior indica que más del 77% del geosistema presenta una vulnerabilidad entre moderada y alta, lo que implica que en estas zonas del geosistema las actividades de prevención de derrames son primordiales.

En la figura 4.12 se observa la distribución de los niveles de vulnerabilidad intrínseca del geosistema de plantaciones de cítricos, como se mencionó anteriormente, es el geosistema con mayor superficie de la MAV, representando el 65.26%. En cuanto a los niveles de vulnerabilidad resultantes, predomina el nivel moderado, el cual abarca cerca del 33% del geosistema, el nivel bajo representa el 31%. Las zonas con vulnerabilidad alta en el geosistema coinciden sobre todo con las zonas de pendiente $>15^\circ$, con las unidades geomorfológicas de mayor potencial de erosión y con las laderas cóncavas del sur y suroeste de la cuenca. Otras zonas importantes con esta vulnerabilidad se reúnen alrededor del geosistema de asentamientos humanos rurales, ya que además de la conjunción de las características descritas anteriormente, también juega un papel importante la concentración de los caminos.

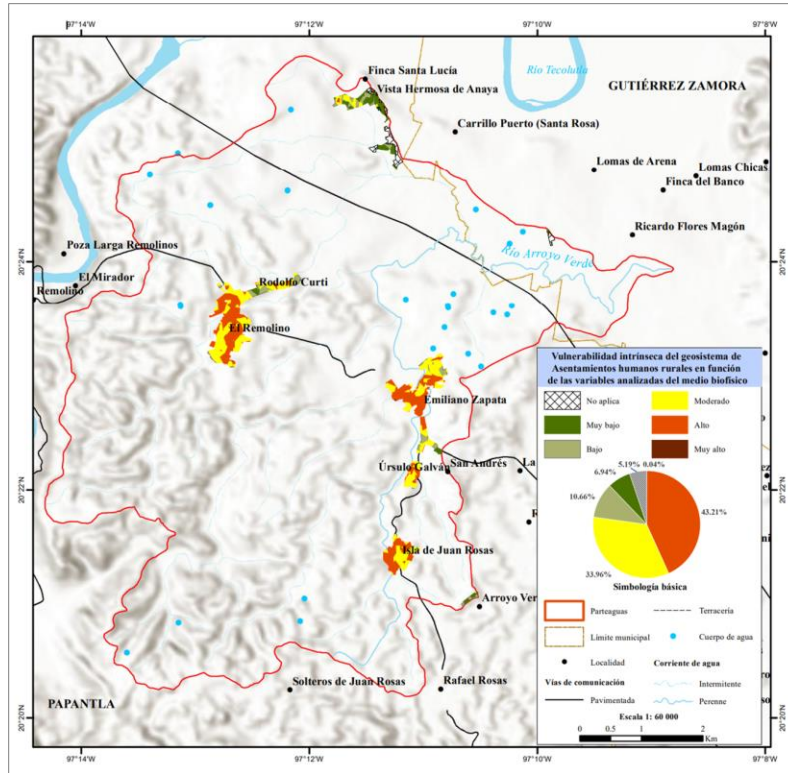


Figura 4.11. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de asentamientos humanos rurales. Fuente: Elaboración propia.

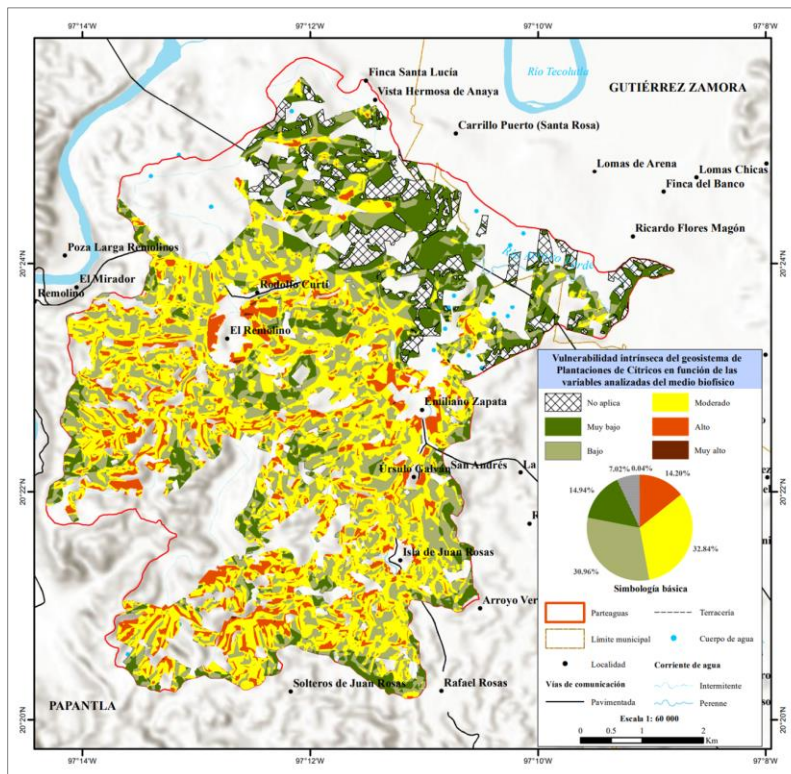


Figura 4.12. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de Plantaciones de cítricos. Fuente: Elaboración propia.

Acerca del geosistema de cultivos de temporal – pecuario, sobresalen los niveles de vulnerabilidad baja y muy baja, abarcando el 58.07% del geosistema, y se distribuyen principalmente al norte de la cuenca, en donde las características biofísicas representan una menor vulnerabilidad. Las zonas del geosistema con vulnerabilidad moderada se concentran sobre todo en la llanura de inundación, cercana a la desembocadura del Arroyo Verde, y representa el 18.90 % (Figura 4.13).

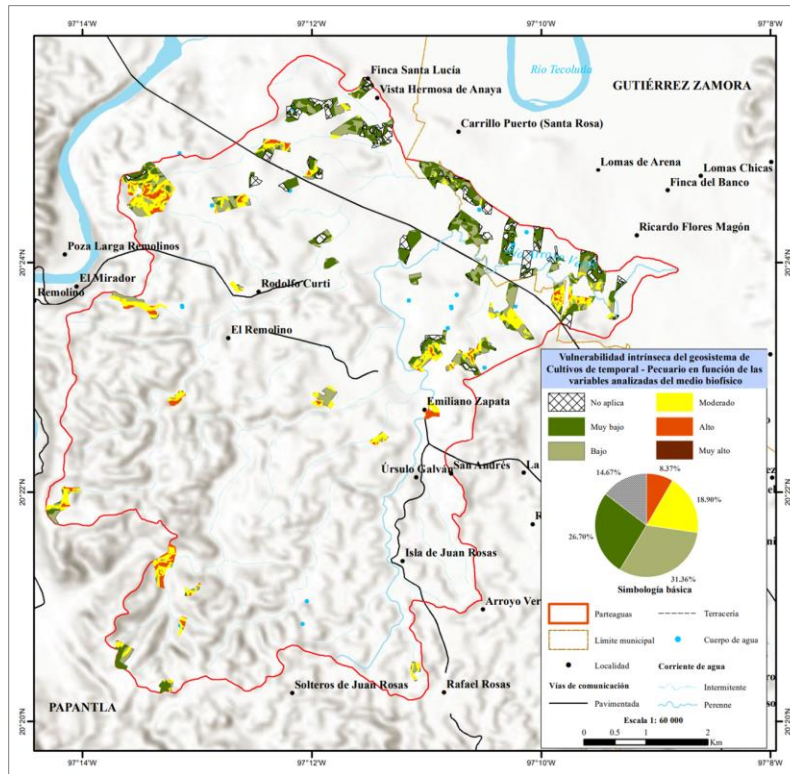


Figura 4.13. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de Cultivos de temporal - Pecuario. Fuente: Elaboración propia.

En el caso del geosistema mixto, sobresale la vulnerabilidad moderada con una cobertura del 41.61%, los niveles de vulnerabilidad alta y baja se distribuyen en proporciones similares, los cuales representan el 55.14% del geosistema (Figura 4.14). Referente al geosistema de vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia destaca la vulnerabilidad baja y moderada, distribuidas principalmente al noroeste y noreste de la MAV con una cobertura entre ambos niveles del 60.51% de su superficie (Figura 4.15).

En la figura 4.16 se observa que, hacia el suroeste de la cuenca, en el geosistema de selva mediana subperennifolia domina la vulnerabilidad alta con el 36.74%, debido a la presencia de pendientes $> 15^\circ$; unidades geomorfológicas con mayor potencial de erosión tales como las cimas y las laderas; una alta densidad de disección y un NDVI > 0.48 . Hacia el norte, predomina la vulnerabilidad muy baja. Los niveles bajo y moderado se distribuyen sobre todo al extremo noroeste, representando el 51.92%.

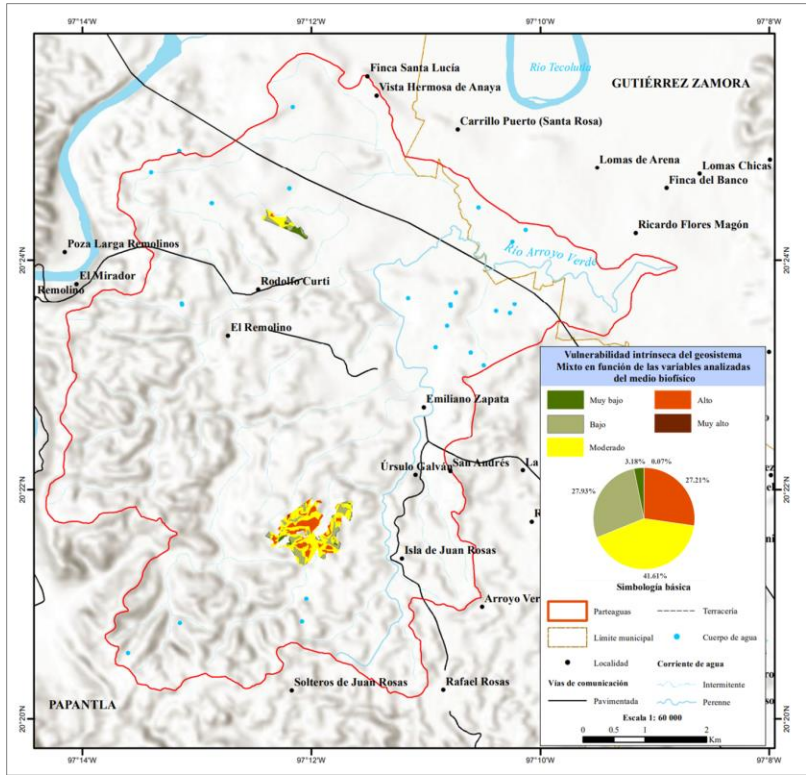


Figura 4.14. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema mixto (a). Fuente: Elaboración propia.

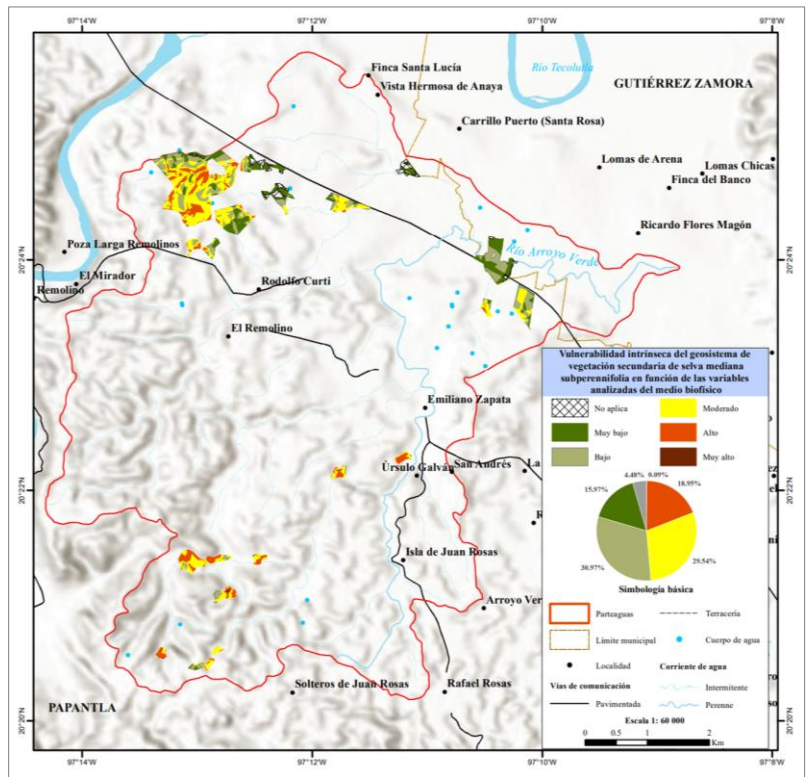


Figura 4.15. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema de vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia. Fuente: Elaboración propia.

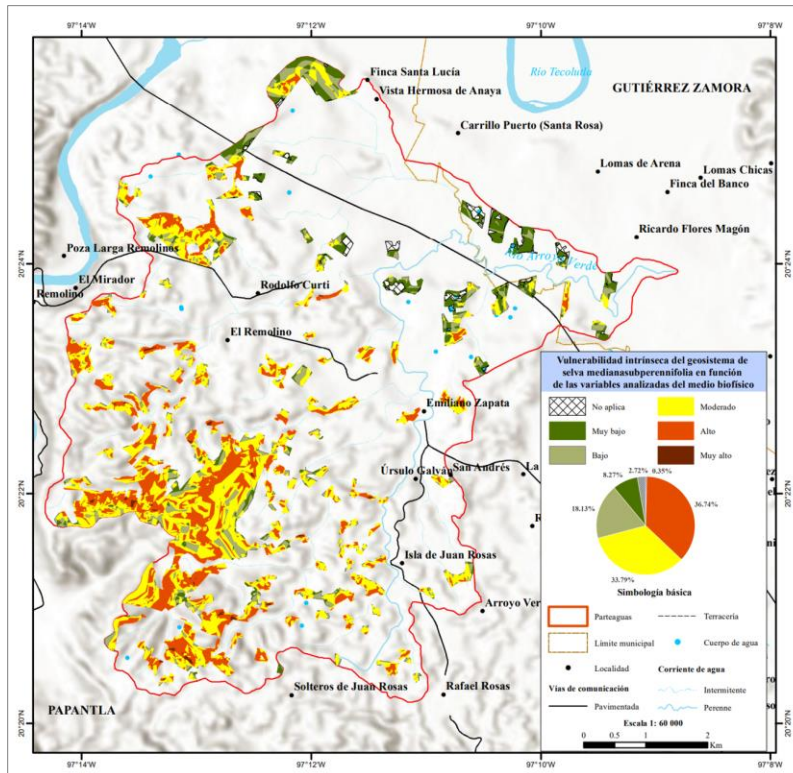


Figura 4.16. Vulnerabilidad intrínseca del geosistema selva mediana subperennifolia. Fuente: Elaboración propia.

Por último, en la figura 4.17 se muestra el mapa final (presentado en la figura 4.1) con la capa vectorial de ductos, con el fin de realizar un análisis visual *grosso modo* de la distribución espacial de estos y su relación con los niveles de vulnerabilidad intrínseca a derrames de petróleo resultantes.

Al respecto se observa que en las inmediaciones de las localidades de Rodolfo Curti, Emiliano Zapata y El Remolino existe una alta concentración de ductos, esto obedece a que en estos asentamientos están instaladas las baterías de separación y estaciones de compresión, las cuales están conectadas entre sí y con los pozos a través de la red de ductos, cabe destacar que en estas localidades y zonas circundantes predomina la vulnerabilidad intrínseca alta, esta coincidencia espacial se asocia con la necesidad de aplicación de acciones de inspección y mantenimiento de ductos, con el fin de prevenir derrames que deriven en impactos sociales y económicos importantes, tomando en consideración que Emiliano Zapata y El Remolino son las localidades con el mayor número de habitantes de la cuenca.

Por otra parte, destaca la concentración de ductos al sur de la cuenca, que coinciden principalmente con las zonas de vulnerabilidad moderada y alta, caso contrario, al noreste, de igual manera se presenta una zona con alta densidad de ductos pero que se distribuyen en las zonas de baja vulnerabilidad.

Asimismo, se observa que existen ductos que son paralelos o que cruzan con algunas corrientes de agua en donde domina la vulnerabilidad alta y moderada, lo que destaca la importancia de establecer medidas preventivas en estas áreas, ya que implica el riesgo de contaminación de estas fuentes de abastecimiento por derrames de petróleo, además de su rápida dispersión, contaminando más corrientes y cuerpos de agua.

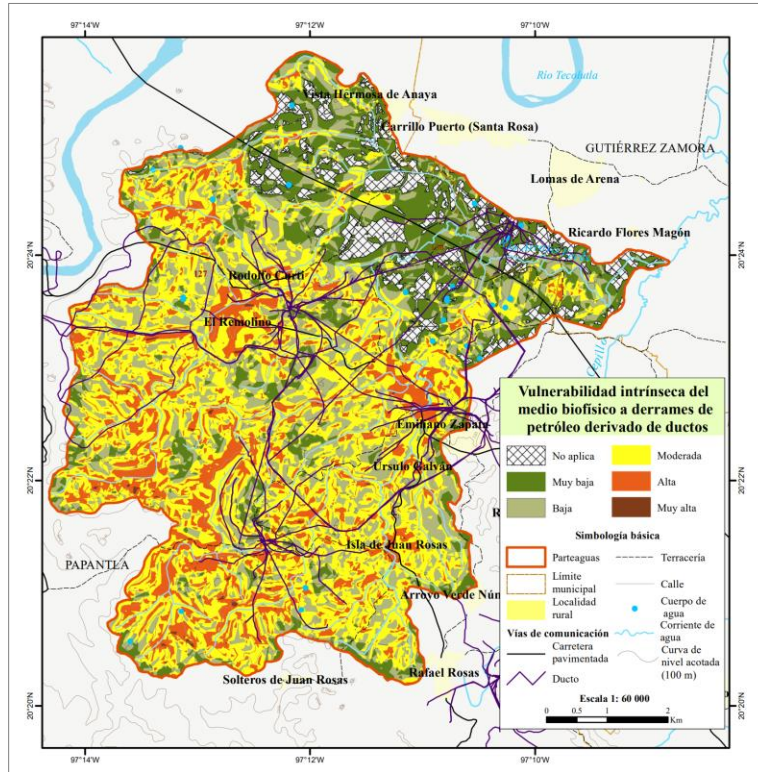


Figura 4.17 Vulnerabilidad intrínseca a derrames de petróleo de la MAV y distribución espacial de los ductos. Fuente: Elaborado con base en CNIH, 2023.

4.4 Análisis del desempeño de la metodología aplicada

Uno de los objetivos específicos de este trabajo es analizar la aplicabilidad de la metodología propuesta por Cram, Oropeza y Fernández (2020), la cual está enfocada en determinar el nivel de vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos a partir de ductos, por tipo de geosistema en un área.

En primer lugar, acerca de las unidades de análisis, la metodología propone dos: unidades del terreno y geosistemas; se reconoce la importancia de las primeras en el área de estudio, ya que tanto las laderas, los valles erosivos y las llanuras de inundación, por mencionar algunos, son de gran relevancia para la dispersión de los derrames, sin embargo, se optó por realizar el análisis a través de los geosistemas, ya que representan espacialmente la dinámica sociedad – naturaleza de la cuenca y funcionan a su vez como unidades de diagnóstico.

Por lo que se refiere a la etapa de integración de resultados, se adoptó un método distinto al propuesto en la metodología señalada, esta adecuación aplicada se debió a dos razones principales, primera: al ser una escala de trabajo grande, fue necesario que los geosistemas se evaluaran de distinta forma, por lo que la vulnerabilidad se identificó por unidades espaciales desagregadas dentro de los propios geosistemas, y segundo; por el contexto del área de estudio, retomando que el geosistema de plantaciones de cítricos abarca más del 60% de la superficie, provocó que en los cálculos de vulnerabilidad en función de cada variable, este geosistema abarcara la mayor superficie, por lo que la vulnerabilidad resultaba en la mayoría de los cálculos como alta y para el resto de los geosistemas baja o muy baja, generalizando los resultados.

La implementación de la metodología de Purewal et al., (2019) como método de integración, otorgó resultados a mayor escala permitiendo obtener un mejor acercamiento a la realidad de las características biofísicas, y obtener distintos niveles de vulnerabilidad para un mismo tipo de geosistema, así como su distribución espacial y porcentual, lo que permite identificar de manera más precisa las zonas de mayor vulnerabilidad intrínseca de cada unidad de análisis.

Por otro lado, la metodología de Cram, Oropeza y Fernández (2020) resalta la importancia del trabajo de campo, sin embargo, aunque éste no se llevó a cabo, se considera que los resultados que otorga el presente estudio permiten la identificación en gabinete de las zonas con mayor vulnerabilidad intrínseca ante el fenómeno descrito, facilitando en campo las tareas de verificación para atender casos en específico.

Dicho lo anterior, se concluye que la aplicación de esta metodología fue adecuada para la evaluación de la vulnerabilidad intrínseca a derrames de petróleo en la MAV, adaptándose a la escala de trabajo, a la cuenca hidrográfica como área de estudio, y a sus condiciones biofísicas y socioeconómicas. También se remarca la importancia de la adaptabilidad y flexibilidad de la metodología a la integración de otros métodos y técnicas, que complementan el análisis y los resultados.

5. Conclusiones

La presencia de la infraestructura e instalaciones petroleras en la Microcuenca Arroyo Verde, están profundamente inscritas en el paisaje y en las condiciones de vida de los habitantes, y con ello sus impactos ambientales y socioeconómicos, impactos que van desde las protestas sociales, a la pérdida de la calidad de los recursos suelo y agua, con afectaciones directas a las actividades socioeconómicas, tales como pérdidas de rendimiento agrícola o contaminación de cuerpos y corrientes de agua utilizados para consumo humano, reiterando que la agricultura es la principal actividad económica; los impactos generados por esta industria traen consigo grandes implicaciones al desarrollo y calidad de vida de los habitantes.

El trabajo versó en la aplicación de la metodología de Cram, Oropeza y Fernández (2020), en la que la apuesta es el análisis de la vulnerabilidad por unidad espacial. La ventaja de este enfoque es que considera tanto a los componentes biofísicos que conforman la cuenca hidrográfica y sus relaciones espaciales. Se seleccionó como unidad de análisis el geosistema ya que es el reflejo espacial de la dinámica sociedad – naturaleza. Considerar al geosistema como unidad de análisis espacial en la cuenca permitió que la evaluación no sólo consistiera en tratar las variables de manera aislada, midiendo un atributo o una propiedad directamente, sino que las integra en índices o indicadores ambientales los cuales facilitan calificar su estatus o condición.

En cuanto a la selección de las variables y criterios de vulnerabilidad establecidos, se consideran adecuados para el caso de estudio. La fuerte carga al componente abiótico se debe a que estos son perdurables a una escala de tiempo mayor, por lo que los resultados amplían su escala temporal de validez, a diferencia, por ejemplo, de la variable del NDVI del componente biótico, que, debido a la tasa de deforestación y/o ampliación de la frontera agrícola implica que los resultados para esta variable reduzcan su validez temporal.

La importancia de las variables seleccionadas, por ejemplo, para el caso de la densidad de disección es que es un indicador no sólo del potencial erosivo, sino que también es un indicador de las zonas con mayor importancia a mantener libres de derrames de petróleo, ya que las corrientes de agua actúan como agentes de dispersión de un derrame, además tomando en consideración que cerca del 30% de las viviendas y sus habitantes dependen de estas fuentes de agua natural para consumo, remarca la importancia de esta variable en el análisis. Otra variable de gran relevancia es el NDVI, ya que identifica de manera espacial las áreas en la cuenca con una concentración de $NDVI > 0.48$, que se traducen en superficies con una

mayor funcionalidad de los ecosistemas, en donde se llevan a cabo relaciones ecológicas importantes, y que además prestan servicios ecosistémicos a la población.

Las variables de pendiente del terreno y concavidad de la superficie son indicadores de la rugosidad, y de la energía con la que se movería un derrame por la cuenca. La variable de orientación de laderas se incluyó debido a que tiene incidencia directa en la corrosión de los ductos, que se agudiza por la falta de mantenimiento, toda vez que, una de las principales causas de los derrames de petróleo es la derivada de la corrosión interior y exterior de los ductos, lo que resalta la relevancia de esta variable en el análisis.

Cabe aclarar que, la metodología citada anteriormente, propone también el análisis de variables socioeconómicas, sin embargo, para este trabajo se decidió no considerarlas pues se observó que las características de las localidades rurales como el rezago social, marginación, población hablante de una lengua indígena, viviendas con agua potable o drenaje, son muy similares entre sí, y al realizar el geoprocesamiento de Identidad, implicó una sobreestimación en el nivel de vulnerabilidad, por ello, se le dio prioridad de análisis a las características bióticas y abióticas principalmente.

Siguiendo con la línea de las variables, se considera que una limitante para realizar un análisis y evaluación de la vulnerabilidad más robusta es la falta de información a escala detallada o semidetallada. Por ejemplo, es necesaria información de las características de los suelos, ya que son uno de los principales filtros para los contaminantes, por lo que tener acceso a información referente a la textura y profundidad detallada serían elementos determinantes para evaluar con mayor precisión la vulnerabilidad.

El análisis de las variables seleccionadas permitió realizar la evaluación de la vulnerabilidad intrínseca en la MAV, donde el nivel de vulnerabilidad dominante fue el moderado, el cual representa cerca del 32% de la superficie total del área de estudio; el nivel de vulnerabilidad bajo representó el 28.07%. Hacia el norte sobresale la vulnerabilidad muy baja (14.16%). En el 6.53% de la MAV, la vulnerabilidad fue nula, debido a que ninguna de las variables y criterios seleccionados tiene coincidencia espacial.

A nivel de geosistema, destaca que el 43.21% de los asentamientos humanos rurales se distribuye en una vulnerabilidad alta y coincide con las áreas en donde están asentadas las principales localidades de la cuenca; El Remolino y Emiliano Zapata. Por otra parte, en el geosistema de plantaciones de cítricos, sobresale la vulnerabilidad moderada, esto quiere decir que en el 33% de la superficie sólo tres de las siete variables tuvieron coincidencia espacial, mientras que el 14.3% del geosistema tiene una vulnerabilidad

alta, debido a que 4 o 5 de las 7 variables confluyeron en un mismo espacio, y estas se distribuyen sobre todo en las zonas cóncavas, con pendientes $> 15^\circ$ y con una alta densidad de disección. Asimismo, en el 36.74% del geosistema de selva mediana subperennifolia domina la vulnerabilidad alta, que resalta la importancia en estas zonas de implementar actividades de prevención de derrames con el fin de conservar los recursos naturales y los servicios ecosistémicos.

En cuanto a la metodología aplicada, una de las ventajas más importantes es que la estimación está basada en variables que pueden obtenerse de imágenes de satélite y mapas disponibles al público, así como fuentes de información de fácil acceso y bajo costo. Resalta la importancia de esta metodología en el ámbito de prevención de derrames, ya que funge como una herramienta para los tomadores de decisiones en actividades de inspección, monitoreo e incluso de remediación, orientadas a reducir los costos socioeconómicos, pérdidas humanas y afectaciones al ambiente que pudieran ocurrir a consecuencia de los derrames de petróleo.

Este trabajo evaluó la vulnerabilidad intrínseca del medio biofísico a derrames de petróleo por geosistemas, sin embargo, es conveniente darle continuidad, para explorar el comportamiento de la amenaza (derrames de petróleo), por ejemplo, realizando análisis y modelos de derrames, estudios de vulnerabilidad extrínseca y de vulnerabilidad intrínseca en función de las características socioeconómicas.

Finalmente, esta evaluación puede ser utilizada como ejemplo de una herramienta que contribuye a la gestión del riesgo de desastres por derrames de petróleo, evaluando uno de los componentes básicos del riesgo... la vulnerabilidad intrínseca, ya que el resultado permite la identificación de las zonas en donde los impactos a los recursos naturales y a las actividades socioeconómicas pudieran ser más relevantes.

6. Referencias

- Adams, R., Zavala, J. Morales, F. (2008). *Concentración residual de hidrocarburos en el suelo del trópico: Afectación a la fertilidad y su recuperación*. Interciencia.
- Agencia para Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades [ATSDR]. (1999). *Resumen de salud pública, hidrocarburos totales del petróleo*.
- Aguilar, I. (2017). *Transformaciones socio territoriales asociadas a la política de extracción de petróleo en México. El caso de la comunidad Emiliano Zapata, Papantla, Veracruz (1954-2012)*. (Tesis de maestría). México: El Colegio de Veracruz.
- Aguilera, Y., Batista, S., Rojas, L. (2016). *Impacto visual generado por la explotación minera en el yacimiento Punta Gorda*. Minería y Geología.
- Alcántara, I. (2010). Introducción en *Atlas de impactos derivados de las actividades petroleras en Coatzacoalcos, Veracruz*. Cram, S., Sommer, I., Oropeza, O. y Mendoza-Cantú, A. (Cord.; 2010). Instituto Nacional de Ecología-Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales- Instituto de Geografía-UNAM.
- Alcántara, I., Garza, M., López, A., Magaña, V., Oropeza, O., Puente, S., Rodríguez, D., Lucatello, S., Ruiz, N., Tena, A., Urzúa, M y Vázquez, G. (2018). Gestión Integral del Riesgo de Desastres en México, reflexiones, retos y propuestas de la transformación de la política pública desde la academia. *Investigaciones geográficas*. Núm. 98. DOI: [dx.doi.org/10.14350/ig.59784](https://doi.org/10.14350/ig.59784)
- Álvarez, A., Martínez, G., Flores, M. Garnica, P. (2002). *Metodología para saneamiento de acuíferos profundos por derrame de hidrocarburos*. Secretaria de Comunicaciones y Transportes e Instituto Mexicano del Petróleo.
- Asociación Colombiana de Petróleo (2017). *¿Qué son los hidrocarburos en reservas no convencionales?* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/955-que-son-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales>
- Badía, B. (2021). Arasol; *Estudio y clasificación de los suelos de Aragón, España*. Recuperado de <http://www.suelosdearagon.com/contenido.php?padre=24|25&IDContenido=25>
- Barois, I., Contreras, S., Hernández, B., Froylan, M. y García D. (2018). *El suelo y el petróleo: Estudio de caso de biorremediación en pasivo ambiental de Papantla, México*. México: Instituto de Ecología A.C
- Barrera, A., Herrera, E., Jaramillo, J., Escobedo, S. Bustamante, A. (2009). Caracterización de los sistemas de producción de vainilla (*Vainilla planifolia* A.) bajo naranjo y en malla sombra en el Totonacapan. *Tropical and Subtropical Agroecosystems*, 10 (2009): 199 – 212
- Barrios, F., Alanís, J., Carvajal, C. (2019). *Diversidad de helecho y licopodios en el área privada de conservación Talhpan, Papantla, Veracruz, México*. Revista Polibotánica; Instituto Politécnico Nacional
- Basáñez, A., Alanís, J. Badillo, E. (2012). *Composición florística y estructura arbórea de la selva mediana subperennifolia del ejido “El Remolino”, Papantla, Veracruz*. Universidad Veracruzana.
- Burgos, V. (2008). *Estimación del riesgo hidrológico por derrame superficial de hidrocarburos*. Instituto Nacional

- Camargo, G. y Agudelo, L. (2017). *Lectura de un paisaje estratificado, propuesta de restauración basada en el ordenamiento multiescalar de las cañadas en la mesa de Xéridas, Santander, Columbia*. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos "Alexander von Humboldt"
- Camino, A., Bó, J., Cionchi, J., Del Río, J., López, A. De Marco, S. (2018). *Estudio morfológico de las cuencas de drenaje de la vertiente sur del sudeste de la provincia de Buenos Aires*. Revista Universitaria de Geografía, vol. 27, núm. 1, 2018 Universidad Nacional del Sur, Argentina Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=383257036005>
- Campos, A. (2018). *Transformaciones en el conflicto entre la industria petrolera y la comunidad de Emiliano Zapata, Papantla, Veracruz. Nueva Política y Nuevos actores*. (Tesis de Maestría). México: Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales.
- Canipa, N., Galán, C., Pérez, J. y Guzmán M. (2003) Clasificación de petróleos mexicanos mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales. *Rev. Soc. Quím. Méx* [online]. 2003, vol.47, n.3 pp.275-282. Recuperado de: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S058376932003000300012&lng=es&nrm=i [so](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S058376932003000300012&lng=es&nrm=i)>.
- Cardona, D. (1993). *Evaluación de la amenaza, la vulnerabilidad y el riesgo. Elementos para el ordenamiento y la Planeación del Desarrollo*. Red de Estudios Sociales en prevención de Desastres de América Latina.
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos [CNIH]. (2023). Inventario Institucional de Datos. *Geoportal de Infraestructura petrolera*. Recuperado de <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- Centro Nacional de Prevención de Desastres [CENAPRED]. (2007). *Fascículos; Riegos Químicos*. México: CENAPRED
- Checa, M. y Aguilar, I. (2013). *Industria petrolera y conflictos socioambientales en el municipio de Papantla, Veracruz, a través de la historia oral*.
- Checa, M. y Soto, P. (2015). *Los paisajes del petróleo en México; un paisaje cultural a reivindicar*. En Oviedo, B., Dorel, G. (Comp.). *Patrimonio Industrial y Desarrollo Regional. Rescate, Valorización, Reutilización y Participación Social*. Pachuca: Archivo Histórico y Museo de Minería, A. C. ISBN 978-607-96744-1-0
- Chenaut, V. (2010). *Los totonacas en Veracruz; población familia y sociedad*.
- Chenaut, V. (2017). *Impactos sociales y ambientales de la explotación de hidrocarburos en el municipio de Papantla, Veracruz*. E-cadernos CES. DOI 10.400/ecs.2433
- Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH] y Secretaría de Energía [SENER]. (2010) *Documento Técnico 1, Factores de recuperación de aceite y gas en México*. Recuperado de <https://docplayer.es/4321777-Documento-tecnico-1-dt-1-factores-de-recuperacion-de-aceite-y-gas-en-mexico.html>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH]. (s/f) *Atlas geológico de la cuenca Tampico- Misantla*
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad [CONABIO] (2008). *Climas*. Recuperado de

<http://geoportal.conabio.gob.mx/metadatos/doc/html/clima1mgw.html>

- Corporación Autónoma Regional de Nariño [CARN] (2017). *Guía para la prevención de derrames de hidrocarburos: Implementación de acciones que contribuyan a la rehabilitación en zona costera y piedemonte del departamento de Nariño*. Colombia.
- Cotler, E. (2007). *El manejo Integral de cuencas en México*. Recuperado en <https://agua.org.mx/wp-content/uploads/2008/06/El-Manejo-Integral-de-Cuencas-enMexico-segunda-edici%C3%B3n.pdf>
- Cram, S., Oropeza, O. y Fernández, P. (2020). *Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos. una propuesta para su estimación.*, Colección Geografía para el siglo XXI. Serie Libros de investigación; 26. ISBN 978-607-30-2939-1. DOI <http://dx.doi.org/10.14350/gsexxi.li.26>
- Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P. Parrot, J.F., Mendoza, A., Casado, J., Sánchez, M. (2020a). Descripción de Variables e indicadores en *Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos. una propuesta para su estimación.*, Colección Geografía para el siglo XXI. Serie Libros de investigación; 26. ISBN 978-607-30-2939-1. DOI <http://dx.doi.org/10.14350/gsexxi.li.26>
- Cram, S., Sommer, I., Oropeza, O. y Mendoza-Cantú, A. (Coords.; 2010). *Atlas regional de impactos derivados de actividades petroleras en Coatzacoalcos, Veracruz*. México: Instituto Nacional de Ecología-Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales- Instituto de Geografía-UNAM.
- De la Cruz, E. (2016). *Análisis de las propiedades de calidad de un crudo*. Tesina de licenciatura. Universidad Autónoma del Estado de México. México.
- De Luna, F. (16 de Julio de 2017). *Contaminación y muerte por derrames petroleros en Papantla*. Hora cero. Recuperado de <https://horacero.mx/2017/07/16/contaminacion-y-muerte-por-derrames-petroleros-en-papantla/>
- De Wolf, G. (2003). *Process Safety Management in the Pipeline Industry: Parallels and Differences Between the Pipeline Integrity Management (IMP) Rule of the Office of Pipeline Safety and the PSM/RMP Approach for Process Facilities*. Journal of Hazardous Materials, 104, 169-192. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2003.08.008
- Dettmer, J. (2002). *Educación y desastres: reflexiones sobre el caso de México*. Red Revista Latinoamericana de Estudios Educativos. Vol. 32, No. 2, abril-mayo-junio 2002.
- Diario Oficial de la Federación [DOF]. (2002). *NORMA Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-138-ECOL-2002, Que establece los límites máximos permisibles de contaminación en suelos afectados por hidrocarburos, la caracterización del sitio y procedimientos para la restauración*. México; SEMARNAT.
- Diario Oficial de la Federación [DOF]. (2013). *Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos*, México. Recuperado de: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5293895
- Diario Oficial de la Federación [DOF]. (2014), Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010. *Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos*, México DF: SENER, Recuperado de: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5137905&fecha=07/04/2010.
- Diario Oficial de la Federación [DOF]. (2021). *Ley de Hidrocarburos*. Recuperado de

<http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo98027.pdf>

- Dolorinda, D. (2007). *Aplicación de los sistemas de información geográfica al estudio de acuíferos costeros complejos, Caso del campo Dalías*. Tesis de Doctorado. Universidad de Almería. Recuperado de <http://books.google.com.mx/books?isbn=8482409239>
- Doménech, X. (1994). *Química Ambiental; El impacto ambiental de los residuos*. Edición Miraguano. España
- Duque, P. (2020). *Caracterización morfométrica y estudio hidrológico de la microcuenca del río San Francisco, Cantón Gualaceo*. Universidad Politécnica Salesiana.
- ENERGEA Proyectos de Energía (2014). *Análisis sobre los aspectos relevantes respecto al transporte y el almacenamiento de hidrocarburos en el contexto de la Ronda Cero*.
- Environmental Systems of Research Institute (ESRI) (2016). *Conjunto de herramientas de superposición; Identidad*. <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/analysis-toolbox/identity.htm>
- Environmental Systems of Research Institute (ESRI). (2021). *Dissolver, administración de datos*. <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/latest/tool-reference/data-management/dissolve.htm>
- Espinosa, G. (31 de julio del 2022). *Pemex el infierno que la petrolera ha provocado*. *El Universal*. Recuperado de <https://www.eluniversal.com.mx/interactivos/2022/pemex-desastres-naturales/index.html>
- Ferket, H., Swennen, R., Otuño, S., Guilhaumou, N y Rore, F. (2008). *Reconstruction of the deformation and fluid flow history in the Córdoba Platform and Veracruz Basin (Mexico): validation and calibration of a basin model*. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*.
- Fernández, P., Sommer, I., Cram, S., Oropeza, O., Casado, J. y Sánchez, M. (2020). *Métodos de integración de resultados en Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos: una propuesta para su estimación* Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P (Coords.; 2020). Instituto De Geografía-UNAM.
- Freedman, B. (1993). *Environmental ecology; the impacts of pollution and other stresses on ecosystem structure and function*. Academic Press, Inc. San Diego California. Pp 424.
- Gaceta Parlamentaria (2008). *Del Dip. Alejandro Chanona Burguete, a nombre propio y del Dip. José Río Virgen, del Grupo Parlamentario de Convergencia, la que contiene punto de acuerdo para exhortar al Poder Ejecutivo Federal a resarcir los daños ambientales que han ocasionado 16 derrames de petróleo en el Municipio de Papantla, Veracruz*. Recuperado de <https://www.senado.gob.mx/informacion/gaceta/documento/16275>
- García, A. y Checa, M. (2013). *La responsabilidad social de las empresas petroleras; planes y propuestas*. Proyectos de asistencia técnica 2013. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Iztapalapa.
- Godoy, E., Ramírez, M., Crail, A., Jiménez, L., Aroche, E., Aguilar, S, Guazo, D., García, F. y Meza, S. (31 de julio del 2022). *Pemex el infierno que la petrolera ha provocado*. *El Universal*. Recuperado de <https://www.eluniversal.com.mx/interactivos/2022/pemex-desastres-naturales/index.html>
- Gómez D.M. y Barredo C.J. (2005). *Sistemas de Información Geográfica y Evaluación Multicriterio en la ordenación del territorio*. 2ª Edición. Ed. Alfaomega. México.

- Gómez, D. (2007). *Ordenación territorial (2a ed.)*. Madrid: Ediciones MundiPrensa.
- Guerrero, J. (2014). *Atención de derrames de petróleo crudo en el Golfo de México*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México
- Guerrero, M. (4 de agosto de 2021). *Enésima fuga de crudo en Emiliano Zapata*. La opinión Poza Rica. Recuperado de <https://www.laopinion.net/enesima-fuga-de-crudo-en-emiliano-zapata/>
- Guzmán A. y Aoyama, A. (2017). *Measuring the Benefit of Investing in Pipeline Safety Using Fuzzy Risk Assessment*. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 45, 116-132. DOI: 10.1016/j.jlp.2016.11.018
- Handschy, J., Keller, R. y Smith, K. (1987). *Te Ouchita System in northern Mexico*.
- Hernández, M., Parrot, F. Oropeza, O. (2020). *Delimitación de unidades de estudio en Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos: una propuesta para su estimación* Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P (Coords.; 2020). Instituto de Geografía-UNAM.
- Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. (2006). *Los Sistemas de Información Geográfica*. Geoenseñanza, Universidad de los Andes San Cristobal, Venezuela.
- Instituto Mexicano del Petróleo [IMP]. (2015). *Biblioteca Visual del petróleo*. México.
- Instituto Nacional de Ecología [INE]. (1995). *Diagnóstico e inversión requerida para la industria petrolera en el control de la contaminación del agua en el país*. México. INECC.
- Instituto Nacional de Ecología [INE]. (2004). *Análisis morfométrico de cuencas, caso de estudio del Parque Nacional Pico de Tancítaro*. Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de Ecosistemas
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía [INEGI] (s/f). *Modelos Digitales de Elevación*. Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/contenidos/temas/mapas/relieve/continental/metadatos/mde.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía [INEGI]. (1983). *Carta de uso de suelo y vegetación Serie I. Escala 1: 250 000. F1412- Poza Rica de Hidalgo*
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2004). *Diccionario de datos edafológicos, escala 1:250 000. Serie II*.
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2007). *Carta edafológica. Serie II. Escala 1: 250 000. F1412- Poza Rica de Hidalgo*.
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2012). *Continuo de Elevaciones Mexicano; Estado de Veracruz*. Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/app/geo2/elevacionesmex/>
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2013). *Carta de uso de suelo y vegetación Serie V. Escala 1: 250 000. F1412- Poza Rica de Hidalgo*
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2015). *Carta topográfica E14D65, E14D66, E14D75 y*

- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2021). *Marco geoestadístico del estado de Veracruz 2020*.
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística [INEGI]. (2021a). *Principales resultados por localidad. Censo Población y Vivienda 2020*.
- International Union of Soil Sciences [IUSS]. (2015). *Base referencial mundial del recurso suelo 2014, actualización 2015. Sistema internacional de clasificación de suelos para la nomenclatura de suelos y la creación de leyendas de mapas*. Informes sobre recursos mundiales de suelos 106. FAO. Roma.
- Javier, J. (2018). *Geomorfología estructural de la curvatura de Monterrey*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Jiménez, D. (2006). *Estudio de impacto ambiental generado por un derrame de hidrocarburos sobre una zona estuarina, aledaña al terminal de ECOPETROL en Tumaco*. (Tesis de pregrado). Ingeniería Ambiental Sanitaria. Universidad de la Salle. Bogotá, Colombia.
- Kourí, E. (2004). *A Pueblo Divided: Business, Property, and Community in Papantla, Mexico*. Stanford, USA: Stanford University Press.
- Lara, I. (2020) *Riesgos químicos por manejo de combustibles asociados a fenómenos hidrometeorológicos en el recinto portuario de Veracruz*. (Tesis de Maestría). México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Lavell, A. (2003). La gestión local del riesgo; nociones y precisiones en torno al concepto y a la práctica. En *La gestión integral del riesgo: Nociones y precisiones en torno al concepto y a la práctica*. PNUD Centro de Coordinación para la prevención de Desastres Naturales en América Central (CEPREDENAC).
- Lavell, A. (2007). *Apuntes para una reflexión institucional en países de la Subregión Andina en el enfoque de la Gestión de Riesgo*. Lima: PREDECECAN.
- Leyva, M. y Salazar, S. (2017). *Emisiones, fugas y derrames en el transporte de hidrocarburos por ductos*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Lima, A y Adams, R. (2011). *Influencia de la geomorfología en la dispersión de hidrocarburos en caso de fuga, en ductos del bordo derecho del Campo Samaria*. Revista de divulgación Kuxulkab'; Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
- Llano, M. (2017). *Presencia de las actividades extractivas en México*.
- López, D y Luyando, J. (2017). *Los efectos de la contaminación petrolera en el desarrollo de comunidades ejidales: el caso de la cuenca del río san juan (Nuevo León, México)*. México: Universidad del Norte. Recuperado de <https://www.redalyc.org/jatsRepo/268/26859569005/html/index.html>
- López, V., Zedillo, P., Anaya, S., González, E. Cano, Z (2012). *Efecto de la orientación de la ladera sobre la estructura poblacional y economorfología Neobuxbaumia tetetzo (Cactaceae)*. ISSN 2007-4476
- Lugo, J. (2011). *Diccionario Geomorfológico*. Instituto de Geografía; UNAM

- Martell, A. (2016). *Sistema petrolero; Petrofísica y registro de pozos*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Martín, J. (26 de marzo de 2020). *Desabasto de agua en Papantla, empresas contaminan pozos*. Central de noticias Imagen del Golfo. Recuperado de <https://imagedelgolfo.mx/estado/desabasto-de-agua-en-papantla-empresas-contaminan-pozos/50004375>
- Maskrey, A., Cardona, O., García, V., Lavell, A., Macías, J., Romero, G., Chaux, G. (1993). *Los desastres no son naturales*. Red de Estudios Sociales en prevención de Desastres de América Latina.
- Mendelssohn, I., Andersen, G., Baltz, D., Caffey, R., Carman, K., Fleeger, J, Joye, S., Lin, Q., Maltby, E., Overton, E. y Rozas, L. (2012). *Oil Impacts on Coastal Wetlands: Implications for the Mississippi River Delta Ecosystem after the Deepwater Horizon Oil Spill*. Bioscience.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico (s/f). *El petróleo y su comportamiento*. Gobierno de España. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/plan-ribera/contaminacion-marina-accidental/petroleo_y_comportamiento.aspx
- Morales, F. (01 de febrero de 2019). *Indígenas cuentan como Pemex arruinó su paraíso y la reforma energética los despojó de la tierra*. Biodiversidad LA. Recuperado de <http://www.biodiversidadla.org/Documentos/Indigenas-cuentan-como-Pemex-arruino-su-paraiso-y-la-Reforma-Energetica-los-despojo-de-tierra>
- Mosiño, A y García, E. (1973). *The climate of Mexico*. En: R.A. Bysan y F.K. eds. Hare Climates of North America, World Survey of Climatology 11, cap. 4. H.E. Landsberg, ed. en jefe. Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam, The Netherlands, pp. 345-404
- Navarrete, M. (2005). *Contaminación por metales pesados en tres unidades de suelo, ocasionada por derrames de petróleo en el distrito de Agua Dulce, Tabasco*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México; México.
- Navarro, V. (2009). *Los desastres en su interacción con la ciencia, la tecnología y la sociedad*. MediSur, revista electrónica. Vol. 4, No. 2.
- Nejapa, M. (2018). *Conflictos socio-territoriales a causa de la industria petrolera, el caso del Área Contractural San Andrés Veracruz*. (Tesis de licenciatura). México; Universidad Autónoma Metropolitana
- Núñez, E., Sánchez, Y. y Terrones, A. (2020). *Efectos de la reforma energética en el territorio y condiciones socioeconómicas en Papantla, Veracruz, México*. Estudios Sociales y Humanísticos, vol. XVIII, núm. 1, enero-junio de 2020, pp. 194-208. ISSN. 1665-8027. ISSNe 2007-8900. DOI: <http://dx.doi.org/10.29043/liminar.v18i1.720>
- Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres [UNDRR]. (2009). *Terminología sobre Reducción del Riesgo de desastres*. Suiza: ONU
- Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres [UNDRR]. (2019). *Informe de evaluación global sobre la Reducción del Riesgo de Desastres*. Naciones Unidas
- Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres [UNDRR]. (2021). *Conceptos y enfoques básicos*. Naciones Unidas

- Ojeda, J. (2018). *La contaminación de las aguas*. Recuperado de <https://slideplayer.es/slide/13232101/>
- Olivares, O. y López, M. (2019). *Índice de Vegetación de Diferencia Normalizada aplicado al territorio indígena agrícola de Kashaama, Venezuela*. Recuperado de <https://www.redalyc.org/journal/5156/515661486014/html/>
- Oliver, A., Alcántara, I., Burton, I. y Lavell, A. (2016). *Investigación Forense de Desastres (FORIN): un marco conceptual y guía para la investigación*, Integrated Research on Disaster Risk/Instituto de Geografía, UNAM, pp. 104.
- Organización Marítimo Internacional [OMI]. (2005) *Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos*. Parte IV Lucha contra los derrames de hidrocarburos.
- Oropeza, O. Cram, S, Fernández, P, Sommer, I. (2020). Evaluación de la vulnerabilidad de las unidades espaciales en *Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos: una propuesta para su estimación* Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P (Coords.; 2020). Instituto De Geografía-UNAM.
- Oropeza, O. y Enríquez, C. (2003). Vulnerabilidad global de los geosistemas. Clave VI.6, escala 1:1 000 000. En M. T. Sánchez y O. Oropeza (Coords.), *Atlas regional del Istmo de Tehuantepec* (Versión digital). México: Instituto de Geografía-UNAM.
- Ortíz, O., Ize, I. y Gavilán, A. (2003). *La restauración de los suelos contaminados con hidrocarburos en México*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: Gaceta Ecológica.
- Ortiz, M, Oropeza, O, Sommer, I. (2020). Delimitación de unidades de estudio en *Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos: una propuesta para su estimación* Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P (Coords.; 2020). Instituto De Geografía-UNAM.
- Ortiz, M. (2010). Geología en *Atlas de impactos derivados de las actividades petroleras en Coatzacoalcos, Veracruz*. Cram, S., Sommer, I., Oropeza, O. y Mendoza-Cantú, A. (Coords.; 2010). Instituto Nacional de Ecología-Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales- Instituto de Geografía-UNAM.
- Osorio, M. (2003). *Generación de Hidrocarburos*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Pedraza, G. (1996). *Geomorfología: principios, métodos y aplicaciones*. España: Editorial Rueda
- Pereyra, D., Pérez, J. y Salas, M. (2010). *Hidrología en Atlas patrimonio natural de Veracruz*.
- Periodistas digitales (22 de septiembre de 2015). *Insisten en remediar contaminación por derrames de hidrocarburos*. Plumas libres. Recuperado de <https://plumaslibres.com.mx/2015/09/11/insisten-en-remediar-contaminacion-por-derrame-de-hidrocarburos/>
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (1999; 2000; 2001; 2022). *Informe de Seguridad, Salud y Medio Ambiente*. México: Pemex.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2003; 2004; 2006; 2007). *Informe de Desarrollo Sustentable*. México: Pemex.

- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2005). *Informe de seguridad. Salud y protección ambiental*. México: Pemex.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2008; 2009; 2010; 2011; 2012). *Informe de responsabilidad social*. México: Pemex.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2012a). *Contrato de servicios para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en el Área Contractural San Andrés entre PEMEX Exploración y Producción y Oleorey S.A de C.V, Monclova Pirineos Gas S.A de C.V y Alfasid del Norte S.A de C.V*. PEMEX: México.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2013). *Provincias Petroleras de México*. México: PEMEX Exploración y producción.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2018; 2019; 2020; 2021). *Informe de sustentabilidad*. México: Pemex
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2019a). *Sitios contaminados 2015-2018*.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2020). *Anuario Estadístico 2020*. PEMEX
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (s.f). *Refinación*.
- Petróleos Mexicanos; Exploración y producción. (2012c). *Visita Área Contractural San Andrés 11/04/2012. Servicios para la Exploración, Producción y Desarrollo de Hidrocarburos*.
- Piñeiro, D. (2001). *Población y trabajadores en el contexto de transformaciones agrarias*. In: Giarraca, N. (comp) *¿Una nueva ruralidad en América Latina?* Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales, Buenos Aires, Argentina.
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente [PROFEPa]. (2022). *Emergencias químicas en México; periodo 2000 - 2021*. Recuperado en <https://www.gob.mx/profepa/articulos/emergencias-quimicas-en-mexico>
- Purewal, Satinder., Pacheco-Roman, Francisco J., Hernández Juárez, Mayelli., León Mella, José A., and Guillermina Mera AVECÍAS. *A Novel Systematic Approach for the Identification and Evaluation of Environmental and Social Aspects in Oil and Gas Projects Mexico*. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Calgary, Alberta, Canadá, septiembre de 2019. Número de artículo: SPE-195864-MS en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-195864-MS>
- Quezada, A. y Barrantes, G. (2017). Modelo morfométrico para determinar áreas susceptibles a procesos de ladera. *Investigaciones geográficas*, (94)<https://doi.org/10.14350/ig.57318>.
- Red de Herbarios del Noroeste de México. *Bursera simaruba* <https://herbanwmex.net/portal/taxa/index.php?taxon=26736&clid=3808>
- Rodríguez, D. (23 de junio de 2019). *El oro negro que destruye el norte de Veracruz*. Pie de Página. Recuperado de https://especiales.piedepagina.mx/empresas-espanolas/el-oro-negro-que-destruye-el-sur-de-veracruz.php?fbclid=IwAR0Ik_ZRQsY_1-P2Lgps74asBzS3Ck0T67_4YcwX_T9m2XB8-mI7JvwBR4Y
- Rodríguez, J.P. (2 de septiembre del 2018). *Otra fuga de hidrocarburo en la comunidad de Emiliano Zapata en Papantla. Al Calor político*. Recuperado de <https://www.alcalorpolitico.com/informacion/otra-fuga-de>

hidrocarburo-en-comunidad-emiliano-zapata-en-papantla-271408.html#.X-olxNhKg2w

- Rodríguez, S. y Morales W. (2010). *Geología; Atlas patrimonio natural de Veracruz*.
- Ruiz, A., Tejeda, A., Miranda, S. y Flores, R. (2010) *Climatología; Atlas de patrimonio natural de Veracruz*.
- Salazar, A. (2015). *Identificación de zonas óptimas para plantaciones forestales comerciales en un ambiente SIG y evaluación multicriterio, caso de estudio: Estado de México*. Reporte Final de la Especialidad. Universidad Autónoma del Estado de México.
- Sánchez, T y Casado, J. (2020). Áreas prioritarias para abordar el problema de los derrames de hidrocarburos a nivel nacional en *Vulnerabilidad intrínseca ante derrames de hidrocarburos: una propuesta para su estimación*. Cram, S., Oropeza, O., Fernández, P (Coords.; 2020). Instituto de Geografía-UNAM.
- Schöneich, S. (2018). Cuando la tierra explotó: comunidad y territorio cambiantes por la extracción de petróleo en México en *Estudios sobre medio ambiente y sostenibilidad: una mirada desde Colombia*.
- Secretaría de Energía [SENER]. (2015). *¿Qué es la exploración de hidrocarburos?* México. <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-es-la-exploracion-de-hidrocarburos>
- Secretaría de Energía [SENER]. (s.f) *Glosario de términos petroleros*. México
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT]. (2013). *Cuencas hidrográficas fundamentos y perspectivas para su manejo y gestión*. Recuperado en <https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2013/CD001596.pdf>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT]. (2022). *Listado Histórico de sitios contaminados de los que se ingresó un programa de remediación de suelos y aquellos reportados por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente de la SEMARNAT a partir del 2008 a diciembre del 2022*.
- Serdán, A. (23 de junio de 2015). *El Fracking ya está en México*. Animal Político. Recuperado en <https://www.animalpolitico.com/el-dato-checado/fracking-en-mexico/>
- Serrano, M., Torrado, L. y Pérez, D. (2013). *Impacto de los derrames de crudo en las propiedades mecánicas de suelos arenosos*. Ciencia y Tecnología.
- Servicio Geológico Mexicano (SGM) (2017). *Características del petróleo*. Disponible en https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-petroleo.html
- Servicio Geológico Mexicano [SGM]. (2004). *Carta Geológico Minera F14-12 Poza Rica. Escala 1:250 000*.
- Servicio Geológico Mexicano [SGM]. (2017a). *Rocas sedimentarias*. Recuperado de <https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Rocas/Rocas-sedimentarias.html>
- Servicio Meteorológico Nacional [SMN]. (s.f). *Normales climatológicas de la estación climática el Remolino, periodo 1951-2010*. Recuperado de <https://smn.conagua.gob.mx/tools/RESOURCES/Normales5110/NORMAL30055.TXT>
- Siebe, C. (2020). *Introducción a la edafología y a la geomorfología*.

- Siscar, M. (23 de junio de 2019). *El oro negro destruye el norte de Veracruz*. Pie de Página. Recuperado de <https://piedepagina.mx/empresas-espanolas/el-oro-negro-que-destruye-el-sur-de-veracruz.php>
- Tarback, E. y Lutgens, F. (2005). *Ciencias de la Tierra; una introducción a la geología física*. Pearson Educación S. A., Madrid.
- Toledo, A. (1982). *Petróleo y ecodesarrollo en el sureste de México*. 1era edición. Centro de Ecodesarrollo. México DF.
- U.S Geological Survey. (2022). *Imagen Landsat 8-9 OLI/TIRS C2 LI*. Recuperado de <https://earthexplorer.usgs.gov/>
- UNIBIO de la Universidad Nacional Autónoma de México. (2016). *Brosimum alicastrum* <http://unibio.unam.mx/irekani/handle/123456789/67555?proyecto=Irekani>
- United States Environmental Protection Agency [USEPA]. (1999). *Understanding oil spills and oil spill response*. Chapter 1. The behavior and effects of oil spills in aquatic environments. EUA. Recuperado de www.epa.gov/oilspills/pdfs
- Vallejo, B. (lunes 4 de julio del 2022). Fuga de Pemex en Papantla, fuga afectó arroyos y cultivos. Diario de Xalapa. Recuperado de <https://www.diariodexalapa.com.mx/local/fuga-de-pemex-en-papantla-derrame-afecto-arroyos-y-cultivos-agricolas-8543982.html>
- Vázquez, G. (s.f). *Rocas sedimentarias; origen, evolución y procesos sedimentarios*. Recuperado de <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%205%20Rocas%20sedimentarias.pdf>
- Velázquez, A. (2017). *Contaminación de suelos y aguas por hidrocarburos en Colombia. Análisis de la fitorremediación como estrategia biotecnológica de recuperación*. Colombia: Escuela de Ciencias Agrícolas, Pecuarias y del Medio Ambiente ECAPMA.
- Viñas, M. (2005). *Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos: caracterización microbiológica, química y ecotoxicológica*. Universitat de Barcelona.
- Wilches, G. (1993). *La vulnerabilidad global*. Red de Estudios Sociales en prevención de Desastres de América Latina.
- Yacimientos petrolíferos fiscales (2015). *Proceso de extracción de hidrocarburos*. Recuperado de <https://www.ypf.com/Paginas/home.aspx>
- Yu, Y., Liu, Y. y Wu, L. (2013). *Sorption and degradation of pharmaceuticals and personal care products (PPcPs) in soils*. Environmental Science Pollution Restoration.