



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Emisiones, fugas y derrames  
en el transporte de  
hidrocarburos por ductos.**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Leyva Trujillo Marlon

Salazar Arguello Sergio Israel

**DIRECTOR DE TESIS**

Mtro. José Luis Ortiz Camargo



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017**

## **Agradecimientos.**

Agradezco a mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) el haberme acogido dentro de sus instalaciones en donde me proporciono un crecimiento en todos los aspectos.

A mí querida Facultad de Ingeniería que dentro y fuera de sus aulas me permitió desarrollarme académicamente y conocer grandes profesores.

A mi tutor **José Luis Ortiz Camargo**, por todo su tiempo, sus conocimientos, su paciencia, pero principalmente por su amistad brindada.

A mis sinodales, **Favio Erazo Barbosa Cano, Jesús Aguirre y Osete, José Agustín Velasco Esquivel y Héctor Erick Gallardo Ferrera** les agradezco sus comentarios, sus consejos y el tiempo empleado para poder concluir este proyecto.

## **Dedicatorias.**

A mi madre **María de Jesús Argüello Martínez** quien fue mi motivo más grande, le agradezco que siempre y en todo momento estuvo al pendiente de mis logros; de mis fracasos; de mis alegrías; de mis tristezas; “este trabajo no se queda conmigo se va a un rincón cerca del cielo”. Con esto madre cumpla la promesa que te hice cuando partiste.

A mi padre **Ladislao Salazar Contreras** le agradezco su apoyo incondicional en todo momento, eres mi ejemplo de fortaleza en momentos difíciles de esos que suele haber en la vida supiste sacarme adelante.

A mi hermana **Carmen Monserrat Salazar Argüello** que siempre estuvo conmigo en los buenos y malos momentos, quien tuvo palabras de aliento y me dio su mano para no dejarme caer, le agradezco fuera una segunda madre para mí.

A mi sobrino **Itzae Huerta Salazar** por traer alegrías a mi vida en todo momento.

A **Fernando Huerta Duran** le agradezco que en muchas ocasiones compartió un plato de comida conmigo.

A **Tania Nieto Lima** compañera de aventuras, te agradezco que siempre estuviste conmigo cuando quería rendirme, pero también estuviste conmigo en los momentos más apremiantes de mi vida.

A mi compañero de tesis **Marlon Leyva Trujillo** con quien inicié este proyecto le agradezco el tiempo empleado para la culminación de este trabajo.

A **Josué Salazar** y **Moisés Magdaleno** les agradezco infinitamente la ayuda brindada para realizar este trabajo, sus consejos y observaciones que de mucho nos sirvieron.

A mis amigos que fueron como una segunda familia con los que compartí momentos alegres, de diversión, de presión y frustración. Alberto Valle Madrid, Eliel Jazheel, Mario Montero Jiménez, Marco Ríos Cedeño, Alfredo Lara, Iván Peralta, Xóchitl Contreras, Aileen Sánchez, Raúl Rivas, Arturo Alejo, Luis Rivera, Pablo Cruz e Iván Badillo

“Por mi raza hablara el espíritu”

Salazar Arguello Sergio Israel.

## **Dedicatoria.**

El presente trabajo así como todos mis logros te los dedico con todo mi amor, cariño y admiración a ti María de Lourdes Trujillo Sánchez, que con tu demostración de una madre ejemplar, con tu tenacidad, fortaleza y lucha incansable hicieron de mi un hombre de bien.

Marlon Leyva Trujillo

## **Agradecimientos**

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater agradezco infinitamente y de corazón a quien debo toda mi formación, desarrollo y conocimientos profesionales pero sobre todo humano. Agradezco a mi amada Facultad de Ingeniería quien me brindo todo el apoyo y a quien representare con orgullo

A todos los grandes profesores de la Facultad de Ingeniería Petrolera, les agradezco por haberme brindado siempre sus conocimientos, consejos, agradezco la gran confianza y paciencia que me tuvieron.

A mi madre Lourdes a quien le debo todo lo que soy, por su apoyo inagotable en esos momentos difíciles en los que trastabillé pero que jamás me dejo rendirme. A Julio mi padre, que a pesar de la distancia me enseñó que los sueños se logran a base de trabajo, esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos Cesar y Lili que estuvimos siempre unidos y apoyándonos en todo momento. Gracias por que sin ustedes el cumplimiento de esta meta no fuera posible.

Marlon Leyva Trujillo

# ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS. ....	10
ÍNDICE DE GRAFICAS.....	11
ÍNDICE DE TABLAS. ....	12
Introducción. ....	14
Antecedentes. ....	16
Objetivo. ....	18
Justificación. ....	18
Capítulo 1 Ductos Petroleros.....	20
1.1 Ducto. ....	20
1.2 Tipos de Ductos. ....	21
1.2.1 Oleoductos. ....	21
1.2.2 Gasoductos. ....	21
1.2.3 Poliductos. ....	22
1.2.4 Ductos para el transporte de <b>CO<sub>2</sub></b> . ....	22
1.2.5 Gasolinoducto.....	22
1.2.6 Oleogasoducto.....	22
1.3 Referencias Histórica de los Ductos. ....	23
1.4 Red Nacional de Ductos.....	38
1.5 Red internacional de ductos. ....	46
1.5.1 Ductos de África. ....	46
1.5.2 Ductos de Asia. ....	49
1.5.3 Ductos de Europa. ....	51
1.5.4 Ductos de Oceanía.....	54
1.5.5. Ductos de América. ....	56
Capítulo 2 Diseño de tuberías. ....	58
2.1 Fluidos. ....	58
2.1.1 Esfuerzo de corte.....	59
2.1.2 Velocidad de corte.....	59
2.1.3 Clasificación de los fluidos.....	59
2.1.4 Fluidos Newtonianos. ....	60
2.1.5 Fluidos no Newtonianos. ....	61
2.2 Propiedades físicas de los fluidos. ....	61
2.2.1 Viscosidad absoluta o dinámica.....	61
2.2.2 Viscosidad Cinemática. ....	62

2.2.3 Densidad.....	63
2.2.4 Densidad relativa.....	63
2.2.5 Fuerzas de cohesión.....	65
2.2.6 Tensión superficial.....	65
2.2.7 Compresibilidad.....	65
2.3 Ecuaciones básicas para el diseño de una tubería.....	65
2.3.1 Longitud de la tubería.....	66
2.3.2 Rugosidad interna de la tubería.....	67
2.3.3 Diámetro interno de la tubería.....	68
2.3.4 Ecuación de Bernoulli.....	68
2.3.5 Numero de Reynolds.....	70
2.3.5.1 Flujo laminar.....	71
2.3.5.2 Flujo turbulento.....	72
2.3.6 Factor de Fricción ( <i>f</i> ).....	72
2.3.7 Perdida de carga por fricción ( <i>hf</i> ).....	74
2.3.8 Diagrama de Moody.....	74
2.4 Flujo Multifásico.....	77
2.4.1 Colgamiento de líquido.....	77
2.4.2 Colgamiento de gas.....	78
2.4.3. Resbalamiento.....	78
2.4.4. Colgamiento sin resbalamiento.....	79
2.4.5. Densidad bifásica.....	80
2.4.6. Velocidad superficial.....	80
2.4.7. Viscosidad bifásica.....	81
2.4.8. Tensión superficial.....	81
2.5 Flujo multifásico en tuberías inclinadas.....	81
2.5.1 Correlación de Flanigan.....	82
2.5.2. Correlación de Beggs and Brill.....	84
2.5.3. Método de Griffith, Lau, Hon y Pearson.....	91
Capítulo 3. Marco Legal.....	96
3.1 Códigos y normas para el transporte de hidrocarburos.....	96
3.1.1 Códigos.....	96
3.1.2 Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, A.P.I.).....	96
3.1.3 Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers, A.S.M.E.), Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute, A.N.S.I.).....	97

3.1.4 Organización Internacional para Estandarización (International Organization for Standardization, I.S.O.)	97
3.2. Normas Oficiales Mexicanas (N.O.M.'s)	97
3.3 Normas de Referencia (N.R.F.)	99
3.4 Impacto Ambiental.	101
3.4.1. Contaminación del agua.	103
3.4.2 Contaminación atmosférica.	105
3.4.3 Contaminación de Suelos.	107
3.4.5 Emisiones fugitivas.	108
3.4.6 Mitigación (Mitigation)	108
3.4.6. Biorremediación.	108
3.4.6.2. Desorción térmica indirecta	108
3.4.6.3. Confinamiento.	109
3.4.6.4. Micro-celdas.	109
3.4.6.5. Fosas para disposición de cortes de perforación.	109
3.4.6.6. NAMA	109
Capítulo 4 Fugas y derrames.	110
4.1 Derrames de hidrocarburos en ductos Nacionales.	111
4.2 Derrames de hidrocarburos en ductos Internacionales.	117
4.2.1 Little Buffalo. Alberta	118
4.2.2 Kalamazoo River, Michigan.	119
4.2.3 Lac- Mégantic, Quebec.	120
4.2.4 Rio Guarapiche, Venezuela.	120
4.2.5 Yellow-Sea, China.	121
4.2.6 Exxon Valdez.	122
4.3 Fuga de hidrocarburos en ductos.	125
4.3.1 Principales causas de fugas en ductos mexicanos.	128
4.3.1.1 Tomas clandestinas.	130
4.3.1.2 Corrosión.	130
4.3.1.3 Corrosión interna.	131
4.3.1.4 Corrosión externa.	131
4.3.1.5 Golpe de ariete	132
Capítulo 5 Emisiones fugitivas (Fugitive Emissions).	133
5.1 Quema y Venteo de gas asociado.	134
5.1.1 Fuentes de emisiones en el sistema de gas natural.	138

5.2 Dióxido de carbono equivalente ( <i>CO<sub>2</sub>eq</i> ).....	143
5.3 Medición de emisiones fugitivas en el transporte de hidrocarburos.....	145
5. 4 Caso de estudio nacional.....	146
5.4.1 Calculo de Emisiones por el caso San Martín Texmelucan.....	149
5.4.2 Remedición en San Martin Texmelucan.....	153
Conclusiones.....	154
BIBLIOGRAFÍA.....	156
APENDICE A.....	161
Definición y Origen de los Hidrocarburos.....	161
Sistema Petrolero.....	162
Roca Generadora.....	163
Roca Almacenadora.....	164
Roca Sello.....	164
Trampa.....	165
Migración.....	165
Sincronía.....	166
Reservas de Hidrocarburos.....	167
Reservas Probadas o 1P.....	168
Reservas Probables o 2P.....	168
Reservas Posibles o 3P.....	168
México y sus reservas.....	169
Producción de hidrocarburos en México.....	170
Cadena de valor.....	172
Transporte de Hidrocarburos.....	174
Autotanques.....	175
Buquetanques.....	177
Carrotanques.....	179
Ductos.....	181
ANEXO 1. Permisos de Gas Licuado de Petróleo (G.L.P).....	182
ANEXO 2. Proyectos de C.F.E.....	192
ANEXO 3. Proyectos para ampliar la red de gasoductos.....	195
ANEXO 4. Residuos peligrosos por industria.....	196
ANEXO 5 ELEMENTOS CRETIB.....	197
Corrosividad.....	197
Reactividad.....	197

Explosividad.....	197
Toxicidad. ....	198
Inflamabilidad.....	198
Características biológicas. ....	198
Emisiones de Bióxido de Carbono ( <b>CO2</b> ).....	199
Emisiones de Metano ( <b>CH4</b> ).....	200
Óxido Nitroso ( <b>N2O</b> ).....	201
Emisiones de Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y de Hexafluoruro de Azufre. ....	202
ANEXO 6 Producción de metano ( <b>CH4</b> ) y dióxido de carbono ( <b>CO2</b> ).....	203

## ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS, SENER. ....	41
FIGURA 2. RED DE GASODUCTOS, ELABORACION PROPIA. ....	45
FIGURA 3. PROPIEDADES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UN OLEODUCTO Y/O GASODUCTO.....	58
FIGURA 4. RESPUESTA DE UN FLUIDO A LA ACCIÓN DE UN ESFUERZO CORTANTE. ....	60
FIGURA 5. COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO NEWTONIANO. ....	61
FIGURA 6. PROPIEDADES FÍSICAS DE LA TUBERÍA QUE SE CONSIDERAN PARA SU DISEÑO .....	66
FIGURA 7. REPRESENTACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LA LONGITUD DE UNA TUBERÍA.....	66
FIGURA 8. REPRESENTACIÓN DE LA RUGOSIDAD RELATIVA. ....	67
FIGURA 9. REPRESENTACIÓN DE TUBERÍAS CON DIFERENTE DIÁMETRO. ....	68
FIGURA 10. ESQUEMA DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO LAMINAR.....	71
FIGURA 11. ESQUEMA DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO TURBULENTO.....	72
FIGURA 12. DIAGRAMA DE MOODY PARA DETERMINAR EL NÚMERO DE REYNOLDS .....	76
FIGURA 13. ESQUEMA QUE REPRESENTA EL COLGAMIENTO DE LAS FASES LIQUIDO/GAS.....	77
FIGURA 14. ESQUEMA DEL RESBALAMIENTO ENTRE FASES.....	78
FIGURA 15. ESQUEMA DEL COLGAMIENTO SIN RESBALAMIENTO ENTRE FASES .....	79
FIGURA 16. DERRAME EN LITTLE BUFFALO. ALBERTA .....	118
FIGURA 17. DERRAME EN KALAMAZOO RIVER, MICHIGAN. ....	119
FIGURA 18. INCENDIO DE CARROTANQUES EN LAC- MÉGANTIC, QUEBEC. ....	120
FIGURA 19. DERRAME EN RIO GUARAPICHE, VENEZUELA.....	121
FIGURA 20. DERRAME EN YELLOW-SEA, CHINA. ....	122
FIGURA 21. DERRAME DE LA EMBARCACIÓN EXXON VALDEZ.....	123
FIGURA 22. PRINCIPALES FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS, FIGURA ADAPTADA DEL GRAFICO ORIGINAL DE LA AGA (AMERICAN GAS ASSOCIATION) .....	142
FIGURA 23. EXPLOSIÓN DE LAS PLANTA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE SAN JUAN IXHUANTEPEC. ARCHIVO EXCÉLSIOR. ....	146
FIGURA 24. CORROSIÓN ENTRE LÍNEAS DE AGUA Y GASODUCTO DE LA EXPLOSIÓN EN GUADALAJARA JALISCO. ....	147
FIGURA 25. EXPLOSIÓN EN EL GASODUCTO DE REYNOSA TAMAULIPAS, LA JORNADA.....	148
FIGURA 26. ZONAS AFECTADAS POR LA EXPLOSIÓN, PRESENTACIÓN CÁMARA DE DIPUTADOS .....	148
FIGURA 27. TIPO DE EXPLOSIÓN EN SAN MARTÍN TEXMELUCAN. ....	151
FIGURA 28 TEORÍA ORGÁNICA ACERCA DE LA FORMACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS. ....	161
FIGURA 29. ELEMENTOS Y PROCESOS NECESARIOS PARA QUE UN SISTEMA PETROLERO EXISTA, ELABORACIÓN PROPIA.....	162
FIGURA 30. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LAS ETAPAS POR LA QUE TIENE QUE PASAR LA MATERIA ORGÁNICA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	163
FIGURA 31. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS. LIBRO DE RESERVAS COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH), 2012 .....	167
FIGURA 32. MÉTODO PROBABILISTA, LIBRO DE RESERVAS COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH), 2012.....	169
FIGURA 33. ESTRUCTURA DEL SEGMENTO UPSTREAM, SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER), ELABORACIÓN PROPIA. ....	172
FIGURA 34. ESQUEMA DE LOS SEGMENTOS DE LA CADENA DE VALOR DE LOS HIDROCARBUROS.....	173
FIGURA 35. ORGANIGRAMA DE CÓMO ERA PEMEX ANTES DE LA REFORMA Y COMO QUEDA AHORA CON LAS NUEVAS DISPOSICIONES. ....	174
FIGURA 36. MODELO DE UN AUTOTANQUE DE TRES EJES .....	176
FIGURA 37. PUNTOS DE CARGA, IMAGEN EXTRAIDA DE P.M.I COMERCIO INTERNACIONAL. ....	179
FIGURA 38. MODELO DE UN CARROTANQUE. ....	180

## ÍNDICE DE GRAFICAS.

GRAFICA 1 LONGITUD DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA .....	40
GRAFICA 2. FACTOR DE EFICIENCIA DE FLANIGAN. ....	83
GRAFICA 3. FACTOR DE INCLINACIÓN.....	92
GRAFICA 4. FACTOR DE RESBALAMIENTO.....	93
GRAFICA 5. MULTIPLICADOR DE FRICCIÓN.....	94
GRAFICA 6. SITIOS CONTAMINADOS POR EMERGENCIA AMBIENTAL, ELABORACIÓN PROPIA.....	102
GRAFICA 7. DESCARGA TOTALES DE CONTAMINANTES AL AGUA, INFORME DE SUSTENTABILIDAD 2015 PEMEX (ELABORACIÓN PROPIA).....	104
GRAFICA 8. TIPOS DE GAS EFECTO INVERNADERO PRODUCIDOS, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD PEMEX 2015, ELABORACIÓN PROPIA .....	106
GRAFICA 9. NÚMERO DE TOMAS CLANDESTINAS REGISTRADAS POR AÑO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX, ELABORACIÓN PROPIA.....	107
GRAFICA 10. DERRAMES DE HIDROCARBUROS POR AÑO.....	112
GRAFICA 11. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DÉCADA DE LOS 80'S.....	113
GRAFICA 12. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DÉCADA DE LOS 90'S.....	114
GRAFICA 13. DERRAMES DE HIDROCARBUROS 2000-2009.....	116
GRAFICA 14. PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO Y QUEMA DE HIDROCARBUROS POR AÑO. SENER, ELABORACIÓN PROPIA.....	135
GRAFICA 15. QUEMA DE GAS NATURAL POR PAÍS AL AÑO 2016, ELABORACIÓN PROPIA. ....	137
GRAFICA 16. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR REGIONES, AL 1 DE SEPTIEMBRE DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA.....	171
GRAFICA 17. PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIONES, AL 1 DE SEPTIEMBRE DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA.....	171
GRAFICA 18. RESIDUOS PELIGROSOS POR INDUSTRIA, ELABORACIÓN PROPIA .....	199
GRAFICA 19. EMISIONES POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA.....	200
GRAFICA 20. EMISIONES DE METANO POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA .....	201
GRAFICA 21. EMISIONES POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA.....	201
GRAFICA 22. EMISIONES FUGITIVAS POR INDUSTRIA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	202

## ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 1. COSTO POR TRANSPORTE DE BARRIL DE GASOLINA. CRE 2017.....	21
TABLA 2. LONGITUD DE OLEODUCTOS, SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	39
TABLA 3. LONGITUD DE POLIDUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	40
TABLA 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS. ....	41
TABLA 5. LONGITUD DE GASODUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA.....	42
TABLA 6. PROYECTOS EN EL PERIODO 2014-2015, POR CFE.....	43
TABLA 7. LONGITUD DEL SISTRANGÁS, ELABORACIÓN PROPIA.....	43
TABLA 8. OLEODUCTO GREENSTREAM, ELABORACIÓN PROPIA.....	46
TABLA 9. OLEODUCTO TAZAMA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	47
TABLA 10. OLEODUCTO CHAD-CAMERÚN, ELABORACIÓN PROPIA.....	47
TABLA 11. GASODUCTO MAGREB-EUROPA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	48
TABLA 12. OLEODUCTO DEL NILO, ELABORACIÓN PROPIA. ....	48
TABLA 13. OLEODUCTO DRUZHBA, ELABORACIÓN PROPIA.....	49
TABLA 14. GASODUCTO ESTE-OESTE, ELABORACIÓN PROPIA. ....	49
TABLA 15. OLEODUCTO BAKÚ-TIFLIS-CEYHAN (BTC), ELABORACIÓN PROPIA. ....	50
TABLA 16. GASODUCTO YAMAL-EUROPA, ELABORACIÓN PROPIA.....	50
TABLA 17. GASODUCTO DE ASIA CENTRAL-CHINA (TURKMENISTÁN-CHINA), ELABORACIÓN PROPIA. ....	51
TABLA 18. OLEODUCTO ADRIA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	51
TABLA 19. OLEODUCTO BBL (LÍNEA BALGZAND BACTON, BBL), ELABORACIÓN PROPIA. ....	52
TABLA 20. GASODUCTO DE LANGELED (BRITPIPE), ELABORACIÓN PROPIA.....	52
TABLA 21. OLEODUCTO DEL SUR DE EUROPA (LAVERA-KARLSRUHE), ELABORACIÓN PROPIA. ....	53
TABLA 22. OLEODUCTO TRANSALPINO (TAL), ELABORACIÓN PROPIA.....	53
TABLA 23. BAYU UNDAN - DARWIN. ELABORACIÓN PROPIA. ....	54
TABLA 24. DUCTO DEL ESTE DE AUSTRALIA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	54
TABLA 25. GASODUCTO TASMANIA, ELABORACIÓN PROPIA.....	55
TABLA 26. GASODUCTO THE GOLDFIELDS, ELABORACIÓN PROPIA. ....	55
TABLA 27. GASODUCTO DAMPIER BUMBURY, ELABORACIÓN PROPIA. ....	55
TABLA 28. GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL (GASBOL), ELABORACIÓN PROPIA. ....	56
TABLA 29. OLEODUCTO ROCKIES EXPRESS, ELABORACIÓN PROPIA. ....	56
TABLA 30. GASODUCTO LIBERTADOR GENERAL SAN MARTIN, ELABORACIÓN PROPIA. ....	57
TABLA 31. GASODUCTO TRANSCANADA, ELABORACIÓN PROPIA. ....	57
TABLA 32. OLEODUCTO KEYSTONE, ELABORACIÓN PROPIA. ....	57
TABLA 33. CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE PETRÓLEO, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO (I.M.P.), ELABORACIÓN PROPIA... 64	64
TABLA 34. TIPOS DE RÉGIMEN DE FLUJO, APUNTES DE MECÁNICA DE FLUIDOS 2009, ELABORACIÓN PROPIA.....	71
TABLA 35. FACTORES DE RUGOSIDAD. ....	74
TABLA 36. VALORES DEL COLGAMIENTO DE LOS TIPOS DE FLUJO. ....	78
TABLA 37. TIPOS DE FLUJO. Y SUS PARÁMETROS. ....	88
TABLA 38. FACTORES DE PATRÓN DE FLUJO. ....	88
TABLA 39. PATRONES DE FLUJO ..... 89	89
TABLA 40. PARÁMETROS PARA FLUJO ANULAR Y FLUJO BACHE..... 92	92
TABLA 41. PRINCIPALES NORMAS DE REFERENCIA PARA CONSTRUCCIÓN DE TIBERIAS. .... 101	101
TABLA 42. DESCARGA TOTALES DE CONTAMINANTES AL AGUA, INFORME DE SUSTENTABILIDAD 2015 PEMEX (ELABORACIÓN PROPIA)..... 104	104
TABLA 43. EMISIONES DE GEI A LA ATMOSFERA REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015. ELABORACIÓN PROPIA. .... 106	106
TABLA 44. PORCENTAJE DE CONTAMINACIÓN POR ACTIVIDAD PETROLERA. .... 110	110
TABLA 45. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DURANTE LOS AÑOS 70' ..... 111	111
TABLA 46. DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN LOS AÑOS 80's..... 112	112

TABLA 47. DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN LOS AÑOS 90's.....	113
TABLA 48. TONELADAS DERRAMADAS DE HIDROCARBUROS. ....	115
TABLA 49. DERRAMES EN LOS AÑOS 2010-2011 .....	117
TABLA 50. DERRAMES MAYORES ENTRE LOS AÑOS 1960-1997 .....	118
TABLA 51. CAUSAS DE LOS DERRAMES DE CRUDO. ....	124
TABLA 52. IMPACTO DE HIDROCARBUROS EN EL MEDIO MARINO, TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION. ....	124
TABLA 53. ESTADÍSTICAS PERIODO 1970-1995, AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA .....	125
TABLA 54. TIPOS DE FALLAS MÁS COMUNES EN DUCTOS. AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA .....	125
TABLA 55. TIPO DE HIDROCARBUROS TRANSPORTADOS, AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA .....	125
TABLA 56. EMERGENCIAS AMBIENTALES OCURRIDAS EN PEMEX EN EL PERIODO 1997-2001. ....	128
TABLA 57. CAUSAS QUE PROVOCAN FUGAS EN DUCTOS POR AÑO.....	129
TABLA 58. PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO, NO ASOCIADO Y U QUEMA, SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. SENER.....	134
TABLA 59. RANKIN MUNDIAL DE PAÍSES PRODUCTORES DE GAS NATURAL, SENER 2016 .....	136
TABLA 60. TOP 20 DE LOS PAÍSES DE LOS PAÍSES CON QUEMA 2016. BANCO MUNDIAL, ELABORACIÓN PROPIA.....	138
TABLA 61. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015. ....	143
TABLA 62. POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL (PCG) .....	144
TABLA 63. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015 .....	144
TABLA 64. EMISIONES DE METANO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015 .....	145
TABLA 65. FUENTE PRESENTACIÓN CÁMARA DE DIPUTADOS, EL ECONOMISTA, ELABORACIÓN PROPIA.....	149
TABLA 66. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS. FUENTE PMI INTERNACIONAL.....	150
TABLA 67. TIPO DE HIDROCARBUROS QUE VIAJAN POR EL DUCTO SALAMANCA-TULA, PROSPECTIVA 2012-2016 .....	150
TABLA 68. FACTORES DE EMISIÓN POR TIPO DE FLAMA .....	151
TABLA 69. PROPIEDADES DEL ACEITE CRUDO.....	152
TABLA 70. EMISIONES ESTIMADAS PARA EL CASO DE CRUDO LIGERO. ....	152
TABLA 71. EMISIONES ESTIMADAS PARA EL CASO DE CRUDO PESADO. ....	152
TABLA 72. SISTEMAS PETROLEROS DE MÉXICO PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), 2010.....	166
TABLA 73. RESERVAS DE HIDROCARBUROS, AL 1 DE ENERO DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA.....	169
TABLA 74. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR TIPO 2016, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL (B.D.I.), ELABORACION PROPIA. ....	170
TABLA 75 PRODUCCION POR TIPO DE GAS POR TIPO 2016, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL (B.D.I), ELABORACION PROPIA. ....	170
TABLA 76 TOTAL DE DUCTOS POR ORGANISMO SUBSIDIARIO DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.....	175
TABLA 77. TOTAL DE AUTOTANQUES, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA. ....	177
TABLA 78. CARACTERÍSTICAS DEL YÚUMK'AK'NÁAB. ....	178
TABLA 79 FLOTILLA DE BUQUETANQUES DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.....	179
TABLA 80. CARROTANQUES DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA. ....	181

---

## **Introducción.**

---

El constante desarrollo industrial petrolero trae consigo la necesidad de transportar hidrocarburos de forma más rápida y eficiente. El transporte juega un papel estratégico en la explotación, distribución, transformación y comercialización de los hidrocarburos.

Generalmente los pozos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares de consumo, por lo que el transporte de combustibles fósiles es fundamental en la industria petrolera, la cual exige una gran inversión tanto económica y de infraestructura.

El crudo generalmente se refinaba cerca de los lugares de producción se transportaba, almacenaba y distribuía en bidones (barriles de madera). A medida que la demanda fue en aumento, se buscaron medios de transporte más eficientes, los cuales redujeran tiempo y costo.

Actualmente la distribución interna se hace mediante autotanques, carrotanques y ductos, mientras que la distribución externa se hace mediante buquetanques y ductos, siendo estos últimos el medio más eficiente y eficaz para transportar hidrocarburos.

Por lo tanto, los países que se abastecen de hidrocarburo necesitan disponer de redes de transporte eficientes, ya que sus yacimientos más importantes se encuentran a miles de Kilómetros (*km*) de los centros de tratamiento y consumo como ocurre en Estados Unidos, Rusia, Canadá y México.

A pesar de que los ductos son el medio de transporte de menor costo, no sólo comprende la tubería en sí mismo, sino también las instalaciones necesarias para su explotación como son: depósitos de almacenamientos, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, etc.

En la actualidad hay en el mundo más de 1,500,000 Km de tubería destinados al transporte de crudo y de productos terminados, de los cuales 70% se utilizan para

transportar gas natural, 20% para crudos y el 10% restante para productos terminados.

Debido a que no existe todavía alguna fuente de energía que sea capaz de sustituir a los hidrocarburos, la industria petrolera tiene no sólo un compromiso social, sino también ambiental, ya que es una de las industrias que más impacta al medio ambiente.

Esto debido a los derrames de hidrocarburos, los cuales dañan los océanos, y los suelos, así mismo la quema y venteo de gas natural impacta en la calidad del aire.

El impacto ambiental se define como *la modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza*. La evaluación del impacto ambiental (Environmental Impact Assessment, E.I.A. por sus sigla en inglés), es el procedimiento a través de cual se establecen las condiciones a las que se sujetará la realización de obras y actividades que pueden causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger al ambiente, restaurar y preservar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el medio ambiente (SEMARNAT , 2015).

En México la industria petrolera cuenta con una amplia red para la distribución y transporte de productos petroleros. Esta red se distribuye a lo largo y ancho del país atravesando importantes zonas urbanas, industriales, agropecuarias y naturales, las cuales pueden estar expuestas a fugas y derrames de hidrocarburos en diferentes regiones, pero sobre todo en el sureste de México donde se concentra la mayor producción de petróleo. Estos incidentes pueden constituir una amenaza para la salud humana y los ecosistemas.

Los derrames y fugas causados por los distintos medios de transporte en México, ascienden en el periodo del 2000 al 2014 a un volumen de petróleo crudo derramado de 14,386,025 litros ( $\ell$ ), mientras que de gas natural asciende a un volumen de 6,289,384 metros cúbicos ( $m^3$ ), siendo el estado de Tabasco con un 40.2% el que más derrames de hidrocarburos ha tenido durante este periodo de tiempo, mientras que el estado de Chiapas es donde más fugas de gas natural existe con un 99.1%.

---

## Antecedentes.

---

Con la perforación del pozo Drake en el año de 1859, cuya profundidad era de 23 metros (*m*) y su producción era de 25 barriles por día (*bpd*), dio inicio la explotación comercial de los hidrocarburos, con ello se tendieron las primeras líneas para transportar gas y aceite en Estados Unidos. En 1879 se tendió un oleoducto de 175.42 *km* de largo y 6 *in* de diámetro entre Bradford y Allentown, mientras que en 1886 se construyó un gasoducto entre Pennsylvania y Nueva York de 140.01 *km* de largo y un diámetro de 8 *in*.

En Europa existen 5 grandes líneas de transporte de crudo, partiendo de las terminales marítimas de Trieste, Génova, Lavera, Rotterdam y Wiselshave, las cuales llevan el petróleo a las refinerías del interior. Esta red es de 3,700 *km*, cuya extensión se queda pequeña si se compara con los 5,500 *km* del oleoducto “Druzhba”, que parte de la cuenca de Volga-Urales localizado a 600 *km* al este de Moscú y que suministra crudo a Polonia, Alemania, Hungría y otros países centroeuropeos.

En México las primeras explotaciones de hidrocarburos se realizaron a partir de 1864, pero la etapa de producción a gran escala se inició con la perforación del pozo *la Pez No.1* el cual se terminó el día 3 de abril de 1904, a una profundidad de 503 *m*, con una producción de 1,500 *bpd*.

Debido a la gran demanda que tuvieron los hidrocarburos en la capital del país, fue el 18 de febrero de 1932 cuando se inauguró el oleoducto Tampico-Azcapotzalco con una longitud de 500 *km* propiedad de la compañía el Águila.

El transporte y distribución de gas natural se inició en México en 1930 con la operación de los gasoductos de 12 *in* de diámetro por 155 *km* de longitud entre Ciudad Alemán y Monterrey y de 8 *in* de diámetro por 62 *km* de longitud entre las poblaciones de Naco-Cananea.

Fue hasta 1950 cuando entro en operación el primer gasoducto propiedad de Petróleos Mexicanos (PEMEX) construido con tubería de 20 *in* y con una longitud

de 250 *km*, el cual transportaba el gas natural que venía de los campos de Poza Rica Veracruz (Lagos, 2004).

El transporte de hidrocarburos en el país y en el mundo es de suma importancia, por eso es que hoy en día los derrames y las fugas se consideran emergencias ambientales, ya que son un peligro a la salud humana y a los recursos naturales.

A principios de los años setentas se desarrolló en Estados Unidos el procedimiento de evaluación del impacto ambiental (E.I.A. por sus siglas en ingles), que fue inducido en el marco legal por medio de la ley nacional de política ambiental (National Environmental Policy Act, N.E.P.A. por sus siglas en ingles), promulgada en 1970. Desde entonces, la evaluación del impacto ambiental, cuyo objetivo primordial fue desde un inicio disminuir los costos derivados de la contaminación que genera un proyecto fue adoptada en la práctica y/o incorporada a la legislación ambiental de numerosos países (Wooten, 1980).

En México no hace más de 20 años que se aplica esta norma, la ley ambiental prevé la realización de evaluaciones de impacto ambiental, las cuales son la base para la aprobación o no de un proyecto en función de sus afectaciones al medio ambiente y a la población. La ley federal de equilibrio ecológico y protección ambiental (L.G.E.E.P.A.), establece que la autorización en materia de impacto ambiental son obligatorias en el caso de la industria petrolera y petroquímica. Para obtener dicha autorización, PEMEX, deben presentar a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) una Manifestación de Impacto Ambiental (M.I.A.) con base en la cual se realiza la evaluación. La manifestación de impacto ambiental debe de incluir como mínimo la descripción de las posibles afectaciones a los ecosistemas de la actividad, así como las acciones preventivas y de mitigación para evitar o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el medio ambiente.

El derrame más grande registrado en México fue el 3 de Junio de 1979 en el pozo exploratorio Ixtoc localizado en el Golfo de México a 925 *km* al sur de Texas y 94 *km* de Ciudad del Carmen. Se derramo un volumen de aproximadamente 3,3 millones de barriles de crudo (530,300 toneladas), de esta cantidad se quemó el

50%, se evaporó el 16%, se recolectó el 5.4% y se dispersó el 28%, según informes de PEMEX, para poder controlar el derrame tuvieron que pasar 280 días.

---

## **Objetivo.**

---

El objetivo de este trabajo es realizar una recopilación bibliográfica acerca de las acciones que se están tomando para reducir y mitigar el impacto ambiental producido por los derrames, fugas y emisiones que provoca la industria petrolera, se hará un análisis de los efectos negativos que tiene el transporte de hidrocarburos en la calidad del aire (gases de efecto invernadero), agua y suelo (derrames y fugas), principalmente en los ductos petroleros de los cuales se realizara un investigación acerca de la red de ductos con la que actualmente cuenta PEMEX, Comisión Federal de Electricidad (C.F.E), y las compañías privadas, se incluirá un estudio acerca del estado actual en que se encuentran los ductos, así como su distribución en el territorio nacional y su ubicación.

Se abordarán todos los tipos de transporte pero sin perder de vista el tema central que son los ductos petroleros.

---

## **Justificación.**

---

El desarrollo económico de los países industrializados y especialmente en vías de desarrollo está íntimamente ligados a un crecimiento de la demanda energética, por lo que las proyecciones indican que la necesidad de energéticos fósiles seguirá en aumento, se estima que para el 2030 los hidrocarburos aporten el 60% de la demanda.

Por lo cual es de vital importancia conocer y evaluar el deterioro actual que las actividades petroleras causan al medio ambiente, como la explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Con la reforma energética se pretende aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios (*mmbd*) que se producen actualmente, a 3 (*mmbd*) en el 2018 y a 3.5 (*mmbd*) para el 2025, se pretende aumentar la producción de gas natural de 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) que se producen

actualmente, a 8 mil millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) en el 2018 y a 10 *mmpcd* en 2025, lo cual implicaría tener una mejor infraestructura en materia de transporte para poder satisfacer las necesidades.

Con lo propuesto en la reforma energética, se vuelve fundamental el transporte de hidrocarburos, México no cuenta con la infraestructura adecuada en este rubro, ya que las instalaciones con las que se cuenta están llegando al término de su vida útil, por lo que es necesario realizar una renovación del sistema de transporte y principalmente de los ductos, de no realizar dichas renovaciones se corre el riesgo de que las fugas, derrames y emisiones provocados sean mayores.

---

## Capítulo 1 Ductos Petroleros.

---

Los ductos son una parte fundamental del transporte de hidrocarburos, es importante conocer la infraestructura con la que cuenta PEMEX, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y las emprestadas privadas. Es importante determinar cuál es la posición que tiene México con respecto a los demás países en materia de transporte (ductos).

### 1.1 Ducto.

Los ductos son tuberías conectadas desde la boca del pozo hasta los centros de distribución, funcionan como arterias expuestas o enterradas en tierra o en el lecho marino para el transporte de petróleo crudo, gas natural, productos petrolíferos o petroquímicos; utilizando como fuerza motriz elementos mecánicos, aire a presión y vacío o gravedad, variando su espesor entre 2 y 48 *in* de diámetro.

Las tuberías se tienden evitando los obstáculos topográficos que condicionan el trazo o tendido de la línea, contándose entre los más comunes los ríos, lagunas, pantanos, barrancas, canales, carreteras y urbes. En cada caso se estudia el tendido a realizar, que puede ser enterrado, subfluvial o aéreo. Normalmente los tendidos son subterráneos, señalándose la línea de tendido con unos letreros amarillos que indican la zona de precaución, en las cuales no debe existir excavaciones ni ningún tipo de instalaciones.

Los cruzamientos subfluviales se tienden a suficiente profundidad para evitar las erosiones propias del lecho de río, lastrándose para mantener la tubería sumergida.

Los cruzamientos aéreos se construyen con orugas de dilatación, antes y después del cruce, para absorber las elongaciones y contracciones de la tubería expuesta a los cambios de temperatura.

En el trayecto del tendido se instalan estaciones de compresión de bombeo, provistas de instrumentos de control y sistemas de seguridad para impulsar los hidrocarburos a su destino. Así mismo las tuberías constan de componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, entre otros.

En la actualidad los ductos son el medio de transporte que ofrece máxima economía de operación (Tabla.1) y máxima vida útil, pero es también el que requiere el máximo de inversión y presenta el mínimo de flexibilidad.

<b>Medio de transporte</b>	<b>Costo por transportar un barril de gasolina (centavo/km)</b>
<b>Ducto</b>	1
<b>Buque tanque</b>	2
<b>Auto tanque</b>	6
<b>Carrotanque</b>	14

TABLA 1. COSTO POR TRANSPORTE DE BARRIL DE GASOLINA. CRE 2017.

## **1.2 Tipos de Ductos.**

Dependiendo de la sustancia que transporten los ductos serán clasificadas como; oleoductos, gasoductos, poliductos, tuberías de  $CO_2$ , gasolinoducto y oleogasoducto.

### **1.2.1 Oleoductos.**

Ducto usado para el transporte de petróleo crudo, son tuberías que operan a una presión relativamente baja y un diámetro entre 2, 3 y 4 *in* (este diámetro depende de la capacidad, la producción de los pozos así como su longitud y la presión a la que los pozos producen).

### **1.2.2 Gasoductos.**

Ducto usado para el transporte de gas, es una tubería de gran diámetro que sirve para transportar el gas natural, desde el sitio donde se extrae o produce hasta los centros de distribución, de utilización o de transformación.

### **1.2.3 Poliductos.**

Ducto usado para el transporte de productos petrolíferos y petroquímicos, son tuberías de grandes dimensiones de 8 in a 16 in de diámetro, provisto de estaciones de bombeo, para llevarlo desde las refinerías hasta los centros de distribución y consumo.

### **1.2.4 Ductos para el transporte de $CO_2$ .**

El transporte de  $CO_2$  juega un papel fundamental en el proceso de captura y almacenamiento del carbono (*CCS por sus siglas en ingles, Carbon Capture Storage*) ya que incluye todas aquellas actividades requeridas para que el  $CO_2$  se traslade al lugar en que podría almacenarse de forma segura.

Los ductos de transporte son sistemas que permiten trasladar el  $CO_2$  ininterrumpidamente sin alteraciones del producto con disponibilidad inmediata y en un flujo permanente. El  $CO_2$  gaseoso es comprimido con el fin de aumentar su densidad, facilitando así su transporte. Este sistema se caracteriza por operar en condiciones maduras de mercado.

### **1.2.5 Gasolinoducto.**

Es un sistema de transporte por ductos, el cual tiene como objeto enviar gasolina procesada de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución.

### **1.2.6 Oleogasoducto.**

Es una tubería de gran diámetro la cual transporta hidrocarburos en su fase gaseosa y líquida, desde el sitio donde se extrae hasta los centros de distribución y transformación.

### 1.3 Referencias Histórica de los Ductos.

La infraestructura y las inversiones realizadas en la red de ductos que aseguran el transporte de los productos petrolíferos entre los campos de producción, las plantas de procesamiento y los centros de distribución para el consumo interno del país son los siguientes:

Año	Evento	Inversiones en sistema de tuberías
1901-1903	<p>Se inicia la etapa de la producción petrolera a gran escala en México a principios de 1901, cuando la Mexican Petroleum comenzó sus operaciones en El Ébano, San Luis Potosí. Los primeros pozos arrojaron una producción escasa, con grandes proporciones de asfalto y, por lo tanto, difícil de refinar. Doheny y Canfield (dueños de la Mexican Petroleum) no se desanimaron y continuaron las perforaciones, aunque para 1903 habían gastado 3 millones de dólares sin lograr todavía una producción redituable.</p> <p>La falta de resultados positivos a corto plazo obligo a Doheny a buscar mercados para su crudo pesado.</p>	
1904	<p>Las cuadrillas de la Mexican Petroleum dieron con un yacimiento a más de 500 m de profundidad. Del pozo que perforaron, llamado Pez Número 1, salieron 1,500 barriles diarios (<i>bd</i>), producción abundante, pero no suficiente. La búsqueda de petróleo continuó en el valle de Casiano, al norte de Veracruz. Doheny venia explorando esta región de tiempo atrás y estaba seguro de localizar grandes depósitos.</p> <p>Por su parte, Pearson se ocupó en desarrollar las propiedades del Istmo contratando un equipo experimentado de perforadores y administradores que</p>	

	<p>habían trabajado anteriormente para distintas compañías norteamericanas, comenzó a perforar en San Cristóbal y Chapacao, donde en 1904 encontraron petróleo suficiente como para que Pearson se animara a construir una refinería en Minatitlán, un oleoducto que la conectaba con los campos de San Cristóbal y varios tanques de almacenamiento.</p>	
<b>1906</b>	<p>Se mandan a construir en el valle de Casiano, 16 tanques de almacenamiento de 55 mil barriles cada uno y un oleoducto de 112 <i>km</i> equipado con diez estaciones de bombeo y la estación terminal de Mata Redonda, situada a las orillas del río Panuco, entre la Barra y la ciudad de Tampico. Toda la infraestructura estaba calculada para manejar una producción mínima de 3 mil barriles por día.</p>	
<b>1910</b>	<p>La Huasteca Petroleum Company perforo el pozo Casiano Numero 7, que broto con una fuerza impresionante de 60 mil barriles diarios. Inmediatamente la Mexican Petroleum se preparó para la producción a gran escala expandiendo sus capacidades de almacenamiento y transporte construyendo un nuevo oleoducto.</p>	
<b>1911</b>	<p>A mediados de este año se instaló un segundo oleoducto entre el campamento de Casiano y la terminal de Mata Redonda, que para entonces tenía 35 tanques de 55 mil barriles y una represa de concreto para 750 mil barriles; un muelle que podía dar servicio a tres buques cisterna y varios talleres y almacenes.</p>	
<b>1916</b>	<p>La Royal Dutch-Shell invirtió otros 20 millones de florines que sirvieron para aumentar las capacidades de transporte de La Corona. En 1916 compró un ferrocarril, el Tampico-Panuco Valley Railway, comenzó la</p>	

	construcción de un oleoducto especial y adquirió varios buques tanque.	
<b>1927</b>	La Huasteca Petroleum Company construye el primer gasoducto de la república, que va de Cerro Azul a Mata Redonda, donde el gas natural es utilizado como combustible.	
<b>1930</b>	Se inició en México el transporte y distribución de gas natural, con la operación de los gasoductos de 155 <i>km</i> entre Ciudad Alemán y Monterrey y 62 <i>km</i> entre las poblaciones de Naco y Cananea, a la compañía minera de Cananea en Sonora. Ambos gasoductos se proveían de gas natural de importación.	
<b>1931</b>	Autoridades mexicanas otorgaron los permisos para la instalación del oleoducto que vendría de Palma Sola, Veracruz, y llegaría a Azcapotzalco.	
<b>1932</b>	Se inaugura el oleoducto Tampico-Azcapotzalco de 500 <i>km</i> de longitud, propiedad de la Cía. Petrolera "El Águila". El oleoducto de la ciudad de México se integró de varias secciones y dotó a esta ciudad de petróleo crudo para refinarlo en su propia planta.	
<b>1940</b>	Para este año, el 32% del petróleo que llegaba a la capital era transportado por ductos.	
<b>1946</b>	Uno de los oleoductos más importantes construidos durante la gestión de Bermúdez fue el de Poza Rica-Azcapotzalco.	
<b>1950</b>	Entró en operación el primer gasoducto propiedad de PEMEX, construido con tubería de 20 <i>in</i> y con longitud de 250 <i>km</i> , para el transporte del gas natural, producido en los campos de Poza Rica, Veracruz, hacia el Valle de	

	<p>México, para un consumo de 130 millones de pies cúbicos diarios.</p> <p>Se inaugura el tendido del oleoducto de 450 <i>km</i> de longitud, desde la ciudad de Poza Rica, Veracruz, a Salamanca, Guanajuato.</p> <p>Se inaugura un oleoducto que enlaza al Sistema Nacional de Refinación con el campo de Poza Rica y con los yacimientos de la Nueva Faja de Oro.</p>	
<b>1951</b>	Es finalizado el ducto Minatitlán-Salina Cruz.	
<b>1956</b>	Es inaugurado el oleoducto Tampico-Monterrey. Asimismo, el transporte ferroviario, por carretera y marítimo aumentó considerablemente.	
<b>1957</b>	Se finalizan las obras del oleoducto Tampico-Monterrey.	
<b>1958</b>	<p>Debido al bajo costo del transporte por tuberías, y dentro de la política de conservación de recursos realizadas por PEMEX, durante el gobierno de López Mateos se siguió la consigna de cambiar el sistema de transporte por el de tuberías.</p> <p>Como resultado de esta política, en 1958 se puso en servicio el segundo gasoducto para conducir el gas producido en los yacimientos del norte, cerca de Reynosa, hasta Monterrey, Saltillo y Torreón. Constaba de dos tramos de tubería uno de 22 <i>in</i> con 225 <i>km</i> de extensión, entre Reynosa y Monterrey, y otro de 16 <i>in</i> con 310 <i>km</i> de extensión, de Monterrey a Torreón, con un rama de 30 <i>km</i> a Saltillo.</p> <p>Durante diciembre de este año la longitud de los ductos en el territorio nacional era de 7,301 <i>km</i>.</p>	
<b>1958</b>	El surgimiento de Ciudad PEMEX, en Tabasco, quedó reservado para el último año de gobierno de Adolfo Ruiz	

	<p>Cortínez, ésta fue la inauguración de una de las más ambiciosas obras que haya realizado la industria petrolera mexicana. A lo largo de 1956 y durante todo el año de 1957, se construyó febrilmente, trabajando en turnos continuos, incluso los domingos y los días festivos, un conjunto de instalaciones que, bajo el nombre de Ciudad PEMEX, comenzaron a funcionar el 3 de marzo de 1958 y permitieron aprovechar los grandes recursos de gas existentes en el estado de Tabasco. Esta realización fue considerada apenas como el paso previo para el tendido de un amplio gasoducto que abastecería a los centros industriales de Veracruz, Puebla y la Ciudad de México, posteriormente a la Ciudad de Salamanca.</p>	
<b>1961</b>	<p>El tramo Ciudad PEMEX - México, entró en operación el 12 de enero de 1961, y el segundo el 15 de mayo el mismo año. Adicionalmente se construyó el poliducto Minatitlán-México. Estas obras contribuyeron a elevar el consumo de gas en la Ciudad de México de 800 mil metros cúbicos en 1958, a más de 8 millones en 1963 y, por otro lado, la refinería de Minatitlán pudo trabajar en apoyo a la de Azcapotzalco, que ya no podía ampliarse.</p>	
<b>1964</b>	<p>En marzo de este año México contaba con 11,549 <i>km</i> de ductos, es decir, en un 58% más que en los años cincuenta.</p>	
<b>1966</b>	<p>Se inicia la construcción del ramal del gasoducto a la planta de amoniaco en Ciudad Camargo. Así como el ramal del gasoducto Ciudad PEMEX-Minatitlán-México-Salamanca.</p>	<p>353 millones de pesos.</p>

<b>1967</b>	<p>Concluyen las obras del gasoducto Tlaxcala-Apizaco-Xalostoc.</p> <p>Inician las obras para la construcción del tramo del gasoducto Ciudad PEMEX-Minatitlán, el gasoducto Venta de Carpio-Pachuca –Molango-Tlanchinol.</p>	389 millones de pesos.
<b>1968</b>	<p>Las principales obras terminadas en este año fueron: la ampliación del gasoducto Ciudad PEMEX-México, en el tramo Ciudad PEMEX-Minatitlán, la nueva línea de 18 <i>in</i> entre Poza Rica y la estación 7.</p> <p>Inician operaciones los poliductos de la Refinería de Azcapotzalco a la terminal Satélite Sur en Mixcoac y el gasoducto Venta de Carpio-Pachuca.</p>	151 millones de pesos.
<b>1969</b>	<p>En este año se concluye el gasoducto Brasil-Treviño-Reynosa así como el oleoducto Naranjos-Mata Redonda.</p>	141 millones de pesos.
<b>1970</b>	<p>Se termina en la Zona Norte la segunda ampliación a la capacidad de transporte del gasoducto Reynosa-Monterrey-Torreón-Chihuahua que consistió en la construcción de dos tramos de 24 <i>in</i>.</p>	343 millones de pesos.
<b>1971</b>	<p>Se realizan trabajos de reparación al poliducto Tampico-Monterrey-Torreón-Chihuahua.</p>	367 millones de pesos.
<b>1972</b>	<p>Se concluye en la zona norte el gasoducto de baja presión Pajaritos-Minatitlán-Jáltipan; la línea de 24 <i>in</i> de diámetro, con una longitud de 55 <i>km</i>.</p>	373 millones de pesos.
<b>1973</b>	<p>Se terminó un oleoducto de 20 y 24 <i>in</i> de diámetro entre la estación 7 y Salamanca, de 332 <i>km</i> de longitud para aumentar la capacidad de bombeo a la refinería ubicada en esa población.</p> <p>Entra en operación el nuevo poliducto de 14 <i>in</i> de diámetro por 235 <i>km</i> entre Salamanca y Guadalajara.</p>	Mil 018 millones de pesos.

<b>1974</b>	<p>Se terminó el oleoducto de Cactus a Cárdenas, de 24 <i>in</i> de diámetro y 24 <i>km</i> de longitud que opera en paralelo con el oleoducto de 16 <i>in</i> de diámetro ya existente.</p> <p>Se concluye el gasoducto de Cactus a La Venta, de 24 <i>in</i> de diámetro y 100 <i>km</i> de longitud, inicio su operación a partir de septiembre, transportando el gas húmedo y dulce que fluye de la planta endulzadora No. 1 de Cactus.</p>	236 millones de pesos.
<b>1975</b>	<p>Entra en operación el oleoducto de 30 pulgadas de diámetro y 110 Km de longitud, entre Cárdenas, Tabasco y Nuevo Teapa, Veracruz.</p> <p>En el mes de octubre se inició la operación del poliducto entre Madero y Cadereyta de 24 pulgadas de diámetro y 470 Km de longitud; transportando 25,000 barriles diarios de combustóleo diluido.</p>	142 millones de pesos.
<b>1976</b>	<p>Se terminaron en el mes de enero el ramal del oleoducto Poza Rica-Salamanca de 20 <i>in</i> de diámetro y 20 <i>km</i> de longitud.</p> <p>En el Distrito Frontera Noreste se pusieron en operación entre los meses de marzo y julio ramales de descarga de gas de las estaciones de recolección en Topo, Quitrín y Culebra, de 6 y 8 <i>in</i> de diámetro y 23 <i>km</i> de longitud.</p>	2 mil 241.3 millones de pesos.
<b>1977</b>	<p>Entra en marcha el oleoducto del Distrito Catalina, Puebla en julio, el tramo Ecatepec Ixhuantepec de 18 <i>km</i> y 18 <i>in</i> de diámetro.</p> <p>Se puso en servicio la línea del gasoducto Campo Monclova Ciudad Monclova de 31.6 <i>km</i> y 16 <i>in</i> de diámetro.</p>	398 millones de pesos.
<b>1978</b>	<p>En la zona sur entraron en operación la línea troncal del oleoducto de 36 <i>in</i> de diámetro por 111 <i>km</i>, de Cárdenas a Nuevo Teapa.</p>	Mil 235 millones de pesos.

	<p>A un año de iniciada la construcción del gasoducto Cactus-San Fernando-Los Ramones, Troncal del Sistema Nacional de Gas en su primera etapa, prácticamente se encuentra terminada y únicamente resta su limpieza interior para ponerlo en operación a fines de abril.</p> <p>El ducto tiene 1,102 <i>km</i> desde Cactus hasta San Fernando con diámetro de 48 <i>in</i> y 145 <i>km</i> de San Fernando a Los Ramones, de 42 <i>in</i> de diámetro.</p>	
<b>1979</b>	<p>Entre las ampliaciones más importantes terminadas para el sistema en este año, destaca en primer lugar el gasoducto del Sistema Troncal Nacional de Gas, con una extensión de 1,247 <i>km</i>, y que transportaba, 920 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).</p> <p>Es finalizado el poliducto Sur-Centro controla el movimiento de gasolina natural, destilados y gas licuado entre Ciudad PEMEX-Cactus, La Venta- Minatitlán-Cangrejera y Pajaritos, los poliductos Minatitlán-Azcapotzalco y los que unen a esta última refinería con las terminales del Valle de México.</p>	3 mil 236 millones de pesos.
<b>1980</b>	<p>Se ampliaron las redes de distribución de gas natural de la ciudad de Monterrey y Piedras Negras.</p> <p>Se conectó la línea troncal del Sistema Nacional de Gas a los centros industriales de Cosoleacaque, Poza Rica y Cangrejera en el estado de Veracruz.</p> <p>Se puso en marcha en operación la segunda línea de transporte de crudo entre la Zona Sur y las refinerías de Ciudad Madero y Cadereyta.</p>	8 mil 054 millones de pesos.
<b>1981</b>	<p>Se construyen dos ductos de 36 <i>in</i> de diámetro, del área productora de la Sonda de Campeche, a la terminal de</p>	8 mil 977 millones de pesos.

	<p>Dos Bocas, así como otros dos del mismo diámetro, de dicha área productora a Cayo Arcas.</p> <p>Dos oleoductos de 36 <i>in</i> en tierra firme: Dos Bocas-Cárdenas- Nuevo Teapa- Pajaritos.</p>	
<b>1982</b>	<p>Se terminó la construcción de los gasoductos de 16 <i>in</i> de diámetro por 211 <i>km</i> de longitud, de Querétaro a San Luis Potosí.</p> <p>Se terminó de construir el nuevo gasoducto de 12 <i>in</i> por 90 <i>km</i> de longitud entre Ciudad Alemán y Reynosa, cuya operación se inició el 12 de abril.</p> <p>Se concluyó el oleoducto de 20 <i>in</i> de diámetro por 92 <i>km</i> del Campo Tres Hermanos a Ciudad Madero, Tamaulipas.</p>	5,037 millones de pesos.
<b>1983</b>	<p>Se pone en operación el gasoducto de 10 <i>in</i> de diámetro por 209 <i>km</i> de Salamanca-León-Aguascalientes.</p> <p>Se inaugura el butánoducto<sup>1</sup> de 16 <i>in</i> de diámetro por 138 <i>km</i>, de Cactus-Pajaritos.</p> <p>Toda la infraestructura de PEMEX estaba conectada por una red de ductos de 42 mil 213 <i>km</i>, compuesta de la siguiente manera: 52%, gasoductos; 28%, oleoductos 13%, poliductos y 6%, ductos petroquímicos.</p>	3 mil 861 millones de pesos.
<b>1984</b>	<p>Reposición de 35 <i>km</i> de oleoducto de 8 <i>in</i> de diámetro y 15 <i>km</i> de Chiapas a Girdaldas.</p> <p>Se rehabilitaron 7 Km del amonioducto<sup>2</sup> de 10 pulgadas de diámetro de Cosoleacaque a Salina Cruz.</p>	Mil 363 millones de pesos.

<sup>1</sup> Butánoducto: es un sistema de transporte por ductos, que tiene como objetivo enviar el gas butano procedente de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos.

<sup>2</sup> Amonioducto: es un sistema de transporte por ductos, que tiene como objetivo enviar el amoniaco procedente de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos.

<b>1985</b>	Se concluyen 12 obras, destacando el gasoducto de 24 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 410 <i>km</i> Salamanca-Morelia-Las Truchas, y el poliducto de 10 <i>in</i> , con una longitud de 80 <i>km</i> de Cd. Obregón-Navojoa.	29 mil 102 millones de pesos.
<b>1986</b>	Se terminaron 9 obras, entre ellas el gasoducto de 48 <i>in</i> de diámetro y 380 <i>km</i> de longitud en Cempoala Veracruz a Santa Ana.  Se terminó el gasoducto de 16 <i>in</i> , con una longitud de 346 <i>km</i> Naco-Hermosillo.	77 mil 908 millones de pesos.
<b>1987</b>	Se terminan 5 obras, de la cuales destaca un oleogasoducto <sup>3</sup> de 20 <i>in</i> de diámetro y una longitud de 2.66 <i>km</i> en Pol-A.	8 mil 765 millones de pesos.
<b>1988</b>	Se concluyen 9 obras, destacando el poliducto de 10 <i>in</i> de diámetro y 73 <i>km</i> de longitud de Rosarito a Ensenada, la rehabilitación de 28.8 <i>km</i> del gasoducto No. 2 de 24 <i>in</i> de diámetro de Ciudad PEMEX a Nuevo Teapa, y la rehabilitación y conversión de gasoducto a poliducto de 14 <i>in</i> de diámetro y 507 <i>km</i> de Venta de Carpio-Tula-Salamanca-Guadalajara.	136 mil 203 millones de pesos.
<b>1989</b>	Se terminaron 8 proyectos entre ellos, se concluyó un oleogasoducto de 24 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 2.8 <i>km</i> en la Sonda de Campeche. Se concluyó un gasoducto de 12 <i>in</i> de diámetro con una extensión de 38 <i>km</i> de longitud de Almendro-José Colomo en Cárdenas.	151 mil 035 millones de pesos.

---

<sup>3</sup> Oleogasoducto: es una tubería de gran diámetro la cual transporta hidrocarburos en su fase gaseosa y líquida, desde el sitio donde se extrae hasta los centros de distribución y transformación.

<b>1990</b>	En este año se terminaron 7 proyectos, entre los que destaca un poliducto de 12 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 125 <i>km</i> , Aguascalientes-Zacatecas, se construyó un gasolinoducto <sup>4</sup> y combustóleoducto <sup>5</sup> de Poza Rica a la Barra Norte de Tuxpan.	329 mil 764 millones de pesos.
<b>1991</b>	Se culminaron dos proyectos, la reposición de 13.4 <i>km</i> al oleoducto de 30 <i>in</i> de diámetro de Nuevo Teapa-Poza Rica y la nueva estación de bombeo para el oleoducto de 30 <i>in</i> de diámetro de Nuevo Teapa-Venta de Carpio en Cd. Mendoza, Ver.	79 mil 993 millones de pesos.
<b>1992</b>	Se concluyeron 4 proyectos, siendo el más importante el poliducto Pajaritos-Minatitlán con un diámetro de 12 <i>in</i> y una longitud de 3 <i>km</i> .	56 mil 857 millones de pesos.
<b>1993</b>	La inversión en este año fue casi nula en el sistema de transporte, destacando la construcción de un ducto marino en Cantarell de 85 <i>km</i> el cual unirá Nohoch con Atasta.	188 <sup>6</sup> millones de nuevos pesos.
<b>1994</b>	Se inicia la operación del combustóleoducto Salamanca-Irapuato, con un diámetro de 14 <i>in</i> y una longitud de 18.909 <i>km</i> , este contara con una capacidad operativa de 35 <i>mbd</i>	290 millones de pesos.
<b>1995<sup>7</sup></b>	Se inicia un proyecto con el tendido del poliducto Degollado-Zamora de 8 <i>in</i> , se amplía la capacidad de transporte hasta 75 <i>mbd</i> del poliducto Minatitlan-México.	768 millones de pesos.

<sup>4</sup> Gasolinoducto: es un sistema de transporte por ductos, que tiene como objetivo enviar gasolina procedente de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos.

<sup>5</sup> Combustóleoducto: es un sistema de transporte por ductos, que tiene como objetivo enviar combustóleo procedente de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos.

<sup>6</sup> A partir del año 1993 se manejan una nueva denominación en la moneda nacional.

<sup>7</sup> A partir de este año se realizaron diversas reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que permitieron la participación de la inversión privada en el sector del gas natural y su transporte.

<b>1996</b>	<p>Se rehabilitaron los poliductos Topolobampo-Culiacan, Guaymas-Cd. Obregón. Guaymas Hermosillo, Rosarito-Mexicali y de los oleoductos Nuevo Teapa-Venta de Carpio y Venta de Carpio-Tula. Se inició la rehabilitación del oleoducto Madero-Cadereyta.</p> <p>Para este año se encuentra prácticamente concluida la construcción de Hobbs-Mendez.</p>	Mil 900 millones de pesos.
<b>1997</b>	<p>Entró en operación los ductos para transporte de gas licuado Jaltipan-Salina Cruz y Hobbs-Estación Méndez, el cual permitió establecer nuevas estrategias comerciales en las importaciones del producto a través de la frontera con Ciudad Juárez.</p> <p>Entro en operación el ducto para suministrar gas a la central termoeléctrica de Samalayuca, con un gasoducto de 24 <i>in</i> de diámetro, el cual inicia su trayecto cerca del paso, Texas y llega a la central termoeléctrica localizada al sur de Ciudad Juárez, Chihuahua, la longitud del ducto es de 71.3 <i>km</i> de los cuales 34.4 se encuentran localizados en territorio nacional.</p>	Mil 262 millones de pesos.
<b>1998</b>	<p>Se concluyó la construcción del poliducto de 16 <i>in</i> de diámetro y una longitud de 240 <i>km</i> Salamanca-Tula, así como el poliducto de 16<i>in</i> de diámetro con una longitud de 22 <i>km</i> Tula-Palmillas-Toluca.</p>	726 millones de pesos.
<b>1999</b>	<p>Se realizan cuatro obras de construcción de poliductos Querétaro-San Luis Potosí, Degollado-Zamora-Uruapan, Salamanca-Guadalajara y Minatitlán México.</p>	3 mil 141 millones de pesos.

<b>2000</b>	Se construyó un oleoducto de 24 <i>in</i> Madero-Cadereyta, un poliducto de 12 <i>in</i> Cadereyta-Reynosa-Matamoros, se realizó la construcción del Ramal poliducto de 8 <i>in</i> Retama-Reynosa de 10 <i>in</i> de diámetro y 17.5 <i>km</i> de longitud.	3 mil 620 pesos.
<b>2001</b>	Se inició la construcción del gasoducto de 36 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 115 <i>km</i> que uniría la estación de compresión 19 y el troncal del sistema de gasoductos en San Fernando.	946 millones de pesos.
<b>2002</b>	En Cantarell se terminaron ocho gasoductos y tres oleoductos. En Burgos se concluyeron diez gasoductos y dos oleoductos.	Mil 934 millones de pesos.
<b>2003</b>	Se construye el oleoducto Teapa-Cadereyta. Entro en operación el gasoducto de 36 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 114 <i>km</i> de la estación 19 a San Fernando.	2 mil millones de pesos.
<b>2004</b>	Se terminó el oleoducto de 24 <i>in</i> Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero-Cadereyta y el poliducto de 12 <i>in</i> Cadereyta-Matamoros.	869 millones de pesos.
<b>2005</b>	Se avanzó en la construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, con el propósito de incrementar la capacidad del transporte del ducto de 18 <i>in</i> de diámetro de Cempoala –Santa Ana. Se rehabilitaron 1,796 <i>km</i> de la red nacional de ductos, de los cuales más del 70% son al poliducto Madero-Linares-Cadereyta, Satélite-Gómez Palacio, Satélite-Monclova-Sabinas y al oleoducto Madero-Cadereyta.	2 mil 122 millones de pesos.

<b>2006</b>	<p>En Ku-Maloob-Zaap se concluyeron dos oleogasoductos, un oleoducto y seis gasoductos con una longitud de 56.1 <i>km</i>.</p> <p>Se empezó con la construcción de un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro y un gasoducto de 12 <i>in</i> en Antonio J. Bermúdez.</p>	2 mil 256 millones de pesos.
<b>2007</b>	<p>Se desarrolló la estación de compresión Emiliano Zapata ubicada en Veracruz, y el ducto de libramiento a Jalapa de 48 <i>in</i> de diámetro por 22<math>km</math> de longitud, esto permitirá aumentar el transporte de gas natural de Cempoala-Santa Ana de 914 a 1,270 <i>mmpcd</i></p> <p>Inicia la construcción del ducto de 12 <i>in</i> de diámetro y una longitud de 188 <i>km</i> que va desde el complejo procesador de Gas Burgos hasta la ciudad de Monterrey.</p>	Mil 765 millones de pesos.
<b>2008</b>	<p>Se construyó la estación de compresión Emiliano Zapata, el cual consta de una estación de compresión y el libramiento a Jalapa, de 48 <i>in</i> por 22.5 <i>km</i> de longitud. Esta obra permite incrementar la capacidad de transporte de gas natural en el ducto de 48 <i>in</i> Cempoala-Santa Ana.</p>	3 mil 057 millones de pesos.
<b>2009</b>	<p>En este año se concluyó la construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, la cual aumentara la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 <i>in</i> de diámetro Cempoala-Santa Ana.</p> <p>La estación de compresión del norte el cual permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 24 <i>in</i> de diámetro Reynosa-Chihuahua de 290 a 400 <i>mmpcd</i>.</p>	3 mil 257 millones de pesos.
<b>2010</b>	<p>Debido a que la reconfiguración de la refinería de Minatitlán se encuentra en etapa final, es el proyecto más importante en donde se construye un gasoducto de 12 <i>in</i></p>	299 millones de pesos.

	de diámetro con una longitud de 10 <i>km</i> , un oleoducto de 30 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 14 <i>km</i> y un hidrogenoducto de 10 <i>in</i> de diámetro y una longitud de 25.4 <i>km</i> .	
<b>2011</b>	El proyecto ductos petroquímicos vía Agave, fue el más importante en este año, el cual consiste en la construcción de un ducto de 20 <i>in</i> de diámetro y 70 <i>km</i> de longitud de Ciudad PEMEX-Nuevo PEMEX, la construcción de dos ductos uno de 12 <i>in</i> de diámetro y 11 <i>km</i> de longitud de Nuevo PEMEX-Cactus y otro ducto de 20 <i>in</i> de diámetro y 130 <i>km</i> de longitud de Cactus-Cangrejera.	183 millones de pesos.
<b>2012</b>	En Ku-Maloob-Zaap se terminó un oleogasoducto y un gasoducto con una longitud combinada de 5.9 <i>km</i> , en el ATG (Aceite Terciario del Golfo) se terminó un gasoducto de 12 <i>in</i> de diámetro y 5.2 <i>km</i> de longitud de la batería de separación Remolino III a la estación de compresión el Chote, un gasoducto de 12 <i>in</i> y 9 <i>km</i> de longitud de la batería de separación IV a la batería de separación Coyula I, un gasoducto de 16 <i>in</i> , un oleoducto de 12 <i>in</i> ambos con una longitud de 2.7 <i>km</i> , en el complejo J. Bermúdez se concluyó un gasoducto de 36 <i>in</i> de diámetro y una longitud de 14.7 <i>km</i> de longitud de la batería de Samaria II al complejo procesador de Gas Cactus.  Se concluyó y entro en operación el poliducto de 18 <i>in</i> de diámetro con una longitud de 103 <i>km</i> Tuxpan – México.	4 mil 067 millones de pesos.

<b>2013</b>	En Ku-Maloob-Zaap se realiza la construcción de un ducto de 5.08 <i>km</i> de longitud; en el ATG se construye un ducto de 19 <i>km</i> ; en Burgos se construye un ducto de 59 <i>km</i> ; en Antonio J. Bermúdez se construyen 28 <i>km</i> de ductos.	Mil 730 millones de pesos.
<b>2014</b>	Se construyó el gasoducto los ramones, el cual fortalecerá la capacidad del sistema nacional de gasoductos, por este transitarán 2 mil 100 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, el gasoducto está planeado en tres etapas de construcción, cuya extensión total será de 1,021 <i>km</i> .  Fase II los Ramones: la segunda fase medirá 702 <i>km</i> y se divide en dos partes “Ramones Norte” y “Ramones Sur” (Milenio, 2014).	4 mil 347 millones de dólares.
<b>2015</b>	Construcción del gasoducto Samalayuca-Sasabe, se estima que el gasoducto que este gasoducto, tendrá una longitud aproximada de 528 <i>km</i> de longitud y 36 <i>in</i> de diámetro, el cual se interconectará con el gasoducto San isidro-Samalayuca (Silva, 2015).	470 millones de dólares.

#### 1.4 Red Nacional de Ductos.

Actualmente, México cuenta con una amplia red de ductos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados, la cual no es suficiente para poder abastecer a todo el territorio nacional.

Con la nueva estructura de PEMEX la empresa productiva subsidiaria **Logística** se encargará directamente del transporte y almacenamiento de hidrocarburos, dicho organismo reporta una extensión de más de 40,000 *km* de ductos (conformado por 48 oleoductos, 78 gasoductos, 11 gasolinoductos, y 4 oleogasoductos), esta infraestructura está conformada por 13 sistemas a lo largo del país.

- Sistema Santuario (Sur)
- Sistema Misión (Norte)
- Sistema Altamira (Centro)
- Sistema Marino (Sur)
- Sistema Rosarito
- Sistema Guaymas
- Sistema Topolobampo
- Sistema Zona Norte
- Sistema Zona Sur-Golfo-Centro-Occidente
- Sistema Progreso
- Sistema de Transporte de Crudo Zona Sur-Golfo-Centro-Norte
- Sistema Nacional de Gas Licuado de Petróleo (S.N.G.L.P.)
- Sistema Hobb-Mendez
- Sistema de Transporte de Petroquímicos

Los productos que se transportan por los ductos son crudo, crudo ligero, gasolinas, diesel, gas, gas húmedo sin procesar, gas licuado de petróleo, gas natural, gasóleo, condensados o naftas (mezcla de hidrocarburos líquidos) y petroquímicos.

Para distribuir hidrocarburos líquidos PEMEX cuenta con una red de oleoductos de 10,486 *km* en 2016 (Tabla.2), logrando con esto tener una amplia red de oleoductos, sin embargo, en este año no existió construcción alguna al ser la misma infraestructura que en 2015.

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Oleoductos</b>	9,147	8,879	9,432	9,750	9,859	9,966	10,065	10,215	9,975	10,313	10,486	10,486

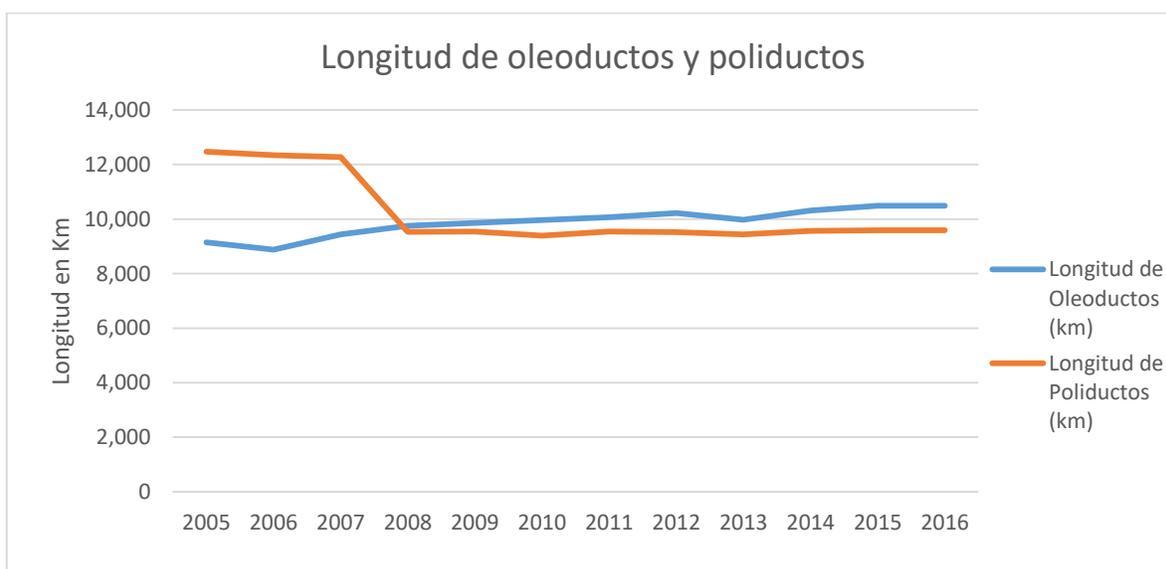
TABLA 2. LONGITUD DE OLEODUCTOS, SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA.

La red de poliductos de PEMEX tampoco mostró un avance, en el periodo 2015-2016 la longitud con la que cuenta de 9,591 *km* es la misma con respecto al año 2015. (Tabla.3).

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Poliductos</b>	12,474	12,337	12,272	9,533	9,542	9,394	9,538	9,522	9,436	9,570	9,591	9,591

TABLA 3. LONGITUD DE POLIDUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA.

Las mayores inversiones realizadas por PEMEX son para aumentar o mantener la producción de aceite y/o gas, es por esto que durante el periodo 2015-2016 la construcción de oleoductos y poliductos fue nula, la mayoría de las inversiones fueron destinadas a la rehabilitación de ductos (Gráfica.1) (Fig.1).



GRAFICA 1 LONGITUD DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA



FIGURA 1. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS, SENER.

La red de gasoductos del país es un poco más compleja debido a la participación de terceros en el transporte y distribución de hidrocarburos en su fase gaseosa. La red de gasoductos está conformada por el SNG (Sistema Nacional de Gasoductos) y el SNH (Sistema Naco Hermosillo), las cuales proporcionan una longitud de más de 9,000 *km* (Tabla.4), ambos sistemas actualmente se encuentran operados por el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENEGAS).

Sistema	Longitud (Km)
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,990
Sistema Naco-Hermosillo (SNH)	340
<b>Total</b>	<b>9,330</b>

TABLA 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS.

En la actualidad PEMEX cuenta con una red de 17,836 *km* de longitud en el 2016 (Tabla. 5)

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gasoductos	16,329	16,654	16,843	16,945	16,479	16,558	17,963	17,332	16,800	17,705	17,836	17,836

TABLA 5. LONGITUD DE GASODUCTOS (2005-2016), SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, ELABORACIÓN PROPIA.

La red nacional de gasoductos no solo cuenta con la presencia de PEMEX, fue a partir de 1995 cuando compañías privadas, pudieron participar en el transporte y almacenamiento de hidrocarburos gaseosos, el ente regulatorio para emitir los permisos de transporte y almacenamiento, fue la Comisión Reguladora de Energía (C.R.E), la cual actualmente ha logrado desarrollar una red de gasoductos de 16,230 *km* de longitud debido al otorgamiento de 27 permisos de transporte de acceso abierto y 203 de uso propio (Anexo1).

La Comisión Reguladora de Energía otorgo 4 permisos para el transporte de Gas Licuado de Petróleo, la cual cuenta con 1,712 *km* de longitud por los cuales se transportan más de 1,700 *mmpcd* (Anexo 1).

La red de gasoductos nacional, también cuenta con la participación de la Comisión Federal de Electricidad, que junto con PEMEX desarrollan desde el 2013, la estrategia integral de suministro de gas natural la cual incluye alrededor de 4,100 *km* de longitud de gasoductos.

Adicionalmente entre el 2014 y 2015, la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E) anuncio 10 proyectos de los cuales el gasoducto de Chihuahua y el gasoducto Tamazúchale-El Sauz el cual corre de San Luis Potosí a Querétaro, ya se encuentran en operación estos proyectos aumentan en 2,690 *km* la longitud de la red ya existente, los otros 8 proyectos se encuentran en licitación, de los cuales se estima alcancen una longitud conjunta de 2,751 *km* (Tabla 6).

<b>Gasoductos</b>	<b>Longitud (Km)</b>
<b>Sasabe-Guaymas</b>	544
<b>Guaymas-El Oro</b>	364
<b>El Oro- Mazatlán</b>	462
<b>Ramal Tula</b>	17
<b>El Encino-Topolobampo</b>	574
<b>Tamazunchale-El Sauz</b>	235
<b>Morelos</b>	172
<b>Chihuahua</b>	383

TABLA 6. PROYECTOS EN EL PERIODO 2014-2015, POR CFE.

Con la reforma energética, se contemplan varios proyectos a futuro para aumentar la red nacional de gasoductos, entre ellos se contempla un plan quinquenal 2015-2019 donde, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas natural (Sistrangás), está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos y 6 sistemas integrados (se detallan los proyectos más relevantes de los sistemas en el Anexo 3), los cuales alcanzaran una longitud de más de 10,338 *km* de longitud (Tabla.7) (Fig. 2).

<b>Permisos de Transporte</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMpcd)</b>
<b>Sistema Nacional de Gasoductos</b>	8,990	5,750
<b>Gasoductos de Tamaulipas</b>	114	1,064
<b>Gasoductos del Bajío</b>	204	90
<b>Gasoducto Zacatecas</b>	175	19
<b>Gasoducto Frontera-Ramones</b>	116	2,100
<b>Gasoductos Ramones Fase II Norte</b>	447	1,363
<b>Gasoducto Ramones Fase II Sur</b>	292	1,353
<b>Total</b>	<b>10,338</b>	<b>11,739</b>

TABLA 7. LONGITUD DEL SISTRANGÁS, ELABORACIÓN PROPIA.

La Comisión Federal de Electricidad, también contempla ampliar su red de gasoductos, con 7 proyectos los cuales tendrán una longitud conjunta de 1,207 Km, los cuales entraran en operación para el 2017, de estos proyectos resaltan los gasoductos conectados al estado de Texas, los cuales tienen como objetivo abastecer al norte del país de gas natural (Anexo 2), y los cuales serán construidos bajo las normas y condiciones establecidas por los Estados Unidos.

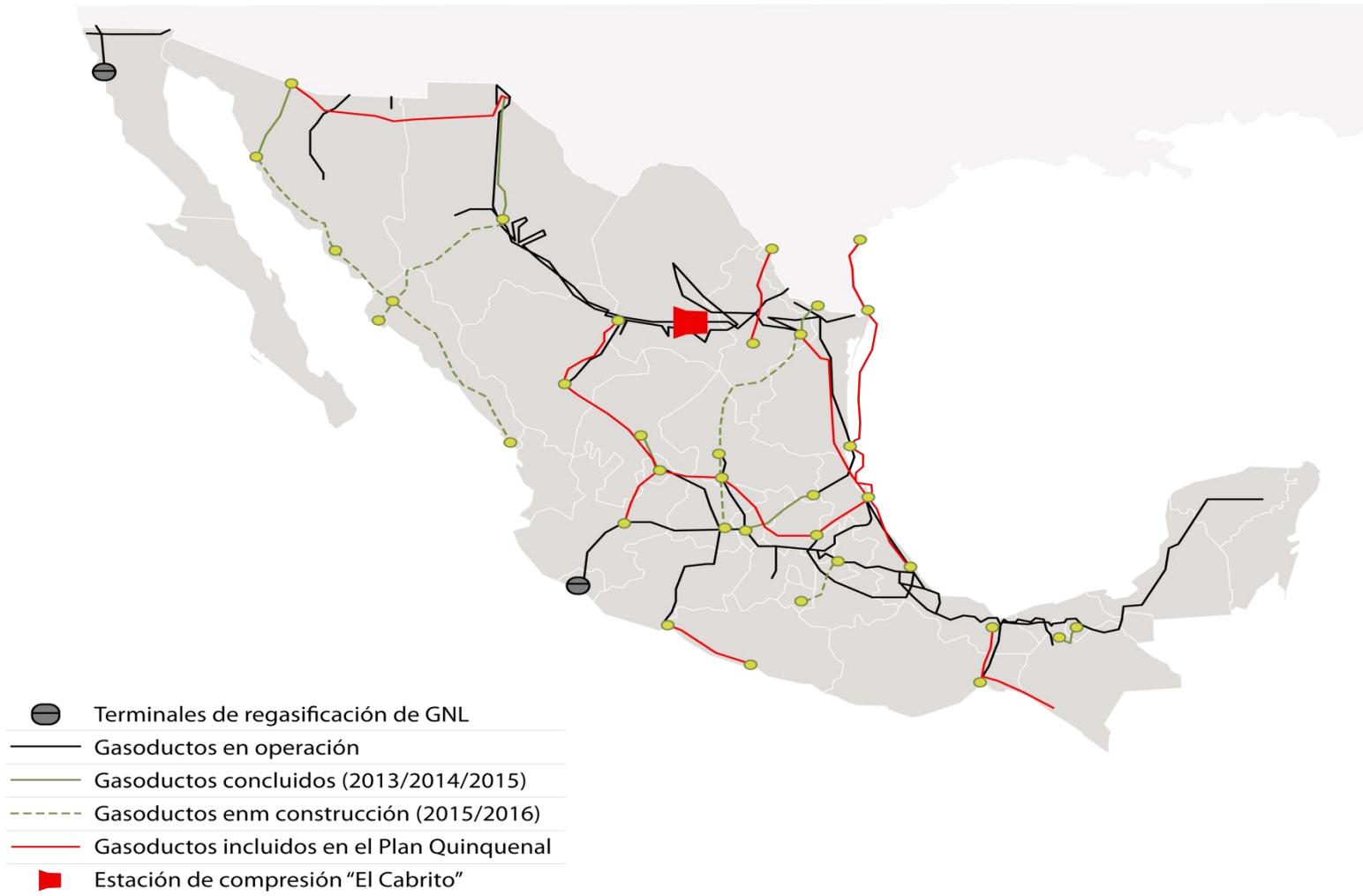


FIGURA 2. RED DE GASODUCTOS, ELABORACION PROPIA.

## 1.5 Red internacional de ductos.

Los ductos representan hoy en día el medio más importante y eficiente de transporte, ya que son capaces de llevar los hidrocarburos desde las áreas de producción, plantas de refinación, procesamiento hasta los puntos de distribución final. Es por ello que los ductos tienen un gran significado estratégico para la economía de cualquier país, ya que son los encargados de transportar los combustibles imprescindibles para la vida diaria, insustituibles para la mayoría de los procesos industriales y como materia prima para la elaboración de una gran variedad de productos que nos rodean. Ante la gran demanda de hidrocarburos a nivel nacional y mundial la prioridad de satisfacer las necesidades de combustible en cada país, ha exigido la construcción de nuevas líneas de ductos.

A continuación se mostraran algunos de los oleoductos más importantes a nivel mundial.

### 1.5.1 Ductos de África.

Oleoducto Greenstream	
<b>Ubicación:</b>	Libia – Italia
<b>Diámetro</b>	32 pulgadas
<b>Capacidad</b>	8 MMPCD
<b>Longitud:</b>	540 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 6,6 mil millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	Febrero 2002
<b>Inicio de operación:</b>	7 de octubre de 2004



TABLA 8. OLEODUCTO GREENSTREAM, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto Tazama	
<b>Ubicación:</b>	Tanzania – Zambia - Mafuta
<b>Diámetro</b>	8 y 12 pulgadas
<b>Capacidad</b>	1,1 millones de toneladas por año
<b>Longitud:</b>	1710 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 3.10 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	1968
<b>Inicio de operación:</b>	1965



TABLA 9. OLEODUCTO TAZAMA, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto Chad-Camerún	
<b>Ubicación:</b>	Chad-Camerún
<b>Diámetro</b>	30 pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	1.070 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 4.1 mil millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	18 de octubre de 2000
<b>Inicio de operación:</b>	junio de 2003

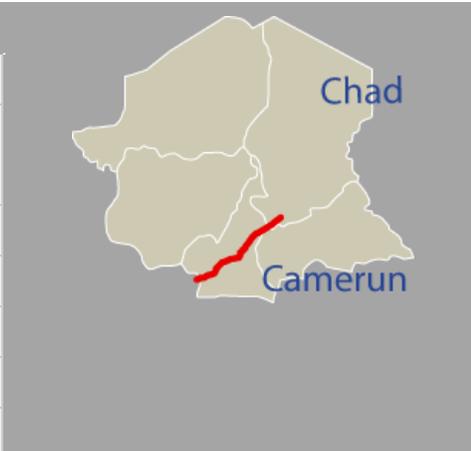


TABLA 10. OLEODUCTO CHAD-CAMERÚN, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto Magreb-Europa	
<b>Ubicación:</b>	Argelia- Marruecos -España – Portugal
<b>Diámetro</b>	48-28 y 22 pulgadas
<b>Capacidad</b>	8,6 mil millones de metros cúbicos (bcm) de gas natural al año
<b>Longitud:</b>	1620 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$2.3 billones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	principios de 1990
<b>Inicio de operación:</b>	1 de noviembre de 1996 La sección Argelia-Marruecos 9 de diciembre de 1996 La sección española 27 de febrero de 1997 La sección portuguesa



The map shows the route of the Magreb-Europe gas pipeline. It starts in Algeria, goes to Morocco, then to Spain, and finally to Portugal. The countries are labeled in Spanish: Argelia, Marruecos, España, and Portugal. The pipeline route is highlighted in red.

TABLA 11. GASODUCTO MAGREB-EUROPA, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto del Nilo	
<b>Ubicación:</b>	Sudan – Sudan del Sur
<b>Diámetro</b>	28 pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	1600 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1955
<b>Inicio de operación:</b>	18 de junio 1999



The map shows the route of the Nile oil pipeline. It starts in Sudan and goes to South Sudan. The countries are labeled in Spanish: Egipto, Sudan, Sudan del sur, and Etiopia. The pipeline route is highlighted in red.

TABLA 12. OLEODUCTO DEL NILO, ELABORACIÓN PROPIA.

## 1.5.2 Ductos de Asia.

Oleoducto Druzhba	
<b>Ubicación:</b>	Rusia - Letonia – Lituania - Bielorrusia – Ucrania – Eslovaquia – Rep. Checa – Polonia – Alemania
<b>Diámetro</b>	17 – 40 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	66.5 millones de toneladas por año
<b>Longitud:</b>	8900 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	400 millones de rublos (\$12.7 millones de dólares US)
<b>Inicio de obras:</b>	10 de diciembre de 1960
<b>Inicio de operación:</b>	15 de octubre de 1964



TABLA 13. OLEODUCTO DRUZHBA, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto Este-Oeste	
<b>Ubicación:</b>	China (Xinjiang - Shanghai)
<b>Diámetro</b>	34 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	2 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año.
<b>Longitud:</b>	8.704 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$22.570 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	2002
<b>Inicio de operación:</b>	1 de octubre de 2004



TABLA 14. GASODUCTO ESTE-OESTE, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhan (BTC)	
<b>Ubicación:</b>	Azerbaiyán – Georgia – Turquía
<b>Diámetro</b>	42 – 34 pulgadas
<b>Capacidad</b>	360 millones de barriles por año
<b>Longitud:</b>	1768 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$3900 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	abril de 2003
<b>Inicio de operación:</b>	10 de mayo de 2005



TABLA 15. OLEODUCTO BAKÚ-TIFLIS-CEYHAN (BTC), ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto Yamal–Europa	
<b>Ubicación:</b>	Rusia - Bielorrusia - Polonia - Alemania
<b>Diámetro</b>	56 pulgadas
<b>Capacidad</b>	33.000 millones de metros cúbicos (1,2 billones de pies cúbicos) de gas natural al año
<b>Longitud:</b>	2000 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$3.500 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	4 marzo 1994
<b>Inicio de operación:</b>	1997



TABLA 16. GASODUCTO YAMAL–EUROPA, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto de Asia Central-China (Turkmenistán-China)	
<b>Ubicación:</b>	Turkmenistán – Uzbekistán – Kazajistán – China
<b>Diámetro</b>	42 pulgadas
<b>Capacidad</b>	25.000 millones de metros cúbicos por año (880 × 109 pies cúbicos / pie)
<b>Longitud:</b>	1,833 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$7.300 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	30 de agosto de 2007
<b>Inicio de operación:</b>	12 de diciembre de 2009



TABLA 17. GASODUCTO DE ASIA CENTRAL-CHINA (TURKMENISTÁN-CHINA), ELABORACIÓN PROPIA.

### 1.5.3 Ductos de Europa.

Oleoducto Adria	
<b>Ubicación:</b>	Croacia - Serbia - Hungría - Eslovenia - Bosnia y Herzegovina.
<b>Diámetro</b>	20 pulgadas
<b>Capacidad</b>	10 millones de toneladas de petróleo al año
<b>Longitud:</b>	525 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 412 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	1984
<b>Inicio de operación:</b>	Finales de 1989



TABLA 18. OLEODUCTO ADRIA, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto BBL (línea Balgzand Bacton, BBL)	
<b>Ubicación:</b>	Holanda - Reino Unido
<b>Diámetro</b>	36 pulgadas
<b>Capacidad</b>	16 mil millones de metros cúbicos por año
<b>Longitud:</b>	235 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	500 millones de euros.
<b>Inicio de obras:</b>	14 de julio de 2005
<b>Inicio de operación:</b>	1 de diciembre de 2006.



The map shows the outline of Europe with a red line representing the BBL pipeline connecting the Netherlands (labeled 'HOLANDA') and the United Kingdom (labeled 'REINO UNIDO'). France is also labeled 'FRANCIA'.

TABLA 19. OLEODUCTO BBL (LÍNEA BALGZAND BACTON, BBL), ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto de Langeled (Britpipe)	
<b>Ubicación:</b>	Noruega - Reino Unido
<b>Diámetro</b>	42 – 44 pulgadas
<b>Capacidad</b>	25,5 mil millones de metros cúbicos
<b>Longitud:</b>	1,166 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	1,7 mil millones de euros
<b>Inicio de obras:</b>	Octubre 2003
<b>Inicio de operación:</b>	16 de octubre del 2006



The map shows the outline of Europe with a red line representing the Langeled gas pipeline connecting Norway (labeled 'NORUEGA') and the United Kingdom (labeled 'REINO UNIDO').

TABLA 20. GASODUCTO DE LANGELED (BRITPIPE), ELABORACIÓN PROPIA.

### Oleoducto del sur de Europa ( Lavera-Karlsruhe)

<b>Ubicación:</b>	Francia - Suiza - Alemania
<b>Diámetro</b>	34 pulgadas
<b>Capacidad</b>	35 millones de toneladas métricas al año
<b>Longitud:</b>	769 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1959
<b>Inicio de operación:</b>	1962-1963



TABLA 21. OLEODUCTO DEL SUR DE EUROPA (LAVERA-KARLSRUHE), ELABORACIÓN PROPIA.

### Oleoducto transalpino (TAL)

<b>Ubicación:</b>	Italia - Austria - Alemania
<b>Diámetro</b>	40 pulgadas
<b>Capacidad</b>	43 millones de toneladas de crudo por año
<b>Longitud:</b>	753 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 192 millones de dólares US.
<b>Inicio de obras:</b>	1963
<b>Inicio de operación:</b>	1967



TABLA 22. OLEODUCTO TRANSALPINO (TAL), ELABORACIÓN PROPIA.

### 1.5.4 Ductos de Oceanía

Bayu Undan - Darwin	
<b>Ubicación:</b>	Australia
<b>Diámetro</b>	26 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	1.6 millones de pies cúbicos por día
<b>Longitud:</b>	502 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$1.8 millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	junio de 2003
<b>Inicio de operación:</b>	febrero de 2006 por ConocoPhillips



TABLA 23. BAYU UNDAN - DARWIN. ELABORACIÓN PROPIA.

Ducto del Este de Australia	
<b>Ubicación:</b>	Australia ( Longford a Sydney )
<b>Diámetro</b>	26 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	797 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	2000
<b>Inicio de operación:</b>	Enero 2003



TABLA 24. DUCTO DEL ESTE DE AUSTRALIA, ELABORACIÓN PROPIA.

GASODUCTO TASMANIA	
<b>Ubicación:</b>	Longford (Australia)-Bridgewater (Tasmania )
<b>Diámetro</b>	25-30 y 48 pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	740 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	2000
<b>Inicio de operación:</b>	Agosto del 2002



TABLA 25. GASODUCTO TASMANIA, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto The Goldfields	
<b>Ubicación:</b>	Australia
<b>Diámetro</b>	14-16 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	1378 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1922
<b>Inicio de operación:</b>	Septiembre 1994



TABLA 26. GASODUCTO THE GOLDFIELDS, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto Dampier Bumbury	
<b>Ubicación:</b>	Australia
<b>Diámetro</b>	26 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	Desconocido
<b>Longitud:</b>	1789 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1982
<b>Inicio de operación:</b>	1985



TABLA 27. GASODUCTO DAMPIER BUMBURY, ELABORACIÓN PROPIA.

### 1.5.5. Ductos de América

Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL)	
<b>Ubicación:</b>	Bolivia - Brasil
<b>Diámetro</b>	24- 32 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	11.000 millones de metros cúbicos al año (390 mil millones de pies cúbicos por año)
<b>Longitud:</b>	3.150 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 2,15 mil millones de dólares US.
<b>Inicio de obras:</b>	Octubre 1997
<b>Inicio de operación:</b>	junio de 1999



TABLA 28. GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL (GASBOL), ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto Rockies Express	
<b>Ubicación:</b>	Estados Unidos
<b>Diámetro</b>	36 – 42 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	3,6 mil millones de pies cúbicos por día (37 mil millones de metros cúbicos por año)
<b>Longitud:</b>	2,702 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	\$ 5 mil millones de dólares US
<b>Inicio de obras:</b>	Febrero 2006
<b>Inicio de operación:</b>	Enero 2015 en su totalidad



TABLA 29. OLEODUCTO ROCKIES EXPRESS, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto Libertador General San Martín	
<b>Ubicación:</b>	Argentina
<b>Diámetro</b>	24 - 30 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	1.2 mil millones de pies cúbicos por día
<b>Longitud:</b>	3,756 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1965
<b>Inicio de operación:</b>	1978



TABLA 30. GASODUCTO LIBERTADOR GENERAL SAN MARTIN, ELABORACIÓN PROPIA.

Gasoducto TransCanada	
<b>Ubicación:</b>	Canadá (Alberta - Quebec)
<b>Diámetro</b>	48 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	300.000 barriles por día
<b>Longitud:</b>	3,227 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	Desconocido
<b>Inicio de obras:</b>	1956
<b>Inicio de operación:</b>	10 de octubre de 1958



TABLA 31. GASODUCTO TRANSCANADA, ELABORACIÓN PROPIA.

Oleoducto Keystone	
<b>Ubicación:</b>	Canadá y Estados Unidos
<b>Diámetro</b>	30 Pulgadas
<b>Capacidad</b>	0,86 millones de barriles por día
<b>Longitud:</b>	3,456 kilómetros
<b>Valor aproximado:</b>	US \$ 5,2 mil millones
<b>Inicio de obras:</b>	12 de agosto de 2009
<b>Inicio de operación:</b>	enero de 2014 en su totalidad



TABLA 32. OLEODUCTO KEYSTONE, ELABORACIÓN PROPIA.

---

## Capítulo 2 Diseño de tuberías.

---

En este capítulo se determinarán los factores que se consideran para el diseño de una tubería como son las **propiedades físicas del fluido** (densidad, viscosidad, tensión superficial, fuerza de cohesión, etc.), **el tipo de régimen de flujo** (flujo laminar, flujo crítico o transitorio y flujo turbulento), las características del material de la tubería (rugosidad, diámetro, longitud, etc.), y **la relación que existe entre la tubería y el fluido** (Fig.3).

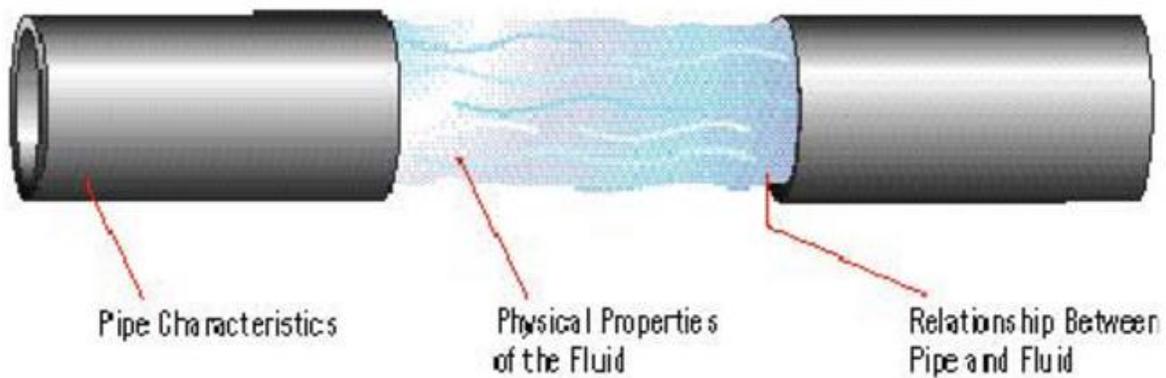


FIGURA 3. PROPIEDADES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UN OLEODUCTO Y/O GASODUCTO.

### 2.1 Fluidos.

Los fluidos son sustancias que ceden inmediatamente a cualquier fuerza que altere su forma; también se pueden definir como una sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a un *esfuerzo cortante*, sin importar que tan pequeño sea el esfuerzo.

Los fluidos no tienen una forma definida, por lo cual, suelen tomar la forma del recipiente que los contiene.

Para poder determinar los tipos de fluidos existentes es necesario definir dos conceptos previos; ***esfuerzo de corte y velocidad de corte.***

### 2.1.1 Esfuerzo de corte.

Se define como el esfuerzo que es aplicado paralela o tangencialmente a la cara del material, éste se opone a la fuerza normal, el cual esta aplicado de manera perpendicular, matemáticamente tiene las misma unidades que la presión (Ec.1).

$$\tau = \frac{Fuerza}{Area} \dots (Ec. 1)$$

Donde:

$\tau \rightarrow$  Esfuerzo de corte  $(N/m^2)$

### 2.1.2 Velocidad de corte.

La velocidad de corte se deriva de la relación entre el esfuerzo de corte por la velocidad de flujo y la pérdida de energía (ecuación de Darcy-Weisbah), que experimenta debido a su desplazamiento.

### 2.1.3 Clasificación de los fluidos.

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

Considérese un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido (Fig.4). Las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas, supóngase que las placas superiores están moviéndose con una velocidad  $u_x + du_x$ , en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad  $u_x$ . Así, la velocidad de flujo adyacente a las placas es la misma que la velocidad de estas.

Por lo cual el fluido está sujeto a una deformación  $du/dy$  a la cual se le considera como el gradiente de la velocidad de corte ( $\gamma$ ). En tanto que la fuerza de corte ( $F$ ) por unidad de área ( $A$ ), impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominado esfuerzo de corte ( $\tau$ ).

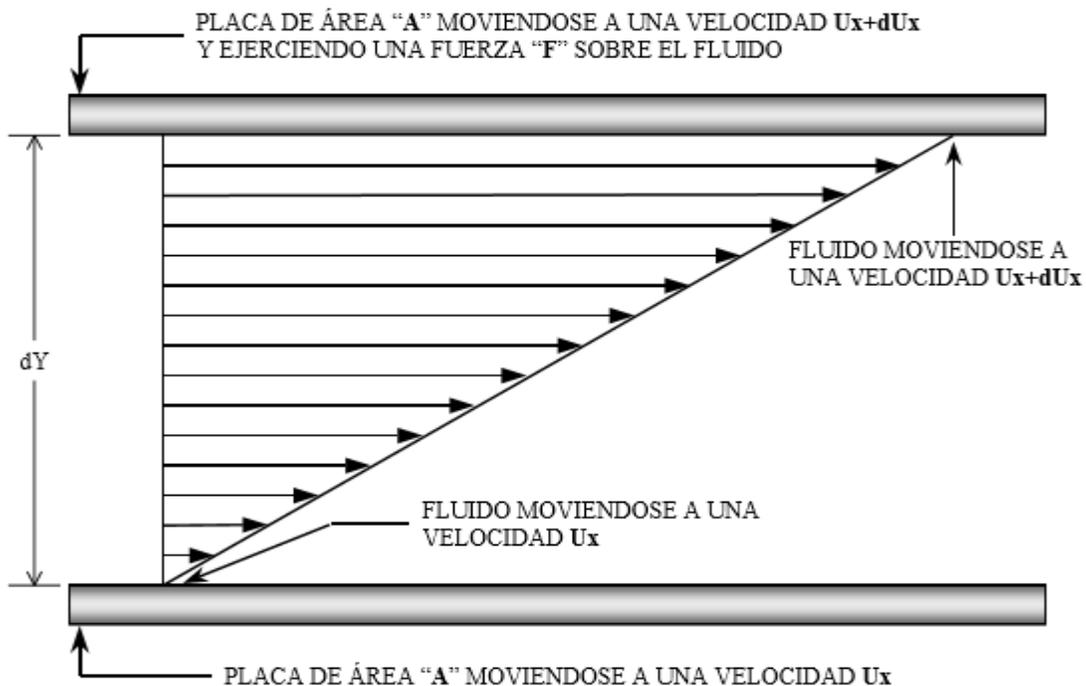


FIGURA 4. RESPUESTA DE UN FLUIDO A LA ACCIÓN DE UN ESFUERZO CORTANTE.

Por lo tanto, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte resultante (Ec. 2).

$$\tau = f(\gamma) \dots (\text{Ec. 2})$$

De acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como fluidos Newtonianos y fluidos no-Newtonianos (Alejandro, 2012).

#### 2.1.4 Fluidos Newtonianos.

Los fluidos Newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de corte inducida (Fig.5) (Alejandro, 2012).

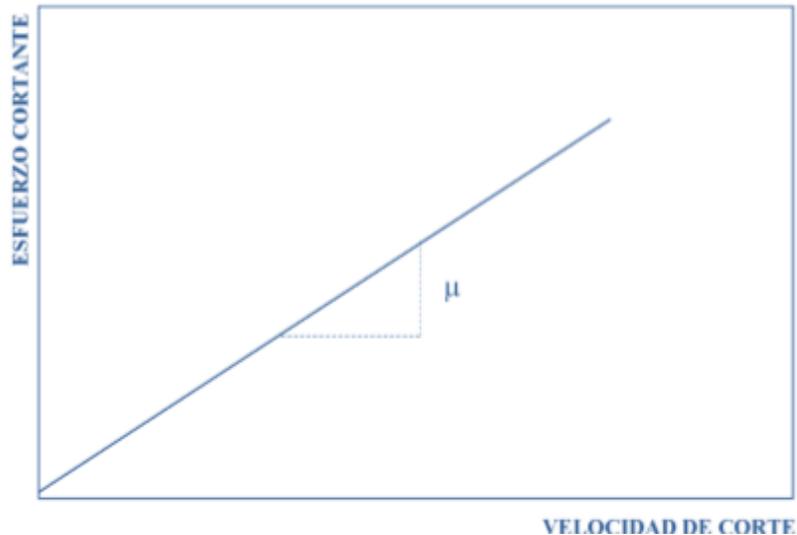


FIGURA 5. COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO NEWTONIANO.

### 2.1.5 Fluidos no Newtonianos.

Los fluidos no Newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton. En este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte (Alejandro, 2012).

## 2.2 Propiedades físicas de los fluidos.

El determinar las propiedades físicas de los fluidos que se transportaran, ayudan a calcular el diámetro adecuado que debe de tener la tubería; permite conocer el material del que tendrá que estar hecho; la distancia a la cual se colocaran aditamentos como bombas y/o compresores, según sea el caso del fluido que se transporte gas y/o crudo.

### 2.2.1 Viscosidad absoluta o dinámica.

La viscosidad ( $\mu$ ) es la resistencia que opone un fluido en general al movimiento o flujo, ésta variará dependiendo del tipo de fluido que se transporte y de la temperatura a la que esté sometida.

La viscosidad de un gas aumenta con el incremento en la temperatura, mientras que la viscosidad de un líquido disminuye. Este comportamiento que tienen los

fluidos con respecto a la variación de temperatura puede explicarse considerando que la resistencia de un fluido al esfuerzo de corte depende de su **fuerza de cohesión** y del grado de **trasferencia de cantidad de movimiento** de sus moléculas (Domínguez, 2009).

Sus unidades son el *poise* (unidad llamada así por el científico Francés Poiseuille)

$$1 \text{ poise} = \frac{1 \text{ dina} * \text{segundo}}{\text{cm}^2} \dots (\text{Ec. 3})$$

### 2.2.2 Viscosidad Cinemática.

Es la relación entre la viscosidad dinámica o absoluta ( $\mu$ ) y la densidad ( $\rho$ ) del fluido que se transporta (Ec. 4).

$$v = \frac{\text{viscosidad absoluta}}{\text{densidad}} \dots (\text{Ec. 4})$$

Donde:

$v \rightarrow$ Viscosidad cinemática.

En el sistema internacional (S.I.) la unidad de viscosidad cinemática es el metro cuadrado por segundo ( $m^2/s$ ). La unidad en el sistema CGS (centímetros, gramos segundos) es el stoke (St), con dimensiones de centímetro cuadrado por segundo ( $cm^2/seg$ ) (Domínguez, 2009).

$$1 \text{ Stoke} = \frac{1 \text{ cm}^2}{\text{segundo}} \dots (\text{Ec. 5})$$

### 2.2.3 Densidad.

La densidad ( $\rho$ ) es una propiedad intensiva<sup>8</sup> de la materia que relaciona la masa ( $m$ ) de un sustancia y su volumen ( $V$ ) a través del cociente entre estas dos cantidad (Ec. 6). La unidad de densidad en el sistema internacional. (S.I.) es el kilogramo por metro cubico ( $Kg/m^3$ ).

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} \dots (Ec. 6)$$

Donde

$\rho \rightarrow$  Densidad ( $Kg/m^3$ ).

### 2.2.4 Densidad relativa.

Es una medida relativa de la densidad, como la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tomada en cuenta al sentar las bases para el peso específico. La densidad relativa de un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a condiciones atmosféricas (60 °F) (Ec. 7).

Las unidades de la densidad relativa son adimensionales (sin unidades)

$$\gamma_L = \frac{\rho_{\text{del fluido}}}{\rho_{\text{del fluido de referencia (Agua)}}} \dots (Ec. 7)$$

Donde:

$\gamma_L \rightarrow$  Densidad relativa del líquido.

La densidad relativa de los gases se define como la relación entre su peso molecular y el del aire, o como la relación entre la constante individual del aire y la del gas (Ec. 8).

$$\gamma_g = \frac{M_{(gas)}}{M_{(Aire)}} \dots (Ec. 8)$$

---

<sup>8</sup> Propiedad intensiva. Una propiedad intensiva es aquella que no depende de la cantidad de masa, por ejemplo la temperatura, la densidad, la presión, la densidad, la viscosidad, etc.

Donde:

$\gamma_g$  → Densidad relativa del gas.

$M$  → Peso molecular.

Para determinar la densidad, en la industria petrolera se utiliza la escala °API (Ec. 9).

$$\gamma = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \dots (\text{Ec. 9})$$

Físicamente la densidad °API da una idea de la composición del crudo<sup>9</sup> (Tabla.33), que será más ligero cuando mayor es su grado y el cual tendrá mayor proporción de destilados ligeros favorable para la obtención de productos como gasolinas y gasóleo.

<b>Aceite Crudo</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad °API</b>	<b>Crudo Mexicano</b>	<b>Densidad °API</b>
<b>Extrapesado</b>	>1.0	<10.0		
<b>Pesado</b>	1.0-0.92	10.0°-22.3°	Altamira Maya	15.5°-16.5° 22°
<b>Mediano</b>	0.92-0.87	22.3°-31.1°		
<b>Ligero</b>	0.87-0.83	31.1°-39°	Itsmo	33.6°
<b>Superligero</b>	< 0.83	>39°	Olmecca	39.3°

TABLA 33. CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE PETRÓLEO, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO (I.M.P.), ELABORACIÓN PROPIA.

<sup>9</sup>Existen dos crudos de referencia para el mercado internacional, el West Texas Intermediate (W.T.I) con una densidad de 39.6 °API o 0.827 su gravedad específica el cual sirve como referencia principalmente para el mercado Americano, y el Brent el cual tiene una densidad de 38.3 °API o 0.835 su gravedad específica, este es principalmente el crudo de referencia para países Europeos.

### 2.2.5 Fuerzas de cohesión.

Las fuerzas de cohesión son las fuerzas intermoleculares que le permiten a una sustancia existir como tal.

Cuando la temperatura de un líquido aumenta la fuerza de cohesión disminuye y en un gas la fuerza de cohesión aumenta.

### 2.2.6 Tensión superficial.

Es la fuerza que se requiere para mantener intacta la interface entre dos fluidos por unidad de longitud (Domínguez, 2009), entre más pequeña sea el área de contacto la tensión superficial será menor, las unidades son (Ec. 10):

$$\sigma = \frac{dI_{na}}{cm}, \frac{Kg_f}{cm}, \frac{N}{m} \dots (Ec. 10)$$

$\sigma \rightarrow$  Tensión superficial

### 2.2.7 Compresibilidad.

La compresibilidad ( $C$ ) de cualquier fluido (líquido y/o gas) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el grado en el que cambia el volumen del fluido con respecto a un cambio en la presión (Ec. 11).

$$C = - \frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dp} \right)_T \dots (Ec. 11)$$

## 2.3 Ecuaciones básicas para el diseño de una tubería.

Son tres los factores que se deben de considerar cuando se realiza el diseño de tuberías para el transporte de hidrocarburos (Fig.6).

- La longitud de la tubería ( $L$ ).
- La rugosidad relativa de la superficie interna de la pared de la tubería.
- El diámetro interno de la tubería ( $Di$ ).

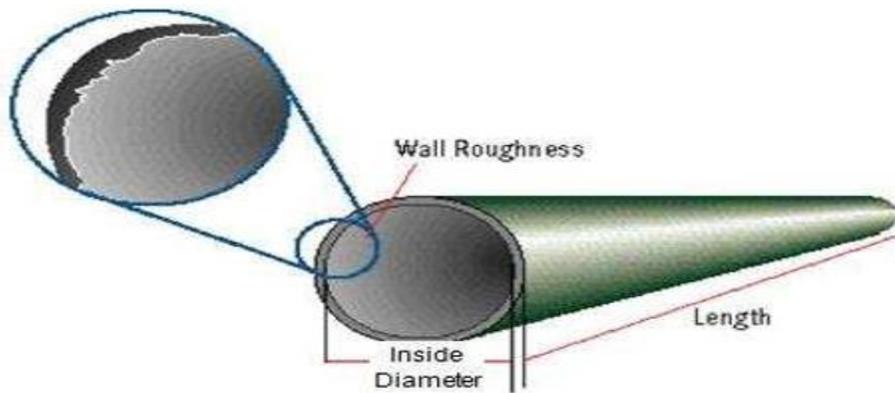


FIGURA 6. PROPIEDADES FÍSICAS DE LA TUBERÍA QUE SE CONSIDERAN PARA SU DISEÑO

### 2.3.1 Longitud de la tubería.

La longitud de un segmento de un ducto afecta la caída total de presión a lo largo de ese segmento. Entre mayor sea la longitud de un segmento en un ducto, mayor será la caída de presión total a través de ese segmento. Por lo cual, la pérdida de presión por fricción para una tasa de flujo dada varía directamente proporcional con la distancia entre dos estaciones (Fig.7).

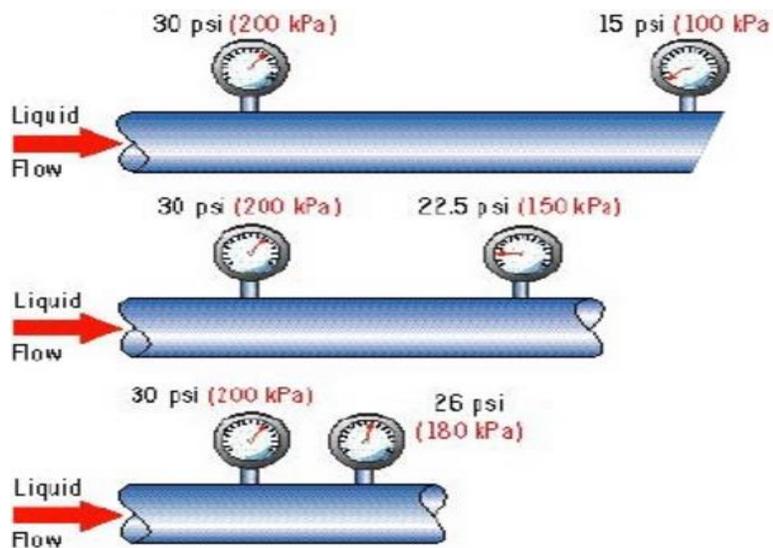


FIGURA 7. REPRESENTACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LA LONGITUD DE UNA TUBERÍA.

### 2.3.2 Rugosidad interna de la tubería.

Conocer la rugosidad interna de una tubería nos permite determinar el factor de fricción el cual es calculado mediante la correlación del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería con la fricción del fluido dentro de esta. Usualmente, los factores de fricción son obtenidos de graficas (Diagrama de Moody), los cuales relaciona el factor de fricción ( $f$ ), con la correlación del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la pared interna de la tubería (Ec. 12).

La rugosidad relativa de la pared interna de la tubería no es más que la relación de la rugosidad absoluta ( $\varepsilon$ ), la cual relaciona el tamaño de las imperfecciones (protuberancias) y el diámetro interno ( $D$ ) de la tubería (Fig.8).

$$\text{Rugosidad relativa} = \frac{\varepsilon}{D} \dots (\text{Ec. 12})$$

Donde:

$\varepsilon \rightarrow$  Rugosidad absoluta de la superficie de la pared de la tubería (*in*)

$D \rightarrow$  Diámetro interno de la tubería (*in*).

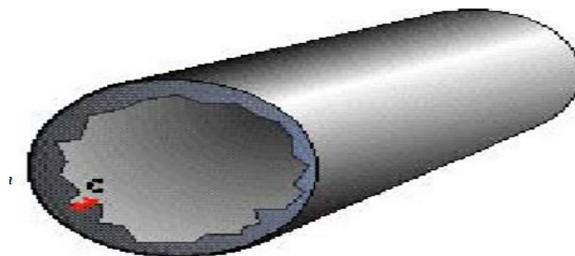


FIGURA 8. REPRESENTACIÓN DE LA RUGOSIDAD RELATIVA.

### 2.3.3 Diámetro interno de la tubería.

La pérdida de presión debida a la fricción está relacionada con el diámetro interno de la tubería. Cuando el diámetro interno de la tubería disminuye, la pérdida de presión debida a la fricción se incrementa drásticamente siempre y cuando el diámetro más pequeño al igual que el más grande esté manejando el mismo flujo (Fig.9).

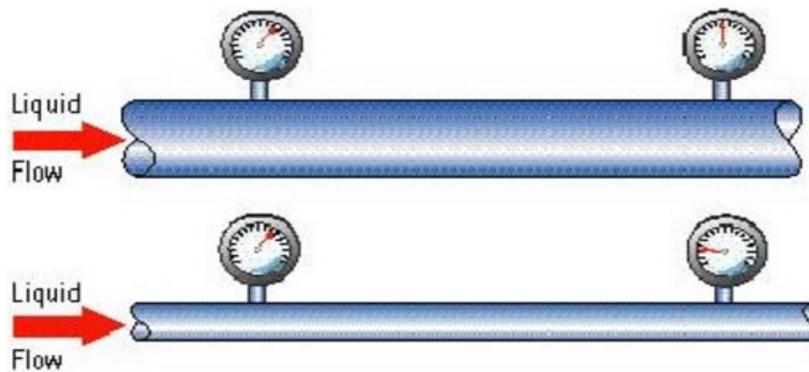


FIGURA 9. REPRESENTACIÓN DE TUBERÍAS CON DIFERENTE DIÁMETRO.

En los siguientes subtemas se detallan las ecuaciones básicas que se consideran para poder llevar a cabo el diseño adecuado de los ductos, se parte de la ecuación de Bernoulli, la cual nos indica las caídas de presión existentes dentro de la tubería, la correlación del Reynolds para establecer el tipo de flujo, las ecuaciones de Darcy-Weisbah y Colebrook para determinar pérdida de presión por fricción.

### 2.3.4 Ecuación de Bernoulli.

La ecuación de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de energía al flujo de fluidos en tuberías.

De acuerdo con la ley de la conservación de la energía tenemos que (Ec. 13):

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \dots (Ec. 13)$$

Donde:

$\Delta W_f$  = Perdidas de energía por fricción.

$\Delta W_s$  = Perdidas de energía por trabajo externo.

$E_1$  = Energía por unidad de masa en la posición 1 ( $lb_f - pie/lb_m$ ).

$E_2$  = Energía por unidad de masa en la posición 2 ( $lb_f - pie/lb_m$ ).

La energía de expansión ( $E_e$ ) esta dada por (Ec. 14):

$$E_e \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left( \frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left( \frac{pie^3}{lb_m} \right) = p * V \dots (Ec. 14)$$

Donde:

$V \rightarrow$  Volumen específico.

Energía Potencial ( $E_p$ ) (Ec. 15)

$$E_p = \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left( \frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left( \frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} * h \dots (Ec. 15)$$

Donde:

$g_c$  = Factor de conversión en la segunda ley de Newton = 32.174 ( $lb_m - pie/lb_f - seg^2$ )

Energía cinética (Ec. 16)

$$E_c = \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{V^2}{2} \dots (Ec. 16)$$

Al suministrar la energía correspondientes a las posiciones tenemos que (Ec. 18)

$$p_1 * V_{e1} + \left( \frac{g}{g_c} * h_1 \right) + \frac{v_1^2}{2 * g_c} + \Delta W_s = p_2 * V_{e2} + \left( \frac{g}{g_c} * h_2 \right) + \frac{v_2^2}{2 * g_c} \dots (Ec. 17)$$

$$V_e * \Delta p + \left(\frac{g}{g_c} * \Delta h\right) + \frac{\Delta v^2}{2 * g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \dots (Ec. 18)$$

Donde

$V_e \rightarrow$  Volumen específico del fluido.

Multiplicando la ecuación (Ec.20) por  $(\rho/\Delta L)$  y considerando despreciable las pérdidas de energía por trabajo externo, se obtiene (Ec. 19):

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \left(\frac{g}{g_c}\right) \left(\frac{\Delta h}{\Delta L}\right) + \rho \left(\frac{\Delta v^2}{2 * g_c * \Delta L}\right) + \rho \left(\frac{\Delta W_f}{\Delta L}\right) = 0 \dots (Ec. 19)$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se obtiene (Ec. 20).

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \left(\frac{g}{g_c}\right) \left(\frac{\Delta h}{\Delta L}\right) + \rho \left(\frac{\Delta v^2}{2 * g_c * \Delta L}\right) + \rho \left(\frac{\Delta W_f}{\Delta L}\right) \dots (Ec. 20)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir regularmente como (Ec. 21):

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots (Ec. 21)$$

Para realizar el diseño de las tuberías es necesario calcular la pérdida de energía y las caídas de presión. Para determinar dichos factores es necesario conocer el régimen de flujo que existirá durante el trayecto en los conductos a presión.

### 2.3.5 Numero de Reynolds.

El número de Reynolds recibe su nombre de Osborne Reynolds, quien en 1883 propuso dicha ecuación (Ec. 22), la cual es un número adimensional que expresa la relación de las fuerzas de inercia y las de viscosidad, utilizado en mecánica de fluidos para caracterizar el transporte por medio de tuberías. El número de Reynolds distingue entre los tipos de régimen de flujo, tales como el laminar o turbulento.

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\mu} \dots (Ec. 22)$$

Donde:

$\rho$  → Densidad del fluido

$V$  → Velocidad crítica o media en (m/s eg.)

$D$  → Diametro de la tubería a través del cual circula el fluido (m)

$\mu$  → Viscosidad dinámica del fluido (Kg \* seg./m<sup>2</sup>)

Dependiendo del valor del número de Reynolds, se tendrán distintos tipos de flujo como se muestra en Tabla.34.

Régimen de flujo	Valores de $N_{Re}$
Flujo Laminar	$N_{Re} < 2,300$
Flujo Transitorio	$2,300 < N_{Re} < 3,100$
Flujo Turbulento	$N_{Re} > 3,100$
Turbulento Medio	$N_{Re} < 10,000$
Francamente Turbulento	$N_{Re} > 10,000$

TABLA 34. TIPOS DE RÉGIMEN DE FLUJO, APUNTES DE MECÁNICA DE FLUIDOS 2009, ELABORACIÓN PROPIA.

Siendo el flujo turbulento el más común de encontrar en el transporte de hidrocarburos.

### 2.3.5.1 Flujo laminar.

Un fluido laminar está asociado con velocidades de fluidos de magnitud pequeña y la cual se caracteriza por una apariencia lisa. El flujo laminar en una tubería tiene una distribución lisa y parabólica (Fig.10).

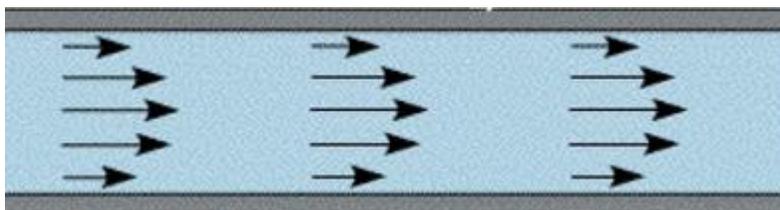


FIGURA 10. ESQUEMA DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO LAMINAR.

### 2.3.5.2 Flujo turbulento.

El flujo turbulento se caracteriza por una apariencia de flujo, un mezclado intenso e inestable (Fig.11). El flujo turbulento se distribuye de manera casi uniforme a través de la tubería, debido a que el fluido a alta velocidad es transportado mediante remolinos turbulentos a través de los conductos de alta presión hacia la región de baja velocidad cerca de la pared, y la baja velocidad en la pared es transportado hacia el centro de la tubería, efectuando una distribución de velocidad casi uniforme, por lo cual la velocidad en cualquier punto de la tubería fluctuara con el tiempo, así que el flujo es inestable.

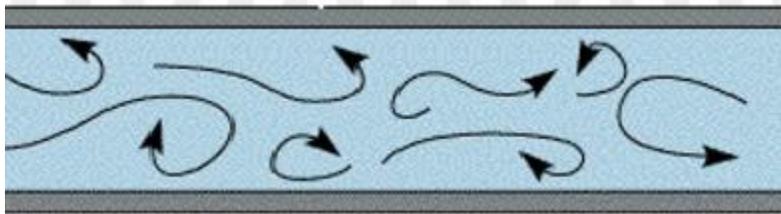


FIGURA 11. ESQUEMA DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO TURBULENTO.

En general los flujos laminares en tuberías están asociados con las bajas velocidades y el flujo turbulento se asocia con las altas velocidades.

### 2.3.6 Factor de Fricción ( $f$ )

La forma para poder determinar el factor de fricción dependerá principalmente del tipo de flujo que este viajando por la tubería. Para flujo laminar ( $N_{Re} < 2,300$ ) el cálculo de dicho factor está relacionado sólo con el número de Reynolds (Ec. 23).

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots (Ec. 23)$$

Para determinar el factor de fricción en un régimen de flujo turbulento medio ( $3,100 < N_{Re} < 10,000$ ), no sólo dependerá del número de Reynolds, sino también del factor de rugosidad de la tubería ( $\varepsilon$ ) para poder determinar el factor de fricción será necesario hacerlo mediante iteraciones. La ecuación (Ec. 24) fue planteada y desarrollada por Colebrook en 1939 para poder determinar dicho factor.

$$f = \left[ -2 \log_{10} \left[ \left( \frac{1}{3.7} \right) \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) + \left( \frac{2.51}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right] \right]^{-2} \dots (Ec. 24)$$

Donde:

$D \rightarrow$  Diámetro ( $pg$ )

$\varepsilon \rightarrow$  Rugosidad ( $pg$ )

$N_{Re} \rightarrow$  Numero de Reynolds ( $adm$ )

$f \rightarrow$  Factor de fricción ( $adm$ )

Si el flujo es francamente turbulento ( $N_{Re} > 10,00$ ) utilizaremos la siguiente ecuación para determinar el factor de fricción. (Ec. 25)

$$f = 1,14 - 2 \log_{10} \left( \frac{\varepsilon}{D} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \dots (Ec. 25)$$

Si el régimen es transitorio ( $2,300 < N_{Re} < 3,100$ ) utilizaremos la siguiente ecuación para poder determinar el factor de fricción (Ec. 26).

$$f = \frac{N_{Re} - 2,300}{2,300} \times \left[ \frac{1.3521}{\left[ 2.3026 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{3100 \sqrt{f}} \right) \right]^2} \right] + 0.032 \dots (Ec. 26)$$

Como se puede observar para calcular el factor de fricción, para flujo transitorio y turbulento (medio o francamente turbulento), se pide determinar el factor de rugosidad ( $\varepsilon$ ).

El factor de rugosidad es un parámetro que se determina de pruebas de laboratorio, en la cual se relaciona la altura de sus protuberancias.

En seguida se muestran los factores de rugosidad más importantes (Tabla. 35)

Tipo de Tubería	Rugosidad ( $\epsilon$ ) ( $\rho g$ )
Tubería estriada	0.00006
Tubería de producción o perforación	0.0006
Tubería de escurrimiento	0.0007
Tuberías Galvanizadas	0.006

TABLA 35. FACTORES DE RUGOSIDAD.

### 2.3.7 Pérdida de carga por fricción ( $h_f$ )

Para determinar la pérdida de carga por fricción de un fluido en una tubería, se usará la expresión planteada por Darcy-Weisbach.

En un diseño se busca establecer la relación de la pérdida de carga ( $h_f$ ) con las propiedades de los fluidos, la velocidad, el diámetro, la longitud y el tipo de material de la tubería.

La ecuación para determinar la pérdida de carga en una tubería es (Ec. 27):

$$h_f = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g} \dots (Ec. 27)$$

Donde  $\frac{V^2}{2g}$  se, conoce como la velocidad de la pérdida de carga. El resto de la ecuación es básicamente el componente de fricción por unidad de longitud de la tubería.

### 2.3.8 Diagrama de Moody.

El diagrama de Moody es la representación gráfica en escala doblemente logarítmica del factor de fricción en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de una tubería (Fig.12).

Dicho diagrama junto con la ecuación de pérdida de energía, son importantes para poder realizar el diseño tuberías.

En el caso de flujo laminar, el factor de fricción depende únicamente del número de Reynolds. Para flujo turbulento, el factor de fricción depende tanto del número de

Reynolds como de la rugosidad de la tubería, por eso en este caso se representan mediante una familia de curvas, una para cada valor del parámetro  $k/D$  donde  $k$  es el valor de rugosidad absoluta, es decir la longitud de la rugosidad directamente medible en la tubería.

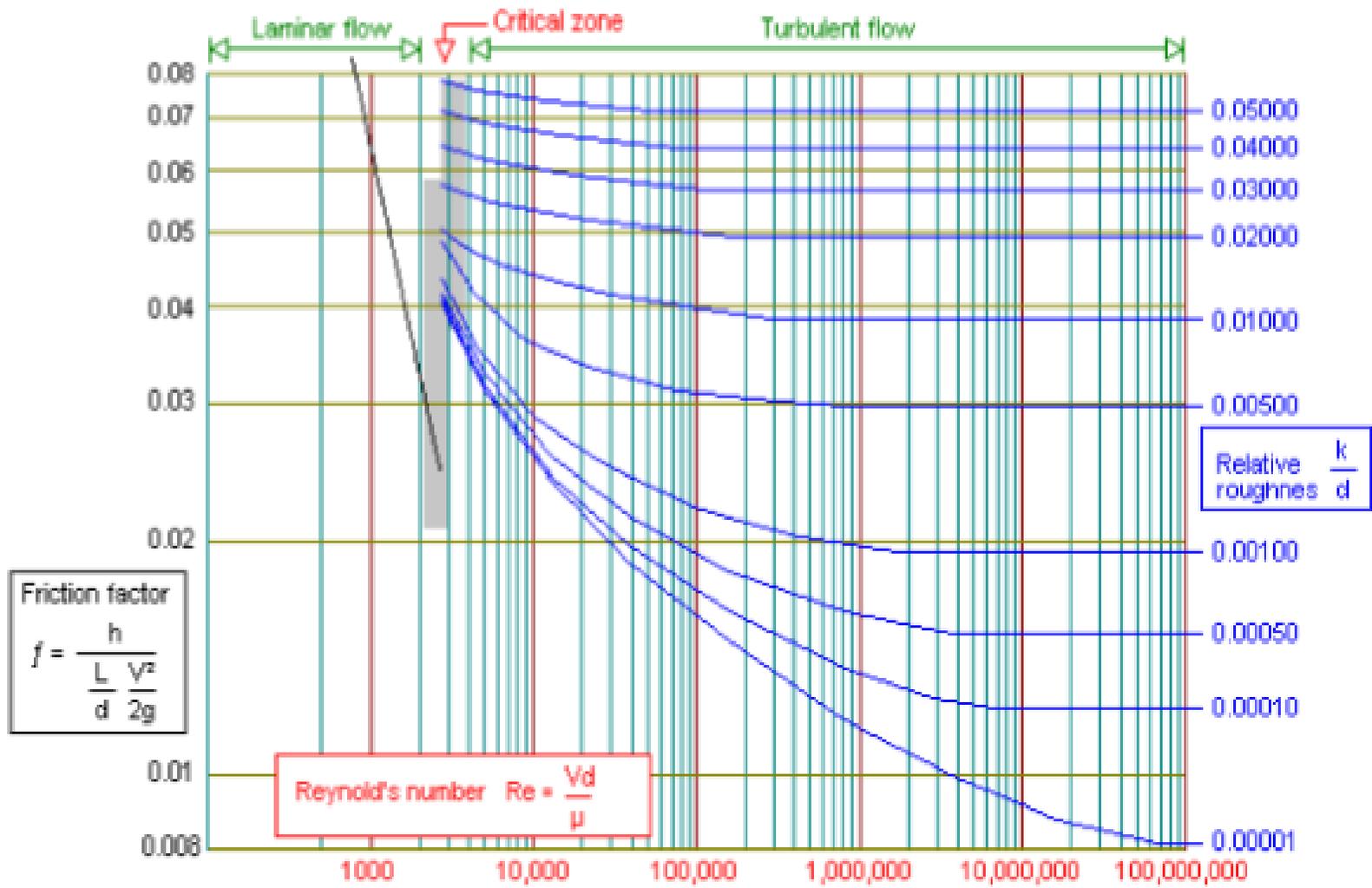


FIGURA 12. DIAGRAMA DE MOODY PARA DETERMINAR EL NÚMERO DE REYNOLDS

## 2.4 Flujo Multifásico.

Para poder transportar hidrocarburos, PEMEX y las empresas privadas deben de tender líneas de ductos que sean capaces de poder distribuir hidrocarburos desde el centro de procesamiento hasta el consumidor final.

México cuenta con terrenos sinuosos, por lo cual es importante determinar las caídas de presión, mediante correlaciones en tuberías horizontales e inclinadas, siendo objeto de este estudio las segundas.

### 2.4.1 Colgamiento de líquido.

El colgamiento de líquido ( $H_L$ ) se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería, con respecto al volumen total de la tubería aludida (Ec. 28)(Fig.13).

$$H_L = \frac{v_{ls}}{v_s} \dots (Ec. 28)$$

Donde:

$v_{ls}$  → volumen de líquido en un segmento de tubería

$v_s$  → volumen del segmento de tubería

$H_L$  → Colgamiento de líquido.

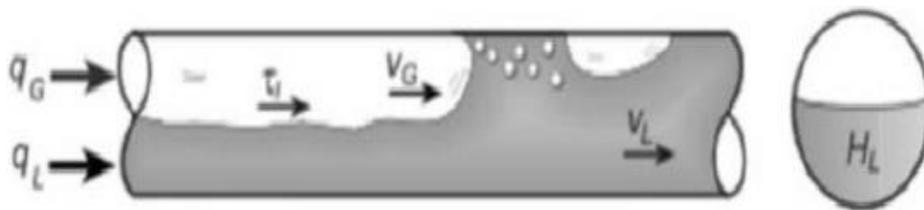


FIGURA 13. ESQUEMA QUE REPRESENTA EL COLGAMIENTO DE LAS FASES LIQUIDO/GAS.

La relación del volumen dependerá de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería (Tabla.36), si la mezcla es homogénea, dicho fenómeno será considerado despreciable. El colgamiento de líquido ocurre cuando la fase líquida dentro de la tubería viaja a una menor velocidad que la fase gaseosa provocando así el **resbalamiento entre fases**.

Valores del colgamiento	Tipo de flujo
$H_L = 0$	El flujo es todo gas.
$H_L = 1$	El flujo es todo líquido.

TABLA 36. VALORES DEL COLGAMIENTO DE LOS TIPOS DE FLUJO.

### 2.4.2 Colgamiento de gas.

Es el volumen remanente ocupado por el gas, en un flujo bifásico (gas / líquido), y es igual a la unidad menos el colgamiento del líquido (Ec. 29).

$$H_G = 1 - H_L \dots (Ec. 29)$$

Donde:

$H_G \rightarrow$  Colgamiento de gas.

### 2.4.3. Resbalamiento.

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases (Fig. 14). El resbalamiento entre fases en el flujo multifásico en tuberías se da a cualquier ángulo de inclinación, puede ser:

- Debido a la compresibilidad entre el gas y el líquido, que hace que el gas expandió viaje a mayor velocidad que el líquido.
- Debido a la resistencia al flujo por fricción, la cual es menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.
- Debido a la segregación gravitacional la cual ocasiona que el líquido viaje a menor velocidad que el gas cuando el flujo es ascendente, y a mayor velocidad cuando el flujo es descendente.

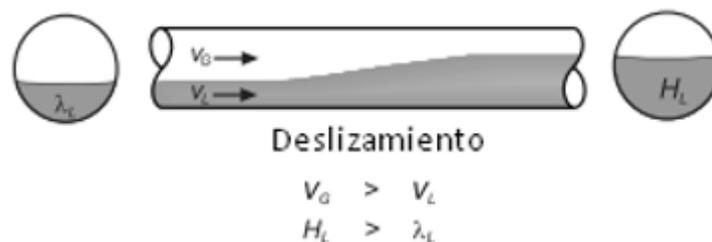


FIGURA 14. ESQUEMA DEL RESBALAMIENTO ENTRE FASES.

#### 2.4.4. Colgamiento sin resbalamiento.

Se define igual que el colgamiento ( $H$ ), solo que el colgamiento sin resbalamiento, considera que la fase líquida y gaseosa viajan a una misma velocidad (Fig.15), por lo cual no existe un resbalamiento (Ec. 30)

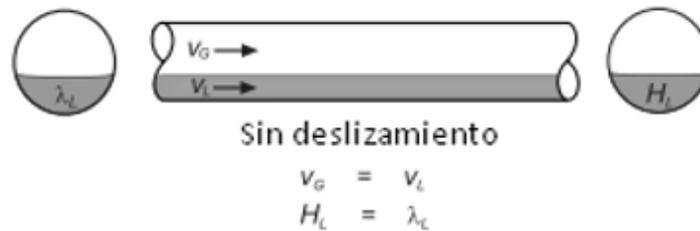


FIGURA 15. ESQUEMA DEL COLGAMIENTO SIN RESBALAMIENTO ENTRE FASES

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \dots \text{ (Ec. 30)}$$

Donde:

$\lambda_L$  → Colgamiento de líquido.

$q_g$  → Tasa de flujo de gas.

$q_L$  → Tasa de flujo de líquido.

Mientras que el colgamiento de gas sin desplazamiento es (Ec. 31):

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} = \dots \text{ (Ec. 31)}$$

Donde:

$\lambda_g$  → Colgamiento de gas.

### 2.4.5. Densidad bifásica.

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor de colgamiento de líquido con o sin resbalamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \dots (Ec. 32)$$

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g \dots (Ec. 33)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L * \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g * \lambda_g^2}{H_g} \dots (Ec. 34)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio por elevación.

Algunas de las correlaciones son basadas en las suposiciones que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda ecuación para calcular la densidad bifásica.

La última ecuación es presentada por Hagedorn y Brow, para definir la densidad utilizada en las perdidas por fricción y número de Reynolds.

### 2.4.6. Velocidad superficial.

La velocidad superficial será aquella que tendrá cualquiera de las fases, si está ocupará toda la tubería.

La velocidad superficial de líquido está dada por:

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A_P} \dots (Ec. 35)$$

Donde:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_P} \dots (Ec. 36)$$

$$V_m = \frac{q_l + q_g}{A_P} \dots (Ec. 37)$$

Donde:

$V_{sl}$  → Velocidad superficial de líquido.

$V_{sg}$  → Velocidad superficial del gas.

$V_m$  → Velocidad de la mezcla.

$A$  → Área transversal.

#### **2.4.7. Viscosidad bifásica.**

La viscosidad del fluido se usa para calcular el número de Reynolds. El concepto de viscosidad bifásica es incierto y definido de diferentes formas por distintos autores.

La forma de calcular la viscosidad bifásica es la siguiente.

$$\mu_s = (\mu_L)^{H_L} * (\mu_g)^{(1-H_L)} \dots (Ec. 38)$$

$$\mu_{ns} = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g \dots (Ec. 39)$$

#### **2.4.8. Tensión superficial.**

Cuando la fase líquida contiene agua y aceite se utiliza:

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w \dots (Ec. 40)$$

### **2.5 Flujo multifásico en tuberías inclinadas.**

El tendido de las tuberías para el transporte de hidrocarburos no suelen ser en terrenos totalmente planos, son terrenos sinuosos y montañosos, por donde se extiende la red de ductos. Debido a las condiciones geográficas es importante calcular las caídas de presión bajo una cierta inclinación.

Existen pocos métodos para poder determinar las caídas de presión en tuberías inclinadas, entre ellas el método de Flanigan, Correlación de Beggs and Brill, método de Griffith, Lau, Hon y Pearson.

### 2.5.1 Correlación de Flanigan.

El método de Flanigan fue propuesto en 1958, se midieron los gastos y las caídas de presión en una tubería de 16 pulgadas y 25 millas, los fluidos utilizados fueron gas natural y condensados, la correlación tiene una eficiencia de  $\pm 9$ .

Flanigan encontró que:

- Las  $\Delta p_e$ , son independientes del ángulo de inclinación.
- La recuperación de presión en las secciones en las que el flujo es descendente es despreciable.
- Para velocidades de gas relativamente bajas, la mayor caída de presión ocurre en la sección ascendente de la tubería.

Método del cálculo.

1. Para una sección dada de tubería supónganse una caída de presión  $\Delta p$  y se debe de calcular la presión media (Ec. 41):

$$\bar{P} = P_1 - \frac{\Delta P}{2} \dots (Ec. 41)$$

2. Determinar el valor de la relación de solubilidad ( $R_s$ ), el factor volumétrico de aceite ( $B_o$ ), y el factor de compresibilidad ( $z$ ), a las condiciones medias de escurrimiento ( $\bar{P}$  y  $\bar{T}$ ).
3. Calcular la densidad del líquido ( $\rho_L$ ) y la velocidad superficial del gas ( $V_{sg}$ ) a las condiciones de escurrimiento (Ec. 44).

$$V_{sg} = \frac{q_L * (R - R_s) * P_{sc} * \bar{T} * z}{86,400 * A_p * \bar{P} * T_{sc}} \dots (Ec. 42)$$

4. Luego se obtiene el valor del colgamiento de líquido ( $H_L$ ) correspondiente a  $V_{sg}$  (Ec. 43).

$$H_L = \frac{1}{1 + (0.3268 * V_{sg})} \dots (Ec. 43)$$

5. Enseguida se calcula la caída de presión por elevación (Ec. 44):

$$\Delta P_E = \frac{g}{g_c} * \rho_L * H_L \sum z \dots (Ec. 44)$$

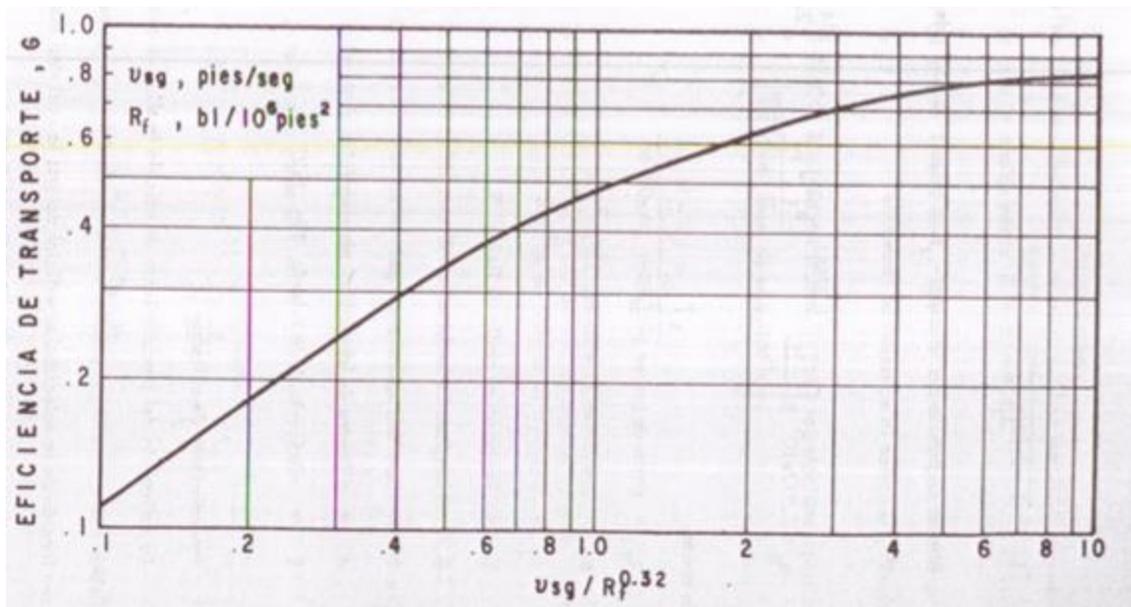
Donde:

$\sum z \rightarrow$  Es la suma en pies, de la componente vertical de todas las secciones en donde el flujo es ascendente.

$g \rightarrow$  Es la aceleración de la gravedad.

$g_c \rightarrow$  Es el factor de la 2ª ley de Newton.

6. Se calcula el valor de eficiencia con la gráfica.



GRAFICA 2. FACTOR DE EFICIENCIA DE FLANIGAN.

7. Determina la caída de presión debida a la fricción (Ec. 46).

$$P_2 = \left[ P_1^2 - (7.389 \times 10^{-11}) * \frac{\bar{T}_L * \gamma_g^{0.8359}}{d^{4.8359}} * \left(\frac{q_g}{E}\right)^{1.8539} * \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}}\right)^2 \right] \dots (Ec. 45)$$

$$(\Delta p)_f = P_1 - P_2 \dots (Ec. 46)$$

8. Calcular la caída de presión total (Ec. 47), si la diferencia entre ésta y la supuesta es menor a una tolerancia, el procedimiento termina.

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_e \dots (Ec. 47)$$

### 2.5.2. Correlación de Beggs and Brill

El método es experimental, consistió en determinar el colgamiento de líquido y caídas de presión, para tuberías de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro interno. Los fluidos usados fueron aire y agua con flujo que variaron de 0 a 4  $\text{pies}^3/\text{min}$  en el líquido y de 0 a 300  $\text{Mpies}^3/\text{dia}$ . Los datos tomados son para inclinaciones de ángulos de:  $\pm 90^\circ, \pm 85^\circ, 75^\circ, \pm 55^\circ, \pm 35^\circ, \pm 20^\circ, \pm 15^\circ, \pm 10^\circ, \pm 5^\circ$  y  $0^\circ$  a partir de la horizontal.

Las correlaciones empíricas fueron desarrolladas para el colgamiento del líquido y el factor de fricción como función de las propiedades de flujo y ángulo de inclinación. El colgamiento del líquido es influenciado por el ángulo de inclinación y el factor de fricción por el colgamiento del líquido.

Se desarrollaron diferentes correlaciones para el colgamiento cerca de los tres regímenes de flujo. La correlación del factor de fricción se hizo para ser independiente del régimen de flujo, pero requiere de un valor para el valor del colgamiento del líquido.

Beggs and Brill llegaron a las siguientes conclusiones.

- El ángulo de inclinación de una tubería con flujo en dos fases, ocurren efectos de colgamiento de líquido y caídas de presión.
- En el flujo inclinado de dos fases el máximo colgamiento de líquido es con un ángulo aproximado de  $+50^\circ$  y el mínimo aproximadamente  $-50^\circ$ , respecto a la horizontal. El hecho de que el colgamiento sea aproximadamente igual en los ángulos de  $+90^\circ$  y  $+20^\circ$  explica porque las correlaciones de colgamiento vertical pueden ser usadas para algunos grados de flujo horizontal.
- La recuperación de presión cuesta abajo es la sección de las tuberías con dos fases que esta sobre el terreno existe y puede ser considerada en el diseño de la tubería.

Procedimiento del cálculo:

1. Se estima el valor de la caída de presión  $\Delta p$  (si esta es cuesta abajo).
2. Calcular la presión media en el intervalo.

$$p = p_1 + \frac{\Delta p}{2} \dots (Ec. 48) \text{ si } p_1 \text{ es la presión corriente abajo.}$$

$$p = p_1 - \frac{\Delta p}{2} \dots (Ec. 49) \text{ si } p_1 \text{ es la presión corriente arriba.}$$

3. Con el análisis PVT (Presión, Volumen, Temperatura) o correlaciones apropiadas determinar.
4. Calcular la densidad relativa del aceite ( $\gamma_o$ ) (Ec. 50) :

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \dots (Ec. 50)$$

5. Calcular las densidades del líquido (Ec. 51) y gas (Ec. 54) en  $lb_m/pie^3$  a condiciones de T y P.

$$\rho_L = \rho_o * \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \rho_w * \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) = \rho_o * f_o + \rho_w * f_w \dots (Ec. 51)$$

$$\rho_o = \frac{350 * \gamma_o + 0.0764 * R_s * \gamma_g}{5.615 * B_o} \dots (Ec. 52)$$

$$\rho_w = \frac{350 * \gamma_w}{5.615 * B_w} \dots (Ec. 53)$$

$$\rho_g = \frac{0.0764 * \gamma_g * p * (520)}{14.7 * (T + 460) * Z_g} \dots (Ec. 54)$$

6. Calcular los gastos de gas (Ec. 55) y líquido (Ec. 56) a condiciones de escurrimiento.

$$q_g = \frac{(3.27 \times 10^{-7}) * Z_g * q_o * (R - R_s) * (T + 460)}{P} \dots (Ec. 55)$$

$$q_L = (6.49 * 10^{-5}) * (q_o * B_o + q_w * B_w) \dots (Ec. 56)$$

Donde los gastos estarán dados en  $\text{pies}^3/\text{seg}$

7. Calcular las velocidades superficiales del líquido (Ec. 57), gas (Ec. 58) y la mezcla (Ec. 59).

$$V_{sL} = \frac{144 * q_L}{Ap} \dots (Ec. 57)$$

$$V_{sg} = \frac{144 * q_g}{Ap} \dots (Ec. 58)$$

$$V_m = v_{sL} + v_{sg} \dots (Ec. 59)$$

8. Calcular el flujo total de gasto másico del líquido y gas.

$$G_L = \rho_L * v_{sL} \dots (Ec. 60)$$

$$G_g = \rho_g * v_{sg} \dots (Ec. 61)$$

$$G_m = G_L + G_g \dots (Ec. 62)$$

9. Calcular el contenido de líquido de entrada (colgamiento sin resbalamiento (Ec. 63).

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots (Ec. 63)$$

10. Calcular el número de Froude ( $N_{FR}$ ) (Ec. 64), la viscosidad del líquido ( $\mu_L$ ) (Ec. 65), la viscosidad de la mezcla ( $\mu_m$ ) (Ec. 66) y la tensión superficial ( $\sigma_L$ ) (Ec. 67).

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g * \frac{d}{12}} \dots (Ec. 64)$$

$$\mu_L = \mu_o * \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w * \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w \dots (Ec. 65)$$

$$\mu_m = (\mu_L * \lambda + \mu_g * (1 - \lambda)) \dots (Ec. 66)$$

$$\sigma_L = \sigma_o * \left(\frac{1}{1 + WOR}\right) + \sigma_w * \left(\frac{WOR}{1 + WOR}\right) = \sigma_o * f_o + \sigma_w * f_w \dots (Ec. 67)$$

11. Calcular el número de Reynolds sin resbalamiento (Ec. 68) y el número de velocidad del líquido (Ec. 69).

$$N_{Re} = \frac{G_m * \frac{d}{12}}{\mu_m * (6.72 * 10^{-4})} \dots (Ec. 68)$$

$$N_{LV} = 1.938 * V_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{0.25} \dots (Ec. 69)$$

12. Para determinar el patrón de flujo que existen en el flujo horizontal, determina los parámetros correlacionados  $L_1, L_2, L_3$  y  $L_4$

$$L_1 = 316 * \lambda^{0.302} \dots (Ec. 70)$$

$$L_2 = 0.0009252 * \lambda^{-2.4684} \dots (Ec. 71)$$

$$L_3 = 0.10 * \lambda^{-1.4516} \dots (Ec. 72)$$

$$L_4 = 0.5 * \lambda^{-6.738} \dots (Ec. 73)$$

13. Determinar el patrón de flujo usando los siguientes límites de la Tabla 37.

Tipo de flujo	Parámetros.
<b>Segregado</b>	$\lambda < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$
	o $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
<b>Transición</b>	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
<b>Intermitete</b>	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$
	o $\lambda \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
<b>Distribuido</b>	$\lambda < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$
	o $\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

TABLA 37. TIPOS DE FLUJO. Y SUS PARÁMETROS.

14. Calcular el colgamiento horizontal ( $H_L$ ) (Ec. 74), si el patrón de flujo es transitorio, es necesario interpolar entre los valores de flujo segregado y el intermitente.

$$H_L = \frac{a * \lambda^b}{(N_{FR})^c} \dots (Ec. 74)$$

Donde a, b y c son determinados para cada patrón de flujo de la Tabla 38.

Patrón de Flujo	A	B	C
<b>Segregado</b>	0.98	0.4846	0.0868
<b>Intermitente</b>	0.845	0.5351	0.0173
<b>Distribuido</b>	1.065	0.5824	0.0609

TABLA 38. FACTORES DE PATRÓN DE FLUJO.

15. Calcular el coeficiente del factor de corrección por inclinación (Ec. 75).

$$C = (1 - \lambda) * \ln(d * \lambda^e * (N_{Lv})^f * (N_{FR})^g) \dots (Ec. 75)$$

Donde d, e, f y g se determinan para cada condición de flujo de la Tabla 39.

Patrón de Flujo	d	e	f	G
<b>Segregado ascendente.</b>	0,011	-3.768	3.539	-1.614
<b>Intermitente ascendente.</b>	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
<b>Distribuido ascendente.</b>				
<b>Todos los patrones de flujo descendente.</b>	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

TABLA 39. PATRONES DE FLUJO

Calcular el factor de corrección del colgamiento de líquido debido a la inclinación (Ec. 76).

$$\varphi = 1 + C * (\text{sen}(1.8 * \theta) - 0.333 * \text{sen}^3(1.8 * \theta)) \dots (Ec. 76)$$

16. Calcular la densidad de la mezcla ecuación y el colgamiento de líquido corregido  $H_L(\theta)$  (Ec. 77).

$$H_L(\theta) = (H_L(0)) * \varphi \dots (Ec. 77)$$

17. Calcular la relación del Factor de fricción de las dos fases ( $f_T$ ) con respecto a factor de fricción sin resbalamiento ( $f_{ns}$ ) (Ec. 78).

$$\frac{f_T}{f_{ns}} = e^S \dots (Ec. 78)$$

Donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{\{-0.0523 + 3.182 * \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 * [\ln(y)]^4\}} \dots (Ec. 79)$$

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \dots (Ec. 80)$$

S se indeterminada en un punto del intervalo  $1 < y < 1.2$ ; para "y" en este intervalo, la función S se calcula de:

$$S = \ln(2.2 * y - 1.2) \dots (Ec. 81)$$

18. Calcular el factor de fricción sin considerar el resbalamiento.

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 * \log\left(\frac{N_{Re}}{4.5223 * \log N_{Re} - 3.8215}\right)\right]^2} \dots (Ec. 82)$$

19. Calcular el factor de fricción de las dos fases (Ec. 83).

$$f_T = f_{ns} * \frac{f_T}{f_{ns}} \dots (Ec. 83)$$

20. Calcular el gradiente de presión (Ec. 84):

$$\Delta p = \frac{\Delta L * \left(\frac{g}{g_c} * \rho_m * \text{sen } \theta * + \frac{f_T * G_m * V_m * 12}{2 * g_c * d}\right)}{144 * \left[1 - \frac{\rho_m * v_m * V_{sg}}{g_c * \rho * (144)}\right]} \dots (Ec. 84)$$

Si el valor supuesto en el paso 1 y el calculado en el paso 21 no son suficientemente cercanos, el valor calculado es tomado como el nuevo valor supuesto de  $\Delta p$ , y el procedimiento se repite hasta que los valores sean iguales. Este procedimiento se repite hasta estimar y calcular los valores de  $\Delta p$ .

### 2.5.3. Método de Griffith, Lau, Hon y Pearson.

Es aplicable tanto para pozos direccionales como verticales.

Sólo se consideran dos régimen de flujo (bache y anular).

No se consideran los efectos de: rugosidad de la tubería, viscosidad del fluido y líquido atrapado en el gas.

Se ignora el efecto de la aceleración sobre el gradiente de flujo.

1. A partir de un punto de presión y profundidad conocido  $(P_1, L_1)$ , fijar un incremento de presión  $(\Delta p)$  y suponer un incremento de longitud correspondiente  $(\Delta L)$
2. Calcular las condiciones medias de presión, longitud y temperatura.
3. Calcular para las condiciones medias de  $\rho_L, \rho_g, v_{sL}, v_{sg}, v_m$
4. Cuantificar los números adimensionales para determinar los patrones de flujo.

$$N'_{vL} = V_{sL} * \left[ \frac{\rho_L}{g * d * (\rho_L - \rho_g)} \right]^{0.5} \dots (Ec. 85)$$

$$N'_{vg} = V_{sg} * \left[ \frac{\rho_g}{g * d * (\rho_L - \rho_g)} \right]^{0.5} \dots (Ec. 86)$$

$$L_a = \left( 0.7 + 0.06 * \frac{\rho_L}{\rho_g} \right) * N'_{vL} \dots (Ec. 87)$$

$$L_s = 0.9 + 0.6 * N'_{vL} \dots (Ec. 88)$$

5. Determinar el régimen de flujo.

Tipos de flujo	Parámetros
Flujo Bache	$N'_{vL} > 1.5$ y $N'_{vg} \leq L_a$ ó $N'_{vL} < 1.5$ y $N'_{vg} \leq L_s$
Flujo Anular	$N'_{vL} < 1.5$ y $N'_{vg} > L_s$ ó $N'_{vL} > 1.5$ y $N'_{vg} > L_a$

TABLA 40. PARÁMETROS PARA FLUJO ANULAR Y FLUJO BACHE.

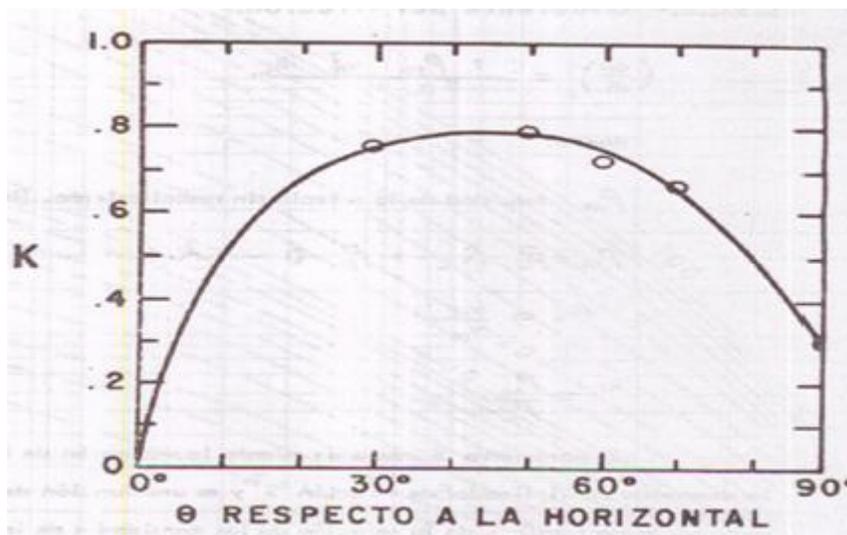
Una vez que se determina el tipo de flujo, utilizar la ecuación adecuada.

- Gradiente por densidad para flujo bache

$$H_L = 1 - \left( \frac{V_{sg}}{1.15 * (V_{sL} + V_{sg}) + V_o} \right) \dots (Ec. 89)$$

$$V_o = \sqrt[k]{g * d} \dots (Ec. 90)$$

Donde K es una función del ángulo de inclinación de la tubería Grafica.3.



GRAFICA 3. FACTOR DE INCLINACIÓN.

- Para flujo anular.

$$H_L = 1 - \frac{1}{\left(\frac{V_g}{V_L}\right) * \frac{\rho_g * (1-x)}{\rho_L * x} + 1} \dots (Ec.91)$$

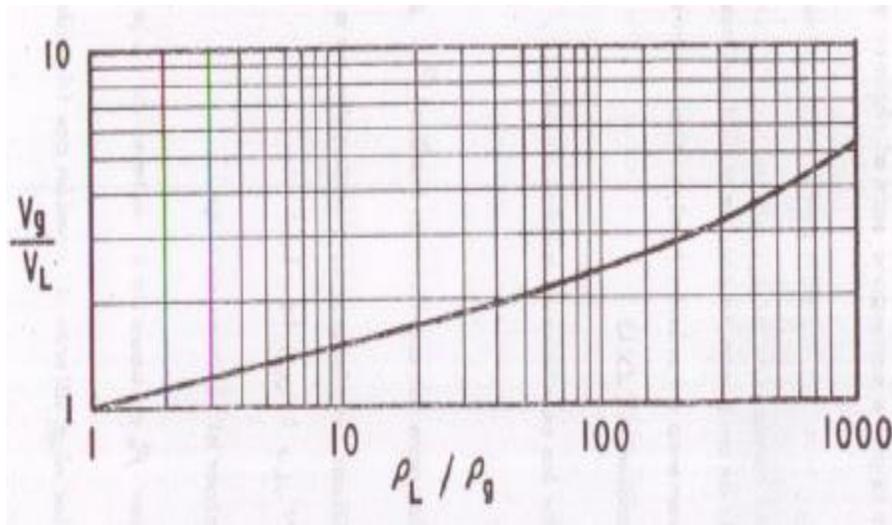
Donde x:

$$x = \frac{w_g}{w_L + w_g} \dots (Ec.92)$$

Donde:

$w_L$  → Gasto de masa de líquido ( $lb_m/seg$ ).

$w_g$  → Gasto de masa de gas ( $lb_m/seg$ ).



GRAFICA 4. FACTOR DE RESBALAMIENTO.

6. Calcular  $\rho_s$  de acuerdo al régimen de flujo (se utiliza la misma ecuación, no importa el tipo de flujo determinado) (Ec. 93).

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \dots (Ec.93)$$

7. Calcular el gradiente de presión por fricción (Ec. 94).

$$\left(\frac{d_p}{d_L}\right)_f = \frac{f * \rho_{ns} * v_m^2 * R_L}{2 * g_c * d} \dots (Ec. 94)$$

Donde

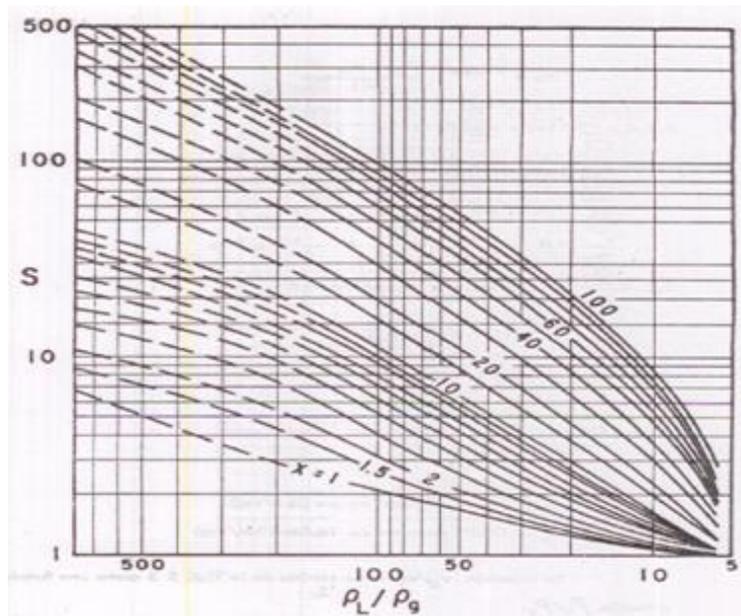
$\rho_{ns}$  → Densidad de la mezcla sin resbalamiento ( $lb/ft^3$ )

$$\rho_{ns} = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L) \dots (Ec. 95)$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \dots (Ec. 96)$$

$$R_L = \frac{\rho_{ns}}{\rho_L} * S \dots (Ec. 97)$$

El parámetro S multiplicador de fricción Fig. 5.



GRAFICA 5. MULTIPLICADOR DE FRICCIÓN.

$$f = 0.184 * N_{Re}^{-0.2} \dots (Ec. 98)$$

$$N_{Re} = 1.488 * \left(\frac{\rho_{ns} * V_m * d}{\mu_L}\right) \dots (Ec. 99)$$

8. Determinar el gradiente total de presión (Ec. 101) y de aquí el incremento de longitud correspondiente a  $\Delta L_c$ .

$$\left(\frac{d_p}{d_L}\right) = \left(\frac{d_p}{d_L}\right)_p + \left(\frac{d_p}{d_L}\right)_f \dots (Ec. 100)$$

$$\left(\frac{d_p}{d_L}\right) = \frac{g}{g_c} * \rho_s * \text{sen } \alpha + \left(\frac{d_p}{d_L}\right)_f \dots (Ec. 101)$$

9. Comparar  $\Delta L_c$  con  $\Delta L$  supuesto en el paso 1 si difieren hacer  $\Delta L = \Delta L_c$  y regresar al paso 1, de ser igual pasa al paso 10.
10. Determinar el extremo superior del intervalo  $P_2 = P_1 + \Delta p$  y  $L_2 = L_1 + \Delta L_c$  y verificar si se alcanza la longitud total de la tubería.

---

## **Capítulo 3. Marco Legal.**

---

Para poder satisfacer la demanda de hidrocarburos en el territorio Nacional es necesario contar con una amplia infraestructura que nos permita llegar a los lugares más alejados, lo que implica alterar o en casos destruir el ecosistema urbano y/o rural.

Para reducir y/o mitigar el impacto ambiental que las actividades petroleras ocasionan, es necesario contar con normas nacionales e internacionales en materia de transporte de hidrocarburos (ductos).

### **3.1 Códigos y normas para el transporte de hidrocarburos.**

#### **3.1.1 Códigos.**

Es un conjunto de requisitos y condiciones generalmente aplicables a uno o más procesos que regulan de manera integral el diseño, materiales, fabricación, construcción, montaje instalación, inspección, prueba, reparación, operación y mantenimiento de instalaciones, equipos, estructuras y componentes específicos.

#### **3.1.2 Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, A.P.I.)**

A.P.I. documenta las prácticas recomendadas para la operación, construcción de tuberías de acero en instalaciones costa afuera para el transporte de gas, aceite o una mezcla de ambos también aplicada para cualquier tubería que esta sobre las plataformas o que lleve hacia las instalaciones de tratamiento y separación.

La norma A.P.I. 1160, desarrollada específicamente para dar soporte a los requerimientos del código 49 CFR parte 195.452 “Requerimientos para administración de integridad de ductos líquidos peligrosos en zonas de alta consecuencia”

### **3.1.3 Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers, A.S.M.E.), Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute, A.N.S.I.)**

A.S.M.E. y A.N.S.I. han establecido prácticas, códigos y estándares para todo tipo de equipos mecánicos.

A.S.M.E estableció el código B31 en 1926, para “**Tuberías a presión**”, al cual le siguen códigos más específicos como:

- Código B31.8 “Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas.”
- Código B31.4 “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y derivados.”
- Código B31.8S “Gestión de Integridad de sistemas de gasoductos”

### **3.1.4 Organización Internacional para Estandarización (International Organization for Standardization, I.S.O.)**

I.S.O. desarrolló el código 13623-2009 “**Industria de petróleo y gas natural-sistema de transporte de tuberías**”. Aplica para tanto tuberías metálicas rígidas en tierra como costa afuera y da requerimientos funcionales y recomendaciones para diseño, selección de materiales, construcción pruebas y operaciones de manera segura y eficiente.

## **3.2. Normas Oficiales Mexicanas (N.O.M.’s)**

Son regulaciones técnicas de observancia obligatoria expedidas por las dependencias de la administración pública federal, las cuales establecen reglas, especificaciones, atributos y directrices características o prescripciones aplicables a un producto, proceso instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas a terminología, simbología, embalaje, mercado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación (SEMARNAT , 2015).

Para poder transportar hidrocarburos dentro del territorio nacional es necesario que empresas como PEMEX y empresas privadas, cumplan con normas impuestas por organismos reguladores como la S.E.M.A.R.N.A.T, CRE y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos (ANSIPAH).

Las normas son encontradas en el Diario Oficial de la Federación (D.O.F.), de las cuales algunas en materia de transporte e impacto al medio ambiente son:

- Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la Integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-117-SEMARNAT-2006, Establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquidos y gaseoso por ducto, que se realizan en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-016- CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.
- Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-004-SECRE-2014, transporte por medios de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo.
- Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015 especificaciones de calidad de lo petrolíferos.

### 3.3 Normas de Referencia (N.R.F.)

Son las que elaboran las entidades de la administración pública federal (PEMEX, CFE, etc.), en aquellos casos en que las normas mexicanas o internacionales, no cubran sus requerimientos (Tabla.41), o bien las especificaciones que se contengan se consideren inaplicables u obsoletas, cuando dichas entidades requieran adquirir, arrendar o contratar bienes o servicios (PEMEX, 2014).

<b>Normas de Referencia</b>	<b>Aplicación</b>
<b>NRF-001-PEMEX-2007</b>	<b>Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos.</b>
<b>NRF-004-PEMEX-2003</b>	<b>Protección anticorrosiva para instalaciones superficiales.</b>
<b>NRF-006-PEMEX-2007</b>	<b>Ropa de Trabajo para los Trabajadores de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.</b>
<b>NRF-007-PEMEX-2008</b>	<b>Lentes y Goggles de Seguridad, Protección Primaria de los Ojos.</b>
<b>NRF-008-PEMEX-2007</b>	<b>Calzado industrial de piel para protección de los trabajadores.</b>
<b>NRF-009-PEMEX-2004</b>	<b>Identificación de Productos Transportados por Tuberías o Contenidos en Tanques de Almacenamiento.</b>
<b>NRF-019-PEMEX-2008</b>	<b>Protección Contra Incendio en Cuartos de Control que Contienen Equipo Electrónico.</b>
<b>NRF- 020-PEMEX-2005</b>	<b>Calificación y Certificación de Soldadores y Soldadura.</b>
<b>NRF-026-PEMEX-2008</b>	<b>Protección Con Recubrimientos Anticorrosivos para Tuberías Enterradas y/o Sumergidas.</b>
<b>NRF-027-PEMEX-2009</b>	<b>Espárragos y Tornillos de Acero de Aleación y Acero Inoxidable para Servicios de Alta y Baja Temperatura.</b>
<b>NRF-029-PEMEX-2002</b>	<b>Señales de Seguridad E Higiene para los Edificios Administrativos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.</b>
<b>NRF-030-PEMEX-2009</b>	<b>Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos.</b>

<b>NRF-031-PEMEX-2007</b>	<b>Sistemas de desfuegos y Quemadores en Instalaciones de Pemex Exploración y Producción.</b>
<b>NRF-045-PEMEX-2002</b>	<b>Determinación del Nivel de Integridad de Seguridad de los Sistemas Instrumentados de Seguridad.</b>
<b>NRF-046-PEMEX-2003</b>	<b>Protocolos de Comunicación en Sistemas Digitales de Monitoreo y Control.</b>
<b>NRF-047-PEMEX-2007</b>	<b>Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica.</b>
<b>NRF-053-PEMEX-2006</b>	<b>Sistemas de Protección Anticorrosiva a Base de Recubrimientos para Instalaciones Superficiales.</b>
<b>NRF-056-PEMEX-2006</b>	<b>Bota Impermeable para Uso Industrial.</b>
<b>NRF-057-PEMEX-2006</b>	<b>Ropa de Trabajo para Protección Contra la Lluvia.</b>
<b>NRF-058-PEMEX-2004</b>	<b>Cascos de Protección para la Cabeza.</b>
<b>NRF-070-PEMEX-2004</b>	<b>Sistemas de Protección a Tierra para Instalaciones Petroleras.</b>
<b>NRF-084-PEMEX-2004</b>	<b>Electrodos para Soldadura en los Sistemas de Ductos E Instalaciones Relacionadas.</b>
<b>NRF-096-PEMEX-2004</b>	<b>Conexiones y Accesorios para Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos.</b>
<b>NRF-105-PEMEX-2005</b>	<b>Sistemas Digitales de Monitoreo y Control.</b>
<b>NRF-110-PEMEX-2003</b>	<b>Evaluación de Ánodos de Sacrificio Galvánicos de Magnesio.</b>
<b>NRF-111-PEMEX-2006</b>	<b>Equipos de Medición y Servicios de Metrología.</b>
<b>NRF-114-PEMEX-2006</b>	<b>Guantes de Cuero, Algodón y/o Combinados para Trabajos Generales.</b>
<b>NRF-126-PEMEX-2005</b>	<b>Ánodos de Aluminio.</b>
<b>NRF-150-PEMEX-2005</b>	<b>Pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos.</b>
<b>NRF-159-PEMEX-2006</b>	<b>Cimentación de Estructuras y Equipo.</b>

NRF-160-PEMEX-2007	Demoliciones y Desmantelamientos.
--------------------	-----------------------------------

TABLA 41. PRINCIPALES NORMAS DE REFERENCIA PARA CONSTRUCCIÓN DE TIBERIAS.

### 3.4 Impacto Ambiental.

Cuando las alteraciones son causadas por el hombre se debe de realizar la evaluación de impacto ambiental, la cual es definida por la L.G.E.E.P.A. como **la modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza**, cuyo objetivo es el de prevenir, mitigar y restaurar los daños al ambiente así como la regularización de obras y actividades para evitar o reducir sus efectos negativos.

#### Contaminación (Pollution)

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (E.P.A por sus sigla en inglés) define a la contaminación como la introducción de microorganismos, sustancias químicas, sustancias tóxicas o desperdicios, en el agua, el aire o el suelo, en tal concentración que el medio no es apto para su uso.

Entre las principales causas que pueden provocar la contaminación de un sitio debido al transporte de hidrocarburos están las fugas y los derrames, así como los residuos peligrosos (R.P)<sup>10</sup> provenientes de los tanques, los contenedores subterráneos, las tuberías y los ductos.

La SEMARNAT clasifica los sitios contaminados en dos tipos:

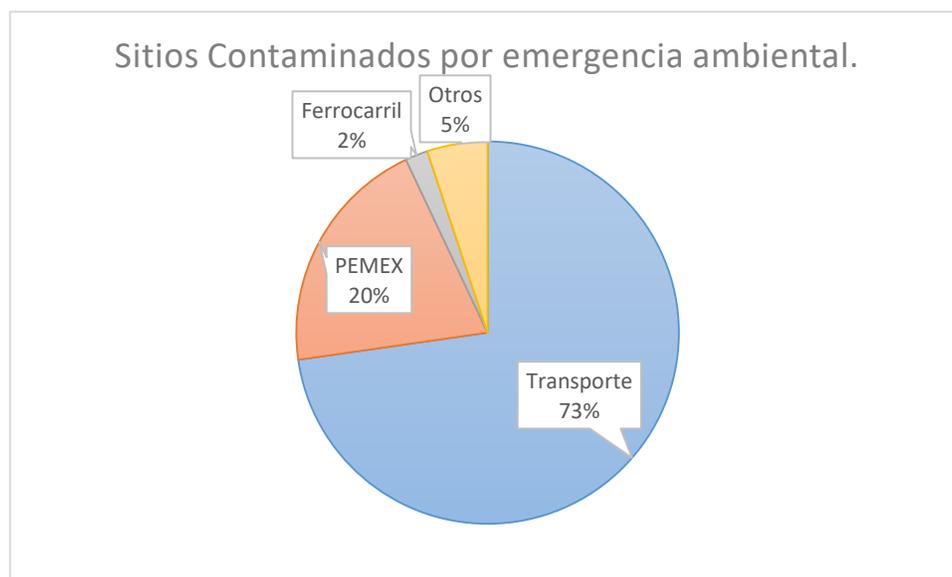
- Pasivos ambientales: suelen dañar grandes dimensiones de terreno, éstos son causados por el uso industrial del suelo y el manejo inadecuado de los residuos peligrosos, los cuales no fueron remediados oportunamente para impedir la dispersión de los contaminantes. Los efectos negativos que se tienen el medio ambiente son a largo plazo.

---

<sup>10</sup> Los residuos peligrosos se definen como aquellos que poseen al menos una de las características CRETIB, es decir, pueden ser corrosivos (C), reactivos (R), explosivos (E), tóxicos (T), inflamables (I), y biológico infeccioso (B), los cuales pueden presentar un problema a la salud pública o causar efectos adversos al medio ambiente.

- Emergencias ambientales: se presentan en circunstancias o eventos indeseados o inesperados que ocurren repentinamente y que tienen como resultado la liberación no controlada, incendios o explosiones de uno o varios materiales o RP que afectan la salud humana o el medio ambiente de manera inmediata.

Se han identificado 627 sitios contaminados por emergencia ambientales, de los cuales, los transportistas reportan 456 emergencias que representan el 72.7% del total registrado, seguido por PEMEX con 127 que es el 20.3% y por los ferrocarriles con 12 que representan el 1.9% (Anexo 4) (Grafica. 6)



GRAFICA 6. SITIOS CONTAMINADOS POR EMERGENCIA AMBIENTAL, ELABORACIÓN PROPIA.

### **3.4.1. Contaminación del agua.**

Es el proceso de deterioro producido por vertidos, derrames, desechos y depósitos directos e indirectos de toda clase de materiales, y generalmente, todo hecho susceptible a provocar un incremento en la degradación de las aguas, modificando sus características físicas, químicas, biológicas y bacteriológicas.

Existen dos fuentes de contaminación hídrica: naturales y antropogénicas.

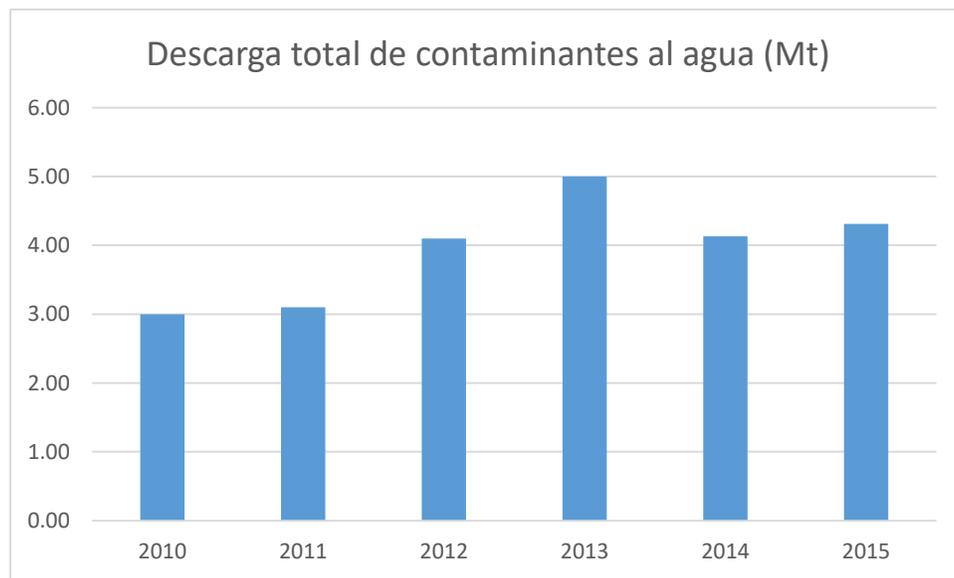
Las fuentes naturales, dependiendo de los terrenos que atraviesa el agua; puede contener componentes de origen natural procedentes del contacto con la atmósfera y el suelo (sales minerales, calcio, magnesio, hierro, etc.). Las antropogénicas son producidas como consecuencia de las actividades humanas. El desarrollo industrial ha provocado la presencia de ciertos componentes que son peligrosos para el medio ambiente y para los organismos y difíciles de eliminar

Se estima que alrededor de 1,500 millones de toneladas de petróleo son transportados al año por los mares del territorio nacional; siendo las causas principales de la contaminación de las mismas, el proceso de carga y descarga en el cual se pierde el 0.1% de petróleo, así como la práctica que tienen los tanques cisternas de utilizar agua de mar como lastre y las cuales arroja de regreso al mar, otra forma de contaminación es el bombeo de "petróleo de desecho", el cual es arrojado como desperdicio, por estas causas se arrojan al mar 3.5 millones de toneladas de petróleo, otras formas de contaminación del petróleo provienen de la perforación de pozos de gas y petróleo en las aguas costeras y de las fugas de las tuberías subacuáticas

Para el año 2015 la descarga de contaminantes al agua ascendió a 4.31 (Mt), lo que representa un aumento del 4.4% con respecto al año 2014 (Tabla.42) (Grafica.7)

Año	Descarga total de contaminantes al agua (Mt)
2010	3.00
2011	3.10
2012	4.10
2013	5.00
2014	4.13
2015	4.31

TABLA 42. DESCARGA TOTALES DE CONTAMINANTES AL AGUA, INFORME DE SUSTENTABILIDAD 2015 PEMEX (ELABORACIÓN PROPIA).



GRAFICA 7. DESCARGA TOTALES DE CONTAMINANTES AL AGUA, INFORME DE SUSTENTABILIDAD 2015 PEMEX (ELABORACIÓN PROPIA).

### 3.4.2 Contaminación atmosférica.

La contaminación atmosférica es la presencia de sustancias o formas de energías que alteran la calidad aire, los contaminantes se encuentran en formas de partículas sólidas, gotas líquidas, gases o combinadas, en cantidades suficientemente grandes que producen efectos negativos en los seres humanos, los animales y la vegetación.

Los contaminantes atmosféricos pueden ser clasificados como contaminantes primarios y secundarios.

Los primarios son aquellos que se encuentran en la atmósfera en forma idéntica a como fueron emitidos o sea que no han sufrido alguna alteración fundamental en su estructura molecular original como el monóxido de carbono (CO), el óxido de nitrógeno (NO), el óxido de azufre ( $SO_2$ ), los hidrocarburos y las partículas suspendidas.

Mientras que los secundarios son productos de reacciones químicas ocurridos en la atmósfera entre contaminantes primarios como los oxidantes fotoquímicos<sup>11</sup> y el ozono.

Las emisiones de hidrocarburos están asociadas a la mala combustión de derivados del petróleo, las fuentes más importantes de las emisiones son el transporte por carreteras.

Para el 2015 se registró un aumento del 5.4% en las emisiones de óxidos de nitrógenos, un 20.7% en las emisiones de óxidos de azufre, esto debido a la quema de gas amargo por parte de PEMEX Exploración y Producción de su centro de procesamiento de Gas Akal (Tabla 43).

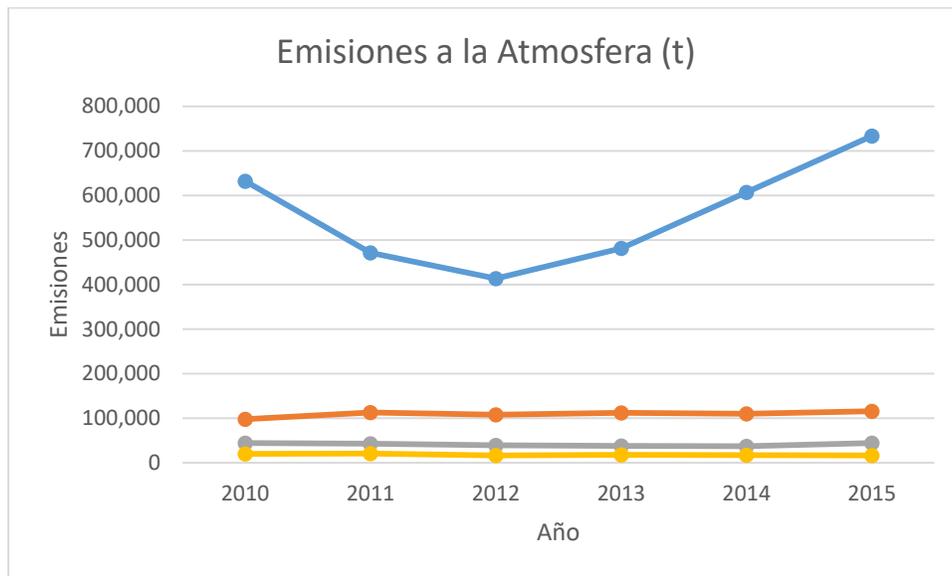
---

<sup>11</sup> Los oxidantes fotoquímicos se originan al reaccionar entre sí los óxidos de nitrógeno, los hidrocarburos y el oxígeno, todo en presencia de radiación ultravioleta.

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>SOx (t)</b>	632,207	471,024	413,286	481,545	606,893	732,984
<b>NOx (t)</b>	97,830	112,827	108,131	112,620	110,214	116,116
<b>COV's</b>	44,426	42,811	39,872	38,403	37,311	44,778
<b>PST</b>	20,519	21,316	16,994	18,171	17,326	16,861

TABLA 43. EMISIONES DE GEI A LA ATMOSFERA REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015. ELABORACIÓN PROPIA.

Las emisiones de óxido de azufre se incrementan anualmente (Grafica.8), la producción en el año 2015 fue de 732,984 toneladas, esto representa el 17.21% de incremento con respecto al año pasado.



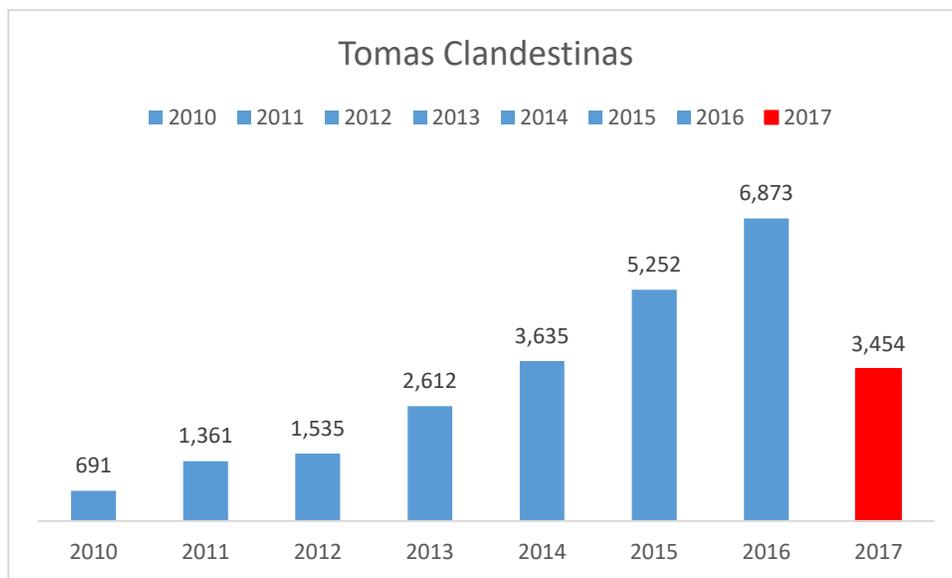
GRAFICA 8. TIPOS DE GAS EFECTO INVERNADERO PRODUCIDOS, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD PEMEX 2015, ELABORACIÓN PROPIA

### 3.4.3 Contaminación de Suelos.

La contaminación del suelo y subsuelo es la presencia de determinado nivel de partículas, sustancias o materiales contaminantes sólidos o líquidos que deterioran la superficie terrestre.

Dentro de la industria petrolera las principales causas de la contaminación de suelos y subsuelo se debe a tomas clandestinas y volcaduras de autotanques.

PEMEX en el 2016 detecto un incremento de 23.5 % en las tomas clandestinas con respecto al año pasado, el estado de Puebla es quien mayor número de tomas clandestinas tiene con 1,533, seguido por Guanajuato con 1,309, Tamaulipas con 942 y Veracruz con 668 (Grafica.9) (SENER, 2015).



GRAFICA 9. NÚMERO DE TOMAS CLANDESTINAS REGISTRADAS POR AÑO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX, ELABORACIÓN PROPIA.

### **3.4.5 Emisiones fugitivas.**

El IPCC define a las emisiones fugitivas como la liberación intencional o no intencional de los gases de efecto invernadero que pueden ocurrir durante la extracción, el procesamiento y la entrega de los combustibles fósiles al punto de utilización final.

Desde 1997, mediante el acuerdo internacional de cambio climático conocido como “Protocolo de Kioto” se establecieron la lista de los gases de efecto invernadero como: el dióxido de carbono ( $CO_2$ ), el metano ( $CH_4$ ), el óxido de nitrógeno ( $N_2O$ ), los hidrofluorocarbonos ( $HFC$ ), los perfluorocarbonos ( $PFC$ ), y el hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) (Anexo 5).

### **3.4.6 Mitigación (Mitigation)**

La EPA define a la mitigación como las medidas que se toman para reducir los impactos negativos en el medio ambiente.

Para poder mitigar los efectos negativos que trae consigo la extracción, producción y distribución de hidrocarburos es necesario realizar actividades que ayuden a reducir los efectos de los derrames, las fugas y las emisiones de gas efecto invernadero (GEI), algunos de estos métodos son:

#### **3.4.6. Biorremediación.**

Consiste en utilizar microorganismos como hongos y bacterias para degradar las cadenas de hidrocarburos (complejos compuestos de hidrogeno, carbono y otros elementos químicos), en compuestos simples como el gas carbónico, agua y compuestos orgánicos simples.

##### **3.4.6.2. Desorción térmica indirecta**

Este método consiste en aplicar durante aproximadamente 0.5 segundos, temperaturas superiores al punto de vapor del contaminante (1,500 °F) a los cortes y residuos que tienen hidrocarburos en quemadores especiales. De ese modo se genera vapor que se libera a la atmosfera o se vuelve a condensar después, para fabricar nuevos fluidos o para generar calor.

#### **3.4.6.3. Confinamiento.**

Esta práctica tiene la finalidad de reducir el volumen de los residuos a manejar. Se realiza a través del entierro de los residuos en celdas adecuadas.

#### **3.4.6.4. Micro-celdas.**

In situ se aplica esta técnica, en los campamentos temporales de sitios remotos, con la finalidad de reducir el volumen de los residuos orgánicos. El diseño de micro celdas considera un sistema de venteo de gases y un sistema de drenaje para la recolección de los lixiviados<sup>12</sup>

#### **3.4.6.5. Fosas para disposición de cortes de perforación.**

La fosa utilizada para la disposición final de los residuos sólidos de perforación se ubica en la misma locación donde se realiza la perforación, su diseño considera la recolección del agua pluvial. Su capacidad de diseño está de acuerdo al número de pozos y la profundidad a perforar. Todo líquido remanente en la fosa será transferido al sistema de tratamiento de aguas residuales industriales de la locación. Una vez terminada las actividades de perforación en la locación, la fosa será cubierta con suelo natural y será restaurada mediante técnicas de revegetación.

#### **3.4.6.6. NAMA**

Son medidas de mitigación adaptada al contexto nacional, así como a las características y capacidades nacionales, e integrada en las prioridades de desarrollo sostenibles nacionales. Para hacer frente a las emisiones de gas de efecto invernadero, el alcance de una NAMA puede variar de un conjunto de acciones individuales específicas hasta una meta de mitigación nacional.

---

<sup>12</sup> Son líquidos que se forman como resultado de pasar a través de un sólido, el líquido arrastra distintas partículas de los sólidos que atraviesan.

---

## Capítulo 4 Fugas y derrames.

---

La contaminación por hidrocarburos se produce por su liberación accidental o intencionada en el ambiente, provocando efectos adversos sobre el hombre y el medio, directa o indirectamente.

Según el científico del centro de investigación ecológico occidental de USGS Tomas H. Suchanek, quien completo recientemente un proyecto de impactos climáticos cree que la mayor parte de la contaminación por petróleo en el mundo se debe a las perdidas naturales o infiltración en un 46%, mientras que un 37% de la contaminación por hidrocarburos se debe a que el aceite se libera en los océanos. Mucho de esto es debido a un mantenimiento de rutina en los barcos que están en el mar, un 12% de la contaminación por petróleo en el mundo se debe a accidentes como los derrames que se producen en las plataformas petrolíferas en alta mar, mientras que la extracción de petróleo aporta alrededor de un 3% de la contaminación de hidrocarburos en el mundo, el 2% restante es el resultado de aceite mezclado con el agua de lluvia entre en el sistema de alcantarillado antes de desembocar en el mar (Tabla.44).

<b>Contaminación por Hidrocarburos</b>	
Perdidas naturales	46%
Hidrocarburos liberados en el océano	37%
Accidentes	12%
Extracción de hidrocarburos	3%
Otros	2%

TABLA 44. PORCENTAJE DE CONTAMINACIÓN POR ACTIVIDAD PETROLERA.

#### 4.1 Derrames de hidrocarburos en ductos Nacionales.

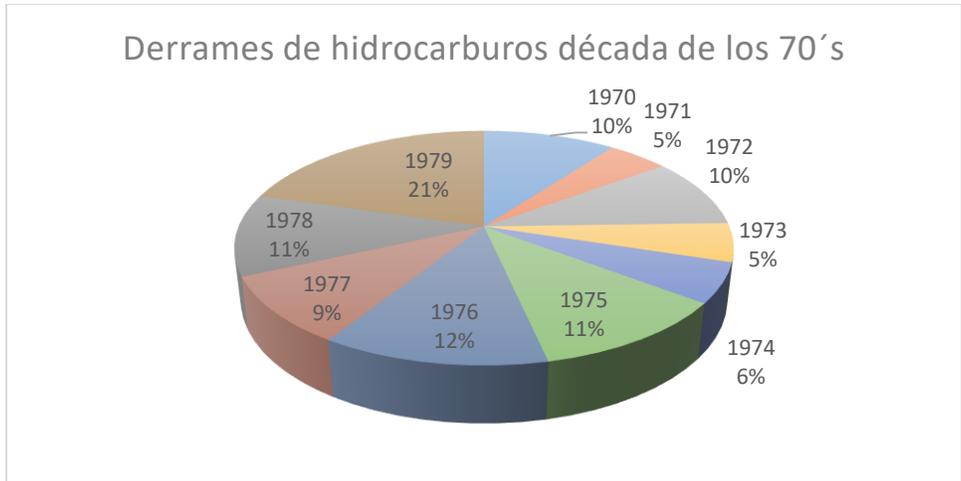
Los derrames de petróleo también son conocidos como mareas negras, SEMARNAT (PRASA; 2003) lo define como cualquier descarga, liberación, rebose, achique o vaciamiento de hidrocarburos.

No es fácil calcular la cantidad y el origen de hidrocarburos que son derramados en el medio ambiente, de hecho, sólo se dispone de valores poco exactos, según diversos estudios y fuentes consultadas podemos hacer las siguientes estimaciones (Tabla. 45).

Década de los 70's	
Año	Toneladas derramadas aproximadas
1970	321,000
1971	147,000
1972	300,000
1973	166,000
1974	172,000
1975	352,000
1976	389,000
1977	291,000
1978	353,000
1979	641,000
<b>Total</b>	<b>3.132,000</b>

TABLA 45. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DURANTE LOS AÑOS 70'

Es el año 1979 donde mayor derrames de hidrocarburo existió con un 21% (Grafica. 10), el 3 de Junio de este año se registró el derrame e incendio del Pozo Ixtoc en la sonda de Campeche, en donde PEMEX estima que fluyeron 3,100,00 barriles de petróleo, de los cuales descontados los hidrocarburos quemados, los evaporados y los recolectados de la superficie, quedó a la deriva un volumen total de 1,023,00 barriles de petróleo, siendo afectadas las costas de Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas, durante 280 días durante los cuales se trataron 2, 800  $km^2$  con dispersantes.



GRAFICA 10. DERRAMES DE HIDROCARBUROS POR AÑO.

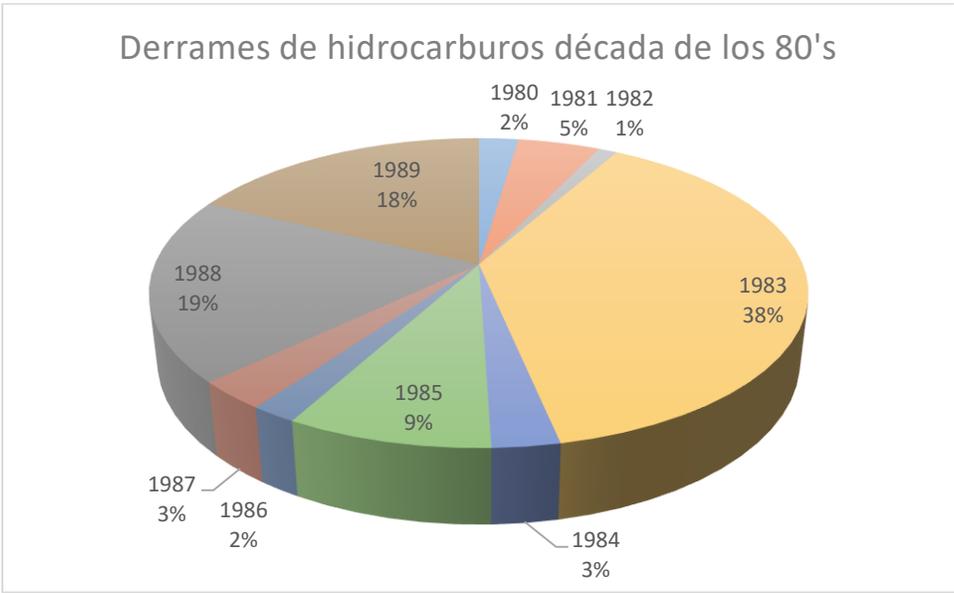
Durante la década de los ochentas la cantidad de hidrocarburos derramados fueron aproximadamente de 1,172, 000 toneladas (Tabla.46).

Década de los 80's	
Año	Toneladas derramadas aproximadas
1980	23,000
1981	48,000
1982	11,000
1983	384,000
1984	28,000
1985	85,000
1986	19,000
1987	30,000
1988	192,000
1989	178,000
<b>Total</b>	<b>1,172,000</b>

TABLA 46. DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN LOS AÑOS 80'S

Durante la década de los ochenta fue el año 1983 donde mayor derrames de hidrocarburos existió con un 38% del total de hidrocarburos (Grafica.11). En octubre

de este año ocurrió un derrame de petróleo crudo sobre el canal de Igú, en mayo de 1982 y diciembre de 1984 ocurrió un derrame de diésel sobre Rio Verde Oaxaca.



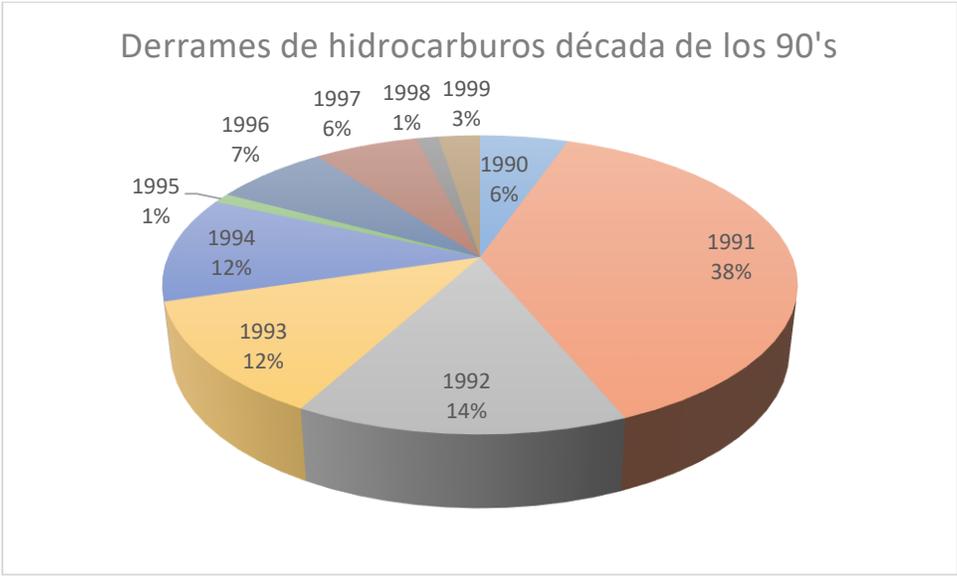
GRAFICA 11. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DÉCADA DE LOS 80'S

En los años noventa la se derramaron aproximadamente 1,135,00 de toneladas de hidrocarburos (Tabla.47).

Década de los 90's	
Año	Toneladas derramadas aproximadas
1990	61,000
1991	435,000
1992	162,000
1993	140,000
1994	130,000
1995	12,000
1996	79,000
1997	72,000
1998	15,000
1999	29,000
<b>Total</b>	<b>1,135,000</b>

TABLA 47. DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN LOS AÑOS 90'S

El 25 de Junio de 1999 una fuga en la válvula de seccionamiento del oleoducto que corre en los márgenes del rio Sarabia, en el municipio de San Juan Guichicovi en Oaxaca, provoco un derrame de 113 barriles de crudo, lo que provoco la contaminación de lagunas y suelos agrícolas (PEMEX, Informe de sustentabilidad, 2000). Durante esta década fue el año 1991 donde más derrames existieron con un 38% del total.



GRAFICA 12. DERRAMES DE HIDROCARBUROS DÉCADA DE LOS 90'S

Debido a la que las empresas petroleras deben de realizar una M.I.A. en tiempos recientes los derrames de hidrocarburos han disminuido a 217,000 toneladas aproximadamente (Tabla.48).

Año 2000-2009	
Año	Toneladas derramadas aproximadas
2000	14,000
2001	8,000
2002	67,000
2003	42,000
2004	15,000
2005	18,000
2006	23,000
2007	18,000
2008	2,000
2009	10,000
<b>Total</b>	<b>217,000</b>

TABLA 48. TONELADAS DERRAMADAS DE HIDROCARBUROS.

Fue durante el 2002 el año donde mayor cantidad de derrames existieron con un 31% (Grafica.13).

Durante este periodo en 13 de octubre de 2004, ocurrió un derrame de 10, 000 barriles en el oleoducto de 30 *in* Nuevo Teapa-Tula, afectando aproximadamente 13 hectáreas de cultivo de caña de azúcar y 13 *km* de un arroyo cercano, suscitándose un incendio que afecto a dos personas (PEMEX, Desarrollo sustentable, 2004).

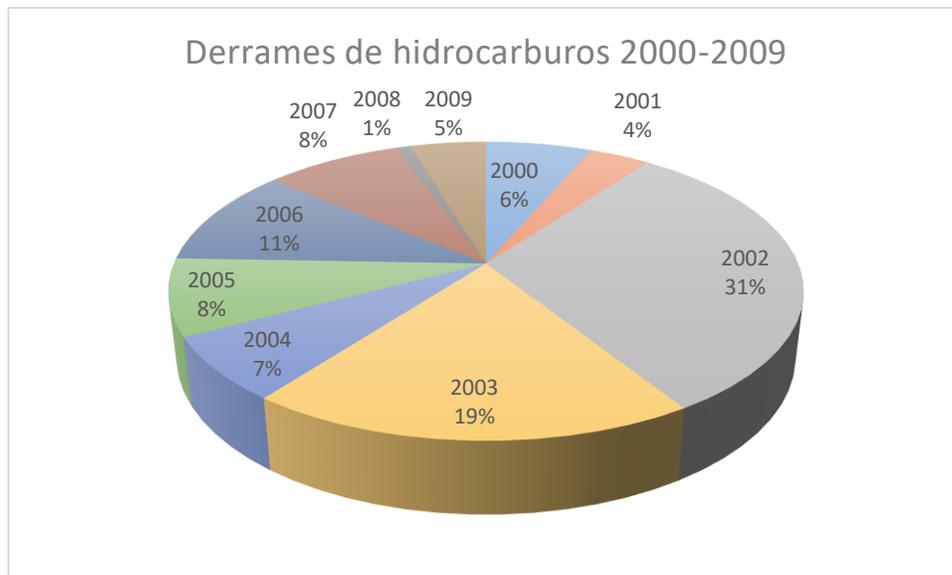
El 22 de diciembre del 2004 ocurrió un incendio en la estación de bombeo de Mazumiapan, Veracruz, originando la ruptura de un oleoducto de 30 *in* Nuevo Teapa-Poza Rica y el derrame de 5,000 barriles de petróleo crudo, que afectaron 11 *km*, el cual afecto al rio Coatzacoalcos, así como el canal de navegación de la Terminal Marítima de Pajaritos (PEMEX, Desarrollo sustentable, 2004).

Para el 18 de agosto del 2005 ceca de San Lorenzo Municipio de Xicotepec de Juárez en el Estado de Puebla, ocurrió un derrame de gasolina magna al romperse el poliducto debido a un movimiento de tierra provocado por las constantes lluvias en la región, el derrame se estimó en 907 barriles los cuales **no fueron**

**recuperados** esto debido a las condiciones del terreno, afectando al río Cilima y 187 m<sup>2</sup> de suelo (PEMEX, Informe de sustentabilidad, 2005).

En octubre del 2007 se atendió la emergencia por el derrame de 11,808 barriles de gasóleo en el oleoducto de 30 in de diámetro en Nuevo Teapa-Salina Cruz, en Suchilapan, municipio de Jesús Carranza Veracruz (PEMEX, Informe de sustentabilidad, 2007).

El 16 de julio del 2008 ocurrió un derrame en un oleoducto de 30 in Nuevo Teapa-Venta de Carpio, cercea del poblado el Calvario, municipio de Tepetlaxtoc, Estado de México cuyo volumen derramado ascendió a 4,104 barriles de crudo Itsmo, de los cuales se lograron recuperar 3,677 barriles, afectando 500 m<sup>2</sup> de áreas urbanas y cultivos (PEMEX, Informe de sustentabilidad , 2008).



GRAFICA 13. DERRAMES DE HIDROCARBUROS 2000-2009

En la última década ha sido el año 2010 donde mayor cantidad de hidrocarburos se han derramado (Tabla.49).

Año 2010-2011	
Año	Toneladas derramadas aproximadas
2010	785,000
2011	700

TABLA 49. DERRAMES EN LOS AÑOS 2010-2011

Durante este año, se registró el 19 de diciembre en San Martin Texmelucan en el estado de Puebla, un derrame y una explosión de gas, el cual dejo 52 heridos y 29 fallecidos.

El 31 de diciembre del 2011 ocurrió un derrame en instalaciones de PEMEX-Refinación, dentro del cerco perimetral de la válvula de seccionamiento del oleoducto de 30 in Nuevo Teapa- Poza Rica, la causa del incidente fue una toma clandestina descontrolada estimando un volumen de 1,500 barriles derramados lo que impacto aproximadamente 3.5 hectáreas y una parte del Río Coatzacoalcos.

#### **4.2 Derrames de hidrocarburos en ductos Internacionales.**

Un estudio realizado por Oil Spill Intelligence Report recolectó todos los vertidos mayores de 34 toneladas o 10.000 galones producidos entre los años 1960/1997, la localización de los mismos nos lleva a aguas de 112 países pero concentrándolos por zonas (Tabla. 50).

Zona Afectada	Número aproximado de vertidos
Golfo de México	269
Noreste de los Estados Unidos	140
Mar Mediterráneo	127
Golfo Pérsico	108
Mar del Norte	75
Japón	60
Mar Báltico	52
Reino Unido y Canal de la Mancha	49
Singapur y Malasia	39
Costa oeste de Francia y de España	33
Corea	32

TABLA 50. DERRAMES MAYORES ENTRE LOS AÑOS 1960-1997

#### 4.2.1 Little Buffalo. Alberta

El 29 de Abril del 2011, más de 868,000 galones de petróleo del oleoducto de Plains Midstream en Canadá fueron derramados cerca de un bosque a 20 millas de la comunidad de Lubicon Cree Firts Nation de Little Buffalo, Alberta, tres hectáreas de estanques de castores y pantanos fueron contaminados (Fig. 16)



FIGURA 16. DERRAME EN LITTLE BUFFALO. ALBERTA

#### 4.2.2 Kalamazoo River, Michigan.

El 26 de julio del 2010, la compañía Enbridge informó de la ruptura de un oleoducto de 30 *in* cerca de Marshall, Michigan, el cual transportaba asfalto diluido “brea”, se estima que el derrame inicialmente fue de 877 mil galones, las fuertes lluvias hicieron que el río sobrepasara las presas existentes y transportaron petróleo 30 milla río abajo antes de que el derrame estuviera contenido. En mayo de 2013, Enbridge ha estimado que la compañía ha recuperado 1,15 millones de galones y aproximadamente 200 mil yardas cúbicas de sedimentos y escombros contaminados de petróleo del río Kalamazoo (E.P.A., EPA ordena a Enbridge Inc. a realizar dragado adicional para eliminar el petróleo del río Kalamazoo. , 2013), lo que nos muestra que el derrame fue mayor que lo establecido en un principio (Fig. 17).



FIGURA 17. DERRAME EN KALAMAZOO RIVER, MICHIGAN.

#### 4.2.3 Lac- Mégantic, Quebec.

Un tren de carga de 72 vagones se descarrilo el 6 de julio de 2013, en el pueblo de Lac-Mégantic, Quebec, matando a 47 personas y derramando 1.5 galones de petróleo. La mitad del área del centro de la ciudad fue destruida por una explosión, el derrame se filtró hasta el Chaudiere River, un canal que fluye hasta el St. Lawrence River, fueron 36 horas las que se tardaron en controlar el fuego, para la limpieza hubo que extraer por medio de un sifón el petróleo del rio y sacar más de 25, 000 metros cubico de tierra tóxica (Fig. 18) (T.S.B., 2014) .



FIGURA 18. INCENDIO DE CARROTONQUES EN LAC- MÉGANTIC, QUEBEC.

#### 4.2.4 Rio Guarapiche, Venezuela.

El 4 de febrero del 2012, ocurrió un derrame de crudo tras la rotura de una tubería de petróleo de Venezuela, en la población de Jusepín estado de Monagas. El derrame se prolongó por casi un día (21 horas) antes de que se iniciaran las tareas de contenido del mismo, por lo que el crudo fluyó por el río Guarapiche, principal fuente de agua potable de la ciudad de Maturín, la nula información por parte de PDVSA generó una falta de información que aún existe sobre este caso, por lo que fuentes no oficiales estiman el derrame en 1.86 millones de galones (Fig.19).



FIGURA 19. DERRAME EN RIO GUARAPICHE, VENEZUELA.

#### **4.2.5 Yellow-Sea, China.**

El 16 de Julio de 2010 debido a la explosión de dos oleoductos cerca del puerto de Delian, en el norte de China, se produjo un derrame de aproximadamente 1,500,000 toneladas de petróleo afectando una extensión aproximada de 180 Km cuadrados ( $km^2$ ) de la superficie del Yellow Sea. Richard Steiner ecologista de la universidad de Alaska estima que hasta el momento se han recuperado unas 60 mil toneladas de crudo. Los oleoductos afectados son propiedad de China National Petroleum Corporation (CNPC, por sus siglas en ingles), quien es el mayor productor de gas y petróleo de ese país.

En mayo de este mismo año un oleoducto de SINOPEC derramo cerca de 250 toneladas de petróleo en la provincia de Shandong (Fig.20) (BBC, 2010).



FIGURA 20. DERRAME EN YELLOW-SEA, CHINA.

#### **4.2.6 Exxon Valdez**

El 24 de marzo de 1989, el petrolero Exxon Valdez golpeo Bligh Reef en Prince William Sound, Alaska, derramando más de 11 millones de galones de crudo. Este derrame es el mayor en la historia de los Estados Unidos. Para poder controlar el derrame se intentaron tres métodos: ardiente, limpieza mecánica y dispersantes químicos (Fig. 21) (E.P.A., Perfil del derrame de Exxon Valdez , 2017)



FIGURA 21. DERRAME DE LA EMBARCACIÓN EXXON VALDEZ

Un estudio realizado por el International Tanker Owners Pollution Federation (ITOPF, por sus siglas en inglés) en los últimos 30 años (1979-2009) muestra que la causa de los vertidos de crudo se debe a (Tabla. 51):

<b>Causas</b>	<b>Menores de 7tn.</b>	<b>Entre 7 y 700tn.</b>	<b>Más de 700tn.</b>	<b>Total</b>
Operacionales				
Carga y descarga	3155	383	36	3574
En tareas de abastecimiento	560	32	0	593
Otras operaciones	1221	62	5	1305
Accidentes				
Fuego o explosión	87	33	32	152
Otras operaciones	1221	62	5	1305
Fallos en el equipamiento	206	39	4	249
Fallos en el casco	205	39	4	249
Hundimiento	236	265	161	662
Colisiones	176	334	129	640
Otras/Desconocidas	1983	44	22	2049
<b>Totales</b>	<b>7829</b>	<b>1249</b>	<b>444</b>	<b>9522</b>

TABLA 51. CAUSAS DE LOS DERRAMES DE CRUDO.

El impacto de productos petroquímicos relacionados con el medio ambiente marino quedaría distribuido de la siguiente manera según la Federación Internacional de Contaminantes (Tanker Owners Pollution Federation ) (Tabla.52).

<b>Impacto de hidrocarburo en medio marino</b>	
<b>Causas</b>	<b>Porcentaje</b>
<b>Vertidos industriales en ríos</b>	50%
<b>Operaciones de transporte</b>	19%
<b>Accidentes</b>	5%
<b>Perdidas naturales</b>	11%
<b>Aspectos atmosféricos</b>	13%
<b>Otras</b>	2%

TABLA 52. IMPACTO DE HIDROCARBUROS EN EL MEDIO MARINO, TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION.

### 4.3 Fuga de hidrocarburos en ductos.

PEMEX definió como fuga de hidrocarburos a la salida o escape de un líquido o gas, causados por los efectos de corrosión que se presentan en las estructuras metálicas de ductos o tanques de almacenamiento, laminaciones o grietas, emanaciones naturales, golpes o defectos de la fabricación.

Es complicado cuantificar los accidentes registrados en ductos que transportan hidrocarburos, ya que en ello intervienen muchas variables que más adelante serán mencionadas.

De acuerdo a una investigación realizada por la Agencia de Seguridad de Inglaterra, los accidentes más trascendentes identificados en ductos construidos a nivel mundial durante el periodo de 1970 a 1995, dejaron la siguiente información (Tabla 53):

<b>Incidentes</b>	<b>500</b>
<b>Lesionados</b>	3000
<b>Muertes</b>	2000
<b>Países afectados</b>	97

TABLA 53. ESTADÍSTICAS PERIODO 1970-1995, AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA

También esta agencia determinó los tipos de fallas más comunes ocurridos en ese mismo periodo de 1970 a 1995 (Tabla. 54).

<b>Fallas más comunes en ductos</b>	
<b>Daños por terceros</b>	53%
<b>Causas no identificadas</b>	29%
<b>Operaciones incorrectas</b>	18%

TABLA 54. TIPOS DE FALLAS MÁS COMUNES EN DUCTOS. AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA

Los incidentes reportados según el tipo de ducto es el siguiente (Tabla.55):

<b>Tipo de hidrocarburo que transporta</b>	
<b>Gas natural</b>	53%
<b>Gas licuado</b>	18%
<b>Crudo</b>	17%
<b>Gasolina</b>	7%

TABLA 55. TIPO DE HIDROCARBUROS TRANSPORTADOS, AGENCIA DE SEGURIDAD DE INGLATERRA

Pemex cuenta con una amplia red de ductos en el territorio nacional, con una longitud operativa superior a los 17,000 *km* de tuberías dependientes de las cuatro subsidiarias que conforman PEMEX, los fluidos transportados son: crudo, gasolinas, diésel, gas licuado, gas natural y productos petroquímicos, principalmente. Los diámetros de las tuberías varían desde 3" hasta 48" de diámetro. PEMEX Logística opera y administra los poliductos en el territorio nacional; además de procesar el petróleo crudo, elabora productos refinados y distribuye: gas licuado, gasolinas, turbosina, diésel, combustóleo y otros, mediante una red de ductos, entre los que se encuentran los poliductos.

En años recientes han incrementado los accidentes en los ductos de PEMEX, algunas de las causas más importantes son: la inadecuada evaluación de los mismos y la falta de gestión para erradicar esta problemática (PROFEPA, Centro de orientación para la atención de emergencias ambientales , 2003)

Actualmente no existe una base de datos históricos de accidentes en ductos de transporte de hidrocarburos disponible de manera oficial en el país, estas circunstancias repercuten negativamente en la funcionalidad de ductos en México.

La Tabla 56, muestra las incidencias recientes de PEMEX en el territorio nacional

**Emergencias ambientales ocurridas en Pemex en el periodo 1997-2001.**

<b>Estado de la República mexicana</b>	<b>Núm. de emergencias</b>
<b>Aguascalientes</b>	3
<b>Baja California</b>	4
<b>Baja California Sur</b>	1
<b>Campeche</b>	419
<b>Chiapas</b>	84
<b>Chihuahua</b>	3
<b>Coahuila</b>	14
<b>Colima</b>	0
<b>Durango</b>	14
<b>Estado de México</b>	10
<b>Guanajuato</b>	32
<b>Guerrero</b>	2
<b>Hidalgo</b>	26
<b>Jalisco</b>	7
<b>Michoacán</b>	2
<b>Morelos</b>	1
<b>Nayarit</b>	0
<b>Nuevo León</b>	14
<b>Oaxaca</b>	43
<b>Puebla</b>	44
<b>Querétaro</b>	4
<b>Quintana Roo</b>	0

<b>San Luis Potosí</b>	0
<b>Sinaloa</b>	10
<b>Sonora</b>	6
<b>Tabasco</b>	391
<b>Tamaulipas</b>	35
<b>Tlaxcala</b>	0
<b>Veracruz</b>	502
<b>Yucatán</b>	2
<b>Zacatecas</b>	0
<b>Zona Metropolitana</b>	2

TABLA 56. EMERGENCIAS AMBIENTALES OCURRIDAS EN PEMEX EN EL PERIODO 1997-2001.

De la tabla anterior se obtiene un total de 1,675 emergencias registradas. Los estados con mayor número de accidentes registrados en el periodo 1997-2001 son: Veracruz (502 casos), Campeche (419 casos) y Tabasco (391 casos). Entre estos tres estados se presenta casi el 80% del total de emergencias en México.

#### **4.3.1 Principales causas de fugas en ductos mexicanos.**

Las principales causas que originan emergencias y consecuencias importantes en el país por fugas en ductos son (Tabla. 57): tomas clandestinas, corrosión y golpe mecánico.

Durante el periodo 1994 a 2003 fueron: tomas clandestinas (304 casos), corrosión (125 casos) y golpe mecánico (6 casos), entre los más importantes.

La siguiente tabla muestra datos de accidentes en ductos 1994-2003 (Refinación, 2004).

CAUSAS	AÑOS										
	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	ST
Corrosión externa	7	7	23	19	35	27		3	1	3	125
Golpe mecánico	2	1		1				2			6
Falla de soldadura	1		1								2
Tomas clandestinas	9	21	45	7	46	51	35	37	45	8	304
Golpe de ariete	1										1
Fisura por sobrepresión			1		1				2		4
Falla de abrazadera			1			1					2
Material defectuoso								1			1
Sobreesfuerzo por movimiento terrestre								1			1
Fuga en la válvula									1		1
Ruptura de monoblock									1		1
<b>Total</b>											441

TABLA 57. CAUSAS QUE PROVOCAN FUGAS EN DUCTOS POR AÑO

#### **4.3.1.1 Tomas clandestinas.**

Desde 1993 se tienen registros oficiales de este tipo de actividades ilícitas en el país, las cuales provocan afectaciones a la población y grandes pérdidas económicas, ambientales, pérdidas de producción y de imagen de la propia paraestatales.

Las tomas clandestinas son la causa principal de emergencias en PEMEX, se destaca el robo de gasolina que durante 30 minutos puede llegar a los 30 mil litros en una toma clandestina (según estiman los especialistas en el tema) y se identifica al registrarse una baja sensible en la presión de los instrumentos de medición quedara por varios minutos. En ese momento se inicia la búsqueda del incidente.

Consecuentemente, detectar los robos de combustibles al analizar los reportes finales de distribución, no es posible, explican los operadores, porque son tan pequeños que pueden confundirse con los estimados de pérdidas aceptables en el bombeo.

#### **4.3.1.2 Corrosión.**

Se le denomina corrosión al ataque destructivo que sufre un material, generalmente metálico, por reacción química o electroquímica con el medio ambiente (atmosfera, suelo, fluido). El efecto de la corrosión es una alteración de las propiedades de los materiales afectados, que puede venir acompañado de una pérdida de material.

Existen varias clases de corrosión; para la industria del petróleo y el gas, los tipos más comunes son la exposición al dióxido de carbono ( $CO_2$ ), corrosión dulce al ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), corrosión ácida y al oxígeno ( $O_2$ ), y la corrosión causada por los microbios, aludida como corrosión influenciada microbiológicamente o corrosión microbiológica (MIC). (Schlumberger, 2016)

#### **4.3.1.3 Corrosión interna.**

La corrosión en la pared interna de un ducto puede ocurrir cuando la pared de la tubería está expuesta al agua y a los contaminantes, tal como ( $O_2$ ), ( $H_2S$ ), ( $CO_2$ ), o cloruros. La naturaleza y el alcance de los daños de corrosión que pueden producirse son funciones de las combinaciones de concentración y particulares de estos diversos constituyentes corrosivos dentro de la tubería, así como de las condiciones de funcionamiento del oleoducto.

La corrosión interna en una tubería de gas puede ser detectada por cualquiera de varios métodos, incluyendo el examen visual del interior de una tubería cuando se abre, la medición externa del espesor de la pared de la tubería con los instrumentos, la evaluación de los cupones de corrosión o sondas colocadas dentro de la tubería, o la inspección de la tubería con una herramienta de inspección en línea, para la corrosión interna puede mantenerse bajo control mediante el establecimiento de las condiciones de funcionamiento de tuberías adecuadas y mediante el uso de técnicas de mitigación de la corrosión. Un método para reducir el potencial de corrosión interna que se produzca es para controlar la calidad de gas que entra en la tubería. También, mediante el muestreo periódicamente y analizar el gas, líquidos, sólidos y quitado de la tubería para detectar la presencia y concentración de contaminantes corrosivos, incluyendo bacterias, así como para detectar pruebas de productos de corrosión, un operador de canalización puede determinar si la corrosión perjudicial que puede estar ocurriendo, identificar la causa (s) de la corrosión, y desarrollar medidas de control de la corrosión.

#### **4.3.1.4 Corrosión externa.**

Los oleoductos enterrados y/o sumergidos están expuestos a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras (NOM-008-SECRE, 1999)

#### **4.3.1.5 Golpe de ariete**

El golpe de ariete es un fenómeno transitorio, producido por cambios rápidos de velocidad de flujo en las líneas de tuberías debido a una presurización rápida de un sistema. El hecho de ser un fenómeno transitorio condiciona el flujo a régimen variable, mientras que el fluido ligeramente elástico, lo condiciona a flujo compresible.

El fenómeno puede presentarse en un sistema debido a la apertura o cierre repentino de una válvula, arranque o paro de bombas, rápidos cambios en la condición de la demanda, así como también cambios en la composición de los fluidos que recorren la línea y la variación de la temperatura con las condiciones ambientales (Provenzano & Aguerre, 2003).

---

## Capítulo 5 Emisiones fugitivas (Fugitive Emissions).

---

La E.P.A. las define como aquellas que no son atrapadas por un **sistema de captura**, estas son emitidas por la industria petrolera durante toda su cadena de valor, desde su extracción hasta el consumidor final, siendo las emisiones más abundantes las de metano y las de dióxido de carbono, provenientes de actividades de la producción y distribución de petróleo y gas natural.

Durante la extracción de petróleo se produce gran cantidad de gas, al cual se le conoce como “**asociado**”, éste contiene gran cantidad de gas metano, el gas a pesar de ser abundante, no se utiliza lo que implica su quema cerca de los pozos de extracción, o bien que se libere directamente a la atmosfera a través de fugas (venteo).

El gas asociado se compone principalmente de metano y otros hidrocarburos como etano, propano y butano, así como de pequeñas cantidades de dióxido de carbono y en algunos casos de ácido sulfhídrico y nitrógeno. Adicionalmente contiene gases nobles y metales pesados, los componentes dependen principalmente de la región geográfica así como del tipo y profundidad del yacimiento. El porcentaje de gas asociado es especialmente alto en crudos livianos mientras que en crudos pesados las cantidades de gas asociado son pequeñas. (Smith, 2014; IPCC, 2006).

El gas asociado se puede almacenar en la red de gas natural, utilizarse in situ para la generación de energía, licuarse para formar gas licuado de petróleo (G.L.P) o reinyectarse en pozos petroleros.

Algunos de los factores por los que se realiza la quema y el venteo son:

- Los bajos precios del gas.
- Altos costos de inversión, especialmente cuando no existe una red de gas para almacenarlo.
- Los componentes tóxicos del gas como el ácido sulfhídrico.
- Falta de mercados de consumo cercanos.
- Altos costos de la licuefacción de gas.

## 5.1 Quema y Venteo de gas asociado.

La quema del gas asociado se realiza a través de inhalaciones especializadas de combustión llamadas quemadores (flare stacks), la quema puede ser continua, periódicamente o en intervalos breves, al realizar esta actividad se libera principalmente dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

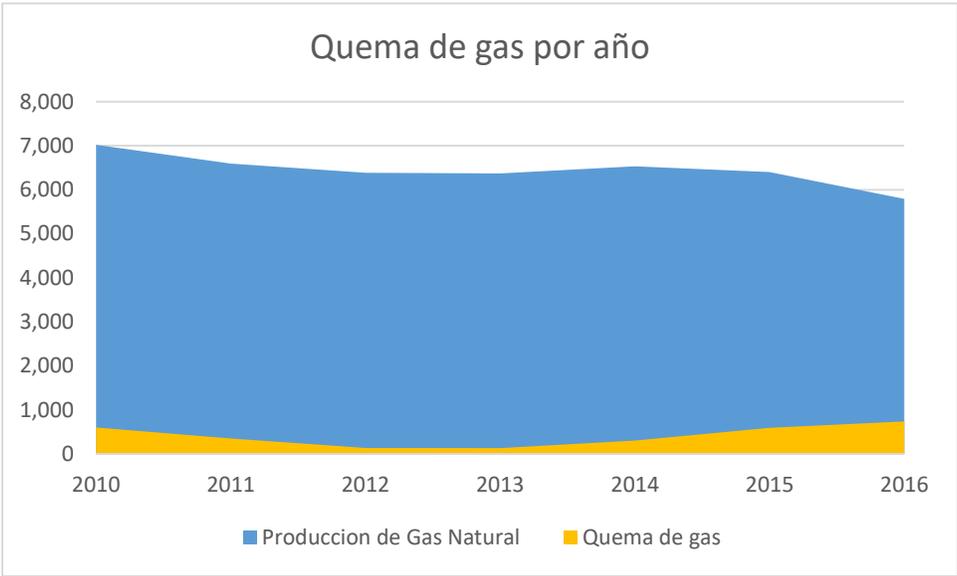
El venteo es la liberación intencional de gas asociado, a través del de este se producen emisiones muy altas de metano, ya que el gas asociado alcanza la atmosfera sin quemarse. El impacto climático del venteo más alto que la quema ya que el metano posee un potencial global 34 veces más alto que el dióxido de carbono ( $CH_4$ ) (Anexo 6).

Para el año 2016 PEMEX tuvo una producción de 5,792 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de los cuales 4,541 MMpcd son de gas asociado, la quema este año fue de 737 MMpcd lo que representa un 12.7 % de aprovechamiento de la producción de gas (Tabla. 58)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Producción de Gas Natural</b>	7,020	6,594	6,385	6,370	6,532	6,401	5,792
<b>Asociado</b>	4,562	4,423	4,475	4,608	4,820	4,826	4,541
<b>No asociado</b>	2,458	2,171	1,910	1,763	1,712	1,575	1,252
<b>Quema de gas y venteo</b>	600	350	135	131	303	592	737
<b>% Producción</b>	<b>8.55</b>	<b>5.31</b>	<b>2.11</b>	<b>2.06</b>	<b>4.64</b>	<b>9.25</b>	<b>12.72</b>

TABLA 58. PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO, NO ASOCIADO Y U QUEMA, SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. SENER.

La quema en el año 2016 se incrementó en un 19.6% con respecto al año 2015, este representa la mayor cantidad de gas que se quemó en los últimos 6 años (Grafica 14).



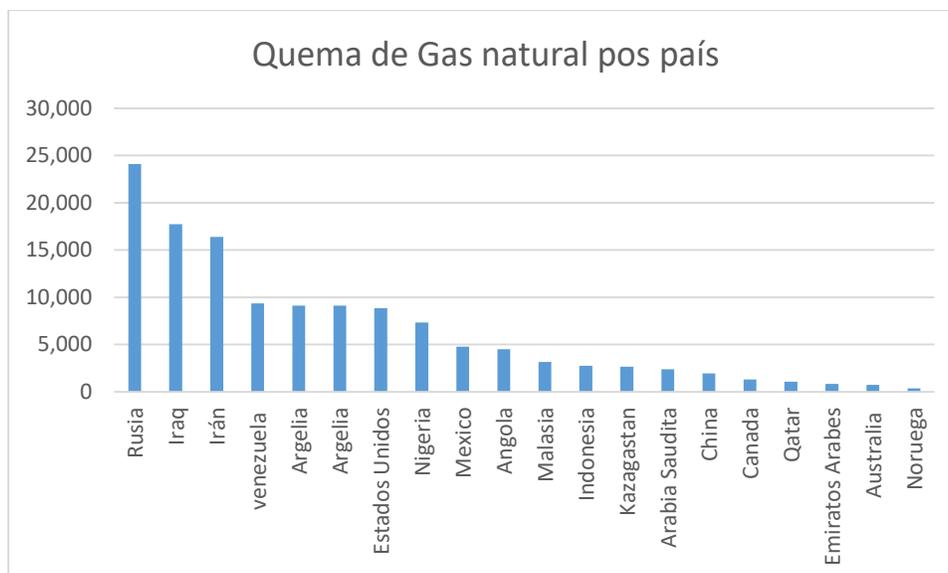
GRAFICA 14. PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO Y QUEMA DE HIDROCARBUROS POR AÑO. SENER, ELABORACIÓN PROPIA.

La producción de gas natural en el mundo asciende a 262,954 MMpcd (millones de pies cúbicos diarios), México ocupa la doceava posición en el Rankin mundial con una producción de 5,831 MMpcd (Tabla.59)

Posición	País	Producción de gas natural (MMpcd)
<b>1</b>	Estados Unidos	77,783
<b>2</b>	Rusia	60,553
<b>3</b>	Qatar	18,076
<b>4</b>	Canadá	15,674
<b>5</b>	Irán	15,282
<b>6</b>	China	13,019
<b>7</b>	Noruega	11,744
<b>8</b>	Arabia Saudita	8,216
<b>9</b>	Argelia	7,829
<b>10</b>	Indonesia	7,063
<b>11</b>	Malasia	6,082
<b>12</b>	México	5,831
<b>13</b>	Australia	5,454
<b>14</b>	Emiratos Árabes	5,423
<b>15</b>	Holanda	4,925
	<b>Total</b>	<b>346.306</b>

TABLA 59. RANKIN MUNDIAL DE PAÍSES PRODUCTORES DE GAS NATURAL, SENER 2016

Sin embargo el aprovechamiento que tiene PEMEX con respecto a su producción de gas es mínima, ya que ocupa el noveno lugar en la quema de gas, mientras que el país que más quema gas natural es Rusia con 24,091 MMm<sup>3</sup> (millones de metros cúbicos) en el año 2016 (Grafica. 15) (Tabla.60)



GRAFICA 15. QUEMA DE GAS NATURAL POR PAÍS AL AÑO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.

Posición	País	Quema de gas (MMm3)
1	Rusia	24,091
2	Iraq	17,730
3	Irán	16,405
4	Venezuela	9,350
5	Argelia	9,100
6	Argelia	9,100
7	Estados Unidos	8,862
8	Nigeria	7,315
9	México	4,776
10	Angola	4,495
11	Malasia	3,164
12	Indonesia	2,766
13	Kazajistán	2,665
14	Arabia Saudita	2,382
15	China	1,956
16	Canadá	1,298
17	Qatar	1,076
18	Emiratos Árabes	837

19	Australia	729
20	Noruega	356

TABLA 60. TOP 20 DE LOS PAÍSES DE LOS PAÍSES CON QUEMA 2016. BANCO MUNDIAL, ELABORACIÓN PROPIA

### 5.1.1 Fuentes de emisiones en el sistema de gas natural.

En los sistemas de gas a nivel mundial ocurren emisiones de metano a lo largo de todos los procesos, esto es, durante la explotación, producción, transporte y distribución. De la cabeza del pozo hasta al usuario final, el gas se mueve a través de cientos de válvulas, mecanismos de procesamiento, compresores, tuberías, estaciones de regulación de presión y otros equipos (Fig.22).

Fuentes de emisiones.

1. Emisiones en la fase de explotación (debido a la perforación y pruebas de pozos).

En la fase de exploración pueden ocurrir emisiones de metano como resultado de explosiones durante los procesos de perforación por exploración, cuando los pozos están bajo prueba, y durante el proceso de limpieza de los pozos (Camargo, 2013).

2. Emisiones relacionadas a los gases asociados no aprovechados (venteados o quemados).

Durante la producción de gas natural y petróleo, se generan algunos gases que no pueden ser comercializados en este momento, este problema se presenta principalmente en el caso de los gases asociados a la producción de petróleo. Parte del gas natural puede ser utilizado para generación energética in situ, pero los gases remanentes no son utilizados. En algunos casos el gas es re-inyectado en el yacimiento petrolero para mejorar la recuperación del petróleo, pero en algunos casos es venteadado o quemado, lo cual da como resultado emisiones de metano y dióxido de carbono (Camargo, 2013).

3. Emisiones por venteo o quema de gases residuales procedentes de instalaciones de tratamiento de gas, tanto asociado como no asociado.

- Gases residuales: ocurre cuando el metano se disuelve en varias fases fluidas, y subsecuentemente es liberado al ambiente después de que se reduce la presión de dichos fluidos.
- Gas de purga: tradicionalmente se utilizan gases de purga en sistema de quemas y venteo para evitar que entre aire al sistema.
- Emisiones de gases de metano en tanques de almacenamiento: cuando se llenan los tanques de almacenamiento con líquidos condensados, e contenido gaseoso del recipiente es remplazados con líquidos, y removidos a través de venteo atmosférico o sistema de quema. Muchas veces los tanques de almacenamiento se cubren de nitrógeno, lo cual resulta en una reducción de emisiones.
- Respiración de recipientes: como resultado de las fluctuaciones en las temperaturas ambientales los gases y la fase líquida de los recipientes cambian de volumen constantemente.
- Emisiones en válvulas de paso: esto ocurre como resultado de ensuciamiento o desgaste, las válvulas de paso (válvulas de seguridad de presión y válvulas de bloqueo) no cierran completamente, cierta cantidad de gas natural se fuga. Estas emisiones de válvulas de paso terminarán en los sistemas de alta presión de quema y venteo (Camargo, 2013).

4. Emisiones de mantenimiento en la producción, transporte y distribución del gas natural.

Durante los mantenimientos rutinarios, algunas cantidades de metano pueden ser liberadas. Esto ocurre, por ejemplo, cuando los equipos de procesamiento o ductos son despresurizados y dispersados con el aire antes del mantenimiento (Camargo, 2013).

5. Emisiones relacionadas a los requerimientos energéticos: emisiones de escape y emisiones debidas a la puesta en marcha y parda de motores.

- Emisiones de metano relacionadas con los requerimientos energéticos de los sistemas de petróleo y gas las cuales son parte de las emisiones de escape, pero también ocurren durante el arranque y detención de los motores y turbinas.
- Emisiones de escape: una serie de procesos de incineración son utilizados en sitio para varios propósitos como motores recíprocos y turbinas utilizadas para suministrar energía para operar compresores y generar electricidad requerida en el sitio o calentadores. En muchos casos estos procesos de incineración utilizan gas natural como combustible, y puede ser una fuente considerable de metano como resultado de una combustión incompleta.
- Emisiones de motores no provenientes de los escapes: cuando los motores recíprocos son apagados los motores son limpiados con corriente de aire por razones de seguridad y antes de volver a arrancarlos son inyectados varias veces con gas natural causando así cantidades considerables de metano sean liberados a la atmósfera. Por esto, tanto en la puesta en marcha como en el paro de los motores se tienen emisiones de metano (Camargo, 2013).

6. Emisiones provenientes de compresores, en particular por las pérdidas del sello, pero también emisiones generadas en la puesta en marcha y paros.

La compresión del gas es una parte importante de los sistemas de transmisión de gas en donde se requiere de una estación de compresión cada 100-150 km causando emisiones de metano a la atmósfera. Esto debido a:

- Pérdidas en sellos: el eje del compresor gira dentro de la carcasa del compresor y las conexiones entre estas partes no se pueden hacer

herméticas al gas por lo que los sellos entre el eje y la carcasa tienen emisiones fugitivas continuamente.

- Emisiones en válvulas de paso: otros contribuyentes a las emisiones netas de una estación de compresión son las válvulas de extremo abierto, válvulas de seguridad de presión y válvulas de bloqueo, con un buen mantenimiento y un correcto sistema de control se pueden disminuir la cantidad de emisiones.
  - Puesta en marcha y paros: durante la puesta en marcha y los paros de equipos pueden ocurrir emisiones de metano; durante los paros de compresores los equipos son inyectados con aire mientras que durante las puestas en marcha se llenan de gas natural, normalmente el gas natural es venteado, sin embargo, para facilitar arranques rápidos después de paros cortos, los compresores suelen permanecer llenos de gas (Camargo, 2013).
7. Emisiones procedentes de dispositivos neumáticos, como lo son válvulas y actuadores, las válvulas y actuadores en los sistemas de transmisión y producción pueden ser operadas con gas natural, utilizando la presión hidráulica de este para ajustar las válvulas, entre otras cosas, después de esto el gas es venteado a la atmósfera. Los equipos neumáticos son comunes a lo largo de todo el sistema, así como en pozos y ductos (Camargo, 2013).
  8. Emisiones relacionadas con problemas del sistema. Cuando existe un problema en los sistemas de seguridad; las válvulas de alivio de presión suelen abrirse despresurizando el sistema y las corrientes de expulsión de la válvula pueden ser eliminadas a quemadores de alta presión o ser venteados (Camargo, 2013).
  9. Emisiones fugitivas de equipos de proceso, transporte (gasoductos y envíos en tanque), instalaciones de almacenamiento y de la red de distribución.

En los sistemas de gas natural es común contar con emisiones fugitivas crónicas; dichas emisiones fugitivas provienen de juntas, bridas y válvulas, entre otras fuentes y suelen estar entre 6 y 10  $cm^3$  al día por equipo. Sin embargo la sumar la cantidad total de estas emisiones fugitivas para todo el sistema la contribución suele ser significativa.

- Explotación y transporte: a pesar de que las emisiones fugitivas más grades pueden ser detectadas fácilmente, gracias a que con los cambios abruptos de presión suelen formarse capas de hilo sobre las brida, las emisiones fugitivas crónicas menores son más difíciles de detectar y pueden ocurrir a lo largo de todo el sistema.
- Distribución: las emisiones a lo largo del sistema de distribución son difíciles de estimar, es posible calcularlo al realizar la diferencia entre las entradas y salidas del sistema, sin embargo este método no suele ser muy confiable puesto que los equipos de medición no suelen ser tan precisos (Camargo, 2013).

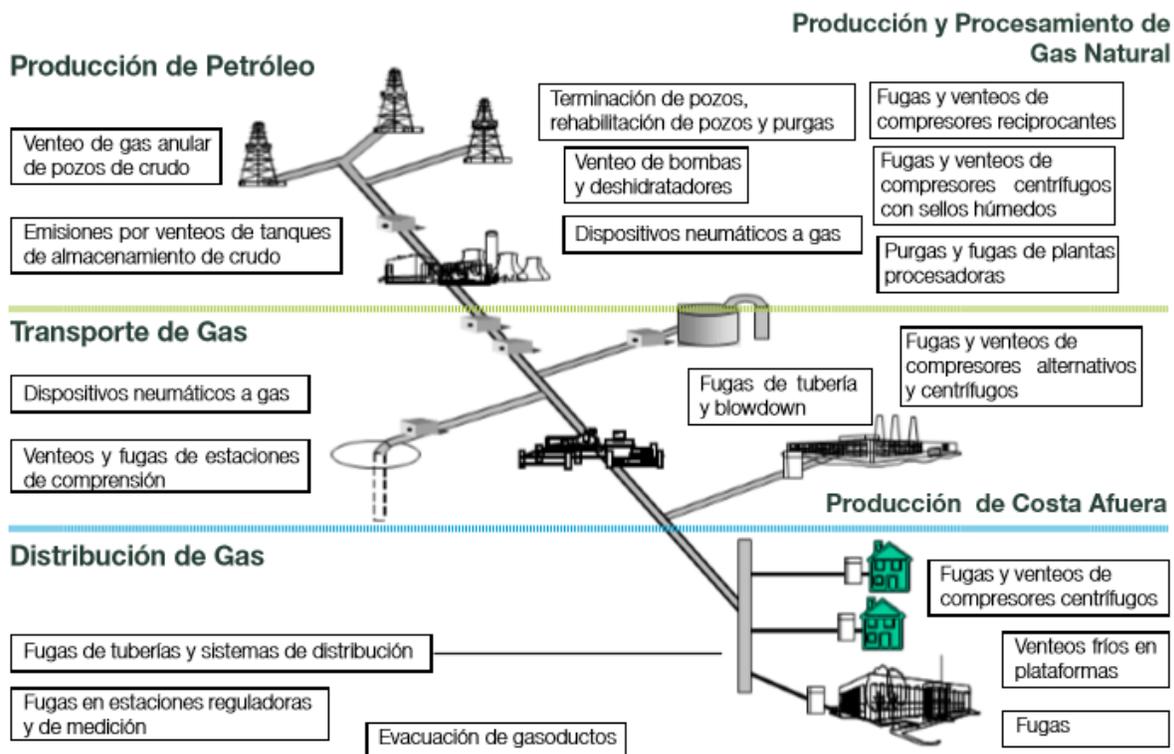


FIGURA 22. PRINCIPALES FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS, FIGURA ADAPTADA DEL GRAFICO ORIGINAL DE LA AGA (AMERICAN GAS ASSOCIATION)

El total de las emisiones emitidas de dióxido de carbono equivalente ( $CO_{2eq}$ ) (Tabla.61) por PEMEX en el año 2015 fueron 6.33% menores que el año pasado.

**EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE ( $CO_{2eq}$ )**

<b>EMISIONES</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Corporativo</b>	555	1,645	633	419	4,487	4,029
<b>PEP</b>	31,926,822	21,149,230	15,557,316	19,906,880	28,941,666	27,378,358
<b>PPQ</b>	6,599,872	6,357,648	6,159,550	6,284,825	6,235,063	5,357,976
<b>PGPB</b>	7,165,082	6,962,105	6,878,554	5,476,429	5,303,183	4,936,924
<b>PR</b>	14,215,376	14,767,208	14,766,363	15,414,137	15,133,158	14,415,195
<b>Total</b>	<b>59,907,707</b>	<b>49,237,836</b>	<b>43,362,416</b>	<b>47,082,690</b>	<b>55,617,557</b>	<b>52,092,482</b>

TABLA 61. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015.

## **5.2 Dióxido de carbono equivalente ( $CO_{2eq}$ ).**

Los resultados finales de emisiones de GEI se reportan en toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente ( $tCO_{2e}$ ). Para esto es necesario convertir la emisión de cada gas de efecto invernadero a unidades de dióxido de carbono equivalente ( $CO_{2e}$ ) usando para ello el potencial de calentamiento global de cada gas.

Este potencial se define como el factor que describe el impacto de la fuerza de radiación de una unidad de un determinado gas de efecto invernadero en relación con una unidad de ( $CO_2$ ) (Tabla. 62)

Nombre Químico	Fórmula Química	PCG ( $CO_2$ eq.)
Bióxido de Carbono	$CO_2$	1
Metano	$CH_4$	25
Óxido Nitroso	$N_2O$	298
Hexafluoruro de Azufre	$SF_6$	22,800
Trifluoruro de Nitrógeno	$NF_3$	17,200
Carbono Negro	Distintos Compuesto	No hay datos

TABLA 62. POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL (PCG)

Los gases de efecto invernadero que más se arrojan a la atmosfera por parte de la industria petrolera son el metano y el dióxido de carbono, PEMEX reporta para el año 2015 una cantidad de 42,579,356 de  $CO_2$  arrojadas a la atmosfera (Tabla 63), mientras que la cantidad de metano en el mismo año fue de 453,006 (Tabla. 64)

#### EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO ( $CO_2$ )

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Corporativo	555	1,645	633	419	4,487	4,028
PEP	17,855,210	14,070,554	12,583,248	14,142,666	19,156,584	18,773,798
PPQ	6,506,850	6,354,019	6,156,555	6,281,856	6,232,371	5,353,186
PGPB	7,055,718	6,759,262	6,553,556	5,296,650	5,103,780	4,667,277
PR	13,898,727	14,270,298	14,395,295	14,921,931	14,486,232	13,781,067
<b>Total</b>	<b>45,317,060</b>	<b>41,455,778</b>	<b>39,689,287</b>	<b>40,643,522</b>	<b>44,983,454</b>	<b>42,579,356</b>

TABLA 63. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015

### EMISIONES DE METANO ( $CH_4$ )

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Corporativo	-	-	-	-	-	-
PEP	668,648	337,080	141,622	274,486	465,956	409,741
PPQ	144	173	143	141	128	228
PGPB	5,208	9,659	15,476	8,561	9,495	12,840
PR	15,079	23,662	17,670	23,438	30,806	30,197
<b>Total</b>	<b>689,079</b>	<b>370,574</b>	<b>174,911</b>	<b>306,626</b>	<b>506,385</b>	<b>453,006</b>

TABLA 64. EMISIONES DE METANO, REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE PEMEX 2015

Siendo con esto PEMEX Exploración y producción (PEP) el organismo subsidiario que más emisiones arroja a la atmosfera con 18,773,798 de  $CO_2$  y 409,741 de  $CH_4$ .

### 5.3 Medición de emisiones fugitivas en el transporte de hidrocarburos.

Para poder desarrollar una metodología de estimación de emisiones (Ec. 105) se deben seguir los siguientes pasos:

- Definir el sistema en el cual se va a realizar la estimación.
- Analizar el sistema para encontrar las fuentes de emisión.
- Evaluar los datos de actividad y los factores de emisión disponible para representar apropiadamente cada fuente de emisión.

$$Emisiones\ de\ GEI = \sum A \times FE \dots Ec. 102$$

Donde:

$A$  → Nivel de actividad

$FE$  → Factor de emisión para el GEI en la actividad

El dato de actividad puede ser la cantidad de elementos específicos que tienen fugas, como válvulas o controladores, pero también pueden ser la cantidad de materia transportado o producido o la cantidad de materia prima procesada. El factor

de emisión es la cantidad que representa la cantidad de fugas o emisiones de un GEI en un elemento específico del proceso o en un proceso completo.

Un sistema tan cumple como el del gas natural y el petróleo se puede definir subsistemas lo que obviamente impactará en la definición de los datos de actividad y los factores de emisión (I.M.P., 2012).

#### **5. 4 Caso de estudio nacional.**

A lo largo de la historia de PEMEX son muchos los accidentes que han ocurrido por el transporte de hidrocarburos en los que destacan:

La explosión en 1984, se suscita una explosión en una de las plantas de almacenamiento y distribución de gas licuado en San Juan Ixhuantepec (San Juanico), en el Estado de México (Fig.23).

El accidente fue provocada por la explosión de dos esferas, cada una con una capacidad de 16 mil metros cúbicos, las cuales almacenaban en ese momento aproximadamente 6,500 Tm, la cual dejo entre 500 y 600 muertos además de 2 mil heridos, esto debido a una fuga en un gasoducto, que transportaba combustible desde Poza Rica, Minatitlán, Coatzacoalcos y Azcapotzalco.



FIGURA 23. EXPLOSIÓN DE LAS PLANTA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE SAN JUAN IXHUANTEPEC. ARCHIVO EXCÉLSIOR.

En 1992 se registró en Guadalajara Jalisco, una explosión en las instalaciones de PEMEX, debido a una fuga de gasolina que termino en el sistema de drenaje de la ciudad, la que provoco una serie de explosiones que cobraron la vida de 210 persona.

El accidente fue provocado por el contacto entre una línea de agua y un gasoducto (Fig.24), debido a la corrosión entre ambas tubería, la cual fue causada por la diferente composición química de los metales, esto originó que se formara un orificio de 1 *cm* de ancho por donde el gas se empezó a fugar.



FIGURA 24. CORROSIÓN ENTRE LÍNEAS DE AGUA Y GASODUCTO DE LA EXPLOSIÓN EN GUADALAJARA JALISCO.

En el 2012, se registró una explosión en un gasoducto en Reynosa, Tamaulipas; el incendio dejó alrededor de 30 muertos y 46 lesionados. De acuerdo a PEMEX el estallido se debió a una sobrepresión en dos calentadores de plantas que producen gasolina (Fig. 25).



FIGURA 25. EXPLOSIÓN EN EL GASODUCTO DE REYNOSA TAMAULIPAS, LA JORNADA.

Sin embargo, fue en el 2010 cuando una fuga en un ducto de PEMEX provocó explosiones en San Martín Texmelucan, Puebla, este fue uno de los accidentes más grandes, no solo a nivel nacional sino también a nivel mundial, las consecuencias fueron 30 personas muerta, 52 heridos y alrededor de 80 viviendas con daños, la causas de la explosión fue una toma clandestina de combustible que provocó un derrame de miles de litros de combustibles como el diésel y combustóleo (Fig.26).



FIGURA 26. ZONAS AFECTADAS POR LA EXPLOSIÓN, PRESENTACIÓN CÁMARA DE DIPUTADOS

La gravedad del caso San Martín Texmelucan, consiste en la presencia de los eventos juntos, una explosión debido a una fuga la cual afectó la calidad del aire y un derrame el cual contaminó 50 km del río Atoyac, el siniestro duró 5 horas 10 minutos, registrándose la explosión a las 5:50 am y el incendio provocado por el derrame controlado a las 11:00 am, lapso en el cual se derramaron 3,735,864 litros de hidrocarburos (23,496 barriles), de los cuales solo se recuperaron 700 mil litros. PEMEX no reporta la cantidad de emisiones arrojadas a la atmósfera por el siniestro, por lo cual se estimó un aproximado de estas emisiones.

**5.4.1 Cálculo de Emisiones por el caso San Martín Texmelucan.**

Consideraciones:

- Para la estimación de emisiones se consideran que los 3,735,864 litros de hidrocarburos derramados se quemaron por completo, no se toma en cuenta la cantidad de hidrocarburos que pudieron haberse infiltrado en el suelo.
- No se sabe con exactitud el hidrocarburo que era transportado por el ducto (Salamanca-Tula), por lo cual se consideraron los tipos de crudo que generalmente transitar por este.

Características del derrame (Tabla. 65):

Barriles de crudo derramado	Litros	Litros recuperados	Litros no recuperados	Total de minutos que duró el siniestro
23,496	3,735,864	700,000	3,035,864	310

TABLA 65. FUENTE PRESENTACIÓN CÁMARA DE DIPUTADOS, EL ECONOMISTA, ELABORACIÓN PROPIA.

Características del hidrocarburo (Tabla. 66).

Tipo de crudo	API	% de Azufre
Maya	21.5	3.6
Itsmo	32.5	1.8

TABLA 66. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS. FUENTE PMI INTERNACIONAL.

Volumen de hidrocarburos que son transportados por el ducto (Salamanca-Tula), anualmente (Mbd) (Tabla. 67)

Tipo de crudo	Tula	Salamanca	Total
Itsmo	223.8	150.4	374.2
Maya	53.5	27.5	81
	277.3	177.9	455.2

TABLA 67. TIPO DE HIDROCARBUROS QUE VIAJAN POR EL DUCTO SALAMANCA-TULA, PROSPECTIVA 2012-2016

Para determinar la cantidad de emisiones de gases contaminante, se analizó el tipo de flama que produjo la explosión (Lago, Bola o Jet) (Fig. 27).



FIGURA 27. TIPO DE EXPLOSIÓN EN SAN MARTÍN TEXMELUCAN.

La flama de la explosión fue de tipo lago, cuyos factores se muestran en la siguiente Tabla 68.

Tipo de Flama	Hollín	PM <sub>2.5</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	NMHC	Semi-volátiles	NO <sub>x</sub>
	g emisiones emitidas/kg combustible quemado							
Lago	57.1	67.9	2,843	29.6	1.0	11.1	0.0	0.62
Bola	57.1	67.9	2,843	29.6	1.0	11.1	0.0	0.62
Jet	34.4	40.9	1,679	11.7	47.2	173.8	72.3	2.0

TABLA 68. FACTORES DE EMISIÓN POR TIPO DE FLAMA

También es necesario determinar el contenido de carbono de cada uno de los crudos trasportados (Tabla. 69)

	Maya	Isthmus	Olmeca
API gravity	21.3	33.1	38.7
elemental analysis (wt %)			
carbon	83.96	85.40	85.91
hydrogen	11.80	12.68	12.80
oxygen	0.35	0.33	0.23
nitrogen	0.32	0.14	0.07
sulfur	3.57	1.45	0.99
H/C atomic ratio	1.687	1.782	1.788
metals (wppm)			
nickel	53.4	10.2	1.6
vanadium	298.1	52.7	8.0
asphaltenes (wt %)			
in nC <sub>5</sub>	14.10	3.63	1.05
in nC <sub>7</sub>	11.32	3.34	0.75

TABLA 69. PROPIEDADES DEL ACEITE CRUDO

Las emisiones estimadas para el caso de crudo ligero se presentan en la Tabla 70.

Tipo de crudo (kg)	Tipo de Flama	CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	NMHC	Semi-volátiles	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
		g de emisiones emitidas/kg combustible quemado						
Itsmo	Lago	2,843	29.6	1	11.1	0	0.62	0.018
320.3152		1,003	9,481	320	3,555	0	199	21

TABLA 70. EMISIONES ESTIMADAS PARA EL CASO DE CRUDO LIGERO.

Las emisiones estimadas para crudo pesado se presentan en la Tabla 71.

Tipo de crudo (kg)	Tipo de Flama	CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	NMHC	Semi-volátiles	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
		g de emisiones emitidas/kg combustible quemado						
Maya	Lago	2,843	29.6	1	11.1	0	0.62	0.036
69.336		213	2,052	69	770	0	43	9

TABLA 71. EMISIONES ESTIMADAS PARA EL CASO DE CRUDO PESADO.

#### **5.4.2 Remediación en San Martín Texmelucan.**

Tan pronto como se controló el fuego, las cuadrillas de Pemex-Refinación iniciaron la concentración y recuperación de petróleo crudo con unidades de presión-vacío (vehículos que succionan el producto derramado), instalaron barreras y cordones oleofílicos (que contienen y absorben hidrocarburos) en el río Atoyac, además se realizó un levantamiento topográfico de la zona cercanas al punto de derrame y una evaluación preliminar a la misma.

Otra etapa de remediación incluyó la plantación de 6,093 arbustos, para garantizar la seguridad de la población, se realizaron dos pruebas de explosividad por día en 30 registros, se limpiaron y se desazolvaron zonas habitacionales.

---

## **Conclusiones.**

---

Debido al desarrollo industrial petrolero en el mundo, es necesario transportar de una manera más eficiente, rápida y segura los hidrocarburos para su transformación y comercialización. Durante la realización de este trabajo de investigación concluimos que el medio por los que se pueden alcanzar estos objetivos es transportar los hidrocarburos mediante ductos.

PEMEX quien es el encargado de la distribución interna de todo tipo de hidrocarburos en el país está consciente de que los ductos es la mejor opción de transporte, a pesar de contar con una enorme capacidad de transporte por medio de carrotanques, autotanques y buques. México cuenta con una amplia red de ductos (69,953 km), dicha red se extiende a lo largo y ancho del país para garantizar el suministro de hidrocarburos de la nación. Es necesario que PEMEX de mantenimiento a su red de ductos tanto de prevención como de corrección ya que la mayoría de ellos cuenta con 30 años de funcionamiento, la cual rebasa la vida útil de operación, de no hacerlo la infraestructura está expuesta a sufrir daños como fugas y derrames, estos incidentes pueden constituir una amenaza para la salud humana y el medio ambiente.

En una industria tan grande y compleja es difícil estar exento de accidentes por ello se toman acciones para reducir y mitigar el impacto ambiental producido por emisiones, fugas y derrames debido al transporte de hidrocarburos por ductos.

México contempla aumentar su producción de hidrocarburos en los próximos años lo que traería consigo la necesidad de aumentar su infraestructura no solo en su red de ductos, también debe de plantearse la construcción de más refinerías, tanques de almacenamiento para poder procesar el crudo proveniente de los campos petroleros.

Al aumentar la producción de hidrocarburos, de ductos y de refinerías, también se corre un gran riesgo de aumentar con esto las emisiones, fugas y derrames de hidrocarburos, debido a fallas mecánicas, daños en la tubería o tomas clandestinas. Las tomas clandestinas han sido en los últimos años un severo problema para la industria petrolera, las cuales han causado gran cantidad de derrames, fugas y

emisiones, los daños provocados son daños a viviendas, contaminación del suelo, agua, aire y en casos muy extremos se han perdido vidas humanas.

La contaminación provocada por los derrames de hidrocarburos en los océanos suelen acabar con la vida marina durante varios años, el hidrocarburo filtrado al manto freático suele contaminar agua potable causando la muerte de seres vivos.

Las fugas suelen causar un gran impacto en la calidad del aire, lo que provoca que todos los seres vivos que se encastren en contacto con la fuga tengan problemas respiratorios.

El caso del ducto Nuevo Teapa- Venta de Carpio que causo una explosión en San Martin Texmelucan, es probable que se haya debido a una toma clandestina, la cual trago consigo a más de 30 muertos, a pesar del que en el sistema de PEMEX detecto una caída en la presión de la tubería, el hidrocarburo fue transportado por el rio Atoyac lo que provoco que el incidente fuera de una mayor magnitud.

PEMEX al considera aumentar su red de ductos debe contemplar aumentar la seguridad en cada uno de sus puntos de bombeo, debido a que los ductos son instalados en terrenos sinuosos es complicado detectar una caída de presión a tiempo debido a una toma clandestina lo que hace complicado el poder detectar en tiempo y forma el robo de hidrocarburo, que a lo postre se convierte en una fuente de contaminación del manto freático debido a la filtración de hidrocarburos,

## BIBLIOGRAFÍA.

(s.f.).

Alejandro, I. A. (2012). *Análisis teórico práctico del comportamiento hidráulico de sistemas de emulsión inversa*. México D.F. .

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2008). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX :  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2010). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX :  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2011). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX :  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2009). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2012). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2013). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (7 de Agosto de 2014). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

*Anuario Estadístico, PEMEX*. (2016). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2016.pdf>

BBC. (19 de Julio de 2010). *BBC*. Obtenido de BBC:  
[http://www.bbc.com/mundo/ciencia\\_tecnologia/2010/07/100719\\_china\\_derrame\\_petroleo\\_rio\\_a\\_marillo.shtml](http://www.bbc.com/mundo/ciencia_tecnologia/2010/07/100719_china_derrame_petroleo_rio_a_marillo.shtml)

Camargo, J. L. (2013). *Programa de reducción de emisiones (NAMA) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas*. Ciudad de México: Carbón Solutions de México S.A. de C.V.

Climático, I. N. (10 de Noviembre de 2016). *INECC*. Obtenido de INECC:  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110175/CGCCDBC\\_2015\\_Tabla\\_inventario\\_nacional\\_GEyCEI\\_2013.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110175/CGCCDBC_2015_Tabla_inventario_nacional_GEyCEI_2013.pdf)

Domínguez, M. M. (2009). *Apuntes de Mecánica de Fluidos*. Mexico D.F.

E.P.A. (2013). *EPA ordena a Enbridge Inc. a realizar dragado adicional para eliminar el petróleo del río Kalamazoo*. . Washinton.

E.P.A. (2017). *Perfil del derrame de Exxon Valdez*. Washington.

Greenpeace. (30 de Julio de 2010). *Greenpeace*. Obtenido de Greenpeace:  
<http://www.greenpeace.org/mexico/es/Noticias/2010/Julio/Dalian-destapa-riesgo-en-petroleras-chinas/>

<https://www.elsiglodetorreon.com.mx>. (7 de Abril de 2017). Obtenido de  
<https://www.elsiglodetorreon.com.mx>.

- I.M.P. (2012). *Determinacion de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México*. Mexico.
- I.M.T. (2006). Obtenido de I.M.T.: <http://www.imt.mx/>
- Lagos, F. F. (2004). *www.ref.pemex.com*. Obtenido de *www.ref.pemex.com*:  
[www.ref.pemex.com/octanaje/o55/o.htm](http://www.ref.pemex.com/octanaje/o55/o.htm)
- Libro de Reservas, PEMEX, 2015*. (s.f.). Obtenido de *Libro de Reservas, PEMEX, 2015*:  
<http://www.pemex.com/>
- Lucero, F. d. (2012). *Apuntes de Flujo Multifasico*. Mexico.
- Memoria de Labores, PEMEX* . (1973). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (1974). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (1975). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (1976). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (2009). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (2010). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (2011). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (2012). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX* . (2013). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX* :  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1965). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1966). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1967). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1968). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1969). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)
- Memoria de Labores, PEMEX*. (1970). Obtenido de *Memoria de Labores, PEMEX*:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)



*Memoria de Labores, PEMEX.* (1994). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (1995). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (1996). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (1997). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (1998). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (1999). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2001). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2002). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2003). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2004). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2005). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2006). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2007). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2008). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

*Memoria de Labores, PEMEX.* (2014). Obtenido de Memoria de Labores, PEMEX:  
[http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/memorias\\_labores.aspx](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx)

México, U. N. (2014). *Instituto de investigación jurídica* . Obtenido de Instituto de investigación jurídica :  
[www.juridicas.unam .mx](http://www.juridicas.unam.mx)

Milenio. (02 de Diciembre de 2014). Lo que debes saber de gasoducto los ramones.

Naturales, S. d. (08 de Diciembre de 2015). *SEMARNAT*. Obtenido de SEMARNAT:  
[http://www.semarnat.gob.mx/temas/gestion-ambiental/impacto-ambiental-y-tipos/criterios-de-  
evaluacion](http://www.semarnat.gob.mx/temas/gestion-ambiental/impacto-ambiental-y-tipos/criterios-de-evaluacion)

NOM-008-SECRE. (1999). *Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas*.  
Ciudad de México.

P.M.I. (13 de Octubre de 2015). Obtenido de P.M.I.: [www.pmi.com.mx/](http://www.pmi.com.mx/)

- Paula Rojas Hilje, B. P. (2015). *Quema y venteo de gas asociado, desarrollo actual y efectos del petroleo marginal*. Alemania.
- PEMEX. (2000). *Informe de sustentabilidad*. Ciudad de México.
- PEMEX. (2004). *Desarrollo sustentable*. Ciudad de Mexico .
- PEMEX. (2005). *Informe de sustentabilidad*. Ciudad de México .
- PEMEX. (2007). *Informe de sustentabilidad*. Ciudad de México.
- PEMEX. (2008). *Informe de sustentabilidad* . Ciudad de México .
- PEMEX. (31 de Julio de 2014). Obtenido de PEMEX: <http://www.pemex.com/procura/procedimientos-de-contratacion/normas-referencia/Paginas/default.aspx>
- PEMEX. (29 de Febrero de 2016). Obtenido de PEMEX: [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
- PROFEPA. (2001). *Subprocuraduria de Auditoria Ambiental, dirección general de auditoria del riesgo ambiental y prevención de accidentes*. Ciudad de México .
- PROFEPA. (2003). *Centro de orientacion para la atención de emergencias ambientales* . Ciudad de México .
- Provenzano, A. &. (2003).
- Refinacion, P. (2004). *Subdireccion de distribucion gerencial de transportacion por ductos* . Ciudad de México
- Schlumberger. (2016). La corrosión: la lucha mas extensa . *Oilfield Review*, 36-51.
- SEMARNAT . (09 de Septiembre de 2015). Obtenido de SEMARNAT: <http://www.semarnat.gob.mx/transparencia/transparenciafocalizada/impactoambiental>
- SEMARNAT. (01 de Diciembre de 2013). SEMARNAT. Obtenido de SEMARNAT: <http://www.semarnat.gob.mx/temas/gestion-ambiental/impacto-ambiental-y-tipos>
- SEMARNAT. (2015). *Informe de la situación del medio ambiente en México* . México.
- SENER. (2015). Obtenido de SENER : [http://sener.gob.mx/res/2761/Prospectivas\\_de\\_Talento\\_del\\_Sector\\_Energia.pdf](http://sener.gob.mx/res/2761/Prospectivas_de_Talento_del_Sector_Energia.pdf)
- SENER. (2015). *SIE*. Obtenido de SIE: [www.sie.energia.gob.mx](http://www.sie.energia.gob.mx)
- Silva, M. (24 de septiembre de 2015). El diario. *Será el estado líder en gasoductos en el país*.
- Smits, A. J. (2003). Mecánica de fluidos, una introducción física. En A. J. Smits, *Mecánica de fluidos, una introducción física* (pág. 568). Alfaomega.
- Suchanek, T. H. (1993). Oil Impacts on Marine Invertebrate Populations and Cummunities. *American Zoologist*.
- T.S.B. (2014). *Investigacion de descarrilamientos y trenes de desembarque de Lac- Mégantic*. Canada.
- Victor L. Streeter, E. B. (1995). Mecánica de los Fluidos . En E. B. Victor L. Streeter, *Mecánica de los Fluidos* (pág. 594). McGRAW-HILL.
- Wooten, R. y. (1980). *Environmental impact analysis handbook*. E.U.A.: Mc Graw Hill.

---

## APENDICE A.

---

### Definición y Origen de los Hidrocarburos.

Los hidrocarburos son recursos naturales que se pueden encontrar en forma líquida o gaseosa de bajo de la superficie de la tierra, cuando los hidrocarburos son encontrados en su fase líquida se le suele llamar *petróleo* y cuando son encontrados en su fase gaseosa se le suele llamar *gas natural*.

Son varias las teorías acerca del origen y formación del petróleo siendo clasificadas en dos grandes grupos, la teoría orgánica y la inorgánica.

La teoría inorgánica sostiene que átomos de hidrogeno y carbono se unieron a altas temperaturas y presiones en la profundidad de la corteza terrestre, formando los hidrocarburos. Posteriormente estos hidrocarburos migraron a través de rocas porosas hasta alojarse en trampas naturales.

La teoría orgánica se basa en dos principios fundamentales:

- La producción de hidrocarburos a partir de organismos vivos.
- La acción del calor sobre la materia orgánica formada biogénicamente.

La teoría orgánica postula que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que fueron sometidos a enormes presiones (300 bares a 1,500 bares) y altas temperaturas (50 °C a 250 °C) en ciertos periodos de tiempo geológico, siendo así la más aceptada acerca del origen del petróleo y gas natural (Fig.28).

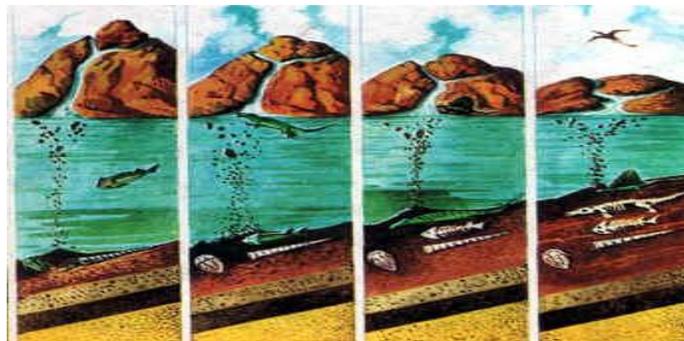


FIGURA 28 TEORÍA ORGÁNICA ACERCA DE LA FORMACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.

## Sistema Petrolero.

Se puede definir al sistema petrolero como el conjunto de los elementos geológicos y los procesos necesarios para que ocurra la generación y almacenamiento de hidrocarburos, dando lugar a un yacimiento de gas y/o aceite. Los elementos necesarios para su existencia son una roca generadora, una roca almacenadora, sello y una trampa. Los procesos requeridos son el sepultamiento y la migración. En el momento en que todos estos elementos y procesos compartan apropiadamente relaciones de espacio y tiempo (sincronía), el sistema petrolero se *cerrará* y la ocurrencia y acumulación de hidrocarburos se habrá dado (Fig.29). Si alguno de estos componentes llega a hacer falta o se produce fuera del orden requerido, el área potencialmente productora que presenta esta situación pierde viabilidad.

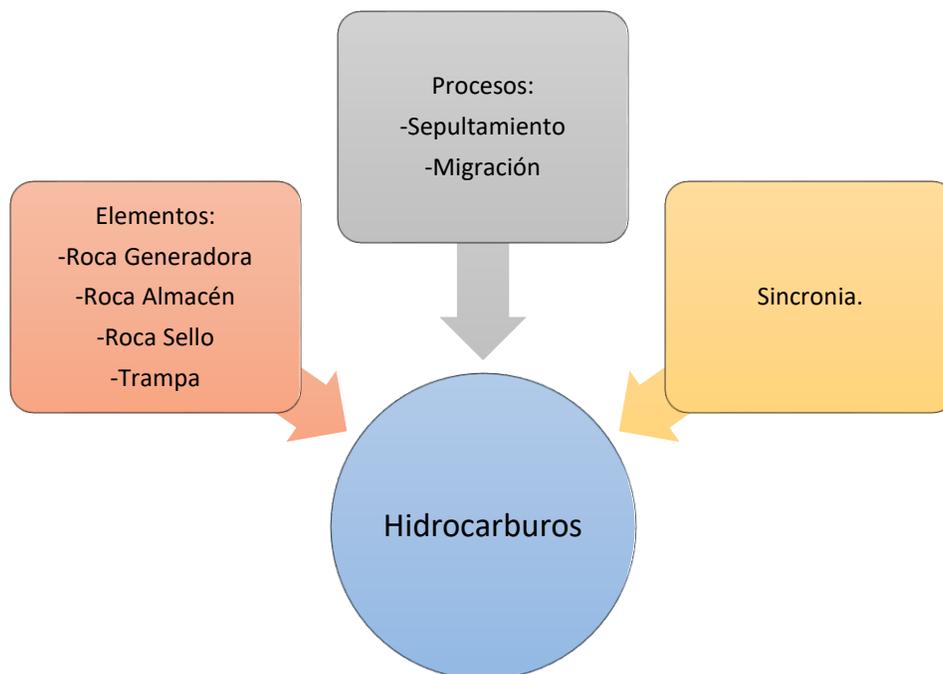


FIGURA 29. ELEMENTOS Y PROCESOS NECESARIOS PARA QUE UN SISTEMA PETROLERO EXISTA, ELABORACIÓN PROPIA.

## Roca Generadora.

Una roca generadora puede definirse como cualquier roca de grano fino, rica en materia orgánica, que puede generar petróleo y/o gas natural, dada una suficiente exposición al calor y a la presión, la roca generadora debe de ser enterrada a una suficiente profundidad (más de 1,000 m) y se debe de encontrar en una cuenca sedimentaria que sufra procesos de subsidencia, además que debe de cumplir con tres requerimientos geoquímicos: calidad, cantidad y madurez.

La mayor parte de las rocas generadoras están conformadas principalmente por: Lutitas, Calizas Arcillosas, Lutitas Calcáreas y Margas.

Dependiendo de la materia orgánica que se deposite será el tipo de hidrocarburo que se obtenga, los tipos algáceos y/o herbáceos, permiten considerar a la roca como generadora de hidrocarburos líquidos, así mismo los tipos leñosos y carbonosos dan lugar a hidrocarburos gaseosos.

Para que la materia orgánica existente en la roca generadora pueda transformarse en petróleo y/o gas es necesario que se cumplan con tres etapas: Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis (Fig. 30).

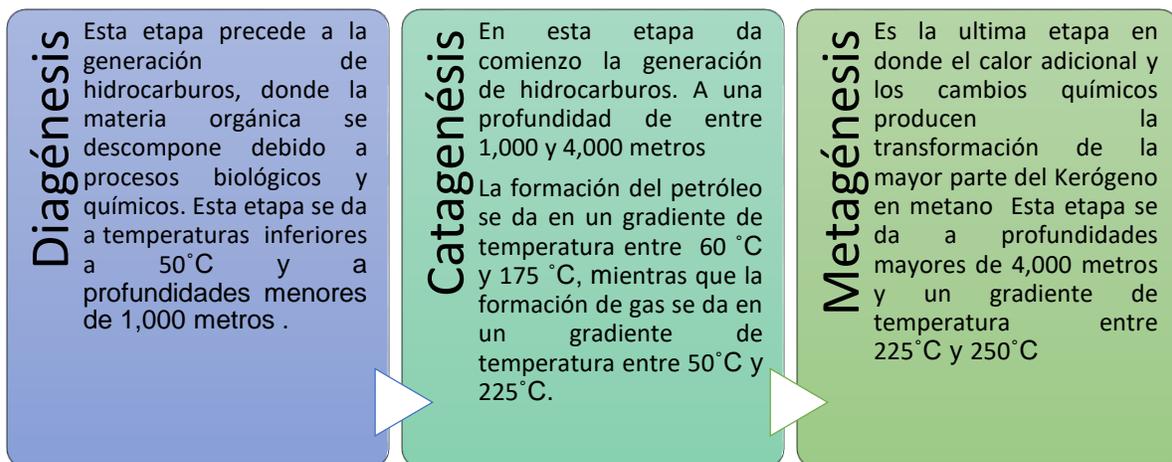


FIGURA 30. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LAS ETAPAS POR LA QUE TIENE QUE PASAR LA MATERIA ORGÁNICA, ELABORACIÓN PROPIA.

## Roca Almacenadora.

Las rocas almacenadoras son todas aquellas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en combinación con otro tipo de roca denominada roca sello.

La roca almacenadora debe de ser porosa, permeable y debe de tener una continuidad hidráulica lateral y vertical.

- Porosidad: es la capacidad que tiene la roca para almacenar fluidos, tenemos dos tipos de porosidades la absoluta (Ec. 103) y la efectiva (Ec. 104).

$$\text{Porosidad absoluta} = \frac{\text{Vol. total de poros}}{\text{Vol. de la roca}} \times 100 \dots (\text{Ec. 103})$$

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Vol. total de poros conectados}}{\text{Vol. de roca}} \times 100 \dots (\text{Ec. 104})$$

- Permeabilidad: es la capacidad que tiene la roca para permitir que los fluidos se desplacen dentro de ella, si tiene poros interconectados y éstos son de tamaño supercapilar, el yacimiento tendrá buenas características productoras.
- Mostrar cierta continuidad lateral y vertical. Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de rocas. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no tenían originalmente.

## Roca Sello.

Las rocas sello son aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar no permiten el paso de los hidrocarburos, esto sirve como una barrera a su migración, lo que permite su acumulación en una trampa.

Siendo las Lutitas, Limolitas, Calizas Arcillosas, Margas, pero principalmente las Evaporitas (sal, yeso y anhidrita) las principales rocas sello.

## **Trampa.**

Una trampa es una estructura geológica o un arreglo litológico que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable. Son tres tipos de trampas existentes, las trampas estratigráficas, las estructurales y las mixtas.

Las trampas estratigráficas son aquellas que se forman debido a cambios en la litología y dependen del carácter sedimentológico de las formaciones que la constituyen. Estos cambios laterales en la litología del estrato de roca permeable hacen que esta se transforme en impermeable, y así evite la migración de los hidrocarburos constituyendo una trampa. Las trampas típicas son las llamadas lenticulares de poco espesor.

Las trampas estructurales son aquellas formadas por la deformación de la corteza terrestre ya sea por fallas o plegaduras. Los domos, pliegues, fallas y las discordancias son ejemplo de trampas estructurales. En los domos y pliegues el hidrocarburo ocupa la parte superior de la estructura formada por consecuencia de fuerzas de compresión y expansión, los yacimientos por fallas y discordancias se dan cuando un estrato impermeable está yuxtapuesto a una capa permeable.

Las trampas mixtas o combinadas son aquellos en los que se combinan las características estructurales y los cambios litológicos para formar la trampa.

La mayoría de las trampas no corresponden a rasgos simples sino que combinan elementos estratigráficos y estructurales. Se les considera trampas mixtas o combinadas cuando, ni los elementos estructurales ni los estratigráficos por sí mismos forman la trampa.

## **Migración.**

Es el desplazamiento que realizan los hidrocarburos a partir de su generación, éste se realiza a través de poros, fallas y/o discontinuidades de la roca en el interior de la corteza terrestre, teniendo así dos tipos de migración:

- Migración primaria: comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del Kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora.
- Migración secundaria: es el movimiento de los hidrocarburos después de su expulsión de la roca generadora, a través de poros más amplios de las rocas portadoras y almacenadoras.

### Sincronía.

Es la relación precisa en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero para que este pueda existir.

PEMEX Exploración y Producción (PEP), en el año 2010 determino 16 sistemas petroleros, ocho conocidos, siete hipotéticos y uno especulativo<sup>13</sup> (Tabla.1).

Sistemas Petroleros
1.- Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio (!)
2.- Oxfordiano-Oxfordiano (!)
3.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)
4.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico (-)
5.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (-)
6.- Cretácico Medio-Cretácico Medio-Superior (!)
7.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (?)
8.- Turoniano -Turoniano (!)
9.- Turoniano -Turoniano (-)
10.- Aptiano-Albiano (-)
11.- Cretácico Superior-Cretácico Superior (-)
12.- Aptiano-Aptiano (-)
13.- Paleógeno-Paleógeno (!)
14.- Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)
15.- Mioceno- Mioceno medio-superior-Plioceno (-)
16.- Mioceno superior-Mioceno superior-Plioceno (!)

TABLA 72. SISTEMAS PETROLEROS DE MÉXICO PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), 2010

<sup>13</sup> ! Sistema Petrolero conocido, es aquel que presenta una correlación positiva aceite-roca generadora o gas-roca generadora.

° Sistema Petrolero hipotético, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora y que solo esta soportada por evidencias geoquímicas.

? Sistema Petrolero especulativo, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora, ni evidencia geoquímica y solo se postula por evidencias geológicas o geofísica.

## Reservas de Hidrocarburos.

Las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima serán comercialmente recuperables de acumulaciones conocidas a una fecha dada teniendo en cuenta la tecnología que se tiene en el momento para su extracción.

Las reservas deben de satisfacer cuatro criterios: deben de estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y deben estar sustentadas a la fecha de evaluación.

Las reservas se clasifican de acuerdo el grado de certidumbre (Ilustración.3), ésta depende de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería.

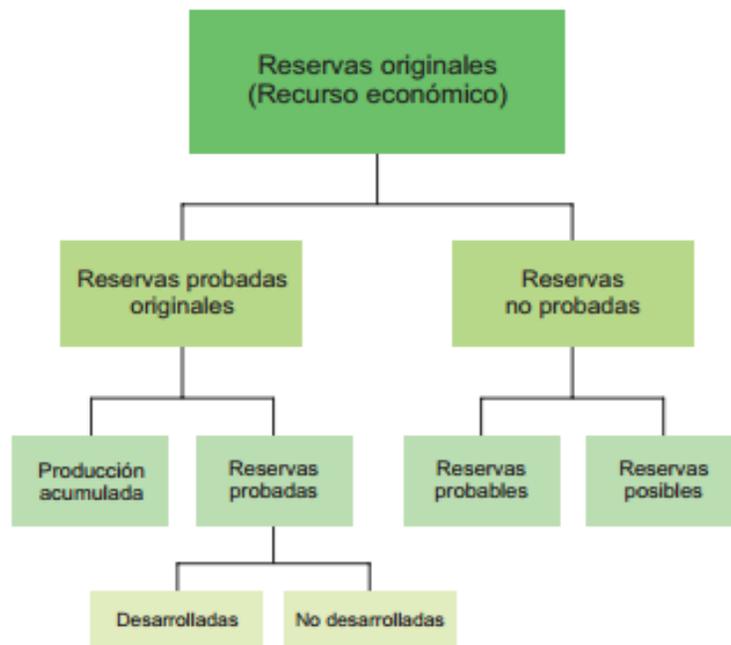


FIGURA 31. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS. LIBRO DE RESERVAS COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH), 2012

El nivel de certidumbre ayuda a clasificar a las reservas como Probadas, Probables y Posibles.

### **Reservas Probadas o 1P.**

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que a partir del análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza serán recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante<sup>14</sup>. Si se emplean métodos probabilistas, se tienen un 90% de probabilidad de que las cantidades recuperables sean iguales o excedan la estimación.

### **Reservas Probables o 2P.**

Las reservas probables son aquellas reservas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P<sup>15</sup>.

### **Reservas Posibles o 3P.**

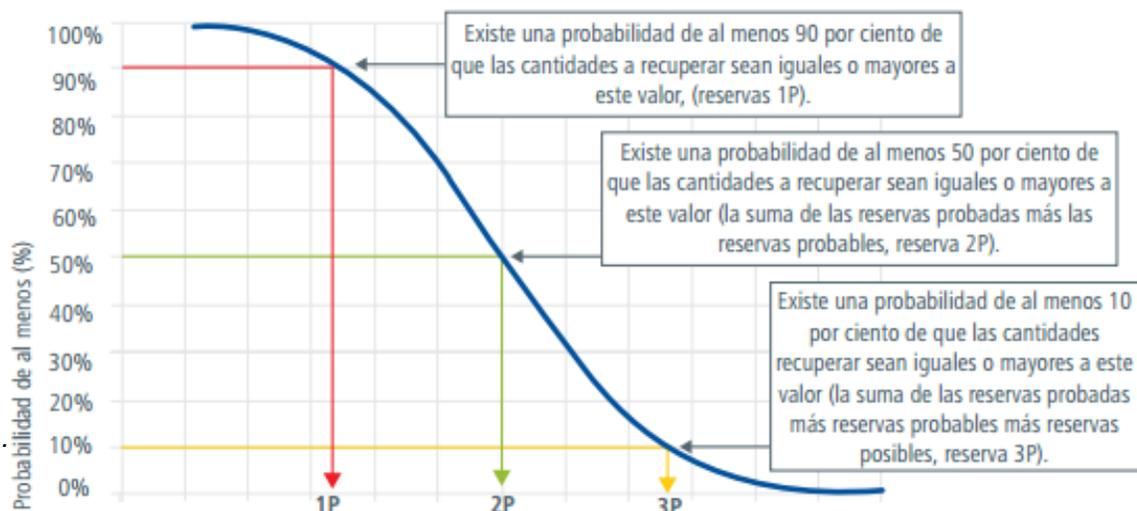
Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuya información geológica y de ingeniería sugieren que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Si se emplean métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles, también llamadas 3P, tendrán al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores<sup>3</sup>.

Las reservas de hidrocarburos pueden ser clasificadas ya sea por métodos deterministas o probabilistas (Fig. 32).

---

<sup>14</sup> Definición de la Securities and Exchange Commission (SEC).

<sup>15</sup> Definición Petroleum Resources Management System (PRMS), Society of Petroleum Engineers (SPE) y World Petroleum Council (WPC).



Volumen de hidrocarburos

FIGURA 32. MÉTODO PROBABILISTA, LIBRO DE RESERVAS COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH), 2012

## México y sus reservas.

Al 1 de Enero del 2015 PEMEX cuenta con reservas probadas de hidrocarburos que ascienden a 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de los cuales el 75% corresponde a crudo, 8% a condensados y líquidos de plantas y el 17% a gas seco equivalente.

En la Tabla 2 se muestra las reservas con las que cuenta PEMEX al 1 de Enero del 2015.

Reservas	Crudo (mmb)	Líquido de gas (mmb)	Gas seco (mmbpce)	Total (mmbpce)
Probadas (1P)	9,711	1,105	2,201	13,017
Probables (2P)	6,765	825	2,376	9,966
Posibles (3P)	9,350	1,244	3,828	14,422

TABLA 73. RESERVAS DE HIDROCARBUROS, AL 1 DE ENERO DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA.

## Producción de hidrocarburos en México.

La producción de hidrocarburos es el proceso mediante el cual se extrae el aceite y/o gas desde el yacimiento hasta la superficie.

México en el año 2016 produjo en promedio un volumen de 2.15 mbd (Tabla.74).

<b>Producción</b>	<b>Volumen (mbd)</b>
Crudo Pesado	1,102,578
Crudo Ligero	785,130
Crudo Superligero	265,818
<b>Total</b>	<b>2,153,526</b>

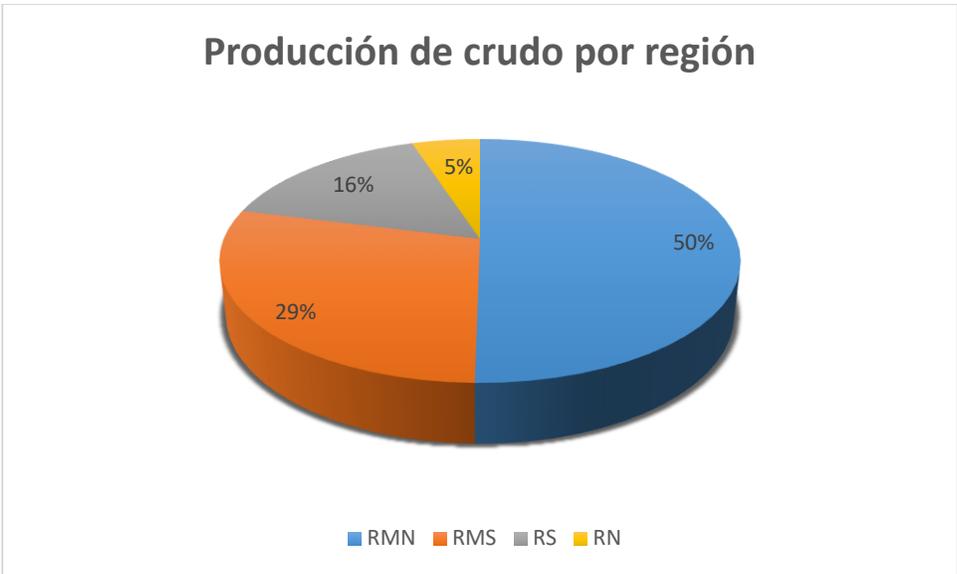
TABLA 74. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR TIPO 2016, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL (B.D.I.), ELABORACION PROPIA.

Mientras que su producción de gas natural disminuyó con respecto al año pasado a 5,792,468 MMpcd (Tabla. 75).

<b>Producción</b>	<b>Volumen (mmpcd)</b>
Gas Asociado	4,540,863
Gas no Asociado	1,251,619
<b>Total</b>	<b>5,792,482</b>

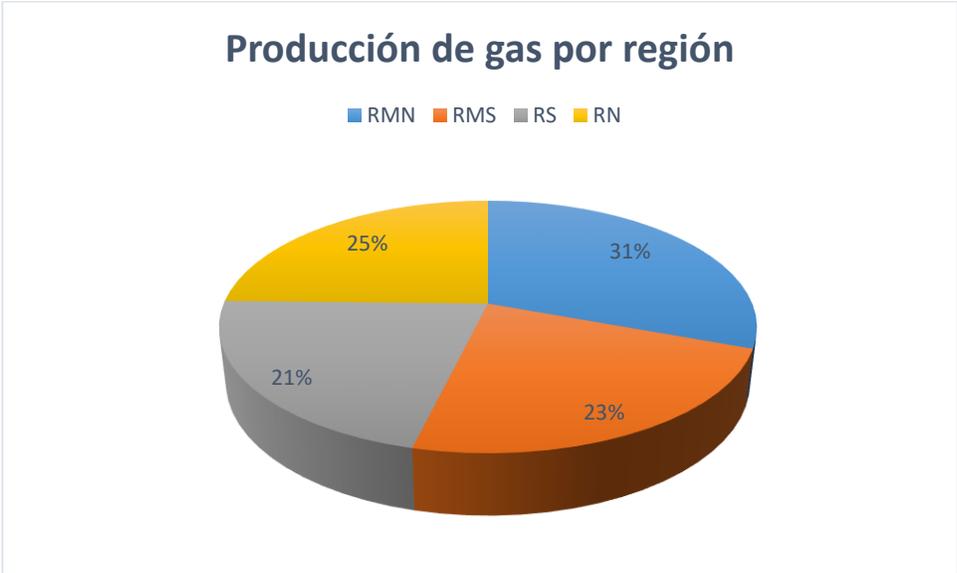
TABLA 75 PRODUCCION POR TIPO DE GAS POR TIPO 2016, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL (B.D.I.), ELABORACION PROPIA.

La región que más producción de crudo aporta es la Región Marina Noreste (R.M.N) con un 50% (1,082,401 mbd) del total de la producción, le sigue la Región Marina Suroeste (R.M.S.) con el 29% (618,549 mbd), mientras que la Región Sur (R.S.) aporta una producción del 16% (344,064 mbd), por último la Región Norte (R.N.) la cual aporta el 5% (108,512 mbd) del total de la producción (Gráfica. 16).



GRAFICA 16. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR REGIONES, AL 1 DE SEPTIEMBRE DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA

Del total de la producción de gas, es la Región Marina Noreste (R.M.N.) con un 31% (1,774,148 mmpcd) la que más aporta, seguida de la Región Norte (R.N.) con un 25% (1,340,485 mmpcd) mientras que la Región Marina Suroeste (R.M.S.) aporta un 23% (1,250,042 mmpcd), por último la Región Sur (R.S.) es la que menos aporta con un 21% (1,427,807 mmpcd) (Gráfica. 17).



GRAFICA 17. PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIONES, AL 1 DE SEPTIEMBRE DEL 2015, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX (B.D.I.), ELABORACIÓN PROPIA.

## Cadena de valor.

La cadena de valor de hidrocarburos constituye la colección de segmentos, procesos y subprocesos que describen las operaciones Upstream, Midstream y Downstream a través del ciclo de vida del petróleo y gas.

- Upstream: es comúnmente conocido como el segmento de exploración y producción, sus procesos no varían en función del tipo de hidrocarburo. Pero es necesario hacer una distinción entre los tipos de depósito, los métodos de perforación y los métodos de recuperación (SENER, 2015) (Fig. 33)

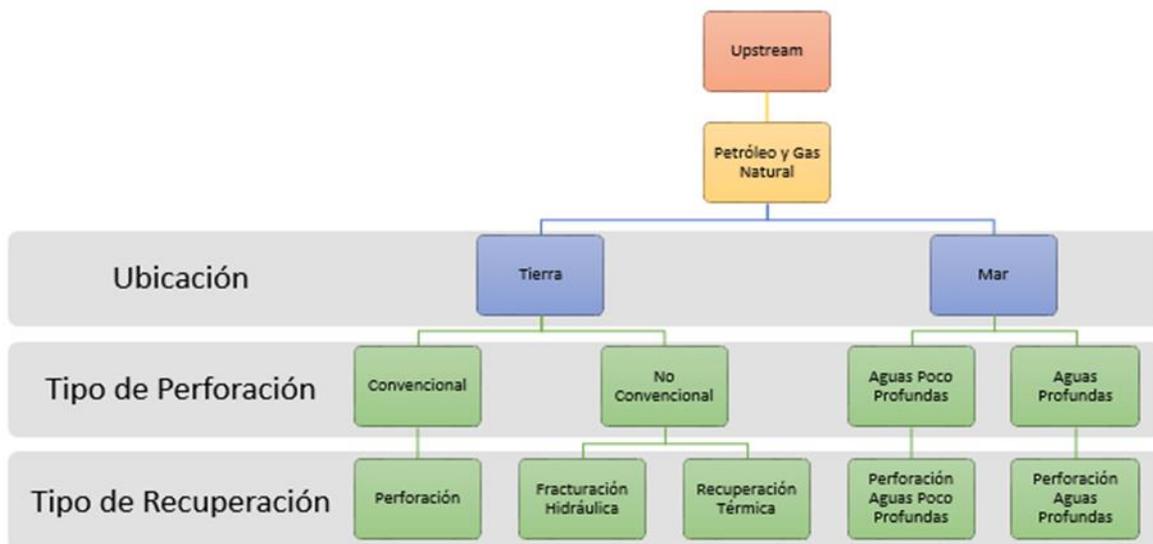
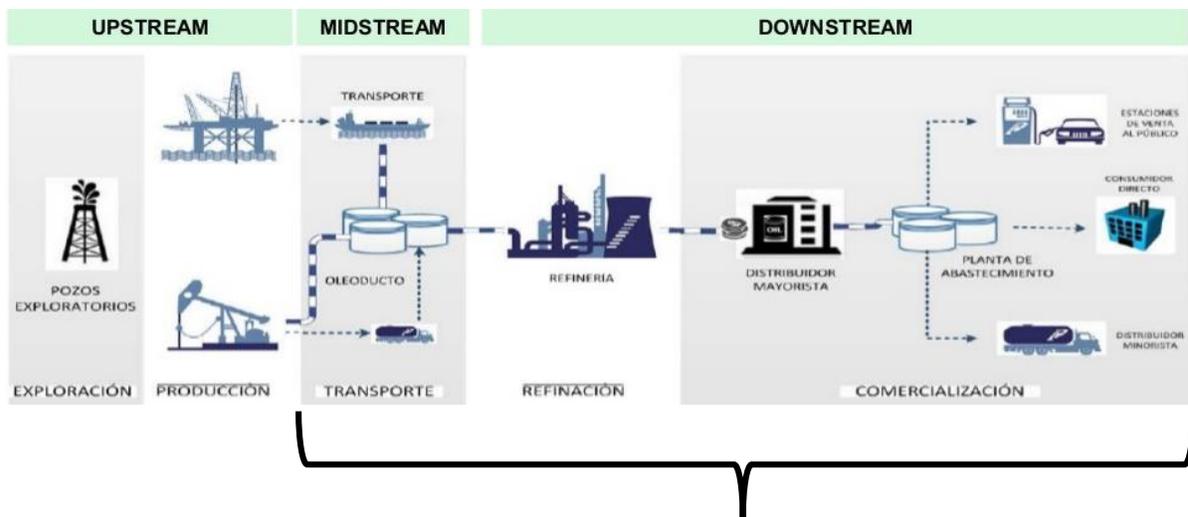


FIGURA 33. ESTRUCTURA DEL SEGMENTO UPSTREAM, SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER), ELABORACIÓN PROPIA.

- Midstream: es comúnmente conocido como el segmento de transporte y almacenamiento, este segmento presenta diferencias según el tipo de hidrocarburos, por lo que la cadena de valor de hidrocarburos de México presenta dos puntos de vista, uno para el aceite y otro para el gas, las actividades de procesamiento del gas son parte de este segmento (SENER, 2015).

- Downstream: es comúnmente conocido como el segmento de refinación y venta al por menor, el segmento Downstream también presenta diferencias según el tipo de hidrocarburos, por lo cual la cadena de valor de hidrocarburos de México presenta dos puntos de vista uno para el aceite y otro para el gas. Este segmento incluye la refinación del petróleo crudo, la venta y distribución de gas natural y petróleo refinado (SENER, 2015).

Antes de la reforma energética, PEMEX, se hacía cargo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, con las nuevas disposiciones empresas privadas ahora pueden participar dentro de esta cadena (Fig.34).



Actividades en las que pueden participar ahora las empresas privadas

FIGURA 34. ESQUEMA DE LOS SEGMENTOS DE LA CADENA DE VALOR DE LOS HIDROCARBUROS.

Con las nuevas disposiciones emitidas por la reforma energética, los organismos subsidiarios de PEMEX (PEMEX, Exploración y Producción, PEMEX Petroquímica, PEMEX Refinación y PEMEX Gas y Petroquímica Básica), los cuales se encargaban de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, desaparecen para darle paso a las nuevas Empresas Productivas Subsidiarias (E.P.S.) (Fig. 35).

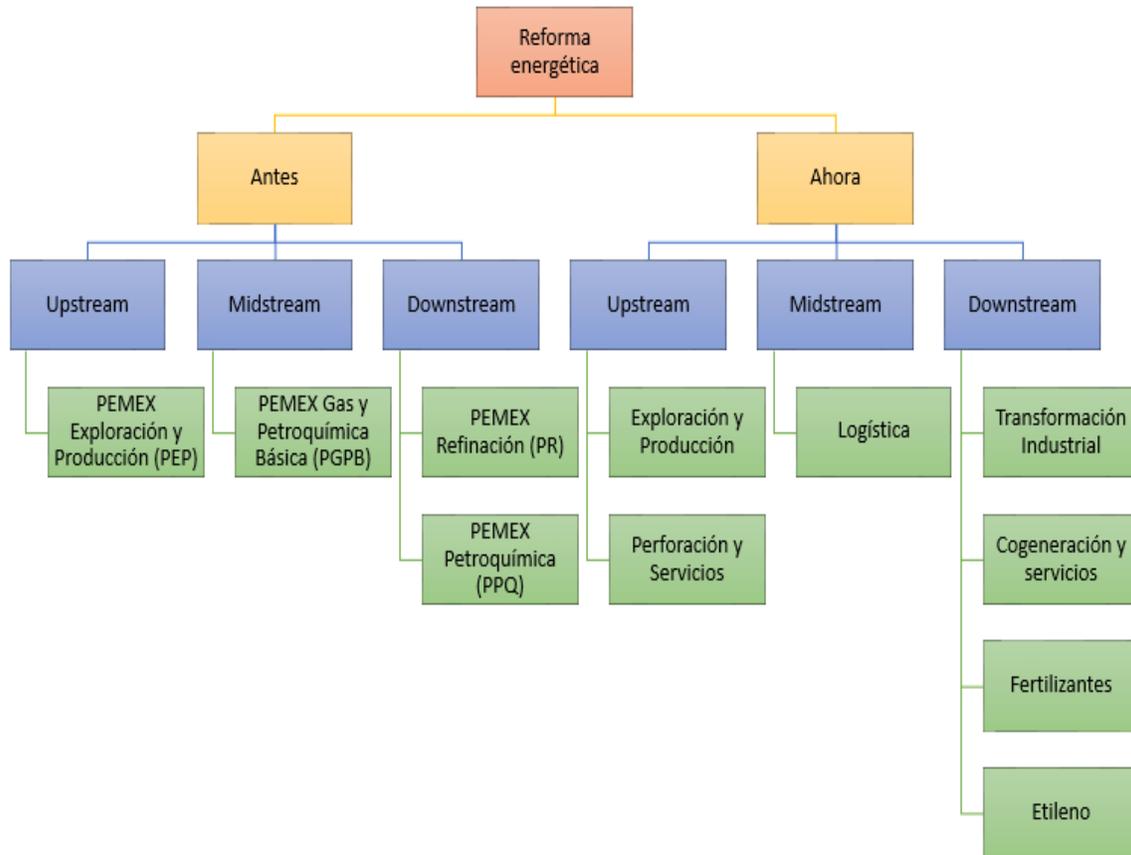


FIGURA 35. ORGANIGRAMA DE CÓMO ERA PEMEX ANTES DE LA REFORMA Y COMO QUEDA AHORA CON LAS NUEVAS DISPOSICIONES.

## Transporte de Hidrocarburos.

El transporte consiste en desplazar los hidrocarburos desde la boca del pozo, hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento, como son los tanques de almacenamiento, los separadores y las refinerías. En la industria petrolera el transporte de hidrocarburos se da de forma terrestre mediante ductos (oleoductos, gasoductos y poliductos), carrotanques y autotanques, o bien de forma marítima mediante buquetanques.

PEMEX cuenta en el año 2016 con 16 Buquetanques<sup>16</sup>, 1,485 Autotanques, 511 Carrotanques y 69,953 *km* de Ductos (Tabla.76), para poder realizar sus exportaciones y satisfacer la demanda del territorio nacional.

<sup>16</sup> Incluye 2 propios, 13 en arrendamiento financiero y uno rentado.

<b>PEMEX Exploración y Producción (PEP)</b>	<b>Km (Km)</b>
Oleoductos	4,154
Gasoductos	7,654
Oleogasoducto	4,131
Otros	25,775
<b>PEMEX Fertilizantes</b>	
Petroquímicos	8,962
<b>PEMEX Logística</b>	
Poliducto	8,407
Oleoducto	6,211
Lpgducto	1,815
Gasoducto	1,347
Quimioducto	525
Gasolinoducto	401
Combustoleoducto	184
Petroquímicos	173
Acumulador de líquidos	78
Turbosinoducto	71
Acueducto	59
Oleogasoducto	6
<b>Total</b>	<b>69.953</b>

TABLA 76 TOTAL DE DUCTOS POR ORGANISMO SUBSIDIARIO DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.

### **Autotanques.**

El Autotanque es todo vehículo formado por un tractor con motor de combustión interna y un tonel o tanque en donde se almacena el producto a transportar. Los autotanques pueden ser clasificados según las propiedades físicas de los productos que transportan: gases comprimidos (nitrógeno, helio, gas licuado de petróleo, amoníaco, etc.); líquidos (gasolinas, kerosina, combustóleo, etc.).

Aunque se emplean tanques de diversas capacidades volumétricas, uno de las más utilizadas en vehículos unitarios, es la de 20 mil litros, siendo común la geometría

elíptica en la sección transversal, estos vehículos son del tipo C3, es decir, un camión con tres ejes, este tipo de autotankes son los más utilizados por PEMEX (Fig.36).

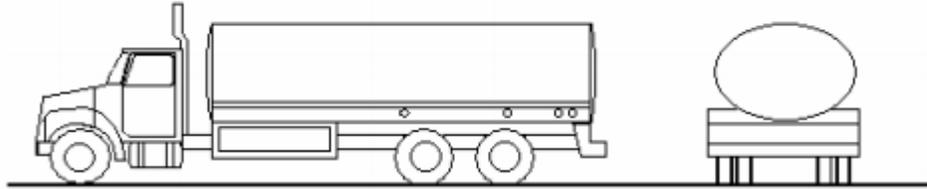


FIGURA 36. MODELO DE UN AUTOTANQUE DE TRES EJES

El Autotankero es el medio de transporte más flexible con que se cuenta, ya que su velocidad de respuesta a la presentación de requerimientos es la mayor, y prácticamente no requiere de infraestructura previa para su utilización. Por otra parte es el de mayor costo unitario, el transporte es 14 veces más caro que transportarlo mediante ductos.

El diseño y requisitos, que debe de presentar un Autotankero se establecen en las siguientes normas mexicanas.

- NOM-006-SCT/2-2000
- NOM-012-SCT-2-1995
- NOM-020-STC/2-1995
- NOM-023-SCT/2-1994
- NOM-057-SCT-2/2003

Así como en la OIML (Organización Internacional de Metrología Legal), la cual emitió una serie de recomendaciones relacionadas con el nivel de llenado, cuando se trasladan materiales con características importantes de expansión o volatilidad. Una de las recomendaciones se refiere al llenado parcial, se debe dejar un espacio libre que actúe como amortiguador de los gases desprendidos del combustible debido a los cambios en las condiciones dinámicas y térmicas durante el transporte.

Desde el 2010 PEMEX (Petróleo Mexicanos), mantiene la misma cantidad de autotanques, para la distribución en territorio nacional (Tabla.77).

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Autotanque	1,347	1,347	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,456	1,485

TABLA 77. TOTAL DE AUTOTANQUES, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.

### **Buquetanques.**

El buquetanque está dividido en compartimientos que son utilizados para transportar petróleo crudo y/o sus derivados, es el medio de transporte de costo unitario de operación relativamente bajo. Sin embargo, sus requerimientos de infraestructura son grandes y costosos, tanto por la adquisición del buquetanque como por la realización de obras portuarias que este requiere para operar. Es un medio de transporte muy adecuado cuando se trata de mover grandes volúmenes a grandes distancias.

Desde el punto de vista de los productos que deben transportar, los buquetanques se clasifican en dos tipos, los buques petroleros cruderos (Crude Oil Tankers) y los livianeros (Product Tankers).

Los cruderos transportan petróleo crudo desde terminales marítimas del yacimiento (prácticamente su lugar de origen) hasta la propia refinería o por razones logísticas, hasta la cabecera de un oleoducto.

Los livianeros en su mayoría de porte inferior, transportan básicamente productos refinados tales como naftas, gasoil, Kerosenes, etc.

Otra forma de poder clasificar a los buquetanques es por la función que estos desempeñan entre ellos encontramos:

*Floating Production Storage Offload (F.P.S.O. por sus siglas en inglés)*, es una embarcación que se utiliza por la industria del petróleo y gas como un tanque de almacenamiento de corto plazo. Está diseñado para recibir gas y petróleo de plataformas marinas cercanas, procesarlo, mezclarlo y/o separarlo, según sea el caso y almacenarlo para su posterior trasiego, ya sea en un buque tanque de

exportación o rebombado al sistema de tuberías, para su comercialización y distribución.

*Floating Storing Unit (F.S.U. por sus siglas en inglés)*, realiza funciones solamente de almacenaje y deposito.

*Shuttle Tanker (S.T. por sus siglas en ingles)*, es un petrolero que siguiendo una ruta fija enlaza con regularidad el punto de carga y descarga, realizando servicios de lanzadera.

*Liquefied Petroleum Gas (L.P.G. por sus siglas en ingles)*, transportan gases petrolíferos licuados (propano, butano, etc.), y los LNG transportan gas natural (metano).

PEMEX en el año 2014 cuenta con 18 buquetanques, siendo el más importante el “*YúumK’ak’náab*” que significa, “*Señor del Mar*”, la unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO), cuenta con las siguientes características (Tabla.78).

<b>Proceso</b>	<b>Capacidad</b>
Recepción de crudo	550 Mbd
Separación de aceite y gas	200 Mbd
Almacenamiento de crudo	2.2 Mbd
Calentamiento y mezclado de crudo	600 Mbd
Compresión de gas	120 MMpcd
Bombeo en alta presión de crudo	200 Mbd

TABLA 78. CARACTERÍSTICAS DEL YÚUMK’AK’NÁAB.

Estas características le permiten al “Señor del Mar” ser uno de los más grades a nivel mundial.

PEMEX (Petróleos Mexicanos) registra en el 2013 la mayor cantidad de unidades operativas (Tabla.79).

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Buquetanque	11	10	8	13	17	21	18	16	16

TABLA 79 FLOTILLA DE BUQUETANQUES DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.

Cuyos puntos de cargas son: Cd. Madero, Pajaritos, Dos Bocas, Cayo Arcas, YúumK'ak'náab y Ta'Kuntah (Fig. 37).



FIGURA 37. PUNTOS DE CARGA, IMAGEN EXTRAIDA DE P.M.I COMERCIO INTERNACIONAL.

### Carrotanques.

Unidad vehicular tipo tanque, de especificaciones especiales destinado para el transporte de materiales y residuos peligrosos, en forma líquida o de gas principalmente, incluye accesorios, refuerzos, herrajes y cierres. Está unido permanentemente o forma parte de un vehículo motorizado o no está unido permanentemente, pero que por su tamaño, construcción o unión a un vehículo motorizado, se puede cargar o descargar separado o no de un vehículo motorizado (Fig. 38).

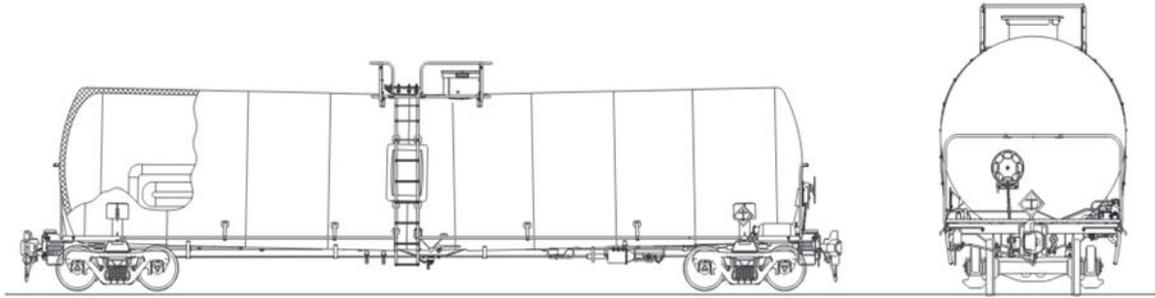


FIGURA 38. MODELO DE UN CARROTANQUE.

Las características con las que todo carrotanque destinado al transporte de materiales y residuos peligrosos son: debe ser diseñado y construido en México de acuerdo a la clase de riesgo del material peligroso clasificado por la Organización de las Naciones Unidas y Normas Oficiales Mexicanas cuyo transporte se pretenda realizar, cada tipo de carrotanque deberá contar con un número de especificación de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes que define el tipo de material, características del tanque, accesorios y su sistema de operación.

La Secretaria de Comunicaciones y Transportes (S.C.T.) publicó en el Diario Oficial de la Nación la norma NOM-020-SCT2/1995, requerimientos generales para el diseño y construcción de carrotanques destinados al transporte de materiales y residuos peligrosos, especificaciones SCT 306, SCT 307 y SCT 312.

Para la correcta aplicación de esta Norma es necesario consultar las siguientes normas oficiales mexicanas:

NOM-002-SCT2/1994 Listado de las substancias y materiales peligrosos más usualmente transportados.

NOM-004-SCT2/1994 Sistema de identificación de unidades destinadas al transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.

NOM-006-SCT2/1994 Aspectos básicos para la revisión ocular diaria de la unidad destinada al autotransporte de materiales y residuos peligrosos.

NOM-023-SCT2/1994 Información técnica que debe contener la placa que portaran los autotanques, recipientes metálicos intermedios para granel (RIG) y envases con capacidad mayor a 450 ℓ, que transportan materiales y residuo peligrosos.

Para el 2014 PEMEX (Petróleo Mexicanos), no ha renovado, ni adquirido ninguna unidad adicional (Carrotanques) (Tabla.80), ya que el transporte mediante este medio es 6 veces más caro que trasportarlo por ductos.

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Carrotanques</b>	525	525	525	525	525	525	525	525	511

TABLA 80. CARROTANQUES DE PEMEX, ANUARIO ESTADÍSTICO 2016, ELABORACIÓN PROPIA.

### **Ductos.**

Son tuberías conectadas, que funcionan como arterias expuestas o enterradas en tierra o en el lecho marino para el transporte de petróleo crudo, gas natural, productos petrolíferos o petroquímicos; utilizando como fuerza motriz elementos mecánicos, aire a presión y vacío o gravedad, variando su espesor entre 2 y 48 pulgadas de diámetro.

## ANEXO 1. Permisos de Gas Licuado de Petróleo (G.L.P)

Contratos de la Comisión Reguladora de Energía para uso propio, acceso abierto y gas licuado de petróleo.

### Permisos de Gas Licuado de Petróleo (G.L.P).

Permisionario	Operador	Estado	Longitud (Km)	Capacidad (MMPC)
TDF, S. de R.L. de C.V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Varios	185	168
Ductos del Altiplano, S.A. de C.V.	Ductos del Altiplano, S.A. de C.V.	Varios	285	197
Penn Octane de México, S. de R.L. de C.V.	Penn Octane de México, S. de R.L. de C.V.	Tamaulipas	10	112
Pemex Gas y Petroquímica	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Varios	1,232	1,235
<b>Total de ductos</b>			<b>1,712</b>	<b>1,712</b>

### Permisos de Acceso Abierto.

Permisionario	Operador	Estado	Longitud (Km)	Capacidad (MMPC)
Kinder Morgan Gas Natural de México, S de R.L. de C.V.	Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V	Nuevo León	137	425.00
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Chihuahua	38	272.00
Igasamex San José Iturbide, S de R.L. de C.V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C.V.	San Luis Potosí	3	12.71
Energía Mayakan, S.de R.L. de C.V.	Energía Mayakán	Varios	710	285.10
Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C. V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	México	123	96.06
Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	Tamaulipas	8	7.90
Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V	Gasoductos del Bajío	Varios	203	90.05
Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V.	Transportadora de Gas Natural de Baja California	Baja California	36	283.85
Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNH)	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sonora	339	109.93
Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNG)	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Varios	8,704	5,107.00

Gasoducto Rosarito, S de R.L. de C.V.	Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V.	Baja California	217	534.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	Sonora	13	200.00
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Tamaulipas	114	1,000.00
Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.	Tamaulipas	58	409.65
Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C. V.	Conceptos Energeticos Mexicanos, S. de R.L. de C.V.	Baja California	2	9.39
Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L de C.V.	Veracruz	127	349.16
Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	Chihuahua	381	850.00
Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.	Varios	311	320.00
<b>Total</b>			<b>11,523</b>	<b>10,361.79</b>
<b>En construcción</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Gasoducto de Morelos, S. A. P. I. de C. V.	Gasoducto de Morelos, S. A. P. I. de C. V.	Tlaxcala	160	337.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. "Gasoducto Sonora"	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	Sonora	833	1,440.00
Transportadora de Gas Natural de Zacatecas, S.A. de C.V.	Gas Natural Industrial, S.A. de C.V.	Aguascalientes	172	19.03
<b>Total</b>			<b>1,166</b>	<b>1,796.03</b>
<b>Por iniciar Obras</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Tejas Gas de la Península, S. de R. L. de C.V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	Varios	235	183.64
Gasoductos del Noreste, S. de R. L. De C. V.		Varios	1,021	953.00
<b>Total</b>			<b>1,256</b>	<b>1,136.64</b>
<b>Terminados Anticipadamente</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Transnevado Gas		México	127.00	78.36
Compañía Mexicana de Gas		Nuevo León	73.00	20.48

Transportadora de Gas Zapata, S. de R. L. de C. V.	Transportadora de Gas Zapata	Varios	164.15	165.64
Transportadora de Gas Natural del Centro		Aguascalientes	228.00	74.69
MidCoast del Bajío		Guanajuato	100.50	92.17
TGT de México		Aguascalientes	200.00	111.59
Ductos de Nogales, S. A. de C. V.	Planeación y Consultoría, S.A. de C.V.	Sonora	14.87	15.44
Terranova Energía, S. de R. L. de C. V.	Terranova Energía	Tamaulipas	256.88	1,199.99
Fermaca Pipeline del Pacífico, S. A. de C. V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	Varios	303.47	611.24
Fermaca Pipeline Anáhuac, S. de R. L. de C. V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	San Luis Potosí	375.99	400.00
<b>Total</b>			<b>1,843.86</b>	<b>2,769.61</b>

### Para uso propio.

Permisionario	Operador	Estado	Longitud (Km)	Capacidad (MMPC)
Pemex Refinación	Pemex Refinación	Hidalgo	19.90	35.00
Kaltex Fibers, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Tamaulipas	1.60	24.02
Mínera Roca Rodando, S. de R. L. de C. V.	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sonora	62.80	27.66
International Gas Supplier, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Nuevo León	2.00	2.97
Plásticos y Alambres, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Nuevo León	3.12	3.01
Kaltex Apparel, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Querétaro	2.30	5.30
CFE CTG El Sauz	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Querétaro	1.10	116.53
CFE CCC Hermosillo	Comisión Federal de Electricidad	Sonora	0.11	48.93
CFE CTG Río Bravo	Desarrollo Industrial y Ductos de Gas, S.A. de C.V.	Tamaulipas	3.80	50.85
CFE CTG Huinala y CCC Monterrey	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Nuevo León	6.35	138.08
Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S. A. de C. V.	Operaciones de Nitrogeno, S.A. De C.V.	Campeche	15.00	99.24
Bimbo del Golfo, S. A. de C. V.	Bimbo del Golfo, S. A. de C. V.	Veracruz	0.07	0.80
Bimbo de Puebla, S. A. de C. V.	Bimbo de Puebla, S. A. de C. V.	Puebla	1.83	0.46
CFE CCC Chihuahua	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Chihuahua	0.20	129.15
Agroindustrias Deandar de Delicias, S. A. de C. V.	Eco Gas Mexico, S de R.L de C.V. (Chihuahua)	Chihuahua	0.81	0.44

Smurfit Cartón y Papel de México, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Guanajuato	1.00	2.54
Saint Gobain América, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Tlaxcala	0.50	5.31
Manufacturas Kaltex, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Querétaro	3.27	6.34
Empaques de Cartón Titán, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Hidalgo	0.94	26.27
Celulosa de Fibras Mexicanas, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Tlaxcala	1.30	6.13
Fuerza y Energía de Hermosillo, S. A. de C. V.	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sonora	27.93	123.60
Central Anáhuac, S. A. de C. V.	Central Anáhuac, S. A. de C. V.	Tamaulipas	21.62	197.06
Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V.	Energía Azteca VIII	Guanajuato	0.02	455.20
Dal-Tile México, S. de R. L. de C. V.	Eisenberg Gas Service, S. A. de C. V.	Nuevo León	0.06	104.53
Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Tractebel Comercialización, S.A. De C.V.	Nuevo León	0.10	61.44
Kimberly Clark de México, S. A. B. de C. V. (Planta Ramos Arizpe)	Medición y Control Industrial	Coahuila	1.76	4.50
Central Saltillo, S. A. de C. V.	Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.	Coahuila	2.16	112.00
Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R. L. de C. V.	NAES México, S. de R..L. de C.V.	Veracruz	5.30	103.23
Univex, S.A	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Guanajuato	0.33	10.78
Volkswagen de México, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Puebla	1.32	10.50
Industria del Alkali, S. A. de C. V.	Advantage Controls de México, S. A. de C.V.	Nuevo León	0.18	16.25
Ternium México, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Puebla	1.67	80.00
USG México, S.A.	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V.	Nuevo León	1.69	6.70
Cimexlana, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Puebla	0.96	3.71
Electricidad Águila de Altamira, S. de R. L. de C. V.	Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.	Tamaulipas	2.77	98.30
Ital-Gres, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Guanajuato	0.01	4.40
CFE Valle de México	Pemex Gas y Petroquímica Básica	México	0.20	310.00
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V.	Gasoductos Baja Norte, S. de L. de C.V.	Baja California	1.30	209.88

Manufacturera Lee de México, S. A. de C. V.	Servicios Industriales de Energía, S. de R.L de C.V.	Yucatán	12.00	2.50
Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V.	Veracruz	3.83	159.30
Hutchinson Autopartes México, S. A. de C. V.	Arseal Constructora y Comercializadora, S. A. de C. V.	Guanajuato	2.56	1.94
Energía de Chihuahua, S. A de C. V.	Energía Chihuahua, S. A. de C. V.	Chihuahua	0.04	69.00
Iberdrola Energía Altamira, S. A. de C. V.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V.	Tamaulipas	0.87	382.46
IUSA, S. A. de C. V.	Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	México	8.85	34.75
Fracsa Alloys, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	México	0.92	0.84
Agrícola Zarattini, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Guanajuato	2.60	11.08
CFE UTG Tuxpan	Comisión Federal de Electricidad	Veracruz	10.53	562.10
CFE UTG San Lorenzo	Comisión Federal de Electricidad	Puebla	0.50	71.70
Vidriera de Tierra Blanca, S. de R.L. de C.V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Veracruz	0.70	5.30
Coats de México, S. A. de C. V	GNPI de México, S. A. de C. V	Veracruz	0.03	0.42
Manufacturas Vitromex, S. A. de C. V.	Desarrollo Industrial y Ductos de Gas, S.A. de C.V.	Chihuahua	0.26	77.54
Iberdrola Energía La Laguna II S. A. de C. V.	Gas Natural Industrial, S.A de C.	Durango	4.18	98.42
Bimbo, S.A. de C.V. (Planta Villahermosa)	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Tabasco	0.38	0.61
Transmisiones y Equipos Mecánicos, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Querétaro	8.54	1.72
Agrícola El Rosal, S. A. de C. V.	Arseal Constructora y Comercializadora, S. A. de C. V.	Michoacán	0.04	2.39
Galvasid, S. A. de C. V.	Desarrollo Industrial y Ductos de Gas, S.A. de C.V.	Nuevo León	0.04	24.39
Compañía de Generación de Valladolid, S. de R.L. de C.V.	Cía. de Operación y Mantenimiento Valladolid, S. de R. L. de C. V	Yucatán	0.56	135.60
Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R. L. de C. V.	NAES México, S. de R..L. de C.V.	Veracruz	5.60	3.67
Rancho Lucero, S. de P.R. de R.L	Gas Natural Industrial, S.A de C.V.	Durango	0.03	0.09
Teksid Hierro de México, S. A. de C. V.	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C.	Coahuila	0.36	31.96
Cooperativa La Cruz Azul, S. C. L.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V.	Hidalgo	2.11	5.55
Pilgrim's Pride, S. de R. L. de C. V.	SIMEGA Soluciones en Ingeniería y Medición de Gas, S.A. de C.V.	Hidalgo	0.01	5.11
Technocast, S. A. de C. V.	Desarrollo Industrial y Ductos de Gas, S.A. de C.V.	Coahuila	1.29	7.55

Nemak, S. A.	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C.	Coahuila	0.23	4.51
Molinos Azteca de Chalco, S.A. de C.V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	México	0.98	3.22
Molinos Azteca de Veracruz, S.A. de C.V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Veracruz	2.34	2.94
Molinos Azteca, S.A. de C.V. (Planta Guadalupe)	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Nuevo León	0.71	1.50
Molinos Azteca, S. A. de C. V. (Planta Río Bravo)	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Tamaulipas	0.37	1.00
Harinera de Veracruz, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Veracruz	0.41	1.35
Cemex México, S. A. de C. V.	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C.	Nuevo León	0.45	1.63
Iberdrola Energía Tamazunchale, S. A. de C. V.	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.	San Luis Potosí	0.48	218.85
Fermentaciones Mexicanas, S. A. de C. V.	GNPI de México, S. A. de C. V.	Veracruz	0.06	2.44
Hersmex, S. de R. L. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Nuevo León	0.70	2.08
Grupo Celanese, S. de R.L. de C.V.	Ader Montajes y Construciones, S. A. de C. V	Jalisco	27.80	4.15
Praxair México, S. de R. L. de C. V.	Praxair México S. de R.L. de C.V.	Tabasco	1.40	22.99
J. Cox México, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Baja California	0.20	1.75
Refractarios Básicos, S. A. de C. V.	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C. V.	Coahuila	0.13	7.21
Pemex Refinación (Refinería Gral. Lázaro Cárdenas)	Pemex Refinación	Veracruz	11.84	93.40
ASF-K de México, S. de R. L. de C. V.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V	Hidalgo	1.12	4.24
CCL Container S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Guanajuato	2.13	0.36
Cemex México, S. A. de C. V. (Planta Atotonilco)	Soluciones Integrales Energéticas, S.A. de C.V	Hidalgo	0.46	42.03
Gunderson-Gimsa, S. de R. L de C. V.	Advantage Controls de México, S. A. de C.V.	Coahuila	0.01	32.48
Trinity Industries de México, S. de R. L. de C. V.	Advantage Controls de México, S. A. de C.V.	Coahuila	0.07	4.24
Unión Minera del Sur, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Veracruz	1.80	25.00
Fuerza y Energía de Norte Durango, S. A. de C. V.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V.	Durango	0.93	94.11
Destiladora del Valle, S. A. de C. V.	GNPI de México, S. A. de C. V.	Veracruz	0.20	7.84
La Batería Verde, S. A. de C. V.	TORC Servicios Industriales, S. A. de C. V.	México	1.39	6.41

Naturaltek, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Guanajuato	3.80	1.21
Rijk Zwaan Promex, S. A de C.	Energía Estratégica de México, S. A. de C. V.	Guanajuato	0.01	8.73
Comercializadora de Lácteos y Derivados, S. A de C. V.	Proyectos y Construcciones Industriales, S. A. de C. V.,	Veracruz	0.02	3.14
Praxair México, S. de R. L. de C. V. (Planta Tepeji del Río)	Construcción, Mantenimiento y Suministros GODE, S. A. de C. V.	Hidalgo	1.08	20.38
Vidriera Industrial del Potosí, S. de R.L. de C.V.	Ader Montajes y Construciones, S. A. de C. V	San Luis Potosí	4.50	16.03
APC Protein Company de México, S. de R. L. de C. V.	Arseal Constructora y Comercializadora, S. A. de C. V.	Guanajuato	1.43	5.98
Guajardo Industrial, S. A. de C. V.	Gas Natural Industrial, S.A de C.V.	Durango	2.23	1.72
Inspecciones y pruebas no destructivas, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNG)	Veracruz	0.51	1.01
Dal-Tile México, S. de R. L de C. V. (Planta Salamanca)	Eisenberg Gas Service, S. A. de C. V.	Guanajuato	0.08	10.17
Grupo Corporativo Papelera, S. A. de C. V.	TORC Servicios Industriales, S. A. de C. V.	México	1.24	12.00
Deacero, S. A. de C. V. (Planta 3M)	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C.	Coahuila	2.60	19.42
Industrializadora Oleofinos, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Veracruz	0.21	0.89
Cris-P Green Houses, S. A. de C. V.	Ductos y Servicios de México, S. de R. L. de C. V.	Sonora	9.82	24.92
Refractarios Básicos, S. A. de C. V. (Unidad Monclova)	Refractarios Básicos, S. A. de C. V.	Coahuila	3.77	12.96
Hari Masa del Sureste, S. A. de C. V.	Grupo NAESA Servicios y Soluciones Integrales, S. A. de C. V.	Tabasco	0.05	16.26
Agroindustrias Unidas de Cacao, S. A. de C. V.	Proyectos y Construcciones Industriales, S. A. de C. V.,	Veracruz	0.47	0.64
Mazda Motor Manufacturing de México, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Guanajuato	1.52	4.97
KST Electric Power Company, S. A. P. I. de C. V.	Tecnología y Servicios de Energía, S. A. de C.V.	Chihuahua	0.07	72.74
Refractarios Básicos, S. A. de C. V. (Unidad Mitras)	Ductos y Servicios de México, S. de R. L. de C. V.	Nuevo León	3.91	3.31
Nemak, S. A. de C. V. (Planta Monterrey)	ABSOLUT Operación y Mantenimiento de Gas, S. A. de C.	Nuevo León	0.49	35.79
Sigma Alimentos Centro, S.A. de C.V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNG)	Hidalgo	0.96	7.32
Industrias Derivadas del Etileno, S.A. de C.V.	Oil and Gas Solutions of Latin America, S.A. de C.V.	Veracruz	0.18	27.01
<b>Total</b>			<b>359.33</b>	<b>5,229.39</b>

<b>En Construcción</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Celulosa de Fibras Mexicanas, S. A. de C. V.	M. I. Consultores, S. A. de C. V.	Veracruz	2.22	1.27
Mexicana de Industrias y Marcas, S. A. de C. V	M. I. Comercializadora, S. A. de C. V.	Tlaxcala	0.03	0.32
Agropecuaria Piedadense, S. A. de C. V.	Arseal Constructora y Comercializadora, S. A. de C. V.	Michoacán	1.73	5.97
Grupo San Marino, S. A. de C. V	Gasoductos y Estaciones del Norte, S. A. de C. V.	Nuevo León	0.06	6.18
<b>Total</b>			<b>4.03</b>	<b>13.75</b>
<b>Por iniciar Obras</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Arcelormittal las Truchas, S.A. de C.V.	Arcelormittal las Truchas, S.A. de C.V.	Michoacán	0.08	25.00
Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Energía Azteca VIII	Guanajuato	0.29	47.10
Erachem México, S. A. de C. V.	M. I. Consultores, S. A. de C. V.	Veracruz	27.53	3.88
Plantfort, S. A. de C. V.	Eisenberg Gas Service, S. A. de C. V.	Guanajuato	3.54	3.88
Materiales del Istmo, S. de R.L. de C.V.	Gas Natural Industrial, S.A. De C.V.	Veracruz	2.56	1.83
Nextbar, S. A. de C. V.	Ergonchfor, S. A. de C. V.	Veracruz	0.86	2.63
CFE CT Poza Rica	Comisión Federal de Electricidad	Veracruz	0.43	45.38
Hyundai de México, S. A. de C. V.	Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.	Baja California	1.02	4.09
Deacero Power, S.A.P.I. de C.V.	ABSOLUT Operación y Mantenimiento	Coahuila	2.85	51.56
Global Seed Genetics, S. de R.L. de C.V.	Eisenberg Gas Service, S. A. de C. V	Guanajuato	0.01	1.78
US Antimony de México, S.A. de C.V.	Energía Estratégica de México, S. A. de C. V	Coahuila	7.02	1.27
Enercitro, S.A. de C.V.	SEINOM, S. A. de C. V.	San Luis Potosí	31.53	10.00
Sukarne Agroindustrial, S.A. de C.V.	Gas Natural Industrial, S.A de C.V.	Durango	2.56	6.63
Industrias de Hule Galgo, S.A. de C.V.	SIMEGA Soluciones en Ingeniería y Medición de Gas, S.A. de C.V.	Hidalgo	0.08	7.12
<b>Total</b>			<b>80.36</b>	<b>212.15</b>
<b>Terminados Anticipadamente</b>				
<b>Permisionario</b>	<b>Operador</b>	<b>Estado</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Capacidad (MMPC)</b>
Arancia-CPC		Querétaro	4.27	35.315

Soluciones Ecológicos Integrales		México	0.04	2.472
KMG de México, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Tamaulipas	0.85	0.247
Muelles y Servicios de Coahuila		Hidalgo	6	2.401
Mexicana de Cobre, S. A. de C. V.	Mexicana de Cobre	Sonora	108	78.001
Motor Coils de México		San Luis Potosí	0.4	1.095
Oxiquímica		Puebla	1.8	1.201
Siderúrgica del Golfo, S. A. de C. V.	Siderúrgica del Golfo	Tamaulipas	1.069	3.355
Schneider Industrial Tlaxcala, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Tlaxcala	0.015	0.269
Agro Industrial Madero, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Durango	0.068	2.028
Fabricaciones Especializadas		México	0.02	
Flex-N-Gate México, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Guanajuato	2.1	18
General Motors de México		Guanajuato	2.5	3.401
Pfaltzgraff de México, S. A. de C. V.	Planeación y Consultoría, S.A. de C.V.	Sonora	0.015	1.292
Kimberly Clark de México, S.A.B. de C.V. (Planta Orizaba)		Veracruz	0.962	12.713
Tubos de Acero de México		Veracruz	3.003	42.378
Aguas Tratadas de Minatitlán, S. de R. L. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Veracruz	4	0.177
Pemex Exploración y Producción	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Tabasco	0.2	17
PEP (Campo Jacinto)		Tabasco	0.05	60.007
Dynasol Elastómeros, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Tamaulipas	3.8	4.44
Polykron, S. A. de C. V.	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V.	Nuevo León	0.035	5.438
Textiles las Americas, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	México	3.5	5
Vegetales de Teotihuacán, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	México	0.6	1.4
Thyssenkupp Budd de Tijuana, S.A. De C.V.		Baja California	1.508	0.672
Toyota Motor Manufacturing de Baja California, S. de R. L. de C. V.	Conceptos Energéticos Mexicanos S. A de C.V.	Baja California	0.336	3.648

Proteínas y Oleicos		Guanajuato	9.115	3.916
Pemex Petroquímica. Complejo Petroquímico Escolín	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Veracruz	0.049	0.251
Porcelanite S. A. de C. V.	Ductos y Servicios de México, S. A de C.V.	Sonora	0.296	4.975
Papelera Altamira, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	México	1.241	12.007
San José y su Agricultura, S. A. de C. V.	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Querétaro	2.73	6.243
Dart de Tijuana, S. de R. L. de C. V.	Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V.	Baja California	8.115	7.806
Productos Alimenticios Dondé, S. A. de C. V.	Energía Mayakan, S de R.L de C.V.	Yucatán	1.032	4.552
Pemex Exploración y Producción. La Isla	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Tabasco	0.15	300
CFE CCC Dos Bocas	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Veracruz	1.061	88
CFE CTE San Jerónimo	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Nuevo León	0.069	20
CFE CTG Laguna	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Durango	1.626	20
CFE CTG Chavéz	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Durango	1.877	15,000
CFE CCC El Sauz	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Querétaro	0.759	83.49
CFE CTG Monclova	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Coahuila	0.094	180
CFE CTG Fundidora	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Nuevo León	2.39	23
CFE CCC Gómez Palacio	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Durango	2.514	108.6
CFE CTE Salamanca	Pemex Gas y Petroquímica Básica (SGN)	Guanajuato	0.068	212.48
<b>Total</b>			<b>178.327</b>	<b>16377.27</b>

## ANEXO 2. Proyectos de C.F.E.

### Proyectos de CFE

<p><b>Gasoducto Waha-San Elizario</b></p> <p>Ubicación: Texas</p> <p>Diámetro: 42 pulgadas (in)</p> <p>Capacidad: 1,135 MMPCD</p> <p>Longitud: 290 km</p>	
<p><b>Gasoducto Waha-Presidio</b></p> <p>Ubicación: Texas</p> <p>Diámetro: 42 pulgadas (in)</p> <p>Capacidad: 1,350 MMPCD</p> <p>Longitud: 230 km</p>	
<p><b>Gasoducto Ojinaga-El Encino</b></p> <p>Ubicación: Chihuahua</p> <p>Diámetro: 42 pulgadas (in)</p> <p>Capacidad: 1,350 MMPCD</p> <p>Longitud: 205 km</p>	

**Gasoducto El Encino-La Laguna**

Ubicación: Chihuahua y Durango

Diámetro: 42 pulgadas (in)

Capacidad: 1,500 MMPCD

Longitud: 423 km



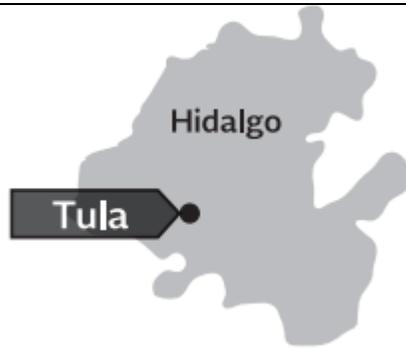
**Ramal Tula**

Ubicación: Hidalgo

Diámetro: 30 pulgadas (in)

Capacidad: 505 MMPCD

Longitud: 17 km



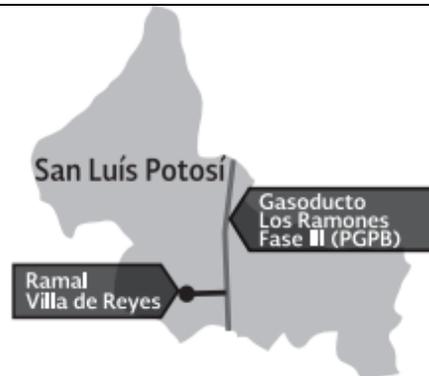
**Ramal Villa de Reyes**

Ubicación: San Luis Potosí

Diametro: 24 pulgadas (in)

Capacidad: 276 MMPCD

Longitud: 19 km



**San Isidro-Samalayuca**

Ubicación: Chihuahua

Diámetro: 42 y 36 pulgadas (in)

Capacidad: 1,135 MMPCD

Longitud: 23 km



### **ANEXO 3. Proyectos para ampliar la red de gasoductos.**

Se describen los proyectos más importantes que conforman el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas natural (Sistrangás).

	<b>Proyecto</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Inversión (MMUSD)</b>	<b>Estatus</b>	<b>Fecha estimada de operación</b>
<b>1</b>	Samalayuca-El Sasabe	650	571	Adjudicado	2017
<b>2</b>	San Isidro- Samalayuca	23	109	Adjudicado	2017
<b>3</b>	Colombia-Escobedo	300	n/a	En Revisión	2018
<b>4</b>	La Laguna- Aguascalientes	600	473	Adjudicado	2018
<b>5</b>	Los Ramones-Cempoala	855	1,980	En Revisión	2019
<b>6</b>	Sur de Texas-Tuxpan	800	3,100	En Licitación	2018
<b>7</b>	V. Reyes-Guadalajara	355	294	Adjudicado	2018
<b>8</b>	Tula-Villa de Reyes	420	554	Adjudicado	2018
<b>9</b>	Tuxpan-Tula	263	458	Adjudicado	2018
<b>10</b>	Lázaro Cárdenas- Acapulco	331	456	En Planeación	2018
<b>11</b>	Jáltipan-Salina Cruz	247	643	En Planeación	2017
<b>12</b>	Salina Cruz-Tapachula	440	442	En Planeación	2018
<b>13</b>	El Cabrito	n/a	60	En Revisión	2016
	<b>Total</b>	<b>5,284</b>			

*Proyectos contemplados por el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas natural (Sistrangás).*

## ANEXO 4. Residuos peligrosos por industria.

Industrias (2004-2014)	R.P. (miles de Toneladas)	%
Acuicultura	351	0.02
Agrícola	586	0.03
Alimenticio	79,390	3.62
Artículos y Productos de Diferentes Materiales	34,542	1.57
Artículos y Productos de Plástico	30,549	1.39
Artículos y Productos Metálicos	54,048	2.46
Asbesto	223	0.01
Automotriz	195,102	8.90
Celulosa y Papel	9,977	0.45
Cemento y Cal	14,850	0.68
Comunicaciones	246	0.01
Congelación, Hielo y Productos	875	0.04
Construcción	14,131	0.64
Equipos y Artículos Electrónicos	86,547	3.95
Explotación de Bancos de Materiales	378	0.02
Exploraciones y Explotaciones Mineras	4,497	0.21
Forestal	181	0.01
Generación de Energía Eléctrica	13,752	0.63
Madera y Productos	5,112	0.23
Marítimo	1,144	0.05
Metalurgia	190,229	8.67
Mínero	1,171	0.05
Petróleo y Petroquímico	138,957	6.34
Pinturas y Tintas	58,734	2.68
Prendas y Artículos de Vestir	15,849	0.72
Química	211,886	9.66
Servicios Mercantiles que Generan Residuos	130,399	5.95
Servicio de Manejo de Residuos Peligrosos	43,782	2.00
Prestadores de Servicios que Generan Residuos	839,628	38.28
Siderurgia	525	0.02
Textil	7,742	0.35
Vida Silvestre	36	0.00
Vidrio	7,916	0.36
<b>Total</b>	<b>2,193,336</b>	<b>100</b>

---

## **ANEXO 5 ELEMENTOS CRETIB.**

---

### **Corrosividad.**

Los residuos que se consideran como peligrosos en función d su corrosividad, son aquellos muy ácidos o muy alcalinos ( $\text{pH} < 2.0$  o bien  $\text{pH} > 12.5$ ) que pueden reaccionar peligrosamente con otros residuos o provocar la migración de contaminantes tóxico, o bien que son capaces de corroer el acero en ciertas condiciones y en cierto tiempo (a una velocidad de 6,35 milímetros o más por año a una temperatura de 55 °C), con lo cual pueden llegar a fugarse de sus contenedores y liberar otros residuos.

### **Reactividad.**

Los residuos reactivos son aquellos que son normalmente inestables y pueden llegar a reaccionar violentamente sin explosión; que pueden formar una mezcla explosiva con el agua, generar gases tóxicos, vapores y humos, pueden contener cianuro o sulfuro o bien puede ocasionar explosiones en distintas situaciones, ya sea de temperatura y presiones estándares, se calienta en condiciones de confinamientos o se someten a fuerzas considerables.

### **Explosividad.**

Los residuos explosivos son aquellos que tienen una constante de explosividad igual o mayor a la del dinitrobenceno<sup>17</sup>, o bien que son capaces de producir una reacción o descomposición detonante o explosiva a 25 ° C y a 1.03  $\text{kg}/\text{cm}^2$  de presión.

---

<sup>17</sup> El dinitrobenceno es un sólido cristalino blanco o amarillo, se utiliza para la fabricación de tintes, componentes explosivos, plastificantes, etc. Es un agente oxidante muy fuerte muy poco soluble en agua.

## **Toxicidad.**

Los residuos tóxicos son los que contienen sustancias capaces de causar la muerte o provocar efectos nocivos en la salud de la población, en la flora o en la fauna que varían en características y severidad de acuerdo con las formas e intensidades de la exposición.

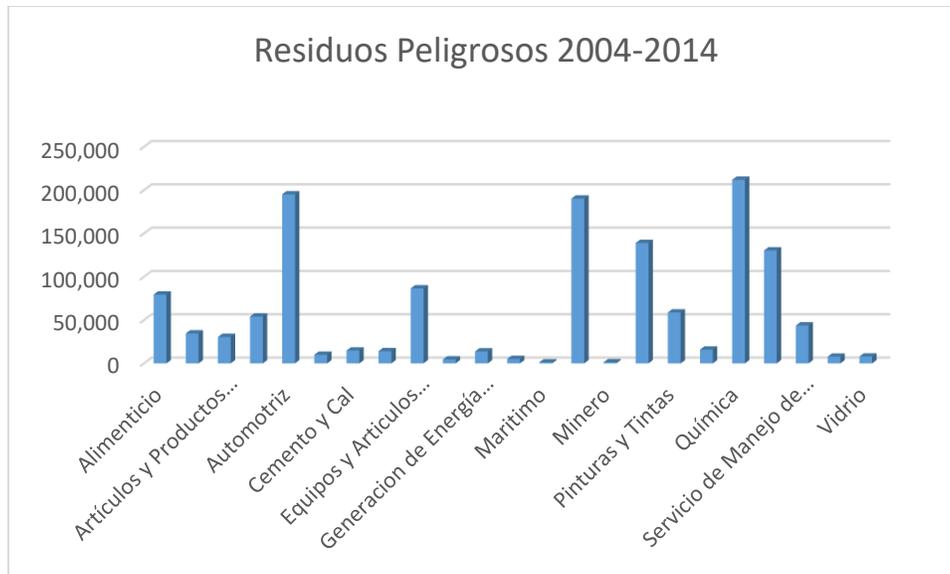
## **Inflamabilidad.**

Los residuos inflamables son aquellos capaces de causar un incendio en diferentes condiciones tales como fricción, absorción de humedad y cambios químicos espontáneos a 25°C, y que al incendiarse arden tan vigorosa y persistentemente que pueden representar un riesgo.

## **Características biológicas.**

Los residuos biológicos-infecciosos son aquellos que contienen bacterias, virus u otros microorganismos patógenos, que contienen toxinas producidas por microorganismos que causan efectos nocivos a los seres vivos.

Las industrias generadoras que más contribuyen con el volumen de residuos peligrosos, los cual ascienden a 2,193,336 toneladas en el periodo del 2004-2014 son: la industria química con 211, 886 toneladas, la automotriz con 195,102 toneladas, la metalúrgica con 190,229 toneladas y la del petróleo y petroquímica con 138,957 toneladas (Grafica.18).

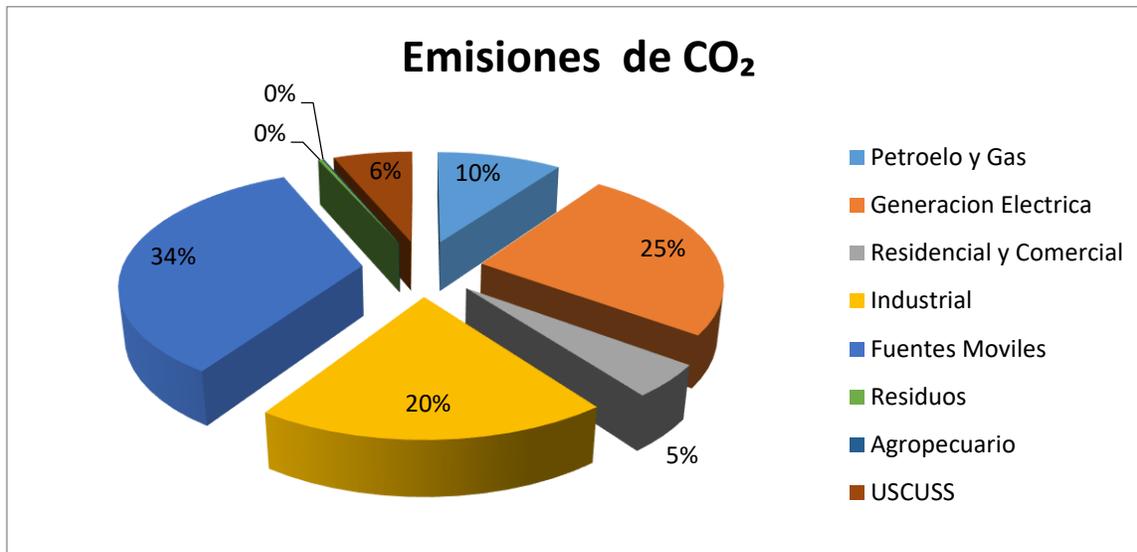


GRAFICA 18. RESIDUOS PELIGROSOS POR INDUSTRIA, ELABORACIÓN PROPIA

### Emisiones de Bióxido de Carbono ( $CO_2$ )

El bióxido de carbono es un componente, menor pero muy importante de la atmosfera. Se libera en procesos naturales como la respiración y erupción de volcanes y a través de actividades humanas como la deforestación, cambio en el uso de suelos y la quema de combustible fósiles.

Las emisiones de  $CO_2$  en el año 2013 fueron de 499,701.682 Gg, los sectores que más emiten bióxido de carbono, son el sector eléctrico 25%, las fuentes móviles 34%, el sector industrial 20% y el sector petrolero 10% (Grafica 19).

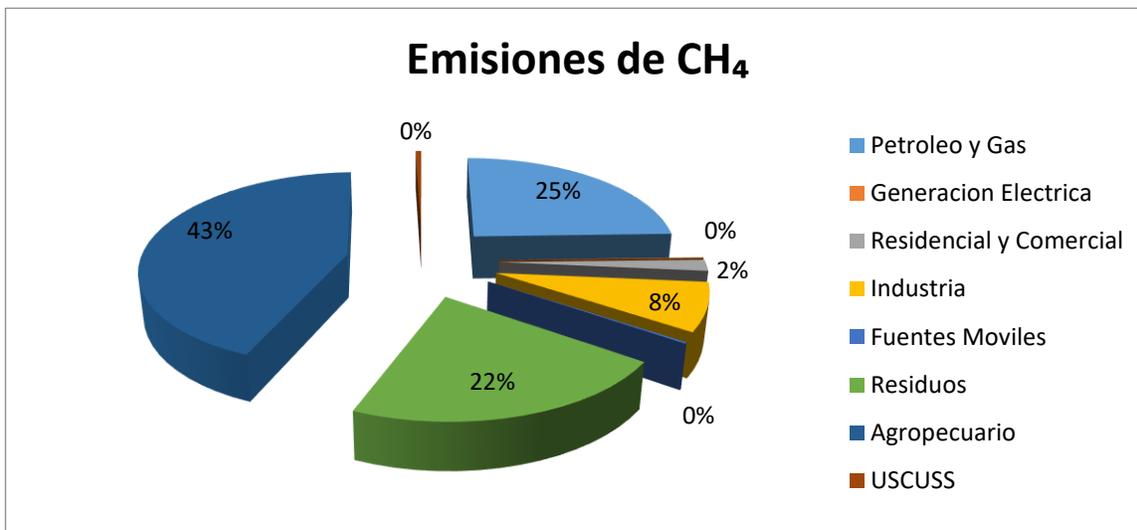


GRAFICA 19. EMISIONES POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA

### Emisiones de Metano (CH<sub>4</sub>)

Es un gas hidrocarburo que tiene origen natural y de actividades humanas, que incluyen la descomposición de rellenos sanitarios, etc. es un gas más activo que el bióxido de carbono, aunque menos abundante.

En el 2013 las emisiones de metano fueron de 126,164.726 Gg, las principales fuentes de emisiones de metano corresponden al sector agropecuario 43% y al sector petrolero con un 25%, que junto a las emisiones de residuos nos proporcionan entre ellas un 90% de las emisiones de metano (Grafica 20).

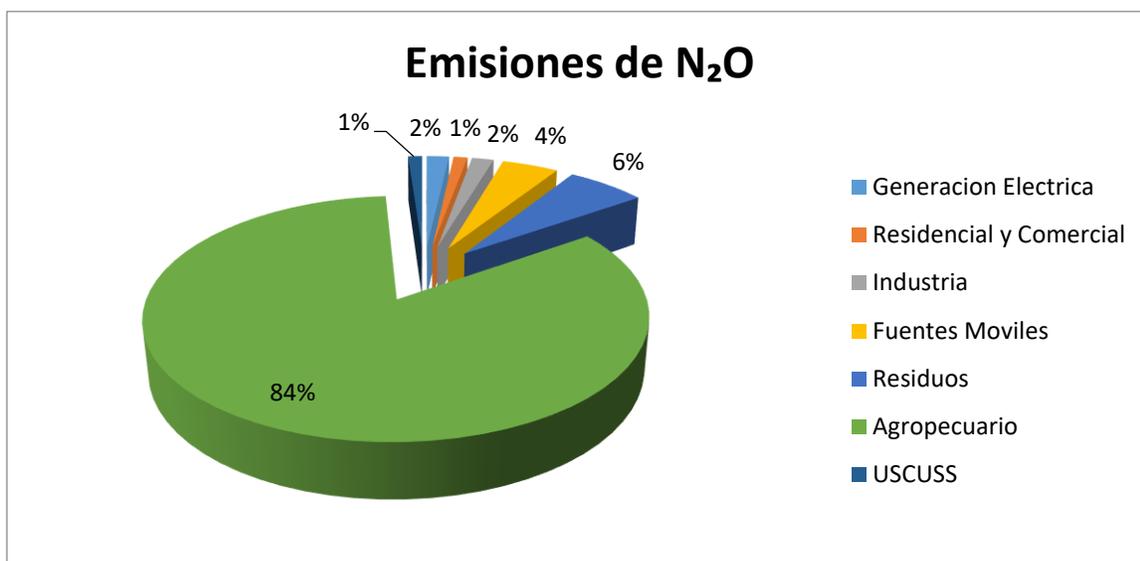


GRAFICA 20. EMISIONES DE METANO POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA

## Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O)

Es un gas invernadero muy poderoso que se produce principalmente a través del uso de fertilizantes comerciales y orgánicos, la quema de combustibles fósiles, la producción de ácido nítrico y la quema de biomasa.

En el 2013, las emisiones de N<sub>2</sub>O fueron de 30,097.178 Gg, la principal contribución de dichas emisiones provienen del sector agropecuario con un 84% (Grafica 21).



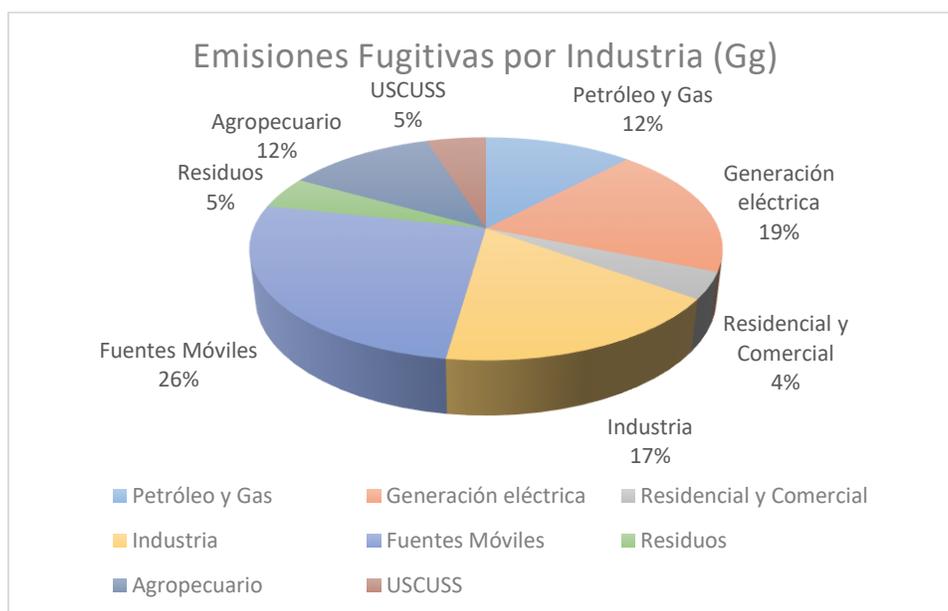
GRAFICA 21. EMISIONES POR SECTOR, ELABORACIÓN PROPIA.

## Emisiones de Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y de Hexafluoruro de Azufre.

Las emisiones de HFC's provienen principalmente de los equipos de refrigeración y aire acondicionado que contienen a esta familia de gases como agente refrigerante, las emisiones de HFC's fueron durante el 2013 de 9,149.64 Gg.

Las emisiones de Perfluorocarbonos (PFC's), en la forma de  $CF_4$  y  $C_2F_6$ , provienen de la producción de aluminio catalogada dentro de la categoría de procesos industriales. Las emisiones de PFC's fueron de 161.3 Gg en unidades de  $CO_2$  eq, en el 2003 (Grafica.22). A partir de 2004 se cierra la última planta y con ello se deja de producir aluminio en el país.

Las emisiones de  $SF_6$  se originan como emisiones potenciales en equipos y circuitos eléctricos que contienen este gas como agente dieléctrico (aislante). En el 2013 las emisiones fueron de 191.690 Gg.



GRAFICA 22. EMISIONES FUGITIVAS POR INDUSTRIA, ELABORACIÓN PROPIA.

## ANEXO 6 Producción de metano ( $CH_4$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ )

Metano ( $CH_4$ )

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Total de Dióxido de Carbono Equivalente</b>	<b>51,190,313.10</b>	<b>43,872,710.1</b>	<b>46,624,015.0</b>	<b>41,964,142.1</b>	<b>42,020,131.0</b>	<b>46,326,944.0</b>	<b>55,467,150.0</b>	<b>86,900,306.0</b>
<b>Dióxido de Carbono (<math>CO_2</math>)</b>	40,045,655.3	36,922,075.5	39,576,372.1	38,428,467.2	37,444,000.0	39,249,734.0	43,979,436.0	54,919,973.0
<b>Metano (<math>CH_4</math>)</b>	530,698.0	330,982.6	335,602.0	168,365.5	217,911.0	337,010.0	547,034.0	1,522,873.0
<b>PEP</b>	24,002,496.3	17,234,380.1	18,053,303.0	13,250,393.1	ND	ND	ND	ND
<b>Dióxido de Carbono (<math>CO_2</math>)</b>	13,258,682.9	10,548,900.3	11,523,847.9	10,019,949.0	9,925,000.0	11,180,373.0	15,499,458.0	25,703,724.0
<b>Metano (<math>CH_4</math>)</b>	4 511,610.2	318,356.20	310,926.4	153,830.7	0.0	0.0	0.0	1,360,479.0
<b>PR</b>	13,893,455.0	14,385,081.0	16,461,701.8	16,324,123.1	ND	ND	ND	ND
<b>Dióxido de Carbono (<math>CO_2</math>)</b>	13,690,836.9	14,238,703.6	16,086,871.1	16,119,861.7	15,642,000.0	15,745,902.0	15,685,824.0	15,619,860.0
<b>Metano (<math>CH_4</math>)</b>	9,648.5	6,970.40	17,849.1	9,726.7	0.0	0.0	0.0	11,901.0
<b>PGPB</b>	6,586,648.5	6,285,532.70	6,169,941.7	6,216,681.0	ND	ND	ND	ND
<b>Dióxido de Carbono (<math>CO_2</math>)</b>	6,402,700.9	6,176,831.60	6,033,549.2	6,124,234.0	5,845,000.0	6,135,706.0	6,197,243.0	6,631,044.0
<b>Metano (<math>CH_4</math>)</b>	8,759.4	5,176.20	6,494.9	4,402.2	0.0	0.0	0.0	14,454.0
<b>PPQ</b>	6,698,158.6	5,959,043.40	5,927,343.0	0 6,162,296.3	ND	ND	ND	ND
<b>Dióxido de Carbono (<math>CO_2</math>)</b>	6,683,881.7	5,948,968.80	5,920,381.5	6,153,775.5	6,032,000.0	6,187,753.0	6,596,911.0	6,963,812.0
<b>Metano (<math>CH_4</math>)</b>	679.9	479.7	331.5	405.8	0.0	0.0	0.0	323.0

<b>PEMEX Corporativo</b>	9,554.7	8,672.90	11,725.6	10,648.6	ND	ND	ND	ND
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	9,552.8	8,671.10	11,722.4	10,647.0	0.0	0.0	0.0	1,533.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0.1	0.1	0.2	0.1	0	0	0	0

Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total de Dióxido de Carbono Equivalente</b>	77,967,408.0	59,907,705.2	49,237,836.0	43,362,416.0	47,082,692.0	55,617,558.0	52,092,482.0
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	50,328,678.0	45,437,060.0	41,455,778.0	39,689,287.0	40,643,522.0	44,983,454.0	42,579,356.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	1,316,130.0	689,078.3	370,574.0	174,911.0	306,627.0	506,386.0	453,006.0
<b>PEP</b>	ND	18,552,249.0	14,407,634.0	12,724,870.0	14,417,152.0	19,622,540.0	19,183,539.0
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	21,755,653.0	17,883,601.0	14,070,554.0	12,583,248.0	14,142,666.0	19,156,584.0	18,773,798.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0.0	668,648.0	337,080.0	141,622.0	274,486.0	465,956.0	409,741.0
<b>PR</b>	ND	13,913,806.0	14,293,960.0	14,412,965.0	14,945,369.0	12,517,038.0	13,811,264.0
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	15,016,200.0	13,898,727.0	14,270,298.0	14,395,295.0	14,921,931.0	12,486,232.0	13,781,067.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0.0	15,079.0	23,662.0	17,670.0	23,438.0	30,806.0	30,197.0
<b>PGPB</b>	ND	7,060,926.0	6,768,921.0	6,569,032.0	5,305,211.0	5,113,275.0	4,680,067.0
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	7,008,963.0	7,055,718.0	6,759,262.0	6,553,556.0	5,296,650.0	5,103,780.0	4,667,227.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0.0	5,208.0	9,659.0	15,476.0	8,561.0	9,495.0	12,840.0
<b>PPQ</b>	ND	ND	6,354,192.0	6,156,698.0	6,281,997.0	6,232,499.0	5,353,414.0

<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	6,546,087.0	6,596,850.0	6,354,019.0	6,156,555.0	6,281,856.0	6,232,371.0	5,353,186.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0.0	114.0	173.0	143.0	141.0	128.0	228.0
<b>PEMEX Corporativo</b>	ND	ND	1,645.0	633.0	419.0	4,487.0	4,028.0
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	1,775.0	555.0	1,645.0	633.0	419.0	4,487.0	4,028.0
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

