Análisis de la capacidad de transporte de un poliducto. Caso de estudio.

Por
Ing. Héctor Sánchez García

Tesis sometida en cumplimiento parcial
a los requisitos para obtener el grado de

Maestro en Ingeniería de Procesos

Director de Tesis:
Dr. Gabriel Soto Cortés
Departamento de Energía, UAM-A

Co-director de Tesis:
Dr. Fabián Rivera Trejo
DAIA-UJAT

Noviembre 2014

Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco
Posgrado en Ingeniería de Procesos

Análisis de la capacidad de transporte de un poliducto.
Caso de estudio.

Por
Ing. Héctor Sánchez García

Tesis aprobada para su publicación en cumplimiento parcial
a los requisitos para obtener el grado de

Maestro en Ingeniería de Procesos

Por el Jurado de tesis

_____	Presidente
Nombre 1	
_____	Secretario
Nombre 1	
_____	Vocal
Nombre 1	
_____	Vocal
Nombre 1	

Contenido

<i>Abstract</i>	12
<i>Capítulo 1</i>	13
1. Introducción	13
1.1 Perspectiva de fortalecimiento del sector energético nacional.....	13
1.2 Historia transporte de hidrocarburos por ductos en México (oleoductos y poliductos)	20
1.2.1 Historia de la normatividad aplicada al transporte de hidrocarburos líquidos por ducto	29
1.3 El papel del Análisis Hidráulico en la administración de la integridad de ductos y el análisis de capacidad de transporte	30
1.3.1 Análisis de la capacidad de transporte.....	34
1.4 Objetivo de la tesis	35
1.5 Justificación	35
1.6 Ejemplos del incremento de capacidad en instalaciones de PR.....	38
1.6.1 Infraestructura requerida para el incremento de transporte del poliducto Minatitlán-Salina Cruz.	38
1.6.2 Infraestructura requerida para el incremento de transporte del poliducto Topolobampo-Guamuchil.	38
1.7 Descripción del contenido de la tesis	42
<i>Capítulo 2</i>	43
2. Descripción del caso de estudio	43
2.1 Ubicación y perfil altimétrico del sistema.....	43
2.1.1 Sismicidad	75
2.1.2 Instalaciones superficiales	76
2.2 Variables operativas.....	79
2.2.1 Procedimiento de Operación (27)	79
2.2.2 Propiedades de los productos transportados.....	80
2.2.3 Especificaciones de la tubería, válvulas, bridas y accesorios.	81
2.2.4 Especificaciones generales de operación	81
2.2.5 Especificaciones de operación con fines de simulación	82
<i>Capítulo 3</i>	84
3. Evaluación de la Capacidad de Transporte.....	84
3.1 Definición	84
3.2 Descripción general de la metodología	85

3.2.1	Recopilar, revisar, integra y analizar la información (13).....	85
3.2.2	Evaluar el sistema de conducción en estado estable	85
3.2.3	Evaluar el sistema de conducción en estado transitorio.....	86
3.2.4	Cumplimiento de la normatividad internacional y nacional.....	86
3.3	Simulación en estado permanente	88
3.3.1	Ecuaciones básicas (30)	88
3.3.2	Reproducción de condiciones operativas (situación presente)	93
3.3.3	Simulación de condiciones operativas (situación futura).....	101
3.4	Simulación en estado transitorio	108
3.4.1	Ecuaciones básicas (31)	108
	Ecuación de Joukowsky.....	108
3.4.2	Ecuaciones para el golpe de ariete totalmente elástico.....	113
3.4.1	Válvula aguas abajo al final de la línea de conducción (31).....	117
		118
3.4.2	Ductos en serie (31).....	118
3.4.3	Bifurcación de un ducto (31).....	119
3.4.4	Bomba centrífuga en el extremo aguas arriba (31)	119
3.4.5	Envolventes de máximas presiones (situación presente)	124
3.4.1	Envolventes de máximas presiones (situación futura).....	125
3.5	Análisis de seguridad hidráulica	126
3.5.1	Cálculo de presiones seguras de operación	126
3.5.2	Determinación de tramos vulnerables	134
Capítulo 4		139
4.	Reconfiguración del sistema.....	139
4.1	Viabilidad de la reconfiguración	141
4.2	Nuevas especificaciones de tubería	150
4.3	Nuevas especificaciones de equipo dinámico.....	156
Capítulo 5		166
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	166
5.1	De la calibración del sistema	166
5.2	De los escenarios de simulación.....	167
5.3	De la dinámica de la integridad mecánica.....	170
5.4	De la viabilidad	172
5.5	Generales.....	173
6.	Referencias	174

<i>Anexo 1</i>	178
Teorema de transporte de Reynolds	178
Ecuación de continuidad	180
Ecuación de momentum	181
Fuerza	182
<i>Anexo 2</i>	193

Índice de figuras

FIGURA 1.1: INFRAESTRUCTURA BÁSICA DEL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN.....	15
FIGURA 2.1. MUNICIPIOS POR LOS QUE ATRAVIESA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO (18).....	44
FIGURA 2.2. PERFIL ALTIMÉTRICO DEL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	47
FIGURA 2.3. LOCALIDADES E INFRAESTRUCTURA PARA EL TRANSPORTE EN EL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	49
FIGURA 2.4. LOCALIDADES E INFRAESTRUCTURA PARA EL TRANSPORTE EN EL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	50
FIGURA 2.5. LOCALIDADES E INFRAESTRUCTURA PARA EL TRANSPORTE EN EL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	51
FIGURA 2.6. LOCALIDADES E INFRAESTRUCTURA PARA EL TRANSPORTE EN EL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	52
FIGURA 2.7. CLIMAS EN EL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	53
FIGURA 2.8. CLIMAS EN EL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	54
FIGURA 2.9. CLIMAS EN EL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	55
FIGURA 2.10. CLIMAS EN EL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	56
FIGURA 2.11. RELIEVE DEL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	58
FIGURA 2.12. RELIEVE DEL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	59
FIGURA 2.13. RELIEVE DEL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	60
FIGURA 2.14. RELIEVE DEL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	61
FIGURA 2.15. USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN PARA EL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	62
FIGURA 2.16. USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN PARA EL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	63
FIGURA 2.17. USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN PARA EL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	64
FIGURA 2.18. USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN PARA EL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	65
FIGURA 2.19. GEOLOGÍA (CLASE DE ROCA) PARA EL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	67
68	
FIGURA 2.20. GEOLOGÍA (CLASE DE ROCA) PARA EL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	68
FIGURA 2.21. GEOLOGÍA (CLASE DE ROCA) PARA EL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	69
FIGURA 2.22. GEOLOGÍA (CLASE DE ROCA) PARA EL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	70
FIGURA 2.23. SUELOS DOMINANTES PARA EL MUNICIPIO DE PLAYAS DE ROSARITO (19).....	71
FIGURA 2.24. SUELOS DOMINANTES PARA EL MUNICIPIO DE TIJUANA (20).....	72
FIGURA 2.25. SUELOS DOMINANTES PARA EL MUNICIPIO DE MEXICALI (21).....	73
FIGURA 2.26. SUELOS DOMINANTES PARA EL MUNICIPIO DE TECATE (22).....	74
FIGURA 2.27. REGIONALIZACIÓN SÍSMICA DE LA REPÚBLICA MEXICANA (23).....	75
FIGURA 2.28. DIAGRAMA UNIFILAR DEL POLIDUCTO CASO DE ESTUDIO (25).....	78
FIGURA 3.1. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA UNA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	100
FIGURA 3.2. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA UNA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	107
FIGURA 3.3. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN DEL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR ECUACIÓN DE JOUKOWSKY.....	111
FIGURA 3.4. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA LA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN DEL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR ECUACIÓN DE JOUKOWSKY.....	112
FIGURA 3.5. MALLA CARACTERÍSTICA REPRESENTADO SECCIONES INTERNAS, CONDICIONES DE FRONTERA AGUAS ARRIBA Y CONDICIONES DE FRONTERA AGUAS ABAJO.....	116
FIGURA 3.6. MALLA CARACTERÍSTICA PARA EL PRIMER TRAMO DEL DUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	120
FIGURA 3.7. MALLA CARACTERÍSTICA PARA EL SEGUNDO TRAMO DEL DUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	120
FIGURA 3.8. MALLA CARACTERÍSTICA PARA EL TERCER TRAMO DEL DUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	121
FIGURA 3.9. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR JOUKOWSKY Y ENVOLVENTES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE PRESIÓN POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS.....	124

FIGURA 3.10. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR JOUKOWSKY Y ENVOLVENTES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE PRESIÓN POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS.	125
FIGURA 3.11. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR JOUKOWSKY Y ENVOLVENTES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE PRESIÓN POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS.	132
FIGURA 3.12. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CON SOBREPRESIONES POR JOUKOWSKY Y ENVOLVENTES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE PRESIÓN POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS.	133
FIGURA 3.13. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN, CON TRAMOS VULNERABLES CON BASE A LA ENVOLVENTE DE PRESIONES MÁXIMAS OBTENIDAS POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS Y LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE ESTAS PRESIONES MÁXIMAS CON LA PRESIÓN SEGURA.	136
FIGURA 3.14. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN, CON TRAMOS VULNERABLES CON BASE A LA ENVOLVENTE DE PRESIONES MÁXIMAS OBTENIDAS POR EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS Y LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE ESTAS PRESIONES MÁXIMAS CON LA PRESIÓN SEGURA.	137
FIGURA 4.1. ACERCAMIENTO A LAS ZONAS VULNERABLES PARA LA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.	142
FIGURA 4.2. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN, TOMANDO EN CUENTA UNA EFICIENCIA AL RELEVO DEL 80% PARA LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD.	143
FIGURA 4.3. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN, TOMANDO EN CONSIDERACIÓN LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS COMPROMETIDOS PARA LA SITUACIÓN DE OPERACIÓN PRESENTE.	144
FIGURA 4.4. ACERCAMIENTO A LAS ZONAS VULNERABLES PARA LA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO....	145
FIGURA 4.5. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN, TOMANDO EN CUENTA UNA EFICIENCIA AL RELEVO DEL 80% PARA LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD.	146
FIGURA 4.6. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CONSIDERANDO LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS VULNERABLES.	147
FIGURA 4.7. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CONSIDERANDO LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS VULNERABLES.	148
FIGURA 4.8. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CONSIDERANDO LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS VULNERABLES.	149
FIGURA 4.9. DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO, CONSIDERANDO LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS VULNERABLES Y EL CAMBIO DE ESPESOR.	155
FIGURA 4.10. CURVA AJUSTADA PARA LA ESTACIÓN 1 DE BOMBEO PARA LA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN.	161
FIGURA 4.11. CURVA AJUSTADA PARA LA ESTACIÓN 2 DE REBOMBEO PARA LA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN.	162
FIGURA 4.12. CURVA AJUSTADA PARA LA ESTACIÓN 1 DE BOMBEO PARA LA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN.	163
FIGURA 4.13. CURVA AJUSTADA PARA LA ESTACIÓN 2 DE REBOMBEO PARA LA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN.	164
FIGURA A1.1 VOLUMEN DE CONTROL ARBITRARIO Y SU DESPLAZAMIENTO DEL TIEMPO t AL TIEMPO $t + dt$	178
FIGURA A1.2 FUERZAS SUPERFICIALES ACTUANTES SOBRE UN ELEMENTO DIFERENCIAL DE FLUIDO EN LA DIRECCIÓN x	183
FIGURA A1.3 FUERZAS SUPERFICIALES ACTUANTES SOBRE UN ELEMENTO DIFERENCIAL DE FLUIDO EN LA DIRECCIÓN y	183
FIGURA A1.4 FUERZAS SUPERFICIALES ACTUANTES SOBRE UN ELEMENTO DIFERENCIAL DE FLUIDO EN LA DIRECCIÓN z	184
FIGURA A2.1 ELEMENTO CILÍNDRICO DIFERENCIAL CON FUERZAS INVOLUCRADAS.	193

Índice de tablas

TABLA 1.1: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR MEDIO DE TRANSPORTE (4).....	15
TABLA 1.2: ESTRATEGIAS Y LÍNEAS DE ACCIÓN QUE INVOLUCRAN LA MEJORA EN LA ESTRATEGIA INTEGRAL DE LOGÍSTICA DE SUMINISTRO DE PR (7), (8).....	19
TABLA 1.3: LÍNEA DE TIEMPO DE OBRAS PRINCIPALES CORRESPONDIENTES A DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (9) (10).....	28
TABLA 1.4: LÍNEA DE TIEMPO, DE EVENTOS TRASCENDENTES CORRESPONDIENTES A LA NORMATIVIDAD APLICADA AL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR DUCTO (11) (12).....	29
TABLA 1.5: PAPEL DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO EN LA EVALUACIÓN DEL RIESGO EN DUCTOS (13).....	32
TABLA 1.6: PAPEL DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO EN LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE UN DUCTO.....	33
TABLA 1.7: PAPEL DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO EN RESPUESTA A LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS (13).....	34
TABLA 1.8: ALGUNOS DE LOS PROYECTOS INTEGRALES VIGENTES POR ZONA DE PR, CON INICIATIVAS Y SU CORRESPONDIENTE DESCRIPCIÓN SIMPLIFICADA (15) (4) (16).....	41
TABLA 2.1. UBICACIÓN DE LOS MUNICIPIOS POR LO QUE PASA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO (17).....	44
TABLA 2.2: INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CÁLCULO DE PERFIL ALTIMÉTRICO DE LA LÍNEA.....	46
TABLA 2.3. CLIMA DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	57
TABLA 2.4. FISIOGRAFÍA DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	61
TABLA 2.5. USO DE SUELO DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	65
TABLA 2.6. USO POTENCIAL DE TIERRA DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	66
TABLA 2.7. GEOLOGÍA DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	70
TABLA 2.8. SUELOS DOMINANTES DE LOS MUNICIPIOS DE INTERÉS PARA EL CASO DE ESTUDIO (17).....	74
TABLA 2.3. INSTALACIONES SUPERFICIALES ESTACIONES DE BOMBEO Y REBOMBEO, VÁLVULAS DE SECCIONAMIENTO Y TRAMPAS DE RECIBO Y ENVIÓ DE DIABLOS (25).....	76
TABLA 2.4. INSTALACIONES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN, RECTIFICADORES Y GENERADORES (25).....	77
TABLA 2.5. CRUCES DEL POLIDUCTO CON VÍAS DE COMUNICACIÓN Y CRUZAMIENTOS SUBFLUVIALES (25).....	77
TABLA 2.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS TRANSPORTADOS POR EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO (28).....	80
TABLA 2.7. ESPECIFICACIONES DE LAS TUBERÍAS, VÁLVULAS, BRIDAS Y ACCESORIOS ADOPTADAS PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO (26).....	81
TABLA 2.8. CONDICIONES GENERALES DE OPERACIÓN ADOPTADAS A LO LARGO DEL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO (26).....	82
TABLA 2.9. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN ADOPTADAS CON FINES DE SIMULACIÓN PARA EL POLIDUCTO DEL CASO DE ESTUDIO.....	82
TABLA 3.1. CRITERIOS PARA DETERMINAR LOS TRAMOS VULNERABLES A LO LARGO DE UN SISTEMA DE CONDUCCIÓN.....	135
TABLA 3.2. TRAMOS VULNERABLES DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN PRESENTE.....	135
TABLA 3.3. TRAMOS VULNERABLES DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN FUTURA.....	135
TABLA 4.1. ETAPAS DE LA HERRAMIENTA METODOLÓGICA DE ANÁLISIS HIDRÁULICO, CON SUS RESPECTIVAS TAREAS POR ETAPA.....	140
TABLA 4.2. TRAMOS VULNERABLES DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN PRESENTE CONSIDERANDO EFICIENCIA AL RELEVO DEL 80%.....	143
TABLA 4.3. TRAMOS VULNERABLES DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO BAJO LA CONDICIÓN.....	146
TABLA 4.4. TRAMOS VULNERABLES DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN FUTURA, TRAS HABER REALIZADO LA REPARACIÓN DE LOS TRAMOS VULNERABLES.....	147
TABLA 4.5. NUMERO DE VARIEDADES POR CARACTERÍSTICA.....	151
TABLA 4.6. DIMENSIONES ESTÁNDAR DE TUBERÍA DE 10 DE DIÁMETRO EXTERNO NOMINAL BAJO LA ESPECIFICACIÓN API 5L.....	153
TABLA 4.7. DIMENSIONES ESTÁNDAR DE TUBERÍA DE 8 DE DIÁMETRO EXTERNO NOMINAL BAJO LA ESPECIFICACIÓN API 5L.....	154
TABLA 4.8. ECUACIONES PARA RECALCULAR Y EVALUAR EL RENDIMIENTO DE BOMBAS CENTRIFUGAS, CON CAMBIO EN EL DIÁMETRO O VELOCIDAD DE GIRO DE LOS ALABES (39).....	157
TABLA 5.1. PRINCIPALES DEFECTOS EN DUCTOS, CONTROL, ORIGEN Y EFECTO EN LA TUBERÍA (41).....	171

Índice de esquemas

ESQUEMA 1.1: OBJETIVOS DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO EN DUCTOS (13).	31
ESQUEMA 3.1. METODOLOGÍA SIMPLIFICADA PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE UN DUCTO, SITUACIÓN PRESENTE Y FUTURA.	87
ESQUEMA 3.2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA DUCTOS EN SERIE BAJO UNA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN.	96
ESQUEMA 3.3. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA DUCTOS EN PARALELO, BAJO UNA SITUACIÓN PRESENTE DE OPERACIÓN.	99
ESQUEMA 3.4. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA DUCTOS EN SERIE BAJO UNA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN.	103
ESQUEMA 3.5. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL DIAGRAMA DE ENERGÍA PARA DUCTOS EN PARALELO BAJO UNA SITUACIÓN FUTURA DE OPERACIÓN.	106
ESQUEMA 3.6. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA SOBREPRESIÓN POR PARO SÚBITO MEDIANTE ECUACIÓN DE JOUKOWSKY.	110
ESQUEMA 3.7. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PERFIL DE PRESIONES POR PARO SÚBITO MEDIANTE EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS.	123
ESQUEMA 3.8. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS PRESIONES SEGURAS DE OPERACIÓN, CON BASE EN LA NORMA ASME B31G	131
ESQUEMA 4.1. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS NUEVAS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO EN UNA TUBERÍA INSTALADA, PARA UN SISTEMA DE CONDUCCIÓN BAJO NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.	152
ESQUEMA 4.2. METODOLOGÍA PARA VERIFICAR Y DETERMINAR LAS ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO DINÁMICO DE UN SISTEMA DE CONDUCCIÓN PARA LA SITUACIÓN PRESENTE Y FUTURA DE OPERACIÓN RESPECTIVAMENTE.	160
ESQUEMA 5.1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR Y REVERTIR LA VULNERABILIDAD DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.	169

Acrónimos y símbolos

Símbolo	Descripción
DAIA	División Académica de Ingeniería y Arquitectura
UJAT	Universidad Juárez Autónoma de Tabasco
PIB	Producto Interno Bruto
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PR	PEMEX Refinación
TAR	Terminales de Almacenamiento y Reparto
ES	Estaciones de Servicio
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
CFE	Comisión Federal de Electricidad
SNR	Sistema Nacional de Refinación
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PROSENER	Programa Sectorial de Energía
PGPB	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PEP	PEMEX Exploración y Producción
DN	Diámetro Nominal
Mbd	Miles de Barriles Diarios
CCC	Centro Comercializador de Crudo
T.M.T.CH	Tampico-Monterrey-Torreón-Chihuahua
N.L.	Nuevo Leon
B.C.N.	Baja California Norte
SCADA	Sistema supervisorio de control y adquisición de datos
ASA	American Standards Association
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
AGA	American Gas Association
DOT	United States Department of Transportation
CFR	Code of Federal Regulations
IMP	Integrity Management Program
PAID	Plan de Administración de Integridad de Ductos
DOF	Diario Oficial de la Federación
SUD	Subdirección de Distribución
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
TAD	Terminal de Almacenamiento y Distribución
EUA	Estados Unidos de Norte América
DCBI-A	División de Ciencias Básicas e Ingeniería Azcapotzalco
POM	Presión Máxima de Operación
UAM-A	Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco

Resumen

Sánchez García, Héctor (Maestría en Ingeniería de Procesos)

Análisis de la capacidad de transporte de un poliducto: Caso de estudio

Directores de tesis: Dr. Gabriel Soto Cortés, Departamento de Energía, UAM-A;
Dr. Fabián Rivera Trejo, DAIA-UJAT
(199 pp., 5 capítulos)

En este trabajo se desarrolla una metodología para determinar la viabilidad de reconfiguración de un sistema de conducción de hidrocarburos. La viabilidad de reconfiguración se fundamenta en principios de seguridad hidráulica y de integridad mecánica incluidos en los códigos ASME B31.4-2006 "Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids" y ASME B31G-1991 "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines".

Con la finalidad de ejemplificar su uso se toma en consideración un caso de estudio hipotético, en el cual se simula, evalúa y analiza la viabilidad de reconfiguración de este sistema. Con base en este análisis se identifican tramos vulnerables a lo largo de la línea de conducción, mostrando algunas de las medidas de mitigación más comunes y su impacto al implementarlas al caso de estudio.

Abstract

This paper develops a methodology to determine the feasibility of reconfiguring an oil pipeline system. The feasibility of reconfiguration is based on principles of hydraulic and mechanical integrity safety codes including ASME B31.4-2006 "Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids" and ASME B31G-1991 "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded pipelines".

In order to illustrate this methodology a hypothetical study case was selected in order to simulate, evaluate and analyze the viability of a proposed system reconfiguration. Based on this analysis the vulnerable sections along the pipeline are identified, showing some of the most common measures of mitigation and the impact of their implementation in the study case.

Capítulo 1

1. Introducción

1.1 Perspectiva de fortalecimiento del sector energético nacional

La población mundial depende del petróleo pues es a través de este recurso natural no renovable y sus derivados, que la sociedad obtiene la mayor parte de la energía necesaria para realizar un sin número de actividades, necesarias para el crecimiento económico de una nación. El consumo mundial de petróleo presentó un incremento del 1.0% del año 2011 al año 2012. A su vez el consumo de petrolíferos a nivel mundial mantiene un crecimiento sostenido, asociado principalmente al aumento de la demanda por el sector de autotransporte mostrando predilección hacia las gasolinas y el diésel (1).

La capacidad de refinación a nivel mundial se vio incrementada un 0.4% en el 2012 con respecto al año anterior. Como consecuencia de lo anterior la producción mundial de petrolíferos registra un aumento del 0.6% en el mismo periodo (1).

El consumo de petrolíferos a nivel mundial está directamente relacionado al nivel de desarrollo de los países, su nivel de industrialización y a la evolución de su parque vehicular. En este sentido es importante resaltar que la demanda de petróleo, está impulsada mayormente por el sector transporte, esto como consecuencia de la dependencia de este sector hacia los combustibles líquidos (1).

En México la base energética del país se ha concentrado en fuentes fósiles de energía, como consecuencia de su disponibilidad en territorio nacional. La producción de gas natural y petróleo representan el 90% de la producción total. Estos productos del sector energético son indispensables en el desarrollo y generación de centros de trabajo, además de contribuir de manera directa e indirecta a la generación de empleo y crecimiento del PIB. En el año 2004 la producción de petróleo en México alcanzó su máximo histórico, decayendo paulatinamente hasta el año 2012, este decaimiento se ha contrarrestado mediante la mayor inversión en la historia en el descubrimiento de nuevos yacimientos y la compensación de la declinación en algunos otros logrando estabilizar la producción del periodo 2010-2012 (1).

Sin embargo las reservas probadas de petróleo disminuyeron 31.2% en el periodo 2003-2012, por lo que mantener la producción a su actual nivel representará un importante reto técnico y económico, ya que la mayor parte

de los campos productores en el país se encuentran en etapas maduras o en vías de declinación. Como solución a mediano plazo se tendrá que buscar un aumento sostenido en la producción de hidrocarburos (2).

En cuanto a petrolíferos la producción media anual en México ha disminuido paulatinamente en los últimos diez años (2002-2012) mostrando una reducción promedio de -1.0%, de manera contraria la demanda de petrolíferos presentó un incremento del 11.7% con respecto al año 2002 y del 2.5% con respecto al 2011, provocada principalmente por la demanda de petrolíferos por el sector transporte. Como consecuencia las importaciones de petrolíferos presentan una tasa de crecimiento anual de 9.4% del 2002-2012 (1). Lo anterior a convertido a México en importador neto de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural, gas licuado de petróleo y petroquímicos (2).

En cuanto a transporte y distribución en 2012 el sistema de ductos de PEMEX registró un incremento en el volumen total transportado del 0.8% con respecto al año anterior. Lo anterior como consecuencia de un incremento del 0.2% en el transporte de petrolíferos y 0.1% en el transporte de petróleo (1).

Para satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y derivados del petróleo PEMEX cuenta con una infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución. A diciembre de 2012, PEMEX Refinación (PR) operó con 6 refinerías, 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR) distribuidas en cada entidad federativas, conectadas entre sí mediante una red de oleoductos de 5,223 km y 8,917 km de poliductos, así como de 1,360 autotanques y 15 terminales marítimas para dar atención a 10,042 Estaciones de Servicio (ES), distribuidores, Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA) y Comisión Federal de Electricidad (CFE). La figura 1.1 muestra la infraestructura terrestre básica del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Sin embargo en los últimos años el uso de poliductos ha perdido participación frente a otros medios de transporte más costosos, como los autotanques, esta situación obedece al crecimiento de la demanda, la obligación para satisfacerla y la limitada capacidad de expansión. El sistema de poliductos presenta múltiples cuellos de botella, los cuales limitan su flexibilidad e incrementan los costos de operación. Actualmente el 40% de los poliductos se encuentran al límite de su capacidad, haciéndose necesario el descuellamiento¹ de los mismos además de una inversión adicional en nuevos ductos, con la finalidad de satisfacer la demanda (3). La tabla 1.1 muestra como se ha incrementado la participación del transporte por carrotanque y autotanque en el transporte de crudo y productos petrolíferos del 2008-2012 (4).

¹ Descuellamiento: Reconfiguración de sistemas de conducción existentes con la finalidad de cumplir con las necesidades del mercado.

Figura 1.1: Infraestructura básica del sistema nacional de refinación.

Porcentaje de Participación por Medio de Transporte					
Medio de Transporte	2008	2009	2010	2011	2012
Transporte por Ducto	62.7	62.0	59.3	57.9	58.6
Transporte por Buquetanque	30.2	30.3	32.1	33.3	31.6
Transporte por Autotanque	6.0	6.4	6.9	6.0	6.4
Transporte por Carro tanque	1.0	1.3	1.8	2.8	3.4

Tabla 1.1: Porcentaje de Participación por Medio de Transporte (4).

Con la finalidad de sobrellevar esta situación a corto plazo, PEMEX ha fomentado una mayor participación del transporte por ferrocarril, transporte por ruedas desde el Golfo de México hacia la zona centro del país, además de la renovación de la flota marítima. Sin embargo, el suministro nacional de petrolíferos requiere de un mayor impulso en infraestructura logística y de transporte en el mediano y largo plazo, con la finalidad de reducir los costos de subministro, garantizar de manera segura el abasto y fortalecer los puntos de internación de producto (5).

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) es un documento de trabajo que rige la programación y presupuestación de toda la Administración Pública Federal. De acuerdo con la Ley de Planeación, todos los Programas Sectoriales, Especiales, Institucionales y Regionales que definen las acciones del gobierno, deberán elaborarse en congruencia con el PND. Asimismo, la Ley de Planeación requiere que la iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación y el Proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación compaginen con los programas anuales de ejecución que emanan de éste (6).

El Plan Nacional de Desarrollo consta de 5 metas nacionales:

1. Un México en Paz
2. Un México Incluyente
3. Un México con Educación de Calidad
4. Un México Prospero
5. Un México con Responsabilidad Global

Además de las 5 metas nacionales se contemplan 3 estrategias transversales para el desarrollo nacional.

1. Democratizar la Productividad
2. Gobierno Cercano y Moderno
3. Perspectiva de Género

El Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), establece los compromisos, estrategias y líneas de acción del gobierno federal en materia energética.

En lo que respecta a la estrategia planteada por el PND el PROSENER, plantea los siguientes objetivos (5):

1. Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.
2. Optimizar la operación y expansión de la infraestructura eléctrica nacional.
3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.

4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.
5. Ampliar la utilización de fuentes de energías limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.
6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.

La estrategia integral de logística de suministro de PR debe de garantizar su completa alineación con la estrategia de desarrollo del sector energético establecida en el PND y el PROSENER, por su dimensión presupuestal, impacto previsible y complejidad. Además debe de enmarcarse como parte del proceso de desarrollo de la industria petrolera nacional, cuyos lineamientos básicos están contenidos en la estrategia institucional y procesos de negocio de PEMEX y desde luego inscribirse en los programas, planteamientos y proyectos del Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027 a partir del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2013-2017.

En el capítulo cuatro correspondiente a la cuarta meta “Un México Próspero” del PND, se menciona que uno de los objetivos de la meta nacional consiste en **“abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva”**. Con la finalidad de cumplir con este objetivo, **la estrategia se centra en “asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural, y petrolíferos que demanda el país” (6)**.

La estrategia 3.4 del Objetivo número 3 del PROSENER propone “impulsar el desarrollo de infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de productos petrolíferos, que garantice la disponibilidad oportuna de combustibles”. Además con la finalidad de llevar acabo la estrategia, se proponen líneas de acción de entre las que resaltaremos:

Línea de acción 3.4.3: Fortalecer y expandir la red de almacenamiento y transporte de petrolíferos por medios de bajo costo, para incrementar la seguridad energética.

Línea de acción 3.4.4: Salvaguardar la seguridad e integridad física de las instalaciones de transporte y almacenamiento de petrolíferos y supervisar puntos de distribución.

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2013-2017 se establecen a sus ves 15 objetivos estratégicos orientados al cumplimiento de la estrategia de desarrollo del sector energético establecida en el PND y el PROSENER . Para cada uno de ellos se han diseñado estrategias específicas con un alcance definido para los siguientes cinco años. Centraremos nuestra atención en el objetivo estratégico número 7 “Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos PR, PEMEX Gas y Petroquímica Básica(PGPB)” y el objetivo estratégico número 9 “Garantizar la

operación segura y confiable", resaltando a su vez las siguientes estrategias y sus líneas de acción:

Estrategia 7.1: Optimizar la logística de petrolíferos:

"Aumentar la capacidad de transporte por ducto para reducir la utilización de medios más costosos y atender las demandas logísticas futuras, asimismo incrementar la capacidad de almacenamiento con tanques y nuevas terminales para aumentar la flexibilidad de operación".

Estrategia 7.4: Mejorar la flexibilidad en el sistema de distribución de crudo mediante nueva infraestructura en zonas críticas:

"Incrementar la capacidad de transporte de crudo ligero y pesado y disponer de la capacidad requerida de almacenamiento de crudo en instalaciones de PEMEX Exploración y Producción (PEP) en el horizonte 2012-2027".

Estrategia 9.2: Implantar el sistema PEMEX Confiabilidad:

"Promover la excelencia operativa, optimizar recursos, asegurar la integridad, e incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los activos, mediante la aplicación de las mejores prácticas en la industria".

Estrategias	Líneas de Acción Ductos
Estrategia 7.1	Descuellamiento de diversos sistemas de poliductos a nivel nacional
	<ul style="list-style-type: none"> Libramiento del oleoducto de 24" DN Madero-Cadereyta y poliducto 12" DN Madero-Cadereyta en la zona urbana de Cd. Victoria incluye construcción de Estación de Rebombeo Poliducto.
	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura para incrementar la capacidad del Sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan-México.
	<ul style="list-style-type: none"> Incremento en la capacidad de transporte a 30.0 MBD del Poliducto Rosarito-Mexicali de 10/8 de diámetro por 147 km del sector ductos Rosarito e instalación de sistema cero paros por corte de energía de los poliductos Rosarito-Mexicali y Rosarito-Ensenada.
	<ul style="list-style-type: none"> Construcción de una nueva Estación de Rebombeo intermedia y reubicación de la Casa de Bombas Salamanca, en el poliducto 16" Salamanca- Guadalajara.
	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura para incrementar la capacidad de transporte de los Sistemas de Distribución y Almacenamiento Pajaritos-Minatitlán-Salina Cruz.
	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura requerida para incremento de transporte del poliducto 10" Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.

	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura requerida para incremento de transporte de los poliductos 14" y 10" Satélite-Gómez Palacio.
	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura requerida para incremento de transporte del poliducto 12" Minatitlán-Villahermosa.
	<ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento de productos destilados en la Península de Yucatán.
	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de pre inversión para el análisis de alternativas de suministro de destilados del Golfo de México hacia Tula.
	<ul style="list-style-type: none"> Poliducto Tula-Toluca.
	Construcción de Nuevos Ductos
	<ul style="list-style-type: none"> Construcción de ramal Charco Blanco-Querétaro de los poliductos Tula-Salamanca.
	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de Pre inversión para un nuevo Poliducto Tula-Charco Blanco para desalojo de la Nueva Refinería Bicentenario.
	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de pre inversión para un nuevo Poliducto Tula-Lázaro Cárdenas para desalojo de la Nueva Refinería Bicentenario.
Estrategia 7.4	Obras para incrementar la capacidad de transporte en el corredor CO Rebombero-TMDB-CCCP-CAET
	<ul style="list-style-type: none"> Plataforma de Rebombero Sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado.
	<ul style="list-style-type: none"> Construcción de un oleoducto de 30" D.N. x 15 km de CCC Palomas a Damos Salinos Tuzandépetl.
	<ul style="list-style-type: none"> Central de Rebombero El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I.
Estrategia 9.2	PAID (Programa de Administración Integral de Ductos)
	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de transporte.
	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación de riesgo para el 100% de los ductos de recolección.
	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de recolección.
	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación de integridad y respuesta para el 60% de los ductos de transporte.

Tabla 1.2: Estrategias y líneas de acción que involucran la mejora en la estrategia integral de logística de suministro de PR (7), (8).

1.2 Historia transporte de hidrocarburos por ductos en México (oleoductos y poliductos)

1902	La compañía Pearson and Son construye un ducto desde San Cristóbal, en el Istmo hasta su refinería en Minatitlán.
1904	Se construye ducto de 75 km del pozo denominado Pez 1, hasta el puerto de Tampico.
1927	La Huasteca Petroleum Company construye el primer gasoducto de la república, de Cerro Azul a Mata Redonda.
1930	Se inicia el transporte y distribución de gas natural por medio de dos gasoductos. Uno de 12" y 155 km entre ciudad Alemán y Monterrey, y otro de 8" y 62 km de la población de Naco a la compañía minera de Cananea en Sonora.
1932	Se inaugura el oleoducto de 500 km de Tampico a Azcapotzalco.
1938	Expropiación Petrolera.
1946	Se finaliza el oleoducto Poza Rica – Azcapotzalco.
1951	Se finaliza el oleoducto Minatitlán – Salina Cruz.
1950	Se inaugura el oleoducto de 450 km de la Cd. de Poza Rica Veracruz a Salamanca Guanajuato.
1955	Se inaugura oleoducto que enlaza el campo de Poza Rica y los yacimientos de la Franja de Oro con el Sistema Nacional de Refinación.
1957	Se finaliza el oleoducto Tampico-Monterrey.
1960	Se finaliza el poliducto de 345 km Monterrey-Gómez Palacios.
1961	<ul style="list-style-type: none"> Se construye el poliducto Minatitlán – México. En el norte del país se terminan el poliducto, encargados de abastecer a Salamanca, Monclova, Gómez Palacio, Camargo, Chihuahua, Guadalajara y San Luis Potosí.
1965	<ul style="list-style-type: none"> Se termina las modificaciones para aumentar la capacidad del oleoducto Poza Rica-Salamanca.
1966	<ul style="list-style-type: none"> Se construyen las estaciones de bombeo Nos. 2, 3 y 7 del poliducto Minatitlán-México. Se construye el poliducto Tierra Blanca-Veracruz. Se construye una nueva línea de productos Salamanca- Morelia. Se construye la estación de bombeo Donají en Oaxaca, para el poliducto transísmico. Se construye estación de bombeo en Salamanca Guanajuato, de la línea de productos Salamanca-Guadalajara. Reposición de tuberías de conducción entre la refinería de Azcapotzalco y Nonoalco.

1967	<ul style="list-style-type: none"> • Reposición de tramo Celaya-Salamanca del oleoducto Poza Rica-Salamanca.
1968	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye desviación en Salamanca, Guanajuato del poliducto Salamanca-Guadalajara. • Se construye desviación en León, Guanajuato del poliducto Salamanca-Guadalajara. • Se construyen poliductos a la terminal Satélite Sur (Mixcoac). • Modificación al poliducto transístmico Cd. PEMEX-México. • Se construye el oleoducto La Venta-Paso Nuevo. • Se construye Oleoducto a la C.F.E de Mazatlán Sinaloa. • Modificación al poliducto Desperdicios-Aguascalientes en Aguascalientes, Aguascalientes. • Se construye nueva línea de 18" y 110 km entre Poza Rica y la estación No. 7 del oleoducto Poza Rica-México. • Modificación a los poliductos de 8" y 12" de Azcapotzalco a la Terminal de Añil por la construcción del metro en el D.F.
1969	<ul style="list-style-type: none"> • Modifica de 12" y 4.5 km en el oleoducto Salamanca-Guadalajara. • Se construye la estación de bombeo No. 4 del poliducto Tampico-Monterrey-Torreón. • Se construye el oleoducto Naranjos-Mata Redonda. • Rehabilitación del oleoducto Salamanca-Desperdicios de 8" - libramiento en la ciudad de Aguascalientes. • Se protege el poliducto Cd. PEMEX-México, en terrenos de Hylsa en Xoxotla Puebla. • Rehabilitación del oleoducto Salamanca-Desperdicios de 8" - libramiento en la ciudad de Lagos Morenos.
1970	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye loop de 18" y 18 km para el oleoducto La Venta-Minatitlán. • Se construye estación de bombeo en Loma Larga Oaxaca para poliducto transístmico. • Se repara y se aísla el poliducto Tampico-Monterrey. • Se termina la segunda ampliación de capacidad del poliducto G.R.M.T.CH incluyendo las siguientes obras: <ul style="list-style-type: none"> a) Se construye línea del km 6 a la Sierrita. b) Se construye línea del km 117 al 177. c) Modificación a estaciones de medición y regulación. • Se construye la estación de bombas del poliducto Salamanca-Guadalajara • Modificaciones a la estación de bombeo No. 8, y la fabricación y montaje de 3 tanques de almacenamiento en las estaciones 3, 4 y 5, del oleoducto Poza Rica-Salamanca. • Se construye el oleoducto Muro-Horcón de 10" y 12 km • Se construye el oleoducto Acuatempa-Horcón de 16" y 26 km • Se construye el oleoducto Punta Piedra-Poza Rica de 16" y 46 km • Se construye oleoducto de 12" y 21 km en Praxedis Guerrero-Punto 1.

1971	<ul style="list-style-type: none"> • Se lleva a cabo la segunda etapa de reparación del poliducto (T.M.T.CH) Tampico-Monterrey-Torreón-Chihuahua. • Reposición de 14 km del poliducto de 8" Salamanca-Guadalajara del km 89+918 al km 103+918. • Reposición del poliducto Salamanca-Morelia en el cruzamiento del lago Cuitzeo. Además se construye línea de CO₂ de la planta de amoniaco y la planta generadora de hidrogeno a la empresa Liquid Carbonic, S.A.
1972	<ul style="list-style-type: none"> • Se termina la tercera etapa de reparación del poliducto transistmico. • Se construye el poliducto Tuxpan-Poza Rica-México, incluyendo la terminal de destilados en la Barra Norte de Tuxpan. • Se construyen 7 tanques y se amplía el poliducto Tampico-Monterrey-Torreón-Chihuahua. • Se construye combustoleoducto en el interior de la termoeléctrica de Nonoalco.
1973	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye oleoducto de 20" y 43 km del km 398 al 441 del oleoducto Poza Rica-Salamanca. • Se construye oleoducto de 20" y 66 km del km 332 al km 398 del oleoducto Poza Rica-Salamanca. • Se construye oleoducto de 24" y 80 km del km 117 al km 197 en Benito Juárez Hidalgo. • Se construye oleoducto de 20" y 205 km del km 242+060 al km 332+176 de Tepetitlán, Hgo. a Palmillas, Qro. • Se construye libramiento de 12 km en Palmillas y San Juan del Rio Qro. del oleoducto Poza Rica- Salamanca. • Se construye oleoducto de 24" y 58 km Estacion 7-Estacion 8 en Tepetitlán, Hgo en (km 197-242). • Se construye oleoducto Tuxpan-Poza Rica de 24" y 71 km • Se construye cruzamiento subfluvial con el río Pánuco de 20" para el oleoducto Naranjos-Madero. • Se construye tanque de 100,000 Bls. Para el poliducto T.M.T.CH. • Se repara el tramo Victoria-Monterrey del poliducto T.M.T.CH. • Reposición del km 32 al 34 del poliducto de 8" Salamanca-Guadalajara tramo Desperdicios-Aguascalientes. • Reposición del km 155 al 158 del poliducto de 8" Salamanca-Guadalajara. • Se construye y protege nueva línea de 14" y 235 km del poliducto Salamanca-Guadalajara.
1974	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye estación de bombas para el poliducto Salamanca-Guadalajara. • Se construye estación de bombas en Montemorelos para el poliducto T.M.T.CH. • Segunda etapa de reparación del poliducto T.M.T.CH. • Ampliación de las estaciones de bombeo del poliducto T.M.T.CH. (12 bombas). • Se construye línea de 20" y 13 km la Venta y la Estación 2.

1975	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye línea de 16" y 30 km del km 140 al 170, línea de 16" y 52 km del km 170 al 222, línea de 16" y 26 km del km 222 al 248, línea de 16" y 20 km del km 120 al 140, línea de 16" y 26 km del km 94 al 120 y línea de 16" y 94 km obras que forma parte del combustoleoducto Minatitlán-Salina Cruz y sus estaciones de bombeo. • Se construyen dos tanques de almacenamiento de 200,000 Bls. Y estacione de bombas en Tuxpan, Ver. • Se construye oleoducto de 24" y 120 km de Poza Rica-Estación No.7. • Se construye poliducto de 14" y 17 km de la Estación No. 8 a Tula. • Se construye poliducto Salamanca-Tula. • Se construye estación de bombeo en Querétaro. • Se construye estación de bombeo (3 bombas) en Villa Gonzales Tamaulipas. • Se amplía la estación de bombas (1 bomba) en Cuesta de los Muertos, N.L.
1976	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye con cruzamientos de ríos el oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica de 30" y 490 km • Se construye el oleoducto Cd. Madero-Cadereyta de 24" y 470 km • Se construye ramal de 20" y 15 km a Tula proveniente del oleoducto Poza Rica-Salamanca. • Se construye poliducto Tula-Azcapotzalco de 16" y 86 km • Se rehabilita el poliducto Ixhuatepec-Azcapotzalco de 14" y 13 km. • Se construye el poliducto Guaymas-Hermosillo de 8" y 135 km • Se reparan tramos del poliducto Minatitlán-Salina Cruz de 10". • Se construye línea de Poza Rica-Estación 7 de 14" y 110 km. proveniente del poliducto Poza Rica-México. • Se construye línea paralela Estación 7-Paunte Amealco de 14" y 120 km del poliducto Poza Rica-México. • Se construye la estación de bombas 2-A del poliducto Minatitlán-México. • Se construye estación de bombas 1-A del poliducto Minatitlán-México.
1977	<ul style="list-style-type: none"> • Se construyen 2 tanques para almacenamiento de 200 000 Bls. Y estación de bombas en Barra Norte de Tuxpan (Ampliación de Obra). • Se construye line de gas combustible de 10" y 11.5 km del GCPM Cactus. • Se construye estación de bombas a barcos en Tuxpan, Ver. • Se construye tramo de Oleoducto Poza Rica-México de 4" y 18 km, entre Ecatepec e Ixhuatepec. • Se construye gasolinoducto de 6" y 55 km de Compresora y Batería Samaria 2 al entronque Cunduacá-Cactus. • Relocalización de poliducto Minatitlán-Azcapotzalco en la zona

	<p>urbana del D.F.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se amplía la estación de bombas en Monterrey N.L. • Se construye estación de bombeo de combustóleo en Donaji Oax. • Se construye estación de bombeo de combustóleo en Loma Larga Oaxaca. • Se construye estación de bombeo de combustóleo en Medias Aguas, Ver. • Se construyen dos casas de bombas en Zaragoza G. Valdez para el poliducto Cd. Madero-Monterrey. • Se realizan modificaciones al poliducto Minatitlán-Salina Cruz. • Se construye corredor de tuberías en Pajaritos, Ver.
1978	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la capacidad de transporte, ampliación de las estaciones 1n, 2n, 3n, 4n, 5n, ampliaciones terminal Tuxpan en Poza Rica-Salamanca. • Se construye oleoducto de 30" y 270 km en Nvo. Teapa Ref. Salina Cruz con estaciones de bombeo. • Ampliación de la capacidad de transporte Nuevo Teapa-Venta de Carpio de 30" y 575 km y Venta de Carpio-Tula de 24" y 71 km • Se construye oleoducto Poza Rica-Naranjos de 30" y 128 km y oleoducto de 24" y 93 km con estaciones de bombeo. • Se construyen estaciones de bombeo para el oleoducto Madero-Cadereyta. • Se construye poliducto México-Toluca de 8" y 47 km con Est. Bombeo en Satélite Sur y reductora de presión en Toluca. • Se construye poliducto México-Cuernavaca, de 8" y 41 km y 6" y 25 km Incluye 2 tks. de 55 000 Bls. y sus conexiones. • Se construye poliducto Poza Rica-Estación 7 de 14" y 120 km, 4 estaciones de bombeo Poza Rica 1N, 2N, 3N. Ampliación de Bombeo. • Se construye poliducto Guaymas-Hermosillo de 10" y 135 km Est. Bombas y Ampliación de la capacidad. Almacenamiento. • Modificaciones a sistemas de tuberías en Azcapotzalco D.F. • Modificación del sistema de bombeo del poliducto en Salamanca Guanajuato, construcción de Estación de Bombeo intermedia en León Guanajuato. • Se construye poliducto con Estaciones de Bombeo Cadereyta-Monterrey-Torreón-Chihuahua de 14" y 312 km y 10" y 438 km respectivamente. • Se construyen ductos de descarga en la refinería Cadereyta. N.L. Un poliducto de 14" y 32 km y un combustoleoducto de 18" y 88 km. • Se construye Etanoducto, Propanoducto, Gasolinoductos y Butanoductos de 20", 12", 20", 14" con un total de 141 km en el sistema Cactus-Pajaritos. • Se construye poliducto Topolobampo-Los Mochis-Culiacán. • Se construye poliducto Rosarito-Mexicali de 8" y 58 km y 10" y 109 km.

	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación de a las líneas de productos y gas de PEMEX en el D.F. por obras del Plan Rector de Vialidad.
1979	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación a las líneas de 24" en el cruce del poblado de Cárdenas Tabasco. • Se construye oleoducto Nuevo Teapa-Minatitlán de 24" y 32 km. • Se construye línea de combustible del GCPM-Paredón de 6" y 15 km. • Se Construye Gasolinoducto Cactus-Pajaritos de 20" y 141 km.
1980	<ul style="list-style-type: none"> • Se construyen dos oleoductos en la Zona Norte uno de 24" y 93 km y otro de 30" y 128 km • Instalación de 12 000 HP para oleoducto en la Zona Norte. • Se amplían estacione de bombeo para oleoductos en la Zona Norte. • Se construye gasolinoducto de 6" y 5 km en la Zona Sureste. • Se construyen 2 oleoductos de 32" con un total de 214 km en la Zona Sureste. • Se construye poliducto de 12" y 45 km en la Zona Sureste. • Se construye cruzamiento subfluvial del Río San Juan con dos líneas de 30" para el oleoducto Nvo. Teapa-Venta de Carpio en la Zona Centro. • Se construye oleoducto de 30" y 272 km en la Zona Pacífico. • Se construye poliducto de 6" y 13 km en la Zona Sur. • Se construyen 3 poliductos en la Zona Norte 1 de 18" y 87.9 km, 1 de 14" y 312 km y 1 de 10" y 438 km • Se construyen también 3 poliductos en la Zona Centro 2 de 8" y un total de 88 km y 1 de 6" y 25 km • En la Zona Sur se construyen 2 oleoductos de 24" con un total de 10 km 3 poliductos 2 de 3" y 58 km y 1 de 6" y 29 km.
1981	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye libramiento de 8" y 16 km del poliducto Ojo Caliente-Salttillo en Ramos Arizpe, Coah. • Se construye oleoducto Nvo. Teapa-Venta de Carpio-Tula de 30" y 575 km y 24" y 71 km respectivamente. • Rehabilitación de oleoducto Tres Hermanos-Madero de 20" y 23 km. • Ampliación a la Estación de bombeo del oleoducto Nvo. Teapa-Venta de Carpio. • Se construye poliducto de 12" y 45 km Minatitlán-Villahermosa. • Se construyen estaciones de bombeo en Torreón, Coah., Paila, Coah., Sta. Catarina, N.L., terminal Satélite del poliducto Monterrey-Torreón y Cuesta de los Muertos, N.L. • Se construye Deshidratadora y sistema de bombeo para poliductos en la refinería de Cadereyta N.L. • Se construye estación de bombeo en Pta. Satélite Ote. D.F. y reductora de presión, recibo y medición en planta de almacenamiento en Cuernavaca. • Se construye estación de bombeo en Pta. Satélite Sur y reductora de presión en planta de almacenamiento en Toluca, Edo. Mex. Y tanque de 20 000 Bls.

	<ul style="list-style-type: none"> • Sustitución de 20 km del oleoducto transístmico Minatitlán-Salina Cruz. • Se construye poliducto Chihuahua-Cd. Juárez de 12" y 390 km • Sustitución poliducto Salamanca-Tula 12" y 150 km (Tramo Tula-Palmillas 100 km).
1982	<ul style="list-style-type: none"> • Reposición del poliducto de 14" y 60 km Poza Rica-Tuxpan. • Se construye estación de bombeo del oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz. • Se construye estación de bombeo en Donaji Oax. del oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz. • Se construye dieselducto Cardenas-Dos Bocas de 16" y 70 km • Se construye estación de recibo, y de medición del poliducto de 10" Monterrey-Torreón (Terminal Monterrey N.L.). • Se construye estación de bombeo en Jimenez Chihuahua. • Se construye estación de bombeo en Tecate B.C.N. • Se construye reductora de presión y medición en Mexicali B.C.N. • Se construye estación de bombeo en Rosarito B.C.N. • Se construye poliducto de 10" y 112 km y 8" y 55 km en B.C.N. • Se construye poliducto Topolobampo-Los Mochis-Culiacan de 10" y 236 km.
1983	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de 24 000 HP de la Estación de Bombeo para el oleoducto de 30" en Nuevo Teapa Ver. • Se construye Estación de Bombeo del Oleoducto en Loma Larga, Oax. • Rehabilitación al pozoleoducto en el tramo San Juan del Rio-Salamanca. • Se construye poliducto Guaymas-Cd. Obregón de 12" y 125 km.
1984	<ul style="list-style-type: none"> • Reposición de gasolinoducto de 12" y 3.5 km, La Venta-entronque poliducto Cd. PEMEX-La Ceiba. • Se construye gasolinoducto Chiapas-Giraldas de 8" y 15 km. • Reposición de 35 km en el tramo 23-120 del oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz de 30" y 272 km. • Se construyen líneas de 12" y 14" para alimentar la terminal de Ixhuatepec, Mex. de productos destilados con interconexiones entre la plantas y emisor. • Rehabilitación de la línea del poliducto Monterrey-Monclova-Sabines de 10" y 100 km, Monclova-Sabines y 2 Estaciones de Bombeo. • Sustitución de las tuberías terrestres de la planta a la monoboya en la TAR Rosarito B.C.N.
1985	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de una turbobomba en la estación No. 7 del poliducto Minatitlán-México de 12" y 20". • Se construye estación de bombeo No.1 a Juan Días Covarrubias, Ver. • Instalación de 2 turbobombas en la Estación No. 5 del poliducto Minatitlán-México de 12" y 20". • Modificaciones al poliducto Madero-Monterrey-Chihuahua de 12"

	<p>(reposición de 72 km).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se construye poliducto Cd. Obregon-Navojoa de 10" y 80 km. • Se construye turbosinoducto Minatitlán-Pajaritos de 10" y 29 km.
1986	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye nuevo cruzamiento sobre el rio Pantepec del poliducto Tuxpan-Poza Rica de 16". • Instalación de una turbobomba en la Estación No.4 del poliducto Minatitlán-México de 12" y 20". • Incremento de la capacidad de bombeo del oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica de 30" y 490 km con 4 turbobombas de 1750 H.P. c/u en las estaciones de Nuevo Teapa, Masumiapan, El Tejar y Emiliano Carranza. • Se construyen líneas de productos Progreso-Mérida de 8" y 36 km y 10" y 36 km. • Cambio de 6" a 10" del poliducto Salamanca-Morelia; incluye estación de bombeo en Salamanca y recibo y medición en Morelia.
1987	<ul style="list-style-type: none"> • Acondicionamiento de cabezales de crudo, incluyendo edificio de motogeneradores de emergencia en la Estación de Bombeo de Nuevo Teapa, Ver. • Se construye nuevo cruzamiento rio Hondo, línea de 12" del poliducto Cd. PEMEX-Minatitlán-México. • Se construye interconexión en Azcapotzalco D.F. para llevar a gasolina cruda a Tula. • Se construye poliducto de 12" y 135 km (libramiento de la presa Abelardo L. Rodríguez).
1988	<ul style="list-style-type: none"> • Proyectos de automatización de sistemas supervisores y adquisición de datos SCADA, para el poliducto Ciudad Madero-Monterrey-Torreón-Chihuahua, revisión de las instalaciones del sistema de ductos. • Instalación de una turbobombas en las estaciones No. 2 y 3 del poliducto Minatitlán-México de 12" y 20". • Rehabilitación y conversión del gasoducto Venta de Carpio-Tula-Salamanca-Guadalajara a poliducto de 14" y 507 km. • Conversión del gasoducto Salamanca-León-Aguascalientes de 10" y 191 km, incluye Estación de Bombeo en Salamanca. • Rehabilitación del poliducto Rosarito-Mexicali de 8" y 4.5 km. • Se construye poliducto Rosarito-Ensenada de 10" y 73 km, incluye Estaciones de Bombeo en Rosarito y recibo y medición en Ensenada.
1989	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de una turbobomba en la estación No. 6 (Maltrata, Ver.) del poliducto Minatitlán-México de 12" y 20". • Proyecto de automatización, sistemas supervisores y adquisición de datos SCADA para los oleoductos Poza Rica-México-Tula-Salamanca y el poliducto Poza Rica-México.
1990	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye gasolinoducto de Poza Rica a la Barra Norte de Tuxpan, Ver.

	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor de tuberías Cactus-Nuevo PEMEX. • Segunda etapa de conversión del gasoducto Cosoleacaque-Venta de Carpio de 2" y 24" a poliducto. • Rehabilitación de 240 km y cambio de servicio del gasoducto de 16" a 14" y 236 km Tula-Salamanca a poliducto, construcción de tramo complementario de 16" de diámetro y 23 km Tula-Santa Ana, con libramiento de 14" y 60 km de Querétaro y Celaya. • Se construye poliducto Aguascalientes-Zacatecas de 12" y 125 km incluye estación de bombeo en Aguascalientes y recibo y medición en Zacatecas del poliducto Salamanca-León-Aguascalientes.
1991	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye nueva estación de bombeo en Cd. Mendoza para el oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio de 30". • Reposición de 13.4 km al oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica de 30".
1992	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye poliducto Pajaritos-Minatitlán de 12" y 3 km y su interconexión al poliducto Minatitlán-México. • Automatización y sistemas supervisores, adquisición de datos para el poliducto Minatitlán-México, Gasolinoducto Cd. PEMEX-Minatitlán, oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio-Tula y Oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz. • Cambio e integración del poliducto Tula-Tepetitlán de 8" a 12" y 28 km.
1993	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de servicio del poliducto Minatitlán-México de 12" a 20".
1994	<ul style="list-style-type: none"> • PEMEX Refinación no registra proyectos terminados para el transporte por ducto en sus memorias laborales para este año.
1995	<ul style="list-style-type: none"> • PEMEX Refinación no registra proyectos terminados para el transporte por ducto en sus memorias laborales para este año.
1996	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye oleoducto de 24" y 60 km como parte de la ampliación de la refinería de Tula.
1997	<ul style="list-style-type: none"> • PEMEX Refinación no registra proyectos terminados para el transporte por ducto en sus memorias laborales para este año.
1998	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye ducto Salamanca-Tula. • Se construye ducto Tula-Palmillas-Toluca.
1999 - 2011	<ul style="list-style-type: none"> • PEMEX Refinación no registra proyectos terminados para el transporte por ducto en sus memorias laborales para este año.
2012	<ul style="list-style-type: none"> • Se construye el poliducto Tuxpan-México de 18" y 103 km.
2013	<p>PEMEX Refinación y la filial PMI Trading Ltd. firman un acuerdo para garantizar el basto de productos petrolíferos, mediante la construcción de una red de ductos de aproximadamente 700 km.</p>

Tabla 1.3: Línea de tiempo de obras principales correspondientes a ductos que transportan hidrocarburos líquidos (9) (10).

1.2.1 Historia de la normatividad aplicada al transporte de hidrocarburos líquidos por ducto

1926	Se inicia el proyecto B31 por parte de la American Standards Association (ASA).
1935	Se publica el primer ejemplar bajo el tema de "American Tentative Standard Code for Pressure Piping".
1942 - 1955	Se introducen diversos códigos en el " American Standard Code for Pressure Piping" B31.1. Para ser publicada después, como el código B31.1. Subsecuentemente la ASA empezó a publicar varias secciones del código de manera separada por conveniencia. El primero de estos códigos publicados por separado fue el ASA B31.8, "Transmission and Distribution Piping Systems".
1959	Se publica de manera separada el código ASA B31.3. remplazando la sección 3 del código B31.1 de 1955.
1973	El código ASA B31.3 se convierte en el código para tuberías de refinación de petróleo, subsecuentemente desarrollandose en su forma actual como código B31.3 tuberías de proceso.
1967 - 1969	La ASA pasa a ser el American National Standards Institute (ANSI). La American Society of Mechanical Engineers (ASME) aplica los aspectos técnicos todo el tiempo. Actualmente los títulos generales se muestran como un código ASME para una Norma Nacional Americana.
1991	Se incorpora el código ANSI B31G a la norma Pemex 07.3.13 "Diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", sentando las bases para el análisis de integridad, pues oficialmente se permitía la evaluación cuantitativa de la presión de falla de un ducto con pérdidas de metal por corrosión.
1999	Se expide el primer certificado de integridad mecánica de un ducto en servicio en México.
2000	Se publica la practica recomendada API RP 579 "Fitness for Service", provocando que en algunos círculos de PEMEX se empezaran a manejar el concepto de integridad mecánica.
2001	Se publican las normas API STANDARD 1106 y ASME B31, como resultado de la regla Integrity Management Program (IMP) de ductos dada en el Título 49 del Code of Federal Regulations (CFR) parte 195.452 para ductos que transportan líquidos peligrosos, generada como consecuencia de una petición del United States Department of Transportation (DOT) en los 90's. La norma API 1160, esta desarrollada específicamente para dar soporte a los requerimientos del Código 49 CFR Parte 195.452 "Requerimientos para administración de integridad de ductos de líquidos peligrosos en zonas de alta consecuencia".
2006	PEP implementa el Plan de Administración de Integridad de Ductos (PAID), sobre las bases de las normas ASME B31.8 y API 1160.
2010	Se publica y entra en vigor la NOM-027-SESH-2010, "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos".

Tabla 1.4: Línea de tiempo, de eventos trascendentes correspondientes a la normatividad aplicada al transporte de hidrocarburos líquidos por ducto (11) (12).

En el ámbito de la gestión de la integridad, recientemente entró en vigor la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010 "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" la cual se convierte en el referente que obliga a los operadores de los sistemas de conducción a contar con herramientas de administración que aseguren la integridad de los diferentes componentes del sistema y la mitigación de los riesgos asociados al procesos de transporte (13).

Tomando como referente la NOM-027-SESH-2010, con un enfoque más preventivo que de remediación, PEMEX refinación trabaja constantemente para desarrollar e implementar un Plan de Administración de Integridad de Ductos, el cual proporcione información del estado en que se encuentran los ductos, tomando en cuenta su integridad, seguridad, y operación, mediante un monitoreo constante de indicadores claves.

1.3 El papel del Análisis Hidráulico en la administración de la integridad de ductos y el análisis de capacidad de transporte

La seguridad en las operaciones de PEMEX, es un objetivo primordial para la confiabilidad de las instalaciones, la rentabilidad del negocio y la sustentabilidad de las actividades. Desde 1996 PEMEX y sus Organismos Subsidiarios han llevado a cabo esfuerzos para consolidar la metodología de evaluación de riesgo para identificar los peligros y riesgos asociados a la integridad, seguridad y operación de sus ductos. En el periodo comprendido entre 2005 y 2009, se definió e inició la difusión de un modelo de administración de integridad en ductos con el que se proponen roles y responsabilidades para la operación y mantenimiento de ductos para atender los tramos con mayor riesgo, considerando las fuentes que puedan afectar o deteriorar la seguridad o interrumpir la operación de éstos. Este modelo evoluciono para convertirse en la NOM-027-SESH-2010, "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" publicada y dada a conocer en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 7 de Abril del 2010.

La administración de la integridad de ductos se entiende como un procesos que permita la implementación de actividades de prevención, detección y mitigación de riesgos de manera óptima, mediante el análisis e incorporación de información del estado actual de los ductos, tomando en cuenta su integridad, seguridad y operación, mediante el seguimiento de indicadores específicos (13).

De aplicación general y de carácter obligatorio la NOM-027-SESH-2010 es la norma encargada de regular el proceso de Administración de integridad de ductos y fungir como un punto de partida para la realización de las siguientes actividades (13):

1. Identificar peligros Potenciales.
2. Recopilar, revisar e integrar los datos.
3. Evaluación del Riesgo.

4. Evaluación de la Integridad.
5. Dar respuesta a la evaluación de la integridad

Para ductos de acero al carbono en operación que recolectan y transportan hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus derivados, excluyendo a los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos permisionados por la Comisión Reguladora de Energía (13).

Es en la administración de la evaluación del riesgo capítulo 7 de la NOM-027-SESH-2010 donde el papel del análisis hidráulico adquiere especial importancia, como una herramienta para identificar y priorizar los riesgos en el sistema de conducción, con la finalidad de poder determinar cómo, cuándo y dónde es que se tienen que asignar los recursos de mitigación de riesgos para mejorar la integridad del sistema.

En el esquema 1.1 se muestran los objetivos que debe de cumplir la evaluación del riesgo en ductos:

Esquema 1.1: Objetivos de la evaluación del riesgo en ductos (13).

En la tabla 1.5 se muestra el papel del análisis hidráulico como una herramienta metodológica, la cual permite cumplir con los objetivos de la evaluación del riesgo en ductos y a su vez con los objetivos establecidos por el plan para la administración de la integridad.

Evaluación del riesgo	Papel del análisis hidráulico
Métodos de evaluación del riesgo	Funge como una herramienta de análisis, la cual fortalece los métodos de evaluación de riesgo, sobre todo en la identificación, evaluación de peligros y sus consecuencias.
Probabilidad de falla	Permite visualizar de manera gráfica, cualitativa y cuantitativa la probabilidad de falla a lo largo del sistema de conducción.
Riesgo	Permite generar un perfil del riesgo total del ducto o por segmentos y sus instalaciones asociadas, permitiendo la realización de un análisis para identificar los riesgos totales.
Validación y jerarquización de riesgos	Permite validar los resultados mediante una revisión de datos y resultados de la evaluación de riesgos por un individuo conocedor y experimentado, o preferentemente, por un equipo multidisciplinario integrado por personal con habilidades y conocimientos basados en la experiencia del sistema de ductos o segmentos a ser revisado. También permite evaluar los factores del riesgo que causan los niveles más altos de riesgo en segmentos particulares, para posteriormente entregar resultados de riesgo clasificándolos de manera jerárquica.

Tabla 1.5: Papel del análisis hidráulico en la evaluación del riesgo en ductos (13).

De manera que el papel del análisis hidráulico, radica en su función como una herramienta de análisis que retroalimenta y enriquece, la evaluación del riesgo, mediante la detección de puntos de riesgo debido a presiones hidráulicas actuantes, en régimen permanente y transitorio a lo largo de un sistema de conducción, sirviendo en su conjunto como apoyo para que el operador de un ducto pueda determinar los eventos que pueden llegar a:

- Impactar su integridad.
- Provocar desviaciones en la operación.
- Vulnerar la seguridad.

Lo anterior a sus ves permite la optimización de atención del sistema de transporte, priorizando la atención a tramos con altos niveles de riesgo,

actividad fundamental para la evaluación de la integridad de los ductos. Además de la evaluación de riesgos, la identificación del origen de los mismos es esencial para evaluar la integridad de los ductos, situación solventada mediante diversas técnicas de inspección, que van desde la inspección visual, hasta el uso de equipos instrumentados.

En la tabla 1.6 se muestra el papel del análisis hidráulico en la evaluación de la integridad de un ducto.

Evaluación de la integridad	Papel del análisis hidráulico
Otras Metodologías	Complementa, las metodologías de evaluación de integridad, incorporando los datos que surgen de las técnicas de inspección a la misma metodología de análisis hidráulico.
Caracterización	Permite caracterizar los defectos, detectados mediante las técnicas de inspección, incorporando elementos de decisión basados en fundamentos más objetivos, mediante un análisis más dinámico y gráfico.
Evaluación	Permite determinar si se requiere de acciones de mitigación, preponderar dichas acciones, establecer intervalos de re-evaluación de la integridad, además de evaluar la efectividad del método y confirmar las suposiciones originales, incorporando elementos de decisión basados en fundamentos más objetivos, mediante un análisis más dinámico y gráfico.

Tabla 1.6: Papel del análisis hidráulico en la evaluación de la integridad de un ducto.

La evaluación de la integridad en un ducto, se fundamenta en la mecánica de fracturas, en la dimensión de los defectos detectados mediante las técnicas de inspección y las propiedades mecánicas de los materiales. En este sentido cuando se evalúa la integridad de un ducto se pueden llegar a tener cientos de miles de puntos de riesgo, dificultando la tarea de discriminación de estos riesgos. El análisis hidráulico incorpora elementos de decisión, potencializados mediante datos obtenidos por las técnicas de inspección, permitiendo tomar decisiones basadas en fundamentos más objetivos, tomando en consideración escenarios de operación que desfavorecen la integridad mecánica del ducto, como lo es considerar que el ducto opera en un estado no estable.

En la tabla 1.7 se muestra el papel del análisis hidráulico en respuesta a la evaluación de la integridad, para ser más precisos en la implementación de estrategias de prevención en la falla de los ductos.

Respuesta a la evaluación de la integridad	Papel del análisis hidráulico
Estrategias de prevención	Puede ser utilizado con la finalidad de realizar un nuevo análisis de riesgo, enfocado en evaluar la probabilidad de fuga y en qué segmento del ducto; con la finalidad de evaluar la posible afectación de zonas de alta consecuencia y las acciones a ser implementadas. Con la finalidad de aumentar la seguridad pública, además de considerar varios factores de riesgo, relevantes en las estrategias de prevención.

Tabla 1.7: Papel del análisis hidráulico en respuesta a la evaluación de la integridad de ductos (13).

El crecimiento de la demanda de petrolíferos en todo el país ha obligado a PR a utilizar medios de transporte más costosos. Con la finalidad de revertir esta situación, PEMEX en su estrategia específica 7.1, plantea optimizar la logística de transporte a nivel nacional, mediante el **aumento en la capacidad de transporte de los ductos** y un aumento de capacidad de almacenamiento mediante tanques y nuevas terminales de almacenamiento, con la finalidad de atender las demandas logísticas futuras y la flexibilidad de operación (4).

1.3.1 Análisis de la capacidad de transporte

La capacidad de transporte de un sistema de conducción por ducto, está en función de las condiciones de operación, las características del fluido a ser transportado, las características físicas, la integridad mecánica y las normas y criterios que determinan la seguridad de las instalaciones de transporte (14). En este sentido la herramienta metodológica de análisis hidráulico nos permite, evaluar la capacidad de transporte de un ducto, tomando en cuenta los criterios antes mencionados.

La herramienta metodológica de análisis hidráulico, puede integrar los datos obtenidos de las técnicas de inspección, junto con las condiciones de operación que se requieran para el sistema y las determinaciones establecidas por las normas, códigos y recomendaciones ya sean nacionales o internacionales donde se dan a conocer procedimientos con la finalidad de analizar defectos específicos.

Es en este sentido que la herramienta metodológica de análisis hidráulico permite obtener elementos de decisión basados en fundamentos objetivos, con la finalidad de que el operario de un ducto tenga una mayor cantidad de información y una herramienta más para poder implementar acciones de prevención, detección y mitigación de riesgos. Más aún la herramienta metodológica de análisis hidráulico puede predecir el comportamiento de un sistema de conducción, posibilitando la modificación de cualquier variable, con

la finalidad de simular como es que se comporta el sistema, bajo diversos casos de estudio, especificados por el operario del sistema.

Es así que la herramienta metodológica de análisis hidráulico, podría simular como es que se comportaría un sistema de conducción si se aumentara su capacidad de transporte, pudiendo determinar si ese incremento en la capacidad de transporte es viable desde un punto de vista estructural, de integridad mecánica y en apego a las normas que determinan la seguridad de las instalaciones.

La herramienta metodológica de análisis hidráulico, es flexible y dinámica puesto que permite la incorporación de datos y cambio de estos. La existencia de innumerables técnicas de inspección, permiten la incorporación de una cantidad muy amplia de datos. Por lo que queda al juicio del operario determinar qué nivel de inspección es el más adecuado con base a las características específicas de cada sistema.

1.4 Objetivo de la tesis

Desarrollar una metodología (procedimiento) para la evaluación integral de operación hidráulica de un sistema de transporte de hidrocarburos (ducto), tomando en consideración condiciones normales de operación (régimen permanente) y condiciones excepcionales (régimen transitorio); tanto en su situación presente como en una posible situación futura que supone un incremento en la capacidad de transporte.

- Aplicar la normatividad vigente, (nacional e internacional) aplicable a la determinación de presiones operativas en las líneas de conducción de hidrocarburos que recorren el país.
- Aplicar la metodología especificada en el objetivo general a un caso de estudio.
- Aplicar los fundamentos de la hidráulica al transporte de líquidos en ductos a presión, bajo condiciones de operaciones establecidas.

1.5 Justificación

El sector más importante en el consumo de combustibles, es el sector transporte, la demanda total de petrolíferos al cierre del 2012 presentó un incremento del 11.7% con relación al 2002 y del 2.5% respecto al 2011. Durante el 2012 las ventas de petrolíferos se conformaron en un 66% de gasolina, 29.2% de diésel y 4.9% de turbosina, ascendiendo 2.6% con relación al 2011, destacando los siguientes puntos (PEMEX, 2013):

- En 2012 el consumo de combustibles en el sector autotransporte se incrementó 1.3% con respecto al 2011, donde las gasolinas representaron el 67.1% y el diésel representó el 32.9% del total.

- La demanda de gasolinas en el periodo 2002-2012 tuvo un crecimiento moderado de 3.6%.
- Las ventas de gasolinas automotrices crecieron 0.5% con respecto al 2011.
- El mercado de diésel, ha mantenido un crecimiento sostenido con una tasa superior al 3.7% anual después de 2009, conduciendo a un incremento en sus importaciones, las cuales representaron el 33% de las ventas internas en 2012.

En los últimos diez años el consumo de combustibles en el sector autotransporte, cuyo consumo está integrado principalmente por gasolinas y diésel se incrementó en un 44% (1). En este sentido se pronostica un crecimiento anual promedio en la demanda de gasolinas del 4.1% en el periodo 2013-2028, mayor a la tasa de crecimiento de la demanda del periodo 2000-2012. Las regiones con la mayor tasa de crecimiento en la demanda, se estima sean; la región Noroeste y Centro-Occidente con una tasa de crecimiento anual promedio del 5.2% (PEMEX, 2013).

En cuanto al diésel se pronostica una tasa de crecimiento anual promedio en la demanda del 3.6%. Las regiones Noreste y Centro-Occidente son las regiones que más demandaron de diésel representando un 25% y 24% de la demanda total respectivamente. Por lo que se espera que en el periodo 2013-2028 estas regiones sigan siendo las que más demandan diésel (PEMEX, 2013).

En los últimos años la creciente demanda de petrolíferos en las zonas Centro, Norte, Golfo, Sureste y Pacífico, ha propiciado la necesidad de ampliar la capacidad de transporte, constituyendo una de las principales problemáticas a ser atendidas por la Subdirección de Distribución (SUD) de PR. La logística nacional de refinados y petróleo se suministra en mayor medida por medio de un red de ductos y por buque tanque, por ser los medios más económicos, seguros y eficientes. Sin embargo durante los últimos seis años, se ha registrado un incremento promedio anualizado del 10% en el uso conjunto de autotankers y carrocarril. En 2011 el 6% del transporte se realizó mediante autotankers, correspondiendo a un 37% del costo total del transporte, además en el mismo año el uso de autotankers y carrocarril registró un costo promedio 12 y 6 veces mayor al costo de transporte por ducto respectivamente (4).

Los proyectos estratégicos son aquellos que obedecen decisiones estratégicas que comprometen a PEMEX y sus organismos subsidiarios. Entre estos proyectos se incluyen aquellos que incrementan la capacidad de producción, distribución y comercialización; los orientados a mejorar la eficiencia y rentabilidad; aquellos que mejoran la calidad de los productos y los destinados a dar cumplimiento a las regulaciones vigentes en materia de protección ambiental y seguridad ambiental (PEMEX, 2012).

Con la finalidad de corregir y prevenir situaciones desfavorables en el abasto de hidrocarburos, la SUD con base en los proyectos estratégicos, selecciono en el periodo 2006-2012 una serie de iniciativas por zona, encaminadas a proveer la infraestructura requerida con la finalidad de dotar de flexibilidad operativa a los equipos dinámicos de las estaciones de bombeo, TAR, y refinerías que apoyen el proceso de distribución, garantizando un abastecimiento óptimo, seguro y confiable. En la tabla 1.5 se presentan los siete proyectos integrales, con sus once iniciativas para ejecución, propuestos por la SUD y registrados ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), durante el periodo 2006-2012 con la finalidad de abastecer la creciente demanda de hidrocarburos, mediante el incremento en infraestructura de los sistemas de transporte por ducto (8), (7).

A futuro y tomando en cuenta el desarrollo de proyectos con finalidad de incrementar la producción de petrolíferos por parte de PR, se espera un incremento en la producción nacional de petrolíferos para el periodo 2013-2027, en específico los destilados ligeros e intermedios en calidad y cantidad con base a los objetivos estratégicos de PR, derivando esto en un incremento del 42.0% en la oferta de petrolíferos para el 2017, provocando a su vez la necesidad de incrementar la capacidad de distribución, almacenamiento y reparto de forma segura y confiable, cumpliendo con las especificaciones ambientales más estrictas (1).

En este sentido, PR orientara sus planes de inversión nuevamente al desarrollo de nueva infraestructura y a la modernización de la ya instalada. Por lo tanto se espera que además de dar seguimiento a las iniciativas enlistadas en la tabla 1.5, PR deberá de dar seguimiento y ejecución a las estrategias planteadas en el plan de negocios de PEMEX 2014-2018; las principales estrategias que tiene que ver con La logística nacional de refinados y petróleo se encuentran listadas en la tabla 1.2, de este documento.

Con la finalidad de alcanzar la rentabilidad del negocio, la confiabilidad de las instalaciones y la sustentabilidad de las actividades de PEMEX, se debe de priorizar la **seguridad de las operaciones**. En cuanto a la confiabilidad de la logística nacional de refinados y petróleo, en 2012 se registró un aumento del 87% en fugas y derrames con respecto al 2011. Siendo las principales causas de estos eventos al cierre del cuarto trimestre del 2012, daños por corrosión interior (31%), corrosión exterior (16%) y falla de materiales (8%) y (38 %) en proceso de investigación para la determinación de su causa. Sin embargo el impacto ambiental no fue proporcional al incremento en el número de eventos registrados en el año 2012, al presentarse un menor volumen derramado (75%) y una menor área afectada (16 %), con respecto al 2011. Esta incidencia en fugas y derrames por corrosión, puede atribuirse a la falta de evaluación de integridad en ductos de transporte, así como a la operación deficiente de los sistemas de control de la corrosión (4).

En este sentido la estrategia 9.2 "Implantar el sistema PEMEX Confiabilidad" del plan de negocios de PEMEX 2014-2018 plantea "Promover la excelencia

operativa, optimizar recursos, **asegurar la integridad**, e incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los activos, mediante la aplicación de las mejores prácticas en la industria” adquiere una mayor importancia ya que pretende revertir la falta de confiabilidad. Además se puede decir con base a lo anterior, que los programas de integridad y confiabilidad operativa, serán en su conjunto los responsables de permitir una mayor sustentabilidad y continuidad al proceso de transporte por ducto (4).

1.6 Ejemplos del incremento de capacidad en instalaciones de PR.

1.6.1 Infraestructura requerida para el incremento de transporte del poliducto Minatitlán-Salina Cruz.

Objetivo Principal

Optimizar la capacidad de transporte del poliducto Minatitlán-Salina Cruz de 16” por ser esta estructura el medio de transporte más relevante en esta zona, por lo que se considera la adecuación de los dispositivos de medición, control, seguridad y del equipo dinámico. Además se desean instalar bombas Booster en las casas de bombas de Minatitlán, e instalar un variador de frecuencia con la finalidad de controlar la velocidad de las motobombas; además se contempla lo siguiente:

- Ingeniería de detalle.
- Modificación hidráulica del equipo de bombeo y/o adquisición de acuerdo con estudios.
- Obra civil.
- Obra mecánica y de tuberías.
- Obra eléctrica y de instrumentación.

1.6.2 Infraestructura requerida para el incremento de transporte del poliducto Topolobampo-Guamuchil.

Objetivo Principal

Incrementar la capacidad de transporte del poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán de 10” para satisfacer las necesidades de la zona de influencia. La capacidad de transporte de 21 Mbd el cual se incrementa mediante el uso de un agente reductor de fricción (mejorador de flujo) hasta llegar a 24 Mbd. En el año 210 el poliducto transporta en promedio 21.4 Mbd teniendo picos de hasta 25.7 Mbd mediante el uso del agente reductor de fricción (mejorador de flujo). Ante el escenario futuro del incremento en la demanda en Guamúchil y Culiacán se requiere incrementar la capacidad de transporte del sistema de conducción, derivando en la necesidad de optimizar y maximizar el suministro del actual poliducto mediante la modificación hidráulica del equipo de bombeo en la estación Topolobampo con la finalidad de incrementar la capacidad de transporte de 21 a 30 Mbd sin el uso del mejorador de flujo, tomando en

cuenta la integridad mecánica del ducto y reduciendo los costos de transporte por medios alternos más costosos.

Característica del proyecto

- Modificación del equipo de bombeo de la estación Topolobampo.
- Instalación de variadores de velocidad y un sistema de cero cortes de energía.

La ejecución de este proyecto, contribuirá al logro del objetivo global de PR garantizando el suministro de combustibles en la parte norte y en la capital del estado de Sinaloa al menor costo, maximizando el uso de los activos actuales de poliductos, con la finalidad de satisfacer la creciente demanda de gasolinas de las TAR y sus áreas de influencia, para lo cual se considera lo siguiente:

- Estudios e ingenierías de detalle.
- Adecuación del dispositivo de seguridad de instrumentación.
- Adquisición e instalación de motores eléctricos y bombas centrífugas nuevas de capacidad suficiente con variadores de velocidad.
- Instalación de sistemas de cero cortes de energía eléctrica.
- Adecuación de líneas de succión y descarga.
- Administración del Proyecto.
- Obra civil.
- Obra mecánica y tuberías.
- Obra eléctrica.
- Regulación, automatización, medición e instrumentación.

A manera de resumen se tiene que la demanda de petrolíferos se incrementara en los siguientes años, llevando a PEMEX a incrementar la producción de destilados mediante la implementación de proyectos estratégicos que plantean incrementar la capacidad de destilación. Todo proyecto que propicia un incremento en la capacidad de destilación, impacta de manera directa la logística de transporte del Sistema Nacional de Refinación (SNR), tanto para transportar el crudo de las zonas productoras a las refinerías, como el desalojo de los productos destilados hacia las TAR y subsecuentemente a las estaciones de servicio. En este sentido es que PR orientará sus planes de inversión al desarrollo de nueva infraestructura y a la modernización de la ya instalada al menor costo, pero priorizando la seguridad en las operaciones. Lo anterior conlleva a optimizar y maximizar el uso de los activos actuales, poniendo especial énfasis en asegurar su integridad y por lo tanto su confiabilidad, a través de la implementación de actividades que ayuden al cumplimiento y a la efectividad de los planes de integridad y confiabilidad. Es en este sentido que este documento introduce la herramienta metodológica de análisis hidráulico, encargada de apoyar el cumplimiento de las actividades que conforman al PAID.

Zona	Proyectos Integrales	Iniciativas	Descripción Simplificada
Centro	Construcción de derivación de 10" D.N. del poliducto Cima-Tula de 14" D.N., de la Reforma a la TAR Pachuca.	Construcción de derivación de 10" D.N. del poliducto Cima-Tula de 14" D.N., de la Reforma a la TAR Pachuca.	Construcción de ramal 10" al poliducto 18"-14" Tuxpan -Tula, incrementando la capacidad de abastecimiento de productos a la TAR Pachuca hasta 40 Mbd, y a su vez aliviando la saturación del actual poliducto 8" Tula-Pachuca.
	Construcción de ramal Charco Blanco-Querétaro de los poliductos Tula-Salamanca.	Construcción de ramal Charco Blanco-Querétaro de los poliductos Tula-Salamanca.	Construcción de ramal nuevo a Querétaro, para operar independientes las gasolinas y el diésel a la TAR Querétaro y el poliducto Querétaro-San Luis, con lo cual se incrementa el flujo de suministro por ducto a Querétaro y San Luis y reduce en 3.2 mbd el suministro de Autotankers para estas Terminales.
Golfo	Procura y construcción de una subestación eléctrica de 115/4.16 kV que incluya cuartos de tableros y arrancadores de 4,160 V y sustitución de motores eléctricos de 2,400 V por motores de 4,160 V en la CAB Poza Rica.	Procura y construcción de una subestación eléctrica de 115/4.16 kV que incluya cuartos de tableros y arrancadores de 4,160 V y sustitución de motores eléctricos de 2,400 V por motores de 4,160 V en la CAB Poza Rica.	Construcción de una nueva subestación eléctrica de 115/4.16 kV, un circuito de líneas de transmisión en 115 kV, la elaboración de la ingeniería básica y de detalle; así como el cambio de motores eléctricos de 2.4 kV a 4.16 kV, cambio de sus arrancadores por variadores de velocidad en 4,160 V, construcción de un cuarto de control de motores, canalización y cableado de alimentación de energía fuerza y control en el área de bombeo en la CAB Poza Rica.
	Infraestructura para incrementar la capacidad del Sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan-México.	Modernización de Equipos de Bombeo en Tuxpan poliducto 24"-18"-14" Tuxpan-Poza Rica-México.	Incrementar la capacidad de transportedel Poliducto 24"-18"-14" Tuxpan TAD 18 de Marzo de 70 mbd a 140 mbd, para satisfacer la creciente demanda de gasolinas del Area Metropolitana de la Cd. de México.
Norte	Infraestructura requerida para incremento de transporte de los poliductos 14" y 10" Satélite-Gómez Palacio.	Adecuación de equipos e instalaciones de la estación Satélite. Adecuación de equipos e instalaciones de la estación Intermedia. Adecuación de equipos e instalaciones de la estación Cuesta de los Muertos.	Instalación de variadores de frecuencia, adecuación de sistemas de control, adecuación de dispositivos de seguridad, cambio de bombas centrífugas, instalación de Turbomaquinaria, en Estaciones de rebombeo Satélite, Intermedia y Cuesta de los Muertos.
	Infraestructura requerida para incremento de transporte del poliducto 10" Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Infraestructura requerida para incremento de transporte del poliducto 10" Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Adecuación de Casa de Bombas de Topolobampo: Estudios e Ingenierías, Adecuación del dispositivo de seguridad e instrumentación. Adquisición e instalación de Motores Eléctricos y Bombas Centrífugas. Instalación de Sistema Cero Cortes de energía eléctrica. Adecuación de líneas de succión y descarga.

Sureste	Infraestructura para incrementar la capacidad de transporte de los Sistemas de Distribución y Almacenamiento Pajaritos- Minatitlán - Salina Cruz.	Interconexión para libramiento en Minatitlán para rebombeo directo Pajaritos-Minatitlán-Salina Cruz, con adecuaciones en casas de bombas y líneas en TM (Terminal Marítima) Pajaritos.	Modificación del equipo de bombeo principal y booster. Adecuaciones en Casa de Bombas Pajaritos e interconexiones para libramiento en Minatitlán. Nueva Estación de Rebombeo en Donají del Poliducto de 16" Minatitlán-Salina Cruz, para incrementar el flujo del poliducto.
		Construcción de nueva estación de rebombeo y adecuación de instalaciones del poliducto 16" Minatitlán- Salina Cruz para incremento de flujo.	
		Infraestructura requerida para incremento de transporte del poliducto de 16" Minatitlán-Salina Cruz.	

Tabla 1.8: Algunos de los proyectos integrales vigentes por zona de PR, con iniciativas y su correspondiente descripción simplificada (15) (4) (16).

1.7 Descripción del contenido de la tesis

Para poder cumplir con el objetivo de la tesis, ésta se divide en 5 capítulos y 2 anexos. El capítulo 1 el cual concluye en esta sección, presenta un repaso de las perspectivas de crecimiento del sector energético nacional y del incremento en las necesidades de transporte. Se incluye además referencias al marco regulatorio de la administración de integridad de ductos y se resalta el papel que guarda el análisis hidráulico. En el capítulo 2 se presenta una descripción del caso de estudio y algunos de los aspectos a ser tomados en cuenta para el incremento de capacidad de un sistema de conducción. Vale la pena advertir al lector que si bien el sistema seleccionado existe en la realidad, la información que se presenta en esta tesis pudiera ser inexacta o incompleta. Lo anterior obedece a que el objetivo planteado pretende desarrollar una metodología de alcance general para el análisis del incremento de la capacidad de transporte de un sistema de conducción. En este sentido, el caso de estudio no es más que una herramienta, la cual pretende ejemplificar la aplicación de la metodología propuesta en el documento presentado. En los capítulos tres y cuatro se desarrolla y describe la metodología de análisis, además se presentan y analizan los resultados obtenidos con base en el caso de estudio, para finalmente presentar las conclusiones generales en el capítulo 5. La parte final del documento consta de dos anexos, en el primero de ellos se obtiene la ecuación de Bernoulli modificada (utilizada en este documento) a partir de conceptos fundamentales y en el segundo anexo se obtienen las ecuaciones de continuidad y momentum utilizadas en este documento para simular el sistema en régimen transitorio a partir de conceptos fundamentales.

Se hace la aclaración de que a pesar de usar el Sistema Internacional de Unidades, en algunas ecuaciones y/o cálculos pueden aparecer otros sistemas de unidades, la razón a esta situación obedece a que en la Industria Petrolera Estatal de nuestro país, todavía se emplean en procedimientos operativos.

Capítulo 2

2. Descripción del caso de estudio

El poliducto que se usa como caso de estudio, tiene 147.8 km de longitud y transporta productos destilados del petróleo (Gasolina Magna, Gasolina Premium y Diésel), los cuales provienen de una refinería. Estos destilados son transportados a la terminal de almacenamiento y distribución, por buque-tanque, para después ser bombeados de la TAD, a través del poliducto de interés abasteciendo de hidrocarburos líquidos refinados al centro urbano en su zona de influencia, mediante estaciones de servicio, auto tanques y pipas. El poliducto consta de una estación de bombeo en la terminal de almacenamiento y distribución y una estación de rebombeo intermedia, con destino final a otra terminal de almacenamiento y distribución.

La demanda de los productos petrolíferos aumenta constantemente en el centro urbano de interés, resultando imperativo el aumento en la capacidad de transporte en el poliducto, a una capacidad máxima instantánea de 30 Mbd. Aunado a lo anterior se tiene que el arribo de buques tanque para la descarga de los productos destilados a la TAD es irregular, generando a su vez periodos de bajas y altas existencias de producto entre ambas TAD tanto la que recibe producto vía los buques tanque como la que recibe petrolíferos vía el poliducto, para subministrarlos subsecuentemente a la zona urbana. La principal problemática consiste en que en cuanto las existencias en la TAD alimentada por buque tanque se normalizan, se hace necesario llevar las condiciones de operación de poliducto a un régimen de flujo alto con la finalidad de aumentar las existencias de la TAD que abastece a la zona urbana de influencia. Esta medida resulta insuficiente actualmente por lo que se complementa con el uso de autos tanque (medio más costoso y de mayor riesgo) para satisfacer la demanda actual.

2.1 Ubicación y perfil altimétrico del sistema

El poliducto del caso de estudio se encuentra ubicado dentro del estado de Baja California, y este a su vez atraviesa los municipios de Playas de Rosarito, Tijuana, Tecate y Mexicali. La tabla 2.1 muestra la ubicación geográfica de los municipios y la figura 2.1 muestra la ubicación del estado de Baja California con respecto a la república Mexicana y la ubicación de los municipios involucrados con respecto al estado de Baja California. La ubicación de un sistema de conducción de hidrocarburos es de suma importancia, ya que esta característica del sistema es determinante en la realización de un sin número de actividades, además de que muchas otras características del sistema de conducción están en función de esta.

Municipio	Coordenadas		Altitud m	% Ocupación Estatad
	Latitud Norte	Longitud Oeste		
Playas de Rosarito	32° 05'	116° 40'	5 - 700	0.71
	32° 26'	117° 05'		
Tijuana	32° 11'	116° 31'	0 - 1 200	1.74
	32° 35'	117° 07'		
Tecate	32° 14'	115° 52'	200 - 1 600	3.79
	32° 39'	116° 42'		
Mexicali	30° 51'	114° 43'	-3 - 1 900	20.61
	32° 44'	115° 51'		

Tabla 2.1. Ubicación de los municipios por lo que pasa el poliducto del caso de estudio (17).

Figura 2.1. Municipios por los que atraviesa el poliducto del caso de estudio (18). El perfil altimétrico del sistema de conducción es de suma importancia para el estudio hidráulico del sistema, resultando determinante al momento de

determinar la cantidad de energía necesaria para transportar un fluido de un sitio a otro. Se cuenta con datos relativos a esta variable, y se adoptan como válidos los valores de elevación y kilometraje. Nuevamente se pide al lector tomar en cuenta la advertencia referida en el apartado 1.6 de esta tesis en cuanto a la información referente al caso de estudio.

La información integrada se detalla en la Tabla 2.2 en la que se presenta la información planialtimétrica de la línea de conducción.

#	Lugar	Longitud [km]	A.S.N.M. [m]
1	Est. Bombeo	0.000	15.94
2		0.462	20.00
3		0.476	21.00
4		1.000	25.94
5		2.000	65.42
6		3.000	97.26
7		4.000	140.33
8		5.000	177.00
9		6.000	180.97
10		7.000	166.56
11		8.000	254.82
12		9.000	295.58
13		10.000	334.27
14		11.000	304.98
15		12.000	323.00
16		13.000	294.37
17		14.000	292.71
18		15.000	226.65
19		16.000	225.69
20		17.000	242.71
21		18.000	218.07
22		18.806	160.00
23		18.865	150.00
24		19.000	148.27
25		19.725	120.00
26		20.000	98.13
27		21.000	139.86
28		22.000	173.73
29		22.062	174.00
30		23.000	200.34
31		24.000	124.37
32		25.000	135.26
33		26.000	153.09
34		26.757	151.00
35		27.000	150.87
36		27.445	155.00
37		28.000	163.88
38		29.000	160.36
39		30.000	174.48
40		30.075	175.48
41		31.000	174.48
42		32.000	181.69
43		33.000	187.31
44		34.000	206.44

#	Lugar	Longitud [km]	A.S.N.M. [m]
45		34.601	207.00
46		35.000	207.54
47		36.000	208.53
48		36.896	215.00
49		37.000	218.86
50		38.000	248.70
51		39.000	288.75
52		40.000	333.25
53		41.000	339.98
54		42.000	331.77
55		43.000	458.95
56		44.000	532.02
57		45.000	528.50
58		46.000	582.41
59		47.000	587.62
60		48.000	612.47
61		49.000	608.35
62		50.000	576.46
63		50.903	625.00
64		51.000	634.66
65		52.000	699.22
66		53.000	580.43
67		54.000	543.90
68		55.000	558.52
69		56.000	557.10
70		57.000	563.37
71		58.000	572.01
72	Est. Rebombeo	58.984	595.00
73	Est. Rebombeo	58.98400	595.00
74		59.000	601.01
75		59.142	601.03
76		59.163	601.40
77		59.164	601.70
78		60.000	604.91
79		61.000	658.02
80		62.000	708.02
81		63.000	779.58
82		63.396	785.00
83		64.000	807.49
84		65.000	807.49
85		66.000	812.79
86		66.747	820.00
87		67.000	825.75
88		67.069	830.00

#	Lugar	Longitud [km]	A.S.N.M. [m]
89		67.183	835.00
90		67.255	845.00
91		67.318	850.00
92		67.384	855.00
93		67.899	870.00
94		68.000	883.76
95		69.000	885.31
96		70.000	913.10
97		71.000	959.97
98		71.754	970.00
99		72.000	978.42
100		72.274	990.00
101		73.000	1008.95
102		73.712	1025.00
103		74.000	1030.45
104		75.000	985.97
105		76.000	1016.83
106		77.000	1034.07
107		78.000	997.14
108		79.000	1005.34
109		80.000	1044.98
110		81.000	1045.91
111		82.000	1050.00
112		82.068	1049.00
113		83.000	1002.43
114		83.570	1027.00
115		84.000	1048.07
116		84.227	1051.00
117		85.000	1068.40
118		85.548	1083.00
119		86.000	1098.02
120		87.000	1111.95
121		88.000	1096.19
122		88.115	1093.00
123		88.844	1080.00
124		89.000	1074.48
125		90.000	1048.87
126		91.000	1052.42
127		91.980	1013.00
128		92.000	1012.81
129		93.000	945.59
130		94.000	938.04
131		95.000	951.38
132		95.999	967.68
133		96.000	967.69
134		97.000	977.70
135		98.000	1023.35
136		99.000	1087.34
137		100.000	1110.87
138		101.000	1226.74
139		102.000	1327.85

#	Lugar	Longitud [km]	A.S.N.M. [m]
140		103.000	1306.30
141		104.000	1294.36
142		105.000	1268.79
143		106.000	1265.60
144		107.000	1242.98
145		108.000	1246.39
146		109.000	1269.74
147		109.803	1200.00
148		109.803	1200.00
149		110.000	1165.21
150		111.000	769.23
151		112.000	603.19
152		113.000	533.60
153		114.000	380.54
154		115.000	348.67
155		116.000	310.25
156		117.000	272.15
157		118.000	260.46
158		119.000	264.95
159	Reductora	119.043	268.00
160	Reductora	119.04300	268.0
161		120.000	246.00
162		121.000	246.56
163		122.000	223.08
164		123.000	202.91
165		124.000	184.66
166		125.000	169.95
167		126.000	182.72
168		127.000	155.45
169		128.000	121.36
170		129.000	98.27
171		130.000	75.06
172		131.000	52.15
173		132.000	34.40
174		133.000	17.25
175		133.190	16.00
176		133.788	6.50
177		133.808	6.00
178		134.000	4.14
179		135.000	-4.51
180		136.000	-7.80
181		137.000	-4.50
182		138.000	2.97
183		139.000	11.92
184		140.000	76.54
185		141.000	61.30
186		142.000	59.92
187		143.000	47.79
188		144.000	33.41
189		145.000	20.28
190		145.656	20.00
191		146.700	20.00

Tabla 2.2: Información requerida para el cálculo de perfil altimétrico de la línea.

Si graficamos los datos tabulados en la tabla 2.2 obtenemos el perfil de altitud del poliducto del caso de estudio, el cual se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.2. Perfil altimétrico del poliducto del caso de estudio.

Además del perfil altimétrico, hay otras características de suma importancia a ser tomadas en cuenta, las cuales dependen de la ubicación del sistema de conducción. Algunas de estas de estas características del sistema de conducción se presentan a continuación a manera de planos. Algunas de las características consideradas en este documento son los siguientes:

1. Localidades e Infraestructura para el transporte: Permite determinar si hay localidades cercanas al sistema de conducción con la finalidad de determinar si hay zonas de alta consecuencia a lo largo de la línea de conducción. Este plano también permite identificar si hay vías de acceso al sistema de conducción y de qué tipo con la finalidad de programar la logística de prevención, corrección y remediación para el sistema de conducción.
2. Clima: Permite conocer el clima presente a lo largo de la línea de conducción, rangos de temperatura y rangos de precipitación. Lo anterior permite determinar que secciones del sistema de conducción son más propensas a presentar defectos por corrosión, y si se presentan cambios muy drásticos de temperatura de un segmento a otro, permitiendo priorizar la inspección de zonas propensas a tener un mayor grado de corrosión por ejemplo.

3. **Relieve:** Permite conocer que tan accidentadas son las áreas cercanas al derecho de vía del sistema de conducción, con base en las pendientes topográficas del terreno en conjunto con las características propias del suelo. Con base en la accidentalidad del terreno es posible establecer acciones preventivas a lo largo del sistema de conducción priorizando recursos a zonas comprometidas.
4. **Uso del suelo y vegetación:** Permite establecer medidas preventivas en función del tipo de uso de suelo cercano al sistema de conducción, además permite establecer protocolos de remediación y contención en caso de fuga. Este tipo de información resulta fundamental al momento de realizar un análisis de riesgo del sistema de conducción.
5. **Geología:** En conjunto con las pendientes topográficas permite saber si existe riesgo de deslaves y derrumbes en las zonas aledañas al derecho de vía del sistema de conducción.
6. **Tipo de suelos:** Permite conocer la composición de los suelos aledaños al derecho de vía del sistema de conducción, con la finalidad de especificar medidas de remediación en caso de fugas. Además de lo anterior permite también saber que tan accidentado es el terreno aledaño al derecho de vía del sistema de conducción.
7. **Hidrología superficial y subterránea:** Permite la toma de medidas preventivas, correctiva, de contención y remediamiento. Esta información es esencial, ya que las zonas del derecho de vía del sistema de conducción que pasan cerca o a través de cuerpos de agua son consideradas zonas de alta consecuencia.
8. **Sismología y fallas:** Permiten conocer el riesgo potencial a los que es susceptible el sistema de conducción, mediante la cuantificación de que tan frecuentes son los sismos en las zonas cercanas al derecho del vía del sistema y cuál es la máxima aceleración del suelo. Las fallas inducen la debilidad estructural del terreno, provocando deslizamientos pudiendo generar grandes problemas, situación que debe ser tomada en cuenta en la programación de medidas preventivas.

Es responsabilidad de los operarios de un sistema de conducción de hidrocarburos tener en cuenta estas características del terreno aledañas a los derechos de vía del sistema de conducción, además de tomar en cuenta la manera en que estas se interrelacionan, generando zonas de riesgo a consecuencia de deslizamientos derrumbes, inundaciones, licuefacción y movimientos de tierra y roca entre otras. La responsabilidad de los operarios radica en contar con protocolos de inspección, prevención, contención y remediación basados en estas y otras características propias del sistema de conducción.

Figura 2.3. Localidades e infraestructura para el transporte en el municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.4. Localidades e infraestructura para el transporte en el municipio de Tijuana (20).

Figura 2.5. Localidades e infraestructura para el transporte en el municipio de Mexicali (21).

Figura 2.6. Localidades e infraestructura para el transporte en el municipio de Tecate (22).

Figura 2.7. Climas en el municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.8. Climas en el municipio de Tijuana (20).

Figura 2.9. Climas en el municipio de Mexicali (21).

Figura 2.10. Climas en el municipio de Tecate (22).

La tabla 2.3 muestra el rango de temperatura, el rango de precipitación y el tipo de clima dominante de manera porcentual de los municipios de interés con base en el derecho de vía del sistema de conducción del caso de estudio en cuestión.

Municipio	Rango Temperatura °C	Rango Precipitación mm	Tipo Clima	%
Playas de Rosarito	14-16	200-300	Seco Mediterráneo Templado	100
Tijuana	14-16	100-300	Seco Mediterráneo Templado	100
Tecate	10-22	100-500	Seco Mediterráneo Templado	68
			Templado subhúmedo con lluvias en invierno	16
			Muy seco semifrío	8
			Muy seco semicalido	5
			Semifrío subhúmedo con lluvias en invierno	3
Mexicali	8-24	100-400	Muy seco muy cálido y cálido	51.62
			Muy seco semicálido	34.70
			Seco mediterráneo templado	3.59
			Muy seco templado	9.17
			Semifrío subhúmedo con lluvias en invierno	0.83
			Templado subhúmedo con lluvias en invierno	0.09

Tabla 2.3. Clima de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

Figura 2.11. Relieve del municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.12. Relieve del municipio de Tijuana (20).

Figura 2.13. Relieve del municipio de Mexicali (21).

Figura 2.14. Relieve del municipio de Tecate (22).

En la tabla 2.4 se muestra la fisiografía y su porcentaje de los municipios de interés con base en el derecho de vía del sistema de conducción del caso de estudio en cuestión.

Municipio	Provincia	%	Subprovincia	%
Playas de Rosarito	Península de Baja California	100	Sierras de Baja California Norte	100
Tijuana	Península de Baja California	100	Sierras de Baja California Norte	100
Tecate	Península de Baja California	98	Sierras de Baja California Norte	98
	Llanura Sonorense	2	Desierto de Altar	2
Mexicali	Llanura Sonorense	69	Desierto de Altar	69
	Península de Baja California	31	Sierras de Baja California Norte	31

Tabla 2.4. Fisiografía de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

Figura 2.15. Uso del suelo y vegetación para el municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.16. Uso del suelo y vegetación para el municipio de Tijuana (20).

Figura 2.17. Uso del suelo y vegetación para el municipio de Mexicali (21).

Figura 2.18. Uso del suelo y vegetación para el municipio de Tecate (22).

La tabla 2.5 muestra el porcentaje de uso de suelo y de vegetación de los municipios de interés con base en el derecho de vía del sistema de conducción del caso de estudio en cuestión.

Municipio	Uso de Suelo	%	Vegetación	%
Playas de Rosarito	Agricultura	17.10	Matorral	56.98
	Zonas Urbanas	6.89	Bosque	1.85
			No Aplicable	17.18
Tijuana	Agricultura	9.44	Matorral	51.02
	Zonas Urbanas	20.31	Bosque	0.66
			No Aplicable	18.57
Tecate	Agricultura	3.49	Matorral	72.97
			Bosque	15.92
	Zonas Urbanas	0.89	Pastizal	0.03
			No Aplicable	6.70
Mexicali	Agricultura	16.41	Matorral	59.68
	Zonas Urbanas	1.33	Bosque	0.55
			No Aplicable	22.03

Tabla 2.5. Uso de suelo de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

La tabla 2.6 muestra el uso potencial de tierra de los municipios de interés.

Municipio	Agrícola	%	Pecuario	%
Playas de Rosarito	Agricultura manual estacional	69.17	Aprovechamiento vegetación pastizal	44.5
	Agricultura mecanizada	21.18	Desarrollo praderas cultivadas actualmente con uso agrícola	21.18
	Agricultura tracción animal	2.54	Desarrollo praderas cultivadas vegetación diferente al pastizal	20.17
	No apta para agricultura	7.11	Desarrollo praderas cultivadas sustentan pastizal.	7.04
			No aptas aprovechamiento pecuario.	7.11
Tijuana	Agricultura mecanizada	16	Aprovechamiento vegetación natural únicamente ganado caprino	47
			Aprovechamiento vegetación natural diferente del pastizal	17
	Agricultura tracción animal	1	Establecimiento praderas cultivadas con maquinaria agrícola	17
			Aprovechamiento vegetación pastizal	5
	No apta para agricultura	83	Establecimiento praderas cultivadas tracción animal	1
			No aptas aprovechamiento pecuario.	13
Tecate	Agricultura mecanizada	29	Aprovechamiento vegetación natural únicamente ganado caprino.	44
			Establecimiento praderas cultivadas maquinaria agrícola.	29
	Agricultura tracción animal	1	Aprovechamiento vegetación natural diferente pastizal.	22
			Establecimiento praderas cultivadas tracción animal.	1
	No apta para agricultura	70	Aprovechamiento vegetación de pastizal.	1
			No apta aprovechamiento pecuario.	3
Mexicali	Agricultura mecanizada	46	Establecimiento praderas cultivadas maquinaria agrícola.	46
			Aprovechamiento vegetación natural únicamente ganado caprino.	15
	Agricultura tracción animal	5	Establecimiento praderas cultivadas tracción animal.	5
			Aprovechamiento vegetación natural diferente pastizal.	2
	No apta para agricultura	49	Aprovechamiento de la vegetación de pastizal.	1
			No apta aprovechamiento pecuario.	31

Tabla 2.6. Uso potencial de tierra de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

Figura 2.19. Geología (clase de Roca) para el municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.20. Geología (clase de Roca) para el municipio de Tijuana (20).

Figura 2.21. Geología (clase de Roca) para el municipio de Mexicali (21).

Figura 2.22. Geología (clase de Roca) para el municipio de Tecate (22).

La tabla 2.7 muestra la clase de roca de los municipios de interés.

Municipio	Periodo	%
Playas de Rosarito	Cretácico	52.58
	Neógeno	41.47
	Cuaternario	5.98
Tijuana	Cretácico	50.13
	Neógeno	17.67
	Cuaternario	9.69
	No definido	1.82
Tecate	Cretácico	71
	No definido	18
	Paleógeno	5
	Cuaternario	4
	Neógeno	1
	Terciario	1
Mexicali	Cuaternario	73
	Cretácico	13
	Neógeno	10
	No definido	3
	Paleógeno	0.5
	Terciario	0.5

Tabla 2.7. Geología de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

Figura 2.23. Suelos dominantes para el municipio de Playas de Rosarito (19).

Figura 2.24. Suelos dominantes para el municipio de Tijuana (20).

Figura 2.25. Suelos dominantes para el municipio de Mexicali (21).

Figura 2.26. Suelos dominantes para el municipio de Tecate (22).

La tabla 2.8 muestra los suelos dominantes de los municipios de interés con base en el derecho de vía del sistema de conducción del caso de estudio en cuestión.

Suelo Dominante %	Municipio			
	Playas de Rosarito	Tijuana	Tecate	Mexicali
Leptosol	63.60	57.96	66.86	23.54
Vertisol	27.04	10.86	0.43	7.89
Fluvisol	1.24	1.89	1.56	7.08
Regosol	0.53	2.60	18.79	22.67
Phaeozem	0.49	1.52	2.51	0.00
Arenosol	0.20	0.02	1.23	13.20
Cambisol	0.00	4.41	5.08	2.24
Luvisol	0.00	0.07	2.31	0.00
Solonchak	0.00	0.00	0.00	15.89
Calcisol	0.00	0.00	0.00	4.65

Tabla 2.8. Suelos dominantes de los municipios de interés para el caso de estudio (17).

2.1.1 Sismicidad

En la figura 2.27 se muestra la regionalización sísmica de la República Mexicana, las áreas en las cual se encuentra ubicado el sistema de conducción del caso de estudio corresponden a la zona C y D. La zona C corresponde a zonas intermedias, en las cuales se registran sismos de manera no tan frecuente o son zonas afectadas por altas aceleraciones las cuales no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. La zona D corresponde a zonas en las cuales se han reportado grandes sismos históricos, además en estas zonas su ocurrencia es frecuente y la aceleración de sus suelos puede sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad (23).

Figura 2.27. Regionalización sísmica de la República Mexicana (23).

El ultimo sismo de mayor magnitud registrado en la zona de interés ocurrió el 4 de abril de 2010 a las 15:40 hrs (tiempo local) a 47 km de Mexicali, ejemplificando lo expuesto anteriormente. El sismo de magnitud 7.2 en escala de Richter, evidencio la pérdida de capacidad de soporte, asentamiento de los cimientos, desplazamientos laterales, agrietamiento del suelo y la formación de volcanes de arena (24). La relación que guardan las condiciones sísmicas, geotécnicas e hidrogeológicas, también deben de ser tomadas en cuenta al momento de determinar zonas vulnerables a lo largo de la línea de conducción.

Tomar en cuenta esta relación en conjunto con otros factores determinantes, como lo es el análisis hidráulico dotara al operario de un sistema de conducción de elementos necesarios para la toma de decisiones.

2.1.2 Instalaciones superficiales

El poliducto caso de estudio, se encuentra por debajo de la tierra en toda su longitud, con excepción, de las siguientes instalaciones superficiales:

Instalación Poliducto Rosarito-Mexicali	Km	Ubicación
Estación de bombeo y trampa de envío de diablos.	0.000	TAR Rosarito
Válvula de seccionamiento.	18.736	M.I. presa Abelardo I. Rodríguez
Válvula de seccionamiento.	19.652	M.D. presa Abelardo I. Rodríguez
Válvula de seccionamiento.	26.675	Rancho dos Amigos
Estación de Rebombeo y trampa de recibo y envío de diablos.	58.798	Estación de Rebombeo Tecate
Válvula de seccionamiento.	81.828	La Encantada
Trampa de recibo y envío de diablos.	109.447	Rumorosa
Trampa de recibo y envío de diablos y estación reductora.	119.043	Reductora 2 "las prietas"
Válvula de seccionamiento.	139.105	Laguna Salada
Estación recibo Mexicali y trampa de recibo de diablos.	147.800	TAD Mexicali

Tabla 2.3. Instalaciones Superficiales Estaciones de Bombeo y Rebombeo, Válvulas de Seccionamiento y Trampas de Recibo y Envío de Diablos (25).

En la trayectoria, del poliducto se tienen varios cruces con vías de comunicación, y cruzamientos subfluviales, por lo que se tiene que aplicar un sistema de protección catódica, recubrimiento mecánico e inyección de inhibidor de corrosión, así como actividades encaminadas a proteger la integridad de los ducto, por medio de los programas de mantenimiento del área de corrosión (25).

La ubicación de las instalaciones del sistema de protección catódica del poliducto se muestran en la tabla 2.4, los tipos de cruces con sus ubicaciones se muestran en la tabla 2.5 respectivamente:

Instrumento	Km	Ubicación
Rectificador	1+467	Rosarito
Rectificador	23+680	Establo Gutiérrez
Rectificador	36+340	Rancho Álamo Bonito
Rectificador	53+115	Río Tecate
Rectificador	60+104	Planta de Aguas Minerales
Rectificador	92+820	Ejido Jacume
Rectificador	107+850	La Rumorosa
Generador Fotovoltaico	119+043	Las Prietas "Estación Reductora"
Generador Fotovoltaico	139+082	La Salada
Rectificador	147+800	El Centinela

Tabla 2.4. Instalaciones de Sistemas de Protección, Rectificadores y Generadores (25).

Ubicación Km	Tipo de Cruce
19+984	Cuerpo de Agua
50+828	Carretera
54+800	Carretera
107+500	Carretera
116+000	Cuerpo de Agua
147+200	Cuerpo de Agua

Tabla 2.5. Cruces del poliducto con vías de comunicación y cruzamientos subfluviales (25).

El diagrama unifilar del sistema muestra de manera gráfica lo expuesto anteriormente en las tablas, además de mostrar las posibles zonas de alta consecuencia del sistema. Para este sistema la zona de más alta consecuencia es la sección del ducto que atraviesa la presa Abelardo L. Rodríguez siendo esta una de las principales fuentes de abastecimiento de agua potable de la ciudad de Tijuana. Es por eso que esta sección se encuentra protegida mediante dos válvulas de seccionamiento ubicadas estratégicamente con el fin de prevenir catástrofes de grandes proporciones en este segmento. Otra zona de alta consecuencia es el tramo de ducto que pasa cerca del río Tecate, si bien este río no es una de las principales fuentes de abastecimiento de agua potable, la preservación de todos los recursos hídricos siempre es esencial, por lo que también se cuenta con válvulas de seccionamiento en esta zona.

Diagrama unifilar del poliducto caso de estudio.

Figura 2.28. Diagrama unifilar del poliducto caso de estudio (25).

Otras zonas de alta consecuencias son aquellas donde el sistema confluye con asentamientos humanos, por lo que en estas zonas también encontramos válvulas de seccionamiento.

Cabe mencionar que la localización del ducto, en sus inicios se encontraba sobre el lecho de la presa Abelardo L. Rodríguez, posteriormente este segmento del ducto, de 916 m de longitud y 10" de diámetro fue reubicado sobre el puente del corredor Tijuana Rosarito 2000, facilitando considerablemente las labores de supervisión y mantenimiento, y por ende la seguridad operacional de este sistema (26).

2.2 Variables operativas

2.2.1 Procedimiento de Operación (27)

- Para la determinación de las condiciones de operación del poliducto, se debe de considerar la capacidad de bombeo de la línea, la cantidad de producto a ser transportada, así como la capacidad de almacenaje del punto de origen y el punto de recibo, con la finalidad de saber cuáles de los productos a bombear son determinantes para su transferencia. Las bases operaciones normalmente son las siguientes:
- Con la finalidad de evitar dejar más de un producto en la línea y así disminuir la cantidad de productos contaminados, se deben de programar los lotes con el mayor volumen posible, ordenado los productos en función de su peso específico.
- Los casos de paro deben de ser reducidos al mínimo, la línea debe de manejar una presión constante con la finalidad de evitar una mayor contaminación. Esto se debe de realizar coordinando la logística de recibo y envío de producto entre las estaciones y el centro del control.
- Los límites de presión mínima serán de 2.0 Kg/cm² en los puntos altos de una línea de conducción, para el caso del manejo de productos destilados, con la finalidad de evitar la cavitación en la línea.
- Se deben de operar las terminales con niveles adecuados, con la finalidad de recibir lotes grandes, tomando en cuenta que se debe de contar con un stock de reserva de ventas para un mínimo de tres días.
- Se debe de conocer la lotificación total, tanto por el personal de envío como por el de recibo, con la finalidad de poder programar las reparaciones los ajustes operacionales y reparaciones menores de acuerdo a las condiciones de la línea. Lo anterior llevando un control grafico del contenido de la línea, al inicio del recibo.
- Al poner en servicio algunas de las bombas que no hubiera estado en servicio, en una estación de bombeo. La bomba, sus cabezales y línea

de succión deberá de contener el mismo producto de la línea o estar vacía.

- Se controlara la recepción y recibo de productos por medio de registradores de flujo, presión, temperatura y peso específico.

2.2.2 Propiedades de los productos transportados

Las características de los productos transportados por el sistema se presentan por medio de tablas en la que se registran muchos de los valores característicos para el sistema del caso de estudio, estos valores son muy importantes ya que muchas de estos valores son fundamentales para un correcto análisis mediante la herramienta metodológica de análisis hidráulico.

Propiedad	Valor				Unidades
Nombre	Gasolina Magna		Gasolina Premium		Pemex Diésel
Formula Química	C_5H_{12} a C_9H_{20}		C_5H_{12} a C_9H_{20}		-----
Azufre	4		0.05 max		0.05 max
Peso Molecular	107-114		107-114		236-533
Grav. Específica	0.680-0.760		0.680-0.760		0.85
Viscosidad Cinemática	0.60		0.60		7.55
Temp. de Ebullición	27-225		27 - 225		216 - 371
Temp. de Inflamación	-38		-38		45
Límite de inflamabilidad (aire)	1.4 - 7.6		1.4 - 7.6		0.7 - 5.0
Presión de Vapor	Clase A	54.0 – 62.0	Clase A	54.0 – 62.0	6.865
	Clase B	62.0 – 69.0	Clase B	62.0 – 69.0	
	Clase C	69.0 – 79.0	Clase C	69.0 – 79.0	
Densidad	57 - 63		57 - 63		ND
Densidad del vapor (Aire =1)	3.0 - 4.0		3.0 - 4.0		4.0
Solubilidad en Agua	Insoluble		Insoluble		Insoluble

Tabla 2.6. Características de los productos transportados por el poliducto del caso de estudio (28).

2.2.3 Especificaciones de la tubería, válvulas, bridas y accesorios.

Especificaciones de la Tubería			
Tubería			
Diámetro Exterior	Medición Nominal	in	mm
	10	10 ³ / ₄	273.0
	8	8 ⁵ / ₈	219.1
Espesor de la Pared		4.78 mm(0.188 in)	
Especificación		API-STD 5L	
Grado		X-52	
Tipo de Tubería		Con costura	
Longitud Promedio (tramos dobles)		12m(40 ft)	
Peso Teórico		41.62 kg/m(28.04 lbs/ft)	
Ancho Mínimo del DDV		13 m	
Válvulas			
Tamaño	254 mm(10) diámetro		
Conexión	Bridas tipo RTJ		
Clase	600 libras ANSI		
Borde	10.02 in		
Cuerpo	Acero al carbón fundido ASTM A 216 grado WBC		
Fluidos a Manejar	Gasolina Magna, Gasolina Premium y PEMEX Diésel		
Bridas y Accesorios			
Acero forjado ASTM A 105 GR 1 de 254 mm (10) de diámetro de cuello soldable para 600 lb ANSI cara tipo RTJ borde 10 02 pulgadas.			
WELDOLETS de acero al carbón ASTM A 105 GR II salida de 102 mm (4) de diámetro para cedula 80.			
ESPARRAGOS Y ANILLOS con presión de servicio de 105 kg/cm ² de aleación de acero ASTM A 193 grado B7 con dos tuercas hexagonales de acero al carbón ASTM A 194 grado 2H.			
Para 10 600 lb ANSI 16 espárragos de 1 ¼ de diámetro por 8 ¼ de longitud y anillo oval R 53.			

Tabla 2.7. Especificaciones de las tuberías, válvulas, bridas y accesorios adoptadas para el poliducto del caso de estudio (26).

2.2.4 Especificaciones generales de operación

Las condiciones generales de operación del poliducto del caso de estudio se muestran en la tabla 2.8, estas condiciones de operación, son las condiciones para las cuales fue diseñado el sistema de transporte, y representan los valores característicos para el sistema operando en estado estable.

Condiciones de Operación	
Presión de Diseño	135 Kg/cm ²
Presión de Operación	70-76 Kg/cm ²
Presión Máxima de Operación	101 Kg/cm ²
Caudal	18 a 21 MBD
Temperatura de Operación	20°C
Sustancias a manejar	Gasolina Magna
	Gasolina Premium
	PEMEX Diesel

Tabla 2.8. Condiciones generales de operación adoptadas a lo largo del poliducto del caso de estudio (26).

2.2.5 Especificaciones de operación con fines de simulación

Condiciones de Operación con fines de simulación				
Tubería				
Diámetro Exterior o Nominal D_n ; [in]		10.75 in del km 0+000 al 109+803		
		8.625 in del km 109+803 al 146+700		
Espesor de la Pared e ; [in]		0.188 in		
Diámetro Interno D_i ; [in]		10.374 in, del km		
		8.249 in, del km		
Especificación		API-STD 5L		
Grado		X-52		
Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado del tubo SMYS ; [Psi]		52 000		
Factor de Capacidad permisible por presión Interna F_d ;		0.72		
Factor de Juntas E ;		1		
Fluido				
Viscosidad Cinemática ν ; [sCt]		0.8		
Gravedad Especifica s ;		0.725		
Módulo de Compresibilidad del liquido β ; [Mpa]		2060		
Caudal miles de barriles diarios; [MBD]		20 – 30		
Presiones de succión, presión de descarga entre estaciones y terminales				
Estación	Elevación [ASNM]	Posición [km]	Ps [kg/cm ²]	Pd [kg/cm ²]
Bombeo 1	15.94	0.00	0.00	53.61
Bombeo 2	595.00	58.98	6.50	60.19
Reductora	268.00	119.04	77.00	19.60
Recepción	20.00	146.70	30.00	0.00

Tabla 2.9. Especificaciones de operación adoptadas con fines de simulación para el poliducto del caso de estudio.

Capítulo 3

3. Evaluación de la Capacidad de Transporte

3.1 Definición

La evaluación de la capacidad de transporte es una tarea primordial, al momento de analizar el comportamiento de un sistema de conducción de hidrocarburos. La metodología presentada en este documento permite conocer cuál es tentativamente la capacidad actual de transporte de un sistema de conducción.

En sus inicios la capacidad de transporte de un sistema de conducción, está en función de los parámetros de diseño, sin embargo a medida que el sistema envejece, cambian las condiciones de operación para las que fue diseñado originalmente. Lo anterior hace necesario contar con metodologías que nos permitan conocer de manera tentativa, la capacidad de transporte actual del ducto.

En el pasado muchas de las instalaciones y obras se diseñaban de manera sobrada, sobrespecificando muchos de los parámetros de diseño, con la finalidad de garantizar la integridad de las instalaciones o por las limitaciones tecnológicas que se tenían al momento de diseñar el sistema. Hoy en día mediante el uso de las computadoras y como consecuencia de medidas ambientales cada vez más estrictas, se ha tendido a optimizar al máximo el diseño y operación de muchas obras e instalaciones, tanto para las ya instaladas como para las contempladas a futuro.

Es en este sentido y con la finalidad de cumplir con uno de los principales objetivos de PEMEX Refinación para con su logística de transporte, se tiene que la evaluación de la capacidad de transporte de los sistemas de conducción por ductos es fundamental. La evaluación de la capacidad de transporte actual de un sistema de conducción de fluidos, proporciona información actualizada, de la capacidad máxima de transporte de productos de manera segura y confiable. Además cabe mencionar que esta evaluación de capacidad, deberá de estar siempre empatada y de conforme con la normatividad vigente, asegurando así mediante fundamentos bien establecidos, la integridad y confiabilidad del sistema.

La metodología presentada en este documento para la evaluación de la capacidad de transporte de un sistema de conducción de hidrocarburos líquidos, constituye un proceso por etapas el cual permite, realizar un análisis del sistema de transporte de manera dinámica, puesto que permite simular condiciones futuras de operación con base en parámetros y características actuales del sistema.

3.2 Descripción general de la metodología

De manera general la metodología para la evaluación de la capacidad de transporte, está conformada por las siguientes etapas:

1. Primera etapa: Recopilar, Revisar, Integra y analizar la información.
2. Segunda etapa: Reproducir las condiciones operativas actuales del sistema y simular las futuras de así ser el caso en estado estable.
3. Tercera etapa: Evaluar el sistema de conducción en estado transitorio.
4. Cuarta etapa: Verificar que los resultados obtenidos en el segundo, tercer y cuarto paso, cumpla con la normatividad nacional e internacional. En dado caso que los resultados no fueran conformes se deben de dar recomendaciones necesarias con la finalidad de revertir esta inconformidad.

3.2.1 Recopilar, revisar, integra y analizar la información (13)

Con la finalidad de conocer la condición actual del ducto, se hace prioritaria la recopilación, revisión, integración y el análisis de la información. La información disponible acerca de un sistema de transporte, debe de ser utilizada, evitando hacer generalizaciones, extrapolaciones o suposiciones de cualquier tipo. Es importante también mencionar que la no evaluación de la integridad de un sistema de transporte por la falta de datos o información es inadmisibles, por lo que no se justifica de ninguna manera la falta de este tipo de análisis en un sistema de conducción. Además de lo anterior se debe de verificar que la información recabada, sea veraz, legible, vigente, durable, reproducible, comunicable y de común acuerdo con la normatividad vigente.

3.2.2 Evaluar el sistema de conducción en estado estable

Se reproducen las condiciones operativas actuales del sistema y futuras de así ser el caso en estado estable. Lo anterior implica considerar que las fuerzas gravitacionales, de presión y de fricción se encuentren en equilibrio, a lo largo del sistema de conducción. La representación gráfica de este equilibrio de fuerzas se conoce como nivel piezométrico, el cual junto con la línea de energía total permiten la interpretación de las variaciones de energía, de velocidad y presión a lo largo del sistema de conducción (14).

La obtención de la línea de energía piezométrica es fundamental, ya que mediante la diferencia de esta línea con la elevación o perfil topográfico del sistema de conducción, es posible determinar la presión actuante a lo largo del sistema de conducción (14).

3.2.3 Evaluar el sistema de conducción en estado transitorio

Hasta este punto, el análisis y los cálculos realizados representan las condiciones normales de operación del sistema, indispensables para poder evaluar el sistema de conducción en estado transitorio. Para la mayoría de los sistemas de conducción, las presiones máximas y mínimas de operación ocurren cuando el sistema opera bajo condiciones en estado transitorio o bien cuando se presentan transitorios hidráulicos. El análisis de transitorios hidráulicos en sistemas de conducción, resulta fundamental ya que cuando alguno de los sistemas de control de flujo (generalmente bombas y válvulas) cambian de estado, se altera el estado estable en el cual se encontraba el sistema de conducción. Cuando se altera el estado estable de un sistema de conducción, los valores de velocidad y presión a lo largo de la línea de conducción cambian en un periodo de tiempo, hasta que se alcanza un nuevo estado estable. La necesidad de incluir este tipo de análisis en la metodología resulta fundamental, por lo tanto se hace necesaria la simulación del estado transitorio de la línea de conducción para las condiciones actuales y para las condiciones futuras (14).

3.2.4 Cumplimiento de la normatividad internacional y nacional

Contrastar la presión de cada uno de los puntos del sistema de conducción, con presiones calculadas de acuerdo a códigos nacionales o internacionales, permite comparar la presión hidráulica actuante del sistema de conducción, con presiones permisibles o de rotura de la línea de conducción, tomando en cuenta la metodología y los criterios que marca la norma ASME B31G y la norma ASME B31.4. Por lo tanto la determinación de estas presiones operativas en el sistema de conducción constituye el siguiente paso en la metodología. Las presiones operativas a ser calculadas son la Máxima Presión de Operación en Estado Estacionario (MAOP por sus siglas en ingles), presión interna de diseño (P_I), Presión de Operación Segura (P_S).

Mediante este análisis se puede determinar si hay tramos vulnerables a lo largo de la línea de conducción y cuales son. Además tomando en consideración estos tramos y la simulación de varios escenarios, es posible determinar la viabilidad de una reconfiguración y las nuevas especificaciones técnicas necesarias.

En el esquema 3.1 se presenta de manera simplificada la metodología a seguir para evaluar la capacidad de transporte de un sistema de conducción, tanto en condiciones actuales de operación como bajo un caso hipotético de condiciones futuras de operación.

Esquema 3.1. Metodología simplificada para evaluar la capacidad de transporte de un ducto, situación presente y futura.

3.3 Simulación en estado permanente

El flujo en un sistema de conducción por ducto se puede clasificar de muchas maneras, y la manera en que se clasifica obedece muchas veces a la necesidad de llevar a cabo análisis simplificados, con el fin de obtener una primera aproximación de las condiciones a las cuales opera un sistema de conducción. En ingeniería la solución de muchos de los problemas de conducción de fluidos, se restringe a soluciones en las se realizan varias suposiciones, nunca tomadas a la ligera y buscando en todo momento que esta solución simplificada no carezca de credibilidad (29).

La obtención de soluciones simplificadas determina muchas veces si es necesaria o no la obtención de soluciones más complejas en las que no se restrinja tanto la solución del sistema de conducción. Con fin de simular un sistema de conducción de fluidos en estado permanente con base en la metodología propuesta, se toman en consideración las siguientes restricciones:

1. El caudal a lo largo del sistema de conducción es constante.
2. Se modela el flujo en una sola dimensión, por lo que no se toman en cuenta las variaciones en las propiedades del fluido a lo largo del área transversal del sistema de conducción, estas propiedades se expresan como valores promediados.
3. Se considera que el líquido a ser transportado es incompresible.
4. Se considera que la tubería es rígida a lo largo del sistema.
5. Se considera que las válvulas tiene aberturas constantes.
6. Se considera que los diámetros son constantes.

3.3.1 Ecuaciones básicas (30)

Las ecuaciones básicas, para reproducir y simular un sistema de conducción en estado permanente son básicamente las siguientes: Ecuación de Bernoulli extendida, ecuación de Darcy-Weisbach y la ecuación de Swamee & Jain.

La ecuación de Bernoulli extendida considera las pérdidas por fricción y la energía transferida al (o del) líquido por una máquina hidráulica, en términos globales expresados de la siguiente manera:

$$\left(z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} \right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} \right) = H_f - H_s$$

donde:

p/γ : Representa la presión en cada sección dividida por el peso específico del líquido, y se conoce comúnmente como carga de presión o energía potencial de presión.

$v^2/2g$: Representa la energía cinética en cada sección y se conoce comúnmente como carga de velocidad o energía cinética.

$z + p/\gamma + v^2/2g$: Representa la energía total por unidad de peso y se conoce comúnmente como energía mecánica total o energía hidráulica.

$z + p/\gamma$: Representa y se le conoce comúnmente como energía piezométrica o energía motriz.

$p/\gamma + v^2/2g$: Representa la suma de la presión estática y dinámica por unidad de peso del fluido y se conoce comúnmente como presión total.

H_f : Representa la pérdida de energía por unidad de peso entre las secciones 1 y 2, constituida a su vez por dos tipos de pérdidas, las pérdidas por fricción h_f (pérdidas primarias o mayores) y las pérdidas locales h_a (pérdidas por accesorios, secundarias o menores).

H_s : Representa la energía transferida al (o del) líquido por una máquina hidráulica.

Los términos de la ecuación anterior se originaron de las ecuaciones de Navier-Stokes donde:

p/γ : Proviene del término de fuerza de presión.

z : Proviene del término de fuerza de gravedad.

$v^2/2g$: Proviene del término convectivo de la aceleración.

El cálculo de las pérdidas de energía es la base del cálculo hidráulico de tubos a presión, sin embargo la obtención de las ecuaciones para evaluar las pérdidas no es una tarea trivial y de manera general requiere el uso de métodos experimentales. Para sistemas de conducción muy largos, las pérdidas de energía son causadas en mayor medida por esfuerzos viscosos entre las capas de fluido a ser transportado y del fluido a ser transportado, con la superficie de las paredes de la tubería. Estas pérdidas se engloban de manera promediada en el término h_f . En la práctica una de las ecuaciones más usadas para el cálculo de h_f (comúnmente llamadas pérdidas por fricción,

primarias o mayores) es la ecuación desarrollada por Darcy-Weisbach, presentada a continuación.

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{\bar{v}^2}{2g}$$

donde:

h_f : Representa las pérdidas de energía por fricción por unidad de peso.

f : Representa al factor de fricción de Darcy.

L : Representa la longitud del tramo en el cual se pierde energía por h_f .

D : Representa el diámetro de la tubería.

$\bar{v}$: Representa la velocidad media en la tubería.

La ecuación desarrollada por Darcy-Weisbach evalúa las pérdidas por fricción mediante el factor de fricción de Darcy. Factor adimensional, que permite a la ecuación de Darcy, generar valores de pérdida iguales o similares a los determinados experimentalmente. El factor de fricción está en función del Re (numero de Reynolds) y de la ε/D (rugosidad relativa), múltiples correlaciones implícitas y explícitas se han desarrollado con la finalidad de obtener el factor de fricción, destacando por su simplicidad en uso e importancia en los últimos años la ecuación explícita de Swamee-Jain, la cual es presentada a continuación y además es válida para los rangos $10^{-6} < \varepsilon/D < 10^{-2}$ y $3000 < Re < 10^8$.

$$h_f = 0.202 \frac{Q^2 L}{g D^5} \left\{ \log \left[0.27 \frac{\varepsilon}{D} + 4.62 \left(\frac{\bar{v} D}{Q} \right)^{0.9} \right] \right\}^{-2}$$

donde:

h_f : Representa las pérdidas de energía por fricción por unidad de peso.

Q : Caudal de la tubería.

D : Representa el diámetro de la tubería.

L : Representa la longitud del tramo en el cual se pierde energía por h_f .

$\bar{v}$: Representa la velocidad media en la tubería.

ε/D : Rugosidad Relativa.

g : Aceleración de la Gravedad.

Hay casos en los que se usan dos o más ductos, en los sistemas de conducción por ducto, lo cual obliga a plantear sistemas de ecuaciones. En este tipo de sistemas las ecuaciones de resistencia al flujo no son lineales, puesto que la pérdidas por fricción h_f en un tramo del ducto es proporcional al cuadrado del gasto Q^2 empleando la ecuación de Darcy-Weisbach. Es debido a esta particularidad que no es posible despejar de manera directa las incógnitas, lo cual conlleva a obtener la solución mediante uso de iteraciones sucesivas.

Para sistemas de conducción por ducto se tiene que las configuraciones más comunes son las siguientes:

1. Sistema de conducción en serie.
2. Sistemas de conducción en paralelo.
3. Sistemas de conducción combinados serie-paralelo.

En los sistemas de conducción por ductos en serie, los ductos están alineados, y poseen aunque sea una características física diferentes. Este tipo de configuración en los sistemas de conducción obedece, por lo general a la necesidad de reducir la presión del sistema, con la finalidad de incrementar la seguridad en ese tramo o con fines de reducir la presión hasta niveles aceptables de recibo en las terminales de almacenamiento.

Para este tipo de configuración de ductos, el caudal no cambia de uno a otro segmento, esto es $Q_1 = Q_2 = Q_3 \dots \dots \dots = Q_n = Q_s \therefore Q_s = \text{cte.}$ a lo largo del sistema de conducción para todo tramo $k(1 < k < T)$. En cuanto a la pérdida de energía por fricción h_f se tiene que esta equivale a la suma de las pérdidas parciales de cada segmento, esto es $h_{f_1} + h_{f_2} + h_{f_3} \dots \dots \dots + h_{f_n} = h_{f_s}$ y en general para T tramos tenemos que:

$$h_{f_s} = \sum_{i=1}^T h_{f_i}$$

Cuando se analiza la capacidad de transporte de un sistema de conducción de hidrocarburos líquidos este se realiza por lo general a sistemas ya instalados y que llevan operando un tiempo considerable, por lo que se presentan cambios en algunas de sus características físicas, tal es el caso de la rugosidad del ducto parámetro determinante a la hora del análisis de capacidad de transporte. El cambio en la rugosidad del tubo como consecuencia del deterioro por el tiempo de operación, representa por sí mismo el factor determinante a la hora de intentar replicar las condiciones actuales de operación de un sistema, ya que la carga es un valor establecido y la mayoría de las características físicas del ducto permanecen constantes o cambian muy poco. Con base en lo anterior se puede afirmar que el problema para un sistema de conducción simple o en serie se reduce a la obtención del valor del factor de fricción que proporcione el valor necesario de pérdidas por fricción para obtener las

pérdidas de cargas observadas en el sistema para un ducto simple o **n** ductos en serie.

Considerando que las pérdidas por accesorios son despreciables con respecto a las pérdidas por fricción, tomando en consideración la expresión simplificada de resistencia al flujo para la ecuación de Darcy Weisbach, tomando en consideración que la velocidad media es igual al gasto entre el área transversal de la tubería y las variables se miden en metros obtenemos las siguientes expresiones .

$$h_{f_i} = \left(0.0827 \frac{f_i L_i}{D_i}\right) Q_s^2 ; a_i = 0.0827 \frac{f_i L_i}{D_i} \therefore h_{f_i} = a_i \cdot Q_s^2$$

$$h_{f_s} = \sum_{i=1}^T h_{f_i} = \sum_{i=1}^T a_i \cdot Q_s^2 = a_s \cdot Q_s^2 \therefore Q_s = \sqrt{\frac{h_{f_s}}{a_s}}$$

Los sistemas de conducción por ducto en paralelo, son todos aquellos sistemas en los que se hace una derivación o varias derivaciones, a partir de un ducto principal, ya sea para volverse a unir al ducto principal más adelante o para llevar producto a otro destino.

Para este tipo de configuración el caudal proveniente del ducto principal se distribuye entre los **n** ductos o ramales paralelos a este para unirse mas adelante al ducto principal o para descargarse en diferentes estaciones de recibo, esto es $Q_1 + Q_2 + Q_3 \dots \dots \dots + Q_n = Q_p$ a lo largo del sistema de conducción. En cuanto a la pérdida de energía por fricción h_f de los **n** ductos esta es la misma para todas las derivaciones o ramales, esto es $h_{f_1} = h_{f_2} = h_{f_3} \dots \dots \dots = h_{f_n} \therefore h_{f_p} = cte$. Como por lo general no se conocen las pérdidas por fricción, se tiene que recurrir a la siguiente forma de la ecuación de resistencia al flujo en tubos a presión.

$$h_{f_p} = a_p Q_p^2 \quad \text{donde} \quad a_p = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{a_1}} + \frac{1}{\sqrt{a_2}} + \frac{1}{\sqrt{a_3}} \dots \dots \dots + \frac{1}{\sqrt{a_n}}\right)} = \left(\sum_{i=1}^n a_i^{-1/2}\right)^{-2}$$

$$a_i = \frac{8f_i L_i}{\pi^2 g D_i^5} \quad \text{y} \quad Q_p = \sum_{i=1}^T Q_i$$

donde:

h_f : Representa las pérdidas de energía por fricción por unidad de peso.

Q_p : Caudal del ducto en paralelo.

D_i : Representa el diámetro de los diferentes ductos en paralelo.

L_i : Representa la longitud de los diferentes ductos en paralelo, en los cuales se pierde energía por h_f .

f_i : Factor de fricción de Darcy para los diferentes ductos.

g : Aceleración de la gravedad.

Para sistemas de conducción que combinan ductos en serie y en paralelo es común la utilización del método del tubo equivalente, permitiendo remplazar una serie de arreglos generalmente complejos por un tubo equivalente hasta la obtención de un tubo singular representativo de toda la red, este tubo singular se puede manejar posteriormente como un sistema sencillo.

Como ya se había mencionado anteriormente el flujo de fluidos en tubos a presión en régimen permanente admite varias hipótesis con fines de simplificación. En régimen permanente las pérdidas de energía se expresan en términos de la pérdida de carga, ya que para un sistema de conducción con un área transversal constante, y un flujo permanente incompresible, la energía cinética es constante y la energía potencial depende únicamente de la posición.

3.3.2 Reproducción de condiciones operativas (situación presente)

La reproducción de las condiciones operativas presentes en un sistema de conducción es la etapa más importante de esta metodología. El tipo principal de sistemas de conducción que se pretende analizar mediante esta metodología, es la de sistemas de conducción que llevan operando varios años, (aunque esto no limita su aplicabilidad para otro tipo de sistemas), por lo que la problemática se centra en **determinar la rugosidad de la tubería**, parámetro afectado de manera directa por el envejecimiento del sistema de transporte.

Desde su concepción la rugosidad de la tubería constituye un valor promediado ya que este valor varía a lo largo de la tubería (29). La rugosidad también varía con el tiempo, por lo que este valor se determina de manera iterativa en función de datos de campo de la pérdida de carga del sistema en cuestión.

El procedimiento ilustrado a manera de un esquema por etapas se presenta a continuación:

Esquema 3.2. Metodología para determinar el diagrama de energía para ductos en serie bajo una situación presente de operación.

Esquema 3.3. Metodología para determinar el diagrama de energía para ductos en paralelo, bajo una situación presente de operación.

En la figura 3.1. se muestra el diagrama de energía obtenido bajo condiciones de operación presentes, obtenido mediante la aplicación de la metodología para ductos en serie. El diagrama de energía corresponde a la situación de operación presente del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.1. Diagrama de energía para una situación presente de operación para el poliducto del caso de estudio.

3.3.3 Simulación de condiciones operativas (situación futura)

El punto de partida para la simulación de las condiciones futuras, es la reproducción de las condiciones presentes en estado estacionario. Lo que queda tras realizar la simulación en estado permanente logrando reproducir las condiciones actuales de operación del ducto, es la variación de alguno de los parámetros de interés, en nuestro caso la variación del caudal, incrementando su magnitud.

Esquema 3.4. Metodología para determinar el diagrama de energía para ductos en serie bajo una situación futura de operación.

Esquema 3.5. Metodología para determinar el diagrama de energía para ductos en paralelo bajo una situación futura de operación.

En la figura 3.2. se muestra el diagrama de energía bajo condiciones de operación futura, este diagrama se obtiene mediante la aplicación de la metodología para ductos en serie. El diagrama de energía corresponde a la situación de operación futura del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.2. Diagrama de energía para una situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio.

3.4 Simulación en estado transitorio

La simulación en estado estable, como se había mencionado con anterioridad, proporciona un punto de partida acerca de cómo es que se comporta un sistema de conducción bajo condiciones normales de operación. La necesidad de simplificar la solución del sistema, nos llevó a restringir la simulación bajo una serie de suposiciones. Una de las restricciones más importantes al llevar a cabo la simulación en estado estable fue la de considerar que la velocidad, y otras propiedades del fluido transportado, no varían a lo largo de la sección transversal de la tubería, considerando que estas propiedades son cantidades promediadas, y por lo tanto constantes a lo largo de un periodo de tiempo.

Sin embargo en muchos de los sistemas de conducción la velocidad cambia en un mismo punto, como consecuencia de arranques y paros súbitos en el equipo dinámico del sistema, apertura y cierre de válvulas, la operación automática de sistemas de control entre otras causas, provocando la generación de ondas de sobrepresión a lo largo de la línea de conducción (31).

La simulación de estas ondas de sobrepresión, es crucial para el análisis de un sistema de conducción. La no consideración de estas sobrepresiones en el análisis, puede repercutir en un grave error ya que las máximas y mínimas presiones alcanzadas por un sistema de conducción se generan en el estado transitorio (31).

3.4.1 Ecuaciones básicas (31)

Ecuación de Joukowsky

La ecuación de Joukowsky es una de las ecuaciones, más conocidas en el análisis de transitorios hidráulicos:

$$\Delta H = \Delta V \frac{a}{g}$$

dónde:

ΔH : Incremento de presión en columna de líquido. [m]

a : Celeridad de onda (velocidad de la onda de presión por la tubería). [m/s]

g : Aceleración gravitacional. [m/s²]

ΔV : Cambio en la velocidad media del fluido. [m/s]

Para poder evaluar el incremento de la presión necesitamos evaluar la celeridad (a) tomando en cuenta la ecuación de compresibilidad de los líquidos y la ley de Hooke para la elasticidad de la tubería.

La ley de compresibilidad de los líquidos está representada por la siguiente ecuación:

$$\Delta p = -\beta \frac{\Delta V}{V}$$

donde:

Δp : Incremento de presión.

β : Módulo de compresibilidad.

ΔV : Cambio de Volumen de la masa líquida.

V : Volumen inicial de la masa líquida.

Para tomar en cuenta la elasticidad del tubo se toma en cuenta la ley de Hooke y se consideran las fuerzas a las cuales está sometida una sección anular, obteniendo la siguiente expresión para el incremento de la presión:

$$\Delta p = \frac{2\Delta\sigma e}{D}$$

Donde el cambio del esfuerzo de tensión está dado por:

$$\frac{\Delta F}{A} = \Delta\sigma = E \frac{\Delta(\pi D/2)}{\pi D/2} = E \frac{\Delta D}{D}$$

Además si se introduce el módulo de elasticidad tenemos que la ecuación para el cambio en la presión se puede escribir de la siguiente manera:

$$\Delta p = -\beta \left(-\frac{v}{a} + \frac{2\Delta D}{D} \right)$$

Haciendo un poco de algebra y considerando las ecuaciones anteriores se puede obtener la siguiente expresión para la celeridad:

$$a = \sqrt{\frac{\frac{\beta}{\rho}}{1 + \frac{\beta D}{E * e}}}$$

Esquema 3.6. Metodología para determinar la sobrepresión por paro súbito mediante ecuación de Joukowsky.

En la figura 3.3. se muestra la incorporación de la línea de sobrepresiones por paro súbito mediante la ecuación de Joukowski , en el diagrama de energía para el poliducto del caso de estudio, de manera que se continua con la metodología de análisis de capacidad de un ducto.

Figura 3.3. Diagrama de energía para situación presente de operación del poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por ecuación de Joukowski..

En la figura 3.4. se muestra la incorporación de la línea de sobrepresiones por paro súbito mediante la ecuación de Joukowski , en el diagrama de energía para el poliducto del caso de estudio, de manera que se continua con la metodología de análisis de capacidad de un ducto

Figura 3.4. Diagrama de energía para la situación futura de operación del poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por ecuación de Joukowski.

3.4.2 Ecuaciones para el golpe de ariete totalmente elástico

Estas ecuaciones son unidimensionales y no permanentes para el flujo de la presión, desarrolladas por (29):

$$L_1 = \frac{\partial Q}{\partial t} + gA \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{fQ|Q|}{2DA} = 0 \quad (\text{Ecuación de Momentum})$$

$$L_2 = \frac{\partial H}{\partial t} + \frac{a^2 \partial Q}{gA \partial x} = 0 \quad (\text{Ecuación de continuidad})$$

Para simular el golpe de ariete en un sistema de conducción, se deben de poder resolver estas ecuaciones, para una serie de condiciones de frontera y topología, las cuales dependerán de las características del sistema de conducción.

La solución analítica completa de estas ecuaciones no se puede llevar acabo, por lo que hoy en día se les da solución mediante métodos numéricos capaces de incluir una amplia gama de condiciones iniciales y de frontera, pudiéndose obtener soluciones bastante precisas.

Uno de los métodos más usados es el método de las características, el cual de manera resumida se basa en transformar las dos ecuaciones diferenciales parciales (EDP), en cuatro ecuaciones diferenciales ordinarias, solucionadas posteriormente numéricamente.

Las dos EDP son remplazadas, mediante la consideración de que una combinación lineal de estas ecuaciones es equivalente, proponiendo la siguiente combinación lineal (32):

$$L = L_2 + \varphi L_1$$

$$\left. \begin{aligned} L_1 &= \frac{\partial Q}{\partial t} + gA \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{fQ|Q|}{2DA} = 0 \\ L_2 &= \frac{\partial H}{\partial t} + \frac{a^2 \partial Q}{gA \partial x} = 0 \end{aligned} \right\} \left(\frac{\partial Q}{\partial t} + \varphi a^2 \frac{\partial Q}{\partial x} \right) + \varphi gA \left(\frac{\partial H}{\partial t} + \frac{1}{\varphi} \frac{\partial H}{\partial x} \right) + \frac{f}{2DA} Q|Q| = 0$$

Como $Q(x,t)$ y $H(x,t)$ son soluciones de las ecuaciones L_1 y L_2 se pueden escribir las derivadas totales como:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial x} \frac{dx}{dt}; \quad \frac{dH}{dt} = \frac{\partial H}{\partial t} + \frac{\partial H}{\partial x} \frac{dx}{dt}$$

De tal manera que el primer término de la ecuación producto de la combinación lineal se puede escribir como (dQ/dt) siempre y cuando:

$$\frac{dx}{dt} = \varphi a^2$$

De la misma forma el segundo término de la ecuación producto de la combinación lineal se puede escribir como (dH/dt) siempre y cuando:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{1}{\varphi}$$

La única manera de satisfacer las dos condiciones anteriores es que:

$$\frac{1}{\varphi} = \varphi a^2 \quad \therefore \quad \varphi^2 = \frac{1}{a^2} \quad \therefore \quad \varphi = \sqrt{\frac{1}{a^2}} \quad \therefore \quad \varphi = \mp \frac{1}{a}$$

Por lo tanto la ecuación producto de la combinación lineal queda expresada como:

$$\frac{dQ}{dt} + \frac{gA}{a} \frac{dH}{dt} + \frac{f}{2DA} Q|Q| = 0; \quad \text{si} \quad \frac{dx}{dt} = +a$$

$$\frac{dQ}{dt} - \frac{gA}{a} \frac{dH}{dt} + \frac{f}{2DA} Q|Q| = 0; \quad \text{si} \quad \frac{dx}{dt} = -a$$

En un plano $x - t$ las ecuaciones anteriores representan dos líneas rectas con pendientes $\mp(1/a)$ respectivamente, estas líneas se conocen como líneas características.

Para la región característica positiva tenemos que:

$$dQ = Q_P - Q_A$$

$$dH = H_P - H_A$$

Para la región característica negativa tenemos que:

$$dQ = Q_P - Q_B$$

$$dH = H_P - H_B$$

Substituyendo en la ecuación producto de la combinación lineal característica positiva (C^+) y en la negativa (C^-) respectivamente tenemos que:

$$C^+: (Q_P - Q_A) + \frac{gA}{a} (H_P - H_A) + \frac{f\Delta t}{2DA} Q_A|Q_A| = 0$$

$$C^-: (Q_P - Q_B) - \frac{gA}{a} (H_P - H_A) + \frac{f\Delta t}{2DA} Q_B|Q_B| = 0$$

Podemos describir estas dos ecuaciones proponiendo tres constantes:

$$C_a = \frac{gA}{a}$$

$$C_p = Q_A + \frac{gA}{a} H_A - \frac{f \Delta t}{2DA} Q_A |Q_A|$$

$$C_n = Q_B - \frac{gA}{a} H_B - \frac{f \Delta t}{2DA} Q_B |Q_B|$$

Con lo que tenemos:

$Q_P = C_P - C_a H_P$: Conocida como ecuación característica positiva.

$Q_P = C_n + C_a H_P$: Conocida como ecuación característica negativa.

Como se puede apreciar se tienen dos ecuaciones con dos incógnitas Q_P y H_P , por lo que resolviendo simultáneamente:

$$Q_P = \frac{1}{2} (C_P + C_n)$$

$$H_P = \frac{1}{2} \left(\frac{C_P - C_n}{C_a} \right)$$

De este modo podemos escribir las ecuaciones de tal manera que sea facil su implementacion en un programa de computadora de la siguiente manera:

$$\text{Para los valores en la frontera.} \quad \left\{ \begin{array}{l} C^+: Q_{P_i} = Q_{i-1} + \frac{gA}{a} H_{i-1} - \frac{f \Delta t}{2DA} Q_{i-1} |Q_{i-1}| - \frac{gA}{a} H_{P_i} \\ C^-: Q_{P_i} = Q_{i+1} - \frac{gA}{a} H_{i+1} - \frac{f \Delta t}{2DA} Q_{i+1} |Q_{i+1}| + \frac{gA}{a} H_{P_i} \end{array} \right.$$

$$\text{Para los valores interiores.} \quad \left\{ \begin{array}{l} Q_{P_i} = \frac{1}{2} \left[(Q_{i-1} + Q_{i+1}) + \frac{gA}{a} (H_{P_i} - H_{i-1}) - \frac{f \Delta t}{2DA} (Q_{i-1} |Q_{i-1}| + Q_{i+1} |Q_{i+1}|) \right] \\ H_{P_i} = \frac{1}{2} \left[\frac{a}{gA} (Q_{i-1} - Q_{i+1}) + \frac{gA}{a} (H_{P_i} - H_{i-1}) - \frac{a}{g} \frac{f \Delta t}{2DA^2} (Q_{i-1} |Q_{i-1}| - Q_{i+1} |Q_{i+1}|) \right] \end{array} \right.$$

La figura 3.5. representa la malla característica, la cual representa de manera gráfica como es que se llevan a cabo los cálculos paso a paso:

Figura 3.5. Malla Característica representado secciones internas, condiciones de frontera aguas arriba y condiciones de frontera aguas abajo.

Aunque se dispone de ecuaciones para las fronteras, debemos de considerar el desarrollo de condiciones especiales de frontera, la obtención de estas ecuaciones especiales está en función de la solución integrada de las ecuaciones para la frontera y las condiciones impuestas por la frontera misma. Puede haber muchos tipos distintos de fronteras, y la cantidad y la complejidad de las condiciones depende de cada problema en particular, las fronteras y sus condiciones aplicables para el caso de estudio son presentadas a continuación (31).

Las condiciones de frontera más relevantes para nuestro caso de estudio son una válvula en la estación de recepción aguas abajo, una estación de bombeo y otra de rebombeo aguas arriba, además de un arreglo de tubos en serie con disminución en el diámetro de la segunda tubería.

3.4.1 Válvula aguas abajo al final de la línea de conducción (31)

El caudal a través de una válvula en estado estable se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Q_0 = (C_d A_v)_0 \sqrt{2gH_0}$$

donde:

Q_0 : Caudal en estado estable.

C_d : Coeficiente de descarga.

H_0 : Carga aguas arriba de la válvula.

A_v : Área de conducción en la válvula abierta.

Si escribimos esta ecuación pero para el estado transitorio se tiene la siguiente expresión:

$$Q_P = (C_d A_v) \sqrt{2gH_P}$$

Dividiendo las dos ecuaciones la de estado transitorio y la de estado estable y elevando al cuadrado ambos lados tenemos que:

$$\left(\frac{Q_P}{Q_0}\right)^2 = \left[\frac{(C_d A_v) \sqrt{2gH_P}}{(C_d A_v)_0 \sqrt{2gH_0}}\right]^2; \text{ definiendo } \tau = \frac{(C_d A_v)}{(C_d A_v)_0}$$

De manera que:

$$Q_P^2 = \frac{(Q_0 \tau)^2}{H_0} H_P$$

Substituyendo $C^+ : H_P = (C_P - Q_P)/C_a$ en la ecuación anterior llegamos a la siguiente ecuación:

$$Q_P^2 = \frac{(Q_0 \tau)^2}{C_a \cdot H_0} \cdot C_P - \frac{(Q_0 \tau)^2}{C_a \cdot H_0} \cdot Q_P; \text{ definiendo } C_v = \frac{(Q_0 \tau)^2}{C_a \cdot H_0}$$

Reacomodando términos llegamos a la siguiente ecuación:

$$Q_P^2 + C_v Q_P - C_P C_v = 0$$

Resolviendo para Q_P y eliminando el signo negativo con el radical tenemos que:

$$Q_P = 0.5 \left(-C_v + \sqrt{C_v^2 + 4C_P C_v} \right)$$

3.4.2 Ductos en serie (31)

Se debe de especificar las variables en los diferentes tramos siempre y cuando, la frontera sea ubicada en la unión de los ductos en serie. Con la finalidad de simplificar el análisis se desprecia la diferencia en la carga de velocidad y las pérdidas en la uniones de los ductos de diferente diámetro por lo tanto tenemos que.

$$H_{P_{i,n+1}} = H_{i+1,1}$$

Además las ecuaciones características positivas y negativas para las secciones $(i, n+1)$ y $(i+1, 1)$ son:

$$Q_{P_{i,n+1}} = C_{P_{i,n+1}} - C_{a_i} H_{P_{i,n+1}}$$

$$Q_{P_{i+1,1}} = C_{n_{i+1}} - C_{a_{i+1}} H_{P_{i+1,1}}$$

La ecuación de continuidad en las uniones

$$Q_{P_{i,n+1}} = Q_{P_{i+1,1}}$$

De manera que combinando las ecuaciones anteriores tenemos que:

$$C_{P_{i,n+1}} - C_{a_i} H_{P_{i,n+1}} = C_{n_{i+1}} - C_{a_{i+1}} H_{P_{i,n+1}}; \quad H_{P_{i,n+1}} = \frac{C_{P_i} - C_{n_{i+1}}}{C_{a_i} + C_{a_{i+1}}}$$

En el caso en que no se pueda despreciar la diferencia entre las cargas de velocidades en los ductos en serie y las pérdidas en las uniones de los ductos se debe de usar la siguiente ecuación.

$$H_{P_{i,n+1}} + \frac{Q_{P_{i,n+1}}^2}{2gA_i^2} = H_{P_{i+1,1}} + (1+k) \frac{Q_{P_{i+1,1}}^2}{2gA_{i+1}^2} \quad \text{donde } k = \text{coeficiente de pérdida de carga } h_l$$

$$h_l = \frac{kQ_{P_{i+1,1}}^2}{2gA_{i+1}^2}$$

La solución simultánea de las ecuaciones es:

$$Q_{P_{i,n+1}} = \frac{b + \sqrt{b^2 - 4cd}}{2c}$$

donde

$$b = \frac{1}{C_{a_i}} + \frac{1}{C_{a_{i+1}}}$$

$$c = \frac{1}{2g} \left(\frac{1}{A_i^2} - \frac{1+k}{A_{i+1}^2} \right)$$

$$d = \frac{C_{P_i}}{C_{a_i}} + \frac{C_{n_{i+1}}}{C_{a_{i+1}}}$$

3.4.3 Bifurcación de un ducto (31)

De la ecuación de continuidad tenemos que.

$$Q_{P_{i,n+1}} = Q_{P_{i+1,1}} + Q_{P_{i+2,1}}$$

De las ecuaciones características.

$$Q_{P_{i,n+1}} = C_{P_i} - C_{a_i} H_{P_{i,n+1}}$$

$$Q_{P_{i,n+1}} = C_{n_{i+1}} - C_{a_{i+1}} H_{P_{i+1,1}}$$

$$Q_{P_{i,n+1}} = C_{n_{i+2}} - C_{a_{i+2}} H_{P_{i+2,1}}$$

Se obtiene la carga total mediante la siguiente ecuación.

$$H_{P_{i,n+1}} = \frac{C_{P_i} - C_{n_{i+1}} - C_{n_{i+2}}}{C_{a_i} - C_{a_{i+1}} - C_{a_{i+2}}}$$

3.4.4 Bomba centrífuga en el extremo aguas arriba (31)

Se considera que la relación entre la carga de la bomba con su caudal esta dada por una curva cuadrática del siguiente tipo.

$$H_P = C_7 - C_8 Q_P^2$$

Si se resuelve de manera simultánea esta ecuación con la ecuación característica negativa $Q_P = C_n + C_a H_P$ tenemos que.

$$Q_P = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4C_a C_8 (C_n + C_a C_7)}}{2C_a C_8}$$

En la figura 3.6. Se muestra la maya característica para el primer tramo del poliducto del caso de estudio, con sus condiciones de frontera.

Figura 3.6. Malla Característica para el primer tramo del ducto del caso de estudio.

En la figura 3.7. Se muestra la maya característica para el segundo tramo del poliducto del caso de estudio, con sus condiciones de frontera.

Figura 3.7. Malla Característica para el segundo tramo del ducto del caso de estudio.

En la figura 3.8. Se muestra la maya característica para el tercer tramo del poliducto del caso de estudio, con sus condiciones de frontera.

Figura 3.8. Malla Característica para el tercer tramo del ducto del caso de estudio.

Esquema 3.7. Metodología para determinar el perfil de presiones por paro súbito mediante el método de las características.

3.4.5 Envoltentes de máximas presiones (situación presente)

La aplicación del método de las características, permite que se conozcan las envolventes máximas y mínimas de presión para un sistema de conducción dado, sometido a condiciones de operación fuera de las normales de manera más rigurosa. El obtener estas envolventes de presión permite realizar un análisis más profundo de las fuerzas a las cuales es sometido un sistema de conducción, ya que como se ha venido mencionando hasta ahora ningún sistema de conducción de líquidos opera bajo condiciones de operación permanente de manera indefinida (14).

Si bien con la ecuación de Joukowsky, se obtiene un valor de la presión máxima que puede alcanzar el sistema, este valor corresponde a una tramo total del ducto. El método de las características nos permite conocer la envolvente de presiones máximas que puede alcanzar cualquier sección del ducto en cualquier tiempo.

En la figura 3.9. se muestra la incorporación de las envolventes de presión máximas y mínimas, desarrolladas mediante el método de las características, en el diagrama de energía para la situación presente de operación del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.9. Diagrama de energía para situación presente de operación para el poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por Joukowsky y envolventes máximas y mínimas de presión por el método de las características.

3.4.1 Envolventes de máximas presiones (situación futura)

En la figura 3.10. se muestra la incorporación de las envolventes de presión máximas y mínimas, desarrolladas mediante el método de las características, en el diagrama de energía para la situación futura de operación del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.10. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por Joukowski y envolventes máximas y mínimas de presión por el método de las características.

3.5 Análisis de seguridad hidráulica

El análisis hidráulico, permite conocer las presiones hidráulicas actuantes a lo largo de un ducto, permite la inclusión de disposiciones de seguridad provenientes de normas internacionales y nacionales con la finalidad de establecer las presiones máximas de operación en un ducto de manera segura, además de integrar estos elementos en un diagrama de energía, con la finalidad de dar soporte a la toma de decisiones referentes a la conducción segura de productos a través del ducto.

La NOM-027-SESH-2010, no establece de manera explícita las variables a ser evaluadas, con la finalidad de cuantificar la confiabilidad y la integridad de ductos, ya que esta norma es relativa a la Administración de la Integridad. Sin embargo en la NOM-027-SESH-2010 se hace alusión a la *POM* (Presión Máxima de Operación), variable determinante en la cuantificación de la integridad de los ductos. Determinar la *POM* resulta fundamental en el análisis de seguridad de un sistema de conducción de hidrocarburos, sobre todo para sistemas que tienen operando varios años (13).

Como ya se había mencionado con anterioridad la principal causa de fugas y derrames al cierre del cuarto trimestre del 2012 son los daños por corrosión interior; para ser más precisos la presión interna la cual ejerce un esfuerzo sobre los defectos por corrosión interna constituyendo la falla más común en ductos. La pérdida de espesor por corrosión, es la principal limitante a ser tomada en cuenta en la determinación de presiones seguras de operación y por lo tanto de la *POM*.

Es en este sentido que el análisis de la integridad de un sistema de conducción de hidrocarburos debe de integrar el análisis hidráulico con el análisis de integridad mecánica, para después ser empacado y evaluado por la normatividad vigente.

El análisis de seguridad hidráulica, permite integrar para un sistema de conducción dado, **el análisis de integridad mecánica, el análisis hidráulico y la normatividad vigente**. Dotando al operador de un ducto de una herramienta de análisis dinámica y de fácil implementación, la cual da soporte a la toma de decisiones.

3.5.1 Cálculo de presiones seguras de operación

Con la finalidad de evaluar y comprobar si la configuración de los defectos, determinados por medio de una inspección de un ducto son aceptables dentro de un margen para que el ducto continúe operando de forma segura, se utilizan normas, códigos y recomendaciones desarrolladas por organismos del sector como son el API y la ASME donde se desarrollan metodologías de análisis de defectos. El método más ampliamente usado y adoptado por la industria para determinar la resistencia remanente de un ducto con defectos de corrosión y pérdida de material está contenido en la Norma ANSI/ASME B31.G.

De manera general la norma B31.G considera cualquier región corroída como conforme para continuar en servicio, si esta región con sus defectos es capaz de pasar como conforme por una prueba hidrostática que produzca un esfuerzo entre un rango del 100%-72% con respecto al SMYS (esfuerzo de cedencia mínimo especificado para el ducto). Sin embargo la realización de pruebas hidrostáticas no constituye una solución cuando se desea evaluar la integridad de un ducto de manera rutinaria, está más bien suele utilizarse como una herramienta al momento de certificar un ducto.

En la Norma ANSI/ASME B31.G se incluyen también criterios, basados en las dimensiones del defecto, las dimensiones del ducto y en las propiedades del material con el cual está hecho el ducto, para determinar las presiones operativas seguras para las secciones corroídas de un ducto. Se incluye una metodología basada en la presión máxima permisible (presión operativa segura) que puede soportar un ducto corroído sin sufrir daño después de un periodo largo de operación.

Las bases de esta metodología se establecieron al final de los años 60's y principios de los años 70's, mediante el desarrollo de un proyecto auspiciado por la AGA (American Gas Association) denominado proyecto AGA-NG18 en el cual se desarrolló una ecuación semi-empírica de mecánica de fractura basada en una serie de experimentos, la cual permite determinar el esfuerzo remanente de un metal bajo la acción de un defecto. El criterio general aplicado a la evaluación de la corrosión en ductos ANSI/ASME B31.G (ASME, 1991) se basó inicialmente en la ecuación NG-18. Sin embargo la ecuación semi-empírica desarrollada mediante la primera serie de experimentos ha sido modificada basada en nuevos y mejores resultados obtenidos para determinar los valores de presión segura de operación en ductos con defectos provocados por la corrosión (33).

Determinar las presiones seguras de operación a lo largo de un sistema de conducción resulta fundamental, para determinar la capacidad de transporte de un ducto, ya que estas presiones seguras funcionan como las presiones máximas de operación a las cuales puede ser sometido el sistema de manera segura.

El análisis de seguridad hidráulico, permite comparar cada una de las presiones actuantes sobre el sistema de conducción, con las presiones seguras de operación, con la finalidad de determinar cuáles de los puntos a lo largo de la línea de conducción se encuentran comprometidos o fuera de los límites especificados, pudiendo así establecer medidas, correctivas, preventivas y hasta predictivas, con la finalidad de asegurar la integridad física de la línea de conducción. En el esquema 3.5. se muestra la metodología a seguir con la finalidad de obtener las presiones seguras a lo largo de un ducto, con base en la Norma ANSI/ASME B31.G, aunque también se podrían adoptar otro tipo de modelos.

Esquema 3.8. Metodología para determinar las presiones seguras de operación, con base en la norma ASME B31G .

En la figura 3.11. se muestra la incorporación de las envolventes de presión máximas y mínimas, desarrolladas mediante el método de las características, en el diagrama de energía para la situación futura de operación del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.11. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por Joukowski y envolventes máximas y mínimas de presión por el método de las características.

En la figura 3.12. se muestra la incorporación de las envolventes de presión máximas y mínimas, desarrolladas mediante el método de las características, en el diagrama de energía para la situación futura de operación del poliducto del caso de estudio.

Figura 3.12. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, con sobrepresiones por Joukowski y envolventes máximas y mínimas de presión por el método de las características.

3.5.2 Determinación de tramos vulnerables

Con la finalidad de determinar los tramos vulnerables a lo largo de un ducto el cual presenta un cierto grado de corrosión u otro tipo de defecto que afecte su integridad, se hace necesario el contar con metodologías que evalúen la integridad de la tubería. En cuanto a los criterios de decisión para determinar los tramos vulnerables, estos criterios deben de buscar reducir al máximo el conservadurismo excesivo, buscando optimizar al máximo el uso de los sistemas de manera segura.

En este sentido, la herramienta metodológica de análisis de seguridad hidráulica, permite establecer valores de aceptación, para los distintos segmentos de tubería con la finalidad de discretizar y priorizar su atención en función de la presión segura de operación y las presiones actuantes en el sistema de conducción en estado estable o estado no estable, para condiciones presentes y/o futuras. Estos valores de aceptación pueden basarse en distintos criterios desde criterios basados en análisis probabilísticos y extensos estudios de mecánica de fractura, hasta criterios basados en la experiencia operativa del sistema o del operador del ducto.

A manera de ejemplo podemos mencionar un caso hipotético en el que mediante un análisis de mecánica de fractura se determina que una sección de un ducto afectada por corrosión u otro defecto, puede soportar una carga sobre los defectos presentes de 60 kg/cm^2 , pero debido a la localización de esta sección nunca rebasara una presión de 30 kg/cm^2 incluso cuando se presente un transitorio hidráulico. Caso contrario se puede determinar que una sección de un ducto afectada por corrosión u otro defecto, puede soportar una carga sobre los defectos presentes de hasta 100 kg/cm^2 pero debido a la localización de este segmento, se determina que en ese segmento se podría ejercer una presión superior a los 100 kg/cm^2 sobre los defectos debido a un transitorio hidráulico, constituyendo por lo tanto un punto de riesgo para el sistema.

De esta manera la herramienta metodológica de análisis hidráulico, permite discretizar los tramos vulnerables y de bajo riesgo, priorizando la atención hacia segmentos críticos, permitiendo optimizar mediante criterios de decisión previamente establecidos la atención de otros segmentos que si bien presentan cierto grado de corrosión, pueden seguir operando de manera normal. La herramienta de análisis hidráulico, complementa y refuerza técnicas de análisis de riesgo, ampliamente usadas como son la técnica HAZOP y la técnica IAP.

Para la herramienta de análisis hidráulico, los criterios que definen si un tramo de un ducto es vulnerable o no y en qué grado, están basados en fundamentos de ingeniería que empatan el desempeño de un variable hidráulica con variables de carácter mecánico y normas que establecen los límites de seguridad entre las variables. En la tabla 3.1 se muestran los criterios empleado, para la determinación de tramos vulnerables y el grado de atención que se le debe de dar a estos tramos.

Diferencia entre presiones	Grado de Atención
$P_S - P_{\max} < 1 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$	Atención Inmediata
$1 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] \leq P_S - P_{\max} \leq 2 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$	Precaución
$P_S - P_{\max} > 2 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$	Operar sin Restricciones

Tabla 3.1. Criterios para determinar los tramos vulnerables a lo largo de un sistema de conducción.

Aplicando estos criterios de evaluación para el caso de estudio se obtienen las siguientes tablas las cuales muestran los tramos que requieren atención inmediata y precaución. En la tabla 3.2 y 3.3 se muestran los tramos vulnerables para la situación presente y futura de operación respectivamente, considerando en ambos casos que la presión máxima es la generada por la envolvente de presiones máximas obtenida por el método de las características.

Tramos Vulnerables Situación Presente								
#	Categoría	Posición	ASNM [m]	P ₀ [kg/cm ²]	P _{max.} [kg/cm ²]	P _S [kg/cm ²]	d/t [%]	L [mm]
1	Atención Inmediata	115+000	348.67	74.08	128.03	103.71	56%	44.22
2	Atención Inmediata	119+043	268	77.00	128.09	101.68	40%	100

Tabla 3.2. Tramos vulnerables del sistema de conducción del caso de estudio bajo condiciones de operación presente.

Tramos Vulnerables Situación Futura								
#	Categoría	Posición	ASNM [m]	P ₀ [kg/cm ²]	P _{max.} [kg/cm ²]	P _S [kg/cm ²]	d/t [%]	L [mm]
1	Atención Inmediata	115+000	348.67	74.08	107.62	103.71	56%	44.22
2	Atención Inmediata	116+000	310.25	76.14	105.54	108.33	30%	100
3	Precaución	117+000	272.15	78.18	108.30	114.75	0%	55.53
4	Atención Inmediata	118+000	260.46	78.30	109.21	114.75	0%	100
5	Atención Inmediata	119+000	264.95	77.25	108.88	114.75	0%	100
6	Atención Inmediata	119+043	268.00	77.00	108.66	101.68	40%	100

Tabla 3.3. Tramos vulnerables del sistema de conducción del caso de estudio bajo condiciones de operación futura.

En las figuras 3.13 y 3.14 se muestran los tramos vulnerables en los diagramas de energía para la situación presente y futura de operación de acuerdo a las envolventes máximas de presión obtenidas mediante la simulación rigurosa por el método de las características, tomando en consideración los criterios de evaluación entre estas presiones máximas y las presiones seguras de operación.

Figura 3.13. Diagrama de energía para situación presente de operación, con tramos vulnerables con base a la envolvente de presiones máximas obtenidas por el método de las características y los criterios de evaluación de estas presiones máximas con la presión segura.

Tras analizar las figuras 3.13 y 3.14 se debe mencionar que si solo se consideraran las presiones máximas obtenidas mediante la simplificación de Joukowski, el sistema no presentaría tramos vulnerables y el aumento en la capacidad de transporte sería viable de acuerdo con los criterios de evaluación mencionados en la tabla 3.1. Esta situación ejemplifica la importancia de realizar la simulación rigurosa por el método de las características, sobre todo cuando se tenga duda del resultado obtenido mediante la simplificación de Joukowski, dejando esta determinación al operario del sistema de conducción.

Otro aspecto importante, a mencionar es la localización de los tramos vulnerables, esta información es de suma importancia ya que nos permite saber que hay cerca de los tramos vulnerables así como las características de la tubería en esos tramos permitiéndonos saber si es que hay que hacer consideraciones especiales.

Figura 3.14. Diagrama de energía para situación futura de operación, con tramos vulnerables con base a la envolvente de presiones máximas obtenidas por el método de las características y los criterios de evaluación de estas presiones máximas con la presión segura.

La mayoría de los tramos vulnerables, para nuestro caso de estudio se encuentran dentro de un tramo que presenta una particularidad bastante especial. Con la finalidad de detener la columna de producto que llega a la terminal de recibo de Mexicali se ha montado un sistema de control de presión entre el kilómetro 109 y 119.043, aumentando así la seguridad en el recibo de los distintos productos que se manejan. El sistema está formado por dos trenes, cada tren cuenta con dos orificios de restricción y una válvula de bloqueo marca Daniel, estos orificios hacen el trabajo de válvulas reductoras de presión. Subsecuentemente la presión de llegada a Mexicali es controlada por el personal operativo de manera adecuada con la finalidad de mantener empacado el último tramo del sistema de conducción. La presión debe de permanecer entre 25-30 kg/cm₂ con la finalidad de cumplir con los siguientes objetivos:

1. Incremento de seguridad en caso de fuga.
2. Testigo ocular para actuar con prontitud si ocurriera una rotura en este tramo.
3. Mantener empacado este tramo entre el kilómetro 117 y la terminal de recepción en Mexicali evitando con esto la contaminación del producto.

Por último se cuenta con una válvula marca Daniel para cada tren de reducción de presión, si esta válvula detectara una presión mayor a la máxima permitida (35 kg/cm_2) inmediatamente a la salida de la misma esta se cerraría para evita un incremento de presión en la terminal de recepción en Mexicali.

El mantener la presión de recepción en la terminal de Mexicali por debajo de la presión máxima permitida 35 kg/cm_2 (30 kg/cm_2 presión adecuada), es fundamental para la operación del poliducto ya que de no cumplir con esta restricción se correría el riesgo de represionar la línea de conducción hasta el kilómetro 117 lo que provocaría a su vez la activación del mecanismo de cierre hermético de las válvulas marca Daniel.

De lo anterior debe observarse también que la posibilidad de cierre brusco en la reductora se justifica como escenario de simulación.

Capítulo 4

4. Reconfiguración del sistema

En este documento se plantea una metodología que permite evaluar de manera integral la operación hidráulica de un sistema de conducción de hidrocarburos líquidos, para una situación hipotética de operación futura, para ser más específicos un incremento en la capacidad de conducción, aunque no se limita a esta situación. La metodología toma en consideración las condiciones de operación en régimen permanente y transitorio, fungiendo esta como una herramienta de apoyo para la toma de decisiones por parte de los operadores de un sistema de transporte, los cuales buscan optimizar y maximizar el uso de los activos actuales al menor costo posible priorizando el aseguramiento de la integridad y confiabilidad de los mismos.

Con la finalidad de ejemplificar la metodología expuesta en este documento se plantea un caso de estudio hipotético. Las etapas metodológicas y su ubicación a lo largo de la tesis se enlistan a continuación:

Etapas	Tareas a realizar por etapa
1	Recopilar y sistematizar la información proveniente de una base de datos del ducto, el cual almacena información de diseño del ducto, protección catódica y corrosión, inspección interior con equipo instrumentado, pruebas hidrostáticas, reparaciones y rehabilitaciones, vulnerabilidad de zonas pobladas y ambientales etc.
2	Con base en la información obtenida se obtiene el perfil altimétrico de la línea, como se muestra en la figura 2.1. de este documento.
3	Reproducir las condiciones presentes de operación en estado estable, aplicando la metodología desarrollada en los esquemas 3.2. y 3.3. para obtener el diagrama de energía del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.1.
4	Simular las condiciones futuras de operación en estado estable, aplicando la metodología desarrollada en los esquemas 3.4. y 3.5. para obtener el diagrama de energía del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.2.
5	Simular las condiciones presentes de operación en estado no estable, aplicando la metodología desarrollada en el esquema 3.6 para obtener el diagrama de energía del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.3. pagina xxx.
6	Simular las condiciones futuras de operación en estado no estable, aplicando la metodología desarrollada en el esquema 3.6. para obtener el diagrama de energía del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.4.
7	Simular de manera rigurosa mediante el método de las características las condiciones presentes de operación en estado no

	estable, aplicando la metodología desarrollada en el esquema 3.7. para obtener el diagrama de energía del sistema del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.5.
8	Simular de manera rigurosa mediante el método de las características las condiciones futuras de operación en estado no estable, aplicando la metodología desarrollada esquema 3.7 para obtener el diagrama de energía del sistema del sistema de transporte del caso de estudio figura 3.6.
9	Se obtiene las presiones seguras de operación para el sistema de conducción con base en la Norma ANSI/ASME B31.G, mediante la metodología desarrollada en el esquema 3.8. para obtener los diagramas de energía del sistema de transporte del caso de estudio situación presente y futura figura 3.11 y figura 3.12.
10	Se comparan las presiones seguras y las presiones actuantes a lo largo del sistema de conducción mediante un criterio de vulnerabilidad tabla 3.1, el cual establece valores relativos de comparación para jerarquizar tramos vulnerables a lo largo del sistema de conducción, como lo demuestran para el caso de estudio las tablas 3.2 y 3.3.
11	Con base en los resultados obtenidos en la etapa anterior, se determina si el cambio en las condiciones de operaciones es viable, o se requiere medidas de reconfiguración del sistema, para poder operar con las nuevas condiciones de operación de manera segura.
12	Garantizando la operación segura del sistema de conducción se determina si la capacidad de bombeo instalada puede cumplir con los requerimientos de las nuevas condiciones de operación. En caso de que la capacidad de bombeo no sea adecuada para las nuevas condiciones de operación, se reconfigurara el sistema de bombeo con la finalidad de cumplir con las nuevas condiciones de operación.

Tabla 4.1. Etapas de la herramienta metodológica de análisis hidráulico, con sus respectivas tareas por etapa .

Cuando se establecen nuevas condiciones de operación para un sistema de conducción, los responsables del sistema deben prever acciones encaminadas a reducir los riesgos derivados de esta nueva política. Con la finalidad de ejemplificar esta situación analizaremos lo obtenido mediante la metodología de análisis hidráulico para el caso de estudio.

Analizando la figura 3.13 se puede afirmar que, bajo condiciones de operación presentes y de acuerdo al criterio de vulnerabilidad seleccionado el sistema de conducción presenta dos tramos vulnerables, además estos tramos requieren de atención inmediata ya que comprometen la integridad y la confiabilidad de las operaciones del sistema de conducción. La causa de estas inconformidades en el sistema se debe al grado de corrosión galvánica que presentan estos tramos.

Analizando la figura 3.14, se puede afirmar que bajo condiciones de operación futuras y de acuerdo al criterio de vulnerabilidad seleccionado el sistema de conducción presenta seis tramos vulnerables, de estos seis tramos cinco requieren atención inmediata, y el otro es catalogado como de precaución por lo que debe de ser atendido a la brevedad. Nuevamente, la causa de lo anterior se debe al grado de corrosión galvánica que presentan estos tramos. Además de lo anterior, los niveles de presión en varios de estos tramos se aproximan de manera considerable a la línea que representa la presión interna de diseño del sistema, lo cual podría comprometer la integridad y la confiabilidad en las operaciones del sistema de conducción.

Mediante el análisis anterior se hace notar que si se incrementara la capacidad de conducción del sistema, se incrementaría también el número de tramos vulnerables. Más aun si este incremento de capacidad se llevara a cabo, la envolvente de presiones máximas calculadas por medio del método de las características estaría muy próxima a la envolvente que representa la presión interna de diseño, con la posibilidad de poner en riesgo la integridad y confiabilidad del sistema de conducción.

Las acciones encaminadas a revertir esta situación son las siguientes:

1. Acciones encaminadas a amortiguar el efecto de operar el sistema de conducción en estado no estable (sistemas de protección contra golpe de ariete).
2. Acciones encaminadas a corregir los defectos críticos encontrados en el sistema de conducción (rehabilitación del sistema).
3. Acciones encaminadas a reconfigurar el sistema con la finalidad de que el sistema de conducción opere de manera segura y confiable bajo la condición de operación presente y futura (rediseño del sistema).

En este sentido la herramienta metodológica de análisis hidráulico puede ayudar en la toma de decisiones por parte de los operarios del sistema de transporte, permitiendo la simulación de uno o más escenarios, que incluyan diferentes acciones encaminadas a garantizar la integridad y la confiabilidad de las instalaciones permitiendo comparar los diferentes escenarios con la finalidad de obtener el escenario más óptimo.

4.1 Viabilidad de la reconfiguración

La viabilidad de reconfigurar un sistema de conducción está en función de las características físicas del sistema y de variables económicas que pesarán a la hora de seleccionar una de las soluciones propuestas. Para poder ejemplificar este proceso analizaremos con más detalle las zonas vulnerables del caso de estudio. En la figura 4.1 se muestra un acercamiento a las zonas vulnerables para la condición presente de operación.

Figura 4.1. Acercamiento a las zonas vulnerables para la situación presente de operación del caso de estudio.

La figura 4.1. se obtuvo mediante la aplicación de la herramienta metodológica de análisis hidráulico y representa un acercamiento de los tramos vulnerables de la figura 3.13. Con base en el criterio de vulnerabilidad seleccionado y las presiones seguras de operación obtenidas mediante la aplicación de la Norma ANSI/ASME B31.G se determinaron dos tramos vulnerables a lo largo del sistema de conducción para la situación presente.

La primera acción a ser considerada por ser la situación económicamente más rentable es la de amortiguar el efecto de operar el sistema de conducción bajo condiciones de estado no estable, la forma más sencilla para amortiguar el efecto de operar en tal condición se logra mediante el uso de válvulas de seguridad, las cuales permiten reducir la sobrepresión por efecto del transitorio hidráulico. La eficiencia del dispositivo encargado de atenuar el efecto del transitorio hidráulico (válvula de alivio) se considerada para esta parte del estudio del 80%. Antes de esta sección de la tesis, se había considerado que la eficiencia al relevo para el sistema era del 0%, en otras palabras el sistema no contaba con ninguna válvula de seguridad, esto en parte obedece la lógica de considerar el caso más desfavorable, para después observar que impacto tiene algunas de las acciones más comunes encaminadas a mitigar la vulnerabilidad de un sistema de conducción.

Si se tomara en cuenta una eficiencia al relevo del 80% para las válvulas de seguridad, y se evaluara la vulnerabilidad del sistema con base a los criterios

de evaluación de la tabla 3.1. obtendríamos nuevamente un recuento de los tramos vulnerables identificados debidamente en la tabla 4.2.

Tramos Vulnerables Situación Presente								
#	Categoría	Posición	ASNM [m]	P_o [kg/cm ²]	$P_{max.}$ [kg/cm ²]	P_s [kg/cm ²]	d/t [%]	L [mm]
1	Precaución	119+043	268	77.00	119.28	101.68	40%	100.00

Tabla 4.2. Tramos vulnerables del sistema de conducción del caso de estudio bajo condiciones de operación presente considerando eficiencia al relevo del 80%.

Figura 4.2. Diagrama de energía para situación presente de operación, tomando en cuenta una eficiencia al relevo del 80% para las válvulas de seguridad.

De acuerdo con la tabla 4.2. tras considerar la eficiencia al relevo del 80% todavía se tiene un punto vulnerable sobre el sistema de conducción; comparando los tramos vulnerables de la tabla 4.2 con los tramos vulnerables presentados en la tabla 3.2 se pudo afirmar que mediante la inclusión de válvulas de seguridad se revertiría la vulnerabilidad del segmento 115+00 y se logra disminuir el grado de atención en el kilómetro 119+043 pasando a un estado de precaución en su operación. La figura 4.2. muestra el diagrama de energía del sistema tomando en consideración el efecto amortiguador de válvulas de seguridad con una eficiencia al relevo del 80%. La inclusión de válvulas de seguridad con la finalidad de amortiguar el efecto de operar en condiciones no estables es una de las medidas más recomendables.

La segunda acción a ser considerada es la reparación o sustitución de estos tramos, esta acción representa por sí misma una tarea compleja, puesto que involucra la toma de múltiples decisiones involucrando diversos factores como la ubicación y la accesibilidad al tramo vulnerable, la disponibilidad de materiales para su sustitución, interrupción no aceptable del sistema de conducción, potencial de daño en caso de una catástrofe, etc. Todo lo anterior sustentado en un estudio de evaluación de riesgo, un estudio técnico-económico y de costo-beneficio que garantice la seguridad de la instalación durante su vida útil o remanente. Si la interrupción del sistema de conducción es aceptable se optará siempre por la realización de una reparación definitiva, en caso de no ser así se deberá de realizar una reparación provisional o una permanente, cabe mencionar además que si se optara por un reparación provisional se deberá de tomar en cuenta la programación de una reparación definitiva o permanente en el menor tiempo posible según la norma de referencia NRF-030-PEMEX-2009 (34). La figura 4.3. representa el diagrama de energía considerando la reparación de los tramos vulnerables presentados en la tabla 3.2.

Figura 4.3. Diagrama de energía para situación presente de operación, tomando en consideración la reparación de los tramos comprometidos para la situación de operación presente.

La reparación de los dos tramos vulnerables revertiría la situación de vulnerabilidad que presenta el sistema de conducción bajo la condición presente de operación, sin embargo como lo demuestra la tabla 3.3 en la condición futura de operación el número de tramos vulnerables aumenta,

situación que requiere nuestra atención. En la figura 4.5 se muestra un acercamiento a las zonas vulnerables para la condición futura de operación, esta figura se obtuvo mediante la aplicación de la herramienta metodológica de análisis hidráulico y representa un acercamiento de los tramos vulnerables de la figura 3.14.

Figura 4.4. Acercamiento a las zonas vulnerables para la situación futura de operación del caso de estudio.

Nuevamente la primera acción a ser considerada es la de amortiguar el efecto de operar el sistema de conducción bajo condiciones de estado no estable mediante el uso de válvulas de seguridad con una eficiencia al relevo del 80%. Tomando en cuenta lo anterior, y evaluando la vulnerabilidad del sistema con base a los criterios de evaluación de la tabla 3.1. obtenemos la tabla 4.3.

De acuerdo con la tabla 4.3. se obtiene solo un tramo vulnerable sobre la línea de conducción, este tramo es el mismo tramo vulnerable que se obtuvo para la operación presente del sistema de conducción, con el mismo grado de atención tabla 4.2. Más aun si se compara la tabla 4.3. con la tabla 3.3. se puede afirmar que la vulnerabilidad de la mayoría de los tramos se ve revertida mediante la inclusión de las válvulas de seguridad.

Tramos Vulnerables Situación Presente								
#	Categoría	Posición	ASNM [m]	P ₀ [kg/cm ²]	P _{max.} [kg/cm ²]	P _s [kg/cm ²]	d/t [%]	L [mm]
1	Precaución	119+043	268.00	114.75	133.02	101.68	40%	100.00

Tabla 4.3. Tramos vulnerables del sistema de conducción del caso de estudio bajo la condición de operación futura considerando eficiencia al relevo del 80%.

Figura 4.5. Diagrama de energía para situación futura de operación, tomando en cuenta una eficiencia al relevo del 80% para las válvulas de seguridad.

De nuevo la segunda acción ser considerada es la de reparar los tramos vulnerables del sistema de conducción bajo la condición de operación futura, si fuera este el caso obtendríamos la figura 4.6 la cual representa el diagrama de energía del sistema de conducción bajo la condición futura de operación, tras haber hecho las reparaciones pertinentes a los tramos vulnerables. La reparación de los tramos vulnerables tuvo un impacto positivo, sin embargo se observa tramos vulnerables incluso después de la reparación de los tramos, aplicando nuevamente el criterio de evaluación para el sistema en condición futura, tabla 4.4. la cual presentan los tramos vulnerables del sistema de conducción si se llevaran a cabo la reparación de los tramos vulnerable del sistema.

Tramos Vulnerables Situación Futura								
#	Categoría	Posición	ASNM [m]	P_o [kg/cm ²]	$P_{max.}$ [kg/cm ²]	P_s [kg/cm ²]	d/t [%]	L [mm]
1	Precaución	117+000	272.15	1350.50	132.96	114.75	0%	55.53
2	Atención Inmediata	118+000	260.46	1340.50	132.96	114.75	0%	100.00
3	Atención Inmediata	119+000	264.95	1330.50	133.02	114.75	0%	100.00
4	Precaución	119+043	268.00	1330.07	133.02	114.75	0%	100.00

Tabla 4.4. Tramos vulnerables del sistema de conducción del caso de estudio bajo condiciones de operación futura, tras haber realizado la reparación de los tramos vulnerables.

La vulnerabilidad de los tramos presentados en la tabla 4.4 se debe a la configuración del sistema ya que los tramos con defectos fueron reparados y se considera a estos segmentos como nuevos, por lo que la presión segura es equivalente a la presión interna de diseño para tubo nuevo, lo anterior se ejemplifica de manera gráfica en la figura 4.6 la cual representa el diagrama de energía del sistema del caso de estudio para la situación futura de operación considerando la reparación de los tramos vulnerables.

Figura 4.6. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, considerando la reparación de los tramos vulnerables.

Hasta este punto las acciones encaminadas a revertir la vulnerabilidad del sistema de conducción del caso de estudio para la condición futura de operación, no logran revertir la vulnerabilidad del sistema en su totalidad. La siguiente etapa consiste en combinar la primera y segunda acción. En caso de que esta medida no logre revertir la vulnerabilidad del sistema, se tendrá que considerar la viabilidad de reconfiguración del sistema.

La figura 4.7 ejemplifica de manera gráfica el efecto de combinar la acción de amortiguar el efecto de operar bajo condiciones no estables, con la de reparar los tramos vulnerables para la situación de operación presente.

Figura 4.7. Diagrama de energía para situación presente de operación para el poliducto del caso de estudio, considerando la reparación de los tramos vulnerables.

Parara la situación presente de operación bastaba con reparar los tramos vulnerables, sin embrago el considerar el efecto combinado de las válvulas de seguridad con el efecto de reparar los tramos vulnerables se incrementa el rango de seguridad del sistema de conducción para el caso de estudio, además de que esta situación se asemeja más a la situación real de operación de un sistema de transporte.

De manera análoga la figura 4.8 ejemplifica de manera gráfica el efecto de combinar la acción de amortiguar el efecto de operar bajo condiciones no estables, con la de reparar los tramos vulnerables para la situación de operación futura.

Figura 4.8. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, considerando la reparación de los tramos vulnerables.

Analizando de manera breve la figura 4.8 se puede afirmar que el efecto combinado de considerar el efecto de las válvulas de seguridad con el efecto de reparar los tramos vulnerables, revertiría la vulnerabilidad del sistema. Por si sola esta última medida haría viable el incremento de capacidad del sistema de forma segura para nuestro caso de estudio, en dado caso de que esta medida tampoco hubiera sido suficiente para revertir la vulnerabilidad del sistema o se tuvieran que considerar otras alternativas se tendría que considera la viabilidad de reconfigurar el sistema de conducción.

Algunas de las acciones encaminadas a reconfigurar un sistema de conducción son las siguientes:

1. Nuevas especificaciones de tubería.
 - a) Cambio en las especificaciones de la tubería.
 - b) Cambio de configuración del sistema pasando de una configuración en serie a una en paralelo.
2. Nuevas especificaciones de equipo dinámico.

4.2 Nuevas especificaciones de tubería

Las tuberías poseen medidas estandarizadas, esto es tanto su diámetro exterior como el espesor de la pared se establecen con base en normas internacionales. En este sentido PEMEX cuenta con la norma de referencia NRF-030-PEMEX-2009(diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos), la cual busca mejorar de manera continua las condiciones de operación y de seguridad de las instalaciones, incorporando experiencias de construcción y operación obtenidas a lo largo de los años.

La mayoría de las tuberías utilizadas en la industria petrolera son fabricadas en materiales de acero al carbón y sus aleaciones y de materiales de acero inoxidable, pudiéndose clasificar con base a la función que desempeñan de la siguiente manera (35):

1. Tuberías de línea o conducción de acero al carbono para conducción de fluidos.
2. Tuberías de línea o conducción de acero de alta aleación para procesos.
3. Tuberías de línea o conducción de acero al carbono para procesos.
4. Tuberías de línea de acero de media y de baja aleación para procesos.
5. Tubería de hierro fundido.
6. Tuberías para servicios generales.
7. Tuberías de producción para pozos petroleros.
8. Tuberías de revestimiento para pozos petroleros.
9. Tuberías para calderas, supercalentadores e intercambiadores (incluyendo enfriadores y condensadores) en aceros al carbono y aleados.
10. Tuberías para hornos de acero al carbono y aleados para hornos.

Es común que las tuberías de línea o conducción de acero al carbón para la conducción de fluidos, se basen en la norma API 5L la cual designa tamaños nominales y números de cedula a las tuberías con la finalidad de estandarizar su uso, facilitando la selección de las tuberías para las distintas tareas a realizar (35).

El diámetro nominal y el espesor o número de cedula de una tubería están relacionados de manera directa con la presión de operación y con la tensión permitida sobre el material de la tubería, en otras palabras estas dimensiones son determinantes a la hora de conocer cuanta presión interna es que la tubería puede soportar.

La norma API 5L establece dos niveles de especificación de producto PSL1 y PSL2 (product specification level) por sus siglas en inglés, para sustancias químicas peligrosas con uno o más grados de riesgo de 2 o mayor de acuerdo con la NOM-018-STPS-2000 o contaminante al medio, deben ser PSL 2. Los

Tubos PSL 1 sólo se pueden especificar para sustancias con grados de riesgo menor o igual de 1 o sustancias no derivadas de hidrocarburo. Además de lo anterior la norma específica once grados de resistencia para el material de los tubos denominados de la siguiente manera: A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 Y X80 (36).

La norma API 5L puede generar múltiples variedades en función de las diversas características de construcción de las tuberías, la tabla 4.5 presenta las características y el número de variedades que genera cada una.

Características		Variedades
Elementos dimensionales y extremos	Diámetro	39
	Espesores	606
	Extremos (Acabados planos, biselados, roscados y especiales)	4
	Longitud (20 ft, 40 ft, 50 ft, 60 ft, y 80 ft)	5
Procesos de fabricación		9
Propiedades físico químicas	Grados (A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 Y X80)	11
	Nivel de especificación del producto (PSL 1, PSL 2)	2
Por prueba hidrostática (estándar o alterna)		2
Sistema de recubrimiento (sin recubrir, recubrimiento temporal)		2
Total		680

Tabla 4.5. Numero de variedades por característica (35).

De la tabla 4.5 las dos características de interés son el diámetro y más aún los espesores, además cabe mencionar que conocemos el diámetro de la tubería y el espesor del tubo nuevo por lo que se requiere de un metodología a seguir para poder determinar el nuevo espesor de la tubería, con la finalidad de revertir la vulnerabilidad de los tramos comprometidos por las nuevas condiciones de operación del sistema de conducción.

En el esquema 4.1 se presenta la metodología para determinar las nuevas especificaciones de diseño para tuberías ya instaladas, y que de un modo u otro no se puede garantizar su operación de manera segura bajo las nuevas condiciones de operación, con base en el análisis propuesto en este documento.

Esquema 4.1. Metodología para determinar las nuevas especificaciones de diseño en una tubería instalada, para un sistema de conducción bajo nuevas condiciones de operación.

La metodología presentada en el esquema 4.1 constituye una de las posibles soluciones a ser aplicadas con la finalidad de revertir la vulnerabilidad de un sistema dado. Esta solución puede ser contrastada con otro tipo de soluciones o bien puede complementarse con las otras soluciones, para revertir la vulnerabilidad del sistema.

De acuerdo a la metodología planteada en el esquema 4.1, con las especificaciones actuales de la tubería, nos dirigimos a una base de datos o a tablas en donde se especifiquen las medidas estándar para las tuberías, buscando el valor inmediato superior para el espesor de la tubería. A manera de ejemplo en la tabla 4.6 y 4.7 se presenta un extracto de los valores estándar de acuerdo a la norma API 5L, para nuestro caso de estudio.

Tamaño					Peso			Presión Hidrostática				
Diámetro Exterior		Espesor			lb ft		kg m	kg ft	API 5LX			
Nominal	in	mm	No. Ced	in	mm				X42	X46	X52	X56
10	10 ³ / ₄	273.0	20	0.156	3.96	17.65	26.29	8.01	1040	1130	1280	1380
				0.188	4.78	21.21	31.59	9.63	1250	1370	1550	1660
				0.203	5.16	22.87	34.06	10.38	1350	1480	1670	1800
				0.219	5.56	24.63	36.69	11.18	1450	1590	1800	1940
				0.250	6.35	28.04	41.77	12.73	1660	1820	2060	2210
				0.279	7.09	31.20	46.47	14.16	1850	2030	2290	2470
				0.307	7.80	34.24	51.00	15.54	2040	2230	2520	2720
				0.344	8.74	38.23	56.94	17.36	2280	2500	2830	3000
				0.365	9.27	40.46	60.29	18.38	2420	2660	3000	3000
				0.438	11.13	48.24	71.85	21.90	2910	3000	3000	3000
				0.500	12.70	54.74	81.54	24.85	3000	3000	3000	3000
				0.562	14.27	61.15	91.08	27.76	3000	3000	3000	3000
				0.594	15.09	64.43	95.97	29.25	-----	-----	-----	-----
				0.625	15.88	67.58	100.66	30.68	3000	3000	3000	3000
				0.719	18.26	77.03	114.74	34.97	3000	3000	3000	3000
				0.812	20.62	86.18	128.37	39.13	-----	-----	-----	-----
				0.844	21.44	89.29	133.00	40.54	-----	-----	-----	-----
				140	25.40	104.13	155.10	47.28	-----	-----	-----	-----

Tabla 4.6. Dimensiones estándar de tubería de 10 de diámetro externo nominal bajo la especificación API 5L (37).

Presión Hidrostática												
Tamaño				Peso			API 5LX					
Diámetro Exterior		Espesor		lb ft		kg m	kg ft					
Nominal	in	mm	No. Ced	in	mm			X42	X46	X52	X56	
8	8 ⁵ / ₈	219.1	20 30 40(Std)	0.125	3.18	11.35	16.91	5.15	910	1000	1130	1220
				0.156	3.96	14.11	21.02	6.41	1140	1250	1410	1520
				0.188	4.78	16.94	25.23	7.69	1370	1500	1700	1830
				0.203	5.16	18.26	27.20	8.29	1480	1620	1840	2000
				0.219	5.56	19.66	29.28	8.93	1600	1750	1980	2130
				0.250	6.35	22.36	33.31	10.15	1830	2000	2260	2430
				0.277	7.04	24.70	36.79	11.21	2020	2220	2510	2700
				0.312	7.92	27.70	41.26	12.58	2280	2500	2820	3000
				0.322	8.18	28.55	42.53	12.96	2350	2580	2910	3000
				0.344	8.74	30.42	45.31	13.81	2510	2750	3000	3000
			0.375	9.52	33.04	49.21	15.00	2740	3000	3000	3000	
			0.406	10.31	35.64	53.09	16.18	-----	-----	-----	-----	
			0.438	11.13	38.30	57.05	17.39	3000	3000	3000	3000	
			0.500	12.70	43.39	64.63	19.70	3000	3000	3000	3000	
			0.562	14.27	48.40	72.09	21.97	3000	3000	3000	3000	
			0.594	15.09	50.95	75.89	23.13	-----	-----	-----	-----	
			0.625	15.88	53.40	79.54	24.24	3000	3000	3000	3000	
			0.719	18.26	60.71	90.43	27.56	3000	3000	3000	3000	
			0.812	10.62	67.76	100.93	30.76	-----	-----	-----	-----	
			0.875	22.22	72.42	107.87	32.88	-----	-----	-----	-----	
			0.906	23.01	74.69	111.25	33.91	-----	-----	-----	-----	

Tabla 4.7. Dimensiones estándar de tubería de 8 de diámetro externo nominal bajo la especificación API 5L (37).

Los valores resaltados en negro representan los valores actuales para el caso de estudio de acuerdo al valor del diámetro externo de las tuberías, los valores resaltados en gris son los valores inmediatos superiores. De acuerdo a la figura 4.6 los datos de espesor inmediatamente superior de interés para nuestro caso de estudio y más aún para los tramos vulnerables, corresponde a los valores resaltados en gris en la tabla 4.7.

La figura 4.9 representa el diagrama de energía obtenido mediante la aplicación de la metodología propuesta en el esquema 4.1 para el caso de estudio.

Figura 4.9. Diagrama de energía para situación futura de operación para el poliducto del caso de estudio, considerando la reparación de los tramos vulnerables y el cambio de espesor.

El cambio en el espesor revierte la vulnerabilidad de los tramos presentados en la tabla 4.4, considerando el caso más crítico en el que no se consideran dispositivos que mitiguen el efecto de operar en estado no estable. Si se considerara además del cambio de espesor, el efecto de los dispositivos encargados de atenuar el efecto de operar en condiciones no estables, es de esperar que se revertiría la vulnerabilidad del sistema con un mayor margen de seguridad.

Otra de las acciones comunes encaminadas a reducir los niveles de presión en un tramo vulnerable consiste en la adición de un ramal en paralelo (bypass). Esta solución es la más costosa de las presentadas en este documento y consiste en distribuir el gasto de la línea principal en dos o más tuberías,

ampliando la capacidad, reduciendo la resistencia al flujo y por ende la carga de operación. Para nuestro caso de estudio esta solución no será considerada.

4.3 Nuevas especificaciones de equipo dinámico

La instalación de equipo de bombeo en los sistemas de conducción de hidrocarburos obedece a la necesidad de suministrar la suficiente cantidad de energía para transportar los productos de un punto a otro del sistema con un caudal determinado. La cantidad de carga necesaria está en función de, al menos, tres parámetros característicos y únicos para cada sistema de conducción (38):

1. Pérdida de carga por fricción.
2. Carga por elevación en el perfil de la línea.
3. Los requerimientos o limitaciones en la carga a la descarga de la estación de bombeo, así como la terminal de recibo.

Con base en los valores de los tres parámetros anteriores se establecen en la etapa de diseño del sistema las especificaciones del equipo de bombeo encargado de compensar las pérdidas y cumplir con la carga de entrega requerida en la terminal de recepción. El equipo de bombeo mayormente usado en la actualidad para el transporte de hidrocarburos por medio de tuberías son las bombas centrífugas, esto en parte por la flexibilidad que brindan estos equipos en cuanto a la variación del caudal, bajos costos de mantenimiento y de operación, características que hacen que estos equipos sean los más preferidos para conducir líquidos por tuberías a través de largas distancias (39).

Las bombas centrífugas están diseñadas para generar una cierta cantidad de carga en función de un caudal determinado, por lo que una de las características más importantes de estos equipos dinámicos es la curva característica que representa la relación entre estas dos variables y que es especificada por los fabricantes en función del tamaño y tipo de bomba. La curva característica representa de manera gráfica la relación entre la carga total y capacidad de la bomba a una velocidad de giro constante, pudiéndose determinar otros parámetros de interés, como la eficiencia, potencia al freno entre otros (39).

Las especificaciones de una bomba centrífuga depende de las características físicas del impulsor encargado de transferir energía al fluido transportado y de la magnitud de la velocidad a la cual pueden girar este. Cuando se realiza un cambio en las condiciones de operación de un sistema de conducción, se hace necesaria la evaluación del equipo dinámico de la línea, con la finalidad de determinar si este equipo es capaz de cumplir con los nuevos requerimientos del sistema de manera adecuada, o para determinar la viabilidad de reconfigurar el equipo dinámico (tipo, velocidad de giro, etc.) o del equipo de

bombeo (tipo de bomba, tipo de arreglo, características físicas del impulsor, etc.) para el cumplimiento de las nuevas especificaciones (40).

Con la finalidad de evaluar el rendimiento de una bomba centrífuga bajo diferentes condiciones de operación, es común utilizar las leyes de afinidad presentadas en la tabla 4.8. Estas leyes permiten predecir el comportamiento de una bomba centrífuga a diferentes condiciones de operación, también se acostumbra el uso de éstas para determinar el nuevo diámetro requerido del impulsor para las nuevas condiciones de operación o evaluar el comportamiento de la bomba centrífuga bajo diferentes velocidades de giro (39).

Cambio de Diámetro	Cambio de Velocidad	Cambio de Diámetro y Velocidad
$Q_2 = Q_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \right)$	$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)$	$Q_2 = Q_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \cdot \frac{N_2}{N_1} \right)$
$H_2 = H_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^2$	$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2$	$H_2 = H_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \cdot \frac{N_2}{N_1} \right)^2$
$bhp_2 = bhp_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^3$	$bhp_2 = bhp_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3$	$bhp_2 = bhp_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \cdot \frac{N_2}{N_1} \right)^3$

Tabla 4.8. Ecuaciones para recalcular y evaluar el rendimiento de bombas centrífugas, con cambio en el diámetro o velocidad de giro de los alabes (39).

donde

Q_1 : Caudal inicial

Q_2 : Nuevo caudal

H_1 : Carga inicial

H_2 : Nueva carga

D_1 : Diámetro inicial

D_2 : Nuevo diámetro

bhp_1 : Potencia al freno inicial

bhp_2 : Nueva potencia al freno

Las leyes de afinidad nos permiten trasladar un punto a lo largo de la curva característica de la bomba centrífuga, sin embargo estas no definen la operación de la bomba centrífuga en el sistema. Para poder determinar la operación actual de la bomba centrífuga se debe de graficar una nueva curva característica con las leyes de afinidad, e implementar esta nueva curva

característica en la curva característica del sistema. Es importante mencionar, que las leyes de afinidad para el cambio de diámetro del impulsor aplican solo para cambios pequeños de diámetro ya que de otra manera se compromete la exactitud de los resultados obtenidos. Para el cambio de velocidad del impulsor sin embargo las leyes de afinidad arrojan valores bastante precisos para una amplia gama de valores de velocidad (40).

Los sistema de transporte de hidrocarburos por lo general no transportan solamente un producto, por lo general este tipo de sistemas de transporte manejan una variedad de productos con características diferentes, situación que obliga a la utilización de bombas centrífugas que poseen la capacidad de variar la velocidad del impulsor para poder cumplir con las diferentes condiciones de operación impuestas, o a utilizar varias bombas en el sistema, con diferentes arreglos en serie o paralelo o una combinación de ambos todo esto fundamentado en cuestiones económicas y de funcionamiento óptimo (14).

Con la finalidad de evaluar las nuevas especificaciones del equipo dinámico, se presenta en el esquema 4.2 una metodología que permite predecir y evaluar el comportamiento de una bomba centrífuga o un arreglo de estas mediante las leyes de afinidad, con la finalidad de evaluar las nuevas especificaciones de equipo dinámico necesarias para poder cumplir con las nuevas condiciones de operación impuestas a un sistema de conducción dado.

Esquema 4.2. Metodología para verificar y determinar las especificaciones del equipo dinámico de un sistema de conducción para la situación presente y futura de operación respectivamente.

Mediante la aplicación de la metodología del esquema 4.2 obtenemos las figuras , 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13, estas figuras representan el producto final tras evaluar el equipo dinámico tanto para la condición actual de operación, como para la situación futura de operación para nuestro caso de estudio. La figura 5.1 representa la curva ajustada para la estación de bombeo de la terminal de envío bajo la situación presente de operación.

Figura 4.10. Curva ajustada para la estación 1 de bombeo para la situación presente de operación.

La figura 4.10 muestra la velocidad a la que debería de girar el impulsor de la bomba de la estación de bombeo de la terminal de envío de productos para la condición presente de operación, además de mostrar la curva característica de la bomba para esta velocidad de giro en el impulsor.

La figura 4.11 representa la curva ajustada para la estación de rebombeo de la terminal de envío bajo la situación presente de operación.

Figura 4.11. Curva ajustada para la estación 2 de rebombeo para la situación presente de operación

La figura 4.11 muestra la velocidad a la que debería de girar el impulsor de la bomba de la estación de rebombeo para la condición presente de operación, además de mostrar la curva característica de la bomba para esta velocidad de giro en el impulsor.

La figura 4.12 representa la curva ajustada para la estación de bombeo de la terminal de envío bajo la situación futura de operación.

Figura 4.12. Curva ajustada para la estación 1 de bombeo para la situación futura de operación.

La figura 5.3 muestra la velocidad a la que debería de girar el impulsor de la bomba de la estación de bombeo de la terminal de envío de productos para la condición futura de operación, además de mostrar la curva característica de la bomba para esta velocidad de giro en el impulsor.

La figura 4.13 representa la curva ajustada para la estación de rebombeo de la terminal de envío bajo la situación futura de operación.

Figura 4.13. Curva ajustada para la estación 2 de rebombeo para la situación futura de operación.

La aplicación de esta metodología permite verificar las especificaciones del equipo dinámico instalado bajo la condición presente de operación, también permite saber las nuevas especificaciones del equipo dinámico necesarias para las nuevas condiciones de operación. Con base en los resultados obtenidos mediante el análisis obtenido tras implementar la metodología propuesta, es posible determinar si es conveniente el rediseño o el cambio de especificaciones del equipo dinámico en la línea de conducción, permitiendo aprovechar el dinamismo operativo de los equipos instalados en los sistemas de conducción.

Capítulo 5

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 De la calibración del sistema

La reproducción de la condición presente de operación en una línea de conducción de hidrocarburos líquidos, con respecto a los datos de campo resulta ser el punto de partida y una de las etapas más importantes en la metodología propuesta en este documento.

El parámetro a ser comparado, con la finalidad de reproducir la condición de operación presente de un sistema de conducción, es el de la pérdida total de carga entre dos puntos del sistema en el que se conocen las presiones operativas para un caudal determinado. La pérdida total es resultado de dos fenómenos físicos: las pérdidas de carga por fricción entre las propias partículas fluidas y la tubería y las pérdidas de carga localizadas en puntos específicos del sistema y que son consecuencia de los cambios de dirección y la presencia de accesorios.

Para sistemas constituidos por varios kilómetros de distancia (como lo son los sistemas de transporte de hidrocarburos), la pérdida de carga está mayormente constituida por pérdidas por fricción mientras que las locales usualmente no superan el 20% de las pérdidas por fricción. Las pérdidas por fricción están en función a su vez del número de Reynolds y de la rugosidad del material del que está hecha la tubería. Para tubo nuevo la rugosidad relativa es conocida por lo general, y el cálculo de las pérdidas por fricción se puede obtener de forma directa, sin embargo para sistemas que tiene operando una cierta cantidad de tiempo este valor se ve modificado debido a varios aspectos, dentro de los cuales destaca la corrosión interna, defecto que afecta a los tubos fabricados con material ferroso, provocando un aumento en la rugosidad de la tubería al pasar un cierto periodo de tiempo.

El parámetro de calibración para un sistema de conducción de hidrocarburos líquidos es el cambio en la rugosidad interna de la línea, el cual depende entre otros factores del tiempo de operación, del material de la tubería, y de la agresividad química del hidrocarburo a ser transportado. Todos estos factores considerados en su conjunto, permiten obtener (calibrar) un valor para la rugosidad mediante un proceso iterativo, el cual finaliza cuando el valor analítico y el valor de campo para la pérdida de carga son iguales o parecidos dentro de un margen de error previamente establecido.

Como primera aproximación se recomienda la utilización de alguna ecuación que considere valores de rugosidad tomando en cuenta el envejecimiento de la tubería, como la ecuación de Genijew. En caso de no contar con alguno de los

parámetros se puede proponer como una primera aproximación el valor para tubo nuevo.

5.2 De los escenarios de simulación

Al igual que muchos sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, el sistema de transporte del caso de estudio, transporta tres tipos de productos en una sola fase como consecuencia de las presiones manejadas por el sistema, con distintas propiedades, por lo que se toma un valor promedio de estas propiedades con fines de simulación.

La metodología de simulación considera cuatro modelos de simulación:

1. Simulación en régimen permanente situación presente de operación.
2. Simulación en régimen permanente situación futura de operación.
3. Simulación en régimen no permanente situación presente de operación.
4. Simulación en régimen no permanente situación futura de operación.

Se consideró de primera mano el escenario más crítico para los cuatro modelos de simulación, el cual considera la ausencia de sistemas de relevo en el sistema de conducción para el caso de estudio (eficiencia al relevo del 0%).

Con base en los resultados de las simulaciones de los cuatro modelos bajo la condición más crítica de operación y los criterios de vulnerabilidad especificados, se determina que los modelos de simulación 3 y 4 presentan vulnerabilidad en por lo menos un segmento de línea de conducción.

Con la finalidad de revertir esta situación de vulnerabilidad se toman en cuenta varios escenarios de simulación en los que se consideran algunas de las medidas más usadas con fines de mitigación de vulnerabilidad y su impacto en los modelos de simulación 3 y 4.

Algunas de las medidas más utilizadas con fines de mitigación de vulnerabilidad son las siguientes:

1. Amortiguar el efecto de operar el sistema de conducción bajo condiciones de estado no estable, mediante el uso de sistemas de relevo por alta presión (válvulas de seguridad) con una eficiencia del 80% al relevo.
2. Reparar o sustituir tramos vulnerables.
3. Combinar las medidas 1 y 2.

4. Reconfigurar el sistema de conducción.

En el esquema 5.1 se ejemplifica el procedimiento a seguir con la finalidad de evaluar y revertir la vulnerabilidad del sistema de conducción del caso de estudio de ser necesario.

Esquema 5.1. Procedimiento para evaluar y revertir la vulnerabilidad del sistema de conducción del caso de estudio.

Aplicando el procedimiento propuesto en el esquema 5.1 se determinó que los modelos de simulación presentaron vulnerabilidad en los estados no permanentes, tanto para la situación presente como futura. Tras implementar las medidas de mitigación de vulnerabilidad en los modelos de simulación para los estados no permanentes, se determinó que para la situación presente el cambio en la vulnerabilidad del sistema se da al reparar y cambiar los tramos dañados por defectos de corrosión galvánica. Para la situación futura sin embargo se tiene que la vulnerabilidad del sistema se ve revertida hasta combinar los efectos de incluir los sistemas de relevo de alta presión y el de reparación de reparar y cambiar los tramos dañados por defectos de corrosión galvánica. Aunado a este análisis se incluyó el efecto de las otras medidas con la finalidad de comparar su eficiencia para revertir el estado de vulnerabilidad del sistema del caso de estudio.

Se recomienda el planteamiento de más escenarios de simulación más complejos los cuales se aproximen más a las condiciones de operación del sistema real, como los son el paro de una estación de rebombeo con las otras estaciones trabajando, cierres accidentales por parte de las válvulas de control de recepción, fallo en alguno de los sistemas de relevo, con los otros sistemas operando de manera correcta, etc.

5.3 De la dinámica de la integridad mecánica

Se consideran solamente los defectos por corrosión, por ser los principales causantes de fallas en conjunto con la presión actuante sobre estos, además de ser el defecto más estudiado.

Se selecciona el modelo contenido en la norma ANSI/ASME B31G, con la finalidad de determinar el esfuerzo remanente de las tuberías corroídas, por su simplicidad y su extensa validación experimental, atributos que hacen de este método el más ampliamente utilizado y adoptado por la industria.

Se contrasta el esfuerzo remanente obtenido mediante la aplicación de la norma ANSI/ASME B31G, con las presiones actuantes a lo largo de la línea de conducción, permitiendo discretizar y jerarquizar la atención de los tramos vulnerables.

La jerarquización de atención de los tramos vulnerables se segmenta en tres grupos:

Atención inmediata: Los tramos incluidos en esta clasificación requieren ser atendidos de manera apremiante, puesto que corren un elevado riesgo de ruptura o fuga, en un tiempo muy corto de tiempo.

Precaución: Los tramos incluidos en esta clasificación, poseen defectos que en conjunto con las presiones actuantes sobre estos, pueden evolucionar de tal manera que produzcan que el sistema falle en un periodo de tiempo menor al siguiente periodo de evaluación de la integridad.

Operar sin restricciones: Los tramos incluidos en esta clasificación, poseen defectos que en conjunto con las presiones actuantes sobre estos, pueden evolucionar hasta un punto crítico sin que se produzca un fallo en el sistema hasta el siguiente periodo de evaluación de la integridad.

La aplicación de esta metodología no se limita solamente a los defectos ocasionados por corrosión, el análisis y comparación del esfuerzo remanente de la tubería, con los esfuerzos hidráulicos actuantes sobre la línea de conducción, también pueden ser aplicados a otro tipo de defectos tales como los presentados en la tabla 5.1.

DEFECTO	CONTROL	ORIGEN	EFEECTO
Traslapes y marcas de rolado en placa	Presión	Defecto de fabrica	Reducción de la resistencia
Corrosión uniforme y erosión	Presión	Fluido corrosivo y arrastre de sedimento	Reducción de la resistencia, ruptura
Reducción localizada de espesor, interna o externa por corrosión	Presión	Defectos en recubrimientos, mala protección catódica o fluido corrosivo	Fugas y reducción de la resistencia, ruptura
Entalla longitudinal	Presión	Fuerzas externas	Agrietamiento, falla
Laminaciones simples y ampollas	Presión	Agrietamiento inducido por hidrogeno	Fugas y disminución de la resistencia
Abolladuras, pliegues y deformaciones	Presión	Fuerzas externas	Disminución de la resistencia, agrietamientos y corrosión localizada
Bandas de inclusiones internas	Presión	Fabricación del acero	Disminución de la resistencia
Grietas circunferenciales	Flexión y pandeo	Enfriamiento rápido SCC, fatiga.	Fuga, reducción de resistencia, ruptura.
Grietas longitudinales	Presión	Enfriamiento rápido SCC, fatiga.	Fuga, reducción de resistencia, ruptura.
Socavación, fusión incompleta y falta de penetración en soldadura de campo	Presión y flexión	Mala aplicación de soldadura	Reducción de la resistencia
Desalineamientos	Flexión y presión	Construcción	Disminución de la resistencia
Endurecimientos localizados	Presión	Enfriamiento rápido y segregación	Agrietamiento en servicio
Incrustaciones en la placa durante el rolado	Presión	Defecto de fabrica	Reducción de la resistencia, ruptura.

Tabla 5.1. Principales defectos en ductos, control, origen y efecto en la tubería (41).

En estos casos, el cálculo de los niveles de presión segura de operación obedecerán a los criterios y normas correspondientes.

La herramienta de análisis hidráulico, constituye una herramienta flexible, puesto que puede adaptarse a la disponibilidad de datos y a las exigencias de los operadores y normas aplicables, permitiendo la realización de todo tipo de análisis desde los más complejos en los que se vincula información proveniente de sistemas de alta tecnología, hasta los más sencillos y rutinarios.

Se recomienda el uso de esta herramienta metodológica en conjunto con los sistemas de alta tecnología geográficos, de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), de administración de riesgos, etc.

5.4 De la viabilidad

La viabilidad de cambio en las condiciones de operación por incremento de capacidad fue basada en simulaciones de estado permanente y transitorio para la condición presente y futura considerando primeramente el escenario más crítico en el que no hay o no operan sistemas de relevo. Con base en los resultados obtenidos en esta primera etapa se plantearon varios escenarios de simulación con la finalidad de revertir las vulnerabilidades del sistema, en dado caso que de presentarse éstas.

Cabe la pena hacer notar que los resultados de simulación para cada escenario son complementarios y son la vía para encontrar la respuesta a la pregunta que dio origen a esta tesis: ¿es factible o no el incremento de capacidad de transporte? Si la respuesta a esta incógnita se limita a la simulación del estado permanente la respuesta es "Sí". En cambio, si se este resultado se combina con escenarios de simulación en estado transitorio, la factibilidad del incremento de la capacidad de transporte requiere de un profundo y complejo análisis de las condiciones operativas incluyendo las de su equipo dinámico y de bombeo. Lo anterior se debe a que las simulaciones en estado transitorio permiten encontrar vulnerabilidades en el sistema que no son obvias o inclusive visibles en la simulación del estado permanente.

La atención a estas vulnerabilidades sugiere medidas de mitigación denominadas medidas de reconfiguración del sistema. La selección de una medida o de una combinación de medidas de reconfiguración requiere de la aplicación reiterada de la metodología descrita en esta tesis hasta encontrar la solución óptima.

Para nuestro caso de estudio, por ejemplo, se evaluó la posibilidad de mitigar las vulnerabilidades del sistema por instalación de equipo de relevo, la administración de integridad, el cambio de especificación del tubo y la combinación de las medidas anteriores. Esta última posibilidad resultó ser la más adecuada para lograr el objetivo propuesto.

En conclusión, se determinó que para el caso de estudio, el incremento de capacidad es factible aplicando algunas medidas de reconfiguración.

Debe mencionarse que con un caso de estudio no es factible desarrollar en un documento de tesis, de manera exhaustiva, toda la combinación de posibilidades que podrían presentarse en la reconfiguración de un sistema real. De hecho, cada sistema tiene particularidades que lo hacen un caso único e irrepetible. Sin embargo, como se mencionó a lo largo de la tesis, la metodología desarrollada es de carácter general y puede adaptarse y extenderse con el fin de aplicarse a otros casos. Por supuesto, a los aspectos técnicos habrán de sumarse otras variables igualmente relevantes que no fueron abordados con profundidad en este documento: variables de tipo económico, otras veces de tipo logístico, cuestiones demográficas y geográficas entre otras.

5.5 Generales

Los métodos desarrollados a lo largo de esta tesis se ilustran a través de un caso de estudio. Si bien, el sistema de transporte descrito y analizado en la tesis se inspira en un sistema existente en el país, las condiciones operativas, de integridad mecánica, ubicaciones geográficas, productos transportados, instalaciones superficiales y en general todas las variables del sistema podrían diferir de la realidad.

Lo anterior es fundamental en términos de dar relevancia a los métodos y las técnicas en un contexto académico que sin embargo, aterrice de manera práctica la resolución de los problemas de la industria petrolera en particular de nuestro país.

La metodología presentada en este documento, no pretende remplazar ninguna de las normas vigentes. Tampoco exime al operario de alguna responsabilidad en cuanto el dominio de las normas aplicables.

Este documento presenta una compilación de técnicas desarrolladas por investigadores de la Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco que, combinadas con otras, podrían constituirse en una herramienta de apoyo para la toma de decisiones por parte del personal responsable de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ducto.

6. Referencias

1. **Secretaría de Energía.** *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027.* Secretaría de Energía. México : s.n., 2013. Prospectivo.
2. —. *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.* México : s.n., 2013.
3. **PEMEX.** *Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017.* México : s.n., 2012.
4. —. *Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.* México : s.n., 2013.
5. **Secretaría de Gobernación.** Diario Oficial de la Federación. [En línea] 13 de Diciembre de 2013. [Citado el: 16 de Febrero de 2014.] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5326587&fecha=13/12/2013.
6. **Gobierno de la Republica.** *Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.* México : s.n., 2013.
7. **PEMEX Refinación.** *Infraestructura de Plantas de Proceso, Sistemas de Ductos y Terminales de Almacenamiento y Reparto.* México : s.n., 2006.
8. **Secretaría de Hacienda y Crédito Público.** *Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2014 Programas y Proyectos de Inversión.* México : s.n., 2014.
9. **PEMEX.** Memoria de labores. [En línea] 22 de 08 de 2014. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/memorias_labores.aspx#.VC1Vbmd5NzU.
10. *HISTORIA DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTO EN MÉXICO.* Lagos, Ing. **Francisco Fernández.** 55, México : Revista de la Franquicia Pemex, 2004.
11. **Velázquez, Jorge Luis González.** IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS EN MÉXICO. México : s.n., 2013.
12. **J. Phillip Ellenberger, P.E.** *Piping Systems & Pipeline ASME B31 CODE SIMPLIFIED.* United States of America : McGRAW-HILL, 2005.
13. **Secretaría de Energía.** *NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.* s.l. : Secretaría de Energía, Gobierno Federal, 2010.
14. **Soto, G and Guaycochea, D.** *Cálculo de presiones seguras de operación en oleoductos y poliductos.* México, D.F. : UAM-A, Informe técnico de circulación restringida, 2007.
15. **PEMEX.** *Proyectos de Inversión en PEMEX Refinación.* 2012.
16. **Secretaría de Hacienda y Crédito Público.** *Presupuesto de egresos de la federación programas y proyectos de inversión.* 2014.

17. **Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).** *Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Playas de Rosarito, Tijuana, Tecate, Mexicali Baja California.* 2009.
18. **INEGI.** Instituto Nacional de Estadística y Geografía. [En línea] 2014. [Citado el: 10 de Junio de 2013.] <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/statisticsexplorer/2/index.html#story=0>.
19. —. *Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Playas de Rosarito, Baja California.* Mexico : s.n., 2009.
20. —. *Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Tijuana, Baja California.* 2009.
21. —. *Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Mexicali, Baja California.* 2009.
22. —. *Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Tecate, Baja California.* 2009.
23. **UNAM.** Servicio Sismológico Nacional. [En línea] 2011. http://www2.ssn.unam.mx:8080/website/jsp/region_sismica_mx.jsp.
24. **EL FENÓMENO DE LICUACIÓN EN EL EVENTO SÍSMICO DE ABRIL 4 DEL 2010 EN EL VALLE DE MEXICALI, B. C. Arreguín Cortés Felipe I., Chávez Guillén Rubén y Soto Navarro Pedro R.** México : s.n., 2012.
25. **PEMEX Refinación.** "MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS KMS. 119+043 Y 139+082, CAMAS ANÓDICAS KMS. 1+467, 23+680, 36+340, 60+140 Y 119+043 DEL POLIDUCTO ROSARITO – MEXICALI, Y CAMA ANÓDICA KM. 28+030 DEL POLIDUCTO ROSARITO-ENSENADA". 2005.
26. **IMP.** *MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD PARTICULAR, LIBRAMIENTO DE LA PRESA ABELARDO L.RODRÍGUEZ DE 10-8" ROSARITO-MEXICALI.* 2003.
27. **Corporacion Internacional Tecnoconsult, S.A. de C.V.** *Rehabilitacion del poliducto de 8"- 6" de diametro "Añil-Cuernavaca".* 1994.
28. **PEMEX.** Petróleos Mexicanos. [En línea] Petróleos Mexicanos, 01 de Octubre de 2013. http://www.pemex.com/productos/gasolinas_refinados/Paginas/default.aspx#.VCOIdJR5NzV.
29. **Streeter, Victor L., Wylie, E.Benjamin y Bedford, Keith W.** *Mecánica de Fluidos* . Colombia : McGraw-Hill, 1999. 0-07-062537-9.
30. **Soto, Cortes G. y Guacochea, Guglielmin D.** Curso Taller de hidráulica aplicada al transporte de hidrocarburos líquidos por ducto. México : Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco, 2007. Vol. dos.
31. —. Curso Taller de hidráulica aplicada al transporte de hidrocarburos líquidos por ducto. México : Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco, 2007. Vol. cinco.

32. **Chaudhry, H.M.** *Applied Hydraulic Transients*. New York : Van Nostrand Reinhold, 1988.
33. *Assessment of Corroded Pipelines: Past, Present and Future*. **O.H., Bjornoy y M.J., Marley**. Oslo : The International Society of Offshore and Polar Engineers, 2001, Vol. II. 1-880653-53-2.
34. **PEMEX**. *DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMEINTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCION DE HIDROCARBUROS*. México : s.n., 2011.
35. **Joel A, Ferrer C**. *ESTANDARIZACIÓN DE TUBERÍAS DE LÍNEA Y DE PROCESOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL*. Caracas : Universidad Central de Venezuela, 2003.
36. **PEMEX**. *NRF-001-PEMEX-2013 TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS*. México : s.n., 2013.
37. **American Petroleum Institute**. *Specification for Line Pipe*. s.l. : API Publishing Services, 2007.
38. **E.Shashi.Menon**. *Liquid Pipeline Hidraulics*. NEW YORK • BASEL : MARCEL DEKKER, INC., 2004.
39. **McAllister, E.W.** *Pipeline Rules of Thumb* . s.l. : Butterworth–Heinemann, 2002.
40. **Soto, Cortes G. y Guacochea, Guglielmin D**. Curso Taller de hidráulica aplicada al transporte de hidrocabruros líquidos por ducto. México : Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco, 2007. Vol. 4.
41. **Grupo de Análisis de Integridad de Ductos**. Curso de integridad mecánica. 2003.
42. **Larock, Bruce E., Jeppson, Roland.W. y Watters, Gary Z**. *Hydraulics of Pipeline systems*. Boca Raton : CRC Press, 2000.
43. *Foro de Debate sobre la Reforma Energética del Senado de la Republica*. **Nieto Garza, Mario**. Mexico D.F. : s.n., 2008.
44. **Bentley**. Bentley | 2D & 3D Engineering Design CAD Software Solutions. [En línea] 2013. [Citado el: 20 de Marzo de 2013.] <http://www.bentley.com/es-MX/Products/Structural+Analysis+and+Design/>.
45. **Gobierno Federal**. Secretaría de Energía. *Sistema de Información Energética*. [En línea] Gobierno Federal, Enero de 2013. [Citado el: 06 de Marzo de 2013.] <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>.
46. **Petróleos Mexicanos**. *Informe de Responsabilidad Social*. Mexico D.F. : PEMEX, 2011.
47. **The American Society of Mechanical Engineers**. *ASME B31G, Manual for determing the remaining strength of corroded pipelines*. New York : ASME, 1991.

48. **Guaycochea, D and Soto, G.** *Dimensionamiento de válvulas de alivio*. México, D.F. : UAM-A, Informe técnico de distribución restringida, 2008.
49. **Petróleos Mexicanos.** *Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Tercer Trimestre de 2012*. México : s.n., 2012. págs. 35,36,37.
50. —. *tercer informe trimestral 2012 Artículo 71 (párrafo primero) Ley de Petróleos Mexicanos*. México : s.n., 2013.
51. **Mexicanos, Petróleos.** Petróleos Mexicanos. [En línea] Petróleos Mexicanos, 12 de Noviembre de 2003. [Citado el: 09 de Junio de 2013.] Centro de Convenciones Puebla, Salón "El Alto". Puebla, Pue. Hora de Publicacion:20:42. Sala de Prensa, discurso del Director General de Petroleos Mexicanos. Séptimo Congreso y Exposicion Internacional de Ductos.
52. **Parfomak, Paul W.** *Keeping America's Pipelines Safe and Secure: Key Issues for Congress*. s.l. : Congressional Research Service, 2013. 7-5700 .
53. **PETRÓLEOS MEXICANOS.** Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos. *Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos*. México, D.F. : s.n., 2011. NRF-030-PEMEX-2009.
54. **PEMEX.** *Memoria de Labores 2012*. México : s.n., 2012.

Anexo 1

Teorema de transporte de Reynolds

Para poder deducir las ecuaciones básicas, de un sistema de transporte es necesario relacionar el sistema de transporte con el concepto de volumen de control. El teorema de transporte de Reynolds es el encargado de relacionar las ecuaciones que se aplican a un sistema con las ecuaciones que aplican a un volumen de control.

Ahora bien para poder deducir este teorema se considera un volumen de control fijo con respecto a los ejes xyz y coincidente con el sistema en el tiempo t . Se considera además que en el tiempo $t + dt$ el sistema se desplaza un poco como se muestra en la figura A1.1.

Figura A1.1 Volumen de control arbitrario y su desplazamiento del tiempo t al tiempo $t + dt$.

Se propone N como la cantidad total de una de las propiedades del fluido, dentro de sistema en un tiempo t y a $\eta = dN/dm$ como la cantidad de esta propiedad por unidad de masa en una pequeña porción del fluido. Por lo tanto

la cantidad total de N en el volumen de control está dada por la siguiente ecuación:

$$N_{VC} = \int_{VC} \eta \, dm = \int_{VC} \eta \rho \, dV$$

Haya tres cambios de N en el volumen de control:

Un cambio en el volumen de control dado por: $\frac{d}{dt} \left(\int_{VC} \eta \rho \, dV \right)$

Salida de N del volumen de control: $\int_{SC} \eta \rho \, u \cos \theta \, dA_{sal}$

Entrada de N al volumen de control: $\int_{SC} \eta \rho \, u \cos \theta \, dA_{ent}$

El cambio instantáneo de N en el sistema, esto es en el límite cuando $dt \rightarrow 0$, esta expresada mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt}(N_{sist}) = \frac{d}{dt} \left(\int_{VC} \eta \rho \, dV \right) + \int_{SC} \eta \rho \, u \cos \theta \, dA_{sal} - \int_{SC} \eta \rho \, u \cos \theta \, dA_{ent}$$

El teorema del transporte de Reynolds para un volumen de control fijo, está representado por la ecuación anterior, la cual permite escribir las ecuaciones básicas de transporte en forma de volumen de control, cambiando N por masa, momento, momento angular, y energía.

La manera compacta de escribir la ecuación del transporte de Reynolds es la siguiente:

$$\frac{d}{dt}(N_{sist}) = \frac{d}{dt} \left(\int_{VC} \eta \rho \, dV \right) + \int_{SC} \eta \rho \, (\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}) \, dA$$

Es deseable que la integral de superficie sea una integral de volumen, lo cual es posible realizar mediante el teorema de la divergencia.

$$\int_{VC} \nabla \cdot \mathbf{B} \, dV = \int_{VC} \mathbf{B} \cdot \mathbf{n} \, dV$$

Que en su forma no vectorial establece que:

$$\int_{VC} \left(\frac{\partial B_x}{\partial x} + \frac{\partial B_y}{\partial y} + \frac{\partial B_z}{\partial z} \right) dV = \int_{SC} (B_x \cos \alpha_x + B_y \cos \alpha_y + B_z \cos \alpha_z) dA$$

Utilizando este teorema en la formulación de volumen de control tenemos que:

$$\frac{d}{dt}(N_{\text{sist}}) = \int_{\text{VC}} \left[\frac{\partial}{\partial t}(\rho\eta) + \nabla \cdot (\rho\eta\mathbf{v}) \right] dV$$

Si se define N como:

$$N_{\text{sist}} = \int_{\text{VC}} n dV$$

Tenemos la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt}(N_{\text{sist}}) = \frac{d}{dt} \int_{\text{VC}} n dV = \int_{\text{VC}} \left[\frac{\partial}{\partial t}(\rho\eta) + \nabla \cdot (\rho\eta\mathbf{v}) \right] dV$$

Reduciendo el volumen de control a un tamaño infinitesimal nos queda la siguiente ecuación conocida como el teorema diferencial de transporte de Reynolds:

$$\frac{dn}{dt} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\eta) + \nabla \cdot (\rho\eta\mathbf{v})$$

Ecuación de continuidad

La conservación de la masa dictamina que la tasa temporal de cambio total de la masa por unidad de volumen debe de ser igual a cero; por lo tanto $dn/dt = 0$, además $\eta = m/m = 1$ por lo que la ecuación del teorema diferencial de transporte de Reynolds se simplifica para dar:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\mathbf{v}) = 0;$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} = 0;$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + u \frac{\partial \rho}{\partial x} + v \frac{\partial \rho}{\partial y} + w \frac{\partial \rho}{\partial z} + \rho \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) = 0$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla)\rho + \rho(\nabla \cdot \mathbf{v}) = 0$$

Ecuación de momentum

Partiendo nuevamente de la ecuación del teorema diferencial de transporte de Reynolds tenemos que $\eta = m\mathbf{v}/m$, además $dn/dt = \mathbf{f}$ por lo tanto la ecuación es la siguiente:

$$\mathbf{f} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\mathbf{v}) + \nabla \cdot (\rho\mathbf{v}\mathbf{v})$$

Para poder simplificar la ecuación anterior debemos de usar dos identidades tensoriales es como consecuencia de que $\mathbf{v}\mathbf{v}$ es un tensor formado por $\mathbf{v}$:

$$\nabla \cdot (\mathbf{A}\mathbf{B}) = (\nabla \cdot \mathbf{A})\mathbf{B} + (\mathbf{A} \cdot \nabla)\mathbf{B}$$

$$\nabla \cdot (f\vec{T}) = \nabla f \cdot \vec{T} + f\nabla \cdot \vec{T}$$

Usando la segunda identidad en el segundo término de la ecuación para el teorema diferencial de transporte de Reynolds tenemos:

$$\nabla \cdot (\rho\mathbf{v}\mathbf{v}) = (\nabla\rho \cdot \mathbf{v})\mathbf{v} + \rho\nabla \cdot (\mathbf{v}\mathbf{v})$$

Además el segundo término de la derecha se puede desarrollar de la siguiente forma:

$$\rho\nabla \cdot (\mathbf{v}\mathbf{v}) = \rho(\nabla \cdot \mathbf{v})\mathbf{v} + \rho(\mathbf{v} \cdot \nabla)\mathbf{v}$$

Agrupando términos en la ecuación original tenemos lo siguiente:

$$\mathbf{f} = \frac{\partial\rho}{\partial t}\mathbf{v} + \rho\frac{\partial\mathbf{v}}{\partial t} + (\nabla\rho \cdot \mathbf{v})\mathbf{v} + \rho(\nabla \cdot \mathbf{v})\mathbf{v} + \rho(\mathbf{v} \cdot \nabla)\mathbf{v}$$

$$\mathbf{f} = \mathbf{v} \left[\frac{\partial\rho}{\partial t} + \nabla\rho \cdot \mathbf{v} + \rho(\nabla \cdot \mathbf{v}) \right] + \rho \left[\frac{\partial\mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla)\mathbf{v} \right]$$

$$\mathbf{f} = \mathbf{v} \underbrace{\left[\frac{\partial\rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\mathbf{v}) \right]}_{\text{Ec. Continuidad}} + \rho \underbrace{\left[\frac{\partial\mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla)\mathbf{v} \right]}_{\mathbf{a}}$$

La ecuación a la cual se llegó con anterioridad representa la forma euleriana de la segunda ley de Newton por unidad de volumen. Desarrollando esta ecuación en sus respectivos componentes tenemos:

$$f_x = \rho \left[\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right]$$

$$f_y = \rho \left[\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right]$$

$$f_z = \rho \left[\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right]$$

Fuerza

El vector fuerza se divide en fuerza superficial producida por el contacto directo de las partículas del fluido, comúnmente denominado esfuerzo cortante y la fuerza de cuerpo generada por el campo gravitacional, ambas por unidad de volumen.

$$\mathbf{f} = \mathbf{f}_s + \mathbf{f}_g$$

La suma de los esfuerzos viscosos τ_{ij} y la presión hidrostática constituyen el esfuerzo cortante σ_{ij} .

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} -p + \tau_{xx} & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & -p + \tau_{yy} & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & -p + \tau_{zz} \end{bmatrix}$$

Figura A1.2 Fuerzas superficiales actuantes sobre un elemento diferencial de fluido en la dirección x .

La fuerza superficial neta en la dirección x de volumen de control infinitesimal esta dada por la siguiente ecuación:

$$\cancel{\sigma_{xx} dydz} + \left(\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} dx \right) dydz - \cancel{\sigma_{xx} dydz} + \cancel{\sigma_{yx} dx dz} + \left(\frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial y} dy \right) dx dz - \cancel{\sigma_{yx} dx dz} + \cancel{\sigma_{zx} dx dy} + \left(\frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial z} dz \right) dx dy - \cancel{\sigma_{zx} dx dy} = dF_{x,super}$$

Figura A1.3 Fuerzas superficiales actuantes sobre un elemento diferencial de fluido en la dirección y .

La fuerza superficial neta en la dirección y de volumen de control infinitesimal esta dada por la siguiente ecuación:

$$\cancel{\sigma_{xy} dydz} + \left(\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} dx \right) dydz - \cancel{\sigma_{xy} dydz} + \cancel{\sigma_{yy} dx dz} + \left(\frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} dy \right) dx dz - \cancel{\sigma_{yy} dx dz} + \cancel{\sigma_{zy} dx dy} + \left(\frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial z} dz \right) dx dy - \cancel{\sigma_{zy} dx dy} = dF_{y,super}$$

Figura A1.4 Fuerzas superficiales actuantes sobre un elemento diferencial de fluido en la dirección z .

La fuerza superficial neta en la dirección z de volumen de control infinitesimal esta dada por la siguiente ecuación:

$$\cancel{\sigma_{xz} dydz} + \left(\frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} dx \right) dydz - \cancel{\sigma_{xz} dydz} + \sigma_{yz} dxdz + \left(\frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} dy \right) dxdz - \cancel{\sigma_{yz} dxdz} + \cancel{\sigma_{zz} dxdy} + \left(\frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} dz \right) dxdy - \cancel{\sigma_{zz} dxdy} = dF_{z,super}$$

Agrupando las fuerzas superficiales tenemos:

$$dF_{x,super} = \left[\frac{\partial}{\partial x} (\sigma_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y} (\sigma_{yx}) + \frac{\partial}{\partial z} (\sigma_{zx}) \right] dxdydz$$

$$dF_{y,super} = \left[\frac{\partial}{\partial x} (\sigma_{xy}) + \frac{\partial}{\partial y} (\sigma_{yy}) + \frac{\partial}{\partial z} (\sigma_{zy}) \right] dxdydz$$

$$dF_{z,\text{super}} = \left[\frac{\partial}{\partial x}(\sigma_{xz}) + \frac{\partial}{\partial y}(\sigma_{yz}) + \frac{\partial}{\partial z}(\sigma_{zz}) \right] dx dy dz$$

Tomando los valores de la matriz para los esfuerzos cortantes tenemos que:

$$\frac{dF_x}{dV} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y}(\tau_{yx}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zx}); \quad \text{donde} \quad dV = dx dy dz$$

$$\frac{dF_y}{dV} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xy}) + \frac{\partial}{\partial x}(\tau_{yy}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zy}); \quad \text{donde} \quad dV = dx dy dz$$

$$\frac{dF_z}{dV} = -\frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xz}) + \frac{\partial}{\partial y}(\tau_{yz}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zz}); \quad \text{donde} \quad dV = dx dy dz$$

En notación vectorial podemos escribir esta serie de ecuaciones de la siguiente manera:

$$\left(\frac{dF_x}{dV} \right)_{\text{super}} = -\nabla p + \left(\frac{dF_x}{dV} \right)_{\text{e.visc}}$$

donde

$$\begin{aligned} \left(\frac{dF_x}{dV} \right)_{\text{e.visc}} = & \mathbf{i} \left(\frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y}(\tau_{yx}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zx}) \right) \\ & + \mathbf{j} \left(\frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xy}) + \frac{\partial}{\partial x}(\tau_{yy}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zy}) \right) \\ & + \mathbf{k} \left(\frac{\partial}{\partial x}(\tau_{xz}) + \frac{\partial}{\partial y}(\tau_{yz}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zz}) \right) \end{aligned}$$

Comúnmente representado como:

$$\left(\frac{dF_x}{dV} \right)_{\text{e.visc}} = \nabla \cdot \tau_{ij}$$

donde el tensor de esfuerzos viscosos está representado por:

$$\tau_{ij} = \begin{bmatrix} \tau_{xx} & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \tau_{yy} & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \tau_{zz} \end{bmatrix}$$

En cuanto al vector para la fuerza de gravedad este se expresa en coordenadas locales de la siguiente forma:

$$\mathbf{f}_g = -\rho(g_x \mathbf{i} + g_y \mathbf{j} + g_z \mathbf{k})$$

donde

$$g_x = g \cos \alpha_x; g_y = g \cos \alpha_y; g_z = g \cos \alpha_z$$

Tenemos además que si los sistemas de coordenadas locales y globales coinciden:

$$\alpha_x = 90^\circ; \alpha_y = 90^\circ; \alpha_z = 0^\circ \therefore \cos \alpha_x = 0; \cos \alpha_y = 0; \cos \alpha_z = 1$$

Por lo tanto el vector para la fuerza de gravedad queda representado de la siguiente manera:

$$\mathbf{f}_g = -\rho g \mathbf{k}$$

O en notación vectorial como:

$$\mathbf{f}_g = -\rho g \nabla z$$

El vector fuerza actuante sobre el volumen de control diferencial esta representado por la siguiente ecuación:

$$\mathbf{f} = -\rho g \nabla h - \nabla p + \nabla \cdot \tau_{ij}$$

De esta manera la ecuación de momentum queda expresada mediante la siguiente ecuación.

$$\cancel{\mathbf{v} \left[\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) \right]} + \rho \left[\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} \right] = -\rho g \nabla h - \nabla p + \nabla \cdot \tau_{ij}$$

Además de la ley de viscosidad de Stokes, suponiendo fluido incompresible se establecen las siguientes relaciones:

$$\tau_{xx} = 2\mu \frac{\partial u}{\partial x}$$

$$\tau_{yy} = 2\mu \frac{\partial v}{\partial y}$$

$$\tau_{zz} = 2\mu \frac{\partial w}{\partial z}$$

Para los demás términos se hace necesaria la inclusión de una relación lineal entre los esfuerzos cortantes y la tasa de deformación. La tasa de deformación es el promedio de la diferencia entre las velocidades de dos elementos perpendiculares entre si. Esto expresado a manera de ecuaciones se tiene que:

$$\begin{aligned}\dot{\theta}_1 &= \frac{d\theta_1}{dt} = \frac{\partial v}{\partial x} & \dot{\theta}_3 &= \frac{d\theta_3}{dt} = -\frac{\partial w}{\partial z} \\ \dot{\theta}_2 &= \frac{d\theta_2}{dt} = -\frac{\partial u}{\partial y} & \dot{\theta}_4 &= \frac{d\theta_3}{dt} = \frac{\partial w}{\partial z} \\ \varepsilon_x &= \frac{1}{2}(\dot{\theta}_1 - \dot{\theta}_3) = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y}\right) \\ \varepsilon_y &= \frac{1}{2}(\dot{\theta}_1 - \dot{\theta}_4) = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x}\right) \\ \varepsilon_z &= \frac{1}{2}(\dot{\theta}_1 - \dot{\theta}_2) = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y}\right)\end{aligned}$$

Los demas terminos del tensor de esfuerzos quedan expresados como:

$$\begin{aligned}\tau_{xy} &= \tau_{yx} = 2\mu\varepsilon_z = \mu\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right) \\ \tau_{xz} &= \tau_{zx} = 2\mu\varepsilon_y = \mu\left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z}\right) \\ \tau_{yz} &= \tau_{zy} = 2\mu\varepsilon_x = \mu\left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y}\right)\end{aligned}$$

Planteando nuevamente la ecuación de momentum tomando en consideración lo anterior obtenemos las ecuaciones desarrolladas de Navier-Stokes:

$$\begin{aligned}\overbrace{\rho\left(\frac{\partial u}{\partial t} + u\frac{\partial u}{\partial x} + v\frac{\partial u}{\partial y} + w\frac{\partial u}{\partial z}\right)}^{Du/Dt} &= -\rho g \frac{\partial h}{\partial x} - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu\left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2}\right) \\ \overbrace{\rho\left(\frac{\partial v}{\partial t} + u\frac{\partial v}{\partial x} + v\frac{\partial v}{\partial y} + w\frac{\partial v}{\partial z}\right)}^{Dv/Dt} &= -\rho g \frac{\partial h}{\partial y} - \frac{\partial p}{\partial y} + \mu\left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2}\right) \\ \overbrace{\rho\left(\frac{\partial w}{\partial t} + u\frac{\partial w}{\partial x} + v\frac{\partial w}{\partial y} + w\frac{\partial w}{\partial z}\right)}^{Dw/Dt} &= -\rho g \frac{\partial h}{\partial z} - \frac{\partial p}{\partial z} + \mu\left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2}\right)\end{aligned}$$

La expresion simplificada de las ecuaciones anteriores es la siguiente:

$$\rho \frac{D\mathbf{v}}{Dt} = -\rho g \nabla h - \nabla p + \mu \nabla^2 \mathbf{v}$$

Apartir de la ecuación anterior podemos establecer ciertas restricciones con la finalidad de obtener una ecuación para la metodología propuesta, las restricciones tomadas en cuenta son las siguientes:

1. Se considera que el sistema de conducción se encuentra en estado estable.
2. Se considera que al fluido transportado como fluido incompresible.

$$\rho \frac{D\mathbf{v}}{Dt} = -\rho g \mathbf{k} - \nabla p + \mu \nabla^2 \mathbf{v}$$

$$\rho \left[\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} \right] = -\rho g \mathbf{k} - \nabla p + \mu \nabla^2 \mathbf{v}$$

3. Se asume que la densidad del fluido es constante:

$$\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} = -g \mathbf{k} - \frac{1}{\rho} \nabla p + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \mathbf{v}$$

4. Asumiendo que el fluido es irrotacional:

$$\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} = -g \mathbf{k} - \frac{1}{\rho} \nabla p$$

5. Asumiendo estado estable y que el término de la gravedad se puede escribir como $-g \mathbf{k} = -g \nabla z$.

$$(\mathbf{v} \cdot \nabla) \mathbf{v} = -g \nabla z - \frac{1}{\rho} \nabla p$$

6. Considerando que el movimiento se da a lo largo de una línea de corriente debemos de derivar una ecuación en concordancia con las coordenadas de la línea de corriente de la siguiente manera:

$$\nabla = \mathbf{i}_s \frac{\partial}{\partial s} + \mathbf{i}_n \frac{\partial}{\partial n} + \mathbf{i}_l \frac{\partial}{\partial l}$$

donde

$\mathbf{i}_s$: Esta en la dirección del flujo

$\mathbf{i}_n$: Esta en la dirección normal, en dirección contraria al centro de la curvatura

$\mathbf{i}_l$: Esta en la dirección binormal, ($\mathbf{i}_l = \mathbf{i}_s \times \mathbf{i}_n$)

De este modo podemos representar al vector velocidad de la siguiente forma:

$$\mathbf{v} = \mathbf{i}_s v_s \quad \text{además} \quad \mathbf{v} \cdot \nabla = v_s \frac{\partial}{\partial s}$$

Para una línea de corriente la ecuación queda expresada de la siguiente manera:

$$v_s \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial s} = -\mathbf{g} \nabla z - \frac{1}{\rho} \nabla p$$

Tomando en cuenta el producto punto de cada componente con el vector de desplazamiento a lo largo de la línea de corriente:

$$v_s \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial s} \cdot d\mathbf{s} = -\mathbf{g} \nabla z \cdot d\mathbf{s} - \frac{\nabla p \cdot d\mathbf{s}}{\rho} \quad \text{además} \quad v_s \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial s} \cdot d\mathbf{s} = v_s dv_s$$

donde

dv_s : Representa el cambio en la velocidad a lo largo de la línea de corriente

$\nabla p \cdot d\mathbf{s} = dp$: Representa el cambio diferencial de la presión a lo largo de la línea de corriente

$\nabla z \cdot d\mathbf{s} = dz$: Representa el cambio diferencial de la elevación a lo largo de la línea de corriente

De esta manera obtenemos la siguiente ecuación:

$$v_s dv_s = -\frac{dp}{\rho} - g dz; \quad d\left(\frac{v_s^2}{2}\right) = -\frac{dp}{\rho} - g dz$$

Si integramos la ecuación anterior a lo largo de una línea de corriente entre un punto 1 y un punto 2:

$$\int_{v_1}^{v_2} d\left(\frac{v_s^2}{2}\right) = -\int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{\rho} - g \int_{z_1}^{z_2} dz; \quad \text{integrando} \quad \frac{v_2^2}{2} - \frac{v_1^2}{2} = -\frac{p_2}{\rho} + \frac{p_1}{\rho} - g z_2 + g z_1$$

Reacomodando términos tenemos que:

$$\frac{p_1}{\rho} + gz_1 + \frac{v_1^2}{2} = \frac{p_2}{\rho} + gz_2 + \frac{v_2^2}{2}; \text{ dividiendo entre } g \quad \frac{p_1}{\gamma} + z_1 + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_2}{\gamma} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g}$$

La ecuación anterior se puede extender de manera que se consideren las pérdidas por fricción y la energía transferida al (o del) líquido por una máquina hidráulica, englobando estas en términos globales expresados de la siguiente manera:

$$\left(z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} \right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} \right) = H_f - H_s$$

Los términos de la ecuación anterior se originaron de las ecuaciones de Navier-Stokes.

p/γ : Proviene del término de fuerza de presión.

z : Proviene del término de fuerza de gravedad.

$v^2/2g$: Proviene del término convectivo de la aceleración.

Esta ecuación es comúnmente conocida como la ecuación de Bernoulli extendida donde:

p/γ : Representa la presión en cada sección dividida por el peso específico del líquido, y se conoce comúnmente como carga de presión o energía potencial de presión.

$v^2/2g$: Representa la energía cinética en cada sección y se conoce comúnmente como carga de velocidad o energía cinética.

$z + p/\gamma + v^2/2g$: Representa la energía total por unidad de peso y se conoce comúnmente como energía mecánica total o energía hidráulica.

$z + p/\gamma$: Representa y se le conoce comúnmente como energía piezométrica o energía motriz.

$p/\gamma + v^2/2g$: Representa la suma de la presión estática y dinámica por unidad de peso del fluido y se conoce comúnmente como presión total.

H_f : Representa la pérdida de energía por unidad de peso entre las secciones 1 y 2, constituida a su vez por las pérdidas por fricción h_f (pérdidas primarias o mayores) y las pérdidas locales h_a (pérdidas por accesorios, secundarias o menores).

H_s : Representa la energía transferida al (o del) líquido por una máquina hidráulica.

Las pérdidas de energía en un sistema de conducción en estado estable se expresan en términos de la pérdida de carga, ya que para un sistema de conducción con un área transversal constante, y un flujo permanente incompresible, la energía cinética es constante y la energía potencial depende únicamente de la posición. De manera gráfica se puede observar esta pérdida de carga mediante el decaimiento de la línea piezométrica en la dirección del flujo.

Las pérdidas de energía para sistemas de conducción muy largos, son causadas principalmente por la fricción entre las diferentes capas del fluido a ser transportado, y la fricción de este fluido con las paredes de la tubería, además tales pérdidas se ven reflejadas en el término h_f . Con la finalidad de calcular h_f la ecuación generalmente adoptada es la ecuación de Darcy-Weisbach, la cual relaciona la magnitud de estas pérdidas con el régimen de flujo mediante la siguiente expresión.

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

donde:

h_f : Representa las pérdidas de energía por fricción por unidad de peso.

f : Representa al factor de fricción de Darcy.

L : Representa la longitud del tramo en el cual se pierde energía por h_f .

D : Representa el diámetro de la tubería.

v : Representa la velocidad media en la tubería.

El factor de fricción de Darcy, es un factor adimensional, el cual permite a la ecuación de Darcy la generación de valores de pérdida iguales o similares a los determinados experimentalmente. Este factor está en función del número de Reynolds Re y de la rugosidad relativa, ε/D donde ε representa la rugosidad absoluta del material de la tubería.

Esta relación funcional se determinó de manera parcial hacia finales de la década de 1920, gracias a los aportes de varios investigadores, dentro de los

que destaca el trabajo experimental hecho por el ingeniero norteamericano Lewis F. Moody, siendo este trabajo el catalizador para la obtención de correlaciones implícitas y explícitas para la obtención del factor de fricción. De todas estas correlaciones una de las más conocidas y utilizadas es la correlación de Colebrook y White válida para todo tipo de flujo turbulento en tuberías.

$$f = \frac{1}{\left[-2 \log \left(\frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{f}} + 0.269 \frac{\varepsilon}{D} \right) \right]^2}$$

Sin embargo, esta correlación tiene el problema de ser explícita para el factor de fricción, obligando el uso de un método iterativo para su solución. Esta ecuación a su vez fue el catalizador para la aparición de numerosas correlaciones implícitas de entre las cuales destacan las correlaciones de Swamee-Jain las cuales han tomado importancia los últimos años:

$$h_f = 0.202 \frac{Q^2 L}{g D^5} \left\{ \log \left[0.27 \frac{\varepsilon}{D} + 4.62 \left(\frac{v D}{Q} \right)^{0.9} \right] \right\}^{-2}$$

válida para los rangos $10^{-6} < \varepsilon/D < 10^{-2}$ y $3000 < \text{Re} < 10^8$.

$$Q = -2.22 \left(\frac{g D^5 h_f}{L} \right)^{0.5} \log \left[0.27 \frac{\varepsilon}{D} + \left(\frac{3.17 v^2 L}{g D^3 h_f} \right)^{0.5} \right]$$

válida para un $\text{Re} > 2000$.

$$D = 0.66 \left[\varepsilon^{1.25} \left(\frac{L Q^2}{g h_f} \right)^{4.75} + v Q^{9.4} \left(\frac{L}{g h_f} \right)^{5.2} \right]^{0.04}$$

válida para los rangos $10^{-6} < \varepsilon/D < 10^{-2}$ y $5000 < \text{Re} < 10^8$.

Anexo 2

Figura A2.1 Elemento cilíndrico diferencial con fuerzas involucradas.

Aplicando la segunda ley de Newton a un volumen de control cilíndrico lo suficientemente pequeño para tomar en cuenta solamente una línea de corriente tenemos lo siguiente:

$$\sum F_x = ma_x = m \frac{dv}{dt}$$

donde:

m : Representa a la masa de fluido.

$\frac{dv}{dt}$: Representa a la derivada total de la velocidad del fluido.

La segunda ley de Newton para el volumen de control cilíndrico se puede expresar de la siguiente forma:

$$PdA - \left(P + \frac{\partial P}{\partial x} dx \right) dA - dW \sin \theta - \tau \pi D(dx) = \frac{dW}{g} \frac{dv}{dt}$$

Si dividimos ambos lados de la ecuación anterior por dW tenemos que.

$$-\frac{\partial P}{\partial L} dx dA \frac{1}{dW} - \sin \theta - \tau \pi D(dx) \frac{1}{dW} = \frac{1}{g} \frac{dv}{dt}$$

Tomando en cuenta que $dW = \gamma dx(dA)$ y que $\sin \theta = \frac{\partial z}{\partial x}$.

$$-\frac{1}{\gamma} \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\partial z}{\partial x} - \tau \pi d \frac{1}{\gamma(dA)} = \frac{1}{g} \frac{dv}{dt}$$

Además tenemos que $dA = \frac{\pi d^2}{4}$ tenemos que:

$$-\frac{1}{\gamma} \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\partial z}{\partial x} - \frac{4\tau}{\gamma d} = \frac{1}{g} \frac{dv}{dt}$$

Ahora si expandemos la sección transversal del volumen de control hasta cubrir por completo el área transversal de la tubería e introducimos el termino de V = Velocidad promedio se tiene que

$$-\frac{1}{\gamma} \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\partial z}{\partial x} - \frac{4\tau_0}{\gamma d} = \frac{1}{g} \frac{dV}{dt}$$

donde

τ_0 : Representa los esfuerzos viscosos en la pared de la tubería y se expresa mediante la siguiente ecuación.

$$\tau_0 = \frac{1}{8} f \rho V |V|$$

donde

f : Factor de fricción de Darcy-Weisbach.

ρ : Densidad del fluido.

V : Velocidad promediada.

Si sustituimos esta expresión en la ecuación general y asumiendo que la elevación local de la tubería está dada exclusivamente por la locación de esta L

$$\frac{1}{g} \frac{dV}{dt} + \frac{1}{\gamma} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{dz}{dx} + \frac{f}{D} \frac{V |V|}{2g} = 0$$

Si introducimos la carga piezometrica H mediante la siguiente ecuación

$P = \rho g(H - z)$ y expandemos la derivada total de la siguiente manera:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{\partial V}{\partial t} + V \frac{\partial V}{\partial x} \quad \text{ademas} \quad V \frac{\partial V}{\partial x} = \frac{\partial \left(\frac{V^2}{2} \right)}{\partial x}$$

Con lo anterior es posible reescribir la ecuación de la siguiente manera.

$$\frac{1}{g} \frac{dV}{dt} + \frac{\partial}{\partial x} \left(H + \frac{V^2}{2g} \right) + \frac{f}{D} \frac{V |V|}{2g} = 0$$

Escribiendo la ecuación anterior en términos del caudal mediante la relación

$Q = VA$ y tomando en consideración que:

$$\frac{\partial V^2}{2 \partial x} = V \frac{\partial V}{\partial x}$$

Y que por lo general en la mayoría de los problemas de transitorios el termino $V(\partial V/\partial x)$ es mucho menor que el termino $\partial V/\partial t$ por lo tanto puede despreciarse en la ecuación.

$$\frac{1}{gA} \frac{dQ}{dt} + \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{f}{DA^2} \frac{Q|Q|}{2g} = 0$$

Multiplicando la ecuación por (gA) , obtenemos la ecuación de momentum en la forma presentada en el presente documento.

$$\frac{\partial Q}{\partial t} + gA \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{fQ|Q|}{2DA} = 0 \quad (\text{Ecuación de Momentum})$$

Si se aplica el principio de conservación de masa a un volumen de control el cual coincide con el interior de la tubería tenemos lo siguiente.

$$\rho AV - \left[\rho AV + \frac{\partial}{\partial x} (\rho AV) dx \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\rho A dx) \quad \text{o} \quad - \frac{\partial}{\partial x} (\rho AV) dx = \frac{\partial}{\partial t} (\rho A dx)$$

Si se expanden los paréntesis de la ecuación anterior tenemos que.

$$-\left(\rho A \frac{\partial V}{\partial L} dx + \rho V \frac{\partial A}{\partial x} dx + AV \frac{\partial \rho}{\partial x} dx \right) = \rho A \frac{\partial}{\partial t} (dx) + \rho dx \frac{\partial A}{\partial t} + A dx \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Dividiendo los dos lados de la ecuación por la masa del volumen de control $(\rho A dx)$ tenemos que:

$$-\left(\frac{\partial V}{\partial x} + \frac{1}{A} V \frac{\partial A}{\partial x} + \frac{1}{\rho} V \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) = \frac{1}{dx} \frac{\partial}{\partial t} (dx) + \frac{1}{A} \frac{\partial A}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Reagrupando la ecuación anterior.

$$\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} + V \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) + \frac{1}{A} \left(\frac{\partial A}{\partial t} + V \frac{\partial A}{\partial x} \right) + \frac{1}{dx} \frac{\partial}{\partial t} (dx) + \frac{\partial V}{\partial x} = 0$$

Tomando en consideración lo siguiente:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + V \frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{d\rho}{dt} \quad y \quad \frac{\partial A}{\partial t} + V \frac{\partial A}{\partial x} = \frac{dA}{dt}$$

Resulta ser que la ecuación principal adquiere la siguiente forma.

$$\overbrace{\frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dt}}^{T(1)} + \overbrace{\frac{1}{A} \frac{dA}{dt}}^{T(2)} + \overbrace{\frac{1}{dx} \frac{d}{dt} (dx)}^{T(3)} + \overbrace{\frac{\partial V}{\partial x}}^{T(4)} = 0$$

Centrando la atención en el término número uno tenemos que:

$$T(1): \quad \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dt}$$

El modulo global de elasticidad para un líquido (K) está dado por la siguiente ecuación (41):

$$K = -\frac{dP}{dv/v} = \frac{dP}{d\rho/\rho}$$

Si se toma la anterior expresión para el módulo de elasticidad para un líquido el término número uno se expresa de la siguiente manera

$$\frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dt} = \frac{1}{K} \frac{dP}{dt}$$

Centrando nuestra atención en el término numero dos tenemos que:

$$T(2): \quad \frac{1}{A} \frac{dA}{dt}$$

El termino numero dos puede expresarse de la siguiente manera (41).

$$\frac{1}{A} \frac{dA}{dt} = (1 - \mu^2) \frac{D}{eE} \frac{dP}{dt}$$

donde

μ : Tasa de Poisson de la tubería.

e : Espesor de la pared de la tubería.

E : Módulo de Young de la tubería.

Centraremos ahora nuestra atención en el tercer término.

$$\text{T(3): } \frac{1}{dx} \frac{d}{dt} (dx)$$

Tomando en consideración la expansión longitudinal de la tubería tenemos la siguiente expresión (41).

$$d(dx) = d\varepsilon_1 dx$$

donde

ε_1 : Es la tensión a lo largo del eje de la tubería.

Para nuestro caso de estudio y la mayoría de las tuberías de conducción en México, estas están enterradas por lo que no se considera los movimientos axiales, por ser un movimiento restringido. Por lo que el cambio diferencial de la tubería a lo largo del eje esta dado por.

$$(d\varepsilon_1) = 0 \quad \text{por lo tanto} \quad \frac{1}{dx} \frac{d}{dt} (dx) = 0$$

Sustituyendo las formas alternativas de los términos 1,2 y 3 en la ecuación base tenemos lo siguiente:

$$\frac{1}{K} \frac{dP}{dt} + (1 - \mu^2) \frac{D}{eE} \frac{dP}{dt} + \frac{\partial V}{\partial x} = 0$$

$$\frac{dP}{dt} \left[\frac{1}{K} + (1 - \mu^2) \frac{D}{eE} \right] + \frac{\partial V}{\partial x} = 0$$

La celeridad de onda se puede definir como el tiempo que le toma a una onda de presión, propagarse de un punto a otro en un conducto cerrado, esto como consecuencia de un cambio instantáneo en la velocidad. La celeridad de onda (a) se puede expresar mediante la siguiente expresión (41).

$$a^2 \rho \left[\frac{1}{K} + \frac{D}{e} \left(\frac{1 - \mu^2}{E} \right) \right] = 1$$

Si usamos la ecuación anterior tenemos que:

$$\frac{dP}{dt} \left(\frac{1}{a^2 \rho} \right) + \frac{\partial V}{\partial x} = 0 \quad ; \quad \frac{dP}{dt} + a^2 \rho \frac{\partial V}{\partial x} = 0 \quad ; \quad \frac{\partial P}{\partial t} + V \frac{\partial P}{\partial x} + a^2 \rho \frac{\partial V}{\partial x} = 0$$

Tomando en consideración nuevamente que $P = \rho g(H - z)$ y que $Q = VA$ y sustituyendo estas expresiones en la segunda expresión de la ecuación tenemos que.

$$\frac{\rho g \partial H}{\partial t} + a^2 \frac{\rho}{A} \frac{\partial Q}{\partial x} = 0$$

Dividiendo la anterior ecuación entre (ρg) tenemos la siguiente ecuación.

$\frac{\partial H}{\partial t} + \frac{a^2 \partial Q}{g A \partial x} = 0 \quad \text{(Ecuación de continuidad)}$
--