

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis de Propuestas para Mitigación del Riesgo a la Rotura del
Sistema de Oleoductos Transecuatoriano y Oleoductos de Crudos
Pesados

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Ana Paula Yagual Agurto

Irina Chantal Loor Mosquera

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico con todo mi corazón a mis padres, por darme siempre su apoyo, sin ellos nada sería posible.

A mi hermano Joan Manuel Yagual, por su amor y ser motor en mi vida.

A Eduardo Correa, por haber estado conmigo a lo largo de mi vida académica, brindándome su apoyo y motivación cuando lo necesitaba.

A todos mis amigos que fueron parte de esta hermosa etapa y que en algún momento de nuestra carrera nos apoyamos mutuamente para seguir avanzando, de manera especial a mí amiga Marianela Pineda.

Ana Paula Yagual Agurto

DEDICATORIA

A mis padres por el apoyo incondicional en cada una de las decisiones que he tomado en mi vida, por ser inspiración y motivo de superación. Siendo un pilar fundamental para lograr los objetivos propuestos.

A mi hermano por creer siempre en mí e incentivar me a mejor cada día.

A mis amigos politécnicos con quienes compartí muchos momentos gratos durante mi vida académica, por brindarme su respaldo y darme esa motivación extra que muchas veces necesité.

Irina Chantal Loor Mosquera

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la fortaleza para seguir adelante.

A mis padres por su amor y cada uno de sus esfuerzos a lo largo de mi vida.

A Valeria Molina y sus hijas por su cariño y apoyo en el desarrollo del proyecto de tesis.

A la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, de manera especial al Ing. Andrés Novoa y al Ing. Ricardo Lomas por su gestión.

Al Ing. Steven Medina por su ayuda en el desarrollo del presente proyecto.

A los ingenieros Danilo Arcentales y Fernando Sagnay, por su guía y motivación.

Y por supuesto a mi amiga y compañera de Tesis, Irina Loor, por su dedicación a nuestro trabajo, por ser mi ayuda y soporte para seguir avanzado.

Ana Paula Yagual Agurto

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fortaleza de seguir adelante y cumplir mis objetivos.

A mis padres por todos los valores inculcados y por esforzarse por hacer de sus hijos personas de bien.

Agradezco a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC) y al Ing. Steven Medina por la colaboración y ayuda prestada para el desarrollo de este proyecto.

A mis tutores Ing. Danilo Arcentales e Ing. Fernando Sagnay por su guía como profesionales y constante motivación.

De manera especial a mi compañera de tesis y amiga Ana Paula Yagual por su colaboración y apoyo emocional durante el desarrollo del presente proyecto.

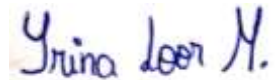
Irina Chantal Loor Mosquera

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Ana Paula Yagual Agurto e Irina Chantal Loor Mosquera y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Ana Paula Yagual Agurto



Irina Chantal Loor Mosquera

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**FERNANDO
JAVIER SAGNAY SARES**

MSc. Sagnay Sares Fernando Javier

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

MSc. Arcentales Bastidas Danilo Andrés

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El transporte de crudo es importante para la economía del país, por ende, se debe salvaguardar la integridad del terreno donde están ubicados los oleoductos. El presente proyecto analiza soluciones viables con base a criterios técnicos que permitan controlar el riesgo de posible rotura del SOTE y OCP, al mismo tiempo que se evalúa si es posible transportar 1 millón de barriles, según propuesta planteada por actual gobierno.

Para cumplir con los objetivos se analizaron propuestas planteadas, que tenían la finalidad de disminuir la velocidad de erosión en el cauce del río Coca, al mismo tiempo se utilizó el software Pipesim 2017 para simular las presiones de los oleoductos y consecuentemente evaluar sus capacidades máximas, donde se logró determinar los tramos críticos, para posteriormente variar sus diámetros.

Como resultado se obtuvo que la mejor ubicación para colocar un dissipador de energía es aguas arriba del río Malo, debido a que la velocidad de erosión de ese sector es menos agresiva. Además, se identificaron los tramos críticos del OCP, los cuales son: Cayagama – Sardinias, Páramo – Chiquilpe y Chiquilpe – Puerto Quito. Dando como resultado que no es posible actualmente transportar por los oleoductos 1 millón de BPD.

Por tanto, se concluye que la variación de diámetros en los tramos Cayagama – Sardinias, Páramo – Chiquilpe y Chiquilpe – Puerto Quito, debe ser de 32" a 38", de 32" a 34", y de 24" a 26", respectivamente, para incrementar la capacidad de transporte del OCP a 450.000 BPD con un crudo más pesado.

Palabras Clave: Oleoductos, Erosión, Transporte, Simulación, Capacidad, Optimización.

ABSTRACT

The transportation of crude oil is important for the country's economy; therefore, the integrity of the land where the pipelines are located must be safeguarded. This project analyzes viable solutions based on technical criteria to control the risk of possible rupture of the SOTE and OCP, while evaluating whether it is possible to transport 1 million barrels, as proposed by the current government.

In order to meet the objectives, proposals were analyzed, which had the purpose of reducing the erosion speed in the Coca riverbed, at the same time Pipesim 2017 software was used to simulate the pressures of the pipelines and consequently evaluate their maximum capacities, where it was possible to determine the critical sections, in order to subsequently vary their diameters.

As a result, it was obtained that the best location to place an energy dissipater is upstream of the Malo River, due to the fact that the erosion speed of that sector is less aggressive. In addition, the critical sections of the OCP were identified, which are: Cayagama - Sardinias, Paramo - Chiquilpe and Chiquilpe - Puerto Quito. As a result, it is currently not possible to transport 1 million BPD through the pipelines.

Therefore, it is concluded that the diameter variation in the sections Cayagama - Sardinias, Paramo - Chiquilpe and Chiquilpe - Puerto Quito, should be from 32" to 38", from 32" to 34", and from 24" to 26", respectively, to increase the transportation capacity of the OCP to 450,000 BPD with heavier crude oil.

Key words: Pipelines, Erosion, Transportation, Simulation, Capacity, Optimization.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	¡Error! Marcador no definido.
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
CAPÍTULO 1	2
1. Introducción	2
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Justificación del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos	4
1.4 Marco teórico	4
1.4.1 Antecedentes	4
1.4.2 Marco conceptual.....	6
1.4.3 Recorrido de oleoductos.....	13
1.4.4 Informe de Situación	14
1.4.5 Medidas preventivas ante la erosión en San Rafael	14
1.5 Mecanismo de soluciones planteadas.....	17
1.5.1 Disipador de energía.....	17
1.6 Software.....	18

CAPÍTULO 2	2
2. Metodología	20
2.1 Descripción general	20
2.2 Soluciones propuestas.....	20
2.2.1 Análisis de posible solución 1	20
2.2.2 Salto de esquí – Análisis de posible solución 2.....	21
2.2.3 Rápida con vertedero tipo abanico – Análisis posible solución 3.....	23
2.3 Criterios de selección de aliviadero.	24
2.3.1 Clima.....	25
2.3.2 Hidrología.....	26
2.3.3 Condición sísmica.....	27
2.3.4 Condición volcánica.....	27
2.4 Datos generales del transporte de crudo por oleoductos SOTE y OCP.	28
2.4.1 Capacidad de bombeo.....	28
2.4.1 Volumen de crudo transportado por el SOTE en 2019.....	29
2.4.2 Volumen de crudo transportado por OCP en 2019.....	29
2.4.3 Volumen de crudo transportado por oleoductos entre Enero – Septiembre del 2020.....	30
2.5 Software.....	34
2.5.1 Parámetros por considerar	34
2.5.2 Información Técnica de Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)	35
2.5.3 Información técnica de Oleoducto de Crudo Pesado (OCP)	36
2.5.4 Simulaciones de caso base.....	38
2.5.5 Escenario futuro con nueva curva de viscosidad.....	60
CAPÍTULO 3.....	79

3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	80
3.1	Análisis de alternativas de solución con base a criterios técnicos.	80
3.2	Resultado y análisis de capacidad de transporte de oleoductos mediante el software Pipesim.	80
3.2.1	Comparación gráfica de MAOP y Presión de caso base con actuales características de crudo, 16,9° API.	80
3.2.2	Comparación gráfica de MAOP y Presión máxima con escenario más conservador de producción que transporta OCP en base a las características actuales del crudo, 16,9° API	85
3.2.3	Comparación gráfica de MAOP y Presión, transportando 300.000 BPD con nueva curva de viscosidad, 13,0 API.	91
3.2.4	Comparación gráfica de MAOP y Presión máxima con escenario más conservador de producción que transporta OCP en base a nueva curva de viscosidad, 13° API.....	96
3.2.5	MAOP y Presiones de todos los tramos transportando 450.000 BPD, crudo de 13° API, considerando características actuales del OCP.	100
CAPÍTULO 4.....		2
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	110
4.1	Conclusiones	110
4.2	Recomendaciones	111
BIBLIOGRAFÍA.....		113
APÉNDICES		116

ABREVIATURAS

ABS	Automatic Block Station
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
ASTD	Association for Talent Development
B.P.H	Barriles por Hora
BPD	Barriles por Día
BS&W	Basic Sediment and Water
MAOP	Maximum Allowable Operating Pressure
ISO	International Organization for Standardization
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
R.P.M	Revoluciones por Minuto
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SOTE	Sistema de Oleoductos Transecuatoriano
TSS	Total de Sólidos en Suspensión Acumulados
USD	United States Dollars
VLP	Vertical Lift Performance
PSV	Pressure Safety Valve

SIMBOLOGÍA

%	porcentaje
°	grados
C	Celsius
F	Fahrenheit
km	kilómetros
km ²	kilómetros cuadrados
L	litros
msnm	metros sobre el nivel del mar
m ³	metros cúbicos
m	metros
psi	pound per square inch
Q	caudal
s	segundos
T	toneladas

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Efectos potenciales de amenazas naturales. (Keipi et al., 2005).....	8
Figura 1.2 Mapa del recorrido del SOTE. (Torres, 2020).....	13
Figura 1.3 Mapa del recorrido del OCP. (Torres, 2020).....	13
Figura 1.4 Diagrama de variantes de SOTE. (<i>EP Petroecuador construirá una séptima variante para precautelar la integridad de la tubería del SOTE – EP PETROECUADOR</i> , 2021)	16
Figura 1.5 Diagrama de variantes OCP. (W. Torres, 2020)	17
Figura 2.1 Terrazas aluviales del Río Coca, entre los Ríos Muralla y Malo. (Sevilla Mera, 2021).....	21
Figura 2.2 Esquema ilustrativo de posible solución 2. Aliviadero con reflector tipo esquí.(Washington et al., 2020)	21
Figura 2.3 Disipador de energía Tipo Esquí Estriado. (Ortíz & Guillermo, 2010).....	22
Figura 2.4 Esquema ilustrativo de posible solución 4. Tipo abanico. (Washington et al., 2020).....	23
Figura 2.5 Esquema de conformación de la rápida con labio tipo abanico. (Washington et al., 2020).....	23
Figura 2.6 Estaciones meteorológicas de la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)	25
Figura 2.7 Precipitaciones interanuales de la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)	25
Figura 2.8 Actividad sísmica en la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016).....	27
Figura 2.9 Efectos de la erupción volcánica del volcán Reventador 2002. (Villafuerte & Lucía, 2016).....	28
Figura 2.10 Representación gráfica de los barriles transportados por el SOTE y OCP en 2019. (Goyes, 2019)	30
Figura 2.11 Promedio Diario Transporte de Crudo Enero - Septiembre 2020.	33
Figura 2.12 Transporte de crudo por oleoductos enero – septiembre 2019/2020. (Adaptado de PETROECUADOR, 2020).....	33

Figura 2.13 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Lago Agrio - Lumbaqui. (Loor&Yagual,2021).....	39
Figura 2.14 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Lumbaqui - Salado. (Loor&Yagual,2021).....	39
Figura 2.15 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Salado - Baeza. (Loor&Yagual,2021).....	40
Figura 2.16 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Baeza - Papallacta. (Loor&Yagual,2021).....	40
Figura 2.17 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Papallacta – San Juan. (Loor&Yagual,2021).....	41
Figura 2.18 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo San Juan - Chiriboga. (Loor&Yagual,2021).....	41
Figura 2.19 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Chiriboga – La Palma. (Loor&Yagual,2021).....	42
Figura 2.20 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo La Palma – Santo Domingo. (Loor&Yagual,2021).....	42
Figura 2.21 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Santo Domingo - Quinindé. (Loor&Yagual,2021).....	43
Figura 2.22 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Quinindé - Balao. (Loor&Yagual,2021).....	43
Figura 2.23 SOTE: Presión caso base vs Distancia – 23,4 °API. (Loor&Yagual,2021).....	44
Figura 2.24 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	45
Figura 2.25 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Cayagama - Sardinas. (Loor&Yagual,2021).....	45
Figura 2.26 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Sardinas - Páramo. (Loor&Yagual,2021).....	46
Figura 2.27 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021).....	46
Figura 2.28 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	47

Figura 2.29 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021).....	47
Figura 2.30 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	48
Figura 2.31 Gráfica de MAOP a lo largo del oleoducto OCP. (Loor&Yagual,2021) ...	48
Figura 2.32 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	51
Figura 2.33 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama - Sardinas. (Loor&Yagua,2021)	51
Figura 2.34 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Sardinas - Páramo. (Loor&Yagual,2021)	52
Figura 2.35 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	52
Figura 2.36 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	53
Figura 2.37 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)	53
Figura 2.38 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual)	54
Figura 2.39 OCP: Gráfica de presión caso base vs distancia - 300.000 BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021).....	55
Figura 2.40 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Amazonas – Cayama. (Loor&Yagual,2021)	56
Figura 2.41 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Cayama - Sardinas. (Loor&Yagual,2021)	56
Figura 2.42 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Sardinas - Páramo. (Loor&Yagual,2021).....	57
Figura 2.43 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	57
Figura 2.44 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	58

Figura 2.45 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)	58
Figura 2.46 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	59
Figura 2.47 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021).....	60
Figura 2.48 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Amazonas – Cayagama (Loor&Yagual,2021)	62
Figura 2.49 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Cayagama - Sardinias (Loor&Yagual,2021)	62
Figura 2.50 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Sardinias – Páramo. (Loor&Yagual,2021).....	63
Figura 2.51 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021).....	63
Figura 2.52 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	64
Figura 2.53 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)	64
Figura 2.54 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	65
Figura 2.55 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13,0 °API (Loor&Yagual,2021).....	66
Figura 2.56 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Amazonas - Cayagama. (Loor&Yagual,2021)	67
Figura 2.57 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Cayagama - Sardinias. (Loor&Yagual,2021).....	67
Figura 2.58 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Sardinias - Páramo. (Loor&Yagual,2021).....	68
Figura 2.59 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	68
Figura 2.60 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	69

Figura 2.61 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)	69
Figura 2.62 OCP Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)	70
Figura 2.63 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021).....	71
Figura 2.64 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Amazonas – Cayagama (Loor&Yagual,2021).....	72
Figura 2.65 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Cayagama - Sardinas (Loor&Yagual,2021)	72
Figura 2.66 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Sardinas – Páramo (Loor&Yagual,2021)	73
Figura 2.67 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)	73
Figura 2.68 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021)	74
Figura 2.69 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Quito - ABS (Loor&Yagual,2021)	74
Figura 2.70 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo (Loor&Yagual,2021)	75
Figura 2.71 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021).....	76
Figura 2.72 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia - nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API. Tramo Cayagama – Sardinas. (Loor&Yagual,2021)	77
Figura 2.73 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia - nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)	77
Figura 2.74 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021).....	78
Figura 3.1 OCP: Gráfica de MAOP Y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)	81
Figura 3.2 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama – Sardinas. (Loor&Yagual,2021)	82

Figura 3.3 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Sardinias – Páramo. (loor&Yagual,2021)	82
Figura 3.4 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	83
Figura 3.5 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	83
Figura 3.6 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)	84
Figura 3.7 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	84
Figura 3.8 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 API. (Loor&Yagual,2021).....	85
Figura 3.9 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	86
Figura 3.10 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)	86
Figura 3.11 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Sardinias – Páramo. (Loor&Yagual,2021)	87
Figura 3.12 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	87
Figura 3.13 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	88
Figura 3.14 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021).....	88
Figura 3.15 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	89
Figura 3.16 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021).....	90
Figura 3.17 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	91
Figura 3.18 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)	92

Figura 3.19 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Sardinias – Páramo. (Loor&Yagual,2021)	93
Figura 3.20 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	93
Figura 3.21 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	94
Figura 3.22 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021).....	94
Figura 3.23 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021).....	95
Figura 3.24 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13,0 °API (Loor&Yagual,2021).....	95
Figura 3.25 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	96
Figura 3.26 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)	96
Figura 3.27 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Sardinias – Páramo. (Loor&Yagual,2021)	97
Figura 3.29 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	98
Figura 3.30 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021).....	98
Figura 3.32 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021).....	99
Figura 3.33 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021).....	101
Figura 3.34 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)	101
Figura 3.35 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Sardinias – Páramo. (Loor&Yagual,2021)	102
Figura 3.36 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)	102

Figura 3.37 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021).....	103
Figura 3.38 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021).....	103
Figura 3.39 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo ABS – Terminal. (Loor&Yagual,2021).....	104
Figura 3.40 OCP: Grafica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API. (Loor&Yagual,2021).....	104
Figura 3.41 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)	105
Figura 3.42 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)	106
Figura 3.43 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021).....	106
Figura 3.44 OPC: Gráfica de MAOP y Presión con nuevos diámetros – 13,0 API. .	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Caudal sólido y líquido del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)	26
Tabla 2.2 Descripción de extensión, diámetro y especificación del SOTE y OCP.	29
Tabla 2.3 Resumen ejecutivo de actividad petrolera EP PETROECUADOR Año 2020.	31
Tabla 2.4 Resumen Ejecutivo de Actividad Petrolera EP PETROECUADOR Año 2020	32
Tabla 2.5 Reporte de análisis del crudo transportado por SOTE.....	35
Tabla 2.6 Reporte de flujo, presión, velocidad y porcentaje de cada estación de bombeo del SOTE.	49
Tabla 2.7 Reporte de MAOP, unidad de control y sistema de alivio de cada estación reductora de presión del SOTE.....	50
Tabla 2.8 Reporte de temperaturas de entrada y salida del crudo transportado por SOTE.....	50
Tabla 2.9 Reporte del piping class del oleoducto SOTE.....	35
Tabla 2.10 Reporte de análisis del crudo transportado por OCP.....	36
Tabla 2.11 Reporte técnico del piping class del oleoducto OCP.....	37
Tabla 2.12 Reporte de operación del oleoducto OCP a 108.000 BPD.	37
Tabla 2.13 Reporte de operación del oleoducto OCP a 216.000 BPD.	38
Tabla 2.14 Reporte de operación del oleoducto OCP a 300.000 BPD.	38
Tabla 2.15 Resultado de simulación para obtener nuevas características del crudo (Loor&Yagual,2021).....	61
Tabla 2.16 Gravedad específica y °API de crudo simulado (Loor&Yagual,2021)	61
Tabla 3.1 Capacidad máxima de transporte de OCP por cada tramo, considerando 16,9 °API (Loor&Yagual,2021).....	90
Tabla 3.2 Máximos Barriles por Día posibles a transportar con crudo de 13,0°API, de acuerdo a cada tramo (Loor&Yagual,2021)	100

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de oleoductos en el Ecuador son una obra de ingeniería que permite el transporte de crudo, trabajando 24 horas los 365 días del año. El SOTE (Sistema de Oleoductos Transecuatoriano) conocido como la arteria vital de la economía del país lleva funcionando 48 años y transportando 5,26 billones de barriles de crudo desde la Amazonía ecuatoriana hasta el Terminal de Balao. (Naranjo, 2020)

El OCP (Oleoducto de Crudos Pesados) empezó sus actividades en el 2003, cuya función es transportar crudo pesado desde la producción en la Amazonía ecuatoriana hasta la Costa. (OCPEcuador, 2013) capacidad actual de transporte SOTE y OCP

A lo largo del tiempo ambas líneas han pasado por reparaciones debido a roturas, actualmente el principal riesgo es la inestabilidad del terreno donde se encuentran ubicadas, el proyecto de construcción de OCP siempre fue controversial debido a que atraviesa una zona de alto riesgo geológico, además que comparte la ruta con el SOTE, agudizando los problemas ya predichos. Entre las dificultades geológicas que presenta la ruta de los oleoductos, tenemos: área sísmica, deslizamiento de tierra, fuertes lluvias y presencia de volcanes a su alrededor.

La rotura de ambos ductos no solo trae consigo la paralización del país e incumplimiento con contratos extranjeros, sino que también causa impactos ambientales. El derrame de petróleo en la Amazonía, producto de la rotura de los ductos afectan la salud y bienestar de más de 120 mil personas que habitan cerca de los ríos Coca y Napo, al mismo tiempo el recorrido que realiza el crudo para su exportación tiene que pasar por zonas de alta sensibilidad y conservación ambiental. (GK, 2020)

En base a lo anteriormente indicado, el presente proyecto busca analizar soluciones planteadas con base a criterios técnicos que ayuden a mitigar los riesgos actuales y futuros en el transporte de crudo a través de oleoductos.

1.1 Descripción del problema

El más reciente incidente ocurrido en los dos oleoductos del Ecuador: el Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), siendo el OCP el más nuevo, provocó la paralización de los dos sistemas de bombeo de crudos y derivados del País.

Lo que desencadenó la rotura de la tubería fue la erosión en el cauce del río Coca, es decir, el hundimiento de la tierra en el sector de San Rafael, entre las provincias de Napo y Sucumbíos, trayendo consigo no solo la paralización del transporte de crudo, que afecta de manera directa a la economía del país; sino también el derrame del mismo, causando un impacto ambiental.

Adicionalmente, debido a la propuesta del gobierno actual de incrementar la producción a 1.000.000 BPD, con las condiciones actuales a las que funcionan OCP y SOTE es imposible que se logre cumplir con el objetivo propuesto. por lo que nos cuestionamos

De acuerdo con lo expuesto anteriormente nos cuestionamos lo siguiente:

¿Será posible analizar y seleccionar alguna de las propuestas planteadas que ayuden a mitigar presentes y futuros riesgos, ya que ambos proyectos se encuentran ubicados en una zona de alto riesgo geológico?

¿Cuál es la capacidad máxima actual de bombeo de los oleoductos?

¿Será posible identificar que tramos deben ser modificados para cumplir con la propuesta del millón de barriles?

1.2 Justificación del problema

El presente estudio se orienta en analizar soluciones y evaluar la viabilidad de propuestas previamente planteadas que ayuden a mitigar los riesgos geológicos a los cuales están expuestos los oleoductos del país. En los últimos años en Ecuador se ha evidenciado un incremento de este riesgo, los cuales no solo ponen en peligro la biodiversidad de la zona, sino también la integridad del proyecto y en consecuencia la paralización de la producción de crudo afectando directamente la economía del país.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar soluciones viables con base a criterios técnicos, para que permitan controlar el riesgo de posible rotura en el Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) Y Oleoductos de Crudos Pesados.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Evaluar la viabilidad de propuestas planteadas, para mitigar la rotura de oleoductos producto de la erosión regresiva.
2. Seleccionar una propuesta con base a un análisis técnico que sea de utilidad para futuros proyectos.
3. Tasar los volúmenes máximos a transportar a través de la red de oleoductos asumiendo un posible incremento en la producción petrolera y el cambio de propiedades físico - química del fluido transportado, para conocer si la infraestructura actual está en condiciones de soportar dicho incremento.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Antecedentes

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, está encargado de transportar alrededor de 360.000 BPD, durante las 24 horas, los 365 días del año, logrando el abastecimiento de petróleo en las refinerías del país, para su posterior comercialización a nivel internacional; fue inaugurado el 26 de junio de 1972, con una capacidad inicial de 250.000 BPD, para un crudo de 30°API. Tiene un recorrido de 497.7 km que va desde Lago Agrio hasta Balao, es decir, atraviesa la Costa, Sierra y Oriente del país, y a lo largo de su extensión cuenta con seis estaciones de rebombeo y cuatro reductoras de presión. (Naranjo, 2020).

El SOTE se encarga de transportar el crudo de 14 empresas privadas, entre ellas dos de Colombia, y para garantizar el exitoso transporte del petróleo, el oleoducto cuenta con un monitoreo constante, en donde se utiliza el Sistema SCADA en tiempo real (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), que cumple con la función de reportar el funcionamiento del SOTE; al mismo tiempo

el Oleoducto cuenta con un sistema de gestión ambiental certificado con la Norma ISO 1400. (Naranjo, 2020)

El OCP luego de dos años de haber iniciado su construcción, inicia sus operaciones el 14 de noviembre de 2003, fue diseñado para transportar crudos pesados a partir de los 15°API e inicialmente fue proyectado para transportar 390.000 BPD, sin embargo, su capacidad fue ampliada y es capaz de transportar máximo 517.240 BPD y 450.000 BPD desde el Oriente ecuatoriano hasta el Esmeraldas. (*ocp_10anos.pdf*, s. f.)

Además, a partir de que los Ministerios de Relaciones Exteriores de Ecuador y Colombia firmaron proyecto de interconexión de oleoductos desde el sur de Colombia hasta Lago Agrio, por medio del OCP se han transportado alrededor de 20.000 barriles de petróleo colombiano desde el 2013. El Oleoducto de Crudos Pesados cuenta con cuatro estaciones de bombeo (Amazonas, Cayagama, Sardinas, Páramo) y dos estaciones reductoras (Chiquilpe y Puerto Quito). («¿Qué es el SOTE y por qué importa para el Ecuador?», 2020)

Los dos oleoductos inician su recorrido en la Amazonía ecuatoriana y terminan en la Costa, atravesando las tres regiones del país, de éstas regiones, la más afectada ha sido el sector San Rafael por la destrucción de La Cascada que lleva su mismo nombre, debido a procesos naturales de erosión regresiva pronosticada en 1985, sin embargo, su destrucción empezó entre el 2 y 3 de octubre del 2019, con una formación de chimenea en su lado izquierdo; luego de 5 meses, el 2 de febrero del 2020 ocurre la destrucción total con un desplome de los materiales suprayacentes a las lavas por el peso de los sedimentos y la reducida resistencia del cascarón de roca volcánica.

En este sector el proceso erosivo, se debe a la intervención de la fricción de materiales que son arrastrados por el río, el golpeteo constante de las aguas en la base rocosa fracturada, entre otros, lo que ocasionó el socavamiento en la base y caída considerable en su voladizo; a estos inconvenientes se le suman la inestabilidad del suelo por el paso lento del agua a través de los materiales permeables subyacentes al derrame lávico.

En base a los antecedentes expuestos del 2 de febrero, el 7 de abril del 2020, un socavón de tierra en el sector San Rafael de alrededor 70 metros, ocasionó que colapsaran las bases y se rompieran las dos tuberías de los oleoductos, dejando sin poder recibir o transportar crudo, por lo que inmediatamente se paralizó el bombeo.

Lo rotura del SOTE y OCP se dio en el río Coca, sector San Rafael, en el límite entre las provincias de Napo y Sucumbíos, geólogos aseguran que la erosión es muy agresiva y se está dando a gran velocidad que varían entre 3,19 m/s a 3,92 m/s, superior a los valores de resistencia de los materiales de depósito, mayoritariamente de arenas y gravas con cantos rodados fluviales en menor proporción. (Játiva Sevilla, 2020)

Luego del socavón, el ministro del Ambiente y Agua de aquel entonces, Juan DeHowitt, creó un comité de Emergencias y Contingencias para instaurar acciones inmediatas de control e implementación de planes de remediación en el sector afectado. Mientras que El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables indicó que pese a la situación no se dejará de abastecer de hidrocarburo y se continuarán con las exportaciones de petróleo. («Derrame de petróleo en la Amazonía fue pronosticado por expertos.», 2020)

Por otro lado, Petroecuador en conjunto con el municipio de Coca, trabajaron para habilitar un acueducto y poder abastecer de agua potable a la ciudad.

1.4.2 Marco conceptual.

1.4.2.1 Mitigación

Disminución o reducción al mínimo de los efectos adversos de suceso peligroso. Es imposible prevenir los peligros, más aún los peligros naturales, pero es posible reducir de manera considerable su magnitud e impacto por medio de medidas estratégicas. Entre tales medidas se encuentran las técnicas de ingeniería, que otorgan resistencia ante las amenazas, mejoran las políticas ambientales y sociales de la población. (Naciones Unidas Asamblea General, 2016)

1.4.2.2 Riesgo

Combinación entre probabilidad y consecuencia de la ocurrencia de un determinado peligro. Para que el riesgo exista, deben existir necesariamente dos variables: vulnerabilidad y amenaza. El riesgo se define como la probabilidad de pérdidas, en un determinado punto geográfico en un tiempo específico. A pesar de que existen avances en el estudio de los fenómenos sísmicos e hidrometeorológicos, la información sobre vulnerabilidad y amenazas naturales sigue siendo escasas para los evaluadores de riesgos. Los principales desastres en América Latina provienen de inundaciones, deslizamientos, terremotos y sequías. (Keipi et al., 2005)

1.4.2.3 Análisis de riesgos

Enfoque cualitativo o cuantitativo para determinar la naturaleza y el alcance del riesgo, mediante el análisis de las posibles amenazas y evaluación de vulnerabilidad que podrían causar algún daño. Incluyen: identificación amenazas, características técnicas de peligros, como ubicación, intensidad, frecuencia y probabilidad; análisis del grado de exposición y vulnerabilidad. (Naciones Unidas Asamblea General, 2016)

1.4.2.4 Amenaza

Proceso, fenómeno o actividad humana que puede ocasionar muertes, lesiones u otros efectos en la salud, daños a bienes, ambientales, sociales y económicos. Las amenazas pueden ser de origen natural, antropogénico o socio naturales. (Naciones Unidas Asamblea General, 2016)

1.4.2.5 Amenaza natural

Están asociadas a procesos y fenómenos naturales. (Naciones Unidas Asamblea General, 2016)

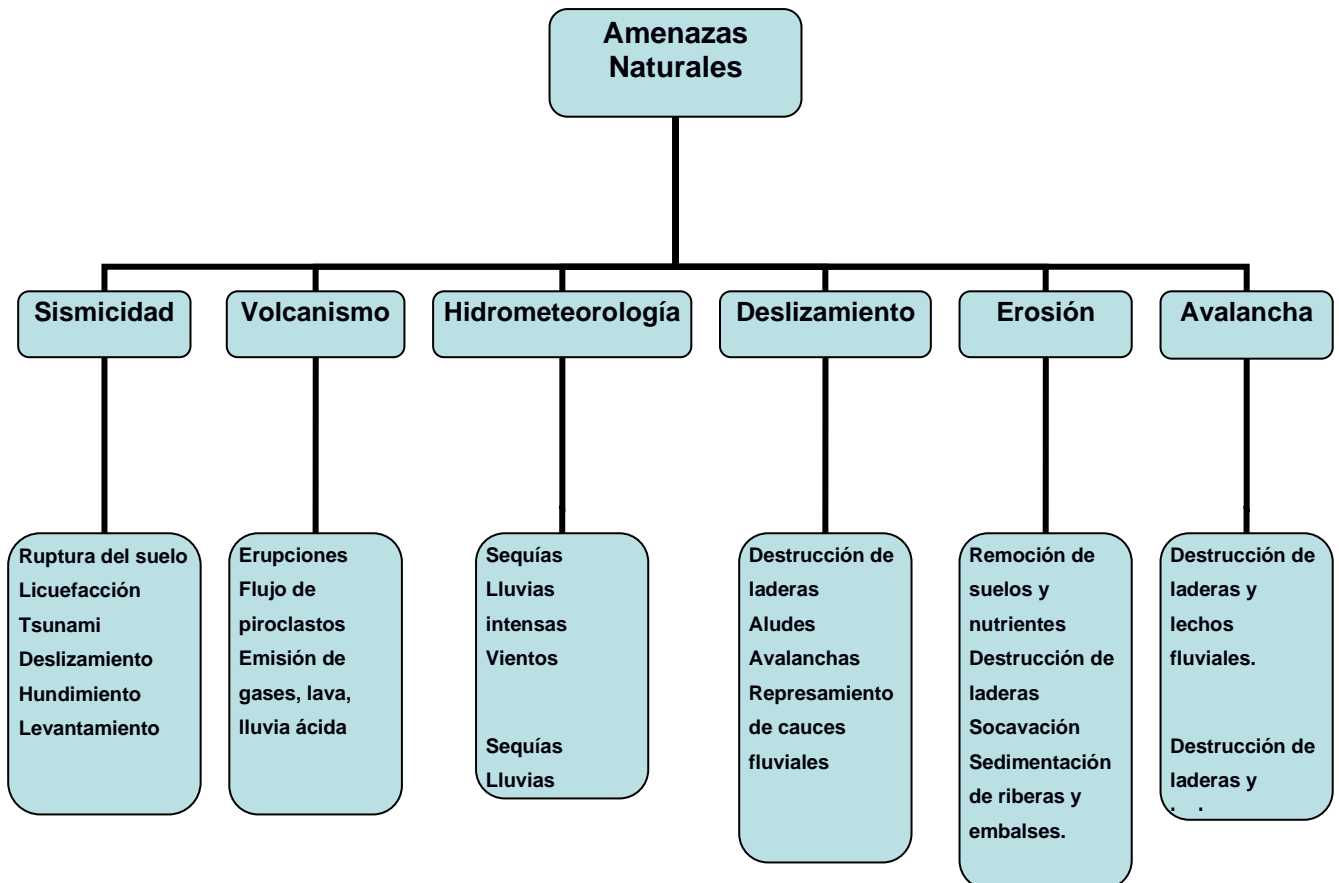


Figura 1.1 Efectos potenciales de amenazas naturales. (Keipi et al., 2005)

1.4.2.6 Prevención

Actividades y medidas encaminadas a evitar los riesgos de desastres existentes y nuevos. Es imposible ciertos riesgos, la prevención pretender disminuir la vulnerabilidad y la exposición a riesgos. También se pueden adoptar medidas después de algún acontecimiento peligroso con el fin de evitar que ocurra nuevamente. (Naciones Unidas Asamblea General, 2016)

1.4.2.7 Facilidades tempranas

Están compuestas por la instalación de equipos, por un determinado tiempo permiten el tratamiento del fluido (petróleo, gas y agua) en una etapa temprana de producción para su posterior transporte y comercialización. La forma de optimizar

las facilidades tempranas es diseñar las unidades de tratamiento respecto a las características del crudo y el tiempo de retención.(Esteban, 2018)

1.4.2.8 Curva VLP

Curva mediante la cual se puede diferenciar el comportamiento de un pozo cuando el fluido va desde el fondo del pozo hasta superficie, las curvas VLP se pueden modificar variando los diámetros de la tubería. La intersección entre la curva IPR y VLP dan como resultado el máximo caudal que se puede llegar a producir.(Argüello & Corredor, 2020)

1.4.2.9 Corrida hidráulica

Es una simulación que sirve como una herramienta de apoyo, nos permite planificar y tomar decisiones en la parte operativa. Las corridas hidráulicas son fundamentales porque garantizan un buen uso de los recursos con los que se cuenta. Su construcción se fundamenta en las ecuaciones de movimiento y continuidad de un fluido. (TecnoAqua, 2017)

1.4.2.10 Perfil de presión

Es el análisis de presiones a lo largo del camino que recorre el fluido y es uno de los más importantes, ya que en base a él se podrá optimizar la producción de un reservorio. Cuando se analiza la caída de presión en diferentes puntos, se está realizando un análisis Nodal. (Hirschfelt & Ruíz, 2008)

1.4.2.11 Caídas de presión por fricción

La pérdida de presión por fricción existe por el contacto que existe entre el fluido en movimiento y la pared del, se relaciona con la pérdida de energía, no representa la pérdida total, ya que esta se conserva por el principio de conservación de la energía. Lo que si produce es un incremento en la energía interna del fluido, es decir, un aumento de temperatura.(Connor, 2019)

1.4.2.12 Velocidad de erosión de tubería

La pérdida de espesor en la pared de la tubería se produce por la erosión y este proceso se acelera por las altas velocidades a la que es transportado el fluido. Por lo que el tamaño de la tubería debe ser diseñada de acuerdo a la velocidad y características del fluido para que el tiempo de vida útil del conducto se prolongue. (C. Jiménez, 2015)

1.4.2.13 Altimetría

También conocido como control vertical, se encarga de medir la diferencia de elevación entre los diferentes puntos de un terreno, los mismos que están a distintas distancias verticales, la determinación de tales alturas se obtiene a través de la medida de los grados de inclinación del terreno, dando como resultado un plano con las respectivas curvas de nivel. (Edison, 2013)

1.4.2.14 Pipesim

Simulador de flujo desarrollado por Schlumberger, permite modelar el comportamiento del fluido en las líneas de flujo, en el presente proyecto se lo emplea para realizar un perfil presión – temperatura; es decir, entrega de datos de presión a la entrada, caudal y presión de salida en cada estación de bombeo y reductora de presión que conforman el oleoducto. (Argüello & Corredor, 2020)

1.4.2.15 Fases de fluido

Existen cinco tipos de fluidos en yacimiento, estos son: aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Es posible definir el tipo de fluido que se tiene a partir sus propiedades, estas propiedades son: relación gas-aceite, gravedad del líquido en el tanque de almacenamiento y el color del líquido en el tanque de almacenamiento. Siendo la relación gas - petróleo un factor determinante para definir el tipo de fluido a producir. (López & Ortiz, 2013)

1.4.2.16 Propiedades físicas del fluido

Las propiedades que determinan la calidad del crudo son las siguientes:

Densidad (°API): En la industria hidrocarburífera se usa la densidad indicada en grados API como parámetro de clasificación del crudo, dicha clasificación es: crudo pesado ($10 < \text{°API} < 22$), mediano ($22 < \text{°API} < 31$), ligero ($\text{°API} > 31$) y extrapesado ($\text{°API} < 10$). (De la Cruz, 2016)

Viscosidad: Es la resistencia de tiene un fluido a fluir, esta característica es relevante en los crudos, ya que tiene que recorrer extensos kilómetros desde los campos de producción hasta los terminales; pasando por diferentes topografías, además de que un crudo más viscoso necesita mayor gasto energético.(De la Cruz, 2016)

Contenido de sal y agua: El crudo puede contener pequeñas cantidades de sal y agua, factores que afectan su calidad y por ende baja su precio al momento de comercializarlo. El agua presente en el crudo se encuentra en emulsiones y a su vez, las emulsiones pueden contener sales diluidas.(De la Cruz, 2016)

Acidez: La presencia de ácidos carboxílicos en el crudo a elevadas temperaturas son soberanamente corrosivos.(De la Cruz, 2016)

Presión de vapor: Esta característica es importante ya permite estimar la cantidad de vapor que viene mezclada en el crudo cuando es extraído y así disminuir las pérdidas de volumen por la generación de vapores. (De la Cruz, 2016)

1.4.2.17 Normas API para flujo de fluidos monofásicos en tubería

Para el transporte de fluidos, específicamente crudo; se utilizan oleoductos con especificación API 5L, Grado B, X42, X52, X56, X60, X65, X70, X80 y nivel d especificación PSL1 y PSL2, dependiendo si se trata de una tubería en tierra o mar adentro. Diámetro exterior desde ½” hasta 40”, sin costura y soldado, rango de longitud de 20 pies, 40 pies y personalizadas, tapas de protección en plástico o hierro. Los oleoductos SOTE y OCP tienen especificación API 5L-X60 y API-X70 respectivamente. («Línea de Tuberías API 5L Especificaciones», 2018)

1.4.2.18 Administración de oleoductos

Para lograr una optimización de los oleoductos del país es necesario incrementar la capacidad de transporte de las líneas de flujo en los tramos donde se tenga menos volumen transportado, dicho cambio debe estar acorde al volumen de crudo

extraídos de los campos petroleros, ya que, si se incrementa la producción, es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento para los tiempos en los que el valor del petróleo es bajo.

1.4.2.19 Utilidad de oleoductos

Los oleoductos son el medio de transporte de crudos, que con el paso de los años ha mejorado su mecanismo de funcionamiento, siendo el principal método usado a nivel mundial ya que los sitios de producción se ubican en diferentes sitios, atravesando por distintas zonas geográficas. A través del tiempo se ha mejorado diseño, fabricación, material, costo y seguridad; con el fin de optimizar su capacidad de transporte. Otro beneficio de los oleoductos, es que el clima no afecta al transporte y es un método más agradable con el medio ambiente.(Rosero, 2012)

1.4.2.20 Sistema de Oleoductos de Transecuatoriano

Tiene 497,7 kilómetros de tubería de acero con especificación API 5LX60, a lo largo de su recorrido cuenta con 6 estaciones de bombeo (Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé) y 4 estaciones reductoras de presión (San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo); 429,4 kilómetros de 26" de diámetro desde Lago Agrio hasta San Juan y desde Santo Domingo hasta Balao, 68,2 kilómetros de 20" de diámetro desde San Juan hasta Santo Domingo. Llegando a su altura máxima de 4.064 msnm en el sector de la Virgen de Papallacta. (Jiménez, 2007)

1.4.2.21 Oleoductos de Crudos Pesados.

El 99% de la tubería está enterrada, pasando por 4 estaciones de bombeo (Amazonas, Cayagama, Sardinias, Páramo) 2 estaciones de reductoras de presión (Chiquilpe y Puerto Quito) y un terminal marítimo. Tiene una extensión de 485 kilómetros de tubería de acero API 5L-X70, con diámetros de 24", 32", 34" y 36". (Vivanco, 2001)

1.4.3 Recorrido de oleoductos.

1.4.3.1 Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)



Figura 1.2 Mapa del recorrido del SOTE. (Torres, 2020)

Inicia en la cabecera de tanques de almacenamiento en la estación de Lago Agrio, ubicada en la provincia de Sucumbíos, a una altura de 298 msnm. Atravesando la cordillera de los Andes alcanza una altura de 4.060 msnm, terminando en las bridas de conexión a los buque-tanques en las monoboyas, ubicadas en el Terminal Marítimo de Balao, en la provincia de Esmeraldas. (G. Torres, 2019)

1.4.3.2 Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)



Figura 1.3 Mapa del recorrido del OCP. (Torres, 2020)

/Parte del Terminal Amazonas, ubicado en las instalaciones de Nueva Loja, en la provincia de Sucumbíos, en la cuenca del río Aguarico con una elevación de 300

msnm. Bordea las cuencas de los ríos Aguarico, Dué, Alta Coca. Luego recorre la Cordillera de los Andes, a una elevación de 4.064 msnm, pasa por Quijos y Papallacta hasta la Virgen de Guamaní. Atraviesa la provincia de Pichincha, para descender hacia el Noroccidente y llegar a la provincia de Esmeraldas, donde cruza por Quinindé y Esmeraldas, concluye su recorrido en el sector de Punta Gorda donde está ubicado del Terminal marítimo, en el Océano Pacífico. (OCPEcuador, 2013)

1.4.4 Informe de Situación

El monitoreo de la erosión regresiva del Río Coca continúa con el registro de los caudales diarios, teniendo como caudal máximo para el frente de la erosión, 925 m³/s y un caudal mínimo de 100 m³/s. Hasta el monitoreo del mes de enero, no se registra avance de la erosión, se mantiene con 7,60 km aguas arriba de la Cascada San Rafael, se tiene un promedio de 22,03 metros por día de avance de erosión y se estima que podría llegar hasta las obras de captación en 1,48 años. (Servicio Nacional de Riesgos y Emergencias, 2021)

EP Petroecuador por medio de su reporte semanal del 11 de diciembre de 2020 informó el cumplimiento en su totalidad de la construcción de las variantes para preservar la integridad de los ductos, con el drenaje de hidrocarburo de los ductos intervenidos, con el retiro de la tubería que está fuera de servicio, con los trabajos de integridad de los ductos construidos: variante 1 (71%), variante 2 (100%), variante 3 (100%), variante 4 (100 %), Bypass (100%). El SOTE se encuentra operando al 100% de su capacidad, las 24 horas todos los días y con el permanente monitoreo del avance del proceso de socavón. (Servicio Nacional de Riesgos y Emergencias, 2021)

1.4.5 Medidas preventivas ante la erosión en San Rafael

Tras haberse cumplido un año de la rotura del Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE), operado por EP Petroecuador y del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), operado por la empresa del mismo nombre, continúan los trabajos para mitigar y prevenir los daños ocasionados por la erosión regresiva que afecta el sector San Rafael. (EP Petroecuador, 2021b)

El SOTE como solución al presente problema, ha invertido 10,5 millones de dólares en la construcción de seis variantes y un bypass que permiten que estos ductos se alejen de la erosión. (EP Petroecuador, 2021b)

De manera preventiva ante la erosión en San Rafael, se construyeron dos variantes adicionales en el SOTE, por lo que la empresa EP Petroecuador suspendió las operaciones de bombeo del oleoducto para llevar a cabo los trabajos de empate correspondientes a la quinta variante, la misma que tendrá una longitud de 603 metros, mientras que la sexta variante 774 metros. (EP Petroecuador, 2021a) La construcción de estas variantes permitirá alejar el oleoducto del margen del río que está erosionando, la producción de petróleo no se verá afectada por la paralización del SOTE.(W. Torres, 2021).

El 19 de mayo del 2021 la empresa pública EP Petroecuador anunció que durante 90 días ejecutará de manera preventiva la construcción de la séptima variante del SOTE en el sector San Luis, provincia de Napo, con una extensión de 2,2 km., representando una inversión de 4 millones de dólares. En la actualidad la empresa cuenta con seis variantes, para garantizar la continuidad del servicio y salvaguardar la integridad del oleoducto ante la amenaza permanente que representa la erosión regresiva y lateral del Río Quijos, la empresa estatal cuenta obturadores en la tubería como plan de contingencia en caso de que se acelere el transcurso de la erosión. (*EP Petroecuador construirá una séptima variante para precautelar la integridad de la tubería del SOTE – EP PETROECUADOR*, 2021)

Se estima que los trabajos tengan inicio del 4 de junio con una duración de 21 días, sin embargo, por cuestiones climáticas no hay certeza si EP Petroecuador pueda cumplir con el tiempo planteado. («Petroecuador trabaja contrarreloj para evitar derrame de crudo; erosión avanza rápido hacia el oleoducto», 2021)



Figura 1.4 Diagrama de variantes de SOTE. (EP Petroecuador construirá una séptima variante para precautelar la integridad de la tubería del SOTE – EP PETROECUADOR, 2021)

Por otro lado, OCP inició la construcción de variantes para la protección de la infraestructura, estimando una inversión de USD 20 millones entre 2021 y 2022. (W. Torres, 2020)

OCP ya ha ejecutado la construcción de una variante definitiva y cuatro bypass temporales cuyo objetivo es la protección de ducto de la erosión, puesto que en el colapso de los ductos 6.850 barriles derramados correspondieron al OCP.



Figura 1.5 Diagrama de variantes OCP. (W. Torres, 2020)

De los USD 20 millones invertidos, USD 12 millones corresponden a la construcción de 4 bypass temporales y USD 8 millones a la variante definitiva. Los trabajos realizados por parte de OCP incluye la construcción de variante definitiva que opera desde el 7 de mayo del 2020, un bypass temporal de 1,8 km, de 600 metros, de 500 metros, y un bypass en una zona que no ha sido afectada por el fenómeno natural, quedando en consideración la construcción de un quinto bypass, todos con tubería de 20"; además, se realizó la instalación de válvulas a lo largo del ducto para hacer drenajes en caso de que la regresiva alcance lo alcance, y poder realizar un vaciado inmediato en caso de emergencia. (W. Torres, 2020)

1.5 Mecanismo de soluciones planteadas.

1.5.1 Disipador de energía.

Los disipadores de energía son estructuras diseñadas para producir pérdidas hidráulicas significativas en flujo de alta velocidad, con el objetivo de disminuir la velocidad con la que el fluido recorre una superficie, pudiendo causar erosiones.

Para la selección de un tipo de disipador, se deben tener en consideración:

Energía de la corriente, mantenimiento y economía, condiciones del cauce aguas abajo (roca, suelo erosionable), ubicación de vías de acceso, efecto de subpresiones y del vapor de agua sobre las instalaciones, daños causados a la

fauna y la flora por la erosión, poblaciones y proyectos aguas abajo. (Ávila & Del, 2013)

En la salida de la estructura, el agua que llega con velocidad tiene un choque normal sobre el fondo. Si no se tiene en consideración la formación de un colchón de agua, se genera un efecto de impacto grave del chorro a alta velocidad sobre el medio sólido. En dicha situación la afectación también involucra la vibración inducida. (Paredes & Carolina, 2013).

Por tanto, es de relevancia que, a la salida de la estructura disipadora de energía, exista presencia de agua que amortigüe el chorro de agua que cae con fuerza, permitiendo que la fuerza de impacto de chorro se distribuya. (Paredes & Carolina, 2013)

Es importante considerar que la disipación de energía se consigue exitosamente debido a turbulencia o efectiva difusión de flujo, sin embargo, estos diseños tienen sus limitaciones y es importante considerarlos, estos son: pulsaciones, vibraciones, erosión, abrasión, cavitación.

Por tanto, dichos disipadores de energía deben ser construidos con el objetivo de soportar los efectos mencionados que muchas veces son inevitables desde un punto de vista dinámico; sin embargo, no existe material que soporte permanentemente los efectos de abrasión o de cavitación. (Paredes & Carolina, 2013)

1.6 Software

Para poder desarrollar el tercer objetivo del presente proyecto se hizo uso del software Pipsim 2017, el cual es un programa de análisis que permite simular el incremento de la producción y conocer el potencial del yacimiento de interés. No solo se encarga de simular el fluido desde el yacimiento hasta el cabezal, sino que es posible obtener un análisis integral del sistema de producción.

A través de Pipesim es posible realizar el estudio de unidades sementadas tanto estáticas como dinámicas, el ingreso de los parámetros se puede hacer mediante la introducción manual de tablas de reserva o cargando información.(Prieto, 2016)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Descripción general

La metodología aplicada en este proyecto se fundamenta en seleccionar información, con el objetivo de analizar la viabilidad de propuestas planteadas con base a criterios técnicos, tales como condiciones geológicas, climáticas, hidrológicas, sísmicas y volcánicas del sitio; y así estar en la capacidad de proponer soluciones a corto, mediano y largo plazo al problema planteado.

En principio se recopiló información de propuestas para detener la erosión del cauce en el Río Coca que pone en peligro los sistemas de oleoductos, el análisis de los datos fue necesario para plantear una alternativa que permita mitigar la rotura del SOTE y OCP, al mismo tiempo que se modifican los diámetros de los ductos para que soporte el incremento de la producción.

Consecutivamente se realizó una investigación del volumen de crudo transportado por los oleoductos SOTE y OCP a través del año de funcionamiento 2020, debido al incremento de la erosión regresiva que desencadenó la rotura de los oleoductos y por ende una significativa baja en el volumen transportado; se seleccionó dicho año para compararlo con el año 2019 donde hubo mayor volumen de crudo transportado según los registros, para ello, se recopiló información que se considera relevante y en base a un posible incremento en la producción realizar una simulación en donde únicamente **se realizará una variación de los diámetros ya establecidos de las tuberías** considerando datos relevantes como: MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure) de los ductos, temperaturas y presiones de entrada y salida de cada estación bombeo y reductora de presión, altimetría de ambos oleoductos, piping class de las tuberías, el volumen diario a trasladar, análisis físico – químico del crudo; y así determinar cuánto es el máximo volumen posible de fluido a transportar, posteriormente se evaluará y elegirá el diámetro óptimo con el que se podría movilizar el millón de barriles.

2.2 Soluciones propuestas

2.2.1 Análisis de posible solución 1

Considerando que en el sector de la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair existen terrazas aluviales y tendencia a que la erosión sea más agresiva, dado al material que lo

compone, es por ello que se considera que ninguna solución se debe ser construida en el sector cercano a la hidroeléctrica (línea blanca). Por lo tanto, toda solución que se plantee tiene que ser desarrollada en el sector San Luis (línea roja) aguas arriba del Río Malo, ya que la velocidad de erosión se mantiene desde el 6 de septiembre hasta el 12 de noviembre 2020, es decir, el desnivel de la erosión en el puente de San Luis fue constante. (Sevilla Mera, 2021)



Figura 2.1 Terrazas aluviales del Río Coca, entre los Ríos Muralla y Malo. (Sevilla Mera, 2021)

2.2.2 Salto de esquí – Análisis de posible solución 2



Figura 2.2 Esquema ilustrativo de posible solución 2. Aliviadero con reflector tipo esquí. (Washington et al., 2020)

Se propone la construcción en el margen izquierdo del cauce, un bypass tipo aliviadero de hormigón con deflector tipo esquí, que permita alejar la erosión lo más posible y así disminuir el caudal que transita por el cauce natural. (Washington et al., 2020)

Este tipo de solución se utiliza cuando se presentan grandes descargas y se realiza directamente sobre el río en donde se usa trampolines para que el flujo llegue o salte hacia un punto aguas abajo, trae como beneficio la evidente reducción de velocidad de fluido y por ende la reducción de erosión en el cauce. (Paredes & Carolina, 2013).

En el dissipador de energía tipo esquí, la energía es disipada por 3 tipos de acciones: contacto aire – agua, turbulencia del agua y por la fricción de flujo con cauce al río. (Ortíz & Guillermo, 2010).

Salto de Esquí Estriado: Diseñado con estrías en el deflector que favorecen a la separación de agua. Se genera una turbulencia menor en la superficie, evitando la erosión porque el chorro de alta velocidad sale del borde con un ángulo menor, y únicamente parte del chorro de alta velocidad va a dar a la superficie. Es más eficiente que el salto de esquí liso, puesto que la corriente de agua es separada obligatoriamente por el diseño de estrías acelerando la dispersión de energía. (Ortíz & Guillermo, 2010).

El dissipador de energía tipo esquí estriado puede ser sumergido o no, esto va a depender de las profundidades del cauce.

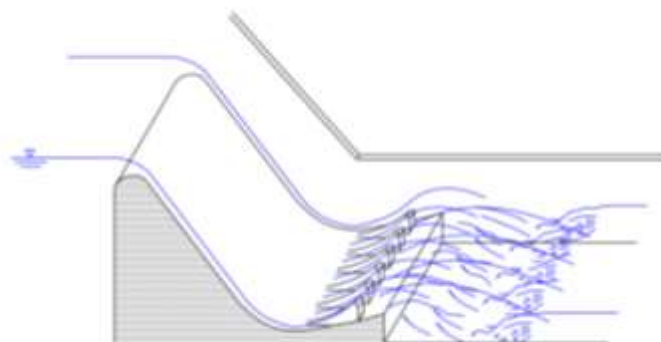


Figura 2.3 Dissipador de energía Tipo Esquí Estriado. (Ortíz & Guillermo, 2010)

2.2.3 Rápida con vertedero tipo abanico – Análisis posible solución 3.



Figura 2.4 Esquema ilustrativo de posible solución 4. Tipo abanico. (Washington et al., 2020)

Si las condiciones geológicas no son aptas para poder detener la erosión regresiva, se debe proceder a la construcción en el sitio más adecuado, una rápida de alta rugosidad, con un vertedero tipo abanico. (Washington et al., 2020)

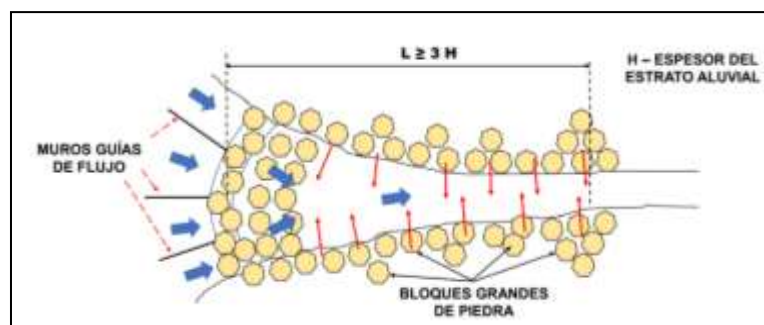


Figura 2.5 Esquema de conformación de la rápida con labio tipo abanico. (Washington et al., 2020)

Los vertederos tipo abanico, son estructuras construidas por un cimacio en curva cóncava con relación a la dirección media del escurrimiento, y viendo en sentido del mismo. (Marquez & Zarate Rivero, 2004). Se puede considerar económicamente más rentable que una variante de los vertederos de canal lateral. El vertedero tipo abanico cuenta con un tanque en donde se descarga el flujo, mismo que propicia un resalto al pie del cimacio y un escurrimiento lento. (Marquez & Zarate Rivero, 2004)

Con el objetivo de minimizar inconvenientes de ondas cruzadas en un tramo de transición, se utiliza los vertederos tipo abanico cuando se dispone de un canal de aproximación ancho y canal de descarga estrecho. Se pueden indicar los siguientes componentes:

- Canal de aproximación: Verifica y es lo que garantiza que la distribución del flujo que se aproxima al vertedero sea la correcta desde consideraciones de velocidades y distribución de flujo, y de esta manera que la aproximación sea perpendicular al vertedero sin afectar la eficiencia de descarga. (Ochoa & Horacio, 2020)
- Vertedero: Dado por un arco central y dos laterales, con una configuración plana simétrica (Ochoa & Horacio, 2020)
- Colchón: Ubicado al final del vertedero, permitiendo la formación del resalto hidráulico. (Ochoa & Horacio, 2020)
- Sección de control: Garantiza el adecuado funcionamiento del vertedero y admite la transición del flujo de subcrítico a supercrítico.(Ochoa & Horacio, 2020)
- Transición: Tramo que enlaza el vertedero con el canal de descarga, permitiendo el paso del flujo de una componente a otra distribuyéndolo uniformemente.(Ochoa & Horacio, 2020).
- Rápida: Garantiza condiciones de régimen supercrítico. Encamina el flujo hacia el cuenco disipador.(Ochoa & Horacio, 2020).
- Cuenco Disipador: Se suele utilizar pozos o estanques de disipación. Conduce el flujo en condiciones óptimas hacia el canal de restitución. (Ochoa & Horacio, 2020)
- Canal de restitución: Como su nombre lo dice, permite la restitución del flujo al cauce natural sin alterar sus condiciones. (Ochoa & Horacio, 2020)

2.3 Criterios de selección de aliviadero.

- Condiciones climáticas del sitio.
- Parámetros de hidrológicos (caudales de descarga)
- Condiciones sísmicas y volcánica.

2.3.1 Clima.

Por medio un análisis climatológico se llegó a determinar que la cuenca hidrográfica del Río Coca tiene un clima cálido – húmedo con frecuentes lluvias y para lograrlo se utilizaron 32 estaciones meteorológicas.(Villafuerte & Lucía, 2016)

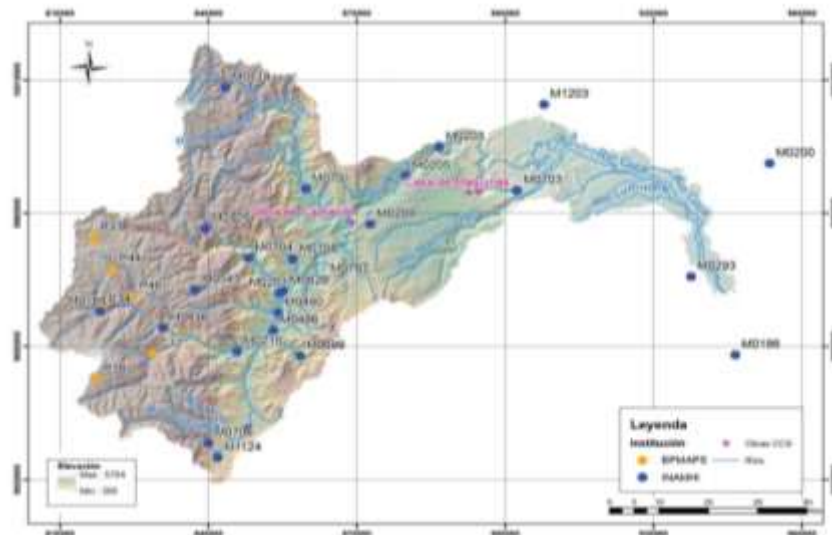


Figura 2.6 Estaciones meteorológicas de la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)

La caracterización de las precipitaciones en la cuenca hidrográfica del río Coca, demuestran que la parte alta y media de la cuenca predominan las lluvias en los meses desde abril hasta julio y en las estaciones secas la ocurrencia de lluvias se da en los meses de diciembre a febrero. La temperatura media anual se encuentra en las partes bajas a 34°C y en las partes altas a 11°C. (Villafuerte & Lucía, 2016)

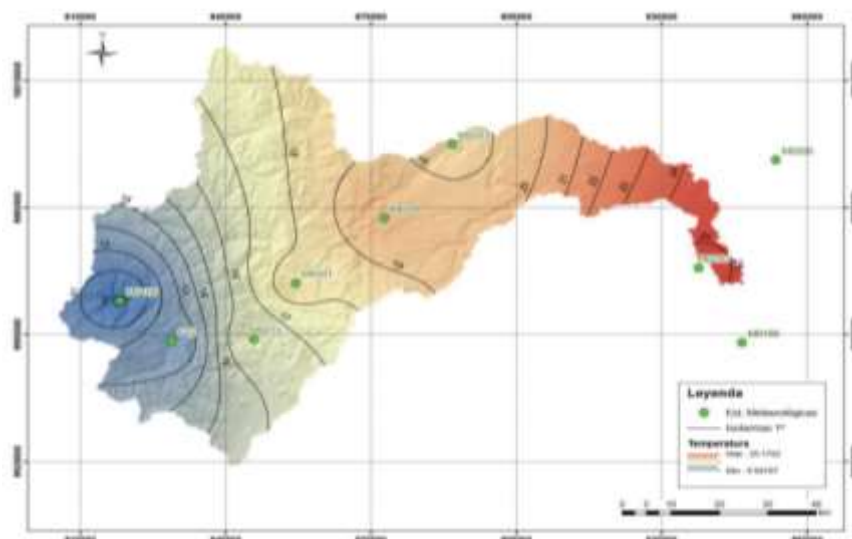


Figura 2.7 Precipitaciones interanuales de la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)

2.3.2 Hidrología.

La mayor parte de la cuenca hidrográfica está ubicada en la provincia de Napo, los principales tributarios del río son el río Quijos y el río Salado. El caudal que produce esta cuenca está entre 54,07 a 114,06 ((l/s) / km²) y el caudal de sólidos está entre 238,35 a 1087,15 t/ (km² * año), tomando en cuenta que los valores altos está aguas arriba. A continuación, se detallan las pendientes y caudales los principales tributarios de la cuenca hidrográfica del Río Coca.(Villafuerte & Lucía, 2016)

Tabla 2.1 Caudal sólido y líquido del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)

Río	Pendiente Media del Río (°)	Longitud (km)	Estación Hidrológica	$Q_{liq} \text{ específico } \left(\frac{l}{s \cdot km^2} \right)$	$Q_{sol} \text{ específico } \left(\frac{t}{km^2 \cdot año} \right)$
Cosanga	4,53	59.619	Cosanga Quijos	89,48	577,78
Quijos	3,83	96.012	Quijos Bombón	68,09	949,08
Salado	6,45	64.561	Salado Coca	114,06	1.087,15
San Juan Grande	7,7	30.480	Oyacachi Quijos	-	-
Coca	1,75	255.450	Coca en San Sebastián	75,95	813,08

2.3.3 Condición sísmica.

La cuenca hidrográfica del Río Coca se encuentra sobre una espesa red de fallas geológicas las mismas que son las responsables de los constantes cambios de la geomorfología, ocasionando relieves jóvenes que son altamente erosionables. A continuación, se muestra el mapa donde se localizan las zonas en las que se produjeron sismos mayores o iguales a 4°, considerados peligrosos si se relacionan con la profundidad del epicentro.(Villafuerte & Lucía, 2016)

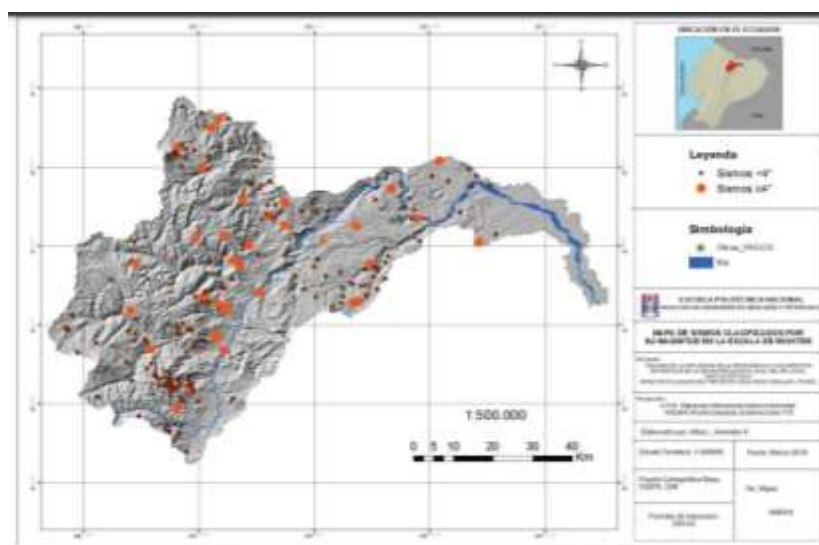


Figura 2.8 Actividad sísmica en la cuenca hidrográfica del Río Coca. (Villafuerte & Lucía, 2016)

2.3.4 Condición volcánica.

Se encuentran cerca de la Cuenca Hidrográfica tres volcanes, Antisana, Cayambe y Reventador, la actividad volcánica actual está representada por el volcán Reventador considerado como una fuente importante de sedimentos. En el año 2002, cuando el volcán reinició su actividad eruptiva se evidenció un incremento en TSS (total de sólidos en suspensión acumulado) afectando el comportamiento hidrosedimentario y morfológico del Río Coca, ocasionando un fenómeno de erosión regresiva, en una zona donde se tienen depósitos de avalancha antiguos del volcán Reventador que son fácil de erosionar.(Villafuerte & Lucía, 2016)



Figura 2.9 Efectos de la erupción volcánica del volcán Reventador 2002. (Villafuerte & Lucía, 2016)

Una vez planteadas las posibles soluciones al fenómeno de erosión regresiva que afecta el terreno donde están ubicados los oleoductos, se procede a exponer la forma en la que afectó al transporte del crudo mediante la comparación de los años en los cuales hubo mayor volumen transportado versus el año en el que ocurrió la rotura de los ductos.

2.4 Datos generales del transporte de crudo por oleoductos SOTE y OCP.

2.4.1 Capacidad de bombeo.

El Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) es capaz de transportar 365.000 BPD para crudos con 23,7 API, sin embargo, es posible bombear 390.000 BPD haciendo uso de un agente reductor de fricción que permite reducirla y así disminuir las pérdidas, permitiendo bombear a mayor caudal con la misma frecuencia. (M. Jiménez, 2007)

Mientras que, en un inicio Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) fue construido para transportar 310.000 BPD, pero su capacidad de bombeo fue ampliada a 450.000 BDP, aunque soporta un volumen máximo de 517.240 BDP con grados API entre 18 y 24 a lo largo de su recorrido. (OCPEcuador, 2013)

A continuación, se presenta una tabla resumen de las características generales de la tubería de los oleoductos SOTE y OCP.

Tabla 2.2 Descripción de extensión, diámetro y especificación del SOTE y OCP.

Tubería de Oleoducto		
Detalle	SOTE	OCP
Extensión	497,7 km	485 km
Diámetro	26" – 20"	24" – 32" – 34" – 36"
Especificación	API 5L-X60	API 5L-X70

(Adaptado de OCPECUADOR & EP PETROECUADOR, 2013)

2.4.1 Volumen de crudo transportado por el SOTE en 2019.

En el año 2019, EP Petroecuador transportó 125.460,40 barriles de crudo a través del SOTE, representa el crudo no solo de EP Petroecuador, sino también de otras empresas privadas, logrando el transporte de aproximadamente 349.200 BPD.

Es importante mencionar que el SOTE sufrió una paralización del 9 al 15 de octubre, a causa del paro nacional, en ese lapso no hubo registro del transporte de crudo ya que las operaciones de producción fueron en los campos de la Amazonía interrumpidas. (*Biblioteca – EP PETROECUADOR, 2020*)

2.4.2 Volumen de crudo transportado por OCP en 2019.

En el 2019 OCP transportó un total de 67.777.217 barriles de crudo, comparado con el año 2018 existe un incremento de 9,7%, es decir, en el 2018 se transportó por el mismo oleoducto 61.783.616 millones de barriles. Cabe recalcar que, durante el mes de octubre, el país sufrió una paralización del transporte de crudo debido al paro nacional, en ese mes se registra una baja en el volumen neto que se venía transportando en los meses anteriores, llegando a circular 5.855.731 barriles para el mes anteriormente mencionado.

A continuación, se presenta un diagrama de barras que detalla mes a mes la meta establecida y el volumen alcanzado a transportar por la empresa EP Petroecuador.

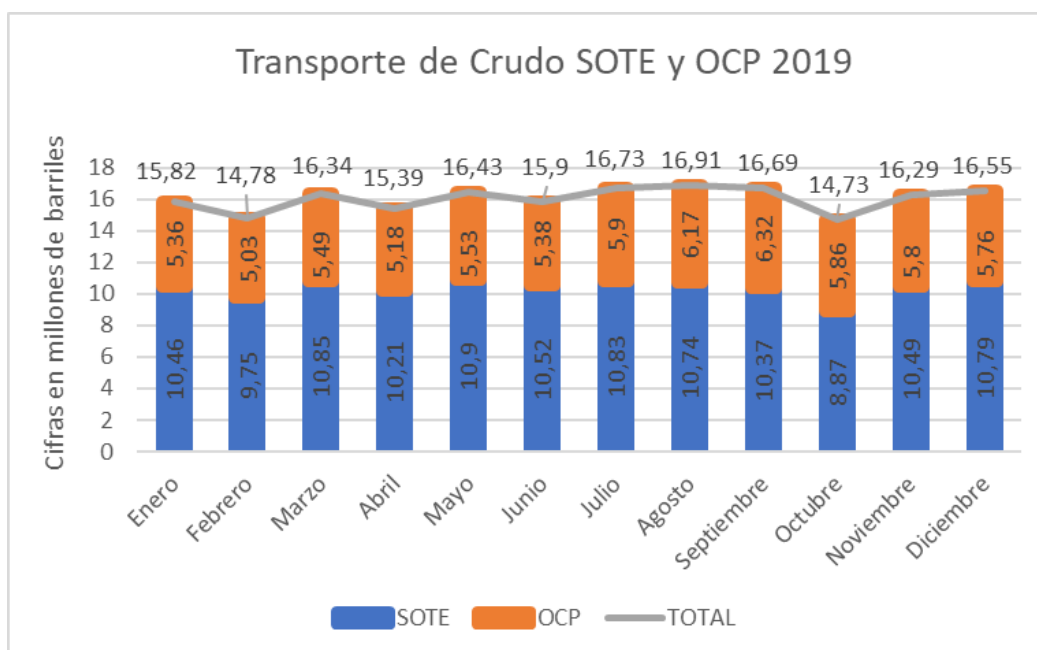


Figura 2.10 Representación gráfica de los barriles transportados por el SOTE y OCP en 2019. (Goyes, 2019)

2.4.3 Volumen de crudo transportado por oleoductos entre Enero – Septiembre del 2020.

Para la comparación que se realizó se consideró la información de enero - septiembre del 2019 del SOTE, puesto que la información disponible de OCP se limitó a los meses ya mencionados anteriormente.

A continuación, se presentan los resultados en el período enero – septiembre de 2020, donde las operaciones se vieron afectadas por la emergencia sanitaria Covid-19. El transporte de crudo a través del SOTE, para este período fue de aproximadamente 303.153 BPD el mismo que representa una disminución del 12,5% en comparación al 2019, la razón de tal disminución se debió al hundimiento de tierra en el sector de San Rafael provocando la rotura de los oleoductos SOTE y OCP. (Biblioteca – EP PETROECUADOR, 2020)

En la siguiente tabla se puede observar que, durante el 2020, los oleoductos SOTE y OCP entre los meses de enero y septiembre transportaron aproximadamente 460.543 BPD; 303.154 BPD y 154.157 BPD respectivamente. En 2019, en los mismos meses se transportó por el SOTE 346.538 BPD y por el OCP 185.462 BPD, obteniendo un

total de 532.001 BPD. Si comparamos el volumen de crudo transportado en el 2019 con el del 2020, se evidencia una disminución del 13,4% de volumen transportado.

Tabla 2.3 Resumen ejecutivo de actividad petrolera EP PETROECUADOR Año 2020.

Crudo Bombeado por los Oleoductos Transecuatoriano y de Crudos Pesados										
Año 2020										
Mes	Transecuatoriano (SOTE)			Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)			Total = SOTE + OCP		Participación	
	API° Prom./mes	Volumen	Prom./día	API° Prom./mes	Volumen	Prom./día	Volumen	Prom./día	SOTE	OCP
Ene	23,9	10.925.883	352.448	17,6	5.775.934	186.320	16.701.817	538.768	65,4	34,6
Feb	23,9	9.678.216	333.732	17,4	5.272.343	181.805	14.950.559	533.949	64,7	35,3
Mar	23,9	10.371.302	350.687	17,4	5.866.524	189.243	16.737.826	539.930	65,0	35,0
Abr	23,9	2.337.414	77.914	17,3	1.421.216	47.374	3.758.630	125.288	62,2	37,8
May	24,3	8.730.219	281.620	17,6	4.106.684	132.474	12.836.903	414.094	68,0	32,0
Jun	24,4	8.886.443	296.215	17,2	5.155.938	171.865	14.042.381	468.079	63,3	36,7
Jul	24,2	10.609.766	342.251	17,5	5.034.332	162.398	15.644.098	504.648	67,8	32,2
Agos	23,9	10.816.200	348.910	17,5	5.400.997	174.226	16.217.197	523.136	66,7	33,3
Sep	23,9	10.208.604	340.287	17,6	5.090.755	169.692	15.299.359	509.979	66,7	33,3
Total	24,0	83.064.046	303.153	17,5	43.124.722	157.389	126.188.768	460.543	65,8	34,2
Ene– Sep 2019	24,2	94.604.984	346.538	17,3	50.631.203	185.462	145.236.186	532.001	65,1	34,9
Var. % 20/19		-12,2	-12,5		-14,8	-15,1	-13,1	-13,4	1,1	-2,0

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2020)

A continuación, se presenta una tabla donde se describe los grados API del crudo transportado por el SOTE y OCP, volumen y participación entre los meses de enero-septiembre del año 2020. El crudo bombeado por el SOTE tiene un API promedio de 24,2 al mes, mientras que el OCP registró un API promedio de 17,5 al mes. No existe una gran diferencia comparando ambos registros con los del 2019, registrando para dicha fecha un API de 24,2 para el SOTE y 17,3 para el OCP, trabajando a una capacidad promedio de 65,8% el SOTE y el OCP a 34,2%.

Tabla 2.4 Resumen Ejecutivo de Actividad Petrolera EP PETROECUADOR Año 2020

Resumen Ejecutivo de la Actividad Petrolera EP Petroecuador												
Cifras en BPD												
Detalle	Año 2020									Ene - Sep		Variación % 20/19
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	2020	2019	
Crudo												
Transporte	538.768	515.537	539.930	125.288	414.094	468.078	504.652	523.135	509.979	460.543	532.001	-13,4
SOTE	352.448	333.732	350.687	77.914	281.620	296.215	342.254	348.910	340.287	303.154	346.538	-12,5
OCP	186.320	181.805	189.243	47.374	132.472	171.863	162.398	174.226	169.692	157.389	185.462	-15,1
Cargas	150.226	132.139	149.751	29.333	24.740	115.696	126.652	139.520	138.177	111.846	147.070	-24,0
Refinería	93.296	72.171	89.714	22.348	22.818	75.804	82.713	86.982	85.993	70.287	87.758	-19,9
Esmeraldas	39.595	39.721	42.437	3.391	0	23.456	25.039	32.272	31.857	26.397	39.485	-33,1
Refinería La Libertad	17.335	20.247	17.599	2.594	1.923	16.436	18.900	20.266	20.327	15.163	19.827	-23,5
Refinería Shushufindi												
Exportación	335.932	283.562	384.004	163.370	245.760	342.127	306.002	342.223	365.167	307.937	327.919	-6,1
EP												
Petroecuador	213.533	198.075	205.631	80.974	190.538	228.007	215.283	203.869	324.245	196.852	201.740	-2,4
Crudo Oriente	122.399	85.487	178.372	82.396	55.222	114.050	90.719	138.354	130.921	11.085	126.179	-12,0
Crudo Napo												

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2020)

Luego de las comparaciones realizadas durante el 2020 de los volúmenes transportados por SOTE y OCP se presenta la siguiente gráfica que corresponde al promedio diario de crudo transportado por ambos oleoductos en los meses de enero – septiembre.

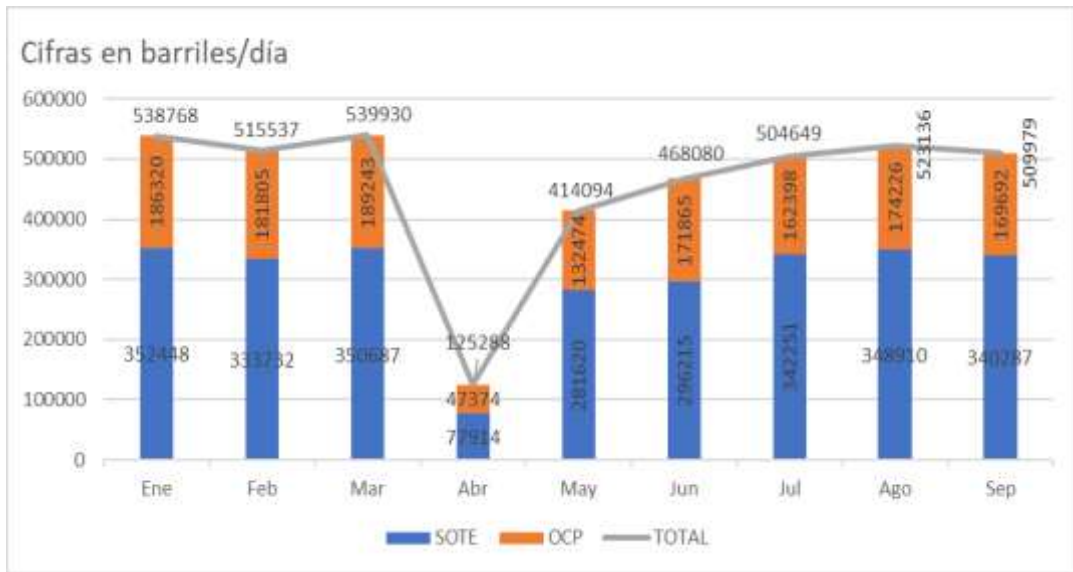


Figura 2.11 Promedio Diario Transporte de Crudo Enero - Septiembre 2020.
(Adaptado de PETROECUADOR, 2020)

De igual manera se presenta el siguiente diagrama de barras que representa la comparación de miles de barriles de crudo transportado en 2019 y 2020 por los oleoductos SOTE y OCP.

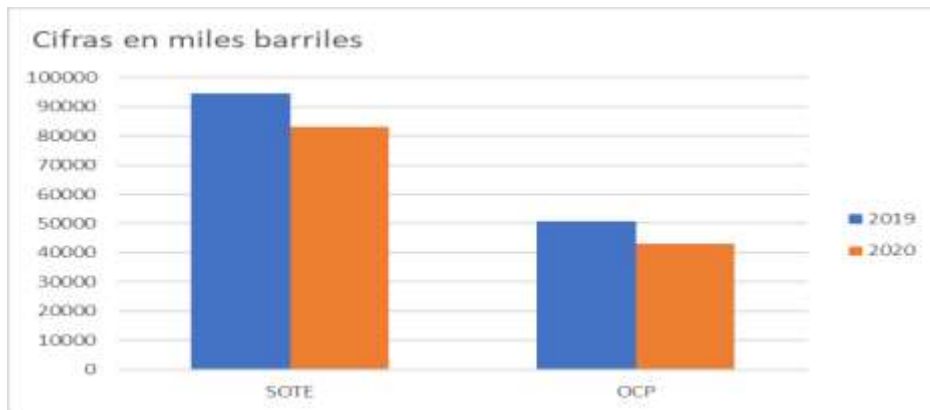


Figura 2.12 Transporte de crudo por oleoductos enero – septiembre 2019/2020.
(Adaptado de PETROECUADOR, 2020)

2.5 Software

Para ejecutar y dar solución al tercer objetivo se utilizó el software Pipesim 2017, en donde inicialmente se caracterizó el tipo de fluido que transporta cada uno de los oleoductos y así diseñar un modelo base tanto para SOTE como para OCP, conectando la línea de flujo únicamente de estación a estación, sin considerar válvulas y demás accesorios, puesto que el objetivo de la simulación se enfocó en la modificación de los diámetros de los ductos para incrementar los BPD a transportar.

En este proyecto se trabajó con tres casos bases para OCP a diferentes caudales: 108000 BPD, 216000 BPD y 300000 BPD. Mientras que para SOTE solo se trabajó con un caso base 355.000 BPD en los primeros tres tramos y 396.000 BPD en los tramos restantes.

2.5.1 Parámetros por considerar

Para poder caracterizar el fluido transportado por ambos oleoductos se utilizó corte de agua permitido para OCP y SOTE, gravedad API (60°F), gravedad específica (60/60 °F) y viscosidad cinemática a 80 °F, 100 °F y 120 °F.

Para la realización del modelo base se consideraron los parámetros que conforman los tramos tales como: extensión de la tubería, altimetría, diámetro interno, rugosidad, espesor, volumen transportado.

Con los diámetros ya establecidos en la red de oleoductos se determinó el volumen máximo que son capaces de transportar tomando como referencia las presiones máximas establecidas en el MAOP de la tubería y se identificaron los tramos en los que se deberían variar los diámetros para cumplir con la meta planteada por el gobierno de incrementar la producción de crudo a 1.000.000 de barriles diarios bombeados por el SOTE y OCP.

A continuación, se presenta toda la data que se utilizó para la simulación tanto para el SOTE y OCP.

2.5.2 Información Técnica de Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

2.5.2.1 Caracterización del fluido.

Tabla 2.5 Reporte de análisis del crudo transportado por SOTE.

Reporte de Resultados					
Tipo de muestra	Petróleo crudo	Dirección	Estación L. Agrio	Punto de toma de muestra	Transferencia Balao
Fecha de toma de muestra	26 de julio de 2021	Fecha de análisis	26 de julio de 2021	Fecha de entrega	26 de julio de 2021
Descripción					
Ensayo	Norma ASTM	Proc. Interno	Unidad	Resultado	U±
Gravedad API a 60°F	D 1298-12b	PE - 02	°API	23,4	±
Gravedad Específica	D 1298-12b	-	-	0,9135	±
Agua por Destilación	D 4006	-	% Vol.	0,475	±
BS&W	D 473	-	% Vol.	0,491	±
Viscosidad a 60 °F	SUMA	-	% Vol.	186,0	±
Viscosidad a 70 °F	D 445	-	% Peso	132,0	±
Viscosidad a 80 °F	D 445-15	-	mm ² /s	96,31	±
Viscosidad a 100 °F	D 445-15	-	mm ² /s	55,09	±
Viscosidad a 120 °F	D 445	-	mm ² /s	34,16	±
Viscosidad a 140 °F	D 445	-	mm ² /s	22,62	±

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2021)

2.5.2.2 Piping Class de la tubería SOTE.

Tabla 2.6 Reporte del piping class del oleoducto SOTE.

Piping Class		
Sistema De Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)		
Estación	Entrada – Succión	Descarga - Salida
Lago Agrio	Succión ANSI 300#	Descarga ANSI 900#
Lumbaqui	Succión ANSI 600#	Descarga ANSI 900#
El Salado	Succión ANSI 600#	Descarga ANSI 900#
Baeza	Succión ANSI 600#	Descarga ANSI 900#
Papallacta	Succión ANSI 600#	Descarga ANSI 900#
San Juan	Entrada ANSI 900#	Salida ANSI 600#
Chiriboga	Entrada ANSI 1500#	Salida ANSI 600#
La Palma	Entrada ANSI 900#	Salida ANSI 600#

Sto. Domingo	Entrada ANSI 900#	Salida ANSI 600#
Quinindé	Succión ANSI 600#	Descarga ANSI 900#

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2021)

2.5.3 Información técnica de Oleoducto de Crudo Pesado (OCP)

2.5.3.1 Propiedades físico – químicas del crudo

Tabla 2.7 Reporte de análisis del crudo transportado por OCP.

Reporte de Análisis							
Terminal:		Estación Amazonas	Fecha de muestreo:		Julio 28, 2021		
Muestra de:		Petróleo crudo	Fecha de operación:		Julio 27, 2021		
Hora muestreo:		02h10	Fecha de análisis:		Julio 28, 2021		
Temperatura		22,5 °C	Presión	733,1 mm Hg	Humedad		80%
Análisis		Unidad	Método		Resultado		Incertidumbre
1	Temperatura Observada	°F / °C	ASTD 1298-12b (17)		74,0	23,3	± N/A
2	Gravedad observada	°API / SG	ASTD 1298-12b (17)		17,7	0,9484	± N/A
3	Gravedad API a 15,6°C (60°F)	°API	ILT/070/LAB (ASTM D 1298-12b (17))		16,9		± N/A
4	Gravedad API seca	°API	Tablas		17,0		± 0,098
5	Gravedad Específica 60/60 °F	--	Tablas		0,9535		± 0,001
6	Gravedad Específica Seca	---	Tablas		0,9529		± 0,099
7	Viscosidad Cinemática a 26,7°C (80°F)	mm ² /s (cSt)	ILT/071/LAB (ASTM D 445-21)		2049		± 0,03
8	Viscosidad Cinemática a 37,8°C (100°F)	mm ² /s (cSt)	ILT/071/LAB (ASTM D 445-21)		807,0		± N/A
9	Viscosidad Cinemática a 48,9°C (120°F)	mm ² /s (cSt)	ILT/071/LAB (ASTM D 445-21)		365,7		± 4,608

(Adaptado de OCPECUADOR, 2021)

2.5.3.2 Piping Class de la tubería OCP

Tabla 2.8 Reporte técnico del piping class del oleoducto OCP.

Piping Class					
E1A					
OCP – Oleoducto Crudos Pesados					
Service	Sweet Hydrocarbon Crude oil Process Drain & Relief Sistem	Desing Code ANSI B 31.4 F= 0,6	Rating: 900 # RJ Max. Temp: 120°C (248 °F) Max. Pressure. 143 barg (2074 psig) @ t=250 °F per ASME B31.4, 402.2.1 Corr.Allowance: 1,59 mm (0,0625")		
Description Size From – To	Material (ASTM)	Sch. Rating	Dimension (ANSI)	End connection	Remarks
Pipe					
½" – 1½"	A -106 Gr B Seamless	160	B36.10	Plain Ends	
2" – 10"	A -106 Gr B Seamless	80	B36.10	Beveled Ends	
12" – 24"	API 5L X70 SAW / ERW	40	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
26"	API 5L X70 SAW / ERW	0,750"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
28" – 30"	API 5L X70 SAW / ERW	0,812"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
32"	API 5L X70 SAW / ERW	0,875"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
34"	API 5L X70 SAW / ERW	0,938"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
36"	API 5L X70 SAW / ERW	1,000"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1

(Adaptado de OCPECUADOR, 2021)

Tabla 2.9 Reporte de operación del oleoducto OCP a 108.000 BPD.

Presiones @ 108.000 bpd				
Estación	Presión de Succión (setpoint) (PSI)	Presión Esperada a la Descarga (PSI)	Temperatura de Entrada (°F)	Temperatura de Salida (°F)
Amazonas	98	1.397	116	128
Cayagama	330	1.578	107	112
Sardinas	330	1.712	96	135
Páramo	270	1.641	110	121
Chiquilpe	1.315	89	110	114
Puerto Quito	2.549	39	113	127
ABS	889	845	110	---
Terminal Marítimo	610	Altura Tanque	103	

(Adaptado de OCPECUADOR, 2021)

Tabla 2.10 Reporte de operación del oleoducto OCP a 216.000 BPD.

Presiones @ 216.000 bpd				
Estación	Presión de Succión (setpoint) (PSI)	Presión Esperada a la Descarga (PSI)	Temperatura de Entrada (°F)	Temperatura de Salida (°F)
Amazonas	101	1.504	117	125
Cayagama	320	1.690	111	117
Sardinas	240	1.699	100	135
Páramo	220	1.668	118	127
Chiquilpe	1.200	99	112	116
Puerto Quito	2.220	155	117	128
ABS	930	776	114	---
Terminal Marítimo	450	Altura Tanque	105	

(Adaptado de OCPECUADOR, 2021)

Tabla 2.11 Reporte de operación del oleoducto OCP a 300.000 BPD.

Presiones @ 300.000 bpd				
Estación	Presión de Succión (setpoint) (PSI)	Presión Esperada a la Descarga (PSI)	Temperatura de Entrada (°F)	Temperatura de Salida (°F)
Amazonas	96	1550	125	133
Cayagama	251	1460	105	109
Sardinas	210	1720	102	134
Páramo	200	1672	117	126
Chiquilpe	1060	70	110	113
Puerto Quito	1780	114	115	124
ABS	788	767	113	---
Terminal Marítimo	350	Altura Tanque	104	

(Adaptado de OCPECUADOR, 2021)

2.5.4 Simulaciones de caso base

2.5.4.1 SOTE

2.5.4.1.1 Presiones de caso base con actuales características de crudo, SOTE.

A continuación, se presentan gráficas resultado de la simulación. Se realizó la corrida de un caso base real en donde se transportan en los tramos Lago Agrio – Lumbaqui, Lumbaqui – Salado, Salado – Baeza, 355.000 BPD, y en los tramos Baeza – Papallacta, Papallacta – San Juan, San Juan – Chiriboga, Chiriboga – La Palma, La Palma – Santo Domingo, Santo Domingo – Quinindé, Quinindé – Balao, 396.000 BPD. En la simulación se obtienen las presiones a diferentes distancias, de acuerdo con cada tramo, luego estos valores los agregamos a una tabla de Excel, en donde se realizan las gráficas.

Tramo Lago Agrio – Lumbaqui

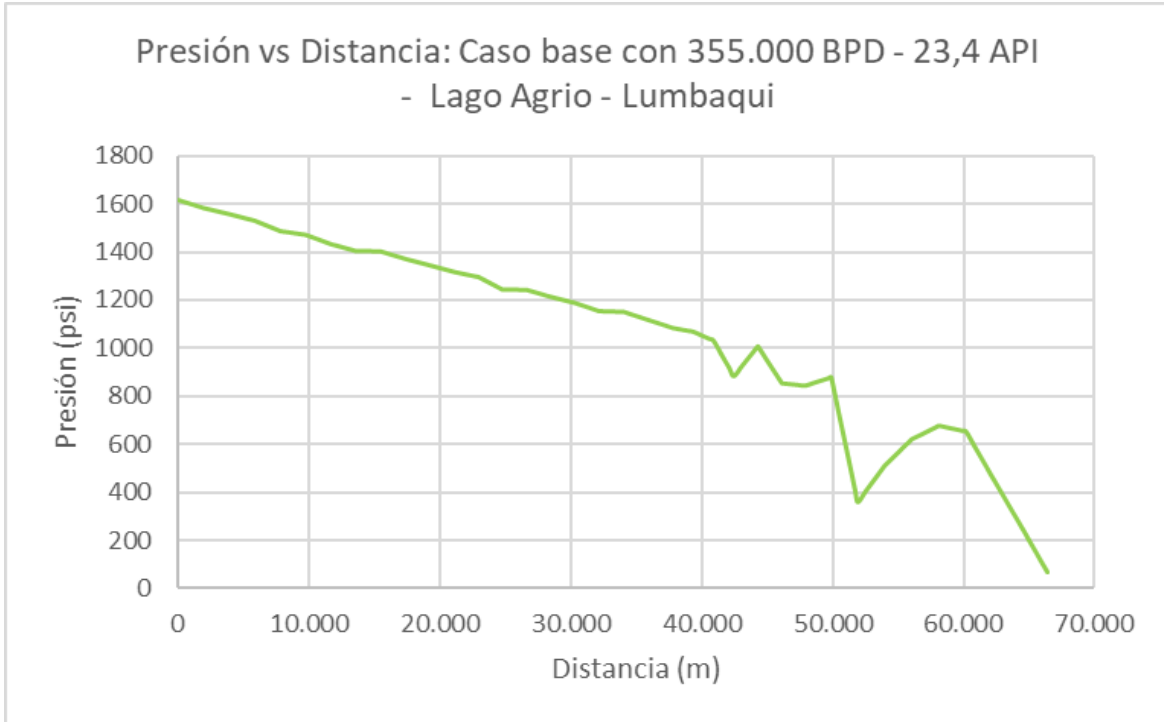


Figura 2.13 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Lago Agrio - Lumbaqui. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Lumbaqui – Salado

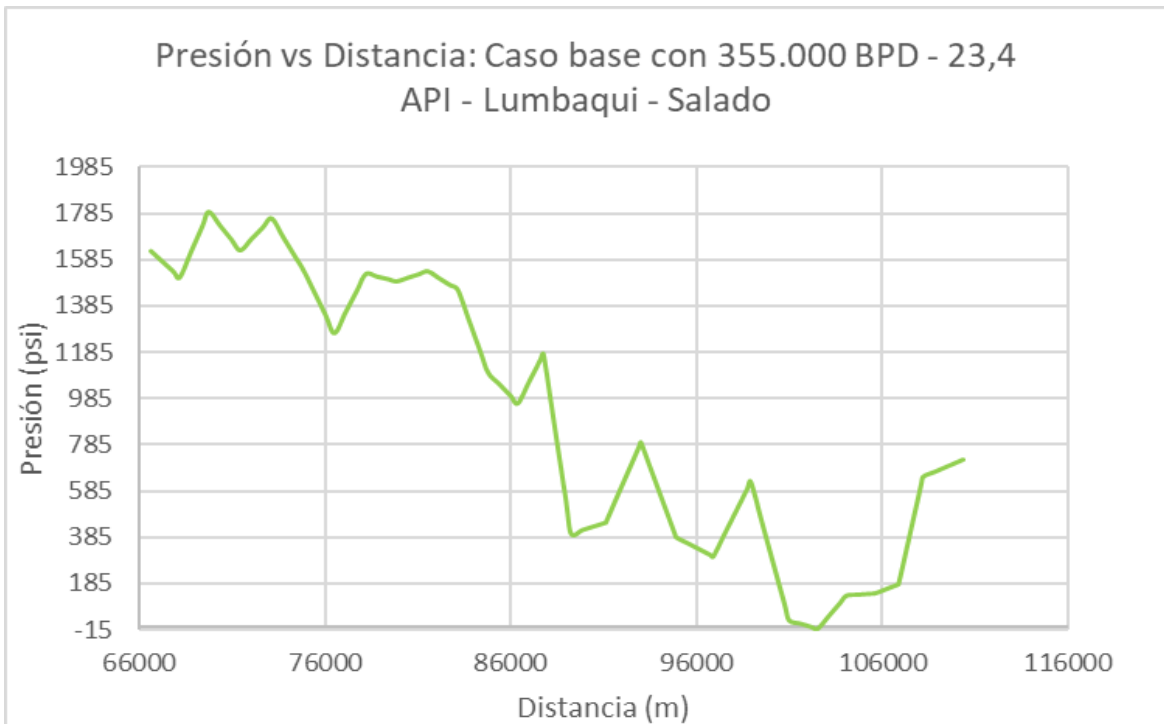


Figura 2.14 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Lumbaqui - Salado. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Salado – Baeza

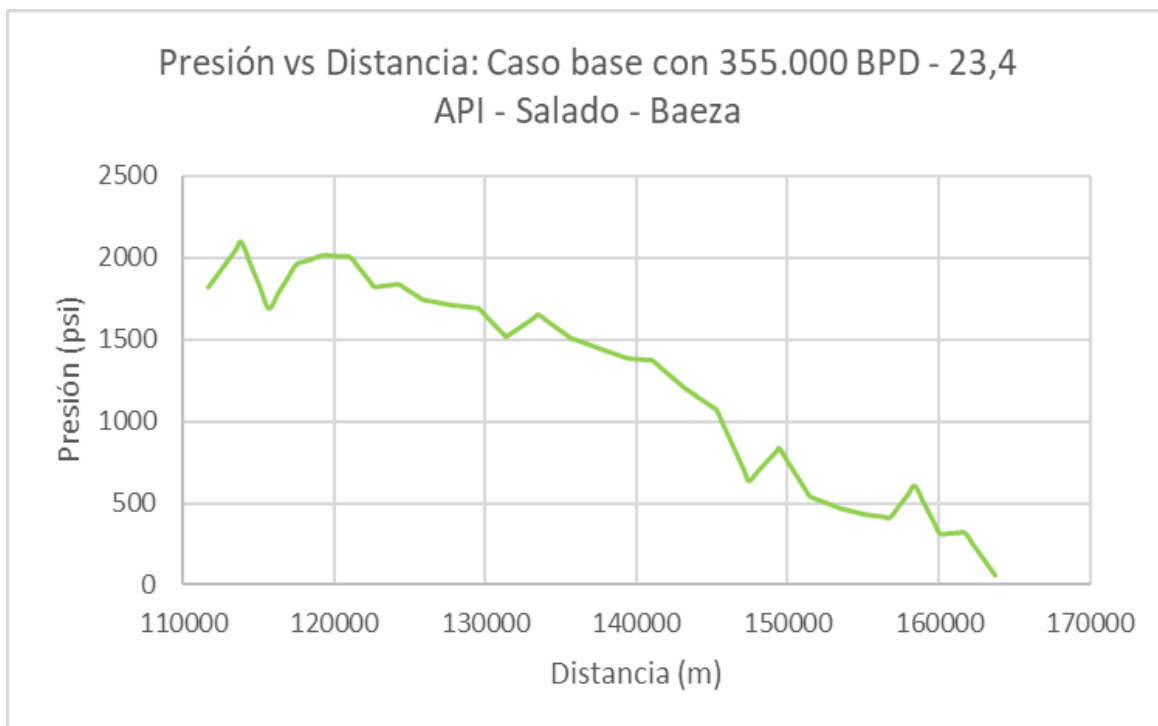


Figura 2.15 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Salado - Baeza. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Baeza – Papallacta

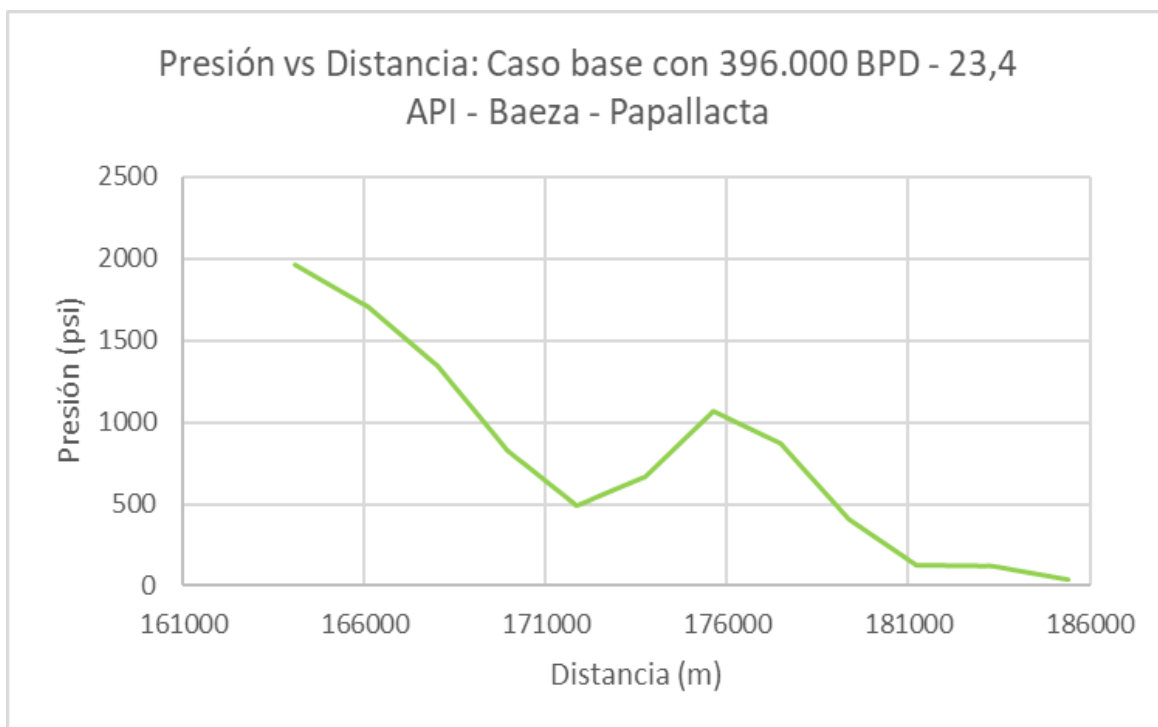


Figura 2.16 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Baeza - Papallacta. (Loor&Yagual,2021)

Papallacta – San Juan

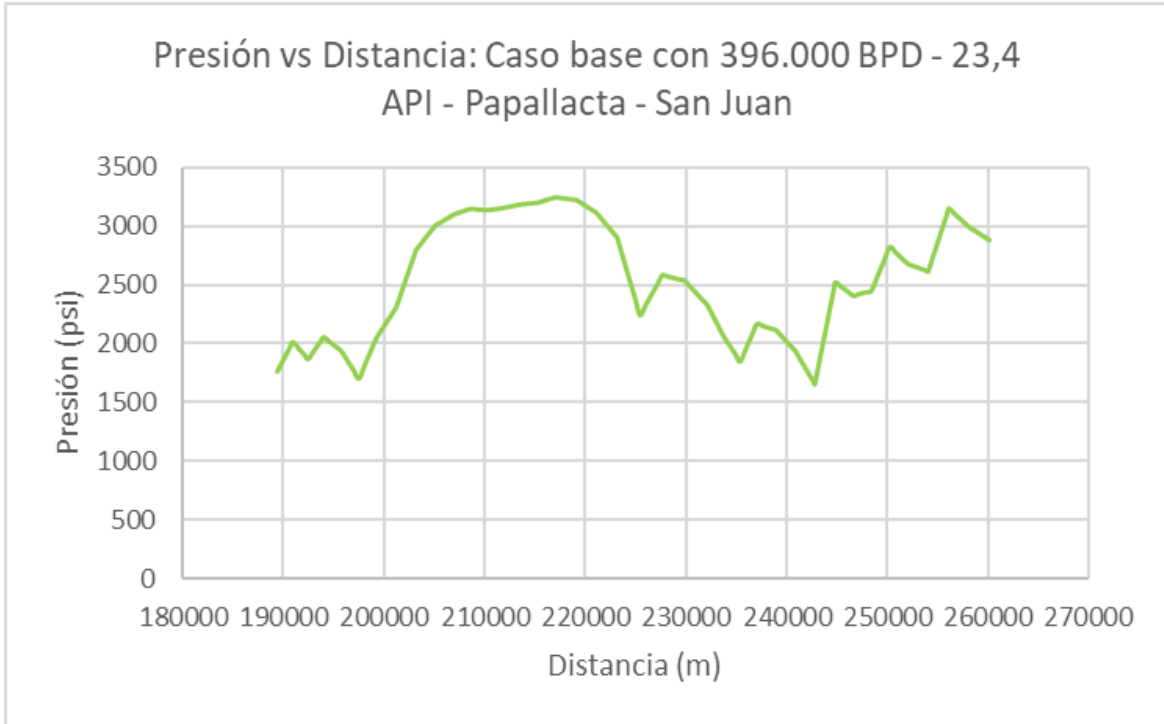


Figura 2.17 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Papallacta – San Juan. (Loor&Yagual,2021)

San Juan – Chiriboga

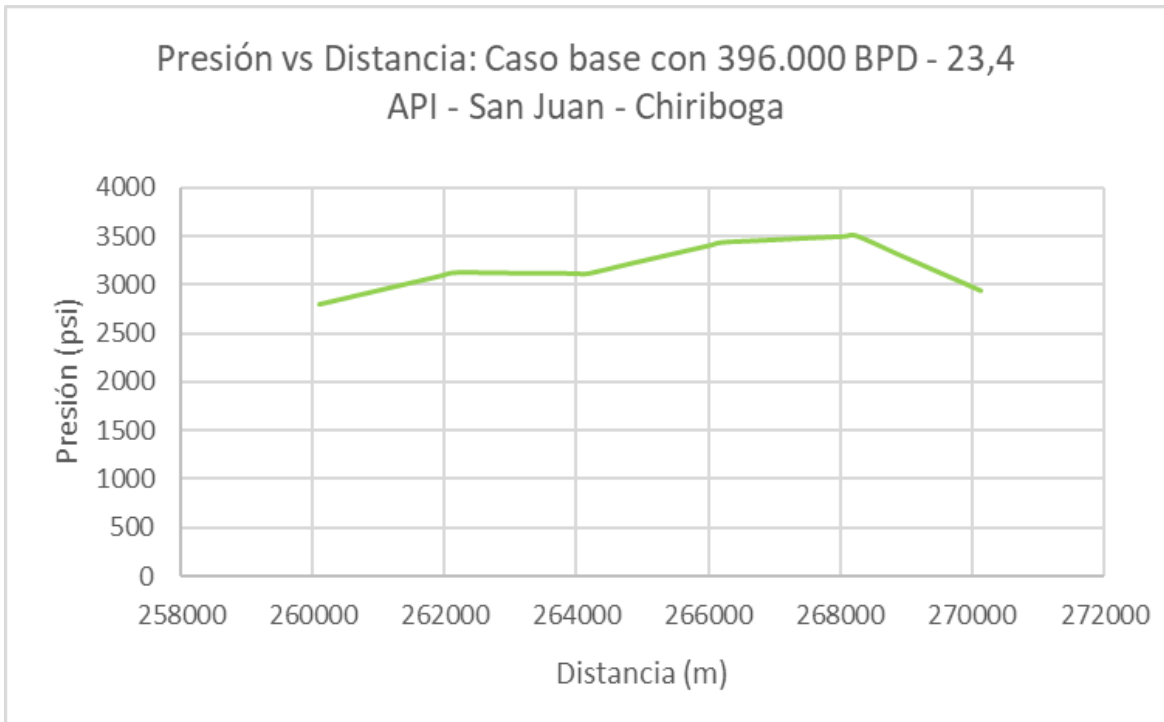


Figura 2.18 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo San Juan - Chiriboga. (Loor&Yagual,2021)

Chiriboga – La Palma

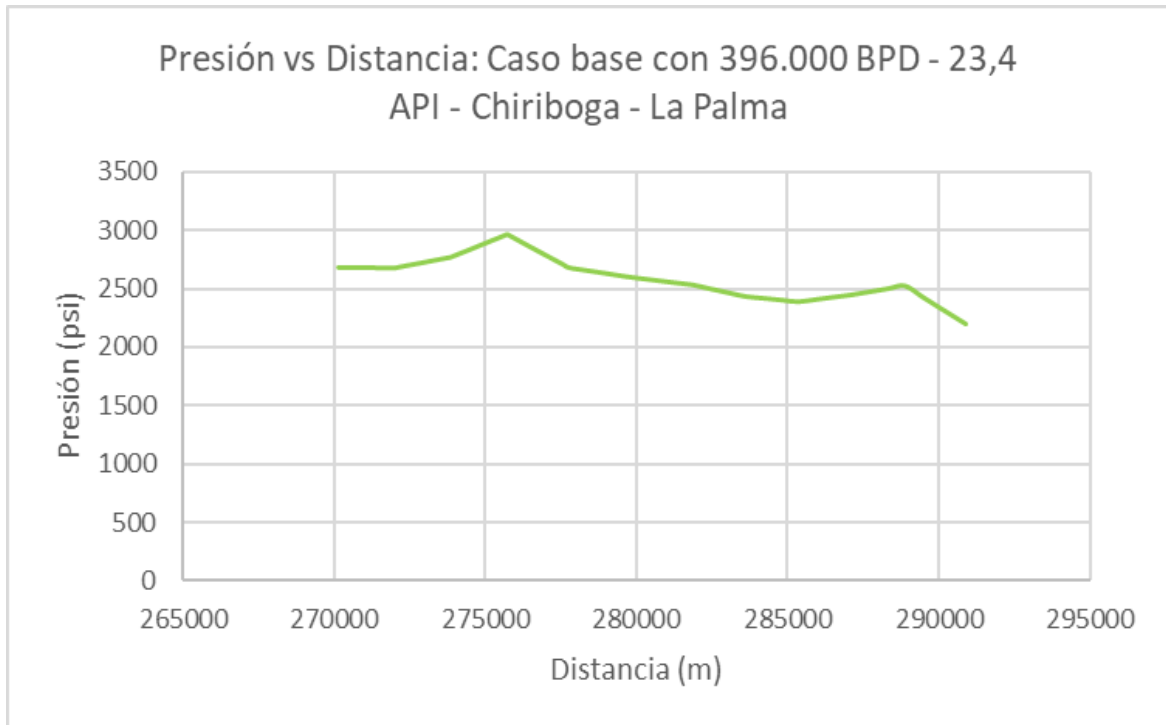


Figura 2.19 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Chiriboga – La Palma. (Loor&Yagual,2021)

La Palma – Santo Domingo

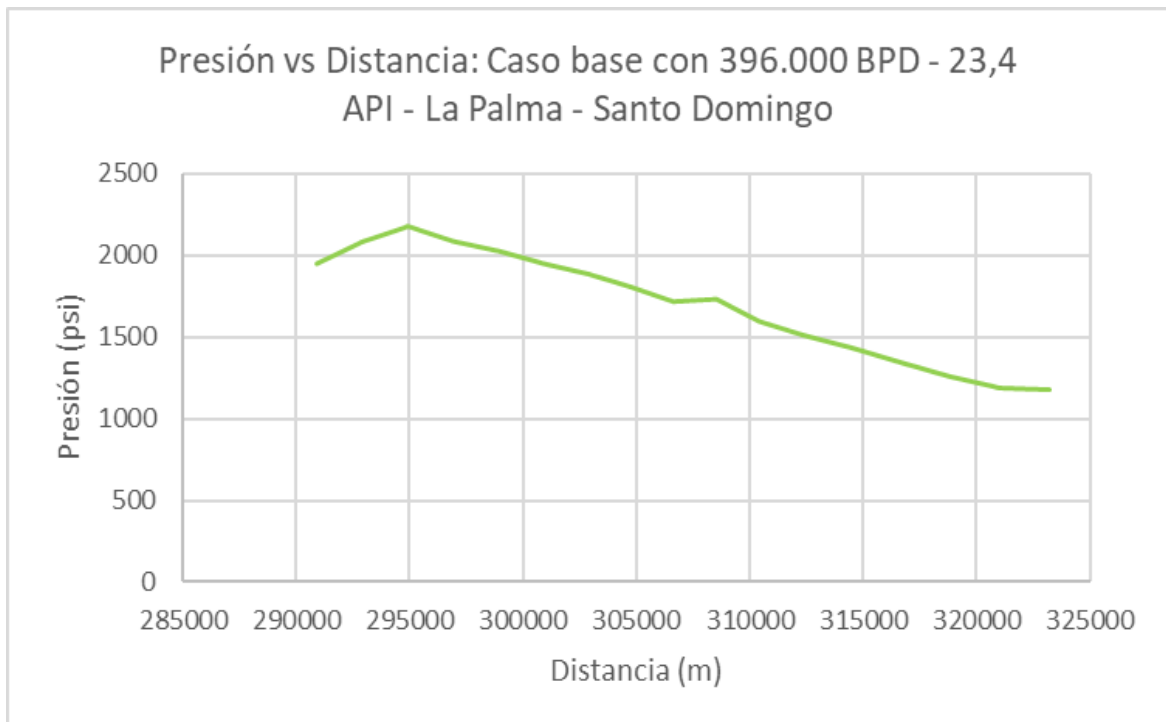


Figura 2.20 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo La Palma – Santo Domingo. (Loor&Yagual,2021)

Santo Domingo - Quinindé

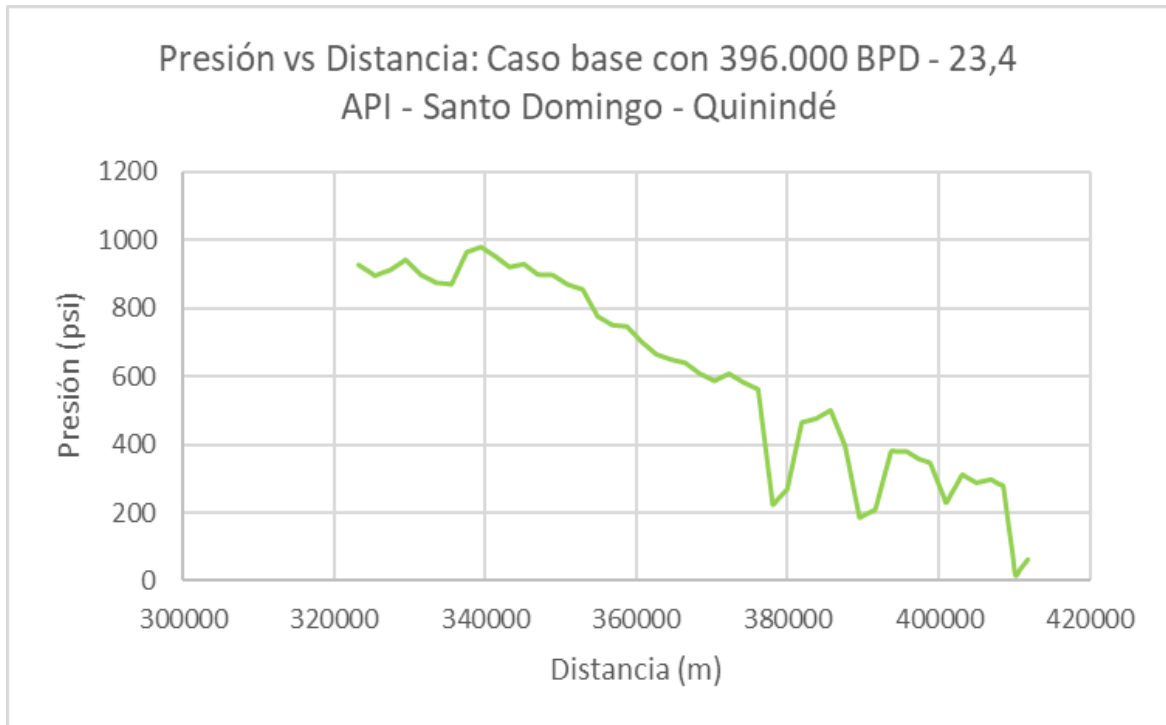


Figura 2.21 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Santo Domingo - Quinindé. (Loor&Yagual,2021)

Quinindé - Balao

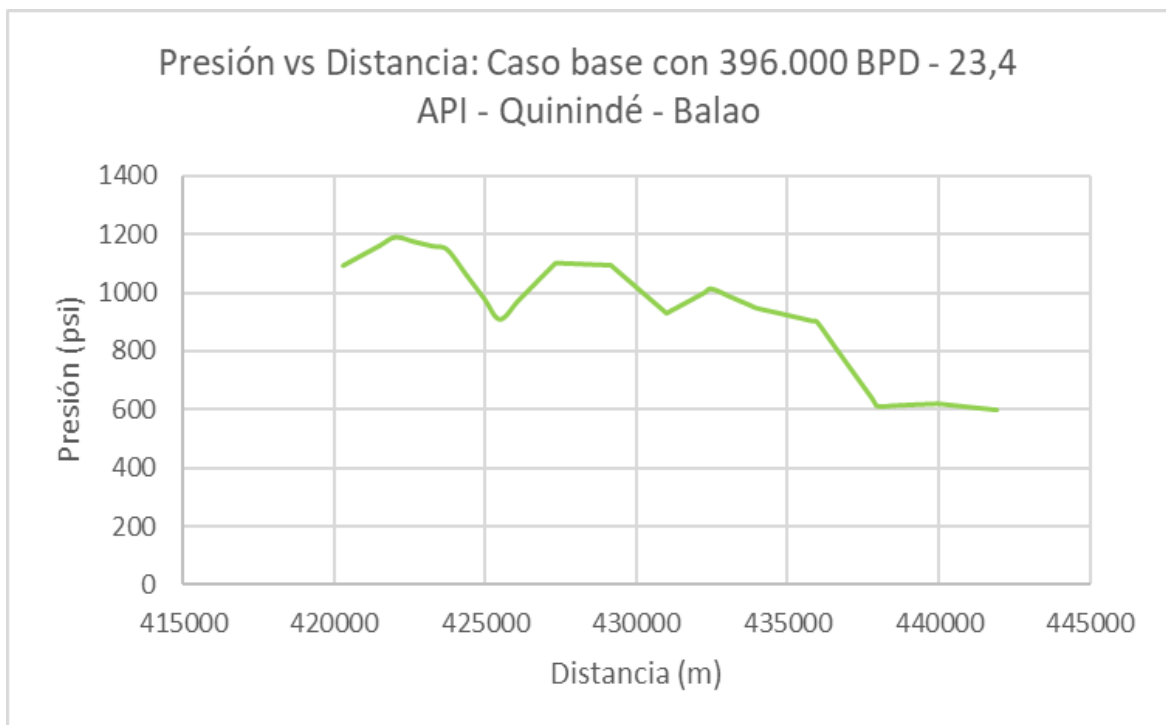


Figura 2.22 SOTE: Gráfica de presión caso base. Tramo Quinindé - Balao. (Loor&Yagual,2021)

Luego de observar el comportamiento de las presiones a lo largo de cada uno de los tramos del SOTE, considerando como caso base el transporte de 355.000 BPD en los primeros tres tramos y 396.000 BPD en los tramos restantes, con las características actuales operativas del ducto, se adjunta una gráfica a manera de resumen en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto.

Perfil de presiones de caso base del oleoducto SOTE

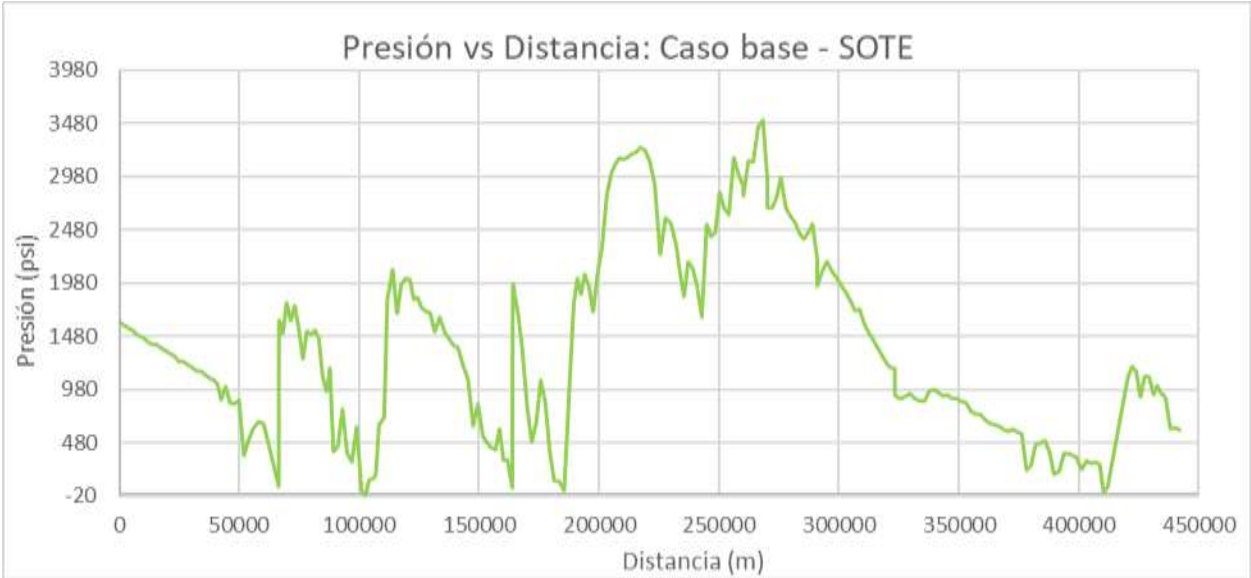


Figura 2.23 SOTE: Presión caso base vs Distancia – 23,4 °API. (Loor&Yagual,2021)

2.5.4.2 OCP

2.5.4.2.1 Máxima presión de operación admisible (MAOP) de OCP

Para determinar el diámetro que se va a modificar se debe tomar en cuenta que la presión al transportar el crudo no supere el MAOP ya especificado de acuerdo con el estudio técnico realizado por las respectivas empresas. A continuación, se muestra el MAOP de cada uno de los tramos para posteriormente comparar con la simulación realizada de un caso base (300.000 BDP).

Tramo Amazonas – Cayagama

Tramo Amazonas – Cayagama, el máximo MAOP es de 2244,38 psi y el mínimo MAOP es 1122,78 psi.

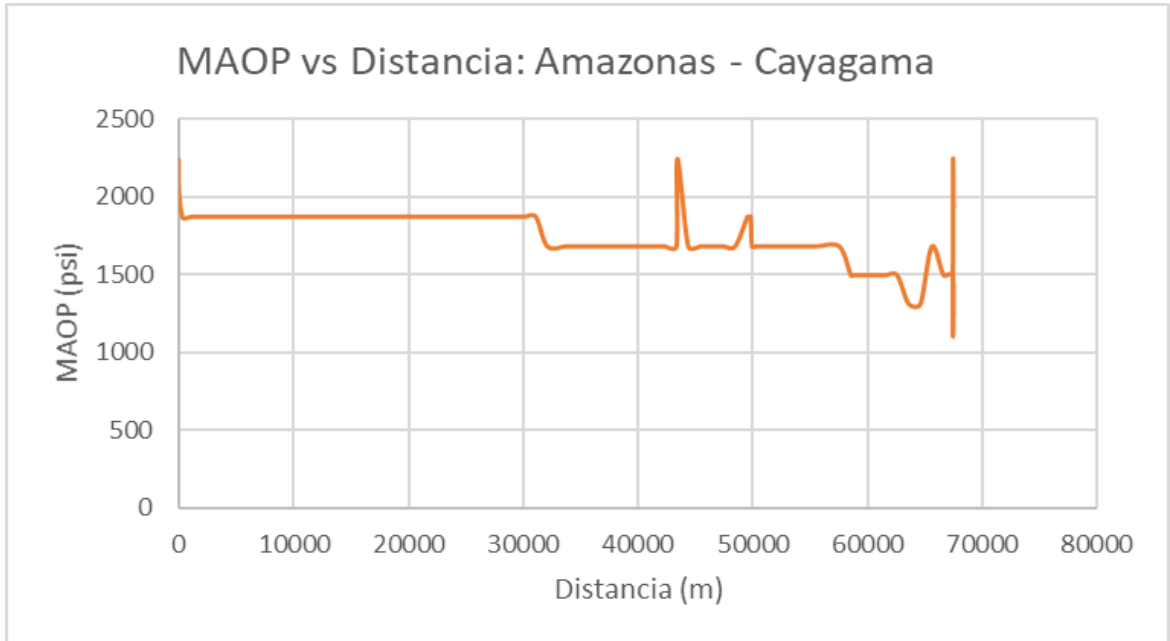


Figura 2.24 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Cayagama – Sardinas

Tramo Cayagama – Sardinas, máximo MAOP es 1951,57 psi y el mínimo MAOP es 969,13 psi.

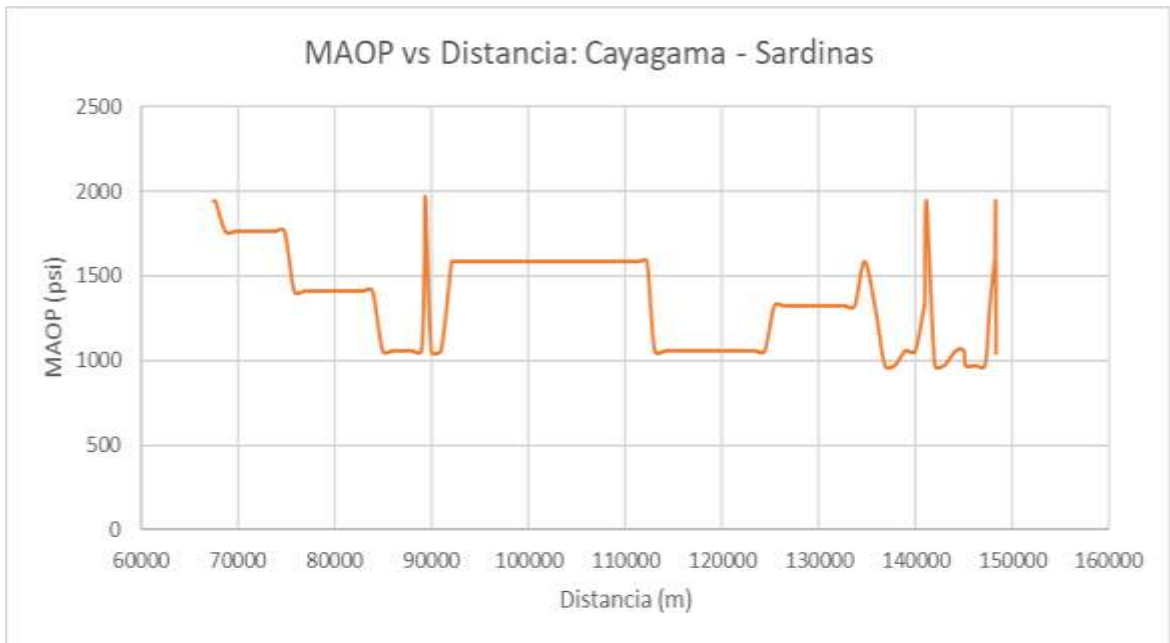


Figura 2.25 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Cayagama - Sardinas. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Sardinias – Páramo

Tramo Sardinias - Páramo, máximo MAOP es 2217,69 psi y el mínimo MAOP es 969,13 psi.

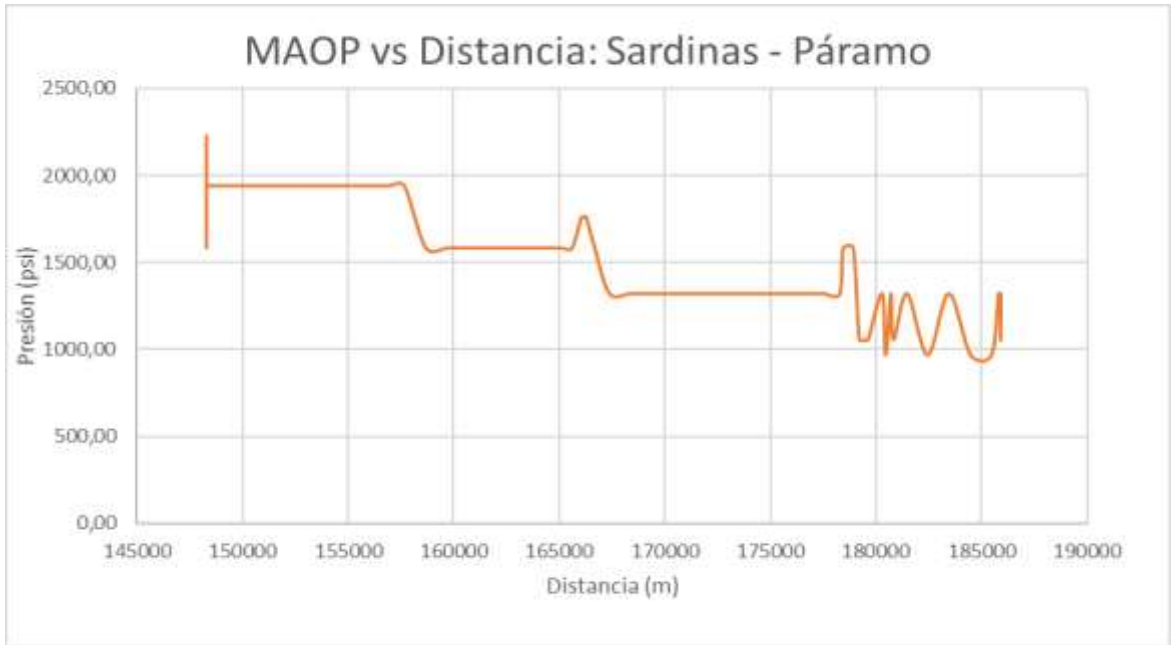


Figura 2.26 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Sardinias - Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Páramo - Chiquilpe

Tramo Páramo - Chiquilpe, máximo MAOP es 3177,47 psi y el mínimo MAOP es 1029,7 psi

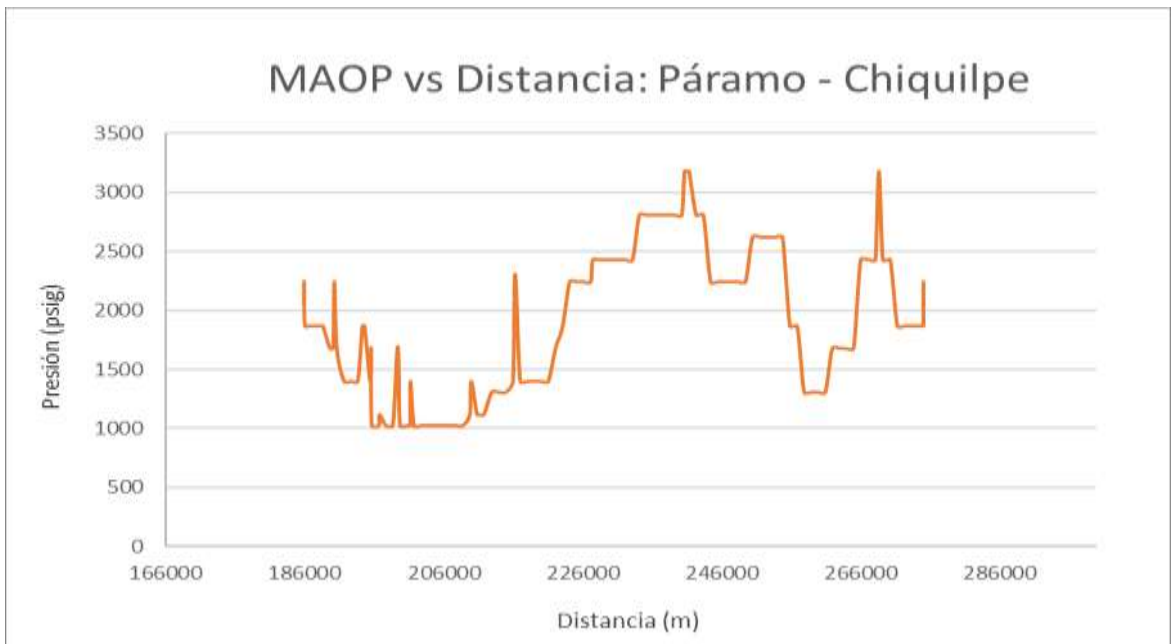


Figura 2.27 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Chiquilpe – Puerto Quito

Tramo Chiquilpe – Puerto Quito, máximo MAOP es 4987,5 psi y el mínimo MAOP es 1244,13 psi.

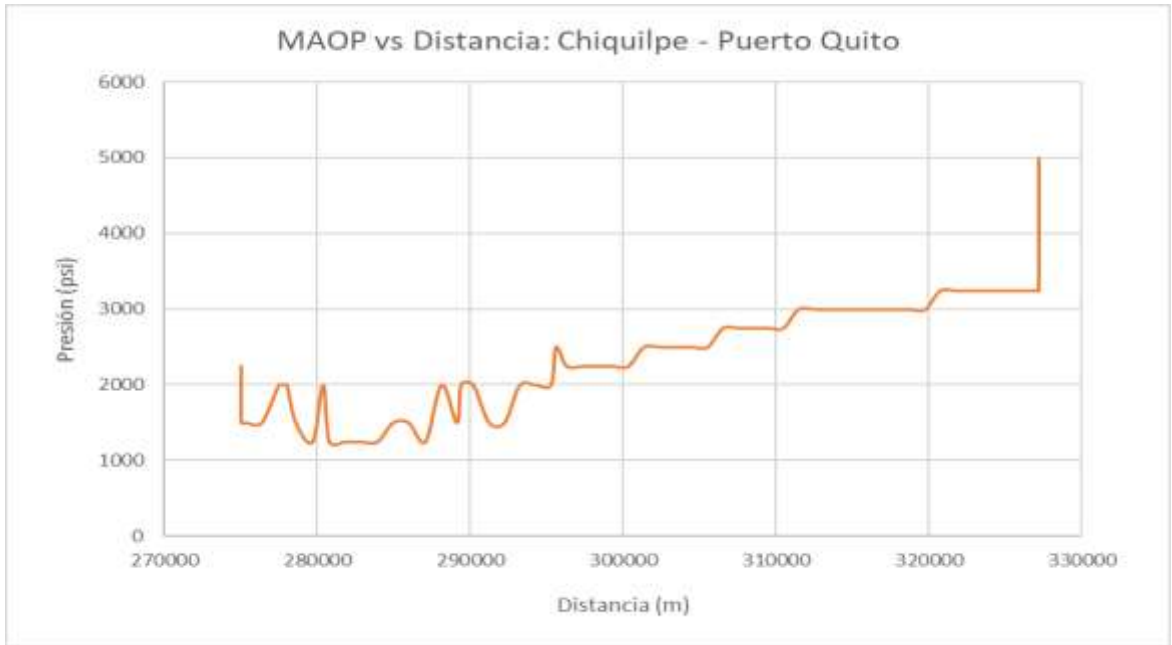


Figura 2.28 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Puerto Quito – ABS

Tramo Puerto Quito - ABS, máximo MAOP es 4987,5 psi y el mínimo MAOP es 998,02 psi.

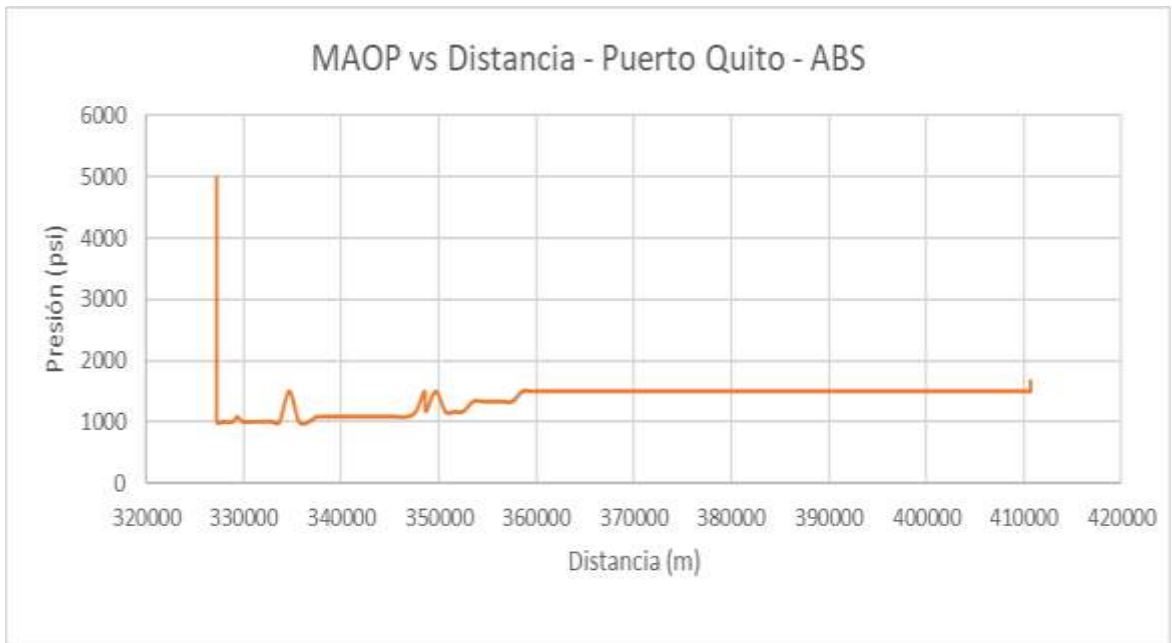


Figura 2.29 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)

Tramo ABS – Terminal Marítimo

Tramo ABS – Terminal Marítimo, máximo MAOP es 1830,58 psi y el mínimo MAOP es 998,02 psi.

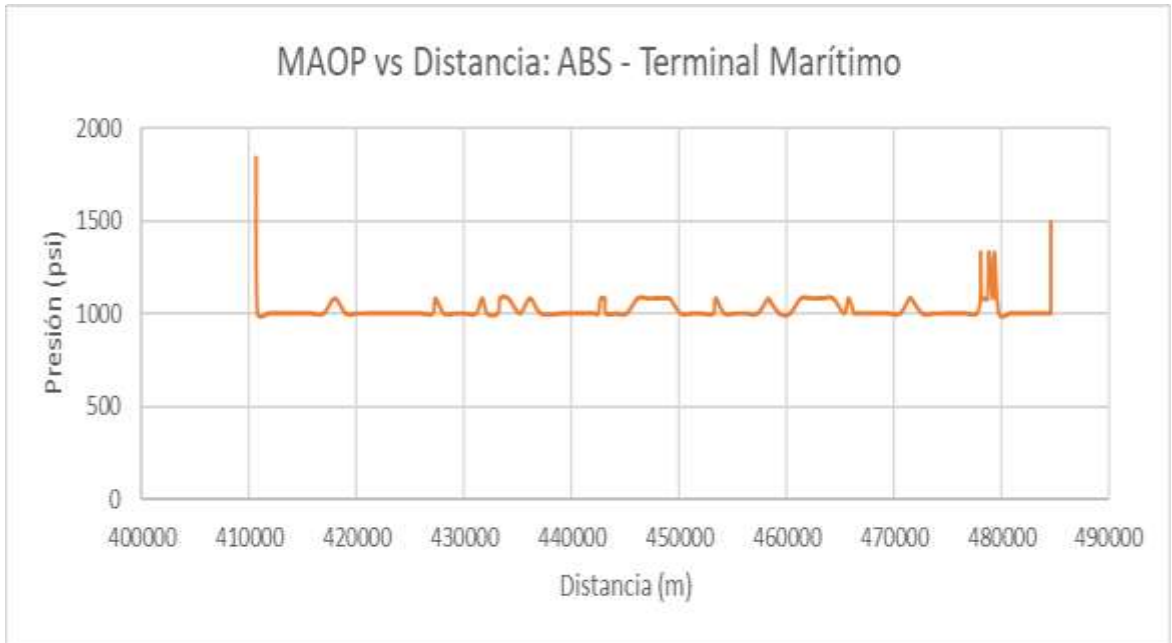


Figura 2.30 OCP: Gráfica MAOP vs Distancia. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

Haciendo un consolidado de cómo se ven gráficamente los MAOP de todo el oleoducto, desde la estación Amazonas hasta el Terminal Marítimo, se realizó la siguiente gráfica:

MAOP DEL OCP

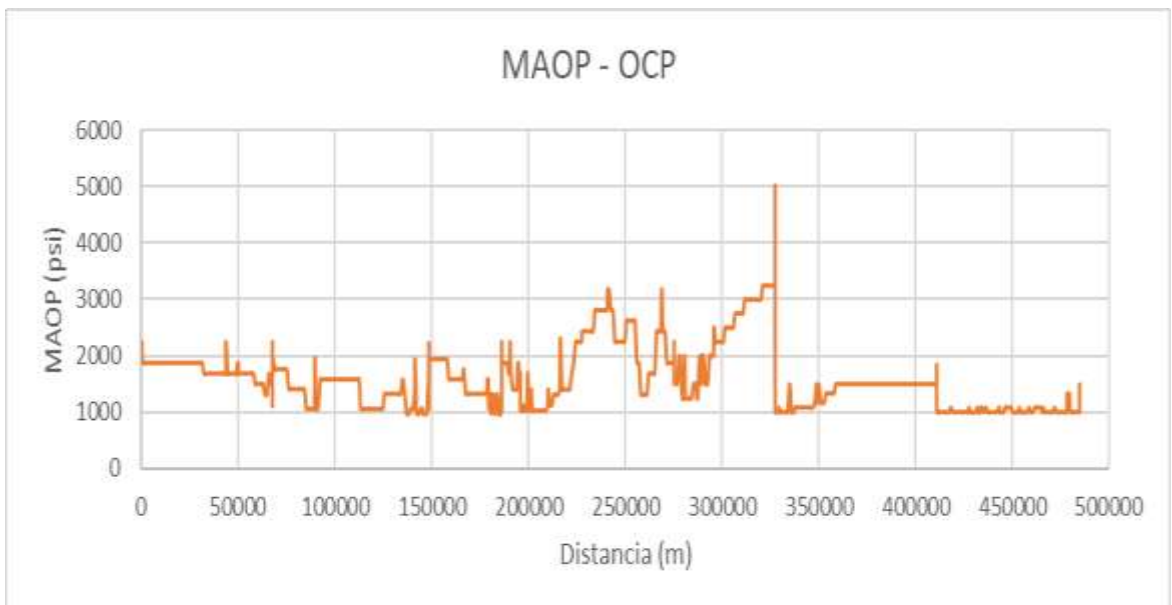


Figura 2.31 Gráfica de MAOP a lo largo del oleoducto OCP. (Loor&Yagual,2021)

Donde se puede observar el perfil de las máximas presiones a las que el oleoducto puede ser sometido.

2.5.4.3 Presiones y temperaturas a la entra y salida en cada estación.

Tabla 2.12 Reporte de flujo, presión, velocidad y porcentaje de cada estación de bombeo del SOTE.

Estaciones	Unidades	Flujo	Presión		Velocidad	%
		B.P.H	Succión PSI	Descarga PSI	Motor R.P.M	Carga
L. Agrio	6	14800	120	1506	1030	90
	5	14300	120	1464	1030	92
	4	13800	120	1290	1020	95
	3	10700	120	1240	1010	96
	2	7500	120	1000	985	96
	1	3500	120	975	950	96
Lumbaqui	6	14800	100	1520	1030	90
	5	14300	110	1370	1030	92
	4	13800	125	1330	1020	95
	3	10700	160	1255	1010	96
	2	7500	200	1155	985	96
	1	3500	240	1130	950	96
Salado	6	14800	470	1640	1030	90
	5	14300	480	1390	1030	92
	4	13800	480	1360	1020	95
	3	10700	500	1290	1010	96
	2	7500	555	1170	985	96
	1	3500	580	1140	950	96
Baeza	6	16500	100	1770	1030	90
	5	14300	100	1420	1030	92
	4	13800	120	1380	1020	95
	3	10700	150	1380	1010	96
	2	7500	175	1370	985	96
	1	3500	200	1360	950	96
Papallacta	6	16500	100	1770	1030	90
	5	14300	100	1420	1030	92
	4	13800	100	1380	1020	95
	3	10700	100	1380	1010	96
	2	7500	115	1370	985	96
	1	3500	130	1360	950	96
Quinindé	2	16500	100	1030	900	94
	1	15800	240	980	900	97
Impeller	L. Agrio	Lumbaqui	Salado	Baeza	Papallacta	Quinindé
	12 13/16"	12 13/16"	12 13/16"	12 13/16"	12 13/16"	16,67"
Etapas	5	5	4	6	6	1

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2021)

Tabla 2.13 Reporte de MAOP, unidad de control y sistema de alivio de cada estación reductora de presión del SOTE.

Estaciones Reductoras	Unidad de Control (PSI)	Sistema de Alivio (PSI)	MAOP Entrada (PSI)	MAOP Salida (PSI)
San Juan	90	777	1349,17	1486,08
Chiriboga	1380	1800	2427,84	1486,08
La Palma	1030	1300	2026,08	1486,08
Sto. Domingo	920	1560	2026,08	1143,14

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2021)

Tabla 2.14 Reporte de temperaturas de entrada y salida del crudo transportado por SOTE.

Temperatura (°F)	Entrada	Salida
	90 – 95 (intercambiador)	95 – 100 (intercambiador)
	95 – 100 (bomba)	105 – 107 (bomba)

(Adaptado de EP PETROECUADOR, 2021)

2.5.4.3.1 Presiones de caso base que transporta OCP con actuales características de crudo, 16,9 °API

A continuación, se presentan gráficas resultado de la simulación. Se realizó una corrida de un caso base real con 16,9 °API, en donde se transporta 300.000 BPD; en la simulación se obtienen las presiones a diferentes distancias, de acuerdo con cada tramo, luego estos valores los agregamos a una tabla de Excel, en donde se realizan las gráficas y se puede hacer una comparación rápidamente. Estos valores son resultado de la simulación realizada con las características actuales del oleoducto.

Tramo Amazonas – Cayagama

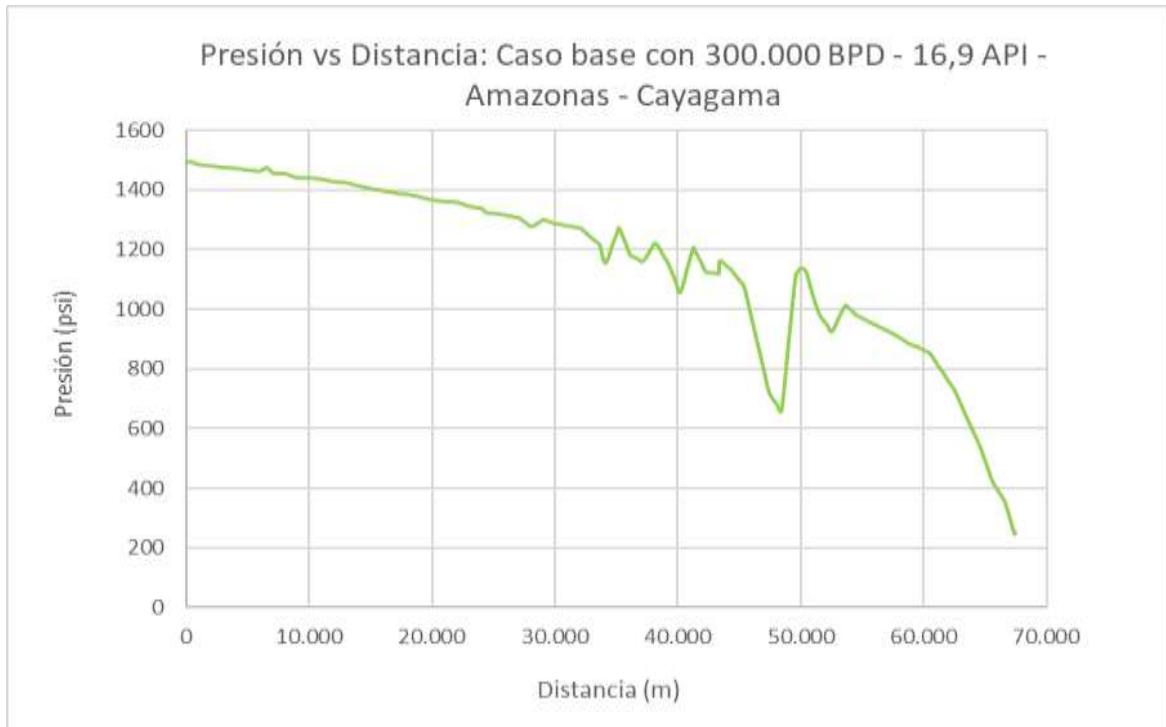


Figura 2.32 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Cayagama – Sardinas

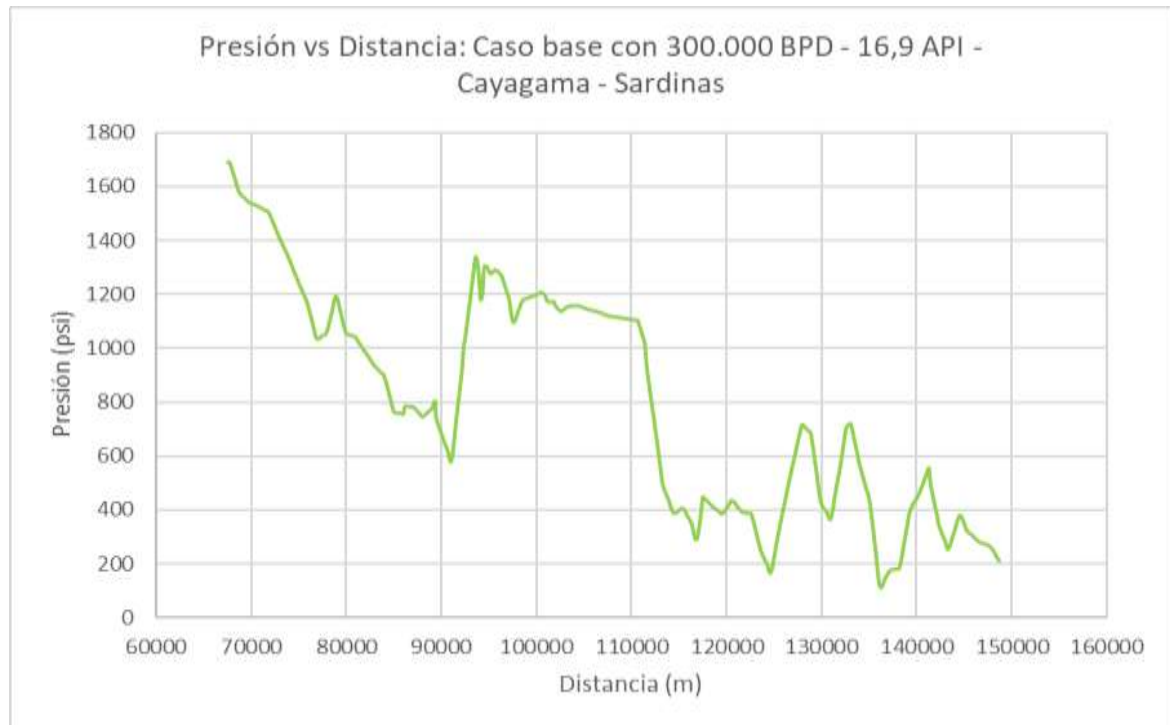


Figura 2.33 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama - Sardinas. (Loor&Yagua,2021)

Tramo Sardinias – Páramo

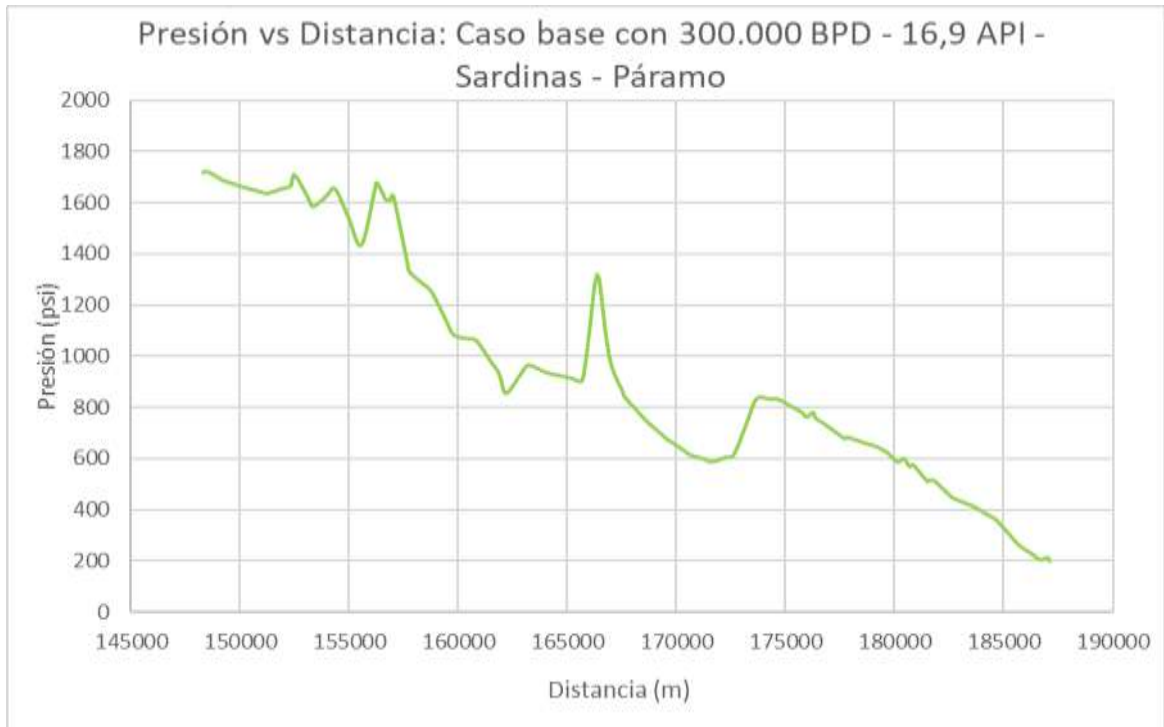


Figura 2.34 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Sardinias - Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe



Figura 2.35 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito



Figura 2.36 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS



Figura 2.37 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

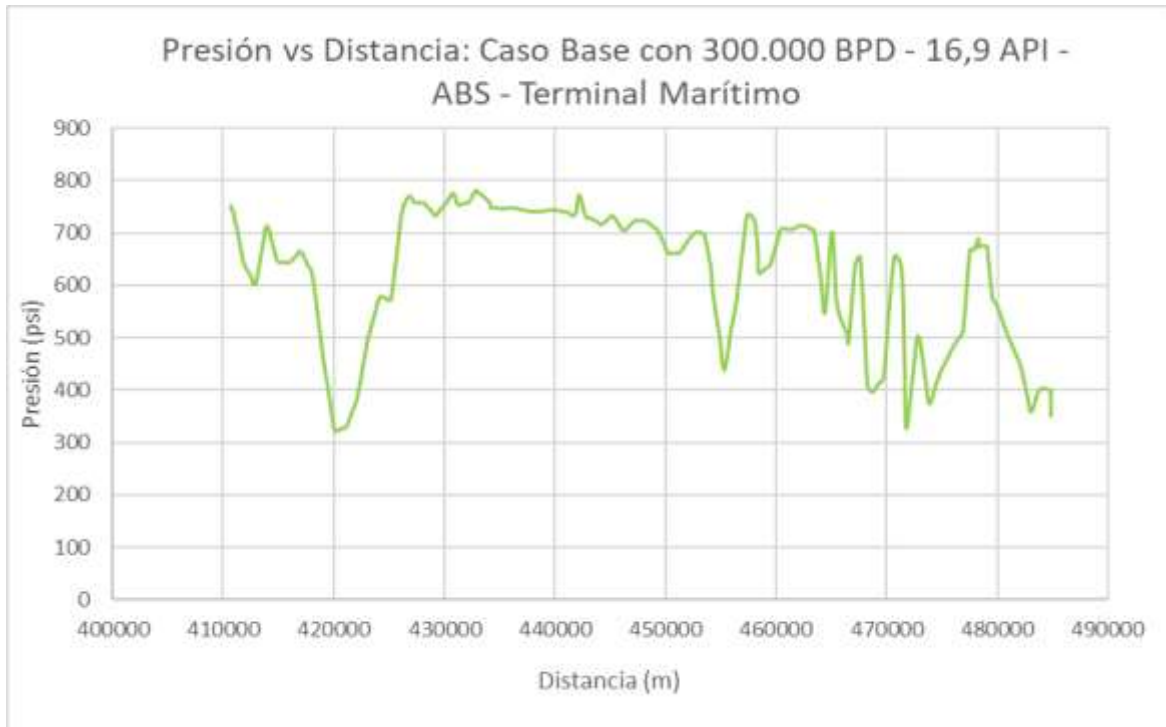


Figura 2.38 OCP: Gráfica de presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual)

Luego de observar el comportamiento de las presiones a lo largo de cada uno de los tramos del OCP, considerando como caso base el transporte de 300.000 BPD y con las características actuales operativas del ducto, se adjunta una gráfica a manera de resumen en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto.

Perfil de presiones de caso base del oleoducto OCP

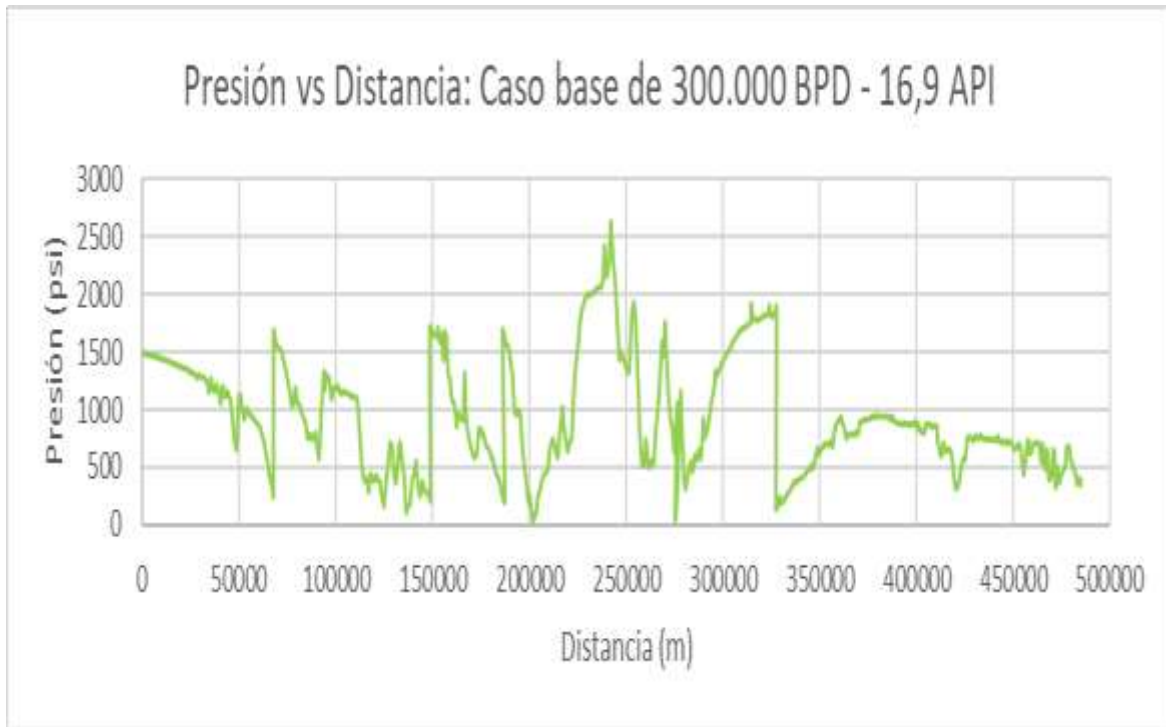


Figura 2.39 OCP: Gráfica de presión caso base vs distancia - 300.000 BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021)

2.5.4.3.2 Presiones máximas y caudal conservador que transporta OCP con actuales características del crudo, 16,9 °API.

Siendo las presiones las limitantes, se ha sometido a cada tramo a las máximas presiones posibles, considerando su MAOP, por tanto, se pudo determinar las capacidades máximas de transporte de cada tramo.

A continuación, se presentan las gráficas en donde se reflejan las presiones máximas de cada tramo, por ende, se ha identificado el máximo volumen posible a transportar.

Amazonas – Cayagama

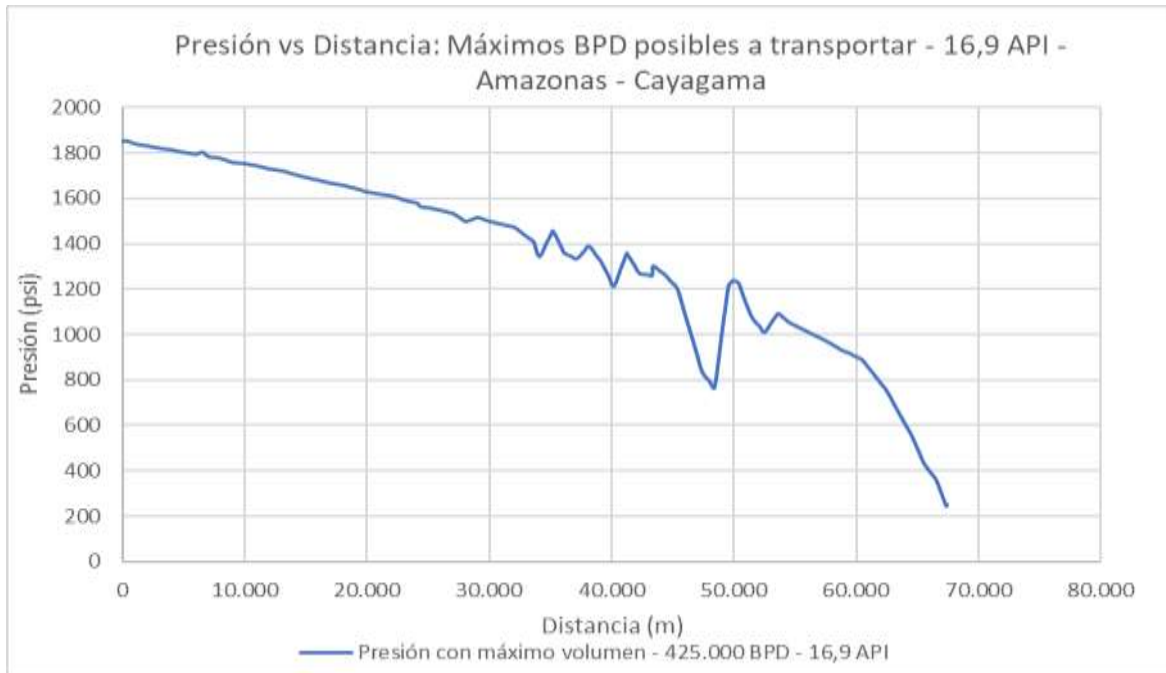


Figura 2.40 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Amazonas – Cayama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinas

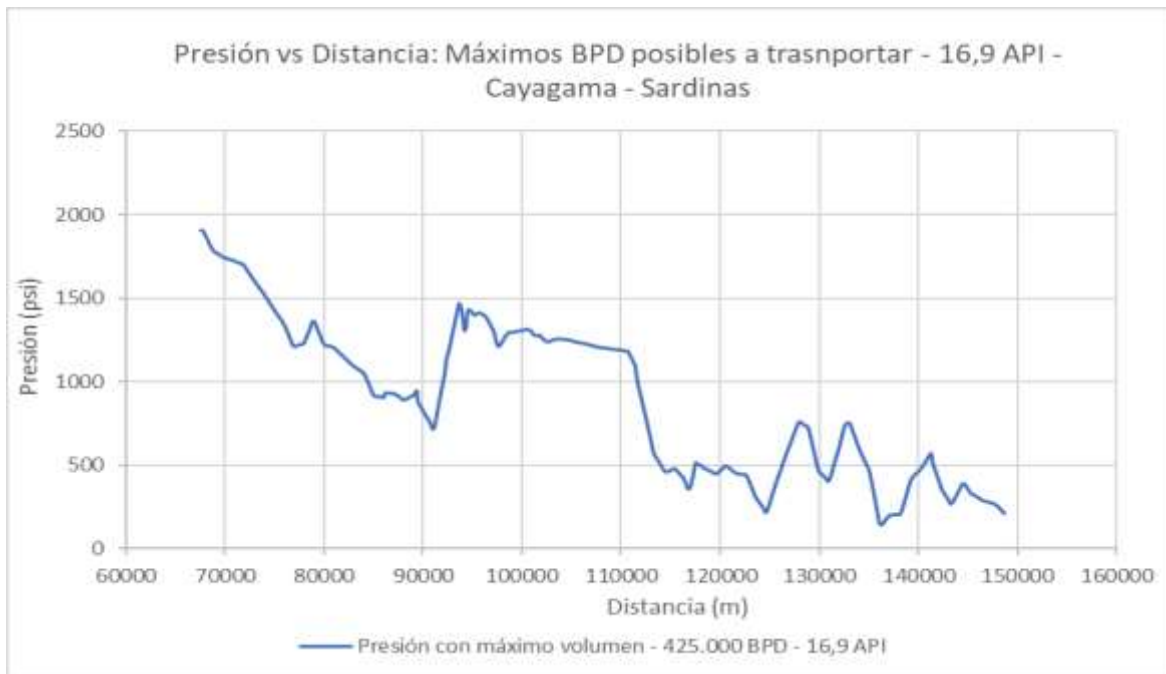


Figura 2.41 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Cayama - Sardinas. (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

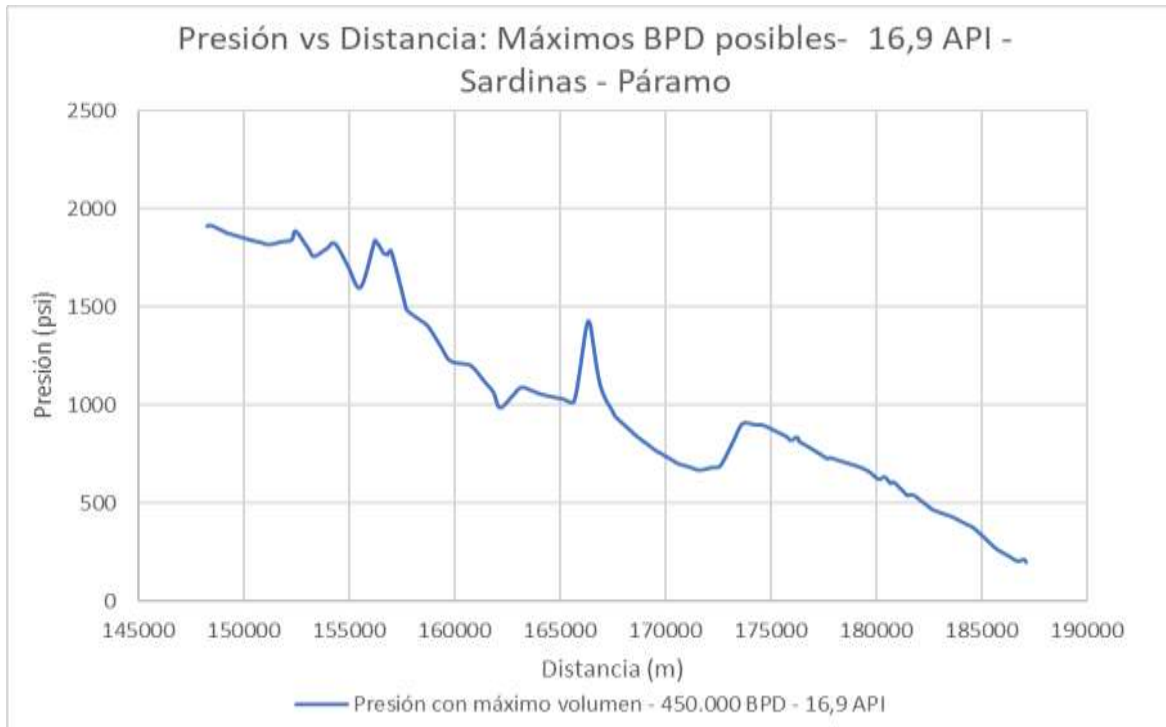


Figura 2.42 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Sardinas - Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

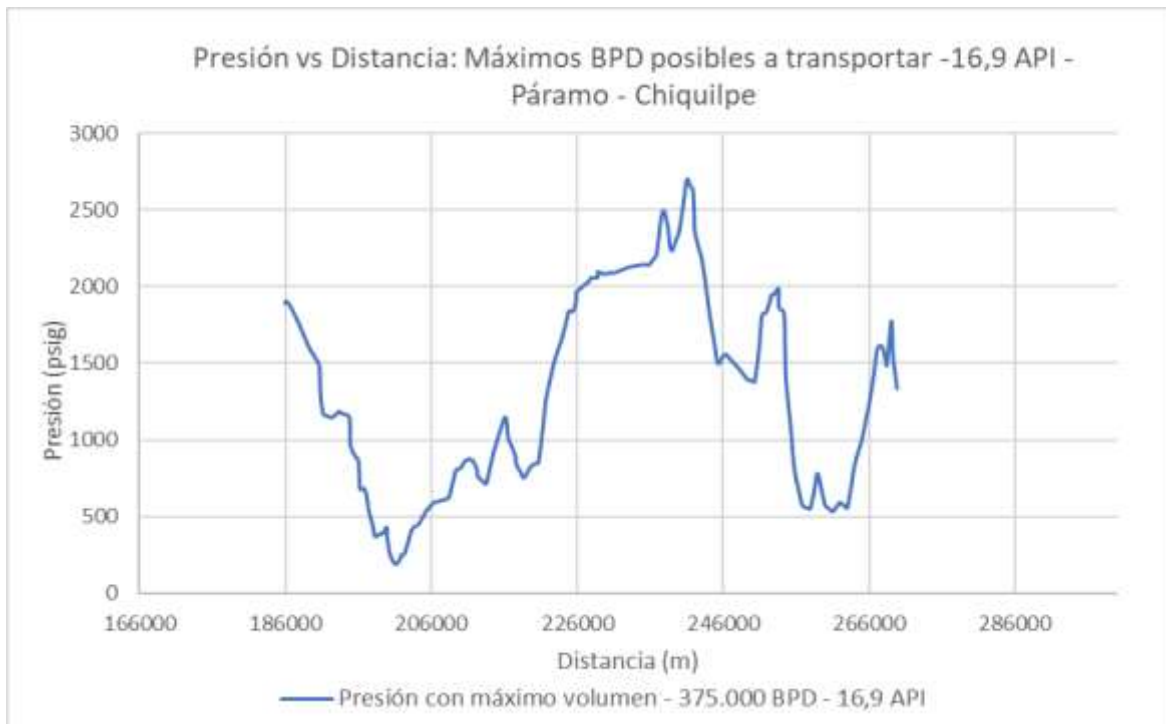


Figura 2.43 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

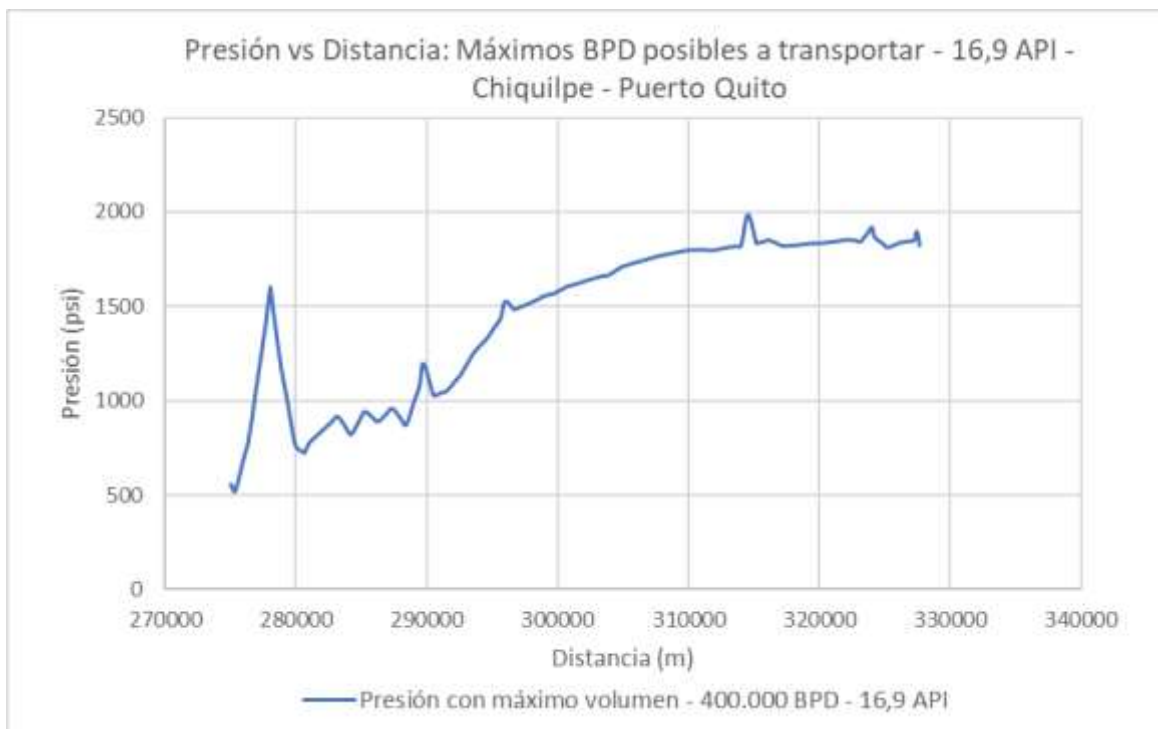


Figura 2.44 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

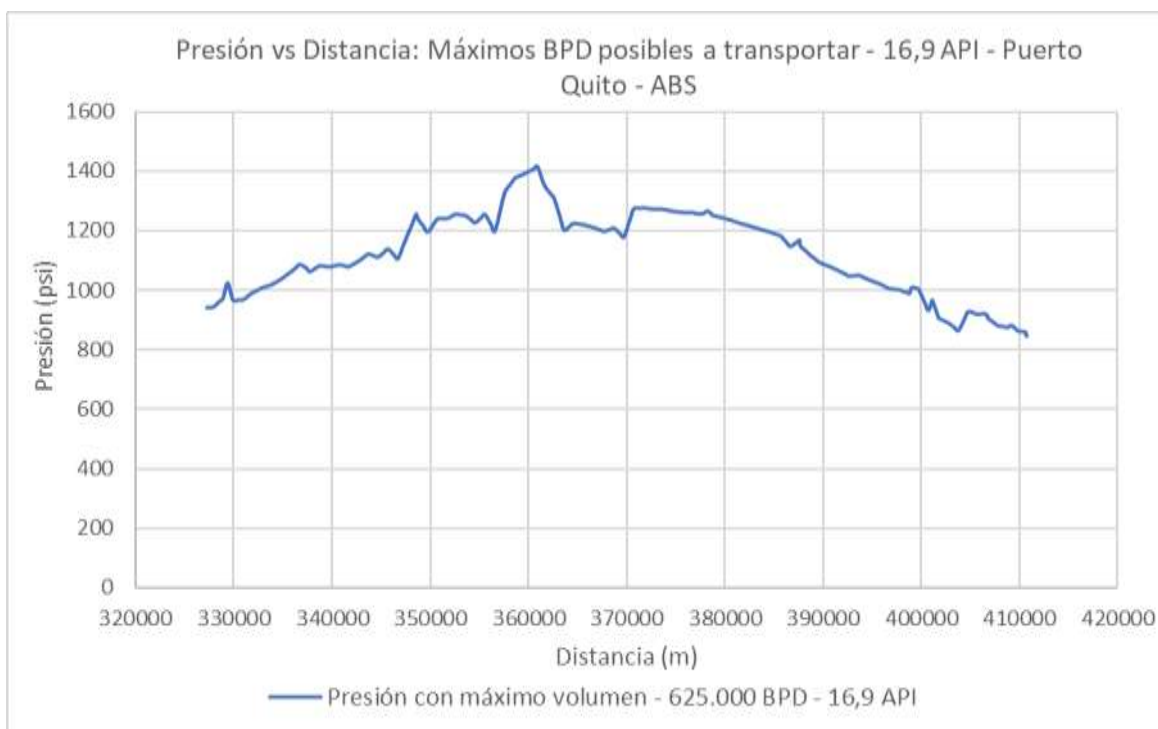


Figura 2.45 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

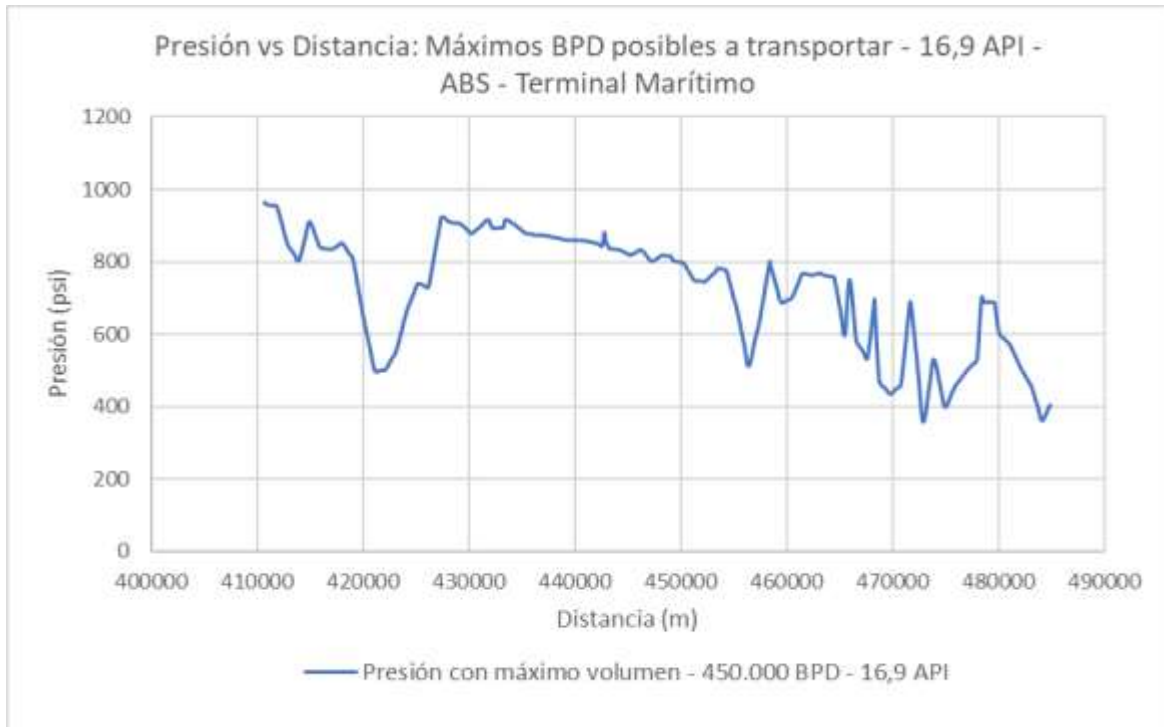


Figura 2.46 OCP: Gráfica de presión con máximos BPD posibles a transportar – 16.9 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

Luego de observar el comportamiento de las presiones a lo largo de cada uno de los tramos del OCP, se puede decir que dichas presiones son las máximas que el oleoducto actualmente podría soportar, puesto que, al compararlas con los MAOP de cada tramo, las presiones presentadas no son mayor que sus MAOP correspondientes. A continuación, se adjunta una gráfica a manera de resumen en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto, considerando que, con las características actuales operativas del ducto, se transportan los máximos barriles por día posible de acuerdo con cada tramo y que dicho crudo posee 16,9 °API.

Perfil de presiones con máximos BPD posibles a transportar por oleoducto OCP – 16,9 °API

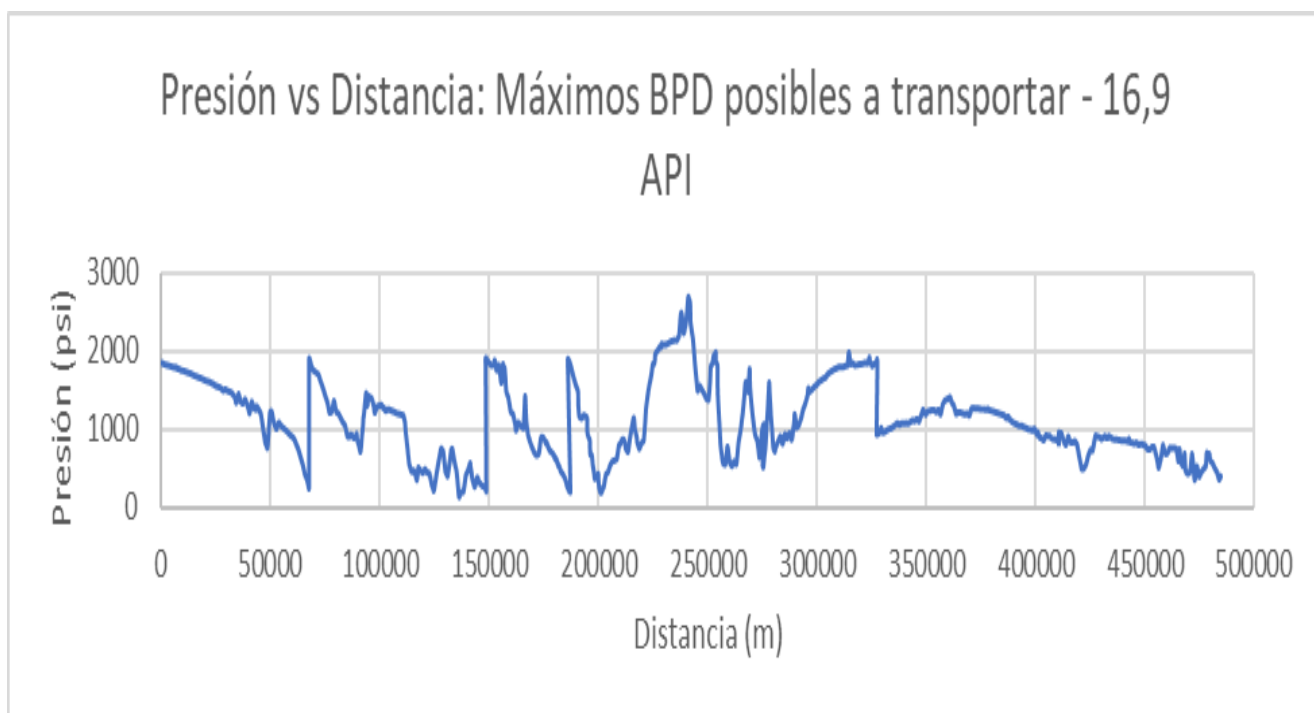


Figura 2.47 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021)

2.5.5 Escenario futuro con nueva curva de viscosidad.

2.5.5.1 Proyección de nueva curva de viscosidad

Para alcanzar la meta de un millón de barriles, es necesario explotar campos petroleros, en los cuales se desconoce a ciencia cierta las propiedades del crudo que se logrará extraer, se asume como caso crítico que dicho crudo será más pesado, por tanto, será necesario que este sea transportado por el OCP. Para lograr esto se hizo uso de un sistema software de simulación, se consideró el crudo que se transporta actualmente con sus respectivas características físico-químicas y a esto se le agrega 120.000 BPD con características específicas. De esta mezcla se obtiene la siguiente tabla, en donde se plantea las nuevas características del crudo que posiblemente será transportado.

**Tabla 2.15 Resultado de simulación para obtener nuevas características del crudo
(Loor&Yagual,2021)**

Posibles características del crudo				
Fase	Temperatura (°F)	Viscosidad Cinemática (cSt)	Viscosidad (cP)	Densidad (lb/ft3)
Líquida	60	11973,9	11719,8	61,1031
Líquida	70	6445,26	6282,52	60,8518
Líquida	80	3685,80	3577,85	60,5997
Líquida	90	2222,95	2148,84	60,3468
Líquida	100	1405,05	1352,50	60,3468
Líquida	120	632,597	603,772	59,8387
Líquida	130	446,638	424,453	59,5834
Líquida	150	242,099	228,077	58,8121

Con los datos de la tabla 2.15 se procedió a calcular la gravedad específica y su gravedad API.

Tabla 2.16 Gravedad específica y °API de crudo simulado (Loor&Yagual,2021)

Gravedad específica	° API
0,97921635	13

2.5.5.2 Simulación con nueva curva de viscosidad y actuales condiciones operativas del OCP.

2.5.5.2.1 Presiones de OCP transportando 300.000 BPD con nueva curva de viscosidad, 13,0 °API

Seguidamente se adjuntan gráficas que representan las presiones a las que somete el oleoducto con la nueva curva de viscosidad y transportando 300.000 BPD, se realiza la simulación manteniendo los diámetros y características técnicas. Por la nueva curva de viscosidad se cambian las propiedades del fluido, ahora con 13 °API.

Tramo Amazonas – Cayagama

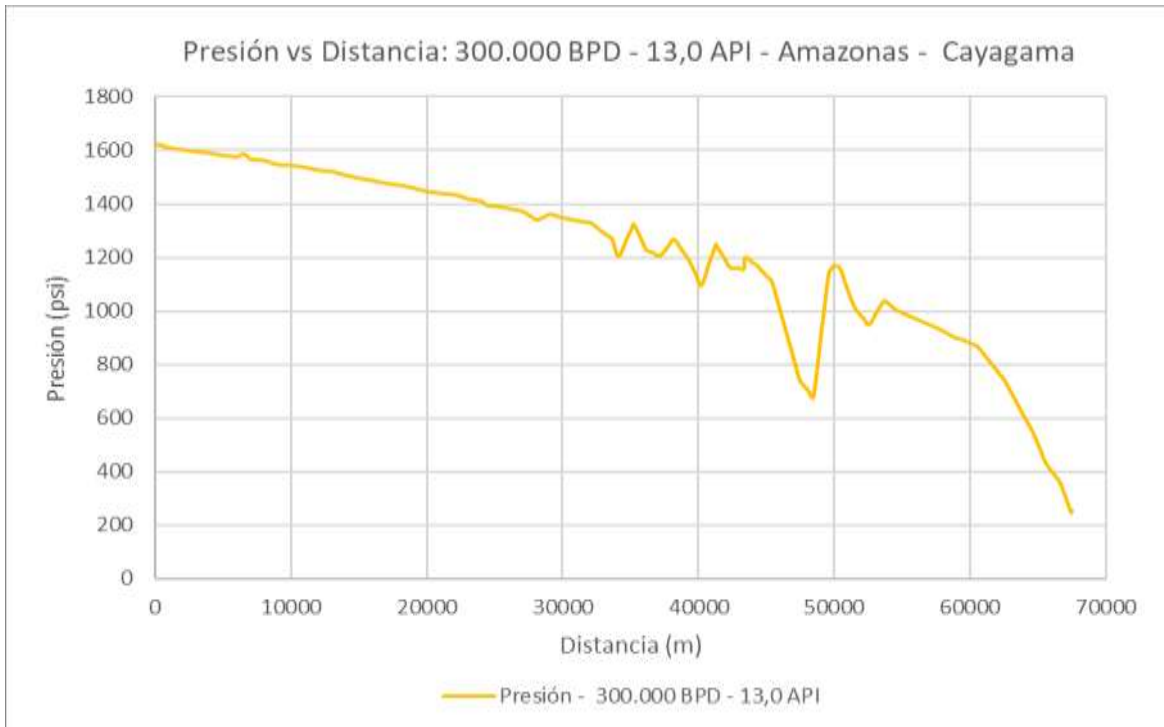


Figura 2.48 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Amazonas – Cayagama (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

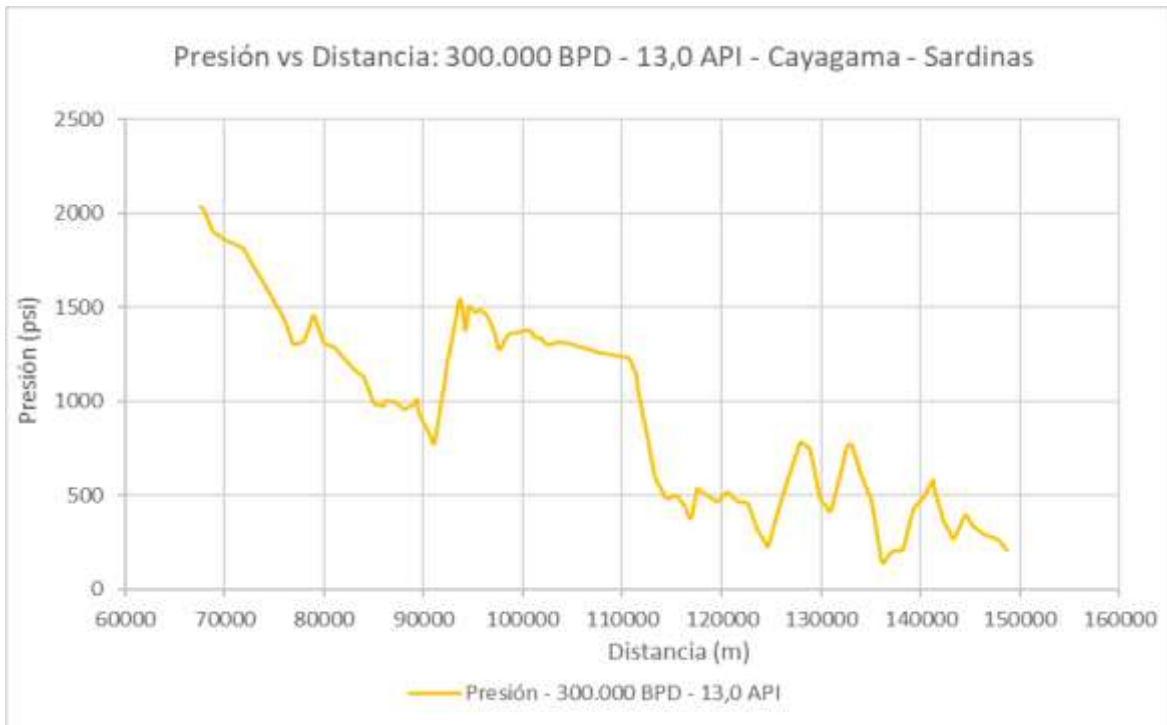


Figura 2.49 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Cayagama - Sardinias (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

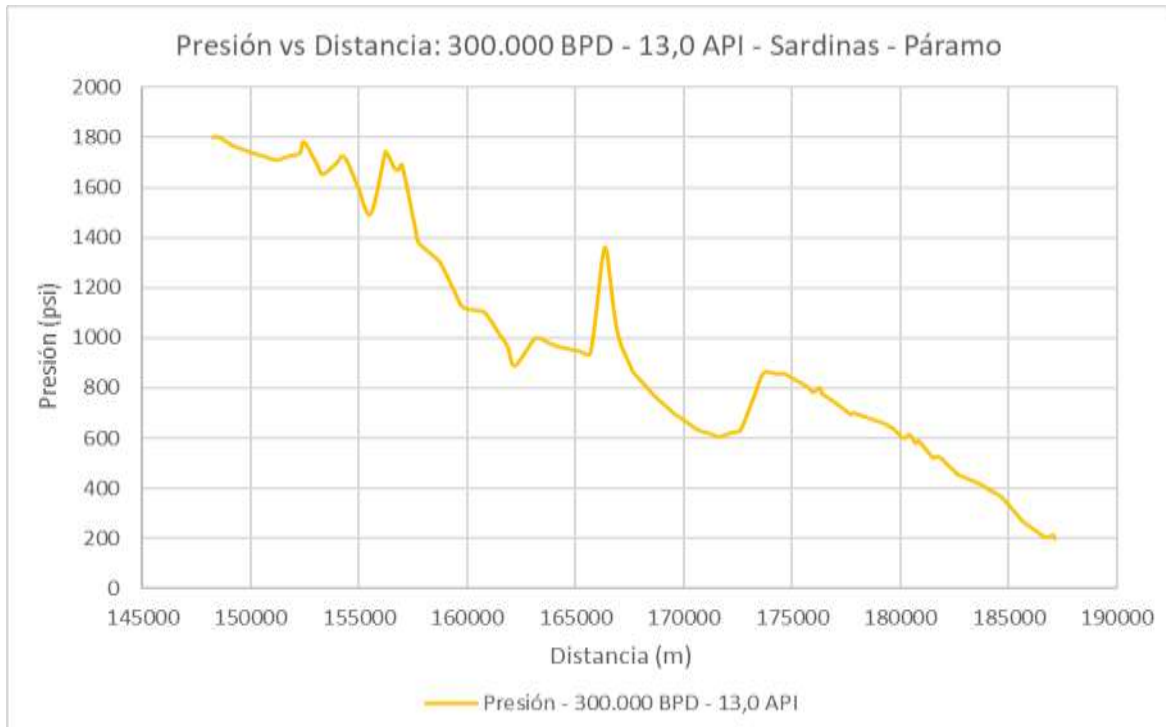


Figura 2.50 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Sardinas – Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

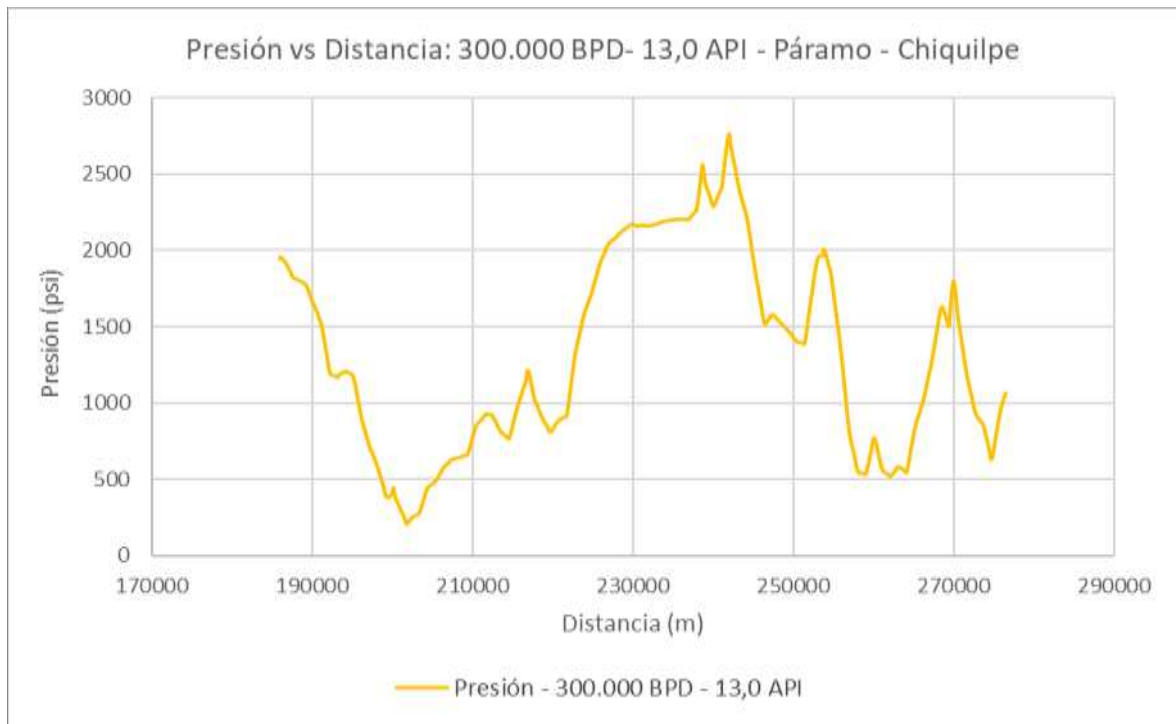


Figura 2.51 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

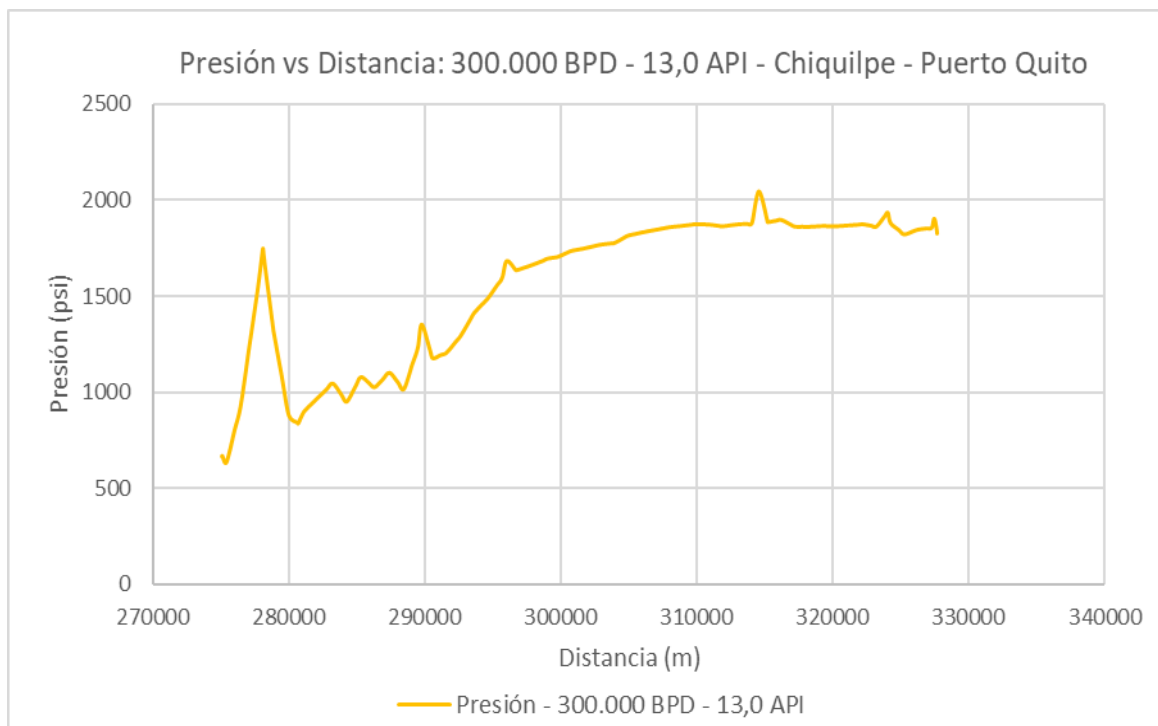


Figura 2.52 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

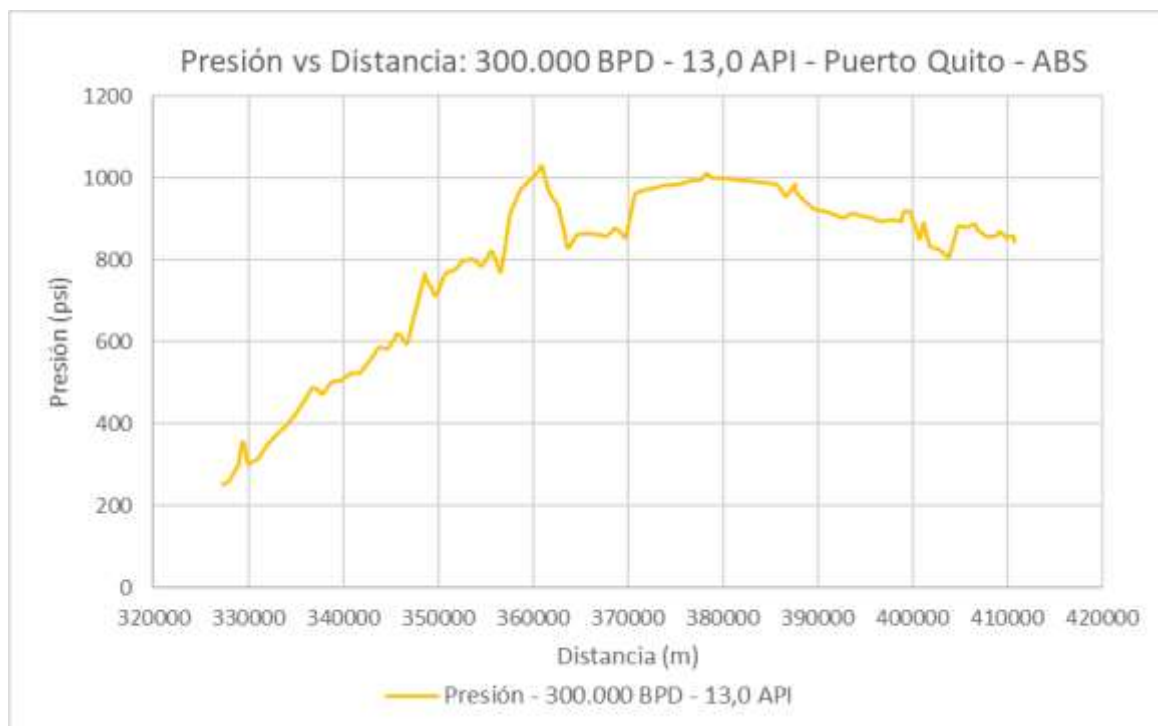


Figura 2.53 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

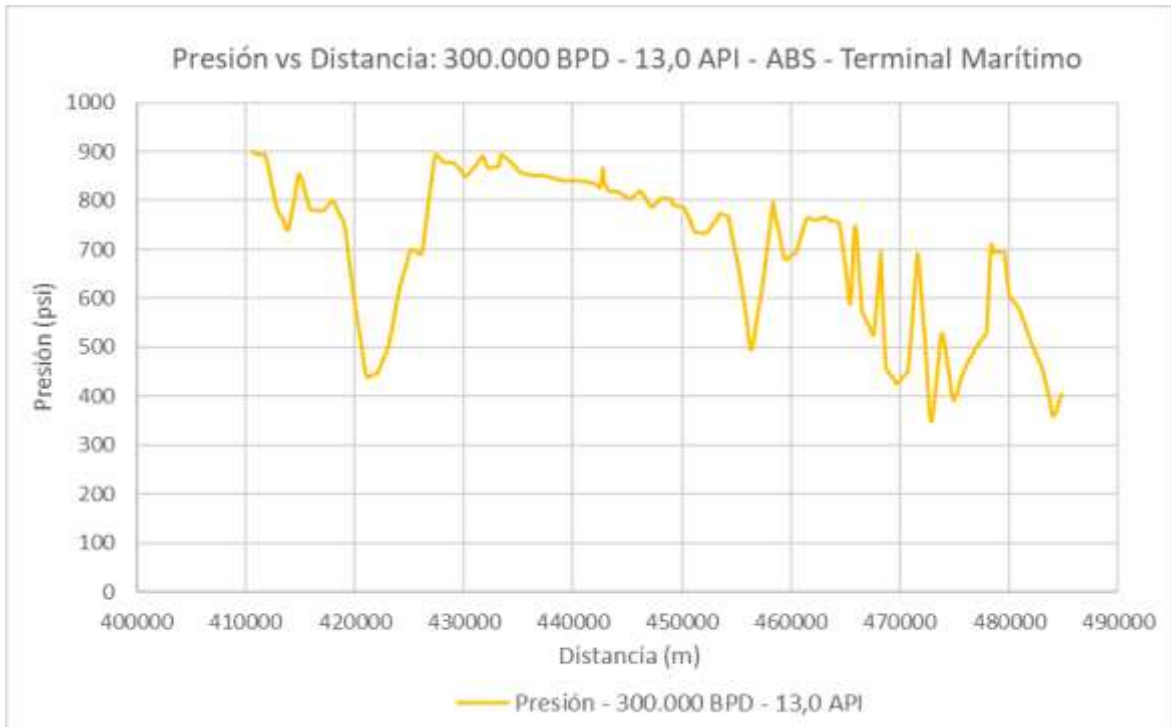


Figura 2.54 OCP: Gráfica de presión con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13.0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

Luego de observar el comportamiento de las presiones a lo largo de cada uno de los tramos del OCP, se adjunta una gráfica en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto, desde Amazonas hasta el Terminal Marítimo, considerando que con la nueva curva de viscosidad de 13 °API se transporta 300.000 BPD, manteniendo las características actuales operativas del ducto.

Perfil de presiones transportando 300.000 BPD crudo de 13,0°API, a lo largo de todo el oleoducto

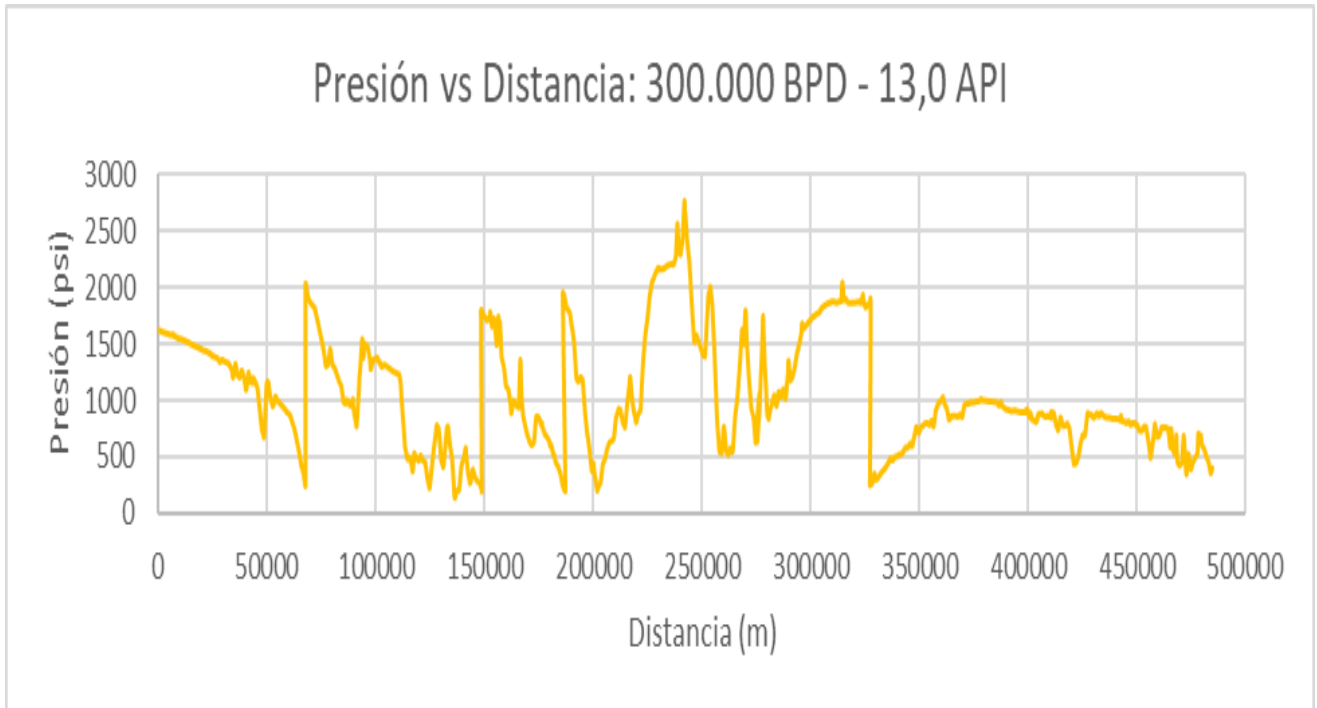


Figura 2.55 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia con nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13,0 °API (Loor&Yagual,2021)

2.5.5.2.2 Presiones máximas y caudal conservador que transporta OCP con nueva curva de viscosidad, 13,0 °API.

Seguidamente se adjuntan gráficas que representan las presiones a la que somete el oleoducto con la nueva curva de viscosidad de 13 °API, manteniendo los diámetros, características técnicas y sometiendo a la tubería a presiones máximas para evaluar los máximos barriles por día que puede transportar.

Amazonas - Cayagama

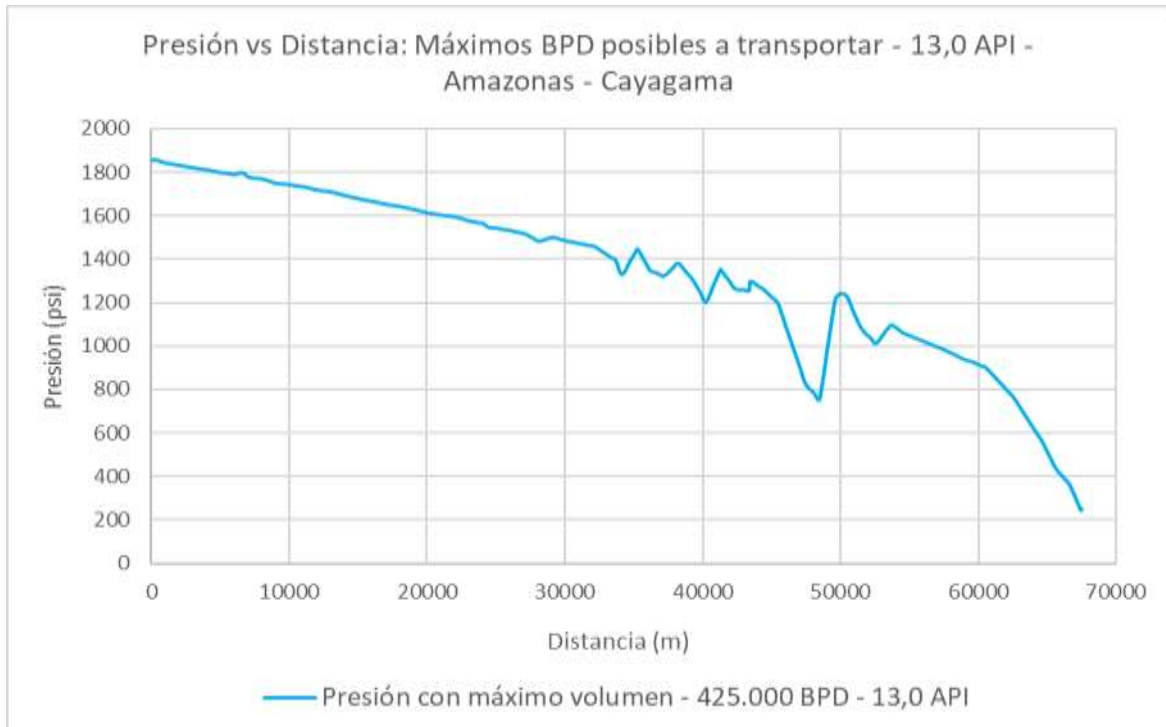


Figura 2.56 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Amazonas - Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama - Sardinias

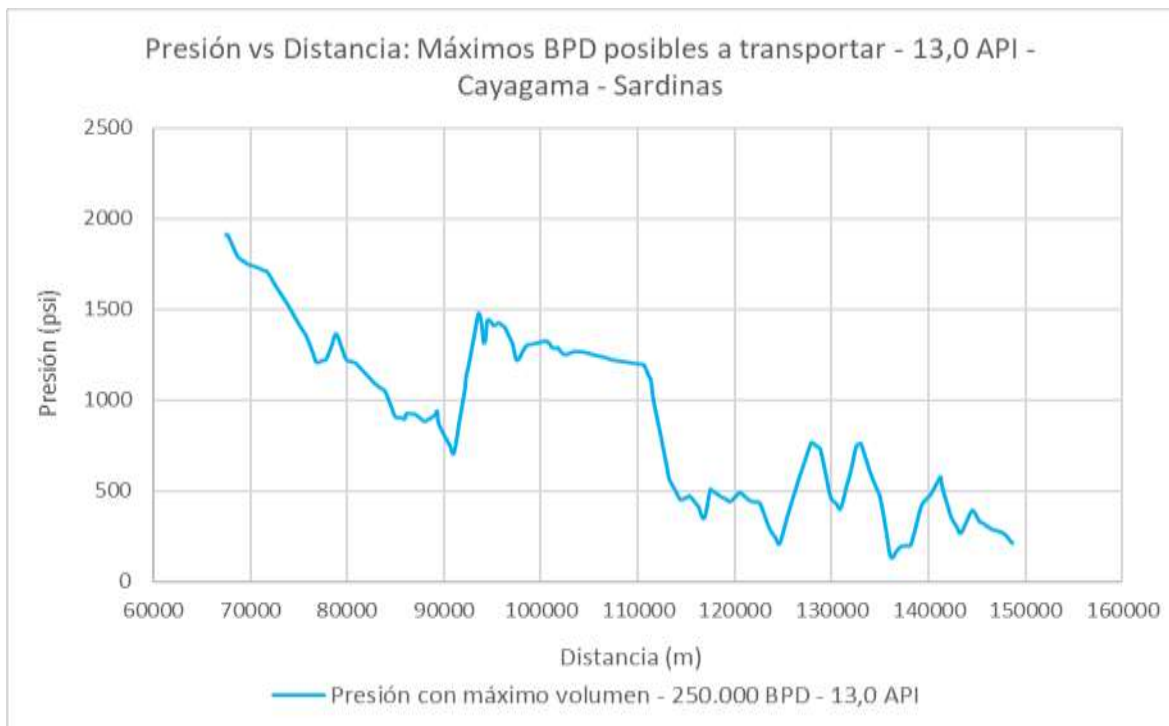


Figura 2.57 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Cayagama - Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

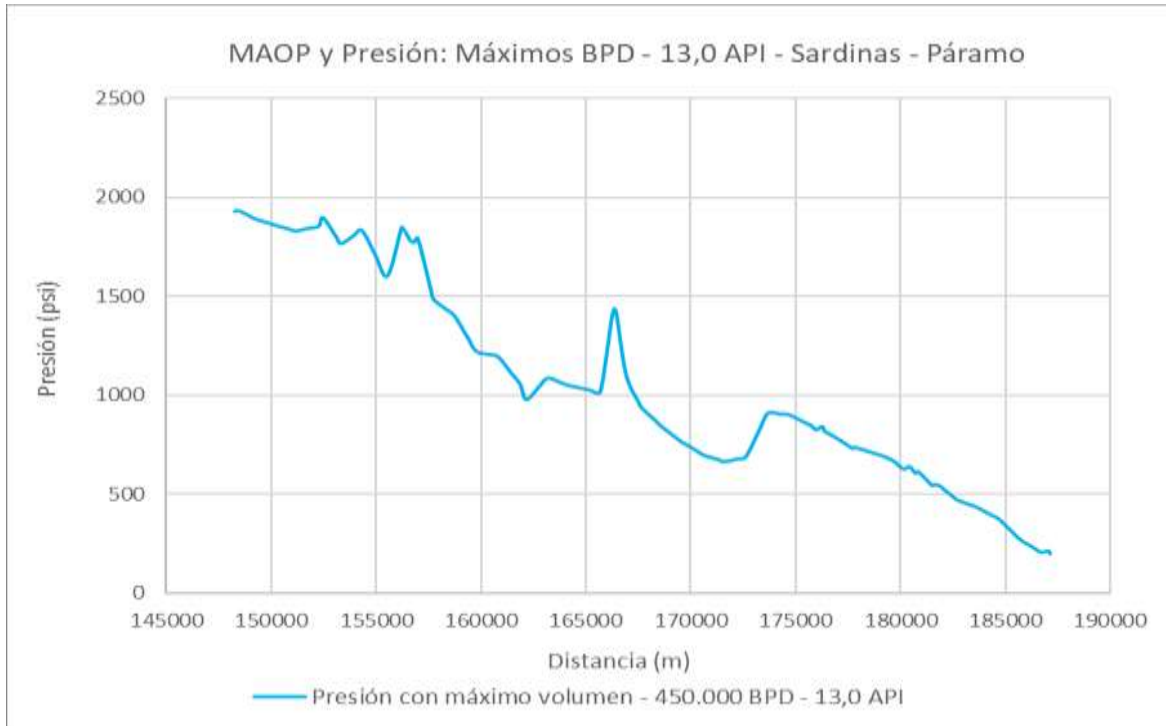


Figura 2.58 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Sardinas - Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

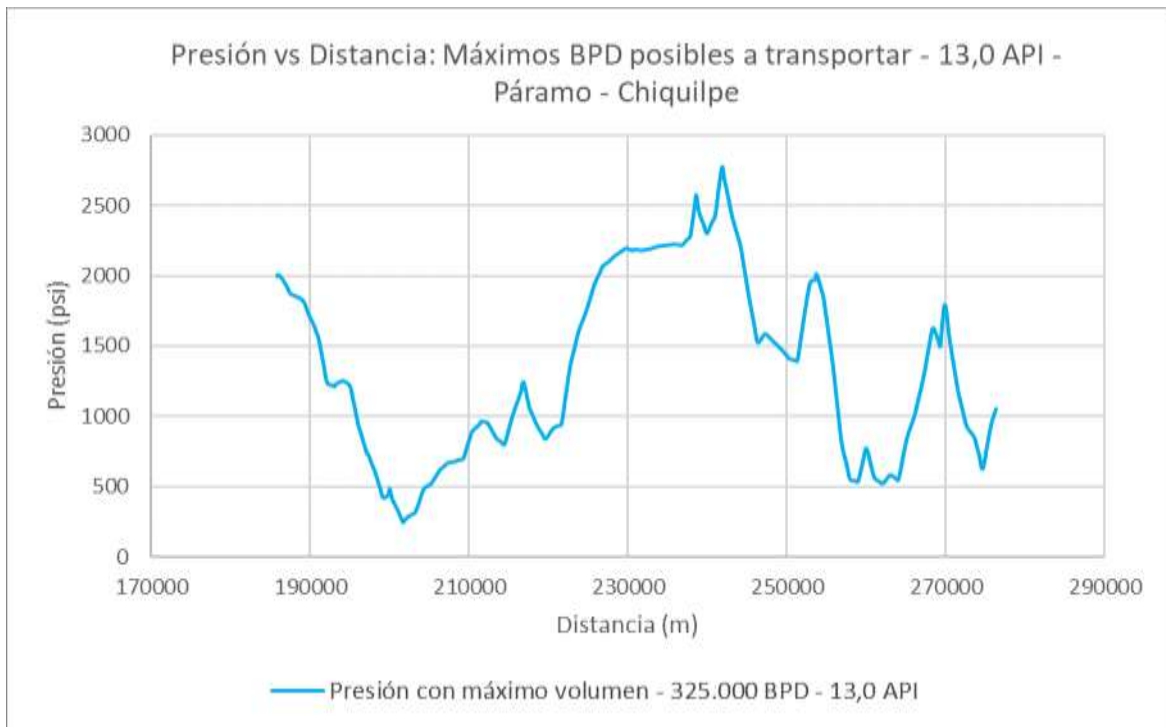


Figura 2.59 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Páramo - Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

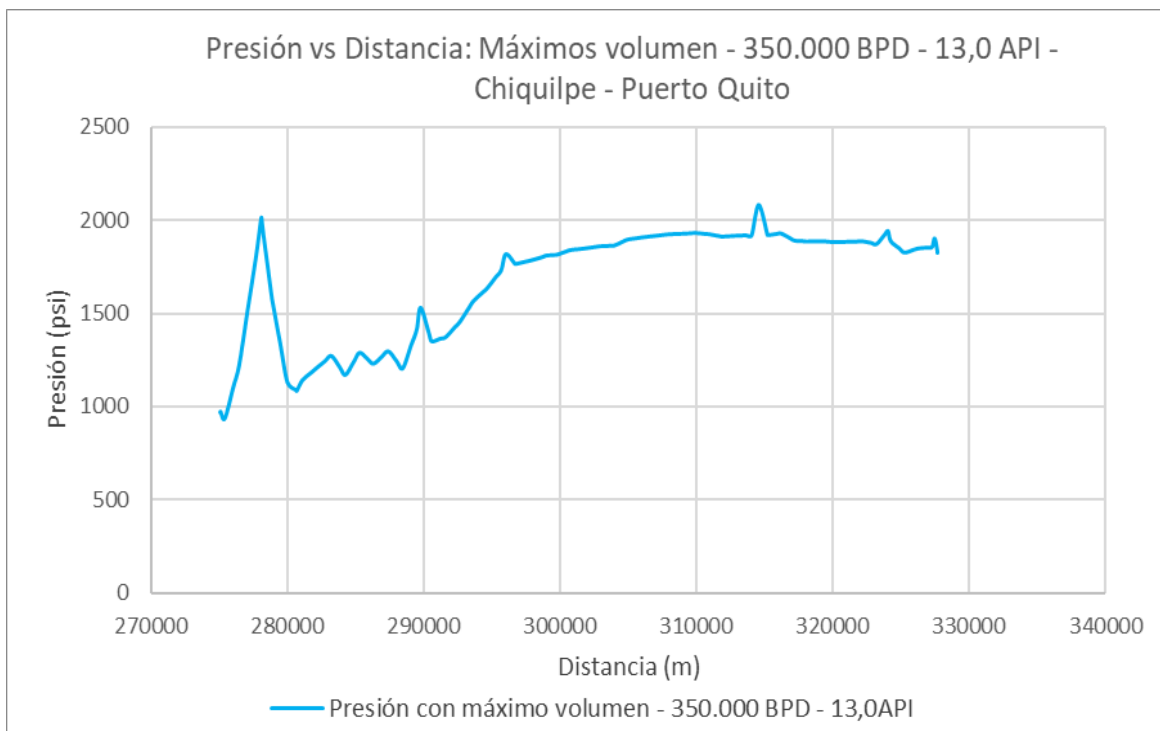


Figura 2.60 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito - ABS

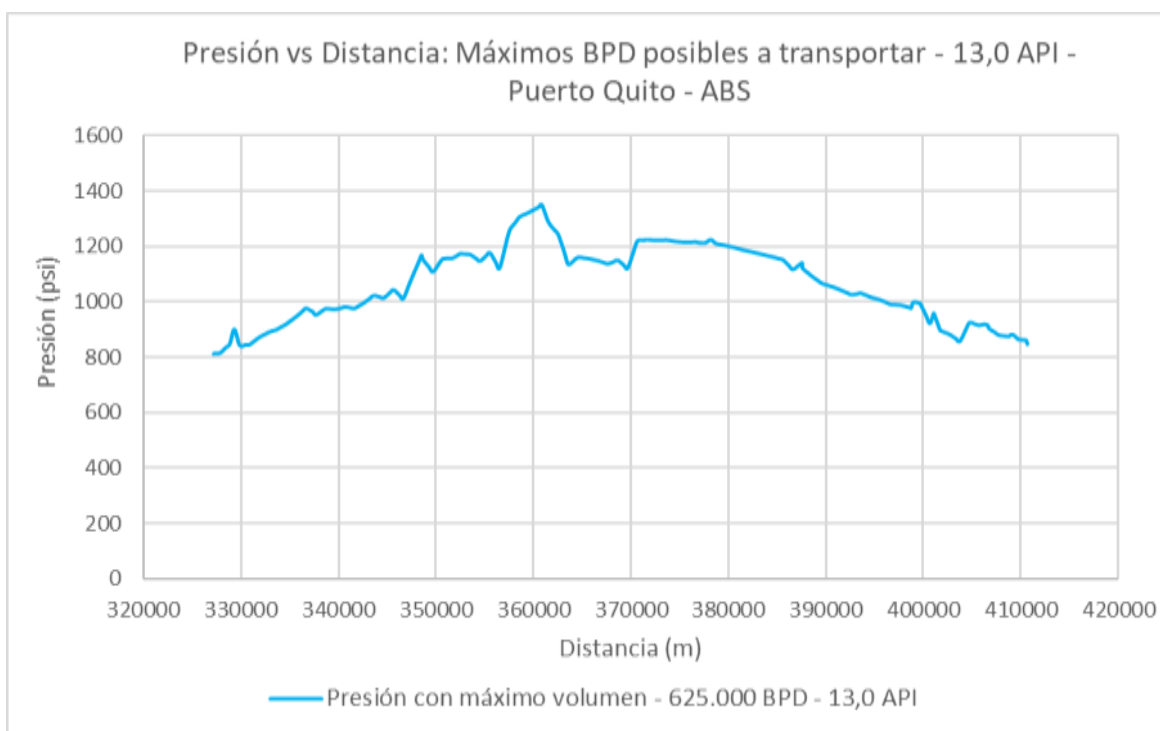


Figura 2.61 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo Puerto Quito - ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

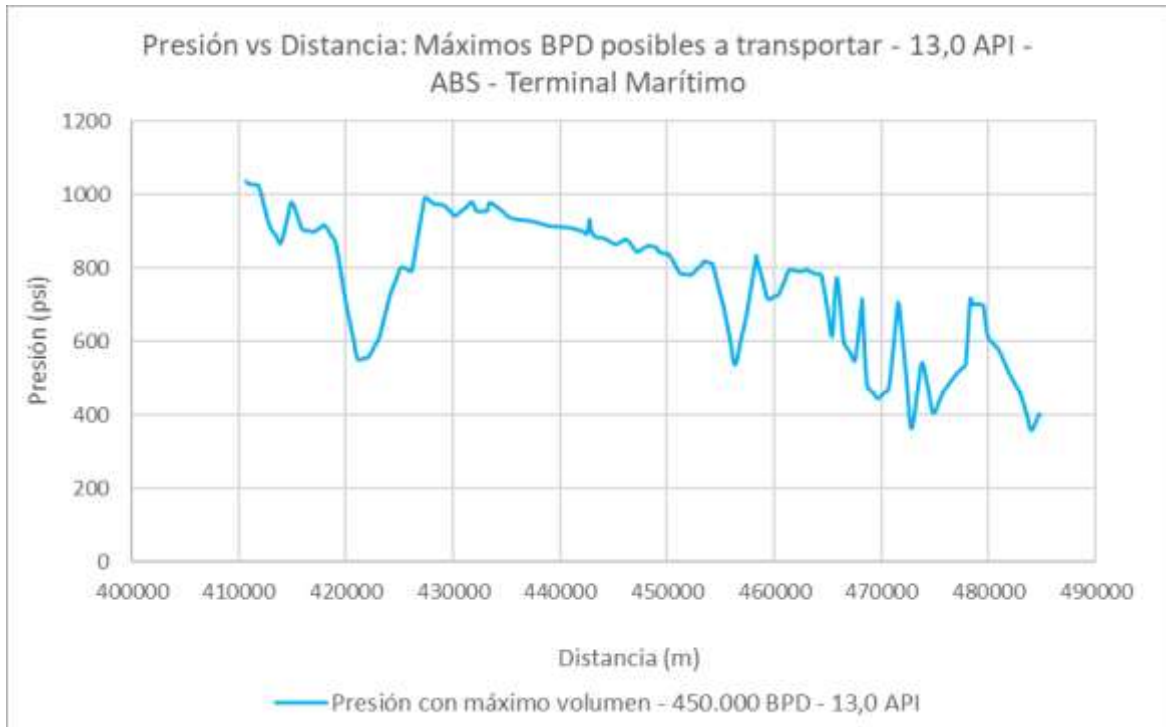


Figura 2.62 OCP Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

Luego de observar el comportamiento de las presiones a lo largo de cada uno de los tramos del OCP, a continuación, se adjunta una gráfica a manera de resumen en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto, considerando que, con las características actuales operativas del ducto, se transportan los máximos barriles por día posible de acuerdo con cada tramo y que dicho crudo posee 13,0 °API.

Perfil de presiones con máximos BPD posibles a transportar por OCP – 13,0 °API.

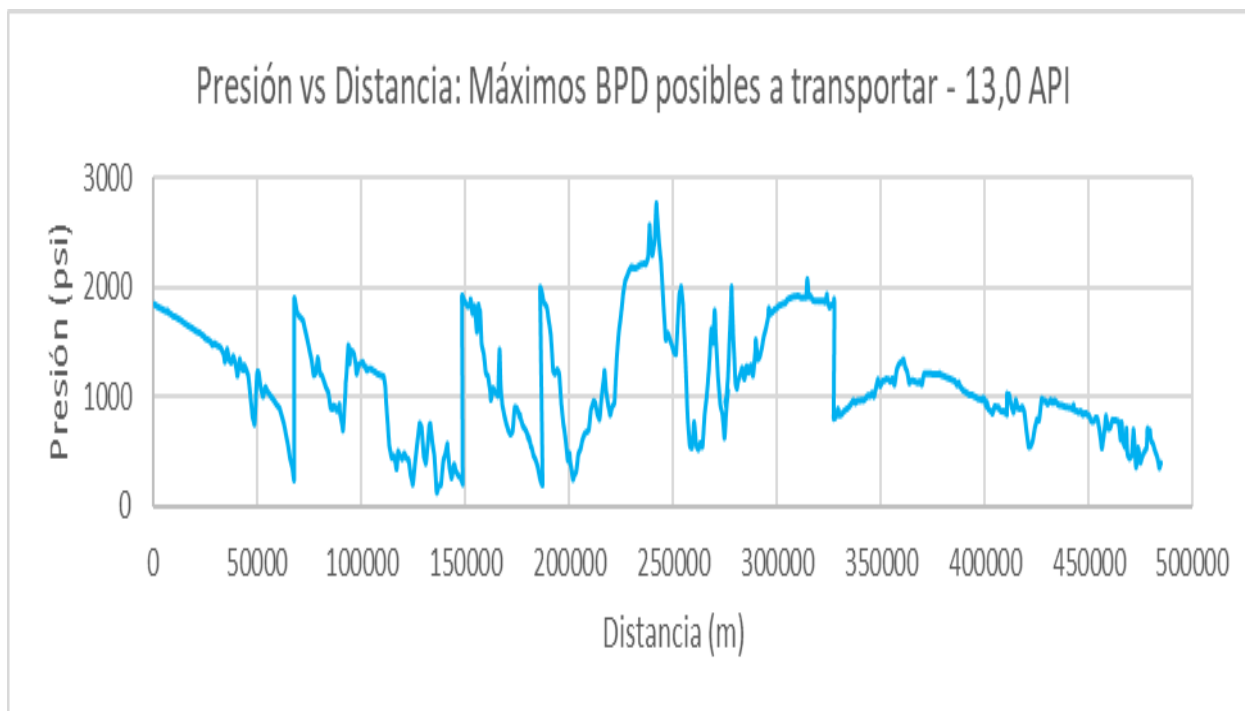


Figura 2.63 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – máximos BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021)

2.5.5.2.3 Presiones de todos los tramos transportando 450.000 BPD con crudo de 13° API, considerando características actuales del OCP.

Para luego determinar qué diámetros variar, se identifican los tramos críticos al transportar un crudo de 13,0 °API, por tanto, se evalúa en cada tramo lo máximo que se necesita que transporte el OCP.

Evaluando cada uno de tramos se determinó diferentes BPD que pueden transportar. Se opta por 450.000 BPD debido a que de los siete tramos, 4 son los que están igual o cerca de dicho valor y solo 3 tramos tocaría evaluar su variación de diámetro para que logre alcanzar los 450.000 BPD; cabe recalcar que el primer tramo de Amazonas – Cayagama pese a que transporta hasta 425.000 BPD, según ingenieros operadores se puede incrementar hasta un 15% del volumen transportando.

Amazonas – Cayagama

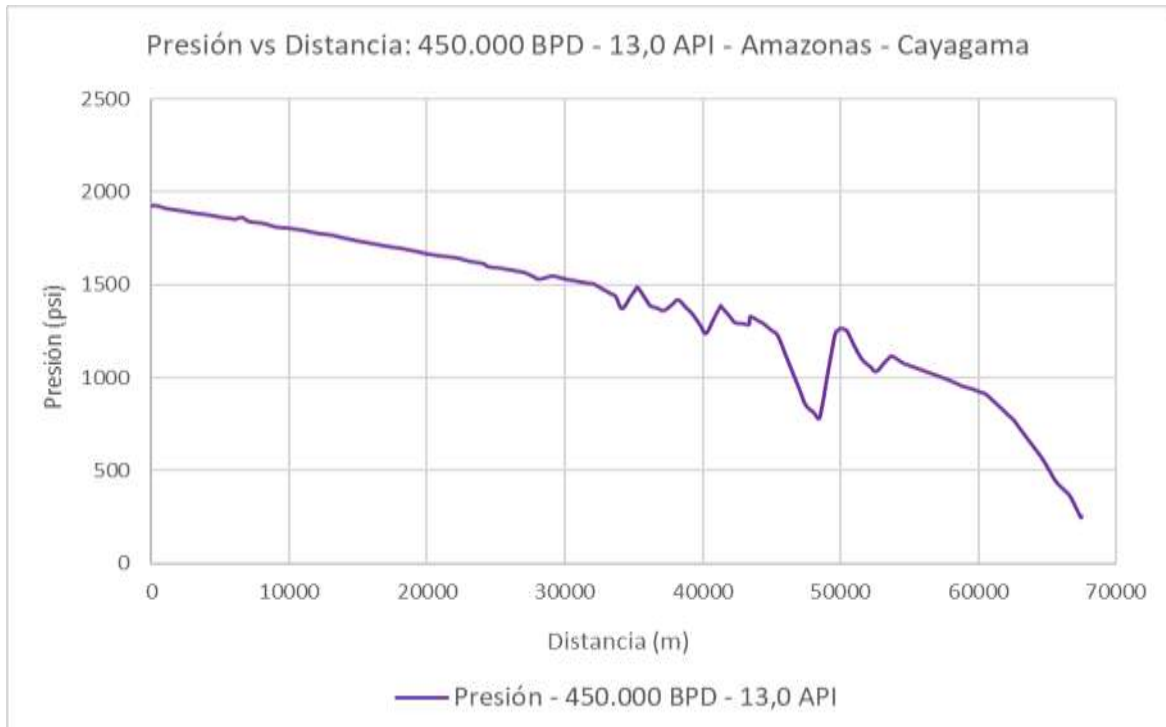


Figura 2.64 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Amazonas – Cayagama (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

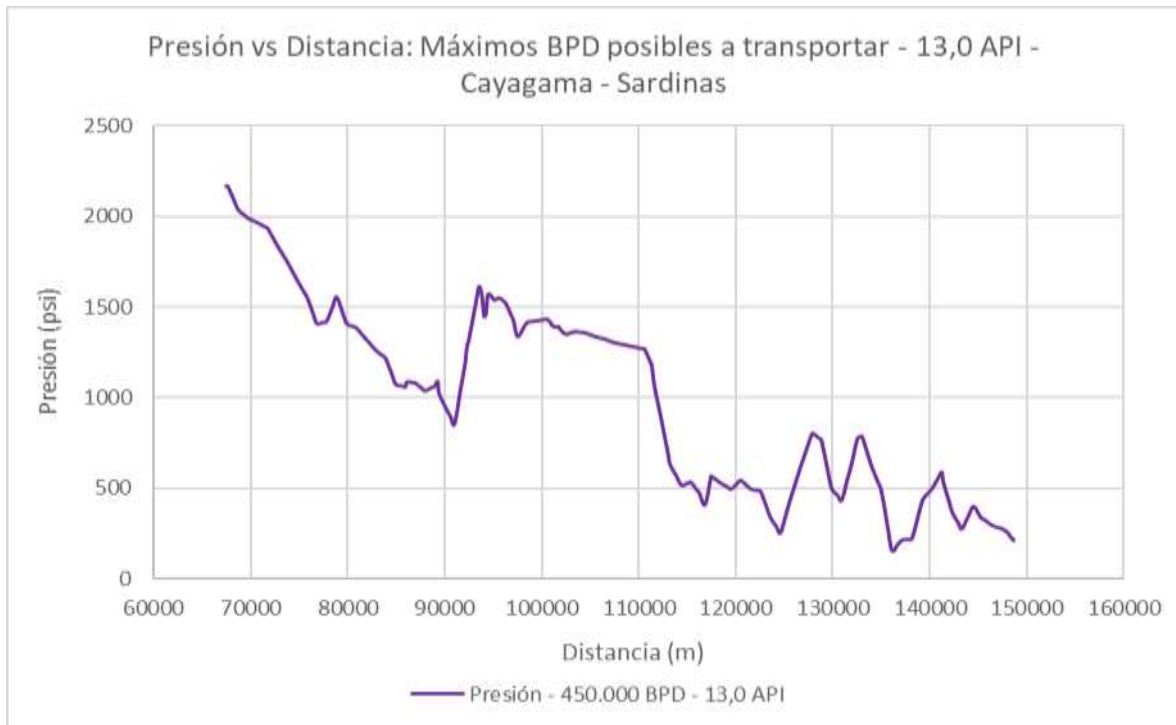


Figura 2.65 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Cayagama - Sardinias (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

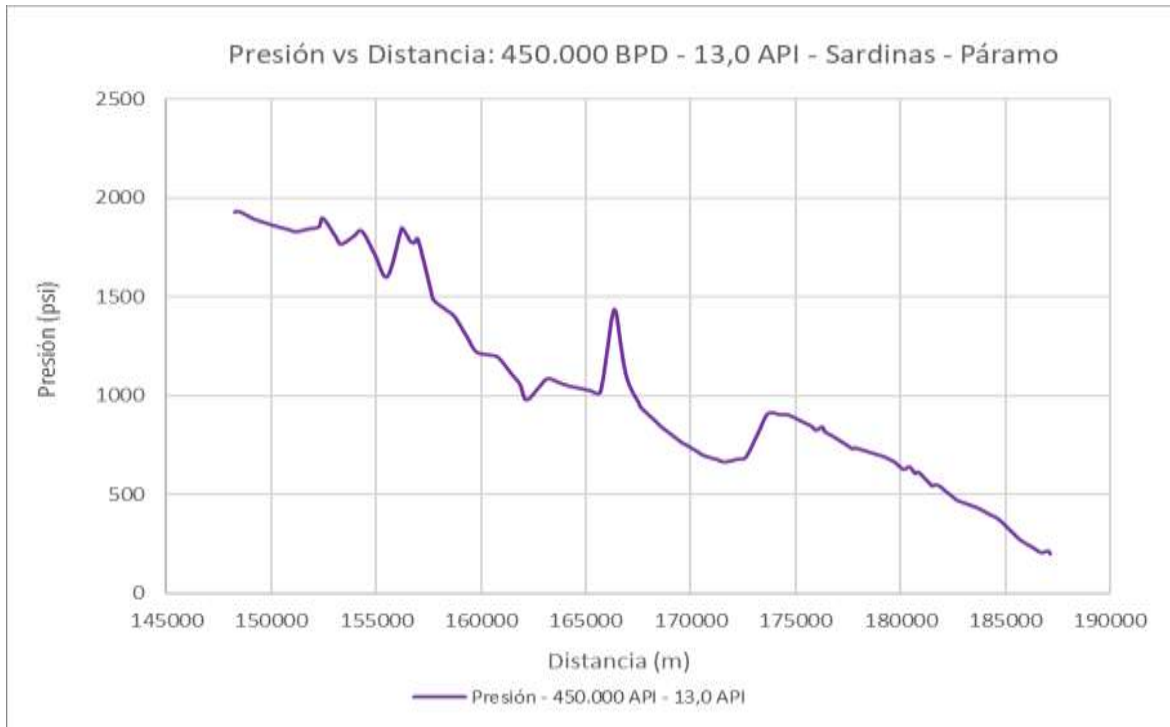


Figura 2.66 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Sardinas – Páramo (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

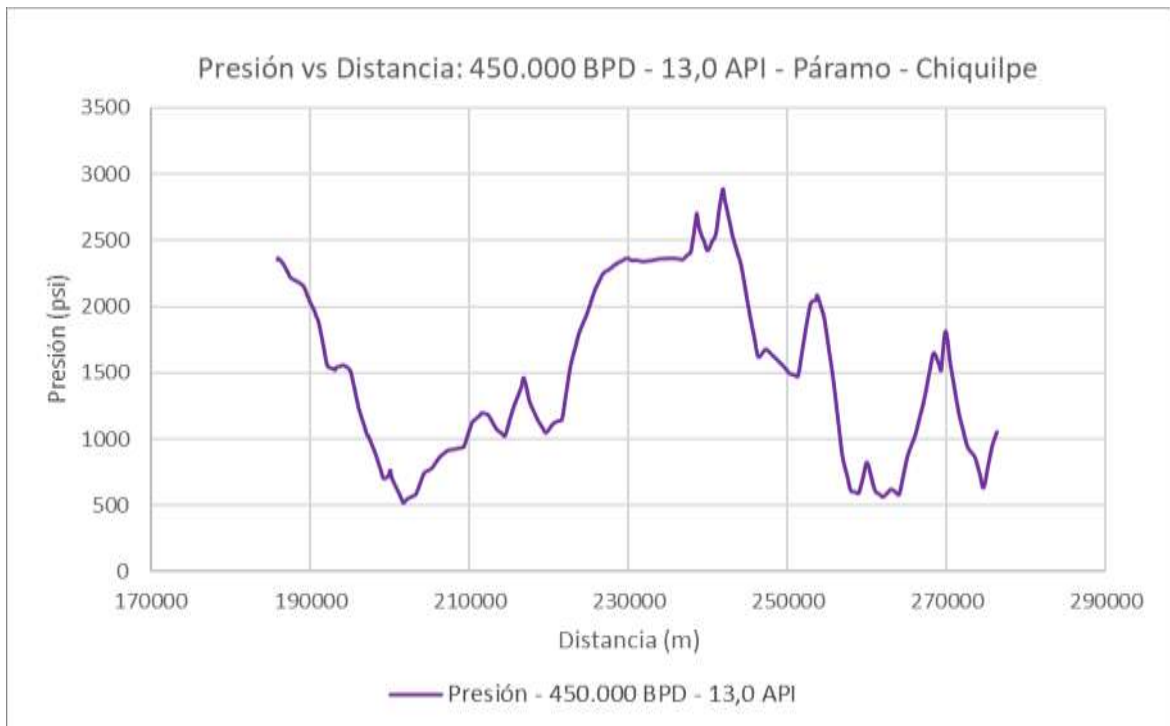


Figura 2.67 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

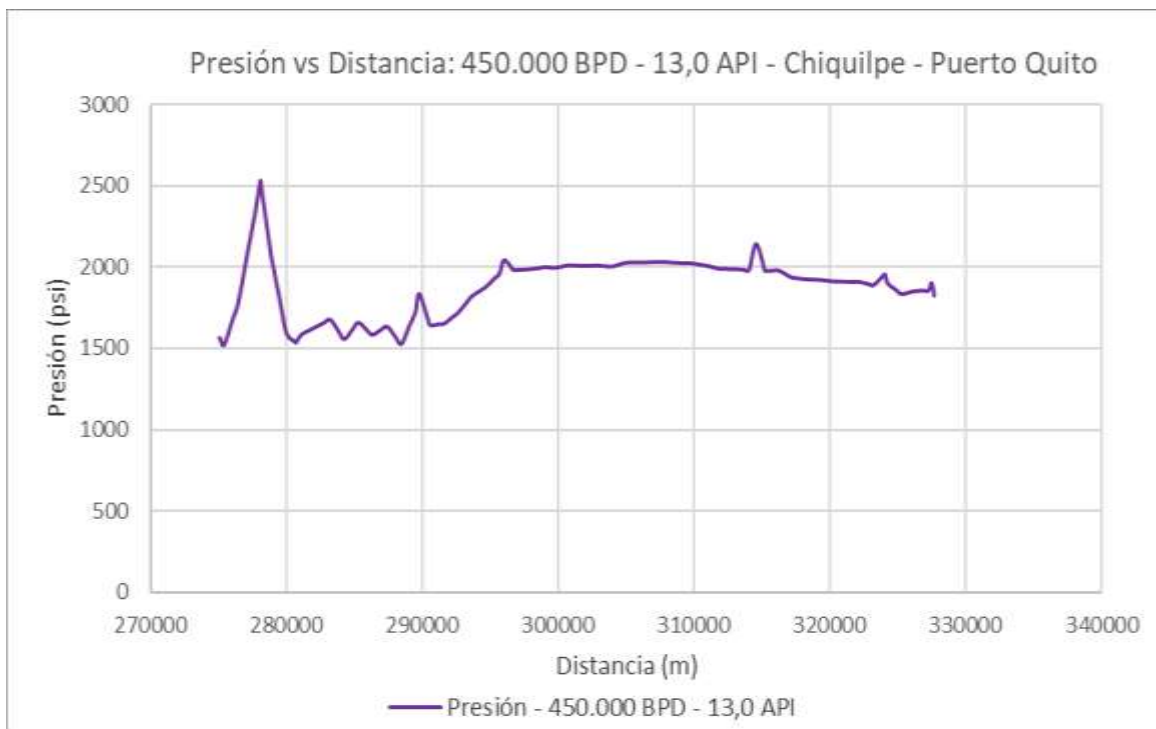


Figura 2.68 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

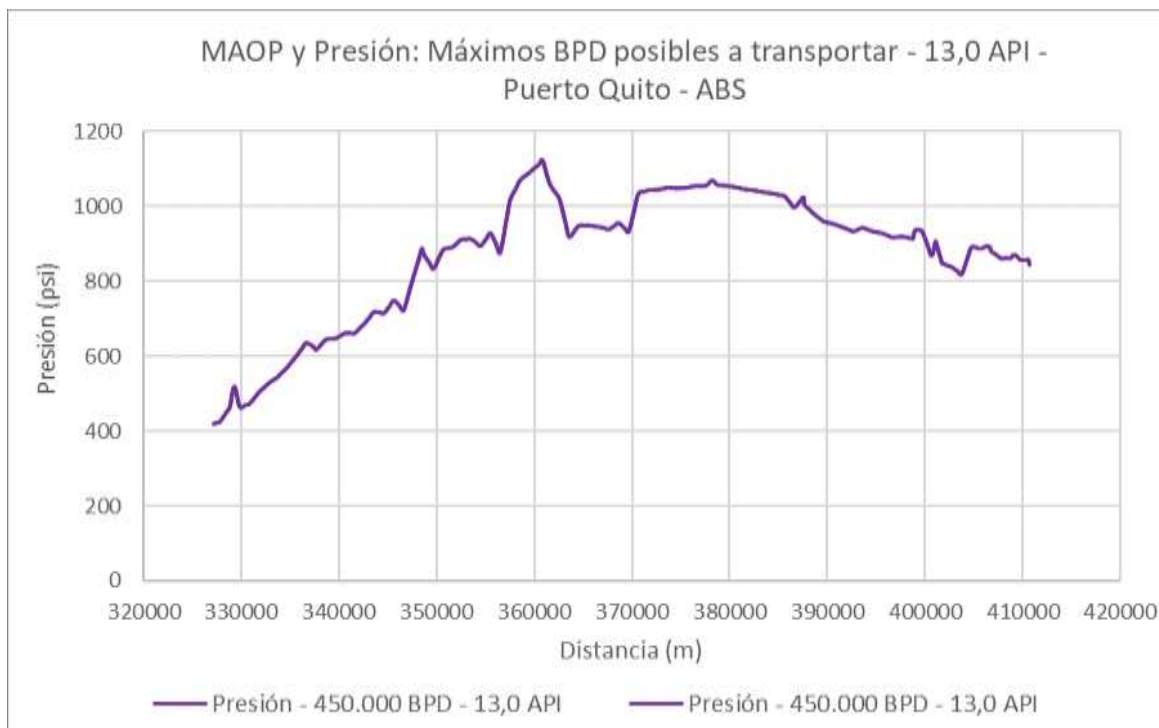


Figura 2.69 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo Quito - ABS (Loor&Yagual,2021)

ABS - Terminal Marítimo

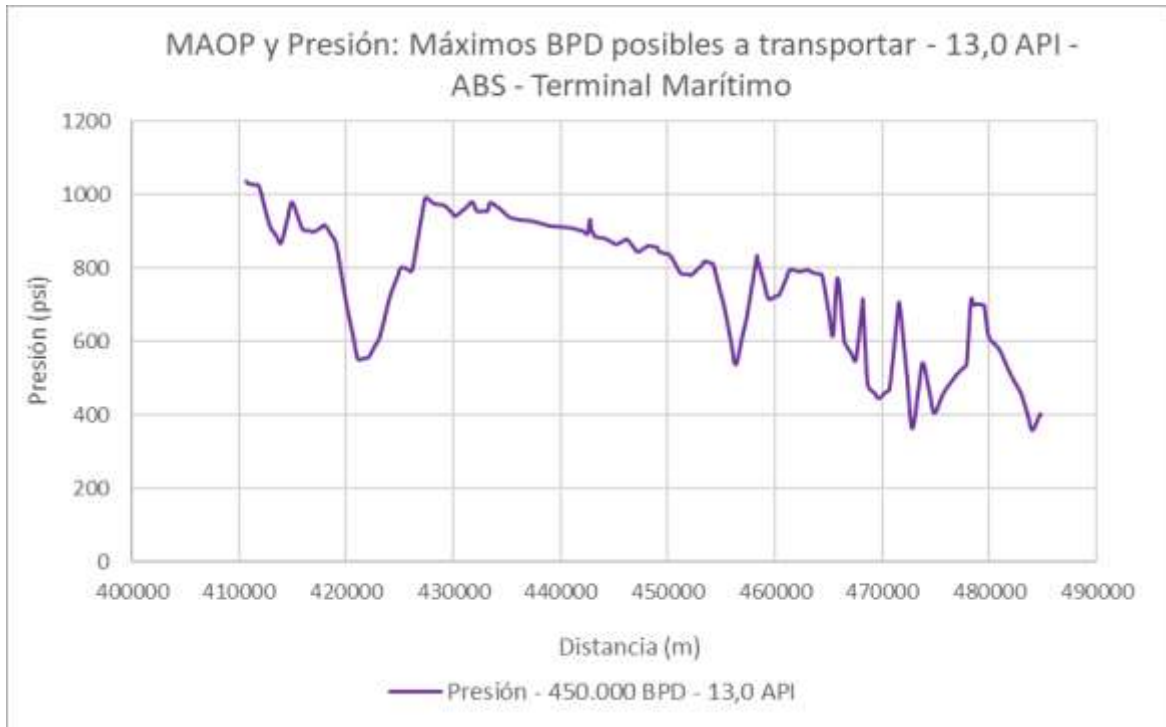


Figura 2.70 OCP: Gráfica Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13.0 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo (Loor&Yagual,2021)

A continuación, se adjunta una gráfica a manera de resumen en donde se puede observar el comportamiento de las presiones que recorre todo el oleoducto, considerando que, con las características actuales operativas del ducto, se transportan 450.000 BPD en cada tramo y que dicho crudo posee 13,0 °API.

Perfil de presiones transportando 450.000 BPD a lo largo del oleoducto OCP



Figura 2.71 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – 450.000 BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021)

2.5.5.3 Presiones de tramos al transportar 450.000 BPD de crudo con 13,0 °API, al realizar cambios en diámetros de tramos críticos.

Luego de realizar las comparaciones respectivas, indicadas en los resultados, es evidente que en los tramos Cayagama – Sardinias, Páramo – Chiquilpe y Chiquilpe – Puerto Quito, las presiones al transportar los 450.000 BPD con un crudo de 13,0 °API, sobrepasa las presiones de MAOP. Por tanto, a continuación, se presentan las presiones al modificar los diámetros en dichos tramos.

Cayagama - Sardinias

En el presente tramo el diámetro real es de 32 in, y al variar el diámetro a 38 in, se obtuvieron las siguientes presiones, cabe recalcar que estas presiones, no sobrepasan las del MAOP en este recorrido.



Figura 2.72 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia - nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

En el presente tramo el diámetro real es de 32 in, y al variar el diámetro a 34 in, se obtuvieron las siguientes presiones, cabe recalcar que estas presiones, no sobrepasan las del MAOP en este recorrido.

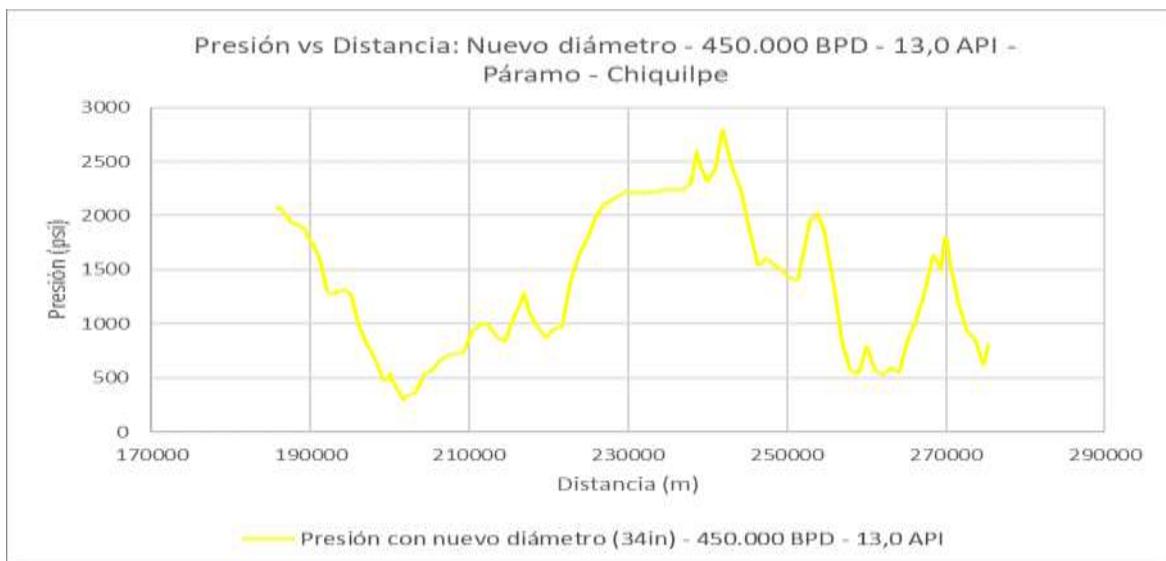


Figura 2.73 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia - nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

En el presente tramo el diámetro real es de 24 in, y al variar el diámetro a 26 in, se obtuvieron las siguientes presiones, cabe recalcar que estas presiones, no sobrepasan las del MAOP en este recorrido.

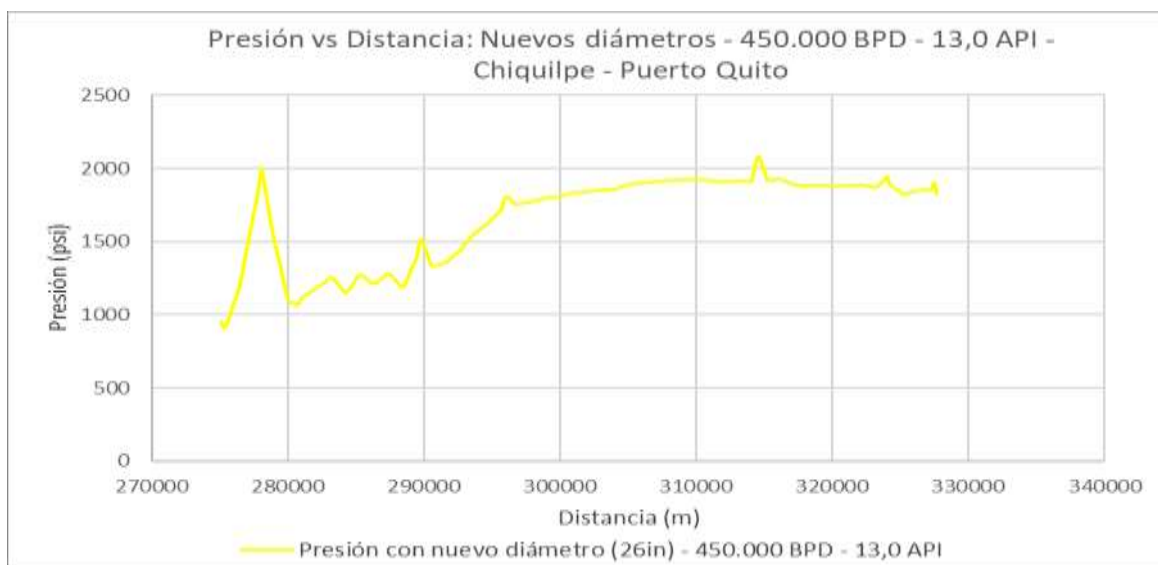


Figura 2.74 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021)

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis de alternativas de solución con base a criterios técnicos.

Nuestro trabajo consistió en analizar y escoger las mejores propuestas que controlen los riesgos asociados a la operación, con lo cual se sustentará el desarrollo de todos los proyectos involucrados en la realización de estos oleoductos.

A través de varios criterios de selección se procedió a optar por alternativas más eficientes que ayudarán a mitigar la rotura de los oleoductos SOTE y OCP, por causa de la erosión del Río Coca.

Con la información obtenida se analizó que un dissipador de energía sería una solución a mediano plazo; por tanto, es más eficiente construir una nueva ruta y al mismo tiempo modificar los diámetros de la tubería para que puedan solventar el futuro incremento de producción, quedando así la opción 1 como la más viable ya que se encuentra ubicada en una zona alejada del sector que tiene mayor grado de erosión, geográficamente dicha zona está ubicada aguas arriba del Río Malo.

3.2 Resultado y análisis de capacidad de transporte de oleoductos mediante el software Pipesim.

Con los datos recolectados se simuló el transporte de crudo del SOTE y OCP, para determinar la capacidad de transporte y en base al modelo inicial se modificaron los diámetros de los oleoductos para de esa manera obtener los resultados que presenten un aumento en la capacidad de transporte, determinar la capacidad máxima a la que pueden trabajar los ductos y confirmar si es posible llevar a cabo la propuesta del millón de barriles diarios.

Para llevar a cabo lo indicado lo expuesto se realizaron las siguientes comparaciones gráficas:

3.2.1 Comparación gráfica de MAOP y Presión de caso base con actuales características de crudo, 16,9° API.

En esta sección, se realizaron las simulaciones de caso base de cada uno de los tramos, que consiste en transportar 300.000 BPD de un crudo de 16,9 °API. Las presiones que arrojó la simulación y los MAOP de cada tramo, se los ubicó en una sola gráfica, en donde se evidenció que ninguna de las presiones de caso base fue mayor en algún punto a las presiones de MAOP, indicando que se ha desarrollado una buena

simulación, y que efectivamente se puede considerar un caso base para poder desarrollar los escenarios posteriores.

A continuación, se presenta las gráficas de cada tramo:

Amazonas - Cayagama

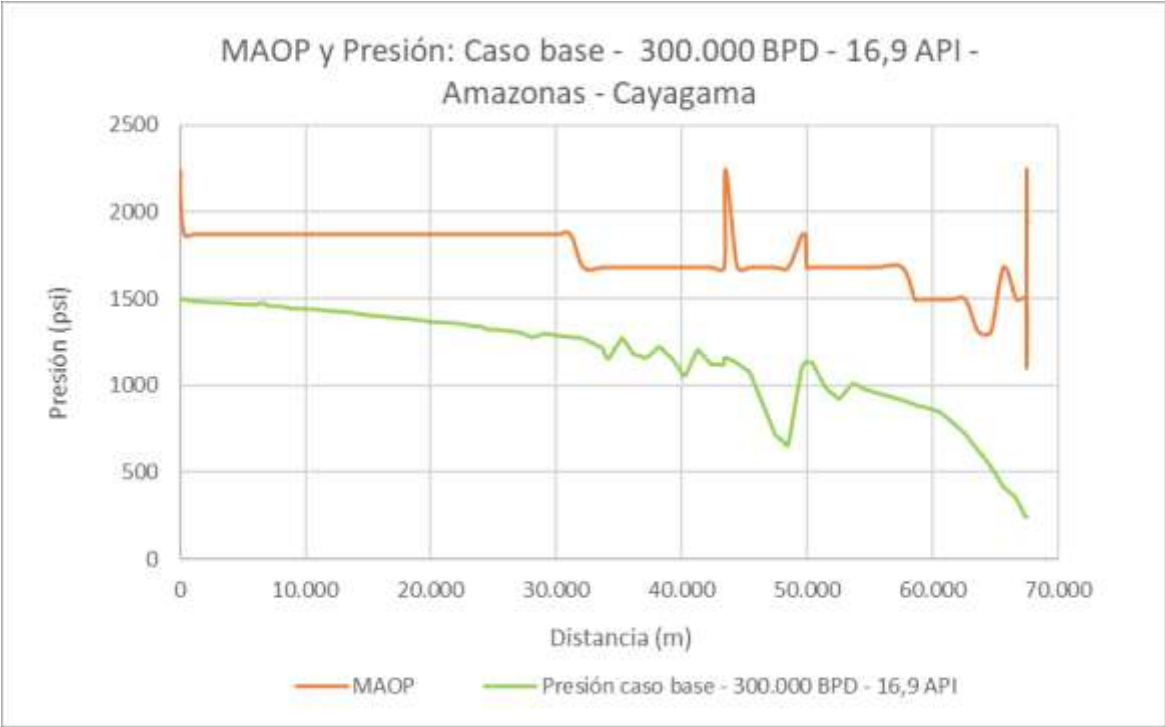


Figura 3.1 OCP: Gráfica de MAOP Y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

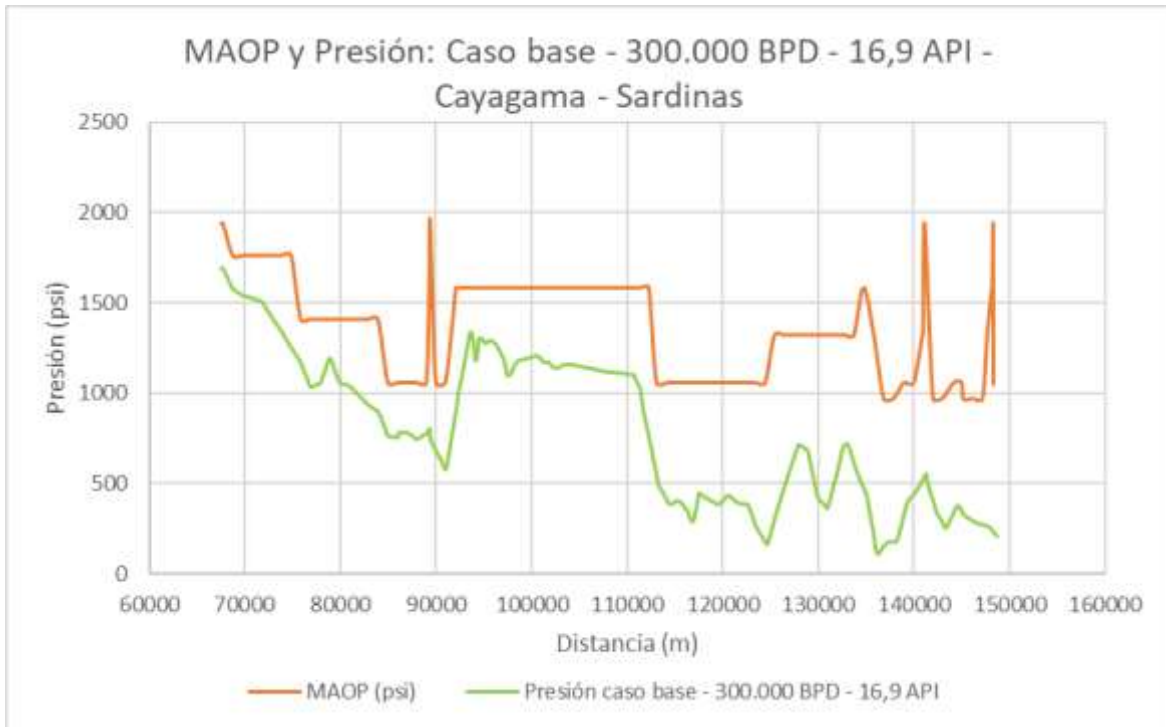


Figura 3.2 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Sardinias – Páramo

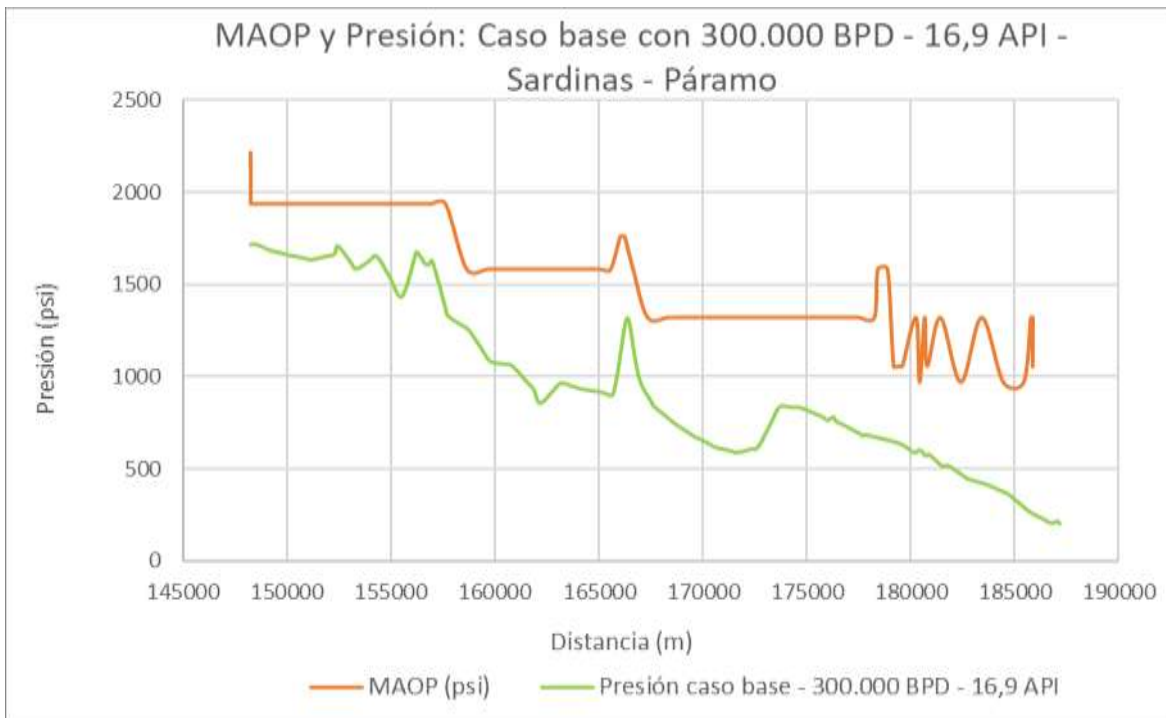


Figura 3.3 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso baso – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Sardinias – Páramo. (loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

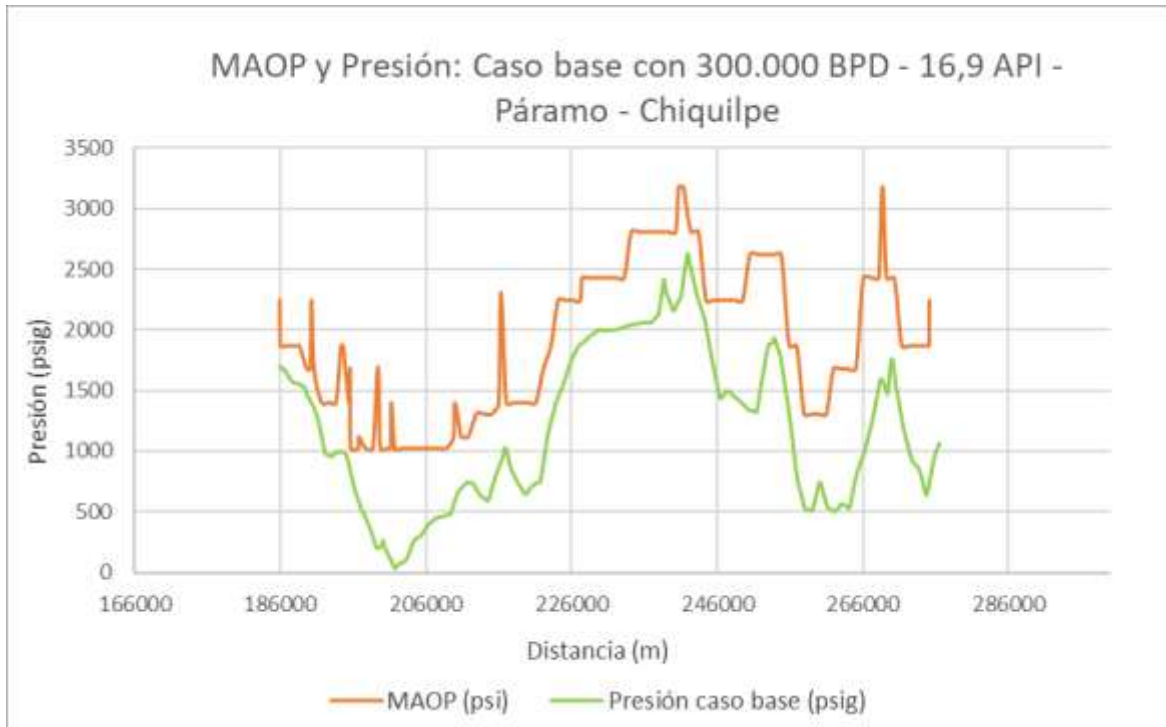


Figura 3.4 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

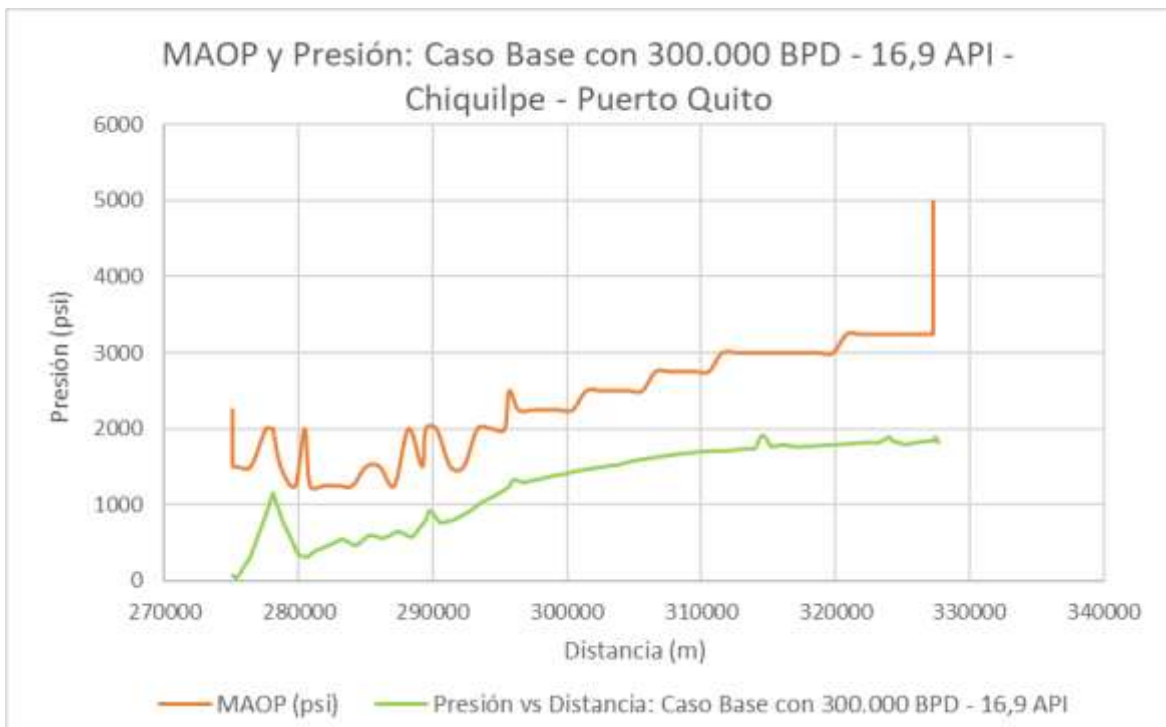


Figura 3.5 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

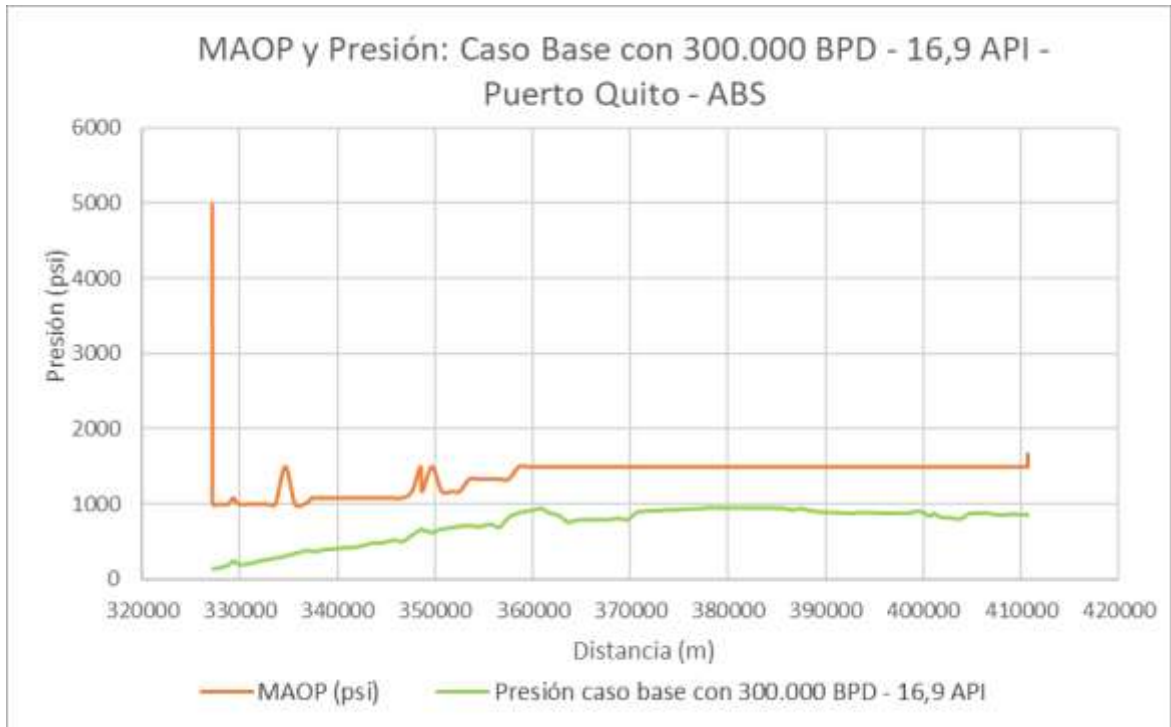


Figura 3.6 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

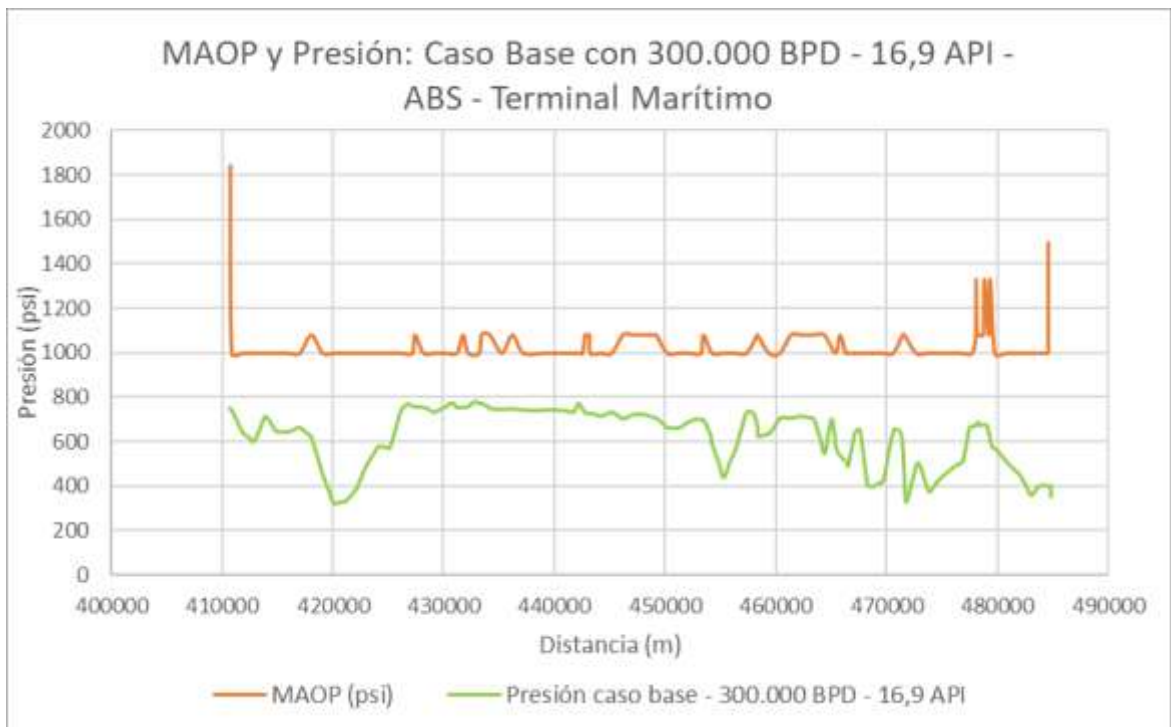


Figura 3.7 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9° API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

MAOP y Presiones de caso base del oleoducto OCP – 16,9 °API

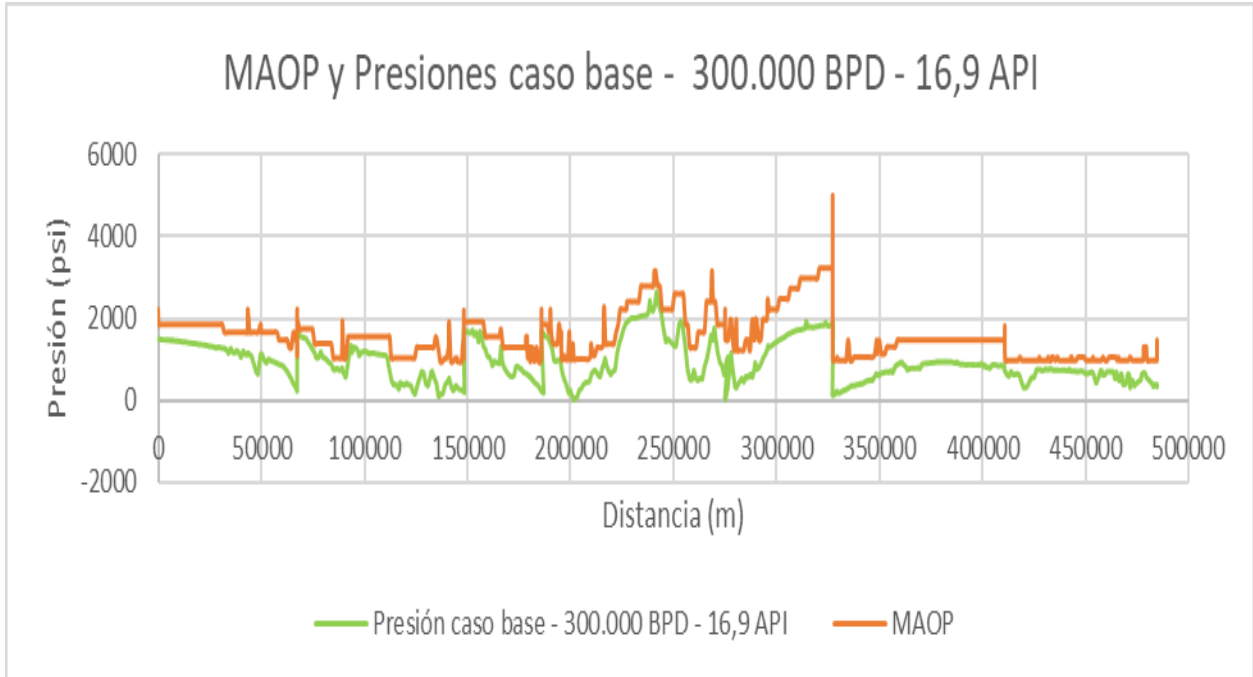


Figura 3.8 OCP: Gráfica de MAOP y Presión caso base – 300.000 BPD – 16,9 API. (Loor&Yagual,2021)

3.2.2 Comparación gráfica de MAOP y Presión máxima con escenario más conservador de producción que transporta OCP en base a las características actuales del crudo, 16,9° API

A continuación, con ayuda del simulador, se presentan las gráficas en donde se muestran las capacidades máximas a lo largo de cada uno de los tramos, con las condiciones actuales del oleoducto, en la misma gráfica se muestra la curva de MAOP, como referencia límite de presión.

Tramo Amazonas – Cayagama

El tramo Amazonas – Cayagama tiene la capacidad máxima de transportar 425.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

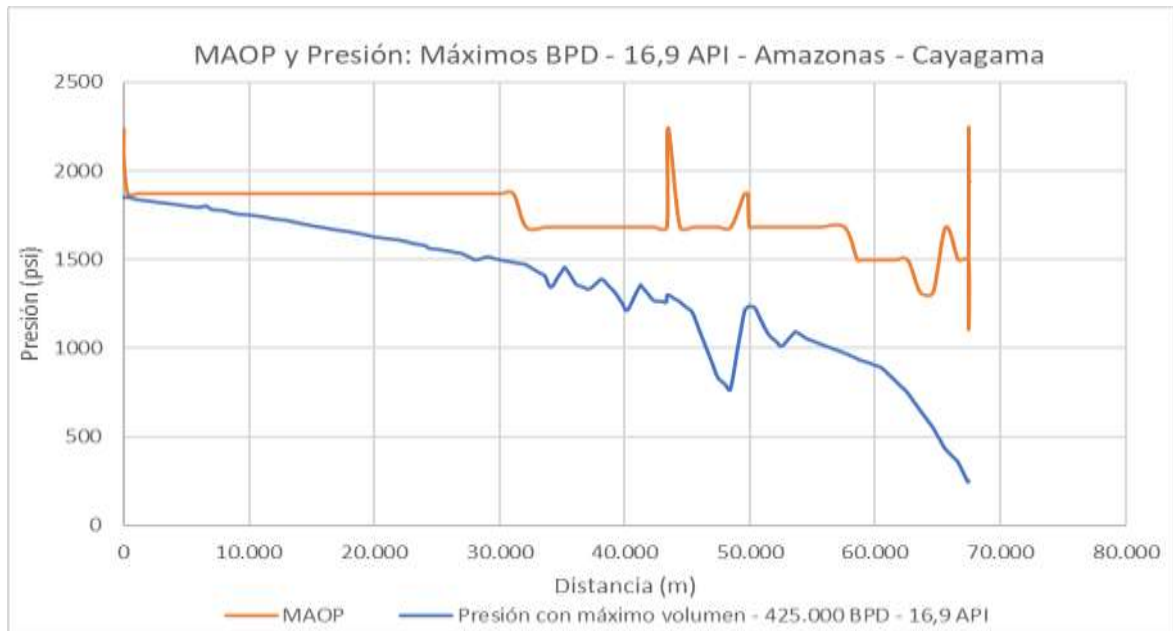


Figura 3.9 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Cayagama – Sardinias

Tramo Cayagama – Sardinias tiene la capacidad máxima de transportar 425.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

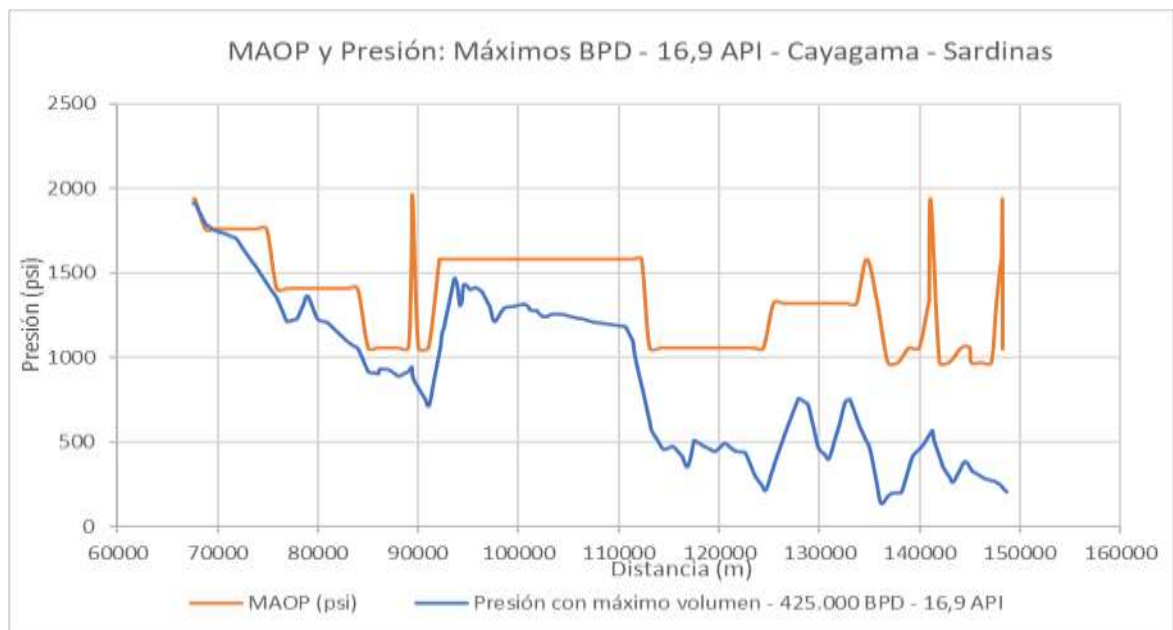


Figura 3.10 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Sardinas – Páramo

Tramo Sardinas – Páramo tiene la capacidad máxima de transporte de 450.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

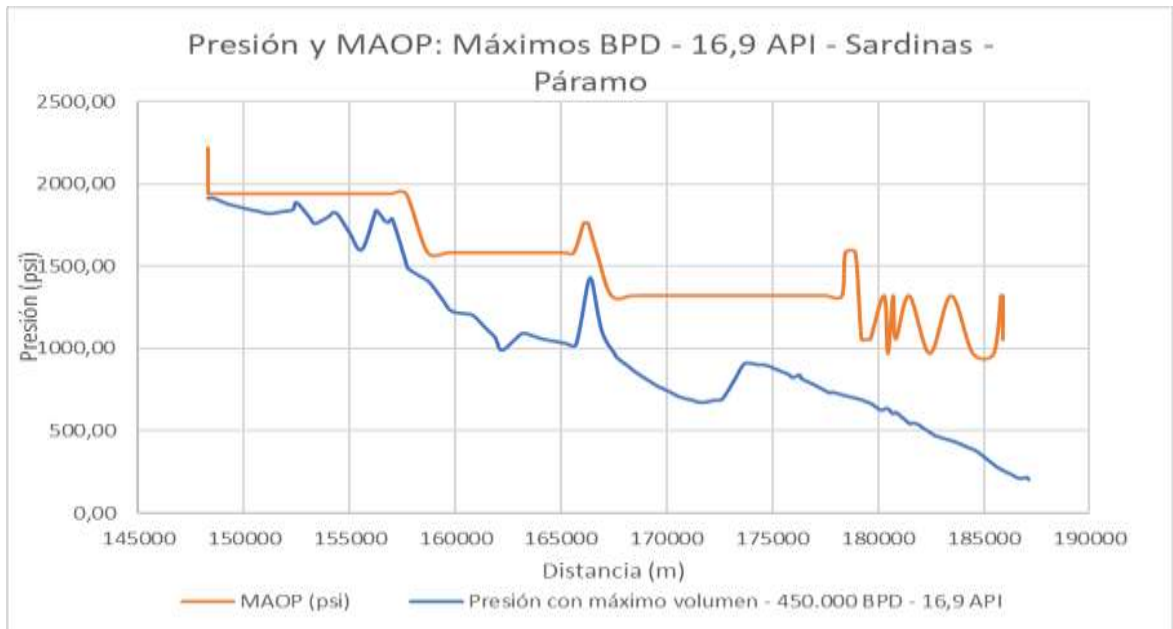


Figura 3.11 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Sardinas – Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Páramo – Chiquilpe

Tramo Páramo – Chiquilpe tiene la capacidad máxima de transporte de 375.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

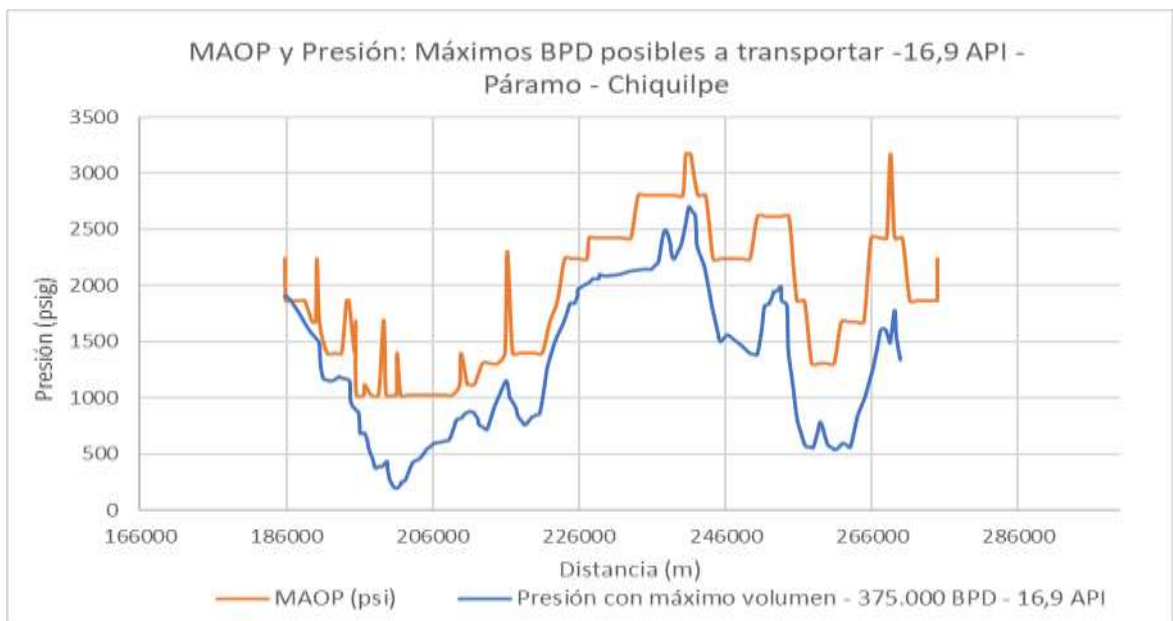


Figura 3.12 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Chiquilpe – Puerto Quito

Tramo Chiquilpe – Puerto Quito tiene la capacidad máxima de transporte de 400.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

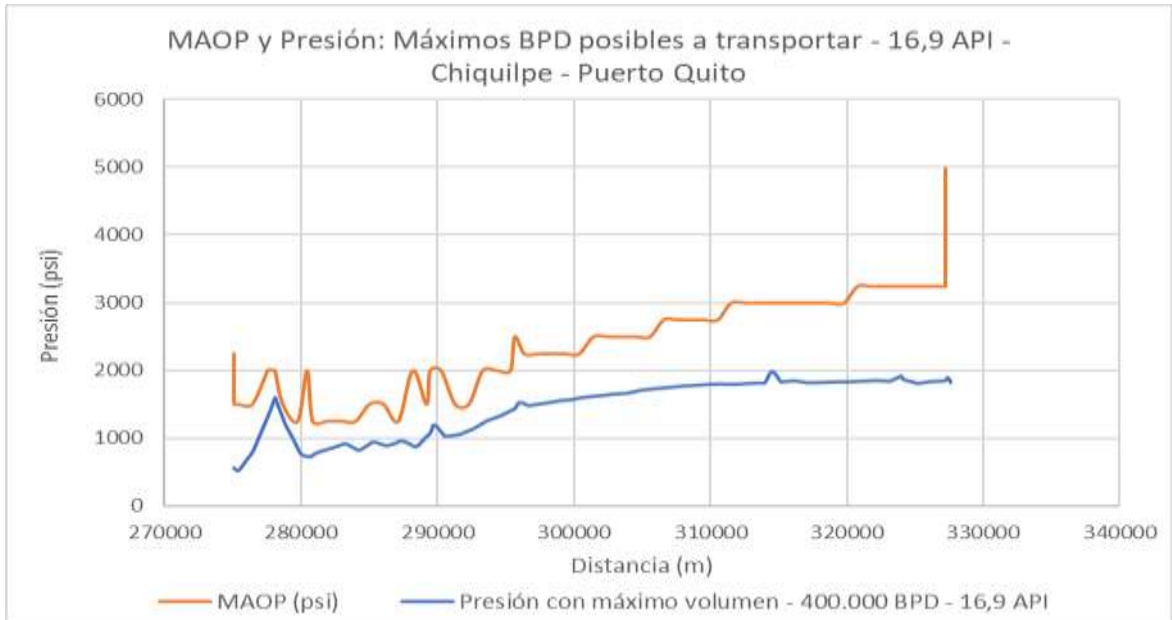


Figura 3.13 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Tramo Puerto Quito - ABS

Tramo Puerto Quito – ABS tiene la capacidad máxima de transporte de 625.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

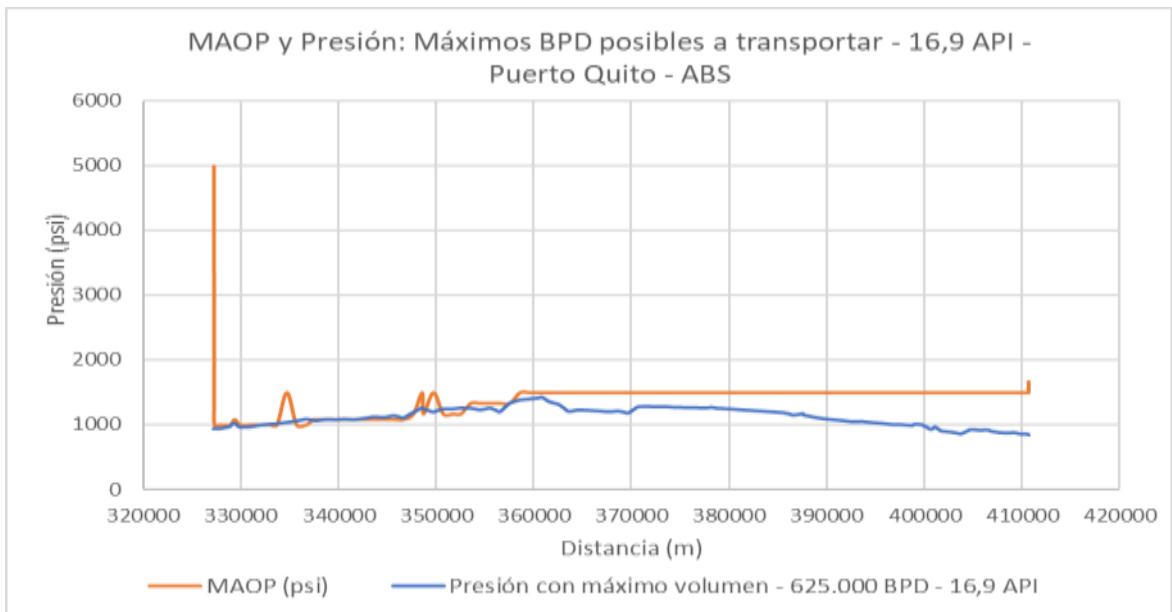


Figura 3.14 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)

Tramo ABS – Terminal Marítimo

Tramo Puerto Quito – ABS tiene la capacidad máxima de transporte de 450.000 BPD bajo las condiciones actuales operativas.

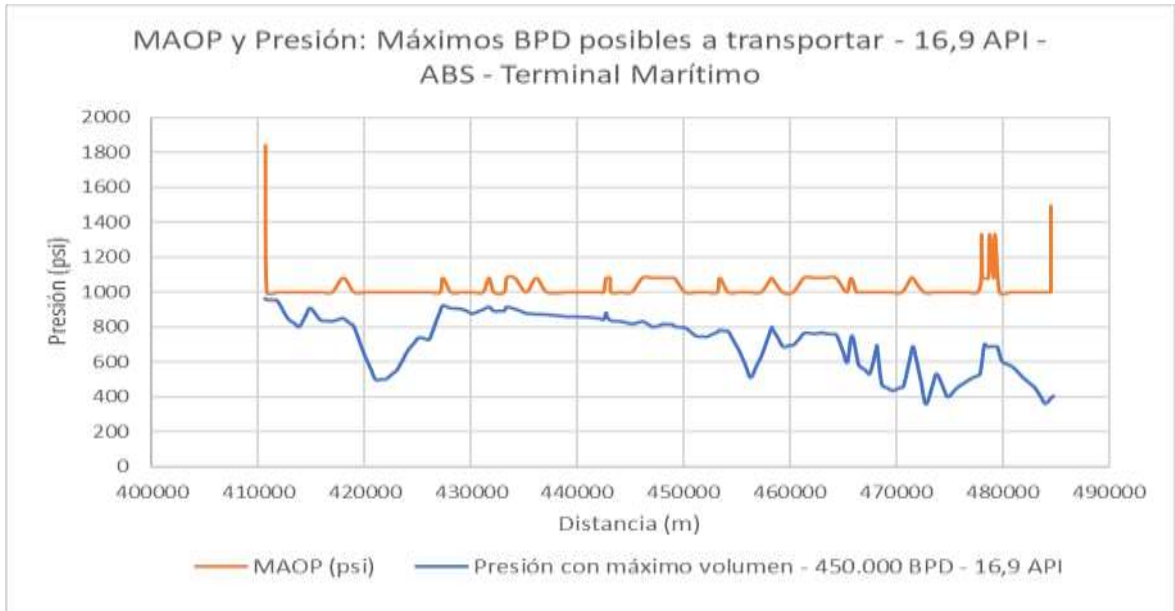


Figura 3.15 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

A continuación, se presenta la gráfica resumen de todo el oleoducto, indicando su MAOP y las presiones cuando transporta los máximos BPD, se puede observar que a lo largo del OCP ninguna de las presiones de los tramos supera el MAOP.

MAOP y Presiones con máximos BPD posibles a transportar OCP – 16,9 °API

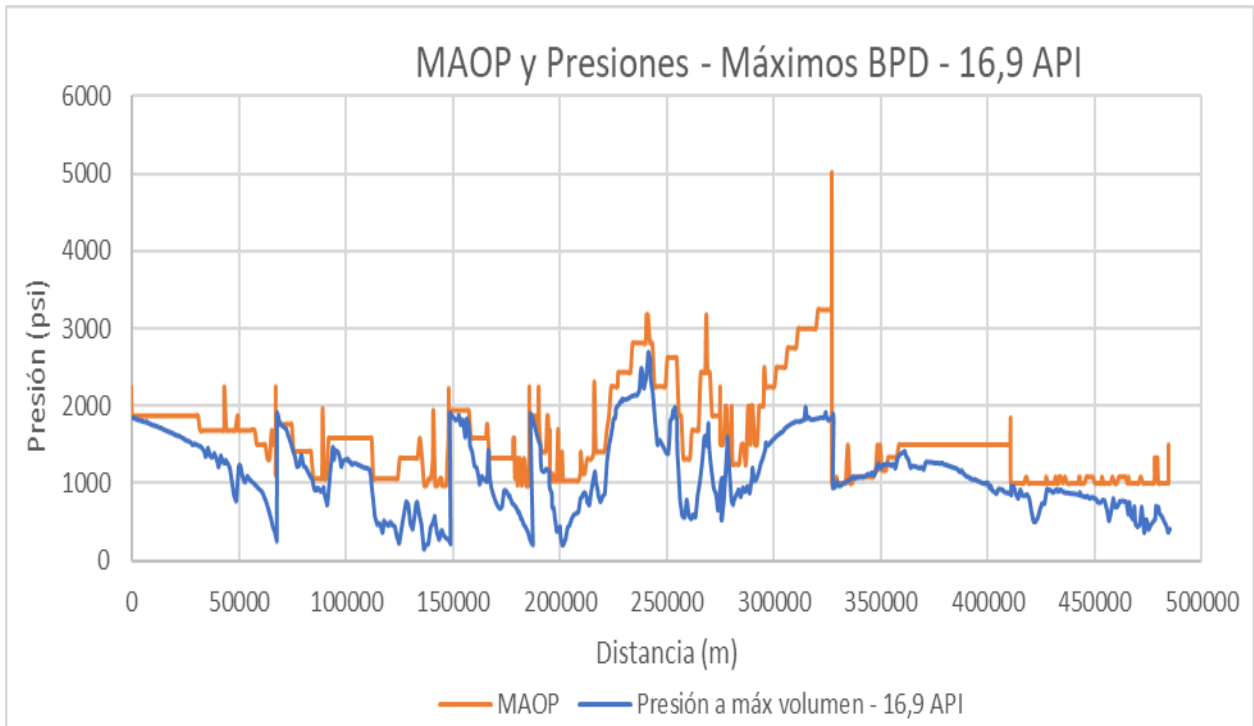


Figura 3.16 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 16,9 °API. (Loor&Yagual,2021)

Tabla 3.1 Capacidad máxima de transporte de OCP por cada tramo, considerando 16,9 °API (Loor&Yagual,2021)

ESTACIÓN	BPD
Amazonas – Cayagama	425.000
Cayagama – Sardinas	425.000
Sardinas – Páramo	450.000
Páramo – Chiquilpe	375.000
Chiquilpe – Puerto Quito	400.000
Puerto Quito – ABS	625.000
ABS – Terminal Marítimo	450.000

3.2.3 Comparación gráfica de MAOP y Presión, transportando 300.000 BPD con nueva curva de viscosidad, 13,0 API.

A continuación, se presentan las gráficas correspondientes a cada tramo en donde se simuló el comportamiento de las presiones en la tubería transportando 300.000 BPD, pero con 13,0 °API. Gracias al simulador se puede observar que en tramo Cayagama – Sardinias, existe una sección en que la presión simulada sobrepasa las presiones de MAOP del oleoducto.

Amazonas – Cayagama

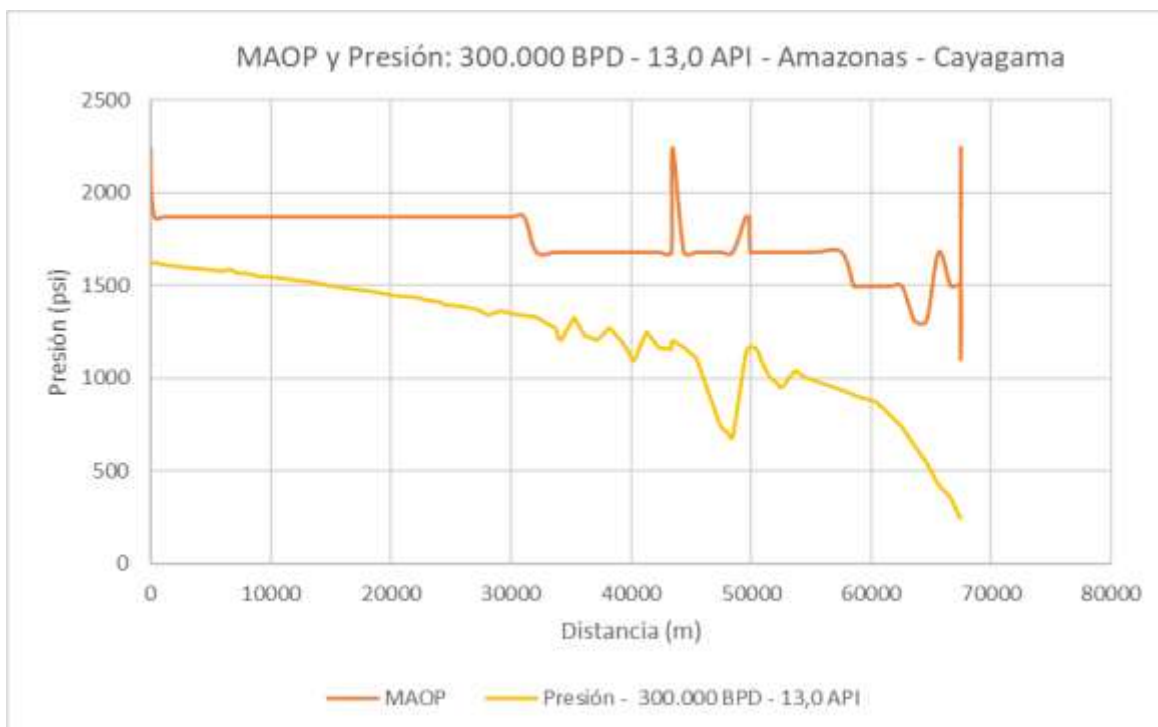


Figura 3.17 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

En este tramo se puede observar cómo alrededor de los 70.000 m y 80.000 m de distancia horizontal de la ruta del oleoducto, la presión simulada sobrepasa el MAOP, indicando que la tubería con las condiciones actuales no es capaz de transportar por este tramo al menos 300.000 BPD un crudo de 13,0 °API.

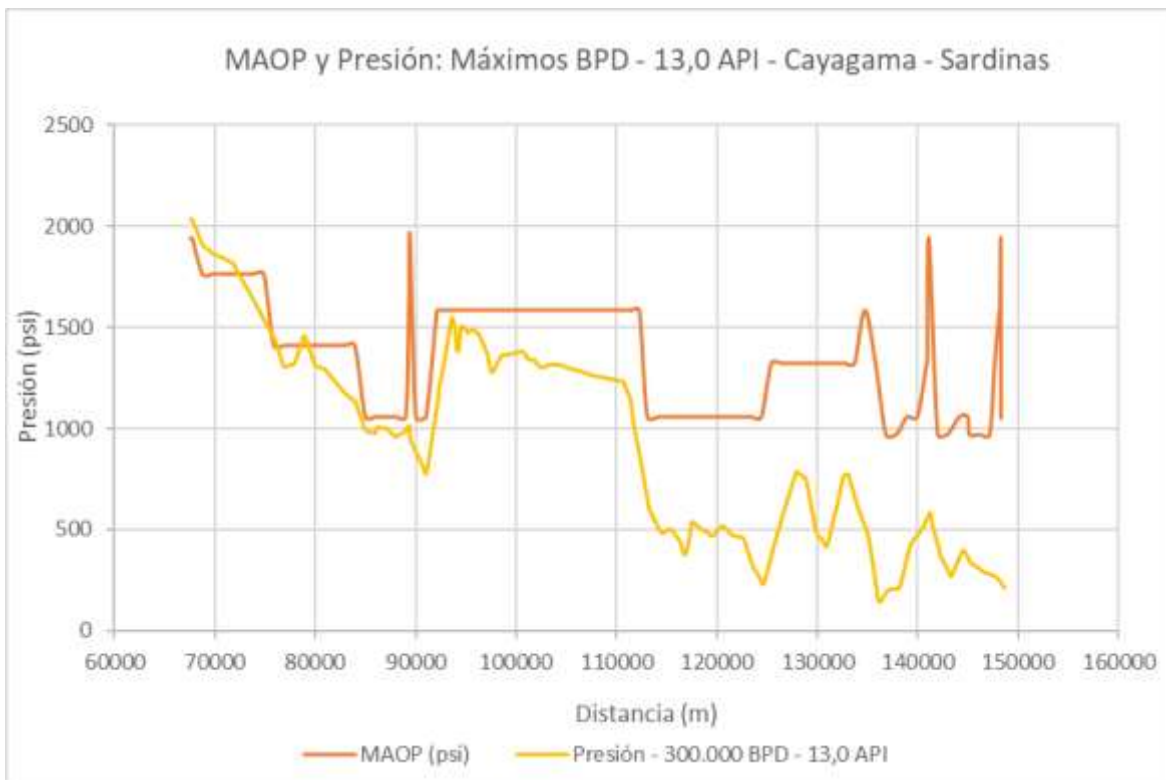


Figura 3.18 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

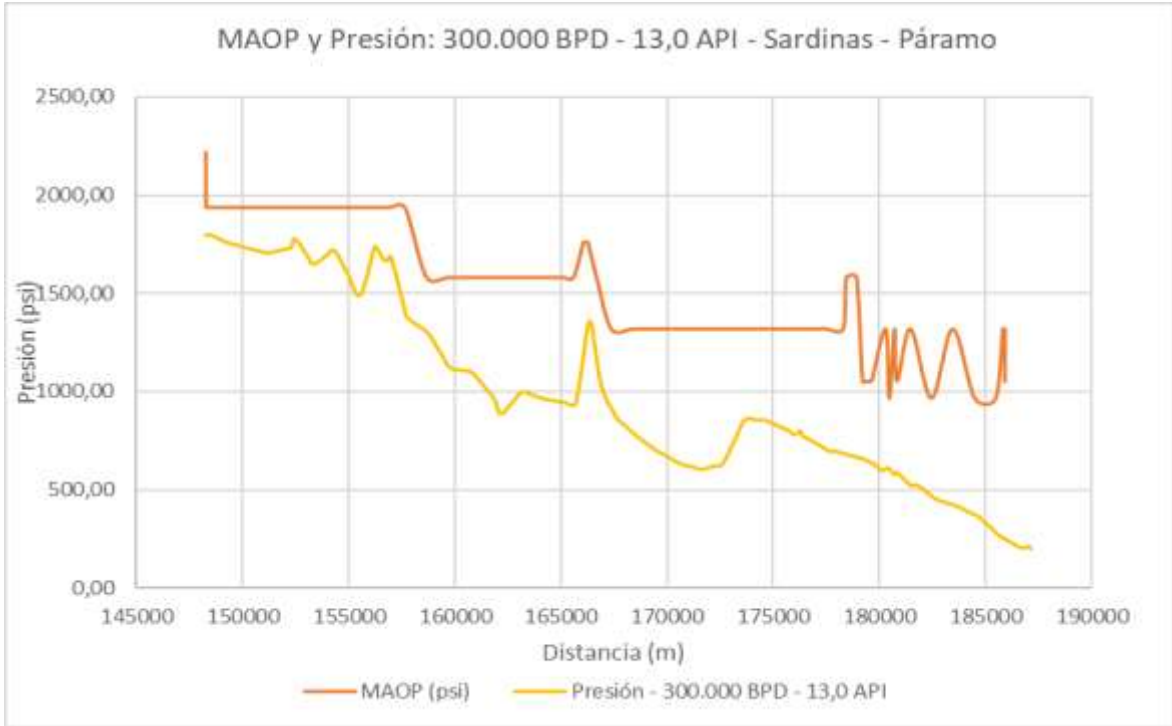


Figura 3.19 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Sardinas – Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

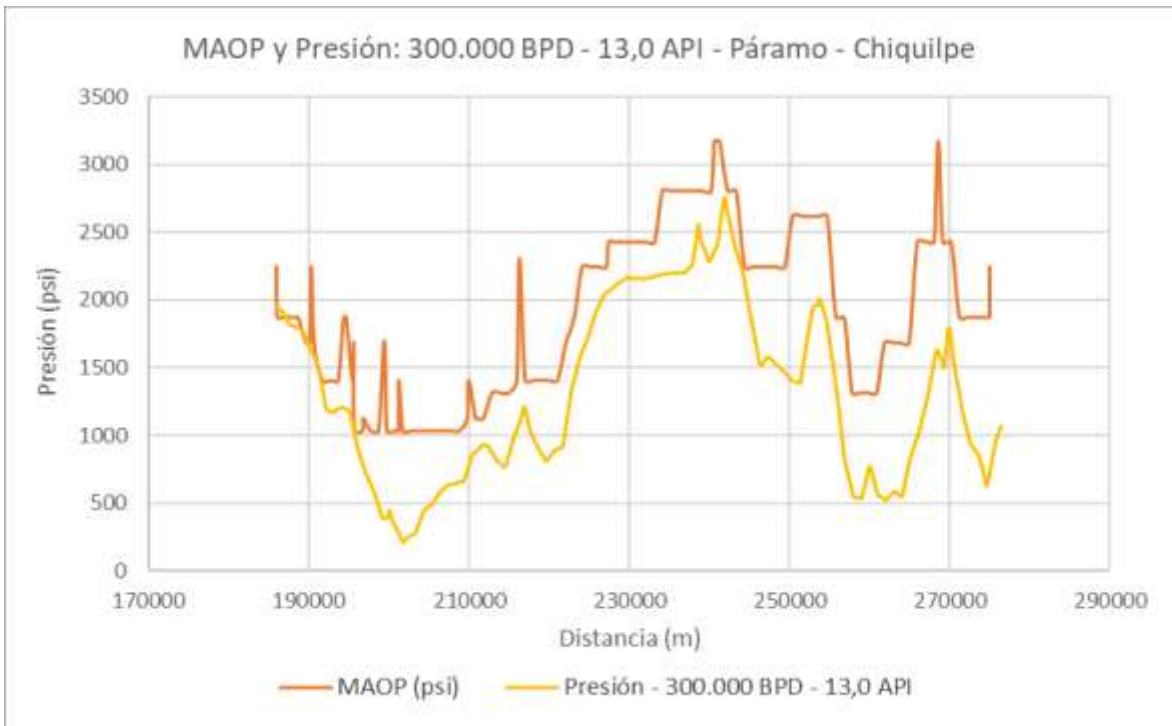


Figura 3.20 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

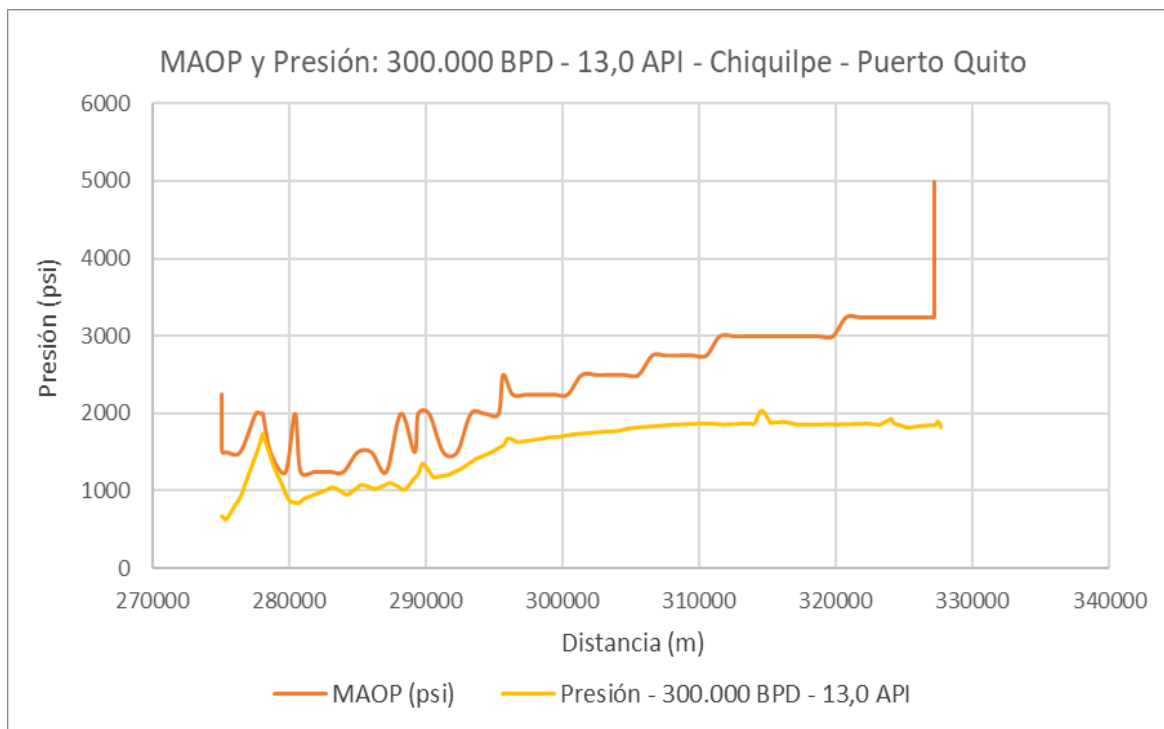


Figura 3.21 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

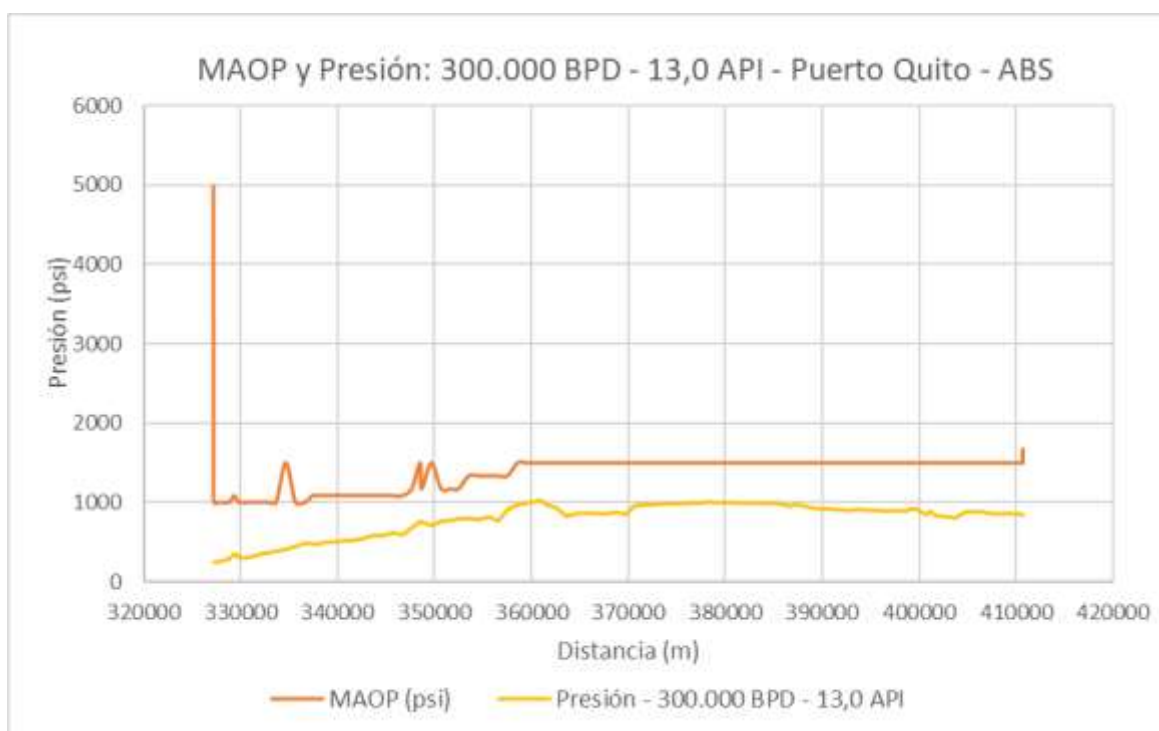


Figura 3.22 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal Marítimo

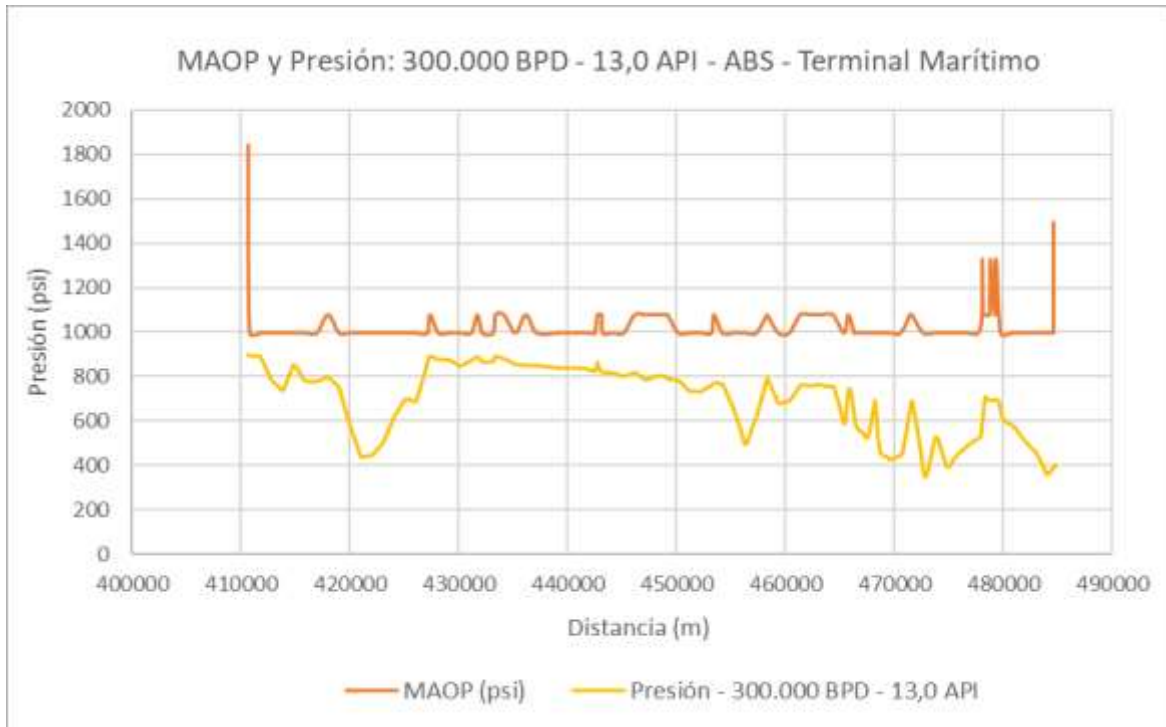


Figura 3.23 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 300.000 BPD – 13,0 API. Tramo ABS – Terminal Marítimo. (Loor&Yagual,2021)

MAOP y Presiones transportando 300.000 BPD de crudo con 13,0 °API, a lo largo de todo el oleoducto.

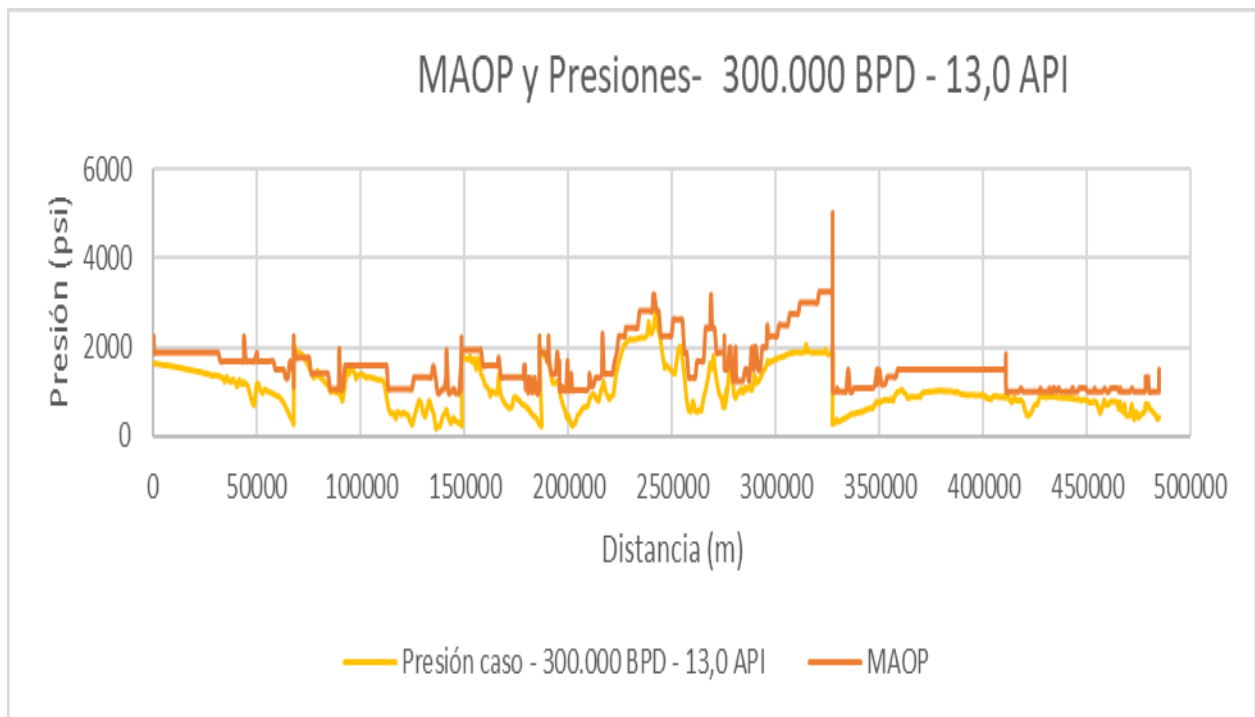


Figura 3.24 OCP: Gráfica de Presión vs Distancia – nueva curva de viscosidad – 300.000 BPD – 13,0 °API (Loor&Yagual,2021)

3.2.4 Comparación gráfica de MAOP y Presión máxima con escenario más conservador de producción que transporta OCP en base a nueva curva de viscosidad, 13° API.

Amazonas – Cayagama

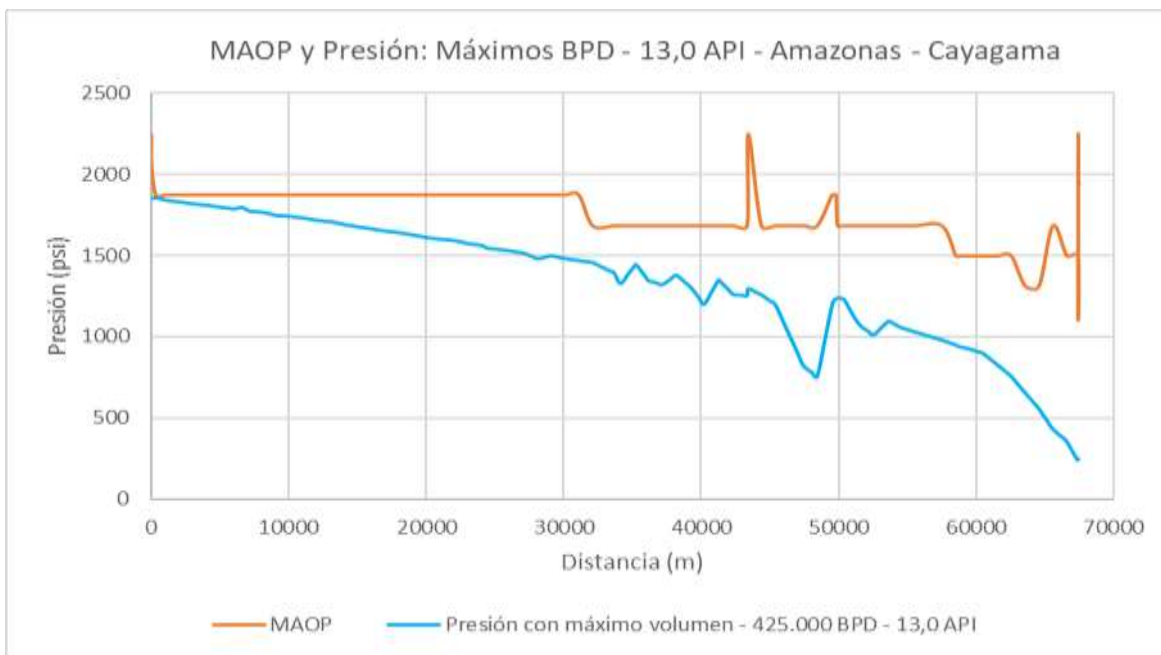


Figura 3.25 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

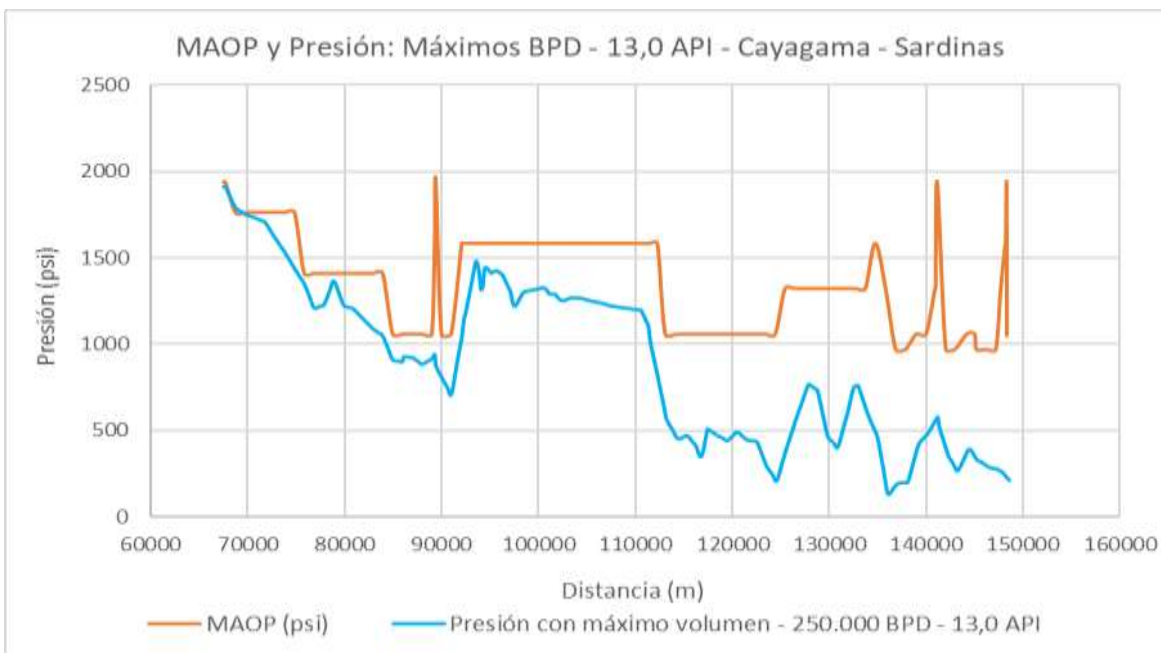


Figura 3.26 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

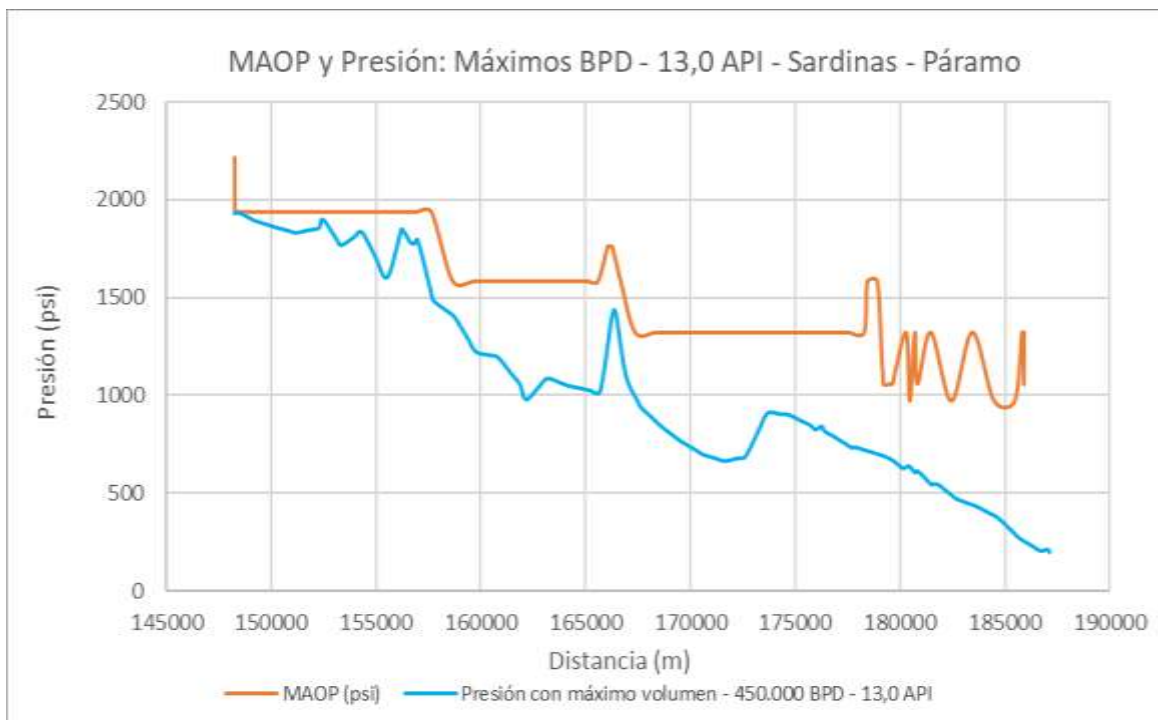


Figura 3.27 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Sardinas – Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

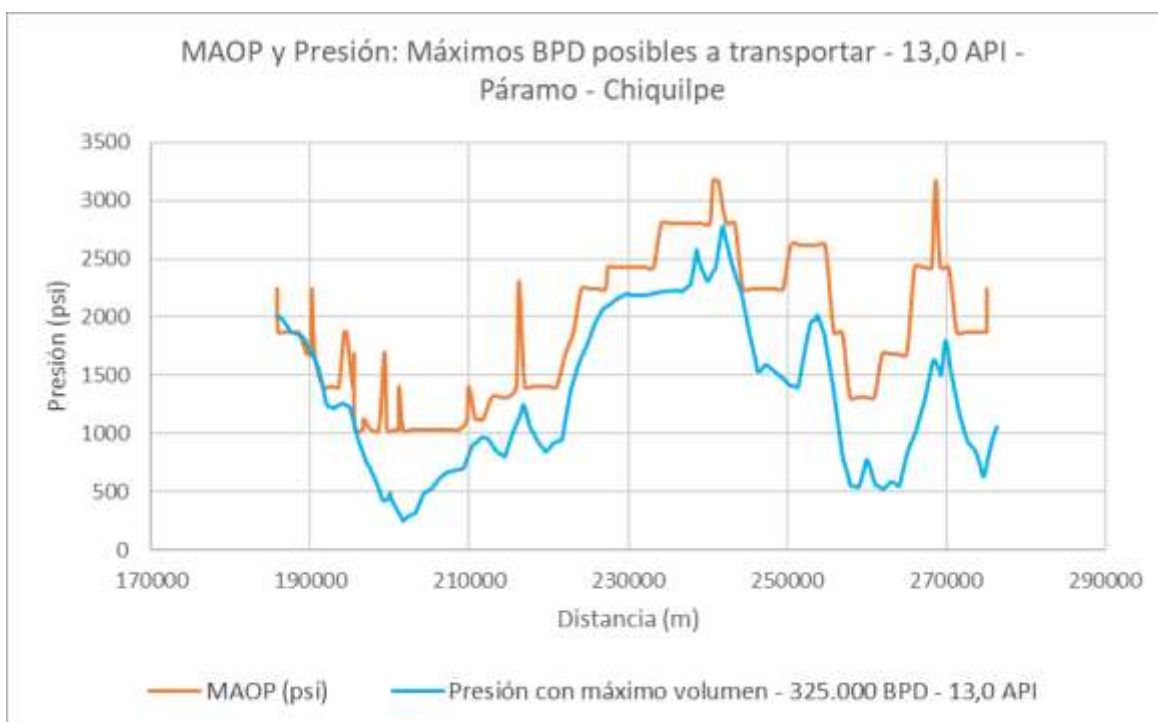


Figura 3. OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

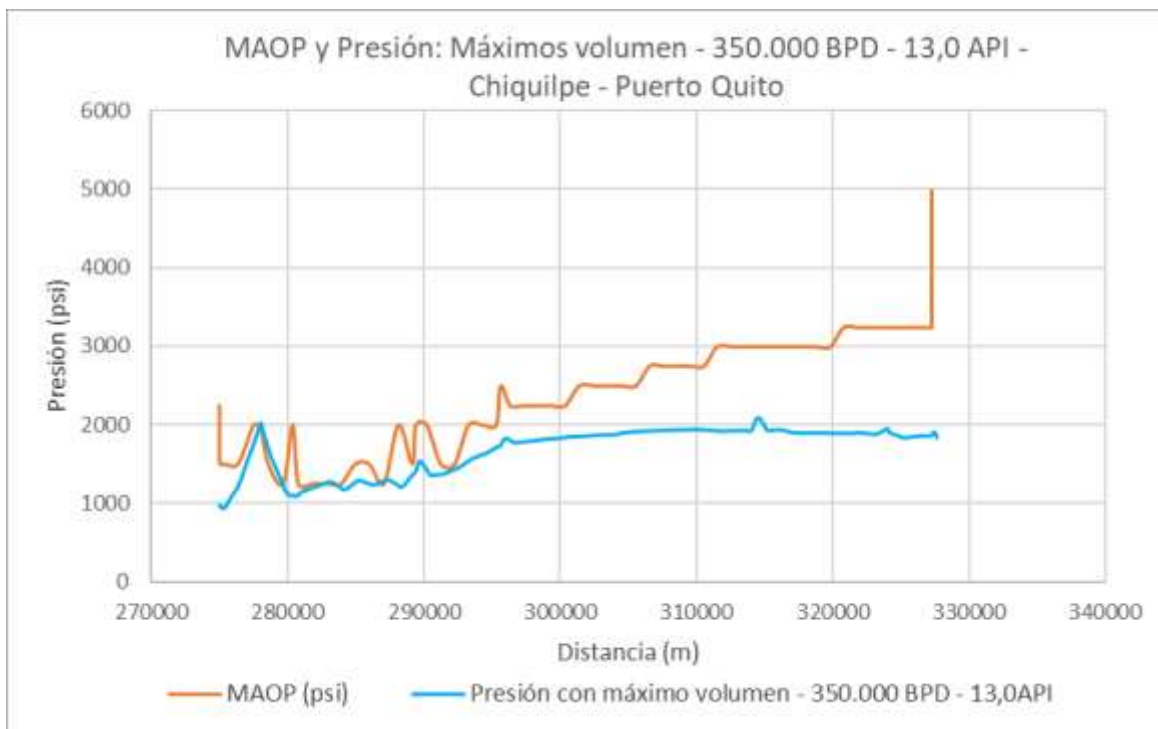


Figura 3.28 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

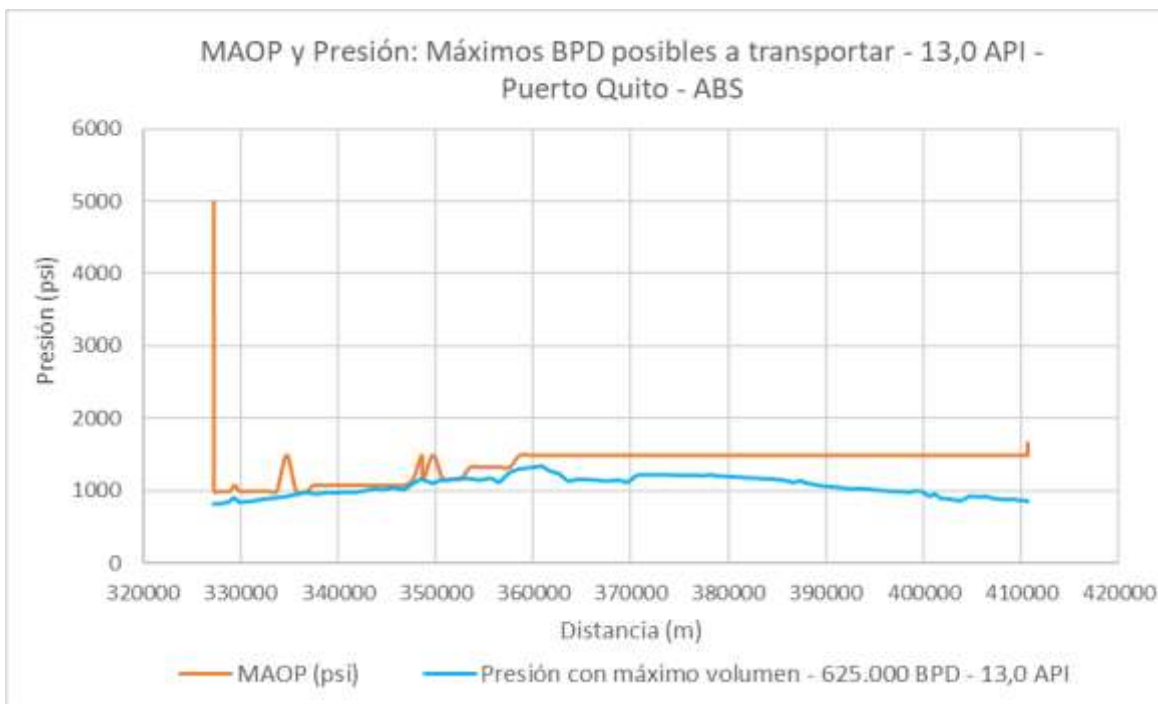


Figura 3.29 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal

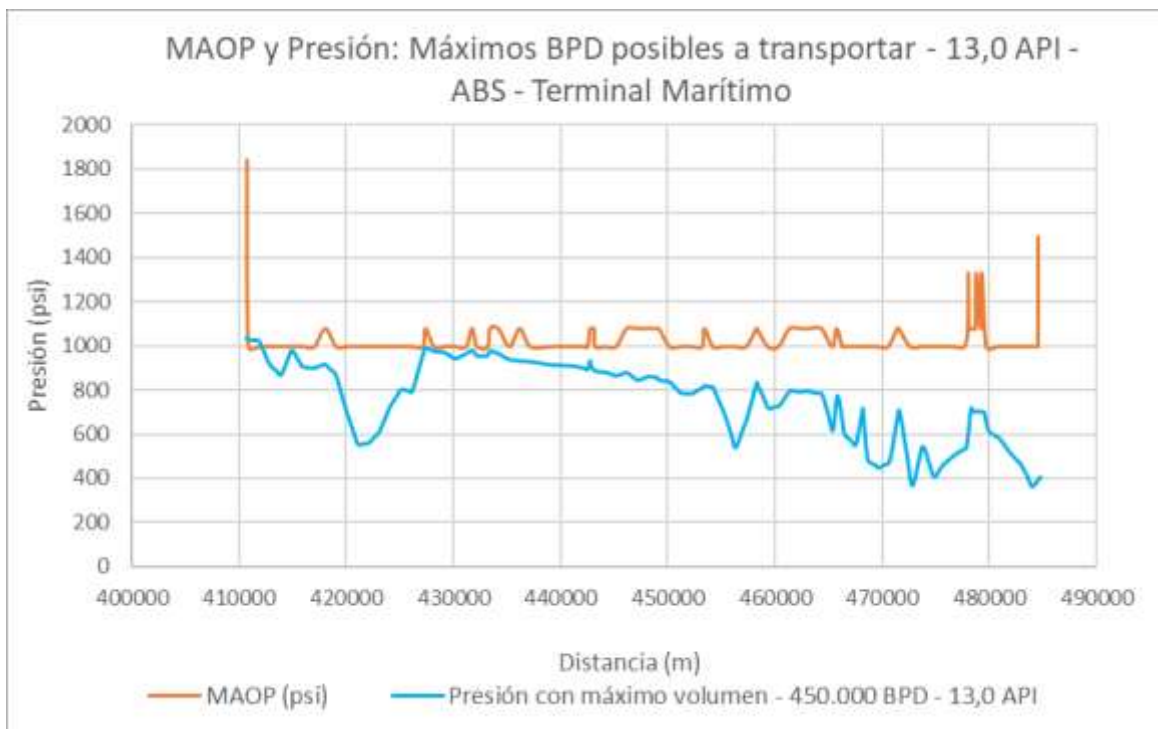


Figura 3. OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximo BPD – 13° API. Tramo ABS – Terminal. (Loor&Yagual,2021)

MAOP y Presiones con máximo BPD posibles a transportar del oleoducto OCP, 13,0 °API.

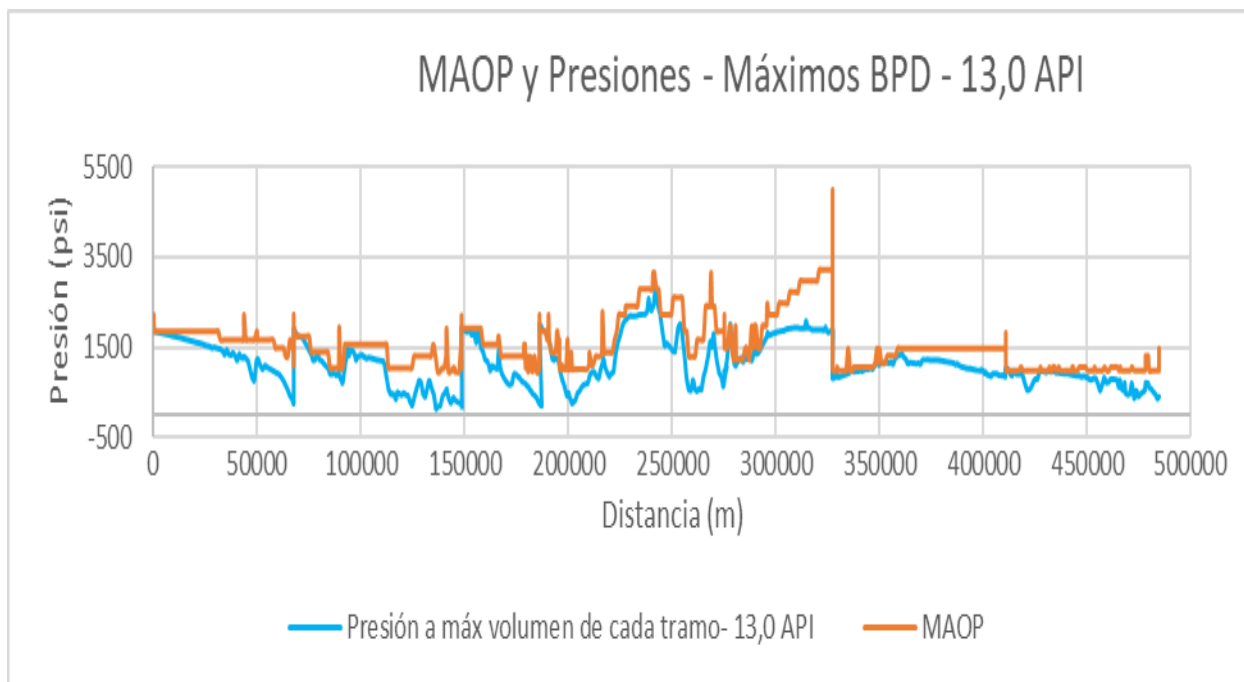


Figura 3.30 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – máximos BPD – 13,0 °API. (Loor&Yagual,2021)

Tabla 3.2 Máximos Barriles por Día posibles a transportar con crudo de 13,0°API, de acuerdo con cada tramo (Loor&Yagual,2021)

Máximos BPD posibles para transportar con crudo de 13,0°API	
Tramos	BPD
Amazonas – Cayagama	425.000
Cayagama – Sardinias	250.000
Sardinias – Páramo	450.000
Páramo – Chiquilpe	325.000
Chiquilpe – Puerto Quito	350.000
Puerto Quito – ABS	625.000
ABS – Terminal Marítimo	450.000

3.2.5 MAOP y Presiones de todos los tramos transportando 450.000 BPD, crudo de 13° API, considerando características actuales del OCP.

A continuación, se presentan las gráficas de MAOP comparadas con las presiones simuladas en cada uno de los tramos, cuando transportan a través de todo el oleoducto 450.000 BPD, un crudo de 13,0 °API. Se puede evidenciar que, en algunos puntos de ciertos tramos, dichas presiones están por encima del MAOP correspondiente. Estos tramos son:

- Cayama – Sardinias.
- Páramo – Chiquilpe.
- Chiquilpe – Puerto Quito

Amazonas – Cayagama

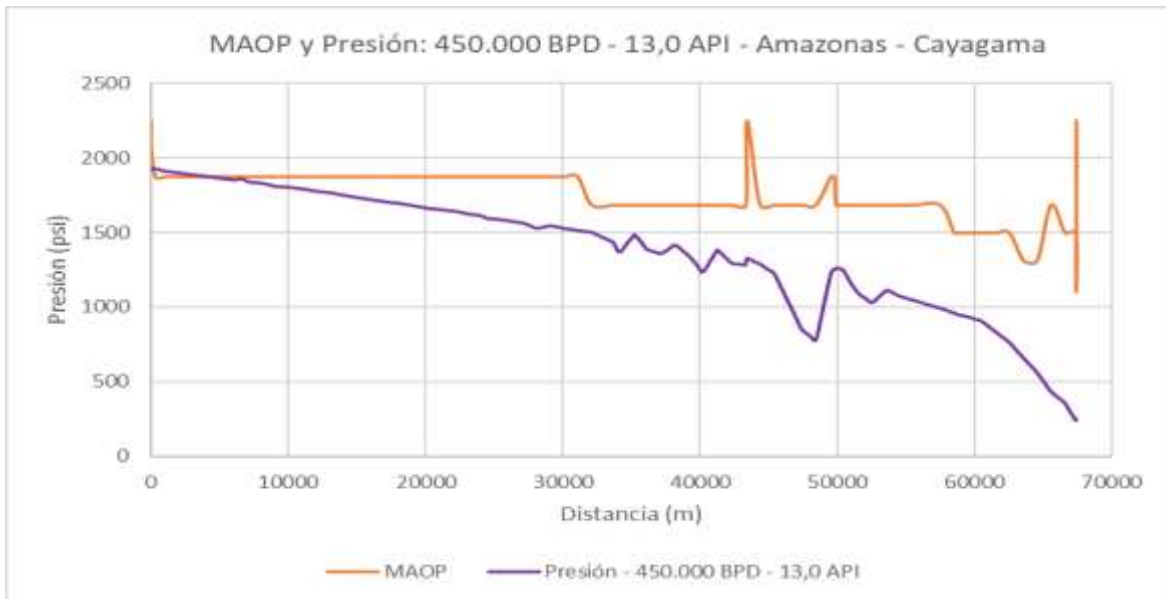


Figura 3.31 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Amazonas – Cayagama. (Loor&Yagual,2021)

Cayagama – Sardinias

En este tramo se puede observar cómo alrededor de los 70.000 m y 80.000 m de distancia horizontal de la ruta del oleoducto, la presión simulada sobrepasa el MAOP, indicando que la tubería con las condiciones actuales no es capaz de transportar por este tramo los 450.000 BPD un crudo de 13,0 °API.

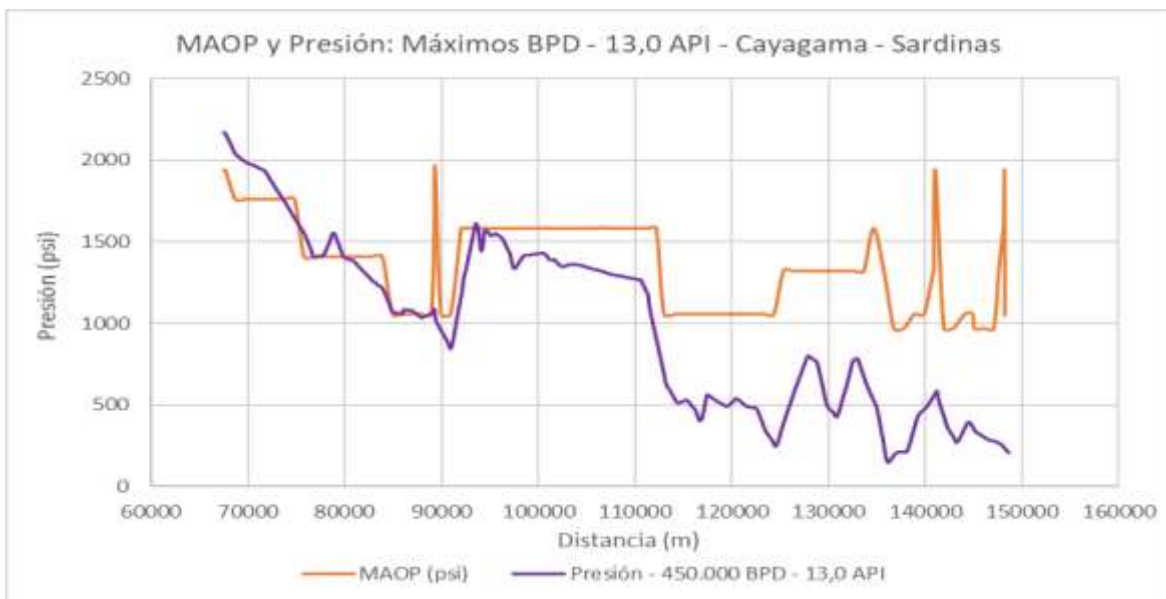


Figura 3.32 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Cayagama – Sardinias. (Loor&Yagual,2021)

Sardinas – Páramo

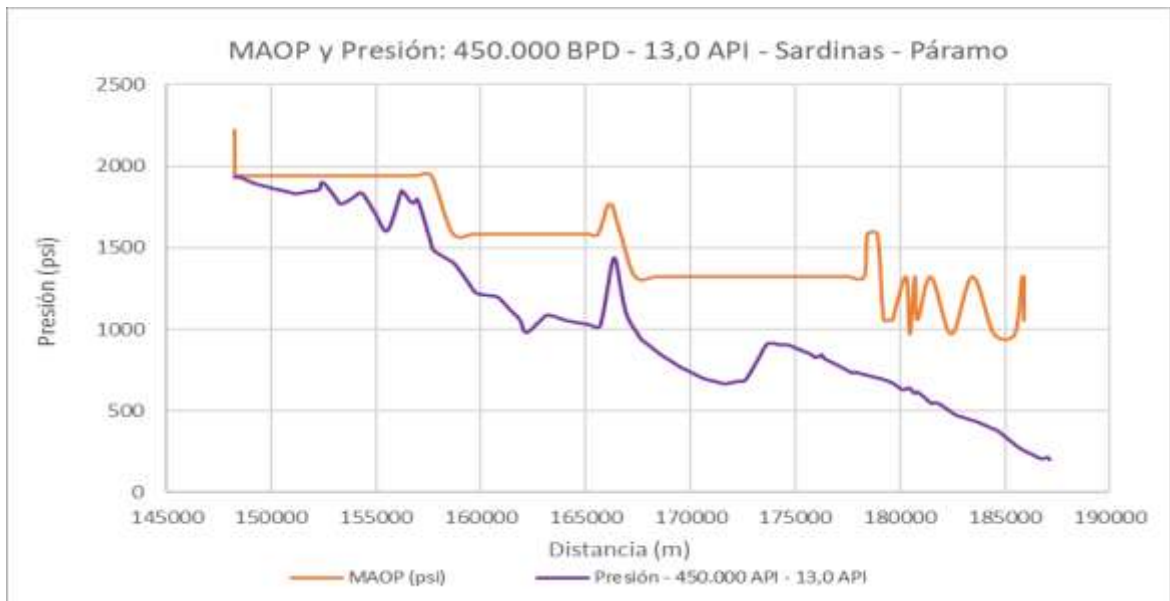


Figura 3.33 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Sardinas – Páramo. (Loor&Yagual,2021)

Páramo – Chiquilpe

En este tramo se puede observar cómo alrededor de los 185.000 m de distancia horizontal de la ruta del oleoducto, la presión simulada sobrepasa el MAOP, indicando que la tubería con las condiciones actuales no es capaz de transportar por este tramo los 450.000 BPD un crudo de 13,0 °API.

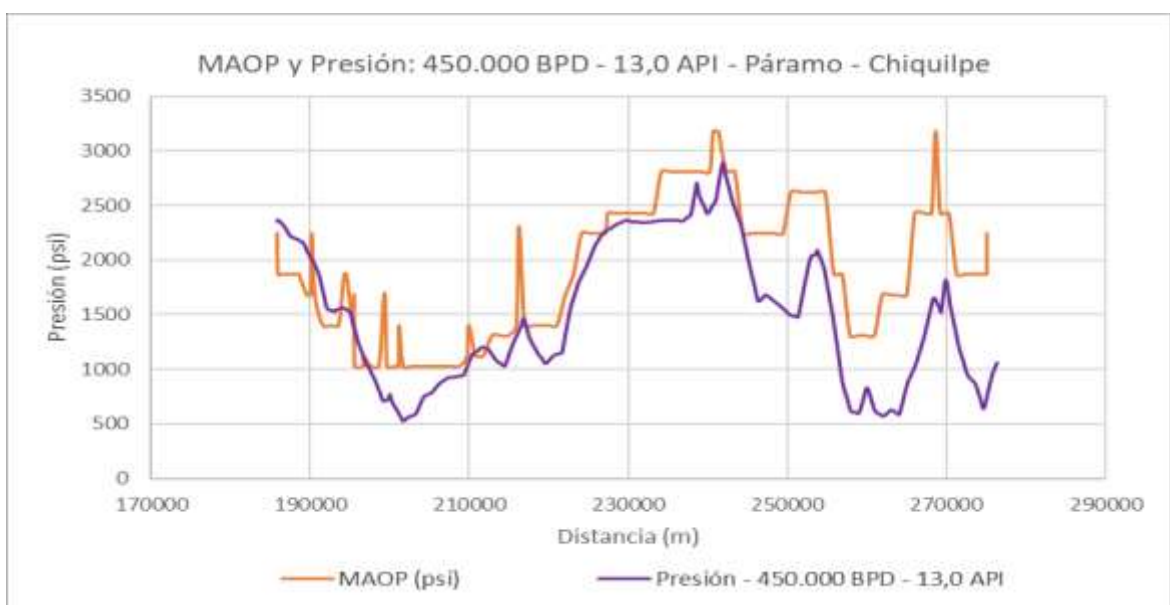


Figura 3.34 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Páramo – Chiquilpe. (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

En este tramo se puede observar cómo alrededor de los 275.000 m y 280.000 m de distancia horizontal de la ruta del oleoducto, la presión simulada sobrepasa el MAOP, indicando que la tubería con las condiciones actuales no es capaz de transportar por este tramo los 450.000 BPD un crudo de 13,0 °API.

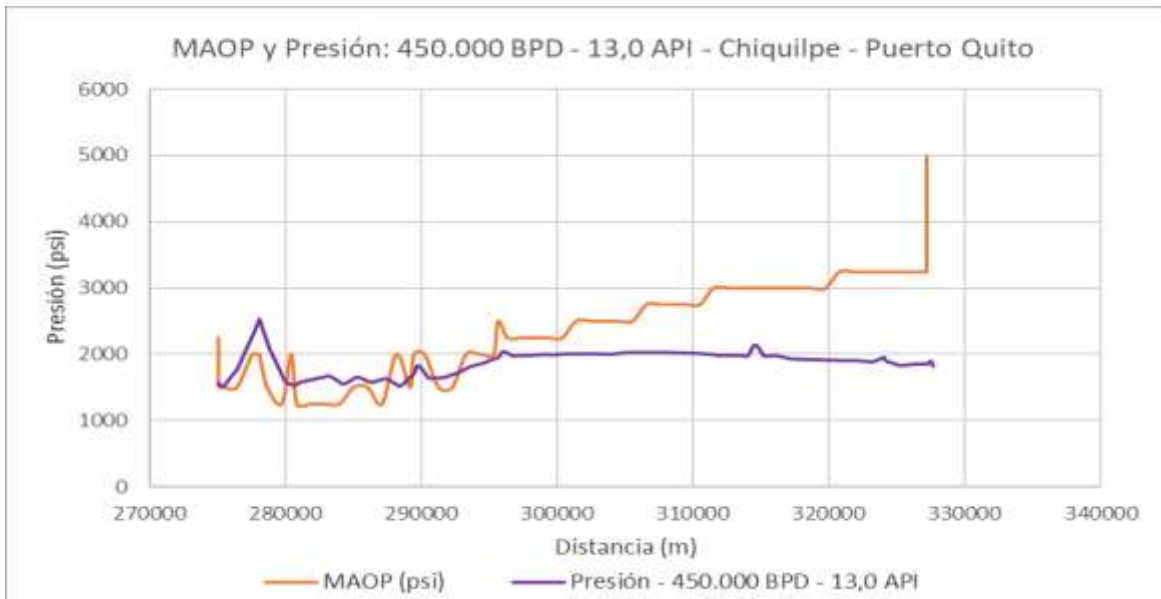


Figura 3.35 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito. (Loor&Yagual,2021)

Puerto Quito – ABS

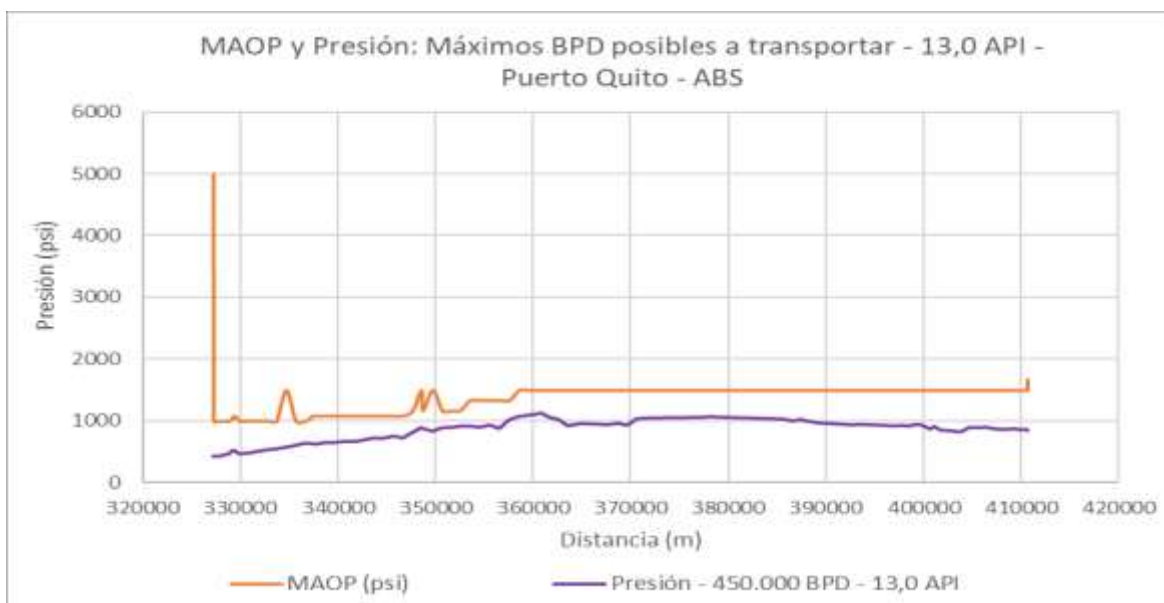


Figura 3.36 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo Puerto Quito – ABS. (Loor&Yagual,2021)

ABS – Terminal

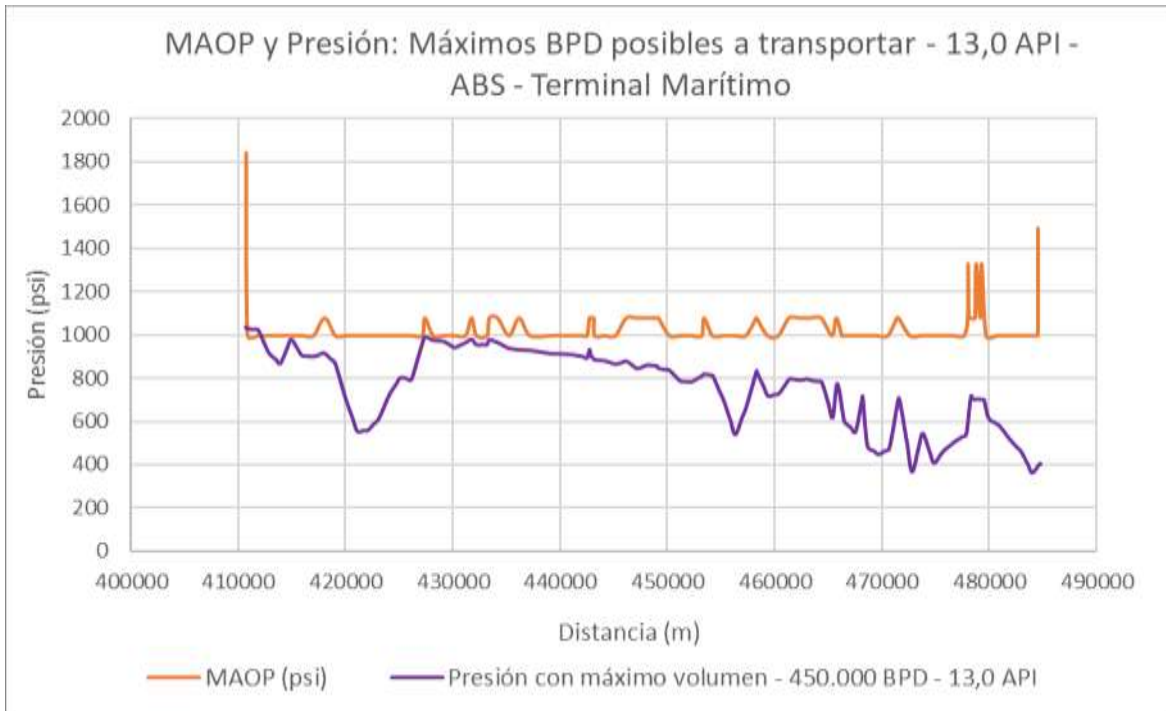


Figura 3.37 OCP: Gráfica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API – Tramo ABS – Terminal. (Loor&Yagual,2021)

MAOP y Presiones transportando 450.000 BPD crudo de 13,0 °API a lo largo del oleoducto OCP



Figura 3.38 OCP: Grafica de MAOP y Presión – 450.000 BPD – 13° API. (Loor&Yagual,2021)

En la gráfica expuesta se puede observar cómo hay puntos en donde la presión simulada (color morado), está por encima su MAOP (naranja), poniendo el riesgo la integridad de la tubería. El objetivo a continuación es simular esos tramos variando su diámetro correspondiente, para así aumentar su capacidad de transporte.

3.2.5.1 MAOP y Presiones en tramos transportando 450.000 BPD, crudo de 13,0 °API, al realizar cambios en diámetros de tramos críticos.

Luego de realizar las comparaciones respectivas, indicadas en los resultados, es evidente que en los tramos Cayagama – Sardinas, Páramo – Chiquilpe y Chiquilpe – Puerto Quito, las presiones al transportar los 450.000 BPD con un crudo de 13,0 °API, sobrepasa el MAOP. Por tanto, a continuación, se presentan las presiones al modificar los diámetros en dichos tramos.

Cayagama - Sardinas

En el presente tramo el diámetro actual es de 32 in, y al variar el diámetro a 38 in, se obtuvieron las siguientes presiones. Permitiendo el incremento de 44,4% en la capacidad de transporte.

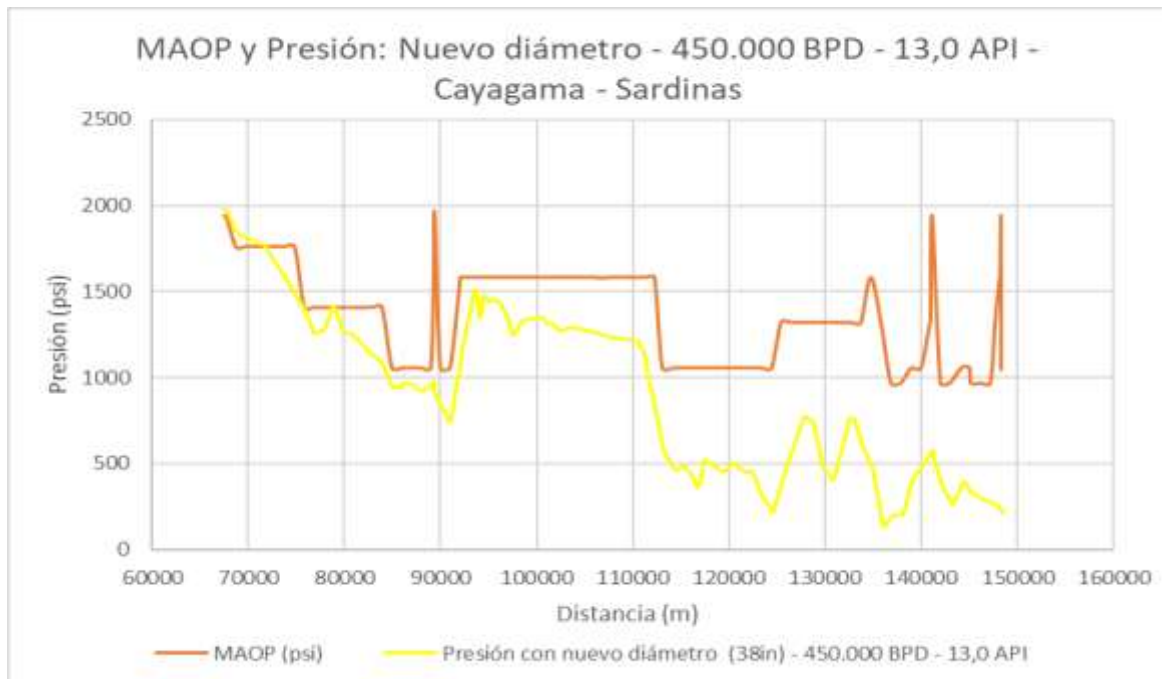


Figura 3.39 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Cayagama – Sardinas. (Loor&Yagual,2021)
Páramo – Chiquilpe

En el presente tramo el diámetro actual es de 32 in, y al variar el diámetro a 34 in, se obtuvieron las siguientes presiones, al hacer este cambio es posible incrementar hasta el 27,8% de la capacidad de transporte del oleoducto



Figura 3.40 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Páramo – Chiquilpe (Loor&Yagual,2021)

Chiquilpe – Puerto Quito

En el presente tramo el diámetro real es de 24 in, y al variar el diámetro a 26 in, se obtuvieron las siguientes presiones, incrementando el 22,22% de la capacidad de transporte.

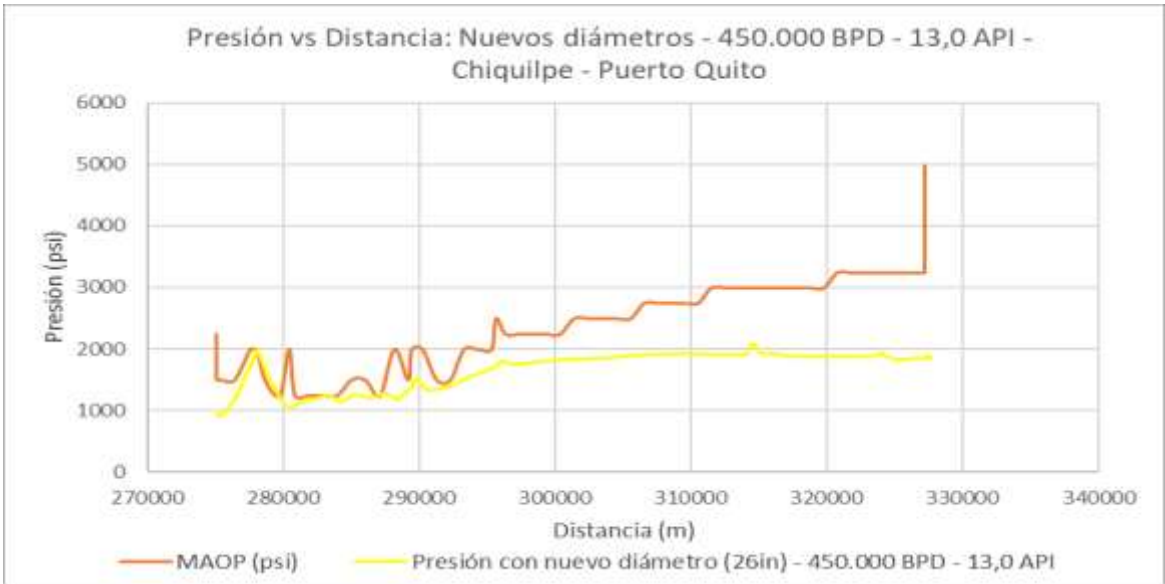


Figura 3.41 OCP: Gráfica de presión con nuevo diámetro – 450.000 BPD – 13,0 °API – Tramo Chiquilpe – Puerto Quito (Loor&Yagual,2021)

A continuación, se presenta la gráfica de las presiones a lo largo del OCP transportando 450.000 BPD un crudo de 13,0 API, estas presiones están siendo comparadas con su respectivo MAOP; cabe recalcar que dichas presiones fueron simuladas una vez realizados los cambios de diámetros en los tramos críticos

MAOP y Presiones con nuevos diámetros – 13,0 API

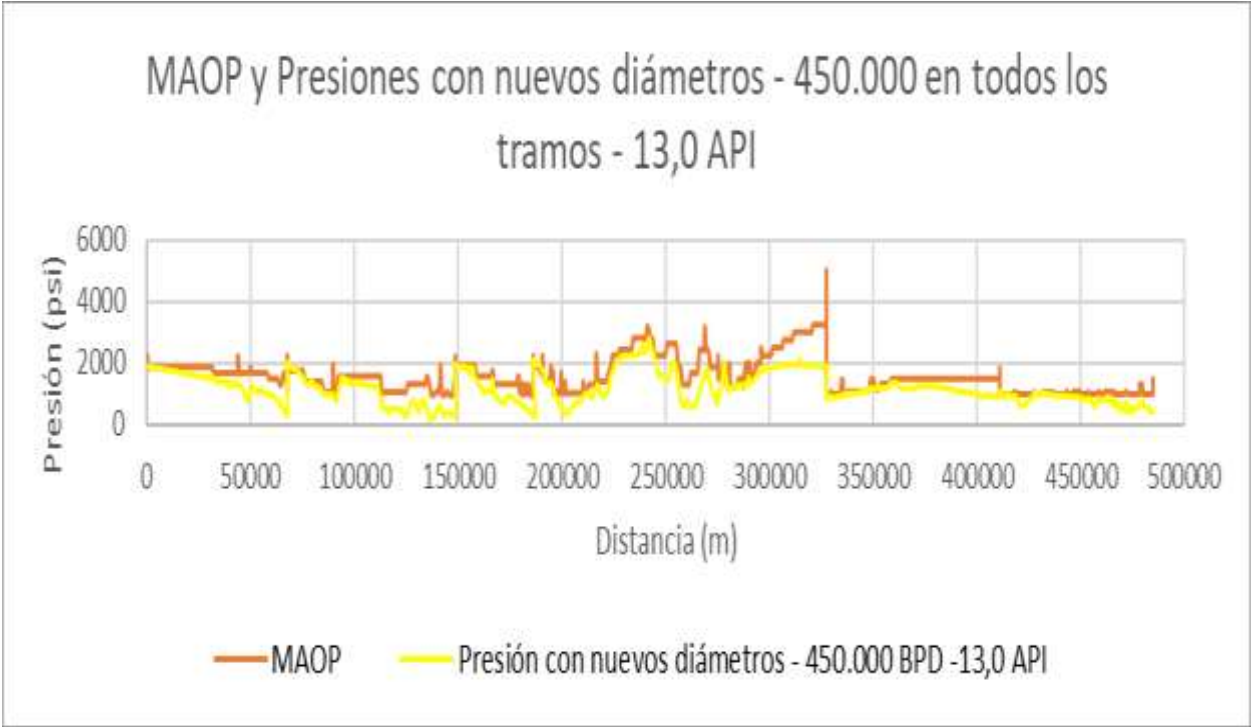


Figura 3.42 OPC: Gráfica de MAOP y Presión con nuevos diámetros – 13,0 API.

Se puede observar como la gráfica color amarillo, no sobrepasa en ningún punto a la gráfica naranja. Como resultado, esto indica que los diámetros que se han variado han sido los correctos

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

El análisis efectuado a las posibles propuestas de solución a la erosión en el sector San Rafael, permitió determinar que la mejor opción es construir un dissipador de energía aguas arriba del Río Malo, la razón es porque en ese sitio la velocidad de erosión ha sido menos agresiva, siendo esta la más conveniente a corto, mediano y largo plazo, ya que justo es el terreno en donde se han construido las variantes con el fin alejar los oleoductos de la erosión, lo más conveniente es que tales variantes se realicen con mayor diámetro para incrementar la capacidad de transporte y evitar doble inversión, asegurando futuros escenarios donde se pretende aumentar la producción petrolera.

La capacidad máxima que en la actualidad transporta el SOTE es de 355.000 BPD, mientras la de OCP es 375.000 BPD, sumado entre los dos 730.000 BPD, por lo que no es posible actualmente bombear 1'000.000 de barriles con las condiciones actuales. Si en este momento se incrementan los barriles por día, se pone en riesgo la integridad de la tubería, puesto que, están limitados por el MAOP establecidos por las empresas. Por esa razón se opta por modificar los diámetros para que la capacidad de transporte aumente, al mismo tiempo que se logra disminuir las presiones internas, logrando que estas estén por debajo del MAOP, salvaguardando el oleoducto.

Se concluye que para este proyecto se debe considerar el escenario más crítico respecto al crudo, porque para aumentar la producción se debe extraer petróleo del campo ITT (Ishpingo – Tiputini – Tambococha) y demás campos donde se pronostica un crudo pesado, por tanto, al realizar la simulación y desarrollar la nueva curva de viscosidad se obtuvo un crudo de 13,0 °API, por ende, debe ser transportado por el Oleoducto de Crudo Pesado.

Al realizar la simulación de las presiones con referencia al caso base y con la nueva curva de viscosidad, se concluye que el máximo volumen a transportar por el Oleoducto de Crudo Pesado es de 325.000 BPD.

A través de la simulación del caso base de OCP, se concluye que los tramos cuello de botella, es decir que tienen menor capacidad de transporte al modificar la curva de viscosidad de 16,9 °API a 13,0 °API, son: Cayagama – Sardinias, Páramo – Chiquilpe y Chiquilpe – Puerto Quito con 250.000 BPD, 325.000 BPD y 350.000 BPD respectivamente.

Para que el oleoducto cumpla con la máxima capacidad de transporte deseada de 450.000 BPD se modificó los diámetros de los tramos críticos, los cuales son: Cayagama – Sardinias de 34” a 38”, Páramo – Chiquilpe de 32” a 34” y Chiquilpe – Puerto Quito de 24” a 26”. Logrando así un incremento de su capacidad de 44,4%, 27,8% y 22,22%, respectivamente.

Debido a la disponibilidad de información del SOTE, no fue posible realizar las simulaciones deseadas, es decir, determinar el volumen máximo a bombear y tramos críticos, para saber en qué trayecto se necesita aumentar la capacidad de transporte, en caso de que el crudo adicional que se extraiga sea menos pesado y pueda ser bombeado por este medio.

4.2 Recomendaciones

Para futuros proyectos se recomienda que adicional a los parámetros descritos anteriormente se tenga en consideración recopilar información que permita conocer las condiciones topográficas y geológicas del terreno, métodos de desvío de los caudales durante el período de construcción, facilidad de operación, tiempo de realización, vida útil; para tener un **manejo eficiente de la información** que permita escoger con mayor criterio técnico qué tipo de dissipador de energía resulta conveniente.

Además, es importante recalcar que la selección de las alternativas de solución debe ser la mejor en cuanto a corto, mediano y largo plazo, por lo que es

relevante que a futuro se realice un **análisis económico** como parte de los criterios de selección y así **en conjunto a un estudio técnico**, evaluar qué propuesta es la económicamente rentable y técnicamente viable.

Para complementar este proyecto se sugiere realizar un **estudio hidráulico integral** que abarque desde los tanques de oleoducto, bombas de succión, bombas de transferencia, válvulas seccionadoras, PSV (válvulas de seguridad de presión), y por supuesto los oleoductos.

Se recomienda realizar un **análisis de riesgo operacional** e integridad mecánica del oleoducto, para los posibles escenarios futuros que permitan encontrar la factibilidad realizable en cada uno de dichos escenarios.

En base a las propuestas planteadas por el Gobierno ecuatoriano 2021 – 2025, se recomienda una vez obtenido el plan de desarrollo para los campos petroleros ecuatorianos, se realicen las **corridas hidráulicas** necesarias al SOTE y OCP para los escenarios futuros. Por lo tanto, se incentiva el desarrollo de propuestas que aborden distintos escenarios involucrados, tales como modificaciones de la tubería de oleoductos que permitan acrecentar el transporte del crudo y ayudan al crecimiento económico del país.

Se recomienda hacer una nueva simulación en donde los **°API aumenten** y el crudo sea menos viscoso, para poder ser bombeado por el SOTE.

Se recomienda realizar una simulación con **variantes en paralelo** (loop) en los tramos críticos, para incrementar la capacidad de transporte, estas variantes se las podría construir utilizando tubería en stock, además se recomienda realizar un estudio económico para ver si es más rentable.

BIBLIOGRAFÍA

Argüello, H. A. B., & Corredor, J. V. M. (2020). OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DE UN CAMPO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE ANÁLISIS NODAL. 109.

Biblioteca – EP PETROECUADOR. (2020).
https://www.eppetroecuador.ec/?page_id=80

Connor, N. (2019, septiembre 30). ¿Qué es la pérdida de presión en la tubería? Pérdida de fricción en la tubería: definición. Thermal Engineering. <https://www.thermal-engineering.org/es/que-es-la-perdida-de-presion-en-la-tuberia-perdida-de-friccion-en-la-tuberia-definicion/>

De la Cruz, E. (2016). ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE CALIDAD DE UN CRUDO [Universidad Autónoma del Estado de México].
http://ri.uaemex.mx/bitstream/handle/20.500.11799/65004/Tesina_Analisis%20de%20las%20Propiedades%20de%20Calidad%20de%20un%20Crudo_11Ago2016.pdf?sequence=1

Edison, N. O. A. (2013). LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO Y CATASTRAL DEL BARRIO "NUESTRA SEÑORA DEL QUINCHE" UBICADO EN LA PARROQUIA - EL QUINCHE, CANTÓN – QUITO, PROVINCIA - PICHINCHA. 155.

EP Petroecuador construirá una séptima variante para precautelar la integridad de la tubería del SOTE – EP PETROECUADOR. (2021).
<https://www.eppetroecuador.ec/?p=10592>

Esteban, M. G. B. (2018). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE PRODUCCIÓN PARA LA MEJORA DE FACILIDADES TEMPRANAS EN LA CENTRAL DE PROCESOS TIPUTINI. 79.

Goyes, J. (2019). ESTADÍSTICA DE HIDROCARBUROS DE CRUDO Y DERIVADOS 2019 (p. 62) [Ejecutivo]. DIRECCIÓN DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN ESTRATÉGICA DE HIDROCARBUROS. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/12/Estadistica-de-Hidrocarburos-de-Crudos-y-Derivados.pdf>

Hirschfelt, M., & Ruíz, R. (2008). Conceptos de Well Performance. http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf

Jiménez, C. (2015). "ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN FLUIDO MULTIFÁSICO DESDE GINTA B HACIA SPF [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5408/1/T-UCE-0011-93.pdf>

Jiménez, M. (2007). Diseño del Cuadro de Mando Integral (CMI) para la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador. [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8090/4/CD-1113.pdf>

Línea de tuberías API 5L Especificaciones. (2018, agosto 25). OctalAcero. <https://www.octalacero.com/norma-api-5l>

López, F., & Ortíz, isaac. (2013). INGENIERIA DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS [UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO].

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7737/TESIS%20INGENIERIA%20DE%20PRODUCCION%20Y%20PRODUCTIVIDAD%20DE%20POZOS.pdf?sequence=1>

Marquez, J. A. A., & Zarate Rivero, D. I. T. (2004). Vertedores tipo abanico y transversales. 118.

Ochoa, B., & Horacio, E. (2020). Optimización del comportamiento de estructuras hidráulicas complejas a través de modelación física. Caso estudio: Vertederos tipo laberinto y abanico. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/33425>

OCPEcuador. (2013, enero 8). Primera Década OCP. OCP Ecuador. <https://www.ocpecuador.com/documentacion/primera-decada-ocp/>, <https://www.ocpecuador.com/documentacion/primera-decada-ocp/>

Prieto, M. F. C. (2016). ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UNA EPF UTILIZANDO LOS PROGRAMAS PIPESIM Y PIPER. 128.

Rosero, P. (2012). Desarrollo de un algoritmo y programa en Matlab para sistematizar y automatizar un modelo digital hidrodinámico en estado estable de un oleoductos para transporte de crudo liviano. Escuela Politécnica Nacional.

Sevilla Mera, J. (2021, abril 19). SOLUCIÓN A LA EROSIÓN REGRESIVA DEL RIO COCA. UN DESAFÍO PARA LA INGENIERÍA NACIONAL. Taller de la Cámara de Industria de la Construcción: Solución a la erosión regresiva del Río Coca. Un desafío

para la Ingeniería Nacional, Quito.

<https://www.facebook.com/646276132061450/videos/304123337951050>

TecnoAqua. (2017). La simulación hidráulica como herramienta de apoyo a la toma de decisiones en Global Omnium—TecnoAqua.

<https://www.tecnoaqua.es/articulos/20170922/articulo-tecnico-simulacion-hidraulica-herramienta-toma-decisiones-global-omnium#.YTBCj51KjIV>

Torres, W. (2020, abril 9). Gobierno reconoce daños ambientales por rotura de oleoductos y poliducto. Primicias. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/gobierno-reconoce-afectaciones-ambientales-ruptura-oleoductos/>

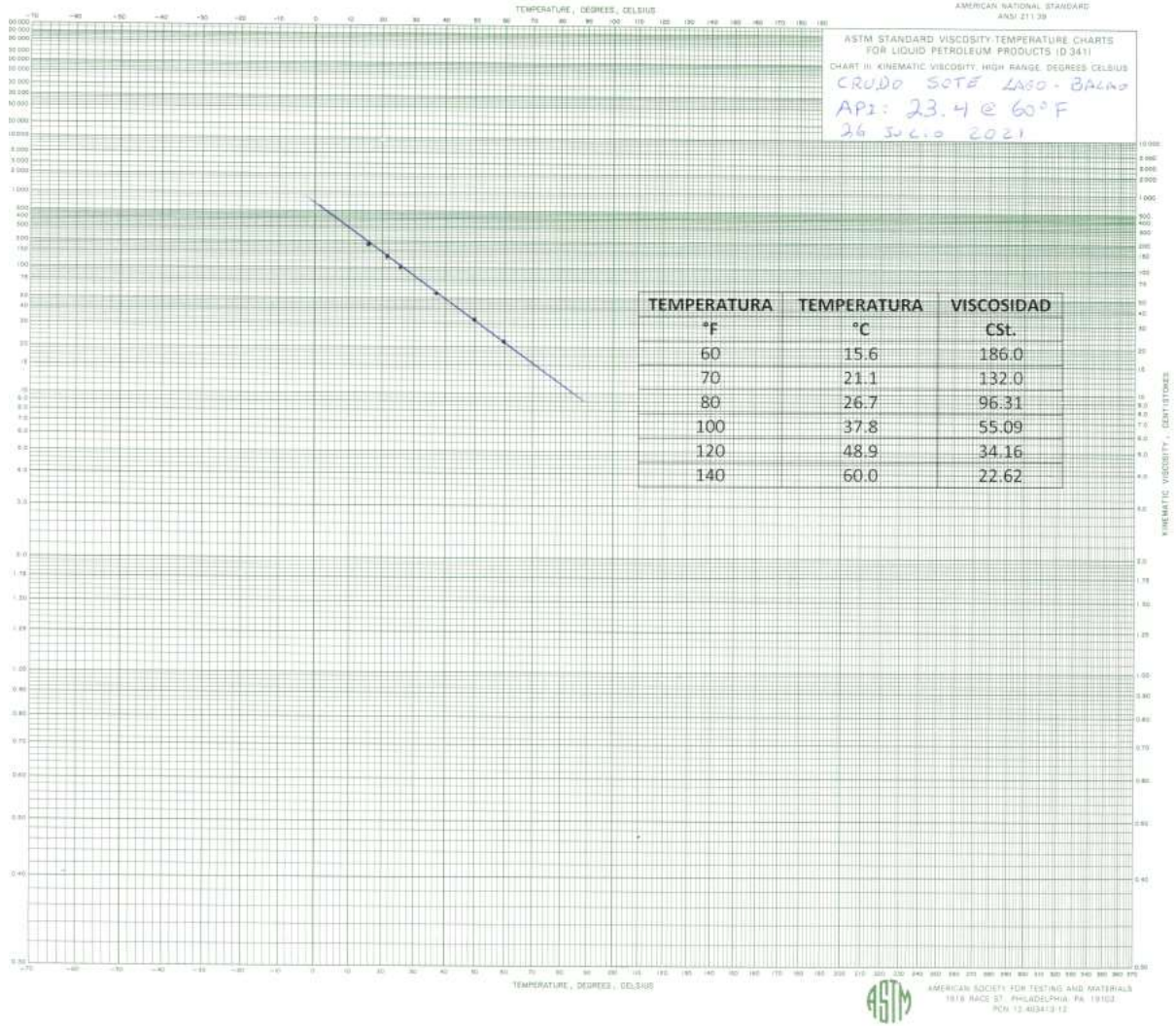
Villafuerte, A., & Lucía, A. (2016). Análisis de la influencia de la geodinámica y los impactos antrópicos en la geomorfología fluvial del río coca. Caso de estudio: Impactos fluviales del proyecto Coca Codo SINCLAIR – PHCCS. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15206>

Washington, I., Sandoval Erazo, W., Quito, Técnica, C., & Aguilera, I. (2020). CAUSA Y SOLUCIÓN DE INGENIERÍA AL PROBLEMA DE EROSIÓN DEL RÍO COCA. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35806.46400>

APÉNDICES

APÉNDICE A

Curva de viscosidad del crudo del SOTE.



APÉNDICE B

Perfil del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano.



APÉNDICE C

Tabla resumen de presiones a entrada y salida de cada estación de bombeo y reductora de presión del OCP.

OCP Ecuador S.A. PRESSURES & TEMPERATURES


	AVANZANAS Pump Station (PS1) h: 303 m.a.s.l. kp: 00+00'			CAYAGAMA Pump Station (PS2) h: 1023 m.a.s.l. kp: 07+508			SARAYAMA Pump Station (PS3) h: 1800 m.a.s.l. kp: 1480+280			PARAKOTO Pump Station (PS4) h: 2863 m.a.s.l. kp: 185+904		
FLOW (lpsd)	108k	216k	300k	108k	216k	300k	108k	216k	300k	108k	216k	300k
PRESSURE IN (psf)	98	101	96	330	320	251	330	240	210	270	200	200
PRESSURE OUT (psf)	1397	1504	1550	1578	1690	1460	1712	1659	1770	1643	1668	1672
TEMPERATURE IN (°F)	116	117	125	107	111	105	96	100	102	110	118	117
TEMPERATURA OUT (°F)	128	125	133	112	117	109	135	135	134	121	127	126

	CHIQUIPE Pressure Reduction Station (PRS1) h: 2962 m.a.s.l. kp: 275+050			PUERTO QUITO Pressure Reduction Station (PRS2) h: 802 m.a.s.l. kp: 327+235			AUTOMATIC BLOCK STATION (ABS)			MARINE TERMINAL (MT)		
FLOW (lpsd)	108k	216k	300k	108k	216k	300k	108k	216k	300k	108k	216k	300k
PRESSURE IN (psf)	1315	1200	1060	2549	2220	1780	889	930	788	610	450	350
PRESSURE OUT (psf)	80	99	70	39	155	114	645	776	767	---	---	---
TEMPERATURE IN (°F)	110	112	110	115	117	115	110	114	113	---	---	---
TEMPERATURA OUT (°F)	114	116	113	127	126	124	---	---	---	---	---	---

108 lpsd The values are to 16.9 "dip" inside of (PS1 out @ 100°F)
 216 lpsd The values are to 16.9 "dip" inside of (PS2 out @ 100°F)
 300 lpsd The values are to 16.9 "dip" inside of (PS3 out @ 100°F)

APÉNDICE D

Piping Class de Oleoducto de Crudos Pesados

	TECHNICAL SPECIFICATION PIPING CLASS E1A	2745-P-SP-00001 Rev. 3 Job: 308030000	Sht 2 of 10
	O.C.P. – OLEODUCTO CRUDOS PESADOS		

Service: Sweet Hydrocarbon Crude Oil Process Drain & Relief System		Design Code ANSI B 31.4 F = 0,6	Rating : 900 # RJ Max. Temp: 120 °C (248 °F) Max. Pressure. 143 barg (2074 psig) @ t = 250 °F per ASME B31.4, 402.2.1 Corr.Allowance : 1,59mm (0,0625")		
Description Size From-To	Material (ASTM)	Sch. Rating	Dimension (ANSI)	End connection	Remarks
PIPE					
½" – 1 ½"	A-106 Gr B Seamless	160	B36.10	Plain Ends	
2" – 10"	A-106 Gr B Seamless	80	B36.10	Beveled Ends	
12" – 24"	API 5L X70 SAW / ERW	40	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
26"	API 5L X70 SAW / ERW	0.750"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
28" – 30"	API 5L X70 SAW / ERW	0.812"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
32"	API 5L X70 SAW / ERW	0.875"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
34"	API 5L X70 SAW / ERW	0.938"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1
36"	API 5L X70 SAW / ERW	1.000"	B36.10	Beveled Ends	NOTE 1

APÉNDICE E

Máxima presión de operación admisible – MAOP

PROFILE PARAMETERS

REAL CHAINAGE AS BUILT KP (m)	TOP OF PIPE ELEV. (masl) X	MAOP (psi)	DIAMETER (Inch) EXTERNO E	GIS K2 (HORIZONTAL CHAINAGE)	DESCRIPTION
0	305.193	2238.48	32		AMAZONAS PUMPS STATION / L-0102
4.602	305.193	2059.41	32	000+000 / (GIS K2)	
313.544	301.367	1870.90	32		VM-01083
1050.245	306.476	1870.90	32	001+000 / (GIS K2)	
2045.425	306.511	1870.90	32	002+000 / (GIS K2)	
3047.746	307.236	1870.90	32	003+000 / (GIS K2)	
4039.157	306.243	1870.90	32	004+000 / (GIS K2)	
5038.471	307.628	1870.90	32	005+000 / (GIS K2)	
6048.814	306.75	1870.90	32	006+000 / (GIS K2)	
6574.672	296.454	1870.90	32		CONEJO RIVER
7047.896	307.964	1870.90	32	007+000 / (GIS K2)	
8054.762	306.966	1870.90	32	008+000 / (GIS K2)	
9045.799	313.808	1870.90	32	009+000 / (GIS K2)	
10028.271	310.992	1870.90	32	010+000 / (GIS K2)	
11046.404	311.182	1870.90	32	011+000 / (GIS K2)	
12053.269	314.536	1870.90	32	012+000 / (GIS K2)	
13062.741	313.709	1870.90	32	013+000 / (GIS K2)	
14063.471	318.644	1870.90	32	014+000 / (GIS K2)	
15038.994	322.303	1870.90	32	015+000 / (GIS K2)	
16081.505	324.423	1870.90	32	016+000 / (GIS K2)	
17071.706	327.074	1870.90	32	017+000 / (GIS K2)	
18073.58	327.33	1870.90	32	018+000 / (GIS K2)	
19079.948	330.7	1870.90	32	019+000 / (GIS K2)	
20063.083	335.374	1870.90	32	020+000 / (GIS K2)	
21075.911	335.593	1870.90	32	021+000 / (GIS K2)	
22079.496	334.676	1870.90	32	022+000 / (GIS K2)	
23089.721	341.484	1870.90	32	023+000 / (GIS K2)	
24089.053	343.862	1870.90	32	024+000 / (GIS K2)	
24438.347	353.22	1870.90	32		XV-20001
25071.452	352.493	1870.90	32	025+000 / (GIS K2)	
26092.114	354.317	1870.90	32	026+000 / (GIS K2)	
27077.215	357.864	1870.90	32	027+000 / (GIS K2)	
28093.803	376.356	1870.90	32	028+000 / (GIS K2)	
29090.134	356.586	1870.90	32	029+000 / (GIS K2)	
30080.604	362.258	1870.90	32	030+000 / (GIS K2)	
31090.242	365.112	1870.90	32	031+000 / (GIS K2)	
32098.16	367.498	1681.22	32	032+000 / (GIS K2)	
33658.897	405.06	1681.22	32		CASCALES SEISMIC FAULT
34117.082	450.093	1681.22	32	034+000 / (GIS K2)	
35105.811	366.815	1681.22	32	035+000 / (GIS K2)	
35217.601	356.11	1681.22	32		CASCALES RIVER
35437.709	369.029	1681.22	32		CK-20001
36139.976	423.64	1681.22	32	036+000 / (GIS K2)	
37165.171	435.326	1681.22	32	037+000 / (GIS K2)	
38198.993	385.565	1681.22	32	038+000 / (GIS K2)	
39203.075	432.462	1681.22	32	039+000 / (GIS K2)	
40208.875	504.323	1681.22	32	040+000 / (GIS K2)	
41277.413	385.92	1681.22	32		DUBINO RIVER
41314.405	388.92	1681.22	32	041+000 / (GIS K2)	
42321.998	445.474	1681.22	32	042+000 / (GIS K2)	
43340.358	444.872	1681.22	32	043+000 / (GIS K2)	
43427.708	413.15	2244.38	32		PUCHOCHOA RIVER
44372.537	433.775	1681.22	32	044+000 / (GIS K2)	
45410.722	473.491	1681.22	32	045+000 / (GIS K2)	
46430.217	605.303	1681.22	32	046+000 / (GIS K2)	
47439.682	736.146	1681.22	32	047+000 / (GIS K2)	
48445.864	780.261	1681.22	32	048+000 / (GIS K2)	
49515.993	450.3	1870.90	32	049+000 / (GIS K2)	
49627.946	426.6	1870.90	32		INTEROCEANICA
49803.557	418.615	1870.90	32		XV-20002
49915.573	411.08	1681.22	32		USHUAE RIVER
50255.083	410.55	1681.22	32		AGUARICO RIVER
50487.051	419.776	1681.22	32		CK-20002
50518.421	423.1	1681.22	32	050+000 / (GIS K2)	
50940.61	469.452	1681.22	32		XV-20003
51533.717	522.292	1681.22	32	051+000 / (GIS K2)	
52537.312	562.716	1681.22	32	052+000 / (GIS K2)	

53552.146	496.582	1681.22	32	053+000 / (GIS K2)	
53713.052	492.08	1681.22	32		LUMBAQUI RIVER
54523.062	514.017	1681.22	32	054+000 / (GIS K2)	
55512.59	526.822	1681.22	32	055+000 / (GIS K2)	
57519.161	551.337	1681.22	32	057+000 / (GIS K2)	
58528.491	567.226	1496.25	32	058+000 / (GIS K2)	
58818.539	572.648	1496.25	32		CK-20003
59523.317	578.341	1496.25	32	059+000 / (GIS K2)	
60521.251	591.729	1496.25	32	060+000 / (GIS K2)	
61528.44	634.625	1496.25	32	061+000 / (GIS K2)	
62548.314	680.265	1496.25	32	062+000 / (GIS K2)	
63565.42	748.064	1311.28	32	063+000 / (GIS K2)	
64578.689	813.845	1311.28	32	064+000 / (GIS K2)	
65581.665	898.873	1681.22	32	065+000 / (GIS K2)	
66605.47	948.664	1496.25	32	066+000 / (GIS K2)	
67404.202	1028.495	1496.25	32		IJ-20002
67411.868	1028.497	1122.78	32		MOV-02000
67435.051	1028.55	2217.69	34		MOV-02011
67440.242	1028.55	1938.26	34		IJ-20003
67465.214	1025.8	1938.26	34		VM-02014
67508.169	1023.289	1938.26	34		CAYAGAMA PUMPS STATION / R-0201L-0202
67702.457	1023.481	1938.26	34	067+000 / (GIS K2)	
68730.324	1101.776	1760.85	34	068+000 / (GIS K2)	
69736.142	1122.73	1760.85	34	069+000 / (GIS K2)	
70762.191	1128.62	1760.85	34	070+000 / (GIS K2)	
71788.869	1138.529	1760.85	34	071+000 / (GIS K2)	
72810.963	1196.794	1760.85	34	072+000 / (GIS K2)	
73821.267	1250.154	1760.85	34	073+000 / (GIS K2)	
74833.232	1312.287	1760.85	34	074+000 / (GIS K2)	
75833.916	1370.171	1408.24	34	075+000 / (GIS K2)	
76847.523	1466.197	1408.24	34	076+000 / (GIS K2)	
77843.241	1447.733	1408.24	34	077+000 / (GIS K2)	
78875.763	1338.5	1408.24	34	078+000 / (GIS K2)	
79902.75	1434.898	1408.24	34	079+000 / (GIS K2)	
80904.329	1444.393	1408.24	34	080+000 / (GIS K2)	
81921.23	1480.24	1408.24	34	081+000 / (GIS K2)	
82901.144	1515.189	1408.24	34	082+000 / (GIS K2)	
83912.664	1539.141	1408.24	34	083+000 / (GIS K2)	
84954.206	1635.135	1056.73	34	084+000 / (GIS K2)	
85948.41	1637.868	1056.73	34	085+000 / (GIS K2)	
86093.559	1616.929	1056.73	34		LAGO-QUITO ROAD
86960.555	1613.799	1056.73	34	086+000 / (GIS K2)	
87970.502	1636.956	1056.73	34	087+000 / (GIS K2)	
88972.264	1609.548	1056.73	34	088+000 / (GIS K2)	
89285.346	1588.7	1582.32	34		AZUELA RIVER
89387.797	1634.755	1951.57	34		LAGO-QUITO ROAD
89977.457	1681.023	1056.73	34	089+000 / (GIS K2)	
90982.547	1748.994	1056.73	34	090+000 / (GIS K2)	
92067.248	1490.35	1582.32	34		CRUCE VIA LAGO-QUITO
92144.611	1457.86	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
92204.844	1434.04	1582.32	34	091+000 / (GIS K2)	
92273.666	1413.31	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
92366.432	1406.064	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
93207.962	1219.866	1582.32	34	092+000 / (GIS K2)	
93457.766	1168.23	1582.32	34		REVENTADOR RIVER
93709.5	1194.87	1582.32	34		QUEBRADA SIN
93847.954	1241.352	1582.32	34		CK-20004
93966.99	1285.494	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
94153.918	1269.72	1582.32	34		LAGO QUITO ROAD
94356.259	1190.11	1582.32	34	093+000 / (GIS K2)	
94980.237	1207.51	1582.32	34		MONTANA RIVER
95226.048	1201.47	1582.32	34	094+000 / (GIS K2)	
95531.019	1193.68	1582.32	34		MARKER RIVER
96161.696	1207.13	1582.32	34	095+000 / (GIS K2)	
96941.742	1268.274	1582.32	34		PIEDRA FINA RIVER
97374.377	1331.501	1582.32	34	096+000 / (GIS K2)	
98373.198	1265.014	1582.32	34	097+000 / (GIS K2)	
100380.81	1233.063	1582.32	34	099+000 / (GIS K2)	
100810.182	1244.14	1582.32	34		LOCO RIVER
100909.113	1254.268	1582.32	34		XV-20004
101301.747	1255.927	1582.32	34	100+000 / (GIS K2)	
101627.834	1252.7	1582.32	34		MALO RIVER
101700.361	1258.982	1582.32	34		CK-20005
102307.39	1276.039	1582.32	34	101+000 / (GIS K2)	
103303.456	1256.908	1582.32	34	102+000 / (GIS K2)	
104296.403	1252.844	1582.32	34	103+000 / (GIS K2)	
105309.409	1257.907	1582.32	34	104+000 / (GIS K2)	
106312.258	1259.848	1582.32	34	105+000 / (GIS K2)	
107294.468	1265.828	1582.32	34	106+000 / (GIS K2)	

110357.6	1264.65	1582.32	34	109+000 / (GIS K2)	
110468.172	1264.59	1582.32	34		SALADO RIVER
111203.3	1324.62	1582.32	34	110+000 / (GIS K2)	
111431.048	1397.95	1582.32	34		CK-20006
112237.715	1552.18	1582.32	34	111+000 / (GIS K2)	
113043.428	1713.23	1056.73	34	112+000 / (GIS K2)	
114186.017	1789.1	1056.73	34	113+000 / (GIS K2)	
115187.128	1772.41	1056.73	34	114+000 / (GIS K2)	
116058.978	1810.58	1056.73	34	115+000 / (GIS K2)	
116629.036	1853.925	1056.73	34		XV-20006
117253.426	1733.39	1056.73	34	116+000 / (GIS K2)	
118279.366	1756.75	1056.73	34	117+000 / (GIS K2)	
119311.594	1773.62	1056.73	34	118+000 / (GIS K2)	
120310.964	1732.44	1056.73	34	119+000 / (GIS K2)	
121336.776	1761	1056.73	34	120+000 / (GIS K2)	
122350.535	1764.56	1056.73	34	121+000 / (GIS K2)	
123373.154	1865.84	1056.73	34	122+000 / (GIS K2)	
124396.381	1920.59	1056.73	34	123+000 / (GIS K2)	
125394.406	1778.89	1320.64	34	124+000 / (GIS K2)	
126389.385	1649.79	1320.64	34	125+000 / (GIS K2)	
127533.041	1505.93	1320.64	34	126+000 / (GIS K2)	
127674.017	1495.045	1320.64	34		SANTA ROSA RIVER
128569.449	1516.82	1320.64	34	127+000 / (GIS K2)	
129613.497	1706.4	1320.64	34	128+000 / (GIS K2)	
130644.162	1748.01	1320.64	34	129+000 / (GIS K2)	
131665.808	1593.88	1320.64	34	130+000 / (GIS K2)	
132256.423	1487.8	1320.64	34		XV-20007
132685.183	1474.99	1320.64	34	131+000 / (GIS K2)	
132735.924	1474.65	1320.64	34		OYACACHI RIVER
133682.257	1588.02	1320.64	34	132+000 / (GIS K2)	
134704.554	1684.39	1582.32	34	133+000 / (GIS K2)	
135767.326	1919.43	1320.64	34	134+000 / (GIS K2)	
136806.14	1871.93	969.13	34	135+000 / (GIS K2)	
137821.483	1860.9	969.13	34	136+000 / (GIS K2)	
138919.668	1697.09	1056.73	34	137+000 / (GIS K2)	
139933.424	1641.86	1056.73	34	138+000 / (GIS K2)	
140870.106	1571.05	1320.64	34		SARDINAS GRANDE RIVER
140934.109	1578.92	1320.64	34	139+000 / (GIS K2)	
141083.641	1617.14	1938.26	34		CK-20007
141965.707	1729.65	969.13	34	140+000 / (GIS K2)	
142924.173	1790.34	969.13	34	141+000 / (GIS K2)	
144132.731	1692.33	1056.73	34	142+000 / (GIS K2)	
144960.423	1736.251	1056.73	34		SAN JOSE RIVER
145131.484	1737.23	969.13	34	143+000 / (GIS K2)	
146141.663	1759.26	969.13	34	144+000 / (GIS K2)	
147135.084	1766.45	969.13	34	145+000 / (GIS K2)	
147639.387	1778.32	1320.64	34		SARDINAS CHICO RIVER
148116.039	1801.495	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
148165.626	1801.15	1582.32	34	146+000 / (GIS K2)	
148242.663	1803.53	1938.26	34		VM-03001
148270.099	1806.16	1320.64	34		IJ-20004
148271.633	1806.16	1053.40	34		BARRED TEE 04
148276.971	1806.19	1582.32	34		MOV-03001
148280.611	1806.19	1582.32	34		SARDINAS PUMPS STATION / R-0301/L-0302
148280.611	1806.18	2217.69	34		MOV-03011
148284.27	1806.19	1938.26	34		BARRED TEE 05
148285.543	1806.19	1938.26	34		IJ-20005
148310.856	1803.54	1938.26	34		VM-03014
148542.963	1804.101	1938.26	34		LAGO-QUITO ROAD
149202.296	1826.84	1938.26	34	147+000 / (GIS K2)	
150223.526	1845.96	1938.26	34	148+000 / (GIS K2)	
151200.96	1860.39	1938.26	34	149+000 / (GIS K2)	
152288.977	1835.26	1938.26	34	150+000 / (GIS K2)	
152474.126	1801.69	1938.26	34		PARADA LARCA RIVER
153328.762	1893.91	1938.26	34	151+000 / (GIS K2)	
154327.955	1938.9	1938.26	34	152+000 / (GIS K2)	
155519.623	2002.61	1938.26	34	153+000 / (GIS K2)	
156191.939	1814.99	1938.26	34		QUIJOS 1 RIVER
156495.371	1848.89	1938.26	34		LAGO-QUITO ROAD
156569.19	1860.64	1938.26	34	154+000 / (GIS K2)	
156776.054	1867.63	1938.26	34		CK-20008
156948.289	1851.43	1938.26	34		HUAGRAYACU RIVER
157651.512	2074.79	1938.26	34	155+000 / (GIS K2)	
158671.397	2133.88	1582.32	34	156+000 / (GIS K2)	
159680.831	2259.34	1582.32	34	157+000 / (GIS K2)	
160740.443	2275.36	1582.32	34	158+000 / (GIS K2)	
161766.94	2370.375	1582.32	34	159+000 / (GIS K2)	
162064.666	2427.268	1582.32	34	160+000 / (GIS K2)	
163078.416	2341.96	1582.32	34	161+000 / (GIS K2)	

164101.907	2363.86	1582.32	34	162+000 / (GIS K2)	
165106.936	2375.21	1582.32	34	163+000 / (GIS K2)	
165589.928	2377.84	1582.32	34		QUIJOS 2 SPECIAL CROSNG
166054.14	2100.42	1760.85	34		XV-20008
166170.979	2063.519	1760.85	34		QUIJOS 2 RIVER
166265.601	2077.85	1760.85	34	164+000 / (GIS K2)	
166673.613	2308.45	1582.32	34	165+000 / (GIS K2)	
167362.637	2424.84	1320.64	34	166+000 / (GIS K2)	
168372.836	2494.41	1320.64	34	167+000 / (GIS K2)	
169363.56	2547.86	1320.64	34	168+000 / (GIS K2)	
169449.908	2550.82	1320.64	34		CAMBIO ZONA
170357.377	2588.73	1320.64	34	169+000 / (GIS K2)	
171371.486	2607.19	1320.64	34	170+000 / (GIS K2)	
172363.027	2583.74	1320.64	34	171+000 / (GIS K2)	
173398.881	2414.37	1320.64	34	172+000 / (GIS K2)	
174405.183	2414.13	1320.64	34	173+000 / (GIS K2)	
175459.95	2448.64	1320.64	34	174+000 / (GIS K2)	
175694.899	2462.89	1320.64	34		QUINJUA CHICO RIVER
175992.982	2448.009	1320.64	34		PAPALLACTA 1 RIVER
176102.656	2465.962	1320.64	34		CK-20009
176466.846	2480.02	1320.64	34	175+000 / (GIS K2)	
177437.953	2522.9	1320.64	34	176+000 / (GIS K2)	
177548.087	2518.54	1320.64	34		PAPALLACTA 2 RIVER
178280.37	2543.76	1320.64	34		PAPALLACTA 3 RIVER
178439.098	2559.02	1582.32	34	177+000 / (GIS K2)	LAGO-QUITO ROAD
178910.542	2585.76	1582.32	34		LAGO-QUITO ROAD
179202.875	2575.222	1056.73	34		PAPALLACTA 4 RIVER
179471.284	2598.87	1056.73	34	178+000 / (GIS K2)	
179621.492	2592.474	1056.73	34		PAPALLACTA 5 RIVER
180276.989	2640.82	1320.64	34		CK-20010
180453.391	2635.41	969.13	34	179+000 / (GIS K2)	
180697.476	2642.11	1320.64	34		PAPALLACTA 6 RIVER
180818.855	2650.569	1056.73	34		BLANCO GRANDE RIVER
181457.935	2687.32	1320.64	34	180+000 / (GIS K2)	
182436.721	2710.46	969.13	34	181+000 / (GIS K2)	
183436.558	2746.8	1320.64	34	182+000 / (GIS K2)	
184474.665	2818.49	969.13	34	183+000 / (GIS K2)	
185461.477	2859.72	969.13	34	184+000 / (GIS K2)	
185801.869	2852.67	1320.64	34		PAPALLACTA 7 RIVER
185874.863	2860.55	1320.64	34		VM-04001
185893.234	2862.78	1320.64	34		IJ-20006
185894.744	2862.78	1053.40	34		BARRED TEE 06
185900.91	2862.79	1320.64	34		MOV-04001
185904.578	2862.8	1320.64	34		PARAMO PUMPS STATION / R-0401L-0402
185904.578	2862.75	2238.48	32		MOV-04011
185907.975	2862.74	2244.38	32		BARRED TEE 07
185909.145	2862.74	2059.41	32		IJ-20007
185925.661	2860.44	2244.38	32		VM-04014
186012.943	2852.32	1870.90	32		PAPALLACTA 7 RIVER
186626.949	2874.41	1870.90	32	185+000 / (GIS K2)	
187599.719	2940.88	1870.90	32	186+000 / (GIS K2)	
188399.11	2949.76	1870.90	32		BLANCO CHICO RIVER
188616.895	2960.52	1870.90	32	187+000 / (GIS K2)	
189623.493	3050.75	1681.22	32	188+000 / (GIS K2)	
190105.781	3087.96	1681.22	32		TUMINGUINA RIVER
190258.276	3109.42	2244.38	32		CK-20011
190614.159	3145.99	1681.22	32	189+000 / (GIS K2)	
191662.026	3373.09	1403.18	32	190+000 / (GIS K2)	
192640.367	3387.92	1403.18	32	191+000 / (GIS K2)	
192763.621	3374.93	1403.18	32		LAGO-QUITO ROAD
193633.219	3352.33	1403.18	32	192+000 / (GIS K2)	
194311.262	3362.75	1870.90	32		TAMBO RIVER
194612.65	3380.48	1870.90	32	193+000 / (GIS K2)	
195416.915	3540.54	1403.18	32		WATERLINE
195564.763	3573.7	1681.22	32		CK-20012
195644.048	3582.58	1029.70	32	194+000 / (GIS K2)	
196673.88	3720.47	1029.70	32	195+000 / (GIS K2)	
196764.109	3718.33	1122.78	32		SUCJUS 2 RIVER
197669.683	3811.322	1029.70	32	196+000 / (GIS K2)	
198675.49	3941.863	1029.70	32	197+000 / (GIS K2)	
199332.938	3925.587	1681.22	32		PAPALLACTA-QUITO ROAD
199535.722	3890.985	1496.25	32		SAN JUAN RIVER
199717.264	3933.362	1029.70	32	198+000 / (GIS K2)	
200708.857	4018.936	1029.70	32	199+000 / (GIS K2)	
201161.223	4061.344	1029.70	32		LA VIRGEN
201209.934	4059.57	1403.18	32		LAGO-QUITO ROAD
201710.917	4032.966	1029.70	32	200+000 / (GIS K2)	
202727.936	4001.163	1029.70	32	201+000 / (GIS K2)	
203747.115	3876.677	1029.70	32	202+000 / (GIS K2)	

204749.737	3839.249	1029.70	32	203+000 / (GIS K2)	
206746.338	3769.579	1029.70	32	204+000 / (GIS K2)	
206754.734	3725.581	1029.70	32	205+000 / (GIS K2)	
207750.743	3711.281	1029.70	32	206+000 / (GIS K2)	
208750.28	3691.816	1029.70	32	207+000 / (GIS K2)	
209766.107	3550.499	1122.78	32	208+000 / (GIS K2)	
209944.034	3539.464	1403.18	32		HUARMIGUAYCU RIVER
210773.068	3501.038	1122.78	32	209+000 / (GIS K2)	
211015.884	3486.117	1122.78	32		XV-20009
211772.154	3488.579	1122.78	32	210+000 / (GIS K2)	
212890.727	3564.766	1311.28	32	211+000 / (GIS K2)	
213917.436	3591.309	1311.28	32	212+000 / (GIS K2)	
214944.145	3431.288	1311.28	32	213+000 / (GIS K2)	
215953.753	3305	1403.18	32	214+000 / (GIS K2)	
216269.231	3252.022	2309.17	32		GUAMBI RIVER
217003.42	3382.118	1403.18	32	215+000 / (GIS K2)	
218019.296	3474.019	1403.18	32	216+000 / (GIS K2)	
219011.267	3535.045	1403.18	32	217+000 / (GIS K2)	
220029.994	3473.341	1403.18	32	218+000 / (GIS K2)	
221038.415	3446.415	1403.18	32	219+000 / (GIS K2)	
222086.702	3134.855	1681.22	32	220+000 / (GIS K2)	
223120.269	2947.73	1870.90	32	221+000 / (GIS K2)	
224116.931	2828.651	2244.38	32	222+000 / (GIS K2)	
225138.56	2680.119	2244.38	32	223+000 / (GIS K2)	
225154.743	2678.502	2244.38	32		XV-20024
226141.247	2580.447	2244.38	32	224+000 / (GIS K2)	
227139.077	2539.028	2244.38	32	225+000 / (GIS K2)	
227428.285	2522.911	2429.34	32		RAILWAY CROSNQ
228094.922	2494.886	2429.34	32		PIFO-YARUQUI ROAD
228130.052	2494.115	2429.34	32	226+000 / (GIS K2)	
229132.278	2458.676	2429.34	32	227+000 / (GIS K2)	
229839.452	2464.246	2429.34	32		XV-20010
230130.515	2456.426	2429.34	32	228+000 / (GIS K2)	
231104.537	2451.512	2429.34	32	229+000 / (GIS K2)	
232130.269	2434.006	2429.34	32	230+000 / (GIS K2)	
233156.337	2411.146	2429.34	32	231+000 / (GIS K2)	
234149.541	2395.824	2807.53	32	232+000 / (GIS K2)	
235145.028	2382.526	2807.53	32	233+000 / (GIS K2)	
236143.841	2376.027	2807.53	32	234+000 / (GIS K2)	
237149.008	2320.25	2807.53	32	235+000 / (GIS K2)	
237871.521	2096.212	2807.53	32		URAVIA RIVER
238207.477	2181.982	2807.53	32	236+000 / (GIS K2)	
239206.67	2283.459	2807.53	32	237+000 / (GIS K2)	
240243.548	2178.83	2807.53	32	238+000 / (GIS K2)	
240647.37	2034.032	3177.47	32		XV-20011
241052.225	1918	3177.47	32		GUAYLLABAMBA RIVER
241235.915	1944.658	3177.47	32		CK-20013
241314.408	1969.681	3177.47	32	239+000 / (GIS K2)	
242326.28	2165.188	2807.53	32	240+000 / (GIS K2)	
243353.107	2306.781	2807.53	32	241+000 / (GIS K2)	
244396.703	2568.094	2244.38	32	242+000 / (GIS K2)	
245428.311	2792.359	2244.38	32	243+000 / (GIS K2)	
246432.893	2742.81	2244.38	32	244+000 / (GIS K2)	
247439.336	2775.59	2244.38	32	245+000 / (GIS K2)	
248435.614	2810.676	2244.38	32	246+000 / (GIS K2)	
249430.963	2853.106	2244.38	32	247+000 / (GIS K2)	
250433.786	2857.507	2619.03	32	248+000 / (GIS K2)	
251661.994	2507.819	2619.03	32	249+000 / (GIS K2)	
252035.535	2431.767	2619.03	32		XV-20025
252670.132	2415.011	2619.03	32	250+000 / (GIS K2)	
252806.529	2384.363	2619.03	32		MONJAS RIVER
253548.201	2479.355	2619.03	32		CK-20014
253670.881	2501.007	2619.03	32	251+000 / (GIS K2)	
254733.126	2826.478	2619.03	32	252+000 / (GIS K2)	
255819.52	3249.027	1870.90	32	253+000 / (GIS K2)	
256853.88	3434.631	1870.90	32	254+000 / (GIS K2)	
257856.014	3442.162	1311.28	32	255+000 / (GIS K2)	
258886.64	3262.92	1311.28	32	256+000 / (GIS K2)	
259905.662	3413.708	1311.28	32	257+000 / (GIS K2)	
260910.575	3438.933	1311.28	32	258+000 / (GIS K2)	
261903.261	3389.517	1681.22	32	259+000 / (GIS K2)	
262911.185	3410.505	1681.22	32	260+000 / (GIS K2)	
263932.649	3190.343	1681.22	32	261+000 / (GIS K2)	
264964.87	3054.122	1681.22	32	262+000 / (GIS K2)	
265996.967	2860.538	2429.34	32	263+000 / (GIS K2)	
267070.32	2597.098	2429.34	32	264+000 / (GIS K2)	
267273.101	2587.72	2429.34	32		LA MERCED
268106.983	2676.211	2429.34	32	265+000 / (GIS K2)	
268614.152	2454.97	3177.47	32		PICHAN RIVER

269190.845	2630.355	2429.34	32	266+000 / (GIS K2)	
270232.975	2899.27	2429.34	32	267+000 / (GIS K2)	
271261.885	3073.03	1870.90	32	268+000 / (GIS K2)	
272276.783	3131.95	1870.90	32	269+000 / (GIS K2)	
273307.487	3288.44	1870.90	32	270+000 / (GIS K2)	
274363.431	3047.78	1870.90	32	271+000 / (GIS K2)	
275008.026	2959.871	1870.90	32		WNAF 01
275033.248	2962.797	1870.90	32		IJ-20009
275034.748	2962.8	2061.76	32		BARRED TEE 08
275050.073	2962.8	2244.38	32		CHIQUILPE REDUCTION STATION / R-0601/L-0602
275051.674	2962.839	2199.21	24		BARRED TEE 09
275052.074	2962.839	1617.99	24		IJ-20010
275080.14	2958.812	1497.04	24		WNAF 05
275390.856	2978.073	1497.04	24	272+000 / (GIS K2)	
276404.174	2741.873	1497.04	24	273+000 / (GIS K2)	
277531.928	2279.255	1995.00	24	274+000 / (GIS K2)	
277889.123	2105.26	1995.00	24		XV-20012
277922.452	2097.42	1995.00	24		ALAMBI RIVER
278055.951	2162.267	1995.00	24		CK-20015
278625.804	2388.077	1497.04	24	275+000 / (GIS K2)	
279727.98	2687.759	1244.13	24	276+000 / (GIS K2)	
280413.303	2702.852	1995.00	24		CERRO CASTILLO
280818.852	2649.943	1244.13	24	277+000 / (GIS K2)	
281865.8	2572.81	1244.13	24	278+000 / (GIS K2)	
282941.862	2496.079	1244.13	24	279+000 / (GIS K2)	
283965.831	2543.107	1244.13	24	280+000 / (GIS K2)	
285002.504	2427.318	1497.04	24	281+000 / (GIS K2)	
286017.876	2443.452	1497.04	24	282+000 / (GIS K2)	
287098.599	2364.953	1244.13	24	283+000 / (GIS K2)	
288162.654	2403.918	1995.00	24	284+000 / (GIS K2)	
289173.303	2222.893	1497.04	24	285+000 / (GIS K2)	
289434.934	2128.174	1995.00	24		SANTA ROSA DE MINDO RIVER
290235.878	2238.245	1995.00	24	286+000 / (GIS K2)	
291265.84	2193.592	1497.04	24	287+000 / (GIS K2)	
292283.617	2106.479	1497.04	24	288+000 / (GIS K2)	
293293.831	1993.113	1995.00	24	289+000 / (GIS K2)	
294312.349	1911.354	1995.00	24	290+000 / (GIS K2)	
295326.677	1808.659	1995.00	24	291+000 / (GIS K2)	
295646.396	1735.507	2494.54	24		CALACALI-LA INDEPENDENCIA ROAD
296345.346	1751.921	2241.63	24	292+000 / (GIS K2)	
297350.336	1708.423	2241.63	24	293+000 / (GIS K2)	
298369.776	1660.557	2241.63	24	294+000 / (GIS K2)	
298586.457	1648.677	2241.63	24		XV-20013
299382.201	1620.032	2241.63	24	295+000 / (GIS K2)	
300376.696	1570.393	2241.63	24	296+000 / (GIS K2)	
301405.601	1531.907	2494.54	24	297+000 / (GIS K2)	
302561.598	1486.976	2494.54	24	298+000 / (GIS K2)	
303566.369	1453.249	2494.54	24	299+000 / (GIS K2)	
304567.281	1398.261	2494.54	24	300+000 / (GIS K2)	
305563.761	1359.131	2494.54	24	301+000 / (GIS K2)	
306571.037	1321.54	2745.87	24	302+000 / (GIS K2)	
307579.884	1284.12	2745.87	24	303+000 / (GIS K2)	
308580.887	1251.272	2745.87	24	304+000 / (GIS K2)	
309558.285	1218.526	2745.87	24	305+000 / (GIS K2)	
310541.47	1193.833	2745.87	24	306+000 / (GIS K2)	
311510.562	1174.119	2992.50	24	307+000 / (GIS K2)	
312683.826	1135.501	2992.50	24	308+000 / (GIS K2)	
313661.122	1106.594	2992.50	24	309+000 / (GIS K2)	
314163.791	969.857	2992.50	24		CHALHUAYACU RIVER
314799.966	1069.779	2992.50	24	310+000 / (GIS K2)	
315789.719	1066.933	2992.50	24	311+000 / (GIS K2)	
316795.2	1034.74	2992.50	24	312+000 / (GIS K2)	
317789.899	1010.563	2992.50	24	313+000 / (GIS K2)	
318794.496	981.859	2992.50	24	314+000 / (GIS K2)	
319784.888	957.733	2992.50	24	315+000 / (GIS K2)	
320784.06	929.227	3239.13	24	316+000 / (GIS K2)	
321801.961	899.611	3239.13	24	317+000 / (GIS K2)	
322792.403	883.687	3239.13	24	318+000 / (GIS K2)	
323626.595	809.018	3239.13	24		TATALA RIVER
323822.599	844.169	3239.13	24	319+000 / (GIS K2)	
324828.657	863.21	3239.13	24	320+000 / (GIS K2)	
325843.346	820.738	3239.13	24	321+000 / (GIS K2)	
326850.905	789.023	3239.13	24	322+000 / (GIS K2)	
327036.61	749.763	3239.13	24		PITZARA RIVER
327218.35	798.452	3239.13	24		WNAF 15
327228.496	801.428	3239.13	24		IJ-20011
327229.996	801.428	3487.32	24		BARRED TEE 10
327239.026	801.428	4987.50	24		PUERTO QUITO REDUCTION STATION / R-0701/L-0702
327242.986	801.413	1995.00	36		BARRED TEE 11

327244.306	801.408	1330.00	36		IJ-20012
327282.233	800.147	998.02	36		WNAF 16
327889.882	793.525	998.02	36	323+000 / (GIS K2)	
328891.535	761.061	998.02	36	324+000 / (GIS K2)	
329355.803	718.52	1079.71	36		LANCHE 1 RIVER
329892.947	756.462	998.02	36	325+000 / (GIS K2)	
330908.159	746.37	998.02	36	326+000 / (GIS K2)	
331914.389	718.576	998.02	36	327+000 / (GIS K2)	
332917.869	696.632	998.02	36	328+000 / (GIS K2)	
333697.115	683.436	998.02	36	329+000 / (GIS K2)	
334694.088	660.372	1494.42	36	330+000 / (GIS K2)	
335691.829	632.675	998.02	36	331+000 / (GIS K2)	
336698.867	602.526	998.02	36	332+000 / (GIS K2)	
337416.48	605.946	1079.71	36		XV-20014
337710.491	611.639	1079.71	36	333+000 / (GIS K2)	
338711.674	587.2	1079.71	36	334+000 / (GIS K2)	
339715.407	580.872	1079.71	36	335+000 / (GIS K2)	
340726.936	565.893	1079.71	36	336+000 / (GIS K2)	
341649.435	562.721	1079.71	36	337+000 / (GIS K2)	
342657.826	539.3	1079.71	36	338+000 / (GIS K2)	
343648.058	511.722	1079.71	36	339+000 / (GIS K2)	
344669.518	509.83	1079.71	36	340+000 / (GIS K2)	
345678.224	480.41	1079.71	36	341+000 / (GIS K2)	
346679.502	495.236	1079.71	36	342+000 / (GIS K2)	
347669.624	425.295	1165.58	36	343+000 / (GIS K2)	
348553.806	364.492	1494.42	36		LA CUBERA RIVER
348695.429	374.783	1165.58	36	344+000 / (GIS K2)	
349706.864	399.967	1494.42	36	345+000 / (GIS K2)	
350708.906	357.422	1165.58	36	346+000 / (GIS K2)	
351724.814	347.025	1165.58	36	347+000 / (GIS K2)	
352528.816	328.885	1165.58	36	348+000 / (GIS K2)	
353539.662	323.083	1330.00	36	349+000 / (GIS K2)	
354535.04	332.398	1330.00	36	350+000 / (GIS K2)	
355551.674	302.563	1330.00	36	351+000 / (GIS K2)	
356548.214	335.476	1330.00	36	352+000 / (GIS K2)	
357562.937	226.994	1330.00	36	353+000 / (GIS K2)	
358584.781	182.345	1494.42	36	354+000 / (GIS K2)	
359578.183	162.084	1494.42	36	355+000 / (GIS K2)	
360580.514	140.081	1494.42	36	356+000 / (GIS K2)	
360716.191	132.849	1494.42	36		XV-20015
360873.058	123.191	1494.42	36		LANCHE 2 RIVER
360962.94	135.753	1494.42	36		CK-20016
361567.452	173.06	1494.42	36	357+000 / (GIS K2)	
362592.521	199.779	1494.42	36	358+000 / (GIS K2)	
363591.075	269.735	1494.42	36	359+000 / (GIS K2)	
364598.631	243.006	1494.42	36	360+000 / (GIS K2)	
365617.433	237.84	1494.42	36	361+000 / (GIS K2)	
366647.209	235.77	1494.42	36	362+000 / (GIS K2)	
367637.364	235.986	1494.42	36	363+000 / (GIS K2)	
368666.853	218.46	1494.42	36	364+000 / (GIS K2)	
369670.441	231.36	1494.42	36	365+000 / (GIS K2)	
370678.564	150.66	1494.42	36	366+000 / (GIS K2)	
371665.906	139.17	1494.42	36	367+000 / (GIS K2)	
372673.966	133.14	1494.42	36	368+000 / (GIS K2)	
373683.593	124.11	1494.42	36	369+000 / (GIS K2)	
374640.308	120.46	1494.42	36	370+000 / (GIS K2)	
375642.259	114.36	1494.42	36	371+000 / (GIS K2)	
376646.87	105.52	1494.42	36	372+000 / (GIS K2)	
377066.793	104.12	1494.42	36		XV-20016
377639.827	99.86	1494.42	36	373+000 / (GIS K2)	
378200.883	87.31	1494.42	36		BLANCO RIVER
378637.434	92.45	1494.42	36	374+000 / (GIS K2)	
378733.117	92.46	1494.42	36		CK-20017
378825.467	93.403	1494.42	36		XV-20017
379634.061	90.612	1494.42	36	375+000 / (GIS K2)	
380636.567	88.61	1494.42	36	376+000 / (GIS K2)	
381619.077	88.08	1494.42	36	377+000 / (GIS K2)	
382630.774	85.37	1494.42	36	378+000 / (GIS K2)	
383623.723	83.98	1494.42	36	379+000 / (GIS K2)	
384617.673	82.13	1494.42	36	380+000 / (GIS K2)	
385621.963	81.71	1494.42	36	381+000 / (GIS K2)	
386614.444	99.17	1494.42	36	382+000 / (GIS K2)	
387579.678	74.27	1494.42	36		COCOLA RIVER
387624.309	87.58	1494.42	36	383+000 / (GIS K2)	
388612.711	102.07	1494.42	36	384+000 / (GIS K2)	
389619.756	112.26	1494.42	36	385+000 / (GIS K2)	
390633.229	112.39	1494.42	36	386+000 / (GIS K2)	
390734.96	112.45	1494.42	36		ESMERALDAS-STO. DOMINGO ROAD
391618.824	114.51	1494.42	36	387+000 / (GIS K2)	

392624.565	117.53	1494.42	36	388+000 / (GIS K2)	
393619.045	105.79	1494.42	36	389+000 / (GIS K2)	
394627.698	107.94	1494.42	36	390+000 / (GIS K2)	
395630.943	107.33	1494.42	36	391+000 / (GIS K2)	
396655.77	110.38	1494.42	36	392+000 / (GIS K2)	
397669.532	103.88	1494.42	36	393+000 / (GIS K2)	
398675.05	103	1494.42	36	394+000 / (GIS K2)	
398751.509	103.11	1494.42	36		XV-20018
399009.477	84.72	1494.42	36		QUININDE RIVER
399676.092	82.6	1494.42	36	395+000 / (GIS K2)	
400685.169	127.59	1494.42	36	396+000 / (GIS K2)	
401060.523	97.512	1494.42	36		CK-20018
401083.155	97.522	1494.42	36		XV-20019
401719.436	137.69	1494.42	36	397+000 / (GIS K2)	
402728.55	140.64	1494.42	36	398+000 / (GIS K2)	
403736.737	150.23	1494.42	36	399+000 / (GIS K2)	
404739.807	92.14	1494.42	36	400+000 / (GIS K2)	
405737.395	90.29	1494.42	36	401+000 / (GIS K2)	
406281.627	82.971	1494.42	36		CUPA RIVER
406642.709	83.62	1494.42	36		ZAPOTAL 1 RIVER
406731.01	90.25	1494.42	36	402+000 / (GIS K2)	
407753.485	99.83	1494.42	36	403+000 / (GIS K2)	
408759.896	94.85	1494.42	36	404+000 / (GIS K2)	
409128.716	86.46	1494.42	36		ZAPOTAL 2 RIVER
409763.98	94.45	1494.42	36	405+000 / (GIS K2)	
410550.326	89.82	1494.42	36		ZAPOTAL 3 RIVER
410676.634	99.198	1494.42	36		IJ-20014
410678.449	99.21	1665.12	36		BARRED TEE 13
410683.425	99.216	1494.42	36		MOV-09013
410692.053	99.227	1494.42	36		ABS
410708.033	99.243	1494.42	36		MOV-09004
410711.677	99.243	1494.42	36		BARRED TEE 12
410712.754	99.243	1830.58	36		IJ-20015
410830.565	102.62	998.02	36	406+000 / (GIS K2)	
411844.823	102.67	998.02	36	407+000 / (GIS K2)	
412890.683	178.97	998.02	36	408+000 / (GIS K2)	
413924.9	207.6	998.02	36	409+000 / (GIS K2)	
414933.36	121.17	998.02	36	410+000 / (GIS K2)	
415948.394	170.95	998.02	36	411+000 / (GIS K2)	
416986.34	170.62	998.02	36	412+000 / (GIS K2)	
418020.404	152.88	1079.71	36	413+000 / (GIS K2)	
419031.216	182.64	998.02	36	414+000 / (GIS K2)	
420053.345	305.38	998.02	36	415+000 / (GIS K2)	
421075.43	407.26	998.02	36	416+000 / (GIS K2)	
422069.691	400.36	998.02	36	417+000 / (GIS K2)	
423087.672	356.73	998.02	36	418+000 / (GIS K2)	
424106.986	266.01	998.02	36	419+000 / (GIS K2)	
425113.114	206.23	998.02	36	420+000 / (GIS K2)	
426124.105	208.29	998.02	36	421+000 / (GIS K2)	
427142.809	79.07	998.02	36	422+000 / (GIS K2)	
427374.632	55.83	1079.71	36		CAPLE 1 RIVER
428148.672	63.27	998.02	36	423+000 / (GIS K2)	
429136.045	62.3	998.02	36	424+000 / (GIS K2)	
430157.904	78.18	998.02	36	425+000 / (GIS K2)	
431168.146	56.69	998.02	36	426+000 / (GIS K2)	
431732.017	42.45	1079.71	36		DOGLE RIVER
432173.484	58.08	998.02	36	427+000 / (GIS K2)	
433172.544	52.57	998.02	36	428+000 / (GIS K2)	
433393.124	35.25	1079.71	36		CAPLE 2 RIVER
434159.34	40.71	1079.71	36	429+000 / (GIS K2)	
435223.265	55.37	998.02	36	430+000 / (GIS K2)	
436169.848	55.57	1079.71	36	431+000 / (GIS K2)	
437173.655	52.33	998.02	36	432+000 / (GIS K2)	
439122.12	53.6	998.02	36	433+000 / (GIS K2)	
440129.098	49.73	998.02	36	434+000 / (GIS K2)	
441131.17	47.23	998.02	36	435+000 / (GIS K2)	
442125.861	48.56	998.02	36	436+000 / (GIS K2)	
442504.398	51.229	998.02	36		XV-20020
442726.562	21.6	1079.71	36		VICHE RIVER
442837.443	41.02	1079.71	36		CK-20019
443137.681	51.64	1079.71	36	437+000 / (GIS K2)	
443207.951	53.902	998.02	36		XV-20021
444147.434	52.72	998.02	36	438+000 / (GIS K2)	
445152.31	59.29	998.02	36	439+000 / (GIS K2)	
446164.225	44.09	1079.71	36	440+000 / (GIS K2)	
447174.84	63.92	1079.71	36	441+000 / (GIS K2)	
448175.417	46.87	1079.71	36	442+000 / (GIS K2)	
449003.677	45.6	1079.71	36		TABUCHE RIVER
449173.593	53.23	1079.71	36	443+000 / (GIS K2)	

450175.883	54.91	998.02	36	444+000 / (GIS K2)	
451191.037	86.74	998.02	36	445+000 / (GIS K2)	
452199.783	84.06	998.02	36	446+000 / (GIS K2)	
453209.596	59.46	998.02	36	447+000 / (GIS K2)	
453430.03	51.34	1079.71	36		CHAFLU RIVER
454211.742	52.75	998.02	36	448+000 / (GIS K2)	
455245.315	134.3	998.02	36	449+000 / (GIS K2)	
456310.1	244.82	998.02	36	450+000 / (GIS K2)	
457323.934	145.683	998.02	36	451+000 / (GIS K2)	
458285.125	16.515	1079.71	36		CHIGUE RIVER
458333.688	23.05	1079.71	36	452+000 / (GIS K2)	
459346.464	97.22	998.02	36	453+000 / (GIS K2)	
460343.386	84.63	998.02	36	454+000 / (GIS K2)	
461350.306	29.26	1079.71	36	455+000 / (GIS K2)	
462349.321	27.52	1079.71	36	456+000 / (GIS K2)	
463027.616	20.2	1079.71	36		TIMBRE STREAM
463344.533	22.96	1079.71	36	457+000 / (GIS K2)	
464347.011	24.35	1079.71	36	458+000 / (GIS K2)	
465368.828	140.07	998.02	36	459+000 / (GIS K2)	
465773.069	22.711	1079.71	36		TATICA RIVER
466280.714	121.691	998.02	36		SPECIAL CROSNQ QUEBRADA S/N
466419.924	148.87	998.02	36	460+000 / (GIS K2)	
467464.877	179.47	998.02	36	461+000 / (GIS K2)	
468116.175	54.34	998.02	36		DILE STREAM
468535.295	222.72	998.02	36	462+000 / (GIS K2)	
469555.537	245.76	998.02	36	463+000 / (GIS K2)	
470568.154	221.84	998.02	36	464+000 / (GIS K2)	
471424.849	43.77	1079.71	36		SAGUE STREAM
471584.146	63.03	1079.71	36	465+000 / (GIS K2)	
472635.185	290.96	998.02	36	466+000 / (GIS K2)	
473635.915	154.76	998.02	36	467+000 / (GIS K2)	
474675.611	250.71	998.02	36	468+000 / (GIS K2)	
475675.856	201.24	998.02	36	469+000 / (GIS K2)	
476684.024	166.69	998.02	36	470+000 / (GIS K2)	
477698.891	137.69	998.02	36	471+000 / (GIS K2)	
478037.536	21.05	1079.71	36		XV-20022
478063.017	19.69	1330.00	36		VUELTA LARGA ESMERALDAS ROAD
478133.15	3.82	1079.71	36		TIAONE RIVER
478355.304	15.045	1079.71	36		CK-20020
478717.137	12.17	1079.71	36	472+000 / (GIS K2)	
478815.22	11.878	1330.00	36		ATACAMES-ESMERALDAS ROAD
479201.626	11.279	1079.71	36		XV-20023
479329.378	11.835	1330.00	36		TO REFINERIA ESMERALDAS ROAD
479744.022	71.68	998.02	36	473+000 / (GIS K2)	
480787.989	94.53	998.02	36	474+000 / (GIS K2)	
481802.536	138.14	998.02	36	475+000 / (GIS K2)	
482803.21	173.03	998.02	36	476+000 / (GIS K2)	
483803.364	239.62	998.02	36	477+000 / (GIS K2)	
484560.362	203.559	998.02	36		WNAF 06
484587.495	206.405	998.02	36		IJ-20016
484589.295	206.396	1078.66	36		BARRED TEE 14
484594.56	206.371	1079.71	36		MOV-10001
484598.47	206.353	1494.42	36	477+766 / (GIS K2)	MARINE TERMINAL / R-1001