



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de Líneas Para Transporte
de Flujo Multifásico en Aguas
Profundas**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Manuel Guadalupe Silva Huerta

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Gilberto Sebastián Barrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Agradecimientos

*Agradezco profundamente a mi madre **Elba**,
por el amor, el apoyo y la confianza que ha tenido conmigo durante toda mi vida.*

*A mis hermanos **Ramiro, Marisol, Rosario** y **Héctor**,
por el tiempo que pasaron cuidándome, y el esfuerzo que hicieron por educarme.*

*A mi compañera de vida **Hiyomaly**,
por su apoyo y su amor para formar nuestra familia.*

*Al ingeniero **Gilberto Sebastián Barrera**,
por la dedicación, el esfuerzo y la paciencia que puso en el desarrollo de este proyecto.*

*A la **Universidad Nacional Autónoma de México**,
por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente.*

*A cada uno de mis maestros de la **Facultad de Ingeniería**,
por haber compartido su conocimiento conmigo.*

Nada que diga o haga podría demostrar lo agradecido que estoy con todos ustedes.

Dedicatoria

*Este trabajo está dedicado
a mi amado hijo Juan Pablo.*

*"...y así a pesar de haberlo olvidado durante un tiempo
me daba cuenta que la única persona que iba a
estar conmigo hasta el fin de mis días era yo mismo
y que si yo no hacía nada por mi
nadie en el mundo iba a hacerlo"*

Adonis García en *El vampiro de la colonia Roma.*

Resumen

En la actualidad, la producción de aceite y de gas de los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas se separa en superficie, sobre sistemas flotantes de producción, y se envía a tierra en barcos, o bien, a través de oleoductos o gasoductos.

El presente trabajo investiga una alternativa al uso de plataformas flotantes y unidades FPSO, por sus siglas en inglés (Floating Production, Storage and Offloading), para la producción de aceite y de gas de los yacimientos en aguas profundas; la alternativa que se propone es la de conducir las producciones como mezcla multifásica, impulsada por bombas, a través de un ducto tendido en el lecho marino, hasta las instalaciones de separación en tierra.

La investigación se centra en el proyecto de aguas profundas denominado Trión, situado en el golfo de México, aproximadamente a 115 millas de la costa del estado de Tamaulipas y a 7,100 pies bajo el nivel del mar. Las condiciones operativas consideradas para este trabajo son las reportadas por las empresas Woodside Energy y Pemex, responsables del desarrollo de Trión.

La viabilidad de la propuesta se basa en la simulación del flujo y el análisis simultáneo de tres modelos: el modelo de propiedades de los fluidos, el modelo termodinámico de la línea y el modelo de flujo multifásico. Cada uno de los modelos se programa empleando lenguaje de programación de alto nivel.

En el primer capítulo se recopila información geográfica del campo Trión; los volúmenes de aceite, gas y agua producidos; se establece, además, la longitud total del ducto de transporte, a partir de la distancia horizontal entre el yacimiento a la costa, y la batimetría de la región.

En el segundo capítulo se establecen las correlaciones empleadas para calcular las propiedades de los fluidos producidos y se muestra el comportamiento del aceite, del gas y del agua durante el abatimiento de presión que experimentan en las pruebas de laboratorio, y a diferentes temperaturas, en el intervalo que va de la temperatura del yacimiento T_y a la temperatura de separación T_s .

En el tercer capítulo se establece la ecuación para calcular la distribución de la temperatura a lo largo del ducto de transporte y se analizan los términos y parámetros que la componen.

En el cuarto capítulo se establece la ecuación para calcular las caídas de presión de los fluidos dentro del ducto y las correlaciones que permiten obtener cada uno de sus términos.

En el quinto capítulo se muestran las simulaciones de flujo dentro de ductos de distintos diámetros. Para cada simulación se analizan los valores de presión, temperatura, colgamiento, viscosidad, densidad y velocidad de la producción.

Contenido

Agradecimientos	i
Dedicatoria	ii
Resumen	iii
Introducción	1
Identificación de la problemática	1
Objetivos	4
Objetivo General	4
Objetivos Secundarios	4
1 Propuesta de diseño	5
1.1 Información básica requerida	5
1.1.1 Información geográfica	5
1.1.2 Propiedades de los fluidos	14
1.1.3 Condiciones operativas	15
1.2 Secuencia de diseño propuesta	16
1.3 Complejidad computacional asociada al cálculo	18
1.3.1 Lenguajes de programación de alto nivel	18
1.3.2 Uso de Visual Basic en Excel	18
2 Modelado de las propiedades de los fluidos	20
2.1 Ecuaciones constitutivas para el aceite	21
2.1.1 Ecuaciones para el aceite saturado	21
2.1.2 Ecuaciones para el aceite bajosaturado	23
2.2 Ecuaciones constitutivas para el gas	24
2.3 Ecuaciones constitutivas para el agua	26
2.3.1 Ecuaciones para el agua saturada	26
2.3.2 Ecuaciones para el agua bajosaturada	27
2.4 Programación del modelo pVT	28
2.4.1 Comportamiento de las propiedades del aceite.	33
2.4.2 Comportamiento de las propiedades del gas	37
2.4.3 Comportamiento de las propiedades del agua	39
3 Modelo termodinámico de la línea	42
3.1 Ecuación del perfil de temperatura en una línea submarina	47

3.2 Efecto Joule-Thomson	55
4 Modelo de flujo multifásico	57
4.1 Ecuaciones para el cálculo de la presión en el ducto	57
4.2 Metodología de integración	60
4.3 Programación del modelo de flujo multifásico	60
4.3.1 Diagrama de flujo	60
4.4 Ecuaciones constitutivas del modelo de FMT	62
5 Diseño de la instalación	72
5.1 Interfaz de usuario desarrollada	72
5.2 Análisis de optimización	73
Simulación 1	74
Simulación 2	79
Simulación 3	84
Conclusiones	90
Recomendaciones	91
Referencias	92
ANEXOS	96
Anexo 1 Memoria de programación	96
Anexo 2. Derivación de la solución de transmisión de calor en pozos	107

Lista de figuras

Figura 1 Sistemas flotantes de producción	2
Figura 2. Esquema de producción del campo Ormen Lange.....	3
Figura 3 Bloque Trión.....	7
Figura 4 Relieve submarino en el golfo de México y Caribe (territorio mexicano).....	9
Figura 5 Ubicación de Trión en la Carta batimétrica internacional del mar caribe y golfo de México	10
Figura 6 Distancias horizontales entre isobatas.....	11
Figura 7 Trayectoria del ducto	12
Figura 8 Perfil estándar de temperatura oceánica	13
Figura 9 Secuencia de trabajo	17
Figura 10 Esquema de la separación instantánea en una celda pVT	20
Figura 11 Diagrama de flujo para calcular las presiones de saturación	30
Figura 12 Diagrama de flujo para calcular las relaciones de solubilidad	31
Figura 13 Diagrama de flujo para calcular el factor de compresibilidad del gas.....	32
Figura 14 Presiones de saturación en el intervalo de T_y a T_s	33
Figura 15 Isotermas de la relación de solubilidad.....	34
Figura 16 Isotermas del factor de volumen del aceite	34
Figura 17 Isotermas de la viscosidad del aceite.....	35
Figura 18 Isotermas de la densidad del aceite	36
Figura 19 Isotermas de la tensión superficial del aceite.....	36
Figura 20 Isotermas del factor de compresibilidad del gas.....	37
Figura 21 Isotermas del factor de volumen del gas	38
Figura 22 Isotermas de la densidad del gas	38
Figura 23 Isotermas de la viscosidad del gas	39
Figura 24 Isotermas del factor de volumen del agua	40
Figura 25 Isotermas de la densidad del agua	40
Figura 26 Viscosidad del agua.....	41
Figura 27 Isotermas de la tensión superficial del agua.....	41
Figura 28 Diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero en aguas profundas del golfo de México	46
Figura 29 Parámetros para determinar U.....	51
Figura 30 Efecto del coeficiente de transferencia de calor total (U) sobre el perfil de temperaturas de un fluido	52

Figura 31 Valores de temperatura en la gráfica profundidad vs, longitud	54
Figura 32 Temperatura ambiente y la función temperatura	55
Figura 33 Variables que intervienen en el balance de energía	57
Figura 34 Diagrama de flujo para el cálculo de caídas de presión	61
Figura 35 Diagrama de Moody	67
Figura 36 Curva de la bomba Bornemann SMPC 335	70
Figura 37 Interfaz del programa de flujo multifásico	73
Figura 38 Estaciones de bombeo para ducto de 24 pulgadas	74
Figura 39 Colgamiento en ducto de 24 pulgadas	75
Figura 40 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 24 pulgadas	75
Figura 41 Viscosidad de la mezcla para ducto de 24 pulgadas	76
Figura 42 Perfil de temperaturas para ducto de 24 pulgadas	76
Figura 43 Densidad de la mezcla para ducto de 24 pulgadas	77
Figura 44 Estaciones de bombeo para ducto de 30 pulgadas	79
Figura 45 Colgamiento en ducto de 30 pulgadas	80
Figura 46 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 30 pulgadas	80
Figura 47 Viscosidad de la mezcla para ducto de 30 pulgadas	81
Figura 48 Perfil de temperaturas para ducto de 30 pulgadas	81
Figura 49 Densidad de la mezcla para ducto de 30 pulgadas	82
Figura 50 Estaciones de bombeo para ducto de 36 pulgadas	84
Figura 51 Colgamiento en ducto de 36 pulgadas	85
Figura 52 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 36 pulgadas	85
Figura 53 Viscosidad de la mezcla para ducto de 36 pulgadas	86
Figura 54 Perfil de temperaturas para ducto de 36 pulgadas	86
Figura 55 Densidad de la mezcla para ducto de 36 pulgadas	87
Figura 56 Valores de U para las simulaciones con ducto de 36 pulgadas	89
Figura 57. Interfaz para simulación con ducto de 24 pulgadas	96
Figura 58. Interfaz para simulación con ducto de 30 pulgadas	96
Figura 59. Interfaz para simulación con ducto de 36 pulgadas	97
Figura 60. Subrutina para calcular la presión de burbuja P_b	97
Figura 61. Subrutina para calcular la relación de solubilidad, R_s	98
Figura 62. Subrutina para calcular el factor de volumen del aceite, B_o	99
Figura 63. Subrutina para calcular la viscosidad del aceite	100
Figura 64. Subrutina para calcular el factor de compresibilidad del gas, Z	101
Figura 65. Subrutina para calcular el factor de volumen del agua, B_w	102
Figura 66 Subrutinas para el cálculo del colgamiento, H	103
Figura 67. Subrutina para calcular la presión al final del ducto	103
Figura 68. Subrutina para calcular el coeficiente de transferencia de calor total, U	103

Figura 69. Subrutina para calcular la función A del modelo de Ramey.....	104
Figura 70. Subrutina para calcular la temperatura al interior del ducto.	104
Figura 71. Subrutina del programa de flujo multifásico que busca el valor de la Rs dentro del programa de las propiedades de los fluidos.	105
Figura 72. Rutina del programa de flujo multifásico.....	106
Figura 73 Esquema del problema de la transmisión de calor del pozo	108

Lista de tablas

Tabla 1	Coordenadas geográficas de los vértices del polígono del Área Contractual	7
Tabla 2	Coordenadas geográficas de los vértices que delimitan el polígono del Campo Trión.....	8
Tabla 3.	Distancias horizontales entre isobatas	11
Tabla 4.	Distancias horizontales entre isobatas	12
Tabla 5	Temperatura del agua del océano a distintas profundidades.....	13
Tabla 6	Propiedades del aceite producido en Trión	15
Tabla 7	Conductividad térmica de diferentes materiales	50
Tabla 8	Coeficientes empíricos de la correlación de Mukherjee y Brill para cálculo del colgamiento	62
Tabla 9	Valores de rugosidad para tuberías comúnmente empleadas	65
Tabla 10	Condiciones generales para las simulaciones del flujo multifásico a través del ducto ...	73
Tabla 11	Condiciones operativas para la simulación con ducto de 24 pulgadas	74
Tabla 12	Resultados de la simulación con ducto de 24 pulgadas	74
Tabla 13	Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 24 pulgadas	77
Tabla 14	Condiciones operativas para la simulación con ducto de 30 pulgadas.....	79
Tabla 15	Resultados de la simulación con ducto de 30 pulgadas	79
Tabla 16	Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 30 pulgadas	82
Tabla 17	Condiciones operativas para la simulación con ducto de 36 pulgadas	84
Tabla 18	Resultados de la simulación con ducto de 36 pulgadas	84
Tabla 19	Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 36 pulgadas	87

Introducción

Identificación de la problemática

No hay duda de que el potencial de hidrocarburos en los yacimientos en aguas profundas de todo el mundo, a la espera de ser producidos, es muy grande. En el año 1990 la producción mundial de aquellas regiones era apenas de 300 mil barriles de crudo equivalente por día; Para el año 2022 la producción mundial de hidrocarburos en aguas profundas llegó a 10.4 millones de barriles de crudo equivalente por día, y se estima que en el año 2030 llegue a 17 millones (Wood Mackenzie, 2022).

Producir los yacimientos en aguas profundas le da la oportunidad de cambiar por completo el rumbo de su desarrollo a algunos países: el yacimiento Liza en el mar de Guyana, con una producción de 700 mil barriles por día y un estimado de 3,200 millones de barriles recuperables, convirtió al país sudamericano en el mayor productor de petróleo per cápita del mundo (Urbasos, 2019). El yacimiento Venus, en aguas profundas de Namibia, con un estimado de 3,000 millones de barriles, lo proyectan a convertirse en uno de los 15 mayores productores de petróleo en el mundo en el año 2035 (Nieves, 2023). Un gigante petrolero, Brasil, evitó el rezago en su producción de hidrocarburos y terminó con el monopolio de Petrobras, permitiendo la participación de diversas empresas de exploración y producción de hidrocarburos; al día de hoy, Brasil cuenta con 48 mil millones de barriles de petróleo en su reserva de aguas profundas (AMEXHI, 2019). Así, Brasil junto a Estados Unidos lideran la producción en aguas profundas en el continente americano; Nigeria y Angola lo hacen en el continente africano, como Noruega y la Gran Bretaña lideran en Europa (Ruiz J. A., 2015).

La producción de hidrocarburos en aguas profundas no es en absoluto fácil y tampoco es barata, requiere de la tecnología más avanzada, de grandes inversiones, gran precisión en sus procesos, experiencia para su administración, cooperación entre empresas, etc. Los proyectos en aguas profundas obligan a innovar, o visto desde otra perspectiva, dan la oportunidad de innovar. Por ejemplo, cuando el tirante de agua impedía asentar las plataformas en el lecho marino, como se hace en aguas someras, se diseñaron y construyeron sorprendentes sistemas flotantes de producción; cuando era imposible movilizar cuadrillas hasta el lugar preciso de trabajo, se emplearon vehículos operados remotamente, ROVs, por sus siglas en inglés (Remotely Operated Vehicle). Antes de plantear el objetivo de este trabajo, conviene conocer cómo opera la producción de hidrocarburos de los yacimientos en aguas profundas.

La industria de los hidrocarburos define como aguas profundas aquellas regiones con tirante de agua mayor a 500 metros (1,640 pies) y menor a 1,500 metros (4,921 pies); a partir de 1,500 metros se denominan aguas ultraprofundas. Esencialmente, la producción (aceite, gas, agua y partículas sólidas) se conduce desde los árboles de producción submarinos hasta una estructura

denominada manifold submarino, a través de tuberías cortas llamadas jumpers; posteriormente, se desplaza hasta una plataforma o barco en la superficie, a través de tuberías llamadas risers. En algunos casos la producción se conduce directamente de los árboles submarinos hasta una plataforma flotante a través de los risers. La energía eléctrica e hidráulica que requieren los equipos instalados en el fondo se suministra desde las instalaciones flotantes, a través de los denominados umbilicales o cables de alimentación (Casas, 2012).

En la superficie, sobre las plataformas, la producción se separa en sus diferentes fases. A diferencia de las plataformas de aguas someras que están asentadas sobre el lecho marino, en aguas profundas se emplean estructuras denominadas sistemas flotantes de producción: plataformas o barcos (**Figura 1**); las principales estructuras son las plataformas de piernas tensadas o TLP por sus siglas en inglés (Tension Leg Platform), plataformas semisumergibles, plataformas SPAR y los buques FPSO. Las diferencias entre unas y otras estructuras radican en más de un aspecto: algunas estructuras se encuentran ancladas al fondo marino, mientras que otras permanecen en su sitio mediante posicionamiento satelital; algunas estructuras permiten producir en profundidades mayores que otras; las plataformas no tienen capacidad de almacenamiento, mientras que los FPSO, permiten almacenar hasta dos millones de barriles de aceite (Casas, 2012).

Para enviar el gas y petróleo a instalaciones en tierra se emplean ductos y buques. El aceite se puede transportar en barcos cisterna, con capacidades que van de 350 mil, hasta 4 millones de barriles (Gadea, 2004); también puede transportarse a través de oleoductos impulsado por bombas. En el caso del gas se emplean buques metaneros, con capacidades que van desde 3.5 millones hasta 8.8 millones de pies cúbicos. Este medio implica aplicar procesos criogénicos para bajar la temperatura del gas a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-256\text{ }^{\circ}\text{F}$) para pasarlo a fase líquida, reduciendo así 600 veces su volumen (Singular Bank, 2022). También es posible desplazar el gas a través de gasoductos empleando compresores.

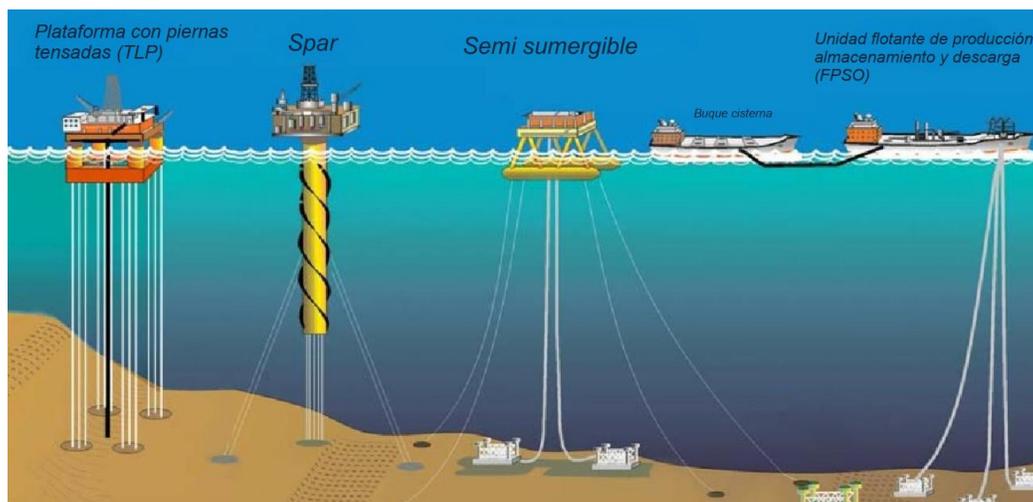


Figura 1 Sistemas flotantes de producción
Fuente: Modificado de (Gaiabit, 2022)

Ya sea empleando plataformas o unidades FPSO, producir los yacimientos en aguas profundas implica posicionar una estructura flotante en aquellas regiones durante prácticamente toda la vida productiva del yacimiento.

La eficiencia del transporte de hidrocarburos dependerá de los volúmenes que se desplacen y del número de instalaciones dispuestas para el transporte. Algunos proyectos encuentran un desafío extra en los costos de transportar la producción. Un ejemplo es el campo Ormen Lange en aguas profundas noruegas.

Ormen Lange es un proyecto de aguas profundas en el –muy frío- mar de Noruega, a 120 kilómetros (75 millas) de la costa y a profundidades que van de 800 metros (2,624 pies) a los 1,100 metros (3,600 pies); inició operaciones en el año de 2007. Produce gas y condensado a partir de 24 pozos agrupados en 4 plantillas; alcanzó un pico en el gasto de gas de 64 millones de metros cúbicos ($2,260 \times 10^6$ pies cúbicos) por día, en el año 2012 (Hydrocarbons Technology, 2014).

Sabiendo el volumen de gas que se produciría, las empresas encargadas de administrar Ormen Lange dedujeron que los costos del transporte serían muy elevados. Optaron por producir sin plataforma alguna y conducir la producción a través de dos ductos de 30 pulgadas cada uno, tendidos sobre el lecho marino más de 120 kilómetros, hasta las instalaciones de procesamiento en tierra en la península de Nyhamna, donde se efectúa la separación de fases para, finalmente, exportar el gas al Reino Unido a través del gasoducto Langeled, también como corriente multifásica, pero ahora mezclada con refrigerante (Figura 2)



*Figura 2. Esquema de producción del campo Ormen Lange
Fuente: extraído de (Stavanger Aftenblad, 2009)*

Dicho todo lo anterior, surgen algunas preguntas relacionadas con la forma en que se transportan los hidrocarburos en aguas profundas: ¿Es posible replicar la estrategia de Ormen Lange para un

yacimiento de aceite negro?, ¿De qué depende que se pueda desarrollar dicho proyecto? Y de no ser posible su desarrollo ¿Cuál es la principal causa de ello?

Objetivos

Objetivo General

Demostrar la viabilidad de conducir la producción de aceite y gas, de uno o más yacimientos de aguas profundas o ultraprofundas como corriente multifásica a través de ductos, hasta las instalaciones de separación en tierra, como una alternativa al empleo de unidades FPSO y plataformas flotantes.

Objetivos Secundarios

- Recabar información geográfica, operativa y las propiedades de los fluidos de un campo con producción en aguas profundas.
- Desarrollar un procedimiento que permita caracterizar el comportamiento de los fluidos, las caídas de presión, el perfil térmico y los requerimientos energéticos para el diseño de un ducto que transporta flujo multifásico en aguas profundas.
- Desarrollar un programa de cómputo que calcule las propiedades pVT (presión, volumen y temperatura) de la muestra de hidrocarburos de interés
- Diseñar una interfaz que simule el desplazamiento de hidrocarburos a través de un ducto que opera a las condiciones del fondo marino y que muestre los valores de presión y temperatura a cada milla de desplazamiento

1 Propuesta de diseño

Para simular el flujo de la producción de aceite, gas y agua como corriente multifásica dentro de un ducto, se deben emplear tres modelos: el modelo de las propiedades de los fluidos, el modelo de transferencia de calor y el modelo de flujo, todos ajustados a las condiciones operativas. Para conocer dichas condiciones se debe buscar información que incluya profundidades, relieves, tipos de ambiente, fluidos producidos, caudales, longitud del ducto, etc.

1.1 Información básica requerida

En este capítulo se incluye la información geográfica, las características de los fluidos producidos y los ambientes en que opera el ducto.

1.1.1 Información geográfica

Perdido

El cinturón plegado perdido es una provincia geológica que se ubica en el golfo de México, en aguas profundas de las zonas económicas exclusivas de Estados Unidos y México. Es una franja plegada y fallada, producto de la intrusión salina en su etapa inicial, antes de que ocurra el diapirismo¹. Fisiográficamente se encuentra en la parte noroccidental de la planicie de Sigsbee y al oriente del Escarpe Perdido.

Geográficamente está constituido por la franja de pliegues con orientación noreste a suroeste, con núcleo salino autóctono, armados en un paquete sedimentario que va del Jurásico superior al Neógeno (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015).

El cinturón plegado perdido también es una provincia petrolera productora de aceite ligero y gas; así lo confirmó el pozo Baha-1 perforado en el año 1996 en conjunto por las compañías Shell, Amoco, Texaco y Mobil. A pesar de no alcanzar el objetivo en profundidad por problemas mecánicos, se encontraron manifestaciones de hidrocarburos a los 3260 y 3290 metros perforados. En el año 2001 se perforó el pozo Trident-1 con el esfuerzo conjunto de las compañías Unocal, Chevron, OEl, AGIP y Phillips, en un tirante de agua de 2,900 metros y 6,200 metros perforados, encontrando aceite de 40°API, en un intervalo productor de 300 pies. El potencial petrolero se estimó de 320 hasta 800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Ruiz, Uribe, Flores, Rodríguez, & González).

Estados Unidos, de la mano de grandes compañías petroleras, descubrió y desarrolló importantes campos petroleros como son Trident, ubicado apenas a 5.6 km de la frontera marítima con

¹ Diapirismo es el proceso de intrusión a través de rocas suprayacentes más densas y recientes, de una roca poco densa y plástica, como es la sal o la lutita. A través del empuje y la penetración de las capas de rocas, los diapiros pueden formar anticlinales, domos salinos y otras estructuras con capacidad de entrapamiento de hidrocarburos (Tomado de: glossary.slb.com)

México; Great White, Tobago, Tiger, entre otros. Actualmente la producción de aceite y gas de los campos Great White, Tobago y Silvertip se separa en una sola plataforma de producción, la Perdido Spar, operada por Shell, diseñada para procesar hasta 100 mil barriles de aceite y 200 millones de pies cúbicos de gas por día.

Para la producción en aguas territoriales mexicanas la historia ha sido diferente. A finales de la década de los noventa, Pemex Exploración y Producción (PEP), desarrolló estudios de Evaluación de Potencial en la zona. Adquirió sísmica 2D y 3D elaborando estudios exploratorios regionales y locales que evaluaban el potencial de hidrocarburos en el Área Perdido. Entre los años 2002 y 2010 se habían explorado un total de 28,195 km² a partir de sísmica 3D. Entre los años 2012 a 2015 Pemex perforó 13 pozos exploratorios, de los cuales 7 resultaron productores de aceite y uno de gas húmedo.

En el año 2013, en México, se llevó a cabo una reforma en materia energética en la que se estableció, junto con las rondas petroleras, la licitación para el llamado *farmout*, que consistía en que Pemex se asociara con una empresa que contara con experiencia en donde la petrolera estatal tenía áreas de oportunidad (la producción en aguas profundas, por ejemplo) para aprender e impulsar el desarrollo de la extracción de hidrocarburos.

En diciembre de 2016 el gobierno mexicano licitó las licencias de exploración y extracción de once bloques, o áreas contractuales, en aguas profundas y ultraprofundas del golfo de México, cinco de ellas en la denominada Área Perdido, que comprende la Provincia Geológica del Cinturón Plegado Perdido y parcialmente la Provincia Salina del Bravo; y otras seis en la Cuenca Salina, frente a las costas de Veracruz y Tabasco.

Trión

De aquellos once bloques licitados, Trión llamó particularmente la atención debido a su ubicación, aproximadamente a 65 kilómetros del campo productor Great White, y de tres campos donde se perforaron pozos exploratorios que resultaron productores: Maximino, Exploratus y Supremus; la disposición de estos campos se muestra en la **Figura 3**.



Figura 3 Bloque Trión

Fuente: modificado de (El economista, 2018)

En el año 2017 la compañía BHP Petroleum (hoy Woodside Energy) obtuvo el contrato para desarrollar el campo bajo la figura de *farmout*. Hoy en día, Woodside Energy es el operador del bloque Trión, con una participación del 60%, mientras que Pemex posee el 40% restante (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

El área contractual del campo Trión se encuentra delimitada por el polígono con las coordenadas de la **Tabla 1**.

Tabla 1 Coordenadas geográficas de los vértices del polígono del Área Contractual

Fuente: extraído de (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023)

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	25°51'00"	95°40'00"
2	25°51'00"	95°20'00"
3	25°30'00"	95°20'00"
4	25°30'00"	95°40'00"

Por otra parte, el polígono que delimita al campo Trión está formado por las coordenadas que se muestran en la **Tabla 2**.

Conociendo los puntos donde inicia y finaliza el ducto propuesto, lo siguiente es establecer su trayectoria.

Tabla 2 Coordenadas geográficas de los vértices que delimitan el polígono del Campo Trión
Fuente: extraído de (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023)

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	25°48'30"	95°22'00"
2	25°43'00"	95°22'00"
3	25°43'00"	95°22'30"
4	25°42'30"	95°22'30"
5	25°42'30"	95°24'00"
6	25°45'00"	95°24'00"
7	25°45'00"	95°24'30"
8	25°46'00"	95°24'30"
9	25°46'00"	95°24'00"
10	25°48'00"	95°24'00"
11	22°48'00"	95°23'30"
12	25°48'30"	95°23'30"

Trayectoria

Para diseñar la trayectoria del ducto que transporta las producciones de aceite, gas y agua del campo Trión hasta las instalaciones de separación en tierra, idealmente ubicadas en la costa del estado de Tamaulipas, es necesario conocer a detalle la topografía del lecho oceánico: la profundidad, estructuras geológicas, tipo de roca, estabilidad del terreno, obstáculos, etc., anticipando cualquier accidente que pudiera desplazar el ducto, sepultarlo o romperlo. Para ello se deben realizar estudios batimétricos que cubran un área suficientemente grande que permita elegir, entre las posibles trayectorias, la más eficiente.

Relieve

Para entender el relieve submarino se deben recordar los dos tipos de corteza terrestre: la corteza continental o granítica, y la corteza oceánica o basáltica.

Los fondos oceánicos se clasifican en tres grandes zonas definidas por su tipo de corteza (Lugo, 1985). La primera zona es el margen continental submarino, de corteza continental o granítica; la segunda es la zona transicional, de corteza continental y oceánica; la tercera es el lecho oceánico, de las grandes profundidades oceánicas, donde está ausente la corteza granítica. Por las regiones a las que refiere este trabajo, el interés se centra en el margen continental y sus tres morfoestructuras principales: la plataforma continental, el talud continental y el "pie de continente".

La plataforma continental es la continuación del continente y está delimitada al alcanzar 200 metros de profundidad (656 pies), pero su distancia a la costa varía marcadamente de un lugar a otro. En el golfo de México, en territorio de Estados Unidos, puede alcanzar hasta 480 km (298

mi); en contraste, en territorio mexicano, en las costas del estado de Tamaulipas, tiene una longitud de 33 km (20.5 millas) y en la bahía de Campeche llega a medir apenas 8 km (5 millas).

A 200 metros de profundidad comienza el talud continental. Esta región presenta mayor inclinación y un relieve complejo, irregular: se distinguen laderas de pendiente suave, de 1° a 2° (de 1.7 a 3.5 %), mesetas, elevaciones, depresiones, escarpes con pendiente de 20° a 30° (27 a 36 %); está delimitada a 3,500 metros de profundidad (11,483 pies). Los cañones submarinos son formaciones propias de esta región.

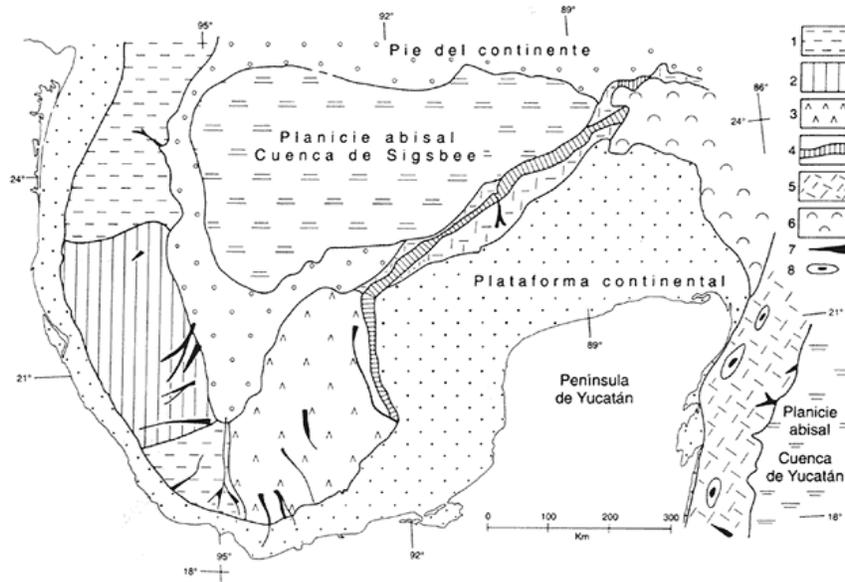


Figura 4 Relieve submarino en el golfo de México y Caribe (territorio mexicano)
 1-6, tipos de talud continental: 1, planicie de inclinación débil, 2, cortado por numerosos valles submarinos, 3, con lomeríos y cañones; 4, de pendiente muy fuerte (escarpes); 5, de pendiente fuerte; 6, planicies inclinadas y lomas, 7, cañones submarinos, 8, bancos coralinos.

Fuente: extraído de (Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa)

Más allá del talud continental existe una región cuyo nombre se traduce como “pie de continente” (*continental rise*). Su origen es la acumulación de sedimentos que se depositan en la base del talud continental, removidos de las zonas más altas a las más bajas. Es una superficie con pendiente de 2° a 5° (3.4 a 8.7 %) en su porción superior, pero que se reduce gradualmente hacia su base, donde su pendiente llega a ser de menos de 0.2° (0.3 %) Generalmente termina a profundidades de entre 3,500 a 4,500 metros donde se une con la planicie abisal. En la **Figura 4** se muestra un esquema del relieve submarino del golfo de México; resalta la variedad de estructuras del talud continental.

Batimetría

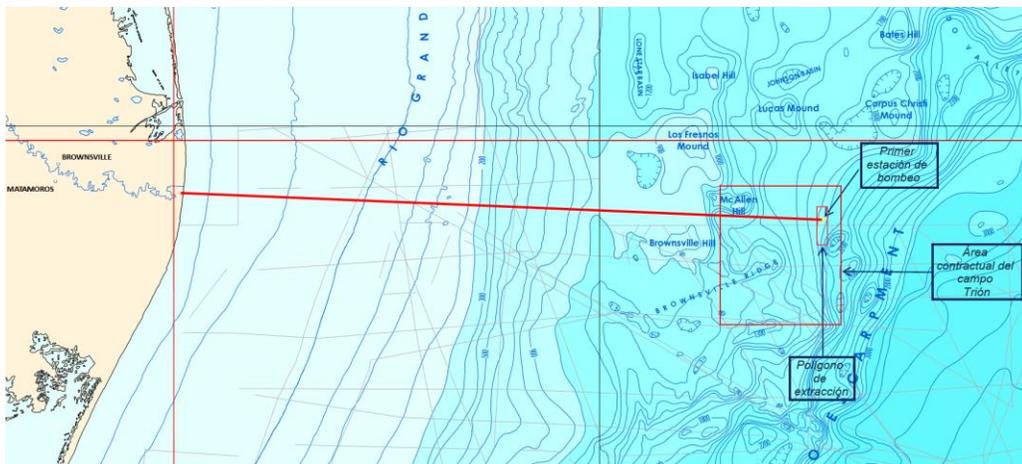
Cualquier proyecto que se desarrolle costa afuera implica obtener la batimetría de un área considerablemente grande del océano. La batimetría indica las profundidades a las que se

encuentran las superficies de terreno cubierto por agua, como ríos, lagos o el fondo del océano. Para obtener la batimetría se emplea un transductor cuyo principio de funcionamiento consiste en la emisión de una señal corta ultrasónica, la cual se refleja en el fondo marino, se capta a su retorno, se amplifica y registra de modo continuo. Los resultados de los registros se presentan como un conjunto de isobatas en un mapa batimétrico.

El estudio batimétrico aporta los valores de profundidad y de estabilidad de los sedimentos en el lecho marino.

A falta del estudio correspondiente, para este trabajo se emplea la carta batimétrica del golfo de México, desarrollada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, 2015) y la plataforma de posicionamiento global de la empresa Google (Maps).

A partir de un trazo en la carta batimétrica, que inicia en la posición del múltiple de recolección, se intersecan las isobatas, comenzando en 1900 metros de profundidad (6233.6 pies) y hasta alcanzar la costa como se muestra en la **Figura 5**, procurando evitar, en medida de lo posible, las pendientes más pronunciadas.



*Figura 5 Ubicación de Trión en la Carta batimétrica internacional del mar caribe y golfo de México
Fuente: extraído de (INEGI, 2015)*

Las intersecciones del trazo con las isobatas se ubican en el mapa satelital y ahora es posible conocer las distancias horizontales **Figura 6**.

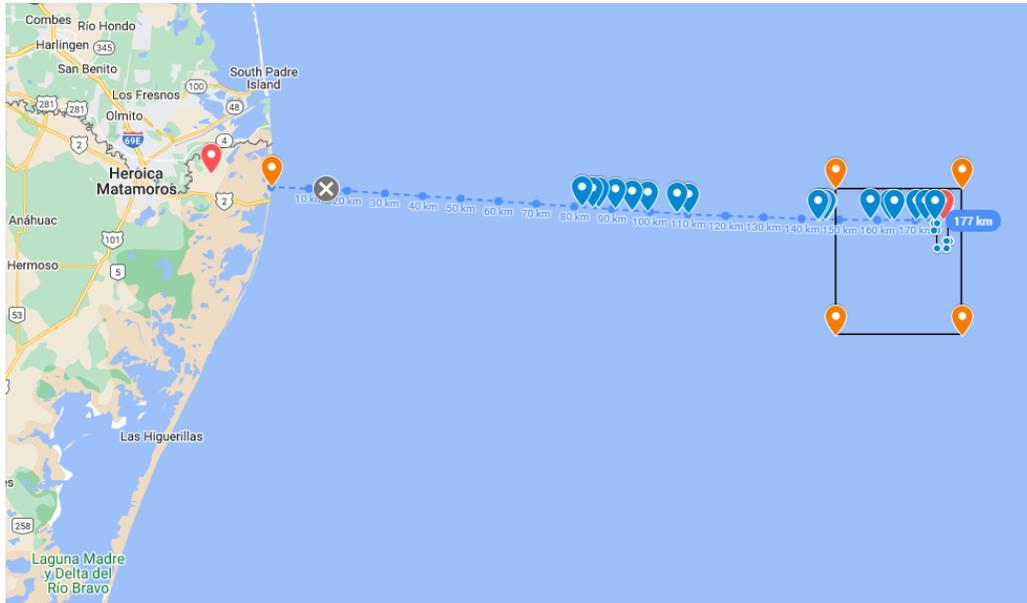


Figura 6 Distancias horizontales entre isobatas
 Fuente: elaboración propia en (Google maps, 2024)

Siguiendo el sentido que tendrá el flujo, sabiendo que cada uno de los intervalos tiene una elevación de 0.1 kilómetros (0.062 millas), se puede hacer una aproximación a la longitud real del ducto (Tabla 3). Nótese que en la columna longitud real, el ducto es 5 % más largo en cada tramo, por las curvas que suele haber en la trayectoria.

Tabla 3. Distancias horizontales entre isobatas
 Elaborado con información de (INEGI, 2015)

Isobata [m]	Distancia horizontal [km]	Longitud real del ducto [Mi]
2100	0	0
1900	2.242	1.462
1800	4.754	3.101
1700	7.126	4.649
1600	12.837	8.375
1500	13.951	9.102
1400	19.252	12.561
1300	30.953	20.195
1200	31.248	20.387
1100	32.502	21.205
1000	33.068	21.575
900	67.368	43.953
800	70.310	45.873
700	77.970	50.871

Tabla 4. Distancias horizontales entre isobatas
...continuación

Isobata [m]	Distancia horizontal [km]	Longitud real del ducto [Mi]
600	82.162	53.605
500	86.503	56.438
400	90.964	59.348
300	92.637	60.440
200	95.439	62.268
0	177.239	115.637

En la **Figura 7** se muestra la trayectoria del ducto.

Temperatura

La temperatura del agua de los océanos tiene un comportamiento particular que varía en función de la profundidad (**Figura 8**), excepto en las regiones polares, donde la columna de agua es tan fría en la superficie como en el fondo. Se debe saber que la principal fuente de calor para los océanos es la radiación solar, y que la mayor parte de esa radiación se absorbe en los primeros 100 metros (328 pies), donde la temperatura del agua se mantiene casi constante. A partir de los 300 metros (656 pies), aproximadamente, la temperatura desciende de manera prácticamente lineal con respecto a la profundidad, hasta alcanzar 950 metros (3117 pies) de profundidad aproximadamente. Esta región se denomina termoclina oceánica y desciende hasta temperaturas de entre 4 °C y 6 °C (39.2 °F y 42.8 °F) A partir de este punto la temperatura del agua varía muy poco con la profundidad, manteniéndose en valores de entre 2 °C a 4 °C (35.6 °F a 39.2 °F)

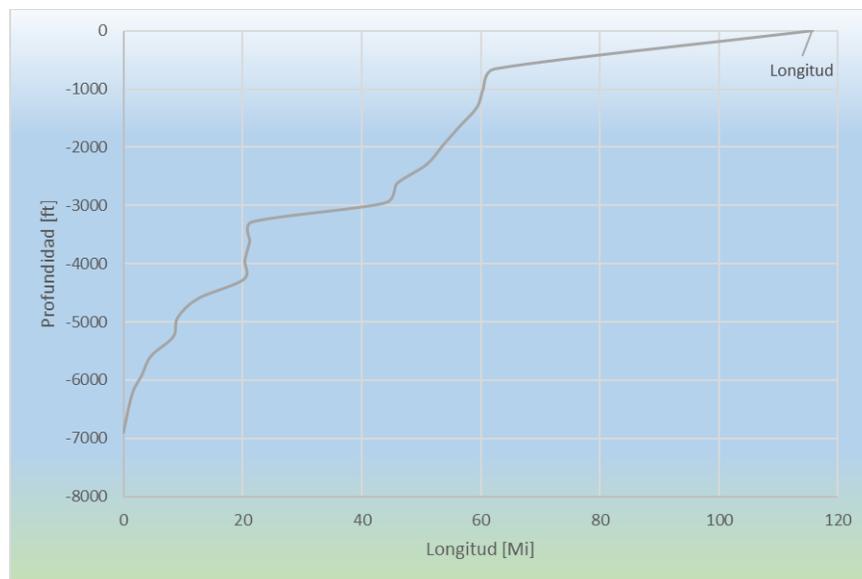


Figura 7 Trayectoria del ducto
Elaboración propia

Otra propiedad del agua del océano que se debe incluir en los cálculos, es la gran capacidad que tiene para disipar el calor; esto, debido a su gigantesca masa y a una propiedad denominada calor específico, que será explicada más adelante.

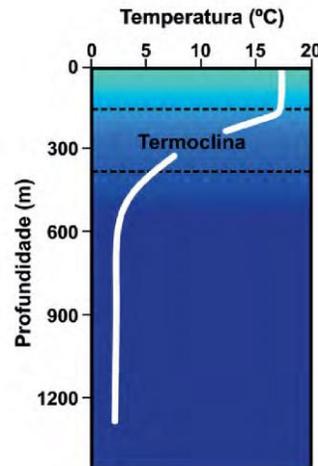


Figura 8 Perfil estándar de temperatura oceánica

Fuente: extraído de (Oliveira, 2021)

Más adelante se abordarán los efectos de exponer los hidrocarburos a bajas temperaturas; por ahora es suficiente saber que son indeseables, peligrosos y costosos de remediar. Los valores de temperatura a diferentes profundidades se muestran en la **Tabla 5**.

Tabla 5 Temperatura del agua del océano a distintas profundidades

Fuente: elaboración propia

Profundidad [m]	T [°C]	Profundidad [ft]	T [°F]
0	21.6	0	71
200	21.1	656.2	70
500	13	1640.5	55.4
1000	5.4	3281	41.7
2000	4.2	6562	39.7
2163.9	3.9	7100	39.2

Corrientes marinas

Las corrientes marinas son desplazamientos horizontales o verticales, ininterrumpidos, de masas de agua generadas por los efectos del viento, el calor, la rotación de la tierra, la fuerza gravitacional de la luna, las diferencias de temperatura y de salinidad, y la topografía del fondo marino (Echeverría Cabodevilla, 2017).

Existen dos tipos de corrientes: superficiales y profundas. Las corrientes superficiales suelen ser impulsadas por el viento. En el hemisferio norte se mueven en sentido horario y en el hemisferio

sur en sentido contrario. A su vez, las corrientes superficiales se subdividen en cálidas y frías. Las primeras abarcan desde los trópicos hasta latitudes altas; las segundas se originan cerca de los polos y fluyen hacia el ecuador.

Las corrientes profundas son causadas por la diferencia de densidad del agua del mar, asociada a las variaciones de temperatura y salinidad, además de la topografía del fondo marino. En el hemisferio norte, el agua de la superficie se enfría con aire muy frío. Esta agua se vuelve más densa que el agua subyacente y hace que se hunda. El hundimiento y transporte de grandes masas de agua fría da lugar a la circulación termohalina, impulsada por los gradientes de densidad.

La velocidad con que se desplaza el agua del océano es un valor que se debe incluir en el diseño de los ductos submarinos, no solo por la fatiga que causa en estos, sino por el aumento en la capacidad del agua para disipar el calor.

Circulación oceánica en el golfo de México

La circulación oceánica en el golfo de México se determina principalmente por la corriente del Lazo y los remolinos que de ella se desprenden. La corriente de Lazo llega al golfo a través del canal de Yucatán (en donde se conoce como la corriente de Yucatán), penetra hacia el noroeste, gira hacia el este, después hacia el sur y nuevamente hacia el este para salir por el estrecho de Florida y formar parte de la corriente del golfo. La zona central del golfo de México, excluyendo las plataformas continentales, está poblada de remolinos en todo momento. Estos remolinos tienen diámetros de hasta 300 kilómetros y corrientes de velocidad mayor a un metro por segundo. Este comportamiento es similar hasta los mil metros de profundidad, pero, en general, las corrientes más profundas son menos intensas que en la superficie. Por debajo de los mil metros las corrientes promedio tienen magnitudes de unos cuantos centímetros por segundo, llegando hasta los diez centímetros por segundo en algunas regiones sobre el talud de la plataforma continental (Herzka, Zaragoza, Peters, & Hernández, 2021). Para los cálculos de este trabajo, la velocidad promedio del fluido del medio ambiente será de un pie por segundo.

1.1.2 Propiedades de los fluidos

Debido a que el diseño del ducto contempla el desplazamiento de flujo multifásico, es necesario caracterizar el comportamiento del aceite, el gas y el agua desde las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (p_y y T_y) hasta las condiciones del separador, ya que las condiciones de diseño se encuentran dentro de ese rango.

Hay que recordar algo muy importante: los análisis pVT definen el comportamiento de las propiedades de los fluidos a una sola temperatura, la cual corresponde a la temperatura del yacimiento; es por eso que se necesita recurrir a correlaciones de propiedades de los fluidos,

desarrolladas por autores como Standing, Oistein, Beggs, Vázquez, Al-Marhoun, entre otros, para definir el comportamiento de los fluidos a diferentes temperaturas.

En la **Tabla 6** se muestran los valores aproximados de las propiedades del aceite que produce Trión.²

*Tabla 6 Propiedades del aceite producido en Trión
Fuente: elaboración propia*

	p [psi]	Rs [ft ³ @c.s./bl@c.s.]	Bo [bl @c.r./bl@c.s.]	μ_o [cP]
1 (p _{ws})	8797.5	596.212604	1.260423	3.49416
2	8280	596.212604	1.2628035	3.339945
3	7762.5	596.212604	1.2652875	3.277845
4	7245	596.212604	1.267875	3.16917
5	6727.5	596.212604	1.270773	3.060495
6	6210	596.212604	1.273671	2.956995
7 (p _b)	5886.045	596.212604	1.275534	2.882475
8	4554	458.60029	1.2276135	3.75291
9	3415.5	3382.5	1.189008	5.250555
10	2380.5	2357.5	1.154232	8.05023
11	1449	1435	1.1241135	13.306995
12	621	615	1.095858	25.072875
13 (p _s)	14.69	0	1.052595	70.725053

1.1.3 Condiciones operativas

Trión es el tercer proyecto de aguas ultraprofundas más importante del mundo. Se estima que su producción comience en el año 2028. Su producción máxima será de 120,000 barriles diarios de aceite negro de 24 °API a 26 °API y 100 millones de pies cúbicos de gas. Al término del contrato, en el año 2052, se habrán recuperado 402 millones de barriles de aceite y 366 mil millones de pies cúbicos de gas. Para los cálculos de este trabajo, la presión a la salida del múltiple de recolección se establece en 212 psi y la temperatura de 180 °F.

² Este análisis pVT se generó con ayuda del director de tesis mediante un modelo de su propiedad, y cuyo funcionamiento se basa, esencialmente, en el análisis de los valores de la relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (Rsi), los grados API y la densidad relativa del gas producido γ_g .

1.2 Secuencia de diseño propuesta

La propuesta de diseño que se va a desarrollar en este trabajo consta, de manera general, de los siguientes pasos

1. Determinar la localización del yacimiento.
2. Determinar la longitud entre la costa y el campo.
3. Determinar la longitud del tirante de agua en el sitio de interés.
4. Estimar la longitud neta a nivel del lecho marino por donde se va a tender el ducto a diseñar, en función de la batimetría del océano.
5. Determinar la tasa de crecimiento de la pendiente.
6. Investigar las condiciones operativas a nivel del lecho marino del sitio de interés (presión y temperatura de recolección y los gastos volumétricos)
7. Obtener el comportamiento de las propiedades de los fluidos mediante un reporte pVT.
8. Definir los valores de presión y temperatura a condiciones de yacimiento y de separación.
9. Programar el comportamiento de las propiedades del aceite en el rango de P_y - P_s y de T_y a T_s .
10. Programar el comportamiento de las propiedades del gas en el rango de P_y - P_s y de T_y a T_s .
11. Programar el comportamiento de las propiedades del agua en el rango de P_y - P_s y de T_y a T_s .
12. Definir el perfil aproximado de temperatura a lo largo del ducto.
13. Emplear las ecuaciones de flujo multifásico para calcular las caídas de presión en el ducto.
14. Calcular, en función de las caídas de presión, las estaciones de bombeo necesarias.
15. Repetir los pasos 13 y 14 efectuando una variación en el diámetro del ducto.
16. Definir el diámetro que reduzca las pérdidas por fricción al mínimo, y obtenga el menor número de estaciones de bombeo.

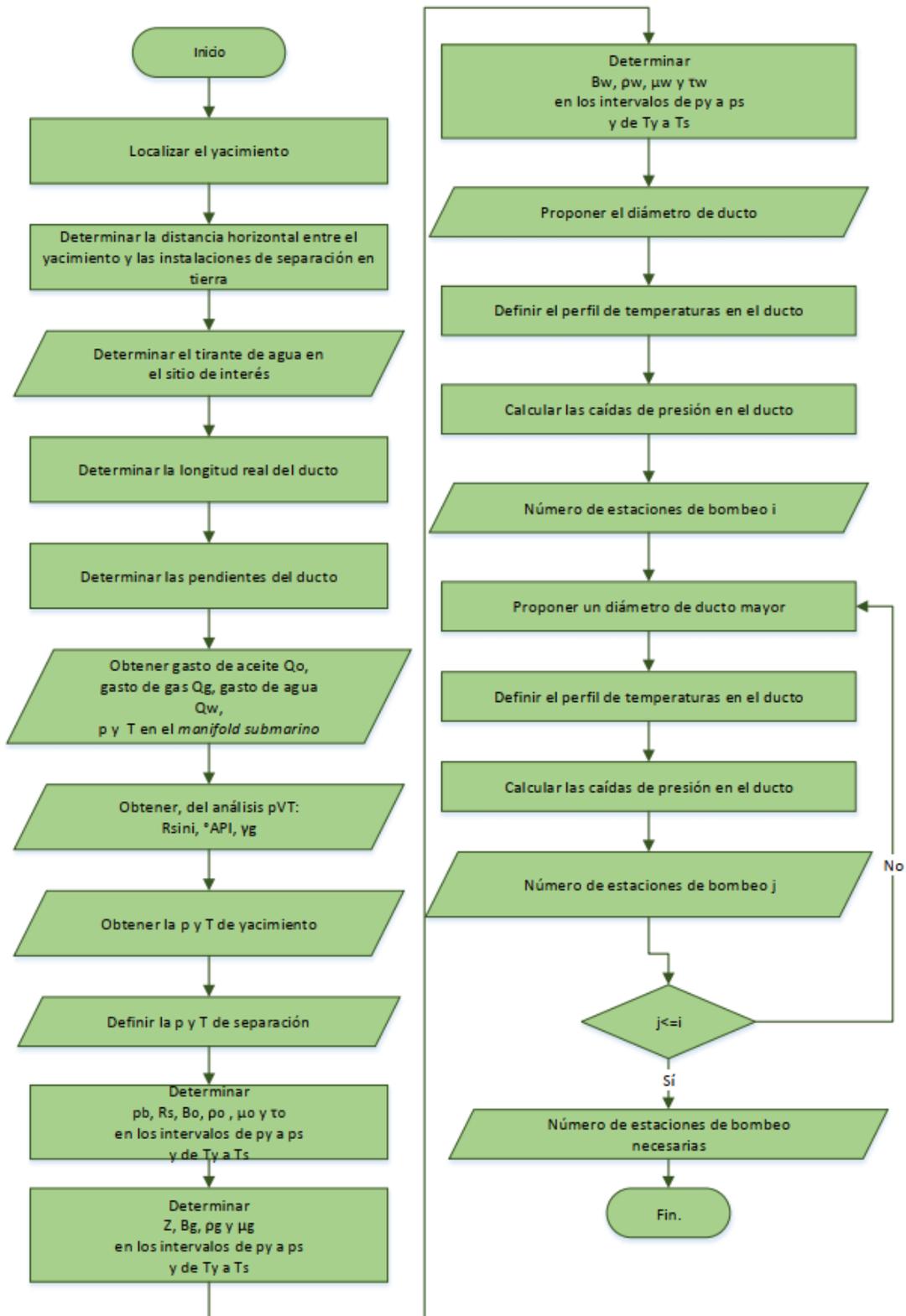


Figura 9 Secuencia de trabajo
Fuente: elaboración propia

1.3 Complejidad computacional asociada al cálculo

La complejidad del cálculo de flujo en la tubería depende del fluido que se transporte y de los fenómenos que se deseen investigar (Valle, Romero, & Cabarcas, 2017). Se debe saber que el estudio del flujo multifásico implica realizar una cantidad considerable de cálculos. Los modelos matemáticos, empleados convenientemente, incrementan la exactitud de los resultados, en la medida que sean tomadas en cuenta todas las variables que intervienen en el desarrollo del fenómeno en el que participan (Garaicochea, Bernal, & López, 1991) En ese sentido, diseñar un ducto de varias millas de longitud por el cual se desplaza una mezcla de hidrocarburos, requiere de conocer las propiedades de la mezcla transportada, que son función de los volúmenes de aceite, gas y agua, cuyas propiedades dependen de los valores de presión y temperatura a las que se encuentren. Por lo anterior, es necesario programar todas las ecuaciones que faciliten, en medida de lo posible, diseñar la línea de transporte.

1.3.1 Lenguajes de programación de alto nivel

Un lenguaje de programación es un conjunto de caracteres y símbolos combinados entre sí, de acuerdo con una sintaxis predefinida que permite dar instrucciones a la computadora (Quintero, 2002). Se clasifican en lenguajes de bajo nivel y de alto nivel.

Los lenguajes de bajo nivel son aquellos que por sus características se encuentran más próximos a la arquitectura de la máquina; en este grupo se engloban el lenguaje máquina y el lenguaje ensamblador.

Los lenguajes de alto nivel son aquellos que, por sus características, se encuentran más próximos al usuario o programador. Ofrecen mayor facilidad en el desarrollo, depuración y mantenimiento de los programas en comparación con los desarrollados con lenguajes de bajo nivel. En este grupo se encuentran lenguajes como Visual Basic, Java y Python.

1.3.2 Uso de Visual Basic en Excel

Existen algunos programas comerciales que permiten simular el flujo de fluidos en corriente multifásica a través de ductos conductores en superficie. Entre ellos se encuentra GAP, desarrollado por Petroleum Experts, y OPGA, desarrollado por Scandpower. En ellos se pueden simular complejas redes de recolección, líneas de conducción que incluyen válvulas, separadores, quemadores de gas, etc. Las ventajas que ofrecen los programas comerciales son realmente sorprendentes. Desafortunadamente tener acceso y emplear esos programas es complicado por cuestiones mayormente económicas.

Es común que los programas mencionados permitan emplear tablas de Excel como fuente de información, y es que, presentar datos en la hoja de cálculo es (y seguirá siendo) realmente práctico. Dentro de Excel existe una herramienta de programación llamada Visual Basic, la cual

es suficientemente robusta para realizar los cálculos que constituyen la teoría del flujo multifásico. Además, satisface la forma en que se desea presentar los resultados de esta investigación para su respectivo análisis. Por lo anterior, por su disponibilidad (se encuentra instalado en prácticamente todas las computadoras), y por la simpleza de su lenguaje de programación, se ha elegido a Visual Basic como herramienta de diseño para este trabajo.

2 Modelado de las propiedades de los fluidos

El análisis pVT es un conjunto de pruebas que permiten medir directamente las propiedades de los fluidos producidos. Entre ellas se encuentran la prueba de expansión a composición constante y la prueba de liberación diferencial.

- La **prueba de expansión a composición constante** consiste, básicamente, en abatir de manera gradual, la presión a la que está sometida una muestra de producción, contenida en una celda visual pVT, manteniendo la temperatura constante. Inicialmente la muestra se encuentra en fase líquida, a temperatura de yacimiento y a presión por encima de la presión de saturación; al disminuir la presión se alcanza un valor para el cual se observa la primera burbuja de gas; dicho valor es la presión de burbuja. Si se continúa abatiendo la presión, se seguirá liberando gas dentro de la celda. Hacia el final del proceso el gas y el aceite ocuparán un determinado volumen según la presión a la que haya finalizado el proceso (**Figura 10**) De esta prueba se obtienen, entre otros datos, la presión de burbuja, el coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite bajosaturado, los factores de compresibilidad del gas y el volumen total de hidrocarburos como función de la presión.
- La **prueba de liberación diferencial** tiene un proceso similar a la prueba de expansión a composición constante, la diferencia es, que después de una determinada reducción de presión, el gas que se ha separado del aceite se extrae de la celda. El proceso se repite a diferentes presiones hasta que solo queda aceite dentro de la celda a presión atmosférica y temperatura de yacimiento. En esta prueba, el aceite dentro de la celda varía en su composición, enriqueciéndose progresivamente de los componentes más pesados. Los datos que se obtienen de la prueba de liberación diferencial son la relación gas disuelto en el aceite (RGA), el factor de volumen del aceite (B_o), la densidad relativa del gas libre, entre otros.

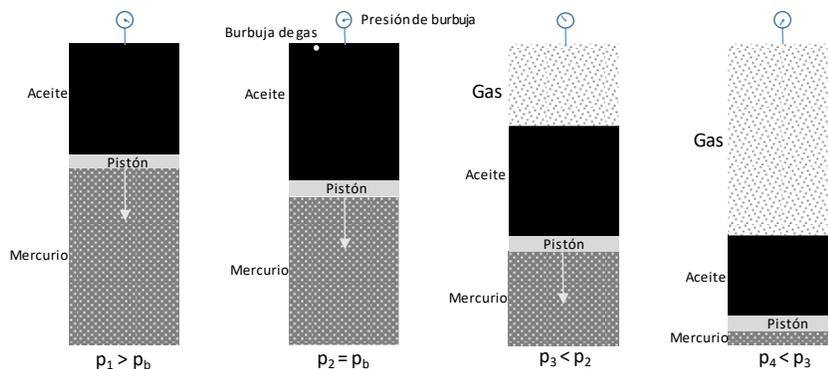


Figura 10 Esquema de la separación instantánea en una celda pVT
Fuente: elaboración propia

Se debe recordar que el análisis pVT es un proceso a temperatura constante (isotérmico) y dista de las condiciones reales en que los hidrocarburos fluyen por las tuberías. Es difícil pensar en realizar análisis pVT a diferentes temperaturas para una muestra de producción. Por lo anterior, para conocer las propiedades de los fluidos a diferentes presiones y temperaturas se utilizan correlaciones, cuando se trata de aceites negros, y análisis composicionales para aceites volátiles y condensados. Hay que remarcar que, al hacer cálculos utilizando correlaciones, lo que se obtiene son resultados muy aproximados a los reales, con errores relativamente pequeños (Garaicochea, 1991).

Las correlaciones se desarrollan a partir de un aceite con características particulares. La elección de la correlación más adecuada para el cálculo de una determinada propiedad será aquella que se aproxime más al valor medido en el análisis pVT, siempre que esté disponible.

A continuación, se presentan las correlaciones utilizadas en el diseño del ducto.

2.1 Ecuaciones constitutivas para el aceite

Para obtener las propiedades del aceite se emplean las siguientes correlaciones:

2.1.1 Ecuaciones para el aceite saturado

Presión de burbuja

La presión de burbuja p_b se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases. Se obtiene de la correlación de Standing:

$$p_b = 18 \left(\frac{R_{si}}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} e^{\left(2.09535 \times 10^{-3} T - 28.78231 \times 10^{-3} API \right)} [\text{psi}] \quad (2.1)$$

Donde:

R_{si} es la relación de solubilidad inicial del gas en el aceite, en $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @c.y.}}{bl_o \text{ @c.y.}} \right]$

γ_{gd} es la densidad relativa del gas disuelto en el aceite

API es la densidad relativa del aceite expresada en $^{\circ}API$ y se calcula con

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (2.2)$$

Donde:

γ_o es la densidad relativa del aceite

Densidad relativa del aceite

La densidad relativa del aceite γ_o se define como la razón de la densidad del aceite respecto a la densidad del agua, ambas medidas a condiciones estándar, es decir, **60 °F** y **14.7 psi**.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (2.3)$$

Donde:

ρ_o es la densidad del aceite en $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

ρ_w es la densidad del agua en $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

Relación de solubilidad

La relación de solubilidad del gas en el aceite R_s se define como el número de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar, que pueden disolverse en un barril de aceite también medido a condiciones estándar, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Se obtiene de la correlación de Standing:

$$R_s = 30.7343 \times 10^{-3} \gamma_{gd} \times p^{1.2048} e^{\left(-2.5245 \times 10^{-3} \times T + 34.677 \times 10^{-3} API\right)} \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas @ c.s.}}{\text{bl @ c.s.}} \right] \quad (2.4)$$

Factor de volumen del aceite

El factor de volumen del aceite B_o se define como el cambio en el volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas en solución. Se obtiene de la correlación de Standing:

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2} \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de aceite @ c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ de aceite @ c.s.}} \right] \quad (2.5)$$

Viscosidad del aceite

En general, la viscosidad de un fluido es la medida de fricción interna o la resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. Para calcular la viscosidad del aceite μ_o primero se debe calcular la viscosidad del aceite libre de gas μ_{od} , también llamado aceite muerto.

La viscosidad del aceite muerto μ_{od} se calcula con la correlación de Beggs y Robinson (1975):

$$\ln(\ln(\mu_{od} + 1)) = 7.816432 - 0.04658 \times API - 1.163 \ln T \quad (2.6)$$

luego, la viscosidad del aceite μ_o se calcula con la correlación de Chew y Connally (1959):

$$\mu_o = \alpha \mu_{od}^\beta [\text{cP}] \quad (2.7)$$

Donde:

$$\alpha = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (2.8)$$

Y

$$\beta = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (2.9)$$

Densidad del aceite

La densidad del aceite ρ_o se define como la relación entre su masa y el volumen que ocupa. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62.428\gamma_o + 0.01362R_s\gamma_{gd}}{B_o} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (2.10)$$

Tensión superficial del aceite

La tensión superficial del aceite σ_o se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. Se calcula con:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 \times T - 0.267 \times API) e^{(-0.0007 p)} \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right] \quad (2.11)$$

2.1.2 Ecuaciones para el aceite bajosaturado

Antes de calcular las propiedades del aceite saturado se debe obtener la presión de burbuja.

Compresibilidad del aceite bajosaturado

La compresibilidad del aceite bajosaturado C_o se emplea para calcular algunas propiedades del aceite bajosaturado y se obtiene con la siguiente ecuación

$$C_o = \frac{(-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gs} + 12.61API)}{(10)^5 p} \left[\frac{\text{pg}^2}{\text{lb}} \right] \quad (2.12)$$

Factor de volumen del aceite bajosaturado

Se calcula con la siguiente expresión:

$$B_o = B_{ob} e^{(-C_o(p-p_b))} \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de aceite @ c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ de aceite @ c.s.}} \right] \quad (2.13)$$

Donde:

B_{ob} es el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja y se puede calcular con la ecuación (2.5)

Densidad del aceite bajosaturado

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{(C_o(p-p_b))} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (2.14)$$

Donde:

ρ_{ob} es la densidad del aceite a la presión de burbuja y se puede calcular con la ecuación (2.10)

Viscosidad del aceite bajosaturado

Se calcula con la siguiente expresión:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m [\text{cP}] \quad (2.15)$$

Donde:

$$m = 2.6 p^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} p)} \quad (2.16)$$

y μ_{ob} es la viscosidad del aceite a la presión de burbuja y se puede calcular con la ecuación (2.7)

2.2 Ecuaciones constitutivas para el gas

Para obtener las propiedades del gas se utilizan las siguientes correlaciones:

Densidad relativa del gas disuelto

La densidad relativa del gas disuelto γ_{gd} se calcula con la correlación de Katz (1942):

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 API) \quad (2.17)$$

Densidad relativa del gas libre

La densidad relativa del gas libre γ_{gf} se calcula con:

$$\gamma_{gf} = \frac{R\gamma_g - R_s\gamma_{gd}}{R - R_s} \quad (2.18)$$

Donde R , la relación gas-aceite producidos, es el volumen de gas producido por cada barril de aceite producido $\left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas @ c.s.}}{\text{bl}_o \text{ @ c.s.}} \right]$

Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas B_g se define como el volumen en pies cúbicos que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de gas a condiciones estándar.

$$B_g = 0.02827 \frac{Z(T + 460)}{p} \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas @ c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ de gas @ c.s.}} \right] \quad (2.19)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad del gas.

Factor de compresibilidad del gas

El factor de compresibilidad del gas Z se define como la razón de un volumen ocupado por un gas real a una determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía si fuese un gas perfecto o ideal. Se calcula con la correlación de Papay (1968):

$$Z = 1 - \frac{3.52 \times p_{pr}}{10^{0.9813 \times T_{pr}}} - \frac{0.274 \times p_{pr}^2}{10^{0.8157 \times T_{pr}}} \quad (2.20)$$

Cuando no se conoce la composición del gas, las propiedades pseudocríticas se pueden estimar basándose en su densidad relativa, y a partir de éstas, se calculan las propiedades pseudoreducidas (Paris, 2010).

Presión y temperaturas pseudocríticas

Las propiedades pseudocríticas P_{pc} y T_{pc} se obtienen del método de Standing y Katz (1942):

$$p_{pc} = 702.5 - 50\gamma_{gf} \quad (2.21)$$

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf} \quad (2.22)$$

Presión y temperatura pseudoreducidas

Las propiedades pseudoreducidas P_{pr} y T_{pr} se obtienen con:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (2.23)$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad (2.24)$$

Donde la temperatura T esta en $^{\circ}F$

Densidad del gas

La densidad del gas ρ_g se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_{gf}}{B_g} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (2.25)$$

Viscosidad del gas

La viscosidad del gas μ_g es, en general, considerablemente más baja que la de un líquido ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Se calcula con la correlación de Lee (1942):

$$\mu_g = \left[\frac{(9.4 + 0.5792 \times \gamma_{gf}) \times (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.24 \times \gamma_{gf} + (T + 460)} \right] \times 10^{-4} e^{-\left[\left(3.5 + \frac{986}{T+460} + 0.2896 \times \gamma_{gf} \right) \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^{\left(2.4 - 0.2 \left(3.5 + \frac{986}{T+460} + 0.2896 \gamma_{gf} \right) \right)} \right]} \quad [\text{cP}] \quad (2.26)$$

2.3 Ecuaciones constitutivas para el agua

Para obtener las propiedades del agua se emplean las siguientes correlaciones:

2.3.1 Ecuaciones para el agua saturada

Factor de volumen del agua

El factor de volumen del agua B_w se calcula con la correlación de McCoy:

$$B_w = \left(0.9947 + 5.8 \times 10^{-6} T + 1.02 \times 10^{-6} T^2 \right) + \left(-4.228 \times 10^{-6} + 1.8376 \times 10^{-8} T - 6.77 \times 10^{-11} T^2 \right) p + \left(1.3 \times 10^{-10} - 1.3855 \times 10^{-12} T + 4.285 \times 10^{-15} T^2 \right) p^2 \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de agua @ c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ de agua @ c.s.}} \right] \quad (2.27)$$

Densidad del agua

La densidad del agua ρ_w es función de su factor de volumen:

$$\rho_w = \frac{62.428}{B_w} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (2.28)$$

Viscosidad del agua

La viscosidad del agua μ_w se calcula con la correlación de Van Wingen:

$$\mu_w = e^{\left(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2\right)} \text{ [cP]} \quad (2.29)$$

Tensión superficial del agua

La tensión superficial del agua σ_w se calcula con:

$$\sigma_w = \left(\frac{280 - T}{206} \right) \left(76 e^{(-0.00025 \times p)} - 52.5 + 0.006 \times p \right) + 52.5 - 0.006 \times p \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right] \quad (2.30)$$

2.3.2 Ecuaciones para el agua bajosaturada

La compresibilidad del agua bajosaturada C_w se obtiene con la siguiente ecuación:

$$C_w = (A + BT + CT^2) 10^{-6} f^* \quad (2.31)$$

Donde:

$$A = 3.8546 - 0.000134p \quad (2.32)$$

$$B = -0.01052 + 4.77p \quad (2.33)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p \quad (2.34)$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-10} R_{sw} \quad (2.35)$$

Donde:

f^* es el factor de corrección por presencia de gas en solución.

R_{sw} es el factor de solubilidad del gas en el agua y se calcula con

$$R_{sw} = 5.6146 \times S \quad (2.36)$$

Donde:

$$S = P'(A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad (2.37)$$

$$P' = 1 - e^{\left(\frac{-p}{2276}\right)} \quad (2.38)$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32) \quad (2.39)$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10} \quad (2.40)$$

Y las constantes son:

$$A = 3.69051$$

$$B = 0.08746$$

$$C = 0.01129$$

$$D = -0.00647$$

Este factor debe corregirse para considerar el efecto de la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$C_{CS} = 1 + (0.0001736T - 0.07703)\% NaCl \quad (2.41)$$

Los rangos de aplicación de esta correlación son:

$$1000 \frac{lb}{pg^2} < p < 6000 \frac{lb}{pg^2}$$

$$80 \text{ } ^\circ F < T < 250 \text{ } ^\circ F$$

$$0 \frac{ft^3}{bl} < R_{sw} < 25 \frac{ft^3}{bl}$$

Densidad del agua bajosaturada

Se determina con la ecuación:

$$\rho_w = \rho_{wb} e^{(C_w(p-p_b))} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right] \quad (2.42)$$

Donde:

ρ_{wb} es la densidad del agua a la presión de saturación y se puede calcular con la ecuación (2.28)

Factor de volumen del agua bajosaturada

Se determina con la siguiente ecuación:

$$B_w = B_{wb} e^{(-C_w(p-p_b))} \left[\frac{ft^3 \text{ de agua @ c.y.}}{ft^3 \text{ de agua @ c.s.}} \right] \quad (2.43)$$

Donde:

B_{wb} es el factor de volumen del agua a la presión de saturación y se puede calcular con la ecuación (2.27)

2.4 Programación del modelo pVT

La secuencia de programación para calcular las propiedades de los fluidos producidos es la siguiente:

1. Obtener la presión y la temperatura en el yacimiento.
2. Establecer la presión y la temperatura de separación.
3. Calcular ΔT .
4. Calcular Δp .
5. Definir el intervalo de presiones.
6. Definir el intervalo de temperaturas.
7. Obtener las propiedades R_{si} , γ_g y $^{\circ}\text{API}$.
8. Obtener cualquier otra propiedad necesaria.
9. Calcular la propiedad de interés en el intervalo de p_y a p_s para cada Δp , a una misma temperatura, con la correlación correspondiente.
10. Repetir el paso anterior para los valores de temperatura en el intervalo de T_y a T_s para cada ΔT .

El comportamiento de las propiedades del aceite, el gas y el agua dependen significativamente de la presión de saturación, ésta se debe obtener antes que cualquier otra propiedad. En la **Figura 11** se muestra la secuencia para su cálculo a diferentes temperaturas.

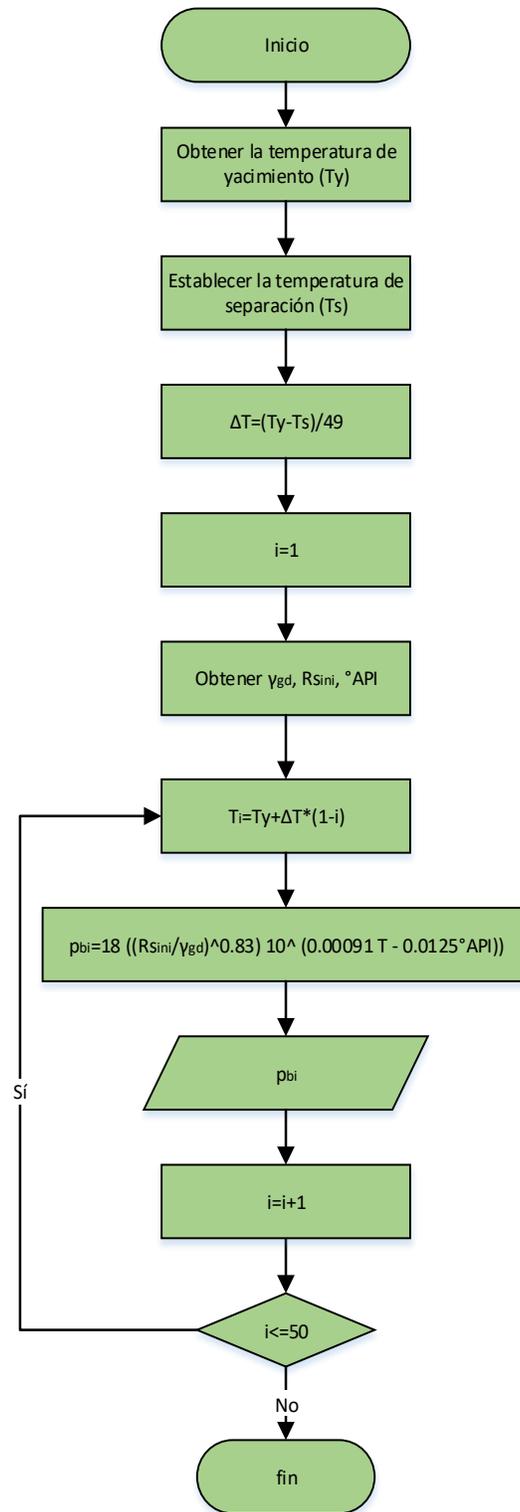


Figura 11 Diagrama de flujo para calcular las presiones de saturación
Fuente: elaboración propia

Otra propiedad muy importante para obtener las propiedades de los fluidos, es la relación de solubilidad del gas en el aceite. Para obtenerla se emplea la secuencia de la **Figura 12**.

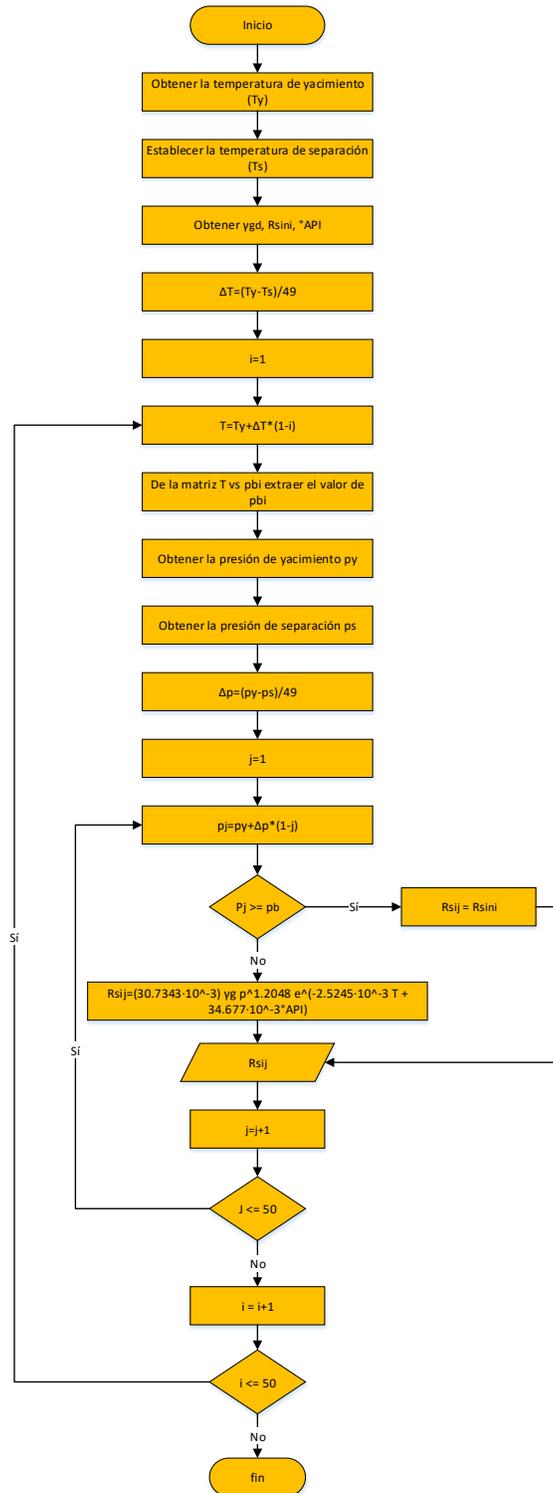


Figura 12 Diagrama de flujo para calcular las relaciones de solubilidad
Fuente: elaboración propia

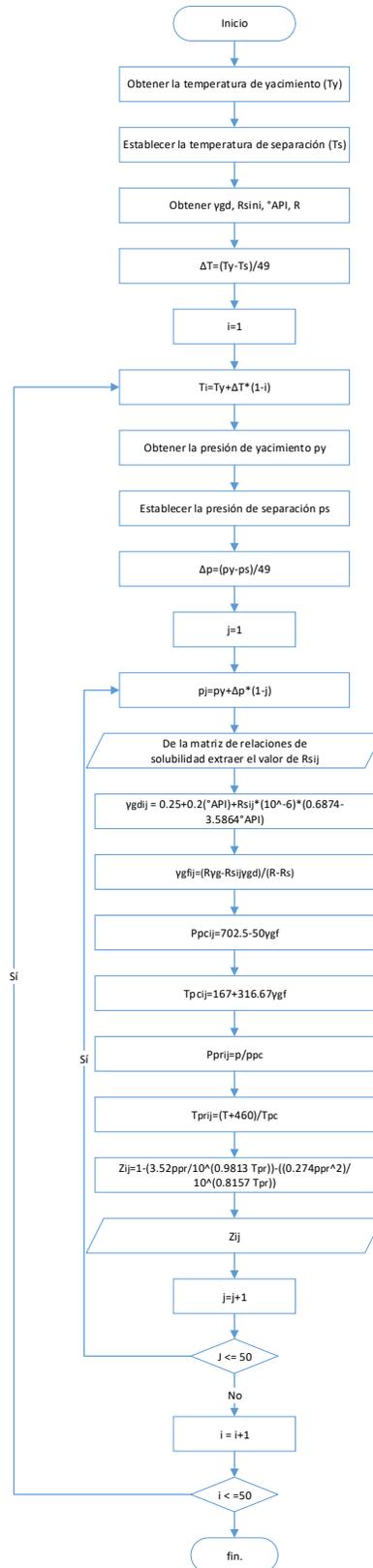


Figura 13 Diagrama de flujo para calcular el factor de compresibilidad del gas
Fuente: elaboración propia

En el cálculo de las propiedades del gas, el factor de compresibilidad es fundamental. Para obtenerlo se emplea la secuencia de la **Figura 13**.

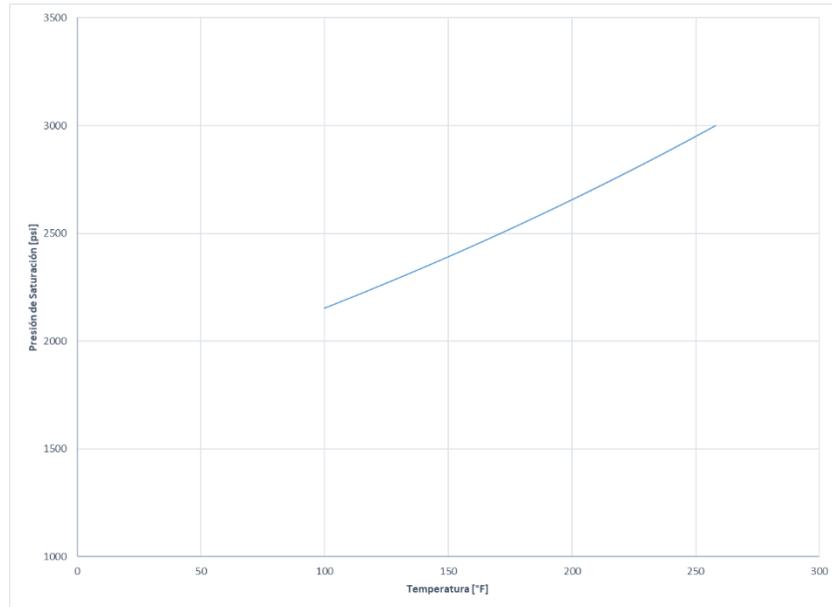
Para calcular las demás propiedades de los fluidos se utilizan diagramas de flujo similares a los anteriormente mostrados, la diferencia es que se utilizan las correlaciones correspondientes.

2.4.1 Comportamiento de las propiedades del aceite.

Empleando las respectivas correlaciones presentadas anteriormente, se obtuvieron los siguientes comportamientos para el aceite:

Presión de saturación

La curva de la **Figura 14** representa los puntos donde la producción pasa de la región de una sola fase, a la región bifásica, en todas y cada una de las temperaturas en el intervalo de T_y a T_s . Con cada disminución en la temperatura, la presión de burbuja también es menor.



*Figura 14 Presiones de saturación en el intervalo de T_y a T_s
Fuente: elaboración propia*

Relación de solubilidad

Los comportamientos de la relación de solubilidad se muestran en la **Figura 15**. En ella se observa que, a presiones por arriba de la presión de burbuja, el aceite ya no puede disolver más gas, por ello se obtiene un valor de R_s constante. Respecto a la temperatura, a temperatura de yacimiento, o cercanas a esta, la región de dos fases se alcanza a una presión considerablemente más alta, comparado con un abatimiento de presión a temperatura de separación, o cercanas a esta.

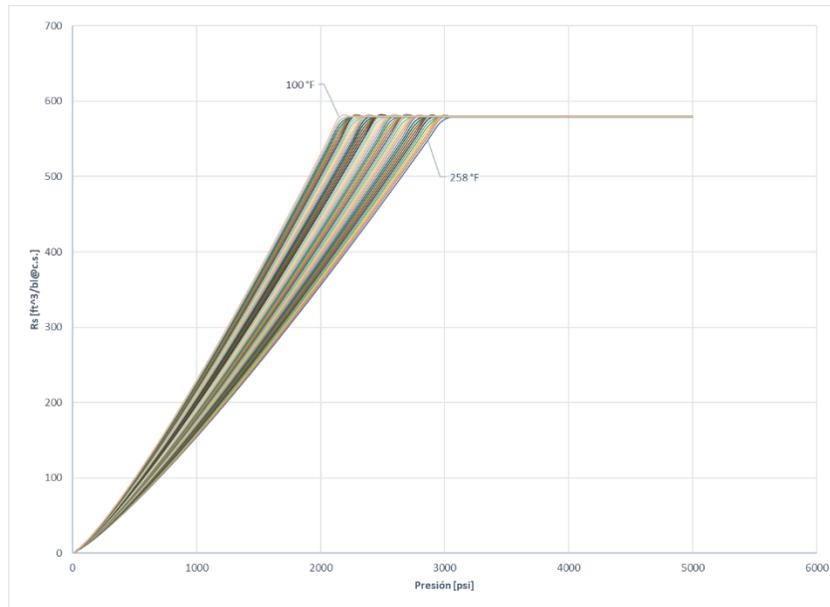


Figura 15 Isotermas de la relación de solubilidad
Fuente: Elaboración propia

Factor de volumen del aceite

En el proceso de abatimiento de presión, a la reducción volumétrica naturalmente esperada hay que agregar una reducción adicional por la diferencia de temperaturas, resultando en una merma considerable. Los comportamientos del factor de volumen del aceite se muestran en la **Figura 16**.

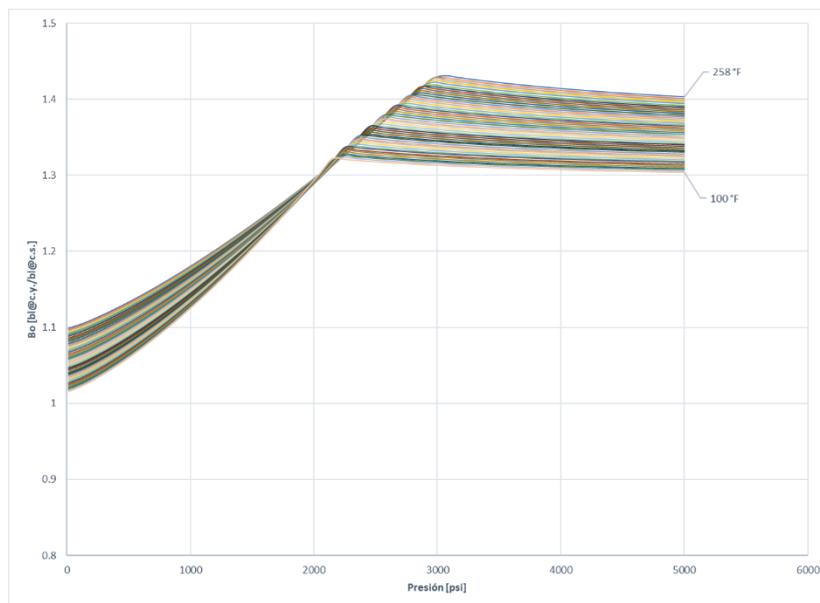
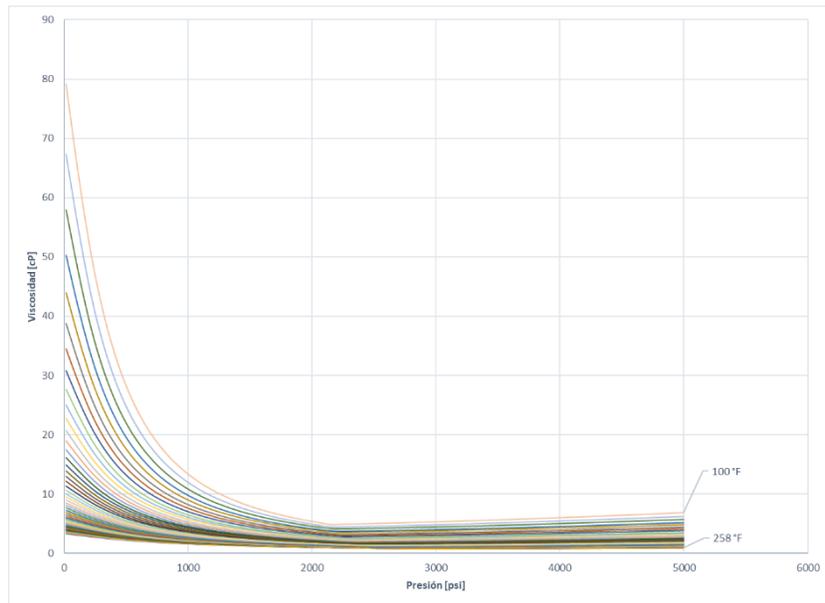


Figura 16 Isotermas del factor de volumen del aceite
Fuente: elaboración propia

Viscosidad del aceite

Al abatirse la presión, si se lograra mantener la temperatura de yacimiento, la viscosidad no sería de más de unos cuantos *cP*; en cambio, si la temperatura desciende a valores cercanos a los **100 °F**, la viscosidad alcanzará valores considerablemente altos, convirtiéndose en una desventaja para el desplazamiento; esto se puede apreciar en la **Figura 17**.



*Figura 17 Isotermas de la viscosidad del aceite
Fuente: elaboración propia*

Densidad del aceite

La densidad disminuye ligeramente al abatir la presión, desde su valor de yacimiento hasta la presión de burbuja. Esto tiene sentido, pues el aceite aumenta ligeramente su volumen por la expansión del gas disuelto en él. A presiones por debajo de la presión de burbuja la densidad aumenta de manera más pronunciada al ir separándose los componentes ligeros del aceite. Respecto a la temperatura, aunque sí existe diferencia al realizar el proceso a temperatura de yacimiento o a temperatura de separación, la realidad es que no hay una diferencia de densidades muy marcada. Los comportamientos de la densidad del aceite se muestran en la **Figura 18**.

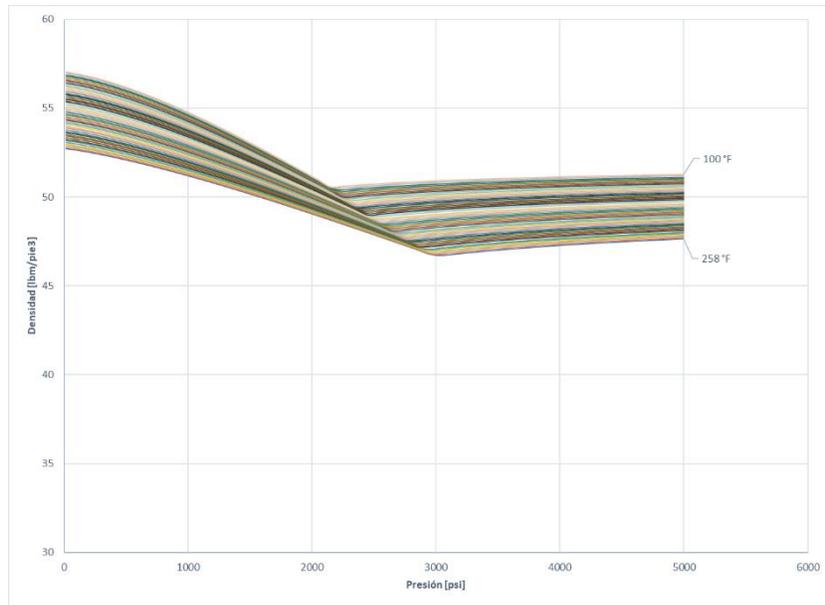


Figura 18 Isothermas de la densidad del aceite
Fuente: elaboración propia

Tensión superficial del aceite

La tensión superficial del aceite es un valor de gran relevancia en los cálculos de flujo multifásico, pero la diferencia entre sus valores, respecto a la temperatura con que se desarrolla el proceso, no es muy grande; Los comportamientos de la tensión superficial del aceite se muestran en la Figura 19.

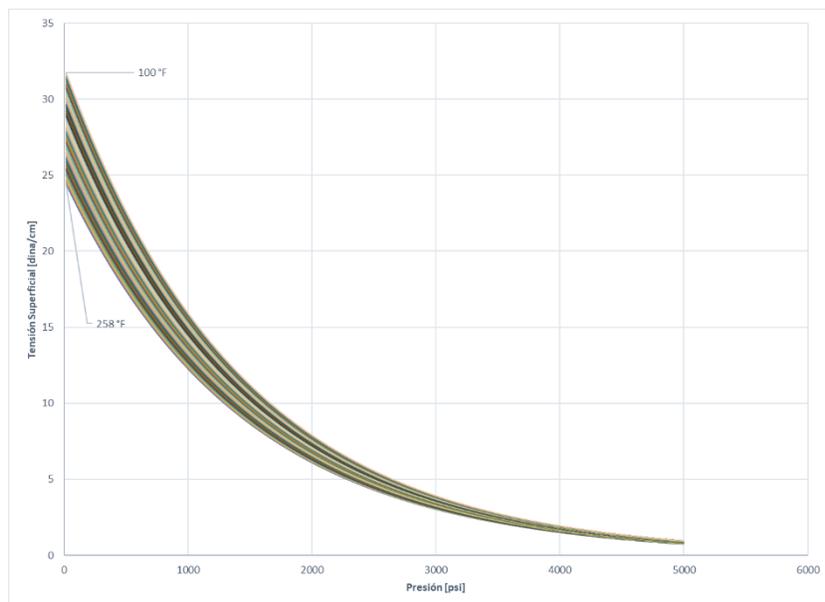


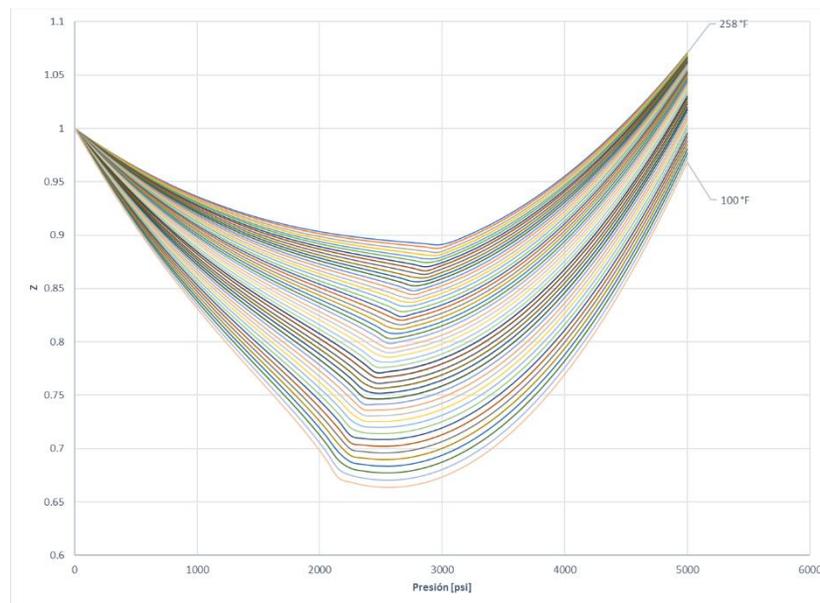
Figura 19 Isothermas de la tensión superficial del aceite
Fuente: elaboración propia

2.4.2 Comportamiento de las propiedades del gas

Empleando las respectivas correlaciones, presentadas anteriormente, se obtuvieron los siguientes comportamientos para el gas:

Factor de compresibilidad del gas

Si el proceso de abatimiento de presión se desarrolla a bajas temperaturas, la fuerza de atracción entre las moléculas del gas será mayor y esto influirá en otras propiedades del gas, por ejemplo, en su densidad. Los comportamientos del factor de compresibilidad del gas se muestran en la **Figura 20**.



*Figura 20 Isotermas del factor de compresibilidad del gas
Fuente: elaboración propia*

Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas tendrá un comportamiento muy similar si el abatimiento de presión se desarrolla a temperaturas cercanas a la del yacimiento o a temperaturas cercanas a las de separación y esto se puede ver en las curvas de la **Figura 21**.

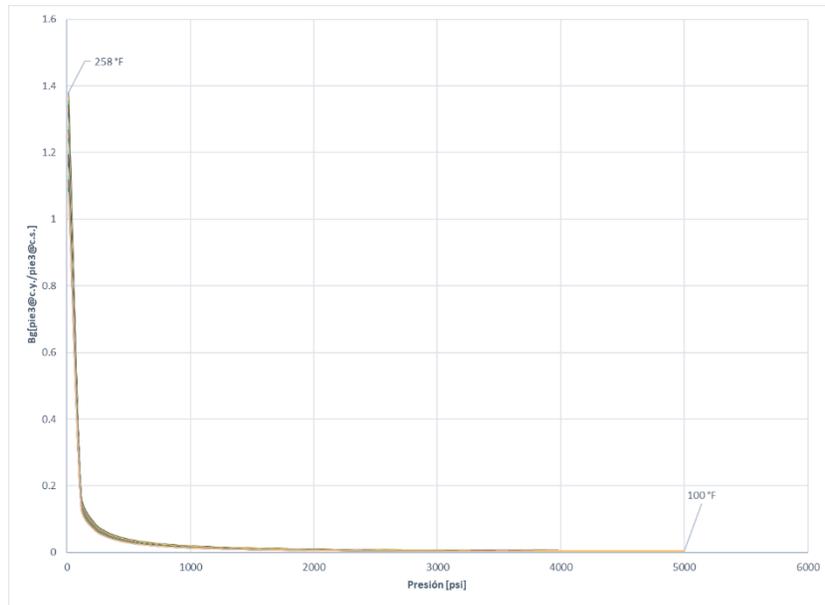


Figura 21 Isotermas del factor de volumen del gas
Fuente: elaboración propia

Densidad del gas

Durante el abatimiento de presión, a bajas temperaturas, el gas es considerablemente más denso, comparado con el gas sometido a la misma presión, pero a temperaturas más altas. Los comportamientos de la densidad del gas se muestran en la **Figura 22**.

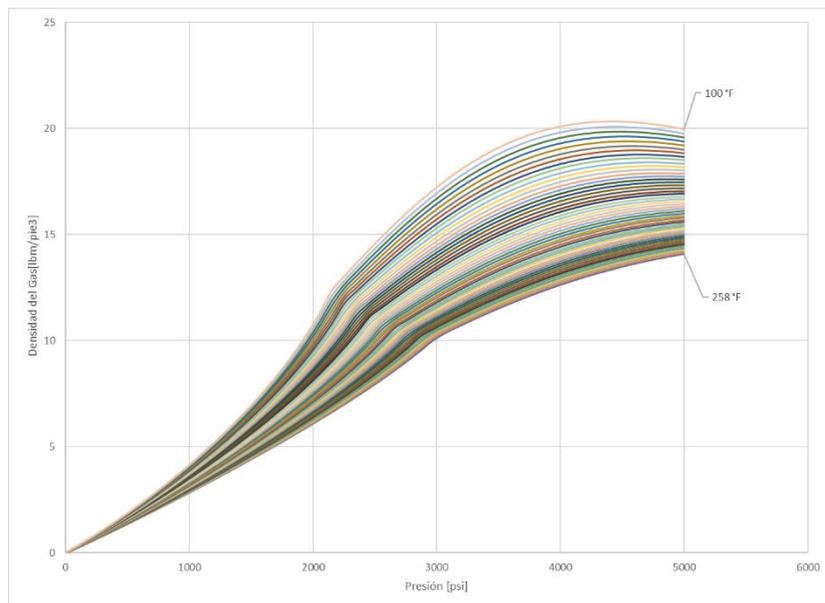
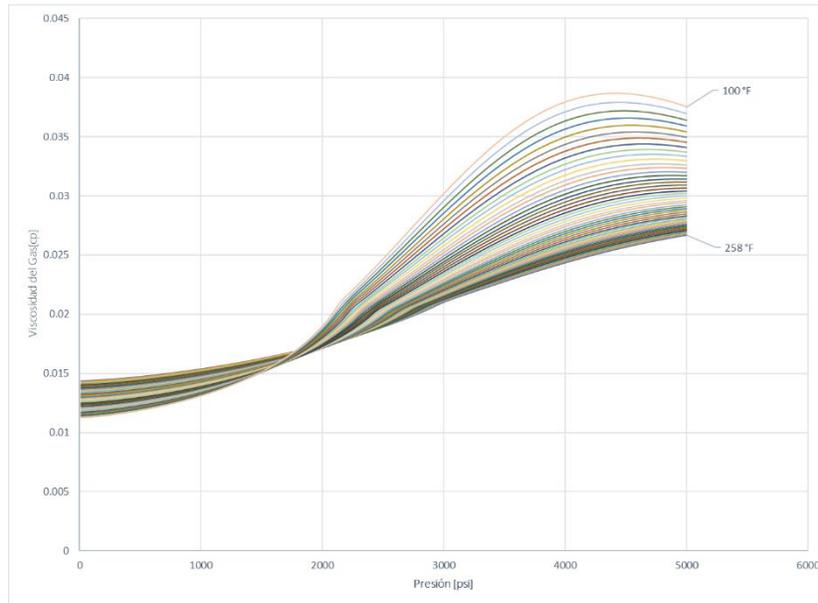


Figura 22 Isotermas de la densidad del gas
Fuente: elaboración propia

Viscosidad del gas

Se sabe que a temperatura constante un abatimiento de presión causará una disminución en la viscosidad del gas; por otro lado, un incremento en la temperatura implicará una disminución en la viscosidad del gas. Para el gas analizado en este trabajo, la variación de la viscosidad del gas con respecto a la temperatura es relativamente pequeña. Los comportamientos de la viscosidad del gas se muestran en la **Figura 23**.



*Figura 23 Isotermas de la viscosidad del gas
Fuente: elaboración propia*

2.4.3 Comportamiento de las propiedades del agua

Empleando las respectivas correlaciones, presentadas anteriormente, se obtuvieron los siguientes comportamientos para el agua:

Factor de volumen del agua

Los comportamientos del factor de volumen del agua se muestran en la **Figura 24**. Como es característico del agua, su factor de volumen tiene un comportamiento inverso al del aceite. La diferencia de valores, al realizar el proceso de abatimiento de presión, a bajas o altas temperaturas, no es muy marcada.

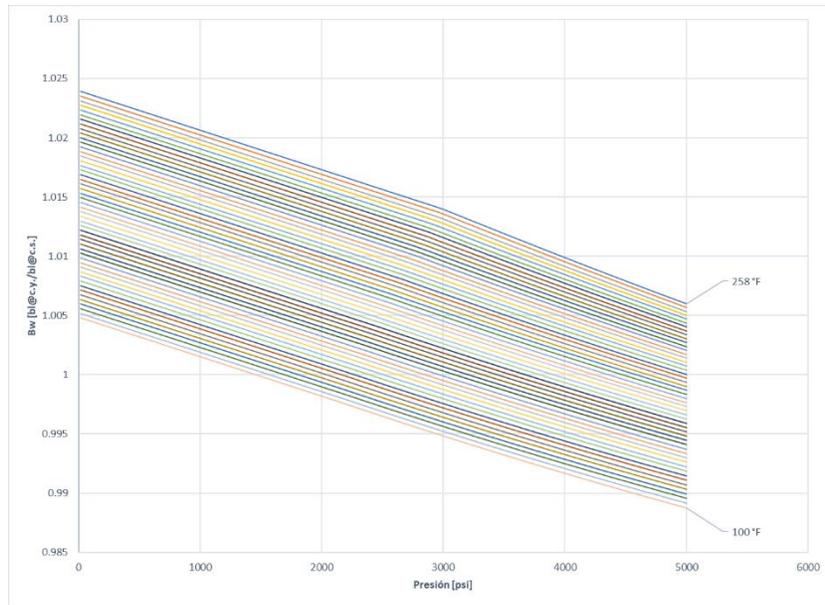


Figura 24 Isotermas del factor de volumen del agua
Fuente: elaboración propia

Densidad del agua

Realizar el proceso de abatimiento de presión a bajas o altas temperaturas no modifica considerablemente los valores de densidad en el agua. Los comportamientos de la densidad de agua se muestran en la **Figura 25**.

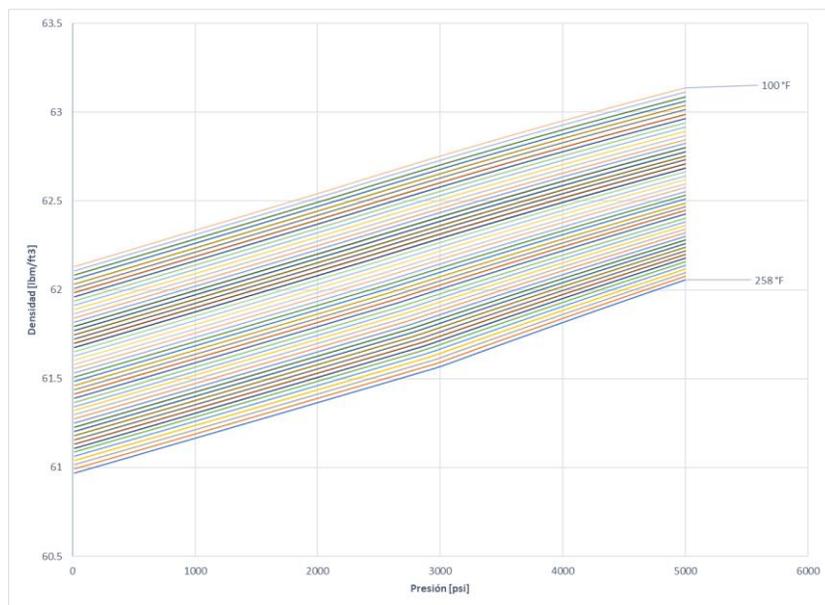


Figura 25 Isotermas de la densidad del agua
Fuente: elaboración propia

Viscosidad del agua

La **Figura 26** muestra el comportamiento promedio de la viscosidad del agua a diferentes presiones.

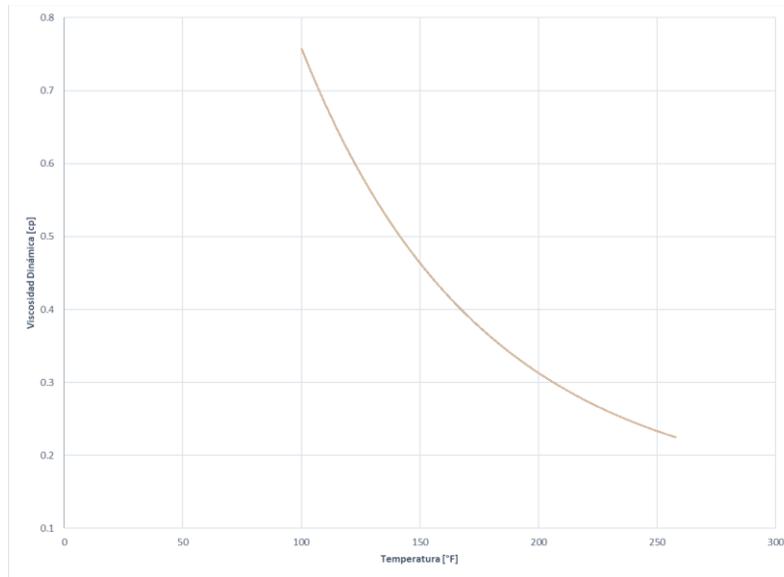


Figura 26 Viscosidad del agua
Fuente: elaboración propia

Tensión superficial del agua

La tensión superficial del agua aumentará significativamente si el abatimiento de presión se realiza a temperaturas cercanas a la de separación, o a temperaturas cercanas a la de yacimiento. Los comportamientos de la tensión superficial del agua se muestran en la **Figura 27**.

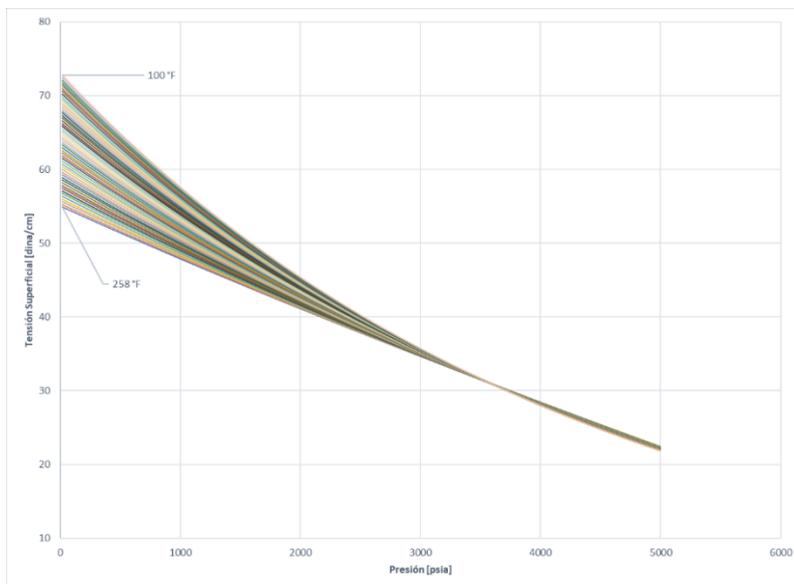


Figura 27 Isotermas de la tensión superficial del agua
Fuente: elaboración propia

3 Modelo termodinámico de la línea

Probablemente la mayor dificultad en el diseño, la construcción y operación de un ducto en aguas profundas, sea superar las temperaturas del agua del fondo oceánico.

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de los yacimientos en aguas profundas debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos. No obstante, la distancia que debe recorrer la producción a lo largo de varias millas no está libre de problemas. Cualquier número de factores, que actúen en forma independiente o en conjunto, puede producir la formación de hidratos, asfaltenos o ceras en las líneas de flujo submarinas. Los depósitos de estos materiales pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento de superficie. (Amin, Riding, Shepler, Smedstad, & Ratulowski, 2005). Antes de diseñar el modelo termodinámico de la línea, es conveniente abordar los problemas asociados a la exposición de hidrocarburos a bajas temperaturas.

La composición básica de los hidrocarburos es relativamente simple. Sin embargo, existe un gran número de formas en que los átomos de compuestos, con similares propiedades físicas y químicas, se pueden combinar (Paris, 2010). Debido a la presencia de miles de compuestos químicos en un crudo, hacer una completa definición de la estructura y composición de cada molécula individual es prácticamente imposible. Para facilitar su estudio se han definido, a partir de su polaridad y solubilidad cuatro fracciones conocidas como SARA, conformadas por los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. De estas fracciones los asfaltenos y las parafinas (saturados) pueden presentar problemas de precipitación y depósito durante la producción y el transporte de hidrocarburos; las otras fracciones son siempre benéficas, ayudan en la solubilidad y facilitan la coexistencia de las fases problema para mantener el equilibrio en el crudo bajo ciertas condiciones termodinámicas.

Parafinas

Las parafinas son parte de los hidrocarburos saturados que se disuelven con los componentes más ligeros del petróleo. Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos, principalmente entre C_{16} y C_{60}^+ con temperaturas de fusión de entre 64 °F (17.7 °C) y 211 °F (100 °C). Son de naturaleza cristalina. Las ceras parafínicas están conformadas aproximadamente por el 90 % de parafinas normales, acompañadas de isoparafinas y, en menor cantidad, por ciclo parafinas, con presencia de resinas, material asfáltico, arena y en ocasiones agua (Ariza, 2011).

El mayor factor del que depende la precipitación de parafinas es la temperatura, pero también influyen la presión, el peso molecular, el punto de fusión, la relación solvente/soluto, así como la presencia y cantidad de materiales como agua, resinas, metales, productos de corrosión y

material asfáltico coloidal. Los sólidos producidos, como son la arena y la arcilla, actúan como centros de nucleación de las parafinas.

La temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (solute) dentro del solvente (crudo sin parafina), por tanto, cuando la temperatura desciende la solubilidad de la parafina disminuye. Cuando el crudo viaja desde el yacimiento a superficie y luego al separador, tiene pérdidas de calor, y cuando se alcanza el punto de cristalización inicia la precipitación y posteriormente el depósito de parafina. Se debe entender la diferencia entre precipitación y depósito. La primera se presenta cuando hay alteración del equilibrio de la solución y la parafina (debido, en mayor medida, por las pérdidas de calor que el crudo experimenta al fluir), iniciando esta su desprendimiento, formando el primer cristal. Si el crudo se sigue enfriando se van formando redes de cristales que, si encuentran un área propicia, se depositan, lo cual puede ocurrir en el fondo del pozo, en la tubería, en equipos o líneas de superficie.

En cuanto a la presión, a valores por encima del punto de burbuja ocurre una expansión del fluido, es decir, se incrementa la solubilidad, lo que conlleva a una disminución en el punto de cristalización. Por debajo del punto de burbuja, el solvente disminuye por la liberación del gas, creando un ambiente favorable para que las moléculas de soluto se junten y pueda ocurrir la precipitación.

Asfaltenos

Los asfaltenos son una de las fracciones no volátiles del petróleo, con un punto de fusión no definido, cuya compleja naturaleza no permite de manera precisa definirlos químicamente. Dado que los problemas operativos causados por los asfaltenos están relacionados con la solubilidad de éstos, resulta conveniente definirlos a partir de criterios de solubilidad; Estos compuestos se separan (precipitan) de la mezcla original mediante la presencia de un solvente no polar, principalmente naftas de petróleo de bajo punto de ebullición, éter de petróleo, pentano, hexano, heptano, entre otros (Padilla & Watt, 2015).

A la presión y temperatura de yacimiento, los asfaltenos se encuentran dispersos en el crudo gracias a la presencia de las resinas, conformando así una estructura micelar. Por lo tanto, el grado de dispersión de los asfaltenos llega a ser alto en petróleos pesados, debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos, en comparación con petróleo liviano.

La precipitación de asfaltenos se da como resultado de las alteraciones ocurridas en las condiciones termodinámicas y operativas del sistema, generando de esta forma la desestabilización del material asfáltico, que se manifiesta cuando las partículas de manera similar caen, rompen la emulsión, chocan y se agregan unas a otras. En esta etapa los flóculos se conservan suspendidos en el crudo y no generan inconvenientes. Pero el aumento de los flóculos forma agregados, que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados por la corriente de

fluido si su velocidad es alta. Finalmente, la depositación ocurre cuando los asfaltenos se adhieren a la formación o a la tubería.

La presión es uno de los factores que más influyen en la precipitación de asfaltenos: a valores por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas, provocando una disminución de los compuestos livianos; esto se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una disminución de la solubilidad de los asfaltenos (Ospino, 2009).

Respecto a la temperatura, cuando esta aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos aumenta también provocando que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si la capacidad de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas en forma de flóculos.

Los factores mecánicos como son la fricción, el cizallamiento, los cambios súbitos de dirección y velocidad en los flujos causados, por ejemplo, por efecto del bombeo, pueden causar también la precipitación de los asfaltenos (Gafanhao, Iglesias, & Delgado, 2008).

Hidratos de gas

Muchos de los componentes que se encuentran comúnmente en el gas natural, en combinación con el agua, forman hidratos. Uno de los problemas en la producción, procesamiento y transporte de gas natural y líquidos derivados del gas natural es la formación de hidratos. Por lo general, las acumulaciones de hidratos causan problemas: en una tubería multifásica, las acumulaciones obstruyen la línea y dañan los equipos.

Los hidratos son compuestos sólidos cristalinos formados a partir de agua y moléculas más pequeñas. Son un subconjunto de compuestos conocidos como clatratos o compuestos de inclusión. Un compuesto de clatrato es aquel en el que una molécula de una sustancia está encerrada en una estructura construida a partir de moléculas de otra sustancia. Las moléculas de agua se denominan moléculas anfitrionas y los demás compuestos, que estabilizan el cristal, se denominan moléculas huésped. Los cristales de hidratos tienen estructuras tridimensionales complejas en las que las moléculas de agua forman una jaula y las moléculas huésped quedan atrapadas en las jaulas (Carroll, 2002).

La formación de un hidrato requiere las siguientes tres condiciones:

1. La combinación correcta de temperatura y presión; la formación de hidratos se ve favorecida por bajas temperaturas y altas presiones.
2. Un formador de hidratos, como son el metano, el etano y el dióxido de carbono.
3. La cantidad adecuada de agua.

Como se señaló, la baja temperatura y la alta presión favorecen la formación de hidratos. La temperatura y la presión exactas dependen de la composición del gas, sin embargo, los hidratos se forman a temperaturas superiores a 0 °C (32 °F) el punto de congelación del agua.

Para evitar la formación de hidratos, basta con eliminar una de las tres condiciones mencionadas anteriormente. Normalmente no podemos eliminar los formadores de hidratos de la mezcla, pues en el caso del gas natural, los formadores de hidratos son un producto deseado. Por lo tanto, los hidratos se atacan abordando las otras dos consideraciones.

La formación de hidratos se favorece en regiones donde la velocidad del fluido es alta. Esto hace que las válvulas de estrangulamiento sean particularmente susceptibles a la formación de hidratos, en parte, porque hay una caída de temperatura significativa cuando el gas natural se estrangula a través de una válvula debido al efecto Joule-Thomson; y, además, porque la velocidad es alta debido al estrechamiento de la válvula.

El agua libre no es necesaria para la formación de hidratos, pero su presencia, ciertamente, mejora la formación de estos.

Los comportamientos de la precipitación de asfaltenos, ceras e hidratos se determinan en los laboratorios a partir de muestras recolectadas en el fondo del pozo. Los resultados indican los rangos de operación que requieren mitigación. La **Figura 28** muestra el diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero en aguas profundas del golfo de México; en él, el petróleo sigue una trayectoria a lo largo de una línea de temperatura y presión que decrece en forma sostenida a medida que éste se desplaza desde el yacimiento A, hacia la línea de flujo F. Las caídas de temperatura y presión hacen que el asfalteno se separe de la solución B, cuando el petróleo atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior). A continuación, comienza a formarse la cera C, cuando el petróleo cruza la línea de temperatura de aparición de la cera (WAT, por sus siglas en inglés). Luego, ingresa en el rango de los hidratos D, antes de atravesar la línea correspondiente a su punto de burbujeo E. Más allá de esta línea, los hidrocarburos más livianos son liberados como gases para formar un fluido bifásico antes de alcanzar, finalmente, la línea de flujo F (Amin, Riding, Shepler, Smedstad, & Ratulowski, 2005)

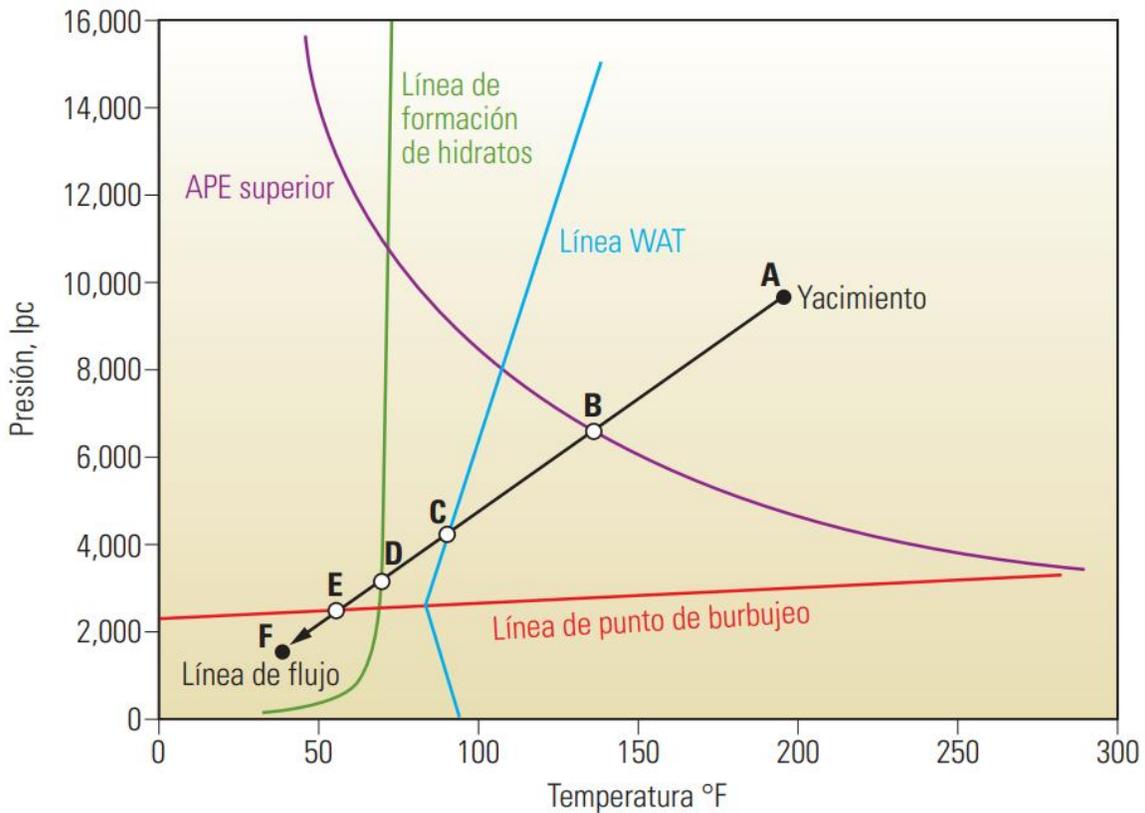


Figura 28 Diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero en aguas profundas del golfo de México
Fuente: extraído de (Amin, Riding, Shepler, Smedstad, & Ratulowski, 2005)

En este punto se debe notar que, antes de alcanzar los equipos de recolección, parafinas, asfaltenos e hidratos, ya se han precipitado en la corriente de hidrocarburos, es decir, la precipitación no es un problema que nazca en las líneas de conducción. Por otra parte, los sólidos encuentran en la conducción de hidrocarburos un escenario propicio para su acumulación: una imperfección en la tubería, un punto de soldadura, un accesorio de tubería (un codo, una T, una válvula, etc.), el limo, las incrustaciones, la suciedad y la arena; todos representan un buen sitio para la nucleación.

La acumulación de sólidos en tuberías y ductos se puede prevenir, hasta cierto punto, si se conocen y atienden las causas que la provocan. No obstante, es indispensable incluir en el diseño equipos que permitan eliminar las obstrucciones mediante alguna técnica. Ya que no es posible llevar a cabo corridas de diablo a esas profundidades, se debe pensar en inyectar algún inhibidor a la corriente multifásica.

3.1 Ecuación del perfil de temperatura en una línea submarina

En esta sección se muestran las ecuaciones para calcular la temperatura de la producción en cualquier sección del ducto que la conduce.

Para calcular la distribución de la temperatura a lo largo de una tubería submarina, se emplea la ecuación desarrollada por Henry Ramey (Ramey, 1962), diseñada originalmente para pozos inyectores:³

$$T(L, t) = g_G L + T_{es} - g_G A + (T_{fs} + g_G A - T_{es}) e^{\left(-\frac{L}{A}\right)} \text{ [}^\circ\text{F]} \quad (3.1)$$

Donde:

g_g es el gradiente geotérmico en $\left[\frac{^\circ\text{F}}{\text{ft}}\right]$

T_{es} es la temperatura del suelo en superficie en $[\text{}^\circ\text{F}]$

T_{fs} es la temperatura de los fluidos inyectados, en superficie $[\text{}^\circ\text{F}]$

Para aplicar la ecuación (3.1) a una tubería submarina, se deben hacer algunas adaptaciones: el gradiente térmico corresponde al del agua del océano; la temperatura, es la del agua o la del lecho marino; y la temperatura de los fluidos inyectados, es la de la producción.

La variable A , por su parte, agrupa propiedades físicas de la producción, del ducto y del entorno:

$$A = W_m C_{fm} \frac{(k_{he} + r_{ii} U \times f(t))}{(2\pi r_{ii} k_{he} U)} \text{ [ft]} \quad (3.2)$$

A continuación, se explican sus términos.

Calor específico de la mezcla de hidrocarburos

El calor específico de una sustancia se define como "la cantidad de calor que se debe suministrar a la unidad de masa de una sustancia para incrementar su temperatura en un grado". Para este caso en particular, la sustancia es una mezcla multifásica, y su calor específico C_{fm} se calcula ponderando el calor específico de cada fase:

$$C_{fm} = \frac{(C_{fo} W_o + C_{fw} W_w + C_{fg} W_g)}{W_m} \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ }^\circ\text{F}} \right] \quad (3.3)$$

Calor específico del aceite

El calor específico del aceite C_{fo} se calcula a partir de su densidad relativa:

³ El desarrollo de esta ecuación se muestra en el Anexo 2 de este trabajo.

$$C_{fo} = \frac{(0.388 + 0.00045T)}{\gamma_o^{0.5}} \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ } ^\circ\text{F}} \right] \quad (3.4)$$

Calor específico del agua

El calor específico del agua C_{fw} es función solo de la temperatura:

$$C_{fw} = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4} T + 1.79 \times 10^{-6} T^2 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ } ^\circ\text{F}} \right] \quad (3.5)$$

Calor específico del gas

El calor específico del gas natural a presión constante C_{fg} , se obtienen de ecuaciones de estado. Sin embargo, es posible obtenerlos del ajuste analítico a la gráfica de J. Campbell (Campbell, 1984) para gas natural, que, para densidad relativa de entre 0.6 a 0.75, se calcula con:

$$\begin{aligned} C_{fg} = & 0.4298 + 4.038 \times 10^{-4} p + 4.91 \times 10^{-8} p^2 - 3.57 \times 10^{-11} p^3 + \\ & (1.0016 \times 10^{-3} - 3.6787 \times 10^{-6} p - 3 \times 10^{-10} p^2 + 3.4893 \times 10^{-13} p^3) T + \\ & (-2.7674 \times 10^{-6} + 1.18 \times 10^{-8} p + 2.5566 \times 10^{-12} p^2 - 1.6099 \times 10^{-15} p^3) T^2 + \\ & (4.5 \times 10^{-9} - 1.32522 \times 10^{-11} p - 4.7895 \times 10^{-15} p^2 + 2.3605 \times 10^{-18} p^3) T^3 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ } ^\circ\text{F}} \right] \end{aligned} \quad (3.6)$$

Calor específico del agua del océano

El calor específico del agua del océano, a salinidad de 3.5 %. y $32 \text{ } ^\circ\text{F}$ tiene un valor de $0.93 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ } ^\circ\text{F}} \right]$; a $68 \text{ } ^\circ\text{F}$ tiene un valor de $0.94 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}_m \text{ } ^\circ\text{F}} \right]$.

Gasto másico de la mezcla de hidrocarburos

El gasto másico de la mezcla multifásica W_m , es la suma de los gastos de cada fase

$$W_m = W_o + W_g + W_w \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{día}} \right] \quad (3.7)$$

Gasto másico del aceite

El gasto másico de aceite W_o , se calcula con:

$$W_o = 5.615 \rho_o q_o B_o \left[\frac{\text{lb}_m \text{ de aceite}}{\text{día}} \right] \quad (3.8)$$

Gasto másico del gas

El gasto másico de gas W_g , se calcula con:

$$W_g = \rho_g q_o (R - R_s) B_g \left[\frac{\text{lb}_m \text{ de gas}}{\text{día}} \right] \quad (3.9)$$

Gasto másico de agua

El gasto másico de agua W_w , se calcula con

$$W_w = 5.615 \rho_w q_w B_w \left[\frac{\text{lb}_m \text{ de agua}}{\text{día}} \right] \quad (3.10)$$

Transferencia de calor

Para establecer el sistema termodinámico que se va a analizar en este trabajo, se debe recordar que, calor, es la transferencia de energía a través de la frontera de un sistema debido a una diferencia de temperatura entre el sistema y sus alrededores. Para este caso, el sistema está conformado por la producción, la frontera es el ducto que la conduce y el rededor es el agua del océano o el lecho marino. La transferencia de energía mencionada en la definición se realiza de tres formas: conducción, convección y radiación; las ecuaciones empleadas en el perfil de temperaturas de este trabajo involucran solo a las dos primeras formas.

Transferencia de calor por conducción

La transferencia de calor por conducción se presenta en sólidos y líquidos en reposo, por comunicación molecular directa, como un intercambio de energía cinética entre las partículas microscópicas (átomos, moléculas y electrones libres).

La conductividad térmica de los materiales k_h es una constante de proporcionalidad en la Ley de Fourier, que determina la transferencia de calor por conducción.

$$Q = -k_h A \frac{dT}{dx} \quad (3.11)$$

Donde:

A es el área del sólido con el cual interactúa el fluido.

En general, las sustancias que son buenas conductoras térmicas tienen valores altos de conductividad térmica; Los buenos aislantes térmicos tienen valores de conductividad térmica bajos. La **Tabla 7** muestra valores de conductividad térmica de diferentes materiales.

Transferencia de calor por convección

La transferencia de calor por convección es propia de los fluidos en movimiento que interactúan con una superficie sólida. La velocidad de transferencia de energía del sistema al fluido puede calcularse con la ley de enfriamiento de Newton:

$$Q = hA(T_s - T_f) \quad (3.12)$$

Donde:

T_s es la temperatura de la superficie sólida;

T_f es la temperatura del fluido.

h es el coeficiente de transferencia de calor por convección se puede obtener analíticamente de las correlaciones de McAdams y Fand; ambas correlaciones son empleadas para determinar el número de Nusselt⁴ y se expondrán más adelante.

Tabla 7 Conductividad térmica de diferentes materiales

Material	Conductividad térmica K_h [Btu/día·pie·°F]
Acero	600
Agua de mar	9.43
Aceite	1.896
Concreto	24.128
Neopreno	3.48
Poliestireno	2.16
Espuma de Poliestireno	0.432
Polietileno	5.04
Polipropileno	3.12
Poliuretano	1.68
Espuma de Poliuretano	0.408
PVC	2.64
Espuma de PVC	0.552

Coficiente de transferencia de calor total

El coeficiente de transferencia de calor total agrupa las formas (conducción y convección) en que se transfiere el calor del sistema al entorno. Se representa con la letra U y se define como el valor de la resistencia térmica al flujo de calor entre el fluido, la tubería y el medio ambiente que la rodea (Garaicochea, Bernal, & López, 1991). Su valor depende del coeficiente de transferencia de calor de la película interior h , del fluido transportado en la tubería, del coeficiente de transferencia de calor de la película exterior h_o , del fluido que rodea la tubería, y de las características

⁴ El número de Nusselt (Nu) es la relación entre la transferencia de calor por convección respecto a la transferencia de calor por conducción, a través de un límite. Indica cuánto aumenta la transferencia de calor por convección y conducción, comparado con si solo se realizara por conducción.

termofísicas del material de la tubería, de los recubrimientos y del suelo, como se muestra en la Figura 29.



Figura 29 Parámetros para determinar U
Fuente: modificado de (Garaicochea, Bernal, & López, 1991)

Coeficiente de transferencia de calor de la película interior

El coeficiente de transferencia de calor de la película interior h , se puede estimar con la correlación de McAdams (1954), a partir del número de Reynolds y del número de Prandtl (Pr):

$$N_u = \frac{hd}{k_{hf}} = 0.023 N_{Re}^{0.8} Pr^{0.4} \quad (3.13)$$

Donde el número de Reynolds se calcula con la ecuación (4.32) y el número de Prandtl con:

$$Pr = 58.06 \frac{C_f \mu_f}{k_{hf}} \quad (3.14)$$

Y las propiedades corresponden al flujo al interior de la tubería.

Coeficiente de transferencia de calor de la película exterior

De forma similar, el coeficiente de transferencia de calor de la película exterior h_o se puede estimar con la correlación de Fand (1965):

$$N_u = \frac{h_o d}{12k_{hf}} = (0.35 + 0.56 N_{Re}^{0.52}) Pr^{0.3} \quad (3.15)$$

Y las propiedades se determinan a la temperatura promedio del fluido que rodea la tubería y del fluido que conduce la tubería. Para el número de Reynolds se usa la velocidad promedio, perpendicular a la tubería, del fluido que la rodea.

El coeficiente de transferencia de calor total, para una tubería submarina, se calcula con la siguiente expresión:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h} + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{1}{h_o} \left[\frac{\text{día ft}^2 \text{°F}}{\text{Btu}} \right] \quad (3.16)$$

Donde X_t y X_r son los espesores de la tubería de acero y del recubrimiento, respectivamente, ambas en $[ft]$; k_{hs} y k_{hc} son la conductividad térmica del acero y la del recubrimiento, respectivamente, ambas en $\left[\frac{\text{Btu}}{\text{día ft °F}} \right]$

Al obtener el valor de U , se observa que a valores bajos se incrementa la linealidad del perfil de temperatura, como se ejemplifica en la **Figura 30**.

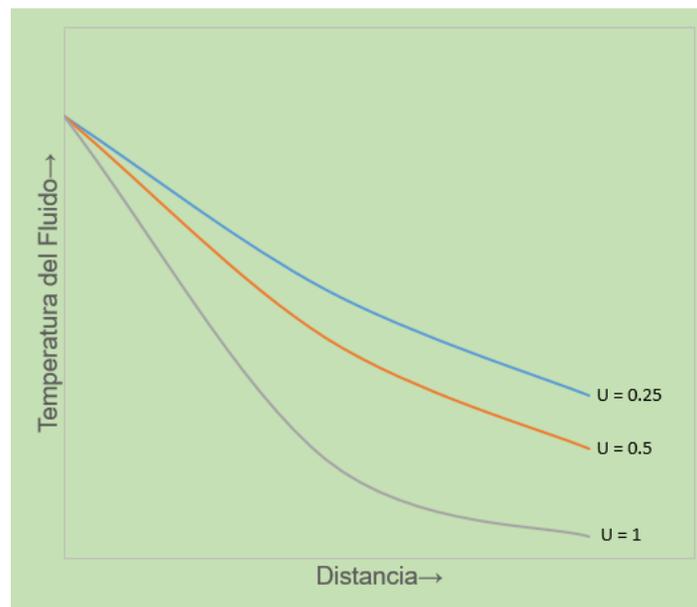


Figura 30 Efecto del coeficiente de transferencia de calor total (U) sobre el perfil de temperaturas de un fluido
Fuente: modificado de (Garaicochea, Bernal, & López, 1991)

La Función $f(t)$

La ecuación (3.1) es función de la longitud, pero también lo es del tiempo. La función del tiempo $f(t)$ está dentro de la variable A , y para determinarla se emplea una simplificación (Romero-Juarez, 1979) del modelo desarrollado por Ramey:

$$Y = 552 \frac{t}{d_{ce}^2} \left[\frac{\text{días}}{\text{pg}^2} \right] \quad (3.17)$$

Donde:

d_{ce} es el diámetro externo de la tubería, o del recubrimiento, si lo hay.

Después:

$$x = 0.313331 \log(Y) - 0.06 (\log Y)^2 + 0.006666 (\log Y)^3 \quad (3.18)$$

Ahora se puede obtener la función $f(t)$:

$$f(t) = 10^x \quad (3.19)$$

La función $f(t)$ es confiable para tiempos menores a 400 días.

Gradiente Térmico

El gradiente térmico es la variación de la temperatura con respecto a la distancia. La ecuación (3.1) involucra al gradiente geotérmico, que es el incremento de la temperatura por unidad de profundidad en la Tierra; en el diseño del ducto submarino hay que reemplazarlo por el gradiente térmico del agua del océano. La gráfica de la temperatura contra la profundidad, como se explicó anteriormente, no tiene comportamiento lineal de principio a fin, sino que tiene diferentes pendientes, según el intervalo analizado.

En las simulaciones de flujo, las propiedades de los hidrocarburos se medirán milla a milla, al igual que las caídas de presión; esto deja a la longitud como variable independiente única. Debido ello, es necesario establecer a la temperatura como función de la longitud.

En la **Figura 31** se muestra la gráfica profundidad vs. longitud; Si en la misma gráfica se marcan los valores de la temperatura (Tabla 5), que es función de la profundidad, es posible trazar el comportamiento de la temperatura, pero ahora como función de la longitud.

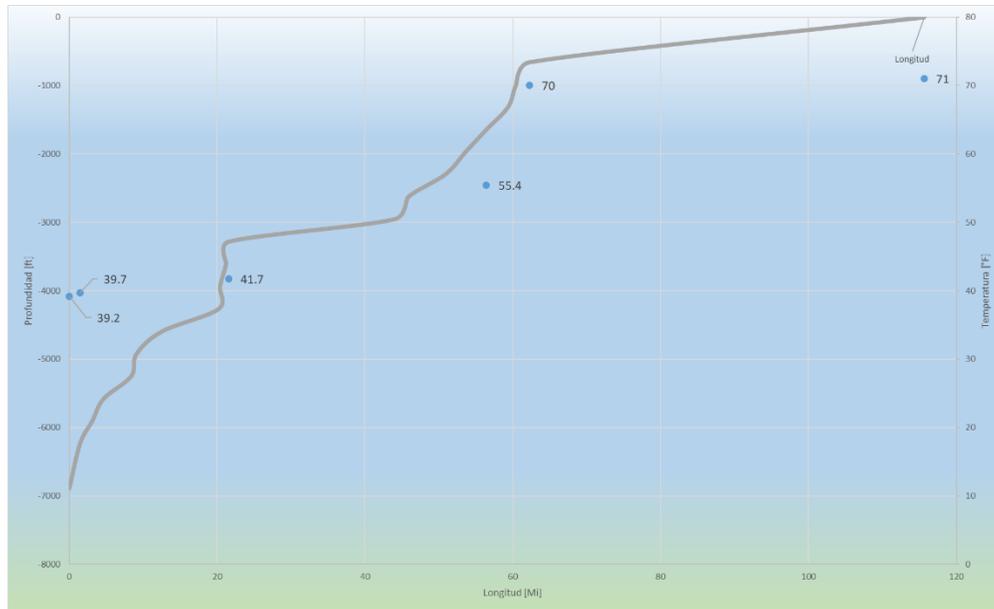


Figura 31 Valores de temperatura en la gráfica profundidad vs, longitud
Fuente: elaboración propia

Ahora, es necesario obtener la expresión analítica del gradiente de temperatura del agua del océano. Por lo irregular de la curva, las regresiones polinómicas se alejan mucho del comportamiento real. La propuesta es buscar, entre las gráficas de polinomios de diferentes grados, aquella que más se asemeje a la gráfica temperatura vs. longitud.

Si se ve detenidamente, la curva de temperatura tiene similitud a la gráfica de la función raíz cúbica, cuya ecuación es:

$$y = a(x - h)^{\frac{1}{3}} + k \quad (3.20)$$

Donde **h** y **k** son los valores que conforman el punto de inflexión de la curva, y **a** es la amplitud de la curva.

A longitud de 56.43 millas y temperatura de 55 °F se encuentra el punto de inflexión de la gráfica temperatura vs. longitud. Reemplazando a **x** por la longitud **L** como variable independiente, y ampliando la curva, se obtiene la función de la temperatura que se empleará en los cálculos:

$$T_{ow} = 4(L - 56.4381)^{\frac{1}{3}} + 53[°F] \quad (3.21)$$

Donde:

T_{ow} es la temperatura del agua del océano.

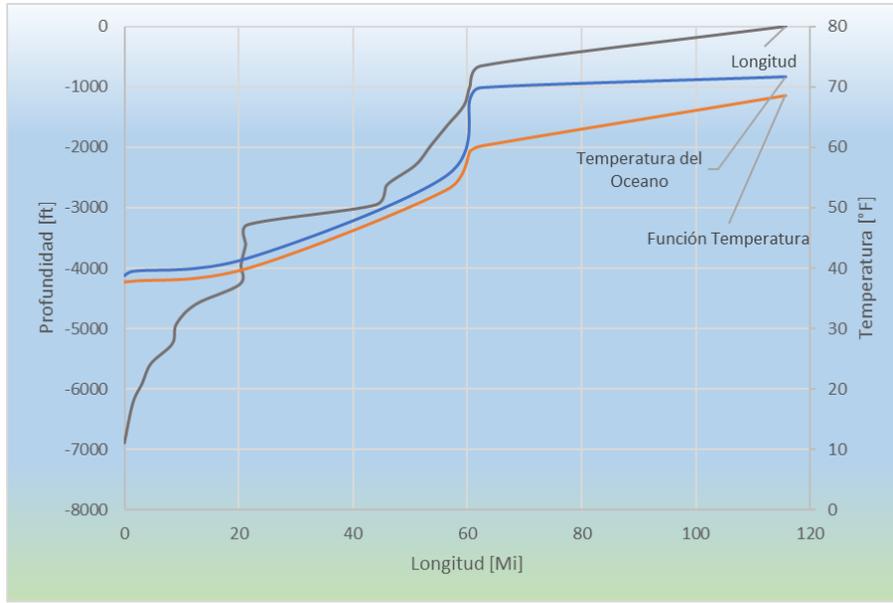


Figura 32 Temperatura ambiente y la función temperatura
Fuente: elaboración propia

En la **Figura 32** se muestra el comportamiento real de agua del océano y el comportamiento de la función temperatura que se empleará en las simulaciones.

3.2 Efecto Joule-Thomson

La temperatura de un gas real disminuye cuando se expande (excepto por un par de casos) debido a que una cantidad de trabajo es requerido para vencer la atracción molecular. El coeficiente Joule-Thomson es una medida del cambio de temperatura que acompaña a un proceso de expansión isoentálpico; puede ser definido matemáticamente con la siguiente expresión:

$$\eta = \left(\frac{dT}{dp} \right)_H \quad (3.22)$$

La expresión analítica que representa su comportamiento se puede calcular con la ecuación propuesta por Goldzberg (Goldzberg, 1984), a partir de la composición del gas y la relación gas-aceite:

$$\eta = 0.0048823 T_{pc} \left(\frac{\frac{18}{T_{pr}^2 - 1}}{P_{pc} C_{fg} \gamma_g} \right) \left[\frac{^\circ\text{F}}{\text{psi}} \right] \quad (3.23)$$

Las expresiones anteriores son aplicables a gasoductos. En el caso de flujo multifásico el efecto Joule-Thomson se debe abordar de forma diferente. Este efecto se presenta solo a presiones

menores a la de burbuja. Frecuentemente, el valor del coeficiente se obtiene de cálculos anteriores para condiciones similares, de gráficas e incluso se supone. Se debe ser muy cuidadoso al incluir el efecto Joule-Thompson en la temperatura de un ducto que conduce flujo multifásico. Algunos autores (Garaicochea, Bernal, & López, 1991) y (Yocum, 1957) mencionan un coeficiente de abatimiento de presión debido al efecto Joule-Thompson en sus trabajos, basado en registros de temperatura dentro de pozos con valores de R igual a $540 \frac{ft^3}{bl}$ y con la longitud medida a partir del punto donde se tiene la presión de burbuja, resultando en un valor de $0.0015 \frac{^{\circ}F}{ft}$. La dificultad para introducir el efecto Joule-Thompson en este trabajo se presenta al represionar un determinado número de veces la mezcla multifásica, sabiendo que el efecto de aumentar la presión en el flujo es el de disolver cierta cantidad de gas en el aceite y comprimir otra parte. A falta de un constante de abatimiento de temperatura obtenido de campo, para representar la disminución y el aumento de la temperatura por la expansión y compresión, respectivamente, del gas, en este trabajo se incluye un gradiente de temperatura que depende exclusivamente del flujo másico del gas libre dentro del ducto, las propiedades del ducto y la caída de presión dentro del mismo.

4 Modelo de flujo multifásico

En este capítulo se establecen las ecuaciones con las que se estiman las presiones que experimenta el flujo multifásico en el ducto.

4.1 Ecuaciones para el cálculo de la presión en el ducto

Para deducir la ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería se parte de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema (Garaicochea, Bernal, & López, 1991) Esto se puede visualizar en la **Figura 33**.

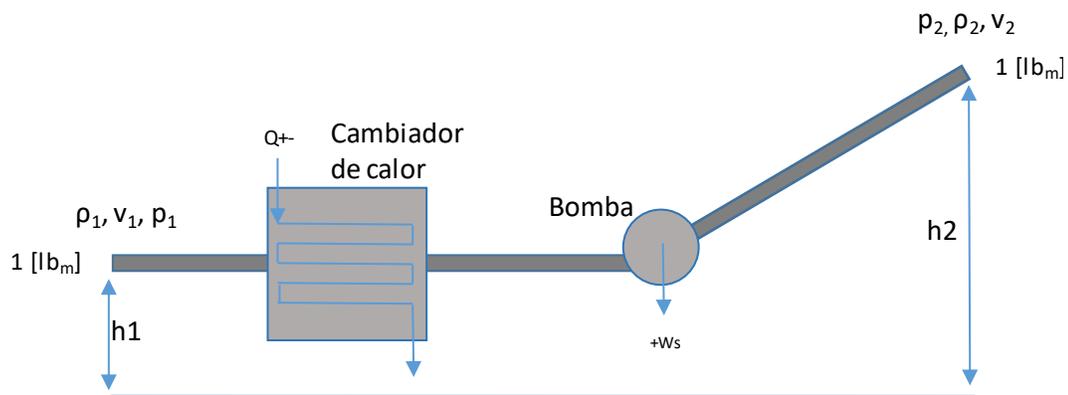


Figura 33 Variables que intervienen en el balance de energía
Fuente: extraído de (Garaicochea, Bernal, & López, 1991)

De la primera ley de la termodinámica:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (4.1)$$

Las energías analizadas son la mecánica y la de expansión:

Energía potencial, asociada a la posición, específicamente a la altura (h), dentro del campo gravitacional terrestre:

$$E_p \left[\frac{lb_f \cdot ft}{lb_m} \right] = g \left[\frac{ft}{s^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f \cdot s^2}{lb_m \cdot ft} \right] h [ft] = \frac{g}{g_c} h \quad (4.2)$$

Energía cinética, asociada al movimiento:

$$E_c \left[\frac{lb_f \cdot ft}{lb_m} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{ft^2}{s^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f \cdot s^2}{lb_m \cdot ft} \right] = \frac{v^2}{2g_c} \quad (4.3)$$

Donde:

v es la velocidad del fluido en $\frac{ft}{s}$.

Energía de expansión, asociada a la variación del volumen del gas.

$$E_e \left[\frac{lb_f \cdot ft}{lb_m} \right] = P \left[\frac{lb_f}{ft^2} \right] V \left[\frac{ft^3}{lb_m} \right] = PV \quad (4.4)$$

Donde:

V es el volumen específico del fluido en $\frac{ft^3}{lb_m}$

Sustituyendo las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2, en la ecuación (4.1) se obtiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (4.5)$$

$$(p_1 V_1 - p_2 V_2) + \left(\frac{g}{g_c} h_1 - \frac{g}{g_c} h_2 \right) + \left(\frac{v_1^2}{2g_c} - \frac{v_2^2}{2g_c} \right) + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (4.6)$$

$$V(p_1 - p_2) + \frac{g}{g_c}(h_1 - h_2) + \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g_c} \right) + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (4.7)$$

Donde:

V es el volumen específico medio del fluido $V = \frac{1}{\rho}$

Multiplicando ambos lados de la ecuación (4.7) por $\frac{\rho}{\Delta L}$ y considerando despreciables las pérdidas por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{(p_1 - p_2)}{\Delta L} + \rho \frac{g}{g_c} \frac{(h_1 - h_2)}{\Delta L} + \frac{\rho}{\Delta L} \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g_c} \right) + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (4.8)$$

Despejando la diferencia de presión con respecto a la longitud se tiene:

$$\frac{(p_1 - p_2)}{\Delta L} = -\rho \frac{g}{g_c} \frac{(h_1 - h_2)}{\Delta L} - \frac{\rho}{\Delta L} \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g_c} \right) - \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (4.9)$$

Para calcular el gradiente debido a la fricción se usa la ecuación desarrollada por Darcy y Weisbach:

$$\frac{\Delta W_f}{\Delta L} = \frac{fv^2}{2g_c d} \quad (4.10)$$

Donde:

f es el factor de fricción entre el fluido y la pared de la tubería;

Sustituyendo la ecuación (2.10) en la ecuación (2.9) se tiene:

$$\frac{(p_1 - p_2)}{\Delta L} = -\rho \frac{g}{g_c} \frac{(h_1 - h_2)}{\Delta L} - \frac{\rho}{\Delta L} \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g_c} \right) - \rho \left(\frac{fv^2}{2g_c d} \right) \quad (4.11)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación (2.11) por ΔL :

$$p_1 - p_2 = -\rho \frac{g(h_1 - h_2)}{g_c} - \rho \frac{(v_1^2 - v_2^2)}{2g_c} - \frac{fv^2 \rho (\Delta L)}{2g_c d} \quad (4.12)$$

Ajustando la ecuación (4.12) al sentido del flujo:

$$p_2 - p_1 = -\rho \frac{g(h_2 - h_1)}{g_c} - \rho \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2g_c} - \frac{fv^2 \rho (L_2 - L_1)}{2g_c d} \quad (4.13)$$

Despejando la presión inicial p_1 y multiplicando por (-1) para obtener un valor de presión positivo:

$$p_1 = p_2 + \rho \frac{g(h_2 - h_1)}{g_c} + \rho \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2g_c} + \frac{fv^2 \rho (L_2 - L_1)}{2g_c d} \quad (4.14)$$

Es posible simplificar la ecuación (4.14) despreciando el término asociado a las pérdidas por aceleración⁵, debido a que el diámetro del ducto que se va a diseñar es constante. Finalmente, la ecuación se escribe en unidades prácticas

$$p_1 = p_2 + (2.158 \times 10^{-4}) \rho g (h_2 - h_1) + (13.676) f \rho v^2 \frac{(L_2 - L_1)}{2d} [\text{psi}] \quad (4.15)$$

Donde:

d es el diámetro interno del ducto, en [pg];

h_1 es la elevación del ducto, en [ft];

h_2 es la elevación del ducto, en [ft];

L_1 es la elevación al inicio del ducto, en [Mi];

⁵ Al interior de las tuberías, las pérdidas por fricción suelen representar del 5 al 20 % de la caída total de presión; Las pérdidas por elevación, del 80 al 95 % de la caída total de presión; las pérdidas por aceleración suelen representar pérdidas muy pequeñas.

L_2 es la elevación al final del ducto, en [Mi].

4.2 Metodología de integración

En el programa de flujo multifásico se deben integrar los modelos de propiedades pVT y de distribución de temperaturas. Su funcionamiento consiste en calcular las caídas de presión milla por milla, hasta alcanzar la longitud total del ducto. Se establece una presión mínima aceptable dentro del ducto que, al alcanzarla, se eleva la presión hasta un valor determinado; esto se interpreta como el punto para instalar una bomba. El valor de la presión será, precisamente, el correspondiente a la salida de la bomba seleccionada en el diseño.

4.3 Programación del modelo de flujo multifásico

Para trabajar en el modelo del flujo multifásico en el ducto se propone la siguiente secuencia:

1. Se define el valor de la presión de recolección en el *manifold* submarino
2. Se define el valor de la temperatura en el *manifold* submarino
3. Se define el valor de la presión al inicio del ducto
4. Se establece el valor de la temperatura al inicio del ducto
5. A las condiciones de P y T definidas interpolar en las tablas de propiedades de los fluidos para obtener $p_b, R_s, B_o, \mu_o, \gamma_{gd}, \rho_o, \tau_o, Z, B_g, \rho_g, \mu_g, B_w, \rho_w, \mu_w$ y τ_w .
6. Con los resultados anteriores obtener f_o y f_w
7. Obtener viscosidad del líquido
8. Obtener densidad del líquido
9. Obtener la tensión superficial del líquido
10. Obtener la velocidad superficial del líquido
11. Obtener la velocidad superficial del gas
12. Obtener el número de velocidad del líquido
13. Obtener el número de velocidad del gas
14. Obtener el número de viscosidad del líquido
15. Obtener el colgamiento
16. Obtener la densidad, viscosidad y velocidad de la mezcla
17. Obtener el número de Reynolds
18. Obtener el factor de fricción
19. Obtener la temperatura del flujo empleando el modelo termodinámico de la línea
20. Obtener la presión al final del ducto
21. Repetir los pasos de 3 a 17 para obtener una nueva presión
22. Las iteraciones terminan cuando se ha recorrido la totalidad del ducto

4.3.1 Diagrama de flujo

En la **Figura 34** se muestra el diagrama de flujo del modelo para el cálculo de caídas de presión del flujo multifásico.

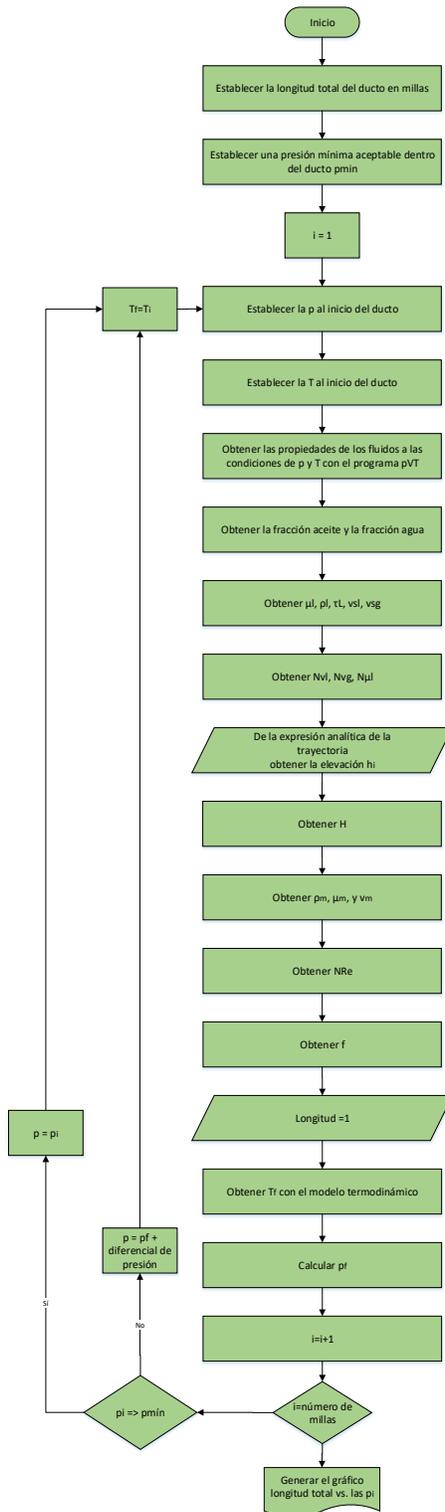


Figura 34 Diagrama de flujo para el cálculo de caídas de presión
Fuente: elaboración propia

4.4 Ecuaciones constitutivas del modelo de FMT

Para resolver la ecuación (4.15) es necesario determinar la densidad, la velocidad y el factor de fricción de la mezcla multifásica. Para todo ello, se debe calcular una variable muy importante llamada colgamiento.

Colgamiento

El colgamiento H es una razón: del volumen de líquido existente en una sección de tubería, a las condiciones de flujo, con respecto al volumen de la sección de tubería analizada.

El colgamiento se puede obtener con diferentes correlaciones, algunas para flujo horizontal, otras tantas para flujo vertical y un par para flujo inclinado: Beggs y Brill y Mukherjee y Brill. La correlación de Mukherjee y Brill (que se desarrolló como una mejora a la correlación de Beggs y Brill) calcula el colgamiento con una ecuación y tres sets de coeficientes para los siguientes casos: flujo horizontal o corriente arriba, flujo corriente abajo estratificado, y uno más, para flujo corriente abajo no estratificado (Brill & Mukherjee, 1999).

$$H = e^{\left[\left(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu} \right) \left(\frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right) \right]} \quad (4.16)$$

En este trabajo se asume flujo inclinado, corriente arriba, en prácticamente la totalidad del ducto. Por tanto, el colgamiento se obtiene con la ecuación (4.16) y los coeficientes correspondientes a flujo horizontal y corriente arriba de la **Tabla 8**.

Tabla 8 Coeficientes empíricos de la correlación de Mukherjee y Brill para cálculo del colgamiento

Coeficiente	Flujo horizontal y corriente arriba	Flujo corriente abajo estratificado	Flujo corriente abajo, no estratificado
C_1	-0.380113	-1.330282	-0.516644
C_2	0.129875	4.808139	0.789805
C_3	-0.119788	4.171584	0.551627
C_4	2.343227	56.262268	15.519214
C_5	0.475686	0.079951	0.371771
C_6	0.288657	0.504887	0.393952

Quedando:

$$H = e^{\left[\left(-0.38011 + 0.12988 \sin \theta - 0.11979 \sin^2 \theta + 2.34323 N_{L\mu} \right) \left(\frac{N_{gv}^{0.47569}}{N_{Lv}^{0.28866}} \right) \right]} \quad (4.17)$$

Para calcular el colgamiento se requiere conocer los valores adimensionales del número de velocidad del líquido N_{Lv} , del número de velocidad del gas N_{gv} y del número cuadrático de la viscosidad del líquido $N_{L\mu}^2$; Se calculan con las siguientes expresiones:

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (4.18)$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (4.19)$$

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (4.20)$$

Velocidades superficiales del líquido y del gas

La velocidad superficial del líquido v_{sL} y del gas v_{sg} se calculan con las siguientes expresiones:

$$v_{sL} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \left[\frac{\text{ft}}{\text{s}} \right] \quad (4.21)$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_l (R - R_s) B_g}{d^2} \left[\frac{\text{ft}}{\text{s}} \right] \quad (4.22)$$

Donde:

$$q_o \text{ en } \left[\frac{\text{bl @ c.s.}}{\text{día}} \right];$$

$$q_w \text{ en } \left[\frac{\text{bl @ c.s.}}{\text{día}} \right];$$

$$q_g \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas @ c.s.}}{\text{día}} \right];$$

$$q_l \text{ en } \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right];$$

$$B_o \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ a c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ a c.s.}} \right];$$

$$B_w \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ a c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ a c.s.}} \right];$$

$$B_g \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas a c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ a c.s.}} \right];$$

$$R \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas a c.s.}}{\text{bl de aceite a c.s.}} \right];$$

$$R_s \text{ en } \left[\frac{\text{ft}^3 \text{ de gas disuelto a c.s.}}{\text{bl de aceite a c.s.}} \right];$$

d es el diámetro del ducto en $[pg]$;

y se definen como la velocidad que tendría alguna de las fases si ocupara la sección de tubería analizada en su totalidad.

Velocidad de la mezcla

La velocidad de la mezcla v_m es la suma de las velocidades superficiales:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \left[\frac{\text{ft}}{\text{s}} \right] \quad (4.23)$$

Viscosidad de la fase líquida

La viscosidad de la fase líquida μ_L se calcula con:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \left[\text{cp} \right] \quad (4.24)$$

Donde:

f_o y f_w son los flujos fraccionales del aceite y del agua respectivamente y se obtienen con las siguientes expresiones:

$$f_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w} \quad (4.25)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (4.26)$$

Densidad de la fase líquida

La densidad de la fase líquida ρ_L se calcula con:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (4.27)$$

Tensión superficial de la fase líquida

La Tensión superficial de la fase líquida σ_L se calcula con:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}} \right] \quad (4.28)$$

Habiendo obtenido el valor del colgamiento, se pueden calcular la densidad y la viscosidad de la mezcla multifásica.

Densidad de la mezcla

La densidad de la mezcla multifásica ρ_m se obtiene con la siguiente expresión:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_w) \frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \quad (4.29)$$

Viscosidad de la mezcla

La viscosidad de la mezcla multifásica μ_m se obtiene con la siguiente expresión:

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} \mu_g^{(1-H_L)} [\text{cP}] \quad (4.30)$$

Colgamiento sin resbalamiento

En sus trabajos, algunos autores emplearon un valor llamado colgamiento sin resbalamiento λ . Se define de la misma forma que el colgamiento, pero supone que las fases fluyen a la misma velocidad. Se calcula a las condiciones de flujo existentes, con la siguiente expresión, considerando las producciones obtenidas en superficie:

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (4.31)$$

Número de Reynolds

El número de Reynolds N_{Re} es un parámetro adimensional que determina el régimen del flujo en la tubería: laminar o turbulento. Para flujo en fase líquida se calcula con:

$$N_{Re} = \frac{124 d \rho v}{\mu} \quad (4.32)$$

En flujo laminar, el movimiento de los fluidos se percibe de manera ordenada, como líneas rectas paralelas al eje del conducto, y se asume cuando $N_{Re} < 2300$. En flujo turbulento, el movimiento de los fluidos se percibe de forma caótica, formando remolinos y vórtices, y se asume cuando $N_{Re} > 3100$. Para valores en el intervalo $2300 < N_{Re} < 3100$ se tiene flujo de transición.

Factor de Fricción

El factor de fricción f es función de la rugosidad de la tubería ϵ y del número de Reynolds N_{Re} . La Rugosidad es una característica de la superficie de la tubería que depende del material, el proceso en su manufactura, tiempo y condiciones de uso, grado y tamaño. La **Tabla 9** muestra los valores de rugosidad para tuberías comúnmente empleadas para transportar hidrocarburos.

Tabla 9 Valores de rugosidad para tuberías comúnmente empleadas

Tubería	ϵ [μg]
Tubería estirada (Drawn tubing)	0.00006
Tubería de producción (Well tubing)	0.0006
Líneas de conducción (Line pipe)	0.0007

El factor de fricción, para flujo laminar en una sola fase, depende únicamente del número de Reynolds, y se calcula con la siguiente expresión:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (4.33)$$

El factor de fricción para flujo turbulento en una sola fase depende del número de Reynolds y, además, de la rugosidad relativa $\frac{\epsilon}{d}$. Se calcula con la ecuación de Colebrook y White, la cual implica un proceso iterativo. No obstante, la siguiente ecuación simplifica su obtención con resultados muy aproximados:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} \right) + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right]^{-2} \quad (4.34)$$

Para flujo de transición, se puede obtener con la ecuación de Blasius:

$$f = \frac{0.316}{N_{Re}^{0.25}} \quad (4.35)$$

También es posible obtener el factor de fricción a partir del diagrama de Moody (**Figura 35**) En caso de flujo laminar se entra con el valor del número de Reynolds en las abscisas; en caso de flujo de transición y turbulento, se entra con el número de Reynolds en las abscisas y con la rugosidad relativa en las ordenadas del lado derecho.

Factor de fricción para dos fases

Para flujo multifásico, el factor de fricción se obtiene de la correlación de Beggs y Brill para flujo inclinado. Sus autores calcularon un factor de fricción para las dos fases f_{tp} con la siguiente expresión:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_p}{f_n} \right) f_n \quad (4.36)$$

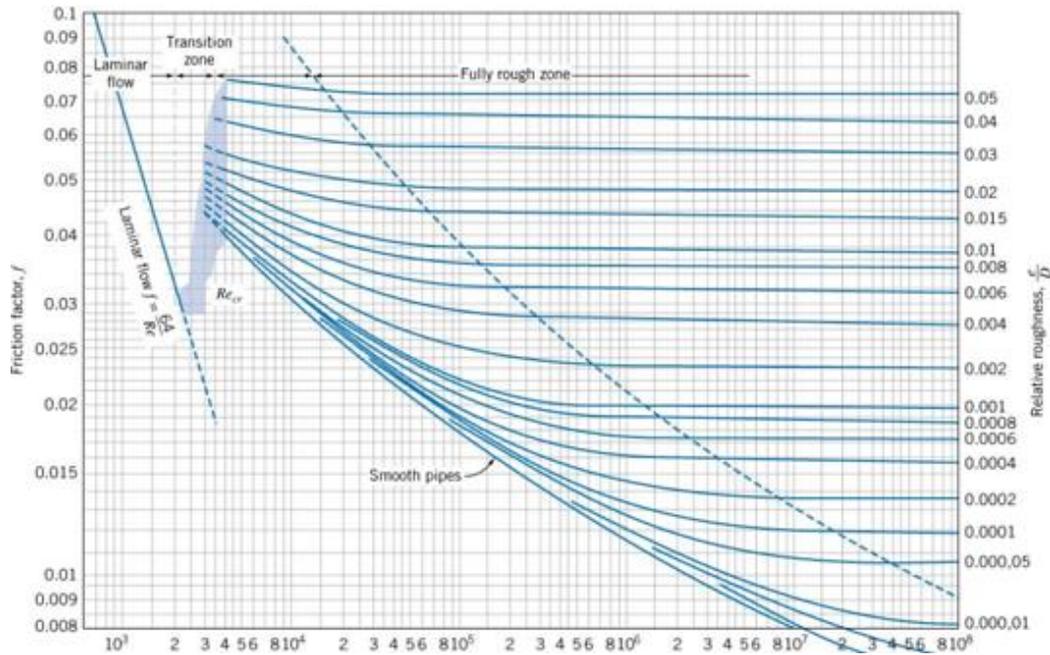


Figura 35 Diagrama de Moody

Factor de fricción normalizado

Se debe saber que los autores de esta correlación emplearon tubos de acrílico para sus pruebas, con la finalidad de observar los patrones de flujo; es decir, usaron tubería prácticamente lisa, diferente del acero empleado en los proyectos petroleros. Para compensar lo anterior, calcularon el factor de fricción de las dos fases, f_{tp} , introduciendo la razón de la tubería lisa respecto a la tubería de acero. El factor de fricción normalizado f_n se obtiene del diagrama de Moody de la curva para tuberías lisas (smooth pipes), o bien, con la siguiente ecuación:

$$f_n = \left[2 \log \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \log N_{Re} - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad (4.37)$$

Para encontrar el factor de fricción de dos fases se puede seguir el procedimiento original propuesto por sus autores, lo que implica calcular los patrones de flujo con que se desplaza la producción. Para este trabajo se emplea la correlación de Zigrang and Sylvester (Zigrang & Sylvester, 1985) que es simple de usar y brinda resultados muy aproximados. Se calcula con la siguiente expresión:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{2 \frac{\varepsilon}{d}}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{2 \frac{\varepsilon}{d}}{3.7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \quad (4.38)$$

El número de Reynolds para flujo multifásico se obtiene con la siguiente expresión:

$$N_{Re} = \frac{124 \rho_{ns} v_m d}{\mu_{ns}} \quad (4.39)$$

Densidad de la mezcla sin resbalamiento

La densidad de la mezcla sin resbalamiento ρ_{ns} se puede calcular con alguna de las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (4.40)$$

O bien

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (4.41)$$

Donde:

M es la masa de la mezcla por barril de aceite producido en $\frac{\text{lb}_m @ c.s.}{\text{bl}_o @ c.s.}$

V_m es el volumen de la mezcla por barril de aceite producido $\frac{\text{ft}^3 @ c.s.}{\text{bl}_o @ c.s.}$

Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento

La viscosidad de la mezcla sin resbalamiento μ_{ns} se calcula con la siguiente ecuación:

$$\mu_{ns} = \mu_L (\lambda) + \mu_g (1 - \lambda) [\text{cP}] \quad (4.42)$$

Selección de la bomba multifásica

La bomba multifásica es el elemento que hace posible investigar la viabilidad de un proyecto como el que aquí se presenta. Desde el yacimiento, pasando por los pozos y a través de las líneas de transporte, la producción de hidrocarburos se desplaza de las zonas de mayor presión a las de menor presión. Es común emplear un equipo que eleve la presión en algún punto del sistema integral de producción para continuar con el desplazamiento del aceite y del gas; El problema era, no poder represionar el aceite y el gas simultáneamente, al menos no en grandes cantidades. Para los líquidos se debían emplear bombas y compresores para el gas. En la actualidad se han desarrollado bombas multifásicas, capaces de aumentar la presión de la producción de aceite, con un contenido importante de gas.

La bomba seleccionada para este trabajo debe cumplir las siguientes características:

1. Manejar flujo multifásico
2. Ser sumergible
3. Operar a la profundidad de los pozos

4. Manejar el caudal con que se opera

Entre las bombas empleadas para este propósito frecuentemente se encuentran las de doble tornillo, que operan bajo el principio de desplazamiento positivo. Básicamente el funcionamiento de estas bombas consiste en encerrar la mezcla multifásica en cámaras de bombeo e incrementar la presión mientras esta avanza a través de la bomba. La producción entra a la bomba a través de la brida de succión hasta una cavidad generada por la geometría helicoidal de los rotores gemelos de tipo tornillo. Al girar los rotores se forman cámaras que mueven al fluido axialmente de los extremos de la bomba hacia el centro, donde se encuentra la descarga de la bomba. Los volúmenes de succión y descarga dentro de los elementos rotativos son iguales, brindando un flujo constante libre de pulsaciones. Por el diseño de la carcasa, se garantiza el autocebado y la lubricación (se suministra líquido que funciona como sello para el gas), aun cuando la línea de succión se encuentre vacía (González, 2010).

Las ventajas de las bombas de doble tornillo son:

1. Maneja los fluidos sin necesidad de un tratamiento previo.
2. Produce altos diferenciales de presión.
3. Puede admitir exclusivamente gas (por periodos cortos de tiempo).
4. Admite fluidos con altas temperaturas.
5. Admite una gran variedad de fluidos y un amplio rango viscosidades.
6. La formación de espumas es mínima.
7. No genera emulsiones.
8. No generan esfuerzos de corte.
9. Trabaja con bajas velocidades internas.
10. Prácticamente trabaja sin vibrar.

Por supuesto, estas bombas también tienen desventajas:

1. Baja capacidad al manejo de sólidos.
2. Requiere de mucha energía.
3. Requiere de frecuente mantenimiento.
4. Por todas las ventajas que ofrece, son muy costosas.

Entre la oferta de bombas multifásicas de doble tornillo se encuentran las construidas por la empresa Bornemann. Un modelo que cumple con lo requerido es la bomba compresora multifásica submarina SMPC 335 (Bornemann Pumps, 2008). Su curva se muestra en la **Figura 36**.

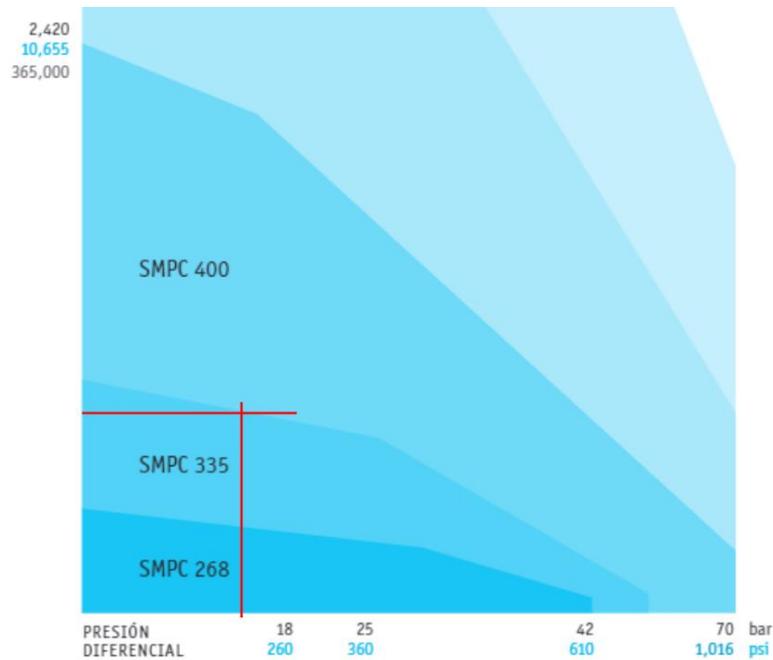


Figura 36 Curva de la bomba Bornemann SMPC 335
Fuente: modificado de (Bornemann Pumps, 2008)

Para el caudal de $110,000 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$ la bomba desarrolla un diferencial de presión de aproximadamente 235 [psi] ; No se debe olvidar que las curvas que presenta el fabricante están elaboradas con agua como fluido de prueba. Para calcular el diferencial de presión de la mezcla multifásica es necesario reemplazar la densidad del agua por la de la mezcla multifásica.

Partiendo de la ecuación de la presión hidrostática con agua como fluido:

$$p_h = \frac{\rho_w g h_w}{g_c} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right] \quad (4.43)$$

Despejando la altura

$$h_w = \frac{p_h g_c}{\rho_w g} [\text{ft}] \quad (4.44)$$

Sustituyendo valores, operando y haciendo consistentes las unidades

$$h_w = \frac{235 \times 32.2}{62.4 \times 32.2} \times 144 [\text{ft}]$$

Resultando

$$h = 542.3 [\text{ft}]$$

Ahora hay que calcular la altura que produzca la misma presión, pero con la mezcla multifásica como fluido. Para una densidad promedio de $25 \frac{lb}{ft^3}$ se tiene

$$h_m = \frac{235 \times 32.2}{25 \times 32.2} \times 144 [ft]$$

$$h_m = 1353.6 [ft]$$

Finalmente se calcula la presión como columna de agua:

$$p = \frac{\rho_w \times g \times h_m}{g_c} [psi] \quad (4.45)$$

Sustituyendo valores, operando y haciendo consistentes las unidades

$$p = \frac{62.4 \times 32.2 \times 1353.6}{32.2} \times \frac{1}{12^2} [psi]$$

Resultando el valor de diferencial de presión máximo para con que puede operar la bomba:

$$p = 586.56 [psi]$$

La bomba multifásica SMPC 335 ofrece, además, las siguientes ventajas:

- Trabaja con valores de relación gas-líquido, medida a las condiciones de presión en la succión de la bomba, de 0 a 100 %; Puede trabajar admitiendo exclusivamente gas por periodos de hasta 30 minutos.
- Temperaturas y viscosidades ilimitadas.
- Presión de entrada hasta del valor atmosférico (14.7 psi)

5 Diseño de la instalación

5.1 Interfaz de usuario desarrollada

En la interfaz del programa de flujo multifásico (**Figura 37**) se ingresan todos aquellos valores necesarios para simular el flujo y las unidades correspondientes. Las caídas de presión se muestran en una gráfica, misma en que se visualiza las elevaciones del ducto. La disposición de las casillas en la interfaz trata de agrupar las propiedades del sistema producción- ducto- océano, por ejemplo, arriba a la izquierda se deben ingresar los valores obtenidos del análisis pVT; en medio a la izquierda se deben ingresar los valores de presión y temperatura con que la producción sale del *manifold* e ingresa al ducto, así como el diferencial de presión de la bomba multifásica seleccionada. La presión y la temperatura al final del ducto corresponden a los valores con que la mezcla multifásica arriba a las instalaciones de separación en tierra.

Se debe recordar que, como en muchas otras herramientas de la ingeniería, los resultados deben ser interpretados de los valores numéricos obtenidos de los cálculos realizados. En este caso, el programa de flujo multifásico desarrollado podría seguir realizando cálculos mientras la lógica matemática y del lenguaje de programación se lo permitieran, por lo tanto, hay que establecer rangos de operación que eviten caer en errores. Basado en lo anterior, se requiere ingresar un valor mínimo aceptable de presión dentro del ducto. El programa, al calcular una presión por debajo de la mínima aceptable, indica que a esa longitud se necesita instalar una estación de bombeo. En el caso de la primera estación de bombeo, la presión a la que se eleva la producción es la suma de la presión al inicio del ducto, más el diferencial de presión desarrollado por la bomba multifásica seleccionada. Para las estaciones de bombeo intermedias, la presión a la que se eleva la producción, es el valor que alcanza por debajo de la presión mínima aceptable, más el diferencial de presión desarrollado por la bomba.

El análisis de los resultados obtenidos se realiza para cada simulación al número de estaciones de bombeo, al colgamiento, a las velocidades reales del líquido, del gas y de la mezcla multifásica; la viscosidad de la mezcla, la densidad de la mezcla y la temperatura a lo largo del ducto.



Figura 37 Interfaz del programa de flujo multifásico
Elaboración propia.

5.2 Análisis de optimización

Cada simulación se realiza con un diámetro de ducto diferente, sin embargo, todas las simulaciones se realizan a partir de los valores que se muestran en la **Tabla 10**.

Tabla 10 Condiciones generales para las simulaciones del flujo multifásico a través del ducto

Propiedad	Valor
RS_i	580 [ft ³ gd@cy/bl@cy]
API	25 [°API]
γ_g	0.85
R	850 [ft ³ g@cs/bl@cs]
Q_o	120,000 [bl@cs/día]
Q_w	1,000 [bl@cs/día]
Espesor de la tubería de acero	1 [pg]
Espesor del revestimiento de concreto	3 [pg]
Espesor del revestimiento aislante	0.75 [pg]
Tiempo	180 días

Simulación 1

Tabla 11 Condiciones operativas para la simulación con ducto de 24 pulgadas

Característica	Valor
Diámetro	24 pg
p mínima aceptable	170 psi
p al inicio del ducto	800 psi
T al inicio del ducto	180 °F

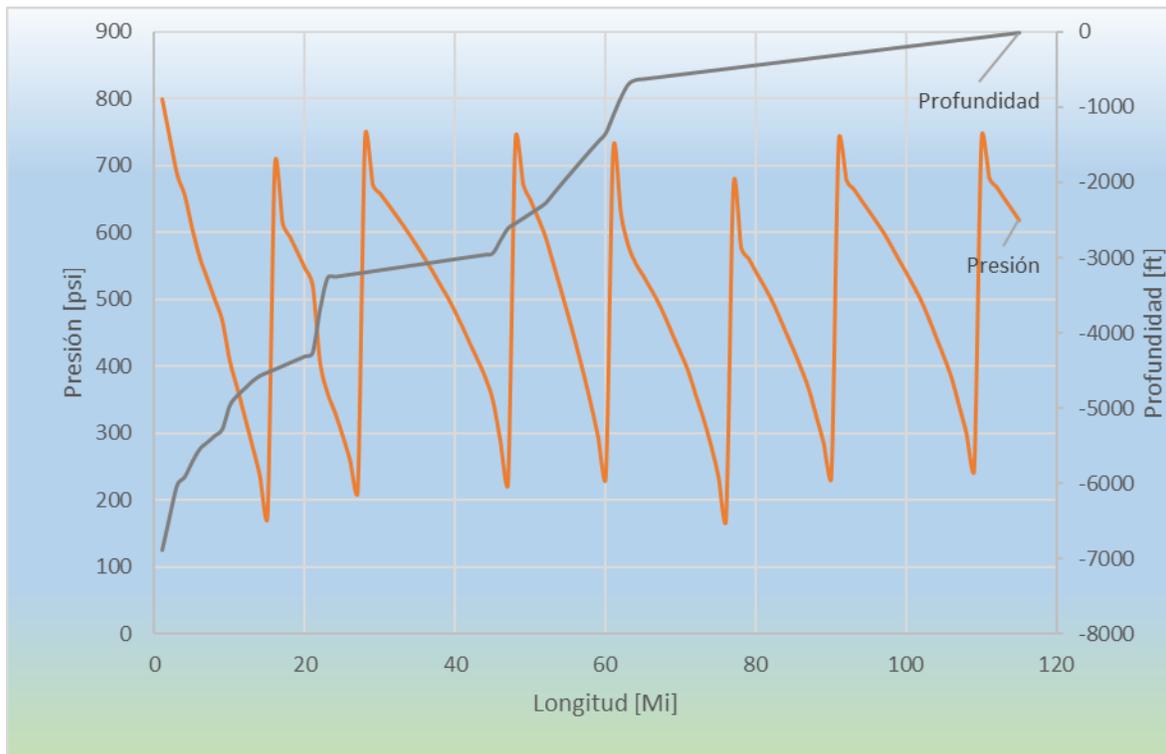


Figura 38 Estaciones de bombeo para ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 12 Resultados de la simulación con ducto de 24 pulgadas

Característica	Valor
Estaciones de bombeo	8
Presión al final del ducto	601.36 [psi]
Temperatura al final del ducto	115.81 [°F] (46.5 °F)

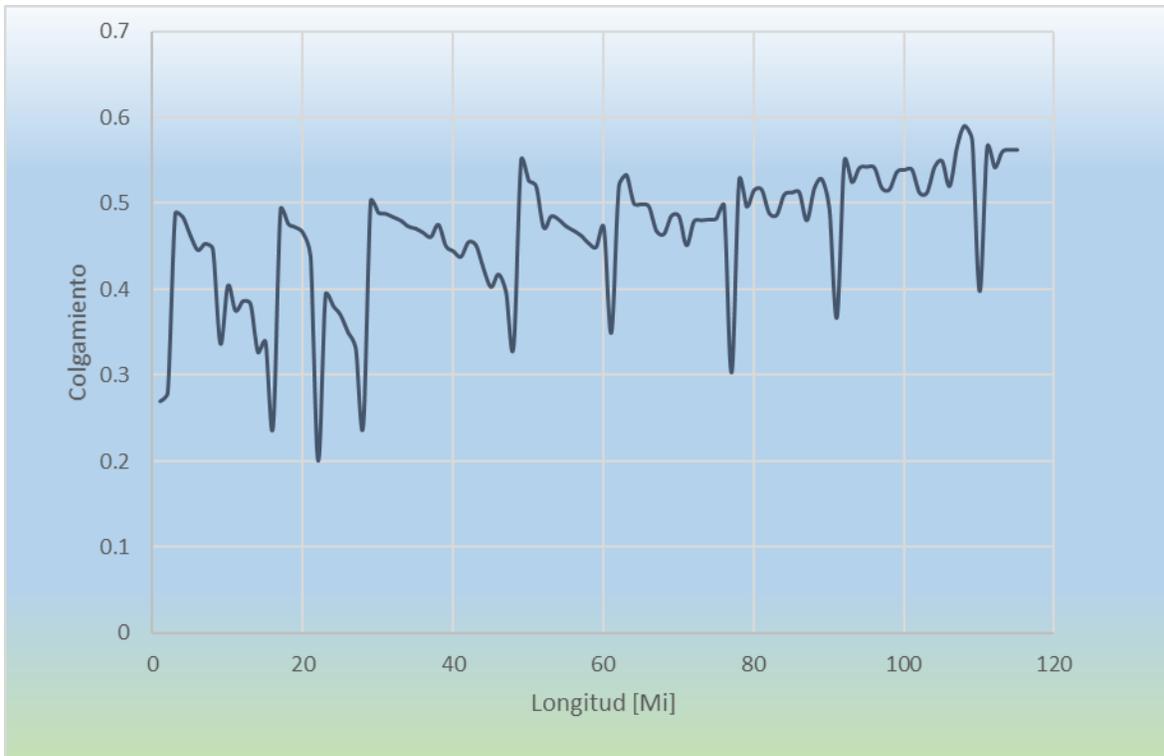


Figura 39 Colgamiento en ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

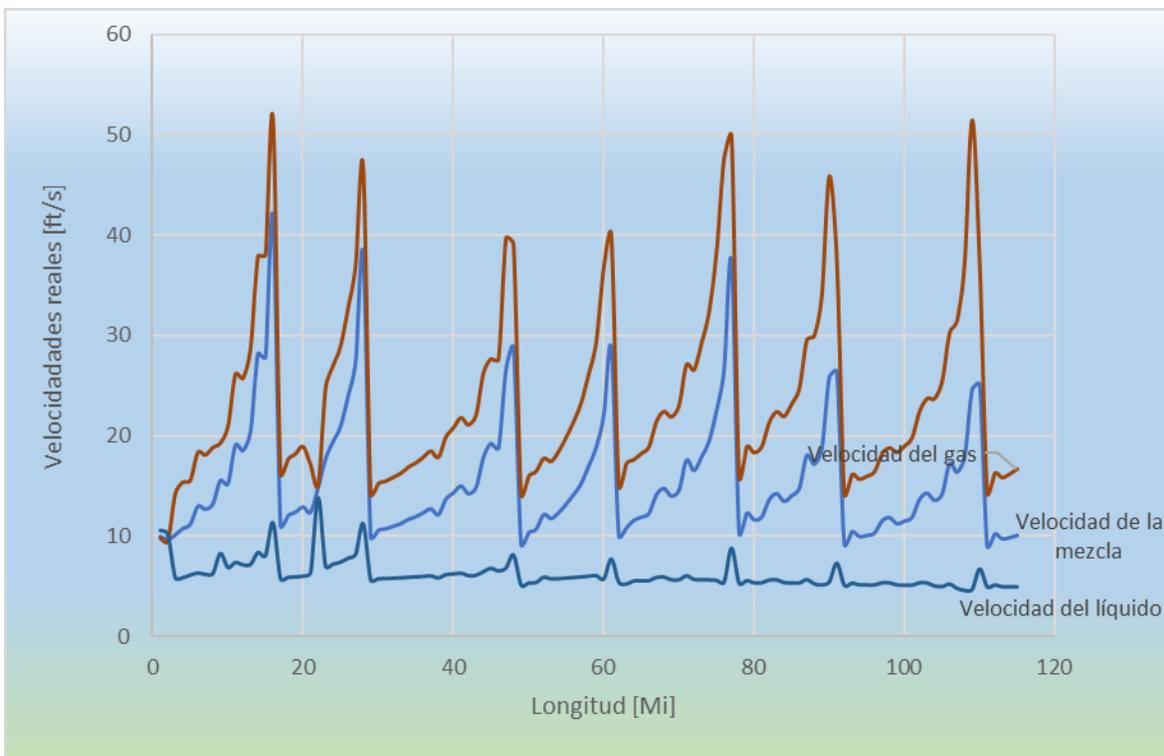


Figura 40 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

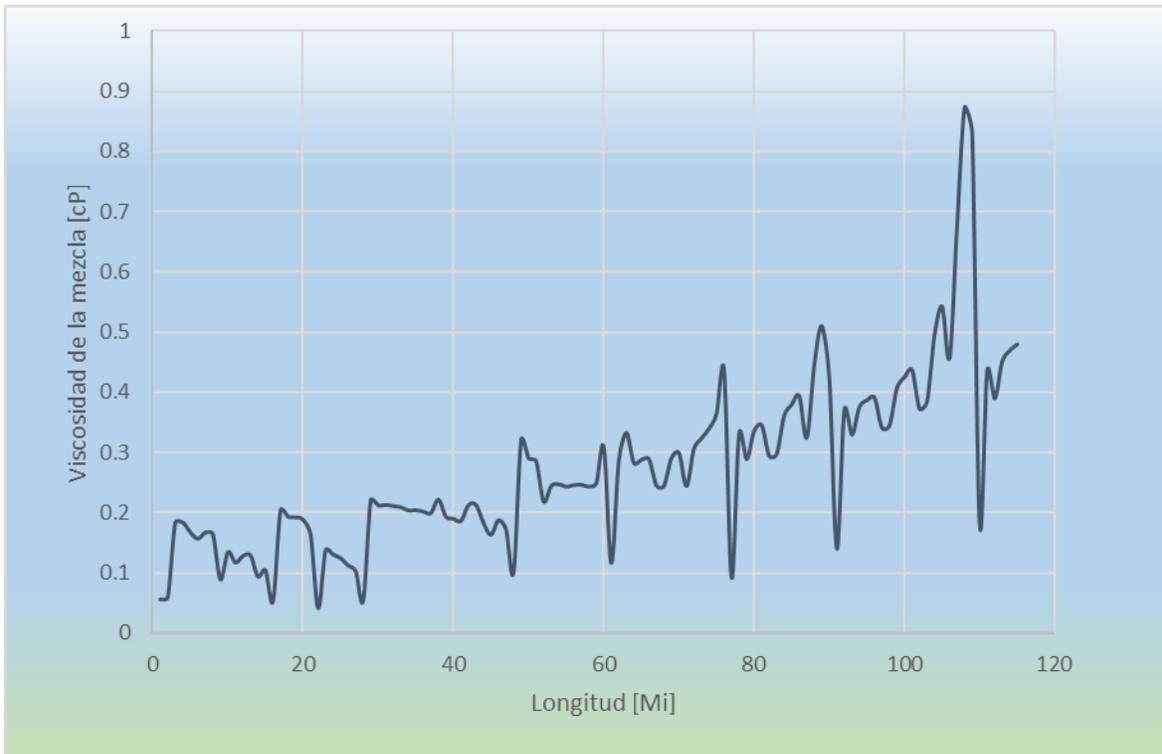


Figura 41 Viscosidad de la mezcla para ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

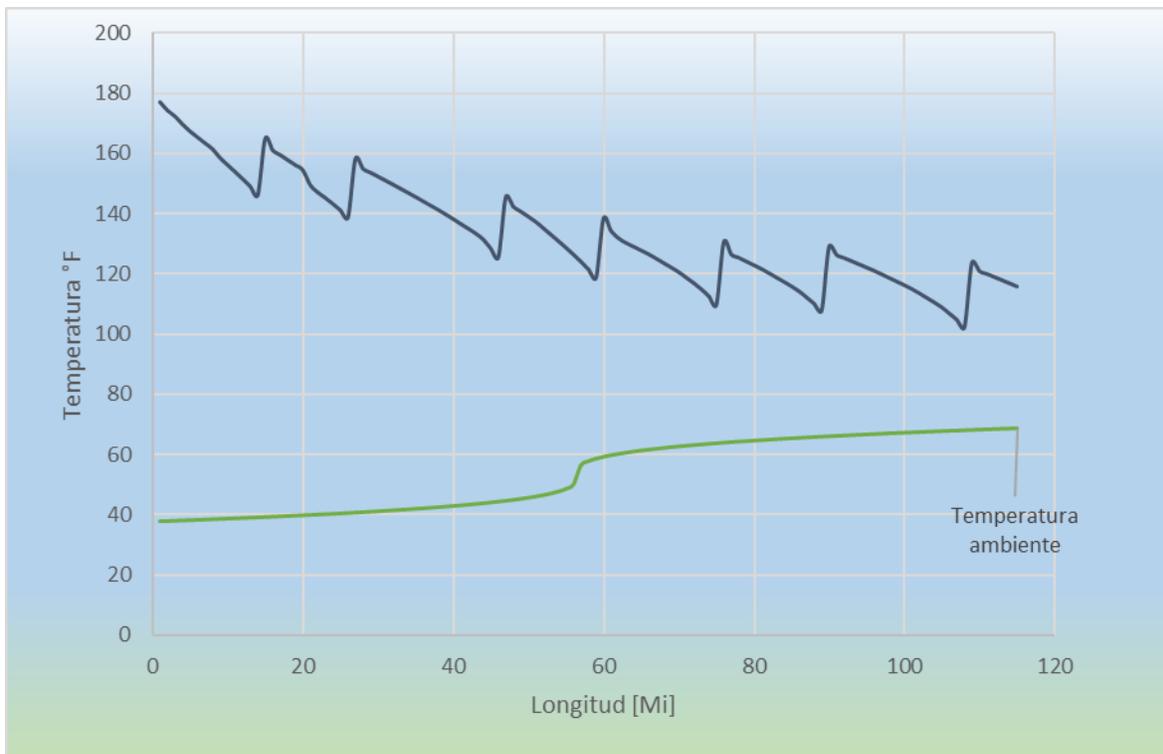


Figura 42 Perfil de temperaturas para ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

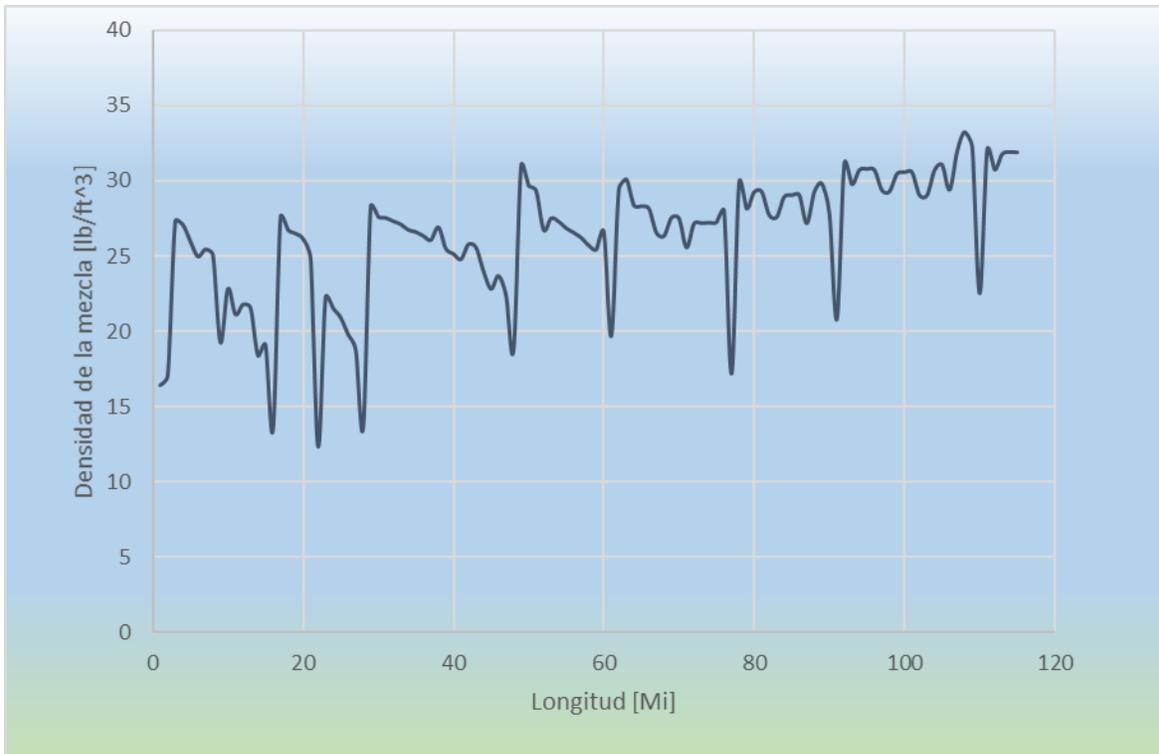


Figura 43 Densidad de la mezcla para ducto de 24 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 13 Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 24 pulgadas

Propiedad	Análisis
Número de estaciones	El número de estaciones de bombeo es elevado (8) y resalta el hecho de requerir el mismo número de bombas para superar la región de mayor pendiente (talud continental) que la región de pendiente suave (plataforma continental) lo que hace deducir que las caídas de presión por fricción dentro del ducto son considerablemente grandes para el diámetro empleado.
Colgamiento	El colgamiento (Figura 39) tiende a mantenerse en un valor igual a 0.5, lo que indica un ducto a la mitad de fase líquida. Que el colgamiento se mantenga en esos valores está asociado al gran número de puntos donde la mezcla multifásica recupera presión, y puede mantener los volúmenes de las fases casi constantes.
Velocidades	Las velocidades del líquido, del gas y de la mezcla se muestran en la Figura 40 . La velocidad con que se desplaza el gas es considerablemente mayor que la velocidad del líquido. La fase líquida presenta un valor prácticamente constante e igual a 6 ft/s; en efecto, se esperaba que la velocidad del gas

	fuera mayor que la del líquido en todo el trayecto, debido al flujo corriente arriba que se asumió en la totalidad del ducto antes de la simulación.
Viscosidad	La viscosidad (Figura 41) aunque muestra tendencia a incrementarse hacia el final de la trayectoria, se mantuvo en valores de menos de un cP. Incluso después de las pérdidas de calor, el hecho de elevar la presión de la mezcla frecuentemente, mantiene a la viscosidad en valores bajos.
Temperatura	Si la gráfica de la temperatura (Figura 42) no fuera interrumpida por los puntos en los que la presión aumenta (estaciones de bombeo) la temperatura al interior del ducto sería la misma que la del entorno antes de la mitad del trayecto, lo que resultaría en valores de viscosidad de cientos de cP, según la gráfica de la viscosidad del análisis pVT (Figura 17), y requeriría un mayor diferencial de presión, o bien, suministrar calor a la producción, para poder continuar el desplazamiento.
Densidad	El comportamiento de la densidad de la mezcla se muestra en la Figura 43 . Los aumentos repentinos (picos) de densidad corresponden con los puntos donde aumenta la presión de la mezcla. En los intervalos entre estaciones de bombeo la densidad disminuye; esto se debe a que la mezcla multifásica se enriquece en fase gaseosa, por la liberación del gas disuelto en el aceite, haciendo una mezcla menos densa.

Simulación 2

Tabla 14 Condiciones operativas para la simulación con ducto de 30 pulgadas

Característica	Valor
Diámetro	30 pg
p mínima aceptable	170 psi
p al inicio del ducto	800 psi
T al inicio del ducto	180 °F

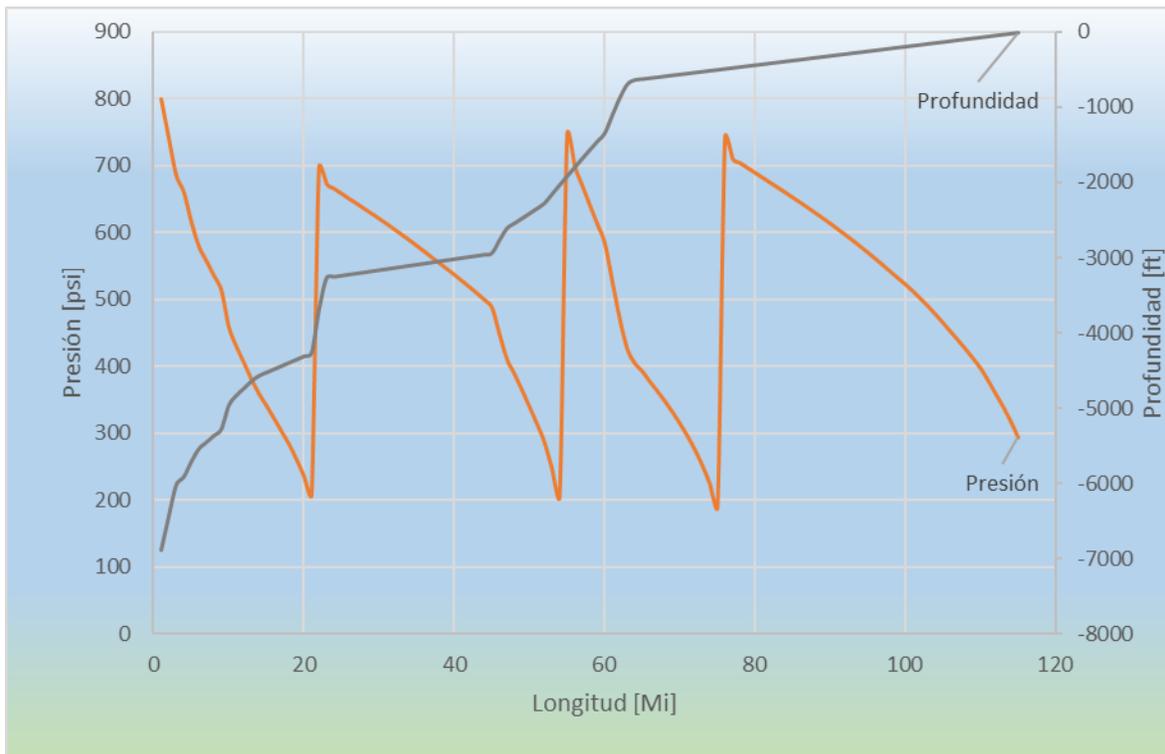


Figura 44 Estaciones de bombeo para ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 15 Resultados de la simulación con ducto de 30 pulgadas

Característica	Valor
Estaciones de bombeo	4
Presión al final del ducto	257.6 [psi]
Temperatura al final del ducto	95.6 [°F] (35.3 °F)

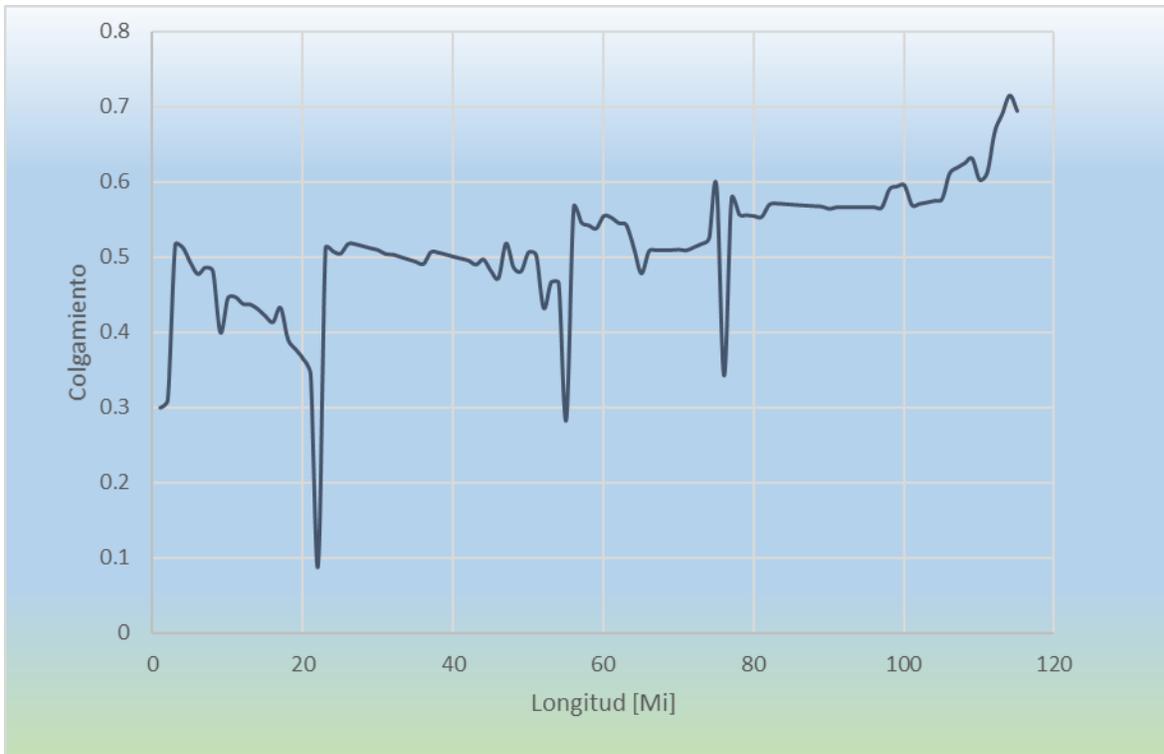


Figura 45 Colgamiento en ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

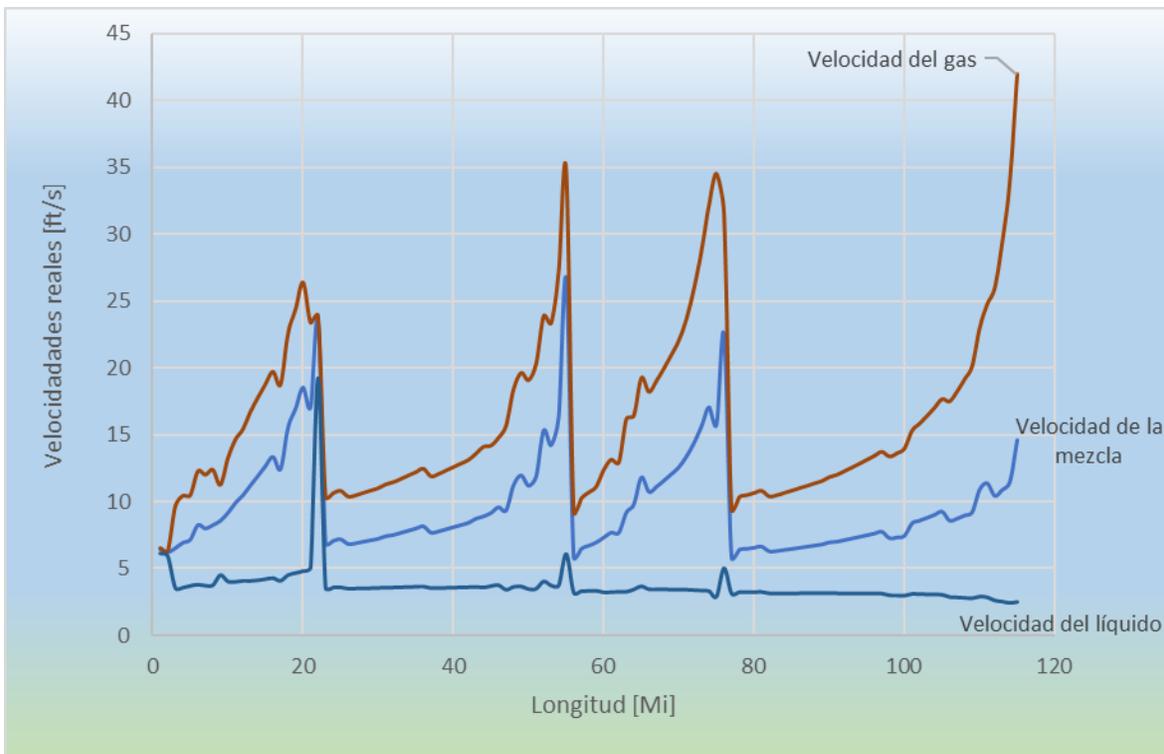


Figura 46 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

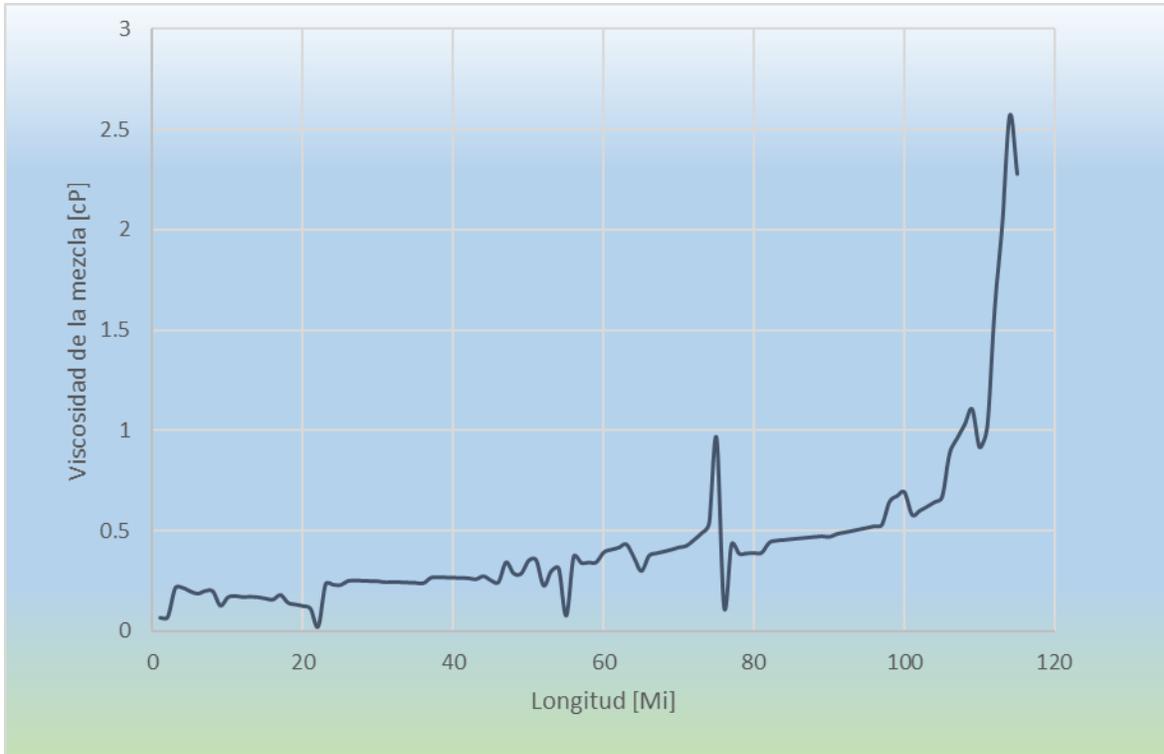


Figura 47 Viscosidad de la mezcla para ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

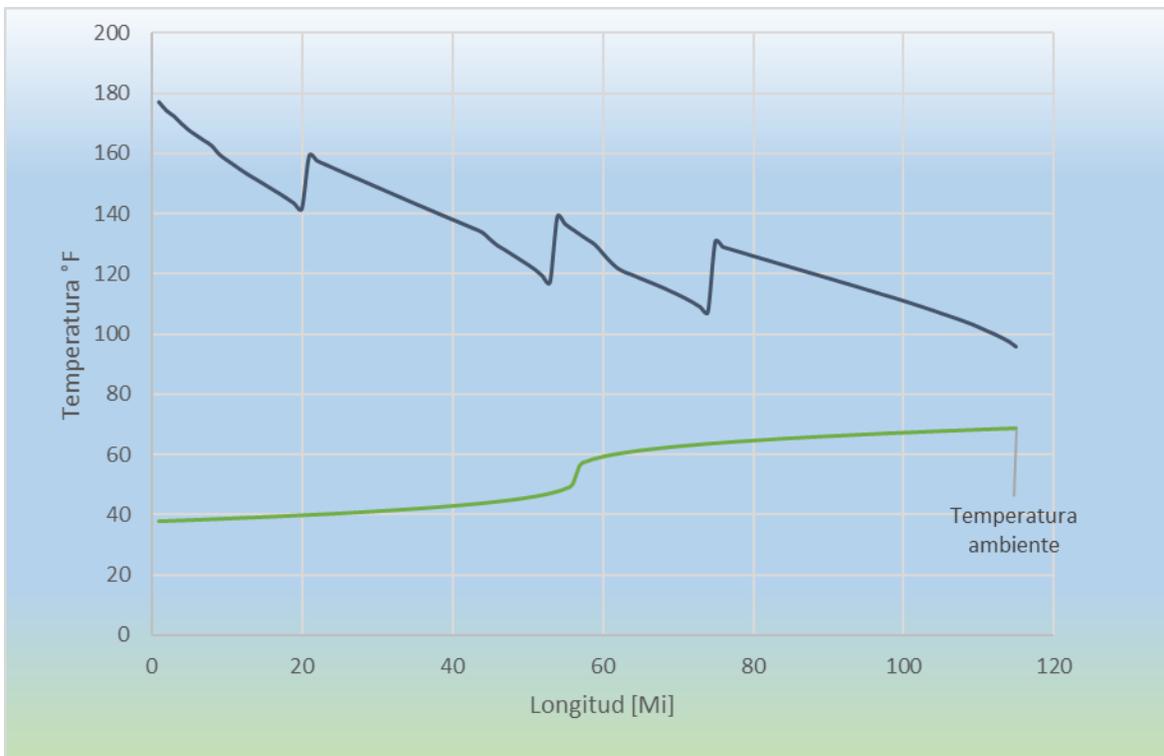


Figura 48 Perfil de temperaturas para ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

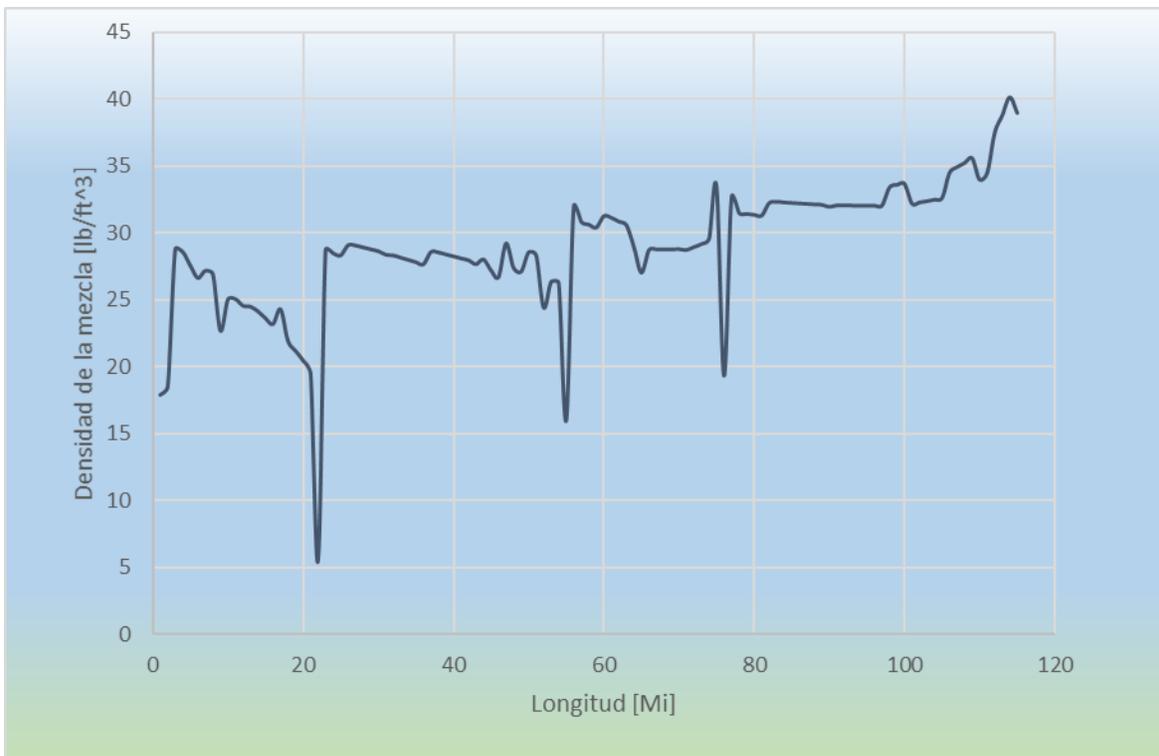


Figura 49 Densidad de la mezcla para ducto de 30 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 16 Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 30 pulgadas

Propiedad	Análisis
Número de estaciones	Un diámetro 6 pulgadas mayor redujo a la mitad el número de bombas necesarias para desplazar la producción; esto significa una disminución considerable en las pérdidas de presión por fricción. Una sola estación de bombeo es suficiente para desplazar la producción en la región de la plataforma continental, lo cual puede suponerse como un beneficio; por otro lado, la distancia que recorre la producción sobre la plataforma continental representa la mitad de la longitud total del ducto, y en ella hay una franca caída de presión, lo cual, sin duda, afectará las propiedades de la mezcla multifásica.
Colgamiento	Hacia el final del trayecto, el colgamiento (Figura 45) muestra tendencia a crecer rápidamente; esto se debe a una velocidad muy baja de la fase líquida y un incremento considerable de la viscosidad de la misma.
Velocidades	La velocidad con que se desplaza el líquido ha tenido una disminución, comparada con el ducto de 24 pulgadas. El gas redujo su velocidad. Sin embargo, hacia el final de la trayectoria, la velocidad del gas crece de

	<p>manera prácticamente exponencial, mientras que la velocidad del líquido disminuye ligeramente. Esto se debe a que la longitud que han recorrido desde la última estación de bombeo es considerablemente grande (casi 40 millas). Las velocidades del líquido, del gas y de la mezcla se muestran en la Figura 46.</p>
Viscosidad	<p>El comportamiento de la viscosidad (Figura 47) justo antes de la última estación de bombeo y después de esta, permite visualizar uno de los problemas de exponer la mezcla multifásica a bajas presiones y temperatura: el crecimiento acelerado de la viscosidad. En la parte final del ducto, aunque la presión no ha alcanzado el valor mínimo establecido para instalar una nueva estación de bombeo, la temperatura ya es considerablemente baja; los valores de viscosidad de la mezcla no superan unos cuantos centiPoises, pero la tendencia a crecer exponencialmente es lo que no se debe de perder de vista.</p>
Temperatura	<p>En la Figura 48 se muestra el comportamiento de la temperatura para el ducto de 30 pulgadas. Si se agregara una línea de tendencia a las primeras millas de la curva de temperatura de la producción, esta cruzaría a la curva de temperatura ambiente antes de al alcanzar la región de la plataforma continental. Por otra parte, al final del ducto la temperatura ya se encuentra por debajo de los 100 °F, una condición muy desfavorable para desplazar hidrocarburos.</p>
Densidad	<p>La densidad tiene un comportamiento similar al de la simulación con ducto de 24 pulgadas, excepto hacia el final del ducto, donde es mayor. Si se analiza la densidad en conjunto con el colgamiento encontramos una mezcla con mayor cantidad de líquido y, por tanto, más densa. El comportamiento de la densidad se observa en la Figura 49.</p>

Simulación 3

Tabla 17 Condiciones operativas para la simulación con ducto de 36 pulgadas

Característica	Valor
Diámetro	36 pg
p mínima aceptable	200 psi
p al inicio del ducto	800 psi
T al inicio del ducto	180 °F

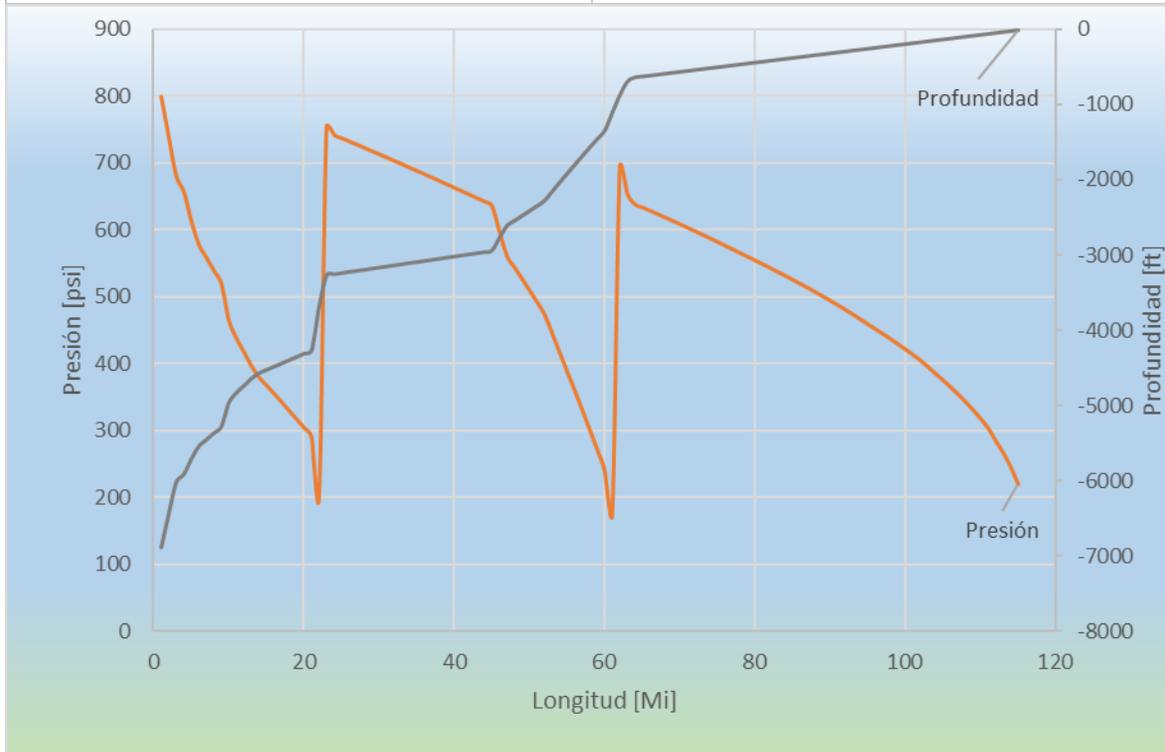


Figura 50 Estaciones de bombeo para ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 18 Resultados de la simulación con ducto de 36 pulgadas

Característica	Valor
Estaciones de bombeo	3
Presión al final del ducto	186.4 [psi]
Temperatura al final del ducto	89.45 [°F] (31.9 °C)

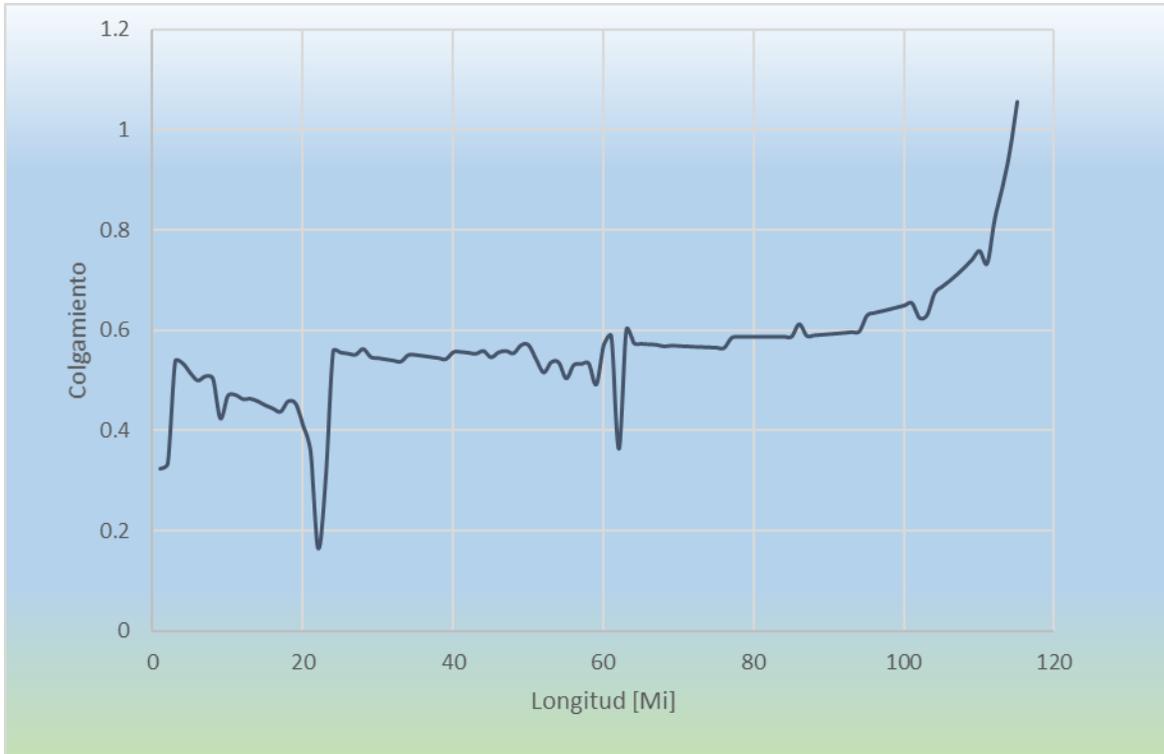


Figura 51 Colgamiento en ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

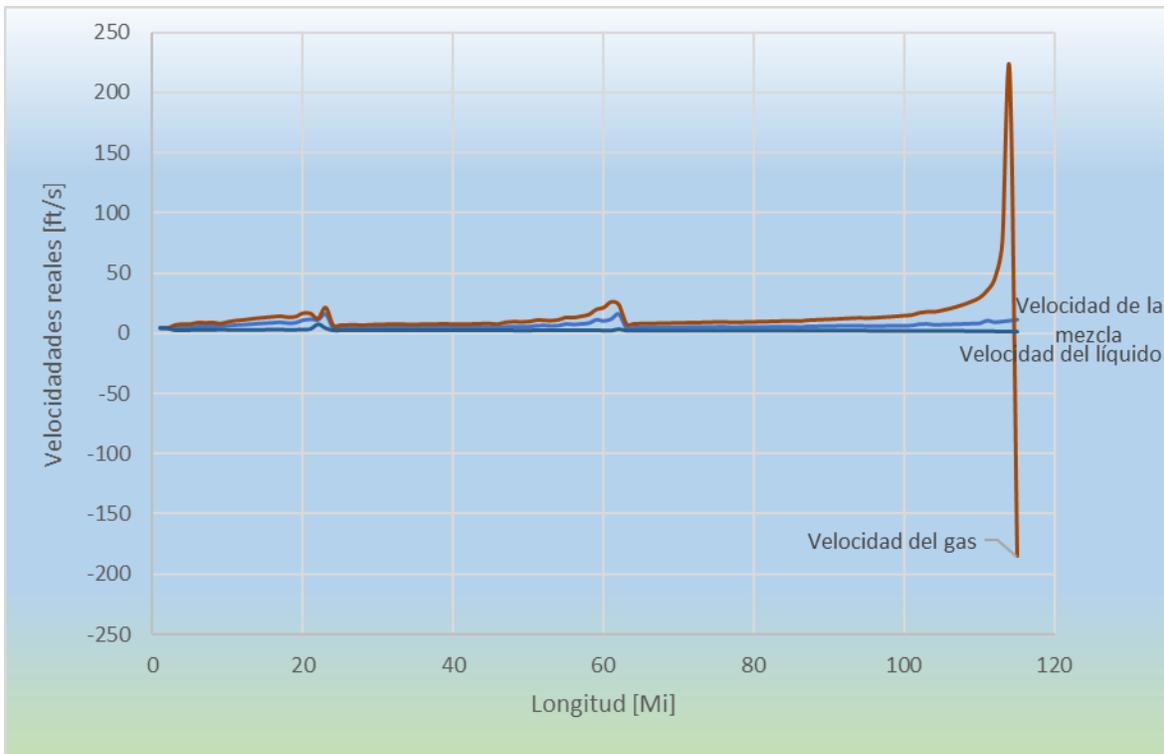


Figura 52 Velocidades del gas, del líquido y de la mezcla para ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

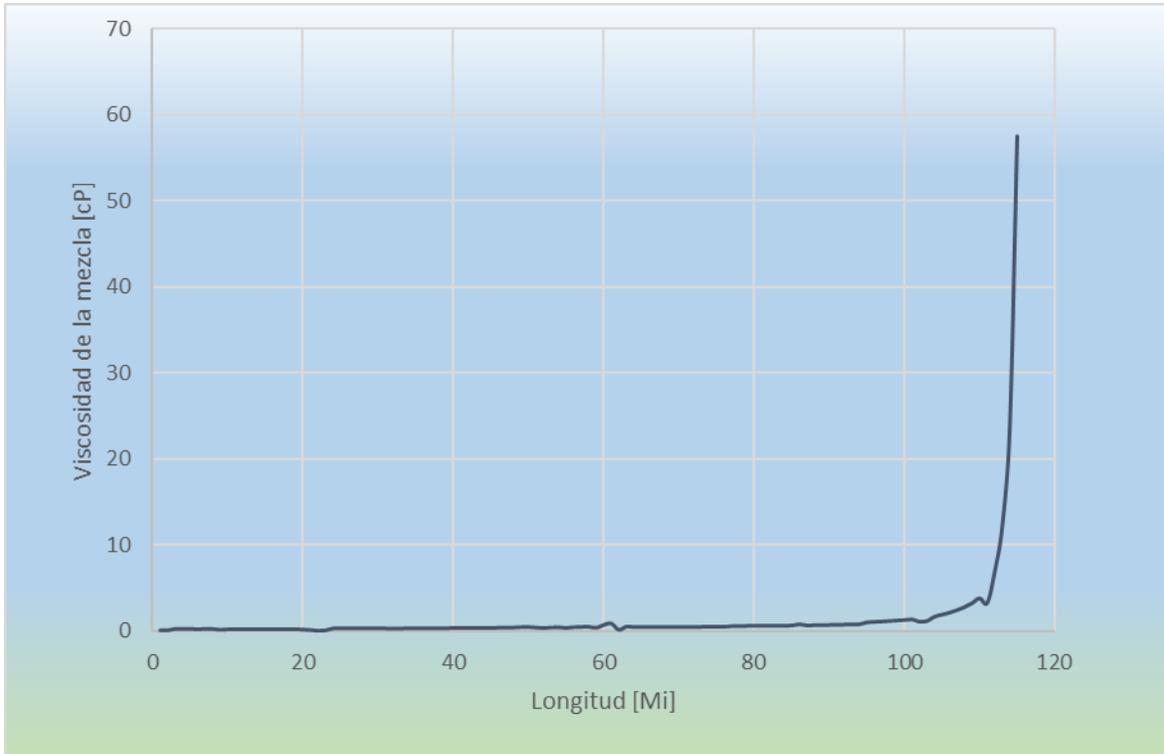


Figura 53 Viscosidad de la mezcla para ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

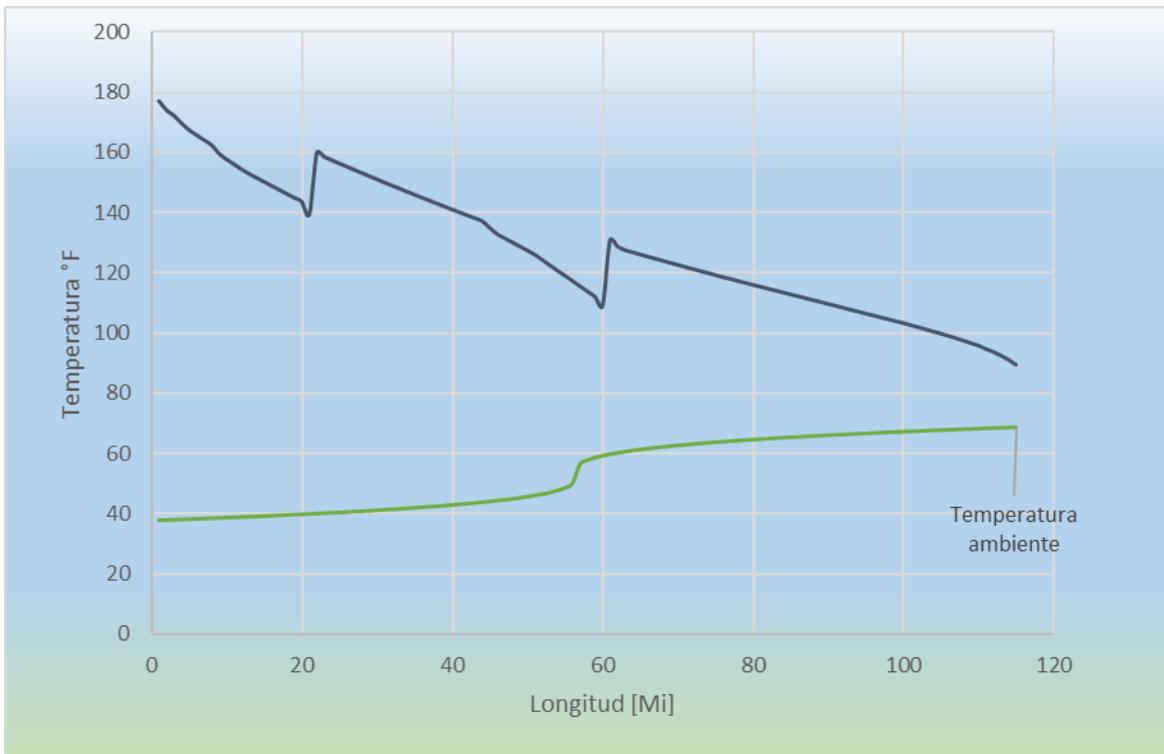


Figura 54 Perfil de temperaturas para ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

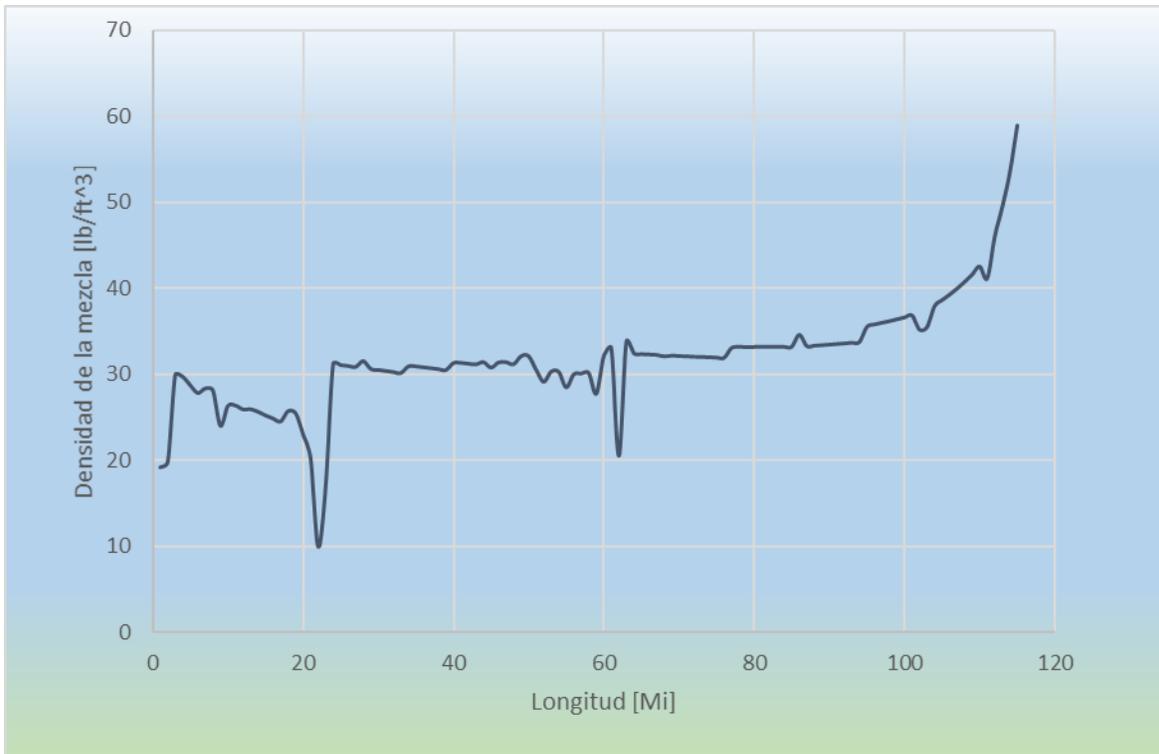


Figura 55 Densidad de la mezcla para ducto de 36 pulgadas
Fuente: elaboración propia

Tabla 19 Análisis de los resultados de la simulación con ducto de 36 pulgadas

Propiedad	Análisis
Número de estaciones	Esta simulación es muy interesante. A pesar de incrementar el diámetro del ducto en 6 pulgadas el número de bombas solo ha disminuido en uno, comparado con la simulación con ducto de 30 pulgadas.
Colgamiento	En prácticamente todo el ducto el colgamiento se mantiene entre los valores de 0.5 y 0.6 Sin embargo, las últimas 20 millas hay una tendencia al crecimiento exponencial, tal cual se visualizaba en el ducto de 30 pulgadas. A partir de su definición, el hecho de que el colgamiento sea mayor que uno carece de sentido. Un resultado como este haría pensar que alguno de los factores de los que depende el colgamiento ha salido de los parámetros en los que se tenía contemplado. Se debe recordar que, en su ecuación, el colgamiento depende mayormente de la viscosidad de la fase líquida, aunque también depende de las velocidades sin deslizamiento del gas y del líquido. Habría que revisar, entonces, los valores de dichas propiedades. El comportamiento del colgamiento se observa en la Figura 51 .

Velocidades	La velocidad con que se desplaza el líquido es muy lenta en prácticamente la totalidad del ducto, incluso pareciera que está por dejar de fluir. Lo verdaderamente notable es la velocidad con que se desplaza el gas al final del ducto, donde alcanza un valor desproporcionado, de más de 200 ft/s (220 km/h). Si se analiza junto al colgamiento, se tiene un ducto prácticamente lleno de líquido, donde el gas fluye por un espacio muy reducido y a una velocidad muy grande. Teóricamente, la velocidad negativa indicaría que el gas está fluyendo en sentido contrario, pero un resultado como el obtenido es suficiente para desechar el diámetro de ducto propuesto, Las velocidades del líquido, del gas y de la mezcla se muestran en la Figura 52 .
Viscosidad	Si se analizara la gráfica de isotermas para la viscosidad del aceite (Figura 17) este caso se encontraría en una de las curvas de baja temperatura y en la región de baja presión, donde hay comportamiento de crecimiento acelerado. Se debe recordar que la presión influye fuertemente en la viscosidad, pero la temperatura influye aún más. Por lo anterior, al final del ducto, a temperaturas menores a los 100 °F la viscosidad de la mezcla ha aumentado hasta valores de más de 50 cP. El comportamiento de la viscosidad de la mezcla se observa en la Figura 53 .
Temperatura	El comportamiento de la temperatura es muy similar al del ducto de 30 pulgadas, es decir, para este caso no hay un beneficio en la temperatura al aumentar el diámetro del ducto con que se conduce la producción. El comportamiento de la temperatura para el ducto de 36 pulgadas se muestra en la Figura 54 .
Densidad	La densidad de la mezcla se muestra en la Figura 55 . Hacia el final de la trayectoria del ducto, el valor de la densidad corresponde a una mezcla con un mínimo fase gaseosa y un aceite libre de gas disuelto.

Entre las simulaciones realizadas, a pesar de que el número de estaciones de bombeo es muy grande, la simulación con ducto de 24 pulgadas presenta la menor cantidad de problemas asociado al comportamiento de la mezcla multifásica.

La simulación con ducto de 30 pulgadas sería adecuada, siempre que se agregara una estación de bombeo adicional en la región de la plataforma continental, manteniendo así la presión de la mezcla.

La simulación con ducto de 36 pulgadas es la que mayor número de problemas asociados al comportamiento de la mezcla multifásica, mostró.

Las caídas de temperatura no fueron tan drásticas como se pudo haber supuesto. Esto se debe al revestimiento del acero, con concreto y un aislante térmico muy eficiente, como lo es el polipropileno. Los ductos empleados en las simulaciones tienen conductividades térmicas muy bajas, y esto se puede ver en los valores del coeficiente de transferencia de calor total U obtenidos (Figura 56).

	40	41	42	43	44	45	46	47	48
1	ho (Coef. Trans. Cal. Pel. Ext)	Cfm (Calor Específico de la Producción)	h (Coef. Trans. Cal. Pel. Int)	U (Coef. Trans. Cal. Total)	Función A	Presión al Final del Ducto			Temperatura al 37 Final del Ducto
2	2653.398568	0.579000437	60.15049024	21.01306049	740871.5699	741.9030627	1	37.74790323	177.062205
3	2653.875965	0.578252029	58.81886603	20.84820417	741143.1953	685.8304796	2	37.84016662	174.196014
4	2654.333482	0.577010176	90.26689606	23.78539429	720245.1354	660.8870128	3	37.93356693	172.356402
5	2654.617533	0.576755475	90.70291973	23.81558411	719752.8351	616.4113731	4	38.02813984	169.8629703
6	2655.002923	0.575882221	86.35033013	23.50453241	720470.8047	579.7446319	5	38.12392287	167.6426508
7	2655.339488	0.575740462	89.55876314	23.73602144	718943.9366	557.8787907	6	38.22095549	165.9405598
8	2655.590762	0.575006104	86.82142088	23.53934494	719170.3356	535.8476974	7	38.31927926	164.2420397
9	2655.838748	0.574272017	85.65058769	23.45244424	718762.8682	513.673374	8	38.41893802	162.5459222
10	2656.083641	0.573474432	71.42857352	22.23996448	725295.5091	458.8044642	9	38.51997802	159.717665
11	2656.496343	0.573005619	80.62873648	23.05923744	719531.4085	429.4127503	10	38.62244814	157.789807
12	2656.768416	0.572695254	81.82263779	23.15588791	718556.0783	405.2186536	11	38.72640009	156.0537357
13	2657.008882	0.571536944	80.94269764	23.08488441	717531.6163	380.6277648	12	38.83188863	154.3105939
14	2657.247531	0.571541751	82.74195908	23.22896417	716670.1414	358.7752634	13	38.93897183	152.6743513
15	2657.467972	0.571765516	82.66151459	23.22263635	716988.6145	340.8892806	14	39.04771137	151.1902883
16	2657.664247	0.571348157	82.26340219	23.19112095	716654.1234	322.0678701	15	39.15817281	149.6800417
17	2657.862104	0.570090636	81.79076361	23.15341744	715302.9241	302.3306617	16	39.27042598	148.1429126
18	2658.061533	0.570553076	78.8608086	22.91245178	717347.1709	283.2263043	17	39.38454537	146.6396484
19	2658.254029	0.571075223	81.98149684	23.16870609	716446.3592	260.4088623	18	39.50061052	145.005745

Figura 56 Valores de U para las simulaciones con ducto de 36 pulgadas

Fuente: elaboración propia

Como comparativo, una tubería submarina de 0.3 pulgadas de espesor, expuesta a una corriente de 50 °F y sin revestimiento, alcanza valores de U de más de $3000 \frac{Btu}{día ft^2 °F}$. Además, se debe recordar que los gastos de aceite y gas en las simulaciones, soy muy altos, pues corresponden a la producción, no de un pozo, sino de un campo.

Conclusiones

1. Se desarrolló un programa de cómputo que calcula las propiedades pVT del aceite, del gas y del agua, a partir de las correlaciones de diversos autores. El programa fue desarrollado en lenguaje de cómputo de alto nivel, Visual Basic.
2. Se desarrolló un programa de cómputo en lenguaje Visual Basic con el que se simuló el desplazamiento de hidrocarburos como corriente multifásica dentro de un ducto que inicia en el campo Trión, en aguas profundas del golfo de México, termina el municipio de Matamoros, en el estado de Tamaulipas, con una longitud neta de 117 millas y opera bajo las condiciones reales de dicho campo. El programa integra el modelo de propiedades de los fluidos, el modelo térmico de la línea y el modelo de flujo multifásico.
3. Técnicamente, es posible desplazar la producción de un campo en aguas profundas a través de un ducto tendido en el lecho marino, hasta las instalaciones de separación en la costa. Se requiere de numerosas condiciones para su funcionamiento, entre las que destacan mantener altos gastos, materiales con valores de conductividad térmica muy baja revistiendo el ducto en su totalidad y represionar la mezcla continuamente.
4. Los efectos de las bajas temperaturas de agua del fondo del océano a las que se expone la mezcla multifásica durante su desplazamiento representan la mayor dificultad para conducir la producción de un campo de aguas profundas. La temperatura influye profundamente en la viscosidad del aceite, que puede alcanzar valores de cientos o miles de cP dentro de la tubería, lo que resulta en la necesidad de mayor diferencial de presión en el bombeo.
5. La presencia del gas desplazándose debido a su expansión dentro del ducto, agrava los problemas de flujo de la mezcla multifásica. La expansión del gas libre está acompañada de un descenso en la temperatura que enfría directamente el aceite, aumentando su viscosidad, reduciendo su velocidad de desplazamiento e implica una mayor presión para poder continuar con el desplazamiento.
6. Los depósitos de parafinas, asfaltenos e hidratos de metano al interior del ducto, son otros de los efectos resultantes de las bajas temperaturas. Si bien, la acumulación de sólidos precipitados del aceite se puede presentar en cualquier punto del sistema integral de producción, la evidente dificultad para intervenir la línea de conducción submarina aquí simulada reduce a la inyección de químicos como la alternativa para solucionar ese problema. Por lo anterior, la esencia de este trabajo, de producir sin emplear plataforma o barco alguno, se pone en duda, al requerir forzosamente puntos de inyección de los disolventes de sólidos.
7. Suministrar calor durante el flujo, de manera que la temperatura de la mezcla se mantuviera alta, eliminaría prácticamente toda problemática asociada al comportamiento de los fluidos durante su desplazamiento.

Recomendaciones

1. Cualquier alternativa para transportar hidrocarburos presenta ventajas y desventajas. Antes de descartar la alternativa de conducir la producción de un campo de aguas profundas como flujo multifásico por un ducto (o ductos) por los retos técnicos que representa, se deben de comparar los costos y los beneficios contra los de producir con un sistema flotante de producción.
2. Cualquier proyecto de la ingeniería petrolera debe asegurar su funcionamiento en situaciones extremas. En el caso del proyecto que se simuló en este trabajo, debe de estar forzosamente acompañado de un perfil de suministro de calor a la producción en toda la línea de transporte. Diseñar un ducto con las temperaturas aquí consideradas es, en realidad, un riesgo al tratar de asegurar el flujo de hidrocarburos.
3. La mayoría de las ecuaciones empleadas en este trabajo en el perfil de temperaturas, están diseñadas para pozos de inyección, con gradientes y caudales propios de la inyección de agua a la formación a través de pozos, sin considerar puntos donde se incrementa la presión, pues estos no son necesarios para la lograr el objetivo. Si en algún momento se pensara desarrollar el transporte de hidrocarburos por ductos, más allá de la elevación de los cabezales a los sistemas flotantes de producción, sería muy conveniente desarrollar una teoría que considere las condiciones que prevalecen en el fondo del océano y las condiciones operativas del ducto: caudales volumétricos del orden de millones de barriles por día, puntos donde se incrementa la presión, gradiente térmico de valor muy bajo, entre otras.

Referencias

- Ahmed, T. (2007). *Equations of state and PVT analysis : applications for improved reservoir modeling*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Al-Marhoun, M. (2004). Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 42, 209-221.
- AMEXHI. (2019, agosto 13). *Explorar aguas profundas, caso Brasil*. Retrieved from Pulso energético: <https://pulsoenergetico.org/explorar-aguas-profundas-caso-brasil/>
- Amin, A., Riding, M., Shepler, R., Smedstad, E., & Ratulowski, J. (2005). desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso. *Oilfield Review*.
- Ariza, L. (2011). De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. *Fuentes: el reventón energético, vol 9*, 33-39.
- Bánzer, C. (1996). *Correlaciones numéricas P.V.T.* Maracaibo: Fundación Laboratrorio de Servicios Técnicos Petroleros.
- BNamericas. (2011, diciembre 13). *La importancia de perdido para el futuro de aguas profundas*. Retrieved diciembre 2, 2023, from Bnamericas: <https://www.bnamericas.com/es/analisis/la-importancia-de-perdido-para-el-futuro-de-aguas-profundas>
- BNamericas. (2014, agosto 14). *Ductos multifásicos de hidrocarburos para reducir costos*. Retrieved enero 23, 2024, from Bnamericas: <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/karin-hald--ife--->
- Bornemann Pumps. (2008). *Bornemann bombeo multifásico. Un cambio de perspectiva*. Obernkirchen: Bornemann.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase flow in wells*. Texas: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase flow in wells*. Texas.
- Campbell, J. (1984). *Gas Conditioning and Processing*. Campbell Petroleum Series.
- Carroll, J. J. (2002). *Natural gas hydrates*. Elsevier Science & Technology Books.
- Casas, O. S. (2012, Noviembre). *Explotación de campos petroleros en aguas profundas*. Ciudad de México: UNAM.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2015, Diciembre). *Síntesis geológico petrolera*. Retrieved enero 28, 2024, from Rondas México: https://rondasmexico.gob.mx/media/1048/atlas_cpp.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen técnico del plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos. Contrato CNH-A1-Trión/2016*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Echeverría Cabodevilla, Á. (2017). *Obtención de energía a partir de las corrientes marinas*. Universidad Politécnica de Madrid.
- El economista. (2018, febrero). *CNH da banderazo de salida a asociación de Pemex en Trión*. Retrieved from Periódico El Economista S.A. de C.V.: <https://www.economista.com.mx/empresas/CNH-da-banderazo-de-salida-a-asociacion-de-Pemex-en-Trion-20180216-0005.html>
- Gadea, G. (2004). *Los buques tanque y su clasificación*. Retrieved from IAPG -Instituto Argentino del Petroleo y del Gas: <http://biblioteca.iapg.org.ar/archivosadjuntos/petrotecnica/2004-2/losbuques.pdf>
- Gafanhao, M., Iglesias, E., & Delgado, J. (2008). Determinación del punto de precipitación de los asfaltenos en crudos venezolanos. *Revista Ciencia e Ingeniería, Vol. 29, No. 3*, 225-232.
- Gaiabit. (2022, mayo). *Tipos de plataformas petroleras*. Retrieved from Gaiabit: <https://gaiabit.com/tipos-de-plataformas-petroleras/>
- Garaicochea, F. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C.
- Garaicochea, F., Bernal, C., & López, O. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
- Goldzberg, V. (1984). Real properties of natural gas provide base for thermal hydraulic analysis of pipelines. *Oil and gas journal*.
- González, A. P. (2010). *Bombeo multifásico, una alternativa a la separación, bombeo y compresión convencionales en campos del activo integral aceite terciario del golfo*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Google maps. (2024, abril). *Área contractual*. Retrieved from Google maps: <https://www.google.com/maps/d/u/1/edit?mid=1RRrYNiLyu6ths17zYGT6c-wTUjSX3J8&ll=25.926873294834664%2C-96.07519033753914&z=10>
- Herzka, S., Zaragoza, R., Peters, E., & Hernández, G. (2021). *Atlas de línea base ambiental del Golfo de México*. México: CIGOM.
- Hydrocarbons Technology. (2014). *Ormen Lange Gas Processing Complex and Langed*. Retrieved from <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/ormen-lange-gas-processing/>

- INEGI. (2015). *Carta batimétrica internacional del mar Caribe y golfo de México*. Retrieved abril 30, 2024, from Inegi: https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/geografia/Batimetrica2015/702825209438.pdf
- Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa. (n.d.). *El piso oceánico*. Retrieved from Biblioteca digital del ILCE: <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/Colecciones/index.php?clave=cTiSuperf1&pag=10#:~:text=Se%20trata%20de%20una%20estructura,global%20o%20tect%C3%B3nica%20de%20placas>.
- Lugo, J. (1985). *Morfoestructuras del fondo oceánico mexicano*. Retrieved abril 2024, from Investigaciones geográficas, UNAM: <https://www.investigacionesgeograficas.unam.mx/index.php/rig/article/view/59475/52834>
- Nieves, V. (2023, noviembre 07). *El impresionante hallazgo de petróleo que promete poner a la economía de Namibia en el mapa*. Retrieved from *eleconomista.es*: <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12526608/11/23/el-impresionante-hallazgo-de-petroleo-que-promete-poner-a-la-economia-de-namibia-en-el-mapa.html>
- Oliveira, J. E. (2021, agosto). *ResearchGate*. Retrieved from *Ciências do mar: origem, conceitos e fundamentos*: https://www.researchgate.net/publication/353909798_Ciencias_do_Mar_-_origem_conceitos_e_fundamentos/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6Ii9kaXJY3QiLCJwYXN0IjoX2RpcmVjdCJ9fQ
- Ospino, T. G. (2009). *Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas.
- Padilla, D. L., & Watt, K. E. (2015). *Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control*. Universidad de San Buenaventura Cartagena.
- Paris, M. (2010). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Quintero, E. (2002). *Sistemas operativos y lenguajes de programación*. Thomson Ediciones Spain.
- Ramey, H. (1962). Wellbore heat transmission. *Journal of petroleum technology*, 14, 427-435. Retrieved from <https://doi.org/10.2118/96-PA>
- Romero-Juarez, A. (1979). A simplified method for calculating temperature changes in deep wells. *Journal of petroleum technology* 31, 763-768.
- Ruiz, J. A. (2015). Aguas profundas, el nuevo reto. *Memoria petrolera*, 03-07.

- Ruiz, J. P., Uribe, M. R., Flores, E. H., Rodríguez, J. L., & González, A. G. (n.d.). *El cinturón plegado perdido mexicano. Estructura y potencial petrolero*. Retrieved from UNAM: <https://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/estratiGAB/Zona%20desplegar/Lecturas/El%20cinturon%20plegado%20perdido.pdf>
- Singular Bank. (23 de Febrero de 2022). *Energía: Buques metaneros, el negocio de transportar gas natural*. Obtenido de SelfBank: <https://blog.selfbank.es/energia-buques-metaneros-el-negocio-de-transportar-gas-natural/>
- Stavanger Aftenblad. (2009, octubre). *Usikkerhet om Ormen Lange*. Retrieved from Stavanger Aftenblad: <https://www.aftenbladet.no/aenergi/i/BzRge/usikkerhet-om-ormen-lange>
- Urbasos, I. (2019, febrero 10). *La nueva Guyana petrolera y su proyección internacional*. Retrieved from Universidad de Navarra: <https://www.unav.edu/web/global-affairs/detalle/-/blogs/la-nueva-guyana-petrolera-y-su-proyeccion-internacional>
- Valle, G., Romero, F., & Cabarcas, M. (2017). Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos. *Fuentes: el reventón energético, vol 15*, 87-99.
- Wood Mackenzie. (2022). *Global deepwater: 2022 state of the industry*. Retrieved from <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-global-deepwater-2022-state-of-the-industry-150071179/>
- Yocum, B. (1957). Two Phase Flow in Well-Flowlines. *SPE-924-G*, 15.
- Zigrang, D., & Sylvester, N. (1985, Junio). A review explicit friction factor equations. *Energy Res. Tech.*, 107-280.

ANEXOS

Anexo 1 Memoria de programación

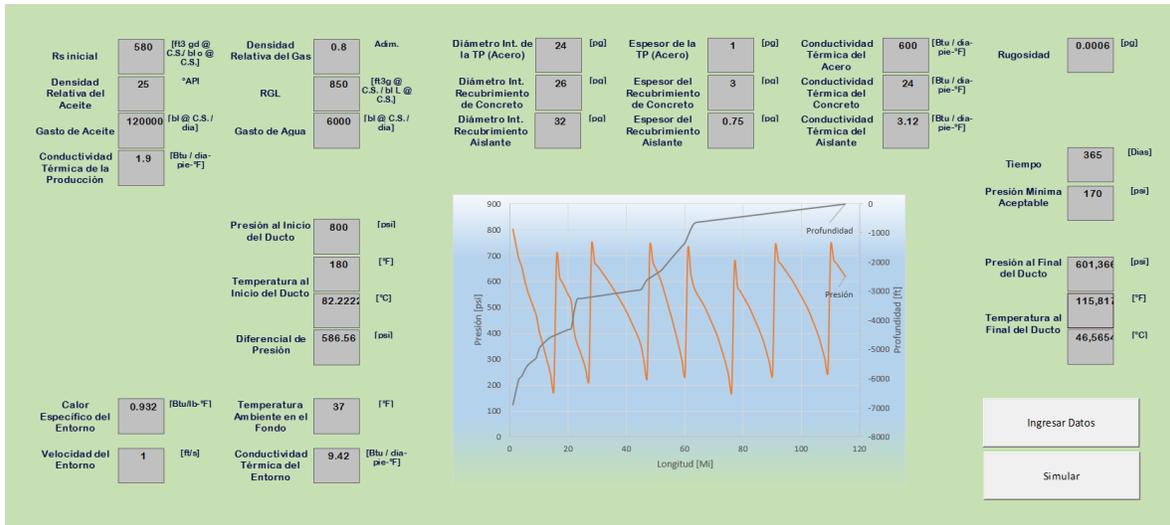


Figura 57. Interfaz para simulación con ducto de 24 pulgadas.
Fuente: elaboración propia.

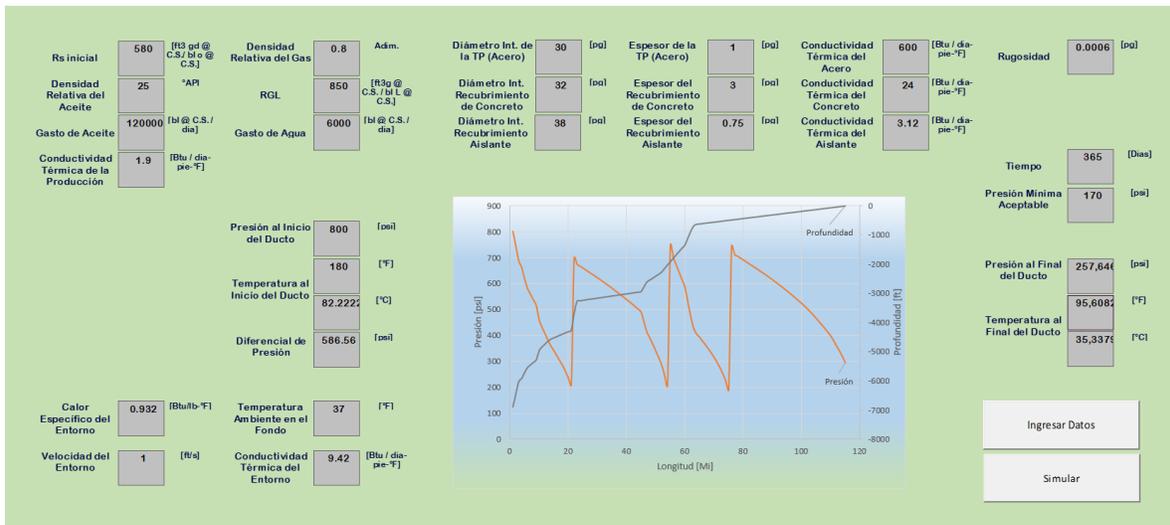


Figura 58. Interfaz para simulación con ducto de 30 pulgadas.
Fuente: elaboración propia.

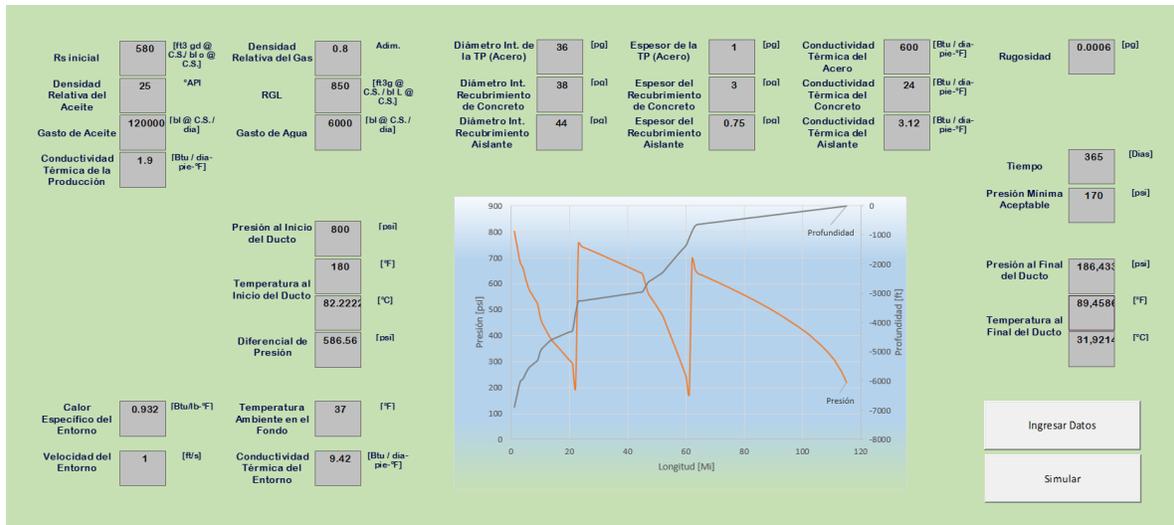


Figura 59. Interfaz para simulación con ducto de 36 pulgadas.
Fuente: elaboración propia.

```

*****Presión de Burbuja*****
Sub Presion_de_Burbuja()
Hoja2.Cells(10, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
Hoja2.Cells(10, 1) = "Presión de Burbuja"

ty = Hoja2.Cells(3, 2)
ts = Hoja2.Cells(4, 2)
delta_t = (ty - ts) / 49
n_column = 3
For i = 1 To 50
t = ty + delta_t * (1 - i)
Hoja2.Cells(10, n_column) = t
n_column = n_column + 1
Next i
*****Datos
SGg = Hoja2.Cells(5, 2)
Rsi = Hoja2.Cells(8, 2)
API = Hoja2.Cells(6, 2)
*****Cálculos*****
n_column = 3
Do While (Hoja2.Cells(10, n_column) <> "")
t = Hoja2.Cells(10, n_column)
A = (Rsi / SGg)
B = 2.09535 * (10) ^ -3 * t
C = 28.78231 * (10) ^ -3 * API
Pb = 18 * (A) ^ 0.83 * Exp(B - C)
Hoja2.Cells(11, n_column) = Pb
n_column = n_column + 1
Loop
End Sub

```

Figura 60. Subrutina para calcular la presión de burbuja Pb.
Fuente: elaboración propia.

```

*****Relacion de Solubilidad Rs*****
Sub Relacion_de_solubilidad()
  Hoja2.Cells(14, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
  Hoja2.Cells(14, 1) = "Rs"
  py = Hoja2.Cells(1, 2)
  ps = Hoja2.Cells(2, 2)
  delta_p = (py - ps) / 49
  n_row = 15
  For i = 1 To 50
    p = py + delta_p * (1 - i)
    Hoja2.Cells(n_row, 2) = p
    n_row = n_row + 1
  Next i
  ty = Hoja2.Cells(3, 2)
  ts = Hoja2.Cells(4, 2)
  delta_t = (ty - ts) / 49
  n_column = 3
  For i = 1 To 50
    t = ty + delta_t * (1 - i)
    Hoja2.Cells(14, n_column) = t
    n_column = n_column + 1
  Next i
  'Empieza a calcular las Rs
  SGg = Hoja2.Cells(5, 2)
  API = Hoja2.Cells(6, 2)
  n_column = 3
  For n_column = 3 To 52
    n_row = 15
    Do While (Hoja2.Cells(n_row, 2) <> "")
      t = Hoja2.Cells(14, n_column)
      p = Hoja2.Cells(n_row, 2)
      Pb = Hoja2.Cells(11, n_column)
      If p >= Pb Then
        p = Pb
      Else
        p = Hoja2.Cells(n_row, 2)
      End If
      A = -2.5245 * (10) ^ -3 * t
      B = 34.677 * (10) ^ -3 * API
      C = (p) ^ 1.2048
      Rs = 30.7343 * (10) ^ -3 * SGg * C * Exp(A + B)
      Hoja2.Cells(n_row, n_column) = Rs
      n_row = n_row + 1
    Loop
  Next n_column
End Sub

```

Figura 61. Subrutina para calcular la relación de solubilidad, Rs.
Fuente: elaboración propia.

```

*****Factor de Volumen del Aceite Bo*****
Sub Factor_de_Volumen_del_Aceite()
  Hoja2.Cells(67, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
  Hoja2.Cells(67, 1) = "Bo"
  py = Hoja2.Cells(1, 2)
  ps = Hoja2.Cells(2, 2)
  delta_p = (py - ps) / 49
  n_row = 68
  For i = 1 To 50
    p = py + delta_p * (1 - i)
    Hoja2.Cells(n_row, 2) = p
    n_row = n_row + 1
  Next i
  ty = Hoja2.Cells(3, 2)
  ts = Hoja2.Cells(4, 2)
  delta_t = (ty - ts) / 49
  n_column = 3
  For i = 1 To 50
    t = ty + delta_t * (1 - i)
    Hoja2.Cells(67, n_column) = t
    n_column = n_column + 1
  Next i
  'Empieza a calcular los Bo
  SGg = Hoja2.Cells(5, 2)
  SGo = Hoja2.Cells(6, 3)
  SGgs = Hoja2.Cells(5, 5)
  n_column = 3
  For n_column = 3 To 52
    n_row = 68
    n_row_Rs = 15
    Do While (Hoja2.Cells(n_row, 2) <> "")
      p = Hoja2.Cells(n_row, 2)
      Pb = Hoja2.Cells(11, n_column)
      t = Hoja2.Cells(67, n_column)
      Rs = Hoja2.Cells(n_row_Rs, n_column)
      A = (SGg / SGo) ^ 0.5
      B = 1.25 * t
      Bob = 0.9759 + 0.00012 * ((Rs * A + B) ^ 1.2)
      If p >= Pb Then
        C = -1443 + 5 * Rs + 17.2 * t - 1180 * SGgs + 12.61 * API
        d = p * (10) ^ 5
        Co = C / d
        Bo = Bob * Exp(-Co * (p - Pb))
      Else
        Bo = Bob
      End If
      Hoja2.Cells(n_row, n_column) = Bo
      n_row = n_row + 1
      n_row_Rs = n_row_Rs + 1
    Loop
  Next n_column
End Sub

```

Figura 62. Subrutina para calcular el factor de volumen del aceite, Bo.
Fuente: elaboración propia.

```

*****Viscosidad del Aceite*****
Sub Viscosidad_del_Aceite()
    Hoja2.Cells(120, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
    Hoja2.Cells(120, 1) = "Viscosidad del aceite"
    py = Hoja2.Cells(1, 2)
    ps = Hoja2.Cells(2, 2)
    delta_p = (py - ps) / 49
    n_row = 121
    For i = 1 To 50
        p = py + delta_p * (1 - i)
        Hoja2.Cells(n_row, 2) = p
        n_row = n_row + 1
    Next i
    ty = Hoja2.Cells(3, 2)
    ts = Hoja2.Cells(4, 2)
    delta_t = (ty - ts) / 49
    n_column = 3
    For i = 1 To 50
        t = ty + delta_t * (1 - i)
        Hoja2.Cells(120, n_column) = t
        n_column = n_column + 1
    Next i
    'Empieza a calcular las viscosidades
    API = Hoja2.Cells(6, 2)
    n_column = 3
    For n_column = 3 To 52
        n_row = 121
        n_row_Rs = 15
        Do While (Hoja2.Cells(n_row, 2) <> "")
            'viscosidad del aceite muerto
            t = Hoja2.Cells(120, n_column)
            A = 7.816432 - 0.04658 * API - 1.163 * (Math.Log(t))
            B = (Exp(Exp(A))) - 1
            'viscosidad del aceite saturado
            p = Hoja2.Cells(n_row, 2)
            Pb = Hoja2.Cells(11, n_column)
            Rs = Hoja2.Cells(n_row_Rs, n_column)
            C = 10.715 * (Rs + 100) ^ -0.515
            d = 5.44 * (Rs + 150) ^ -0.338
            Vob = C * (B) ^ d
            If p >= Pb Then
                E = Exp(-10.55749 - 89.8 * (10) ^ -6 * p + 1.187 * Math.Log(p))
                Vo = Vob * (p / Pb) ^ E
            Else
                Vo = Vob
            End If
            Hoja2.Cells(n_row, n_column) = Vo
            n_row = n_row + 1
            n_row_Rs = n_row_Rs + 1
        Loop
    Next n_column
End Sub

```

Figura 63. Subrutina para calcular la viscosidad del aceite.

Fuente: elaboración propia.

```

*****Factor de Compresibilidad del Gas*****
Sub Factor_Z()
  Hoja3.Cells(14, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
  Hoja3.Cells(14, 1) = "Z"
  py = Hoja2.Cells(1, 2)
  ps = Hoja2.Cells(2, 2)
  delta_p = (py - ps) / 49
  n_row = 15
  For i = 1 To 50
    p = py + delta_p * (1 - i)
    Hoja3.Cells(n_row, 2) = p
    n_row = n_row + 1
  Next i
  ty = Hoja2.Cells(3, 2)
  ts = Hoja2.Cells(4, 2)
  delta_t = (ty - ts) / 49
  n_column = 3
  For i = 1 To 50
    t = ty + delta_t * (1 - i)
    Hoja3.Cells(14, n_column) = t
    n_column = n_column + 1
  Next i
  'Comienza a calcular los factores de compresibilidad
  Fgd = Hoja2.Cells(6, 5)
  SGg = Hoja2.Cells(5, 2)
  R = Hoja2.Cells(7, 2)
  API = Hoja2.Cells(6, 2)
  n_column = 3
  For n_column = 3 To 52
    n_row = 15
    n_row_Rs = 15
    Do While (Hoja3.Cells(n_row, 2) <> "")
      Rs = Hoja2.Cells(n_row_Rs, n_column)
      t = Hoja3.Cells(14, n_column)
      p = Hoja3.Cells(n_row, 2)
      SGgd = 0.25 + 0.02 * API + (Rs * (10) ^ -6 * (0.6874 - 3.5864 * API))
      A = (R * SGg) - (Rs * SGgd)
      B = R - Rs
      SGgf = A / B
      Ppc = 702.5 - 50 * SGgf
      Tpc = 167 + 316.67 * SGgf
      Ppr = p / Ppc
      Tpr = (t + 460) / Tpc
      C = 3.52 * Ppr
      d = (10) ^ (0.9813 * Tpr)
      E = 0.274 * (Ppr) ^ 2
      F = (10) ^ (0.8157 * Tpr)
      Z = 1 - (C / d) + (E / F)
      Hoja3.Cells(n_row, n_column) = Z
      n_row = n_row + 1
      n_row_Rs = n_row_Rs + 1
    Loop
  Next n_column
End Sub

```

Figura 64. Subrutina para calcular el factor de compresibilidad del gas, Z.
Fuente: elaboración propia.

```

*****Factor de Volumen del Agua*****
Sub Factor_volumen_agua()
  Hoja4.Cells(14, 1).Interior.Color = RGB(0, 200, 0)
  Hoja4.Cells(14, 1) = "Bw"
  py = Hoja2.Cells(1, 2)
  ps = Hoja2.Cells(2, 2)
  delta_p = (py - ps) / 49
  n_row = 15
  For i = 1 To 50
    p = py + delta_p * (1 - i)
    Hoja4.Cells(n_row, 2) = p
    n_row = n_row + 1
  Next i
  ty = Hoja2.Cells(3, 2)
  ts = Hoja2.Cells(4, 2)
  delta_t = (ty - ts) / 49
  n_column = 3
  For i = 1 To 50
    t = ty + delta_t * (1 - i)
    Hoja4.Cells(14, n_column) = t
    n_column = n_column + 1
  Next i
  'Empieza a calcular las Bw
  n_column = 3
  For n_column = 3 To 52
    n_row = 15
    Do While (Hoja4.Cells(n_row, 2) <> "")
      t = Hoja4.Cells(14, n_column)
      p = Hoja4.Cells(n_row, 2)
      Pb = Hoja2.Cells(11, n_column)
      Bwb = Hoja4.Cells(11, n_column)
      If p >= Pb Then
        'En bajosaturado
        A = 3.8546 - (0.000134 * p)
        B = -0.01052 + (4.77 * (10) ^ -7) * p
        C = (3.9267 * (10) ^ -5) - (8.8 * (10) ^ -10) * p
        F = 1 + (8.9 * (10) ^ -3) * 17.8
        d = (A + B * t + C * (t) ^ 2) * ((10) ^ -6) * F
        Bw = Bwb * Exp(-d * (p - Pb))
      Else
        Bw = 1 + 1.2 * (10) ^ -4 * (t - 60) + 1 * (10) ^ -6 * (t - 60) - 3.33 * (10) ^ -6 * p
      End If
      Hoja4.Cells(n_row, n_column) = Bw
      n_row = n_row + 1
    Loop
  Next n_column
End Sub

```

Figura 65. Subrutina para calcular el factor de volumen del agua, Bw.
Fuente: elaboración propia.

```

Sub Numero_vel_l()
  Dn1 = Hoja2.Cells(n_row, 24)
  S1 = Hoja2.Cells(n_row, 25)
  Vsl = Hoja2.Cells(n_row, 26)
  Nlv = 1.938 * Vsl * (Dn1 / S1) ^ 0.25
  Hoja2.Cells(n_row, 28) = Nlv
End Sub

Sub Numero_vel_g()
  Dn1 = Hoja2.Cells(n_row, 24)
  S1 = Hoja2.Cells(n_row, 25)
  Vsg = Hoja2.Cells(n_row, 27)
  Ngv = 1.938 * Vsg * (Dn1 / S1) ^ 0.25
  Hoja2.Cells(n_row, 29) = Ngv
End Sub

Sub Numero_visc_l()
  Dn1 = Hoja2.Cells(n_row, 24)
  S1 = Hoja2.Cells(n_row, 25)
  Vsl = Hoja2.Cells(n_row, 26)
  M1 = Hoja2.Cells(n_row, 23)
  NML = 0.15726 * M1 * (1 / (Dn1 * (S1) ^ 3)) ^ 0.25
  Hoja2.Cells(n_row, 30) = NML
End Sub

Sub Colgamiento()
  Ele = Hoja3.Cells(n_row, 10)
  L = Hoja3.Cells(15, 2)
  Nlv = Hoja2.Cells(n_row, 28)
  Ngv = Hoja2.Cells(n_row, 29)
  NML = Hoja2.Cells(n_row, 30)
  Ang = Math.Atn((Ele / 5280) / L) * (180 / 3.141592)
  H = Exp((-0.38011 + 0.12988 * Sin(Ang) - 0.11979 * (Sin(Ang)) ^ 2 + 2.34323 * NML) * ((Ngv) ^ 0.47569 / (Nlv) ^ 0.28866))
  Hoja2.Cells(n_row, 31) = H
End Sub

```

Figura 66 Subrutinas para el cálculo del colgamiento, H

Fuente: elaboración propia

```

Sub Presion_final()
  p = Hoja2.Cells(n_row, 1)
  Pmin = Hoja3.Cells(25, 2)
  Dnm = Hoja2.Cells(n_row, 32)
  Ele = Hoja3.Cells(n_row, 10)
  F = Hoja2.Cells(n_row, 36)
  Vm = Hoja2.Cells(n_row, 34)
  L = Hoja3.Cells(15, 2)
  O = Hoja3.Cells(11, 2)
  Dbom = Hoja3.Cells(31, 2)
  pf = p - (2.158 * (10) ^ -4 * Dnm * 32.2 * Ele) - (13.676 * F * Dnm * (Vm) ^ 2 * (L / (2 * O)))
  If pf < Pmin Then
    pf = Dbom + pf
  Else
  End If
  Hoja2.Cells(n_row, 46) = pf
  Hoja2.Cells(n_row + 1, 1) = pf
End Sub

```

Figura 67. Subrutina para calcular la presión al final del ducto.

Fuente: elaboración propia.

```

Sub U_total()
  ho = Hoja2.Cells(n_row, 40) 'pelicula externa
  hi = Hoja2.Cells(n_row, 42) 'pelicula interna
  Kr = Hoja3.Cells(22, 2) 'conductividad térmica del recubrimiento-aislante
  Ks = Hoja3.Cells(23, 2) 'conductividad térmica del acero
  Kc = Hoja3.Cells(28, 2) 'Conductividad del del concreto
  Xr = Hoja3.Cells(24, 2) 'Espesor del recubrimiento
  Xs = Hoja3.Cells(26, 2) 'Espesor del acero
  Xc = Hoja3.Cells(29, 2) 'Espesor del concreto
  U = 1 / ((1 / hi) + ((Xr / 12) / Kr) + ((Xs / 12) / Ks) + ((Xc / 12) / Kc) + (1 / ho))
  Hoja2.Cells(n_row, 43) = U
End Sub

```

Figura 68. Subrutina para calcular el coeficiente de transferencia de calor total, U.

Fuente: elaboración propia.

```

Sub Funcion_A()
    ti = Hoja3.Cells(4, 2) 'Tiempo
    O = Hoja3.Cells(11, 2) 'Diámetro interno acero
    Om = Hoja3.Cells(33, 2) 'Diámetro externo del ducto
    Xm = Hoja3.Cells(34, 2) 'espesor del revestimiento
    Cfm = Hoja2.Cells(n_row, 41) 'Capacidad calorífica de la mezcla
    Ka = Hoja3.Cells(19, 2) 'conductividad termica del agua
    U = Hoja2.Cells(n_row, 43) 'Coeficiente de transferencia de calor total
    Wm = Hoja2.Cells(n_row, 44) 'Gasto másico
    A = 552 * ((ti) / (Om) ^ 2) 'Función Y de tiempo y diámetro externo del revestimiento
    B = 0.31333 * (Log(A) / Log(10)) - (0.06 * (Log(A) / Log(10)) ^ 2) + (0.006666 * ((Log(A) / Log(10)) ^ 3))
    C = (10) ^ B 'f(t)
    D = O / 24 'rti
    Fa = Wm * Cfm * ((Ka + D * U * C) / (2 * 3.14159265 * D * Ka * U)) 'Función A
    Hoja2.Cells(n_row, 45) = Fa
End Sub

```

Figura 69. Subrutina para calcular la función A del modelo de Ramey.

Fuente: elaboración propia.

```

Sub temp_final()
    t = Hoja2.Cells(n_row, 2)
    L = Hoja3.Cells(15, 2)
    Fa = Hoja2.Cells(n_row, 45)
    ta = Hoja2.Cells(n_row, 48)
    tant = Hoja2.Cells(n_row - 1, 48)
    Dpg = Hoja2.Cells(n_row, 52)
    Gjt = Hoja2.Cells(n_row, 58)
    Gt = (ta - tant) / 5280
    tf = Gt * (L * 5280) + tant - (Gt * Fa) + (t + (Gt * Fa) - tant) * Exp((-L * 5280) / Fa) + Dpg * 5280
    Hoja2.Cells(n_row, 49) = tf
    If (Hoja2.Cells(n_row + 1, 1) <> "") Then
        Hoja2.Cells(n_row + 1, 2) = tf
    Else
    End If
End Sub

```

Figura 70. Subrutina para calcular la temperatura al interior del ducto.

Fuente: elaboración propia.

```

Sub Relacion_de_Solubilidad()
Workbooks("Proyecto V1.xlsm").Activate
  Sheets("Hoja2").Select

  fil = 15
  col = 2

  For i = 1 To 50
Cells(fil, col).Select
If ActiveCell.Value < p Then
x2 = ActiveCell.Value
x1 = ActiveCell.Offset(-1, 0).Value

GoTo terminar

End If
fil = fil + 1
Next i

terminar:

fil = 14
col = 3

For J = 1 To 50
Cells(fil, col).Select
  If ActiveCell.Value < t Then
    xx2 = ActiveCell.Value
    xx1 = ActiveCell.Offset(0, -1).Value
    GoTo finalizar
  End If
col = col + 1
Next J
finalizar:

Cells(14, 2).Select
ActiveCell.Offset(i, J).Select
y2 = ActiveCell.Value
ActiveCell.Offset(-1, -1).Select
y1 = ActiveCell.Value

'interpolacion en la Presión
Rs_P = ((y2 - y1) / (x2 - x1)) * (p - x1) + y1
'interpolacion en la temperatura
Rs_T = ((y2 - y1) / (xx2 - xx1)) * (t - xx1) + y1

Rs = (Rs_P + Rs_T) / 2

Workbooks("Estaciones de bombeo V1.xlsm").Activate
Sheets("Hoja2").Select
Hoja2.Cells(n row, 4).Select
ActiveCell.Value = Rs
Cells(1, 1).Select
End Sub

```

Figura 71. Subrutina del programa de flujo multifásico que busca el valor de la R_s dentro del programa de las propiedades de los fluidos.
Fuente: elaboración propia.

```

Sub aceite()
Workbooks("Estaciones de bombeo V1.xlsm").Activate
Sheets("Hoja2").Select
Borrar
Nombres_propiedades
Diametro_externo
n_row = 2
p = Hoja3.Cells(2, 2)
Hoja2.Cells(2, 1) = p
t = Hoja3.Cells(3, 2)
Hoja2.Cells(2, 2) = t
Pmin = Hoja3.Cells(25, 2)
ta = Hoja3.Cells(16, 2)
Hoja2.Cells(1, 48) = ta
Do
Presion_de_Burbuja
Relacion_de_Solubilidad
B_o
Viscosidad_aceite_muerto
Viscosidad_Aceite
Densidad_Gas_Disuelto
Densidad_Aceite
Tension_superficial
Densidad_Gas_Free
Factor_Z
B_g
Densidad_gas
Viscosidad_gas
B_w
Densidad_agua
Viscosidad_w
Tension_w
Fraccion_o
Fraccion_w
Viscosidad_liquido
Densidad_liquido
Tension_liquido
Velocidad_sup_liquido
Velocidad_sup_gas
Numero_vel_l
Numero_vel_g
Numero_visc_l
Colgamiento
Densidadmezcla
Viscosidadmezcla
Velocidadmezcla
Numero_Reynolds
Factor_friccion
Millas
Temperatura_Ambiente
Temperatura_promedio
Viscosidad_ambiente
Densidad_ambiente
h_externa
cap_calmezcla
h_interna
U_total
Funcion_A
Presion_final
Joule_Thompson
temp_final
n_row = n_row + 1
Loop While (Hoja2.Cells(n_row - 1, 47) < 115)
Resultados
End Sub

```

Figura 72. Rutina del programa de flujo multifásico.
Fuente: elaboración propia.

Anexo 2. Derivación de la solución de transmisión de calor en pozos

(Ramey, 1962).

Consideremos la inyección de un fluido a través de la tubería de un pozo revestido desde el intervalo de inyección hasta la superficie. Suponiendo también, que el fluido se inyecta a velocidad y temperatura conocidas en superficie, determine la temperatura del fluido inyectado en función de la profundidad y el tiempo.

En la **Figura 73** se muestra un esquema del problema. Las profundidades se miden desde la superficie. Como se muestra en la figura (A.1) un gasto W [lb/día] de fluido se inyecta en la tubería en la superficie, a una temperatura T_0 . El radio interior del tubo es r_1 , y la temperatura T_1 del fluido en la tubería es función de la profundidad Z y del tiempo t . El radio externo del revestimiento es r_2 y la temperatura del revestimiento es T_2 , también función de la profundidad y el tiempo.

El procedimiento habitual para problemas de flujo de este tipo es resolver las ecuaciones de energía total y de energía mecánica simultáneamente para obtener distribuciones de temperatura y presión. Sin embargo, la solución puede aproximarse mediante las siguientes consideraciones. La ecuación de energía total es:

$$dH + \frac{g dz}{g_c J} + \frac{u du}{g_c J} = dQ - \frac{dW_f}{J} \quad (\text{A.1})$$

Asumiendo flujo al interior de la tubería en una sola fase, el trabajo realizado por el flujo es cero y la ecuación (A.1) queda:

$$dH + \frac{g dz}{g_c J} + \frac{u du}{g_c J} = dQ \quad (\text{A.2})$$

Flujo en fase líquida:

Si el flujo es de un fluido incompresible, como un líquido, la energía cinética es cero, es ese caso:

$$dH + \frac{g dz}{g_c J} = dQ \quad (\text{A.3})$$

Pero, por definición, la entalpia es:

$$dH = dE + \frac{d(PV)}{J} = dE + \frac{VdP}{J} \quad (\text{A.4})$$

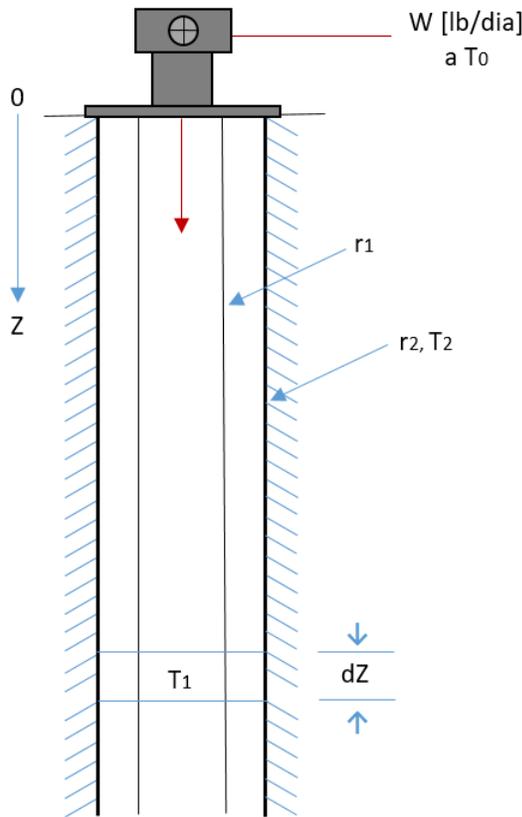


Figura 73 Esquema del problema de la transmisión de calor del pozo
Fuente: modificado de (Ramey, 1962)

Para un fluido incompresible,

O:

$$dH = cdT + \frac{VdP}{J} \quad (\text{A.5})$$

Despreciando la fricción en el flujo, el término VdP es igual al cambio en la carga hidrostática del fluido, y el cambio en la entalpía es:

$$dH \approx cdT + \frac{g dZ}{g_c J} \quad (\text{A.6})$$

Considerando flujo descendente, el aumento de entalpía debido al aumento de presión es aproximadamente igual a la pérdida de energía potencial. Por el contrario, para el flujo ascendente, la pérdida de entalpía debido a la disminución de la presión es aproximadamente igual al aumento de la energía potencial.

Como resultado, la ecuación de energía total se convierte en:

$$cdT \approx dQ \quad (\text{A.7})$$

para un líquido incompresible que fluye en verticalmente en una tubería de diámetro constante.

Suponiendo que no haya cambios de fase, un balance de energía aproximado sobre el elemento diferencial a la profundidad dZ es:

Calor cedido por el líquido= calor transferido al revestimiento,

O:

$$dq = -WcdT_1 = 2\pi r_1 U(T_1 - T_2)dZ \quad (\text{A.8})$$

La razón del calor conducido desde el revestimiento hacia la formación se puede expresar con:

$$dq = \frac{2\pi k(T_2 - T_0)dZ}{f(t)} \quad (\text{A.9})$$

La ecuación (A.9) implica asumir que el calor se transfiere de forma radial desde el interior del pozo. La función de tiempo $f(t)$ depende de las condiciones específicas de conducción de calor.

Asumiendo al gradiente geotérmico como una función lineal de la profundidad

$$T_0 = aZ + b \quad (\text{A.10})$$

Sustituyendo (A.9) y (A.10) en (A.8):

$$\frac{\partial T_1}{\partial Z} + \frac{T_1}{A} - \frac{(aZ + b)}{A} = 0, A \neq 0 \quad (\text{A.11})$$

Y

$$A = \frac{Wc[k + r_1 U f(t)]}{2\pi r_1 U k} \quad (\text{A.12})$$

Un factor de integración para la ecuación (A.11) es $e^{Z/A}$, entonces:

$$T_1(e)^{\frac{Z}{A}} = \int \frac{(aZ + b)(e)^{\frac{Z}{A}}}{A} dZ + C(t) \quad (\text{A.13})$$

O:

$$T_1(e)^{\frac{Z}{A}} = (aZ - aA + b)(e)^{\frac{Z}{A}} + C(t) \quad (\text{A.14})$$

O:

$$T_1(Z, t) = aZ - aA + b + C(t)(e)^{-\frac{Z}{A}} \quad (\text{A.15})$$

La función $C(t)$ puede ser evaluada a la condición $T_1=T_0(t)$ para $Z=0$. Entonces:

$$C(t) = T_0(t) + aA - b \quad (\text{A.16})$$

Quedando la expresión final para la temperatura del líquido como función de la profundidad y del tiempo:

$$T_1(Z, t) = aZ + b - aA + [T_0(t) + aA - b](e)^{-\frac{Z}{A}} \quad (\text{A.17})$$

Donde la función A esta definida por la ecuación (A.12).

La nomenclatura usada en las ecuaciones de este anexo es la siguiente:

a= gradiente geotérmico, en $\frac{^{\circ}F}{ft}$

b= temperatura de la tierra en la superficie, en $^{\circ}F$

c= calor específico del fluido a presión constante, en $\frac{Btu}{lb \cdot ^{\circ}F}$

E= energía interna, en **Btu**

f(t)= función de tiempo de la conducción de calor de la tierra, **adimensional**

g= aceleración gravitatoria, igual a $32 \frac{ft}{s^2}$

g_c= factor de conversión para la segunda ley de Newton, igual a $32.2 \frac{lb \cdot ft}{s^2 \cdot lb_f}$

H= Entalpia, en **Btu**

J= equivalencia mecánica del calor, igual a $778 \frac{ft \cdot lb_f}{Btu}$

k= conductividad térmica de la tierra, en $\frac{Btu}{día \cdot ft \cdot ^{\circ}F}$

P= presión, en **psi**

Q= calor transferido por entorno en $\frac{Btu}{lb}$

q= tasa de transferencia de calor, en $\frac{Btu}{día}$

r₁= radio interior de la tubería de producción, en **ft**

t= tiempo de inyección, en **días**

T₀= temperatura del fluido inyectado en la superficie, en $^{\circ}F$

T₁= temperatura del fluido inyectado en la tubería, en $^{\circ}F$

U= coeficiente de transferencia de calor total, en $\frac{Btu}{día \cdot ft^2 \cdot ^{\circ}F}$

V= volumen específico del fluido, en $\frac{ft^3}{lb}$

W= Gasto másico de inyección, en $\frac{lb}{día}$

Z= profundidad, en **ft**