

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**SIMULACIÓN TÉRMICA EN ESTADO TRANSITORIO DEL FLUJO
DE GAS EN LÍNEAS DE FLUJO “RISER” EN POZOS
REPRESENTATIVOS DEL CAMPO AMISTAD**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO

JOSHUA ANDRÈ ROSERO AGUINAGA
joshua.ros@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JAIME GONZÁLEZ MAYA Msc.
jaime.gonzalez@epn.edu.ec

QUITO, JUNIO 2019

DECLARACIÓN

Yo, Joshua André Rosero Aguinaga, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado previamente para ningún grado o calificación personal; y que he consultado referencias bibliográficas que incluyen al final del documento.

A través de la presente declaración, cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Joshua André Rosero Aguinaga

CERTIFICACIÓN

Certifico que este trabajo de titulación fue desarrollado por Joshua André Rosero Aguinaga bajo mi supervisión.

Jaime González Maya

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDOS	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCIÓN.....	3
Pregunta de investigación	8
Objetivo general.....	9
Objetivos específicos	9
Alcance	9
1. MARCO TEÓRICO	10
1.1. Aseguramiento de flujo	10
1.2. Hidratos de gas	13
Generalidades	13
Curva de equilibrio de hidratos	15
1.3. Gas natural	17
Generalidades	17
Ecuación de estado Peng-Robinson	17
1.4. Propiedades del gas natural	19
Masa molar (M_g).....	19
Gravedad específica (sg_g).....	19
Presión y temperatura pseudo-críticas (P_{pc} y T_{pc}).....	20
Factor de desviación del gas (z).....	21
Factor volumétrico (B_g).....	22
Densidad (ρ_g).....	22

Viscosidad (μ_g)	23
Calor específico (c_{pg}).....	24
Conductividad térmica (K_{hg})	28
1.5. Propiedades del agua de producción	29
Tensión interfacial (σ_{gw})	29
1.6. Propiedades de la tubería	30
Materiales alternativos	30
1.7. Flujo multifásico en tuberías	31
Regímenes de flujo	32
Caída de presión en las líneas de flujo	35
Patrones de flujo	37
1.8. Transferencia de energía por calor bajo régimen estacionario.....	42
Conducción.....	43
Radiación.....	43
Convección.....	44
Coeficiente de calor por convección (h_c).....	45
Coeficiente global de transferencia por calor (U).....	48
1.9. Transferencia de energía por calor bajo régimen transitorio	51
1.10. Propiedades de la corriente submarina	52
1.11. Dinámica de fluido computacional (CFD)	54
Metodología de volúmenes finitos	55
Metodología de la simulación CFD	55
Modelado bifásico en ANSYS-CFX R16.2	60
2. METODOLOGÍA.....	62
2.1. Generalidades	62
2.2. Variables de entrada del sistema.....	63
Diagrama de fase de gas natural en el Campo Amistad.....	63
Resumen de las propiedades del gas natural	65
Resumen de las propiedades del agua de producción	67

Patrón de flujo	67
Condiciones de entrada, salida y pared para Ansys-CFX	72
2.3. Curvas de equilibrio de hidratos	74
2.4. Simulación analítica	75
2.5. Simulación CFD.....	75
Geometría.....	75
Mallado	76
<i>Setup</i>	80
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	83
3.1. Resultados de Ansys-CFX.....	83
Hidrodinámica	83
Termodinámica.....	88
3.2. Comparación de resultados Ansys-CFX y métodos analíticos	92
3.3. Curvas de equilibrio de hidratos	94
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
4.1. Conclusiones.....	97
4.2. Recomendaciones.....	98
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99
ANEXOS.....	I
Anexo 1 – Coeficientes para flujo térmico transitorio.....	i
Anexo 2 – Tablas de velocidades promedio de las corrientes submarinas	ii

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – DIAGRAMA PRESIÓN-TEMPERATURA DE FORMACIÓN DE HIDRATOS	6
FIGURA 2 – DIAGRAMA DE FASE CONSIDERANDO PRECIPITADOS.....	11
FIGURA 3 – CONDICIONES FAVORABLES PARA LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN AGUA DULCE	14
FIGURA 4 – PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES.....	38
FIGURA 5 – PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	38
FIGURA 6 – DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	40
FIGURA 7 – DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES	41
FIGURA 8 – FLUJO ANULAR.....	41
FIGURA 9 – CONVECCIÓN LIBRE Y FORZADA.....	45
FIGURA 10 – CAPAS LÍMITE DE VELOCIDAD Y TEMPERATURA	46
FIGURA 11 – REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA PARA LA OBTENCIÓN DEL COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA POR CALOR	49
FIGURA 12 – METODOLOGÍA DE LA SIMULACIÓN CFD.....	56
FIGURA 13 – MALLA ESTRUCTURADA	57
FIGURA 14 – MALLA ESTRUCTURADA EN BLOQUES	58
FIGURA 15 – MALLA NO ESTRUCTURADA	58
FIGURA 16 – ESQUEMA METODOLÓGICO	62
FIGURA 17 – DIAGRAMA DE FASE DE GAS NATURAL EN EL CAMPO AMISTAD.	64
FIGURA 18 – BATIMETRÍA DEL POZO AMS-10	68
FIGURA 19 – BATIMETRÍA DEL POZO AMS-11	68
FIGURA 20 – PATRONES DE FLUJO PARA BEGGS & BRILL.....	71
FIGURA 21 – PATRONES DE FLUJO BASADO EN BEGGS & BRILL	72
FIGURA 22 – CURVAS DE EQUILIBRIO DE HIDRATOS.....	74
FIGURA 23 – GEOMETRÍA	76

FIGURA 24 – VISTA FRONTAL DE LA MALLA.....	77
FIGURA 25 – VISTA SUPERIOR DE LA MALLA.....	77
FIGURA 26 – TEMPERATURA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA PARA LAS MALLAS COMPARADAS	79
FIGURA 27 – PRESIÓN EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA PARA LAS MALLAS COMPARADAS	79
FIGURA 28 – PERFIL DE VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL GAS – CASO BASE.....	83
FIGURA 29 – PERFIL DE VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL AGUA – CASO BASE..	84
FIGURA 30 – PERFIL DE VELOCIDAD SUPERFICIAL TRANSVERSAL PARA EL POZO AMS-10 A 15 M DE LA UNIÓN – CASO BASE	85
FIGURA 31 – PERFIL DE VELOCIDAD SUPERFICIAL TRANSVERSAL PARA EL POZO AMS-11 A 15 M EN LA UNIÓN – CASO BASE	85
FIGURA 32 – PERFIL DE FRACCIÓN DE AGUA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA VERTICAL – CASO BASE	86
FIGURA 33 – PERFIL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA – AMS-11	86
FIGURA 34 – PERFIL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA – AMS-10	87
FIGURA 35 – PERFIL DE TEMPERATURA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA – AMS-11.....	88
FIGURA 36 – PERFIL DE TEMPERATURA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA – AMS-10.....	88
FIGURA 37 – PERFIL DE TEMPERATURA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO BAJO FLUJO TRANSITORIO	89
FIGURA 38 – CAÍDA DE TEMPERATURA EN FLUJO TRANSITORIO ANSYS-CFX AMS-10 CASO BASE.....	90
FIGURA 39 – CAÍDA DE TEMPERATURA EN FLUJO TRANSITORIO ANSYS-CFX AMS-11 CASO BASE.....	90
FIGURA 40 – CAÍDA DE TEMPERATURA EN FLUJO TRANSITORIO ANSYS-CFX AMS-10 POLIURETANO.....	91
FIGURA 41 – CAÍDA DE TEMPERATURA EN FLUJO TRANSITORIO ANSYS-CFX AMS-11 POLIURETANO.....	91

FIGURA 42 – GRADIENTE DE TEMPERATURA ANSYS-CFX VS ANALÍTICO PARA CASO BASE	92
FIGURA 43 – GRADIENTE DE TEMPERATURA ANSYS-CFX VS ANALÍTICO PARA POLIETILENO	92
FIGURA 44 – GRADIENTE DE TEMPERATURA ANSYS-CFX VS ANALÍTICO PARA POLIPROPILENO	93
FIGURA 45 – GRADIENTE DE TEMPERATURA ANSYS-CFX VS ANALÍTICO PARA POLIURETANO	93
FIGURA 46 – CURVAS DE FORMACIÓN DE HIDRATOS AMS-10	96
FIGURA 47 – CURVAS DE FORMACIÓN DE HIDRATOS AMS-11	96

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 – TEMPERATURA Y PRESIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO.....	5
TABLA 2 – PRINCIPALES PROBLEMAS EN ASEGURAMIENTO DE FLUJO	11
TABLA 3 – PROPIEDADES DE LA TUBERÍA	30
TABLA 4 – PROPIEDADES DEL AISLANTE	30
TABLA 5 – CONDUCTIVIDADES TÉRMICAS DE MATERIALES ALTERNATIVOS...	31
TABLA 6 – LÍMITES DE PATRONES DE FLUJO	37
TABLA 7 – CONSTANTES DE PATRONES DE FLUJO	37
TABLA 8 – CONSTANTES DE DIRECCIÓN DE FLUJO.....	37
TABLA 9 – TEMPERATURAS EXTERNAS A LA LÍNEA DE FLUJO PARA EL CASO BASE	52
TABLA 10 – PROPIEDADES DE LA CORRIENTE SUBMARINA PARA EL CASO BASE	53
TABLA 11 – TEMPERATURAS EXTERNAS A LA LÍNEA DE FLUJO PARA PARA MATERIALES ALTERNATIVOS	53
TABLA 12 – PROPIEDADES DE LA CORRIENTE SUBMARINA PARA PARA MATERIALES ALTERNATIVOS	54
TABLA 13 – COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL EN EL CAMPO AMISTAD	63
TABLA 14 – CONDICIONES DE FRONTERA EN LAS LÍNEAS DE FLUJO	64
TABLA 15 – MASA MOLAR DEL GAS NATURAL.....	65
TABLA 16 – TEMPERATURA Y PRESIÓN PSEUDO-CRÍTICAS SIN CORRECCIONES	65
TABLA 17 – CALOR ESPECÍFICO MOLAR IDEAL.....	66
TABLA 18 – RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS EN LA ENTRADA	66
TABLA 19 – PROPIEDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	67
TABLA 20 – ÁNGULOS DE INCLINACIÓN DE LAS LÍNEAS DE FLUJO.....	69
TABLA 21 – DIMENSIONES DEL MODELO SIMPLIFICADO.....	69
TABLA 22 – PRESIÓN DE SALIDA EN PERFIL BATIMÉTRICO Y SIMPLIFICADO ..	69
TABLA 23 – PRESIÓN DE SALIDA PARA MATERIALES ALTERNATIVOS.....	70

TABLA 24 – COEFICIENTES DE PATRONES DE FLUJO PARA BEGGS & BRILL...	71
TABLA 25 – DIÁMETROS HIDRÁULICOS Y VELOCIDADES DE LAS FASES.....	72
TABLA 26 – CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS POZOS AMS-10 Y AMS-11	73
TABLA 27 – CONDICIONES TÉRMICAS INICIALES DE LOS POZOS AMS-10 Y AMS-11	73
TABLA 28 – ESPACIADO DEL CUERPO PARA LAS MALLAS CONSIDERADAS	78
TABLA 29 – DATOS PRE-SIMULACIÓN CFX.....	78
TABLA 30 – COMPARACIÓN DE ERRORES ENTRE LAS MALLAS ANALIZADAS..	80
TABLA 31 – NÚMERO DE NODOS Y ELEMENTOS DE LAS MALLAS ANALIZADAS	80
TABLA 32 – PROPIEDADES DEL GAS Y EL AGUA EN LA ENTRADA DEL SISTEMA	80
TABLA 33 – CONDICIONES DE BORDE DE ENTRADA, DE SALIDA Y DE PARED	81
TABLA 34 – ERROR RELATIVO ENTRE SIMULACIÓN TÉRMICA ESTACIONARIA ANSYS-CFX Y EL MÉTODO ANALÍTICO.....	94

RESUMEN

Esta investigación se basó en el análisis termodinámico y la transferencia de energía por calor en las líneas submarinas *riser* de los pozos AMS-10 y AMS-11, durante la producción de gas desde el cabezal hasta la plataforma de aguas profundas del Campo Amistad, tanto en flujo en estado transitorio como en estado estacionario. Dicho análisis fue realizado mediante simulación numérica con la ayuda del *software* ANSYS-CFX, el cual utiliza la dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés). Se construyeron curvas de formación de hidratos con el uso de ciertas correlaciones y se comparó con el análisis presión-volumen-temperatura, PVT, del gas. Para esto se tomaron en cuenta las propiedades del gas y agua de producción, junto con las del agua del medio circundante a las líneas de flujo. Además, se consideró la posible utilización de materiales alternativos menos térmicamente conductivos comparados con aquél usado en las líneas de flujo. Como resultado se obtuvieron los gradientes térmicos del flujo de producción de gas bajo condiciones de operación y en estado transitorio, permitiéndose identificar el punto en el cual existe mayor probabilidad de precipitación de hidratos. Para la tubería con material menos conductivo se determinó el tiempo de llega el flujo a la temperatura del medio circundante en caso de *shutdown*. Adicionalmente, se determinaron los patrones de flujo tanto para la sección considerada horizontal (tipo niebla-anular) como para la sección vertical ascendente (tipo anular). Esto se validó con el *software* libre DWSIM.

Palabras clave: Transferencia de energía por calor, estado transitorio, estado estacionario, precipitación de hidratos, CFD.

ABSTRACT

This research is based on the thermodynamic analysis and the heat transfer in the riser subsea lines of AMS-10 and AMS-11 wells, during the production of gas from the wellhead to the deep-water platform of Amistad Field, considering flow both in transient and in steady state. This analysis was done by numerical simulation with the aid of ANSYS-CFX software, which uses computational fluid dynamics (CFD). Hydrate formation curves were constructed with the use of certain correlations and compared with the pressure-volume-temperature (PVT) analysis of the gas. For this, the properties of the gas and the production water were included, together with the water of the medium surrounding the flow lines. In addition, it was analyzed the possibility of using alternative materials less thermally conductive compared to the original one used in the flow lines. As a result, the gas temperature was obtained under operating conditions and in the transitory state, which allowed to identifying the point where there is a higher probability of hydrate formation. For the pipe with the least conductive material, the temperature of the gas was determined in the case of a shutdown. In addition, the flow patterns were determined both for the horizontal section (fog-annular type) and for the ascending vertical section (annular type). This was validated with the free software DWSIM.

Keywords: Heat transfer, transient state, steady state, hydrates precipitation, CFD.

INTRODUCCIÓN

La realidad global apunta a una mayor producción de gas natural, por lo que la optimización de la misma en el país es necesaria. La demanda mundial de gas natural ha venido creciendo desde 2014, principalmente debido a los mercados y las economías asiáticas, incrementándose el consumo de este recurso en 1/3. Adicionalmente a esto, la mejora económica y las limitaciones de obtención de energía hidroeléctrica en Europa han contribuido a un mayor consumo de gas. Estos dos factores principales junto con otros secundarios han llevado a que el gas natural abarque el 22% de la producción del mercado energético, lo que se traduce en aproximadamente 3 billones de metros cúbicos anuales; de los cuales 206 mil millones son extraídos de América Latina, lo cual se traduce en un 7% del total de gas extraído a nivel mundial (Enerdata, 2018). Asimismo, esta cifra engloba la producción proveniente de los campos *offshore* (costas afuera) los cuales aportan con aproximadamente 1 billón de metros cúbicos anuales (International Energy Agency, 2018), lo que representaría un tercio de la extracción total de gas natural, por lo que es visible cuán importante es desarrollar de la manera más óptima este sector en particular.

Para empezar cualquier operación hidrocarburífera *offshore*, primero se debe localizar los reservorios de gas o petróleo a través de estudios sísmicos que recolectan información de las características geológicas y formaciones subterráneas. Una vez el reservorio es localizado, el proceso de extracción *offshore* crea operaciones aún más desafiantes, pues los lugares suelen estar alejados de las costas. Plataformas de perforación deben ser construidas en tierra firme antes de ser movilizadas a los sitios donde se vaya a intervenir. Una vez que estos taladros se encuentran en posición, se debe perforar el lecho marino hasta alcanzar el yacimiento, para luego poder extraer el petróleo o gas a través de tuberías y líneas de flujo que corren desde el sublecho marino hasta las plataformas de producción (Studentenergy, 2019).

Estas plataformas de producción son seleccionadas dependiendo de los caudales a extraerse, del tipo de fluido a producirse y de la profundidad a la que se encuentra el reservorio. Marine Insight (2019) clasifica brevemente los tipos principales de plataformas de producción *offshore*:

- **Sistemas flotantes de producción *offshore*:** Embarcaciones semi-sumergibles diseñados para permanecer a flote en aguas profundas. Pueden

albergar las facilidades de producción requeridas para bombear a través de *riser* flexibles el petróleo o gas extraídos hasta las estaciones de producción.

- **Plataformas de apoyos tensionados:** Estructuras flotantes ancladas al suelo marino capaces de perforar y producir a profundidades mayores de 1500 metros.
- **Plataformas tipo mástil:** Son capaces de operar a más de 3000 metros. Se encuentra asegurada al suelo marino por una compleja red de cables y apoyos.
- **Sistema de producción submarina:** Sistema donde varios pozos desde el fondo marino han sido perforados por la misma plataforma. La producción es transportada directamente a las facilidades de producción por medio de las líneas de flujo.

Sin embargo, todas las operaciones extractivas *offshore* pueden ser comparadas con las que se aplican para recursos hidrocarburíferos no convencionales, por lo que el costo de inversión y medidas de mitigación de impacto ambiental son mayores. A pesar del avance tecnológico durante las últimas décadas en el sector petrolero, cada etapa de la producción de gas, desde las primeras prospecciones y exploraciones, pasando por la perforación y desarrollo del campo, hasta los procesos de producción y transporte suelen requerir un mayor capital para su implementación. Es por esto que tanto el diseño inicial de las facilidades y líneas de producción como el de su mantenimiento y mejora son de vital importancia para asegurar el mayor rédito posible a obtenerse del proyecto.

Así, para alcanzar alta eficiencia y productividad en la extracción de gas natural es necesario tener un alto control y entendimiento de las condiciones de flujo en las líneas; y para esto se hace uso de técnicas de aseguramiento de flujo. Schulumberger (2019) define a esta rama de la ingeniería como el conjunto de diseños, estrategias y principios para cerciorar que exista un flujo constante de producción de hidrocarburos en cualquiera de las líneas de producción transporte. La razón principal por la que se puede presentar una obstrucción en el flujo es la alteración de las condiciones iniciales de presión y temperatura que se presentan en el reservorio. A medida que se desplazan los fluidos por las líneas de producción experimentan cambios que producen múltiples fases de fluidos, además de la formación, acumulación y dispersión de sólidos (en el caso yacimiento de gas son principalmente hidratos) que pueden convertirse en impedimentos para la producción. Esta depositación de sólidos puede producir el taponamiento de las líneas de flujo en cualquier parte del sistema.

La formación de estos precipitados se debe a que algunos componentes del gas natural entran en contacto con agua en condiciones de alta presión y baja temperatura. Es por esto que se realizan análisis de transferencia de energía por calor para así establecer las curvas de formación de hidratos y diseñar el sistema con el fin de que éstos no precipiten debido al enfriamiento de la línea de producción. Los componentes más comunes a formar los hidratos son el metano y el etano, los cuales quedan atrapados por las moléculas de agua dando lugar a estructuras tridimensionales complejas donde el agua funciona como jaula (Carroll, 2014). Ya que el principal componente del gas naturales es el metano, se tendrá que la gran mayoría de hidratos estará compuesta de dicho componente. Así, la tabla 1 contiene las presiones y las temperaturas a las cuales se ha determinado que se precipitan los hidratos de metano.

Tabla 1 – Temperatura y presión de formación de hidratos de metano

P [MPa]	T [K]	P [MPa]	T [K]	P [MPa]	T [K]
20	37	67,41	301,2	600	320,3
10	85	114,18	306,3	658	319,1
10	128	157,33	309,9	707	322,8
10	157	192,95	312,3	784	319,0
82,5	190,15	212,56	313,2	786	325,0
10	193	244,62	314,6	814	325,3
13,1	198,15	279,85	316,3	816	316,8
22,2	208,15	329,32	317,8	840	325,1
35,7	218,15	378,86	319,3	874	325,6
95,5	243,15	409,42	319,7	902	326,0
1,798	262,4	37	296,5	956	326,2
2,6	273,1	59,9	300,7	1000	327,7
7,5	283,1	162	310,4	1106	327,2
10	285,6	317	318,3	1200	328,0
16,40	290,3	358	319,0	1219	328,4
30,89	295,1	405	320,0	1335	329,6
33,8	295,8	450	320,1	1426	330,1
45,65	297,7	506	320,5	1500	330,4
58,63	299,8	548	320,6	1525	330,4

(Fuente: Makagon, 1997)

A partir de estos datos se puede obtener una curva de equilibrio presión-temperatura, la cual se muestra en figura 1. Si se presenta una condición de presión y temperatura que esté por debajo de la curva se tendrá precipitación de hidratos. (Makagon, 1997).

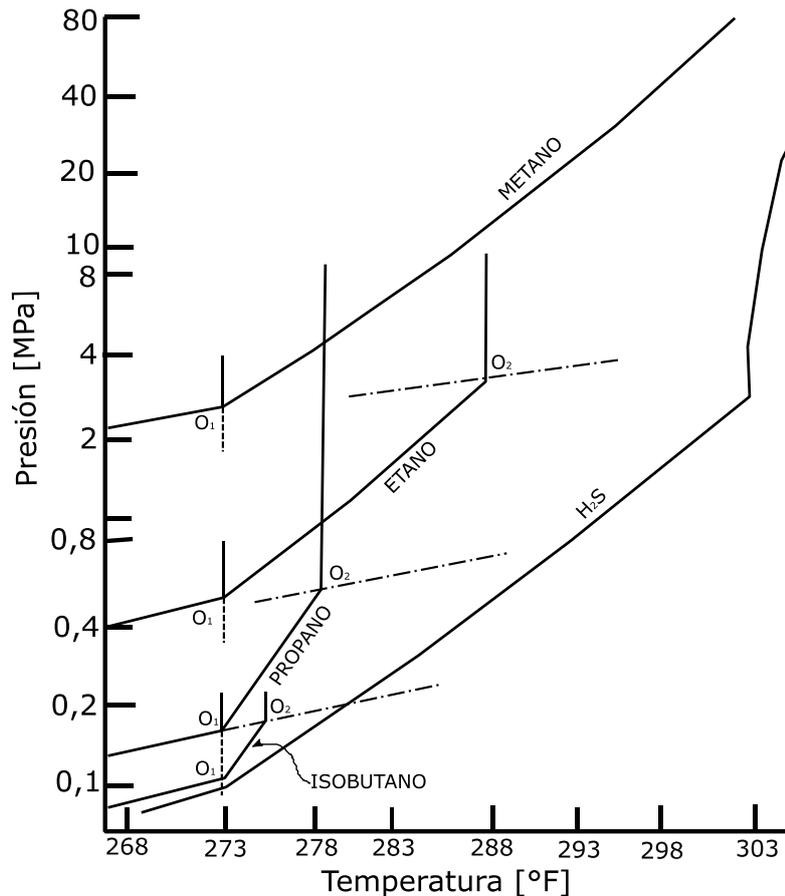


Figura 1 – Diagrama Presión-Temperatura de formación de hidratos
(Fuente: Makagon, 1997)

Carrizalez et. al. (2006) indican que durante las operaciones de perforación o reacondicionamiento estos hidratos pueden formar un tapón, obstruyéndose los estranguladores y/o las líneas de cierre, la abertura o cierre de los preventores de reventones (BOP), o sellar el anular del pozo; además de generar problemas de aseguramiento de flujo en las tuberías cuando las condiciones de operación cambian en el tiempo. Todos estos problemas se traducen en tiempos no productivos, los cuales incrementan el costo final de la intervención realizada en el pozo.

Para solucionar o mitigar la formación de hidratos se han presentado algunas soluciones tales como:

- Métodos que utilizan metanol y glicol como inhibidores termodinámicos, pero que resultan muy costosos además de no prevenir la formación de hidratos, sino reducir su acumulación. (Lee & Englezos, 2006).

- Remover el agua libre y disuelta del sistema con separadores, glicoles deshidratadores, tamizadores moleculares, u otros métodos (Barker & Gómez, 1989).
- Métodos de calentamiento de la tubería con el fin de elevar la temperatura y evitar formación de hidratos. (Velázquez, 2013).

Adicionalmente, la utilización de materiales alternativos menos conductores, como es el caso del polietileno en lugar de las convencionales de acero, puede mantener una temperatura de operación alejada del punto de formación de hidratos durante la trayectoria de la tubería hasta llegar a la plataforma. Esto se debe a que la conductividad térmica del polietileno ($0,42 - 0,51 \text{ W/m}\cdot\text{K}$) es mucho menor a la del acero ($47 - 58 \text{ W/m}\cdot\text{K}$). (USON, S/F). Sin embargo, el enfriamiento de la línea de flujo siempre estará presente, ya que tenderá a equilibrarse con la temperatura ambiental. Un cambio a un material menos conductor puede alargar el trayecto donde el gas conserva su temperatura, alargando el recorrido del flujo de gas sin problemas de aseguramiento de flujo.

Además, cuando las operaciones de producción de un pozo se detienen, el enfriamiento del gas ya no depende del flujo, sino del tiempo hasta llegar a la temperatura del medio circundante ya que el flujo energético en forma de temperatura cambia respecto al tiempo en el espacio, lo que conlleva a disminuir rápidamente la temperatura del gas.

Para el caso particular del Ecuador, el gas natural proviene en su mayoría de los pozos en altamar correspondientes al Campo Amistad, ubicado en el golfo de Guayaquil, Bloque 6, provincia de Machala. La compañía ADA fue quien perforó el primer pozo en el campo, llamado Amistad-01. En 2010 se construyó la plataforma Amistad, la cual es hasta la fecha la única plataforma *offshore* del país. De 2011 a 2012 Petroecuador EP asumió la administración del proyecto, y a partir de 2013 el campo pasó a ser manejado por Petroamazonas EP. La composición del gas es de aproximadamente 99,5% de metano; 0,2% de etano; 0,06% de propano; 0,05% de hexano; además de trazas de nitrógeno y dióxido de carbono. Este recurso hidrocarburífero es principalmente utilizado para la generación eléctrica y para la industria de cerámicas y vidrio. La producción acumulada del campo desde octubre de 2003 a diciembre de 2017 es de aproximadamente 5600 millones de metros cúbicos, además de una reserva probada no desarrollada de 2800 millones. En dicho campo se encuentran produciendo 4 pozos a una tasa aproximada de 1 millón de metros cúbicos por día (38 millones de pies cúbicos por día, MMPCD). (Petroamazonas EP, 2018).

Si se considera lo mencionado por Irmann-Jacobsen (2015), se podría catalogar al campo Amistad como “*shallow water*”, ya que se encuentra a 42 metros sobre el punto más bajo del lecho marino. Este término hace referencia a profundidades donde se pueden instalar estructuras desde el relieve submarino, como plataformas de perforación elevadas, *Jack up’s* y estructuras *offshore* fijas.

Por otro lado, debido a las características de los fluidos producidos en el campo Amistad, se pueden generar problemas derivados de la transferencia de energía por calor y el enfriamiento de las líneas de flujo; donde la precipitación de hidratos ha provocado obstrucciones tanto en las líneas *riser* como en el cabezal de los pozos. Afortunadamente, no se han registrado bloqueos totales en las líneas, así que no se ha requerido paralizar la producción para dar mantenimiento o cambiar la tubería, aunque sigue siendo considerado como un riesgo probable.

Por tanto, la investigación se dividirá en dos etapas:

- Con simulación en estado estacionario y basado en el trabajo de Gallo y Sola, 2018, se realizará la simulación térmica de las líneas de producción de gas considerando diferentes tipos de materiales de tuberías, se determinarán y compararán los gradientes térmicos respectivos, obteniéndose así para cada material el punto crítico donde la tubería alcanza la temperatura del medio circundante. Después se analizará la posible precipitación de hidratos mediante el uso de una curva de equilibrio apropiada para la composición del gas.
- Con simulación en estado transitorio, se buscará determinar el tiempo que toma el gas en alcanzar la temperatura del medio circundante cuando se suspende el flujo.

Pregunta de investigación

¿Cómo se comporta el perfil de temperatura del gas natural cuando éste es transportado por materiales conductivamente diferentes, y cómo los materiales menos térmicamente conductivos pueden reducir la posibilidad de la precipitación de hidratos?

Objetivo general

Realizar simulación térmica en estado transitorio del flujo de gas en líneas de flujo “riser” para la prevención de formación de hidratos en pozos representativos del Campo Amistad.

Objetivos específicos

- Realizar simulación térmica en estado estacionario del flujo de gas en pozos representativos del Campo Amistad.
- Identificar los mecanismos de pérdida de energía por calor que se presentan en el transporte de gas.
- Analizar los procesos de formación de hidratos de metano en la producción de gas.
- Seleccionar el modelo de transferencia de energía por calor que mejor se ajuste al caso particular.
- Determinar la eficiencia de transportar gas a través de líneas de producción con materiales alternativos.
- Comparar las pérdidas de energía por calor que se presenten en distintos materiales.
- Determinar el momento más óptimo para la inyección de inhibidores termodinámicos.
- Validar el modelo de transferencia de energía por calor seleccionado para un ambiente conductivo.

Alcance

El alcance de este proyecto se limita a analizar y determinar la variación de temperatura del gas en el tiempo cuando las operaciones de producción se detienen, y comparar esta variación para diferentes tipos de materiales. Con esto se busca disminuir el costo destinado a la compra de inhibidores de formación de hidratos

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Aseguramiento de flujo

El aseguramiento de flujo, como su nombre lo indica, trata de asegurar que el flujo de hidrocarburos sea transportado desde el reservorio al punto de venta, de forma eficiente y económicamente rentable. Además del modelamiento de las líneas de flujo y el análisis de flujo multifásico, el aseguramiento de flujo involucra el manejo de precipitados y depósitos sólidos, como hidratos de gas, asfaltenos, ceras, escalas y naftenatos. El aseguramiento de flujo es crítico en operaciones de aguas profundas debido a las altas presiones y bajas temperaturas involucradas.

A continuación, se describe brevemente los precipitados más comunes en las líneas de flujo:

- **Hidratos de gas:** Precipitados creados cuando el metano, junto con agua asociada a éste, es expuesto a bajas temperaturas, lo cual provoca que se forme una estructura similar al hielo a nivel molecular generando cristales que taponan las líneas de flujo (Studentenergy, 2019).
- **Asfaltenos:** Compuestos sólidos mayormente constituidos por n-heptanos disueltos en gas o petróleo. Estos compuestos incrementan en un porcentaje muy alto la viscosidad y la densidad del fluido. Considerando que los n-heptanos son sólidos en condiciones de baja presión y temperatura, cuando el gas alcanza dichas condiciones los asfaltenos comienzan a precipitar y acumularse en las tuberías, lo cual lleva a obstrucciones del flujo (Mullins, 2016).
- **Ceras:** Fracciones pesadas de parafinas que se separan del crudo con la reducción de temperatura por debajo de la curva de rocío. La precipitación de ceras provenientes de condensados de gas presenta comportamientos muy peculiares, pues al presentarse una caída de presión a temperatura constante las ceras comienzan a precipitar; y si esta caída de presión continúa pueden vaporizarse o licuarse. (Nichita, 2001)
- **Escalas:** Depósitos generalmente de carbonatos u óxidos de hierro que se acumulan en la superficie de la tubería, lo que provoca un aumento de la caída

de presión, disminución del diámetro de la tubería y de la tasa de flujo (Schlumberger, 2019).

- **Naftenatos:** Son formados debido a la interacción de ácidos nafténicos disueltos en el crudo o gas con iones metálicos como el sodio o el potasio. Estos compuestos precipitan como sólidos en las líneas de flujo, provocándose así problemas de flujo (Schlumberger, 2019).

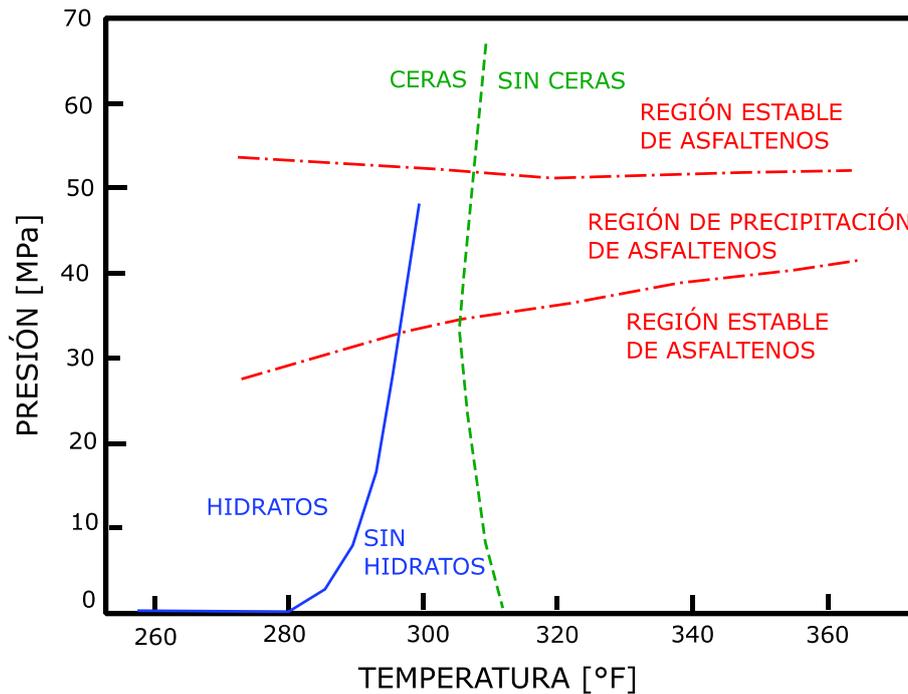


Figura 2 – Diagrama de fase considerando precipitados

(Fuente: Sloan, 2004)

Irmann-Jacobsen (2015) presenta una clasificación de los principales problemas potenciales en el aseguramiento de flujo junto con los estudios o evaluaciones a realizarse para su diagnóstico y verificación. Esto se encuentra en la tabla 2:

Tabla 2 – Principales problemas en aseguramiento de flujo

Problemas potenciales	Evaluaciones/estudios a realizarse
Formación de hidratos	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimiento de aislamiento térmico • Válvulas congeladas • Líneas de alivio • Drenaje del compresor • Tramos muertos • Asegurar distribución de glicoles

	<ul style="list-style-type: none"> • Puntos de inyección de glicoles y sistemas de control de sólidos
Hidratos en líneas de inyección de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Validación de conclusiones iniciales basadas en formación de hidratos
Ramificación de flujo multifásico	<ul style="list-style-type: none"> • Ramificación • Asegurar distribución de glicoles • Asegurar distribución del líquido • Régimen de flujo
Propiedades del fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Comparar data de simuladores PVT y análisis de laboratorio PVT • Cálculos del potencial de formación de hidratos
Producción de arena	<ul style="list-style-type: none"> • Erosión • Acumulación de arena • Integración de sistemas de acumulación y manejo de arena
Erosión	<ul style="list-style-type: none"> • Investigación detallada con CFD
Requerimientos térmicos	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación general basada en estrategias contra hidratos e influencia de la temperatura • Tiempo de <i>no-touch</i> (operadores pueden corregir problemas sin tomar acciones para proteger la línea de hidratos) • Tiempo de espera para continuar operaciones • Investigación detallada de requerimientos térmicos con CFD
Flujo de baches hidrodinámicos en la tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de simulación centrado en la geometría de flujo
Flujo de baches y estabilidad en la tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de simulación centrado en la oscilación de velocidades relacionadas al transporte de arena y control de procesos

Verificación del régimen de flujo en la entrada	<ul style="list-style-type: none"> • Control del equipo usado para investigar el régimen de flujo en la entrada • Simulación de la entrada
Contrapresión en la estación con producción de 100% de agua en el tope	<ul style="list-style-type: none"> • Comparación entre simulaciones de flujo
Simulaciones dinámicas	<ul style="list-style-type: none"> • Incorporación en la simulación de impactos por cierre, inicio y sensibilidad de los regímenes de flujo
Filosofía operacional	<ul style="list-style-type: none"> • Enfatización de procedimientos de cierre y arranque
Puntos de inyección de químicos	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos generales
Ceras	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento similar al tomado para hidratos • Temperaturas menores a 17 °C pueden resultar en depositación de ceras
Emulsiones	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de desemulsificantes
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • Selección del material apropiado
Asfaltenos	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de la composición de éstos y de los químicos para su tratamiento
Vibraciones debidas al flujo	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de dichas vibraciones

Realizado por: Joshua Rosero

1.2. Hidratos de gas

Generalidades

Baker et. al. (1989) establece que los hidratos son parte de las sustancias conocidas como claratos, pues en su consistencia existen moléculas “anfitrión” de agua que forman estructuras cuadrículadas actuando como jaulas para entrapar moléculas “huésped” de gas. C₁, C₂, C₃, C₄, H₂S y CO₂ son conocidos por producir hidratos con agua. Hidrocarburos más largos que nC₅ no pueden formar hidratos con el agua por el limitado espacio disponible en las estructuras del anfitrión. 0,028 m³ (1ft³) de hidrato puede contener como máximo 4,8 m³ (170 sft³) de gas. Cuando los hidratos con divididos y descompuestos por presiones reducidas o temperaturas altas, ellos pueden producir

altos volúmenes de gas. Si los hidratos son descompuestos en un volumen limitado, como en un contenedor, éste puede romperse debido a las muy altas presiones que se generan.

Existen varias combinaciones de presión y temperatura que permiten al gas natural y al agua a formar hidratos estables. El factor de mayor peso en la formación de hidratos es la composición del gas. La figura 3 ilustra cómo la composición del gas, representada como la gravedad específica del mismo, puede afectar la formación de hidratos en la fase líquida de la composición.

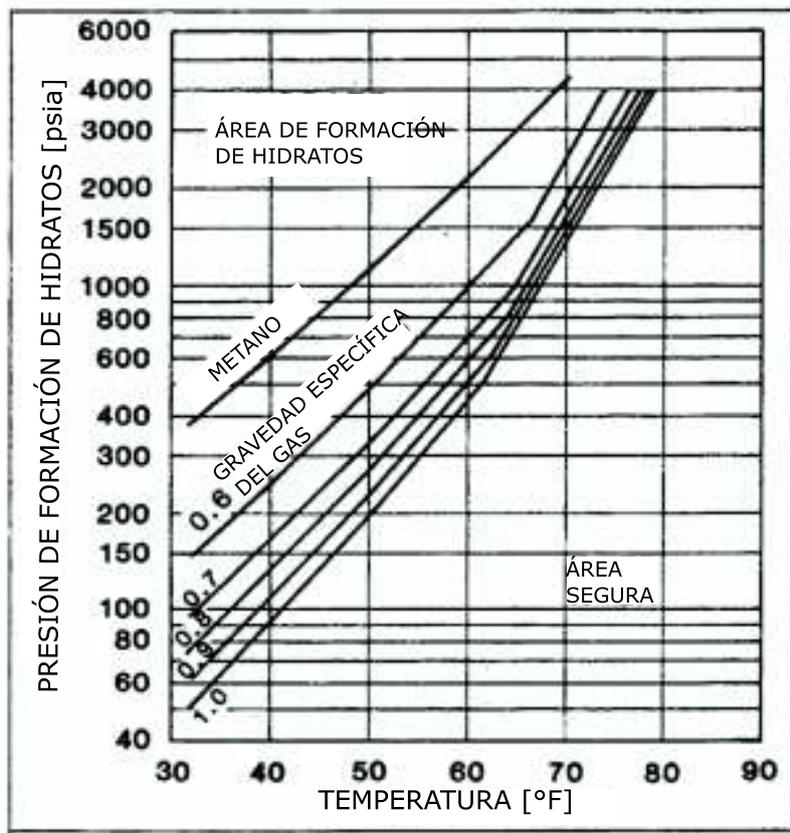


Figura 3 – Condiciones favorables para la formación de hidratos en agua dulce

(Fuente: Baker et.al., 1989)

Carroll (2014) establece que para que se formen hidratos se deben cumplir con los siguientes tres requerimientos:

- La combinación correcta de presión y temperatura, la cual trata de bajas temperaturas y altas presiones.
- Un formador de hidratos, los cuales incluyen metano, etano y dióxido de carbono.
- Una cantidad suficiente de agua.

Para poder prevenir la formación de hidratos se debe eliminar una de las tres condiciones citadas anteriormente. Por lo general no se pueden remover los formadores de hidratos de las mezclas, y para el caso de la producción de gas natural es este mismo hidrocarburo el producto deseado. Entonces lo que se busca es atacar a las otras dos consideraciones.

Además, existen ciertas condiciones que favorecen la formación de hidratos:

- **Turbulencia:** La formación de hidratos es favorecida en regiones de alta velocidad y regiones donde exista agitación.
- **Sitios de nucleación:** Un sitio de nucleación es el punto en el cual se favorece a un cambio de fase, y en este caso la formación de un sólido de una fase líquida. Los sitios de nucleación incluyen imperfecciones de la tubería, puntos de soldaduras, codos, válvulas, entre otros. Asimismo, escalas, suciedad y arenas pueden ser sitios de nucleación
- **Agua libre:** El agua libre no es necesaria para la precipitación de hidratos, pero favorece su formación. Adicionalmente, la interface agua-gas es un buen lugar de nucleación.

Curva de equilibrio de hidratos

A través de los años se han venido desarrollando varias correlaciones para describir la relación entre presión y temperatura de la formación de hidratos, considerando la gravedad específica del gas. Algunas de estas correlaciones son descritas por Safamirzaei (2019), las cuales se detallan a continuación:

- **Correlación de Hammerschmidt (1934):** Fue la primera correlación desarrollada. Es una fórmula de fácil aplicación que no considera la composición del gas, expresada en la gravedad específica del mismo.

$$T(^{\circ}F) = 8,9P_{(psi)}^{0,285} \quad (1)$$

donde,

T es la temperatura

P es la presión

- **Correlación modificada de Makagon (1981):** Es una correlación explícita para hallar la presión de formación de hidratos. Desarrollada originalmente por Makagon (1981), fue desarrollada y mejorada por Elgibaly y Elkamel.

$$sg = M_{gas} / 28,96 \quad (2)$$

$$\beta = 2,681 - 3,811sg + 1,679sg^2 \quad (3)$$

$$k = -0,006 + 0,011sg + 0,011sg^2 \quad (4)$$

$$\log P_{(MPa)} = \beta + 0,0497[T_{(c)} + kT_{(c)}^2] - 1 \quad (5)$$

donde,

M_{gas} es la masa molar del gas

- **Correlación de Motiee (1991):** Planteada a partir de correlaciones presentadas por Berg (1986) y sus respectivas mejoras presentadas por Kobayashi et. al. (1987), esta fórmula es usada ampliamente por su precisión para mezclas de gases naturales.

$$T_{(cF)} = -238,24469 + 78,99667 \log P_{(psi)} - 5,352544 [\log P_{(psi)}]^2 + 349,473877sg - 150,854675sg^2 - 27,604065sg \log P_{(psi)} \quad (6)$$

- **Correlación modificada de Towler & Mokhatab (2005):** Es una correlación de uso sencillo desarrollada para mezcla de gases naturales.

$$T_{(cF)} = 13,47 \ln P_{(psi)} + 34,27 \ln sg - 1,675 \ln sg \ln P_{(psi)} - 20,35 \quad (7)$$

- **Correlación de Bahadori & Vuthaluru (2009):** Es una correlación utilizada mayormente para mezcla de gases naturales, la cual presente una gravedad específica entre 0,55 y 1.

$$T_{(K)} = 194,681789sg^{0,044232} [\ln P_{(kPa)}]^{0,189829} \quad (8)$$

La mayoría de las correlaciones propuestas son explícitas para la temperatura, pues la presión es generalmente especificada para procesos y requerimientos de transferencia. A pesar de que existen correlaciones desarrolladas para hallar la presión en función de

la temperatura, éstas son más complicadas y sus resultados no son los más precisos. Además, no se recomienda utilizar correlaciones explícitas para la temperatura con el fin de hallar la presión.

1.3. Gas natural

Generalidades

El gas natural es un recurso hidrocarburífero que se encuentra en yacimientos similares a los de petróleo líquido. El gas natural está compuesto por distintos compuestos, de los cuales el más abundante es el metano. Asimismo, este gas contiene componentes menos representativos como etano, propano, butano, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, vapor de agua, entre otros.

Para cuantificar y entender el comportamiento de esta sustancia se hace uso de una ecuación de estado, la cual relaciona presión (P), volumen (V) y temperatura (T) de un sistema homogéneo que se encuentra en equilibrio termodinámico; $f(P, V, T) = 0$.

Este tipo de ecuaciones permiten predecir el comportamiento del gas natural ante cambios de presión y temperatura, pues a partir de esta herramienta se puede determinar la curva de rocío, región en la cual empiezan a aparecer las primeras gotas de líquido; todo esto con el fin de identificar las condiciones en las cuales se presentan condensados de gas, ya que éstos dificultan la producción de gas (Nasrifar et. al., 2004).

Ecuación de estado Peng-Robinson

Adewumi (2018) afirma que la ecuación de estado desarrollada de Peng-Robinson se ha convertido en la más utilizada para sistemas de gas natural. A pesar de que existen otras ecuaciones que presentan una precisión similar a ésta, la ecuación de Peng-Robinson entrega un valor más certero en lo que respecta al punto crítico, lo cual la hace encajar mejor en estudios de condensados de gas.

A continuación, se describe la ecuación de Peng-Robinson explícita para la presión:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{\alpha a}{V_M^2 + 2V_M b - b^2} \quad (9)$$

donde,

$$a = \left[\frac{1}{9(\sqrt[3]{2}-1)} \right] \left[\frac{R^2 T_C^2}{P_C} \right] \quad (10)$$

$$b = \left[\frac{\sqrt[3]{2}-1}{3} \right] \left[\frac{RT_C}{P_C} \right] \quad (11)$$

$$\omega = -1 - \log\left(\frac{P_v}{P_C}\right), P_v @ T = 0,7T_C \quad (12)$$

$$\alpha = \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - \sqrt{T_R}) \right]^2 \quad (13)$$

R es la constante universal de los gases

V_M es el volumen molar

T_C es la temperatura crítica

P_C es la presión crítica

T_R es la temperatura reducida

P_R es la presión reducida

P_V es la presión de vapor

ω es el factor acéntrico

La presión crítica de una sustancia corresponde a la presión requerida para licuar un gas, mientras que la temperatura crítica indica la temperatura mínima en el cual un líquido se convierte en gas (Reid et al., 1966). Estos conceptos son aplicables sólo para sustancias puras.

El factor acéntrico fue propuesto por Pitzer como una medida de la cantidad por la cual las propiedades termodinámicas de una sustancia en particular difieren de las propuestas por el principio de estados correspondientes. Este principio se aplica únicamente en fluidos compuestos de moléculas esféricas. Los fluidos que contienen moléculas no esféricas, o grupos polares, muestran desviaciones en sus propiedades termodinámicas de sus contrapartes esféricas. Estas desviaciones son las correlacionadas con el factor acéntrico (Saville, 2011).

Sin embargo, como la ecuación de estado Peng-Robinson está diseñada para sustancias puras, Soave propuso una solución para casos de mezcla de gases. Se varió ligeramente la regla de mezclas, con lo cual se introdujo el parámetro de interacción binaria. A pesar de que este término no fue desarrollado de forma analítica, para condiciones prácticas se lo considera como un factor empírico utilizado para ajustar resultados obtenidos a partir de ecuaciones con data experimental (Adewumi, 2018).

Así, para mezclas se utilizan las siguientes fórmulas:

$$(a\alpha)_{ij} = \sqrt{(a\alpha)_i(a\alpha)_j}(1 - k_{ij}) \quad (14)$$

$$(a\alpha)_{mezcla} = \sum_i \sum_j y_i y_j (a\alpha)_{ij} \quad (15)$$

$$b_{mezcla} = \sum_i y_j b_i \quad (16)$$

donde,

i y j representan cada componente de la mezcla

y es la fracción molar

k_{ij} es el parámetro de interacción binaria entre dos componentes i y j

De esta forma, para una mezcla de gases las ecuaciones 15 y 16 reemplazan sus términos semejantes en la ecuación 9.

1.4. Propiedades del gas natural

Masa molar (M_g)

Se define como la masa de una mol de un elemento o compuesto. Para el caso de mezclas se le denomina masa molar aparente, y es calculada sumando los productos de las fracciones molares y la masa molar de cada uno de los componentes (Bánzer, 1996). Esto se traduce en la siguiente ecuación:

$$M_g = \sum_i y_i M_i \quad (17)$$

donde,

y_i es la fracción molar del componente i

M_i es la masa molar del componente i

Gravedad específica (sg_g)

Bánzer (1996) la define como la razón entre la densidad del gas de interés y la densidad del aire. Ya que ambas propiedades son tomadas bajo condiciones estándar para su comparación, se puede llegar a deducir que la gravedad específica es la razón entre la masa molar del gas de estudio y la masa molar del aire (28,96 lb/mol). Así, la expresión queda de la siguiente forma:

$$sg_g = M_g / 28,96 \quad (18)$$

Presión y temperatura pseudo-críticas (P_{pc} y T_{pc})

Ambos conceptos son utilizados con el fin de estudiar las mezclas gaseosas. Aquí se supone que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudo-críticas en proporción de su porcentaje molar y sus presión y temperatura crítica (Bánzer, 1996). Esto se traduce en las siguientes ecuaciones:

$$P_{pc} = \sum_i y_i P_{ci} \quad (19)$$

$$T_{pc} = \sum_i y_i T_{ci} \quad (20)$$

donde,

P_{ci} y T_{ci} son la presión y temperatura absolutas críticas del componente i , respectivamente

y_i es la fracción molar del componente i

Para el caso de los hexanos+, se consideró el siguiente procedimiento para hallar sus propiedades pseudo-críticas, considerándolo como si fuere heptanos+ (Bánzer, 1996):

$$P_{pcC6+} = 1188 - 431 \log(M_{C6+} - 61,1) + [2139 - 852 \log(M_{C6+} - 53,71)](sg_{C6+} - 0,8) \quad (28)$$

$$T_{pcC6+} = 608 + 364 \log(M_{C6+} - 71,2) + (2450 \log M_{C6+} - 3800) \log sg_{C6+} \quad (29)$$

donde,

M_{C6+} y sg_{C6+} son la masa molar y la gravedad específica de los hexanos+, respectivamente

P_{pcC6+} y T_{pcC6+} son la presión y temperatura absolutas pseudo-críticas de los hexanos+, respectivamente

En caso de que existan impurezas (gases no hidrocarburos) en la composición de la mezcla, es necesario elaborar ciertas correcciones a los valores obtenidos con las ecuaciones 19 y 20. Para esto, Lee et.al. (1996) utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\xi = 120[(y_{H2S} + y_{CO2})^{0,9} - (y_{H2S} + y_{CO2})^{1,6}] + 15(y_{H2S}^{0,5} - y_{H2S}^4) \quad (21)$$

$$T'_{pc} = T_{pc} - \xi \quad (22)$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + \xi(y_{H2S} - y_{H2S}^2)} \quad (23)$$

$$T_{pccorr} = -246,1y_{N_2} + 400y_{H_2O} \quad (24)$$

$$P_{pccorr} = -162y_{N_2} + 2170y_{H_2O} \quad (25)$$

$$T''_{pc} = \frac{T'_{pc} - 227,2y_{N_2} - 1165y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + T_{pccorr} \quad (26)$$

$$P''_{pc} = \frac{P'_{pc} - 493,1y_{N_2} - 3200y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + P_{pccorr} \quad (27)$$

donde,

y_{H_2S} es la fracción molar del ácido sulfhídrico

y_{CO_2} es la fracción molar del dióxido de carbono

y_{N_2} es la fracción molar del nitrógeno

y_{H_2O} es la fracción molar del vapor de agua

P''_{pc} y T''_{pc} son la presión y temperatura absolutas pseudo-críticas de la mezcla corregidas por impurezas, respectivamente

Factor de desviación del gas (z)

Es un factor de corrección que describe la desviación en el comportamiento un gas real en relación a un gas ideal (Internet Archive, 2011). Bánzer (1996) explica que para determinar z se hace uso del teorema de estados correspondientes, el cual dice que bajo las mismas condiciones de presión y temperatura reducidas (en el caso de las mezclas son pseudo-reducidas), todos los gases tienen el mismo z. Así, matemáticamente se definen como:

$$P_{pr} = P/P_{pc} \quad (28)$$

$$T_{pr} = T/T_{pc} \quad (29)$$

donde,

P_{pr} y T_{pr} son la presión y temperatura absolutas pseudo-reducidas, respectivamente

Para el caso de estudio, con el fin de obtener un cálculo más preciso de z se hizo uso de dos métodos distintos, y se halló un z final promediando aritméticamente el resultado de ambos. Los valores de P y T corresponden a la condición de frontera *wellhead* (entrada del sistema).

La primera metodología utilizada fue la de Papay, la cual se resume en la siguiente ecuación (Bánzer, 1996):

$$z = 1 - \frac{3,52P_{pr}}{10^{0,9813T_{pr}}} + \frac{0,274P_{pr}^2}{10^{0,8157T_{pr}}} \quad (30)$$

La segunda metodología utilizada fue la de Beggs & Brill, la cual se resume en las siguientes ecuaciones (Bánzer, 1996):

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,10 \quad (31)$$

$$B = (0,62 - 0,23T_{pr})P_{pr} + \left[\frac{0,066}{T_{pr}-0,86} - 0,037 \right] P_{pr}^2 + \frac{0,32P_{pr}^6}{10^{9(T_{pr}-1)}} \quad (32)$$

$$C = 0,132 - 0,32\log T_{pr} \quad (33)$$

$$D = 10^{0,3106-0,49T_{pr}+0,1824T_{pr}^2} \quad (34)$$

$$z = A - \frac{1-A}{e^B} + CP_{pr}^D \quad (35)$$

Factor volumétrico (B_g)

Se define como la razón entre los volúmenes de gas a condiciones de operación y a condiciones normales (14,7 psia y 60 °F). Esto se representa con la siguiente ecuación (Bánzer, 1996):

$$B_g = \frac{14,7zT}{519,67P} \quad (36)$$

donde,

P es la presión de operación, medida en psia

T es la temperatura absoluta de operación, medida en R

Densidad (ρ_g)

Es una propiedad física definida como la razón entre la masa y el volumen de una sustancia. Para el caso de los gases se utiliza la ecuación de los gases reales para determinarla (Bánzer, 1996):

$$\rho_g = \frac{PM_g}{zRT} \quad (37)$$

donde,

R es la constante universal de los gases

Viscosidad (μ_g)

Mott (1994) la define como la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas.

Para el caso de estudio se optó por utilizar dos métodos y obtener un promedio aritmético de ambos, todo esto con el fin de tener un cálculo más preciso.

El primer método empleado fue el de Carr, Kobayashi & Burrows, el cual se resume en las siguientes ecuaciones (Bánzer, 1996):

$$C_{N_2} = y_{N_2}(8,48 \times 10^{-3} \log sg_g + 9,59 \times 10^{-3}) \quad (38)$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2}(9,08 \times 10^{-3} \log sg_g + 6,24 \times 10^{-3}) \quad (39)$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S}(8,49 \times 10^{-3} \log sg_g + 3,73 \times 10^{-3}) \quad (40)$$

$$\mu_{g1} = (1,709 \times 10^{-5} - 2,062 \times 10^{-6} sg_g)T + 8,188 \times 10^{-3} - 6,15 \times 10^{-3} \log sg_g \quad (41)$$

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2} \quad (42)$$

$$\ln \left[\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right) T_{pr} \right] = a_0 + a_1 P_{pr} + a_2 P_{pr}^2 + a_3 P_{pr}^3 + T_{pr} (a_4 + a_5 P_{pr} + a_6 P_{pr}^2 + a_7 P_{pr}^3) + T_{pr}^2 (a_8 + a_9 P_{pr} + a_{10} P_{pr}^2 + a_{11} P_{pr}^3) + T_{pr}^3 (a_{12} + a_{13} P_{pr} + a_{14} P_{pr}^2 + a_{15} P_{pr}^3) \quad (43)$$

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right) \mu_{g1c} \quad (44)$$

donde,

y_{H_2S} , y_{CO_2} e y_{N_2} son la fracción molar de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno, respectivamente

T es la temperatura de operación, medida en °F

μ_{g1} es la viscosidad del gas a 1 atm y T , sin corregir, medida en cP

μ_{g1c} es la viscosidad del gas a 1 atm y T , corregida por impurezas, medida en cP

a_0 es un constante equivalente a -2,462 118 20 E +00

a_1 es un constante equivalente a 2,970 547 14 E +00

a_2 es un constante equivalente a -2,862 640 54 E -01

a_3 es un constante equivalente a 8,054 205 22 E -03

a_4 es un constante equivalente a 2,808 609 49 E +00

a_5 es un constante equivalente a -3,498 033 05 E +00

a_6 es un constante equivalente a 3,603 730 20 E -01

a_7 es un constante equivalente a $-1,044\ 324\ 13\ E\ -02$
 a_8 es un constante equivalente a $-7,933\ 856\ 84\ E\ -01$
 a_9 es un constante equivalente a $1,396\ 433\ 06\ E\ +00$
 a_{10} es un constante equivalente a $-1,491\ 449\ 25\ E\ -01$
 a_{11} es un constante equivalente a $4,410\ 155\ 12\ E\ -03$
 a_{12} es un constante equivalente a $8,393\ 871\ 78\ E\ -02$
 a_{13} es un constante equivalente a $-1,864\ 088\ 48\ E\ -01$
 a_{14} es un constante equivalente a $2,033\ 678\ 81\ E\ -02$
 a_{15} es un constante equivalente a $-6,095\ 792\ 63\ E\ -04$

El segundo método empleado fue el de Lee, González & Eakin, el cual es resumido con las siguientes ecuaciones (Bánzer, 1996):

$$K = \frac{(9,4+0,02M_g)T^{1,5}}{209+19M_g+T} \quad (45)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M_g \quad (46)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X \quad (47)$$

$$\mu_g = \frac{Ke^{X\rho_g^Y}}{10^4} \quad (48)$$

donde,

T es la temperatura absoluta de operación, medida en R

ρ_g es la densidad del gas, medida en g/cm^3

μ_g es la viscosidad del gas, medida en cP

Calor específico (c_{pg})

Se define como la cantidad de energía por unidad de masa requerida para incrementar la temperatura de una sustancia en un grado.

En termodinámica, el interés se centra en dos clases de calores específicos: calor específico a volumen constante (c_v) y calor específico a presión constante (c_p). Para la mayoría de análisis termodinámicos se hace uso del calor específico a presión constante, o simplemente llamado calor específico (Çengel et. al., 2014). Adicionalmente, a partir de las definiciones matemáticas de c_v y c_p se puede llegar a las siguientes ecuaciones (Çengel et. al., 2014):

$$c_V = \left(\frac{\delta u}{\delta T} \right)_V \quad (49)$$

$$c_P = \left(\frac{\delta h}{\delta T} \right)_P \quad (50)$$

donde,

δu es el diferencial de energía interna

δh es el diferencial de entalpía

La energía interna (u) es la suma de todas las formas microscópicas de energía, mientras que la entalpía (h) es la suma de la energía interna y el producto de presión y volumen dados (Çengel et. al., 2014).

Así, Çengel et. al. (2014) definen a c_V se como una medida de la variación de energía interna con la temperatura, mientras que a c_P como una medida de la variación de entalpía con la temperatura.

Con la definición de entalpía y la ecuación para gases ideales, se tiene (Çengel et. al., 2014):

$$h = u + Pv \quad (51)$$

$$Pv = R'T \quad (52)$$

$$h = u + R'T \quad (53)$$

donde,

v es el volumen específico

R' es la constante específica para el gas ideal

Si se reemplazan los valores de δh y δu de las ecuaciones 49 y 50 en la ecuación 53, se puede llegar a (Çengel et. al., 2014):

$$c_P = c_V + R' \quad (54)$$

donde,

c_V es el calor específico a volumen constante, medido a una temperatura T

La ecuación 54 puede ser modificada con el fin de reemplazar el término R' por un término de más fácil uso, el cual es la constante universal de los gases (R):

$$Mc_P = Mc_V + R \quad (55)$$

donde,

Mc_P es el producto de la masa molar del gas y su calor específico, conocido como calor específico molar

Mc_V es el producto de la masa molar del gas y su calor específico a volumen constante medido a una temperatura T , conocido como calor específico molar a volumen constante

Sin embargo, la ecuación 54 se cumple sólo para sustancias puras que se comportan como gases ideales; y ya que el gas natural no cumple con estas condiciones se deben realizar ciertas correcciones.

Primero, Çengel et. al. (2014) utilizan la siguiente ecuación para mezclas de gases:

$$c_{pideal} = \sum_i x_i c_{pi} \quad (56)$$

donde,

c_{pi} es el calor específico del componente i

x_i es la fracción en masa del componente i

c_{pideal} es el calor específico ideal de la mezcla

Así como se modificó la ecuación 54 para trabajar de manera más cómoda, también se puede alterar la ecuación 56:

$$Mc_{pideal} = \sum_i y_i Mc_{pi} \quad (57)$$

donde,

Mc_{pi} es el calor específico molar del componente i

y_i es la fracción en masa del componente i

Mc_{pideal} es el calor específico molar ideal de la mezcla

Para obtener el calor específico molar de los hexanos+ se utilizó la correlación de Gambill propuesta para hidrocarburos líquidos (Bánzer, 1996):

$$Mc_{phexanos+} = M_{hexanos+} \left(\frac{0,388+0,00045T}{\sqrt{sg_{hexanos+}}} \right) \quad (58)$$

donde,

T es la temperatura de interés, medida en °F

Una vez obtenido el calor específico ideal de la mezcla, se hizo uso del trabajo de Kareem et. al. (2014), en el cual proponen la siguiente correlación con el fin de hallar el calor específico molar real:

$$MC_{preal} = MC_{pideal} + R \left[\frac{1 + [a_1 P_{prt} t e^{a_2 (1-t)^2}]^2}{a_7 + a_6 (P_{prt}) + a_5 (P_{prt})^2 + a_4 (P_{prt})^3} - \frac{[a_1 P_{prt} t e^{a_2 (1-t)^2}]^2 [a_3 (P_{prt})^6]}{[a_7 + a_6 (P_{prt}) + a_5 (P_{prt})^2 + a_4 (P_{prt})^3]^3} \right] \quad (59)$$

donde,

t es el recíproco de la temperatura reducida

a_1 es un constante equivalente a 4,808 28

a_2 es un constante equivalente a -4,015 63

a_3 es un constante equivalente a -0,070 068 1

a_4 es un constante equivalente a 0,056 7

a_5 es un constante equivalente a 2,366 42

a_6 es un constante equivalente a -3,824 21

a_7 es un constante equivalente a 7,717 84

Otro método utilizado fue el de Dranchuk et.al. (1992), el cual gira en torno a las siguientes fórmulas y correlaciones:

$$\rho_{pr} = \frac{0,27 P_{pr}}{z T_{pr}} \quad (60)$$

$$MC_{preal} = MC_{pideal} + R \left[-1 - \frac{6A_3 \rho_{pr}}{T_{pr}^3} - \frac{6A_7}{A_8 T_{pr}^3} + \left(\frac{6A_7}{A_8 T_{pr}^3} + \frac{3A_7 \rho_{pr}^2}{T_{pr}^3} \right) e^{-A_8 \rho_{pr}^2} + \frac{T_{pr} \left[1 + \rho_{pr} \left(A_1 - \frac{2A_3}{T_{pr}^3} \right) + A_4 \rho_{pr}^2 - \frac{2A_7 \rho_{pr}^2 (1 + A_8 \rho_{pr}^2) e^{-A_8 \rho_{pr}^2}}{T_{pr}^3} \right]^2}{T_{pr} + 2\rho_{pr} \left(A_1 T_{pr} + A_2 + \frac{A_3}{T_{pr}^2} \right) + 3\rho_{pr}^2 (A_4 T_{pr} + A_5) + 6A_5 A_6 \rho_{pr}^5 \dots} \right] \dots \left[\dots + \frac{A_7 \rho_{pr}^2}{T_{pr}^2} (3 + 3A_8 \rho_{pr}^2 - 2A_8^2 \rho_{pr}^4) e^{-A_8 \rho_{pr}^2} \right] \quad (61)$$

donde,

ρ_{pr} es la densidad pseudo-reducida

A_1 es un constante equivalente a 0,315 062 37

A_2 es un constante equivalente a -1,046 709 90

A_3 es un constante equivalente a -0,578 327 29

A_4 es un constante equivalente a 0,535 307 71

A_5 es un constante equivalente a -0,612 320 32

A_6 es un constante equivalente a -0,104 888 13

A_7 es un constante equivalente a 0,681 570 01

A_8 es un constante equivalente a 0,684 465 49

Conductividad térmica (K_{hg})

Alvarado et. al. (2002) la definen como una propiedad que indica la cantidad de energía que una sustancia puede transmitir por calor, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento.

Así como se realizó para la mayoría de propiedades del gas natural, se usaron dos metodologías diferentes para calcular la conductividad térmica del gas. La primera fue con la correlación de Gambill, la cual es la siguiente (Alvarado et. al., 2002):

$$K_{hg} = \mu_g \left(c_{pg} + \frac{2,48}{M_g} \right) \quad (62)$$

donde,

K_{hg} es la conductividad térmica del gas, medida en BTU/h·ft·R

μ_{hg} es la viscosidad del gas, medida en lb/ft·h

c_{pg} es el calor específico del gas, medido en BTU/lb·R

El segundo método utilizado es el propuesto por Jarrhian et. al. (2014), el cual se resume en las siguientes correlaciones:

$$\Delta K_{N_2} = y_{N_2} (A_5 \log sg_g + A_6) \quad (63)$$

$$\Delta K_{CO_2} = y_{CO_2} (A_7 \log sg_g + A_8) \quad (64)$$

$$K_{hg1 atm} = (A_1 sg_g^{A_2}) (T - 459,67) + A_3 + A_4 \log sg_g + \Delta K_{hN_2} + \Delta K_{hCO_2} \quad (65)$$

$$K_{hg} = K_{hg1 atm} \left[1 + \frac{A_9}{T_{pr}^5} \left(\frac{P_{pr}^4}{T_{pr}^{20} + P_{pr}^4} \right) + A_{10} \left(\frac{P_{pr}}{T_{pr}} \right)^2 + A_{11} \left(\frac{P_{pr}}{T_{pr}} \right) \right] \quad (66)$$

donde,

K_{hg} es la conductividad térmica del gas, medida en BTU/h·ft·R

T es la temperatura absoluta de operación, medida en R

A_1 es un constante equivalente a 3,095 251 494 612 E -05
 A_2 es un constante equivalente a -3,054 731 613 002 E -01
 A_3 es un constante equivalente a 1,205 296 187 262 E -02
 A_4 es un constante equivalente a -2,155 542 603 544 E -02
 A_5 es un constante equivalente a 1,695 938 319 680 E -02
 A_6 es un constante equivalente a 1,983 908 703 280 E -03
 A_7 es un constante equivalente a 1,469 572 516 483 E -02
 A_8 es un constante equivalente a -7,570 807 856 000 E -04
 A_9 es un constante equivalente a 1,854 452 341 597 E +00
 A_{10} es un constante equivalente a -1,275 798 197 236 E -03
 A_{11} es un constante equivalente a 1,925 784 814 025 E -01

1.5. Propiedades del agua de producción

Durante la extracción de hidrocarburos (en este caso gas natural) generalmente viene acompañada de agua o salmuera, la cual es referida como agua de producción.

Ya que el agua es muy poco compresible, se requiere un cambio muy grande en la presión para que su volumen presente un cambio pequeño. Por ejemplo, si se quiere tener un cambio del 1% en un volumen dado de agua, se requerirían alrededor de 3160 psi para conseguirlo (Mott, 1994).

Adicionalmente, se despreció el efecto de la salinidad en las propiedades del agua.

Tensión interfacial (σ_{gw})

Se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre dos fluidos inmiscibles. Bánzer (1996) muestra la siguiente metodología desarrollada por Jennings et. al.:

$$A = 79,1618 - 0,118978T \quad (67)$$

$$B = -5,28473 \times 10^{-3} + 9,87913 \times 10^{-6}T \quad (68)$$

$$C = (2,33814 - 4,57194 \times 10^{-4}T - 7,52678 \times 10^{-6}T^2) \times 10^{-7} \quad (69)$$

$$\sigma_{gw} = A + BP + CP^2 \quad (70)$$

donde,

σ_{gw} es la tensión interfacial gas-agua, medida en dyn/cm

T es la temperatura, medida en °F

P es la presión, medida en psia

1.6. Propiedades de la tubería

El principal componente de las tuberías utilizadas para el transporte de hidrocarburos, ya sea gas o petróleo, es el acero. Esto hace que las propiedades térmicas de las líneas de flujo dependan casi exclusivamente de este material. Así, en la tabla 3 se describen las propiedades y dimensiones principales de las tuberías estudiadas (Petroamazonas EP, 2018).

Tabla 3 – Propiedades de la tubería

Diámetro externo (d_e)		Diámetro interno (d_i)		Conductividad térmica (K_{hr})		Rugosidad interna (ϵ)	
[m]	[in]	[m]	[in]	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]	[m]	[ft]
0,1143	4,5	0,0991	3,9	45	26	0,00004572	0,00015

Realizado por: Joshua Rosero

Sin embargo, ya que las tuberías se encuentran en un ambiente muy hostil el cual favorece a la corrosión, existe una delgada capa de recubrimiento (*coating*) que protege a las líneas de flujo de esta problemática. El material utilizado para los pozos en estudio es HDPE (*High density polyethylene*), un polímero termoplástico con alta relación resistencia-densidad (Branz, 2016). Así, en la tabla 4 se muestran las principales propiedades y dimensiones de este aislante estudiadas (Petroamazonas EP, 2018).

Tabla 3 – Propiedades del aislante

Espesor		Conductividad térmica (K_{hins})		Diámetro total (d_t) = espesor + d_e		Emisividad
[m]	[in]	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]	[m]	[in]	
0,0001778	0,007	0,363	0,210	0,1179	4,64	0,94

Realizado por: Joshua Rosero

Materiales alternativos

El acero es el material comúnmente usado para el transporte de hidrocarburos, pero el material es muy susceptible a la corrosión. Las tuberías hechas de plástico han sido

investigadas y desarrolladas gracias a su menor costo y su capacidad de resistir la corrosión.

Tuberías termoplásticas reforzadas (*reinforced thermoplastic pipe*, RTP) han sido usadas como una alternativa flexible, liviana y resistente a la corrosión, para aplicaciones de media y baja presión. Las RTP también son menos costosas que las tuberías de acero, lo que permite a las empresas reducir sus costos de operación. Además, las tuberías plásticas requieren bajo mantenimiento y no necesitan inhibidores de corrosión (ThermoFisher, 2019).

Las tuberías de polietileno son las más utilizadas, pero también pueden usarse materiales como el polipropileno y el poliuretano. Todos estos materiales ya han sido probados y utilizados con el fin de reducir pérdidas de energía por calor, pues sus conductividades térmicas son mucho menores a las de materiales convencionales. En la tabla 5 se muestran las conductividades térmicas más relevantes de los tres tipos de plásticos mencionados (Nikhar, 2006).

Tabla 5 – Conductividades térmicas de materiales alternativos

Material	Conductividad térmica (K_{hins})	
	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]
Polietileno	0,346	0,20
Polipropileno	0,225	0,13
Poliuretano	0,121	0,07

Realizado por: Joshua Rosero

Para el caso de estudio, se tomó el valor de rugosidad interna propuesto por Mott (1994) para tuberías plásticas, el cual es de $3,0 \times 10^{-7}$ m ($1,0 \times 10^{-6}$ ft); además de considerar una emisividad de 0,94 (Fluke, 2013). Además, se consideró que el diámetro interno y externo de la tubería fueran idénticos a las ya existentes, con la diferencia de que no hay espesor que representa al material aislante, pues estas tuberías plásticas no requieren de uno.

1.7. Flujo multifásico en tuberías

En casi todos los casos de extracción de hidrocarburos se tiene un flujo de líquido, gas y sólidos. Estos tres componentes hacen que el estudio del flujo de fluidos se vuelva

muy complejo, pues es vital comprender la distribución e interacción principalmente de los fluidos. Estos dos puntos dependen de tres parámetros: presión, temperatura y composición de la mezcla. A partir de estos tres se pueden determinar directa o indirectamente el caudal de flujo, su velocidad, el régimen de flujo al que pertenece y el patrón de flujo que arroja la mezcla de líquido y gas.

Regímenes de flujo

El comportamiento de un fluido y su relación con las pérdidas de energía depende de que el flujo sea laminar o turbulento. Debido a esto, es necesario un medio para predecir el tipo de flujo, y es por esto que fue desarrollado el número de Reynolds, el cual involucra las más importantes características de un fluido en movimiento en una tubería, como los son su densidad, viscosidad, velocidad y diámetro del ducto (Mott, 1994). Matemáticamente, se define como:

$$Re = \frac{\rho dv}{\mu} \quad (71)$$

Para fines prácticos, se considera que si el número de Reynolds es menor a 2000, el flujo está en régimen laminar; mientras que si es mayor a 4000, el flujo está en régimen turbulento. Si el número de Reynolds se encuentra entre 2000 y 4000 es imposible predecir el régimen de flujo, por lo que se le denomina región crítica (Mott, 1994).

Sin embargo, cuando el flujo está compuesto por más de una fase el análisis del régimen de flujo se vuelve más complejo, pues cada fase se comportará de forma distinta de acuerdo a sus propiedades físicas. Esto hace que se introduzcan dos términos fundamentales de estudio: la velocidad media de la fase y la velocidad superficial de la fase.

La velocidad superficial de la fase puede entenderse como aquella velocidad que se presentaría en caso de que el flujo fuera monofásico; es decir, ignora la presencia de los otros fluidos y considera que el fluido en estudio fluye a través de todo el diámetro del ducto. Matemáticamente se representaría como:

$$v_{SL} = q_L/A \quad (72)$$

$$v_{Sg} = q_g/A \quad (73)$$

donde,

q_L y q_g son los caudales del líquido y el gas, respectivamente

A es el área de flujo

v_{SL} y v_{Sg} son las velocidades superficiales del líquido y el gas, respectivamente

Sin embargo, ya que en realidad existen dos fases coexistiendo dentro de la tubería, sus áreas de flujo se ven reducidas; esto porque los fluidos tendrán más afinidad a distribuirse en el ducto de formas específicas (patrones de flujo), lo que lleva a que existan sectores de influencia para cada uno. Estos sectores representan áreas y perímetros en la línea de flujo, los cuales pueden ser determinados si se conoce el patrón de flujo y el diámetro hidráulico resultado del mismo.

lagua (2019) define al diámetro hidráulico como un parámetro característico de la sección de un tubo o canal genérico que permite estudiar el comportamiento del flujo de igual modo que si éste fuera circular. Si se lleva este concepto al flujo multifásico, permitiría estudiar el flujo de los fluidos involucrados como si se trataran de tuberías independientes. El diámetro hidráulico se define matemáticamente como:

$$d_h = 4A_m / P_m \quad (74)$$

donde,

d_h es el diámetro hidráulico de la fase estudiada

A_m es el área de influencia (área mojada) de la fase estudiada

P_m es el perímetro de influencia (perímetro mojado) de la fase estudiada

Si se conoce el patrón de flujo para los fluidos multifásicos, es posible calcular al menos dos de las tres variables en la ecuación 74.

Ahora, ya que se encuentran áreas y perímetros de influencia para cada fluido involucrado, magnitudes tales como la velocidad de flujo serán modificadas. Aquí es donde entra en juego la velocidad media de la fase, pues ésta considera que el área de flujo para cada fase es diferente al área del ducto. Matemáticamente se representa como:

$$v_L = q_L / A_L \quad (75)$$

$$v_g = q_g / A_g \quad (76)$$

donde,

A_L y A_g son las áreas mojadas por el líquido y el gas, respectivamente

v_L y v_g son las velocidades medias de la fase líquida y gaseosa, respectivamente

Entonces, el número de Reynolds puede ser calculado con dos metas distintas: conocer el régimen de flujo de cada fase, o conocer el régimen de flujo de la mezcla. Para la primera se toma en cuenta las velocidades medias de cada fase, y para la segunda las velocidades superficiales. Matemáticamente quedaría de la siguiente forma:

$$Re_L = \frac{\rho_L d_{hL} v_L}{\mu_L} \quad (77)$$

$$Re_g = \frac{\rho_g d_{hg} v_g}{\mu_g} \quad (78)$$

$$Re_m = \frac{(\rho_g v_{Sg} + \rho_L v_{SL}) d_i}{\mu_g \left(\frac{v_{Sg}}{v_{Sg} + v_{SL}} \right) + \mu_L \left(\frac{v_{SL}}{v_{Sg} + v_{SL}} \right)} \quad (79)$$

donde,

d_{hL} y d_{hg} son los diámetros hidráulicos del líquido y el gas, respectivamente

d_i es el diámetro de la tubería

Re_L , Re_g y Re_m son los números de Reynolds del líquido, el gas y la mezcla, respectivamente

Cuando existe flujo laminar el fluido parece moverse en varias capas, una sobre la otra. Debido a la viscosidad del fluido, se crea un esfuerzo cortante entre sus capas. Se pierde energía del fluido por la acción de las fuerzas de fricción que hay que vencer, y que son producidas por el esfuerzo cortante. Debido a que el flujo laminar es tan regular y ordenado, es posible obtener una relación sencilla para calcular el factor de fricción (Mott, 1994):

$$f = 64/Re \quad (80)$$

donde,

f es el factor de fricción

Sin embargo, el flujo turbulento es caótico y varía en forma constante. Debido a esto se he tenido que recurrir a correlaciones experimentales. Alvarado et. al. (2002) propone la correlación de Chen para calcular el factor de fricción:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon/d}{3,7065} - \frac{5,0452}{Re} \log \left[\frac{(\varepsilon/d)^{1,1098}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{Re} \right)^{0,8981} \right] \right] \quad (81)$$

donde,

d es el diámetro de la tubería

ε es la rugosidad relativa

Adicionalmente a los regímenes de flujo laminar y turbulento, puede introducirse uno más denominado estacionario, o simplemente de no flujo. Este tipo de régimen considera que los fluidos están en estado estacionario, sin movimiento y en total reposo. Aquí sólo cambios en las variables térmicas pueden influir en sus propiedades.

Caída de presión en las líneas de flujo

El método de Beggs & Brill fue desarrollado con el fin de predecir la caída de presión en líneas de flujo horizontales, verticales e inclinadas. También toma en cuenta varios regímenes de flujo presentes en flujo multifásico. Esta metodología es la de mayor uso y la más confiable en el sector petrolero (Musaab et. al., 2019).

A continuación, se describen las ecuaciones más relevantes de este método:

$$N_{FR} = (v_{SL} + v_{Sg})^2 / gd \quad (82)$$

$$N_{VL} = 1,938 v_{SL}^4 \sqrt{\rho_L / \sigma} \quad (83)$$

$$\lambda_L = v_{SL} / (v_{SL} + v_{Sg}) \quad (84)$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (85)$$

$$L_2 = 0,0006252 \lambda_L^{-2,4684} \quad (86)$$

$$L_3 = 0,1 \lambda_L^{-1,4516} \quad (87)$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6,738} \quad (88)$$

$$H_{L(\theta)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (89)$$

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d \lambda_L^e N_{VL}^f N_{FR}^g) \quad (90)$$

$$\psi = 1 + 0,3C \quad (91)$$

$$H_L = H_{L(\theta)} \psi \quad (92)$$

$$H_{L(transición)} = \left(\frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \right) H_{L(segregado)} + \left(1 - \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \right) H_{L(intermitente)} \quad (93)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (94)$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (95)$$

$$Re = \frac{1488 \rho_{ns} d (v_{SL} + v_{Sg})}{\mu_{ns}} \quad (96)$$

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 \log \left(\frac{Re}{4,5223 \log Re - 3,8125} \right) \right]^2} \quad (97)$$

$$y = \lambda_L / H_{L(\theta)}^2 \quad (98)$$

$$S = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4} \quad (99)$$

$$f_{tp} = f_{ns} e^S \quad (100)$$

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (101)$$

$$E_k = \frac{\rho_m (v_{SL} + v_{Sg}) v_{Sg}}{g_c P} \quad (102)$$

$$grad_P = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g \rho_m \sin \theta}{g_c} + \frac{f_{tp} \rho_{ns} (v_{SL} + v_{Sg})^2}{2 d g_c}}{1 - E_k} \right] \quad (103)$$

donde,

v_{SL} y v_{Sg} son las velocidades superficiales del líquido y el gas, respectivamente, medidas en ft/s

N_{FR} es el número de Froude

σ es la tensión interfacial líquido-gas, medida en dyn/cm

μ_L , μ_g y μ_{ns} son las viscosidades del líquido, el gas y la mezcla, respectivamente, medidas en cP

ρ_L , ρ_g , ρ_m y ρ_{ns} son las densidades del líquido, el gas, la mezcla considerando resbalamiento y la mezcla sin considerar resbalamiento, respectivamente, medidas en lb/ft³

d es el diámetro interno de la tubería, medido en ft

f_{tp} es el factor de fricción considerando resbalamiento

g_c es la constante de aceleración de la gravedad, equivalente a 32,174 ft/s²

g es la aceleración de la gravedad, medida en ft/s²

P es la presión promedio del tramo en estudio, medida en psia

E_k es el término de la aceleración

θ es el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal, medido en rad

$grad_P$ es el gradiente de la presión

Los caudales de flujo, las viscosidades, las densidades y la tensión interfacial deben ser medidas a presión y temperatura promedio del tramo estudiado. Esto hace que se trate de un proceso iterativo, pues a través de la ecuación 103 se calcula la presión de salida.

Musaab et. al. (2019) afirman que las ecuaciones 82, 85, 86, 87 y 88 permiten determinar el patrón de flujo de la mezcla (tabla 6), mientras que las constantes *a*, *b*, *c*, *d*, *e*, *f*, y *g* son constantes que dependen del patrón de flujo (tabla 7) y de la dirección de flujo (tabla 8).

Tabla 5 – Límites de patrones de flujo

Segregado	Intermitente
$\lambda_L < 0,01 \ \& \ N_{FR} < L_1$	$0,01 \leq \lambda_L < 0,4 \ \& \ L_3 < N_{FR} \leq L_1$
ó $\lambda_L \geq 0,01 \ \& \ N_{FR} < L_2$	ó $\lambda_L \geq 0,4 \ \& \ L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Transición	Distribuido
$\lambda_L \geq 0,01 \ \& \ L_2 < N_{FR} \leq L_3$	$\lambda_L < 0,4 \ \& \ N_{FR} \geq L_1$
	ó $\lambda_L \geq 0,4 \ \& \ N_{FR} > L_4$

Realizado por: Joshua Rosero

Tabla 6 – Constantes de patrones de flujo

	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,535	0,0173
Distribuido	1,065	0,5824	0,0609

Realizado por: Joshua Rosero

Tabla 7 – Constantes de dirección de flujo

	d	e	f	g
Segregado cuesta arriba	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
Intermitente cuesta arriba	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Distribuido	C = 0			
Cuesta abajo	4,70	-0,3692	0,1244	-0,5056

Realizado por: Joshua Rosero

Patrones de flujo

La descripción del flujo bifásico en tuberías es complicada debido a la existencia de una interface entre los fluidos. Esta interface puede presentarse de distintas formas, las cuales dependen de la tasa de flujo, las propiedades físicas de las fases, la geometría

y la inclinación de la línea de flujo. Las diferentes estructuras en las puede presentarse la interface se denominan patrones de flujo (McQuillan et. al., 1984). Así, existen patrones de flujo característicos tanto para tuberías horizontales como verticales.

Para tuberías verticales, McQuillan et. al. (1984) establecen que se tienen los siguientes patrones de flujo, los cuales son ilustrados en la figura 4:

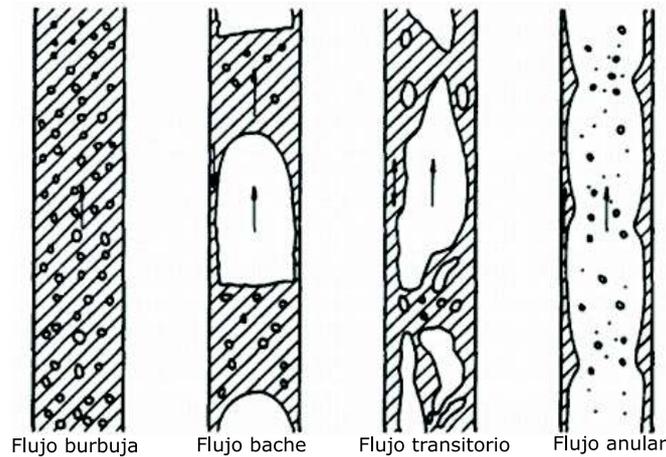


Figura 4 – Patrones de flujo en tuberías verticales
(Fuente: McQuillan et. al., 1984)

Para tuberías horizontales, Moreno (2005) establece que se tienen los siguientes patrones de flujo, ilustrados en la figura 5:

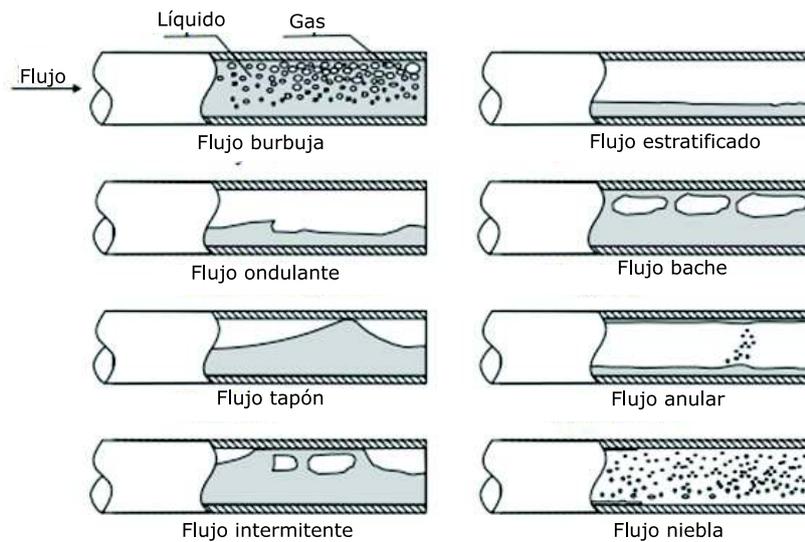


Figura 5 – Patrones de flujo en tuberías horizontales
(Fuente: Moreno, 2005)

Pinto (2014) recopiló varios mapas y ecuaciones que permiten determinar el patrón de flujo para flujo bifásico de agua y gas. Uno de ellos es el mapa de Baker modificado por Whalley, el cual es utilizado para flujo horizontal. A continuación se describe la metodología:

$$m'_g = q_g \rho_g \quad (104)$$

$$m'_l = q_l \rho_L \quad (105)$$

$$G_g = m'_g / A \quad (106)$$

$$G_l = m'_l / A \quad (107)$$

$$\lambda = \left[\left(\frac{\rho_g}{0,075} \right) \left(\frac{\rho_w}{62,3} \right) \right]^{0,5} \quad (108)$$

$$\psi = \left(\frac{73}{\sigma} \right) \left[\mu_l \left(\frac{62,3}{\rho_l} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (109)$$

donde,

m'_g y m'_l son las tasas de flujo másico del gas y el agua, respectivamente, medidas en kg/s

A es el área de flujo, medida en m^2

ρ_g y ρ_L son las densidades del gas y el agua, respectivamente, medidas en kg/m^3

μ_l es la viscosidad del agua, medida en cP

σ es la tensión interfacial gas-agua, medida en dyn/cm

La figura 6 es el mapa desarrollado por Whalley, el cual es utilizado con las ecuaciones propuestas anteriormente.

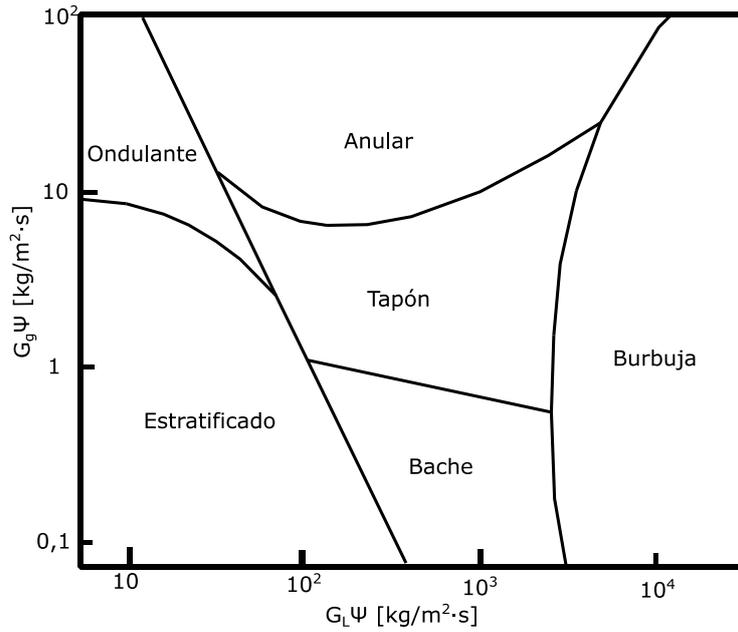


Figura 6 – Determinación del patrón de flujo en tuberías horizontales
(Fuente: Pinto, 2014)

Para la zona de flujo vertical, Awad (S/F) propone la utilización del método desarrollado por Hewitt et. al. A continuación, se detalla dicho método:

$$m'' = \frac{m'_g + m'_l}{A} \quad (110)$$

$$x = \frac{m'_g}{m'_g + m'_l} \quad (111)$$

$$j_l = \frac{m''(1-x)}{\rho_L} \quad (112)$$

$$j_v = \frac{m''x}{\rho_g} \quad (113)$$

La figura 7 es el mapa desarrollado por Hewitt et. al., el cual es utilizado con las ecuaciones propuestas anteriormente.

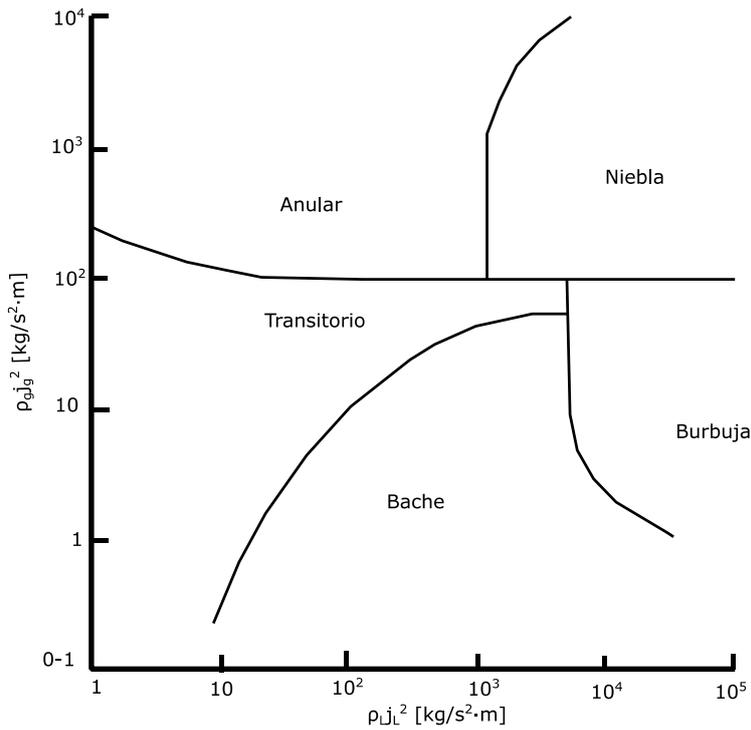


Figura 7 – Determinación del patrón de flujo en tuberías verticales
(Fuente: Awad, S/F)

El flujo anular se basa en que el gas y pequeñas gotas de agua fluyen a través del centro de la tubería, mientras la mayor cantidad de agua se desplaza por sobre las paredes del ducto (figura 8). Este flujo de agua genera una capa de cierto espesor, la cual para los casos en estudio se consideró que contiene toda el agua producida; es decir, no existen pequeñas gotas atrapadas en el flujo de gas.

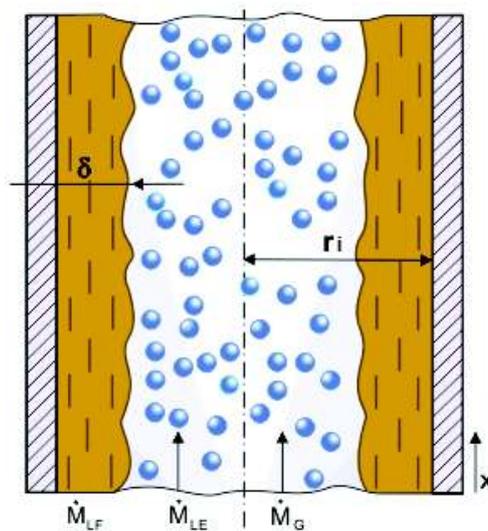


Figura 8 – Flujo anular
(Fuente: Zeigarnik, 2019)

Zeigarnik (2011) propone utilizar la correlación y método de Armand para calcular el tamaño de la capa de agua. Esta metodología se describe a continuación:

$$\beta = \frac{\frac{m'_g}{\rho_g}}{\frac{m'_g + m'_L}{\rho_g + \rho_L}} \quad (114)$$

$$m''_l = \frac{m'_l}{A} \quad (115)$$

$$Fr = \frac{m''_l{}^2}{\rho_L^2 g d} \quad (116)$$

$$a = 0,69 + (1 - \beta)(4 + 21,9\sqrt{Fr}) \quad (117)$$

$$Re_L = \frac{dm''_l}{\mu_L} \quad (118)$$

$$b = 4aRe_L^{0,125} \left(\frac{\rho_g}{\rho_L}\right)^{0,5} \quad (119)$$

$$\varepsilon_G = 1 - \frac{4 + \frac{8b}{7}}{5 + b\left(\frac{\beta}{1-\beta} + \frac{8}{7}\right)} \quad (120)$$

$$\delta = \frac{d(1-\varepsilon_G)}{4} \quad (121)$$

donde,

m'_g y m'_l son las tasas de flujo másico del gas y el agua, respectivamente

d es el diámetro de la tubería

g es la aceleración de la gravedad

A es el área de flujo

δ es el espesor de la capa de agua

Ahora, para patrón de flujo anular y si se conoce el espesor de la capa de agua, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones para calcular los diámetros hidráulicos correspondientes a cada fase (Fekete, 2014):

$$d_{hg} = d_i - 2\delta \quad (122)$$

$$d_{hL} = d_i - d_{hg} \quad (123)$$

1.8. Transferencia de energía por calor bajo régimen estacionario

Es un fenómeno físico que se da cuando la temperatura de un cuerpo es diferente a la de otro, lo que lleva a tener un flujo de energía del objeto de mayor temperatura al de

menor temperatura, hasta que ambos alcanzan la misma temperatura (equilibrio térmico) (Çengel, 2007).

Serway et. al. (2008) hacen énfasis en que el calor es la transferencia de energía a través de la frontera de un sistema debida a una diferencia de temperatura entre el sistema y sus alrededores, y no una forma de almacenamiento de energía. Es por esto que se habla de transferencia por calor en lugar de transferencia de calor.

Un análisis termodinámico se interesa en la cantidad de energía transferida por calor conforme un sistema pasa por un proceso, de un estado de equilibrio a otro. El calor puede transferir en tres modos diferentes: conducción, convección y radiación.

Conducción

Es la transferencia de energía de las partículas más energéticas de una sustancia hacia las adyacentes menos energéticas, como resultado de interacciones entre esas partículas (Çengel, 2007). Para que exista conducción, los cuerpos deben estar en contacto físico y en reposo relativo del uno al otro. La ley física que describe al calor por conducción se conoce como la primera ley de Fourier (Alvarado et. al., 2002):

$$Q_{cond} = -K_h A \Delta T / \Delta x \quad (124)$$

donde,

ΔT es la variación de temperatura del sistema

Δx es la longitud del sistema

A es el área de contacto de los cuerpos

K_h es la conductividad térmica

Q_{cond} es la tasa de energía transferida por conducción

Radiación

Çengel (2007) la define como la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de los otros calores, la radiación no requiere la presencia de un medio interventor. La ley de Stefan-Boltzmann modificada con el coeficiente de calor por radiación define a la tasa de energía transferida como (Alvarado et. al., 2002):

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_1^2 + T_2^2)(T_1 + T_2) \quad (125)$$

$$Q_{radi} = Ah_r(T_1 - T_2) \quad (126)$$

donde,

σ es la constante de Stefan-Boltzmann, equivalente a $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ ($1,714 \times 10^{-9} \text{ BTU/h} \cdot \text{ft}^2 \cdot \text{R}^4$)

ε es la emisividad del material

T_1 y T_2 son las temperaturas absolutas del cuerpo de mayor temperatura y de menor temperatura, respectivamente

h_r es el coeficiente de calor por radiación

A es el área del cuerpo

Q_{radi} es la tasa de energía transferida por radiación

La emisividad, cuyo valor está en el intervalo de 0 a 1, es una medida de cuán próxima está una superficie de ser un cuerpo negro (absorbe totalmente la energía radiada hacia él), para el cual ε es 1 (Çengel, 2007).

Convección

Es el modo de transferencia de energía entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacentes que están en movimiento y comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluidos (Çengel, 2007). El mecanismo de convección es realmente una combinación de conducción y radiación, influenciada por el movimiento del fluido (Alvarado et. al., 2002). Si se desprecia el efecto de la radiación su ecuación general es (Çengel, 2007):

$$Q_{conv} = Ah_c \Delta T \quad (127)$$

donde,

ΔT es la variación de temperatura del sistema

A es el área de contacto del fluido y el sólido

h_c es el coeficiente de calor por convección

Q_{conv} es la tasa de energía transferida por convección

El coeficiente de calor por convección no es una propiedad del fluido. Es determinado a partir de todas las variables que influyen sobre la convección, como la configuración geométrica de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido, las propiedades de éste y la velocidad del mismo (Çengel, 2007).

Si el movimiento del fluido alrededor del sólido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, viento fuerte, corriente submarina significativa, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre como (Alvarado et. al., 2002). La figura 9 permite observar un claro ejemplo de las diferencias fundamentales entre las dos clases de convección. Mientras la convección forzada muestra una corriente de aire estable con líneas de velocidad paralelas, la convección libre está gobernada por el desorden y el constante cambio en la dirección de flujo.

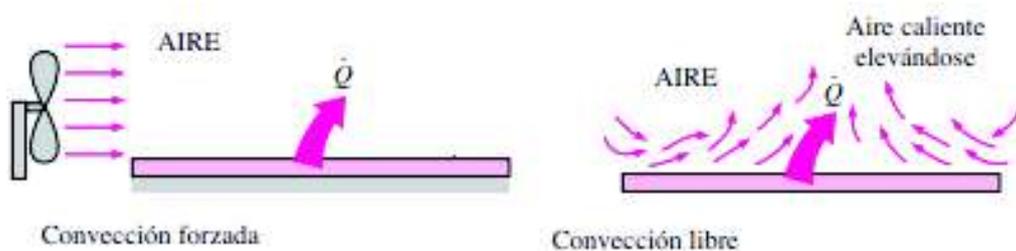


Figura 9 – Convección libre y forzada

(Fuente: Çengel, 2007)

Para el estudio de caso se consideró convección forzada tanto para el flujo interno y externo a la línea de flujo, pues éstos se encuentran en ambientes donde existen velocidades de flujo significativas y de dirección constante.

Coefficiente de calor por convección (h_c)

Como se dijo anteriormente, este coeficiente no es directamente dependiente del fluido a analizarse, sino de un conjunto de características tanto de él como del ambiente que lo rodea. Es por esto que se han desarrollado métodos para su determinación, como por ejemplo la utilización de número adimensionales desarrollados especialmente para el análisis del calor.

Uno de ellos es el número de Prandtl, el cual relaciona las capas límite de velocidad y de temperatura para un fluido deslizándose sobre una superficie. La capa límite de velocidad puede ser observada por ejemplo cuando un fluido muy viscoso trata de deslizarse a través de un ducto, pues este fluido se va deslizando no como un cuerpo homogéneo sino como si estuviera compuesto por diferentes capas, las cuales tienen velocidades diferentes. Estas distintas capas van desde la que se encuentra en reposo relativo a la superficie hasta la que representa la velocidad máxima del fluido,

convirtiéndose la viscosidad en la propiedad sobre la que las movi­lidades de estas capas dependen más. Análogamente para la capa límite de temperatura, se forman capas de fluido con distintas temperaturas, donde la más cercana a la superficie tendrá prácticamente la misma temperatura que la del cuerpo sobre el que se desliza, mientras que aquéllas más lejanas representarán la temperatura inicial del fluido. Para la capa límite de temperatura, las propiedades que gobiernan son la conductividad térmica y el calor específico del fluido. La figura 10 representa la disposición de ambas capas. Todo este análisis se traduce matemáticamente en (Çengel, 2007):

$$Pr = \frac{\mu c_p}{K_h} \quad (128)$$

donde,

Pr es el número de Prandtl

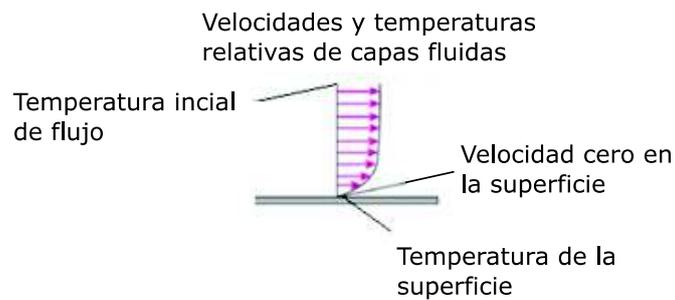


Figura 10 – Capas límite de velocidad y temperatura

(Fuente: Çengel, 2007)

Otro número adimensional fundamental es el desarrollado por Nusselt, el cual representa la mejora de la transferencia por calor a través de una misma capa de fluido como resultado de la convección en relación con la conducción. Matemáticamente se define como la razón entre las tasas de transferencia por calor por convección y por conducción; esto es (Çengel, 2007):

$$Nu = \frac{h_c L_c}{K_h} \quad (129)$$

donde,

Nu es el número de Nusselt

L_c es la longitud característica

La longitud característica se define como el espesor de la capa de fluido (Universidad de Valladolid, 2013). Es por esto que para un cilindro puede corresponder a dos valores:

al diámetro interno si el flujo ocurre a través del ducto, o al diámetro externo en caso de que el flujo ocurra por sobre el ducto (Çengel, 2007).

Adicionalmente a la ecuación 129, se han desarrollado otras ecuaciones y correlaciones empíricas con el fin de adaptarse a diferentes geometrías y regímenes de flujo.

La ecuación desarrollada por Gnielinski para flujo turbulento a través de una tubería no es de uso común debido a su complejidad en comparación con otros modelos, pero reduce el error de cálculo en el que otras ecuaciones recaen (alrededor del 25%). Esta ecuación es válida para números de Prandtl entre 0,5 y 2000; y para números de Reynolds entre 3000 y 5×10^6 (ClearPower, 2019):

$$Nu = \frac{(f/8)(Re-1000)Pr}{1+12,7(f/8)^{1/2}(Pr^{2/3}-1)} \quad (130)$$

donde,

f es el factor de fricción

Para determinar el número de Nusselt para flujo externo a un cilindro, la ecuación desarrollada por Churchill & Bernstein es de amplio uso, donde las propiedades del fluido son evaluadas en lo que se denomina película. Este concepto de película puede entenderse como una capa de espesor infinitesimal que actúa como canal de flujo energético por calor, localizada entre la superficie de la tubería y el fluido moviéndose en torno a ella. Esta ecuación es (Çengel, 2007):

$$Nu = 0,3 + \frac{0,62Re^{1/2}Pr^{2/3}}{\left[1 + \left(0,4/Pr^{2/3}\right)^{1/4}\right]} \left[1 + \left(Re/282000\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad (131)$$

Si se despeja y modifica la ecuación 129 para los casos de flujo interno y externo, se tienen dos ecuaciones para determinar el coeficiente de calor por convección para cada caso:

$$h_c = \frac{K_h Nu}{d_i} \quad (132)$$

$$h_{ce} = \frac{K_{he} Nu}{d_e} \quad (133)$$

donde,

h_c y h_{ce} son los coeficientes de calor por convección interno y externo, respectivamente

K_h y K_{he} son las conductividades térmicas del fluido interno y externo, respectivamente

d_i y d_e son los diámetros de la tubería interno y externo, respectivamente

Para el caso de mezclas, el coeficiente total de calor por convección se calcula mediante un promedio aritmético basado en las tasas de flujo volumétrico entre los h_c de cada fluido involucrado.

Coficiente global de transferencia por calor (U)

Este coeficiente es fundamental para determinar el gradiente térmico y el perfil de temperaturas para un sistema sometido a transferencia de energía por calor, pues engloba todos los tipos de calor y sus propiedades asociadas. Así, Alvarado et. al. (2002) calculan la tasa total de pérdidas de energía por calor para un sistema con la siguiente ecuación:

$$Q = AU\Delta T \quad (134)$$

donde,

Q es la tasa total de energía transferida

A es el área por la cual se dieron las transferencias

ΔT es la variación de temperatura del sistema

Alvarado et. al. (2002) proponen el siguiente ejemplo para entender la forma de cálculo del coeficiente global de transferencia por calor: si se considera el sistema ilustrado en la figura 11, el cual presenta la sección transversal de una tubería de radio interno r_i , radio externo r_e , a través de la cual fluye un fluido a temperatura T_{wg} . La tubería está aislada, por lo que se tiene un radio exterior r_{ins} . La temperatura en la superficie exterior de la tubería aislada es T_{ins} y la temperatura ambiente es T_a . Los mecanismos de transferencia por calor que actúan en el sistema son:

- Del fluido en movimiento a la pared interna de la tubería existe convección forzada, por lo que la tasa de flujo por calor viene dada por:

$$Q_1 = 2\pi r_i h_{ct} (T_{wg} - T_i) \Delta L \quad (135)$$

- A través de la tubería existe conducción:

$$Q_2 = \frac{2\pi K_{ht}(T_i - T_e)\Delta L}{\ln(r_e/r_i)} \quad (136)$$

- A través del aislante existe conducción:

$$Q_3 = \frac{2\pi K_{hins}(T_e - T_{ins})\Delta L}{\ln(r_{ins}/r_e)} \quad (137)$$

- Del aislante hacia el medio existe convección y radiación:

$$Q_4 = 2\pi r_{hins}(h_{ce} + h_r)(T_{ins} - T_a)\Delta L \quad (138)$$

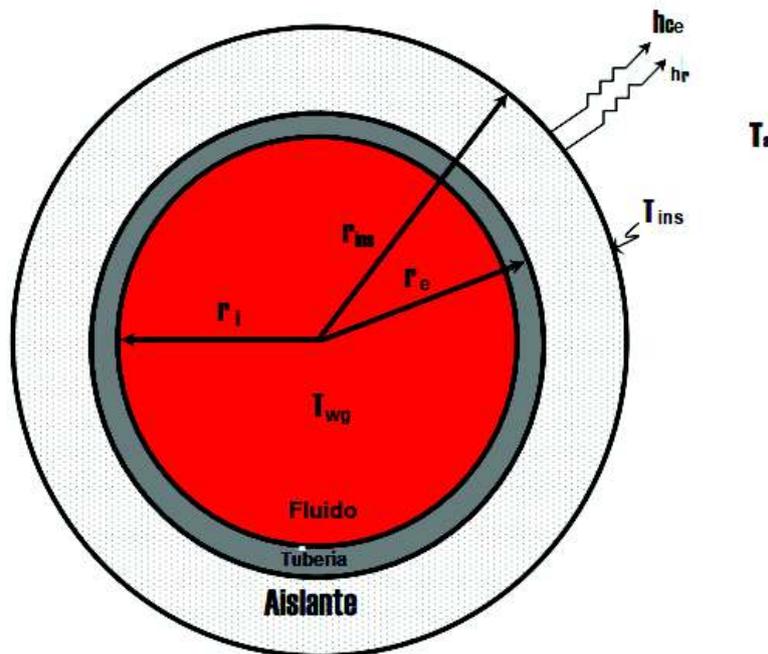


Figura 11 – Representación esquemática para la obtención del coeficiente global de transferencia por calor

(Fuente: Alvarado et. al., 2002)

Si se considera flujo continuo se tiene que:

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q_4 = AU(T_{wg} - T_a) \quad (139)$$

Además se sabe que:

$$(T_{wg} - T_a) = (T_{wg} - T_i) + (T_i - T_e) + (T_e - T_{ins}) + (T_{ins} - T_a) \quad (140)$$

Si se despejan las ecuaciones 135, 136, 137 y 138 para las respectivas diferencias de temperatura, y se sustituyen en la ecuación 140 resulta:

$$(T_{wg} - T_a) = \frac{Q}{2\pi\Delta L} \left[\frac{1}{r_i h_{ct}} + \frac{\ln(r_e/r_i)}{K_{ht}} + \frac{\ln(r_{ins}/r_e)}{K_{hins}} + \frac{1}{r_{ins}(h_{ce}+h_r)} \right] \quad (141)$$

Si se utiliza como área característica el exterior del aislante, de acuerdo a la ecuación 134 se tiene:

$$Q = 2\pi r_{ins} U_{ins} (T_{wg} - T_a) \Delta L \quad (142)$$

Al sustituir el diferencial de temperatura en la ecuación 141 y simplificando se tiene:

$$U_{ins} = \left[\frac{r_{ins}}{r_i h_{ct}} + \frac{r_{ins} \ln(r_e/r_i)}{K_{ht}} + \frac{r_{ins} \ln(r_{ins}/r_e)}{K_{hins}} + \frac{1}{(h_{ce}+h_r)} \right]^{-1} \quad (143)$$

Si se quisiese obtener el coeficiente global de transferencia por calor en función de otra área característica, bastaría repetir el proceso seguido para la obtención de las ecuaciones 142 y 143 en función de esta nueva área.

Ya que para calcular h_c y h_r se requiere conocer la temperatura exterior de la superficie de la tubería, el procedimiento para calcularlos a ellos y a U es un proceso iterativo (Alvarado et. al., 2002):

- Suponer un valor de T_{ins} y calcular h_{ce} y h_r . Para el primer cálculo se asume un promedio entre la temperatura del fluido en la tubería y la temperatura ambiente.
- Obtener la temperatura de la película como un promedio entre T_{ins} y T_a .
- Calcular el valor de U_{ins} mediante la ecuación 143.

- Calcular Q mediante la ecuación 142.
- Dado que Q es constante para todo el sistema, se tiene:

$$U' = \left[\frac{r_{ins}}{r_i h_{ct}} + \frac{r_{ins} \ln(r_e/r_i)}{K_{ht}} + \frac{r_{ins} \ln(r_{ins}/r_e)}{K_{hins}} \right]^{-1} \quad (144)$$

$$T_{ins} = T_{wg} - \frac{Q}{AU'} \quad (145)$$

- Comparar el valor de T_{ins} calculado con el supuesto previamente. Si no son iguales dentro de una tolerancia aceptable, se debe repetir este procedimiento utilizando la T_{ins} calculada como el nuevo valor supuesto.

1.9. Transferencia de energía por calor bajo régimen transitorio

Cuando un cuerpo no es alimentado de forma constante por una fuente de energía térmica, su temperatura varía con el tiempo, así como con la posición. Para analizar esta clase de sistemas se hace uso del número de Biot, el cual se define con la ecuación 146.

$$Bi = \frac{h_c L_c}{K_h} \quad (146)$$

donde,

Bi es el número de Biot

Çengel (2007) dice que cuando un cuerpo sólido se calienta por el fluido más caliente que lo rodea, en principio la energía es llevada por convección hacia el cuerpo y, a continuación, conducida hacia el interior del cuerpo. El número de Biot es la razón de la resistencia interna de un cuerpo a la conducción de energía por calor con respecto a su resistencia externa a la convección de calor. Por lo tanto, un número pequeño de Biot representa poca resistencia a la conducción por calor y, por tanto, gradientes pequeños de temperatura dentro del cuerpo.

Para el caso de estudio se tiene un cilindro prácticamente unidimensional, el cual puede ser seccionado alrededor de su eje de simetría, obteniéndose así un semicilindro. Con

esto en consideración, la longitud característica para el cálculo del número de Biot será el radio del semicilindro.

Çengel (2007) continúa diciendo que para resolver este tipo de problema se debería utilizar una ecuación diferencial en derivadas parciales; de donde la solución está relacionada con series infinitas y ecuaciones trascendentes, lo que no resulta conveniente usar. Una forma analítica de encontrar la solución a estos casos es mediante las ecuaciones 147 a 149.

$$\frac{T_o - T_a}{T_i - T_a} = A_1 e^{-\lambda_1^2 \tau} \quad (147)$$

$$\alpha = \frac{k_h}{\rho c_p} \quad (148)$$

$$t = \frac{\tau r^2}{\alpha} \quad (149)$$

donde,

T_o , T_i y T_a son las temperaturas final, inicial y del ambiente, respectivamente

A_1 y λ_1 son constantes dependientes del número de Biot

α es la difusividad térmica

t es el tiempo requerido para que el cuerpo vaya de T_i a T_o

Los valores de las constantes A_1 y λ_1 se encuentran disponibles en el anexo 1 (Çengel, 2007).

1.10. Propiedades de la corriente submarina

Así como se consideró para el agua de producción, las propiedades del agua de la corriente submarina no fueron dependientes de la salinidad, sino solamente de la temperatura de la película.

La tabla 9 refleja los datos de temperaturas externas a la línea de flujo considerando la información para la entrada del sistema, mientras que la tabla 10 muestra las propiedades de la corriente submarina (Çengel et. al., 2006).

Tabla 9 – Temperaturas externas a la línea de flujo para el caso base

Temperatura de la corriente submarina	Temperatura de la superficie de la tubería	Temperatura de la película
---------------------------------------	--	----------------------------

[°C]	[°F]	[°C]	[°F]	[°C]	[°F]
15,56	60	21,41	70,54	18,48	65,27

Realizado por: Joshua Rosero

Tabla 10 – Propiedades de la corriente submarina para el caso base

Velocidad (v_e)		Densidad (ρ_e)		Viscosidad (μ_e)		Calor específico (c_{pe})		Conductividad térmica (K_{he})	
[m/s]	[ft/s]	[kg/m ³]	[lb/ft ³]	[Pa·s]	[cP]	[J/kg·K]	[BTU/lb·R]	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]
0,19	0,62	998,400	62,328	0,001 045	1,045	4182,634	0,999	0,590	0,341

Realizado por: Joshua Rosero

Para determinar la velocidad de la corriente se hizo uso de la información aportada por Carrapós (2015), quien explica que a aproximadamente 50 metros de profundidad las corrientes marinas tienen una velocidad media de 0,19 m/s.

Este valor fue validado con la información de velocidades de corrientes del golfo de Guayaquil, las cuales registran hasta una profundidad de 19,7 metros, obtenida gracias al Instituto Oceanográfico de la Armada del Ecuador (INOCAR). Todos estos datos fueron censados por la boya Jambelí, ubicada en el canal de Jambelí con coordenadas: Latitud 03°16'26,40" S y Longitud 80°10'48,06" W. Este informe se encuentra en el anexo 2 de este trabajo.

Ya que los materiales alternativos presentan una conductividad térmica muy distinta a la que se tiene para el caso base, las temperaturas externas a la línea de flujo y las propiedades determinadas a partir de la película, considerando la información para la entrada del sistema, son todas distintas a las presentadas en las tablas 9 y 10. La tabla 11 y 12 enlistan todas estas propiedades para cada uno de los materiales alternativos considerados.

Tabla 11 – Temperaturas externas a la línea de flujo para materiales alternativos

	Temperatura de la corriente submarina		Temperatura de la superficie de la tubería		Temperatura de la película	
	[°C]	[°F]	[°C]	[°F]	[°C]	[°F]
Polietileno	15,56	60	15,69	60,25	15,62	60,12
Polipropileno	15,56	60	15,64	60,16	15,60	60,08
Poliuretano	15,56	60	15,60	60,09	15,58	60,04

Realizado por: Joshua Rosero

Tabla 12 – Propiedades de la corriente submarina para para materiales alternativos

	Densidad (ρ_e)		Viscosidad (μ_e)		Calor específico (c_{pe})		Conductividad térmica (K_{he})	
	[kg/m ³]	[lb/ft ³]	[Pa·s]	[cP]	[J/kg·K]	[BTU/lb·R]	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]
Poliétileno	998,894	62,359	0,001 120	1,120	4182,634	0,999	0,590	0,341
Polipropileno	998,898	62,360	0,001 120	1,120	4182,634	0,999	0,590	0,341
Poliuretano	998,902	62,360	0,001 120	1,120	4182,634	0,999	0,590	0,341

Realizado por: Joshua Rosero

1.11. Dinámica de fluido computacional (CFD)

La dinámica de fluido computacional, o *computational fluid dynamics* (CFD), es una herramienta computacional que utiliza modelos matemáticos y métodos numéricos para analizar estudios de flujo de fluidos. Los modelos matemáticos varían de acuerdo con el contexto del problema, como puede ser transferencia por calor, transferencia de masa, cambios de gases o reacciones químicas, y se hace uso de propiedades de los elementos como los son velocidad, presión, temperatura, densidad y viscosidad (Simscale, S/F).

Al aplicar herramientas CFD para la resolución y entendimiento de un fenómeno propuesto, es importante comprender el funcionamiento de los modelos de simulación que el programa provee. Estos modelos son las instrucciones que el programa sigue para tratar de representar el problema real en un ambiente virtual, a través de análisis matemático y numérico.

Los análisis CFD dan una vista interna a estudios y casos de flujo que son difíciles, costosos o imposibles de examinar utilizando técnicas tradicionales o haciendo experimentos. La simulación CFD aporta con predicciones cuantitativas muy reales del fenómeno para cualquier cantidad deseada con una alta resolución en tiempo y espacio, lo que hace que se pueda resolver prácticamente cualquier problema. Sin embargo, existen errores que pueden venir del modelaje usado, la partición del sistema, tener iteraciones imprecisas o una implementación no corroborada (Kuzmin, S/F). Para evitar estos problemas se debe entender la parte teórica sobre la cual estos programas están diseñados.

Para el estudio de este trabajo se hizo uso del *software* basado en CFD llamado ANSYS-CFX R16.2 con licencia académica.

Metodología de volúmenes finitos

Este método permite la partición del problema y la resolución numérica de ecuaciones diferenciales tales como las ecuaciones de conservación de masa, de cantidad de movimiento y de energía. Si se considera una malla sometida a particiones del espacio fluido, en torno a cada punto de ella se construye un volumen de control que no se superpone con los de los puntos vecinos; así el volumen total de fluido resulta ser igual a la suma de los volúmenes de control considerados. La ecuación diferencial a resolver se integra sobre cada volumen de control, lo cual entrega como resultado la resolución de la ecuación para ese pequeño volumen. La calidad de los resultados depende de la forma y tamaño de las particiones hechas, todo con el fin de acercarse lo más posible a los resultados reales (Niño, 2002). Bajo esta metodología es que los *software* CFD obtienen la solución al problema planteado.

Metodología de la simulación CFD

Esta metodología está compuesta de tres etapas principales: pre-procesamiento, procesamiento y post-procesamiento. La figura 12 representa los componentes de cada una de estas etapas (Parabajinkya, 2012).

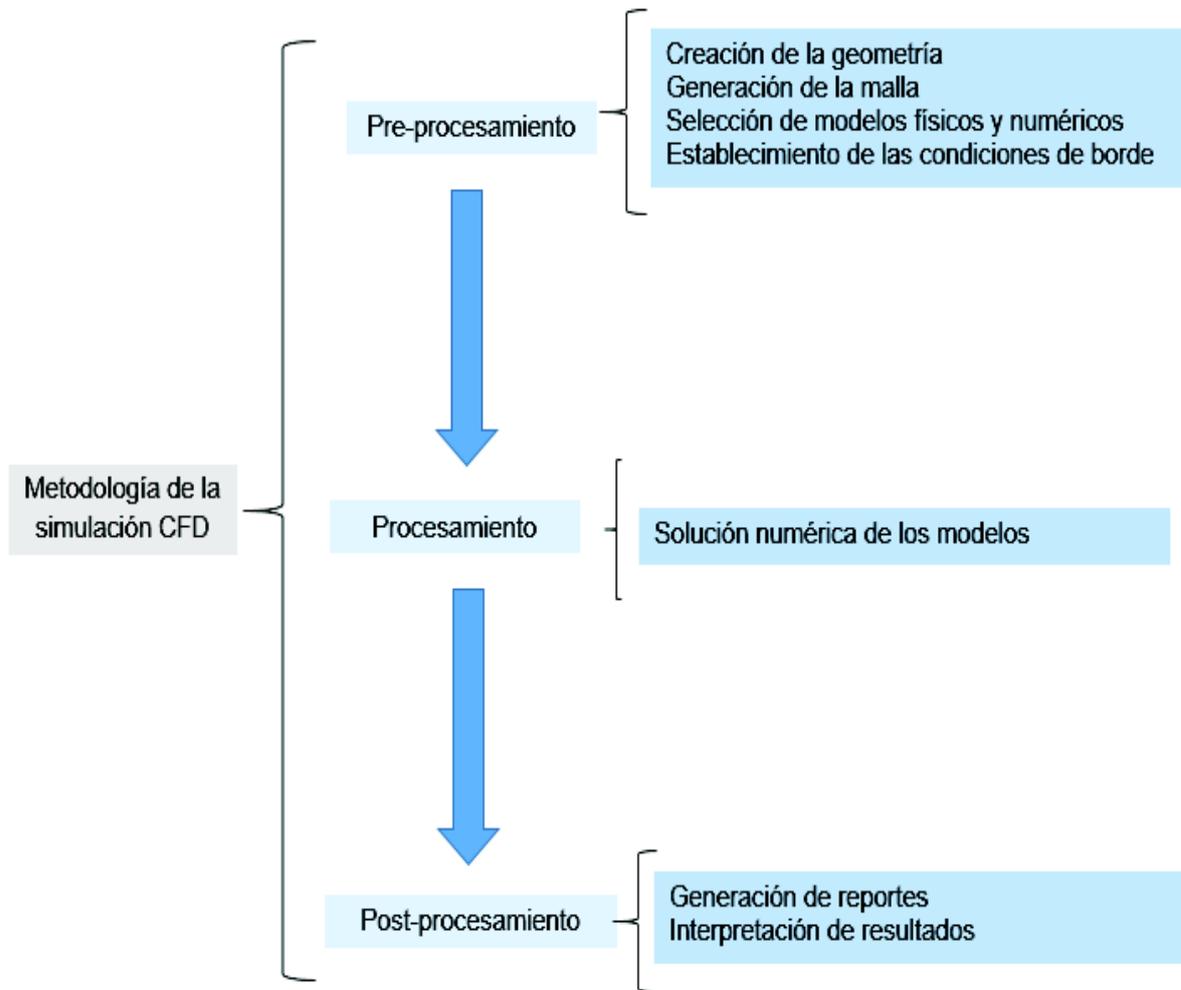


Figura 12 – Metodología de la simulación CFD

Realizado por: Joshua Rosero

- **Creación de la geometría**

Aquí se construye la geometría (volumen físico) que representa al problema en estudio. El programa ANSYS tiene incorporado su propia herramienta para crearla; sin embargo, se pueden hacer uso de diagramas creados en otros *software*, como por ejemplo los CAD (*computer-aided design*).

- **Generación de la malla**

Una vez la geometría ha sido establecida, es necesario dividirla en pequeños volúmenes de control para que el programa utilice el método de volúmenes finitos con el fin de procesar la información. Existen tres tipos de mallas dependiendo de la

forma en la que la geometría fue dividida: mallas estructuradas, mallas estructuradas en bloques y mallas no estructuradas.

Las mallas estructuradas consisten de familias de líneas con la propiedad de que cada línea de la misma familia no se cruza con otra de sus miembros, mientras cruza una sola vez con cada línea de otras familias. Estas conexiones simplifican la programación y la solución de las ecuaciones, pero hacen que se apliquen sólo soluciones usadas para geometrías simples. Otra desventaja es que puede ser difícil el control de la distribución de los puntos en las grillas, pues la concentración de éstos en una región produce espacios pequeños innecesarios en otras partes los cuales consumen más recursos computacionales (Ferziger et. al., 2002). La figura 13 ilustra una malla estructurada para una geometría en 2 dimensiones.

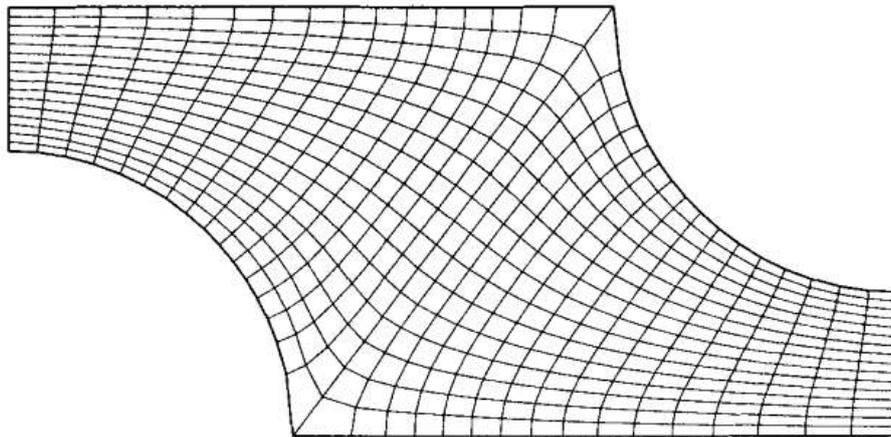


Figura 13 – Malla estructurada
(Fuente: Ferziger et. al., 2002)

Mientras tanto, Ferzinger et. al. (2002) dicen que las mallas estructuradas en bloques se encuentran compuestas de subdivisiones. En el nivel más denso los bloques son segmentos relativamente largos del dominio, su estructura puede ser irregular y pueden o no estar superpuestos. En el nivel menos cargado de líneas una malla estructurada es definida, donde las interfaces de cada bloque necesitan ser abordadas y verificadas. La figura 14 muestra una malla estructurada en bloques en dos dimensiones.

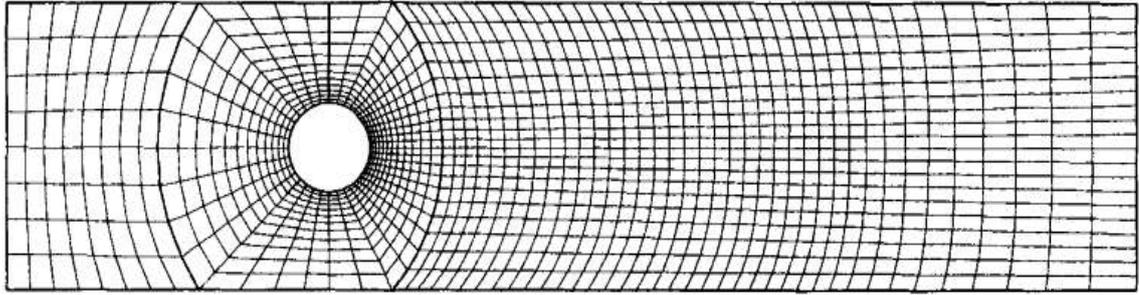


Figura 14 – Malla estructurada en bloques
(Fuente: Ferziger et. al., 2002)

El último tipo de malla, las mallas no estructuradas, es utilizado para geometrías muy complejas; además de que se adaptan mejor a la solución por volúmenes finitos. Las grillas están configuradas por triángulos o cuadriláteros cuando se trata de geometrías en 2 dimensiones, y de tetraedros o hexaedros en geometrías en 3 dimensiones. La solución de las ecuaciones propuestas suele requerir más recursos computacionales y por tanto toma más tiempo (Ferziger et. al., 2002). La figura 15 ilustra un ejemplo de este tipo de malla para una geometría en 2 dimensiones.

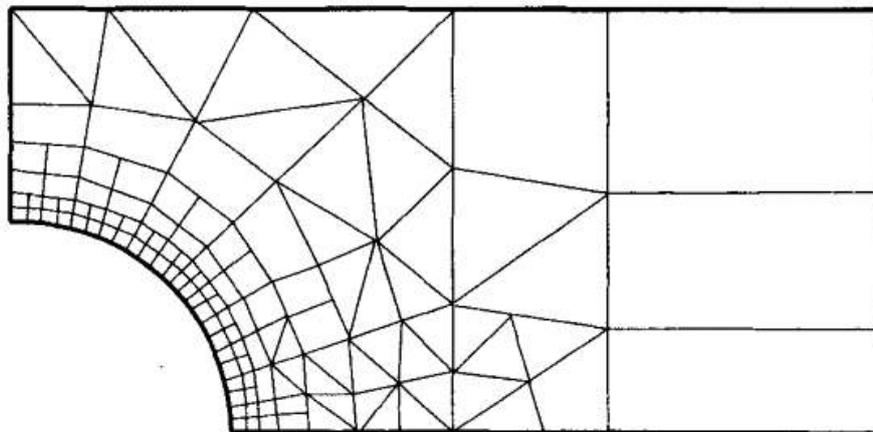


Figura 15 – Malla no estructurada
(Fuente: Ferziger et. al., 2002)

- **Selección de modelos físicos y numéricos**

Ya que la malla ha sido definida, de debe escoger el conjunto de ecuaciones a utilizarse para representar el fenómeno físico propuesto. Ya que se trata de mecánica de fluidos, se requiere de tres ecuaciones fundamentales: ecuación de continuidad (150), ecuación de cantidad de movimiento o Navier-Stokes (151) y ecuación de energía (152). Estas ecuaciones son (Ferziger et. al., 2002):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u}) = 0 \quad (150)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{u}) + \nabla \cdot (\rho \vec{u} \times \vec{u}) = -\nabla P + \nabla \cdot \tau + \rho \vec{g} \quad (151)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(e + \frac{1}{2} u^2 \right) \right] + \nabla \cdot \left[\rho \vec{u} \left(e + \frac{1}{2} u^2 \right) \right] = \nabla \cdot (k \nabla T) + \nabla \cdot (-P \vec{u} + \tau \vec{u}) + \vec{u} \cdot \rho \vec{g} + Q \quad (152)$$

donde,

ρ es la densidad

t es el tiempo

T es la temperatura

\vec{u} y u son el vector y el escalar velocidad, respectivamente

T es la temperatura

τ es el esfuerzo cortante

P es la presión

\vec{g} es el vector de la aceleración de la gravedad

k es la conductividad térmica

e es la energía interna por unidad de masa

Q es la energía transferida por calor

- **Establecimiento de las condiciones de borde**

Aquí se introducen las variables que se conocen y gobiernan el problema con el fin de reproducir el fenómeno lo mejor posible. Se deben ingresar las variables de entrada y de salida, las cuales incluyen presión, temperatura, tasas de flujo, velocidades, entre otras. También se deben conocer las condiciones de pared, las cuales son las características de la tubería y del fluido circundante.

Esta sección incluye el método de aproximación que se va a usar, como lo es el de volúmenes finitos. Todas las metodologías apuntan a cumplir ciertos criterios de convergencia, los cuales deben ser alcanzados para que la simulación sea válida y termine su procesamiento. Estos criterios incluyen iteraciones, desviaciones en la conservación de la masa, valores mínimos residuales de los métodos cuadráticos, entre otros.

- **Procesamiento**

Es esta sección entra el motor del programa y su capacidad para resolver el fenómeno planteado. Por ejemplo, para el método de volúmenes finitos, se forman ecuaciones que resuelven cada uno de ellos mediante iteraciones, hasta que el valor residual cuadrático sea mínimo. Generalmente estas ecuaciones y residuales son dependientes principalmente de la presión y la temperatura (Medina, 2017).

- **Post-procesamiento**

Finalmente, el programa entrega sus resultados y genera un reporte final. Ambos deben ser analizados e interpretados con el fin de que no haya incoherencias, pues a pesar de que el uso de estas herramientas computacionales hace que el procesamiento de información sea más sencillo y rápido, no está eximido de errores. La validación de los resultados es la parte más importante de toda simulación.

Modelado bifásico en ANSYS-CFX R16.2

En el modelado de flujos bifásicos, debido a la interacción macroscópica entre las fases, ocurre un incremento en la cantidad y complejidad de las ecuaciones a resolver. Es por esto que el *software* provee de algunos enfoques fundamentales para la resolución de dichos problemas; de entre los cuales el enfoque euleriano-euleriano es el de mayor uso

- **Enfoque euleriano-euleriano**

Aquí se definen volúmenes de control sobre los cuales se resuelven las ecuaciones para el flujo que los atraviesa sin resolver la trayectoria específica de las partículas. Aquí se considera a la presión y la velocidad como campos dependientes de la posición y el tiempo. Al modelar flujo bifásico por este enfoque el sistema considera que todas las fases comparten el mismo campo de presión. Como los campos de velocidad dependen de la interacción y los fenómenos de transferencia (momento, calor o masa) entre las fases, existen dos grandes opciones que permiten su determinación: el modelo homogéneo y el modelo no homogéneo.

El modelo homogéneo puede ser visto como un caso limitado del enfoque euleriano-euleriano bifásico, donde la transferencia a través de la interface es muy grande. El resultado de este acercamiento es que todos los fluidos comparten el mismo campo de velocidades, así como otros campos; por ejemplo, la turbulencia.

Por otro lado, el modelo no homogéneo trata a cada fase de forma independiente, por lo que resuelve las ecuaciones fundamentales para cada uno. Además simula la interacción entre cada una mediante términos de transferencia interfacial. Esto resulta en una solución para cada fase considerando el efecto que tienen las unas sobre las otras, es decir en un flujo bifásico las dos fases pueden tener diferentes campos de velocidad y temperatura, pero tienen la tendencia a alcanzar equilibrio debido a la transferencia de momento y energía por calor (Medina, 2017).

2. METODOLOGÍA

2.1. Generalidades

Este trabajo estuvo orientado al estudio termodinámico del sistema, todo con el fin de analizar las condiciones operacionales deseables para minimizar la precipitación de hidratos y evitar problemas en el flujo de gas producido. Para esto, se debió determinar tanto el gradiente térmico total de la tubería como la curva de equilibrio de hidratos, ya que los puntos críticos de temperatura en la línea de flujo son los principales responsables de la formación de hidratos. Mediante estas herramientas se establecieron las secciones de tubería con las temperaturas más bajas, las cuales propician efectivamente el fenómeno de precipitación (figura 16).

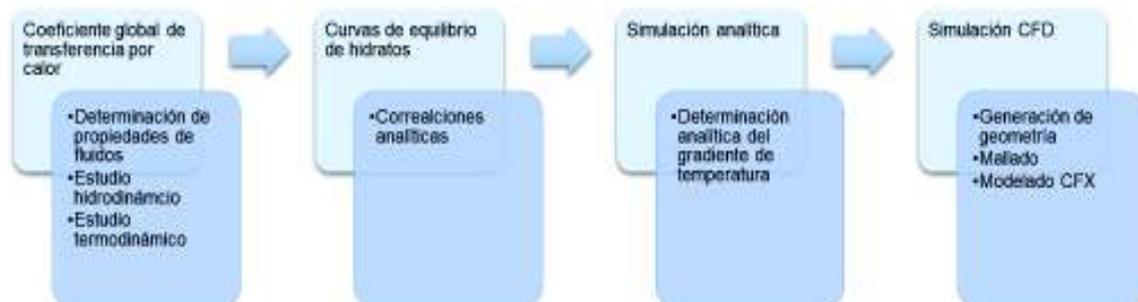


Figura 16 – Esquema metodológico

Realizado por: Joshua Rosero

Como se pudo haber notado en varios de los apartados anteriores, se dejó muy en claro que las propiedades a analizarse se calcularon considerando únicamente las variables conocidas a la entrada del sistema, pues no se tienen datos certeros de presión y temperatura a la salida del mismo. La metodología más precisa es tomar un promedio aritmético de presión y temperatura entre la entrada y la salida del sistema para calcular cada una de estas propiedades.

Sin embargo, se pudo haber considerado como temperatura de salida a la mínima que se podría llegar, es decir la del medio externo; mientras que como presión de salida a las expuestas en las tablas 23 y 24 para los modelos simplificados. Este camino no fue considerado ya que no necesariamente el sistema debe alcanzar la temperatura mínima cuando el flujo es continuo, y ya que los resultados calculados de presión presentados en las tablas 23 y 24 son asimismo dependientes de esta temperatura de salida,

tampoco podrían ser tomados como una variable certera. Es este razonamiento el que llevó a tomar en consideración únicamente los datos en la entrada del sistema.

A pesar de estas consideraciones, el modelo continúa siendo bastante preciso, ya que tanto la caída de presión como la variación de temperatura entre la entrada y la salida de los sistemas a estudiarse no son pronunciadas. Esto se basa en la experiencia de que para pozos de gas natural con baja producción de agua y de longitud corta sin mayor variación en la inclinación o altura de la línea de flujo no se den las circunstancias para tener diferencias de presión o temperatura muy grandes, pues las mismas propiedades termodinámica e hidráulicas del gas natural evitan estos fenómenos.

2.2. Variables de entrada del sistema

Diagrama de fase de gas natural en el Campo Amistad

La tabla 13 muestra la composición del gas natural explotado en el Campo Amistad (Petroamazonas EP, 2018).

Tabla 13 – Composición del gas natural en el Campo Amistad

Compuesto		Fracción Molar
C ₁	Metano	0,994500
C ₂	Etano	0,002370
C ₃	Propano	0,000482
i-C ₄	Iso-butano	0,000167
n-C ₄	Normal-butano	0,000042
i-C ₅	Iso-pentano	0,000040
n-C ₅	Normal-pentano	0,000000
C ₆₊	Hexanos +	0,000710
N ₂	Nitrógeno	0,001300
CO ₂	Dióxido de carbono	0,000370

Realizado por: Joshua Rosero

Al aplicar la ecuación 9 para la mezcla expuesta en la tabla 13 se puede graficar el diagrama de fase para el gas natural explotado. Los resultados son expuestos por Gallo & Sola (2018) en la figura 17. La zona interior de la curva hallada representa la zona bifásica (gas-líquido) de la mezcla, mientras que la exterior la zona monofásica (líquido

o gas). Si los datos de interés de presión y temperatura están en la parte externa de la curva y localizada a su derecha, indicará que la mezcla permanecerá siempre en estado gaseoso.

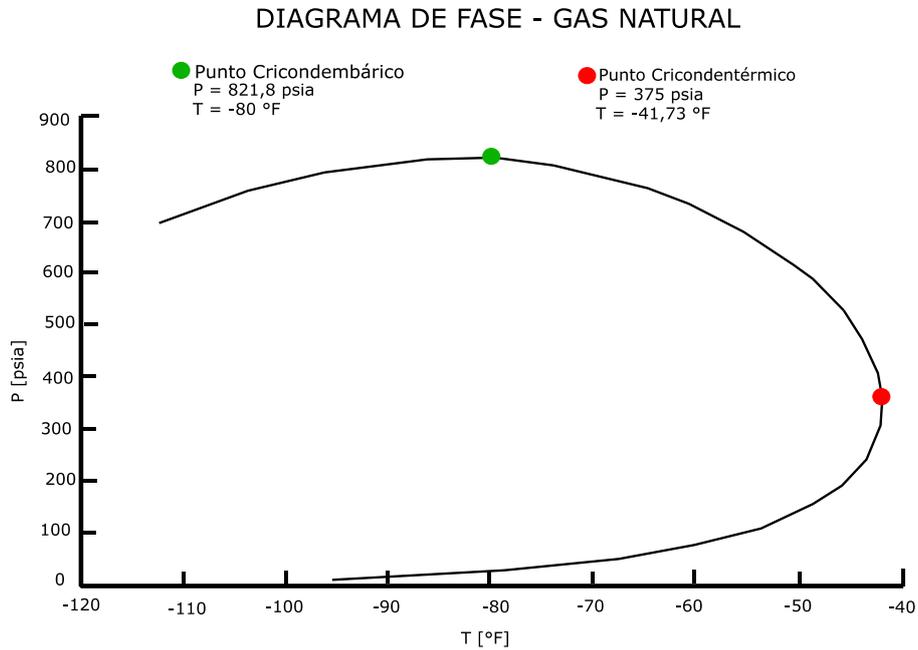


Figura 17 – Diagrama de fase de gas natural en el Campo Amistad
 (Fuente: Gallo & Sola, 2018)

La curva representada en la figura 18 debe ser comparada con los datos en las fronteras de los pozos de estudio. Dicha información se encuentra en la tabla 14, la cual fue obtenida tomando en cuenta que los pozos se encuentran a la mitad de su vida operacional. (Petroamazonas EP, 2018).

Tabla 14 – Condiciones de frontera en las líneas de flujo

AMS-10 y AMS-11				
Frontera	Presión [psia]	Temperatura [°F]	Caudal de gas [MMft³/día]	WGR [bbl/MMft³]
<i>Wellhead</i>	1100	130	20	20

Realizado por: Joshua Rosero

Así, y ya que la temperatura mínima a la que puede llegar la línea es la del ambiente (60 °F), se puede observar en la figura 18 que no se tendrán condensados de gas, porque para cualquier valor de presión y temperatura calculado a partir de la tabla 13 se encontrará en la sección de reservorios de gas seco (parte extrema derecha de la figura).

Resumen de las propiedades del gas natural

La tabla 15 enlista con detalle la composición del gas natural resultado del análisis cromatográfico (Petroamazonas EP, 2018), así como el cálculo de la masa molar de la mezcla.

Tabla 15 – Masa molar del gas natural

Compuesto		y	M [lb/mol]	yM [lb/mol]
Metano	C ₁	0,994500	16,043	15,955
Etano	C ₂	0,002370	30,070	0,071
Propano	C ₃	0,000482	44,097	0,021
Iso-butano	i-C ₄	0,000167	58,123	0,010
Normal-butano	n-C ₄	0,000042	58,123	0,002
Iso-pentano	i-C ₅	0,000040	72,150	0,003
Normal-pentano	n-C ₅	0,000000	72,150	0,000
Hexanos +	C ₆₊	0,000710	156,310	0,111
Nitrógeno	N ₂	0,001300	28,013	0,036
Dióxido de carbono	CO ₂	0,000370	44,010	0,016
				16,226

Realizado por: Joshua Rosero

En la tabla 16 se encuentra desarrollado el proceso seguido para obtener las presiones y temperaturas pseudo-críticas del gas natural en estudio

Tabla 16 – Temperatura y presión pseudo-críticas sin correcciones

Compuesto		y	T _{pc} [R]	yT _{pc} [R]	P _{pc} [psia]	yP _{pc} [psia]
Metano	C ₁	0,994500	343,010	341,123	667,00	663,332
Etano	C ₂	0,002370	549,590	1,303	706,50	1,674
Propano	C ₃	0,000482	665,590	0,321	615,50	0,297
Iso-butano	i-C ₄	0,000167	734,080	0,123	527,90	0,088
Normal-butano	n-C ₄	0,000042	765,220	0,128	550,90	0,092
Iso-pentano	i-C ₅	0,000040	828,670	0,032	490,40	0,023

Normal-pentano	n-C ₅	0,000000	845,470	0,000	488,80	0,000
Hexanos +	C ₆₊	0,000710	1107,378	0,786	300,73	0,214
Nitrógeno	N ₂	0,001300	227,140	0,295	492,50	0,640
Dióxido de carbono	CO ₂	0,000370	547,430	0,203	1070,00	0,396
				344,219		666,683

Realizado por: Joshua Rosero

En la tabla 17 se encuentra desarrollado el proceso seguido para obtener el calor específico molar ideal del gas natural en estudio, para la entrada del sistema.

Tabla 17 – Calor específico molar ideal

Compuesto		y	Mc _p [BTU/mol R]	yMc _p [BTU/mol R]
Metano	C ₁	0,994500	8,8120	8,7635
Etano	C ₂	0,002370	15,5491	0,0369
Propano	C ₃	0,000482	18,9711	0,0091
Iso-butano	i-C ₄	0,000167	25,0300	0,0042
Normal-butano	n-C ₄	0,000042	25,1025	0,0011
Iso-pentano	i-C ₅	0,000040	30,7492	0,0012
Normal-pentano	n-C ₅	0,000000	30,9817	0,0000
Hexanos +	C ₆₊	0,000710	80,9626	0,0575
Nitrógeno	N ₂	0,001300	6,9602	0,0090
Dióxido de carbono	CO ₂	0,000370	9,1690	0,0034
				8,8859

Realizado por: Joshua Rosero

Así, las ecuaciones consideradas en el apartado de propiedades del gas natural junto con los datos expuestos en las tablas 15 a 17 permitieron obtener los resultados mostrados en la tabla 18.

Tabla 18 – Resumen de las propiedades del gas en la entrada

Propiedad	Valor
Masa molar	16,226 lb/mol
Gravedad específica	0,561

Presión pseudo-crítica	666,510 psia
Temperatura pseudo-crítica	343,954 R
Factor de desviación del gas	0,9054
Factor volumétrico	0,0137
Densidad	49,899 kg/m ³
Viscosidad	0,000 013 6 Pa·s
Calor específico	2760,212 J/kg·K
Conductividad térmica	0,0460 W/m·K

Realizado por: Joshua Rosero

Resumen de las propiedades del agua de producción

Para el caso en estudio, en el peor de los casos se puede tener una caída de presión de a lo más 800 psi, los cuales son despreciables para considerar el efecto de la compresibilidad en el agua. Además, ya que la temperatura de saturación en la entrada (556 °F) y la salida (514 °F) del sistema para las presiones en dichos puntos son mucho mayores a las que se pudieran presentar durante cualquier etapa de operación, es imposible que exista vapor de agua en la línea de flujo. Todo esto hace que el agua de producción sea considerada como líquido saturado.

En la tabla 19 se describen las propiedades del agua de producción más relevantes para la entrada del sistema, tomadas de Çengel et. al. (2006); junto con la tensión superficial calculada con la ecuación 70.

Tabla 19 – Propiedades del agua de producción en la entrada

Densidad (ρ_w)		Viscosidad (μ_w)	Calor específico (C_{pw})		Conductividad térmica (K_{hw})		Tensión interfacial (σ_{gw})
[kg/m ³]	[lb/ft ³]	[Pa·s]	[J/kg·K]	[BTU/lb·R]	[W/m·K]	[BTU/h·ft·R]	[dyn/cm]
985,746	61,538	0,000 509	4182,634	0,999	0,649	0,375	59,55

Realizado por: Joshua Rosero

Patrón de flujo

Antes de determinar el patrón de flujo para el caso de estudio, fue necesario realizar un refinamiento del perfil de las tuberías de los pozos en estudio pues, como en la extensa mayoría de los casos, existen zonas donde la tubería tiene cierto ángulo de inclinación.

Mediante esta aproximación a tuberías totalmente verticales y horizontales se pueden simplificar tanto el análisis para la transferencia por calor como el análisis del flujo de fluidos. Este modelo fue propuesto y desarrollado por Gallo & Sola (2018). Las figuras 18 y 19 representan el perfil batimétrico de los pozos en estudio (Petroamazonas EP, 2018).

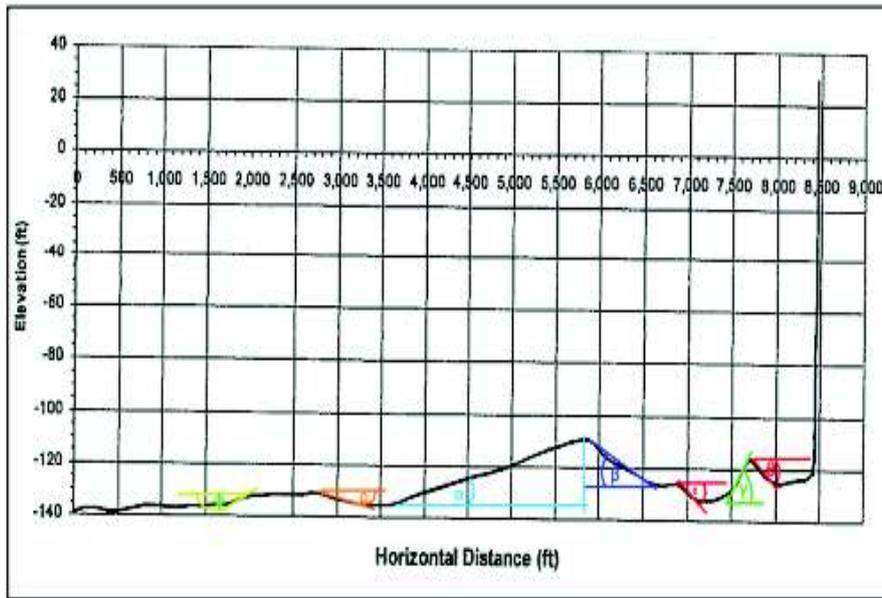


Figura 18 – Batimetría del pozo AMS-10
(Fuente: Petroamazonas EP, 2018)

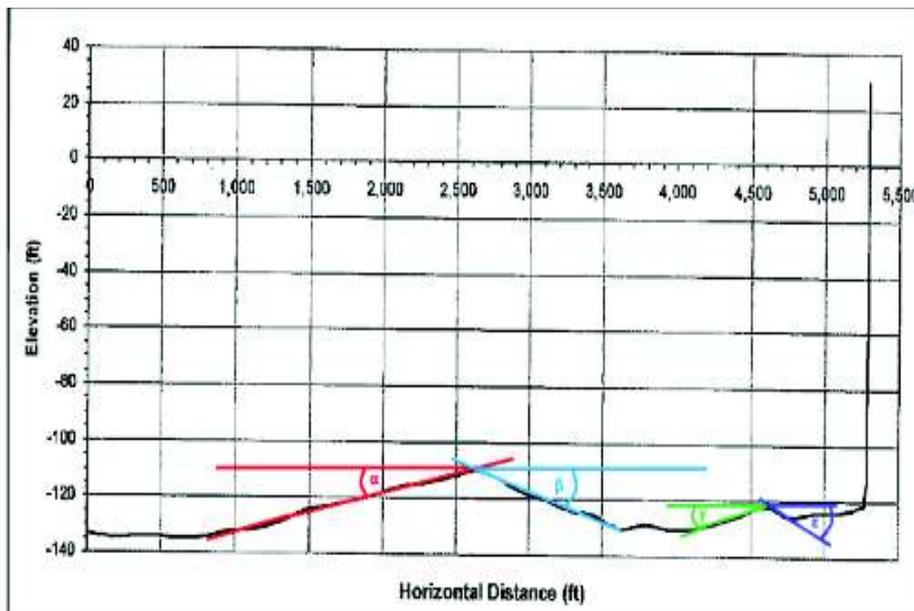


Figura 19 – Batimetría del pozo AMS-11
(Fuente: Petroamazonas EP, 2018)

La tabla 20 describe los varios ángulos de inclinación en las líneas de ambos pozos.

Tabla 20 – Ángulos de inclinación de las líneas de flujo

AMS-10			AMS-11		
Pendiente	Grados	Radianes	Pendiente	Grados	Radianes
Φ	0,50	0,009	α	0,76	0,013
Ω	0,38	0,007	β	1,20	0,021
α	0,66	0,011	γ	1,15	0,020
β	1,15	0,020	ε	1,51	0,026
ε	1,19	0,021			
γ	2,15	0,037			
θ	1,91	0,033			

Realizado por: Joshua Rosero

Para calcular y comparar las presiones de salida de los pozos estudiados se tomaron en cuenta dos escenarios: uno considerando un perfil muy aproximado a los dispuestos en las figuras 18 y 19, y otro donde las líneas de flujo fueron reducidas a una sección horizontal seguida de una vertical. La tabla 21 especifica las dimensiones del modelo simplificado.

Tabla 21 – Dimensiones del modelo simplificado

AMS-10				AMS-11			
Longitud horizontal		Longitud vertical		Longitud horizontal		Longitud vertical	
[m]	[ft]	[m]	[ft]	[m]	[ft]	[m]	[ft]
2575,56	8450	47,24	155	1615,44	5300	47,24	155

Realizado por: Joshua Rosero

Gracias al *software* libre DWSIM se calculó la presión de salida del sistema en los dos casos planteados para los pozos de estudio. Sus resultados fueron validados con una hoja de cálculo de Microsoft Excel hecha a partir de las ecuaciones enlistadas en este apartado, considerándose el caso del perfil sencillo. Ya que DWSIM considera una mayor cantidad de datos de los que pueden manejarse a través de una hoja de cálculo, se tomó a sus resultados como los más precisos. Los resultados se exponen en la tabla 22.

Tabla 22 – Presión de salida en perfil batimétrico y simplificado

	AMS-10	AMS-11
Perfil batimétrico	649,532 psia	839,075 psia
Perfil simplificado	664,733 psia	840,873 psia
Error	2,34%	0,21%

Realizado por: Joshua Rosero

Ya que el error para ambos pozos es muy bajo, se tomó el perfil simplificado para el resto del estudio.

El programa DWSIM también sirvió de ayuda para calcular la presión para los distintos materiales alternativos a analizarse. Estos datos se reflejan en la tabla 23.

Tabla 23 – Presión de salida para materiales alternativos

	AMS-10	AMS-11
Polietileno	974,890 psia	984,334 psia
Polipropileno	972,939 psia	984,346 psia
Poliuretano	973,102 psia	984,006 psia

Realizado por: Joshua Rosero

La baja caída de presión comparada con los resultados del acero se da por las propiedades hidráulicas intrínsecas a los polímeros. Estos compuestos suelen considerarse como perfectamente lisos, por lo que las pérdidas de presión por fricción son casi nulas.

Con el fin de determinar el patrón de flujo en la sección horizontal, se hizo uso de la figura 7, donde el eje de las x fue 92,87 y el eje de las y fue 90,97 con datos en la entrada del sistema. Esto cae en la zona de flujo anular.

Para la sección vertical se utilizó la figura 8, donde el eje de las x fue 8,99 y el eje de las y fue 6803,511 con datos en la entrada del sistema. Esto cae también en la zona de flujo anular.

Entonces, dados los resultados obtenidos mediante las figuras 6 y 7, todo el sistema de estudio para ambos pozos presentó un patrón de flujo anular.

Ahora, la metodología de Beggs & Brill también permite encontrar el patrón de flujo. Los resultados de este método para la entrada del sistema son presentados en la tabla 24.

Tabla 24 – Coeficientes de patrones de flujo para Beggs & Brill

L_1	L_2	L_3	L_4	N_{FR}
73,83539141	134,021264	108,3950903	$6,12069 \times 10^{13}$	142,6580757

Realizado por: Joshua Rosero

La figura 20 ayuda a determinar el patrón de flujo más fácilmente.

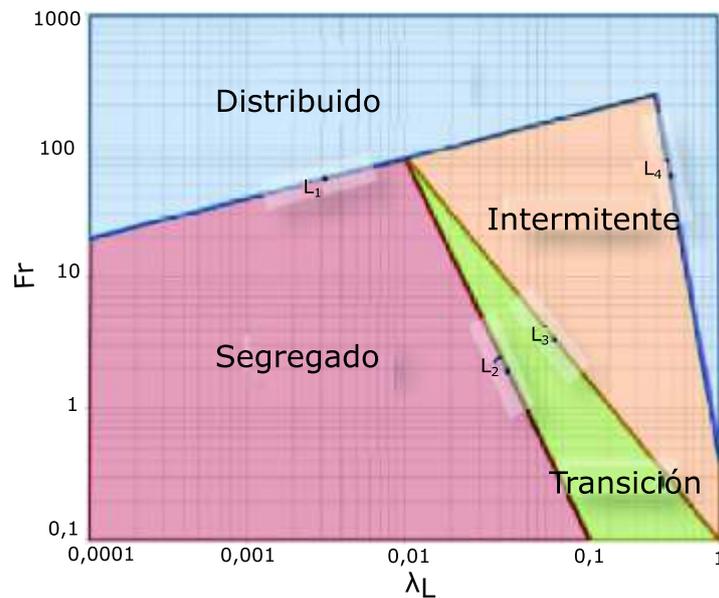


Figura 20 – Patrones de flujo para Beggs & Brill

(Fuente: Ihsenergy, 2017)

Así, mediante el uso de la figura 20 o las tablas 5 y 23 se determinó que el flujo es de tipo distribuido.

La figura 21 permite discriminar entre los patrones de flujo mencionados anteriormente de los propuestos por Beggs y Brill. De esta forma, el patrón de flujo para los pozos en estudio sería burbuja o niebla. Sin embargo, ya que no es posible determinar ciertos parámetros de flujo para estos patrones, como por ejemplo el diámetro hidráulico para cada fase, es que se decidió tomar en cuenta otras metodologías. Además, la zona donde se ubica el estudio no se encuentra muy alejada de la demarcada como patrón segregado. Adicionalmente, Yanli et. al. (2016) mencionan que el patrón de flujo principal en pozos de gas de aguas profundas es el tipo anular.

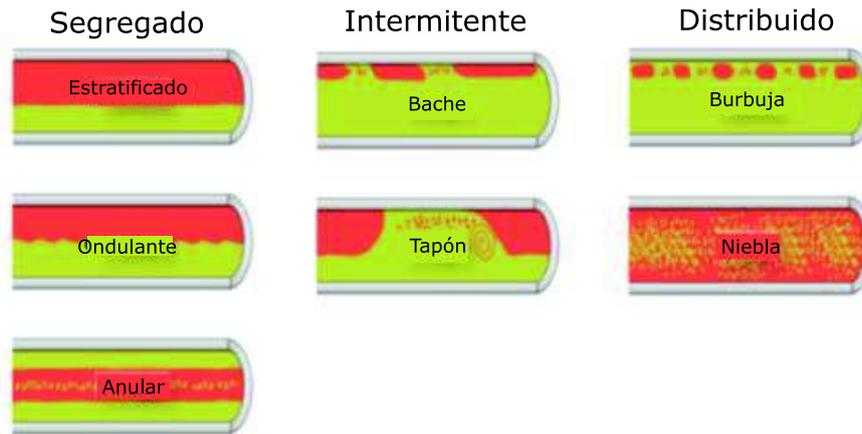


Figura 21 – Patrones de flujo basado en Beggs & Brill

(Fuente: Ihsenergy, 2017)

Ya que el patrón de flujo a lo largo de toda la tubería es de tipo anular, se determinó el espesor de la capa de agua en la entrada del sistema con la ayuda de las ecuaciones 114 a 121, donde el resultado fue de 0,000 573 m.

Una vez conocidos los diámetros hidráulicos de cada fase, se calculó la velocidad, el área mojada y el perímetro mojado para el agua y el gas en la entrada del sistema. Todo esto se expone en la tabla 25.

Tabla 25 – Diámetros hidráulicos y velocidades de las fases

Fase	Diámetro hidráulico (d_h)	Área mojada (A_m)	Perímetro mojado (P_m)	Velocidad media (v)	Velocidad superficial (v_s)
	[m]	[m ²]	[m]	[m/s]	[m/s]
Gas	0,0979	0,0075	0,3076	11,951	11,677
Líquido	0,0011	1,7718 E-04	0,6188	4,154	0,096

Realizado por: Joshua Rosero

Así, se hizo uso de las ecuaciones 77 y 78 para hallar el número de Reynolds para cada fase. Para el gas el resultado fue de 4 288 699, y para el agua de 9224. Esto quiere decir que el flujo está en régimen turbulento.

Condiciones de entrada, salida y pared para Ansys-CFX

El *software* ANSYS-CFX y cualquier otro método analítico o informático requiere de datos iniciales y de frontera para correr una simulación de forma apropiada.

La tabla 26 contiene toda la información necesaria para que la simulación en estado estacionario; mientras que la tabla 27 muestra los datos ingresados para la simulación transitoria.

Tabla 27 – Condiciones de operación de los pozos AMS-10 y AMS-11

Presión	Cabeza	1100 psia
Temperatura	Cabeza	130 °F
	Exterior	60 °F
Caudal de entrada	Gas	0,275 MMft ³ /día
	Agua	400 bbl/día
Flujo másico	Gas	4,49 kg/s
	Agua	0,73 kg/s
Fracción volumétrica de entrada	Gas	0,992
	Agua	0,008
Diámetro de tubería – Caso base	Interno	3,9 in
	Externo	4,5 in
	Aislante	4,64 in
Diámetro de tubería – Caso materiales alternativos	Interno	3,9 in
	Externo	4,5 in
Longitud sección horizontal de tubería	AMS-10	2575,56 m
	AMS-11	1615,44 m
Longitud sección vertical de tubería	AMS-10	47,24 m
	AMS-11	47,24 m
Coefficiente universal de transferencia por calor	Caso base	150,10 W/m ² ·K
	Polietileno	3,50 W/m ² ·K
	Polipropileno	2,82 W/m ² ·K
	Poliuretano	1,23 W/m ² ·K

Realizado por: Joshua Rosero

Tabla 27 – Condiciones térmicas iniciales de los pozos AMS-10 y AMS-11

Temperatura	Inicial	130 °F
	Exterior	60 °F
	Interno	3,9 in

Diámetro de tubería – Caso base	Externo	4,5 in
	Aislante	4,64 in
Diámetro de tubería – Caso materiales alternativos	Interno	3,9 in
	Externo	4,5 in
Materiales de cada diámetro de la tubería – Caso base	Interno	Metano
	Externo	Acero
	Aislante	Polietileno
Materiales de cada diámetro de la tubería – Caso materiales alternativos	Interno	Metano
	Externo	Poliuretano
Transferencia por calor – Caso base	Coefficiente de convección externa	991,827 W/m ² ·K
	Emisividad	0,94
Transferencia por calor – Caso poliuretano	Coefficiente de convección externa	989,029 W/m ² ·K
	Emisividad	0,94
Material externo	Agua	

Realizado por: Joshua Rosero

2.3. Curvas de equilibrio de hidratos

La figura 22 muestra las curvas de precipitación de hidratos obtenidas mediante diferentes métodos.



Figura 22 – Curvas de equilibrio de hidratos

Realizado por: Joshua Rosero

Ya que para el caso de estudio no se dispone de datos sobre la formación de hidratos, se consideraron estas curvas para el análisis.

2.4. Simulación analítica

La simulación analítica permite tener un resultado rápido y aproximado a los resultados que se podrían obtener mediante una simulación informática. Las ecuaciones utilizadas para este paso son más simplificadas que las usadas en *softwares*, y generalmente los procesos iterativos que son necesarios son menores. Tafreshi et. al. (2015) utilizan la ecuación 153 para determinar el perfil de temperatura en función del coeficiente universal de transferencia por calor, si se considera flujo termodinámico continuo.

$$T_{(x)} = T_o + (T_i - T_o)e^{\frac{U\pi dx}{\dot{m}c_p}} \quad (153)$$

donde,

x es la posición donde se desea calcular la temperatura

$T_{(x)}$, T_o y T_i son las temperaturas en x , en el exterior, y en la entrada del sistema, respectivamente

U es el coeficiente universal de transferencia por calor

c_p es el calor específico

d es el diámetro interno de la tubería

\dot{m} es el flujo másico

Para el análisis termodinámico transitorio, se utilizaron las ecuaciones 147 a 149. Sin embargo, ya que esta metodología es aplicable para un material con propiedades térmicas únicas y puntuales, se hizo un promedio ponderado en función de la longitud de los diámetros de cada componente con el fin de obtener un solo valor para variables tales como el calor específico, la densidad y la conductividad térmica. La validez de este método se comprobará con los resultados de la simulación con Ansys.

2.5. Simulación CFD

Geometría

Para la simulación se construyó un cilindro simétricamente paralelo al plano "xz". Esto se hizo con el fin de reducir el número de elementos, pues el programa Ansys-CFX tiene una herramienta de simetría (*Symmetry*) la cual funciona como un espejo para las propiedades impuestas y sus soluciones. La figura 23 muestra una sección de dicha geometría.

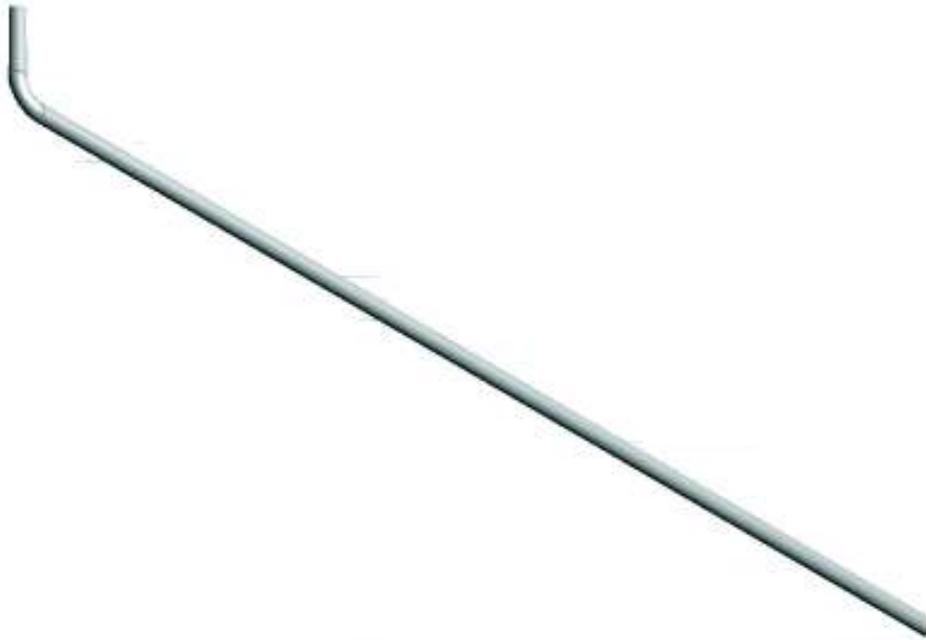


Figura 23 – Geometría modelo de estudio

Realizado por: Joshua Rosero

Mallado

Antes de seleccionar la malla más apropiada para los casos de estudio, se tomaron en consideración algunas configuraciones para asegurar que los resultados que se obtengan sean los más precisos y al mismo tiempo demanden menos recursos computacionales.

Las figuras 24 y 25 ilustran la estructura de la malla escogida. Esta malla se definió a partir de la entrada del sistema, tomándose en cuenta la necesidad de mayor detalle en las cercanías a la pared de la tubería. Esto hace que la estructura de la malla sea diferente en las paredes a la que se presenta tanto para la entrada como para la salida.

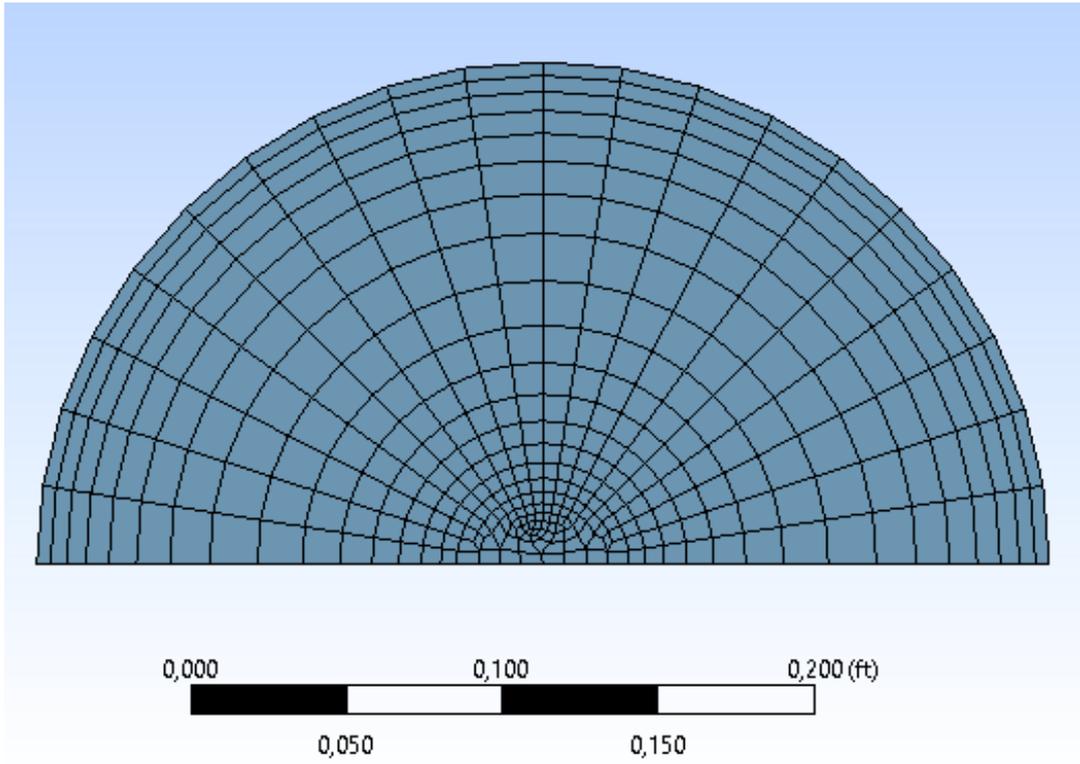


Figura 24 – Vista frontal de la malla
Realizado por: Joshua Rosero

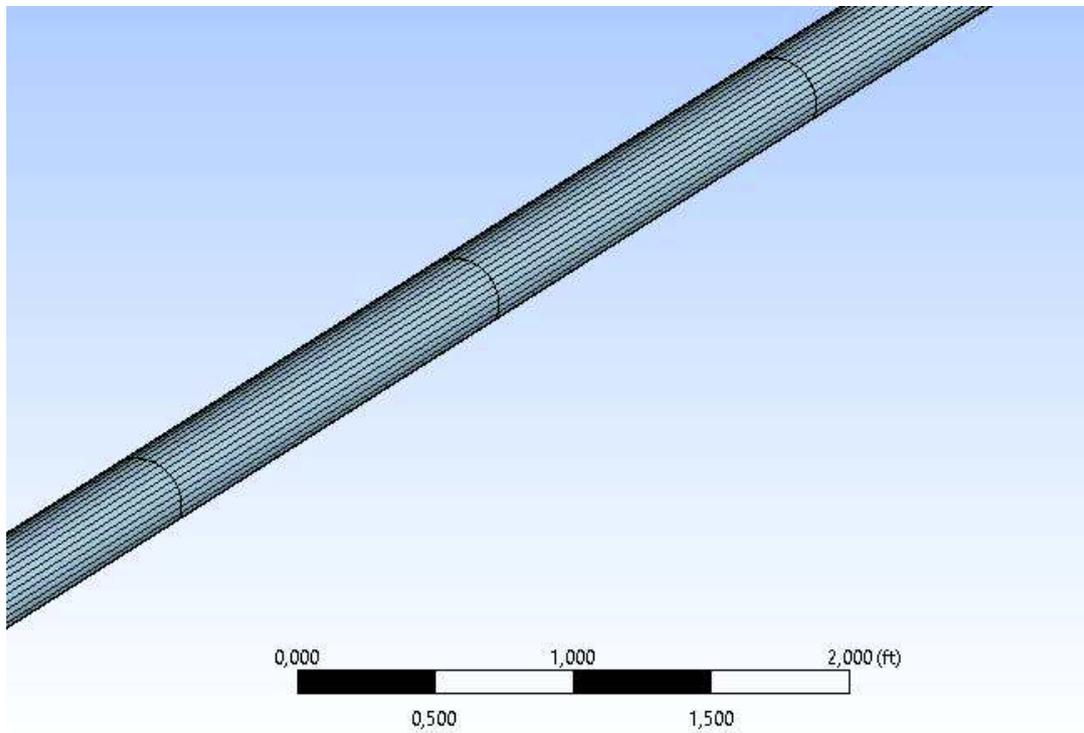


Figura 25 – Vista superior de la malla
Realizado por: Joshua Rosero

Se definió el espaciado de los elementos del cuerpo mediante un análisis comparativo de mallas fina, media y gruesa. La tabla 28 muestra la longitud de dichos espaciados. El cuerpo tiene una longitud de 200 m dispuestos únicamente de forma horizontal.

Tabla 28 – Espaciado del cuerpo para las mallas consideradas

Tipo de malla	Distancia entre nodos
Fina	0,5 m
Media	0,75 m
Gruesa	1 m

Realizado por: Joshua Rosero

Los datos de entrada del sistema para todas estas mallas se detallan en la tabla 29.

Tabla 29 – Datos pre-simulación CFX

Dominio	Material	Gas (CH ₄)	Fluido continuo
		Agua (H ₂ O)	Fluido continuo
	Modelo de flotabilidad	Boyante	Gravedad x = 0 m/s ²
			Gravedad y = 9,8 m/s ²
			Gravedad z = 0 m/s ²
			Densidad de referencia = 1000 kg/m ³
	Modelo de diferencia de densidades		
Transferencia por calor	Energía total		
Turbulencia	k-Epsilon		
Entrada	Velocidad normal	11,77 m/s	
	Turbulencia	Alta (Intensidad = 10%)	
	Temperatura	130 °F	
	Fracción volumétrica	Gas (CH ₄)	0,992
		Agua (H ₂ O)	0,008
Salida	Presión estática	840,873 psia	
Pared	Rugosidad	Rugosidad de la pared	0,00004572 m
	Transferencia por calor	Coefficiente de transferencia de la pared	150,104 W/m ² ·K
		Temperatura exterior	60 °F

Realizado por: Joshua Rosero

En las figuras 26 y 27 se pueden apreciar los resultados para el análisis de presión y temperatura de las diferentes mallas estudiadas. Como se puede apreciar en dichas figuras, la diferencia de usar una malla fina o una gruesa no alterará de gran forma los resultados finales. Los errores calculados asociados a este análisis se encuentran en la tabla 30.

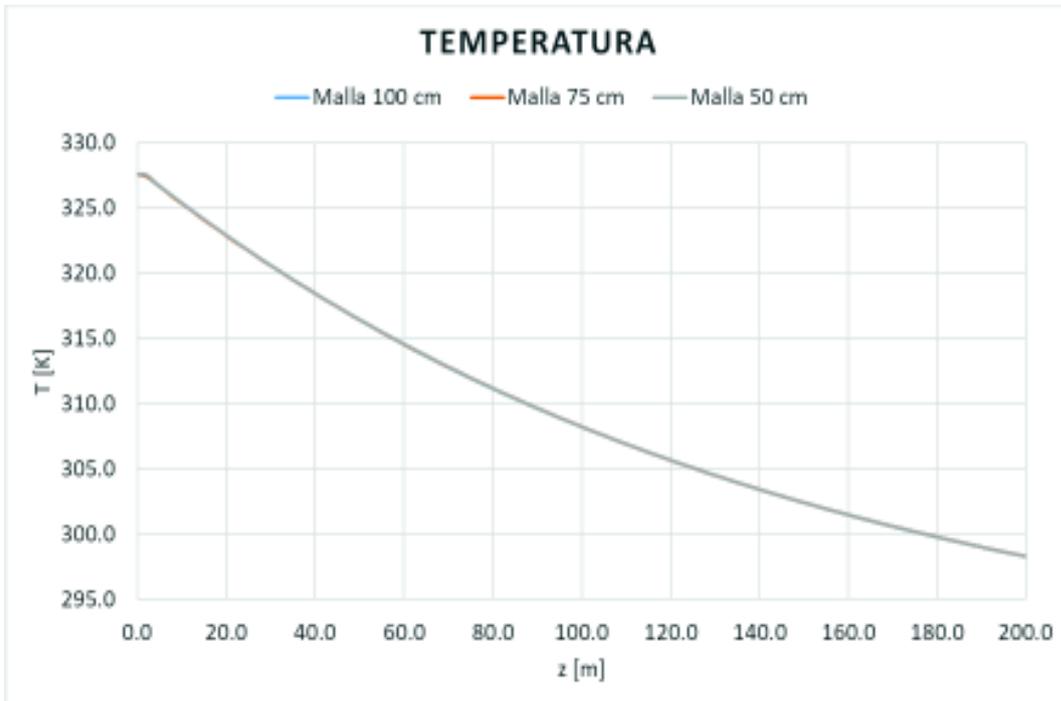


Figura 26 – Temperatura en función de la distancia para las mallas comparadas
Realizado por: Joshua Rosero

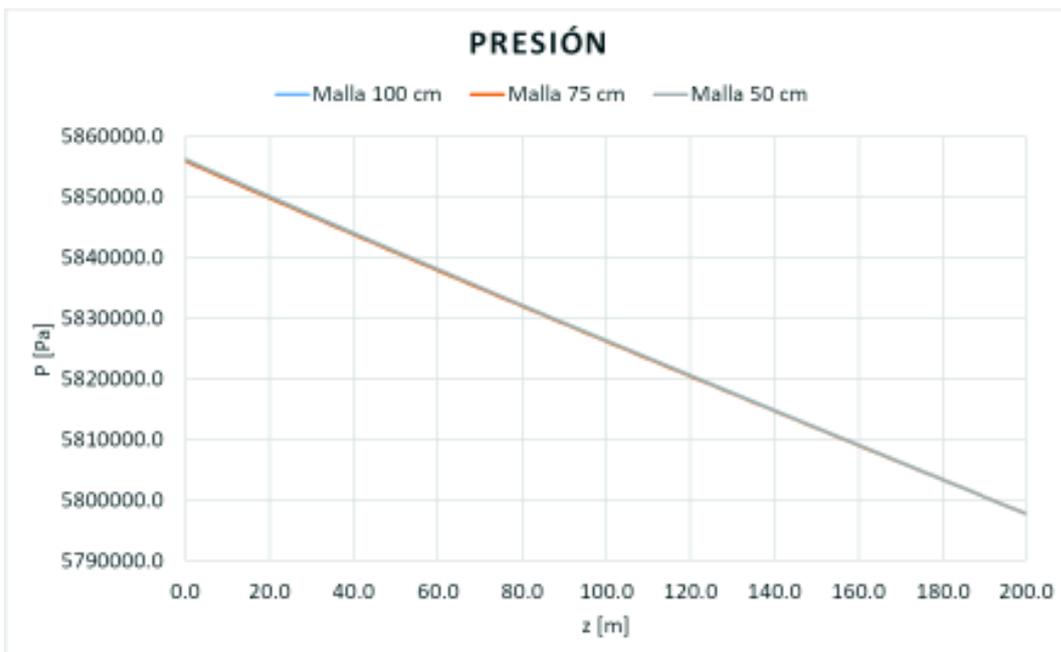


Figura 27 – Presión en función de la distancia para las mallas comparadas

Tabla 30 – Comparación de errores entre las mallas analizadas

Tipo de malla	Distancia entre nodos	Porcentaje de error [%]	
		Temperatura	Presión
Fina	0,5 m	-----	-----
Media	0,75 m	0,006680050	0,0006012
Gruesa	1 m	0,007356682	0,0028220

Realizado por: Joshua Rosero

Gracias a este análisis es que se utilizó la malla estudiada más gruesa, cuya separación entre nodos es de 1 m. Así, el número de nodos y elementos considerando toda la geometría para ambos casos de estudio se encuentran en la tabla 31.

Tabla 31 – Número de nodos y elementos de las mallas analizadas

Pozo	Número de nodos	Número de elementos
AMS-10	967180	893646
AMS-11	617530	570456

Realizado por: Joshua Rosero

Setup

Una vez establecidas las geometrías con sus mallas correspondientes, se procedió a inicializar la simulación. Para esto se establecieron las variables de entrada, salida y de pared requeridas por Ansys-CFX. Así, las propiedades de inicialización tanto para el agua como para el gas se muestran en la tabla 32.

Tabla 32 – Propiedades del gas y el agua en la entrada del sistema

	Gas	Agua
T [°F] =	130	130
P [psia] =	1100	1100
ρ [kg/m ³] =	49,899	985,746
μ [Pa·s] =	0,000 013 6	0,000 509
c_p [J/kg·K] =	2760,212	4182,634

K_h [W/m·K] =	0,0460	0,649
v [m/s] =	11,951	4,154
v_s [m/s] =	11,677	0,096
σ_{gw} [dyn/cm] =		59,55

Realizado por: Joshua Rosero

Una vez estas propiedades fueron dadas, se procedió a ingresar los datos iniciales para la simulación. Estos datos se introducen como condiciones de borde de entrada, de salida y de pared. La tabla 33 muestra esta información.

Tabla 33 – Condiciones de borde de entrada, de salida y de pared

Condiciones de borde de entrada	Velocidad	16,106 m/s		
	Temperatura de entrada	130 °F		
	Fracción volumétrica	Gas	0,992	
		Agua	0,008	
Condiciones de borde de pared	Rugosidad de la pared	Acero (material convencional)	0,000046 m	
		Polietileno	0,0000003 m	
		Polipropileno	0,0000003 m	
		Poliuretano	0,0000003 m	
	Coeficiente global de transferencia por calor	Acero (material convencional)	150,104 W/K·m ²	
		Polietileno	3,504 W/K·m ²	
		Polipropileno	2,283 W/K·m ²	
		Poliuretano	1,232 W/K·m ²	
Temperatura exterior	60 °F			
Condiciones de borde de salida	Acero (material convencional)	AMS-10	664,733 psia	
		AMS-11	840,873 psia	
	Polietileno	AMS-10	989,075 psia	
		AMS-11	993,281 psia	
	Polipropileno	AMS-10	987,603 psia	
		AMS-11	993,349 psia	
	Poliuretano	AMS-10	986,201 psia	

			AMS-11	992,156 psia
--	--	--	--------	--------------

Realizado por: Joshua Rosero

Para el análisis de flujo transitorio, se consideró la misma forma de malla que para el análisis en flujo continuo. La diferencia radica en la longitud del semicilindro, pues se la hizo de 1 m. Esto se hizo así ya que el análisis de temperatura en función del tiempo se encuentra relacionado con la longitud característica de la figura a analizarse, donde para un semicilindro es su diámetro externo. La longitud no es una variable que influya en forma alguna.

Las variables de inicialización se encuentran detalladas en la tabla 27, tanto para el caso base como para el material alternativo. El material alternativo seleccionado fue el poliuretano, pues es el que presenta menor conductividad térmica de entre todos los casos estudiados, por lo que la temperatura debería descender más lentamente.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la presente sección se muestran los principales resultados hidrodinámicos, térmicos y de precipitación de hidratos obtenidos de la simulación realizada. Además, para los modelos hidrodinámicos y térmicos se utilizaron algunos modelos analíticos con el fin de validar la simulación.

3.1. Resultados de Ansys-CFX

Hidrodinámica

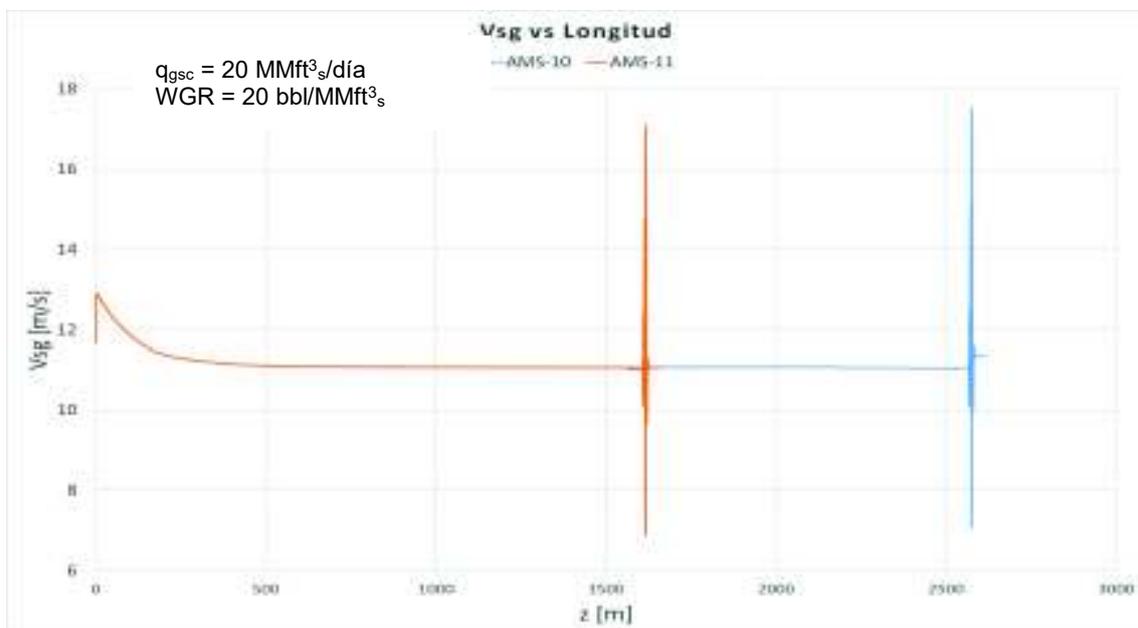


Figura 28 – Perfil de velocidad superficial del gas – Caso base

Realizado por: Joshua Rosero

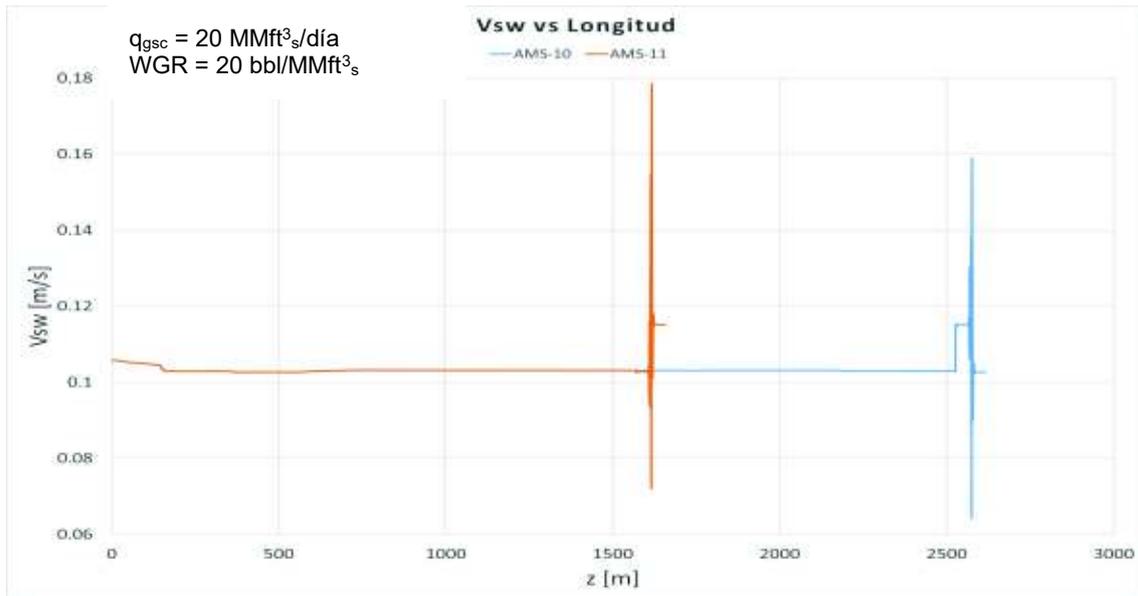


Figura 29 – Perfil de velocidad superficial del agua – Caso base

Realizado por: Joshua Rosero

La figura 28 muestra los perfiles de velocidad superficial del gas de los pozos AMS-11 y AMS-10 caso base. Las curvas al inicio del flujo presentan una especie de interferencia, la cual se debe a la inestabilidad que se produce cuando el flujo se inicializa. Luego de cierta distancia alcanzan un flujo estabilizado con una velocidad prácticamente constante. Además, antes de llegar a la curvatura de la tubería debida al cambio de dirección en la misma, el flujo vuelve a desestabilizarse producto de este cambio de dirección. Sin embargo, el flujo vuelve a estabilizarse para la sección vertical una vez el codo ha sido dejado atrás.

La figura 29 muestra los perfiles de velocidad superficial del agua de los pozos AMS-11 y AMS-10 caso base. Estas curvas presentan un comportamiento similar a las que se encuentran en la figura 28, con la diferencia de que sus valores son mucho más bajos, pues la cantidad de agua es mucho menor a la del gas.

Ambas figuras muestran que las velocidades de flujo de ambas fases alcanzan un equilibrio, lo cual es indicativo de que el patrón de flujo anular seleccionado para este estudio no se ve alterado, pues si éste lo fuera se presentaría una variación significativa de la velocidad como resultado del cambio de la disposición de los fluidos en la tubería. Este cambio respondería a una alteración en la composición volumétrica de las fases, como resultado de por ejemplo gotas grandes de agua en lugar de una capa definida y diferenciada de esta fase.

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

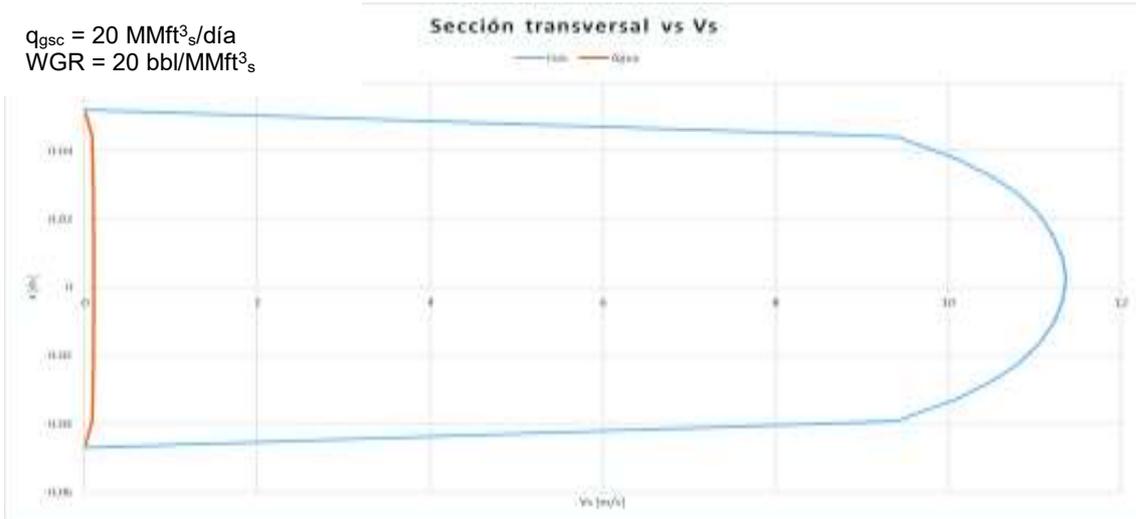


Figura 30 – Perfil de velocidad superficial transversal para el pozo AMS-10 a 15 m de la unión

– Caso base

Realizado por: Joshua Rosero

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

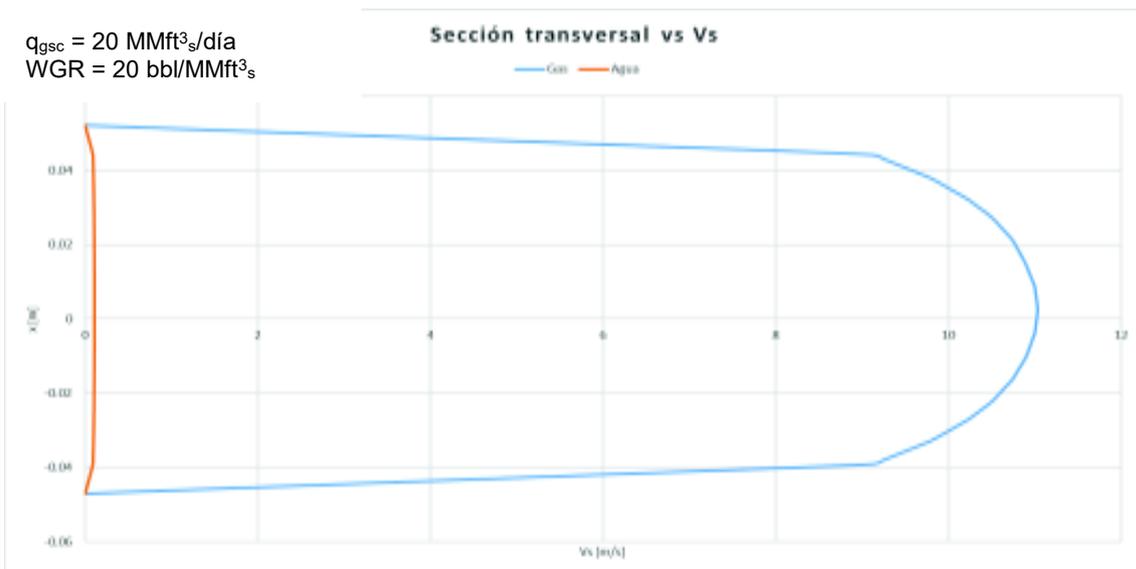


Figura 31 – Perfil de velocidad superficial transversal para el pozo AMS-11 a 15 m en la unión

– Caso base

Realizado por: Joshua Rosero

Las figuras 30 y 31 muestran los perfiles de velocidad superficial transversal de gas y agua para los pozos AMS-10 y AMS-11, respectivamente, después de 15 m de la unión de las secciones vertical y horizontal. Se puede observar que el flujo está estabilizado, lo cual está presente en prácticamente toda la línea de flujo. Las secciones donde se tiene un flujo no estabilizado, y por tanto un perfil de velocidades irregular, se localizan en la entrada de la tubería y en las cercanías del codo.

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

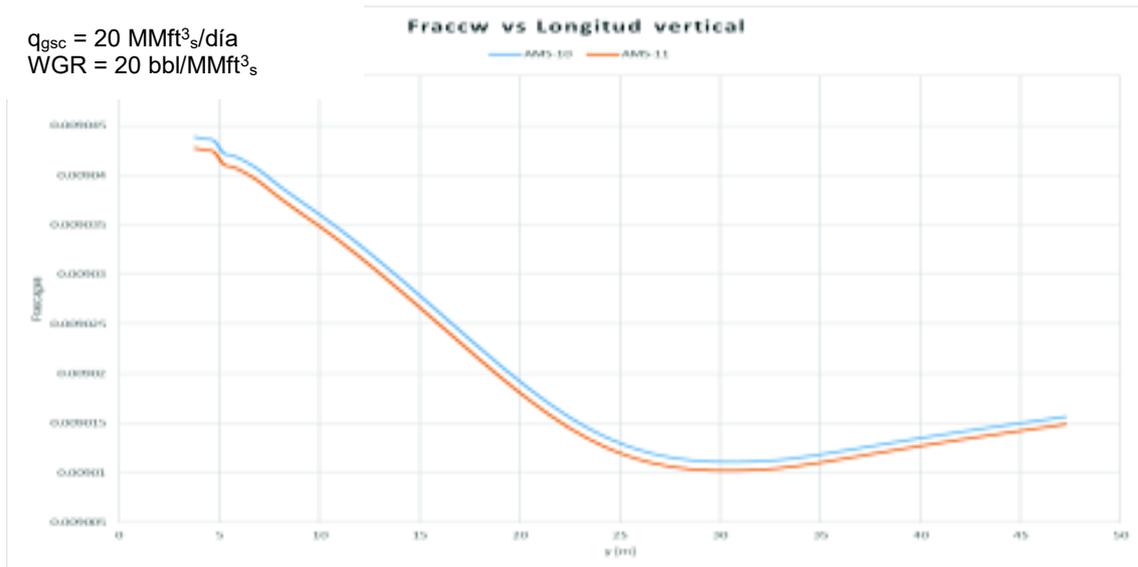


Figura 32 – Perfil de fracción de agua a lo largo de la trayectoria vertical – Caso base
 Realizado por: Joshua Rosero

La figura 32 muestra la fracción de agua a lo largo de la trayectoria vertical para los pozos AMS-11 y AMS-10. Estos datos muestran que existe una ligera acumulación de agua en el codo necesario para unir las secciones verticales y horizontales. A pesar de esto, ya que la cantidad de agua no llega a niveles críticos, esta acumulación no parece lo suficiente como para generar problemas de flujo en este segmento de la línea. Además, se puede observar cómo al alejarse de la intersección la cantidad de agua disminuye considerablemente, con un pequeño incremento al final debido al cambio de las condiciones de presión y temperatura.

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

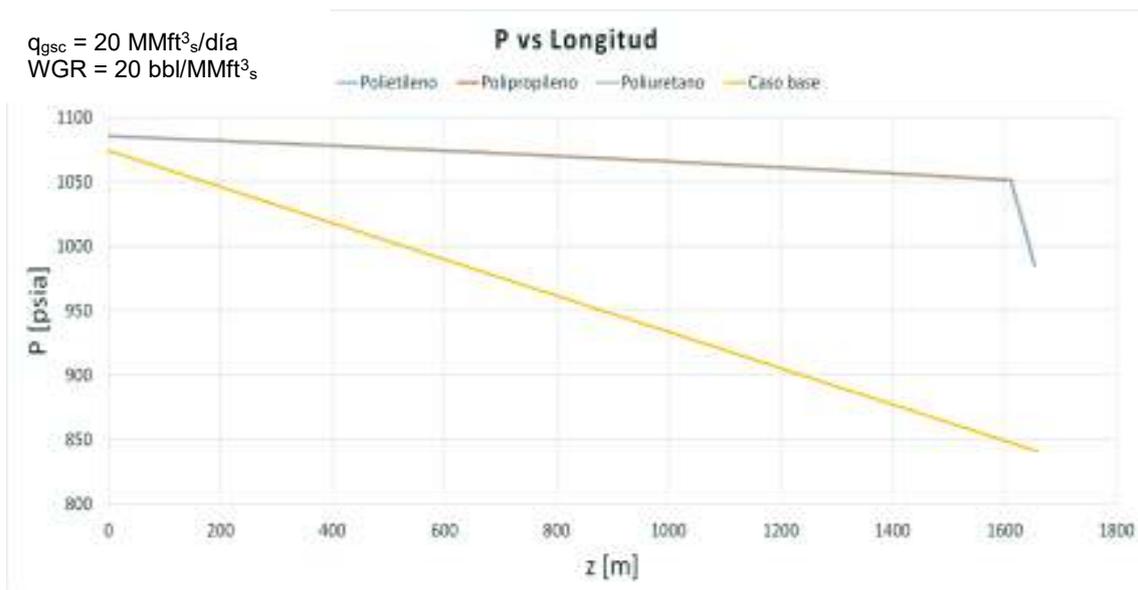


Figura 33 – Perfil de presión a lo largo de la trayectoria – AMS-11
 Realizado por: Joshua Rosero

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

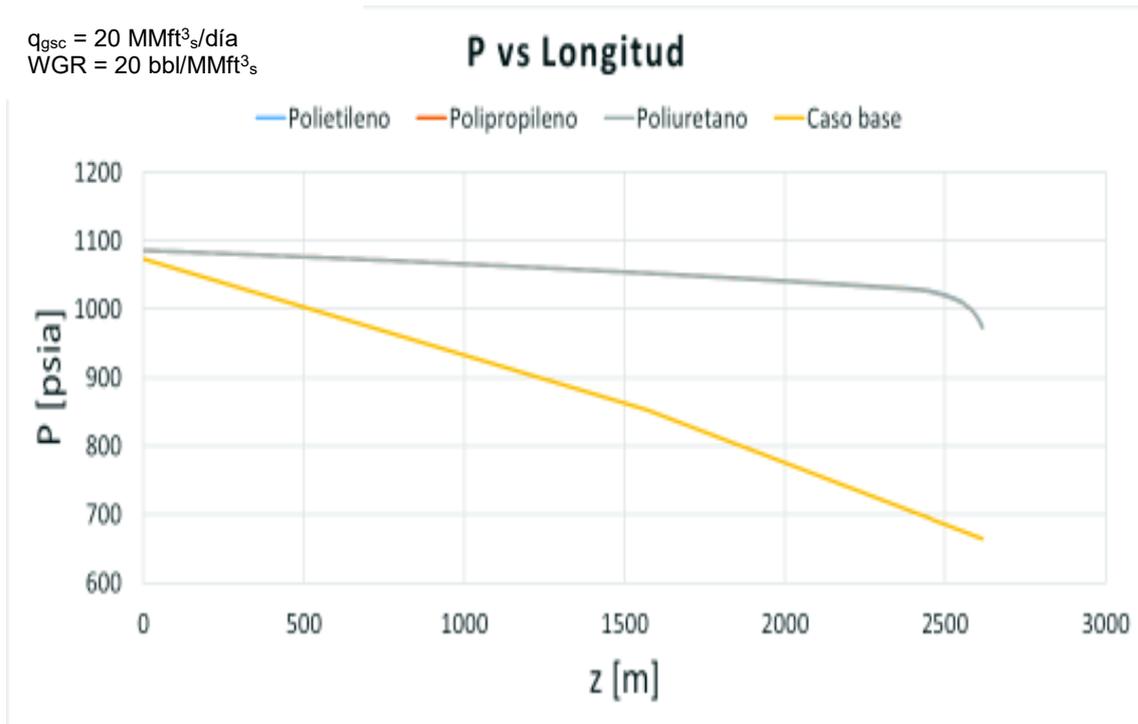


Figura 34 – Perfil de presión a lo largo de la trayectoria – AMS-10

Realizado por: Joshua Rosero

Las figuras 33 y 34 muestran los perfiles de presión a lo largo de las secciones de los pozos AMS-11 y AMS-10, respectivamente. Las caídas de presión muestran un comportamiento de gradiente prácticamente constante, donde la mayor cantidad de pérdidas de presión se dan por la rugosidad de la tubería y la longitud de la línea de flujo. El resto de las pérdidas de presión se tiene debido a la descompresión del gas a medida que éste fluye.

La razón por la que el caso base presenta mayor caída de presión es por la naturaleza rugosa del acero comparada con la característica de las tuberías plásticas. Las tuberías hechas de polímeros son consideradas como prácticamente lisas, por lo que las pérdidas de presión por fricción para el polietileno, polipropileno y poliuretano son casi nulas. Esto también justifica la brusca caída de presión para estos materiales cuando empieza la sección vertical, pues el efecto de la gravedad es considerable si se compara con el resto de pérdidas de presión.

Termodinámica

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

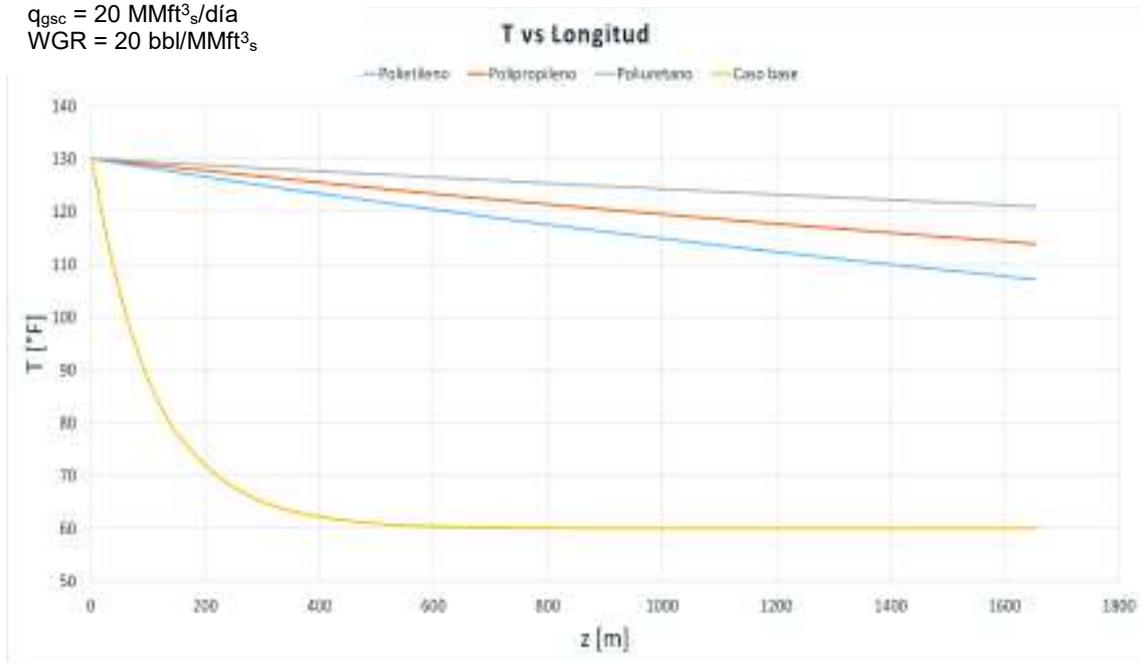


Figura 35 – Perfil de temperatura a lo largo de la trayectoria – AMS-11

Realizado por: Joshua Rosero

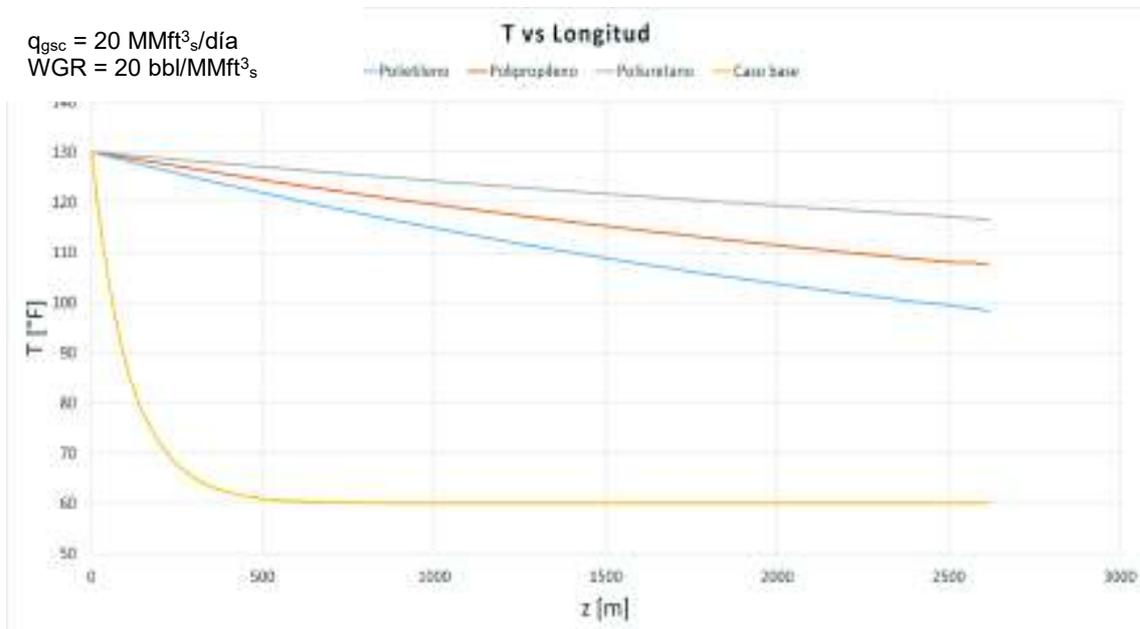


Figura 36 – Perfil de temperatura a lo largo de la trayectoria – AMS-10

Realizado por: Joshua Rosero

Las figuras 35 y 36 muestran los perfiles de temperatura a lo largo de las secciones de los pozos AMS-11 y AMS-10, respectivamente. Para el caso base, ambos pozos alcanzan los 60 °F a los 956 m, por lo que a partir de ese punto el intercambio de energía

por calor cesa. Para el caso del polietileno, en el AMS-11 la temperatura más baja es de 107,16 °F; y para el AMS-10 es de 98,87 °F. Por otro lado, para el polipropileno, en el AMS-11 la temperatura más baja es de 113,94 °F; y para el AMS-10 es de 107,45 °F. Finalmente, para el poliuretano, en el AMS-11 la temperatura más baja es de 120,91 °F; y para el AMS-10 es de 116,67 °F. Este último material es el que presenta las mayores temperaturas de flujo y, por tanto, la menor cantidad de energía perdida por calor.

Adicionalmente, en estas dos figuras es visible que a medida que el coeficiente universal de transferencia por calor es más bajo, la caída de temperatura también será más baja. Así, ya que el poliuretano es el material menos conductivo de todos, lo que lleva a que su coeficiente universal sea el más bajo, éste tendrá un perfil de temperaturas mayor al resto; mientras que, ya que el acero es el material más conductivo, se tiene que su perfil de temperaturas cae mucha más rápido, hasta el punto que es el único que lleva al fluido a alcanzar la temperatura del ambiente.

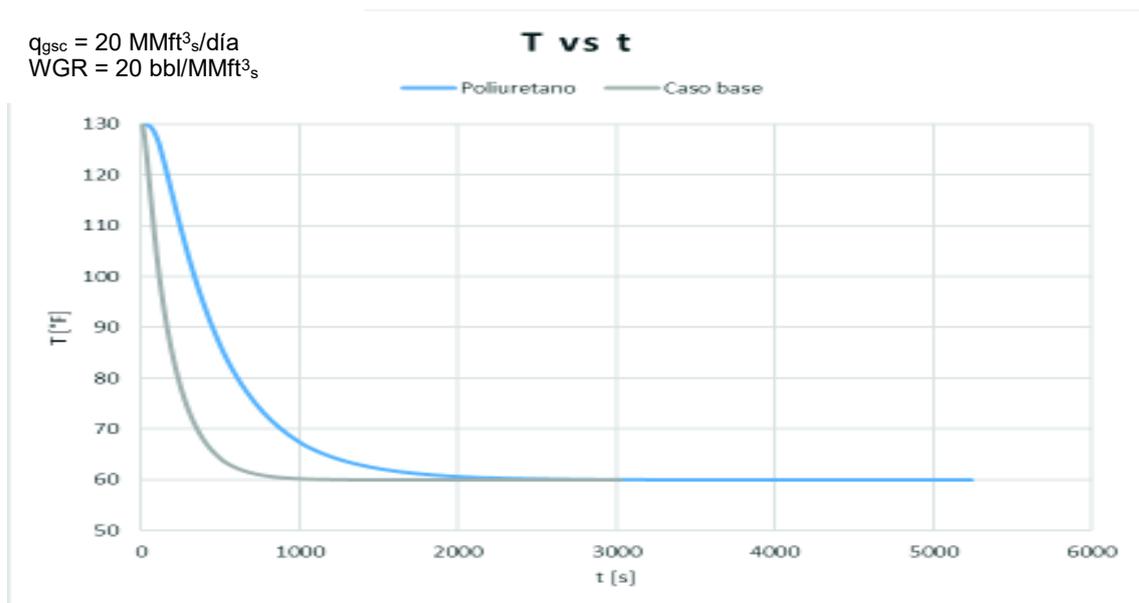


Figura 37 – Perfil de temperatura en función del tiempo bajo flujo transitorio

Realizado por: Joshua Rosero

La figura 37 muestra el perfil de temperatura en función del tiempo para el caso base y el poliuretano. Estos datos muestran que la tubería hecha de poliuretano retrasa el enfriamiento de forma significativa cuando las operaciones están detenidas. Para el caso base, la temperatura cae de 130 a 60 °F en un periodo de aproximadamente 2000 s (33 minutos); mientras que para el poliuretano esta caída de temperatura se retrasa hasta los 5000 s (83 minutos). Además, la caída de temperatura es mucho menos brusca para el caso del poliuretano que para el caso base.

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

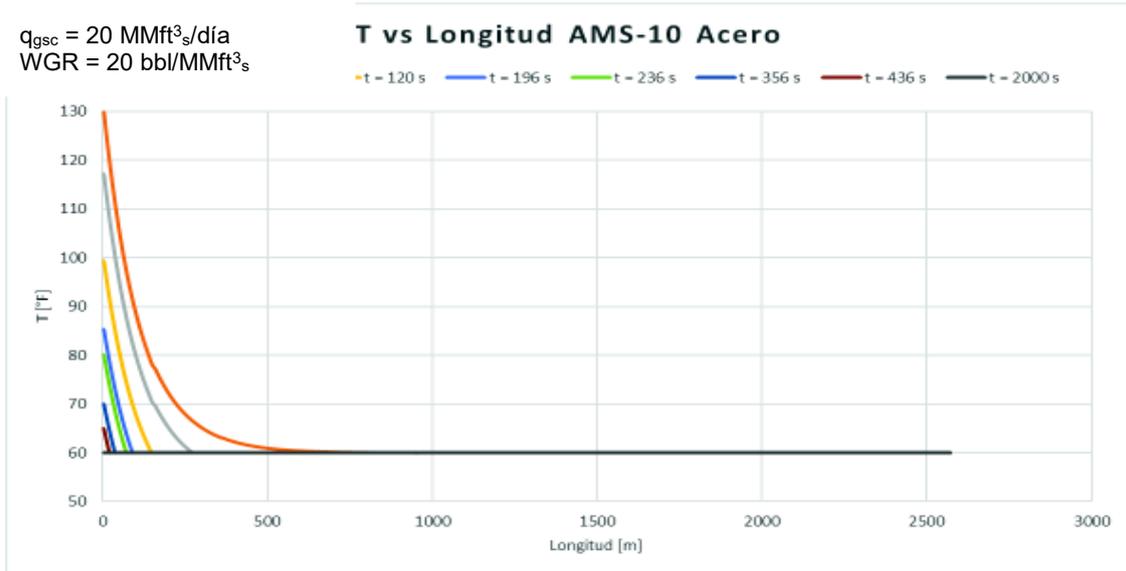


Figura 38– Caída de temperatura en flujo transitorio Ansys-CFX AMS-10 Caso base
 Realizado por: Joshua Rosero

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

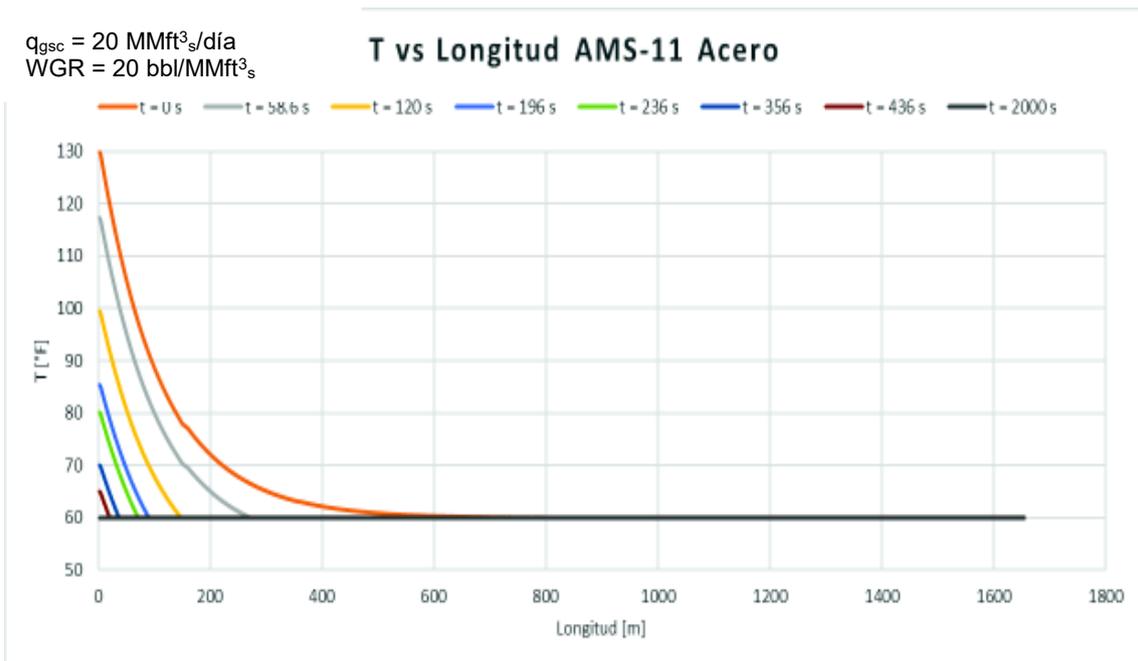


Figura 39 – Caída de temperatura en flujo transitorio Ansys-CFX AMS-11 Caso base
 Realizado por: Joshua Rosero

$q_{gsc} = 20 \text{ MMft}^3/\text{día}$
 $WGR = 20 \text{ bbl/MMft}^3_s$

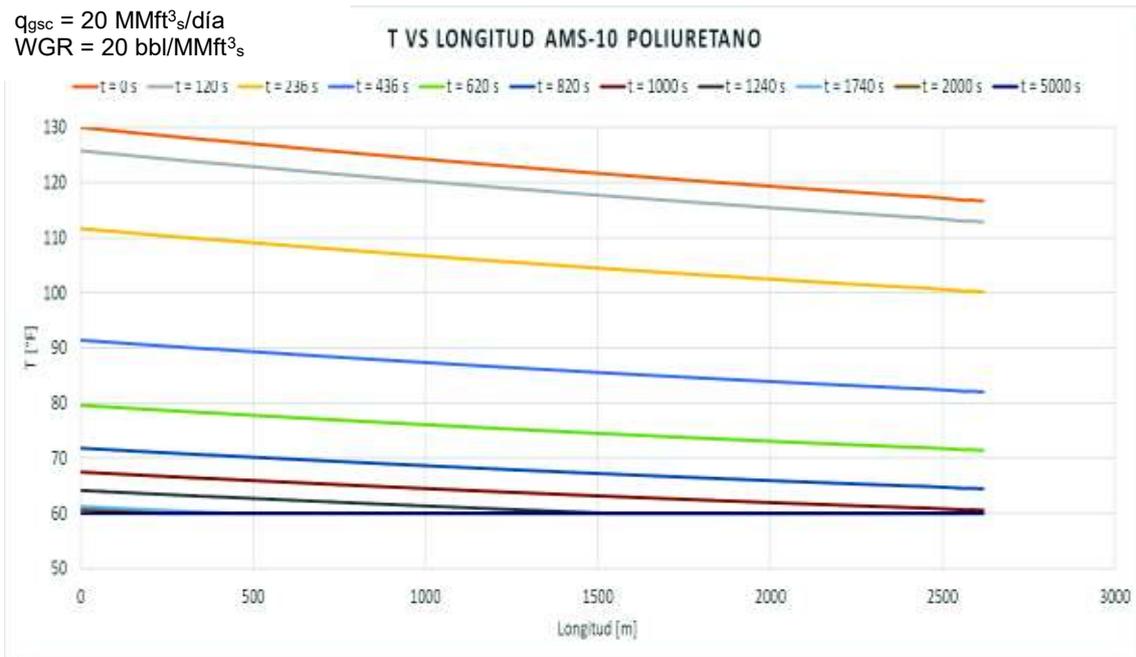


Figura 40 – Caída de temperatura en flujo transitorio Ansys-CFX AMS-10 Poliuretano

Realizado por: Joshua Rosero

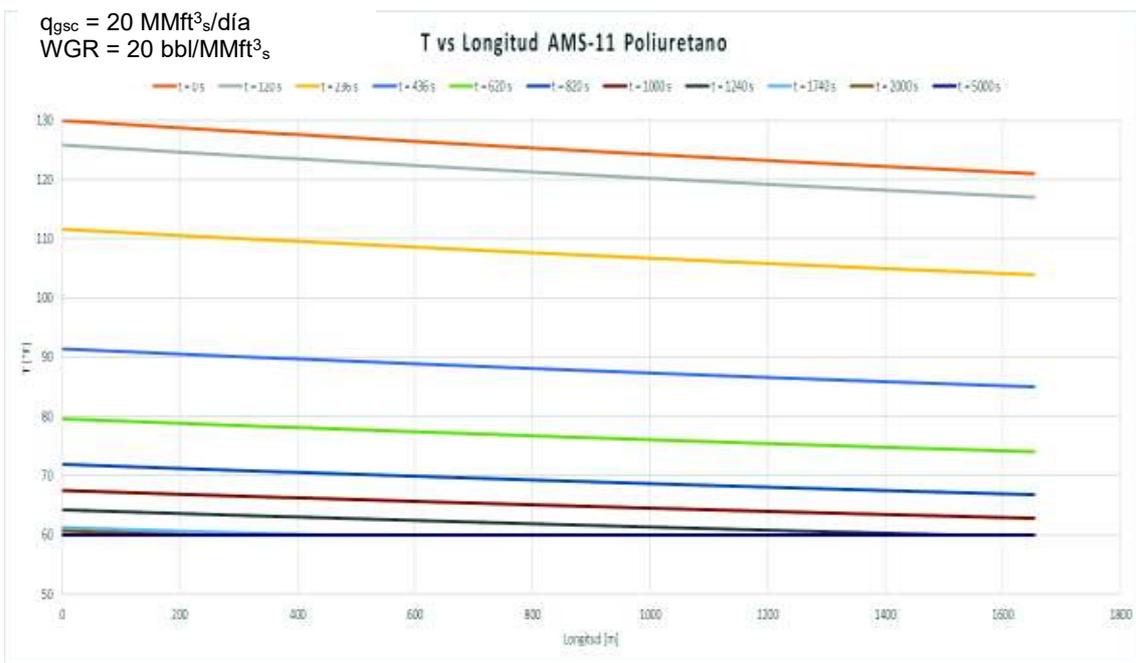


Figura 41 – Caída de temperatura en flujo transitorio Ansys-CFX AMS-11 Poliuretano

Realizado por: Joshua Rosero

Las figuras 38 y 39 muestran los perfiles de temperatura para diferentes tiempos en función de la longitud, de los pozos AMS-10 y AMS-11 caso base, respectivamente. Mientras, las figuras 40 y 41 muestran los perfiles de temperatura para diferentes tiempos en función de la longitud, de los pozos AMS-10 y AMS-11 poliuretano,

respectivamente. La diferencia en la caída de temperatura entre los materiales de estudio es muy significativa, como se ha dicho anteriormente. La ventaja de estas cuatro figuras es que permite apreciar cómo la temperatura varía con respecto a la posición en distintas etapas de tiempo. Así, se podría encontrar desde cuál distancia aproximadamente la temperatura de la línea de flujo cae hasta la temperatura ambiental a cierto tiempo de haber detenido las operaciones de producción en el pozo.

3.2. Comparación de resultados Ansys-CFX y métodos analíticos

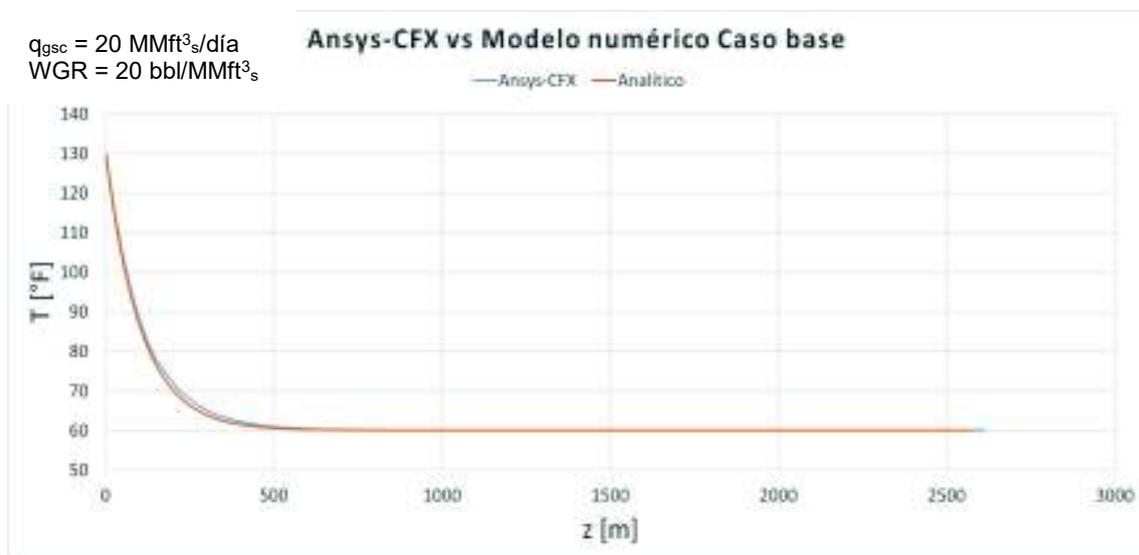


Figura 42 – Gradiente de temperatura Ansys-CFX vs Analítico para caso base

Realizado por: Joshua Rosero

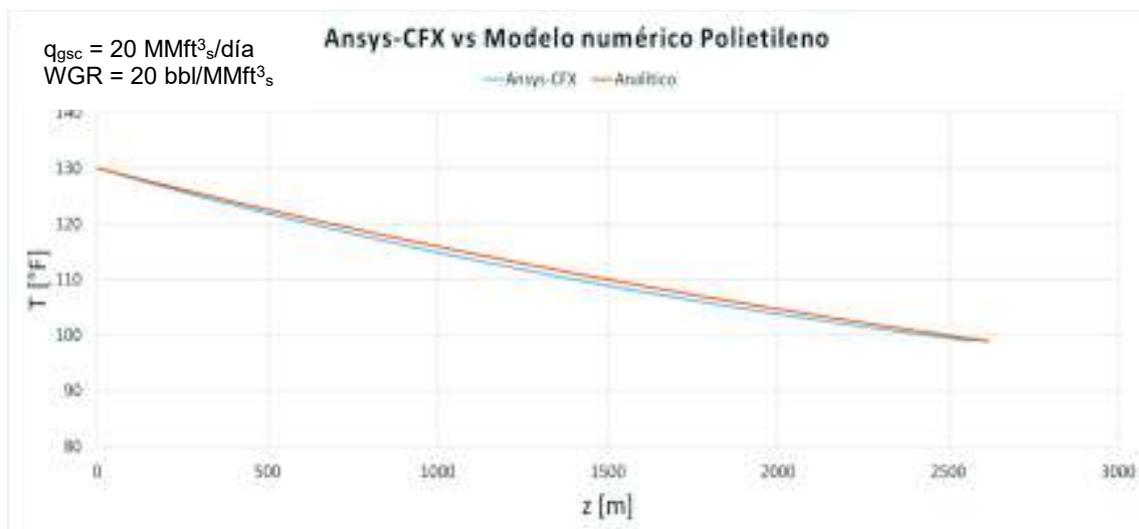


Figura 43 – Gradiente de temperatura Ansys-CFX vs Analítico para polietileno

Realizado por: Joshua Rosero

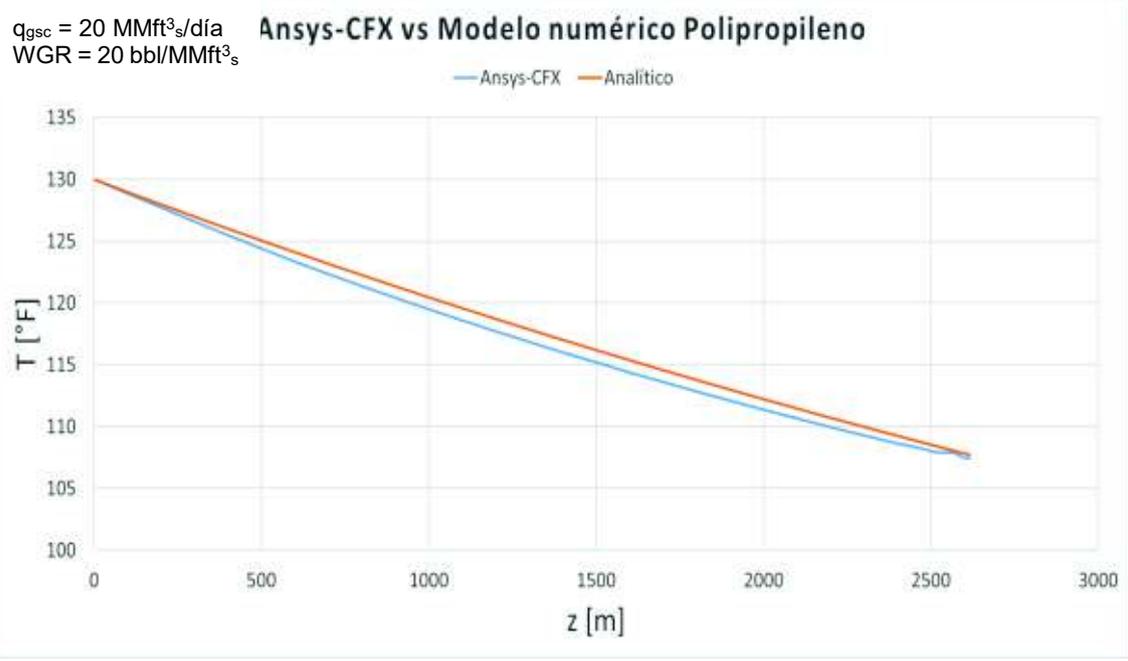


Figura 44 – Gradiente de temperatura Ansys-CFX vs Analítico para polipropileno
 Realizado por: Joshua Rosero

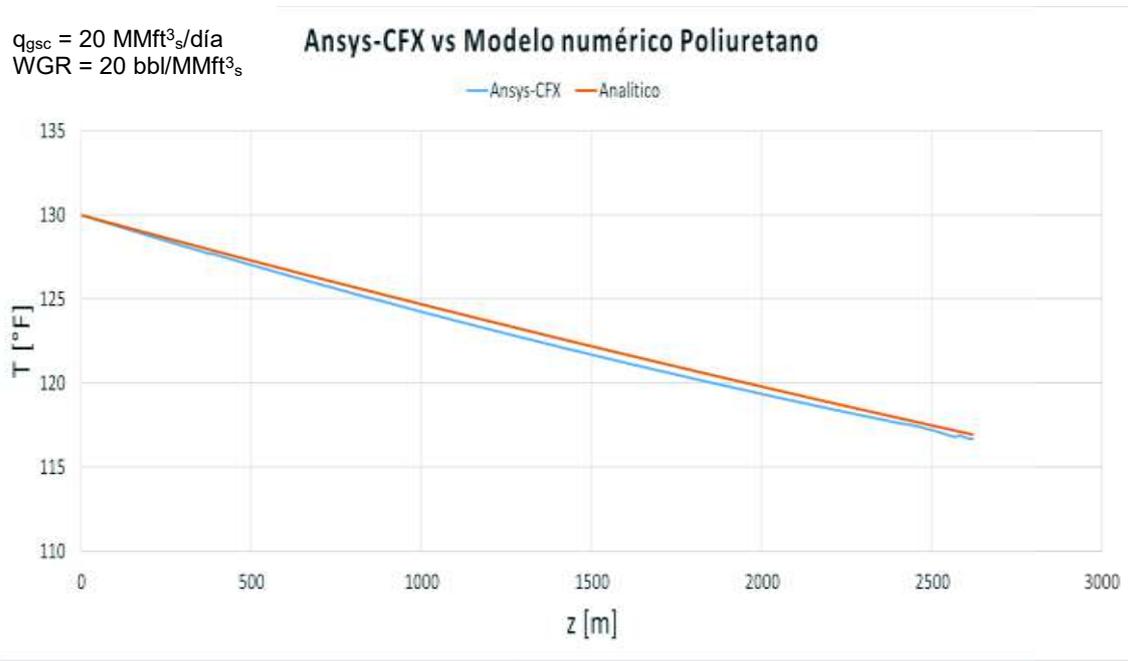


Figura 45 – Gradiente de temperatura Ansys-CFX vs Analítico para poliuretano
 Realizado por: Joshua Rosero

Las figuras 42 a 45 muestran los perfiles de temperatura calculados de forma analítica comparados con los que Ansys-CFX generó a partir de la simulación. Se tomó en cuenta que el perfil entregado por Ansys-CFX es el más preciso, pues el *software* considera ecuaciones de momento, de energía y de masa, mientras que el método analítico se basa en una ecuación que trata de combinar todas estas variables.

A pesar de que los métodos analíticos son aproximados, permiten obtener resultados muy aproximados a los que se tendrían mediante simulaciones más complejas, por lo que su uso es muy útil cuando no se cuenta con estos programas tan especializados.

La tabla 34 muestra los porcentajes de error relativo calculados para cada una de las figuras analizadas.

Tabla 34 – Error relativo entre simulación térmica estacionaria Ansys-CFX y el método analítico

Material	Porcentaje de error [%]
Caso base	0,126
Polietileno	0,712
Polipropileno	0.633
Poliuretano	0,294

Realizado por: Joshua Rosero

3.3. Curvas de equilibrio de hidratos

La forma más común de concluir si la formación de hidratos es posible, se basa en comparar las curvas de equilibrio de hidratos con las de presión vs temperatura de los casos en estudio. Para esto se dibujan ambas curvas en el mismo gráfico con el fin de analizar su distribución una con respecto de otra y determinar si existe un punto de intersección entre ambas. En caso de que esto se presente, todos los puntos de la curva presión vs temperatura que queden a la izquierda de la curva de precipitación de hidratos se traducen en probables condiciones donde estos hidratos aparezcan. Las figuras 46 y 47 ilustran cada una de las curvas de equilibrio de hidratos usadas para el estudio comparadas con la curva de presión vs temperatura de los pozos analizados con cada material estudiado.

Así, es apreciable que la formación de hidratos es posible para ambos pozos cuando la tubería está hecha de acero. La correlación de Hammerschmidt es la que indica que este fenómeno ocurrirá cuando ambos pozos alcancen aproximadamente los 64,3 °F y 1029,5 psia, condiciones ubicadas alrededor de los 320 m desde la entrada de la tubería. Esto quiere decir que la precipitación de hidratos sería un problema durante la mayor parte de la longitud de la línea de flujo, especialmente para el pozo AMS-11, ya que éste tendría que trabajar con estos compuestos hasta el final de la tubería. Mientras tanto, para el pozo AMS-10 se da un comportamiento interesante, pues esta misma correlación pronostica que aproximadamente a los 816 psia y 60 °F ubicados alrededor de los 1794 m ya no habrían precipitados formándose, aunque aquéllos constituidos anteriormente ya estarían viajando y ocasionando taponamientos y erosión a su paso. A pesar de esto, ya que el resto de las correlaciones arrojan resultados donde no existe la presencia de hidratos, la probabilidad de que este suceso ocurra disminuye considerablemente, aunque sería prudente considerar a este escenario junto con los resultados de la correlación de Hammerschmidt, a pesar de ser el más pesimista, pues así se pueden adoptar contramedidas a tiempo y evitar los problemas derivados de este fenómeno.

En lo referente a los materiales alternativos, la precipitación de hidratos no se hará presente, pues las curvas de cada una de las correlaciones están bastante alejadas de la curva presión vs temperatura. Sin embargo, cuando las operaciones son detenidas este fenómeno puede presentarse, pues a pesar de ser considerados como materiales aislantes, tarde o temprano sus temperaturas disminuirán hasta equilibrarse con la del ambiente circundante (60 °F), lo cual hace que la inyección de inhibidores sea necesaria.

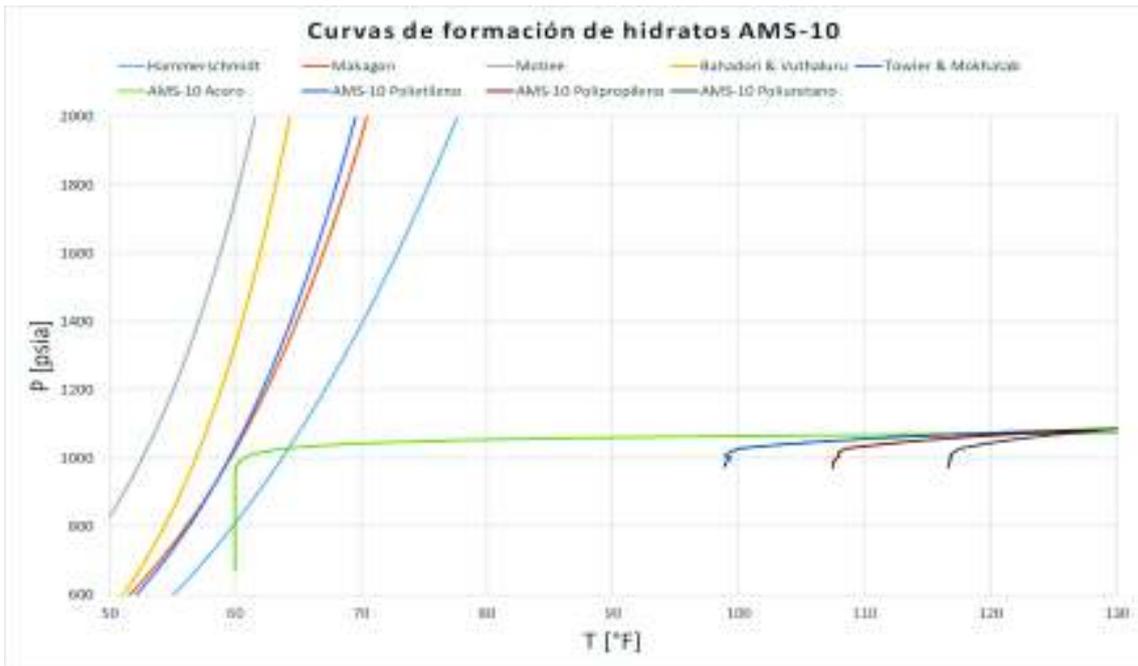


Figura 47 – Curvas de formación de hidratos AMS-10

Realizado por: Joshua Rosero

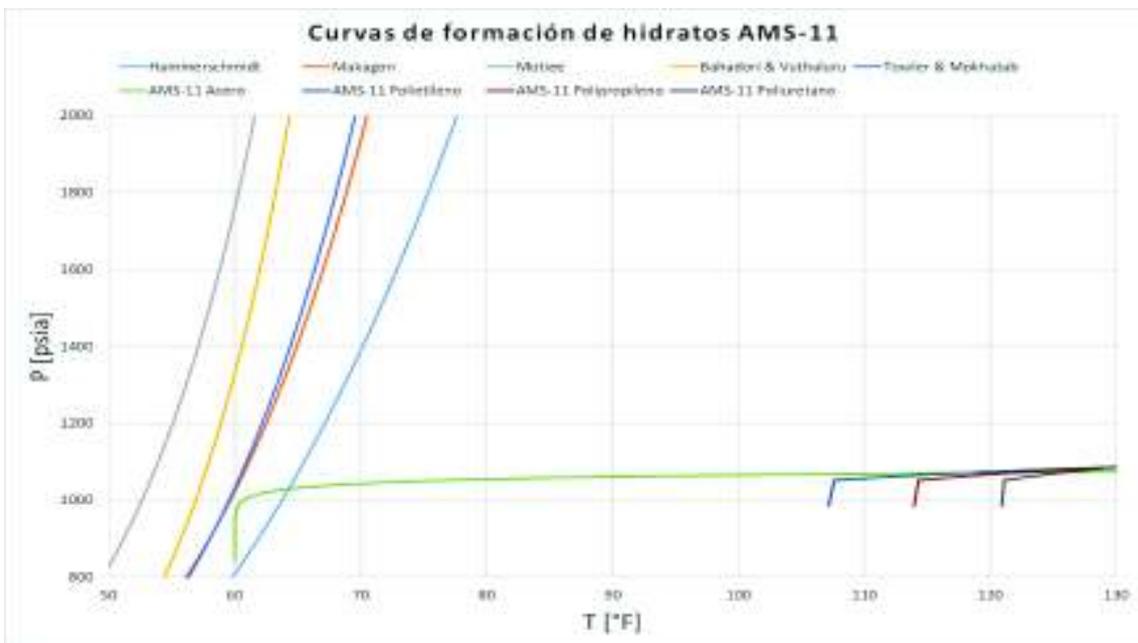


Figura 47 – Curvas de formación de hidratos AMS-11

Realizado por: Joshua Rosero

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

Si se toma en cuenta el caso base de los pozos AMS-10 y AMS-11, la formación de precipitados de hidratos se tendrá siempre y cuando la correlación de Hammerschmidt sea el modelo tomado. Este es el escenario más pesimista para los casos estudiados. Sin embargo, las otras correlaciones aplicadas determinaron que los hidratos de metano no se formarán, por lo que es menos probable que en la práctica se tengan estos problemas. A pesar de este análisis, la inyección de inhibidores aún será vital; pues, aunque la formación de hidratos no se presente durante las operaciones, en caso de que éstas tengan que detenerse los hidratos de metano aparecerán debido al descenso de la temperatura en la línea de flujo.

Los resultados de las correlaciones de formación de hidratos, junto con el análisis presión-temperatura de la línea de flujo para cada uno de los materiales alternativos estudiados, indicaron que no se precipitarán hidratos, por lo que si se usa cualquiera de estos polímeros los hidratos de metano dejarán de ser un problema durante las operaciones normales de los pozos estudiados.

La utilización de materiales alternativos como el polietileno, polipropileno o poliuretano demostraron conservar una temperatura mayor en la línea de flujo, comparada con la que se tiene cuando se usan materiales alternativos como lo es el acero recubierto por una delgada capa de polímero aislante y anticorrosivo. Mientras que el caso base toma alrededor de 33 minutos enfriarse a la temperatura ambiente cuando las operaciones se han detenido, el poliuretano retrasa este punto hasta los 83 minutos. Esto hace que se pueda programar el tiempo de cese de operaciones de tal manera que se reanuden antes de que la temperatura caiga hasta niveles críticos de precipitación de hidratos de metano.

El patrón de flujo determinado fue anular, compuesto de una delgada capa de agua adherida a la superficie interna de la tubería que rodea al flujo de gas en el centro de la tubería. Este tipo de flujo es el más común en pozos de gas con bajo corte de agua.

Al analizar la intersección de la sección vertical y horizontal de ambos pozos se determinó que existe una acumulación de agua en estos codos; pero, ya que la cantidad

de agua no es muy significativa, este fenómeno no tuvo mayor influencia en la continuidad y estabilidad del flujo dentro de la sección vertical.

La utilización de una malla de menor elementos es válida siempre y cuando ésta haya sido generada de modo que se centre su precisión en los puntos de interés del caso de estudio. Para este caso particular, la malla fue refinada en lo que corresponde a la superficie de la tubería.

4.2. Recomendaciones

Un estudio económico del costo de inversión y el tiempo de recuperación que tomaría el reemplazar las tuberías convencionales con otras hechas de materiales alternativos, como los son el poliuretano, el polipropileno y el polietileno.

Un estudio experimental de los precipitados de hidratos que se presentan en los pozos dentro del campo Amistad, con el fin de tener información más precisa sobre sus condiciones reales de formación y su composición.

Un estudio más profundo del patrón de flujo y sus variables asociadas podría dar una mayor precisión al modelo de simulación, pues éste tiene mucho que ver con la presión de salida y las pérdidas de energía por fricción.

Un estudio específico en los fenómenos de flujo que ocurren cuando el flujo cambia de dirección; por ejemplo, de horizontal a vertical. En caso de que exista una gran cantidad de agua acumulada en la intersección, se podría generar una obstrucción de flujo o ciertos cambios en el patrón general de flujo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adewumi, M. (2018). *Peng-Robinson EOS (1976)*. Recuperado de: https://www.education.psu.edu/png520/m11_p2.html

Alvarado, D.; et. al. (2002). *Recuperación térmica de petróleo*. Caracas, Venezuela.

Awad, M. (S/F). *Two-Phase Flow*. Recuperado de: http://cdn.intechopen.com/pdfs/40637/InTech-Two_phase_flow.pdf

Bánzer, C. (1996). *Correlaciones numéricas PVT*. Maracaibo, Venezuela.

Barker, J. & Gómez, R. (1989). *Formation of Hydrates During Deepwater Drilling Operations*. EUA. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16130-PA>

Branz (2016). *Pipe materials*. Recuperado de: <http://www.level.org.nz/water/water-supply/system-layout-and-pipework/pipe-materials/>

Carrizalez; et. al. (2006). *PREVENCIÓN DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS*. UCV. Caracas, Venezuela. Recuperado de: <http://www.venezuelagas.net/documents/2006-ST-36-spa.pdf>

Carrapós, L. (2015). *Estudio de las corrientes marinas con la profundidad*. Cartagena, España.

Carroll, J. (2014). *Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers*. Calgary, Canadá. Disponible en: <https://books.google.com.ec>

Çengel, Y. (2007). *TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA*. México D.F., México.

Çengel, Y.; et. al. (2006). *FLUID MECHANICS FUNDAMENTALS AND APPLICATIONS*. New York, EUA.

Çengel, Y.; et. al. (2014). *Termodinámica*. México D.F., México.

ClearPower (2019). *Gnielinski Equation*. Recuperado de: <https://www.nuclear-power.net/nuclear-engineering/heat-transfer/convection-convective-heat-transfer/gnielinski-equation/>

Dranchuk, P.; et. al. (2006). *Computer Calculation of Heat Capacity of Natural Gases Over a Wide Range of Pressure and Temperature*. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com>

Enerdata (2018). *Global Energy Statistical Yearbook 2018*. Recuperado de: <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/gas-consumption-data.html>

Fekete (2014). *Annular Diameters*. Recuperado de: http://www.fekete.com/san/webhelp/feketeharmony/harmony_webhelp/content/html_file_s/reference_material/Calculations_and_Correlations/Annular_Diameters.htm

Ferziger, J.; et. al. (2002). *Computational Methods for Fluid Dynamics*. Recuperado de: <http://servidor.demec.ufpr.br/CFD/bibliografia/Ferziger%20Peric%20-%20Computational%20Methods%20for%20Fluid%20Dynamics,%203rd%20Ed%20-%202002.pdf>

Fluke (2013). *Infrared Thermometer Manual de uso*. Recuperado de: https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/572-2_umsa0100.pdf

Gallo, F. & Sola, A. (2018). *SIMULACIÓN NUMÉRICA-TÉRMICA DE LA LÍNEA DE FLUJOSUBMARINA DEL CAMPO AMISTAD*. Quito, Ecuador. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16130-PA>

GOODFELLOW (2018). *Polietileno*. Recuperado de: <http://www.goodfellow.com/S/Polietileno-UHMW.html>

Iagua (2019). *¿Qué son el diámetro y el radio hidráulicos?* Recuperado de: <https://www.iagua.es/noticias/espana/tecnocverting/16/08/25/que-son-diametro-y-radio-hidraulicos>

Ihsenergy (2017). *Pressure Loss Calculations*. Recuperado de https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/calculations_and_correlations/pressure_loss_calculations.htm

International Energy Agency (2018). *The future of offshore energy*. Recuperado de: <https://www.iea.org/weo/offshore/>

Internet Archive (2011). *PROPERTIES OF NATURAL GASES*. Recuperado de: <https://web.archive.org/web/20110206055206/http://iptibm1.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/naturgass/parlaktuna/Chap3.pdf>

Irmann-Jacobsen, T. (2015). *Flow Assurance –A System Perspective*. MEK4450 - FMC Technologies. Recuperado de: <https://www.coursehero.com/file/29449704/Co-FMC-Flow-Assurance-A-System-Perspective0pdf/>

Jarrahian, A.; et. al. (2014). *A simple correlation to estimate natural gas thermal conductivity*. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com>

Jiménez, S. (2015). *ENFOQUE LAGRANGIANO DEL MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS*. Recuperado de: <https://www.hidraulicafacil.com/2015/09/Enfoqueshidraulica.html>

Kareem, L.; et.al. (2014). *Isobaric specific heat capacity of natural gas as a function of specific gravity, pressure and temperature*. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/235961260_Specific_Heat_Capacity_of_Natural_Gas_Expressed_as_a_Function_of_Its_Specific_gravity_and_Temperature

Kuzmin, D. (S/F). *Introduction to Computational Fluid Dynamics*. Recuperado de: <http://www.mathematik.uni-dortmund.de/~kuzmin/cfdintro/lecture1.pdf>

Lee, J.; et.al. (1996). *Gas Reservoir Engineering*. Richardson, Texas, EUA.

Lee, J. & Englezos, P. (2006). *Unusual kinetic inhibitor effects on gas hydrate formation*. Vancouver, Canadá. Recuperado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0009250905006585>

- Makagon, Y. (1997). *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa, Oklahoma, EUA. Disponible en: <https://books.google.com.ec>
- Marine Insight (2019). *Different Types Of Offshore Oil and Gas Production Structures*. Recuperado de: <https://www.marineinsight.com/offshore/different-types-of-offshore-oil-and-gas-production-structures/>
- McQuillan, K.; et. al. (1984). *FLOW PATTERNS IN VERTICAL TWO-PHASE FLOW*. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com>
- Medina, J. (2017). *ESTUDIO DEL FLUJO A TRAVES DE UN MÚLTIPLE CON FLUJO BIFASICO AGUA-CRUDO UTILIZANDO DFC*. Recuperado de: <http://159.90.80.55/tesis/000174832.pdf>
- Moreno, J. (2005). *EXPERIMENTAL AND ANALYTICAL STUDY OF TWO-PHASE PRESSURE DROPS DURING EVAPORATION IN HORIZONTAL TUBES*. Recuperado de: https://infoscience.epfl.ch/record/53660/files/EPFL_TH3337.pdf
- Mott, R. (1994). *Mecánica de fluidos aplicada*. Naucalpán de Juárez, México. Disponible en: <https://books.google.com.ec>
- Mullins, O. (2016). *Asphaltenes*. Recuperado de: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Asphaltenes.pdf?la=en&hash=460908401734B2799BE4652EA301AAF594293B2E
- Musaab, A.; et. al. (2019). *A Comprehensive Study on the Current Pressure Drop Calculation in Multiphase Vertical Wells; Current Trends and Future Prospective*. Recuperado de: <https://scialert.net/fulltext/?doi=jas.2014.3162.3171>
- Nasrifar, K.; et .al. (2004). *Predicting Natural Gas Dew Points from 15 Equations of State*. Recuperado de: <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ef0498465>
- Nichita, V.; et .al. (2001). *Wax Precipitation in Gas Condensate Mixtures*. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-74686-PA>
- Nikhar, H (2006). *FLOW ASSURANCE AND MULTIPHASE PUMPING*. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/368398694/NIKHAR-THESIS-1-pdf>
- Niño, Y. (2002). *METODO DE LOS VOLUMENES FINITOS*. Disponible en: https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/2/C171D/1/material_docente/
- Parabajinkya (2012). Introduction to cfd. Recuperado de: <https://www.slideshare.net/parabajinkya0070/introduction-to-cfd>
- Petroamazonas EP. (2018). *Plan de Desarrollo – Campo Amistad*. Recuperado de: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/03/CAMPOAMISTAD.pdf>
- Pinto, N. (2014). *Analysis of Two-Phase Flow Pattern Maps*. Recuperado de: http://www.energetickeforum.cz/ext/2pf/maps/Documents/Analysis_of_maps.pdf
- Reid, C.; et.al. (1966). *The Properties of Gases and Liquids*. New York, EUA. Disponible en: <https://books.google.com.ec>

- Safamirzaei, M. (2019). *Predict gas hydrate formation temperature with a simple correlation*. Recuperado de: <http://www.gasprocessingnews.com/features/201508/predict-gas-hydrate-formation-temperature-with-a-simple-correlation.aspx>
- Saville, G. (2011). *Acentric factor*. Recuperado de: <http://www.thermopedia.com/content/287/>.
- Schlumberger (2019). *Aseguramiento del flujo*. Recuperado de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flow_assurance.aspx
- Schlumberger (2019). *Calcium naphthenate*. Recuperado de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/calcium_naphthenate.aspx
- Schlumberger (2019). *Scale*. Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/scale.aspx>
- Serway, R.; et. al. (2008). *FÍSICA para ciencias e ingeniería*. México D.F., México.
- Simscale (S/F). *What is CFD | Computational Fluid Dynamics?* Recuperado de: <https://www.simscale.com/docs/content/simwiki/cfd/whatis CFD.html>
- Sloan, D. (2004). *Introductory overview: Hydrate knowledge development*, Colorado, EUA. Recuperado de: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/04_AmMin_Sloan_web.pdf
- Studentenergy (2019). *GAS HYDRATES*. Recuperado de: <https://www.studentenergy.org/topics/hydrates>
- Studentenergy (2019). *OFFSHORE GAS*. Recuperado de: <https://www.studentenergy.org/topics/offshore-gas>
- Tafreshi, R; et. al. (2015). *Two-Phase Heat Transfer Modeling in Subsea Pipelines*. Disponible en: <https://link.springer.com>
- ThermoFisher (2019). *The Role of Plastic Pipe in the Mining Industry May Be About to Increase*. Recuperado de: <https://www.thermofisher.com/blog/mining/the-role-of-plastic-pipe-in-the-mining-industry-may-be-about-to-increase/>
- Universidad de Valladolid (2013). *CONVECCIÓN NATURAL*. Recuperado de: https://alojamientos.uva.es/guia_docente/uploads/2013/455/42611/1/Documento63.pdf
- USON (S/F). *Conductividades Térmicas*. Sonora, México. Recuperado de: <http://didactica.fisica.uson.mx/tablas/conductermica.htm>
- Velázquez, G. (2013) *ANÁLISIS DE CONDICIONES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN LÍNEAS DE INYECCIÓN DE GAS EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO*. México D.F., México. Recuperado de: www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/.../tesis.pdf
- Yanli, G.; et. al. (2016). *A prediction method of natural gas hydrate formation in deepwater gas well and its application*. Petroleum, 2 (2016).
- Zeigarnik, Y. (2011) *Annular flow*. Recuperado de: <http://www.thermopedia.com/content/11/>

ANEXOS

Anexo 1 – Coeficientes para flujo térmico transitorio

Coeficientes usados en la solución aproximada de un término de la conducción de calor unidimensional en régimen transitorio en paredes planas, cilindros y esferas ($Bi = hL/k$ para una pared plana de espesor $2L$ y $Bi = hr_o/k$ para un cilindro o una esfera de radio r_o)

Bi	<i>Pared plana</i>		<i>Cilindro</i>		<i>Esfera</i>	
	λ_1	A_1	λ_1	A_1	λ_1	A_1
0.01	0.0998	1.0017	0.1412	1.0025	0.1730	1.0030
0.02	0.1410	1.0033	0.1995	1.0050	0.2445	1.0060
0.04	0.1987	1.0066	0.2814	1.0099	0.3450	1.0120
0.06	0.2425	1.0098	0.3438	1.0148	0.4217	1.0179
0.08	0.2791	1.0130	0.3960	1.0197	0.4860	1.0239
0.1	0.3111	1.0161	0.4417	1.0246	0.5423	1.0298
0.2	0.4328	1.0311	0.6170	1.0483	0.7593	1.0592
0.3	0.5218	1.0450	0.7465	1.0712	0.9208	1.0880
0.4	0.5932	1.0580	0.8516	1.0931	1.0528	1.1164
0.5	0.6533	1.0701	0.9408	1.1143	1.1656	1.1441
0.6	0.7051	1.0814	1.0184	1.1345	1.2644	1.1713
0.7	0.7506	1.0918	1.0873	1.1539	1.3525	1.1978
0.8	0.7910	1.1016	1.1490	1.1724	1.4320	1.2236
0.9	0.8274	1.1107	1.2048	1.1902	1.5044	1.2488
1.0	0.8603	1.1191	1.2558	1.2071	1.5708	1.2732
2.0	1.0769	1.1785	1.5995	1.3384	2.0288	1.4793
3.0	1.1925	1.2102	1.7887	1.4191	2.2889	1.6227
4.0	1.2646	1.2287	1.9081	1.4698	2.4556	1.7202
5.0	1.3138	1.2403	1.9898	1.5029	2.5704	1.7870
6.0	1.3496	1.2479	2.0490	1.5253	2.6537	1.8338
7.0	1.3766	1.2532	2.0937	1.5411	2.7165	1.8673
8.0	1.3978	1.2570	2.1286	1.5526	2.7654	1.8920
9.0	1.4149	1.2598	2.1566	1.5611	2.8044	1.9106
10.0	1.4289	1.2620	2.1795	1.5677	2.8363	1.9249
20.0	1.4961	1.2699	2.2880	1.5919	2.9857	1.9781
30.0	1.5202	1.2717	2.3261	1.5973	3.0372	1.9898
40.0	1.5325	1.2723	2.3455	1.5993	3.0632	1.9942
50.0	1.5400	1.2727	2.3572	1.6002	3.0788	1.9962
100.0	1.5552	1.2731	2.3809	1.6015	3.1102	1.9990
∞	1.5708	1.2732	2.4048	1.6021	3.1416	2.0000

Recuperado de Çengel (2007)

Anexo 2 – Tablas de velocidades promedio de las corrientes submarinas



Ministerio
de Defensa
Nacional

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

INSTITUTO OCEANOGRÁFICO

DIRECCIÓN DE OCEANOGRAFÍA NAVAL
OCEANOGRAFÍA FÍSICA

FUENTE: INOCAR

Área: Canal de Jambelí

Boya Jambelí de Inocar: Lat 03°16'26.40" S, Long 80°10'48.06" W

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
1.71	0.37	93	0.60	FLUJO	agost-2014
1.71	0.28	268	0.58	REFLUJO	
1.71	0.31	97	0.94	FLUJO	sapt-2014
1.71	0.27	270	1.05	REFLUJO	
1.71	0.32	96	0.71	FLUJO	oct-2014
1.71	0.30	272	0.94	REFLUJO	
1.71	0.33	96	0.72	FLUJO	nov-2014
1.71	0.33	272	0.90	REFLUJO	
1.71	0.36	90	0.84	FLUJO	dic-2014
1.71	0.34	270	1.08	REFLUJO	
1.71	0.30	91	0.84	FLUJO	ene-2015
1.71	0.35	273	1.08	REFLUJO	
1.71	0.21	95	0.80	FLUJO	feb-2015
1.71	0.26	280	0.83	REFLUJO	
1.71	0.29	97	0.71	FLUJO	mar-2015
1.71	0.31	280	0.99	REFLUJO	
1.71	0.26	100	0.82	FLUJO	abr-2015
1.71	0.36	282	1.08	REFLUJO	
1.71	0.27	98	0.72	FLUJO	mayo-2015
1.71	0.33	290	0.76	REFLUJO	
1.71	0.28	97	0.90	FLUJO	agost-2015
1.71	0.32	267	1.02	REFLUJO	
1.71	0.35	100	0.97	FLUJO	Sept-2015
1.71	0.34	275	1.27	REFLUJO	
1.71	0.29	101	0.76	FLUJO	Oci-2015
1.71	0.31	274	1.09	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
3.71	0.35	93	0.55	FLUJO	agost-2014
3.71	0.30	269	0.60	REFLUJO	
3.71	0.31	95	0.95	FLUJO	sept-2014
3.71	0.29	272	1.02	REFLUJO	
3.71	0.33	93	0.72	FLUJO	oct-2014
3.71	0.32	274	0.91	REFLUJO	
3.71	0.34	93	0.76	FLUJO	nov-2014
3.71	0.35	273	0.88	REFLUJO	
3.71	0.36	89	0.79	FLUJO	dic-2014
3.71	0.34	272	0.93	REFLUJO	



MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

3.71	0.31	91	0.80	FLUJO	ene-2015
3.71	0.38	274	1.04	REFLUJO	
3.71	0.30	94	0.89	FLUJO	feb-2015
3.71	0.34	277	0.95	REFLUJO	
3.71	0.30	95	0.78	FLUJO	mar-2015
3.71	0.33	280	1.16	REFLUJO	
3.71	0.24	99	0.68	FLUJO	abr-2015
3.71	0.37	285	1.21	REFLUJO	
3.71	0.27	98	0.62	FLUJO	mayo-2015
3.71	0.38	294	0.83	REFLUJO	
3.71	0.27	98	0.87	FLUJO	agost-2015
3.71	0.33	269	0.90	REFLUJO	
3.71	0.33	97	0.88	FLUJO	Sept-2015
3.71	0.34	278	1.20	REFLUJO	
3.71	0.26	99	0.75	FLUJO	Oct-2015
3.71	0.32	275	1.12	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
5.71	0.35	90	0.59	FLUJO	agost-2014
5.71	0.31	274	0.60	REFLUJO	
5.71	0.32	95	1.00	FLUJO	sept-2014
5.71	0.3	274	0.97	REFLUJO	
5.71	0.34	92	0.78	FLUJO	oct-2014
5.71	0.32	278	0.96	REFLUJO	
5.71	0.36	92	0.82	FLUJO	nov-2014
5.71	0.34	275	0.89	REFLUJO	
5.71	0.38	89	0.82	FLUJO	dic-2014
5.71	0.34	273	0.87	REFLUJO	
5.71	0.32	92	0.88	FLUJO	ene-2015
5.71	0.35	275	0.97	REFLUJO	
5.71	0.33	95	0.98	FLUJO	feb-2015
5.71	0.35	278	1.02	REFLUJO	
5.71	0.31	93	0.97	FLUJO	mar-2015
5.71	0.36	281	1.17	REFLUJO	
5.71	0.29	97	0.84	FLUJO	abr-2015
5.71	0.4	283	1.21	REFLUJO	
5.71	0.3	104	0.65	FLUJO	mayo-2015
5.71	0.4	289	0.95	REFLUJO	
5.71	0.29	100	0.83	FLUJO	agost-2015
5.71	0.33	270	0.93	REFLUJO	
5.71	0.33	97	1.15	FLUJO	Sept-2015
5.71	0.33	277	1.1	REFLUJO	
5.71	0.26	98	0.74	FLUJO	Oct-2015
5.71	0.33	277	0.99	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
7.71	0.35	93	0.64	FLUJO	agost-2014
7.71	0.31	278	0.58	REFLUJO	
7.71	0.34	94	1.02	FLUJO	sept-2014



Ministerio
de Defensa
Nacional

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

7.71	0.31	276	0.94	REFLUJO	
7.71	0.35	91	0.90	FLUJO	oct-2014
7.71	0.32	277	0.91	REFLUJO	
7.71	0.38	91	0.89	FLUJO	nov-2014
7.71	0.34	276	0.84	REFLUJO	
7.71	0.38	89	0.91	FLUJO	dic-2014
7.71	0.33	274	0.92	REFLUJO	
7.71	0.34	91	0.92	FLUJO	ene-2015
7.71	0.34	276	0.95	REFLUJO	
7.71	0.34	92	0.97	FLUJO	feb-2015
7.71	0.35	281	0.99	REFLUJO	
7.71	0.32	92	0.94	FLUJO	mar-2015
7.71	0.36	282	1.08	REFLUJO	
7.71	0.33	95	0.87	FLUJO	abr-2015
7.71	0.40	279	1.17	REFLUJO	
7.71	0.32	100	0.77	FLUJO	mayo-2015
7.71	0.41	283	0.98	REFLUJO	
7.71	0.30	100	0.91	FLUJO	agost-2015
7.71	0.34	271	0.87	REFLUJO	
7.71	0.33	95	1.27	FLUJO	Sept-2015
7.71	0.30	277	0.98	REFLUJO	
7.71	0.26	95	0.71	FLUJO	Oct-2015
7.71	0.32	278	0.73	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCION	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MESES
m	m/s	grados	m/s		
10.71	0.33	92	0.65	FLUJO	agost-2014
10.71	0.37	280	0.66	REFLUJO	
10.71	0.36	92	0.93	FLUJO	sept-2014
10.71	0.3	279	0.9	REFLUJO	
10.71	0.36	91	0.87	FLUJO	oct-2014
10.71	0.31	279	0.92	REFLUJO	
10.71	0.35	89	0.88	FLUJO	nov-2014
10.71	0.31	278	0.78	REFLUJO	
10.71	0.32	88	0.76	FLUJO	dic-2014
10.71	0.3	278	0.78	REFLUJO	
10.71	0.32	87	0.85	FLUJO	ene-2015
10.71	0.32	282	0.89	REFLUJO	
10.71	0.35	87	0.99	FLUJO	feb-2015
10.71	0.35	288	0.94	REFLUJO	
10.71	0.32	91	0.92	FLUJO	mar-2015
10.71	0.37	280	1.02	REFLUJO	
10.71	0.35	94	0.84	FLUJO	abr-2015
10.71	0.36	274	1.03	REFLUJO	
10.71	0.38	93	0.75	FLUJO	mayo-2015
10.71	0.39	277	0.94	REFLUJO	
10.71	0.31	95	0.88	FLUJO	agost-2015
10.71	0.34	273	0.87	REFLUJO	
10.71	0.36	96	1.02	FLUJO	Sept-2015
10.71	0.32	280	0.91	REFLUJO	
10.71	0.26	95	0.83	FLUJO	Oct-2015
10.71	0.27	278	0.85	REFLUJO	
Prof	Velocidad Promedio	Dirección	Velocidad Máxima	Marea	mes



Ministerio
de Defensa
Nacional

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

m	m/s	grados	m/s		
12.71	0.30	90	0.63	FLUJO	agost-2014
12.71	0.40	284	0.68	REFLUJO	
12.71	0.32	92	0.81	FLUJO	sept-2014
12.71	0.28	281	0.80	REFLUJO	
12.71	0.34	90	0.78	FLUJO	oct-2014
12.71	0.30	280	0.88	REFLUJO	
12.71	0.29	87	0.83	FLUJO	nov-2014
12.71	0.26	277	0.72	REFLUJO	
12.71	0.25	87	0.70	FLUJO	dic-2014
12.71	0.23	279	0.63	REFLUJO	
12.71	0.28	86	0.76	FLUJO	ene-2015
12.71	0.26	285	0.81	REFLUJO	
12.71	0.32	87	0.89	FLUJO	feb-2015
12.71	0.31	290	0.81	REFLUJO	
12.71	0.29	91	0.82	FLUJO	mar-2015
12.71	0.34	276	0.91	REFLUJO	
12.71	0.34	93	0.89	FLUJO	abr-2015
12.71	0.33	272	0.90	REFLUJO	
12.71	0.41	91	0.78	FLUJO	mayo-2015
12.71	0.35	277	0.85	REFLUJO	
12.71	0.28	93	0.78	FLUJO	agost-2015
12.71	0.31	279	0.74	REFLUJO	
12.71	0.36	95	1.04	FLUJO	Sept-2015
12.71	0.32	281	0.97	REFLUJO	
12.71	0.31	94	0.90	FLUJO	Oct-2015
12.71	0.32	280	0.77	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MESES
m	m/s	grados	m/s		
15.71	0.21	90	0.52	FLUJO	agost-2014
15.71	0.29	288	0.59	REFLUJO	
15.71	0.22	94	0.65	FLUJO	sept-2014
15.71	0.19	281	0.63	REFLUJO	
15.71	0.26	91	0.71	FLUJO	oct-2014
15.71	0.22	279	0.69	REFLUJO	
15.71	0.08	88	0.66	FLUJO	nov-2014
15.71	0.07	272	0.55	REFLUJO	
15.71	0.02	12	0.16	FLUJO	dic-2014
15.71	0.02	214	0.17	REFLUJO	
15.71	0.06	71	0.66	FLUJO	ene-2015
15.71	0.06	272	0.55	REFLUJO	
15.71	0.21	88	0.7	FLUJO	feb-2015
15.71	0.18	280	0.6	REFLUJO	
15.71	0.22	92	0.71	FLUJO	mar-2015
15.71	0.21	270	0.67	REFLUJO	
15.71	0.28	95	0.86	FLUJO	abr-2015
15.71	0.26	270	0.76	REFLUJO	
15.71	0.4	91	0.76	FLUJO	mayo-2015
15.71	0.3	275	0.76	REFLUJO	
15.71	0.21	95	0.62	FLUJO	agost-2015
15.71	0.2	281	0.57	REFLUJO	
15.71	0.38	95	1.12	FLUJO	Sept-2015
15.71	0.32	280	0.91	REFLUJO	
15.71	0.35	94	0.81	FLUJO	Oct-2015
15.71	0.36	279	0.81	REFLUJO	



MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
17.71	0.03	111	0.19	FLUJO	agost-2014
17.71	0.02	80	0.15	REFLUJO	
17.71	0.05	92	0.38	FLUJO	sept-2014
17.71	0.01	267	0.25	REFLUJO	
17.71	0.07	86	0.41	FLUJO	oct-2014
17.71	0.00	182	0.31	REFLUJO	
17.71	0.06	90	0.42	FLUJO	nov-2014
17.71	0.03	273	0.34	REFLUJO	
17.71	0.02	103	0.23	FLUJO	dic-2014
17.71	0.04	299	0.32	REFLUJO	
17.71	0.04	111	0.26	FLUJO	ene-2015
17.71	0.06	287	0.43	REFLUJO	
17.71	0.03	47	0.30	FLUJO	feb-2015
17.71	0.03	189	0.18	REFLUJO	
17.71	0.04	85	0.40	FLUJO	mar-2015
17.71	0.02	156	0.24	REFLUJO	
17.71	0.14	97	0.79	FLUJO	abr-2015
17.71	0.11	261	0.71	REFLUJO	
17.71	0.37	91	0.68	FLUJO	mayo-2015
17.71	0.26	273	0.84	REFLUJO	
17.71	0.04	94	0.25	FLUJO	agost-2015
17.71	0.02	75	0.23	REFLUJO	
17.71	0.31	96	1.04	FLUJO	Sept-2015
17.71	0.29	279	0.86	REFLUJO	
17.71	0.34	94	0.80	FLUJO	Oct-2015
17.71	0.37	278	0.78	REFLUJO	

PROF	VELOCIDAD PROMEDIO	DIRECCIÓN	VELOCIDAD MÁXIMA	MAREA	MES
m	m/s	grados	m/s		
19.71	0.013	32	0.08	FLUJO	agost-2014
19.71	0.04	284	0.14	REFLUJO	
19.71	0.02	57	0.17	FLUJO	sept-2014
19.71	0.02	253	0.21	REFLUJO	
19.71	0.01	30	0.23	FLUJO	oct-2014
19.71	0.03	249	0.32	REFLUJO	
19.71	0.06	106	0.43	FLUJO	nov-2014
19.71	0.05	278	0.36	REFLUJO	
19.71	0.06	118	0.42	FLUJO	dic-2014
19.71	0.06	293	0.41	REFLUJO	
19.71	0.07	121	0.35	FLUJO	ene-2015
19.71	0.09	292	0.36	REFLUJO	
19.71	0.03	6	0.16	FLUJO	feb-2015
19.71	0.02	269	0.22	REFLUJO	
19.71	0.02	332	0.15	FLUJO	mar-2015
19.71	0.01	245	0.19	REFLUJO	
19.71	0.09	94	0.69	FLUJO	abr-2015
19.71	0.1	265	0.62	REFLUJO	
19.71	0.34	93	0.53	FLUJO	mayo-2015
19.71	0.21	272	0.62	REFLUJO	
19.71	0.004	131	0.2	FLUJO	agost-2015



Ministerio
de **Defensa**
Nacional

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

19.71	0.02	250	0.24	REFLUJO	
19.71	0.28	96	0.82	FLUJO	Sept-2015
19.71	0.25	275	0.76	REFLUJO	
19.71	0.32	94	0.7	FLUJO	Oct-2015
19.71	0.32	273	0.76	REFLUJO	

Magda Mindiola
Magda Mindiola Robayo
Oceanógrafa

