

Modelamiento del Flujo Multifásico en Sistemas de Transporte Submarino

Ximena Alexandra Gómez Ríos, Michael Sebastián Rojas Molina

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2018

DEDICATORIA

A Dios por darme la sabiduría y paciencia para terminar con éxito este proyecto y mi carrera
Ingeniería de petróleos.

A mis padres Henry Gomez y María del Rosario Rios los cuales se han esforzado toda su vida
por brindarnos lo mejor a mis hermanos y a mí. Por todas las enseñanzas, los regaños y el amor
hacia nosotros que han hecho de mí una excelente persona.

A mis hermanos Henry Felipe y Daniela que de alguna u otra manera siempre estuvieron
acompañándome y ayudándome en todo el transcurso de mi carrera.

A mi familia en general.

A mis compañeros de estudio de la universidad.

A Paula y Leidy mis amigas del colegio las cuales siempre han estado para apoyarme y darme
ánimo.

A Silvia por ser una excelente amiga, apoyarme siempre durante la carrera y contarme sus
experiencias y sufrimientos con la tesis.

A Sergio Andrey por el apoyo y palabras positivas durante el desarrollo del proyecto.

XIMENA ALEXANDRA GOMEZ RIOS

DEDICATORIA

A Dios y a la vida por brindarme la oportunidad de formarme como Ingeniero de Petróleos y por permitirme realizar este trabajo de grado con el cual culmina esta etapa.

A quienes han sido mi mayor motivación para culminar mis estudios y quienes han estado presentes durante todo este proceso, mi padre Serafín Rojas y mi madre Sandra Molina, ellos que con gran esfuerzo me han brindado su apoyo incondicional a lo largo de todo este proceso de crecimiento personal y profesional, gracias por confiar en mí y creer que este sueño un día podría ser realidad.

MICHAEL SEBASTIAN ROJAS MOLINA.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	19
1.1 Objetivo General	19
1.2 Objetivos Específicos.....	19
2. Marco Teórico.....	20
2.1 Descripción del flujo multifásico.....	20
2.2 Variables del flujo multifásico.....	21
2.2.1 Gradiente de presión..	21
2.2.2 Hold Up de líquido (Colgamiento)	24
2.2.3 Resbalamiento	25
2.2.4 Densidad.	26
2.2.5 Velocidad Superficial.....	27
2.2.6 Deslizamiento entre fases (Slip)	29
2.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales	29

2.3.1 Flujo Laminar Estratificado	30
2.3.2 Flujo Laminar ondulado.....	30
2.3.3 Flujo Laminar anular.....	30
2.3.4 Flujo intermitente.....	30
2.3.5 Flujo intermitente tapón.....	31
2.3.6 Flujo intermitente bache.....	31
2.3.7 Flujo burbuja o burbujas dispersas.....	31
2.3.8 Flujo niebla.....	31
2.4 Patrones de flujo en tuberías verticales.....	32
2.4.1 Flujo burbuja.....	32
2.4.2 Flujo tapón (Slug)	33
2.4.3 Flujo Transición o “Churn”	36
2.4.4 Flujo Anular.....	36
2.5 Correlaciones Empíricas.....	39
2.5.1 Poettman y Carpenter (1952).....	39
2.5.2 Duns y Ros (1963)	41
2.5.3 Hagedorn y Brown (1964)	42
2.5.4 Eaton Et Al (1966).....	43
2.5.5 Orkiszewski (1967).....	44
2.5.6 Beggs & Brill (1973)	45
2.6 Modelos Mecánicos.....	48
2.6.1 Modelo Mecánico de Govier, Aziz y Fogarasi (1976).....	48
2.6.2 Modelo Mecánico de Xiao et al. (1990).....	49

2.6.3 Modelo Mecanístico de Ansari et al (1994).....	50
2.6.4 Modelo Mecanístico de Chokshi Et Al (1996)	51
2.6.5 Modelo Mecanístico TUFFP (2003).....	51
2.6.6 Modelo Mecanístico OLGAS (2006).....	52
2.6.7 Modelo Mecanístico Tulsa.....	52
3. Marco Normativo Relacionado el Tendido de Estructuras en el Lecho Marino	53
3.1 Medidas para la protección del medio marino por labores de la industria mar adentro.	55
3.1.1 Convenio sobre la protección del medio marino de la zona del Mar Báltico (1974)	56
3.1.2 Convenio de Barcelona.....	57
3.1.3 Convenio de Cartagena.....	58
3.2 Lineamientos para la planificación y construcción de tuberías submarinas.	60
3.3 Medidas de mitigación y fuentes de información para impactos relacionados al tendido de tuberías.....	63
3.4 Generalidades de las normativas en Colombia.	64
3.4.1 Principales sentencias para la protección de ecosistemas marino-costeros	66
3.4.2 Instrumentos normativos para la protección de ecosistemas marino-costeros.	68
3.4.3 Recomendaciones para actividades de diseño, construcción, montaje y operación de tuberías costa afuera.....	70
3.4.4 Obligaciones financieras en caso de impactos negativos en ecosistemas marino-costeros.	71
4. Propuesta de Trazado de Líneas de Flujo Submarinas en el Bloque Fuerte Sur	72
4.1 Offshore en Colombia.....	72

4.2 Descripción de la zona de interés.....	75
4.3 Esquema de trazado de línea.....	77
4.4 Perfil batimétrico	78
4.5 Perfil de temperatura.....	79
4.6 Selección de la arquitectura submarina.....	81
5. Simulación del Flujo Multifásico en el Sistema Propuesto.	83
5.1 Parámetros de influencia sobre el sistema	83
5.1.1 Composición del gas.....	83
5.1.2 Presión en cabeza y fondo de pozo	86
5.1.3 Temperatura en cabeza y fondo de pozo.....	87
5.1.4 Caudal de gas y de agua.....	88
5.1.5 Diámetro de las líneas.....	88
5.2 Descripción del modelo	88
5.3 Análisis de resultados	92
5.3.1 Gas pobre.	92
5.3.2 Gas Intermedio.....	95
5.3.3 Gas rico.	98
5.3.4 Comparación de gases.....	101
6. Conclusiones.....	107
7. Recomendaciones	109
Referencias Bibliográficas	110

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Diagrama esquemático general del flujo.	24
Figura 2. Ilustración hold up.....	25
Figura 3. Deslizamiento entre fases.....	29
Figura 4. Diagrama esquemático de patrones de flujo en tuberías horizontales.....	32
Figura 5. Etapas de slugging severo tipo SS1.....	34
Figura 6. Etapas de slugging severo de transición.....	35
Figura 7. Predicción de caídas de presión bifásicas en tubería vertical.....	37
Figura 8. Evidencia de un coral afectado en actividades de arrastre relacionadas a la industria de los hidrocarburos.....	54
Figura 9. Yacimientos de gas en el mar Caribe- Colombia.....	74
Figura 10. Bloque fuerte sur	76
Figura 11. Línea propuesta	77
Figura 12. Mapa zonas protegidas en el mar caribe.....	78
Figura 13. Perfil batimétrico para el campo Kronos.....	79
Figura 14. Perfil de temperatura	80
Figura 15. Infraestructura típica de producción offshore.....	82
Figura 16. Envolverte de fase.....	85

Figura 17. Presión de cabeza de fondo de diferentes pozos a nivel mundial..... 86

Figura 18. Presión de cabeza de pozo de diferentes pozos a nivel mundial. 87

Figura 19. Esquema del modelo base de simulación en HYSYS. 89

Figura 20. Diseño por milla de la línea de pozo Kronos a plataforma. 90

Figura 21. Diseño por milla de temperatura ambiente y coeficiente de transferencia de calor determinado por el software..... 91

Figura 22. Presión vs longitud para el gas pobre. 92

Figura 23. Hold up vs longitud para el gas pobre. 93

Figura 24. Velocidad del gas vs longitud para el gas pobre. 93

Figura 25. Presión vs longitud para el gas pobre a diferentes caudales..... 94

Figura 26. Presión vs longitud para el gas intermedio..... 95

Figura 27. Hold up vs longitud para el gas intermedio..... 96

Figura 28. Velocidad del gas vs longitud para el gas intermedio. 97

Figura 29. Presión vs longitud para el gas pobre a diferentes caudales..... 97

Figura 30. Presión vs longitud para el gas rico. 98

Figura 31. Hold up vs longitud para el gas rico..... 99

Figura 32. Velocidad del gas vs longitud para el gas rico. 100

Figura 33. Presión vs longitud para el gas rico a diferentes caudales..... 100

Figura 34. Presión vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales. 101

Figura 35. Hold up vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales 102

Figura 36. Temperatura vs longitud para diferentes composiciones y caudales..... 103

Figura 37. Temperatura de formación de hidratos y del fluido vs longitud 103

Figura 38. Envolvente de las diferentes composiciones de gases. Perfil del fluido y de formación de hidratos 104

Figura 39. Velocidad del gas vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales. 105

Figura 40. Velocidad del líquido vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales. 105

Figura 41. Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao et al. 106

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Parámetros para que el slugging severo ocurra.	36
Tabla 2. Parámetros de la correlación Poettman y Carpenter.	40
Tabla 3. Parámetros de la correlación de Eaton et al.	44
Tabla 4. Parámetros para la aplicación de Beggs y Brill.	46
Tabla 5. Resumen de correlaciones empíricas usadas en este estudio.	47
Tabla 6. Lineamientos generales para la selección del sitio y la evaluación de rutas para la instalación de tuberías costa afuera.	61
Tabla 7. Medidas de mitigación de los efectos ambientales negativos que posiblemente pueden ocurrir durante la instalación de tuberías.	63
Tabla 8. Ecosistemas marinos más importantes en el territorio marítimo colombiano.	65
Tabla 9. Sentencias destacadas para la protección jurisprudencial aplicable a ecosistemas marino- costeros en Colombia.	67
Tabla 10. Instrumentos normativos para protección de ecosistemas marino-costeros en Colombia.	68
Tabla 11. Composición de gases pobres reportados en la literatura.	84
Tabla 12. Composición de gases intermedios reportados en la literatura.	84
Tabla 13. Composición de gases ricos reportados en la literatura.	85

Resumen

TÍTULO: MODELAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO EN SISTEMAS DE TRANSPORTE SUBMARINO¹

AUTOR: XIMENA ALEXANDRA GOMEZ RIOS

MICHAEL SEBASTIAN ROJAS MOLINA²

PALABRAS CLAVES: Offshore, flujo multifásico, modelamiento, campo de gas, aguas ultra profundas.

DESCRIPCIÓN: Los recientes descubrimientos de gas en el mar caribe colombiano invitan a la industria de los hidrocarburos a investigar a fondo todo lo relacionado con el offshore, por lo anterior este trabajo se enfoca en estudiar el comportamiento del flujo multifásico durante el transporte de gas a través de líneas submarinas, proponiendo una línea de flujo del campo Kronos ubicado en el bloque fuerte sur.

Para el desarrollo de este proyecto se realizó una amplia revisión bibliográfica y se empleó la herramienta de simulación Aspen Hysys para el diseño y análisis de la línea de gas desde cabeza de pozo hasta la plataforma, variando las composiciones de gas (pobre, intermedio y rico), los diámetros y caudales de flujo.

Al analizar los resultados del software se concluye que la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería, sin embargo, para diámetros superiores a 16 pulgadas no se aprecian cambios significativos. Se observa que el hold up aumenta a medida que el diámetro de la tubería es mayor, la velocidad del gas disminuye a medida que el diámetro de la tubería es mayor y se concluyó que un diámetro mayor en la tubería significa mayores costos de inversión por lo cual se recomienda emplear un diámetro interno de operación de 16 pulgadas, así mismo se analizaron las velocidades de gas y líquido y se concluyó que el régimen de flujo encontrado en la línea de flujo fue estratigráfico liso.

El aporte principal de este proyecto es la propuesta y simulación de una línea de flujo submarina en el mar caribe colombiano para el campo Kronos, la cual puede ser de ayuda para el desarrollo de pozos cercanos como Purple Angel y Gorgon. Además, se diseñó teniendo en cuenta las zonas protegidas del mar caribe.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

ABSTRACT**TITULO:** MULTIPHASE FLOW MODELING IN SUBMARINE TRANSPORT SYSTEMS³**AUTHORS:** XIMENA ALEXANDRA GOMEZ RIOSMICHAEL SEBASTIAN ROJAS MOLINA⁴**KEYWORDS:** Offshore, multiphase flow, Modeling, gas field, ultra-deep water.

DESCRIPTION: Recent discoveries of gas in the Colombian Caribbean Sea invite the hydrocarbons industry to thoroughly investigate everything related to offshore, so this work focuses on studying the behavior of the multiphase flow during the transport of gas through submarine lines, proposing a flow line of the Kronos field located in the “Bloque fuerte sur”.

For the development of this project an extensive bibliographic review was carried out and the Aspen Hysys simulation tool was used for the design and analysis of the gas line from the well head to the platform, varying the gas compositions (poor, intermediate and rich), the diameters and flow rates.

To analyzing the results of the software it is concluded that the pressure drop decreases as the diameter of the pipe increases, however, for diameters greater than 16 inches, no significant changes are observed. It is observed that the holdup increases as the diameter of the pipeline is greater, the gas velocity decreases as the diameter of the pipeline is greater and it is concluded that a larger diameter in the pipeline means higher investment costs therefore, it is recommended to use an internal diameter of 16 inches, likewise the gas and liquid velocities were analyzed and it was concluded that the flow regime found in the flow line was smooth stratigraphic.

The main contribution of this project is the proposal and simulation of a submarine flow line in the Colombian Caribbean Sea for the Kronos field, which can be of help for the development of nearby wells such as Purple Angel and Gorgon. In addition, it was designed including the protected areas of the Caribbean Sea.

³ Bachelor Thesis.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

Introducción

El gas natural hace parte fundamental de la canasta energética mundial y su consumo va en aumento, en el 2015 fue de 3468,6 mientras que en el 2016 fue de 3542,9 billones de pies cúbicos. Por otro lado, la producción mundial en el 2015 fue de 3538,6 y en el 2016 de 3551,6 billones de pies cúbicos (BP Energy, 2017). Lo anterior evidencia tanto el aumento de consumo, como el de producción de dicho hidrocarburo, esto debido a las nuevas alternativas de explotación de yacimientos de gas costa afuera. La industria del offshore es una de las líneas que está en auge pues contribuye a la producción y abastecimiento energético mundial.

En Colombia el gas es una fuente de energía que cada vez toma más fuerza siendo actualmente la segunda fuente de energía más usada, sin embargo y, a pesar de su importancia, el potencial gasífero del país no es muy amplio ya que apenas cuenta con 4,4 trillones de pies cúbicos de reservas probadas, la producción anual es de 10,4 billones de metros cúbicos y el panorama no es muy alentador teniendo en cuenta que se consume 10,6 billones de metros cúbicos anuales (BP Energy 2017), por lo que la industria nacional se ve en la obligación de importar gas para satisfacer la demanda energética y además, ampliar el panorama exploratorio en el país con el fin de aumentar sus reservas.

A su vez, Colombia ha iniciado una campaña exploratoria con el fin de menguar el desabastecimiento energético que sufre en la actualidad, es por esto por lo que las diferentes empresas operadoras han tomado iniciativa en el caso. Por ejemplo, Ecopetrol para el año 2020 se ha trazado la meta de incorporar al menos mil millones de barriles en recursos contingentes y 600 millones de barriles en reservas probadas, para lograrlo, se están concentrando esfuerzos de

alto valor económico en proyectos de la costa afuera colombiana, que según estudios es una zona atractiva y con potencial gasífero para el país; en los últimos meses se ha tenido éxito con el pozo Purple Angel-1 (Colombia Energía, 2017); de este último se tienen buenas expectativas por antecedentes como el de Orca y Kronos de donde se han confirmado recursos de gas natural (UPME, 2017).

Sin lugar a duda hay un futuro promisorio en el offshore colombiano y para su desarrollo demandará un desafío tecnológico en materia de evaluación de yacimientos, perforación, producción y transporte del hidrocarburo teniendo en cuenta las condiciones hidrodinámicas en las que este se encuentra ubicado.

El flujo de gas natural en aguas profundas y ultra profundas del caribe colombiano se ve afectado por las bajas temperaturas del lecho oceánico por lo que se pueden presentar problemas como condensación, hidratos y taponamiento de líneas, por lo que es de vital importancia conocer la naturaleza del flujo multifásico y las condiciones en las que se encuentra.

Un flujo multifásico es definido como el flujo simultaneo de varias fases dentro de una tubería, su proceder es un fenómeno difícil de predecir por lo que es importante analizar el comportamiento de algunas de sus variables, entre las más importantes están las propiedades físicas de las fases, diámetro e inclinación de la tubería, presión de operación y régimen de flujo (Beggs y Brill, 1991); cada una de sus variables describen un comportamiento particular por lo que también es importante reconocer el ambiente marino en el que va a estar expuesta la línea de flujo.

El ambiente marino localizado en el bloque fuerte sur del caribe colombiano es un entorno un tanto hostil para una línea de flujo, teniendo en cuenta pozos como Kronos-1, el cual se encuentra alejado 53 kilómetros de la costa y a 3720 metros de profundidad incluyendo una

lámina de agua de 1585 metros catalogándose como un pozo ultra profundo (Colombia Energía, 2017), con pozos de estas características es importante tener en cuenta aspectos como las altas presiones y las bajas temperaturas a las que va a estar sometida la línea de flujo, por lo que es de vital importancia analizar el comportamiento del flujo multifásico en este tipo de ambientes.

Al tratarse de pozos profundos y ultra profundos se debe tener en cuenta el gran ecosistema marítimo que tiene Colombia en esta zona del caribe colombiano en el cual se encuentran plantas acuáticas que en muchas partes forman pastos marinos, así como manglares, y otros tipos de plantas comunes, también destacar que un 9% de los arrecifes de coral del mundo se encuentran en el caribe (INVEMAR, 2013). Es importante delimitar las zonas viables para el trazado de las líneas de flujo submarinas, líneas que se encargan de llevar el fluido desde el lecho marino en explotación hasta la central de abastecimiento más conveniente en tierra firme. Así mismo, el trazado de las líneas de flujo debe ser amigable y conveniente tanto con el medio ambiente, al punto de no atentar contra la preservación de ecosistemas marinos, como con el óptimo transporte del flujo multifásico a superficie.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento termo-hidráulico de líneas submarinas con flujo multifásico en aguas profundas y ultra profundas.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una descripción de las variables y parámetros termo-hidráulicos que se deben tener en cuenta durante el flujo multifásico en líneas de transporte submarino.
- Identificar la normatividad nacional e internacional relacionada con el tendido de líneas de flujo en aguas profundas y ultra profundas para la protección de los ecosistemas marinos.
- Proponer un esquema del trazado de las líneas de flujo submarinas para el desarrollo de los campos de gas pertenecientes al bloque Fuerte Sur.
- Simular el comportamiento del flujo multifásico en el sistema de producción propuesto para el bloque Fuerte Sur, bajo diferentes condiciones de operación y composición del gas.

2. Marco Teórico

2.1 Descripción del flujo multifásico

El flujo multifásico se presenta cuando dos o más fases viajan a través de un mismo recipiente, tal y como ocurre en una tubería de producción o transporte de hidrocarburos, un sistema multifásico consiste en una fase continua, o un medio fluido, y una fase dispersa, cualquiera de las dos puede ser un medio líquido o gaseoso. Por esto el flujo multifásico es un fenómeno difícil de entender, predecir, y modelar (Saad y Ribeiro, 2017).

El flujo multifásico describe sistemas multicomponente en los que la interacción entre los diferentes componentes tiene una gran influencia en la estructura en general del flujo. Para la industria del petróleo y gas, el flujo multifásico es el flujo combinado de gas, petróleo y agua en una tubería (Jacobsen, 2012). Hasta el momento hay muy pocos casos en los que el problema de un flujo multifásico pueda ser simplificado y asumirse como un flujo monofásico menos complejo. Teniendo en cuenta que aspectos como el perfil de velocidad, turbulencia y capa límite son características difíciles para describir la naturaleza de estos flujos. El flujo multifásico se puede presentar un rango de presiones y temperaturas muy amplio, estas presiones pueden variar desde 15000 psia hasta casi condiciones atmosféricas y sus temperaturas pueden oscilar desde 400°F hasta temperaturas por debajo del punto de congelación del agua (Brill, 1987).

La tecnología de flujo multifásico comenzó en la industria del petróleo alrededor de 1950. La mayoría de los primeros investigadores usaron datos obtenidos de pruebas de laboratorio, aunque algunos usaron datos de campo. Estos datos generalmente incluían caudales volumétricos de gas

y líquido, propiedades físicas de cada fase, diámetro de la tubería y ángulo de inclinación y presiones en la entrada y salida de la tubería; con esta serie de características se observó un patrón de flujo que radicaba en que las fases de líquido y gas viajaban por la tubería a diferentes velocidades, de esta forma se dieron a conocer diversos patrones de flujo que con el tiempo dieron cabida a las correlaciones empíricas que se conocen hoy en día. (Brill, 1992). Además de las consideraciones sobre las caídas de presión asociadas con el tamaño de tubería, se deben tener en cuenta otros factores que se presentan en el flujo de dos fases, tales como: hold up de líquido, densidad, velocidad superficial, deslizamiento entre fases y los patrones de flujo. (Cabarcas y Rojas, 2011).

2.2 Variables del flujo multifásico

2.2.1 Gradiente de presión. La base teórica para las principales ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía, una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos de un sistema. Brown (1977) citado por Abd Elmoniem y El-Banbi (2015), Como se observa en la ecuación 1.1.

$$U'_1 + P_1V_1 + \frac{mV_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} + q' + Ws' = U'_2 + P_2V_2 + \frac{mV_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \quad Ec. 1.1$$

Donde:

U' = Energía interna,

PV = Energía de expansión o compresión,

$\frac{mV^2}{2g_c}$ = Energía cinética,

$\frac{mgz}{2g_c}$ = Energía potencial,

q' = Energía de calor agregado al fluido,

Ws' = Trabajo hecho sobre el fluido por los alrededores.

Usando principios termodinámicos se modifica la ecuación de energía desarrollada, a la forma de ecuación de gradiente de presión (Allen Jr., T. y Ditsworth, 1975), finalmente quedando así:

$$\frac{dP}{dZ_{tot}} = \frac{g}{g_c} \rho_m * \sin(\theta) + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m V_m}{g_c} \frac{dV_m}{dZ} \quad Ec. 1.2$$

Donde:

$\frac{dP}{dZ_{tot}}$ = Gradiente de presión total (psi/ft),

g = Aceleración gravitacional (ft/s²),

g_c = Factor de conversión, 32.17 (lbm ft)/lbf/s²

ρ_m = Densidad de la mezcla, lbm/ft³

θ = Angulo de inclinación del pozo, grados,

f_m = Factor de fricción moody para mezclas bifásicas, sin dimensiones.

V_m = velocidad de la mezcla vapor / líquido, ft / s,

d = diámetro interno, ft,

Z = profundidad vertical del pozo, ft,

De manera general esta ecuación se puede expresar así:

$$\frac{dP}{dZ_{tot}} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} \quad Ec. 1.3$$

Donde:

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el}$ = Gradiente de presión elevación,

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f$ = Gradiente de presión de fricción,

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc}$ = Gradiente de presión de aceleración.

De la ecuación anterior, se puede inferir que para calcular el gradiente de presión en flujo de tuberías es necesario estudiar las caídas de presión debido a la fricción, la elevación (cambios en su energía potencial) y la aceleración (cambios en la energía cinética).

Torres y Trauwvitz (2008) plantean que la componente de elevación es tomada sólo sobre la distancia vertical, la fricción y aceleración toman la longitud completa como se observa en la figura 1. El componente de elevación para flujo vertical o inclinado es por mucho el más importante de los tres componentes, ya que, para flujo vertical, contribuye generalmente en más del 80% de las pérdidas totales, y puede abarcar un rango de 70 a 98%.

En conclusión, teniendo en cuenta que f es la fricción y está en función del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería, la ecuación 1.2 es aplicable a cualquier fluido y a cualquier ángulo de inclinación. La ecuación 1.3 es usualmente adaptada para flujo multifásico asumiendo que la mezcla gas – líquidos puede ser considerada como homogénea sobre un volumen finito de tubería.

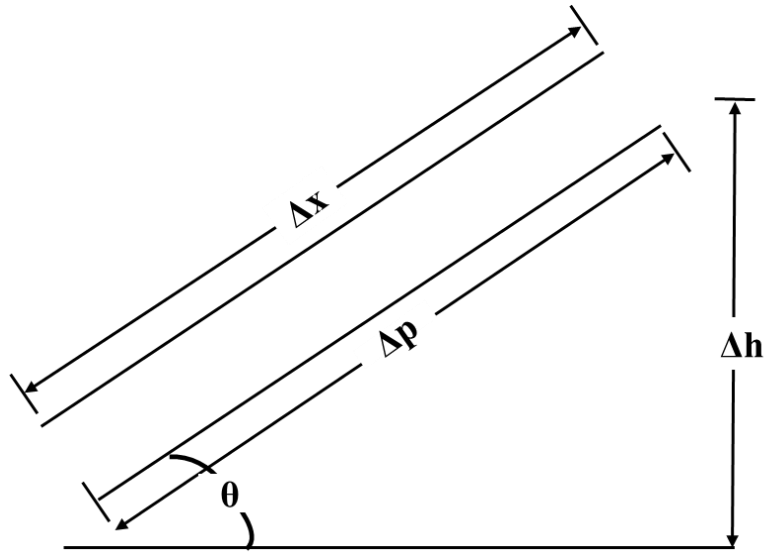


Figura 1. Diagrama esquemático general del flujo. Fuente: Torres y Trauwvitz. (2008). Flujo multifásico en tuberías. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional autónoma de México.

2.2.2 Hold Up de líquido (Colgamiento). Puede ser definido como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección específica de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. El hold up permite conocer las propiedades físicas de una mezcla de gas/líquido junto con la velocidad a la que fluye cada fase, lo cual es fundamental para calcular gradientes de presión en el flujo multifásico. El Hold up ocurre cuando la fase líquida dentro de la tubería viaja a una menor velocidad que la fase gaseosa y así provocando resbalamiento entre las fases. (Torres y Trauwvitz,2008) Figura 2.

$$H_L = \frac{V_L}{V_L + V_G} \quad Ec. 1.4$$

Donde:

H_L : Hold up de líquido,

V_L = Velocidad del líquido,

V_G = Velocidad del gas

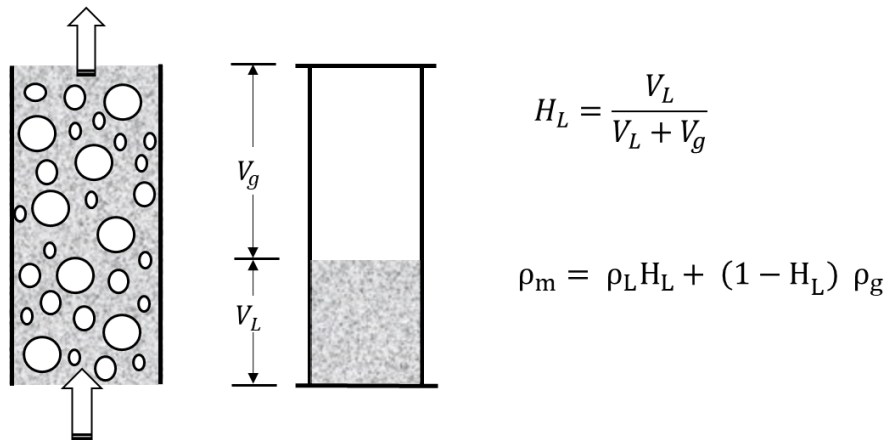


Figura 2. Ilustración hold up. Fuente: Cabarcas y Rojas (2011). Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor. Revista fuentes, Volumen 9.

2.2.3 Resbalamiento. Torres y Trauwvitz (2008) definen el resbalamiento como el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases. El resbalamiento entre fases en el flujo multifásico en tuberías es inevitable a cualquier ángulo de inclinación. Las causas de este fenómeno son diversas, a continuación, mencionaremos algunas de las causas:

- La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.
- La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido cuando la presión decrece en dirección del flujo.

- Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas cuando es flujo ascendente, y a mayor velocidad cuando el flujo es descendente.

2.2.4 Densidad. La densidad de una mezcla de fluido multifásico fluyendo es muy difícil de evaluar, debido a la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre las fases. Esta puede ser calculada de las densidades del agua y el aceite y de las tasas de flujo si se asume que no hay deslizamiento entre fases. (Bedoya y Fontecha, 2010).

La densidad del aceite es calculada así:

$$\rho_o = \frac{350.4 \gamma_o + 0.0764 \gamma_o R_s}{5.615 B_o} \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde:

ρ_o = Densidad del aceite. Lbm/ft³,

γ_o = Gravedad específica del aceite,

γ_g = Gravedad específica del gas,

R_s = Gas disuelto, scf/STB,

B_o = Factor volumétrico de formación.

La densidad del gas es calculada así:

$$\rho_g = \frac{2.70 P \gamma_g}{zT} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas, lbm/ft^3

Z= Factor de compresibilidad del gas,

T=Temperatura, R,

P= Presión, psi.

La densidad del agua in situ depende de los sólidos disueltos en el agua, la temperatura y cualquier gas que pueda ser disuelto en el agua.

La densidad del líquido total es calculada así:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad Ec. 1.7$$

Donde:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}, \quad f_w = 1 - f_o \quad Ec. 1.8$$

Y finalmente la densidad de un fluido multifásico es expresada así:

$$\rho_m = \rho_L H_L + (1 - H_L) \rho_g \quad Ec. 1.9$$

2.2.5 Velocidad Superficial. Se puede definir como la velocidad de una de fase fluyendo en la sección transversal de una tubería.

Velocidad superficial del líquido

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A_t} \quad Ec. 1.10$$

Velocidad superficial del gas

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A_t} \quad \text{Ec. 1.11}$$

Donde:

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido. (ft/s)

V_{SG} = Velocidad superficial del gas. (ft/s)

q_L = Caudal de líquido, STBD.

q_g = Caudal de gas, MMSCF

A_T = Área transversal total de la tubería, ft^2 .

Otros autores estudian la velocidad real la cual definen como la relación entre el caudal de cada fase y el área trasversal que ocupa esa fase y la velocidad superficial bifásica lo cual se define como la sumatoria de las velocidades superficiales de las dos fases. Rojas y Chacón (2011).

- Velocidad Real. Es la relación entre el caudal de cada fase y el área transversal que ocupa esa fase.

$$V_G = \frac{q_g}{A_g} \quad \text{Velocidad real del gas} \quad \text{Ec. 1.13}$$

$$V_L = \frac{q_L}{A_L} \quad \text{Velocidad real del liquido} \quad \text{Ec. 1.12}$$

Donde:

q_L = Caudal de líquido, STBD.

q_g = Caudal de gas, MMSCF.

A_L = Área transversal del líquido, ft^2 .

A_g = Área transversal del gas, ft^2 .

2.2.6 Deslizamiento entre fases (Slip). El Slip es un fenómeno físico que describe el movimiento entre dos fases, producto de la diferencia de velocidades de cada fase. Figura 3.

$$S = V_G - V_L \text{ Ec. 1.14}$$

V_G = Velocidad del gas.

V_L = Velocidad del líquido.

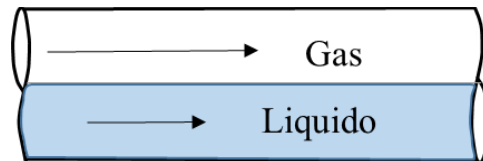


Figura 3. Deslizamiento entre fases. Fuente: Rojas y Chacón (2011). Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor. Universidad Industrial de Santander.

2.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales

Los patrones de flujo son un fenómeno hidrodinámico muy complejo. Cuando el gas y el líquido fluyen simultáneamente en una tubería, las dos fases pueden distribuirse en una variedad de configuraciones de flujo o patrones de flujo, dependiendo de los parámetros operativos, las variables geométricas y las propiedades físicas de las dos fases (Yamaha y Abdallah 2010).

Determinar el patrón de desplazamiento de un flujo multifásico es importante, ya que con este se puede evaluar qué fase está en contacto con la pared de la tubería, aspectos de transferencia de

calor entre otros datos esenciales para determinar las características del flujo multifásico (Torres, Trauwvits. 2008).

Los patrones de flujo en tuberías horizontales descritos por Beggs (1973) citado por Torres y Trauwvits (2008) son los siguientes:

2.3.1 Flujo Laminar Estratificado. Este patrón de flujo se presenta relativamente a bajos flujos de gas y líquido, para el cual las dos fases son separadas por efecto de la gravedad, donde el líquido fluye en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior.

2.3.2 Flujo Laminar ondulado. Básicamente presenta características similares el flujo laminar estratificado, con presencia de ondas estables en la interfase.

2.3.3 Flujo Laminar anular. El flujo anular se presenta a muy altos flujos de gas. La fase gaseosa fluye como un núcleo a alta velocidad, el cual puede llevar gotas de líquido atrapada. La fase líquida fluye como una película delgada adherida a la pared interna de la tubería, generalmente, esta película es más gruesa en el fondo que en la pared superior de la tubería, dependiendo de la magnitud relativa del flujo de gas y líquido.

2.3.4 Flujo intermitente. Este flujo es caracterizado por el flujo alternado de gas, fluyendo sucesivamente tapones o baches de líquido ocupando completamente el área transversal de la tubería, superados por burbujas de gas, el cual tiene una capa estratificada de líquido que a su vez se desplaza en el fondo de la tubería.

2.3.5 Flujo intermitente tapón. Es considerado como el caso límite del flujo bache, cuando el bache de líquido está libre de burbujas, este ocurre a bajos flujos de gas, cuando el flujo es menos turbulento.

2.3.6 Flujo intermitente bache. Se produce a altos flujos de gas, cuando el flujo del bache toma forma de remolino debido al recogimiento del movimiento lento de la película

2.3.7 Flujo burbuja o burbujas dispersas. Este tipo de flujo se presenta cuando la tubería se encuentra casi llena de líquido y la fase de gas libre es pequeña, el gas está presente en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros; las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros. La diferencia entre flujo burbuja y burbujas dispersas no siempre es claramente visible. El flujo de burbujas dispersas se observa sobre un rango completo de inclinación de tubería, mientras que el patrón de flujo burbujeante es observado solamente en vertical y tuberías de diámetro relativamente grandes.

2.3.8 Flujo niebla. En este caso la fase continua es el gas, el cual arrastra y transporta al líquido dejando una película en la pared de la tubería.

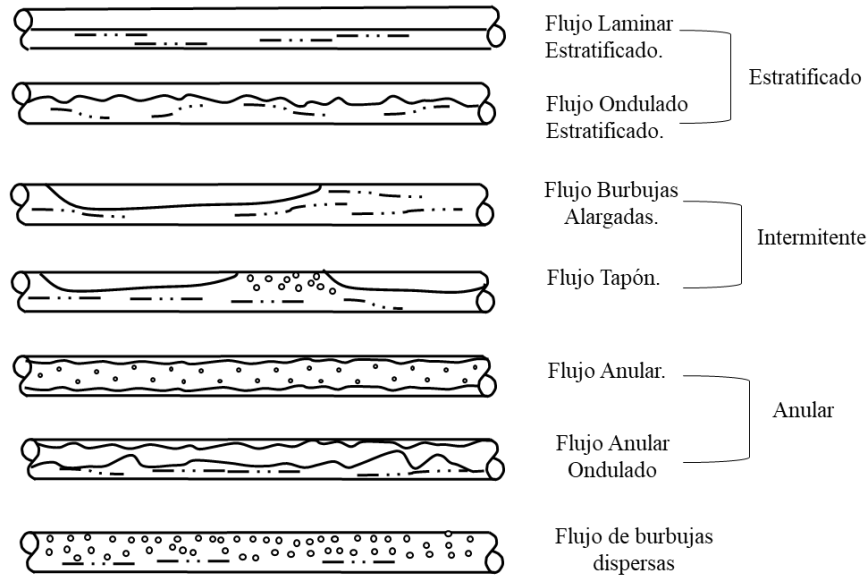


Figura 4. Diagrama esquemático de patrones de flujo en tuberías horizontales. Fuente: Brill, J.P, Arirachakaran,S. J. (1992). State of The Art In Multiphase Flow. Journal Petroleum Technology. Volumen 44, Issue 5, mayo 1992 Paper SPE 23835.

2.4 Patrones de flujo en tuberías verticales.

2.4.1 Flujo burbuja. La tubería está casi completamente llena de líquido y tiene una pequeña fase de gas libre. El gas está presente como pequeñas burbujas, distribuidas al azar, cuyos diámetros también varían al azar. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros. El líquido asciende por la tubería a una velocidad básicamente uniforme y, a excepción de su densidad, la fase gaseosa tiene poco efecto sobre el gradiente de presión.

2.4.2 Flujo tapón (Slug). El flujo tapón es un flujo muy complejo e inestable, la predicción de la caída de presión, la fracción de vacío y otros parámetros son una tarea difícil. (Yahaya y Abdallah, 2010). En este régimen la fase de gas es más pronunciada, aunque, la fase líquida es la fase continua, las burbujas de gas se fusionan y forman burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y forma que son casi el diámetro de la tubería y están separados por baches de líquido: La velocidad de la burbuja es mayor que la del líquido y puede predecirse en relación con la velocidad del bache de líquido, A velocidades de flujo más altas, el líquido puede incluso ser arrastrado en las burbujas de gas. Tanto las fases de gas como las líquidas tienen efectos significativos sobre el gradiente de presión. Este flujo está compuesto por una serie de slugs de gas, siendo la cabeza de los mismos generalmente despuntada, mientras que su final es plano con una estela de burbujas. Dado una tasa de flujo de líquido constante, un incremento de la tasa de flujo de gas conduce a un alargamiento y un rompimiento del tapón de gas (Sánchez, Montbrun, Ortiz, Bouza. 1999).

El flujo más común en regímenes de flujo múltiple es el Slug o bache, el flujo tiene algunas características particulares teniendo en cuenta aspectos como el tipo de tubería, la inclinación de la misma, la temperatura y la presión del medio en el que se encuentre, lo que da cabida a un fenómeno denominado Slugging Severo.

El slugging severo es un modelo desafiante para los sistemas de transporte de fluidos submarinos en yacimiento petrolíferos en altamar, el slugging es una inestabilidad bien conocida en el flujo multifásico a través de un sistema de tubería ascendente que es caracterizado por cambios bruscos de presión y fluctuaciones de flujo violentas. Este fenómeno puede causar daños en el equipo de procesamiento aguas abajo, aumentar el estrés de la tubería, reducir la productividad, acortar el acumulado de vida operacional y generar daño por corrosión, por lo que

es clave saber cuándo y dónde se puede producir una inestabilidad de flujo como esta. (Li, Guo y Xie, 2017)

De acuerdo con Xie et al (2017), slugging se puede clasificar experimentalmente en tres subcategorías de patrones de flujo que se generan en una tubería tipo S o tipo Riser, slugging severo normal (SS1), Slugging severo transitorio (SST) y slugging en flujo estable (STB)

El SS1 se puede encontrar a un nivel de gas relativamente bajo y velocidades superficiales líquidas. El ciclo completo para esta fase de slugging severo se describe en 4 pasos. Partiendo de un crecimiento inicial del bache posteriormente una producción de líquido para que después aparezca la penetración de gas, por último, el reventón de gas y recuperación de líquido.

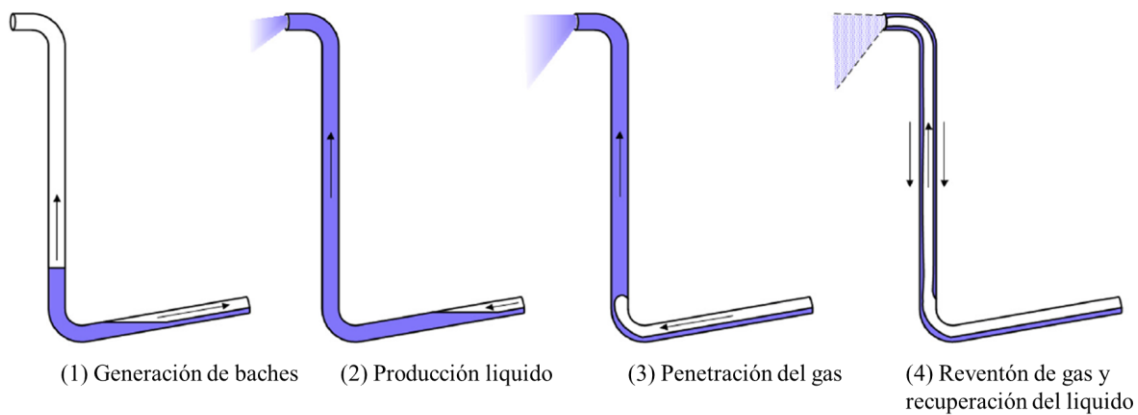


Figura 5. Etapas de slugging severo tipo SS1. Fuente: Xie et al. (2017). The influence of blackpressure on severe slugging in multiphase flow pipeline- riser systems. Chemical Engineering science 163, 68-82.

El SST aparece cuando la etapa de producción de baches es totalmente despreciable. La longitud de este fenómeno es más corta que la altura del riser. Las etapas de producción de este

modelo parten de una generación de baches luego se presenta la penetración de gas y por último el reventón de gas y recuperación de líquido. La principal diferencia entre el SST y SS1 es que la diferencia de presión sobre el riser es más pequeña para el SST.

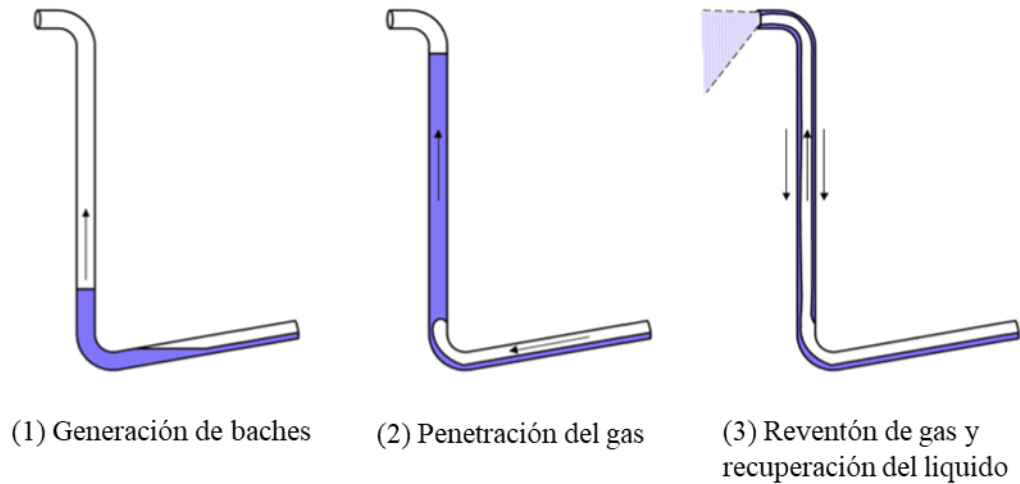


Figura 6. Etapas de slugging severo de transición. Fuente: Xie et al. (2017). The influence of blackpressure on severe slugging in multiphase flow pipeline- riser systems. Chemical Engineering science 163, 68-82.

El flujo estable (STB) se observa bajo dos condiciones de estudio: a una velocidad de gas alta y a una velocidad de líquido relativamente alta. El flujo estable tiene una amplitud de presión baja, pero una frecuencia más alta en relación con los dos modelos anteriormente nombrados. Tiene un flujo continuo de gas en la base del riser y la velocidad del líquido se caracteriza por encontrarse en flujo intermitente corto en la tubería.

El slugging severo puede ocurrir bajo las siguientes condiciones (Xie et al, 2017):

Tabla 1.

Parámetros para que el slugging severo ocurra.

Parámetro	Condición
Tipo de flujo	Debe ser estratificado en la tubería aguas arriba de la base del riser.
Tasa de crecimiento	La presión hidrostática en el riser debe ser mayor que la tasa de crecimiento de la presión en la tubería.
Aceleración de gas	El gas penetrante debe acelerarse en la columna ascendente.

Fuente: Torres y Trauwvitz (2008). Flujo multifásico en tuberías. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional autónoma de México.

2.4.3 Flujo Transición o “Churn”. Se describe como un flujo agitado, este patrón existe solo cuando el flujo es ascendente y es de una naturaleza caótica y se producen cambios desde una fase líquida continua a una fase gaseosa (Yahaya y Abdallah, 2010). Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede ser arrastrado por las burbujas, aunque, los efectos del líquido son significativos, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

2.4.4 Flujo Anular. En el flujo anular, el gas fluye a través del núcleo central de la tubería, mientras que el líquido fluye a lo largo de las paredes de la tubería como una película. El sistema se puede considerar como flujo de gas monofásico a través de un diámetro ligeramente reducido por una película de líquido (Yahaya y Abdallah, 2010).

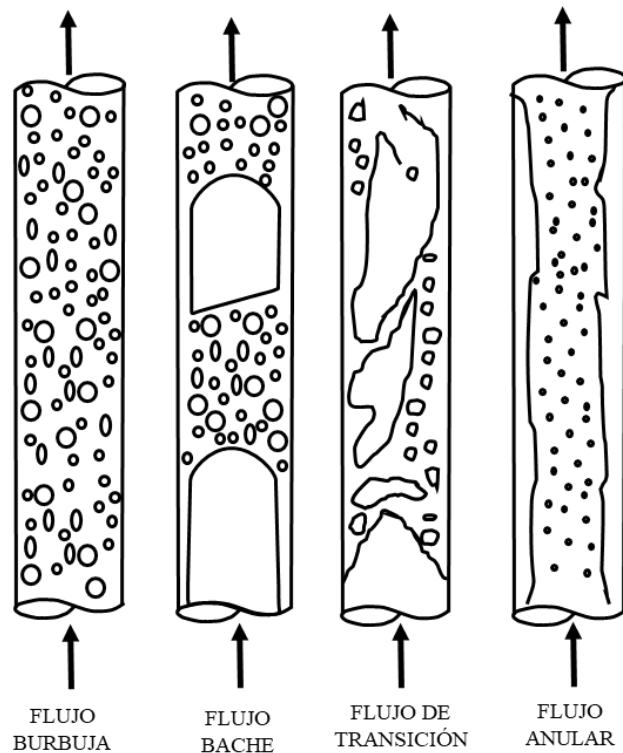


Figura 7. Predicción de caídas de presión bifásicas en tubería vertical. Fuente: J. Orkiszweski, 1967. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipe. Esso production research Co. Houston Texas.

Teniendo en cuenta la variedad de patrones de flujo que se pueden presentar según la inclinación de la tubería, se hace un poco complicado distinguirlos, en la actualidad se han desarrollado dos maneras que se describen a continuación con el fin de dar una noción de como de interpretar el patrón de flujo que lleva un fluido a través de una sección de tubería.

El cálculo de la caída de presión puede llevarse a cabo ya sea utilizando correlaciones empíricas o modelos mecanísticos. Existe un amplio conjunto de autores que se inclinan por el uso de correlaciones empíricas, como Lockhart y Martenelli (1949), Poettman y Carpenter (1952), Baxandell y Thomas (1961), Griffit, et al. (1961), Duns y Ros (1963), Fancher y Brown

(1963), Hagedorn y Brown (1964) , Orkiszewski (1967), Eaton et al (1967), Dukler et al (1969), Aziz, Govier y Fogarasi (1972), Beggs y Brill (1973), Oliemans (1976), Gregory, Aziz y Mandhane (1977), Mukherjee y Brill (1985) , Olgas 2P/3P (2006), HTFS citado por piping Hysys y Baker citado por Torres y Trauwvitz (2008). A su vez, en la literatura se encuentran un extenso grupo de investigadores que han desarrollado modelos mecanisticos para determinar el cálculo de la caída de presión como Ozon et al (1987), Barnea (1987), Hasan y Kabir (1988), Xiao et al. (1990), Tulsa, Chokshi (1994), Ansari et al (1994), Petalas y Aziz (2000) y TUFFP (2003).

Autores como Yahaya y Al Gahtani (2010) plantean que hay una constante competencia y desacuerdo entre estas dos escuelas de pensamiento: los primeros señalan que los modelos más empíricos basados en datos tienen un mejor valor práctico debido a la complejidad infinita de los fenómenos subyacentes; por el contrario, los racionalistas destacan el potencial cognitivo y predictivo de los modelos basados en mecanismos, que son capaces de generar nuevos conocimientos.

Autores como Ruiz, Márquez y Brito (2014) en su trabajo no diferencian entre correlaciones empíricas y modelos mecanisticos, como si lo hacen la mayoría de investigadores. Ellos consideran las correlaciones empíricas como modelos, lo cual puede prestarse para confusiones al momento de estudiar este tema. Hablar de correlaciones empíricas como modelos no está del todo erróneo debido a que estos también son modelos, con la diferencia de que se basan en datos empíricos, al contrario, los modelos mecanisticos se fundamentan en principios como la conservación de la masa y la energía (Yahaya y Al Gahtani, 2010).

A continuación, se presenta una definición más amplia tanto de las correlaciones empíricas como de los modelos mecanísticos, después se describirán aquellos que han sido más empleados en la industria petrolera, los cuales serán empleados para las simulaciones del presente proyecto.

2.5 Correlaciones Empíricas.

Las correlaciones empíricas son modelos que se formulan estableciendo una relación matemática basada en datos experimentales con el fin de predecir las pérdidas de presión en una tubería. La aplicación de correlaciones está limitada al rango de datos utilizados para generar la correlación, en este caso, al tratarse de un fluido multifásico, hace que las correlaciones tengan un alto rango de incertidumbre.

2.5.1 Poettman y Carpenter (1952). Abd El Moniem y El-Banbi,(2015) señalan que esta correlación fue el primer intento de derivar una correlación de flujo multifásico. El desarrollo de este método empírico se llevó a cabo utilizando la ecuación general de energía y datos de 34 pozos fluyentes de aceite y 15 con bombeo mecánico, el aceite y el gas fueron considerados para estar en una sola fase, y no se trató de determinar la correlación de colgamiento. Toda la pérdida de energía incluyendo el resbalamiento se atribuyó a un factor que introdujeron denominado factor de pérdida de energía, la cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería. Para el desarrollo de este método se asumió un flujo vertical de aceite, gas y agua como turbulento, además de no tomar en cuenta los patrones de flujo. Algunos de los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo del gradiente de presión por este método son (Tabla 2):

Tabla 2.

Parámetros de la correlación Poettman y Carpenter.

Parámetro	Rango	Unidades
Diámetro	2, 2 ½ y 3	Pulgadas
Viscosidad	<5	cp
RGL	<1500	pies ³ /bl
Caudal	> 400	Bbl/dia

Fuente: Torres y Trauwvitz (2008). Flujo multifásico en tuberías. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional autónoma de México.

La ecuación para realizar el cálculo del gradiente de presión es la siguiente:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{tot} = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \left(\frac{f W_m^2}{7.413 \times 10^{10} \rho_m * \left(\frac{d}{12}\right)^5} \right) \right] \quad Ec. 1.15$$

Donde:

W_m = Flujo másico

ρ_m =Densidad a la presión supuesta.

2.5.2 Duns y Ros (1963). El modelo de Duns y Ros fue desarrollado para flujo de dos fases en pozos verticales teniendo en cuenta los patrones de flujo en el pozo. Consideraron tres patrones de flujo: burbujas, bache y flujo de niebla. El modelo se basa en cuatro números no dimensionales: el número de velocidades del líquido y del gas (N_{LV} y N_{GV} , por sus siglas en ingles), el número de diámetro (N_D) y el número de viscosidad del líquido (N_L), ver las ecuaciones (1.16) a (1.19). Validaron el modelo con una base de datos de 4000 pruebas con 20,000 puntos de datos, con un diámetro de tubería entre 1.25 y 5.6 pulgadas y velocidades superficiales de líquido y gas de hasta 3.2 m/s y 100 m/s, respectivamente. Los fluidos utilizados fueron gas y varios tipos de aceite y agua. (Ruiz, Brito y Márquez. 2014)

$$N_{LV} = V_{SL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma * g} \right)^{\frac{1}{4}} \quad Ec. 1.16$$

$$N_{GV} = V_{SG} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma g} \right)^{\frac{1}{4}} \quad Ec. 1.17$$

$$N_D = d * \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{\frac{1}{2}} \quad Ec. 1.18$$

$$N_L = \mu_L * \left(\frac{g}{\rho_L \sigma^3} \right)^{\frac{1}{4}} \quad Ec. 1.19$$

Donde

σ = Tensión superficial (N/m)

μ_L = Viscosidad del líquido.

Una vez que se conoce el patrón de flujo en la tubería, las velocidades de los fluidos superficiales, las densidades y la retención de líquidos se calculan usando las ecuaciones adecuadas. Para el patrón de flujo slug y burbuja, la ecuación de caída de presión de fricción (1.20) es la misma, el término de elevación se calcula con la ecuación (1.21) y no se considera el término de aceleración. (Ruiz, Brito y Márquez. 2014)

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f_m \rho_L V_{SL} V_m}{2 g_c d} \quad Ec. 1.20$$

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} = S_l + (1 - S_l) \rho_g / \rho_l \quad Ec. 1.21$$

Donde:

S_l = Deslizamiento de liquido

2.5.3 Hagedorn y Brown (1964). Este método trató de determinar una correlación en la cual se incluyera prácticamente todos los rangos de flujo, un amplio rango de gas líquido, todos los tamaños de las tuberías usadas ordinariamente y los efectos de las características de los líquidos. (Torres y Trauwvitz, 2008).

Esta correlación empírica se desarrolló utilizando datos de pozos verticales de 1500 pies, se consideraron rangos de tubería de 1 a 2 ½ pulgadas de tubería, en este análisis experimental se tuvieron en cuenta cinco tipos de fluidos diferentes, entre los que estaban el agua y cuatro tipos de aceites con viscosidades que estaban en un rango de 10 a 110 cp con una temperatura de 80 °F. (Yahaya y Abdallah, 2010).

Abd El Moniem y El-Banbi ,(2015) concluye que los efectos viscosos son insignificantes para las viscosidades líquidas inferiores a 12 cp, pero deben tenerse en cuenta cuando la viscosidad del líquido es mayor que este valor. La precisión informada de esta correlación fue de alrededor del 1,2% con una desviación estándar del 10,3%.

2.5.4 Eaton Et Al (1966). La correlación propuesta por estos autores fue desarrollada a partir de data proveniente de un sistema de tubería horizontal de 2 y 4 pulgadas de diámetro y aproximadamente 1700 pies de longitud. Eaton y compañía proponen correlaciones para determinar el factor de fricción y la fracción de líquido con deslizamiento. Los parámetros tenidos en cuenta en esta correlación se describen a continuación. (Perez, Cabarcas y Santos, 2016).

La expresión general para el cálculo de la presión es:

$$\Delta Z = \frac{2g_c d}{12W_m V_m^2 f} \left[144\Delta P = \left(\frac{W_L}{\rho_L} + \frac{W_g}{\rho_g} \right) - \frac{W_L \Delta V_L^2 + W_g \Delta V_g^2}{2g_c} \right] \quad Ec. 1.22$$

Donde:

W_m =Flujo Másico

W_L = Flujo másico del liquido

W_g =Flujo másico del gas

Tabla 3.

Parámetros de la correlación de Eaton et al.

Parámetro	Rango	Unidades
Flujo de gas	0-10	MMSCFD
Flujo de liquido	50-5500	Bbl/día
Presión promedio	70-950	psig
Viscosidad del liquido	1-13,5	cp
Colgamiento de liquido	0-1	N.A

Fuente: Pérez, Cabarcas y Santos (2016). Modelamiento de un sistema no convencional de levantamiento multifásico. Revista fuentes, Volumen 14.

2.5.5 Orkiszewski (1967). Esta correlación hizo énfasis en que el colgamiento de líquido fuera derivado del fenómeno físico observado y que el gradiente de presión fuera relacionado a la distribución geométrica de la fase de líquido y gas, por lo que determinó que la densidad de la mezcla se debía obtener mediante el colgamiento, considerando en ella el resbalamiento de fases. Por otro lado, el factor de fricción se correlacionó con las propiedades del fluido en la fase continua por lo que se define que esta correlación se limita a evaluar la caída de presión en dos fases para pozos verticales.

Orkiszewski reconoce cuatro patrones de flujo y para cada uno de ellos diseño una correlación, con ello pudo determinar la velocidad de resbalamiento y la fricción para cada uno

de los patrones; los patrones son: Burbuja, Bache, Transición Bache-Niebla y Niebla. Orkiszewski consideró varios conceptos teóricos, pero obtuvo los mejores resultados apoyándose en los métodos de Duns y Ros, y Griffith y Wallis, por lo que desarrollo su método en base a estas dos correlaciones. (Torres y Trauwvitz, 2008).

Abd El Moniem y El-Banbi (2015), señalan que la precisión informada fue de alrededor del 0,8% con una desviación estándar del 10,3%. La precisión del método se verificó cuando se compararon sus valores predichos con 148 caídas de presión

2.5.6 Beggs & Brill (1973). Estudio el efecto del ángulo de inclinación de la tubería sobre la retención de líquidos y la pérdida de presión. Se diseñó y construyó un aparato experimental para medir los caudales, el gradiente de presión, el ángulo de inclinación y la retención de líquido. (Abd El Moniem y El-Banbi ,2015)

Esta correlación fue desarrollada en 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente de una prueba de arreglo a pequeña escala, La prueba consistió en una sección de tubería de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y de 90 pies de longitud, la tubería tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical; los fluidos utilizados fueron aire y agua, entre los parámetros estudiados y los rangos de variación se encuentran los siguientes (Torres y Trauwvitz, 2008):

Tabla 4.

Parámetros para la aplicación de Beggs y Brill.

Parámetro	Rango	Unidades
Flujo de gas	0-300	Mpies ³ /día
Flujo de liquido	0-30	gal/min
Presión promedio del sistema	35-95	psia
Hold up liquido	0-0,870	N/A
Gradiente de presión	0-0,8	psi/pie
Angulo de inclinación	-90 a + 90	Grados

Fuente: Pérez, Cabarcas y Santos (2016). Modelamiento de un sistema no convencional de levantamiento multifásico. Revista fuentes, Volumen 14.

Para cada diámetro de la tubería variaban los flujos de gas y de líquido, por lo que se lograron observar todos los patrones de flujo, las variables que afectaban el gradiente de presión del fluido multifásico para esta prueba experimental fueron el colgamiento y el ángulo de inclinación, por lo que se evaluó cuidadosamente cada parámetro; el diseño experimental para poder determinar el gradiente de presión está dado por la siguiente ecuación. (Torres y Trauwvitz, 2008):

$$\frac{\Delta p}{\Delta Z} = \frac{\left[\frac{g}{g_c} * \rho_m * \text{sen } \theta + \frac{f W_m 12}{2 g_c d} \right]}{144 \left[1 - \frac{\rho_m V_m V_{sg}}{g_c p 144} \right]} \quad \text{Ec. 1.23}$$

Donde:

$\text{sen } \theta = 0$ para fluido horizontal

Abd El Moniem y El-Banbi ,2015 concluyen que la precisión informada de la correlación fue de alrededor de 1.11% con una desviación estándar de 9.3%

Se han descrito algunas de las correlaciones empíricas más importantes las cuales pueden ser caracterizadas de la siguiente forma:

Tabla 5.

Resumen de correlaciones empíricas usadas en este estudio

Correlación Empírica	Año	Flujo de aplicación	Hold up	Patrón de flujo
Poettman & Carpenter	1952	Vertical	No	No
Duns y Ros.	1963	Vertical	Si	Si
Hagerdon & Brown.	1964	Vertical	Si	No
Eaton et al.	1966	Vertical Horizontal	Si	Si
Orkiszewski.	1967	Vertical	Si	Si
Beggs & Brill.	1973	Horizontal e inclinadas	Si	Si

Fuente: Modificada Piping Equipment- Hysys.

2.6 Modelos Mecanísticos.

La tecnología del flujo multifásico fue tomando importancia y se llegó a la conclusión de que requeriría de un análisis combinado de los aspectos teóricos y experimentales, para lograr un mejor entendimiento de los mecanismos dinámicos complejos existentes en el flujo multifásico, dando así la pauta al desarrollo de los modelos mecanísticos. (Torres y Trauwvitz, 2008).

Los modelos mecanísticos se basan en un enfoque fenomenológico que tiene en cuenta los principios básicos de conservación de la masa y la energía. El logro más importante de los modelos mecanísticos fue que después de la determinación de régimen de flujo, también se desarrollaron modelos separados para predecir las características hidráulicas verticales del pozo, como la caída de presión, retención de líquido y perfil de temperatura (Yahaya y Abdallah, 2010).

2.6.1 Modelo Mecanístico de Govier, Aziz y Fogarasi (1976). Este modelo fue diseñado para calcular la pérdida de presión, retención y régimen de flujo. Fue desarrollado luego de un estudio de caída de presión en pozos productores de gas y condensado, se analizaron a detalle 102 pozos con relaciones de gas líquido de 3900 a 1170000 pies cúbicos por barril. (Ruiz, Brito y Márquez, 2014)

Los autores desarrollaron su propio mapa de patrones de flujo para identificar cuatro regímenes de flujo: burbuja, slug, niebla y zona de transición. Govier y Aziz dan la ecuación de energía mecánica para el flujo vertical de una mezcla de una o varias fases escrita para un pequeño cambio de elevación, de la siguiente manera:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{VdV}{\alpha gc} + \frac{g}{g_c} dz + \frac{2fV^2 dZ}{gcD} = 0 \quad \text{Ec. 1.24}$$

Donde:

α = Termino de corrección

Después de la estimación del régimen de flujo, el modelo correspondiente se usa para calcular el retraso del líquido y las pérdidas de presión por fricción. Govier y Aziz desarrollaron ecuaciones para la estimación de la caída de presión en Slug y en el flujo de burbujas. (Ruiz, Brito y Márquez, 2014).

2.6.2 Modelo Mecanístico de Xiao et al. (1990). Es un modelo mecanístico para el flujo bifásico gas-líquido en tuberías horizontales y casi horizontales. El modelo tiene la capacidad de predecir primero el patrón de flujo existente y luego detectar las características de flujo, principalmente retención de líquido y caída de presión, para los patrones de flujo burbuja estratificado, intermitente, anular o disperso. (Xiao et al, 1990).

El modelo es validado con bases de datos de tuberías horizontales, incluyendo datos de grandes diámetros de campo, seleccionado de la base de datos A.G.A. para flujo multifásico y datos de laboratorio publicados en la literatura. Los datos incluyen tanto aceite negro como fluidos composicionales.

El modelo mecanísticos se ha comparado con la base de datos y también se ha comparado con el rendimiento de algunas correlaciones utilizadas para el flujo bifásico en tuberías como Beggs y Brill, Mukherjee y Brill , Dukler y Dukler- Eaton.. La evaluación de este método basado en las caídas de presión, demuestra que el rendimiento general del modelo Xiao et al propuesto es

mejor que el de cualquiera de las correlaciones, con el mínimo porcentaje de error absoluto y la menor desviación estándar.

2.6.3 Modelo Mecanístico de Ansari et al (1994). En este modelo se evalúa la predicción de patrones de flujo y características de flujo tales como hold up y caída de presión. El modelo se evalúa utilizando una base de datos compuesta por 1.712 casos de pozos que cubren una amplia variedad de datos de campo, fue desarrollado como parte del programa de investigación de Fluid Flow Projects (TUFP) de la universidad de Tulsa. Este modelo mecanicista se desarrolló para flujo ascendente de dos fases y predice la existencia de cuatro patrones de flujo, a saber; flujo burbuja, flujo slug, flujo de rotación y flujo anular.

En el estudio realizado por Ansari et al (1994). Compara 6 correlaciones y un modelo mecanístico en parámetros estadísticos. Los cuales se presentan a continuación.

Hagedorn y Brown, Duns y Ros, Orkiszewski con la corrección de Triggia, Beggs y Brill con la corrección de Palmer, Mukherjee y Brill, Aziz et al y Hasan and Kabir como modelo mecanístico.

Ansari et al (1994), concluye en su investigación que el modelo desarrollado por él, presenta un rendimiento general superior al compararse con los demás métodos propuestos en la literatura. Así mismo el trabajo de Ruiz, Brito y Márquez (2014) soportan lo dicho por Ansari et al ya que en su estudio la mejor predicción del patrón de flujo fue hecha por Beggs y Brill y Ansari con un 43% y 40% de éxito, respectivamente.

Abd El Moniem y El-Banbi (2015), señalan que la precisión informada por su estudio fue de alrededor del 12.1% de error absoluto promedio con un 17.1% de desviación estándar.

2.6.4 Modelo Mecánico de Chokshi Et Al (1996). Desarrollaron un modelo mecánico que considera tres patrones de flujo: burbuja, slug y flujo anular, utiliza un enfoque de modelado de flujo de deriva para la transición de burbuja a slug. Los datos medidos se obtuvieron de 324 pruebas de caudales muy variables. Las predicciones de caída de presión del modelo se compararon con ocho correlaciones / modelos mecánicos usando datos medidos y un banco de datos independiente de 1712 conjuntos de datos. (Yahaya y Abdallah, 2010).

2.6.5 Modelo Mecánico TUFFP (2003). El modelo unificado de TUFFP es un modelo mecánico para predecir patrones de flujo en transición, gradientes de presión, “hold up” de líquido y características de flujo “slug” en tubería de gas- líquido. El modelo fue validado para todos los ángulos de inclinación desde 290 a 90° desde la horizontal. Este modelo unificado fue desarrollado por Zhang et al (2003).

El concepto del principio fundamental es la condición de las acciones del flujo “slug”, para los límites de transición con los otros patrones de flujo. Los patrones de transición desde flujo “slug” a flujo estratificado y/o anular son predicho utilizando la solución de la ecuación de momento para flujo “slug”. La zona total de la película es tratada como el volumen de control y el intercambio de momento entre el cuerpo de “slug”, y la zona de la película es introducida dentro de la ecuación combinada de momento. Este acercamiento difiere de los métodos tradicionales al usar por separado los modelos mecánicos y correlaciones para cada transición. El beneficio de un simple modelo hidrodinámico es que los patrones de flujo en transición, características de slug, hold up de líquido y gradiente de presión son implícitamente relacionados.

Las relaciones de cierre en el modelo se basan en programas centrados en la investigación experimental de Tulsa y en otros lugares. Con nuevas mejoras, el modelo unificado es actualizado y validado.

2.6.6 Modelo Mecánico OLGAS (2006). Es un modelo mecánico para flujo estacionario. Este modelo es capaz de predecir la caída de presión en las tuberías, retención de líquido y patrón de flujo para cada sección de tubería. El modelo considera ecuaciones de continuidad e impulso para cada fase. Se supone que la composición de la mezcla total es constante con el tiempo a lo largo de la tubería, mientras que la composición del gas y el líquido cambia con la presión y la temperatura debido a la transferencia de masa en la interfase. Como algunas correlaciones utilizadas en el modelo dependen del patrón de flujo en la tubería, esto debe determinarse como primer paso. OLGAS considera cuatro patrones de flujo: estratificado, anular, burbuja y slug. (Ruiz, Brito y Márquez, 2014).

2.6.7 Modelo Mecánico Tulsa. El modelo de Tulsa es modelo mecánico exhaustivo formulado para predecir patrones de flujo, caída de presión y “hold up” de líquido en flujo vertical ascendente para flujo de dos fases. El modelo identifica cinco patrones de flujo: burbuja, burbujas dispersas, tapón, “churn” y anular. Los modelos usados para la predicción de patrón de flujo son: Ansari et al. (1994) para flujos de burbujas dispersas y anular; Chokshi (1994) para flujo burbuja y un nuevo modelo para flujo “churn”. (Piping Equipment- Hysys).

Modelos hidrodinámicos separados para cada patrón de flujo son usados. Un nuevo modelo hidrodinámico es propuesto para flujo churn y una versión modificada del modelo de Chokshi

para flujo tapón. Los modelos de Chokshi y Ansari et al. Son adoptados para flujo burbuja y anular respectivamente.

El modelo ha sido evaluado utilizando una base de datos de 2052 pozos de Tulsa University Fluid Flow Project, convergiendo en un amplio rango de datos. El modelo ha sido comparado con los métodos de Ansari et al. (1994), Chokshi (1994), Hasan & Kabir (1994), Aziz et al. (1972) y Hagerdon & Brown (1964), y se afirma que dieron resultados superiores.

3. Marco normativo relacionado el tendido de estructuras en el lecho marino

A lo largo de la historia, la industria del petróleo ha ampliado su campo de operaciones y ha tenido que extenderse y adaptarse a ambientes con algunas condiciones especiales. Con el inicio de la industria offshore en el año 1891 se empiezan a gestar las primeras ideas para poder llevar a cabo operaciones de perforación, producción y transporte de los hidrocarburos. Teniendo en cuenta que todas las operaciones para el desarrollo de esta industria se llevan a cabo sobre el lecho marino es importante destacar las características que se encuentran en tal ambiente.

Para el desarrollo de operaciones relacionadas a los hidrocarburos en el lecho marino hay que tener en cuenta las características ecológicas y de relieve que éste pueda presentar. Es importante tener en cuenta que para llevar a cabo cada una de las operaciones, se deben diseñar estrategias que sean amigables con el medio ambiente, esto con el fin de preservar la fauna y la flora presentes en él.

Es común que, en la mayoría de los espacios submarinos escogidos estratégicamente como prospectos para el desarrollo de la industria offshore, se encuentre una gran biodiversidad. Anteriormente las actividades como anclajes, sistemas de tuberías, asentamientos de plataformas, entre otras, relacionadas con hidrocarburos costa afuera eran llevadas a cabo sin ningún tipo de protección para los ecosistemas marinos por lo que se causaban algunos daños, generando gran afectación en la fauna y flora que yace en estas zonas.



Figura 8. Evidencia de un coral afectado en actividades de arrastre relacionadas a la industria de los hidrocarburos. Fuente. Isabelle M Cote, Jhon D. Reynolds. (2006). Cambridge University Press. Zoological Society of London. Coral Reef Conservation.

Cualquier instalación artificial que se introduzca en áreas de la zona costera interrumpirá inevitablemente los procesos naturales en curso y podría dar lugar a complicaciones involuntarias. Por ejemplo, si una tubería se coloca sobre el lecho marino en un lugar en donde

se produce progradación o acreción, la tubería obstruirá el régimen natural de transporte de sedimentos y podría dar lugar a la formación rápida de dunas o bancos de arena que causarán alteraciones a las condiciones ambientales cercanas a la costa. (Natural Resources Conservation Authority, 2018)

Por ende, algunas naciones se han reunido con el propósito de mitigar los daños y afectaciones generadas por actividades de hidrocarburos costa afuera, promoviendo acuerdos direccionados a la protección de aguas internacionales y su lecho marino.

3.1 Medidas para la protección del medio marino por labores de la industria mar adentro.

Las regulaciones en materia de prevención y protección del medio marino fueron ampliamente desarrolladas en la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, conocida como CONVEMAR, y considerada como la “constitución de los océanos” (Lares, 2017).

Según la CONVEMAR, los Estados deberán cooperar en el plano mundial o regional, directamente o por conducto de las organizaciones internacionales competentes, para la formulación y elaboración de reglas y estándares, así como de prácticas y procedimientos recomendados para la protección del medio marino, teniendo en cuenta las características propias de cada región (art. 197) (Lares, 2017).

En el caso de las actividades de la industria mar adentro, el Estado ribereño está en la obligación de dictar leyes y reglamentos para prevenir, reducir y controlar la contaminación resultante de las actividades relativas a los fondos marinos, los cuales no pueden ser menos eficaces que las reglas, estándares, prácticas y procedimientos recomendados de carácter internacional, atendiendo a las llamadas “normas de referencia” incluidas en la CONVEMAR.

Adicionalmente, el Estado ribereño tiene el derecho exclusivo de construir, autorizar y reglamentar la construcción, operación y utilización de islas artificiales, así como de instalaciones y estructuras para realizar actividades en el lecho y el subsuelo del mar (art. 56) (Lares, 2017).

Así mismo, existen convenios regionales que contienen normas sobre la responsabilidad civil e indemnización por daños ocasionados por actividades de exploración y explotación de los fondos marinos sujetos a la jurisdicción nacional (Lares, 2017)

3.1.1 Convenio sobre la protección del medio marino de la zona del Mar Báltico (1974). La comisión encargada de liderar este convenio se encuentra en Helsinki y vela por la preservación de los ecosistemas marinos que se encuentran en la zona concerniente al mar Báltico. (Barberan, 1974).

Artículo 10. Exploración y explotación de los fondos marinos y su subsuelo. Se define que, cada parte contratante deberá adoptar todas las medidas oportunas a fin de prevenir la contaminación del medio marino de la Zona del mar Báltico que resulte de la exploración o la explotación de los fondos marinos. Velará también por que se tenga a mano el equipo apropiado para poner coto inmediatamente a la contaminación en esa zona (Barberan, 1974).

Artículo 11. Cooperación en la lucha contra la contaminación marina. Se establece que las partes contratantes deberán adoptar medidas de cooperación entre sí, con miras a eliminar o reducir al mínimo la contaminación de la Zona del mar Báltico por el petróleo u otras sustancias nocivas (Barberan, 1974).

3.1.2 Convenio de Barcelona. En 1975, dieciséis países mediterráneos y la CEE (Comunidad Económica Europea) adoptaron el Plan de Acción para la protección y el desarrollo de la cuenca del Mediterráneo (PAM), el primer acuerdo regional bajo los auspicios del Programa de Naciones Unidas para el Medioambiente (PNUMA) (Convenio de Barcelona, 2011).

Uno de los protocolos trata sobre la prevención de la contaminación en situaciones de emergencia causadas por hidrocarburos y otras sustancias perjudiciales. Así mismo como el protocolo encargado de delimitar áreas ecológicamente protegidas, denominado (ZEPIM) y el protocolo para la protección del mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y el fondo del mar y su subsuelo, denominado (Protocolo Offshore) aprobado en 1994 y, en 2011, luego del accidente del Deepwater Horizon, la Unión Europea decidió adherirse al Protocolo Offshore, haciendo posible su entrada en vigor en donde se establece:

Artículo 15. Protocolo offshore. En el punto 3 se expone que la autoridad competente exigirá un certificado de seguridad e idoneidad para el objetivo. Dicho certificado deberá ser expedido por un organismo reconocido que se presentará en relación con plataformas de producción, unidades móviles de perforación mar adentro, instalaciones de almacenamiento en alta mar, sistemas de carga, tuberías y demás instalaciones que pueda especificar la parte contratante. (Convenio de Barcelona: Protocolo Offshore, 2011).

Anexo V. protocolo Offshore. En la sección B, parte E, se establece que, en caso de perforación, producción y desarrollo, se debe emprender un programa de muestreo y análisis de los fondos marinos relacionados a la zona de contaminación. (Convenio de Barcelona: Protocolo Offshore, 2011).

En la actualidad son 22 naciones las pertenecientes a este acuerdo, en el cual se estipulan como obligaciones el tomar medidas apropiadas, individual o conjuntamente, para prevenir, reducir, combatir y, en la medida de lo posible, eliminar la contaminación en la zona del mar Mediterráneo y proteger y mejorar el medio ambiente marino, así como contribuir a su desarrollo sostenible. (Convenio de Barcelona, 2011).

3.1.3 Convenio de Cartagena. Se trata de un acuerdo que busca prevenir, reducir y controlar la contaminación proveniente de descargas de buques, el vertimiento de desechos desde buques, aeronaves o estructurales artificiales en el mar, la evacuación de desechos en las zonas costeras o las descargas provenientes de los ríos, estuarios, establecimientos costeros o instalaciones de desagüe, la explotación de los fondos marinos y de su subsuelo, y las descargas en la atmósfera en la región del Gran Caribe (Lares, 2017).

El convenio de Cartagena tiene efecto sobre la Región del Gran Caribe, que comprende el medio marino del Golfo de México, el Mar Caribe y las zonas adyacentes del océano atlántico. El comité encargado de velar por el cumplimiento del convenio está en la facultad de coordinar la ejecución de actividades de cooperación para proteger las zonas de interés (Convenio de Cartagena, 1983). Este convenio encargó al PNUMA las funciones de secretaría; y para ello fue establecida la Unidad de Coordinación Regional para el Caribe (UCR/CAR) en Kingston, Jamaica (Lares, 2017).

Artículo 8. Contaminación resultante de actividades relativas a los fondos marinos. Las partes contratantes adoptarán todas las medidas adecuadas para prevenir, reducir y controlar la contaminación de la zona de aplicación del convenio resultante directa o indirectamente de la

exploración y explotación de los fondos marinos y de su subsuelo (Convenio de Cartagena, 1983).

Artículo 10. Zonas especialmente protegidas. Las partes contratantes adoptarán, individual o conjuntamente, todas las medidas adecuadas para proteger y preservar en la zona de aplicación del convenio los ecosistemas raros y vulnerables, así como el hábitat de las especies diezmadas, amenazadas o en peligro de extinción. Con este objeto las partes contratantes procurarán establecer zonas protegidas, el establecimiento de estas zonas no afectará a los derechos de otras partes contratantes o de terceros estados (Convenio de Cartagena, 1983).

Artículo 12. Evaluación del impacto ambiental. Primero: En el marco de sus políticas de ordenación del medio, las partes contratantes se comprometen a elaborar directrices técnicas y de otra índole que sirvan de ayuda en la planificación de sus proyectos de desarrollo. De manera que se prevenga o minimice su impacto nocivo en la zona de aplicación del convenio (Convenio de Cartagena, 1983).

Segundo: Cuando una parte contratante tenga conocimiento de casos en que la zona de aplicación del convenio se halle en peligro inminente de sufrir daños por contaminación, o los haya sufrido ya, lo notificará inmediatamente a los otros estados que, a su juicio, puedan salir afectados por dicha contaminación, así como a las organizaciones internacionales competentes. (Convenio de Cartagena, 1983).

3.2 Lineamientos para la planificación y construcción de tuberías submarinas.

Con el fin de proteger de forma más específica el medio marino en el que se encuentra instaurada una tubería o una herramienta relacionada a procesos de explotación de hidrocarburos costa afuera, algunos países han designado organismos internos, encargados de diseñar directrices de construcción, monitoreo y mantenimiento encargadas de proteger estratégicamente los ecosistemas marinos más vulnerables que se encuentran en el lecho marino dentro de sus límites nacionales.

Jamaica, uno de los países que más demuestra interés por defender cada uno de sus ecosistemas, mediante la legislación de 1991 otorgó a la NRCA (Natural Resources Conservation Authority) la facultad de administrar y proteger los recursos naturales del país e instituir procedimientos adecuados de autorización y concesión de licencias diseñadas para garantizar que se preste la debida consideración a la conservación y protección ambiental a lo largo de las etapas de planificación e implementación de proyectos de desarrollo ya que como muchos otros países en desarrollo, la calidad de los recursos naturales de algunas zonas costeras se está degradando cada vez más debido a la alta presión demográfica y los efectos de la industria de los hidrocarburos (Natural Resources Conservation Authority, 2018).

Por otra parte, La NEPA (National Environmental and Planning Agency) postula en su plataforma virtual las directrices dadas por la NRCA sobre los permisos y aspectos de ingeniería de proyectos que involucran la presencia de tuberías en la zona costera, una guía que pretende eliminar o mitigar los impactos potencialmente dañinos que la instalación y operación de dichos elementos tiene sobre el ambiente marino.

La NRCA plantea algunos lineamientos en relación con la planificación preliminar para la instalación de tuberías en la zona costera a partir de estudios preliminares que permitan identificar posibles rutas para la tubería. El propósito fundamental es desarrollar bases claras para juicios comparativos y evaluaciones, que conduzcan a la selección de un sitio o ruta preferida que sea técnica, económica y ambientalmente factible (Natural Resources Conservation Authority, 2018).

La selección de una ruta para un oleoducto o gasoducto a menudo viene dictada, en cierta medida, por factores como topografía costera y a la configuración del litoral. Sin embargo, el objetivo principal en la selección de la ruta es evitar obstáculos y encontrar la ruta más suave a la profundidad de agua deseada, manteniendo un recorrido lo más recto posible (Natural Resources Conservation Authority, 2018).

Tabla 6.

Lineamientos generales para la selección del sitio y la evaluación de rutas para la instalación de tuberías costa afuera.

Lineamientos por área para tendido de líneas de flujo submarinas	
Alineación de ruta	<ul style="list-style-type: none"> • Elegir rutas que tengan el menor impacto negativo sobre hábitats críticos o áreas de desove; rutas de migración; vegetación acuática; especies amenazadas, raras o en peligro de extinción. • Evitar pasar a través de los arrecifes de coral. • Evitar pasar por parques marinos existentes o propuestos, sitios de buceo o playas de baño. • Evitar pasar por lugares de interés arqueológico, histórico, cultural o paleontológico.
Estabilidad de la costa	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar lugares donde la costa este sufriendo erosión, acreción, progradación. (donde quiera que las líneas de la costa sean inestables, las tuberías enterradas podrán quedar expuestos o sobrecargarse más de lo previsto, lo que provocaría interrupciones).

Sismicidad	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar sitios que estén cerca de fallas geológicas activas conocidas.
Batimetría	<ul style="list-style-type: none"> • Los fondos marinos inclinados y con pendiente pronunciada pueden dar lugar a problemas de integridad y estabilidad para las tuberías. Se recomienda tener preferencia hacia zonas de menor inclinación.
Suelos del fondo del mar	<ul style="list-style-type: none"> • Con el fin de determinar si es técnica y económicamente factible enterrar tramos de tubería, es importante analizar aspectos como: la naturaleza de los suelos existentes del fondo marino, el origen de depósitos superficiales, profundidad del lecho de la roca, saber si hay dificultades del material para acciones de enterramiento de tuberías.

Fuente. Adaptado de Guidelines for the construction, maintenance and monitoring of underwater pipelines & cables in the coastal zone, Natural Resources Conservation Authority, Nepa, 2018, recuperado de <http://nepa.gov.jm/publications/guidelines/Underwater%20Cables%20&%20Pipelines/Undersea%20Cables%20and%20Pipelines%20-%20part%201.html>

Después de evaluar las posibles rutas para el tendido de la tubería, se deben comparar los posibles impactos en los ambientes biológicos, físicos y culturales durante la construcción y durante la operación. También es posible evaluar rutas alternativas sobre la base de minimizar o eliminar los impactos potenciales mediante el uso de técnicas de mitigación aceptables; el nivel de impacto depende principalmente de factores como:

- Tipo y tamaño de tubería, ya sea enterrada o colocada sobre el lecho marino, así como tipos de plantas, equipos y técnicas de instalación utilizadas.
- Daño o destrucción de recursos pesqueros, pastos marinos, coral o manglares.
- Desplazamiento temporal o permanente de usuarios del sitio.
- Ruido y congestión por actividades del sitio.

Para iniciar el proceso de planificación, es importante acudir a diferentes fuentes de información especializadas en cada paso que conlleva realizar este proceso. Entre algunas de las fuentes de información destacadas para poder llevar a cabo la planificación de un proyecto se requiere acudir a mapas topográficos, cartas hidrográficas, mapas geológicos, mapas de riesgo de terremotos o huracanes, datos de sísmica, datos meteorológicos, mapas de recursos hídricos subterráneos entre otros recursos (Natural Resources Conservation Authority, 2018).

3.3 Medidas de mitigación y fuentes de información para impactos relacionados al tendido de tuberías.

Tabla 7.

Medidas de mitigación de los efectos ambientales negativos que posiblemente pueden ocurrir durante la instalación de tuberías.

Impacto negativo	Actividad de mitigación
La ubicación del proyecto puede afectar hábitats sensibles y valiosos recursos pesqueros o de otra manera degradar significativamente la calidad ambiental.	Realizar un análisis de detección de los alrededores del sitio y de la ecología, seleccionar un área que no esté adyacente al hábitat sensible para no desplazar valiosos recursos pesqueros.
Eliminación involuntaria o perturbación de flora o fauna preciosas en áreas donde son indígenas.	Hacer que los buceadores verifiquen a lo largo de la ruta propuesta la presencia de cualquier especie rara, amenazada o en peligro de extinción

<p>Aumento de la turbidez a corto plazo debido a la excavación y el relleno durante el entierro de tuberías / cables</p>	<p>Reducir la turbidez mediante el uso eficiente de métodos de zanjeo menos intrusivos (por ejemplo, perforación de empuje, perforación direccional) y la programación de excavación de zanjas para que coincida con los períodos de flujo de corriente baja.</p>
<p>Cubrimiento de especies bentónicas valiosas (por ejemplo, mejillones, almejas) por sedimento.</p>	<p>Monitorear la turbidez y mantener las concentraciones de sedimentos dentro de los límites tolerables (a ser acordado con el organismo de control pertinente).</p>
<p>Interferencia de la planta de construcción flotante con otro tráfico marítimo.</p>	<p>Prepare un programa por adelantado para coordinar y reducir la interferencia con otros usuarios de vías navegables.</p>

Fuente. Adaptado de Guidelines for the construction, maintenance and monitoring of underwater pipelines & cables in the coastal zone, Natural Resources Conservation Authority, Nepa, 2018, recuperado de <http://nepa.gov.jm/publications/guidelines/Underwater%20Cables%20&%20Pipelines/Undersea%20m0cables%20and%20pipelines%20-%20part%202.html>

3.4 Generalidades de las normativas en Colombia.

Desde 1973 con el descubrimiento de Ballena y 1976 con Chuchupa la industria colombiana se ha visto seducida hacia la exploración en busca de hidrocarburos a lo largo de su territorio oceánico, teniendo algunos resultados favorables como lo son Kronos, Purple Angel, Orca y Gorgón.

Para que el progreso de este tipo de proyectos sea notable, es necesario un gran despliegue en lo que corresponde a tecnología y logística, además, maniobras de instalación y operación que se llevan a cabo directamente en el territorio marítimo, por lo que es indispensable analizar el

impacto que puede tener el desarrollo de este tipo de proyectos sobre los ecosistemas que se encuentran en el lecho marino.

Colombia cuenta con una posición privilegiada con jurisdicción y soberanía sobre dos océanos que constituyen un área marina que ocupa aproximadamente el 50% de su territorio, siendo hogar de ecosistemas marino-costeros de los cuales dependen importantes actividades económicas para el país y especialmente de 13 de sus departamentos costeros (INVEMAR, 2008).

Tabla 8.

Ecosistemas marinos más importantes en el territorio marítimo colombiano.

Ecosistema marino	Localización
Arrecifes de coral.	Caribe oceánico y continental, costa pacífica.
Manglares y bosques de transición.	El 77% en el pacífico y el restante 33% en el Caribe.
Praderas y pastos marinos.	Caribe colombiano
Fondos sedimentarios.	Extensión estimada de 889.400 km ² en el caribe y pacífico colombiano.

Fuente. Adaptado de informe del estado de ambientes marinos y costeros en Colombia año 2000, Invemar, Steer et al, (1997), recuperado de http://www.invemar.org.co/redcostera1/invemar/docs/EAMC_2000/INVEMAR_INF_EAMC_2000_02.pdf

La Política Nacional para el Desarrollo Sostenible de los Espacios Oceánicos y las Zonas Costeras e Insulares de Colombia (PNAOCI) reconoce principalmente los ecosistemas anteriormente nombrados en la Tabla 8. Los bienes y servicios que ofrecen estos ecosistemas representan activos estratégicos de gran importancia, no solo para los países ribereños sino para

el mundo ya que hoy en día, más de la mitad de la población y las más grandes e importantes industrias están concentradas en las zonas costeras. (Lemay, 1998).

Los mares en Colombia empiezan a mostrar posibilidades concretas para ampliar la exploración de crudo. Y es que los bloques costa afuera se han convertido en una de las grandes apuestas de la industria y el Gobierno Nacional para ampliar el volumen de reservas de hidrocarburos (Dirección General Marítima, 2014). Se busca que la exploración costa fuera sea considerada política de estado, teniendo en cuenta la prospectiva de recursos hidrocarburíferos identificada en las áreas marinas de los actuales bloques de exploración, 14 bloques costa afuera Pacífico, 37 bloques costa afuera Caribe. Tres empresas internacionales han realizado oferta de exploración que implica la realización de 20 mil kilómetros de sísmica 3D, que equivale a 32 mil kilómetros de sísmica 2D (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014).

En el país hay contratos de evaluación técnica en cinco bloques ubicados en las cuencas Colombia y Guajira offshore; 13 contratos de exploración y producción en esas mismas cuencas, así como en la de Sinú y Tumaco offshore. Pero en la Ronda 2014 se sumaron cinco nuevas cuencas: cuatro en aguas ultra profundas del mar Caribe y una en la cuenca Sinú offshore (Portafolio Revista Económica, 2014).

3.4.1 Principales sentencias para la protección de ecosistemas marino-costeros. La agenda XXI Cumbre de Río en su capítulo 17 introduce por primera vez en la agenda internacional la preocupación por el agotamiento de los recursos vivos de alta mar.

Posteriormente y en la misma línea temática de protección de ecosistemas marinos, la convención del Convenio de Diversidad Biológica (CDB, 1992) emite el mandato de Yakarta, que determina la prioridad de implementar el Programa de Acción sobre Biodiversidad Marina y Costera, identificando en Manejo Integrado de Zonas Costeras (MIZC) como principal estrategia de acción para lograr el uso sostenible de los recursos costeros y marinos y en 2001 se formula en Colombia la PNAOCI.

Tabla 9.

Sentencias destacadas para la protección jurisprudencial aplicable a ecosistemas marino-costeros en Colombia.

Sentencia	Tema	Síntesis doctrinal
C 123 de 2014	CODIGO DE MINAS - Zonas reservadas, excluidas y restringidas/proceso de autorización de actividades mineras	Acuerdo con las autoridades territoriales de la zona sobre las medidas necesarias de protección ambiental / EXPLORACION Y EXPLOTACION MINERA-Acuerdo con las entidades territoriales para la protección del medio ambiente sano.
T 574 de 1996	DAÑO ECOLÓGICO MARÍTIMO – vertimiento de petróleo / comunidad negra - protección oficio de pesca	La contaminación y degradación de recursos naturales afectan el medio ambiente. Particular incidencia tiene el efecto degradante en las aguas marítimas porque no solo afecta el sitio donde se produce el daño, sino que además tiene efectos expansivos incalculables.

Fuente. Adaptado de Afectación y protección de ecosistemas marino-costeros en Colombia, Díaz, M., (2015), Revista *Verbum*, 10(10),95-116.

3.4.2 Instrumentos normativos para la protección de ecosistemas marino-costeros. Tomando como punto de partida el Código de Recursos Naturales Renovables de 1974, considerando la primera regulación sistémica del sector ambiental en Colombia, se revisan las normas, que, sin agotar el total existente, se cree, son las más relevantes para la temática abordada (Díaz, 2015).

Tabla 10.

Instrumentos normativos para protección de ecosistemas marino-costeros en Colombia.

Estatuto	Síntesis
Decreto Ley 2811 de 1974	Indica como uno de sus postulados, asegurar la conservación, el fomento y aprovechamiento racional de los recursos hidrobiológicos y del medio acuático.
Ley 17 de 1981. Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES)	Incluye en su anexo 1 como especies amenazadas algunas familias de corales indicando medidas de limitación a su comercio y explotación.
Ley 32 de 1975 delimitación de Áreas Marinas y Submarinas y Cooperación Marítima entre Colombia y Ecuador	Delimita para conservar y administrar los recursos naturales vivos y no vivos del lecho y subsuelo del mar y de las aguas adyacentes.
Ley 10 de 1978 sobre el mar territorial, zona económica exclusiva, y plataforma continental.	Delimita la zona económica exclusiva.
Ley 164 de 1994 aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático	Ordenación integrada de las zonas marinas reconociendo el MIZC (1) como proceso valido a seguir en ellas.
Ley 165 de 1994 aprobatoria Convención de Biodiversidad Biológica	Insta a las partes al establecimiento y/o fortalecimiento de sistemas regionales y nacionales de áreas marinas y costeras protegidas.
Ley 55 de 1989 aprobatoria del Tratado de responsabilidad civil por daños causados por contaminación de aguas del mar por hidrocarburos	Proceden sanciones pecuniarias y restricciones.

Decreto ley 2811 de 1974. Código nacional de los recursos naturales	Exigencia de permiso para explotación y exploración, en o cualquier actividad que pueda causar contaminación o depredación del ambiente marino. Regulación de concesión minera. Causes, playas y lechos, por extensión de manglares.
Ley 165 de 1994. Convenio sobre Biodiversidad Biológica (CBD)	Vía de investigación / sistemas de información Humedales (incluye los marino-costeros y sus ecosistemas asociados lagunas, pastos, fondos, corales)
Ley 141 de 1994. Vía de asignación de recursos	Fondo Nacional de Regalías arrecifes de coral y ecosistemas acuáticos, estuarios, deltas y lagunas costeras.

Fuente. Adaptado de Afectación y protección de ecosistemas marino-costeros en Colombia, Díaz, M., (2015), Revista *Verbum*, 10(10),95-116.

Como primer antecedente en el Convenio sobre la Diversidad Biológica en su reunión de 1992, consagró como prioridad la elaboración de directrices para la selección, establecimiento y ordenación de áreas protegidas o áreas donde haya que tomar medidas especiales para conservar la diversidad biológica (Convenio de Diversidad Biológica, 1992).

El Plan de Acción de la PNAOCI 2002-2004, emitido a través del Documento CONPES 3164 (Consejo Nacional de Política Económica y Social), avanza en el cumplimiento de dicha obligación del país, a través de la formación de la meta consistente en el establecimiento de un Subsistema de Áreas Marinas Protegidas (SAMP), como parte del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP) compuesto por áreas marino-costeras de particular importancia ecológica y socioeconómica.

Existen áreas protegidas continentales, marinas insulares y marino costeras; las Áreas Marinas Protegidas (AMP) son identificadas por la Unión Internacional de Conservación de la Naturaleza (UICN) como “Cualquier área del territorio intermareal o submareal, cuyos fondos, aguas, flora y fauna asociadas, así como rasgos históricos y culturales, han sido preservados por las leyes o

cualquier otra medida efectiva para proteger todo o parte del medio ambiente comprendido en ella” (Kelleher, 2002).

3.4.3 Recomendaciones para actividades de diseño, construcción, montaje y operación de tuberías costa afuera. Según el Artículo 34, sección 1.3 de la reglamentación emitida por el ministerio de minas y energía de Colombia, se establece, que el operador deberá presentar un resumen sobre las condiciones ambientales que se tuvieron en cuenta en el diseño de la instalación costa afuera teniendo en cuenta las condiciones climáticas anticipadas y reportes oceanográficos y del fondo marino (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

Todas las instalaciones de producción, incluyendo separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de flujo deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de operación y protección del medio ambiente. Los operadores deberán identificar los materiales apropiados para las líneas de flujo y justificar su idoneidad para la ubicación oceanográfica y geológica. Los operadores deberán incluir disposiciones e indicar el uso y construcción de las líneas de flujo; deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y condiciones peligrosas así como también presentar esquemas que detallen el flujo, la presión, tamaño, capacidad y detalles sobre prevención de flujos o liberaciones no intencionales, además, incluir disposiciones para una adecuada identificación que se ajuste a los estándares de la industria respecto del uso de líneas de flujo (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

El sistema de administración de seguridad debe identificar, abordar y administrar los peligros riesgos e impactos en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente durante el diseño, construcción, puesta en marcha, operación, inspección, mantenimiento,

desmante y abandono de la totalidad de operaciones costa afuera (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

3.4.4 Obligaciones financieras en caso de impactos negativos en ecosistemas marino-costeros. La reserva del Archipiélago de Corales del Rosario y San Bernardo, se encuentra protegida por la resolución 679 de 2005 del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial y es uno de los parques marinos más importantes y más cercanos a los recientes descubrimientos de pozos petroleros en el caribe colombiano por lo que según el Artículo 17 Obligación y responsabilidad financiera, Título 1 Disposiciones Generales del Ministerio de Minas y Energía se establece un mecanismo de sanción en virtud de proteger suelos, cuerpo de aguas y parques marinos y, a su vez plantea que el operador costa afuera deberá demostrar una responsabilidad financiera en el monto de \$250.000.000 dólares de los Estados Unidos para cada una de sus instalaciones, para compensar al Gobierno Nacional y a las comunidades afectadas por los daños que pudieran ocurrir en el caso de derrame de petróleo de dichas instalaciones costa afuera de la Republica de Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

Por otro lado, en las secciones 5.1, 5.3 y 5.5 del Artículo 17, se establece la creación de un Fondo de Contaminación de Hidrocarburos con una cobertura máxima de US\$500.000.000 por incidente y que el Fondo únicamente cubrirá daños relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos y gas. Esto podrá incluir buques tanque, instalaciones costa afuera u otras instalaciones relacionadas (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

4. Propuesta de trazado de líneas de flujo submarinas en el bloque fuerte sur

4.1 Offshore en Colombia.

La evolución de yacimientos costa afuera en el país colombiano remonta a 1997 con el descubrimiento del campo petrolero Chuchupa y Ballena ubicado en el municipio de Manaure en el departamento de la Guajira y la masificación del uso del gas natural en el año 2005 (Belalcazar, 2017). El campo Chuchupa produce gas libre y abastece un 75% de la demanda y cubre con las necesidades del país colombiano.

Después de más de dos décadas, Colombia vuelve a reiniciar sus actividades costa afuera a finales del año 2014 con el descubrimiento de el pozo exploratorio Orca-1 perteneciente al bloque Tayrona ubicado a 40 kilómetros de la costa del departamento de La Guajira con una profundidad de 4,420 metros y una lámina de agua de 674 metros (Energía Colombia,2017).

En el 2015 la compañía Ecopetrol informa un nuevo descubrimiento llamada el pozo Kronos-1 en donde se verifico la presencia de hidrocarburos en aguas ultra profundas del sector sur del Caribe Colombiano, a 3,720 metros de profundidad bajo el nivel medio del mar, donde se encontró un intervalo de arena neta gasífera de entre 40 a 70 metros (130 a 230 pies). Kronos-1 está ubicado a 53 Kilómetros costa fuera en el bloque de exploración y producción Fuerte Sur con una lámina de agua de 1,584 metros (Boletín Ecopetrol,2015).

En el 2017 se comprobó la presencia de gas en aguas profundas del caribe colombiano en el Pozo Purple Angel -1. Este se encuentra a 4.7 kilómetros de distancia de kronos-1. El pozo Purple Angel-1 alcanzó una profundidad total de 4.795 metros, incluida una lámina de agua de

1.835 metros, y registró intervalos con presencia de gas cuya suma total se estima entre 21 y 34 metros de espesor neto (entre 70 y 110 pies) (Boletín Ecopetrol,2017).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, confirma terminación de la perforación del pozo exploratorio Gorgon-1 con posible presencia de gas en aguas ultra profundas en el sur del Caribe colombiano. Este hallazgo que cuenta con una profundidad entre los 3.675 y los 4.415 metros bajo el nivel del mar ratifica la alta prospectividad hidrocarburíferos costa afuera con la que cuenta el país (ANH, 2017). Gorgon-1 está ubicado en el bloque Purple Angel a 27 kilómetros al norte del pozo Purple Angel-1, que recientemente confirmó la extensión del yacimiento de gas descubierto con el pozo Kronos-1 en agosto de 2015, en Gorgon-1 se encontraron intervalos de arena neta gasífera entre 80 y 110 metros (260 a 360 pies) (Boletín Ecopetrol, 2017).

En abril del 2017 se descubrió el pozo Siluro, localizado en el bloque RC-11 en el caribe a 45 kilómetros del cabo de la vela y 40 kilómetros de Manaure se estima que el pozo debe explorarse a una profundidad de 2.090 metros (portafolio,2017), Este pozo fue perforado y resulto seco. En el segundo semestre del año 2017 se descubrió el pozo Brahma y Ecopetrol comenzó la perforación del pozo costa afuera Molusco, este está ubicado en unas de las cuencas más importantes, más exactamente a 10 kilómetros de los principales yacimientos de gas, Ballena y Chuchupa, en el departamento de La Guajira (Portafolio, 2017). El pozo molusco es un proyecto de aguas someras, con una profundidad de 62 metros.

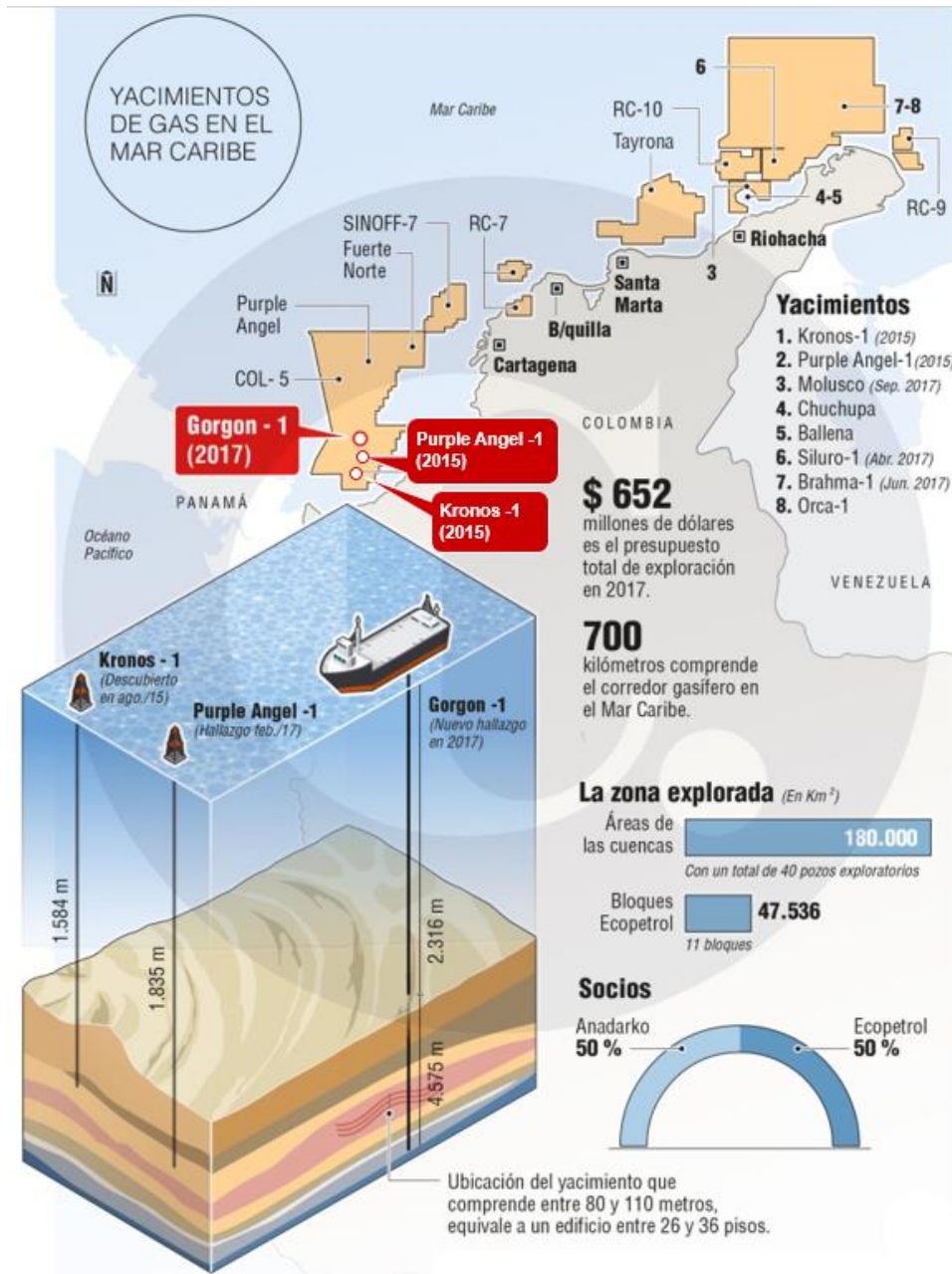


Figura 9. Yacimientos de gas en el mar Caribe- Colombia Fuente: Ecopetrol. Infografía. EL COLOMBIANO. 2017 modificado.

4.2 Descripción de la zona de interés.

El mar caribe se trata de una cuenca suboceánica del océano Atlántico, justo en la región tropical. El mar Caribe es un gran cuerpo de agua salada ubicado al sureste del Golfo de México y al oeste del océano Atlántico, entre las latitudes 9 ° y 22 ° Norte y las longitudes 89 ° y 60 ° Oeste. Limita al sur con Colombia, Venezuela y Panamá, al oeste con Costa Rica, Nicaragua, México, Honduras y Belice; con Cuba, Jamaica, República Dominicana y Puerto Rico en su parte norte y con las Antillas Menores al sur. En el mar caribe se encuentra una gran cantidad de bloques de exploración petrolera y entre ellos esta le Bloque Fuerte Sur.

El bloque fuerte sur, ubicado en el caribe colombiano justo frente a los departamentos de Córdoba y Antioquia se encuentra dentro del golfo Darién. Dentro de este bloque se encuentran el Pozo Kronos-1 y algunas de las plataformas petroleras del país.

El área del polígono formado por el bloque fuerte sur es de cuatrocientos setenta y tres mil cuatrocientos noventa (473.490) hectáreas con cuatrocientos doce (412) metros cuadrados. El punto A se ha tomado de punto de referencia el vértice Geodésico “GPS-D-CR003” del instituto Geográfico Agustín Codazzi, cuyas coordenadas planas GAUSS con origen Bogotá, Datum MAGNA-SIRGAS son: N- 1'256.690,542 metros, E- 800.421,914 metros, las cuales corresponden a las coordenadas geográficas Datum MAGNA-SIRGAS latitud 8° 43' 17''0,27 al Norte del Ecuador, Longitud 75° 53' 27''0,207 al Oeste de Greenwich.

En el Contrato de exploración de producción de hidrocarburos No. 013 de 2006 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se especifica cada una de las coordenadas pertenecientes al bloque fuerte sur (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N). (Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No 013 de 2006, Fuerte Sur.)

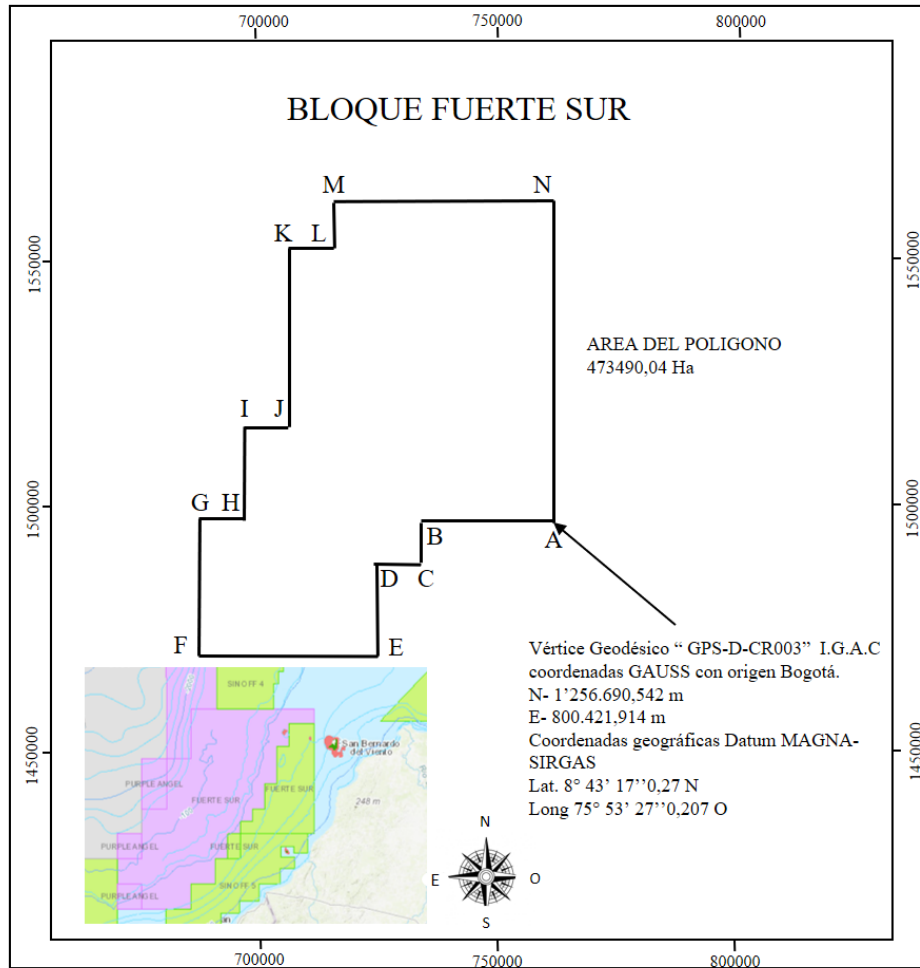


Figura 10. Bloque fuerte sur. Fuente: Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No 013 de 2006, Fuerte Sur. Pag 50-58.

La simulación tiene como objetivo el desarrollo de la línea de flujo en el campo Kronos, ubicado en el bloque fuerte sur. Esta simulación servirá de ayuda para los campos cercanos como Purple Angel y Gorgon. A continuación, se nombran las coordenadas de cada uno de ellos.

- Kronos: Lat 9° 9'53.74'' N - Long 76° 49'47.55''O.
- Purple Angel-1: Lat 9° 12'25.73'' N - Long 76° 49'55.09''O.
- Gorgon: Lat 9° 25'59.28'' N - Long 76° 44'54.11''O.

4.3 Esquema de trazado de línea

El diseño de la trayectoria propuesta en este trabajo (línea roja) y la ubicación de la plataforma se realizaron bajo los criterios de conservación ambiental de la zona en el mar caribe. Ver figura 11. Se analizaron los mapas de zonas protegidas en el caribe colombiano (figura 12) y se realizó el sondeo para la ruta de la línea y la profundidad de las zonas potenciales para la ubicación de la plataforma. Las coordenadas de la plataforma propuesta son Lat 9° 22'58.68''N – Long 76° 26'22.31''O con una profundidad de 294 metros.

Para el trazado de la línea de flujo en el trayecto de plataforma a la refinería de Cartagena se consideró la protección de los Corales del Rosario y de San Bernardo. En este se reporta una comunidad de especies estructurantes, la cual sustenta una elevada biodiversidad de invertebrados y peces en el área.

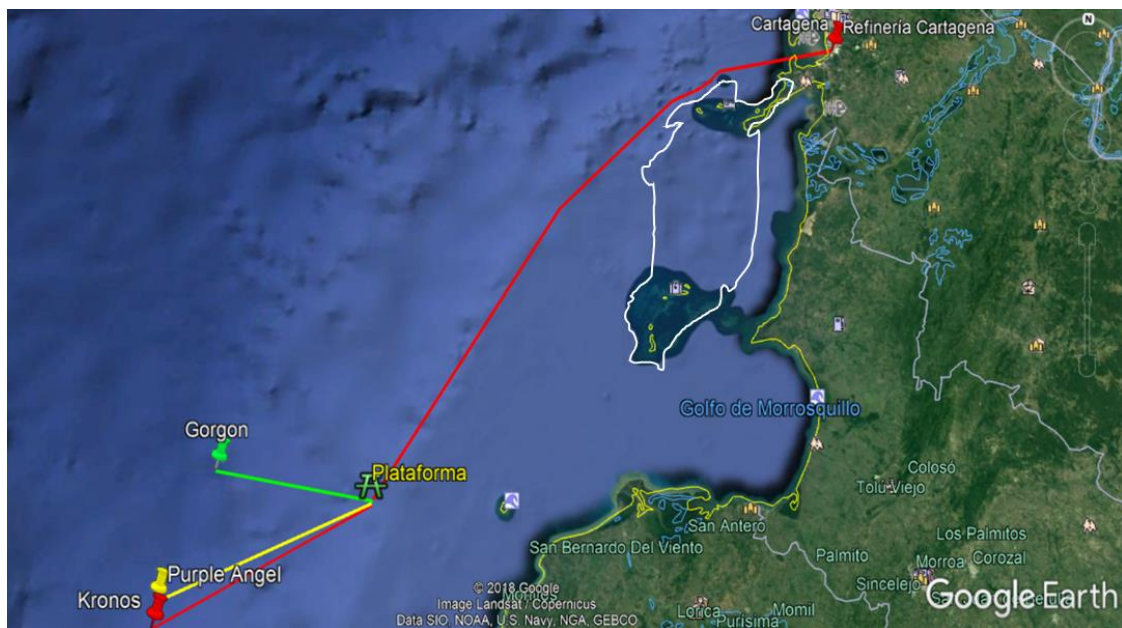


Figura 11. Línea propuesta. Fuente : Google Earth Pro 2017.

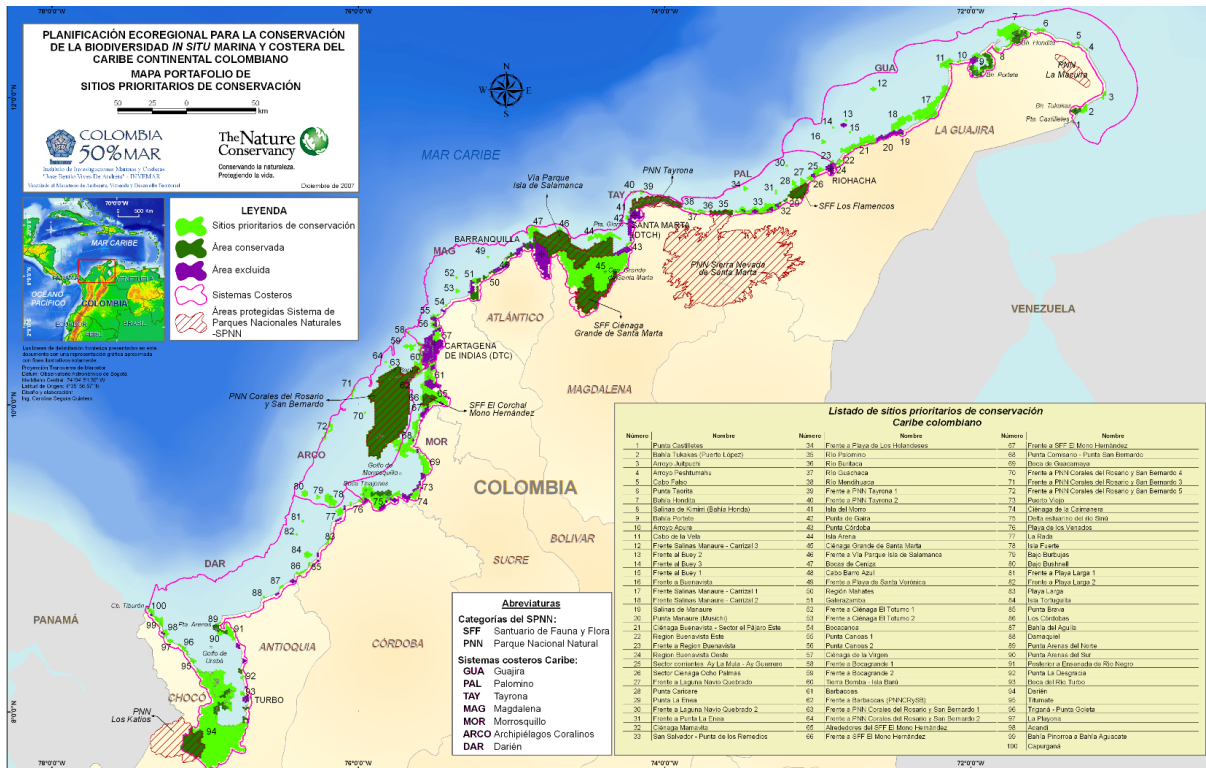


Figura 12. Mapa zonas protegidas en el mar caribe Fuente: Inveimar- Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras, 2017.

4.4 Perfil batimétrico

Los datos del perfil batimétrico para el campo Kronos fueron obtenidos por medio del software Google Earth PRO, con base en las coordenadas del campo. Dichas coordenadas corresponden a la ubicación de los buques perforadores, las cuales fueron tomadas de la página de la Dirección General Marítima De Colombia (Espitia y Mantilla, 2017). Ver figura 13.

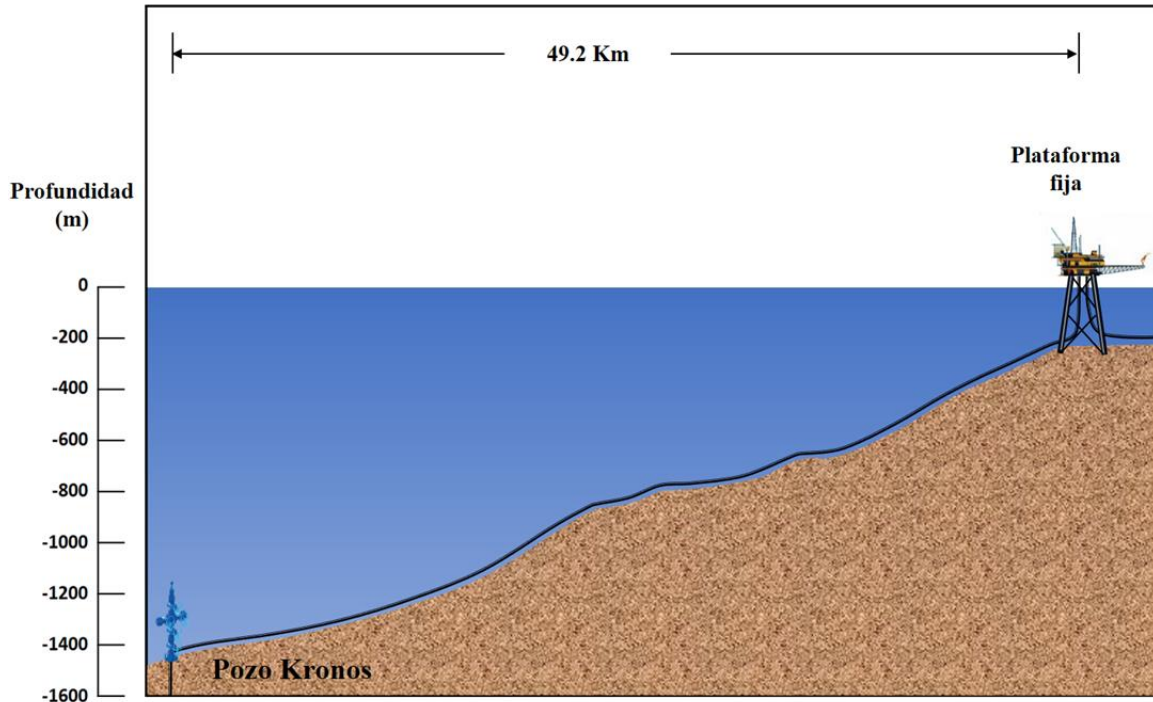


Figura 13. Perfil batimétrico para el campo Kronos

4.5 Perfil de temperatura

En la literatura se han reportado diferentes estudios los cuales analizan el comportamiento de la temperatura del agua del mar como función de la profundidad. La investigación realizada por Joseph (2010) ha sido ampliamente aceptada y utilizada en diferentes investigaciones. Él estudió la temperatura del agua del mar en 3 grupos de latitudes, los cuales son identificados como 0S, 30S y 60S. El grupo 0S incluye latitudes de -15S hasta 15 N, el grupo 30S incluye latitudes de -45S hasta -15S. El último grupo es de latitudes entre -75S a -45S.

Ya que el pozo Kronos tiene una latitud de $9^{\circ} 9' 53.74''$ N, de acuerdo con la investigación de Joseph (2010) pertenece al grupo de latitudes 0S. El autor plantea un conjunto de ecuaciones

para determinar la temperatura en el mar de acuerdo a la profundidad para este grupo, las cuales se presentan a continuación:

$$T_{(D)} = -0.338 + \frac{S * f_{(D)}}{1.485 * 10^{-4} * S * D + f_{(D)}} \quad Ec. 1.25$$

$$f_{(D)} = 1 + e^{-0.016 * D + 1.244} \quad Ec. 1.26$$

Donde:

S = Temperatura superficial del mar más 0.338, grados Celsius.

D = Profundidad, m.

$T_{(D)}$ = Temperatura a una profundidad, grados Celsius.

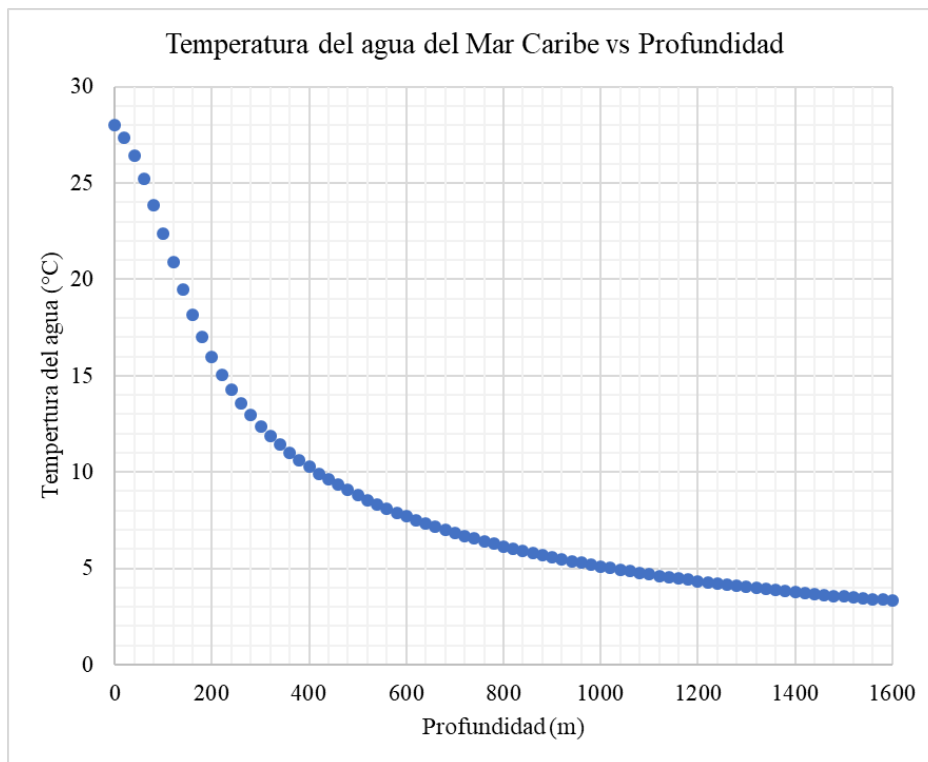


Figura 14. Perfil de temperatura

4.6 Selección de la arquitectura submarina

Al definir la arquitectura para el desarrollo de un campo en aguas profundas, se requiere cuidados especiales ya que se puede provocar daños en la formación, pérdidas de producción y riesgos ambientales y así afectar la rentabilidad del proyecto.

El equipamiento submarino son aquellos equipos, conexiones, accesorios y herramientas que se instalan sobre el lecho marino y a lo largo del tirante de agua con el fin de transportar los hidrocarburos desde el pozo hasta la superficie; optimizando costos, de tal manera que confluya la producción de uno o varios pozos, respetando el diseño de una arquitectura submarina seleccionada para la explotación del campo. (Fang y Menglan. 2014).

Cabezal submarino: El cabezal submarino es el ensamble de tuberías y equipo requerido que se instala en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción de un pozo de gas o de petróleo proporcionando una interface entre pozo y árbol submarino. En la parte superior de dicho cabezal se instala el sistema de árbol submarino. (Fang y Menglan. 2014).

Árbol submarino: Un árbol submarino de producción es un equipo instalado en la cabeza del pozo compuesto por un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, que se encargan principalmente de vigilar y controlar la producción de un pozo submarino. También se puede decir que un árbol submarino es la conexión o interface entre la cabeza del pozo, los jumpers y los manifold. (Fang y Menglan. 2014).

Jumper o secciones de tubería: este equipo se extiende entre las estructuras submarinas para servir como enlaces a través de los cuales se transmiten los fluidos. Estos segmentos de tubería varían en longitud desde unos pocos metros hasta cientos de metros. (Varhaug, 2016)

Manifold: El manifold submarino es el conjunto de tuberías, válvulas e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura de metal con la función de interconectar el flujo de varios pozos reduciendo así el número de líneas de producción que deberían ser necesarias. (Varhaug, 2016)

Plet: estructura que conecta una línea de flujo con otra estructura submarina o se une a la línea de producción. (Oil and gas portal,2017)

Esta es la infraestructura básica para los campos offshore según Verhaug, el campo Kronos y los campos cercanos Purple Angel y Gorgon contarían con cabezales de pozo, arboles de producción submarinos, jumpers, manifolds submarinos, plets y líneas de flujo los cuales están conectados a la unidad de producción en superficie, en nuestro caso una plataforma fija a 294 metros.

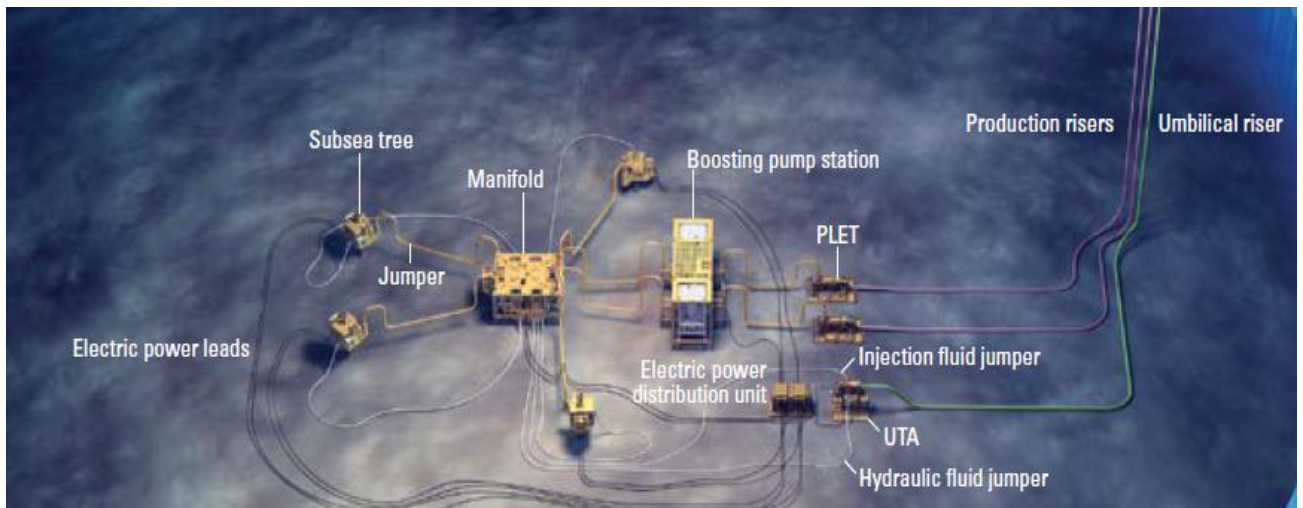


Figura 15. Infraestructura típica de producción offshore Fuente: Subsea infrastructure, Varhaug,2016.

5. Simulación del flujo multifásico en el sistema propuesto.

Para realizar la simulación de la línea de flujo es necesario contar con la composición del gas, perfiles de presión y temperatura, entre otros. Datos que aún se desconocen ya que las cuencas Sinú – San Jacinto y Sinú Offshore se encuentran en estado de exploración y evaluación. Por lo tanto, la tasa de flujo y las composiciones son objeto de hipótesis hasta que comience la producción de los pozos. Para obtener estos datos se revisó un conjunto amplio de trabajos reportados en la literatura sobre diversos campos offshore a nivel mundial teniendo en cuenta que estos fueran análogos en características al campo Kronos.

5.1 Parámetros de influencia sobre el sistema

A continuación, se presentan los parámetros de mayor importancia para el desarrollo de la simulación como son la composición de gas, presión en cabeza y fondo de pozo, temperatura en cabeza y fondo de pozo, caudal de gas y diámetros de las líneas.

5.1.1 Composición del gas. Para la simulación se estudiaron tres diferentes clases de composiciones de gas, las cuales son gas pobre, intermedio y rico debido a que no se conoce con exactitud la composición del gas de campo Kronos. Las composiciones que se trabajaron en la simulación se obtuvieron mediante una recopilación de 15 mezclas de gases de diferentes pozos a nivel mundial, que se señalan en las tablas 11, 12 y 13 respectivamente.

Tabla 11.

Composición de gases pobres reportados en la literatura.

Gases pobres	CO ₂	N ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+	Autor
Mezcla 1	1.5	0.69	89.92	5.72	1.74	0.13	0.21	0.09	0.00	0.00	0.00	Baker (2005)
Mezcla 2	2.33	0.54	91.37	2.67	1.74	0.43	0.30	0.14	0.07	0.41	0.00	Huang (2010)
Mezcla 3	0.55	1.77	97.21	0.45	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Casares (1997)
Mezcla 4	1.68	1.00	96.47	0.75	0.09	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Casares (1997)
Mezcla 5	0.01	0.50	95.48	3.48	0.40	0.04	0.07	0.01	0.01	0.00	0.00	Casares (1997)
Promedio	1.21	0.9	94.09	2.61	0.8	0.12	0.12	0.05	0.02	0.08	0.00	

Tabla 12.

Composición de gases intermedios reportados en la literatura.

Gases interm.	CO ₂	N ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+	Autor
Mezcla 1	3.10	1.51	84.91	4.44	2.28	0.88	0.62	0.29	0.20	1.77	0.00	Huang (2010)
Mezcla 2	0.35	0.94	86.36	7.40	3.40	0.50	0.90	0.10	0.05	0.00	0.00	Casares (1997)
Mezcla 3	0.00	0.40	87.2	7.60	3.10	0.50	0.80	0.20	0.20	0.00	0.00	Budd (2004)
Mezcla 4	4.99	1.71	89.83	2.29	0.51	0.12	0.13	0.06	0.04	0.06	0.24	Nemat. (1978)
Mezcla 5	1.36	0.03	83.52	7.80	3.81	0.63	0.85	0.44	0.27	0.20	1.09	Moshf. (2012)
Promedio	1.96	0.92	86.36	5.91	2.62	0.53	0.66	0.22	0.15	0.40	0.27	

Tabla 13.

Composición de gases ricos reportados en la literatura.

Gases ricos	CO ₂	N ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+	Autor
Mezcla 1	0.88	1.03	77.6	10.6	6.90	0.75	1.61	0.22	0.22	0.11	0.00	Gaard (2003)
Mezcla 2	1.23	0.64	78.6	9.76	6.29	0.68	1.57	0.25	0.35	0.40	0.15	Hank. (1982)
Mezcla 3	0.41	0.69	77.8	11.5	7.79	0.53	1.00	0.08	0.08	0.02	0.03	Hank. (1982)
Mezcla 4	0.57	0.72	77.9	3.31	0.94	0.73	0.55	0.27	0.91	14.0	0.00	Huang (2010)
Mezcla 5	3.47	0.34	72.1	8.40	4.90	0.70	2.00	0.65	0.82	0.90	5.65	Kgogo (2011)
Promedio	1.31	0.68	76.85	8.74	5.36	0.68	1.35	0.29	0.48	3.09	1.17	

Con base en las composiciones promedio se realizó la envolvente de fase para cada gas, la cual se puede observar en la figura 16.

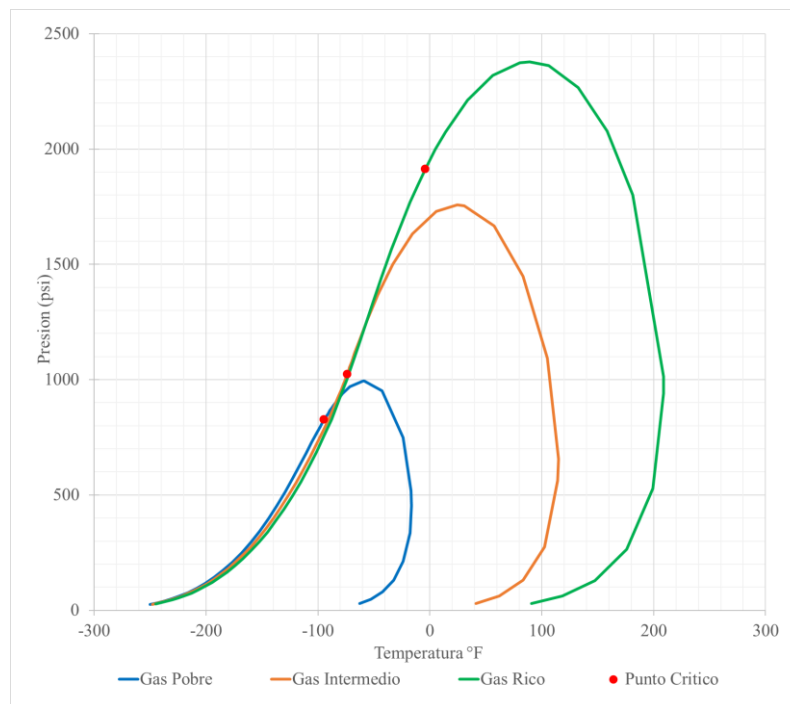


Figura 16. Envolvente de fase

5.1.2 Presión en cabeza y fondo de pozo. La presión es un parámetro ligado exclusivamente a las características del yacimiento. Como es sabido las presiones de los campos ubicados en el bloque fuerte sur aun no son conocidas, por lo anterior se realizó un estudio de los diferentes campos offshore a nivel mundial que presentan características similares al campo Kronos en cuanto a la profundidad tanto del yacimiento como de la lámina de agua para determinar los valores de presión que se usaran en la simulación. Las figuras 16 y 17 presentan las presiones de fondo y cabeza de pozo respectivamente para cada uno de los campos estudiados. Se determinó que la presión de fondo varia en un rango de 6000 a 8000 psi, por lo que se manejará, una presión en cabeza de 5000 psi.

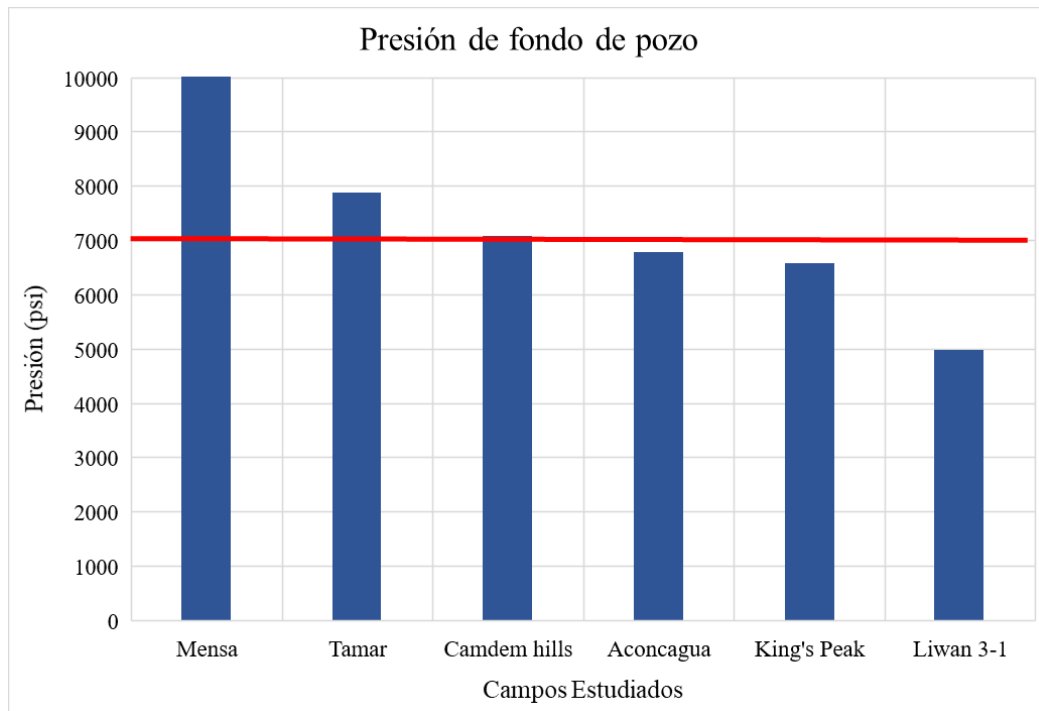


Figura 17. Presión de cabeza de fondo de diferentes pozos a nivel mundial.

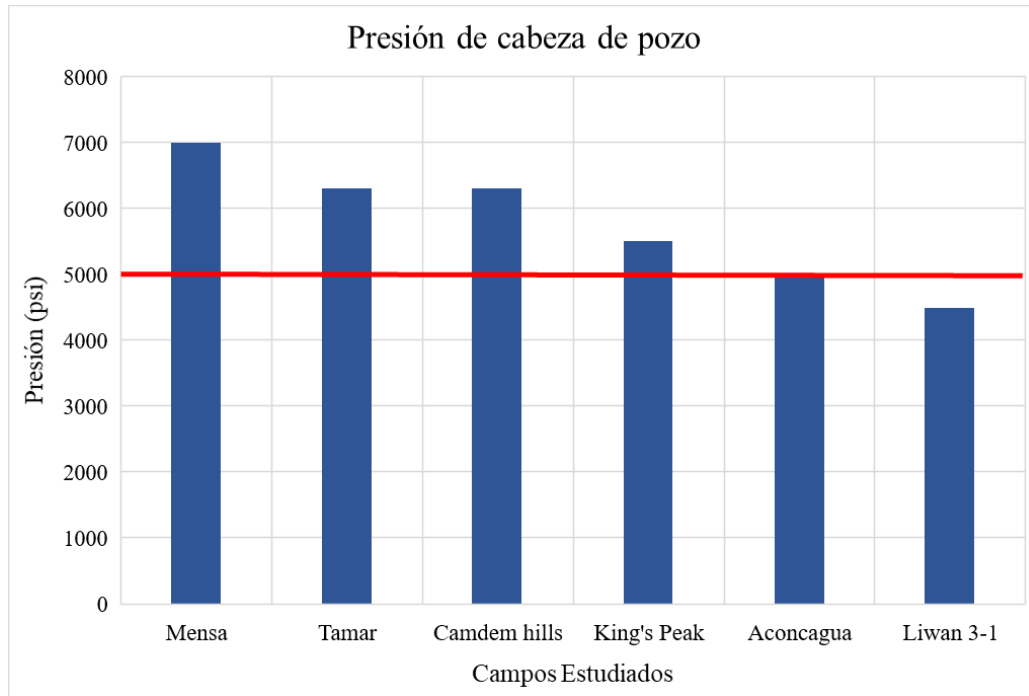


Figura 18. Presión de cabeza de pozo de diferentes pozos a nivel mundial. Fuente: Jackson V et al, (2001). Triolo D. et al. (2013). Lang P.P et al. (1998). Healy J et al. (2013).

5.1.3 Temperatura en cabeza y fondo de pozo. Al igual que la presión, la temperatura también es un parámetro ligado a las características del yacimiento. Actualmente no se tiene conocimiento del valor de la temperatura para el campo Kronos, por lo que el valor empleado en la simulación se determinó con base en la revisión de campos análogos.

La revisión de la literatura indica que la temperatura en fondo de pozo es aproximadamente igual a 170°F, por lo tanto, un valor aceptado para la temperatura de cabeza de pozo es 150°F con base en el gradiente de temperatura vs profundidad de la tierra.

5.1.4 Caudal de gas y de agua. El caudal de gas es un parámetro importante a tener presente en la simulación. Como no se conocen datos para el campo Kronos se tuvo en cuenta los caudales expuestos en los trabajos revisados previamente. Se determinó que los siguientes caudales serian evaluados en la simulación: 50, 100 y 150 MMSCFD. Además, es importante mencionar, que la corriente de gas está saturada 100% por agua en vapor.

En cuanto al caudal de agua, Rivera et al. (2007) plantea que la producción de agua en promedio para el campo Chuchupa es cercana a 0.2 bbl/MMSCF, este valor también se encontró en otros papers, por lo tanto, será el valor a implementar durante la simulación.

5.1.5 Diámetro de las líneas. Los diámetros empleados en la simulación también se determinaron con base en la revisión de los trabajos offshore, se determinaron 5 diferentes diámetros internos 8, 12, 16, 20 y 24 pulgadas para este estudio. La tubería empleada fue mild steel con 2 pulgadas de grosor y rugosidad de 0.000457 m.

Por último, es importante mencionar que el coeficiente de transferencia de calor se determinó a través del software empleando la correlación PROFES, la cual es la correlación recomendada por los manuales de HYSYS cuando se presenta flujo multifásico.

5.2 Descripción del modelo

HYSYS es un programa de simulación muy completo, diseñado por la firma de software AEA technology Engineering software products el cual permite la simulación de diferentes procesos termo hidráulicos a través de un tramo de tubería en diferentes condiciones de presión y temperatura.

El modelo matemático empleado es el de Peng-Robinson, el cual es el más recomendado para yacimientos de gas.

Para iniciar la simulación se debe introducir todas las corrientes y equipos a utilizar en el proyecto con sus respectivas características como presión, temperatura, composiciones de los gases y etc.

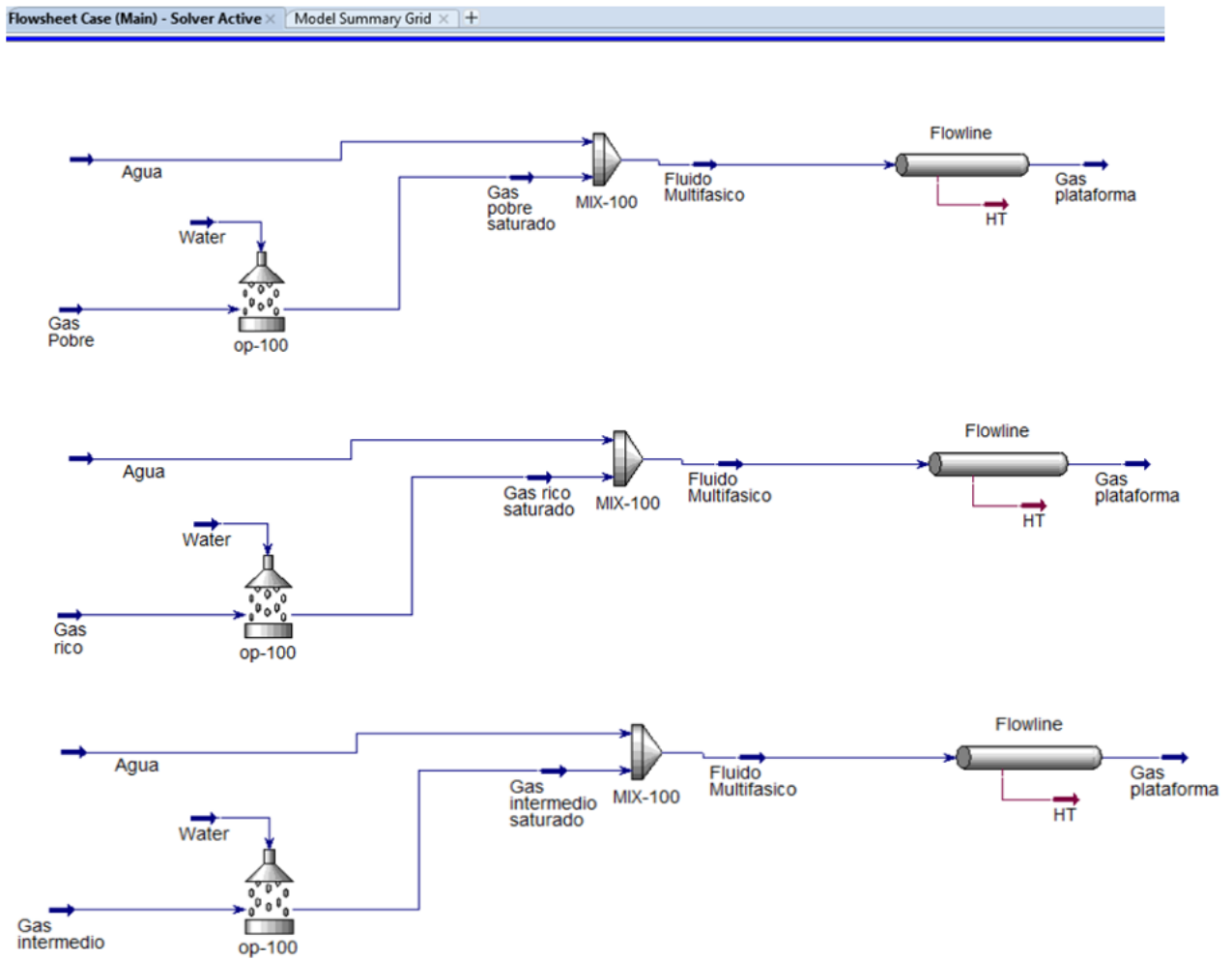


Figura 19. Esquema del modelo base de simulación en HYSYS.

Se simularon 49.2 km en segmentos de 1 milla con sus respectivas elevaciones correspondientes a la batimetría del proyecto en el trayecto de pozo a plataforma.

Segment	1	2	3
Fitting/Pipe	Pipe	Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	1609	1609	1609
Elevation Change	36,27	16,46	13,72
Outer Diameter	660,4	660,4	660,4
Inner Diameter	609,6	609,6	609,6
Material	Mild Steel	Mild Steel	Mild Steel
Roughness	4,572e-005	4,572e-005	4,572e-005
Pipe Wall Conductivity	45,00	45,00	45,00
Increments	10	10	10
FittingNo	<empty>	<empty>	<empty>

Figura 20. Diseño por milla de la línea de pozo Kronos a plataforma.

Los valores de temperatura ambiente fueron estimados con la ayuda de la figura 14, el software determino el coeficiente global de transferencia con la correlación PROFES y con los valores de temperatura ambiente para cada elevación. Ver figura 21.

The screenshot shows a software window titled "Pipe Segment: Flowline" with several tabs: Design, Rating, Worksheet, Performance, Flow Assurance, and Dynamics. The "Rating" tab is active, showing a tree view on the left with "Heat Transfer" expanded. The main area displays a table titled "Segment Heat Transfer Info" with the following data:

Segment	Type	Amb. Temp. [F]	HTC [kJ/h-m2-C]
1	Pipe	38,12	1064
2	Pipe	38,30	1059
3	Pipe	38,30	1060
4	Pipe	38,48	1060
5	Pipe	38,48	1059
6	Pipe	38,66	1058
7	Pipe	38,84	1058
8	Pipe	39,02	1058
9	Pipe	39,20	1058
10	Pipe	39,38	1057
11	Pipe	39,56	1056
12	Pipe	40,10	1055
13	Pipe	40,46	1055
14	Pipe	41,00	1055
15	Pipe	41,54	1059
16	Pipe	41,72	1068
17	Pipe	42,08	1064
18	Pipe	42,08	1072
19	Pipe	42,26	1073
20	Pipe	42,62	1067
21	Pipe	43,16	1063
22	Pipe	43,52	1070
23	Pipe	43,88	1071

At the bottom of the window, there are buttons for "Delete", "OK", and "Ignored".

Figura 21. Diseño por milla de temperatura ambiente y coeficiente de transferencia de calor determinado por el software.

5.3 Análisis de resultados

5.3.1 Gas pobre. La figura 22 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de 49.2 km desde cabeza de pozo hasta la plataforma para el gas pobre a diferentes diámetros internos de tubería. Se observa que la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería, sin embargo, para diámetros superiores a 16 pulgadas no se aprecian cambios significativos sobre la caída de presión.

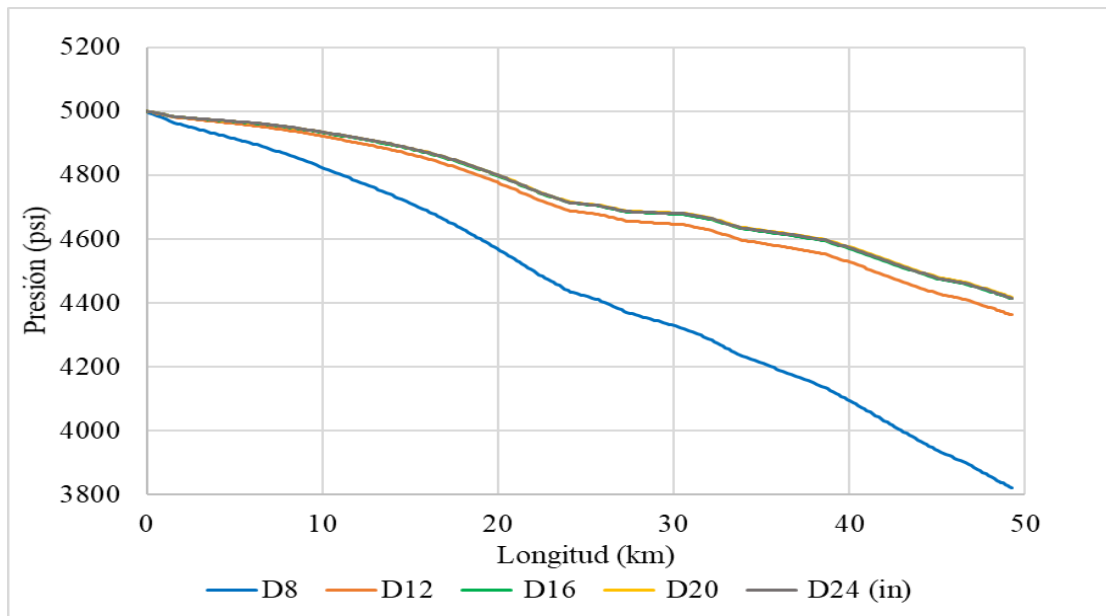


Figura 22. Presión vs longitud para el gas pobre.

La figura 23 presenta el hold up durante el trayecto de la tubería para el gas pobre a diferentes diámetros internos. Se observa que el hold up aumenta a medida que el diámetro de la tubería es mayor. Es importante mencionar que el aumento y la disminución del hold up se debe a los cambios de las elevaciones de la tubería durante el trayecto de la línea.

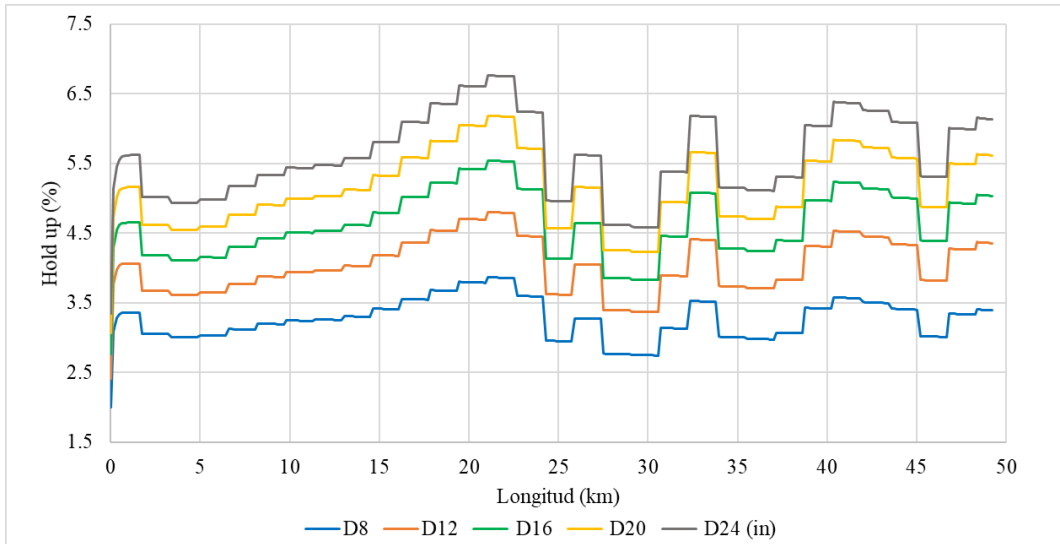


Figura 23. Hold up vs longitud para el gas pobre.

La figura 24 presenta la velocidad del gas durante el trayecto de la tubería para el gas pobre a diferentes diámetros internos. Se observa que la velocidad disminuye a medida que el diámetro de la tubería es mayor.

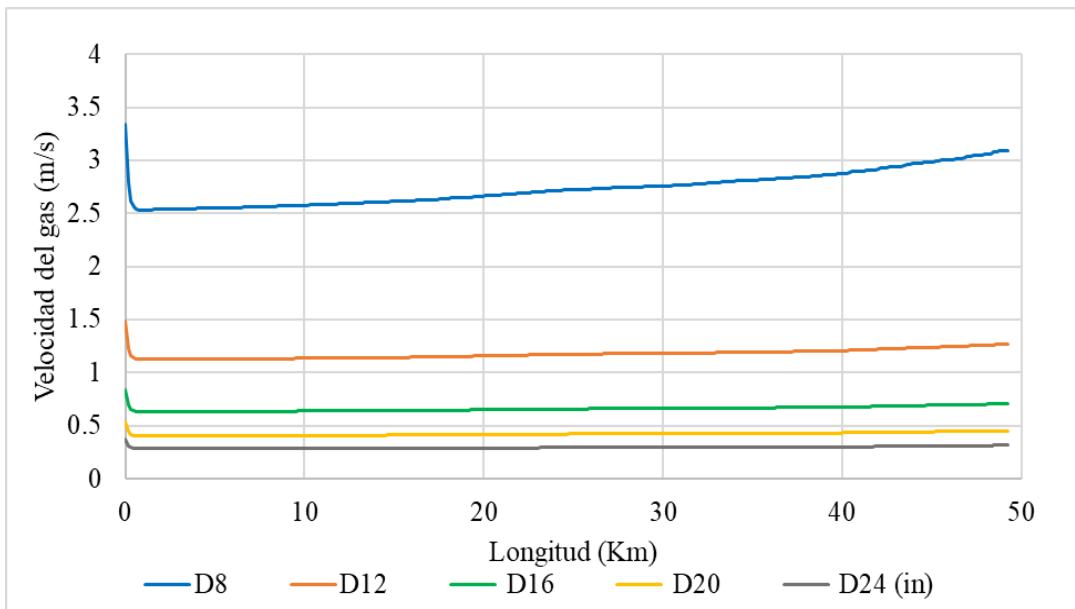


Figura 24. Velocidad del gas vs longitud para el gas pobre.

Ya que un diámetro mayor en la tubería significa mayores costos de inversión, se recomienda con base en los resultados anteriores emplear un diámetro interno de operación de 16 pulgadas, ya que genera una menor caída de presión y un menor hold up al compararse con las demás tuberías.

La figura 25 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de la tubería para el gas pobre a diferentes caudales con un diámetro interno de tubería de 16 in. Se observa que la caída de presión es mayor a medida que aumenta el caudal, sin embargo, la variación de la presión no es mayor a 100 psi para los tres casos evaluados a condiciones de plataforma.

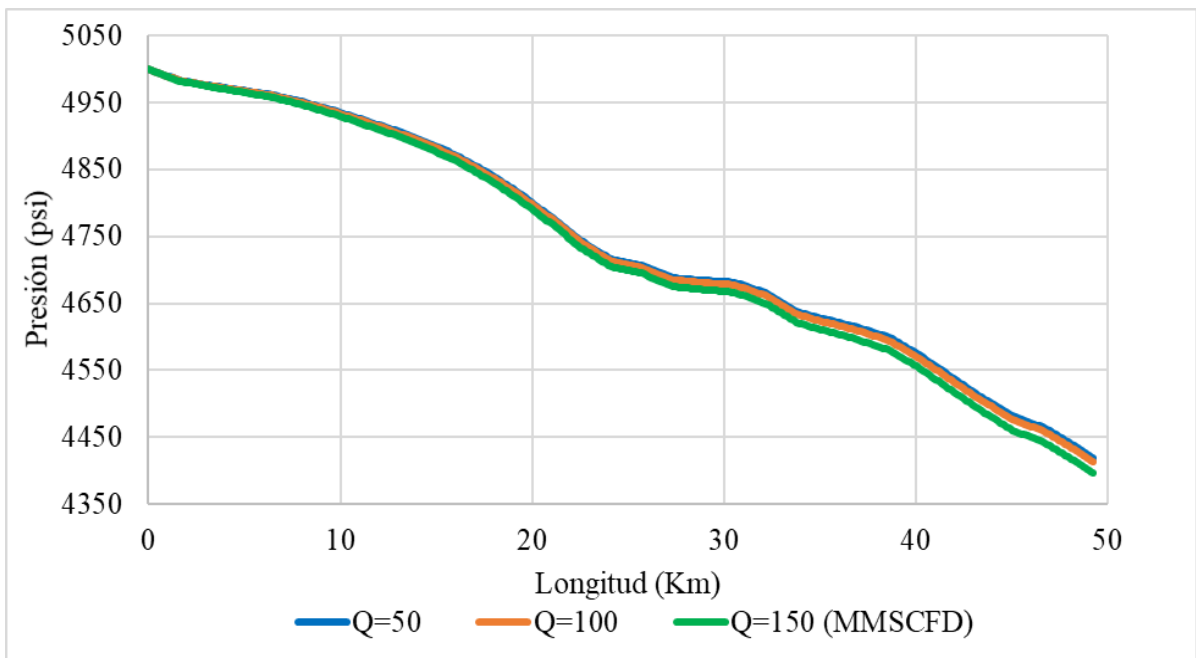


Figura 25. Presión vs longitud para el gas pobre a diferentes caudales.

5.3.2 Gas Intermedio. La figura 26 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de 49.2 km desde cabeza de pozo hasta la plataforma para el gas intermedio evaluado a diferentes diámetros internos de tubería. Se observa que la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería, sin embargo, para diámetros superiores a 16 in no se aprecian cambios significativos sobre la caída de presión.

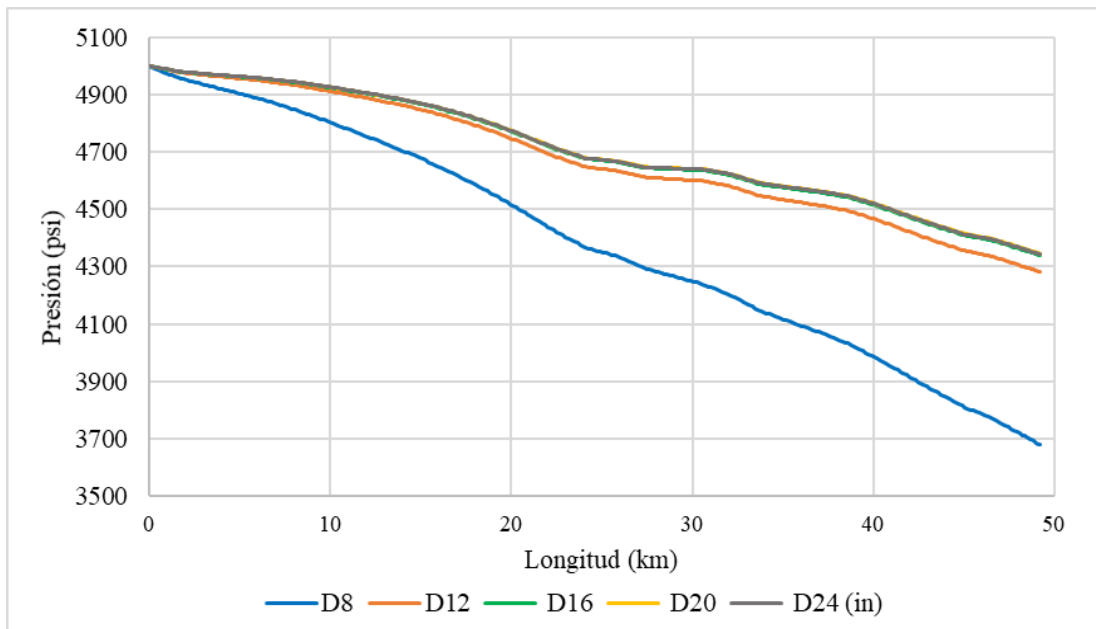


Figura 26. Presión vs longitud para el gas intermedio.

La figura 27 presenta el hold up durante el trayecto de la tubería para el gas intermedio a diferentes diámetros internos. Se observa que el hold up aumenta a medida que el diámetro de la tubería es mayor y de igual manera cambia a medida que varían las elevaciones.

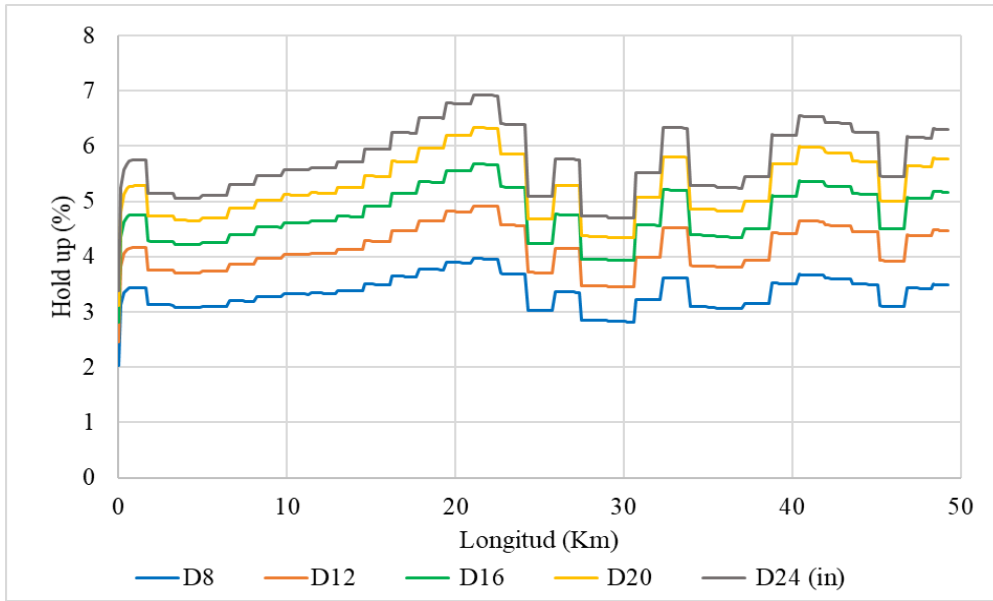


Figura 27. Hold up vs longitud para el gas intermedio.

La figura 28 presenta la velocidad del gas durante el trayecto de la tubería para el gas intermedio a diferentes diámetros internos. Se observa que la velocidad disminuye a medida que el diámetro de la tubería es mayor.

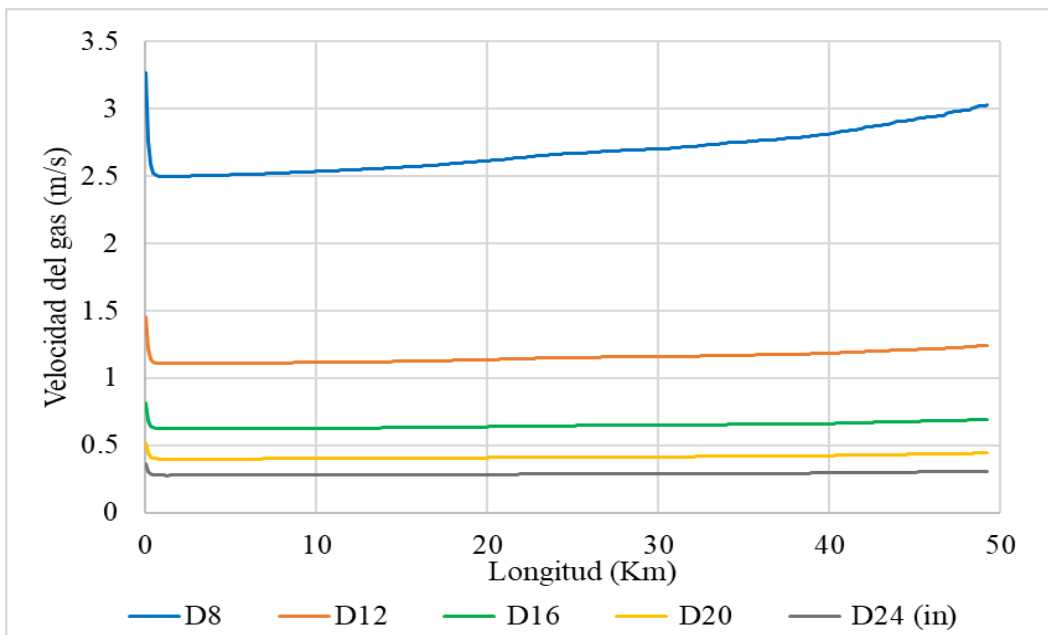


Figura 28. Velocidad del gas vs longitud para el gas intermedio.

La figura 29 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de la tubería para el gas intermedio a diferentes caudales con un diámetro interno de tubería de 16 pulgadas. Se observa que la caída de presión es mayor a medida que aumenta el caudal, sin embargo, la variación de la presión no es mayor a 100 psi para los tres casos evaluados a condiciones de plataforma.

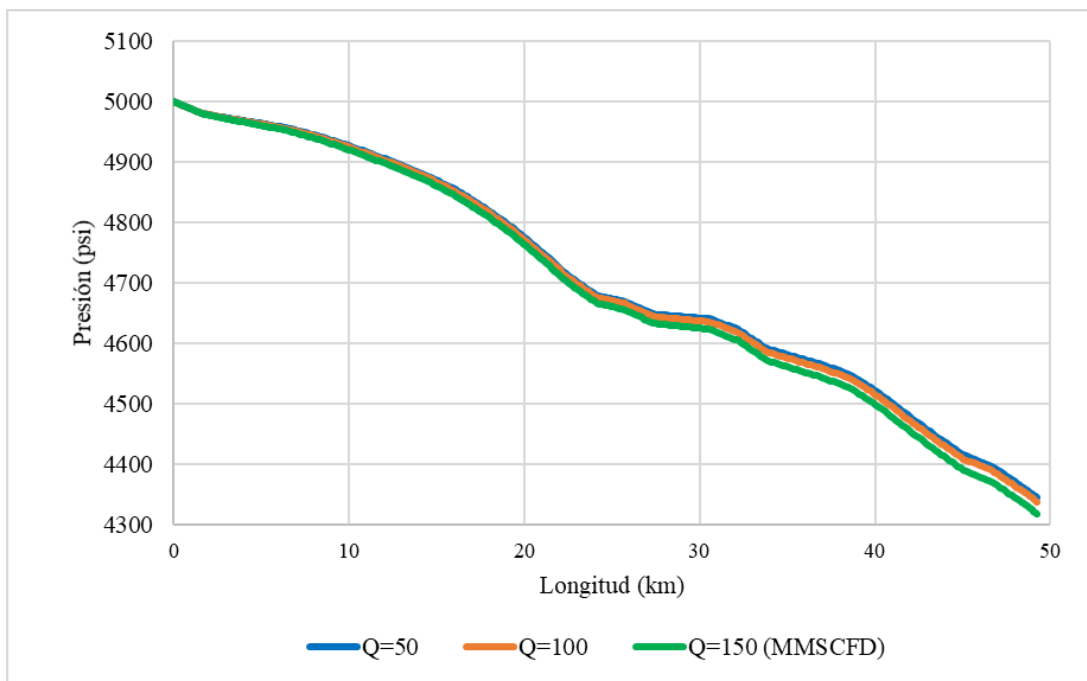


Figura 29. Presión vs longitud para el gas pobre a diferentes caudales.

5.3.3 Gas rico. La figura 30 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de 49.2 km desde cabeza de pozo hasta la plataforma para el gas rico evaluado a diferentes diámetros internos de tubería. Se observa al igual que en los casos anteriores que la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería y para diámetros superiores a 16 pulgadas no se aprecian cambios significativos sobre la caída de presión.

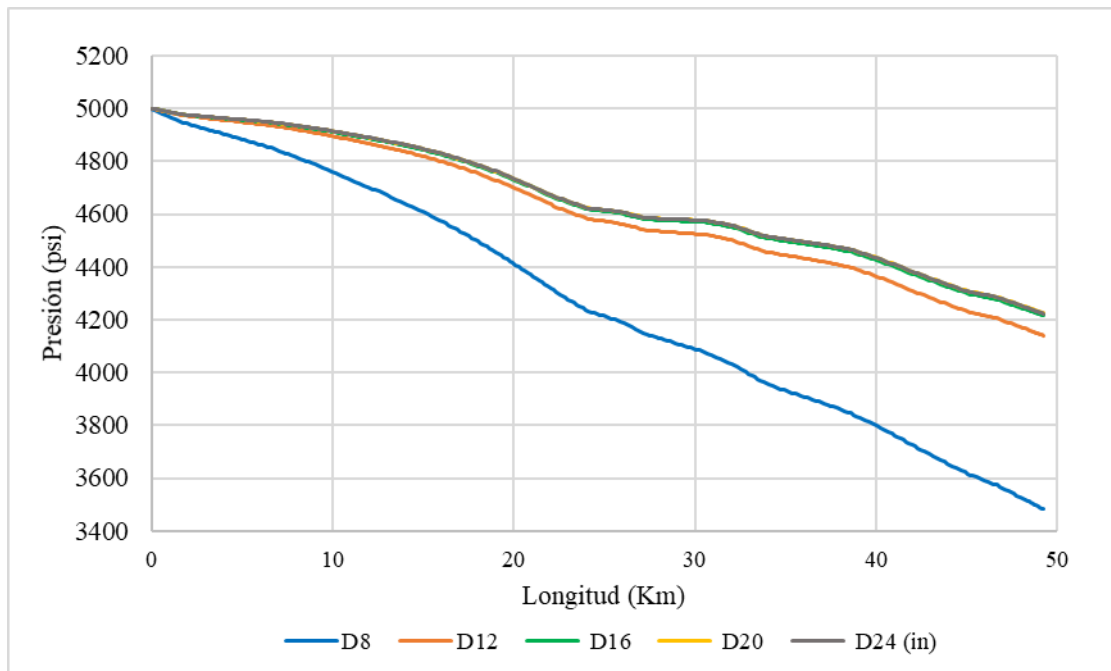


Figura 30. Presión vs longitud para el gas rico.

La figura 31 presenta el hold up durante el trayecto de la tubería para el gas rico a diferentes diámetros internos excepto para el diámetro 8 in.

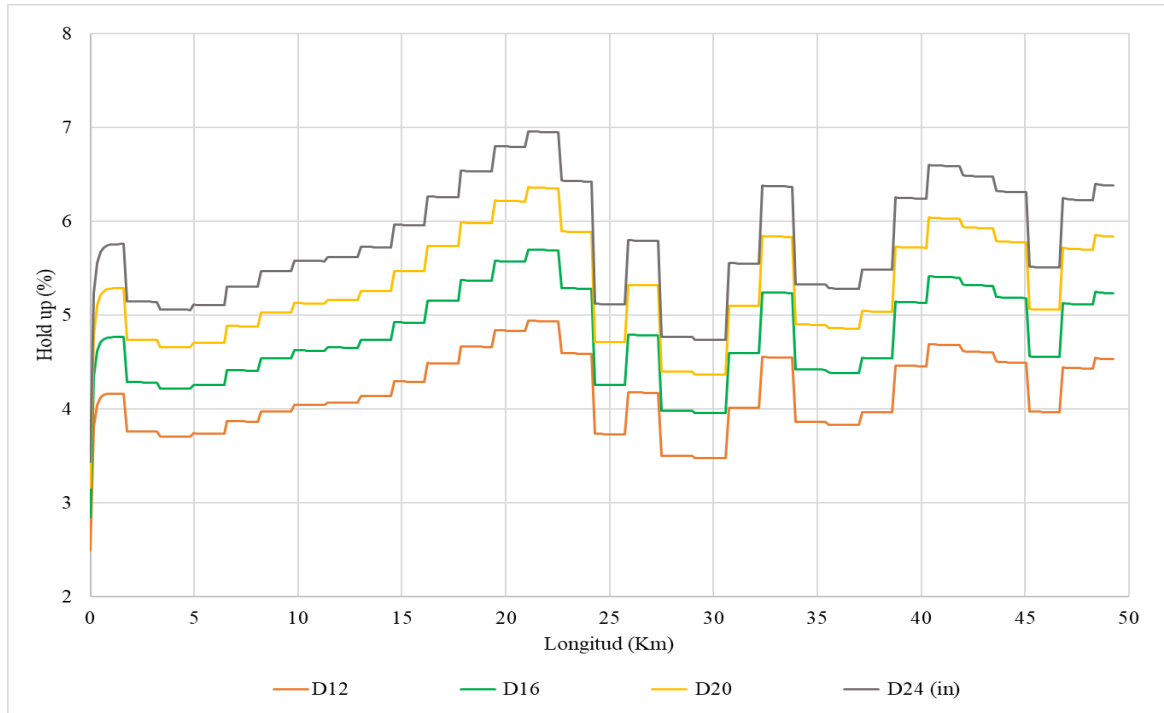


Figura 31. Hold up vs longitud para el gas rico.

Ya que existen inconsistencias en los datos obtenidos por parte del software cuando se simula este diámetro. Al analizar los resultados se observó que a una distancia de 35 km se presentaba un cambio de fase del fluido gaseoso de la tubería a líquido en un 100 %, lo cual es incoherente al analizar las envolventes de fases y las presiones y Temperatura del fluido. Así mismo se concluye para ninguno de los casos el hold up superior al 7 % de líquidos durante el trayecto de la tubería.

La figura 32 presenta la velocidad del gas durante el trayecto de la tubería para el gas rico a diferentes diámetros internos. Se observa al igual que en los casos anteriores que la velocidad disminuye a medida que el diámetro de la tubería es mayor.

En el caso de la tubería de 8 pulgadas a una distancia de 34 km no se tiene valores de velocidad del gas ya que el fluido se encuentra por completo en estado líquido.

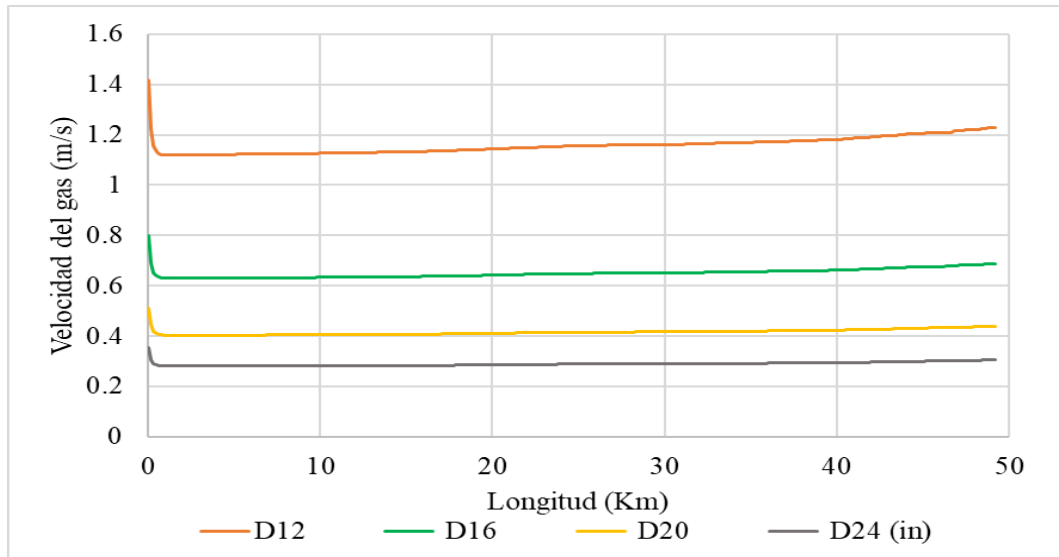


Figura 32. Velocidad del gas vs longitud para el gas rico.

La figura 33 presenta el perfil de la presión del fluido durante el trayecto de la tubería para el gas rico a diferentes caudales con un diámetro interno de tubería de 16 in. Se observa que la caída de presión es mayor a medida que aumenta el caudal.

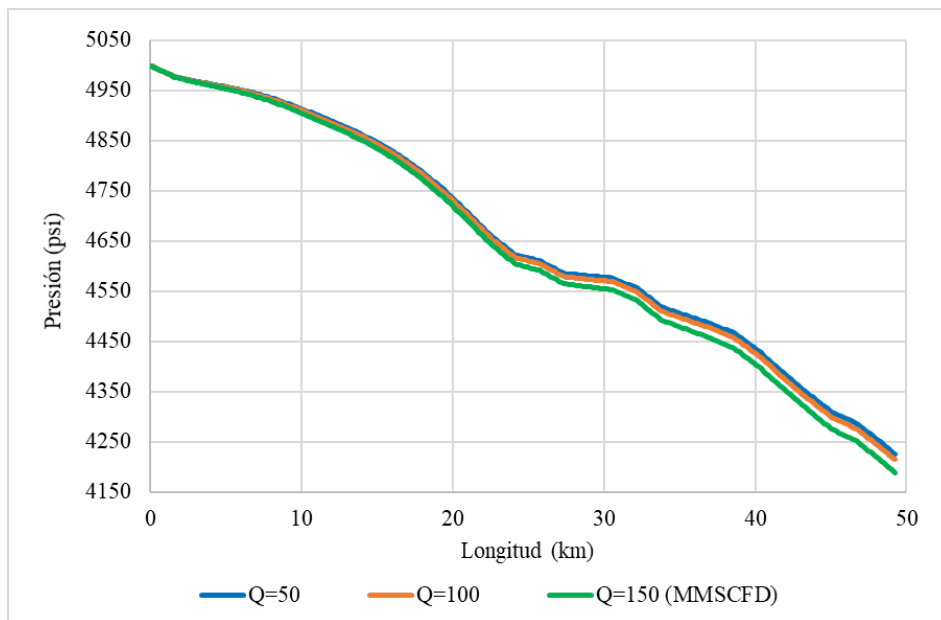


Figura 33. Presión vs longitud para el gas rico a diferentes caudales.

5.3.4 Comparación de gases. Al comparar la caída de presión entre los gases pobre y rico para los diferentes caudales simulados, ver figura 34, se observa que la caída de presión es menor para el gas pobre, lo cual indica, que a mayor cantidad de componentes ricos la caída de presión es mayor.

Es importante mencionar que los siguientes resultados se obtienen cuando el diámetro de la tubería es de 16 pulgadas.

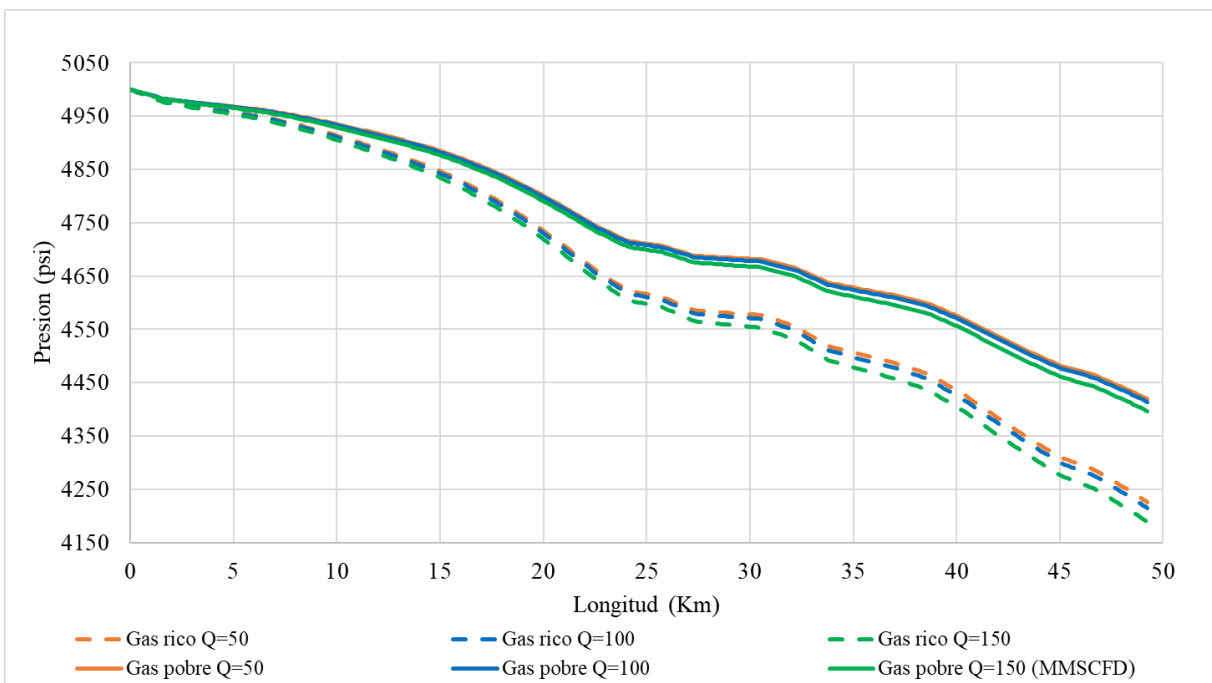


Figura 34. Presión vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales.

Se analizó el hold up entre los gases pobre y rico para diferentes caudales simulados 50,100 y 150 MMSCFD, ver figura 35, se observa que el hold up es mayor para el gas rico, lo cual indica que a mayor cantidad de componentes ricos se produce mayor formación de líquido. Así mismo

los cambios presentes en el hold up se debe a las variaciones en las elevaciones de la línea en la trayectoria.

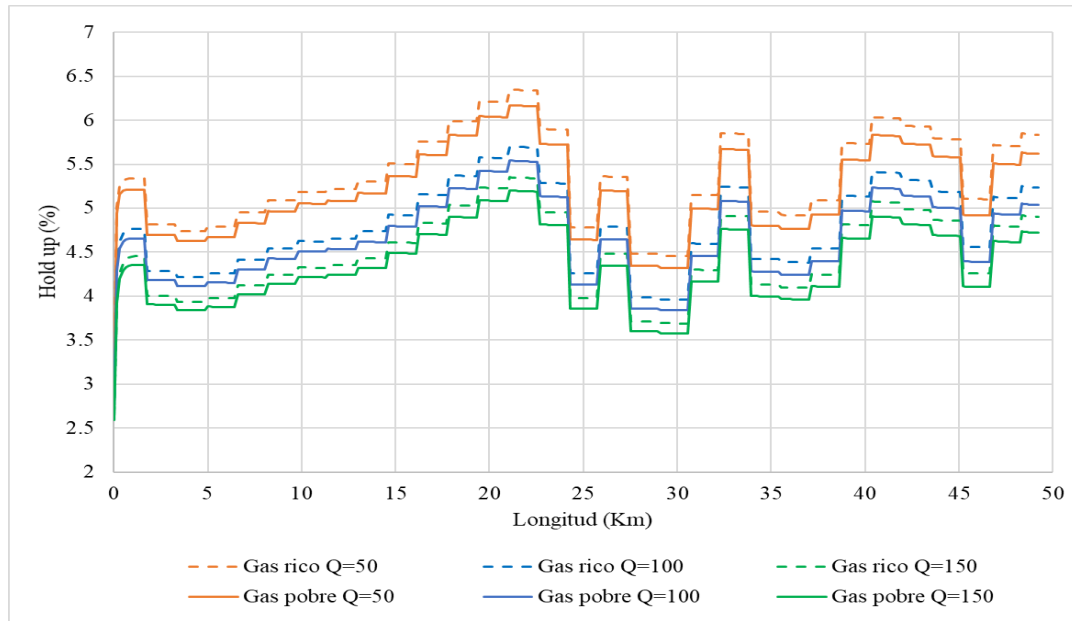


Figura 35. Hold up vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales

Ademas, se determino que el perfil de temperatura no cambio al variar la composicion de gas, o los caudales y diametros de la linea, para los escenarios estudiando, tal y como se presenta en la figura 36.

Al evaluar el comportamiento de la temperatura durante el flujo del fluido a traves de la linea, figura 36, se puede observar que la temperatura cae abruptamente de 150 °F, la cual era la temperatura inicial a aproximadamente 40°F en menos de 1 km, lo cual se explica debido a la temperatura del agua, que tiene valores muy bajos, cercanos a los 32 °F. Despues del primer kilometro, la temperatura tiende a ser constante hasta los 30 km, punto en el cual empieza a aumentar, alcanzando al final de la linea un valor aporximadamnete 48°F.

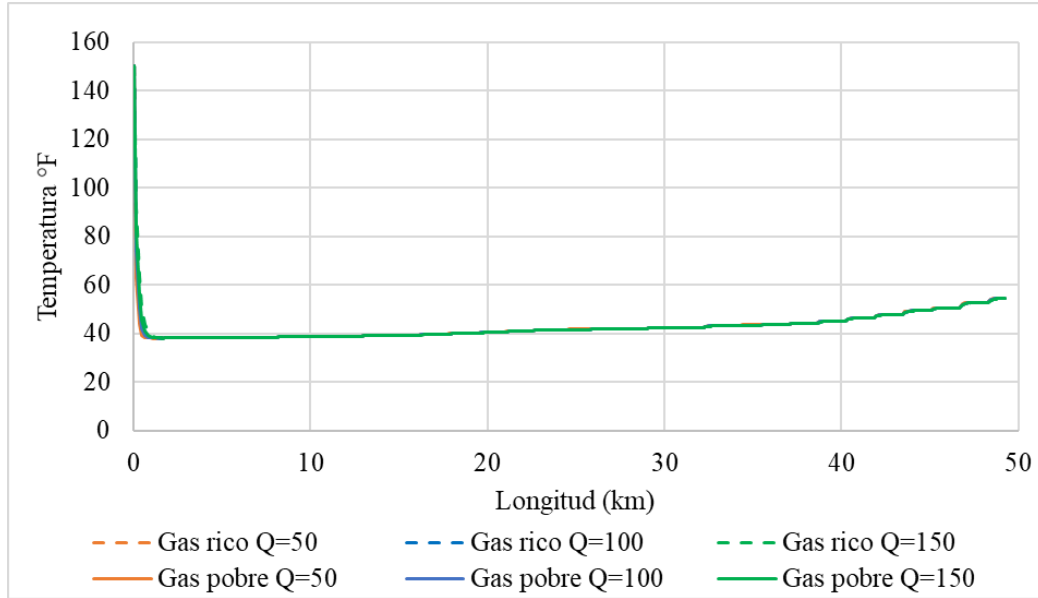


Figura 36. Temperatura vs longitud para diferentes composiciones y caudales.

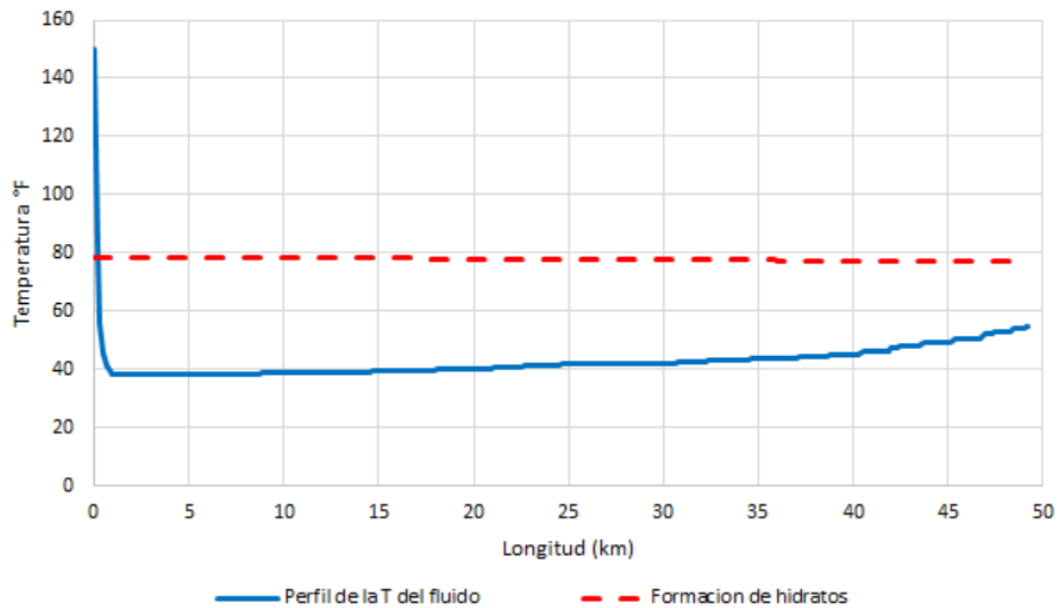


Figura 37. Temperatura de formación de hidratos y del fluido vs longitud.

Se analizó la temperatura a la cual ocurre la formación de hidratos por medio de los datos obtenidos por el simulador ver figura. En esta figura se observa que la temperatura a la cual se forman los hidratos es cercana a los 80 °F a lo largo de toda la línea, al observar el perfil de la temperatura del fluido, se observa que la temperatura del fluido se encuentra por debajo de la temperatura de formación de hidratos a partir de 160 metros del pozo, lo cual indica que desde este punto se formarían hidratos. Además, el simulador señala que se forman hidratos tipo II, sin que se obstruya el flujo del gas.

Por último, se presenta la figura 38 donde se puede observar el perfil de formación de hidratos, las envolventes de cada gas y se presenta el perfil del fluido, es decir, la variación de la presión y temperatura del fluido durante la línea, desde las condiciones iniciales (presión 5000 y T 150) hasta las condiciones de plataforma. En esta grafica también se puede observar el cambio brusco en la temperatura, alcanzando un valor menor a la temperatura de formación de hidratos.

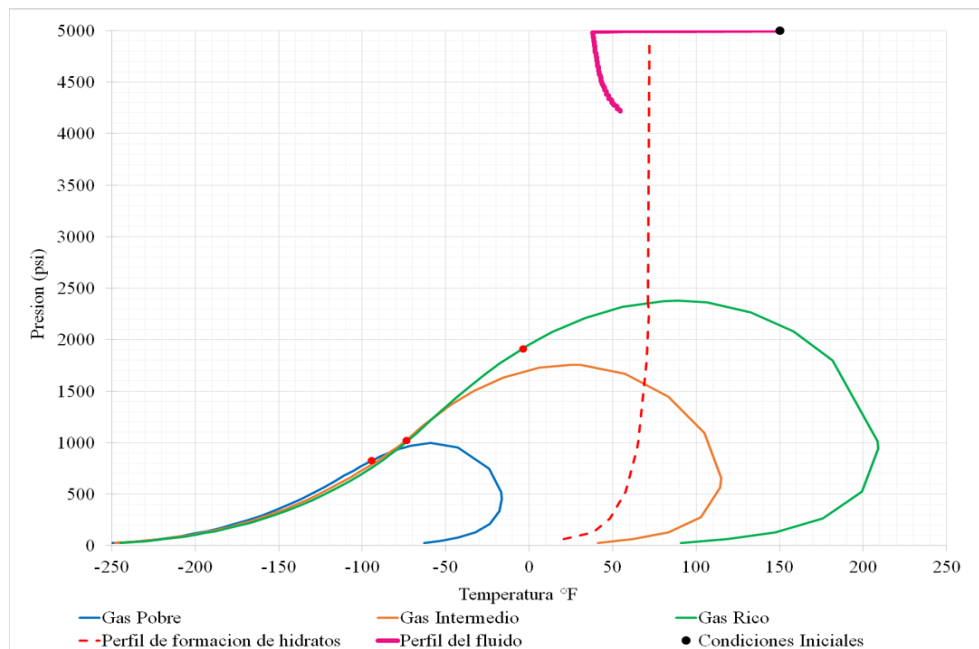


Figura 38. Envolvente de las diferentes composiciones de gases. Perfil del fluido y de formación de hidratos.

A continuacion en la figura 39 se compara la velocidad del gas entre los gases pobres y rico para los diferentes caudales simulados en el proyecto. Se puede analizar que se presenta mayor velocidad del gas para mayores caudales, en este caso las composiciones del gas pobre y gas rico no tienen un cambio significativo y no se alcanzan velocidades de gas superiores a 1,3 (m/s).

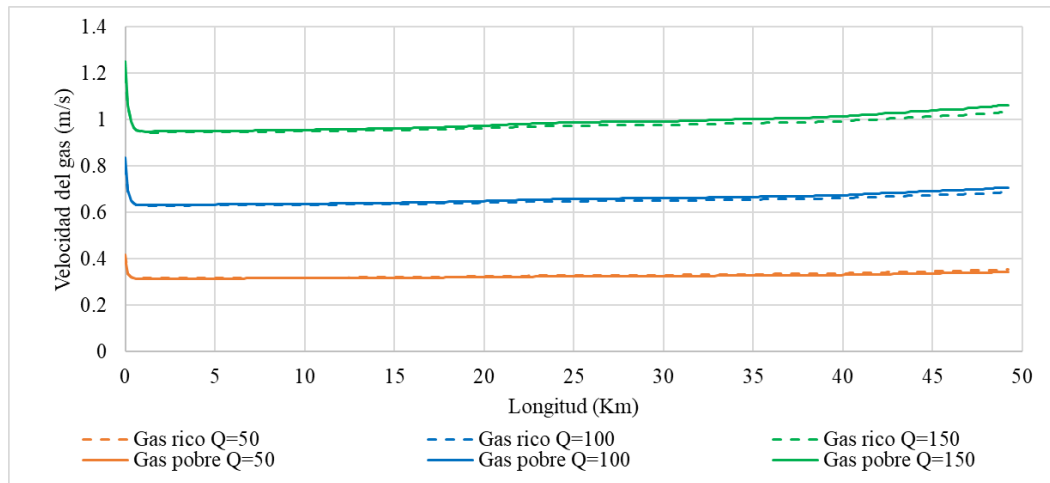


Figura 39. Velocidad del gas vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales.

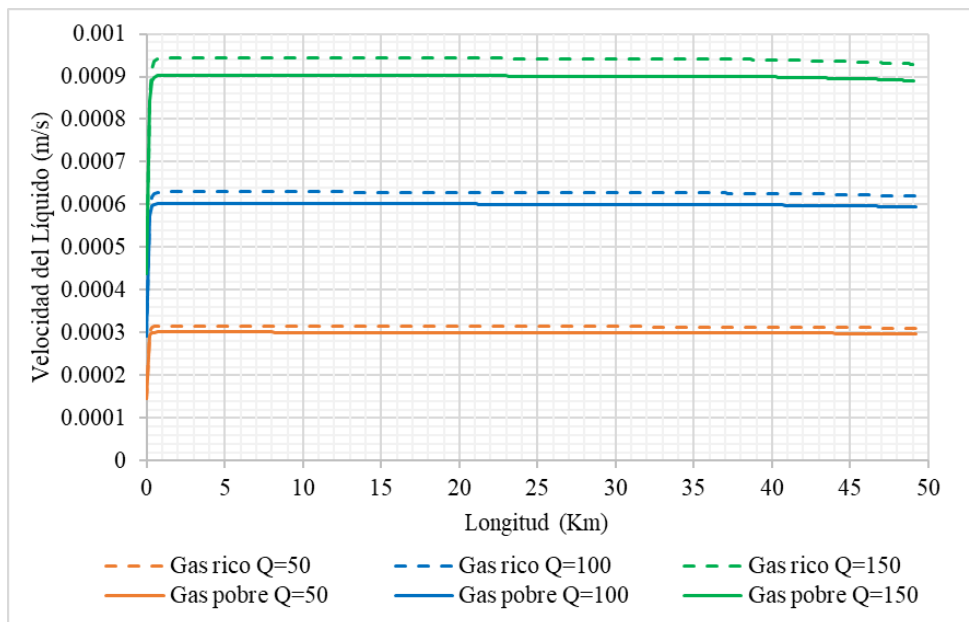


Figura 40. Velocidad del líquido vs longitud para diferentes composiciones a diferentes caudales.

Con base en las velocidades tanto del gas como del liquido se puede determinar el patrón de flujo del fluido presente en la línea para cada uno de los escenarios propuestos haciendo uso del mapa propuesto por Xiao et al. (1990) en su trabajo, Ver figura 41. Este mapa presenta los siguientes flujos: estratigráfico liso (SS), flujo estratigráfico ondulado (SW), flujo intermitente (I), flujo anular (AN) y flujo burbuja dispersa (DB).

Al determinar el patrón de flujo con las velocidades de gas y liquido (figura 39 y 40) obtenidas del simulador se determinó que el patrón de flujo presente en la línea de flujo del proyecto es estratigráfico liso para todos los casos analizados, ya que la velocidad del gas obtuvo su máximo valor en 1,2 m/s mientras que la velocidad del líquido tuvo como máximo valor 0.0009 m/s.

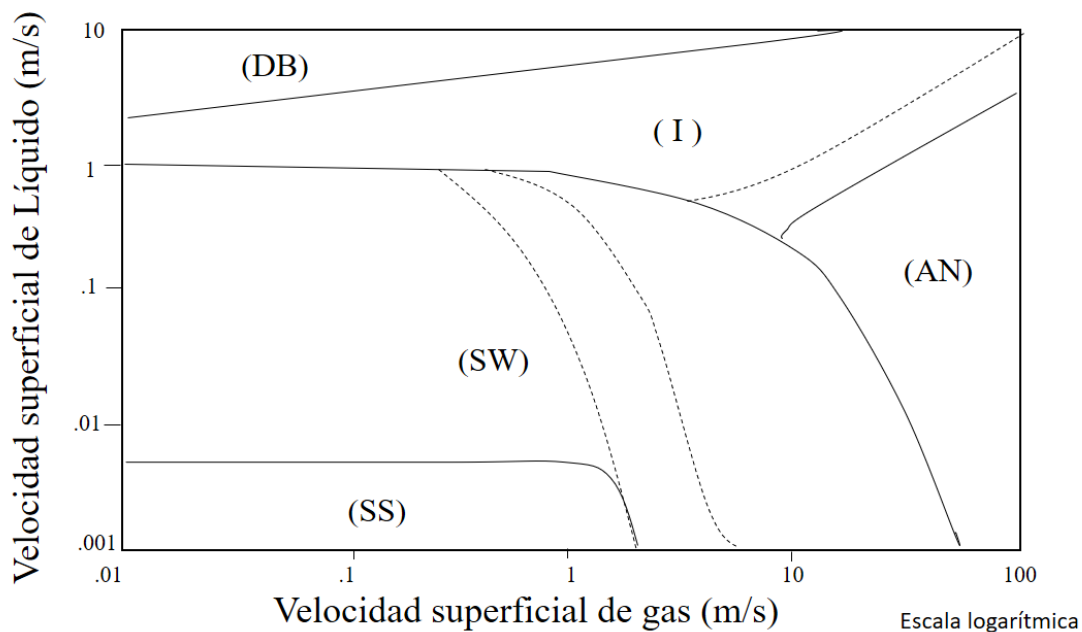


Figura 41. Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao et al. Fuente: Xiao et al .1990. A comprehensive Mechanistic Model For Two-Phase Flow in Pipelines. Presentado en The 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, 23-26 septiembre. Paper SPE 20631.

6. Conclusiones

- Se estudiaron las principales correlaciones empíricas y modelos mecánico reportados en la literatura concluyendo que el modelo más adecuado para la simulación fue Beggs & Brill ya que puede ser aplicado en tuberías horizontales e inclinadas y puede determinar todos los patrones de flujo.
- Se estableció una ruta para la línea submarina desde el campo Kronos hasta la plataforma propuesta dando cumplimiento a la normatividad nacional e internacional sobre las actividades petroleras en el mar, relacionadas al tendido de estructuras y líneas de flujo sobre el lecho marino.
- Se estableció la ubicación de una plataforma fija a 49.2 km del pozo Kronos y a una profundidad de 294 m. con el objetivo de que esta plataforma sirva para el desarrollo de los campos cercanos.
- Se simularon tres diferentes composiciones de gases (pobre, intermedio y rico) ya que no se conoce con exactitud la composición del campo Kronos. Se determinó que la caída de presión era mayor a medida que los componentes ricos aumentaban.
- De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación, la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería, sin embargo, para diámetros superiores a 16 pulgadas no se aprecian cambios significativos sobre la caída de presión, por lo anterior se recomienda utilizar el diámetro interno de 16 pulgadas, además este diámetro

genera menores costos de inversión, un menor hold up y una menor velocidad del gas al compararse con los diferentes diámetros evaluados.

- Los resultados de la simulación indican que el patrón de flujo del fluido a lo largo de la tubería fue un patrón estratificado liso donde el líquido fluye en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior, este resultado se presentó para todos los escenarios estudiados y se analizó con base en el mapa de patrones de flujo propuesto por Xiao et al (1990).

7. Recomendaciones

- Realizar un análisis técnico-económico del proyecto teniendo en cuenta los diferentes equipos que se requieren para llevar el gas de pozo a plataforma y de plataforma a refinería en condiciones de venta.
- Evaluar el impacto ambiental generado por la tubería sobre el lecho marino y la fauna y flora presentes en la zona.
- Evaluar la línea propuesta en un software diferente para comparar los resultados y observar el comportamiento del campo a lo largo de tiempo.
- Realizar una simulación para evaluar los tratamientos de deshidratación y endulzamiento que se llevarían a cabo en la plataforma y realizar la simulación hasta la refinería de Cartagena.
- Realizar una simulación teniendo en cuenta los campos Purple Angel y Gorgon para evaluar la producción de esta zona gasífera.

Referencias Bibliográficas

- Abd El Moniem, M., y El-Banbi, A. (2015). *Proper selection of Multiphase Flow Correlations*. Presentado en SPE North Africa Technical Conference and Exhibition held, Cairo, Egipto, 14-16 septiembre. Paper SPE 175805-MS.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (4 de Septiembre de 2014). Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20>
- Ansari, A.M., Sylvestrer, N.D., Sarica, C., Shoham, O. y Brill, J.P. 1994. *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two- Phase FLOW in Wellbores*. SPE Production & Facilities, Mayo.
- Baker, M. (2005). *Transport of North Slope Natural Gas Tiderwater*, Alaska.
- Barberan, J. A. (1974). Convenio de Helsinki. Convenio sobre la protección del medio marino de la zona del Mar Baltico, (pág. 16). Helsinki.
- Bedoya, S., y Fontecha, D. Desarrollo de una Herramienta Computacional con Correlacion de Flujo Multifasico Aplicando El Factor de Ajuste para la Viscosidad de Crudos Pesados. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- Belalcázar, J. C. (Ed.). (2017). *Costa afuera, oportunidades en el mar profundo*. Colombia Energía(15), 56.
- BP Statistical Review of world. June 2017. 66th Edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>.
- Brill J.P. (1987) *Multiphase Flow in Wells*. Journal of petroleum technology. Paginas 15-21.
- Brill, J.P. (1992). *State of the Art in Multiphase Flow*. The Journal of Petroleum Technology. Paginas 538- 541. SPE 23835.
- Budd, D et al. (2004). *Enhanced Hydrate Inhibition in Alberta Gas Field*. Presentado a The SPE Annual Technical conference and Exhibition. Houston, Texas. 26-29 Septiembre. SPE 90422.

- Cabarcas y Rojas (2011). *Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor*. Revista fuentes, Colombia, Volumen 9.
- Cabarcas, M., y Rojas, G., (2011). *Estudio Comparativo entre Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor*. Presentado en Revista fuentes, Julio, Volumen 9.
- Casares, A.M., Lanziani, J.L.(1997). *The Natural Gas Composition in Transport by Pipelines*. Presentado a SPE Latin American/Caribbean Gas & Electricity Congress. Bariloche, Argentina.6-9 Abril SPE 38244.
- Colombia Energía. (2016). *El futuro se vislumbra mar adentro*. (J. C. Belalcázar, Ed.) *Colombia Energía* (14), 18-19. Obtenido de <http://www.colombiaenergia.com>.
- Colombia Energía (2017). *Costa afuera, oportunidades en el mar profundo*. Edición 15. Páginas 56-60.
- Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No 013 de 2006, Fuerte Sur. Pag 50-58.
- Convenio de Barcelona: *Protocolo Offshore*. (26 de Octubre de 2011). InforMEA. Obtenido de <https://www.informea.org/es/treaties/offshore/>
- Convenio de Cartagena. (24 de Marzo de 1983). *Convenio Para La Protección Y El Desarrollo Del Medio Marino En La Región Del Gran Caribe*. Obtenido de <http://cep.unep.org/cartagena-convention/el-texto-del-convenio-de-cartagena>
- Convenio de Diversidad Biológica. (1992). *Convenio de Diversidad Biológica*. Obtenido de <https://www.cbd.int/doc/legal/cdb-es.pdf>.
- Ecopetrol. (03 de 8 de 2017). *Boletín de prensa 2017 - Ecopetrol*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>.
- Departamento Nacional de Planeación. (2014). Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Bogotá, Colombia.
- Díaz, M. (2015). *Afectación y protección de Ecosistemas Marino-Costeros en Colombia*. Verbum, 10.

- Direccion General Marítima. (6 de julio de 2014). *Especial exploración offshore, Colombia*. Obtenido de https://www.dimar.mil.co/sites/default/files/attach/10_especial_offshore_colombia.pdf.
- Espitia, F y Mantilla H.(2017). *Inhibición de Hidratos en Gasoductos Submarinos por Medio de Calentamiento Eléctrico en Aguas Ultra Profundas del Caribe Colombiano*. Universidad Industrial de Santander .
- Fang, H., & Menglan, D. (2014). *Offshore Operation Facilities, Equipment and Procedures*. Beijing, China: Elsevier Inc.
- Gaard, S.(2003). *Experiments with various Drag Reducing Additives in Turbulent Flow in Dense Phase Gas Pipelines*. Presentado a The PSIG Annual Meeting, Bem, Switzerland. 15 - 17 Octubre. PSIG 03B3.
- Hankinson & Schmidt, (1982). *Phase Behavior and Dense Phase Design Concepts for Application to the Supercritical Fluid Pipeline System*. Londres, Inglaterra.
- Healy J et al. (2013). *Desing, Installation, and Initial Performance of Ultra-High-Rate Gas Deepwater Completions- Tamar Field, Offshore Israel*. Presentado Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 30 Septiembre -2 Octubre.
- Huang, M y Jing, J. (2010). *Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline*. Presentado a The International Offshore and Polar Engineering Conference. Beijing, China, 20-25 Junio,2010.
- INVEMAR. (2008). Plan de Acción para la Creacion del Subsistema Nacional de Areas Marinas Protegidas de Colombia. Santa Marta, Colombia: D. Alonso & L. Ramirez.
- Jackson V el at, 2001. *Aconcagua, Candem Hills, and King's peak flieds, Gulf of Mexico Employ Intelligent Completion Technology in Unique Field Development Scenario*. Presentado en Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 30 Septiembre -3 de Octubre.
- Jacobsen, T.B. *Flow Assurance – A System Perspective*. Presentado en Subsea Technologies.
- Joshep. (26 de Febrero de 2010). *Residual Analysis*. Obtenido de A closer look at scientific data and claims, with an emphasis on anthropogenic global warming.: <http://residualanalysis.blogspot.com.co/2010/02/temperature-of-ocean-water-at-given.html>.

- Kelleher, G. (2002). google books. Obtenido de Cómo evaluar una AMP: Manual de indicadores naturales y sociales: <https://books.google.com.uy/books?id=ma3JFYljJwQC&pg=PA43&lpg=PA43&dq=Kelleher,+G.+2002+AREAS+MARINAS&source>.
- Kgogo, T.C.(2011). *Well Test Analysis of Medium-Rich to Rich Gas Condensate Layered Reservoirs*. Presentado a SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna , Austria, 23-26 Mayo. SPE 143621.
- Lang P.P et al.(1998). *Mensa Project: System Desing and Operation*. Presentado en The Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 4-7 de Mayo.
- Lares, M. C. (2017). *Medidas para la protección del medio marino en la región del Gran Caribe por daños ocasionados por la industria mar adentro*. Revista de Derecho [online], n. 47, 207-233.
- Lemay, M. H. (1998). *Manejo de los recursos costeros y marinos en America Latina y el Caribe*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Ministerio de Minas y Energía. (11 de febrero de 2016). Ministerio Minas y Energía. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/674559/PUBLICACION%20C3%93N+REGLAMIENTACION%20CC%81N+OPERACIONES+COSTA+AFUERA+%40%2011-02-2016.pdf/bbd144c1-878e-4235-89a0-2376c9053423>
- Moshfeghian, M. (2012). *Transportation of Natural Gas in Dense Phase*, PetroSkills, John M. Campbell.
- Natural Resources Conservation Authority. (2018). *National Environment and Planning Agency*. Recuperado el 15 de 05 de 2018, de Guidelines for the construction, maintenance and monitoring of underwater pipelines & cables in the coastal zone: <http://nepa.gov.jm/publications/guidelines/Underwater%20Cables%20&%20Pipelines/Under%20sea%20Cables%20and%20Pipelines%20-%20part%201.html>
- Nematizadeh, F., y Betpolice, A. (1978). *Pars Offshore Gas Field Development*. Presentado en the European Offshore Petroleum Conference and Exhibition. London 24-27. Octubre, SPE 8127.

- Oil&Gas Subsea, *Subsea Technology and Equipments*: <http://www.oil-gasportal.com/subsea-technology-and-equipments/>
- Orkiszewski, J. 1967. *Predicting Two-Phase Drops in Vertical Pipe*. Houston, Texas.
- Perez, J. A., Cabarcas, M.E. y Santos, N. 2016. *Modelamiento y Simulacion de un Sistema No Convencional de Levantamiento Multifasico*. Presentado en Revista Fuentes: El Reventon Energetico, Colombia, Volumen 14.
- Piping Equipment. Paginas 5-11-5-47
- Portafolio Revista Económica. (27 de Julio de 2014). *Así es Anadarko, Gigante Petrolero que Apuesta por Colombia*. Obtenido de <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/anadarko-gigante-petrolero-apuesta-colombia-48838>
- Rivera, N. et al. (2007). *Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Paginas 433-439.
- Rojas, G. y Chacon, J. *Estudio Comparativo de las Correlaciones Empiricas y Modelos Mecanisticos para Flujos Multifasicos en Pozos Horizontales de Inyeccion de Vapor*. Universidad Industrial de Santander, 2011.
- Ruiz, R., Brito, A. y Marquez, J. 2014. *Evaluation of Multiphase Flow Models to Predict Pressure Gradient in Vertical Pipes with Highly Viscous Liquids*. Presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, 21-23 Mayo, Paper SPE 169328-MS.
- Saad, H.C., Ribeiro L.F., Oliveira M. (2017). *Multiphase Flow Measurement: Advantages and Brazilian Regulation*. Presentado a Offshore Technology Conference Brasil, Rio Janeiro. Brasil, 24-26 Octubre. OCT-28076-MS
- Torres, J., y Trauwvitz, Edgar. *Flujo Multifasico en Tuberias*, Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2008.
- Triolo D. et al. (2013). *Liwan Gas Project: First South China Sea Deepwater Completion Campaign*. Presentado en The Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 6-9 de Mayo.
- Varhaug, M. (2016). *Subsea Infrastructure*. Oilfield review. Schlumberger.

- Xiao et al .1990. *A comprehensive Mechanistic Model For Two-Phase Flow in Pipelines*. Presentado en The 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, 23-26 Septiembre. Paper SPE 20631.
- Xie, C., Guo, L., y Li, W. 2017. *The Influence of Backpressure on Severe Slugging in Multiphase Flow Pipeline-Riser Systems*. Chemical Engineering Science, Elsevier.
- Yahaya, A.U. y Abdallah, A.G. 2010. *A Comparative Study Between Empirical Correlations & Mechanistic Models of Vertical Multiphase Flow*. Presentado en SPE/DGS Annual Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 04-07 Abril. Paper SPE 136931.
- **Zhang**, H-Q., Wang, Q., Sarica, C y Brill, J.P..2003. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics-Part 1: Model Development. Volumen 125, Diciembre.