

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO DE GESTIÓN PARA LA FORMULACIÓN DE
PROYECTOS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO**

JAIME OSWALDO GONZALEZ MAYA. M.Sc.

jaime.gonzalez@epn.edu.ec

DIRECTOR: Víctor Hugo Hidalgo Díaz, D.Sc.

victor.hidalgo@epn.edu.ec

Enero, 2019

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Jaime Oswaldo González Maya, bajo mi supervisión.

Víctor Hugo Hidalgo Díaz, D.Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO

DECLARACIÓN

Yo, **Jaime Oswaldo González Maya**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Autor

DEDICATORIA

A mi compañera Soraya Ortiz y mis hijos; Alejandro y Nicolas, quienes me dan la fuerza, motivación e inspiración para levantarme todos los días y divertirme en la “batalla” de la vida.

AGRADECIMIENTO

A nuestro SEÑOR, por sus eternas bendiciones,

A mi familia: Marta, Oscar y Luis por siempre apoyarme,

Escuela Politécnica Nacional por la oportunidad de estar en tan Noble Institución,

A mi amigo Víctor Hugo por su guía y a todos quienes fueron mis profesores.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Pregunta de Investigación	3
Objetivo general	3
Objetivos específicos	4
Hipótesis o Alcance (de ser el caso)	4
1. MARCO TEÓRICO	5
1.1 Aseguramiento de flujo	6
1.3 Prevención y control	25
1.4 Metodología del Marco Lógico(MML)	29
2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	35
2.1 Identificación del problema y alternativas de solución	35
2.2 Construcción Matriz Marco Lógico	57
3. RESULTADOS	68
3.1 Identificación del problema	68
3.2 Diagrama de flujo formulación proyecto	68
3.3 Matriz Marco Lógico	70
4. DISCUSIÓN	75
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	77
5.1 Conclusiones	77
5.2 Trabajos futuros	79
Referencias Bibliográficas	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Conductividad térmica.....	28
Tabla 2.1: Campaña de perforación del campo Amistad.....	36
Tabla 2.2: Características y condiciones de operación de los pozos.....	37
Tabla 2.3: Condiciones circundantes	37
Tabla 2.4: Condiciones de los pozos productores.....	37
Tabla 2.5: Posición y Caracterización de los Involucrados.....	41
Tabla 2.6: Incidencia de las alternativas y observaciones	51
Tabla 2.7: Valor de incidencia de las alternativas	52
Tabla 2.8: Propuestas para proyectos	53
Tabla 2.9: Costos de la Alternativa conceptual básica	53
Tabla 2.10: Costos fijos de operación y mantenimiento	54
Tabla 2.11: Costos adicionales de cada alternativa	54
Tabla 2.12: Costos adicionales de cada alternativa	54
Tabla 2.13: Resumen Narrativo	58
Tabla 2.14: Indicadores metas y resultados.....	61
Tabla 2.15: Medios de verificación por indicador	65
Tabla 2.16: Medios de verificación por indicador	66
Tabla 3.1 Matriz Marco Lógico Proyecto Aseguramiento de Flujo Producción Costa Afuera.....	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema de producción costa afuera	5
Figura 1.2: Problemas de aseguramiento de flujo y localización en el sistema de producción.....	7
Figura 1.3: Curvas envolventes de Hidratos Ceras Asfaltenos y fluido del reservorio. ...	8
Figura 1.4: Diagramas de cambio de fase: a) Reservorio de petróleo o blackoil; b) Reservorio de gas condensado; c) Reservorio de gas.....	10
Figura 1.5: Estructura molecular del hidrato de metano	10
Figura 1.6: Tapón de hidrato.....	11
Figura 1.7: Evolución de la presión y temperatura del fluido a lo largo de la línea de producción	11
Figura 1.8: Tapón de cera plataforma Statfjord B, Noruega.	13
Figura 1.9: Evolución del espesor de ceras con el tiempo en una tubería.....	13
Figura 1.10: Acumulación de incrustaciones interior de la tubería y choke	14
Figura 1.11: Fase de las incrustaciones a) homogénea; b) heterogénea	15
Figura 1.12: Propagación del “slug” hidrodinámico, inestabilidad de Kelvin Helmholtz	16
Figura 1.13: Bolsas de líquido y burbujas de gas “slugging”, efecto en la tubería	16
Figura 1.14: Régimen de heterogéneo-saltación transporte de arena en líneas de flujo	18
Figura 1.15: Daño por erosión en un estrangulador tipo jaula	18
Figura 1.16: a) Esquema reacción de la corrosión b) Corrosión superficie del tubing .	20
Figura 1.17: Condensación en el tope de la tubería por flujo de gas húmedo	20
Figura 1.18: Parámetros que afectar el complejo cálculo del flujo de tuberías	22
Figura 1.19: Estructura simplificada típica de software para simulación de flujo	23
Figura 1.20: Ejemplo curva de hidrato desde PVTsim.....	24

Figura 1.21: Evolución de la presión y temperatura del fluido a lo largo de la línea de producción	24
Figura 1.22: Efecto de la inyección de inhibidores termodinámicos	26
Figura 1.23: Ciclo de vida de un proyecto	29
Figura 1.24: Estructura Analítica del Proyecto	33
Figura 1.25: Estructura de la Matriz del Lógico	34
Figura 2.1: Estructura metodológica del marco lógico.....	35
Figura 2.2: Presiones y temperaturas en cabeza de pozo	38
Figura 2.3: Producción anual del campo Amistad	38
Figura 2.4: Identificación de los Involucrados	39
Figura 2.5: Clasificación de los Involucrados	40
Figura 2.6: Árbol de problemas.....	43
Figura 2.7: Árbol de objetivos	44
Figura 2.8: Opción de soluciones.....	45
Figura 2.9: Verificación Causa Medio y Acción	46
Figura 2.10: Gradiente térmico en tubería.....	48
Figura 2.11: Actividades para cada alternativa.....	49
Figura 2.12: Curva equilibrio de hidrato 2 y operación pozo AMS-10.....	49
Figura 2.13: Perfil de temperatura línea de producción AMS-10	50
Figura 2.14: Costos de implementare las alternativas.....	54
Figura 2.15: Estructura analítica del proyecto	56
Figura 2.16: Estructura de la matriz marco lógico	57
Figura 3.1: Análisis PVT de equilibrio, hidratos y puntos de operación	68
Figura 3.2: Diagrama de flujo para formular proyecto aseguramiento de flujo.....	69

RESUMEN

Definir la estrategia y proyectos necesarios para asegurar el flujo de las líneas de producción de gas desde el fondo del pozo hasta la estación de procesamiento se ha convertido en un desafío actual dentro de las operaciones de explotación y producción costa afuera, debido a las características complejas del fluido y la hostilidad de del medio circúndate por donde se trasporta el gas, para esto se desarrolló un análisis de gestión de recursos y la formulación proyectos en ingeniería, procura y construcción (IPC), con el fin de garantizar el transporte de la producción sin interrupciones considerando las particularidades de la explotación del gas del Campo Amistad. La metodología del marco lógico fue utilizada como una herramienta para formular los proyectos que permitan garantizar el flujo, definiendo los recursos involucrados, indicadores y medios de verificación, como actores y herramientas que ayudaran a evaluar y medir los resultados del proyecto después de su implementación, así como también las restricciones técnicas y operacionales que se deben considerar al momento de seleccionar la mejor alternativa en este tipo de proyectos. Se obtuvo como resultado el desarrollo de la matriz de marco lógico para proyectos que aseguren el continuo flujo, analizando como caso de estudio el flujo de la producción de gas en el campo Amistad en pozos mayores a 1800 [psia], ésta matriz conceptualiza los objetivos y propósitos del proyecto, definiendo los componentes y actividades a ejecutarse. Se concluyó que el análisis hidrodinámico y térmico de flujo en condición estacionaria es el primer recurso para definir y seleccionar de manera correcta las alternativas de proyectos para asegurar el flujo de la producción de gas.

Palabras Claves: Aseguramiento flujo, Costa Afuera, Gas, Hidratos, Análisis Térmico, Marco Lógico.

ABSTRACT

Define the strategy and necessities projects to flow assurance of gas production lines from the bottom of the well to the processing station has become a current challenge within the offshore P&E operations, due to the complex characteristics of the flux and the hostility of the zones and surrounding environment where the gas is transported, for this was developed an analysis of resource management and the formulation of engineering, procurement and construction projects (EPC), in order to guarantee the transport of the production without interruptions considering the particularities of the gas exploitation of the "Friendship" field. The methodology of the logical framework was used as a tool to formulate the flow assurance projects, which allowed to define involved resources, indicators and means of verification, as actors and tools that will help to evaluate the results of the project after its implementation, as well as technical and operational restrictions that must be considered when selecting the best alternative in this type of projects. The result was the development of the logical framework of the flow assurance project for the case study of the "Friendship" field in wells greater than 1800 [psia], which conceptualizes the project's objectives and purposes, defining the components and activities to be executed. It was concluded that hydrodynamic and thermal flow analysis in stationary condition is the first resource to define and correctly select the project alternatives to assurance the flow.

Keywords: Flow assurance, Offshore, Hydrates, Thermal Analysis, Logical Framework.

ESTUDIO DE GESTIÓN PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA

INTRODUCCIÓN

El Aseguramiento del Flujo es uno de los tópicos centrales en la definición de la arquitectura e ingeniería de transporte y procesos de los sistemas de producción petrolera. (Reyes et al, 2005). Consiste en garantizar un flujo ininterrumpido de corrientes de hidrocarburos a través de tuberías o “risers” desde el depósito hasta el punto de venta de acuerdo con el plan de producción. El aseguramiento de flujo es particularmente relevante en producción costa afuera con distancias de transporte relativamente largas (5 - 150 km) y bajas temperaturas circundantes. En este tipo de sistemas, si hay un problema de intervención, la remediación debe hacerse de forma remota y por lo general, requiere mucho tiempo y altos costos. (Stanko, 2017), Que podría ser de hasta aproximadamente \$ 30,000,000 por incidente (Lee & Fogler, 2001).

De 1992 a 2002, se informaron más de 50 casos de bloqueo de tuberías debido a la deposición de cera en el Golfo de México (Zhu et al., 2008). En el cual, el costo de reemplazo fue de \$ 5,000,000, con un tiempo de inactividad de 40 días correspondiente a pérdidas por \$ 25,000,000. Posteriormente la plataforma fue terriblemente dañada por la deposición de cera; hasta el punto que fue abandonada generando una pérdida total de \$ 100,000,000 (Singh, 2000).

La gestión de sólidos orgánicos e inorgánicos como, ceras, hidratos, asfaltenos, incrustaciones y arena es la habilidad del ingeniero en tuberías o “risers” para predecir, prevenir y controlar la formación de éstos sólidos a través de diseños, mecanismos o sistemas claves que permitan la viabilidad de desarrollar una perspectiva de producción de petróleo y gas en aguas profundas. (Haghighi, et al., sf), evitando taponamientos e incidentes en las tuberías que transportan la producción.

En la actualidad, la mayor parte de la extracción de petróleo y gas se realiza en tierra. No obstante, una cantidad considerable de gas y petróleo ya se produce en alta mar. La extracción de petróleo costa afuera representa actualmente el 33% de la producción mundial. (U.S. Energy Information Administration, 2016), En el 2014, el 28 por ciento de la producción mundial de gas se da lugar fuera de la costa (World Ocean Review, 2014).

Durante muchos años, la producción de petróleo y gas natural costa afuera se restringió a aguas poco profundas como el Mar del Norte o las zonas costeras de los EE. UU. Sin

embargo, como muchos depósitos antiguos se han agotado, las empresas operadoras se han trasladado a aguas más profundas, (World Ocean Review, 2014).

Barton en el 2014, muestra el incremento en más del 100% de las cuencas en aguas profundas para producción de hidrocarburos desde el 2008 hasta el 2012. En donde se incluye parte del territorio marítimo ecuatoriano y que actualmente está representado por los bloques 01 y 06.

Las operaciones en el boque 06 están representadas por el campo Amistad con una producción promedio de gas natural de aproximadamente 46 MMPCD en el 2017, tiene una plataforma localizada en altamar a la cual converge toda la producción. El gas se transporta desde diferentes pozos a través de tuberías o “risers” que conectan las cabezas de pozos hasta el “manifold” en la plataforma. Los “risers” atraviesan las corrientes desde el lecho marino a 60 [m] de profundidad y una temperatura mínima de 60[°F], en estas condiciones circundantes existe una probabilidad de formación de hidratos.

La formación de hidratos durante la producción de gas, agua y condensado en aguas profundas podría constituir una seria amenaza para el funcionamiento seguro y económico de las instalaciones de producción. Uno de los problemas, aparte del bloqueo, es el movimiento de los tapones de hidrato en la tubería a alta velocidad, provocando rotura del tubo. (Haghighi et al., sf).

Es aquí donde el aseguramiento de flujo aborda una variedad de problemas relacionados con las propiedades de fluidos que afectan el flujo de gas, condensado y agua a través de sistemas de producción.

Uno de los objetivos durante la explotación y producción de hidrocarburos es, asegurar que los fluidos fluyan a través del sistema según lo diseñado, mediante el análisis de un amplio rango de problemas que pueden generarse durante la producción de petróleo y gas como: pérdidas de la capacidad del sistema, cambios en el comportamiento térmico, producción y generación de componentes sólidos, características de operación y rendimiento del sistema, (Martin et al., 2003).

La producción de pozos de varias fuentes puede conducir a complejos sistemas de composición de fluidos, presentando así muchos desafíos que conducen a un mayor capital de inversión (CAPEX) y gastos de operación (OPEX). Esta dinámica entre los flujos de producción y la formación de sólidos son factores de riesgo clave en la formulación y evaluación de proyectos y más aún en proyectos de desarrollo en aguas profundas y zonas vulnerables, (Jamaluddin & Kabir, 2012).

Jamaluddiny y Kabilen en el 2012 señalan que, para reducir este riesgo, se requiere un enfoque sistemático que defina y comprenda los factores termodinámicos e hidrodinámicos que podrían afectar el aseguramiento de flujo. Watson en 2003 menciona que todos los

campos hidrocarburíferos deben desarrollarse considerando minimizar los problemas para el aseguramiento de flujo y maximizar la producción global disponible, pero es bien conocido que el aumento de la confiabilidad de un sistema a niveles muy altos, implica un mayor costo, haciendo que los proyectos no sean rentables.

Por lo tanto, es necesario encontrar un equilibrio satisfactorio entre el requisito de inversión de capital y el nivel de riesgo aceptable. Desafortunadamente esto es muy fácil de decir, pero en la práctica muy difícil de lograr principalmente debido a la naturaleza subjetiva de los riesgos y las percepciones de arriesgar de quienes participan en el proceso de diseño (Martín, et al., 2003).

Por lo anteriormente mencionado y considerando que es estratégico el desarrollo futuro de la producción de gas costa a fuera en el Ecuador, es importante realizar un estudio de gestión para el manejo de los recursos (tecnológicos, humano, infraestructura, etc.) antes y durante la formulación de proyectos de aseguramiento de flujo en “risers” para la producción de gas costa afuera, permitiendo definir estrategias necesarias que minimicen los riesgos y proponer adecuadas alternativas de prevención y control de formación de sólidos e inestabilidades de flujo con el fin de garantizar la producción continua en los niveles deseados maximizando la rentabilidad del proyecto. (Nemoto et al., 2010).

La metodología de marco lógico fue aplicada para formular proyectos de aseguramiento de flujo, permitiendo realizar un análisis integral. Esta metodología considera: entidades involucradas, recursos tecnológicos e infraestructura, indicadores para control y evaluación, así como los medios de verificación y medición. El alcance de este trabajo fue desarrollar un diagrama de flujo para gestionar los recursos (tecnológicos, humano, infraestructura, etc.) antes y durante la formulación de proyectos de aseguramiento de flujo para la producción de gas en el Campo Amistad.

Pregunta de Investigación

¿Se puede minimizar los riesgos operacionales y mantener la rentabilidad de un proyecto de explotación y producción de hidrocarburos mediante una adecuada formulación de proyectos que garanticen de flujo de gas en tuberías o “risers” aplicando la metodología del marco lógico en producción costa afuera?

Objetivo general

Desarrollar un estudio de gestión para la formulación de proyectos de aseguramiento de flujo en sistemas de producción de hidrocarburos costa afuera.

Objetivos específicos

- Identificar las causas de la obstrucción y el taponamiento de tuberías de producción de gas y petróleo considerando un análisis hidrodinámico, termodinámico y de transferencia de calor de los fluidos de producción costa afuera.
- Definir los conceptos teóricos de simulación para predicción, control y prevención de la formación depósitos y acumulación de sólidos en tuberías de producción de gas y petróleo.
- Formular proyectos específicos (soluciones) que minimicen el riesgo de la formación de depósitos y acumulación de sólidos que comprometan el aseguramiento de flujo en tuberías de producción de gas y petróleo.
- Generar un esquema de gestión de los recursos (tecnológicos, humano, infraestructura, etc.) en la formulación de proyectos de sistemas de aseguramiento de flujo a largo plazo.

Hipótesis o Alcance (de ser el caso)

El proyecto se limita a desarrollar un diagrama de flujo para gestionar los recursos (tecnológicos, humano, infraestructura, etc.) antes y durante la formulación de proyectos de aseguramiento de flujo para la producción de gas en el Campo Amistad aplicando la metodología del marco lógico. Considerando un análisis descriptivo y cualitativo de los problemas que interviene en el aseguramiento de flujo durante la producción de hidrocarburos, estableciendo maneras de predecir, controlar y prevenir el taponamiento de las tuberías de producción en explotación costa afuera.

Para la evaluación hidrodinámica y térmica del caso de estudio se usa los resultados de simulaciones realizadas por Gallo & Sola, 2017.

1. MARCO TEÓRICO

La producción de petróleo y gas costa afuera ver figura 1.1, comenzó hace más de un siglo. Con muchos yacimientos de aguas poco profundas ya agotados, estos recursos naturales ahora se extraen a profundidades cada vez mayores. Las tasas de producción son más altas que nunca, mientras que la contaminación por petróleo está disminuyendo. Sin embargo, esto se debe en gran parte a las estrictas regulaciones durante la definición y formulación de proyectos, (World Ocean Review, 2014).

La exploración y el desarrollo en áreas marinas de aguas profundas en todo el mundo han llegado a ser muy importantes para muchas compañías operadoras. Sin embargo, la producción sostenida en este entorno enfrenta desafíos significativos. Las características de flujo de fluidos, la termodinámica y la transferencia de calor se consideran elementos clave que rigen directamente el comportamiento de la fase fluida causando condiciones particulares de flujo. (Jamaluddin & Kabir, 2012).

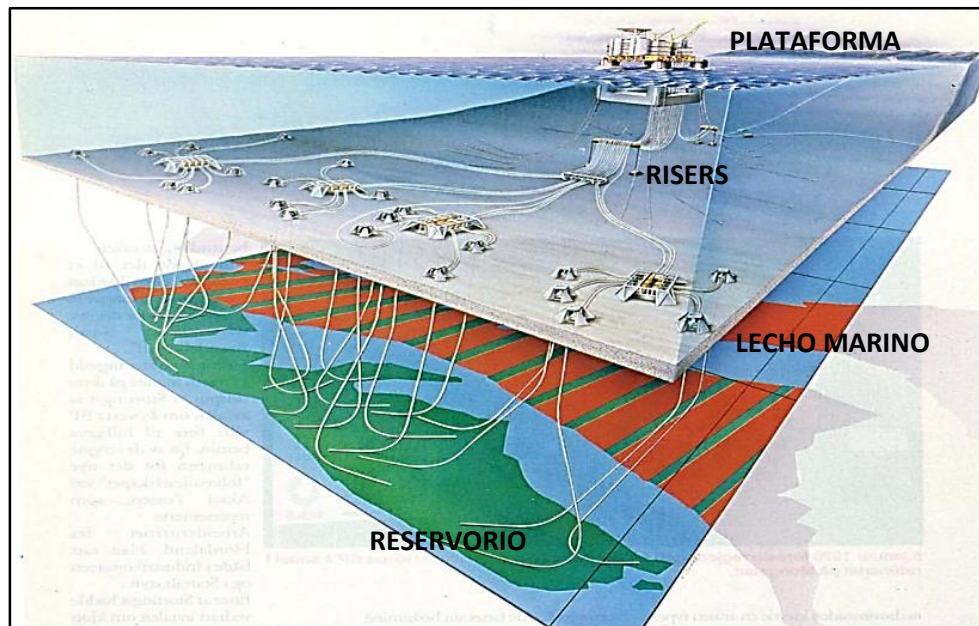


Figura 1.1: Sistema de producción costa afuera
Fuente: (Sarshar, 2013)

Dependiendo del comportamiento de las fases, por ejemplo, bolsas “slugs” de gas pueden desencadenar condiciones de flujo transitorio “slugging” adversas en la línea de flujo submarina permaneciendo durante largos períodos. Junto con las pérdidas de calor y las pérdidas de presión excesivas en largas líneas submarinas también pueden conducir a condiciones de formación de sólidos orgánicos e inorgánicos. Los asfaltenos, ceras e hidratos son los sólidos orgánicos críticos y conocidos que causan impedimentos de flujo en la industria del petróleo y el gas, (Jamaluddin & Kabir, 2012).

La oportuna caracterización del comportamiento de flujo “slugging” a través de simulaciones de flujo multifásico transitorio sumado a la efectiva gestión de sólidos orgánicos son la clave para la viabilidad de desarrollar una perspectiva de producción en aguas profundas, (Haghighi et al., sf).

Una metodología de gestión que permita formular proyectos para asegurar el flujo considerando la relación entre múltiples objetivos como: disminuir las inestabilidades hidrodinámicas del flujo, controlar la formación de sólidos orgánicos y conservar la integridad de las tuberías y equipos durante el tiempo de producción, correspondería a la Metodología del Marco Lógico (MML).

La MML se usa para diseñar proyectos y programas, para verificar su progreso y para comprobar si se están alcanzando los objetivos. Es particularmente útil para la planificación de las actividades, recursos e insumos que se requieren para alcanzar los objetivos del proyecto. También es útil para establecer las actividades de monitoreo y evaluación (MyE) del mismo. Su propósito es brindar estructura al proceso de planificación y comunicar información esencial relativa al proyecto. Puede utilizarse en todas las etapas de preparación del proyecto: programación, identificación, orientación, análisis, presentación ante los comités de revisión, ejecución y evaluación ex-post, (Saravia, 2017).

En esta sección se presenta los fundamentos y las bases teóricas del aseguramiento de flujo en producción costa afuera y formulación de proyectos a través de la metodología del marco lógico (MML).

1.1 Aseguramiento de flujo

La explotación de hidrocarburos desde el yacimiento a través de tuberías y hasta las facilidades de producción presentan riesgos térmicos, hidráulicos y estructurales, los riesgos térmicos causan formación, deposición o precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos como: ceras, asfáltenos, hidratos e incrustaciones; los riesgos hidráulicos generan ondas de sobrepresión transitorias dado por el flujo “slugging”, producción de arena y desgaste de la tubería por erosión y los riesgos estructurales que se dan por las vibraciones inducidas por el fluido (FIV por sus siglas en ingles) y corrosión. (Tung et al., 2017).

La deposición como resultado de las pérdidas de calor del fluido, causan reducción del diámetro interno de las tuberías, pudiendo quedar totalmente bloqueadas en casos extremos, la sobrepresión por inestabilidades hidrodinámicas de flujo y las vibraciones pueden producir fisuras y roturas de los equipos, tuberías y accesorios, La interrupción de la producción debido al bloqueo o rotura de tuberías y equipos puede causar pérdidas financieras colosales (Tung et al.,2017), (Irmann-Jacobsen, 2015), (Stanko, 2017). Por lo

cual es necesario asegurar el flujo, la figura 1.2 muestra los problemas de aseguramiento de flujo que pueden presentarse desde el reservorio hasta las facilidades de producción y procesos.

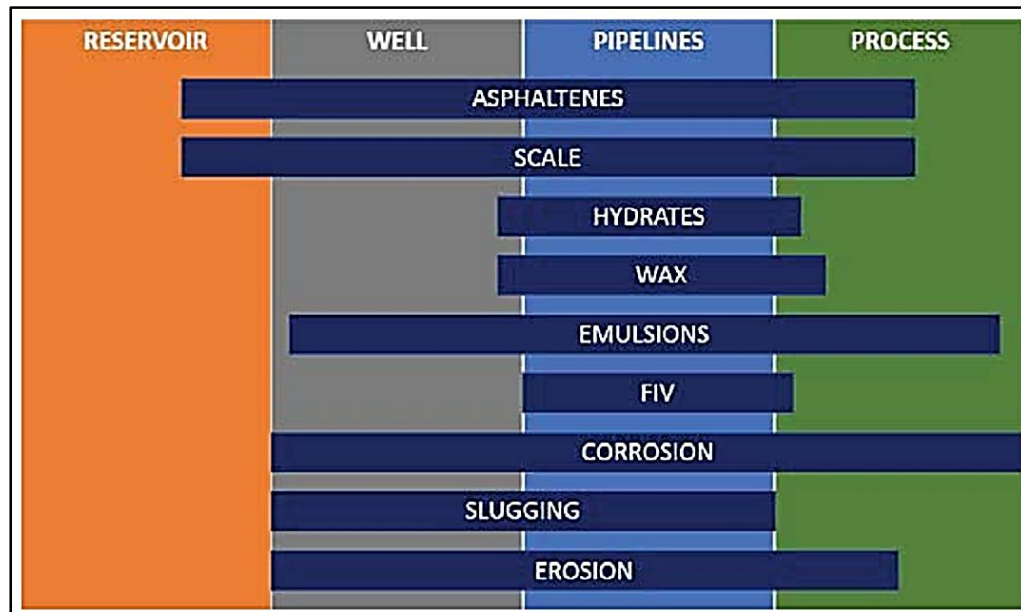


Figura 1.2: Problemas de aseguramiento de flujo y localización en el sistema de producción.
Fuente: (Stanko, 2017)

El aseguramiento de flujo es una especialidad relativamente nueva en la industria del petróleo y el gas, se refiere al diseño, estrategias y principios para asegurar la producción de hidrocarburos sin interrupciones desde el “poro hasta el medidor de despacho o venta” de manera económica. La frase "Garantía de Flujo" fue acuñada por Petrobras a principios de la década de 1990, que significa "Garantizar el flujo". El aseguramiento de flujo es extremadamente diverso, abarca muchos temas discretos y especializados e implica toda la gama de disciplinas de ingeniería. (Tung et al., 2017). Donde las pautas de diseño y funcionamiento para los sistemas de petróleo y gas submarino se basan en los siguientes principios:(Nemoto et al., 2010)

- No permitir que el sistema entre en una región de presión / temperatura donde los hidratos, ceras, asfaltenos e incrustaciones son estables.
- Evite la deposición de cera, formación de hidratos en las paredes del tubo controlando la temperatura.
- Diseño para inhibir y eliminar asfaltenos.
- No permita que el sistema opere en la región inestable (“slugging” severo o “slug” hidrodinámico).

La figura 1.3 muestra esquemáticamente las envolventes superpuestas de fase termodinámica de sólidos orgánicos e incrustaciones que derivan en posibles problemas de aseguramiento de flujo en casi todos los campos petrolíferos. También se muestra la

vía potencial de presión / temperatura de producción (p / T) que obviamente depende de las características hidrodinámicas y de transferencia de calor específicas de un sistema de completación e instalaciones dado y, por lo tanto, requiere una evaluación holística del riesgo, (Jamaluddin & Kabir, 2012).

Los hidratos y las ceras aparecen en la imagen cuando la temperatura cae por debajo de las condiciones de equilibrio del hidrato y la temperatura de aparición de la cera, respectivamente, variando con la presión y la temperatura del sistema. Se puede observar que los asfaltenos pueden precipitar bajo un amplio espectro de condiciones y que la trayectoria de producción del pozo puede no tener suficiente oportunidad para la producción en ausencia de una estrategia adecuada de inhibición y aseguramiento de flujo, (Nikhar, 2006).

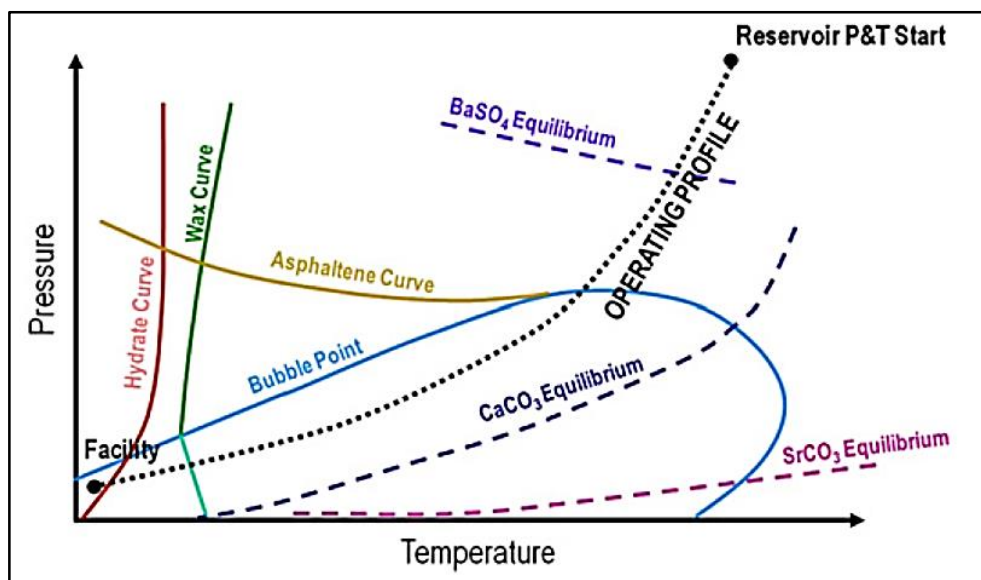


Figura 1.3: Curvas envolventes de Hidratos Ceras Asfaltenos y fluido del reservorio.
Fuente: (Jamaluddin & Kabir, 2012)

Para definir los parámetros que cumplan los principios indicados anteriormente es pertinente un entendimiento de las propiedades del fluido desde el reservorio, características de los sólidos orgánicos e incrustaciones que se pueden generar, el comportamiento del flujo de fluidos y transferencia de calor que se presenta en los sistemas de producción costa afuera.

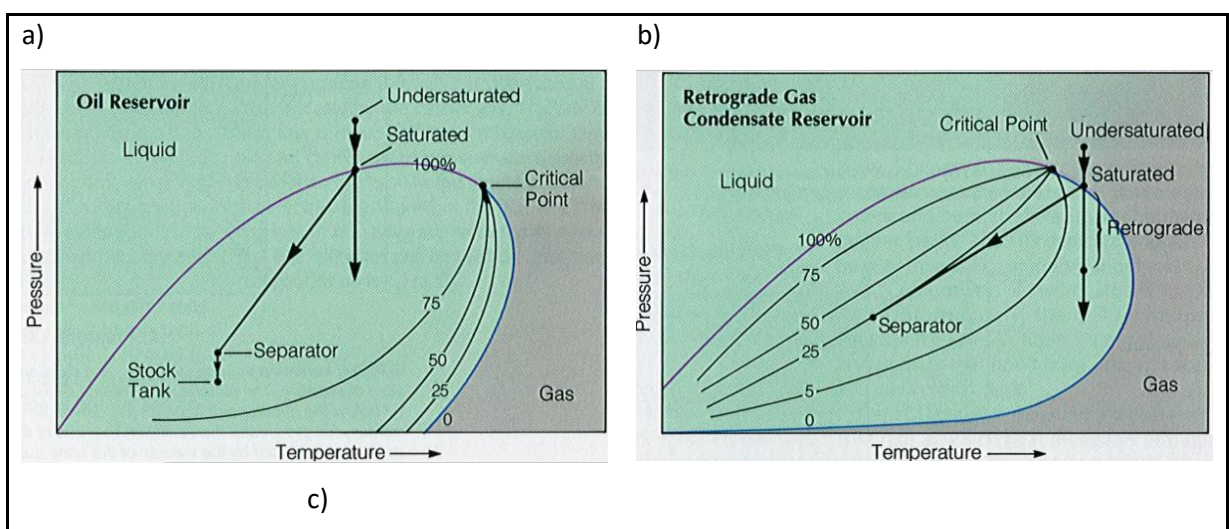
Presión Volumen y Temperatura (PVT)

En un laboratorio PVT se determinan el comportamiento del fluido del reservorio y sus propiedades. Su objetivo es simular lo que ocurre con el fluido en el reservorio y en la superficie durante la producción. Un aspecto central del análisis PVT es determinar cómo evoluciona el gas del petróleo crudo cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja o por encima del punto de rocío. Proyectando el lugar geométrico de los puntos de burbujeo

y de los puntos de rocío en un gráfico de temperatura (T) y presión (p) se genera la curva del punto de burbuja y del punto de rocío, formado una línea divisoria única conocido como la curva de presión de vapor en un diagrama PT. El punto donde coinciden estas dos curvas se conoce como punto crítico en el cual las fases gas y liquido son indistinguibles, (Freyss et al., 1989).

El diagrama de fase PVT ilustra la evolución de las fases (petróleo-gas) durante la producción, por ejemplo, la depletación del reservorio es representada por una línea vertical cuando la temperatura permanece constante, (Freyss et al., 1989), pudiendo pasar de un reservorio con petróleo sub-saturado a saturado (petróleo y gas), de igual manera se puede determinar las fracciones volumétricas de las fases en cualquier punto del sistema de producción, fondo de pozo, cabeza del pozo, una sección de tubería o separador, en función de la presión y temperatura.

La composición volumétrica de las fases, viscosidad, densidad, compresibilidad y otras propiedades de los hidrocarburos cambian con la variación de la presión y la temperatura, por ello y para anticiparse al comportamiento volumétrico y de las fases PVT en la producción de hidrocarburos durante el viaje desde el reservorio hasta las facilidades de producción es necesario simular el comportamiento de las fracciones volumétricas a través de ecuaciones de estado, la más conocida es dada por D-Y. Peng and D.B. Robinson, la cual está basada en el análisis composicional de la mezcla y relaciones PVT derivadas experimentalmente, una ecuación de estado puede ser calibrada o afinada con data PVT real, (Freyss et al., 1989). La figura 1.4 muestra el diagrama de cambio de fase considerando los tipos de reservorio.



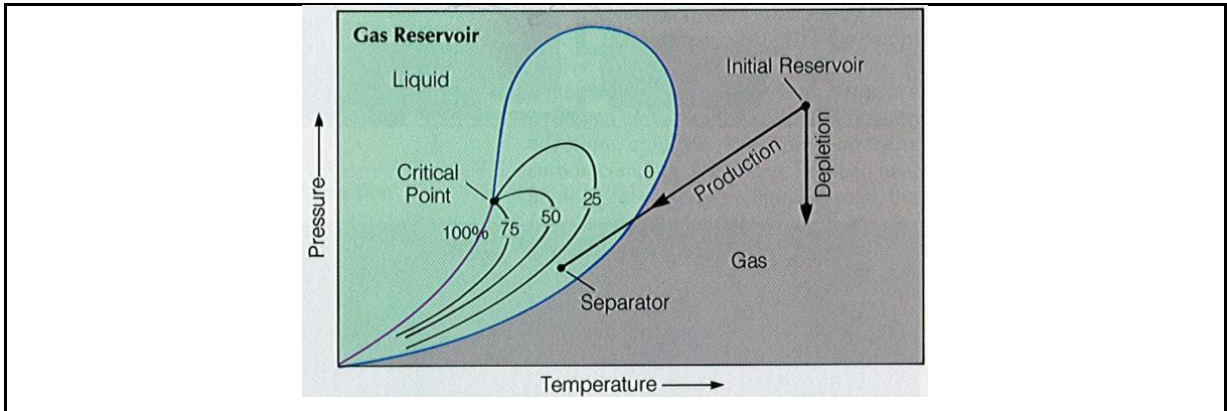


Figura 1.4: Diagramas de cambio de fase: a) Reservorio de petróleo o blackoil; b) Reservorio de gas condensado; c) Reservorio de gas.

Fuente: (Freyss et al., 1989)

La variación de las fracciones volumétricas (petróleo-gas) por los cambios de presión y temperatura en secciones de tubería derivan en el transporte de flujo multifásico (vertical, horizontal e inclinado) desde el fondo de pozo hacia las facilidades de producción. En consecuencia, la confiabilidad y veracidad de los datos y propiedades PVT permiten ofrecer resultados confiables para predecir, anticipar o eliminar problemas de aseguramiento del flujo con modelos disponibles en el mercado y las respectivas simulaciones dinámicas de flujo multifásico y proceso, (Reyes et al., 2005).

Es por ello que las propiedades PVT de transporte y proceso, deben ser validadas mediante un aseguramiento metódico de la calidad de las muestras y su trazabilidad a lo largo de todo el proceso de colección, así como, su correcto y completo análisis en el laboratorio. La validación debe incluir los modelos y simuladores de tipo predictivo de propiedades de PVT y residentes en el simulador de flujo multifásico y de proceso, donde ambos deberán de utilizar en forma consistente este mismo modelo PVT, (Reyes et al., 2005).

Sólidos orgánicos e incrustaciones

Hidratos

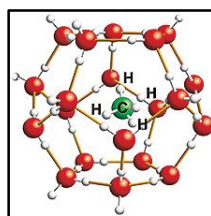


Figura 1.5: Estructura molecular del hidrato de metano

Fuente: (Stanko, 2017)

Los hidratos de gas (HG) son sólidos cristalinos que se forman cuando el agua atrapa pequeñas moléculas de gases (diámetro $<9\text{\AA}$) como metano, etano, propano,

dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Tienen una estructura tipo jaula ver figura 1.5, que se forma debido al enlace de átomos de hidrógeno en las moléculas de agua (la molécula de agua tiende a crear dos polos positivos y un negativo), (Stanko, 2017). Para formar hidratos se necesita mucho gas, agua libre, alta presión y bajas temperaturas muy por encima del punto de congelación de agua normal.

El interés de los hidratos surge en la década de 1930, cuando se encontró que su formación era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazajstan. Desde entonces la mayor parte de los esfuerzos están encaminados a evitarlos o a dificultar su acumulación, (Mayorga & Mantilla, 2010).

Los hidratos de gas natural son recursos potenciales de combustible debido a que en la mayoría de ellos predomina el metano. Por otro lado, los hidratos pueden producir pérdidas económicas y riesgos potenciales pues producen taponamiento de las tuberías y facilidades de producción, ver figura 1.6.



Figura 1.6: Tapón de hidrato
Fuente: (Stanko, 2017)

Los hidratos también pueden formarse cuando la producción se detiene y el líquido estancado comienza a enfriar transfiriendo calor al medio ambiente, ver figura 1.7.

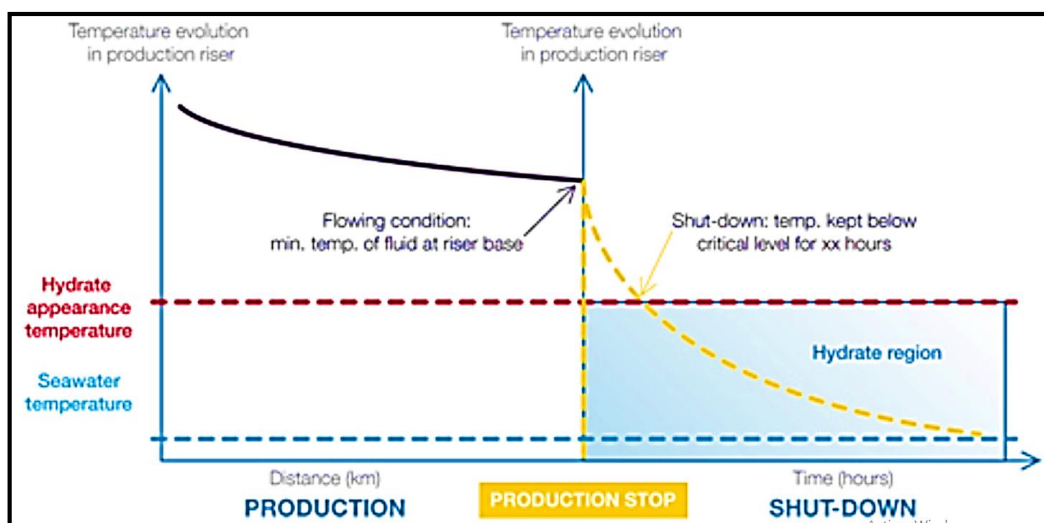


Figura 1.7: Evolución de la presión y temperatura del fluido a lo largo de la línea de producción
Fuente: (Vallourec Group, 2016)

Asfáltenos

La palabra "asfalteno" fue acuñada por Boussingault en 1837 cuando notó que los residuos de destilación de algunos betunes tenían propiedades similares al asfalto. Los asfaltenos son sustancias moleculares metálicas que se encuentran como impurezas en el petróleo crudo, junto con resinas, compuestos aromáticos y compuestos saturados. Son precipitados insolubles de hidrocarburos tales como poliaromáticos, formados a partir de resinas como resultado de la oxidación, (Nikhar, 2006). Por lo general, están compuestos de oxígeno, nitrógeno y azufre, combinados con los metales níquel, vanadio y / o hierro. Son de particular interés para la industria del petróleo debido a su tendencia deposicional en las líneas de flujo. Siguen siendo un problema, ya que su eliminación es un proceso lento y costoso, (Akbarzadeh, 2007).

La reducción de la presión normal, la estimulación ácida, solventes, surfactantes y álcalis, las operaciones de levantamiento con de gas, inyección de CO₂, inundaciones miscibles, mezclas de diferentes crudos, son propicias para la precipitación de asfaltenos. La precipitación de asfaltenos en medios porosos puede causar la reducción de la difusividad y la alteración de la humectabilidad, (Akbarzadeh, 2007)

La identificación de las condiciones termodinámicas en las cuales los asfaltenos comienzan a formarse y su tasa de deposición es importante para evaluar los problemas de aseguramiento de flujo. Si los asfaltenos son pronosticados o anticipados, los ingenieros de producción deben entender las implicaciones hidrodinámicas y diseñar una estrategia adecuada de aseguramiento de flujo.

Ceras Parafínicas

En todas las tuberías, el fluido se enfría a medida que se desplaza aguas abajo debido a la pérdida de energía térmica en el entorno (Rosvold, 2008), Cuando la temperatura de la tubería alcanza la temperatura de aparición de la cera (WAT por sus siglas en inglés) la cera se transporta por difusión molecular. El flujo en el centro de la tubería es turbulento y en la pared es laminar. La precipitación de cristales de cera en la pared de la tubería crea un gradiente de concentración a través de la sección transversal. La cera disuelta se difunde hacia la pared y se acumula en una capa gruesa con el tiempo como se muestra en la figura 1.8, lo que conduce a graves problemas relacionados con el aseguramiento de flujo (Reistle, 1932).

El diámetro reducido debido a la deposición de cera aún puede permitir el flujo de fluidos a través de la tubería, pero a un mayor costo de bombeo y menor rendimiento. En el peor de los casos, todo el proceso de transporte debe detenerse para reemplazar la sección obstruida de la tubería ver figura 1.9.



Figura 1.8: Tapón de cera plataforma Statfjord B, Noruega.
Fuente: (Irmann-Jacobsen, 2015)

El costo de remediación o mitigación de la deposición de cera aumenta con la profundidad del agua, por lo tanto, evitar o minimizar la deposición de cera se convierte en un problema clave del aseguramiento de flujo, (Nikhar, 2006). En algunos casos, los depósitos de parafina han causado la ruptura de la bomba de la varilla de bombeo y, en algunos casos, la acumulación de parafina bloquea la formación.

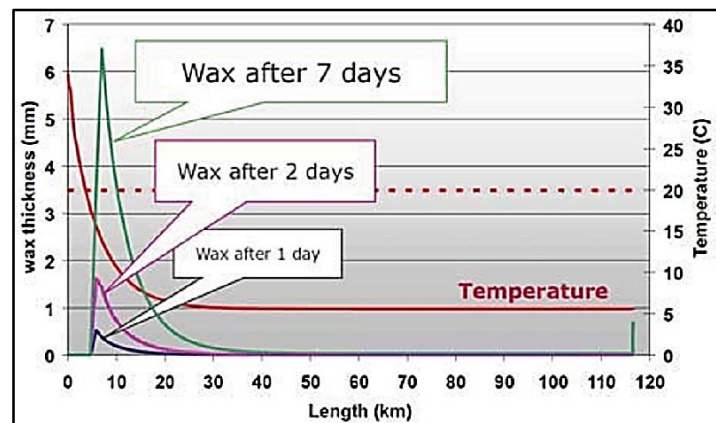


Figura 1.9: Evolución del espesor de ceras con el tiempo en una tubería
Fuente: (Stanko, 2017).

La parafina es un grupo de alcanos de cadena lineal que contiene más de 15 átomos de carbono y tiene muy pocas ramificaciones (Woo et al., 1984). Una molécula de parafina puede tener más de 80 átomos de carbono. Cuanto mayor es el tamaño de la molécula, mayor es la temperatura de fusión. Las ceras de petróleo crudo se han caracterizado en dos categorías: macrocristalinas (n-alcanos) y microcristalinos (isoalcanos y cicloalcanos). Las parafinas de alto peso molecular presentes en el petróleo crudo son solubles en condiciones de yacimiento.

Incrustaciones

Crabtree en 1999 y Nikhar en 2006 coinciden señalando que la formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto

de la temperatura y la presión, por ejemplo, solubilidad del carbonato de calcio en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera. Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible puede generar incrustaciones, también la mezcla de diferentes aguas (caso de los sulfatos), por la adición de metanol o glicol a la corriente de producción y por la corrosión. La depositación, ver figura 1.10 puede ocurrir en la formación, el pozo, las líneas de flujo y los diferentes equipos, causando daños en los mismos y pérdidas económicas.



Figura 1.10: Acumulación de incrustaciones interior de la tubería y choke
Fuente: (Stanko, 2017).

Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

La formación de incrustaciones, figura 1.11, inicia con la nucleación homogénea, la formación de un grupo inestable de átomos. Las perturbaciones locales en equilibrio forman grupos de átomos en cristales semillas que crecen más al absorber más iones. La energía libre de superficie de los cristales disminuye al aumentar el radio una vez que se alcanza el tamaño crítico. Los cristales más grandes son más propicios para el crecimiento de cristales estables, mientras que las semillas de cristales pequeños pueden volver a disolverse. Las heterogeneidades a lo largo de la trayectoria del flujo tales como pequeñas abolladuras o proyecciones dentro de la línea de flujo y las ubicaciones de la superficie rugosa inician el crecimiento del cristal. La alta turbulencia también cataliza la formación de incrustaciones y la depositación, (Nikhar, 2006).

La presencia de CO₂ y H₂S complica aún más el comportamiento de solubilidad de los carbonatos. Esto se debe a la naturaleza ácida del agua con CO₂ o H₂S disueltos. Después de la reducción de la presión, estos gases se liberan de la solución y la solubilidad se reduce, lo que provoca la depositación de incrustaciones.

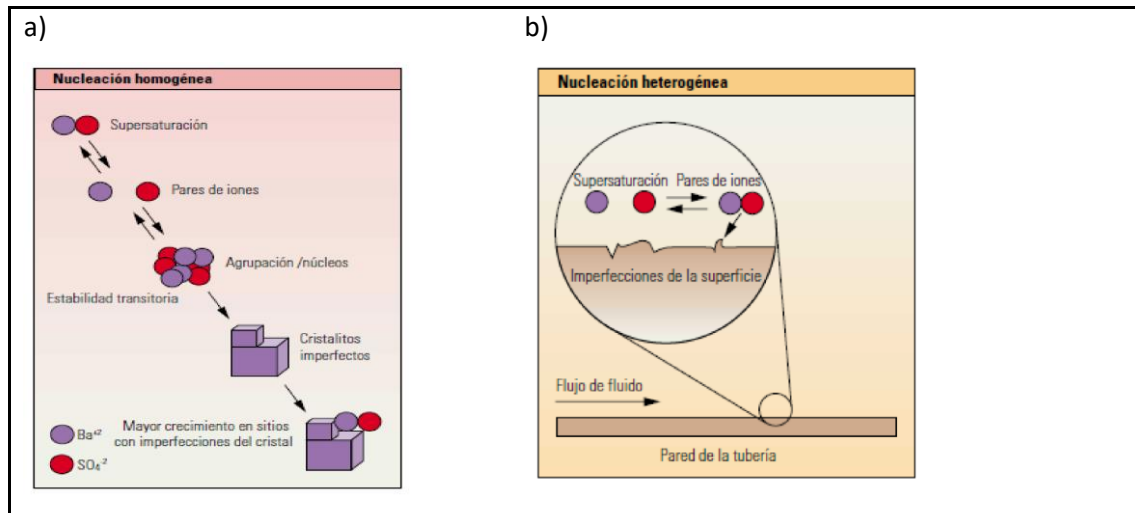


Figura 1.11: Fase de las incrustaciones a) homogénea; b) heterogénea
Fuente: (Crabtree, y otros, 1999)

Las incrustaciones de carbonato se forman cuando el CO_2 disuelto en el agua se disocia en iones de carbonato CO_3^{2-} y se une típicamente calcio o hierro, obteniendo CaCO_3 carbonato de calcio o FeCO_3 carbonato de hierro, respectivamente. Su precipitación se debe principalmente a la reducción de la presión (debido al flujo en las restricciones, válvulas, estrangulaciones) o al aumento de la temperatura. Este tipo de escala se puede eliminar con ácido.

Las incrustaciones de sulfato están formadas por el ion sulfato SO_4^{2-} que está presente en agua de mar (Bario BaSO_4 , Calcio CaSO_4 , Estroncio SrSO_4). Se precipita fuera de la solución cuando se mezclan aguas de diferentes fuentes (por ejemplo, agua de mar utilizada para inyección y producción de agua desde el acuífero o la formación). La presión tiene poca influencia en la precipitación, pero el aumento de la temperatura puede reducir aún más la solubilidad. Este tipo de escala debe ser eliminado mecánicamente.

Hidrodinámica

Slugging

Bolsas de líquido conocido como flujo "slug" que surge en el transporte multifásico (gas, petróleo, agua) es un desafío importante en la exploración, producción, recuperación y transporte de petróleo. Slugging es el régimen de flujo intermitente en el que grandes burbujas de gas fluyen alternativamente con bolsas de líquido a una frecuencia aleatoriamente fluctuante en la tubería, (Issa & Kempf, 2003), dando como resultado un comportamiento hidrodinámico inestable generalmente causado por la inestabilidad de Kelvin Helmholtz. (Inyama & Yi, 2013), ver figura 1.12.

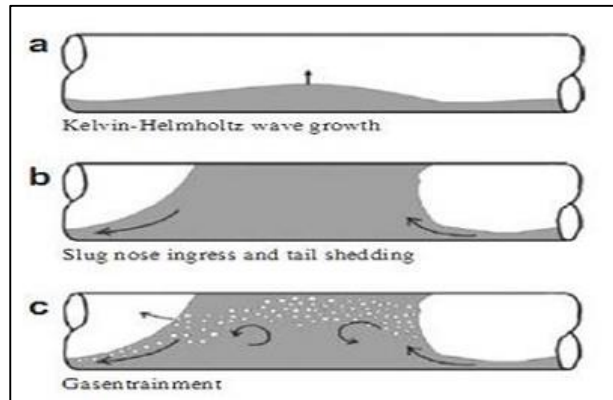


Figura 1.12: Propagación del “slug” hidrodinámico, inestabilidad de Kelvin Helmholtz
Fuente: (Inyama & Yi, 2013)

Cuando se produce este fenómeno se recibe una gran cantidad de líquido en las facilidades de producción. Los “slugs” pueden perturbar gravemente el proceso o incluso pueden forzar el cierre. La enorme burbuja de gas que sigue a la bolsa de líquido tiene una presión más alta que la presión normal de la tubería en el extremo receptor. Cuando este gas ingresa al sistema, el sistema puede sobrecargarse y la mayor parte del gas puede terminar en una llamarada, por lo que se desperdicia y se suma a los costos ambientales, (Nikhar, 2006).

El flujo “slug” causa muchos problemas debido a los rápidos cambios en la velocidad del gas y del líquido que entran en los separadores y las grandes variaciones en la presión del sistema. El flujo “slug” es un fenómeno habitual en muchas aplicaciones de ingeniería, como el transporte de fluidos de hidrocarburos en tuberías, el flujo de líquido-vapor en plantas de energía y equipos impulsados por flotación, (Fabre, Line, & Peresson, 1992). Las bolsas de líquido se pueden formar en puntos bajos en la topografía de la tubería, ver figura 1.13. Puede haber “slugging” inducido por hidrodinámica, “slugging” inducido por el terreno o “slugging” inducido por la operación. (FESSA Ltda, 2104)

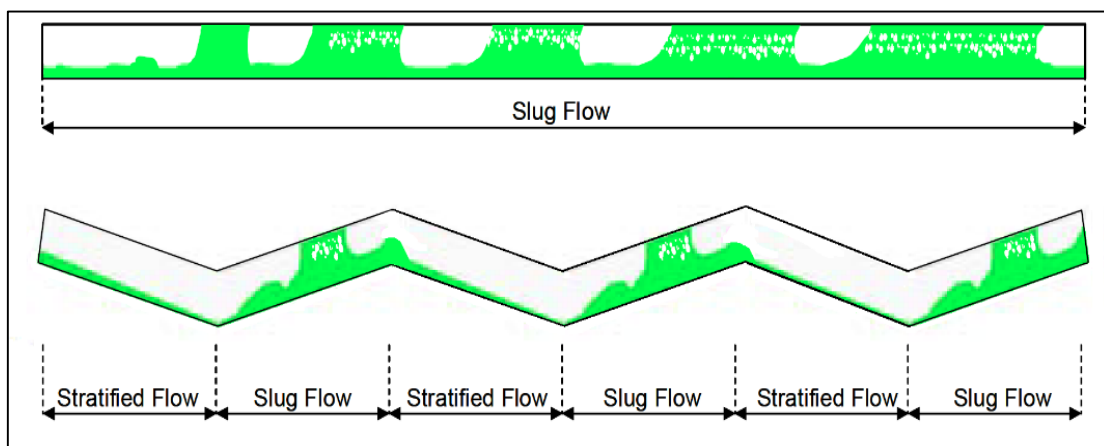


Figura 1.13: Bolsas de líquido y burbujas de gas “slugging”, efecto en la tubería
Fuente: (FESSA Ltda, 2104)

El “slugging” hidrodinámico se produce en tubos horizontales o casi horizontales inclinados hacia arriba y puede generarse mediante dos mecanismos principales (i) crecimiento natural de la inestabilidad de los hidrocarburos debido a la velocidad del gas y (ii) acumulación de líquido debido al desequilibrio instantáneo entre presión y fuerzas gravitacionales causadas por ondulaciones de cañerías, (Issa & Kempf, 2003).

El “slugging” del terreno se debe principalmente a la acumulación cíclica de líquido en el sistema de producción (especialmente en los puntos más bajos). Esto ocurre en trayectorias onduladas, líneas de flujo de transporte con topología variable del lecho marino, (Stanko, 2017).

El “slug” inducido operacionalmente se genera cambiando las condiciones de estado estacionario; como reiniciar operaciones, limpieza, etc. El “slug” inducido en la operación de limpieza o raspado es un desafío para el extremo receptor de la línea de flujo, (Nikhar, 2006).

Producción de arena

Alrededor del 70% del petróleo y el gas del mundo están contenidos en yacimientos pobremente o débilmente consolidados (Allahar, 2003). Y alrededor del 37% de las formaciones productoras son areniscas, (Tronvoll et al., 2001).

La producción de arena es un problema común en los pozos, especialmente cuando el depósito está poco consolidado. Este proceso comprende la pérdida de la integridad mecánica de las rocas que rodean el pozo, la separación de las partículas de arena de la masa rocosa debido a las fuerzas hidrodinámicas y el transporte de arena al pozo y aguas abajo. Los granos de arena de la formación son capaces de moverse una vez que las fuerzas de retención se debilitan, (Nikhar, 2006).

Las consecuencias de este fenómeno son la erosión de los estranguladores, la erosión de las líneas de flujo, el equipamiento y el llenado de los separadores, todo junto nos da una capacidad de entrega reducida. La medición fiable del contenido de arena en las corrientes de flujo es, por lo tanto, muy importante para tomar medidas de mitigación con anticipación. El contenido de arena en los fluidos producidos es un desafío para el negocio de E & P, (Nikhar, 2006).

Dentro de las tuberías los sólidos producidos desde el yacimiento pueden generar configuraciones de flujo tanto heterogéneos como de saltación, ver figura 1.14, siendo cruciales en el transporte de la producción por su tendencia a depositarse y acumularse en el fondo de la tubería, arriesgando el aseguramiento del flujo. (Gonzalez et al., 2017).



Figura 1.14: Régimen de heterogéneo-saltación transporte de arena en líneas de flujo
Fuente: (Nikhar, 2006)

Erosión

La erosión es el daño gradual y la pérdida de material de la pared de los componentes del sistema de producción debido al choque repetido de partículas sólidas (arena) o gotas a alta velocidad o velocidades del flujo mayores que la velocidad erosional permisible, según la API RP 14E, (Stanko, 2017), ver figura 1.15.



Figura 1.15: Daño por erosión en un estrangulador tipo jaula
Fuente: (Stanko, 2017)

La pérdida de material se debe al impacto de las gotas / arena en la superficie del material que da como resultado pulsos de alta presión. Las fuerzas del impacto de las gotas dañan el material por la formación de picaduras y grietas en la superficie y por la pérdida del material. La erosión particulada por la arena es más probable que cause fallas erosivas en los sistemas de producción de petróleo y gas, (Irmann-Jacobsen, 2015).

La erosión por cavitación es cuando el líquido pasa a través de una restricción, donde se pueden generar áreas de baja presión. Si la presión se reduce por debajo de la presión de vapor del líquido, se forman burbujas. Estas burbujas luego colapsan generando ondas de choque. El colapso de las burbujas de vapor puede provocar ruidos fuertes, vibraciones y erosión. Estas ondas de choque pueden ser de suficiente amplitud para dañar las tuberías.

La cavitación ocurre raramente en los sistemas de producción de petróleo y gas ya que las presiones de operación están muy por encima de la presión de vapor, pero se puede ver en los estranguladores, las válvulas de control y los impulsores de la bomba, (Irmann-Jacobsen, 2015).

Riesgos estructurales

Vibraciones inducidas por el fluido (FIV) (Irmann-Jacobsen, 2015)

Las tuberías y estructuras en un sistema de producción submarino están en contacto con dos tipos de flujo:

- El flujo del agua de mar circundante (flujo externo)
- El flujo de petróleo, gas, agua, productos químicos, etc. que se transporta dentro de las tuberías (flujo interno)

Cuando un sistema mecánico se pone en contacto con un fluido en movimiento, ya sea interno o externo, por lo general está expuesto a fuerzas inestables, por ejemplo, causadas por los vórtices arrojados corriente abajo. Si el sistema mecánico es absolutamente rígido (sin grados de libertad), entonces no hay respuesta mecánica a estas fuerzas. Si, por otro lado, el sistema mecánico tiene grados de libertad, entonces las fuerzas de flujo inestables inducirán una respuesta mecánica, definida como una "vibración" si el movimiento de la estructura oscila alrededor de un valor constante (definido como su posición de equilibrio). La interacción entre las fuerzas de fluido (inestables) y las fuerzas inerciales, de amortiguación y elásticas del sistema mecánico se define como "Vibraciones inducidas por flujo (FIV)" si el flujo es interno y "Vibraciones inducidas por vórtice (VIV)" si el flujo es externo

Estos efectos no serán analizados en los siguientes capítulos considerando que su aplicación es para aguas muy profundas mayor a 1000 metros bajo en nivel del mar.

Corrosión (Stanko, 2017).

La corrosión es una reacción electroquímica donde el acero se convierte en óxido y ocurre cuando el metal está en contacto con el agua. Se establecen dos ubicaciones en el metal, un cátodo y un ánodo. En el ánodo, el hierro pierde electrones y se convierte en un ion de carga positiva. Este ion reacciona además con agua y oxígeno en los medios circundantes para formar óxido. El cátodo recibe los electrones del ánodo y genera subproductos (como hidrógeno H₂) con otros iones, tal como se indica en la figura 1.16.

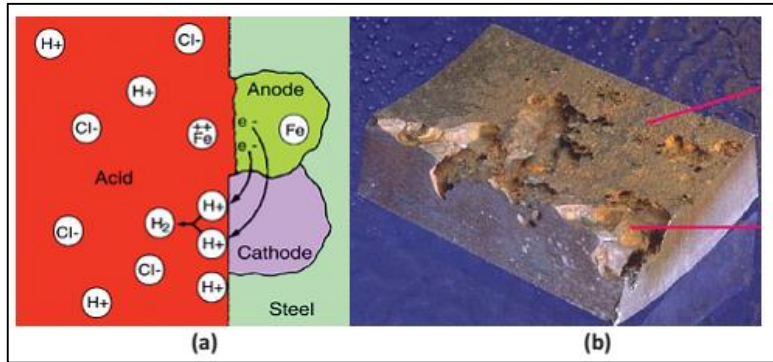


Figura 1.16: a) Esquema reacción de la corrosión b) Corrosión superficie del tubing
Fuente: (Stanko, 2017)

La corrosión puede ocurrir virtualmente en cualquier parte del sistema de producción donde el agua está en contacto con el metal (tubería de revestimiento, líneas de flujo, tuberías, tanques, bombas, etc.). En las tuberías de transporte, la corrosión generalmente se produce en el fondo de la tubería donde se transporta agua, en secciones bajas donde se acumula agua o en la parte superior de la tubería debido a salpicaduras y condensación de gotas de agua, ver figura 1.17, (también conocida como TLC, corrosión de la parte superior de la línea).

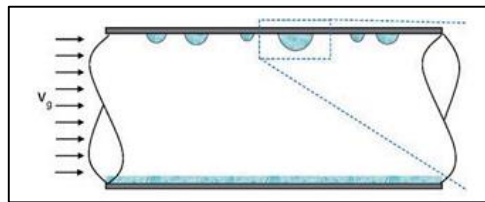


Figura 1.17: Condensación en el tope de la tubería por flujo de gas húmedo
Fuente: (Stanko, 2017)

La corrosión en una tubería desprotegida puede causar pérdidas de 1-20 mm de grosor de tubería por año, lo que lleva a daños estructurales y fugas. Las partículas de óxido también pueden viajar aguas abajo y causar problemas, como taponar otros componentes.

De los problemas de flujo indicados en la sección anterior, solamente se analizará la predicción, prevención y control de hidratos, considerando que el alcance del proyecto se relaciona al campo Amistad el cual solamente produce gas con un mínimo porcentaje de agua y gas asociado a la producción.

1.2 Predicción

Simulación de flujo de fluidos y transferencia de calor

Es importante comprender la diferencia de idoneidad para los diferentes modelos de simulación de flujo y transferencia de calor. Según Irmann-Jacobsen en el 2015 indica que para modelar regímenes transitorios multifásicos en aseguramiento de flujo existe un régimen jerárquico de modelos. Una regla empírica es comenzar con el modelo más simple en modo de estado estable, es decir, estado estacionario y aumentar gradualmente la

complejidad física del problema mediante el uso de modelos más complejos, es decir simulación dinámica y transitoria. La última fase de complejidad es el análisis de CFD que nunca se debe utilizar antes de que se haya realizado un mapeo crucial de la necesidad, ya que esta es una actividad muy detallada y debe usarse en combinación con las otras. De la misma manera, el análisis de erosión debería comenzar con un simple cribado mediante el modelo de erosión DNV RP 0501, las áreas problemáticas potenciales que se han identificado luego serán investigadas mediante el uso de CFD. En el análisis térmico los principales cálculos deben ser realizados por FEA y en algunos casos se requiere un CFD más refinado, mientras que, para el análisis y cálculo de las propiedades del fluido, es decir, estrategia de hidratación y parafinas, la herramienta de simulación que se utiliza está basada en un espectro completo de ecuaciones de estado. Por ejemplo, la ecuación de estado de Penelux Peng Robinson se ha utilizado para el análisis de propiedades de fluidos.

La simulación de sistemas de producción multifásicos necesita un enfoque integrado que comprenda los siguientes componentes:

- Modelos de flujo multifásico
- Propiedades de PVT
- Equilibrio de hidratación
- Deposición de cera
- Precipitación de asfaltenos
- Precipitación a escala
- Predicción de “slug”
- Comportamiento de la emulsión
- Separación de gas agua y petróleo
- Transporte de arena

La simulación ofrece a los diseñadores, supervisores y operadores de producción las siguientes ventajas:

- Permite una operación segura
- Optimiza sistemas nuevos y existentes
- Reduce el tiempo de inactividad
- Selección de diferentes opciones de diseño
- Reduce la incertidumbre en el diseño y la operación
- Describe matemáticamente lo que sucedió, está sucediendo y sucederá en un sistema físico.

La complejidad del cálculo en la simulación del flujo de tuberías depende de lo que transporta la tubería y del tipo de fenómenos que queremos investigar. La Figura 1.18 (Bratland, 2013) ilustra algunos de los diferentes parámetros que afectan lo complicado que es hacer esos cálculos, dispuestos de modo que las alternativas más simples estén en la parte superior.

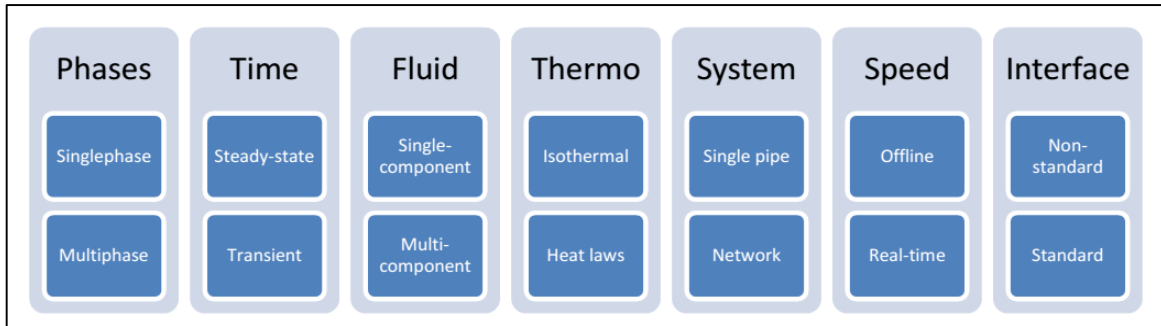


Figura 1.18: Parámetros que afectan el complejo cálculo del flujo de tuberías
Fuente: (Bratland, 2013)

La forma más simple de clasificar los modelos de flujo de tuberías es probablemente especificando cuántos fluidos separados pueden tratar simultáneamente (monofásico, bifásico o trifásico) y si pueden describir fenómenos dependientes del tiempo (estados transitorios o puramente estacionarios), (Bratland, 2013).

En la simulación de flujo multifásico de petróleo, gas y agua, el “slugging” es un problema común, es en gran medida un fenómeno de fases múltiples y los modelos de flujo pueden usarse para investigar qué tan alta debe ser la velocidad del gas para evitarlo. La predicción de dichos límites operacionales, la envolvente de flujo, requiere simulaciones multifásicas. La simulación en estado estacionario no puede describir fenómenos transitorios como el relleno de línea o las sobretensiones, ni puede producir un resultado significativo si el sistema en sí mismo es inestable y, por lo tanto, nunca converge hacia un estado estable. Un simulador completamente transitorio, por otro lado, calcula todos los pasos intermedios en el camino hacia el nuevo estado estable cuando existe tal estado. Eso significa que las simulaciones transitorias producen más información, con alto costo computacional.

Los simuladores de flujo por lo general, contienen solucionadores de ecuaciones de flujo de fluidos, y pueden contener uno o varios modelos térmicos. Para el flujo multifásico, también hay algún tipo de software de identificación de régimen de flujo. Eso determina si el flujo es anular, burbuja, “slug” o de otro tipo. El software multifásico de hoy en día varía un tanto en la forma en que determinan el régimen de flujo en cada parte de la tubería, pero todos dependen en gran medida de los datos empíricos. Al mismo tiempo, todos los simuladores multifásicos son muy sensibles a la correcta gestión del régimen de flujo, aunque esa sea una de las partes menos precisas de los programas.

Los modelos térmicos en uso varían enormemente, desde los modelos isotérmicos más simples hasta los modelos transitorios detallados del flujo de calor en el fluido, la pared de la tubería y los alrededores.

En una simulación se debe actualizar también los datos PVT en todos los puntos de la malla a medida que la presión y la temperatura cambian durante el cálculo.

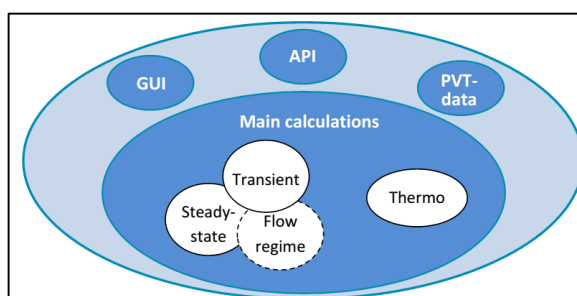


Figura 1.19: Estructura simplificada típica de software para simulación de flujo
Fuente: (Bratland, 2013)

Dependiendo de la complejidad de las simulaciones las partes principales de un programa de simulación pueden incluir de una interfaz gráfica de usuario (GUI). También debe calcular las propiedades químicas / físicas de los fluidos involucrados (datos PVT) y debe contener un módulo de cálculo simulación de flujo. Es necesario una forma de comunicar los resultados, por ejemplo, a través de la GUI o a través de una Interfaz de programación de aplicaciones (API) con otro programa, ver figura 1.19.

Detallar las ecuaciones en diferenciales parciales (EDP) y su solución métodos numéricos para simular de forma integrada el comportamiento del flujo multifásico, transferencia de calor, propiedades PVT, formación de sólidos orgánicos y demás fenómenos que involucran el aseguramiento de flujo no es parte del alcance de este trabajo.

Experimentación y diagramas de fase en sólidos orgánicos e incrustaciones Hidratos

La línea de formación de hidrato (Irmann-Jacobsen, 2015), puede predecirse mediante expresiones empíricas (que son una función de la gravedad específica del gas), o utilizando cálculos de equilibrio con una ecuación de estado. Los cálculos de equilibrio de hidratos se asemejan a los equilibrios de líquido-vapor al encontrar la presión y las condiciones de temperatura que igualan la energía química del componente en la fase de hidratación y las fases líquida y gaseosa, ver figura 1.20. Dentro de las opciones de cálculo están:

- Predecir zona de formación de hidratos (Presión y temperatura)
 - Predecir efectos de los inhibidores (metanol y glicoles)
 - Determinar dosificaciones requeridas de inhibidores a temperatura y presión dada.
- Predecir los efectos de las sales del agua de formación

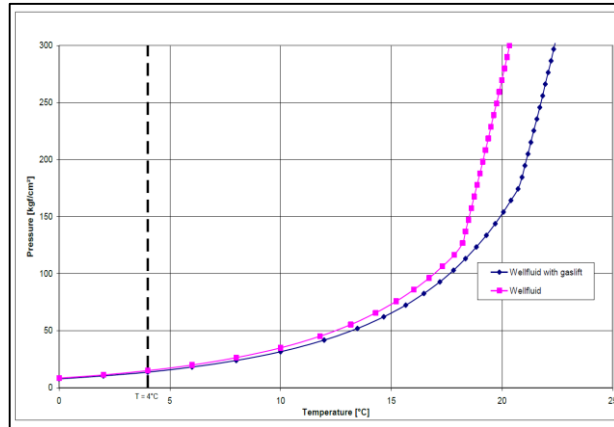


Figura 1.20: Ejemplo curva de hidrato desde PVTsim
Fuente: (Irmann-Jacobsen, 2015)

En la figura 1.21, Stanko en el 2017 indica que si la presión y la temperatura del fluido que fluye a lo largo del sistema de producción (línea azul) cae dentro de la región de formación de hidrato (* a 2), los hidratos comenzarán a formarse. Los hidratos generalmente se forman en la interface de gas líquido donde el agua libre y las pequeñas moléculas de hidrocarburo están en contacto. La mezcla y la turbulencia del flujo aumentan aún más el contacto entre los dos, causando así la formación de más hidratos. Los hidratos comienzan a aglomerarse hasta que eventualmente tapan el tubo

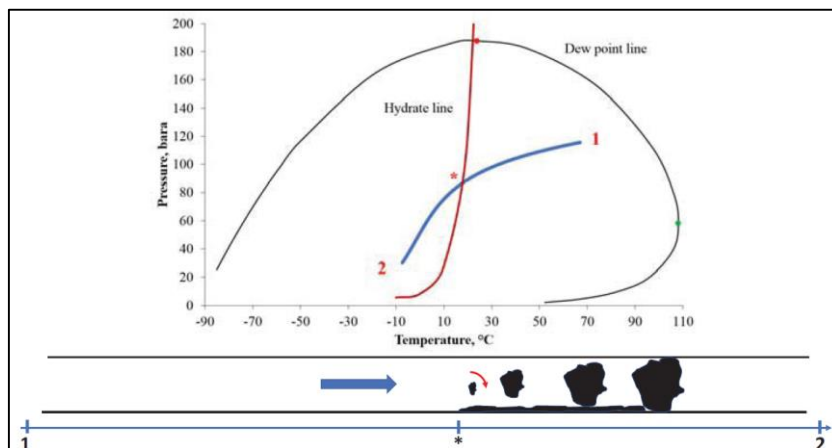


Figura 1.21: Evolución de la presión y temperatura del fluido a lo largo de la línea de producción
Fuente: (Stanko, 2017).

Incrustaciones

Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. Cuando se evalúa la producción por medio del análisis NODAL, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción. En teoría, el análisis nodal puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del

yacimiento a la producción, aunque esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación, (Crabtree et al., 1999).

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato $[SO_4^{-2}]$, que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un período de 24 horas o incluso menos, (Crabtree et al., 1999).

1.3 Prevención y control

“Slugging” puede ser, hasta cierto punto, pronosticado durante la fase de diseño del campo a través de simulación de flujo multifásico. Si se detecta y tiene una gran severidad (longitudes de “slug” largas, frecuencias que coinciden con la frecuencia natural de la estructura, fluctuaciones de presión relevantes), las soluciones potenciales son cambiar el ruteo de la línea de flujo, rellenar o excavar algunas secciones del lecho marino que puede causar acumulación de líquido o cambiar el diámetro de la tubería. Los diámetros de tubería más pequeños aumentan la velocidad del gas, aumentando el arrastre del gas sobre el líquido, reduciendo así la deposición de líquido. Sin embargo, los diámetros de tubería demasiado pequeños también causan mayores caídas de presión que reducen las tasas de producción. Si se produce “slugging” en un sistema de producción existente, algunos enfoques que se han utilizado con éxito en el pasado son aplicar elevación de gas en la base del levantamiento o utilizar el estrangulador superior para cambiar dinámicamente la contrapresión en la línea y “controlar” el “slugging”, (Stanko, 2017).

Control de Sólidos con Químicos

Hidratos

La presión y la temperatura de equilibrio de la formación de hidrato se pueden ver afectadas por la adición de inhibidores termodinámicos líquidos (típicamente Mono-etilenglicol MEG, Tri-etilenglicol TEG o metanol MEOH) a la fase acuosa. Los inhibidores interfieren con la formación de enlaces de hidrógeno al separar las moléculas de agua. Como consecuencia, la línea de formación de hidratos se desplazará hacia la izquierda (como se muestra en la figura 1.22).

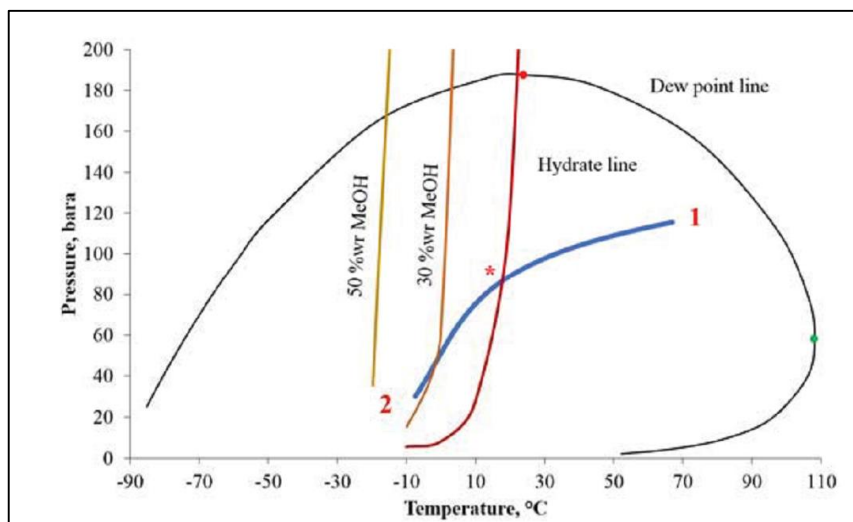


Figura 1.22: Efecto de la inyección de inhibidores termodinámicos
Fuente: (Stanko, 2017)

El inhibidor termodinámico es un tercer componente activo añadido a un sistema de dos componentes (gas y agua). Cambia la energía de la interacción intermolecular y cambia el equilibrio termodinámico. Funciona al reducir la temperatura de formación del hidrato a costa de una alta concentración de inhibidor por unidad de masa de agua presente en el sistema. La inhibición termodinámica aleja al sistema de la estabilidad termodinámica de la formación de hidratos, (Nikhar, 2006).

La fase acuosa del gas natural puede eliminarse mediante absorción (glicol), adsorción (deseccante) o condensación (inyección de glicol / metanol). La absorción y la adsorción implican la transferencia de masa de las moléculas de agua en un disolvente líquido o una estructura cristalina y la condensación implica el enfriamiento de la corriente de gas y la posterior inyección de inhibidor termodinámico, (Nikhar, 2006).

Actualmente los inhibidores de baja dosificación LHDH son tema de investigación, ellos afectan la cinética, es decir, afectan la rapidez con que se forman y se aglomeran los hidratos de gas por lo cual son procesos dependientes del tiempo, (Sloan & Koh, 2008)

Los inhibidores cinéticos (KI por sus siglas en inglés) no disminuyen la temperatura de formación del hidrato. Funcionan cambiando el intercambio difusivo en la interfaz del inhibidor y el agua. Principalmente se adsorben en la superficie de micro cristales de hidrato y gotas de agua. Disminuyen el crecimiento del tamaño crítico del núcleo, evitan la coagulación, la sedimentación y evitan grandes tapones en las rutas de flujo, (Nikhar, 2006).

La inhibición cinética permite que el sistema de hidrato exista en la región de estabilidad termodinámica, pero los pequeños núcleos se mantienen sin aglomerarse en masas más grandes. Sin embargo, los inhibidores cinéticos conocidos son efectivos para subenfriamiento hasta 10 [°C]. Probablemente, los KI efectivos para un mayor grado de sub

enfriamiento aún no se han descubierto. La industria del petróleo se centra en un tercer tipo de inhibidores de hidratos llamados anti-aglomerados.

Los inhibidores termodinámicos se añaden al 10-60% en peso, mientras que los inhibidores cinéticos y los anti aglomerados se agregan a menos del 1% en peso. Considerando las necesidades de concentración en caso de anti aglomerados e inhibidores cinéticos, incluso si son productos químicos costosos en comparación con metanol o glicol, su elección para la inhibición de hidratos puede ser significativamente pequeña cuando se comparan el volumen total, las necesidades de almacenamiento y los costos de transporte, (Kelland et al., 1995).

Una vez que se establece el tipo de inhibidor que se utilizará, se deben llevar a cabo ensayos de campo en sistemas de tuberías alternativos. Para los ensayos, las líneas de producción principales, además, se deben monitorear todas las variables para la formación de hidratos tales como la presión, la temperatura y la composición de la corriente. La dosificación inicial siempre debe ser mayor que la determinada en los laboratorios, ya que esto aseguraría de manera positiva la inhibición de los hidratos. Una vez que la inhibición está garantizada por los ensayos, la dosificación puede optimizarse, (Nikhar, 2006).

Incrustaciones

Las incrustaciones pueden controlarse usando inhibidores químicos, haciendo pretratamiento al agua de inyección para removerle los formadores de incrustaciones o permitiendo la formación y removiendo periódicamente los depósitos. El uso de inhibidores químicos deberá diseñarse exclusivamente para el fondo del mar, estos químicos, posiblemente deberán ser inyectados en el fondo del pozo y se podrá necesitar la realización de una inyección forzada en la formación. Dejar que los depósitos de incrustaciones se formen y removerlos periódicamente, no resulta siendo una opción válida ni aplicable para los desarrollos costa afuera. Al igual que sucede con los hidratos, la remoción de incrustaciones es bastante compleja y costosa para las instalaciones, pozos y líneas de flujo en fondo marino, por la razón anterior el tratamiento o manejo de las incrustaciones deberá focalizarse en la prevención, (Crabtree, y otros, 1999).

Control de hidratos con sistemas térmicos

Disminuir la pérdida de calor, el riesgo de la formación de hidratos debido a las bajas temperaturas se puede minimizar con líneas de flujo efectivamente aisladas con materiales como los indicados en la tabla 1.1. Las características de retención de calor se cuantifican mediante el coeficiente de transferencia de calor U. La industria del petróleo y el gas utiliza polipropileno, polietileno y poliuretano como material aislante para tuberías flexibles.

Tabla 1.1: Conductividad térmica

Aislamiento Material	Conductividad Térmica (btu/hr-ft²-°F)
Polietileno	0.20
Polipropileno	0.13
Poliuretano	0.07

Fuente: (Nikhar, 2006)

Realizado por: Jaime Gonzalez

El análisis de aseguramiento de flujo es necesario antes de la selección y configuración del aislamiento de la tubería. Esto puede incluir:

- Análisis termo hidráulico a lo largo de toda la longitud y ruta de la tubería.
- Análisis de transferencia de calor para la determinación del tipo y grosor del aislamiento a lo largo de la tubería.
- Análisis de transferencia de calor transitorio y desarrollo de curvas de enfriamiento para evaluar el riesgo de bloqueo debido a la formación potencial de hidratos.

Control de sólidos con sistemas mecánicos

Los métodos típicos de remoción mecánica son el uso de raspadores en el pozo y el raspado en tuberías con cierta frecuencia de intervención. Los raspadores incluyen poli, "scraper", espuma, gel, etc. Utilizados solos o en combinación con otros tipos. Si, con frecuencia se requieren raspados en tuberías submarinas largas, pueden ser necesarios los lanzadores submarinos. Dependiendo de la frecuencia de la operación de raspado, es posible que se requiera un lanzador con múltiples raspadores listos para evitar frecuentes viajes. La velocidad de viaje del raspador se puede aumentar cuando ha cruzado las constricciones.

El raspado es una tecnología madura. Con los nuevos raspadores inteligentes, es posible "registrar" internamente una tubería para los sitios de depósitos de sólidos, espesor de pared, corrosión, caudales y datos de temperatura. Esta información ayuda a hablar las acciones correctivas.

En el lado negativo, los raspadores a veces pueden atascarse debido a depósitos pesados, constricciones extrañas y otras razones mecánicas. La recuperación de un raspador atascado puede incluso requerir una intervención importante o el cierre de una tubería.

La limpieza de líneas de gas de gran diámetro y larga distancia es más fácil en comparación con el raspado de una línea similar que transporta crudo pesado, ya que tienen más probabilidades de que el raspador se quede atascado. La operación de raspado también causa grandes "slugs" a la llegada a las instalaciones, generando problemas si no se

cuenta con la capacidad adecuada para el manejo de “slugs”. El lanzamiento submarino de raspadores es relativamente una nueva tecnología.

1.4 Metodología del Marco Lógico(MML)

Las definiciones de esta sección están basadas en la guía de Ortegón et al., 2015. Quien define que un proyecto es un conjunto ordenado de actividades con el fin de satisfacer ciertas necesidades o resolver problemas específicos.

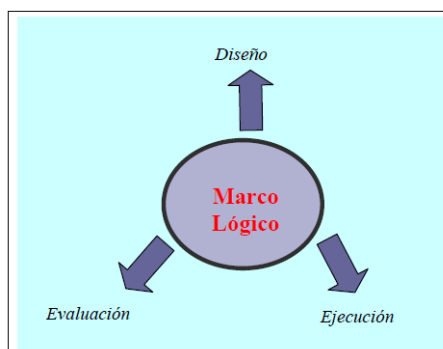


Figura 1.23: Ciclo de vida de un proyecto
Fuente: (Ortegón, Pacheco, & Adriana, 2015)

Ortegón et al, indica que la Metodología de Marco Lógico (MML) es una herramienta para facilitar el proceso de conceptualización o diseño, ejecución y evaluación de proyectos, ver figura 1.23. Su énfasis está centrado en la orientación por objetivos, la orientación hacia grupos beneficiarios y el facilitar la participación y la comunicación entre las partes interesadas. Puede utilizarse en todas las etapas del proyecto: identificación, preparación, valoración, implementación, monitoreo, revisión, evaluación y desempeño.

El método fue elaborado originalmente como respuesta a tres problemas comunes:

- Planificación de proyectos carentes de precisión, con objetivos múltiples sin relación con las actividades a realizarse.
- Proyectos sin éxito, el alcance de la responsabilidad del gerente estuvo indefinido.
- Falta de visión de cómo luciría el proyecto si tuviese éxito, evaluadores con falta de objetividad para comparar lo que se planeaba con lo que sucedía en la realidad.

Lo anteriormente mencionado se resumen a un gerenciamiento inadecuado. El método del marco lógico encara estos problemas, y provee al proyecto una cantidad de ventajas sobre enfoques menos estructurados como:

- Aporta una terminología uniforme que facilita la comunicación y que sirve para reducir ambigüedades;
- Aporta un formato para llegar a acuerdos precisos acerca de los objetivos, metas y riesgos que comparten los diferentes actores relacionados con el proyecto;

- Suministra un temario analítico común que pueden utilizar los involucrados, los consultores y ejecutores para elaborar el proyecto, informes y la interpretación de éste;
- Enfoca el trabajo técnico en los aspectos críticos y puede acortar documentos en forma considerable;
- Suministra información para organizar y preparar en forma lógica el plan de ejecución;
- Suministra información necesaria para la ejecución, monitoreo y evaluación del proyecto;
- Proporciona una estructura para expresar, en un solo cuadro, la información más importante sobre un proyecto a desarrollar.

La Metodología contempla dos etapas¹ que se desarrollan paso a paso en las fases de identificación y de diseño del ciclo de vida del proyecto:

- Identificación del problema y alternativas de solución, en la que se analiza la situación existente para crear una visión de la situación deseada y seleccionar las estrategias que se aplicarán para conseguirla. La idea central consiste en que los proyectos son diseñados para resolver los problemas a los que se enfrentan los grupos meta o beneficiarios, incluyendo a mujeres y hombres, y responder a sus necesidades e intereses. Existen cuatro tipos de análisis para realizar: el análisis de involucrados, el análisis de problemas (imagen de la realidad), el análisis de objetivos (imagen del futuro y de una situación mejor) y el análisis de estrategias (comparación de diferentes alternativas en respuesta a una situación precisa).
- La etapa de planificación, en la que la idea del proyecto se convierte en un plan operativo práctico para la ejecución. En esta etapa se elabora la matriz de marco lógico. Las actividades y los recursos son definidos y visualizados en cierto tiempo.

Para la identificación del problema y alternativas de solución, la MML incorpora seis elementos analíticos importantes:

Identificación del problema y alternativas de solución

El proceso de planificación nace con la percepción de una situación problemática y la motivación para solucionarla. Dicha percepción o necesidad de estudiar y analizar determinada situación puede surgir de distintos ámbitos, algunos de ellos pueden ser:

- La aplicación de una política de desarrollo
- Recuperación de infraestructura

¹Manual de Gestión del Ciclo de Proyecto. Comisión Europea. Marzo de 2001. Página 9.

- Necesidades o carencias de grupos de personas
- Bajos niveles de desarrollo detectado por planificadores
- Condiciones de vida deficitarias detectadas en algún diagnóstico en el ámbito local.

Análisis de involucrados

Es muy importante estudiar a cualquier persona o grupo, institución o empresa susceptible de tener un vínculo con un proyecto dado.

- Identificar todos aquellos que pudieran tener interés o que se pudieran beneficiar directa e indirectamente (pueden estar en varios niveles, por ejemplo, local, regional, nacional)
- Investigar sus roles, intereses, poder relativo y capacidad de participación.
- Identificar su posición, de cooperación o conflicto, frente al proyecto y entre ellos y diseñar estrategias con relación a dichos conflictos.
- Interpretar los resultados del análisis y definir cómo pueden ser incorporados en el diseño del proyecto.

Análisis del problema

Al preparar un proyecto, es necesario identificar el problema que se desea intervenir, así como sus causas y sus efectos. El procedimiento contempla los siguientes pasos:

- Analizar e identificar lo que se considere como inconvenientes principales de la situación a abordar.
- A partir de una primera "lluvia de ideas" establecer el inconveniente, aplicando criterios de prioridad y selectividad.
- Definir los efectos más importantes, de esta forma se analiza y verifica su categoría.
- Anotar las causas, buscando qué elementos están o podrían estar provocando el problema.
- Construir el árbol de problemas. Observando una imagen completa de la situación existente.
- Revisar la validez e integridad del árbol dibujado, todas las veces que sea necesario. Esto es, asegurarse que las causas representen causas y los efectos representen efectos, que el problema central este correctamente definido y que las relaciones (causales) estén correctamente expresadas.

Análisis de objetivos

El análisis de los objetivos permite describir la situación futura o soluciones. Consiste en convertir los estados negativos del árbol de problemas en propuestas de solución, expresadas en forma de estados positivos. De hecho, todos esos estados positivos son objetivos y se presentan en un diagrama de objetivos en el que se observa la jerarquía de

los medios y de los fines. Este diagrama permite tener una visión global y clara de la situación positiva que se desea. Una vez que se ha construido el árbol de objetivos, es necesario examinar las relaciones de medios y fines que se han establecido para garantizar la validez e integridad del esquema de análisis.

Identificación de alternativas de solución al problema

A partir de los medios que están más abajo en las raíces del árbol de problemas, se proponen acciones probables que puedan en términos operativos conseguir el medio. El supuesto es que si se consiguen los medios más bajos se soluciona el problema, que es lo mismo que decir que si eliminamos las causas más profundas estaremos eliminando el problema.

Selección de la alternativa óptima

Este análisis consiste en la selección de una alternativa que se aplicará(n) para alcanzar los objetivos deseados. Durante el análisis de alternativas o estrategias, conviene determinar los objetivos DENTRO de la intervención y de los objetivos que quedarán FUERA de la intervención.

Este análisis requiere:

- La identificación de las distintas estrategias posibles para alcanzar los objetivos;
- Criterios precisos que permitan elegir las estrategias;
- La selección de la estrategia aplicable a la intervención.

En la jerarquía de los objetivos, se llaman estrategias los distintos grupos de objetivos de la misma naturaleza. Conviene elegir la (o las) estrategia(s) de la intervención futura. Todas las alternativas deben cumplir con el propósito y los fines. Se selecciona la estrategia, no sólo más factible en términos económicos, técnicos, legales y ambientales, sino también pertinente, eficiente y eficaz; para lo cual se hace necesario realizar una serie de técnicas y de estudios respectivos que permitirán utilizar criterios de selección.

Según la extensión y la cantidad de trabajo implicado, la(s) estrategia(s) escogida(s) podría(n) traducirse en una intervención del tamaño de un proyecto, o un programa compuesto de varios proyectos.

Para seleccionar una alternativa se evalúan y comparan entre las identificadas como posibles soluciones del problema, para ello se realizan diferentes análisis como:

- Diagnóstico de la situación (área de estudio, áreas de influencia, población objetivo, demanda, oferta y déficit).
- Estudio técnico de cada alternativa (tamaño, localización, tecnología).
- Análisis los costos de las actividades que cada alternativa demanda.
- Análisis de los beneficios.

- Se hace una comparación a través de algunos criterios e indicadores y de esta comparación tomamos la que muestra los mejores resultados.

Estructura analítica del proyecto (EAP)

La Estructura Analítica del Proyecto (EAP) es un esquema de la alternativa de solución más viable expresada en sus rasgos más generales a la manera de un árbol de objetivos y actividades que resume la intervención en 4 niveles jerárquicos y da pie a la definición de los elementos del Resumen Narrativo de la Matriz Lógica del Proyecto.

La Estructura Analítica del Proyecto (EAP), figura 1.24, establece cuatro niveles jerárquicos, como el fin, el objetivo central del proyecto (propósito), los componentes (productos) y las actividades. Definido esto, se podrá construir la matriz. Esto debido a la necesidad de ajustar el análisis de selección de la alternativa (estrategia) óptima y expresarla en una matriz que la resuma.

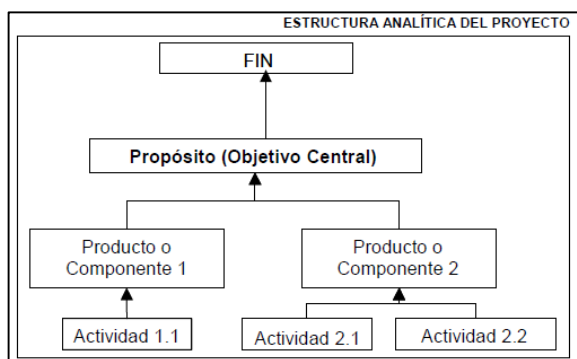


Figura 1.24: Estructura Analítica del Proyecto
Fuente: (Ortegón, Pacheco, & Adriana, 2015)

Matriz de marco lógico

La matriz de marco lógico presenta en forma resumida los aspectos más importantes del proyecto, ver figura 1.25. Posee cuatro columnas que suministran la siguiente información:

- Un resumen narrativo de los objetivos y las actividades,
- Indicadores (Resultados específicos a alcanzar),
- Medios de Verificación,
- Supuestos (factores externos que implican riesgos),

y cuatro filas que presentan información acerca de los objetivos, indicadores, medios de verificación y supuestos en cuatro momentos diferentes en la vida del proyecto:

- Fin al cual el proyecto contribuye de manera significativa luego de que el proyecto ha estado en funcionamiento,
- Propósito logrado cuando el proyecto ha sido ejecutado,
- Componentes/Resultados completados en el transcurso de la ejecución del proyecto,

- Actividades requeridas para producir los Componentes/Resultados.

La matriz de marco lógico, se construye de forma tal que se puedan examinar los vínculos causales de abajo hacia arriba entre los niveles de objetivos, a esto se le denomina Lógica Vertical. Mientras que el conjunto Objetivo–Indicadores-Medios de Verificación define lo que se conoce como Lógica Horizontal en la matriz de marco lógico.

Si el proyecto está bien diseñado, lo que sigue es válido:

- Las Actividades especificadas para cada Componente son necesarias para producir el componente;
- Cada Componente es necesario para lograr el Propósito del proyecto;
- Si se logra el Propósito del proyecto, contribuirá al logro del Fin;
- El Fin es una respuesta al problema más importante en el sector.
- Los medios de verificación identificados son los necesarios y suficientes para obtener los datos requeridos para el cálculo de los indicadores.
- Los indicadores definidos permiten hacer un buen seguimiento del proyecto y evaluar adecuadamente el logro de los objetivos.

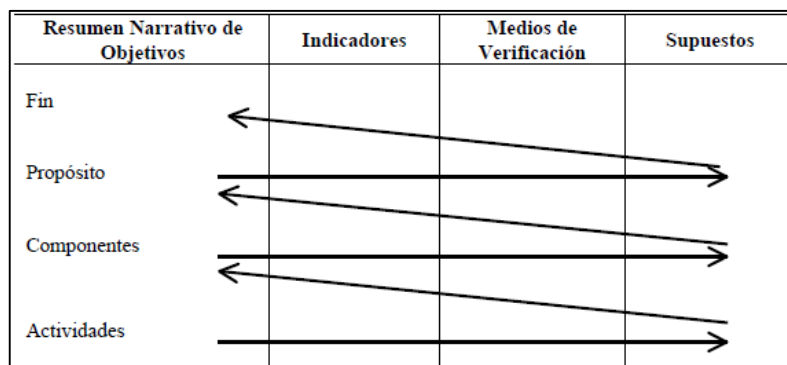


Figura 1.25: Estructura de la Matriz del Lógico
Fuente: (Ortegón, Pacheco, & Adriana, 2015)

Identificado los problemas de aseguramiento de flujo en la producción de petróleo o gas costa afuera y definidas de forma general algunos métodos para predecir, prevenir y controlar los problemas asociados al transporte de la producción, lo siguiente es elaborar el o los proyectos que puedan derivarse para garantizar el flujo ininterrumpido de la producción a través de la herramienta del marco lógico (MML) que fue descrita en la última sección de este capítulo.

2. ASPECTOS METODOLÓGICOS

Basado en la MML ver esquema en la figura 2.1, para formular adecuadamente los proyectos se debe describir y entender la problemática, en este capítulo se detalla las características y parámetros necesarios para definir los problemas de aseguramiento de flujo que puedan generarse en la producción de gas del campo Amistad, bloque 6, incluyendo una propuesta en la formulación del proyecto aplicando la MML.

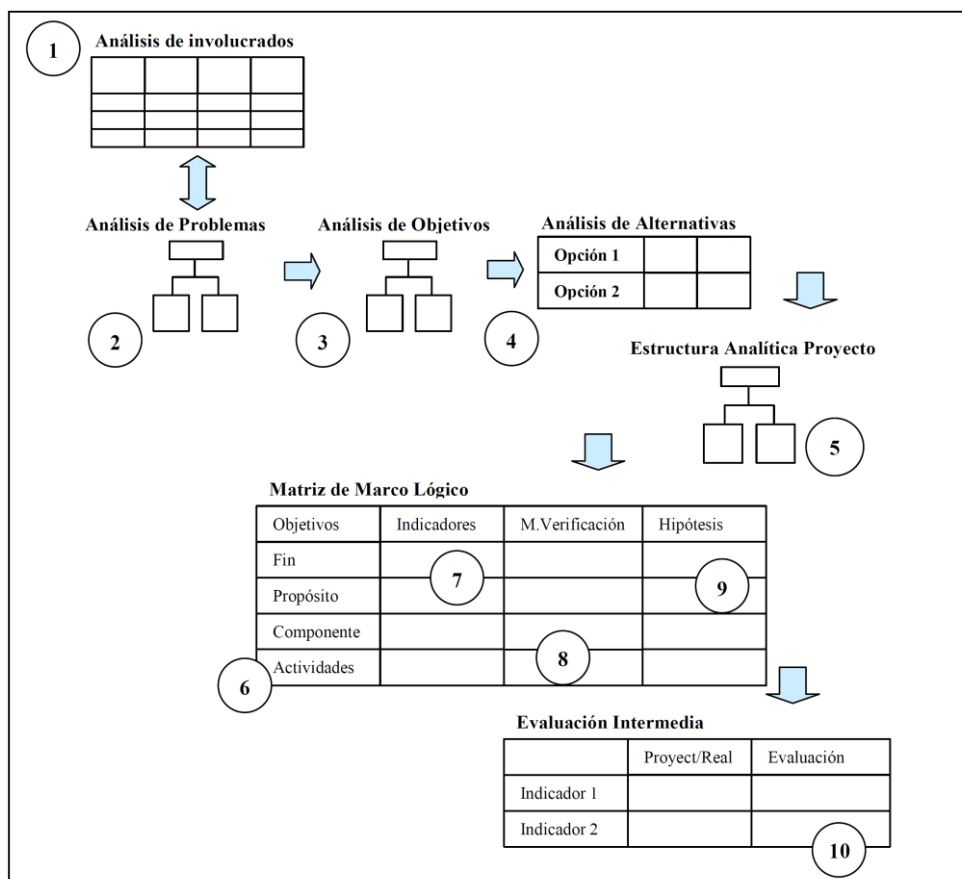


Figura 2.1: Estructura metodológica del marco lógico
Fuente: (Ortegón, Pacheco, & Adriana, 2015)

2.1 Identificación del problema y alternativas de solución

Transporte de producción de gas en el campo Amistad

En el año 2000 se construyó la plataforma del Campo Amistad siendo la única plataforma offshore fija del Ecuador hasta la actualidad. Energy Development Corporation Ecuador Ltd. (EDC), ver tabla 2.1, inició la campaña de perforación de exploración y avanzada del pozo Amistad-5ST, el primer pozo direccional, para continuar con el AMS A, AMS B, AMS C Y AMS D. En el 2004 la plataforma auto-elevable "Jack Up" llegó a Ecuador para incrementar la producción de los pozos AMS 5, AMS C y AMS D y realizar la perforación del AMS C, AMS F y finalmente el pozo AMS G. Esta campaña se terminó en el año 2004. Posteriormente se realiza la perforación de pozos de desarrollo offshore.

En el 2013, la empresa estatal PETROAMAZONAS EP empezó a operar el bloque 6. PAM y realizó la perforación de dos pozos AMS I y AMS K en éste año. En el año 2014 PAM EP llevó a cabo la perforación y completación del pozo AMS J, AMS E y AMS L y posteriormente en 2015 del pozo AMS X.

Tabla 2.1: Campaña de perforación del campo Amistad

No.	COMPAÑIAS	AÑO	POZOS	CLASIFICACION	PROFUNDIDAD	
					T. (PIES)	CONFIGURACION
1	E D C Ecuador	2000	AMISTAD-5	Exploratorio	10910	Direccional
2	E D C Ecuador	2000	AMS B	Desarrollo	10567	Direccional
3	E D C Ecuador	2001	AMS D	Desarrollo	10921	Direccional
4	E D C Ecuador	2001	AMS B	Exploratorio	12272	Direccional
5	E D C Ecuador	2001	AMS C1	Desarrollo	12721	Direccional
6	E D C Ecuador	2004	AMS C	Desarrollo	12346	Direccional
7	E D C Ecuador	2004	AMS F	Desarrollo	10600	Vertical
8	E D C Ecuador	2004	AMS G	Desarrollo	11246	Vertical
9	PETROAMAZONAS EP	2013	AMS I	Desarrollo	10218	Direccional
10	PETROAMAZONAS EP	2013	AMS K	Desarrollo	11296	Direccional
11	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS J	Desarrollo	10500	Direccional
12	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS L	Desarrollo	11263	Direccional
13	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS E	Desarrollo	10500	Direccional
14	PETROAMAZONAS EP	2015	AMS X	Desarrollo	11322	Direccional

Fuente: (Ortegón, Pacheco, & Adriana, 2015)

Para transportar el gas natural extraído de los pozos productores se construyó líneas secundarias de flujo en el año 2005, mismas que se conectan a la plataforma offshore.

Las condiciones circundantes (tabla 2.3) que atraviesa la producción de gas y la trayectoria que recorre el flujo desde sus condiciones de operación (tabla 2.4) generan cambios en la temperatura y presión del flujo, pudiendo producir riesgos térmicos (hidratos), la producción asociada de condensados y agua podría generar riesgos hidrodinámicos (“slugging”) por lo cual es necesario desarrollar un proyecto de aseguramiento de flujo que garantice el transporte permanente de gas desde el fondo del pozo hasta las facilidades de procesamiento.

Para la gerencia de operaciones del Campo Amistad, administrado por Petroamazonas EP es importante asegurar el flujo y garantizar las condiciones seguras de operación en la producción, La producción de gas natural del Campo Amistad cubre parte de la necesidad de CELEC EP orientada a la generación de energía eléctrica, así como la demanda de gas natural de GNL, y el proyecto de distribución de gas natural domiciliario, y a futuro atender la necesidad del sector industrial.

Todas las operaciones hidrocarburíferas están reguladas y monitoreadas desde el Ministerio del Ambiente, para que la producción sea sustentable y amigable con el medio ambiente, sin afectar en lo mínimo las áreas de influencia.

En la tabla 2.2 se muestra las características y condiciones de operación de los pozos productores de gas, donde P_{wfi} y P_{wf} son las presiones de fondo fluente inicial y actual respectivamente, MD corresponde a la profundidad medida y S_w la saturación de agua.

Tabla 2.2: Características y condiciones de operación de los pozos

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD 2015							
N	POZO	P_{wfi} (psi)	P_{wf} (psi)	Tope MD (pies)	Espesor MD (pies)	S_w (%)	Porosidad (%)
1	AMS- A	3200	1031	9874	158,5	38,13	16,4
2	AMS - B	3208	982	11297	158	42,36	20
3	AMS – C	3295	1029	11323	175,1	37,8	15,3
4	AMS – F	3179	1976	9739	159	42,4	20,6
5	AMS – G	3481	2716	9940	136	40,2	21
6	AMS - K	3106	2061	10587	175,1	37,8	15,3
7	AMS - J	3230	3200	9940	96	40,2	20,64

Fuente: Agencia Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

La tabla 2.3 muestra las condiciones circundantes que atraviesan las tuberías desde la cabeza del pozo hasta la plataforma.

Tabla 2.3: Condiciones circundantes

Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura mínima del lecho marino	°F	60
Velocidad lecho	m/s	0.3
Profundidad	m	46

Fuente: Instituto Oceanográfico de la Armada

Realizado por: Jaime Gonzalez

Tabla 2.4: Condiciones de los pozos productores

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD (2015)							
N	POZO	PERFORAD O	TIPO	ESTADO	GN (MMPCD)	AGUA (BAPD)	CONDENSADO (BOPD)
1	AMS – A	2000	Productor	Activo	5,692	16,88	1
2	AMS - B	2001	Productor	Inactivo	1,89	260	1,2
3	AMS – C	2004	Productor	Activo	4,042	56,36	1,16
4	AMS – F	2004	Productor	Activo	7,7587	477,79	0,816
5	AMS – G	2004	Productor	Activo	18,067	83,83	2,19
6	AMS – K	2013	Productor	Activo	9,954	4,98	2,38
7	AMS – J	2014	Productor	Activo	4,827	7,146	0,393
8	AMS – E	2014	Productor	Inactivo	0	0	0
9	AMS – X	2015	Productor	Inactivo	0	0	0

Fuente: Agencia Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), 2015

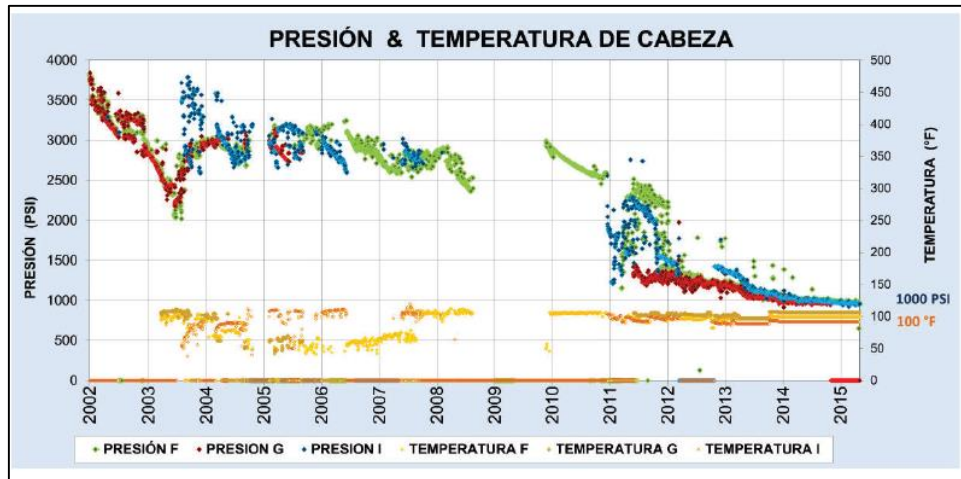


Figura 2.2: Presiones y temperaturas en cabeza de pozo
Fuente: Petroamazonas EP, Gerencia de operaciones OFFSHORE

La figura 2.2, muestra los valores de presión (verde, rojo y azul) y temperatura (café amarillo y naranja) de los pozos F, G, I. durante el periodo 2002 al 2015, en la figura 2.3 se puede observar la producción promedio anual hasta el año 2017.

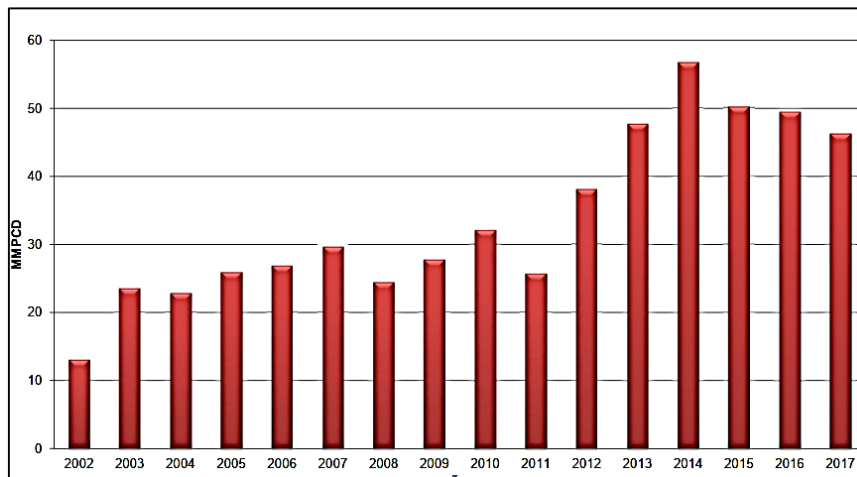


Figura 2.3: Producción anual del campo Amistad
Fuente: (Petroamazonas-EP, 2018)

Análisis de involucrados

Identificación

Alrededor de la producción de gas del campo Amistad entidades públicas, privadas y comunidades que están involucradas desde diferentes perspectivas, ver figura 2.4, estas son:

- **Ministerio de Hidrocarburos (MH)**, encargados de garantizar el desarrollo sectorial y la explotación sustentable y soberana de los recursos hidrocarburíferos formulando, gestionando y evaluando la política pública hidrocarburífera

- **Secretaría Hidrocarburos (SHE)**, se encargan de estudiar, cuantificar y evaluar el patrimonio hidrocarburífero, promocionarlo, captar inversión nacional y/o extranjera; suscribir y administrar, de manera soberana, las áreas y contratos hidrocarburíferos,
- **Petroamazonas EP (PAM)**, principalmente encargados de desarrollar actividades estratégicas de exploración y explotación de hidrocarburos, de manera eficiente, sustentable y segura, con responsabilidad social y ambiental, con el aporte del mejor talento humano para contribuir al desarrollo energético del Ecuador.
- **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)**, quienes son los responsables de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

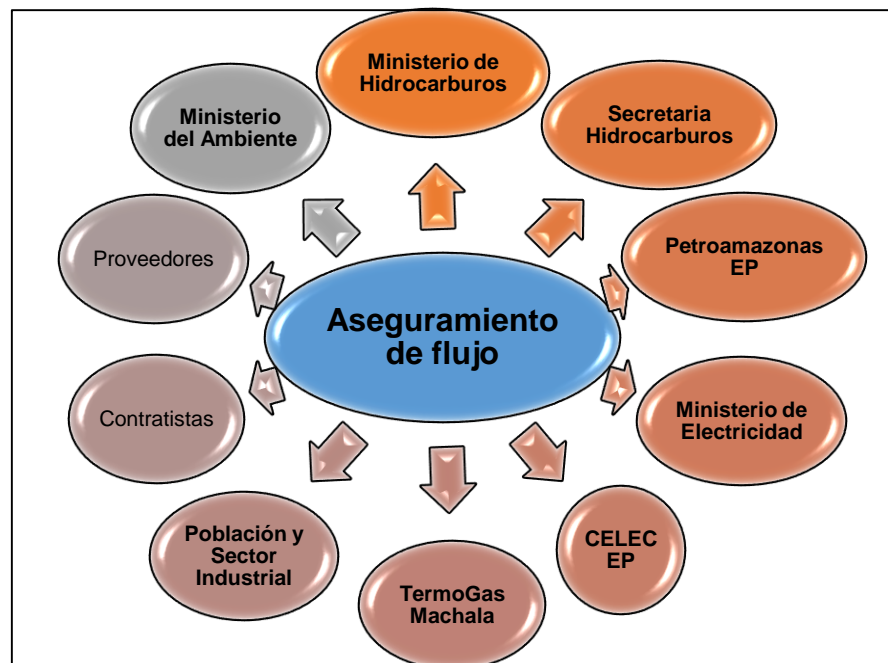


Figura 2.4: Identificación de los Involucrados
Realizado por: Jaime Gonzalez

- **CELEC EP:** Asegurar la provisión de energía eléctrica a todo el país
- **Termogas Machala (TG):** Producir energía eléctrica de forma eficiente, mediante el aprovechamiento de los recursos naturales, minimizando el impacto ambiental.
- **Comunidades:** Tendales, Barbones y Bajo Alto, Quienes son los beneficiarios directos del uso de la electricidad a través de la quema del gas producido desde el campo Amistad y de GLP.
- **Ministerio del Ambiente (MA):** Ejercer de forma eficaz y eficiente la rectoría de la gestión ambiental, garantizando una relación armónica entre los ejes económicos,

social, y ambiental que asegure el manejo sostenible de los recursos naturales estratégicos.

- **Empresas Privadas:** Grupo de accionistas o propietarios del sector privado que prestan servicios de construcción o servicios especializados de consultoría a empresas públicas.
- **Proveedores:** Grupo de accionistas o propietarios del sector privado que venden o proveen bienes, materias primas y consumibles para el desarrollo de los proyectos en empresas públicas.

Clasificación

En la clasificación de los involucrados se puede identificar cuatro grandes grupos, ver figura 2.5:

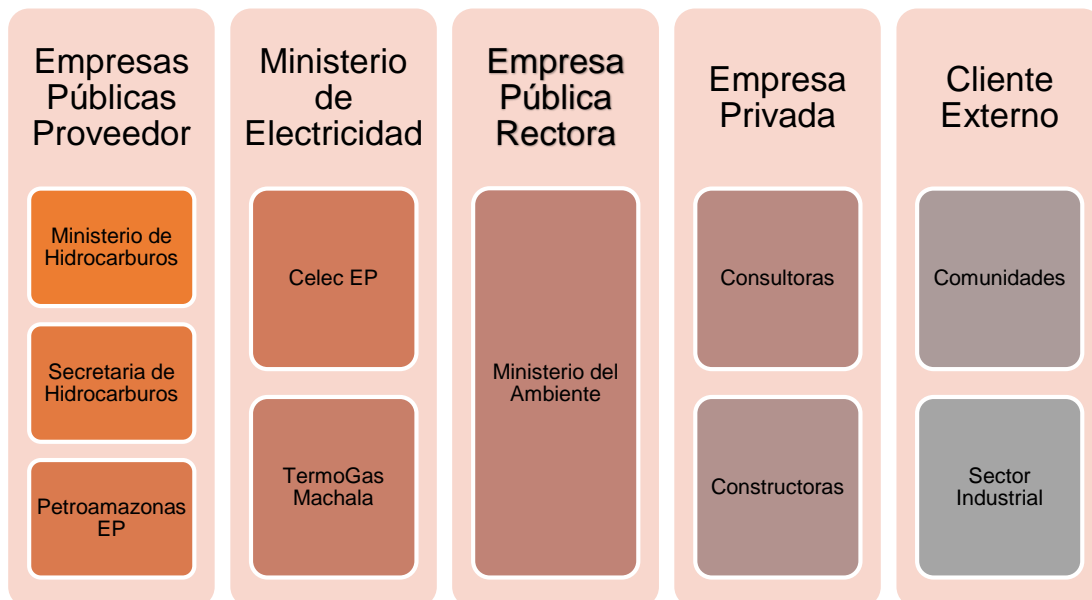


Figura 2.5: Clasificación de los Involucrados
Realizado por: Jaime Gonzalez

- **Sector público proveedor** responsable de administrar, gestionar, explotar y producir el recurso energético (gas del campo amistad) para consumo interno y exportación.
- **Sector público cliente interno** responsables de administrar, gestionar, producir y distribuir energía eléctrica aprovechando el recurso energético (gas del campo amistad).
- **Sector público rector** de las políticas y regulaciones ambientales entre proveedor, cliente interno y cliente externo.
- **Sector privado proveedor** responsable de brindar bienes y servicios al sector público para la correcta ejecución de consultorías y proyectos.

- **La comunidad o cliente externo**, beneficiarios de la producción la electricidad a través de los recursos naturales, consumo de gas del campo Amistad.

Posición y caracterización de los involucrados

A todos los involucrados directos o indirectos dentro del proyecto hay que posicionarlos para conocer cuál es el apoyo u oposición frente al proyecto, de igual forma cual es el grado de importancia que cada involucrado tiene para el proyecto (fuerza) y la importancia que cada involucrado le da al proyecto (intensidad).

Para ellos se definió una escala de 1 a 5, donde el 1 indica el menor grado de importancia del involucrado para el proyecto (Fuerza) y el menor grado de involucramiento del mismo (Intensidad); por su parte el 5, indica el mayor grado de importancia del involucrado para el proyecto y el mayor grado de involucramiento, ver tabla 2.5.

Tabla 2.5: Posición y Caracterización de los Involucrados

No	Involucrados	Fuerza	Intensidad	Resultante
1	Comunidades	2	2	4
2	Sector industrial	4	1	4
3	TermoGas Machala	5	1	5
4	CELEC EP	5	1	5
5	Ministerio de Electricidad	5	1	5
6	Petroamazonas EP	5	5	25
7	Secretaria de Hidrocarburos	5	4	20
8	Ministerio de Hidrocarburos	5	4	20
9	Ministerio del Ambiente	5	2	10
10	Proveedores	1	5	5
11	Contratistas	1	5	5

Realizado por: Jaime González

Selección

Se puede observar del análisis de los involucrados que:

- La empresa pública proveedor del recurso energético (gas) es la más importante e influyente en el proyecto y la más involucrada directamente en el desarrollo del mismo.
- La empresa pública rectora es la segunda más importante para el proyecto, pero no se involucra intensamente en su desarrollo.
- La empresa pública cliente es la beneficiaria directa del éxito del proyecto y tiene su nivel de importancia, mas no se involucra en el desarrollo.
- Por ultimo proveedores y contratistas son quienes se involucran directamente mas no tiene injerencia o no son importantes para el proyecto.
- La comunidad y el sector industrial son beneficiarios indirectos y no influyen ni tampoco se involucran en el proyecto.

Análisis del problema

Definición del Problema Central

Los problemas de aseguramiento de flujo en la producción de gas costa afuera como la formación de hidratos durante la producción de gas, agua y condensado sumado a inestabilidades de flujo por “slugging”, erosión y corrosión, podría constituir una seria amenaza para el funcionamiento seguro y económico de las instalaciones de producción de gas en el Campo Amistad. Uno de los problemas, aparte del bloqueo, es el movimiento de los tapones de hidrato en la tubería a alta velocidad, que podría provocar rotura de las líneas de transferencia.

Árbol de efectos

Los efectos macros por problemas de aseguramiento de flujo (hidratos, “slugging”, erosión, corrosión, incrustaciones y sedimentos) en las líneas de transferencia de gas en el Campo Amistad se ven reflejados en tres áreas importantes:

- Pérdidas económicas, disminución en la producción de gas, daños en tuberías, accesorio y equipos, aumento en los costos operacionales.
- Disminución en el suministro de gas hacia la central termoeléctrica por pérdidas en la producción.
- Revocación de licencia ambiental, por contaminación y riesgo de accidentes.

Cada una de estas áreas está relacionada con los involucrados de mayor fuerza e intensidad para el proyecto (Empresa pública proveedor, rectora y cliente), pudiendo generar la suspensión de operaciones costa afuera.

Árbol de causas

La condición operacional de la producción de gas costa afuera desde la cabeza del pozo hasta las facilidades de procesamiento de gas sumado a las condiciones externas del medio circundante por donde atraviesan las líneas de transferencia de gas genera problemas por las siguientes causas.

- Hidratos, cuando disminuye la temperatura en el flujo de gas, ocasionando condiciones de operación en la zona de hidratos.
- “Slugging”, debido a las velocidades de deslizamiento entre el gas y el líquido (agua y condensado asociado a la producción de gas), dando como resultado un comportamiento hidrodinámico inestable generalmente causado por la inestabilidad de Kelvin Helmholtz.
- Incrustaciones, debidos a la solubilidad de carbonatos (CO_3^{2-}) y sulfatos (SO_4^{2-}) por cambios de presión y temperatura
- Corrosión, debido a la presencia de agua y un medio electrolítico

- Sedimentación y erosión por arena, debido a la producción de arena o arrastre de arena desde el reservorio.

Árbol de problemas

La integración de los efectos y las causas del problema central generan el árbol de problemas, el mismo representa el resumen de la situación del problema analizado, ver figura 2.6.

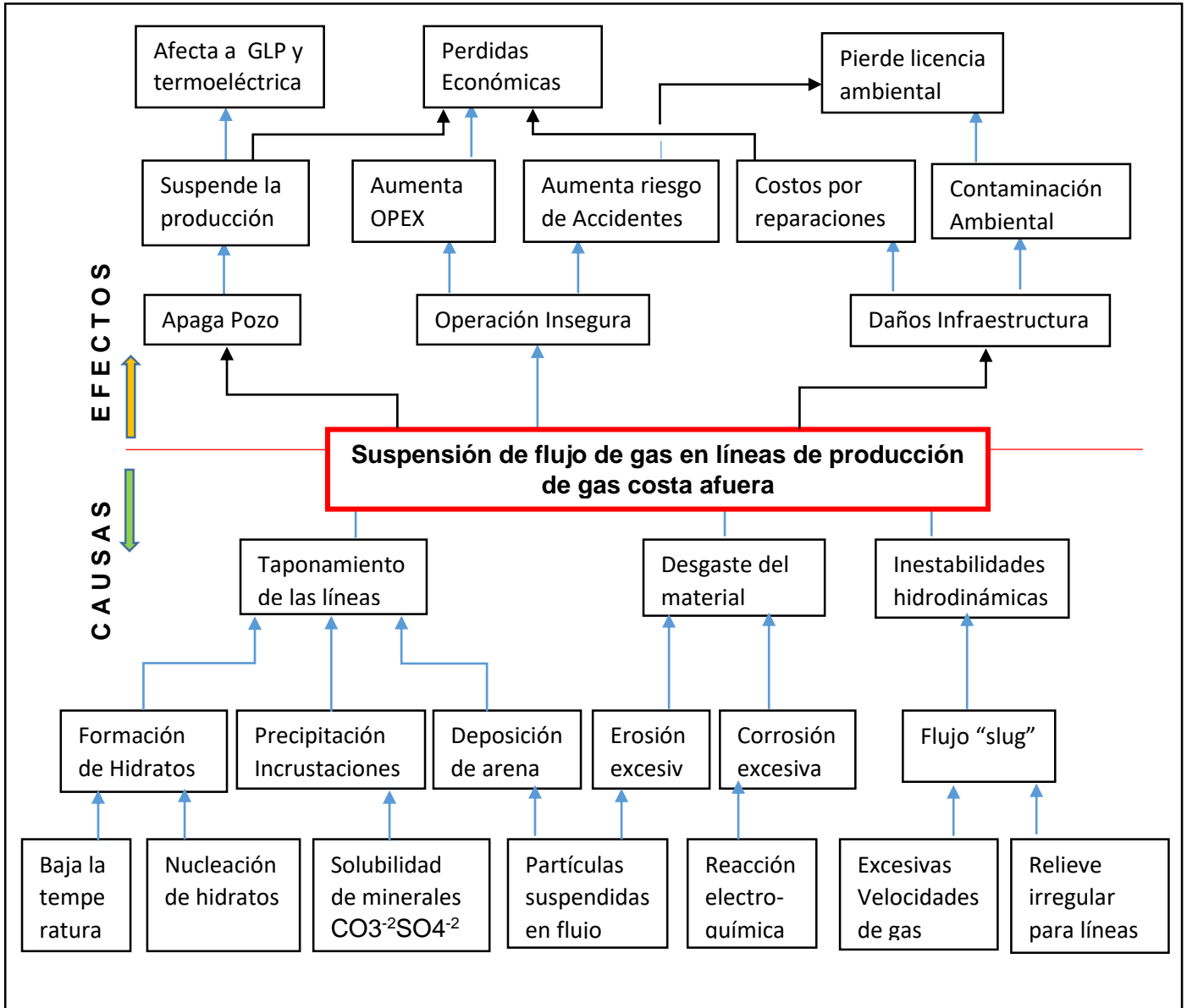


Figura 2.6: Árbol de problemas
Realizado por: Jaime Gonzalez

Análisis de Objetivos

Árbol de medios y fines u Objetivos

Plantear condiciones positivas desde el árbol de problemas (figura 2.6) que se estime que son deseadas y viables de ser alcanzadas generará el árbol de objetivos, convirtiendo las causas en medios y los efectos en resultados haciendo del problema central el objetivo o propósito del proyecto, ver figura 2.7.

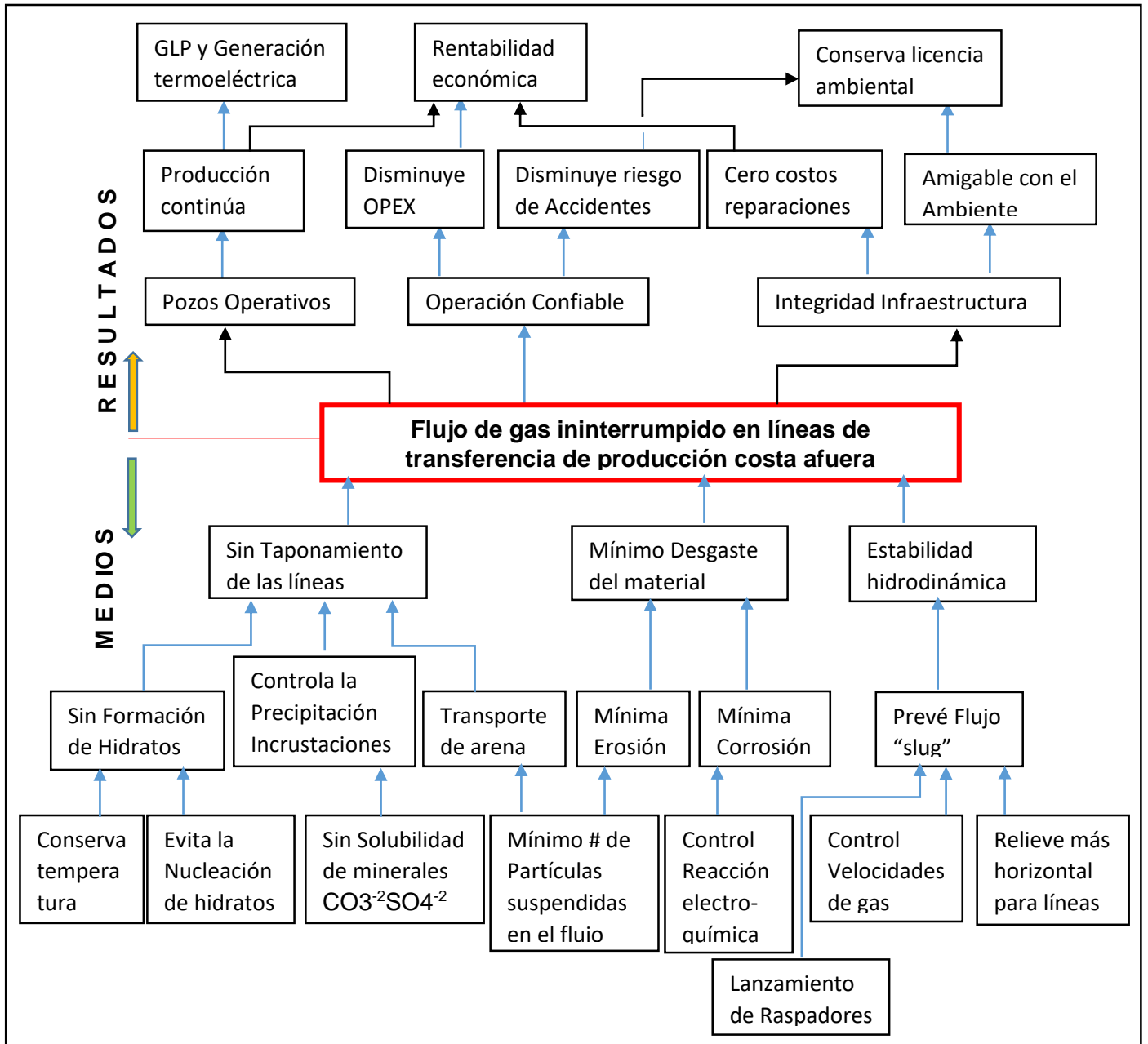


Figura 2.7: Árbol de objetivos
Realizado por: Jaime Gonzalez

Validación del árbol de objetivos

Examinar las relaciones entre los medios y resultados garantizará que el esquema de análisis es válido, si las causas están bien identificadas los medios estarán y las alternativas serán más acertadas para la resolución del problema y obtención de los resultados que persiga el proyecto.

Analizando desde la figura 2.7, la conservación de la temperatura del flujo, evitar la nucleación de hidratos, la precipitación de minerales y tener un mínimo número de sólidos suspendidos correspondería a las vías o medios que evitarían el taponamiento de las líneas y el desgaste agresivo de las tuberías, logrando como resultado que los pozos de gas trabajen ininterrumpidamente manteniendo la integridad de las instalaciones y una operación de la producción confiable, suministrando gas a la central termo eléctrica con rentabilidad económica y manteniendo la licencia ambiental. De igual manera una adecuada definición de la velocidad del gas y un ruteo óptimo de la trayectoria de la tubería es el medio para predecir y evitar el flujo “slugging” y asegurar la estabilidad hidrodinámica, logrando los resultados escritos anteriormente.

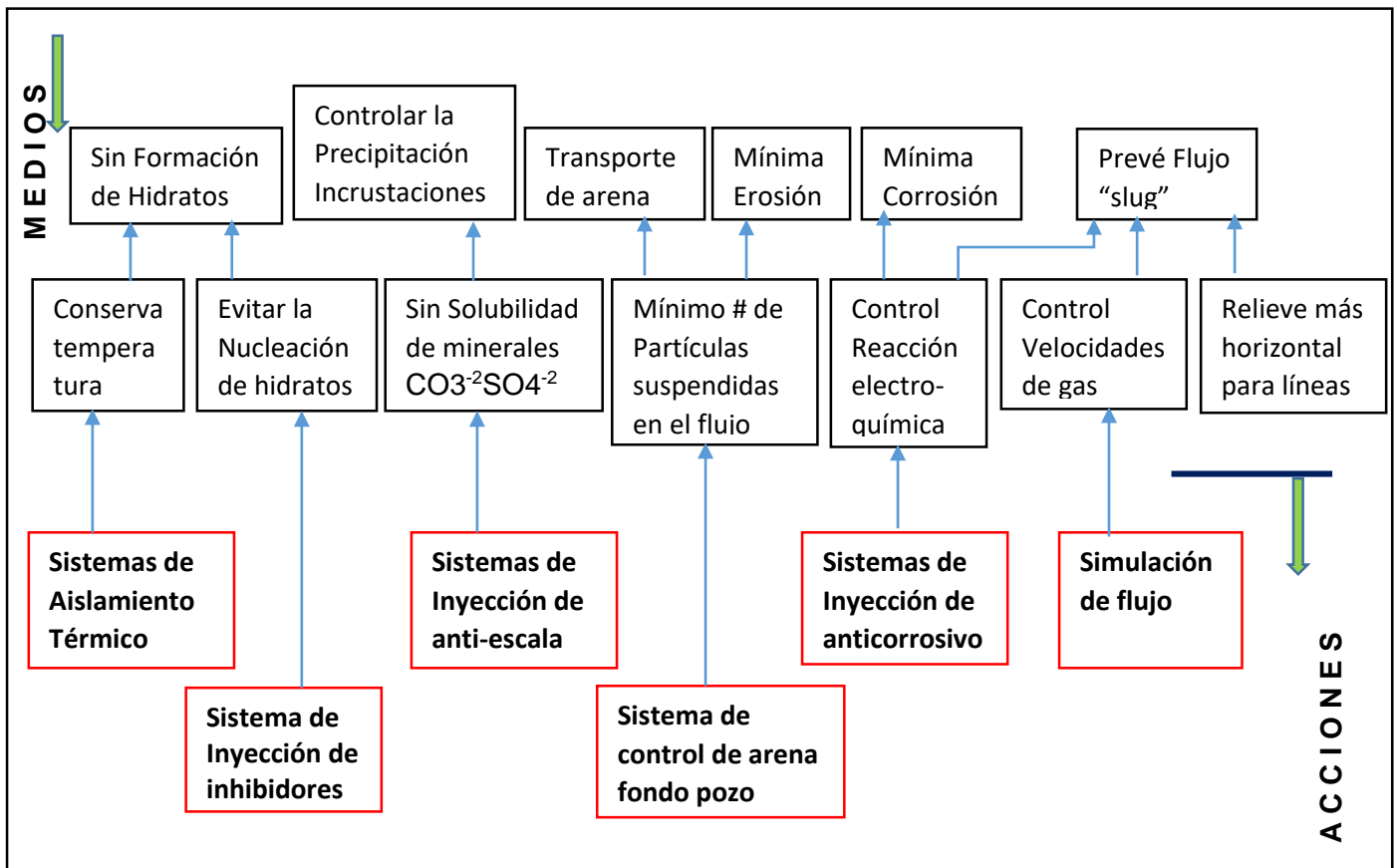


Figura 2.8: Opción de soluciones
Realizado por: Jaime Gonzalez

Selección de la estrategia optima

Corresponde a formular acciones de forma analítica y que puedan materializarse para solucionar el problema planteado, operacionalizando los medios que se encuentran en la parte inferior del árbol de objetivos ya que estos no tienen otro medio que los genere, en la figura 2.8, se observa las acciones que operacionalizan los medios para solucionar el problema planteado y las causas que resultan del problema.

Identificación de acciones

La verificación de la coherencia entre causa, medio y acción es importante porque debe haber una relación lógica entre estos tres aspectos del análisis, de tal forma que la acción que se propone permite obtener unos medios que eliminan la causa que genera el problema.

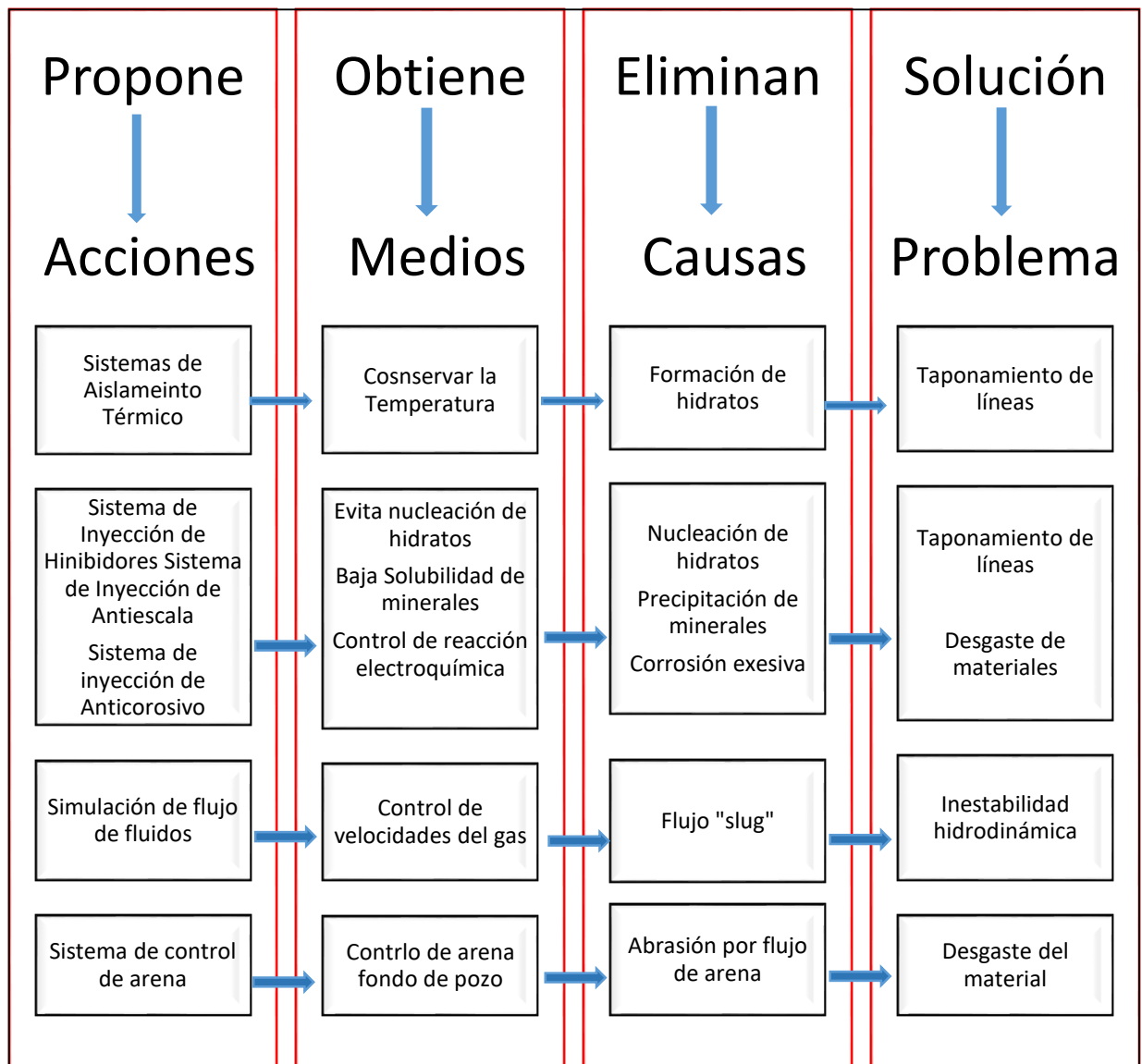


Figura 2.9: Verificación Causa Medio y Acción
Realizado por: Jaime Gonzalez

La figura 2.9, se identifica cuatro propuestas para solucionar los problemas que perjudican el aseguramiento de flujo.

Postulación de alternativas

Formuladas las respectivas acciones se debe configurar alternativas viables y pertinentes, primeramente, se clasifican las acciones entre complementarias y excluyentes.

Las primeras serán aquellas que son factibles en conjunto y que van a complementar sus aportes a la solución del problema, mientras que las excluyentes ayudan a decidir por una estrategia de solución.

Se debe verificar también el grado de interdependencia entre las acciones propuestas para agruparlas, postulando así varias alternativas (conjunto de acciones complementarias interdependientes).

Analizar el nivel de incidencia de estas alternativas permitirá definir prioridades para verificar la factibilidad técnica y presupuestaria de las alternativas.

Desde la figura 2.7, se puede proponer las siguientes alternativas:

- a) Instalar un sistema de aislamiento térmico, un sistema de inyección de anti escalas, un sistema de inyección de anticorrosivos, un sistema de control de arena en el fondo de pozo y realizar simulación de flujo. Alternativa sistema térmico y químico (STQ)
- b) Instalar un sistema de inyecciones de inhibidores de hidratos, un sistema de inyección de anti escalas, un sistema de inyección de anticorrosivos, un sistema de control de arena en el fondo de pozo y realizar simulación de flujo. Alternativa sistema de químicos (SQ)

Las acciones de la alternativa (a) STQ y (b) SQ buscan prevenir el taponamiento de las tuberías por formaciones hidratos, incrustaciones dentro de la tubería por precipitación de minerales, corrosión, erosión e inestabilidades hidrodinámicas causadas por el flujo.

La acción de instalar un sistema de aislamiento térmico consiste revestir la tubería con un aislante térmico que permita disminuir la pérdida de calor y que la temperatura de salida en la plataforma de producción sea mayor a la temperatura de formación de hidratos, ver figura 2.10, también se podría analizar tuberías de diferentes materiales como polietileno de alta densidad (HDP) y analizar cómo afecta el coeficiente de conductividad térmica en la pérdida de calor.

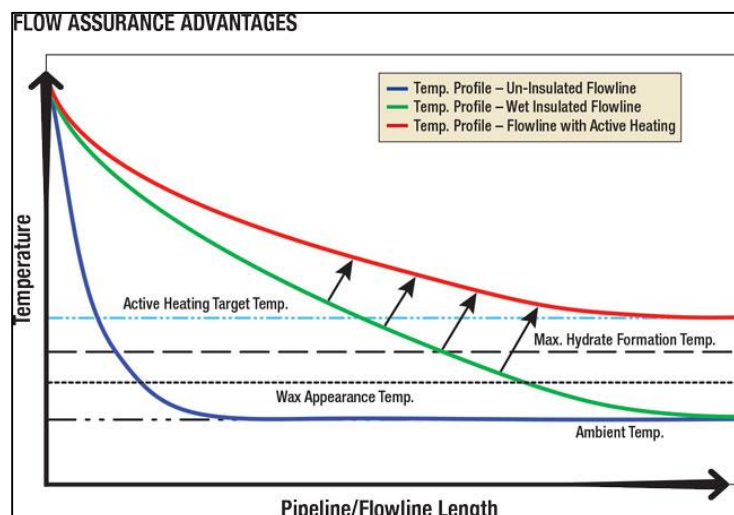


Figura 2.10: Gradiente térmico en tubería

Fuente: <https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-77/issue-3/subsea/active-heating-technologies-enhance-benefits-of-subsea-processing-systems.html>

La inyección e inhibidores para evitar la formación de hidratos pueden efectuarse de dos tipos:

- Inyección de inhibidores termodinámicos, usados comúnmente para controlar o prevenir la formación del hidrato debido a su habilidad para reducir considerablemente las temperaturas de formación, estos pueden ser metanol (MeOH) y el monoetilenglicol (MEG), Hay dos factores que hacen del MEG y del metanol los inhibidores termodinámicos más comunes ellos son el rendimiento y el costo. El grado de inhibición, es función del tipo de inhibidor que se use, la concentración, la presión y la composición del gas.
- Los Inhibidores de Baja Dosificación (LDHI), tienen la habilidad de afectar a la cinética de la formación de los hidratos. Estos inhibidores tienen la capacidad de adsorberse en la superficie de las partículas del hidrato de gas, reduciendo la velocidad de formación y crecimiento de los núcleos cristalinos, y así evitando el taponamiento en las tuberías. Una de sus características más importante, en cuanto a términos operativos y ambientales se refiere, es la de su aplicabilidad a bajas dosis.

La simulación de flujo es una acción muy importante que permitirá definir si las primeras acciones de cada alternativa son excluyentes o complementarias.

Las acciones de instalar un sistema de aislamiento térmico e instalar un sistema de inyecciones de inhibidores de hidratos pueden ser:

- Excluyentes, sí las condiciones circundantes por donde se transporte el gas no son adversas (temperaturas superiores a los 15 [°C] (60 [°F]) y presiones menores a los 1800 psia). Ver figura 2.12.

- Complementarias, sí las condiciones circundantes por donde se transporte el gas son adversas (temperaturas menores a los 15 [°C] (60 [°F]) y presiones mayores a los 1800 psia), o por apagado “shutdown” y encendido del sistema de producción. Ambas prevendrían la formación de hidratos, las temperaturas mínimas están alrededor de los 15 [°C]², y las presiones varían de acuerdo a cada pozo³. Las demás acciones son complementarias a casa alternativa. En la figura 2.11 se observa las actividades a desarrollarse en cada alternativa.

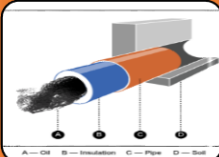
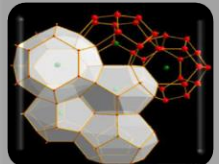
	<p>Alternativa 1 (STQ)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de recubrimiento con aislamiento térmico en la línea de producción • Inyección de químicos • Sistema de control de arena • Simulación de flujo
	<p>Alternativa 2 (SQ)</p> <p>Sistema de inyección de inhibidores de formación de hidratos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inyección de químicos • Sistema de Control de arena • Simulación de flujo

Figura 2.11: Actividades para cada alternativa
Realizado por: Jaime González

Análisis de Incidencia de las alternativas

Análisis técnico

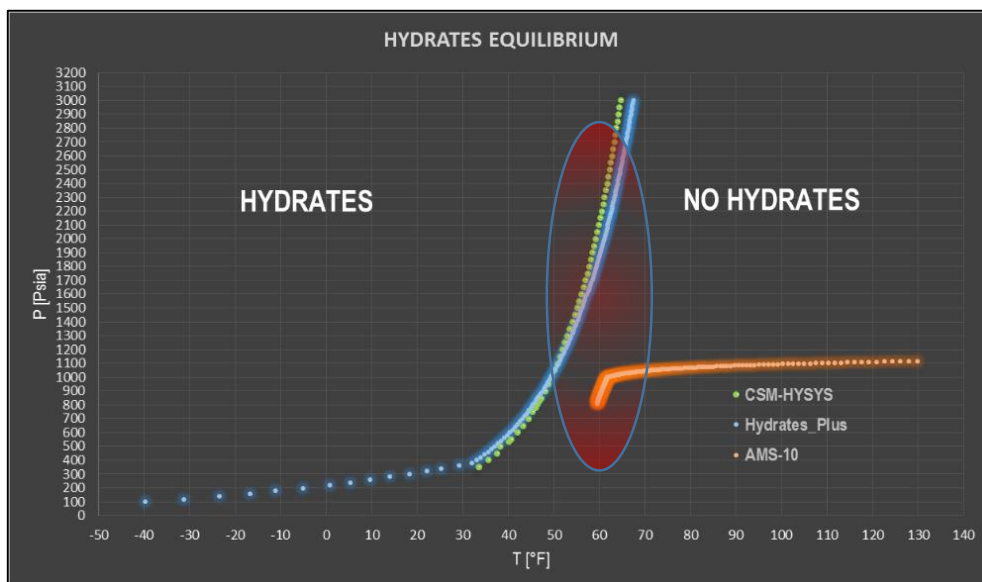


Figura 2.12: Curva equilibrio de hidrato 2 y operación pozo AMS-10
Fuente: (Gallo & Sola, 2017)

² Informe reporte de temperaturas, INAMI, 2018

³ Informe de estudio término de las líneas de gas del Campo Amistad.

Para el análisis de incidencia de las alternativas propuestas (STQ) o (SQ), se tomó como referencia los resultados de la simulación térmica de la línea de producción de pozo AMS-10 y la curva de equilibrio de hidratos (Gallo & Sola, 2017), ver figura 2.12, en el cual se observa que la operación del transporte de gas no tendrá presencia de hidratos para el pozo AMS-10, en esas condiciones de presión.

Con este modelo y con pozos que tengan presiones mayores a 1800 [psia] el transporte de la producción de gas si presentaría problemas de hidratos cuando la temperatura mínima del medio circundante adquiriera 60 [°C], en consecuencia, para pozos con presiones mayores a 1800 [psia], las soluciones podrían ser:

- Inyectar inhibidores termodinámicos de hidratos para desplazar la curva hacia la izquierda, consiguiendo producir gas en condiciones seguras de hidratos o inyectar inhibidores cinéticos de hidratos y evitar la nucleación de estos durante un tiempo.
- Revestir la tubería con material aislante o poner tubería con una conductividad térmica menor para generar menos pérdida de calor y tener una temperatura de operación a la entrada de la plataforma de producción cercana a 70 [°F].

Manteniendo una temperatura mínima de 70 [°F] se pudo controlar los hidratos a presiones mayores de 3200 [psia] y considerando que el yacimiento tiende a depletar en el tiempo, la presencia de hidratos en las líneas de producción disminuiría progresivamente. Ver figura 2.12.

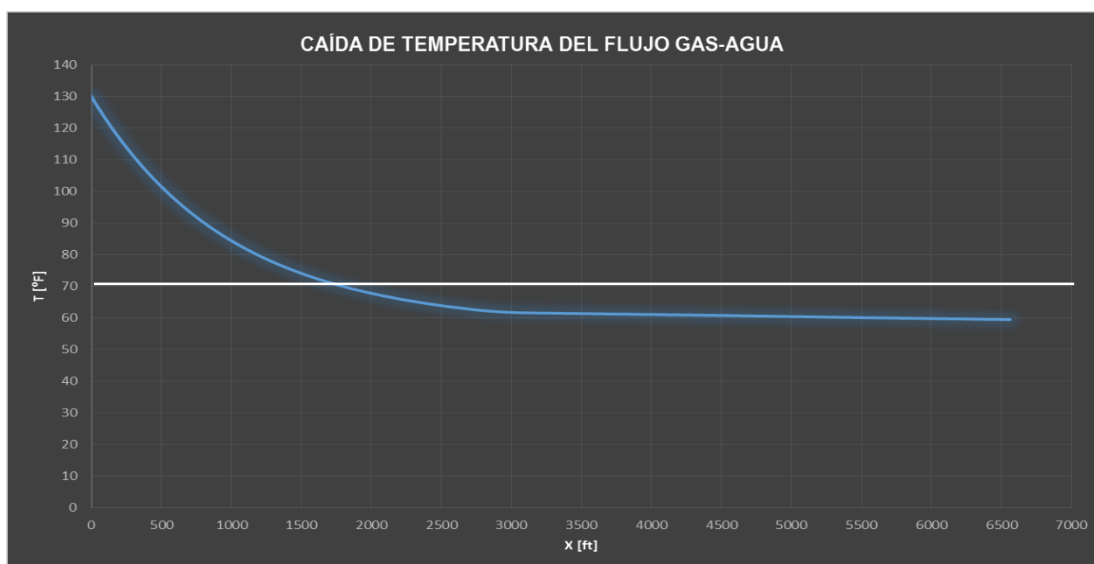


Figura 2.13: Perfil de temperatura línea de producción AMS-10
Fuente: (Gallo & Sola, 2017)

Los resultados de la simulación térmica de la línea de flujo AMS-10, (Gallo & Sola, 2017), podría ayudar como referencia para analizar la factibilidad de revestir la tubería consiguiendo la mínima pérdida de calor, observando la figura 2.13, se puede observar el punto a lo largo del tubo donde la temperatura del gas se estabiliza con la temperatura del

medio circundante, en este trabajo se considera una tubería sin recubrimiento térmico. Es más factible poder revestir la tubería para alcanzar temperaturas de 70 [°F].

Considerando que existan pozos con presiones de operación mayores a 1800 [psia], y si se logra mantener la temperatura de operación a la salida de la línea de flujo a 70 [°F] con algún sistema de recubrimiento térmico, no se requerirá de inyección de inhibidores en condición de operación normal.

Cuando el sistema de producción se cierra por emergencia lo que se conoce como “shutdown”, se genera una pérdida de calor transitoria que no depende del flujo de gas, esto ocasiona una disminución de temperatura hasta los 60 [°F] pudiendo generar hidratos, en estos casos la inyección de inhibidores es complementaria al sistema de recubrimiento térmico, con el fin de volver a arrancar el sistema de producción sin inconvenientes de taponamientos por hidratos.

Ambas alternativas presentan las mismas acciones complementarias, como inyección de anti-escala, anticorrosivos, sistema de control de arena, estas acciones se incluyen aún si se instalara solamente la tubería para producción excluyendo la presencia de hidratos. En este sentido la comparación de aquí en adelante se realizará para las primeras acciones de cada alternativa.

- Sistema de recubrimiento con aislante térmico de las líneas de producción (SRT), para pozos con presiones mayores a 1800 [psia]
- Sistema de inyección de inhibidores de hidratos (SII), para pozos con presiones mayores de 1800 [psia].

Análisis de incidencia

Considerando los valores de 1 a 5 donde cada valor representa alta (positivamente) y baja (negativamente) incidencia respectivamente y considerando las primeras acciones de cada alternativa, en la tabla 2.6, se realiza el análisis del nivel de incidencia en la solución del problema.

Tabla 2.6: Incidencia de las alternativas y observaciones

Ítem	Incidencia	SRT	SII	Observaciones
01	Costos (Capex-Opex)	Alta	Mediano	El costo de tubería de producción se incrementa por el revestimiento, pero se amortiza con el tiempo, los costos de operación y mantenimiento son bajos para el ducto.
02	Infraestructura (espacio físico)	Alta	Bajo	Se requiere espacio físico para un sistema de bomba y almacenamiento de inhibidores, dependiendo de la cantidad diaria de inyección. Costos de operación son medianos pero permanentes e incrementales en el tiempo, los costos

Ítem	Incidencia	SRT	SII	Observaciones
				de mantenimiento son altos. (Equipos rotativos)
03	Operación y mantenimiento (manejo de la producción, tratamiento, limpieza ductos, etc.)	Alto	Media	Se requiere inyección diaria de inhibidores están en función de la producción de gas diaria (% en volumen), posterior se requiere el procesamiento para recuperar los inhibidores los cuales pierden efectividad.
04	Tecnología (Materiales, equipos, construcción montaje)	Baja	Media	Tendido de tubería especializados con procedimientos específicos, monitoreo y control de la línea de transferencia. Inhibidores cinéticos están en estudio de factibilidad.
05	Dependencia de terceros	Alta	Baja	Se depende de los proveedores de inhibidores y logística para movilización y almacenamiento.
06	Ambiental	Baja	Alta	La inyección de inhibidores genera residuos como consecuencia del tratamiento de gas y la recuperación del inhibidor, los inhibidores se degradan y pierden efectividad

Realizado por: Jaime González

Con el análisis del nivel de incidencia en la solución del problema, se cuantifica la incidencia de cada alternativa ver tabla 2.7.

Tabla 2.7: Valor de incidencia de las alternativas

Ítem	Parámetro	SRT	SII	Observaciones
01	Costos	5	2.5	CAPEX, amortización (SRT)
02	Infraestructura	5	1	Espacio físico adicional en plataforma (SII)
03	Operación	5	2.5	EI (SRT) es autónomo.
04	Tecnología	1	2.5	Instalación complicada (SRT), materiales de baja conductividad
05	Dependencia	5	1	Importación de inhibidores (SII), almacenamiento, logística
06	Ambiental	5	1	Perdida de efectividad, residuos
Total		26	10.5	

Realizado por: Jaime González

Desde las tablas 2.6 y 2.7, se define que la mejor alternativa es un sistema de tubería para transporte de gas con recubrimiento térmico, considerando que la diferencia en el costo adicional entre instalar una tubería con bajo coeficiente de conducción y una tubería convencional es irrisorio si se compara con los costos por operación del sistema de inyección de inhibidores, generación de residuos, espacio físico en la plataforma, procesamiento.

Caracterización de las Alternativas

En la tabla 2.8 se caracterizan las alternativas ayudando a establecer costos y beneficios de cada una de ellas y así poder compararlas. El punto de partida para poder caracterizar las alternativas es primero conceptualizar el proyecto de producción de gas de la manera más básica donde no presente problemas para transportar la producción por tubería desde la cabeza hasta las facilidades, esto es:

- Instalación de una tubería desnuda e inyección de químicos (anti escala, anticorrosivo, emulsificantes, etc.), sistema de control de arena y una simulación básica de flujo, esta alternativa es ideal para pozos con presiones menores a los 1500 [psia].

Tabla 2.8: Propuestas para proyectos

Ítem	Tipo de proyecto	Características
01	Alternativa conceptual básica para producción P<1800 [psia]	Tubería para producción (riser) 4"
		Sistema de inyección de químicos (anticorrosivos, anti escala)
		Sistema de control de arena
		Simulación básica de flujo
02	Alternativa SRT para producción P>1800 [psia]	Tubería para producción con recubrimiento térmico (riser) 4"
		Sistema de inyección de químicos (anticorrosivos, anti escala)
		Sistema de control de arena
		Simulación de flujo de fluidos estacionaria y transitoria.
03	Alternativa SII para producción P>1800 [psia]	Tubería para producción (riser) 4"
		Sistema de inyección de inhibidores de formación de hidratos
		Sistema de inyección de químicos
		Sistema de control de arena
		Simulación de flujo de fluidos estacionaria y transitoria y cinemática de hidratos.

Realizado por: Jaime González

Desde la tabla 2.8

Posteriormente proponer las acciones inaugurales de cada alternativa, estas acciones modifican la conceptualización básica y está condicionada a pozos con presiones mayores de 1800 [psia], los resultados totales de los costos de cada alternativa se muestran en las siguientes tablas 2.9 y 2.10:

Tabla 2.9: Costos de la Alternativa conceptual básica

Ítem	Sistema	Costo Total USD
01	Alternativa conceptual básica de producción P<1800 [psia]	6`280.000,00
02	Alternativa SRT para producción P>1800 [psia]	7`469.000,00
03	Alternativa SII para producción P>1800 [psia]	6`615.000,00

Realizado por: Jaime González

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Tabla 2.10: Costos fijos de operación y mantenimiento

Ítem	Rubro	Unidad	Valor
01	Alternativa conceptual básica de producción P<1800 [psia]	USD/año	25.000,00
02	Alternativa SRT para producción P>1800 [psia]	USD/año	25.000,00
03	Alternativa SII para producción P>1800 [psia]	USD/año	92.200,00

Realizado por: Jaime González
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Considerando la conceptualización básica, el costo adicional se basan en los resultados mostrados en la tabla 2.11:

Tabla 2.11: Costos adicionales de cada alternativa

Ítem	Rubro	Unidad	Valor
01	Adicional por tubería revestida	Usd	1.177.000,00
02	Adicional por inyección de inhibidores	Usd	335.000,00
03	Costo de operación y manteniendo para sistema de inyección de inhibidores	Usd/año	67.253,31

Realizado por: Jaime González Fuente:
Petroamazonas EP, 2015

Considerando que la operación es alrededor de 20 años entonces en la siguiente tabla se observa los costos de operación y mantenimiento que deben realizarse para mantener y operar un sistema de inyección de inhibidores termodinámicos.

Tabla 2.12: Costos adicionales de cada alternativa

Ítem	Rubro	Unidad	Valor
01	Costo de operación y manteniendo para sistema de inyección de inhibidores	Usd	1.344.000,00

Realizado por: Jaime González



Figura 2.14: Costos de implementar las alternativas
Realizado por: Jaime González

Los costos mencionados anteriormente deberían compararse con las afectaciones económicas en caso de suspensión de flujo de producción de gas, estas afectaciones estarían repercutiendo en:

- Disminución de la producción de gas.
- Trabajos de reparación y mantenimiento que se deberían efectuar si el sistema de tuberías de producción se obstruye o se rompe.
- Impacto en la generación eléctrica para sector industrial y doméstico, suministro de GLP.
- Remediación ambiental

Análisis de recursos, sostenibilidad e impacto ambiental

Analizar los recursos correspondería a la habilidad de cada alternativa para mejorar y mantener sus recursos en el tiempo, en este sentido se puede inferir que:

- En el sistema de recubrimiento con aislante térmico de las líneas de producción (SRT), los recursos necesarios son los componentes del recubrimiento los mismos que durante la vida del proyecto deben garantizar eficiencia en la operación.
- En el sistema de inyección de inhibidores de hidratos (SII), existen más recursos como son los equipos de sistema de inyección (bombas, tanques, capilares, juntas) adicional el inhibidor (termodinámico o cinético) que es un recurso consumible y permanente por lo menos hasta que la presión del pozo sea menor de 1800 [psia] y el recurso humano que debe monitorear el efecto y la eficiencia de la inyección de los inhibidores.

Considerando que la sostenibilidad es promover el crecimiento económico que generar riqueza equitativa para todos sin dañar el medio ambiente y que el impacto ambiental es el efecto que produce la actividad humana sobre el medio ambiente, se puede analizar lo siguiente:

- La inyección de inhibidores de formación de hidratos genera residuos que deben ser manejados responsablemente, Loven y Pakulski en el 2002 menciona que el metanol, es más efectivo a temperaturas menores de 40 °F. pero su regeneración no es muy favorable.
- Instalar una tubería revestida con aislante térmico no genera mayor impacto además del que ya genera la tubería sin revestimiento y que para lo cual ya se hicieron los estudios del impacto ambiental.

Se debe considerar que el riesgo del colapso de la tubería es alto sobre todo si no se prevé y se predice el comportamiento del flujo dentro del tubo, en este sentido hay que tomar

precauciones porque el impacto ambiental es grave y disminuye la sustentabilidad de la explotación del recurso.

Estructura Analítica del Proyecto (EAP)

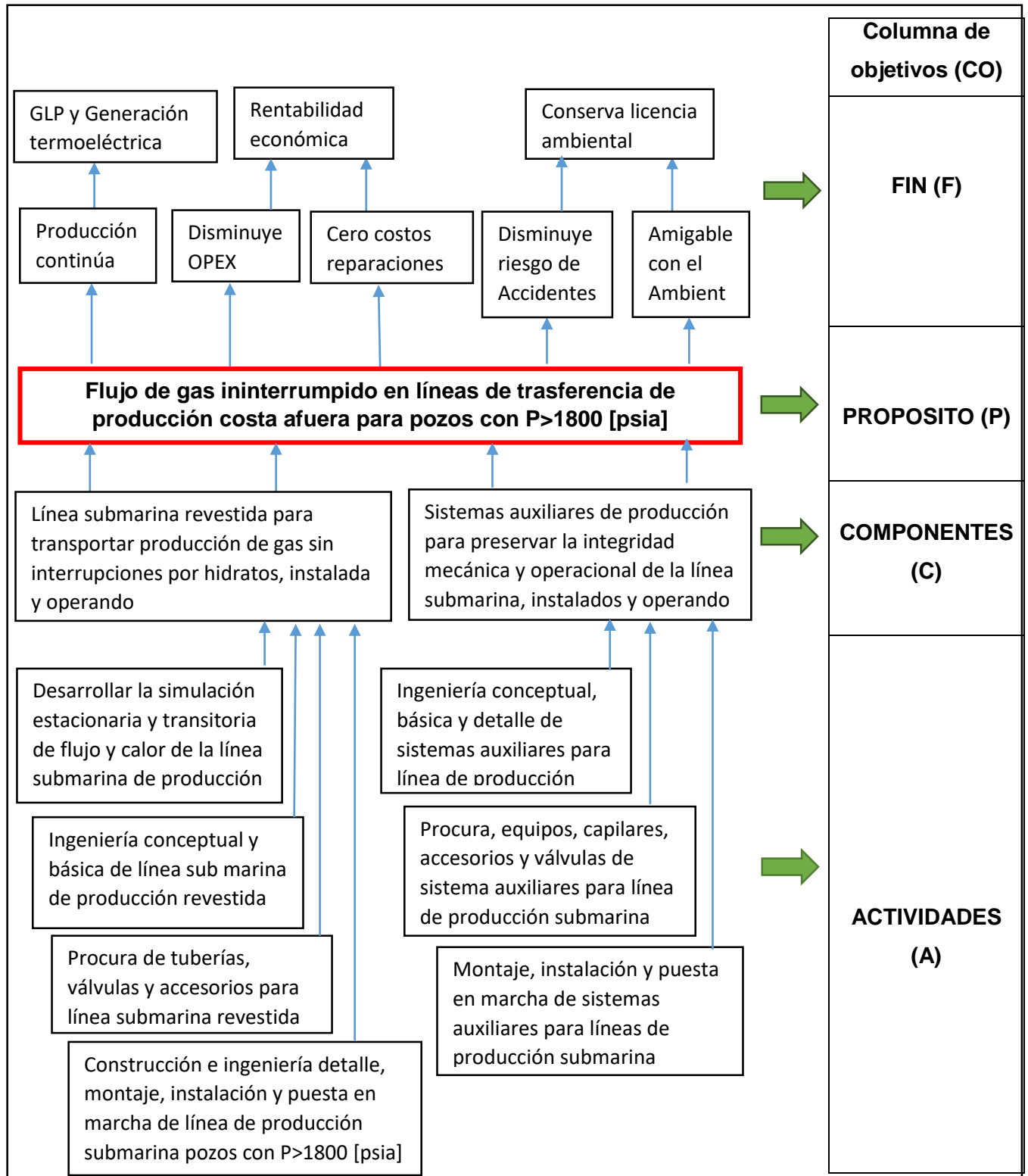


Figura 2.15: Estructura analítica del proyecto
Realizado por: Jaime González

Con los resultados del análisis de la sección anterior se selecciona la alternativa más óptima y se construye la estructura analítica del proyecto, que consiste en diagramar un árbol de objetivos ajustado a la alternativa seleccionada, pero con 4 niveles jerárquicos: Fin (F), Propósito (P), Componentes (C) y Actividades (A).

El fin y propósito se toman del árbol de objetivos original, mientras que los componentes y actividades deberán construirse a partir de la información producto de los estudios de viabilidad financiera, económica, técnica, legal y ambiental que se utilizaron para el análisis de alternativas.

La figura 2.15, muestra la EAP, donde se describen los componentes y actividades necesarias para asegurar el flujo en líneas de transferencia de producción de gas costa afuera para pozos con presiones mayores a 1800 [psia] en “manifold” de producción.

2.2 Construcción Matriz Marco Lógico

Para construir la matriz del marco lógico figura 2.16, se desarrolla primeramente el Resumen Narrativo(R), después se define los indicadores (I), Medios de Verificación (M) y Supuestos (S) de cada nivel jerárquico de la Columna de Objetivos (O).

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin Propósito Componentes Actividades			

Figura 2.16: Estructura de la matriz marco lógico
Realizado por: Jaime González

Resumen narrativo de objetivos y actividades

Sintetiza las actividades del proyecto, los productos que se entregarán, y los resultados de corto, mediano y largo plazo que se esperan lograr. Este análisis requiere un conocimiento detallado del proyecto, precisando cuál es la relación causal y teórica entre estos niveles. Para la redacción del resumen narrativo de cada nivel jerárquico se debe considerar los siguiente.

- El Fin (F) de un proyecto es una descripción de la solución a problemas de nivel superior e importancia nacional, sectorial o regional que se han diagnosticado
- El Propósito (P) describe el efecto directo (cambios de comportamiento) o resultado esperado al final del periodo de ejecución. Es el cambio que fomentará el proyecto.
- Los Componentes (C) son las obras, estudios, servicios y capacitación específicos que se requiere que produzca la gerencia del proyecto dentro del presupuesto que se le asigna. Cada uno de los Componentes del proyecto tiene que ser necesario para lograr el Propósito.

- Las Actividades (A) son aquellas que el ejecutor tiene que llevar a cabo para producir cada componente e implican la utilización de recursos.

En la tabla 2.13 se describe el resumen narrativo del proyecto para cada nivel jerárquico.

Tabla 2.13: Resumen Narrativo

(O)	Resumen Narrativo (R)
(F)	F.1. Proveer gas para GLP y generación termoeléctrica. F.2. Garantizar una producción de gas rentable.
(P)	P. Flujo de gas ininterrumpido en líneas de transferencia de producción costa afuera para pozos P> 1800 [psia]
(C)	C.1. Línea submarina revestida para transportar producción de gas sin interrupciones por hidratos, instalada y operando. C.2. Sistemas auxiliares de producción para preservar la integridad mecánica y operacional de la línea submarina, instalados y operando
(A)	A.1.1. Desarrollar la simulación estacionaria y transitoria de flujo y calor de la línea submarina de producción de gas. A.1.2. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de línea sub marina de producción revestida. A.1.3. Fiscalizar el desarrollo de las simulaciones, ingeniería conceptual y básica de la línea submarina de producción de gas. A.1.4. Realizar procura de tuberías, válvulas y accesorios para línea de producción de gas submarina revestida. A.1.5. Realizar la ingeniería de detalle, construcción, montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea de producción de gas submarina para pozos con P>1800 [psia] A.1.6. Fiscalizar la ingeniería de detalle construcción montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea de producción submarina para pozos con P>1800 [psia] A.2.1. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina. A.2.2. Fiscalizar el desarrollo la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina. A.2.3. Realizar la procura de equipos, tubing, accesorios y válvulas, suministro de químicos de sistema auxiliares de inyección de químicos para línea de producción de gas submarina A.2.4. Realizar la ingeniería de detalle, montaje, instalación y puesta en marcha de sistemas auxiliares para líneas de producción de gas submarina. A.2.5. Fiscalizar la ingeniería de detalle, montaje, instalación y puesta en marcha de sistemas auxiliares para líneas de producción de gas submarina.

Realizado por: Jaime González

Diseño de Indicadores

Los indicadores definen operacionalmente lo escrito en la columna de objetivos del ML y aparecen a cada nivel de dicha matriz. También describen las metas del proyecto en cada nivel de objetivos: Fin, Propósito o componente esperado. Estos indicadores deben cumplir

con las cinco características de un “indicador inteligente” específico, medible, realizable, pertinente y debe estar en marcado en el tiempo.

El Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (UNDP por sus siglas en inglés) establece los siguientes criterios que deben cumplir los indicadores:

- El sentido del indicador es claro
- Existe información disponible o se puede recolectar fácilmente
- El indicador es tangible y se puede observar
- La tarea de recolectar datos está al alcance de la dirección del proyecto y no requiere expertos para su análisis
- El indicador es lo bastante representativo para el conjunto de resultados esperados
- No existe una relación de causa-efecto entre el indicador y el objetivo que se evalúa

A continuación, se detallan los indicadores para medir el cumplimiento de los objetivos, propósito, entrega de los componentes y ejecución de actividades descritas en el resumen narrativo, estos indicadores son propuestos en base a la experiencia y pueden ser actualizados.:

F.1. Proveer gas para generación termoeléctrica.

Indicador F.1.1.: Al finalizar el proyecto y después de un semestre se continuará suministrando el 90% de la producción gas, para generación termoeléctrica con aumento en la confiabilidad del 95% comparado con el semestre antes del proyecto.

Indicador F.1.2.: Al finalizar el proyecto y después de un semestre se continuará suministrando el 9% de la producción de gas para producir GNL con una confiabilidad del 95% comparado con el semestre anterior del proyecto.

Indicador F.1.3.: Al finalizar el proyecto y después de un semestre se continuará suministrando el 1% de la producción de gas para uso doméstico con una confiabilidad del 95% comparado con el año anterior del proyecto.

F.2. Garantizar la producción de gas rentable.

Indicador F.2.1.: En el primer año del proyecto se habrá reducido un 80% el costo en inyección de inhibidores de hidratos comparado con el año anterior al proyecto y manteniendo el 100% la producción ininterrumpida de gas.

Indicador F.2.2.: En el primer año del proyecto se habrá reducido un 90% los costos generados por el arranque de pozos que sufrieron apagado “shutdown” por problemas de hidratos, manteniendo 100% la producción ininterrumpida de gas.

Indicador F.2.3.: En el primer año del proyecto se habrá reducido un 90% los costos de mantenimiento y limpieza de sistemas que eran afectados por presencia de hidratos, comparado con el año anterior al proyecto, manteniendo el 100% la producción ininterrumpida de gas.

P. Flujo de gas in interrumpido en líneas de trasferencia de producción costa afuera para pozos $P > 1800$ [psia].

Indicador P.1.1.: En el primer año del proyecto haber disminuido en un 90% las intervenciones (despresurizaciones, inyección de inhibidores de metano por emergencia en la operación, sobrepresiones en el separador por flujo “slugs”) del sistema de transporte de producción de gas, con respecto al mínimo de intervenciones de los años anteriores.

Indicador P.1.2.: En el primer año del proyecto tener el 100% del personal de operaciones capacitado en aseguramiento de flujo de gas natural y operación del transporte de producción de gas offshore con respecto al máximo del año anterior a proyecto.

C.1. Línea submarina revestida para transportar producción de gas sin interrupciones por hidratos, instalada y operando.

Indicador C.1.1.: En medio año se tendrá ejecutado el 100% de las simulaciones de flujo y térmica para líneas de producción de gas en pozos con presiones mayores a 1800 psia.

Indicador C.1.2.: En un año se tendrá instalado líneas nuevas de producción de gas submarina revestida en pozos con presiones mayores a 1800 psia.

C.2. Sistemas auxiliares de producción para preservar la integridad mecánica y operacional de la línea submarina, instalados y operando.

Indicador C.2.1.: En medio año se tendrá adecuado e instalado el 100% del sistema de almacenamiento y bombeo de inyección de químicos.

Indicador C.2.2.: En medio año se tendrá adecuado e instalado el 100% del sistema de almacenamiento e inyección de inhibidores de hidratos emergente.

Indicador C.2.3.: En medio año se tendrá contratado el 100% de la provisión de químicos para un año de operación.

A. Actividades.

Indicadores A.1.1-6.1. y A.2.1-5.1.: Estos indicadores de las actividades en la fila respectiva, corresponde al presupuesto del proyecto. El presupuesto se presenta por el conjunto de actividades que generan un Componente.

Clasificación de los indicadores

Los indicadores utilizados para medir un objetivo pueden clasificarse a través de dos criterios. El tipo de indicador (cualitativos o cuantitativos) y la medida del indicador (directa, intermedia o proxy).

La decisión de seleccionar un indicador tipo cualitativo o cuantitativo depende de la naturaleza del objetivo que se está evaluando. La medida del indicador es la manera de observar cómo se alcanza el objetivo a través del indicador.

Todos los indicadores planteados anteriormente son de tipo cuantitativos de medida directa.

Los valores del tiempo en la tabla 2.14, son propuestos a partir de la experiencia para poder realizar una comparación cuantitativa entre las metas obtenidas en cada periodo, se debe considerar que el valor cuantitativo corresponde a un valor promediado. Este tiempo puede cambiar según la necesidad de verificación de los resultados.

En la tabla 2.14, se resumen los indicadores detallados anteriormente.

Tabla 2.14: Indicadores metas y resultados

(O)	Resumen Narrativo (RN)	Indicador (I)	Meta	Tiempo
(F)	F.1. Proveer gas para generación termoeléctrica. F.2. Garantizar una producción de gas rentable.	F.1.1. Provisión de gas para generación térmica F.1.2. Provisión de gas para producción de GLN F.1.3. Provisión de gas para consumo doméstico F.2.1. Costos de inhibidores de hidratos. F.2.2. Costos por arranque de pozos. F.2.3. Costos por reparación y mantenimiento.	Aumento en la confiabilidad del 95% de suministro gas para 90% PCD Generación 9% PCD GLP 1% PCD Uso Domestico En el 100% de la producción se reduzcan costos 80% inhibidores hidratos 90% Arranque pozos 90% Mantenimiento daños de hidratos	Al primer semestre después de finalizado el proyecto. Al primer semestre después de finalizado el proyecto
(P)	P. Flujo de gas ininterrumpido en líneas de transferencia de producción costa afuera para pozos P> 1800 [psia]	P.1. Intervenciones en el transporte producción gas P.2 Personal capacitado	Disminuir al 90% las intervenciones por problemas de aseguramiento flujo manteniendo el 100% de la producción Capacitar en aseguramiento de flujo al 100% del personal que trabaja en la plataforma	Al primer año después de finalizado el proyecto Al finalizar el proyecto
(C)	C.1. Línea submarina revestida para	C.1.1. Simulación de líneas de producción.	100% simulaciones Ejecutadas.	100% fin del proyecto

(O)	Resumen Narrativo (RN)	Indicador (I)	Meta	Tiempo
	<p>transportar producción de gas sin interrupciones por hidratos, instalada y operando.</p> <p>C.2. Sistemas auxiliares de producción para preservar la integridad mecánica y operacional de la línea submarina, instalados y operando</p>	<p>C.1.2. Instalación Tubería revestida.</p> <p>C.2.1. Adecuación e Instalación de sistemas de almacenamiento y bombeo de químicos.</p> <p>C.2.2. Adecuación e Instalación de sistemas de almacenamiento y bombeo de inhibidores de hidratos.</p> <p>C.2.2. Contratación para la provisión de químicos para un año de producción</p>	<p>100% tuberías instaladas.</p> <p>100% Adecuaciones realizadas para almacenamiento y bombeo.</p> <p>100% Adecuaciones realizadas para almacenamiento y bombeo.</p> <p>100% Contratos adjudicados</p>	<p>100% fin del proyecto</p> <p>100% fin del proyecto</p> <p>100% fin del proyecto</p> <p>100% fin del proyecto</p>
(A)	<p>A.1.1. Desarrollar la simulación estacionaria y transitoria de flujo y calor de la línea submarina de producción de gas.</p> <p>A.1.2. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de línea sub marina de producción revestida.</p> <p>A.1.3. Fiscalizar el desarrollo de las simulaciones, ingeniería conceptual y básica de la línea submarina de producción de gas.</p> <p>A.1.4. Realizar procura de tuberías, válvulas y accesorios para línea de producción</p>	<p>* **</p> <p>A.1.1.1</p> <p>A.1.2.1</p> <p>A.1.3.1</p> <p>A.1.4.1</p>	<p>*Estos indicadores corresponden al presupuesto que se gasta en cada actividad, sirven para hacer un control de costos del proyecto y verificación de las actividades realizadas, se puede evaluar por periodos según el avance del proyecto. ** En esta matriz no se incluye costos ya que varían en función del proveedor, únicamente queda de forma descriptiva, en caso de ejecución se ingresa sus valores respectivos.</p>	<p>* Los tiempos de verificación de los indicadores puede ser evaluado en función del cronograma valorado de costos y avance del desarrollo de las alternativas. ** En esta matriz no se incluyen los tiempos ya que cada actividad tendrá su correspondiente cronograma que pueden traslaparse, además están en función de la capacidad operativa de la contratista oferente que presta el servicio.</p>

(O)	Resumen Narrativo (RN)	Indicador (I)	Meta	Tiempo
	<p>de gas submarina revestida.</p> <p>A.1.5. Realizar la ingeniería de detalle, construcción, montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea de producción de gas submarina para pozos con P>1800 [psia]</p> <p>A.1.6. Fiscalizar la ingeniería de detalle construcción montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea de producción submarina para pozos con P>1800 [psia]</p> <p>A.2.1. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina.</p> <p>A.2.2. Fiscalizar el desarrollo la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina.</p> <p>A.2.3. Realizar la procura de equipos, tubing, accesorios y válvulas, suministro de químicos de sistema auxiliares de inyección de químicos para línea de producción de gas submarina</p>	<p>A.1.5.1</p> <p>A.1.6.1</p> <p>A.2.1.1</p> <p>A.2.2.1</p> <p>A.2.3.1</p>		

Tabla 2.15: Medios de verificación por indicador

(O)	Indicador (I)	Medios de Verificación (M)				
		Fuente	Método Recolección	Método Análisis	Frecuencia	Responsable
(F)	F.1.1. Provisión de gas para generación térmica	Registros de medición de la unidad de recepción de gas CELEC, EPP	Cálculo del promedio semanal, mensual y anual de la medición directa de flujo de gas entregado diariamente en MPCD	Comparación promedio semanal, mensual y al año	Semanal al final del proyecto	PAM-EP unidad de transferencia
	F.1.2. Provisión de gas para producción de GLN					
	F.1.3. Provisión de gas para consumo doméstico					
(F)	F.2.1. Costos de inhibidores de hidratos.	Registro de costos de producción desde la Gerencia de operación y mantenimiento	Revisión de registros detallado de los costos de operación, producción y mantenimiento	Comparación promedio al final de cada semana, mes y año	Semanal al final del proyecto	PAM-EP Gerencia
	F.2.2. Costos por arranque de pozos.					
	F.2.3. Costos por reparación y mantenimiento.					
(P)	P.1. Intervenciones en el transporte producción gas	Gerencia de operaciones	Revisión de registros operación	Comparación promedio mes y año	Mensual al final del proyecto	PAM-EP Operaciones
	P.2 Personal capacitado	Recursos humanos	Revisión de registros	Comparación semestral	Semestral	PAM-EP RRHH
(C)	C.1.1. Simulación de líneas de producción.	Registros de estudios de ingeniería, dossier de calidad de los proyectos de construcción, gestión y control del proyecto del departamento de Facilidades ingeniería y construcciones.	Revisión de los registros de ingeniería, y construcción actas de entrega y recepción definitiva de la instalación de tubería y adecuaciones.	Verificación simple de los resultados y constatación de la instalación y adecuación de las tuberías y facilidades.	Anual (una al final del proyecto)	PAM-EP Departamento de proyectos.
	C.1.2. Instalación Tubería revestida.					
(C)	C.2.1. Adecuación e Instalación de sistemas de almacenamiento y bombeo de químicos.	Registro de contratos de provisión e insumos y materiales	Revisión de los contratos de provisión de químicos legalizados	Verificación simple contrato	Anual	PAM-EP departamento de compras
	C.2.2. Adecuación e Instalación de sistemas de almacenamiento y bombeo de inhibidores de hidratos.					
(C)	C.2.2. Contratación para la provisión de químicos para un año de producción					

(O)	Indicador (I)	Medios de Verificación (M)				
		Fuente	Método Recolección	Método Análisis	Frecuencia	Responsable
		Procura y materiales				
(A)	A.1.1.1 A.1.2.1 A.1.3.1 A.1.4.1 A.1.5.1 A.1.6.1 A.2.1.1 A.2.2.1 A.2.3.1 A.2.4.1 A.2.5.1	Registro de presupuesto, informe financiero de avance y control del proyecto. Actas de liquidación financiera	Revisión de registros, detalle de rubros planillados y pagados	Verificación simple de gasto	Anual (una al final del proyecto)	PAM-EP Departament o de proyectos.

Realizado por: Jaime González

Supuestos

Cada proyecto comprende riesgos ambientales, financieros, institucionales, sociales, políticos, climatológicos u otros factores que pueden hacer que el mismo fracase. La matriz de marco lógico requiere que el equipo de diseño de proyecto identifique los riesgos en cada etapa: Actividad, Componente, Propósito y Fin. El riesgo se expresa como un supuesto que debe ser cumplido para avanzar al nivel siguiente en la jerarquía de objetivos. El razonamiento es el siguiente: si llevamos a cabo las Actividades indicadas y ciertos supuestos se cumplen, entonces produciremos los componentes indicados. Si producimos los Componentes indicados y otros supuestos se cumplen, entonces lograremos el Propósito del proyecto. Si logramos el Propósito del proyecto, y todavía se siguen demostrando los supuestos ulteriores, entonces contribuiremos al logro del Fin. Los supuestos representan un juicio de probabilidad de éxito del proyecto que comparte el equipo de diseño del proyecto, el prestatario, el financiador y el ejecutor, que deben participar en el proceso de diseño del proyecto.

En la tabla 2.16 se detalla los supuestos para cada nivel de la columna de objetivos.

Tabla 2.16: Medios de verificación por indicador

(O)	Supuesto (S)	Riesgo				
		Financiero	Político	Social	Ambiental	Legal
(F)						
(P)	Se tiene un constante monitoreo 100% de las condiciones de operación y parámetros operacionales.	X			X	
	Se mantiene la permanencia del personal capacitado y con experiencia en operaciones offshore y aseguramiento de flujo.	X			X	

(O)	Supuesto (S)	Riesgo				
		Financiero	Político	Social	Ambiental	Legal
(C)	Los materiales, equipos, insumos cumplen con las especificaciones técnicas solicitadas.	X			X	
	Que los pozos con alta presión de reservorio llegue a una presión mínima de 1800 psia en un tiempo mínimo de 5 años	X		X	X	X
(A)	Al inicio del proyecto se mantiene el interés de los involucrados, se reasigna el 100 % presupuesto respectivo y se realiza el desembolso.	X	X			
	Licitaciones de las obras se llevan a cabo según los planes de ejecución del proyecto: plazos, calidad, cantidad.	X			X	X
	Durante la ejecución del proyecto se afecta en un 5% la producción mensual de gas, por interconexiones de nuevas líneas.	X	X	X	X	
	La desaduanización del 100% de los materiales e insumos de importación se realizan en los tiempos previstos.	X				X
	Los precios de insumos y materiales necesarios para la realización de las actividades planificadas se mantienen dentro de una banda de precios +/- 10% durante el tiempo de ejecución del proyecto.	X	X	X		
	Existen convenios firmados para el desarrollo del proyecto entre los involucrados.		X	X	X	X

Realizado por: Jaime González

Todo lo anteriormente desarrollado y detallado corresponde cada uno de los elementos que constituye la Matriz de Marco Lógico, aplicado a proyectos de aseguramiento de flujo. En el capítulo siguiente se muestran los resultados.

3. RESULTADOS

3.1 Identificación del problema

Para formular las características y condiciones de los proyectos de aseguramiento de flujo que pueden derivarse de la producción de gas costa afuera en el Campo Amistad, fue importante y necesario establecer previamente los parámetros de operación de la producción del pozo AMS 10 y 11, para este estudio en particular y las condiciones del medio circundante, con los cual se definió los puntos críticos donde puedan generarse sólidos orgánicos que causen taponamientos en la tubería, esto puede resumirse en los resultados de la figura 3.1.

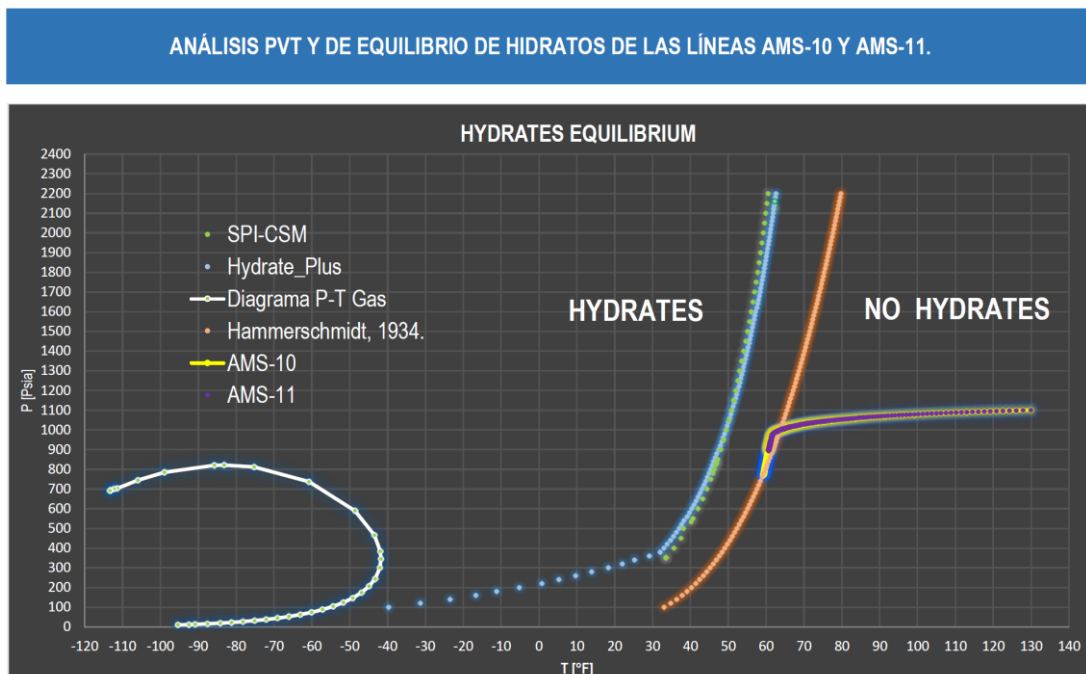


Figura 3.1: Análisis PVT de equilibrio, hidratos y puntos de operación
Fuente: (Gallo & Sola, 2017)

3.2 Diagrama de flujo formulación proyecto

Partiendo del antecedente se define el diagrama mostrado en la figura 3.1 donde se indica específicamente y de forma general los pasos a seguir antes de definir la matriz de marco lógico.

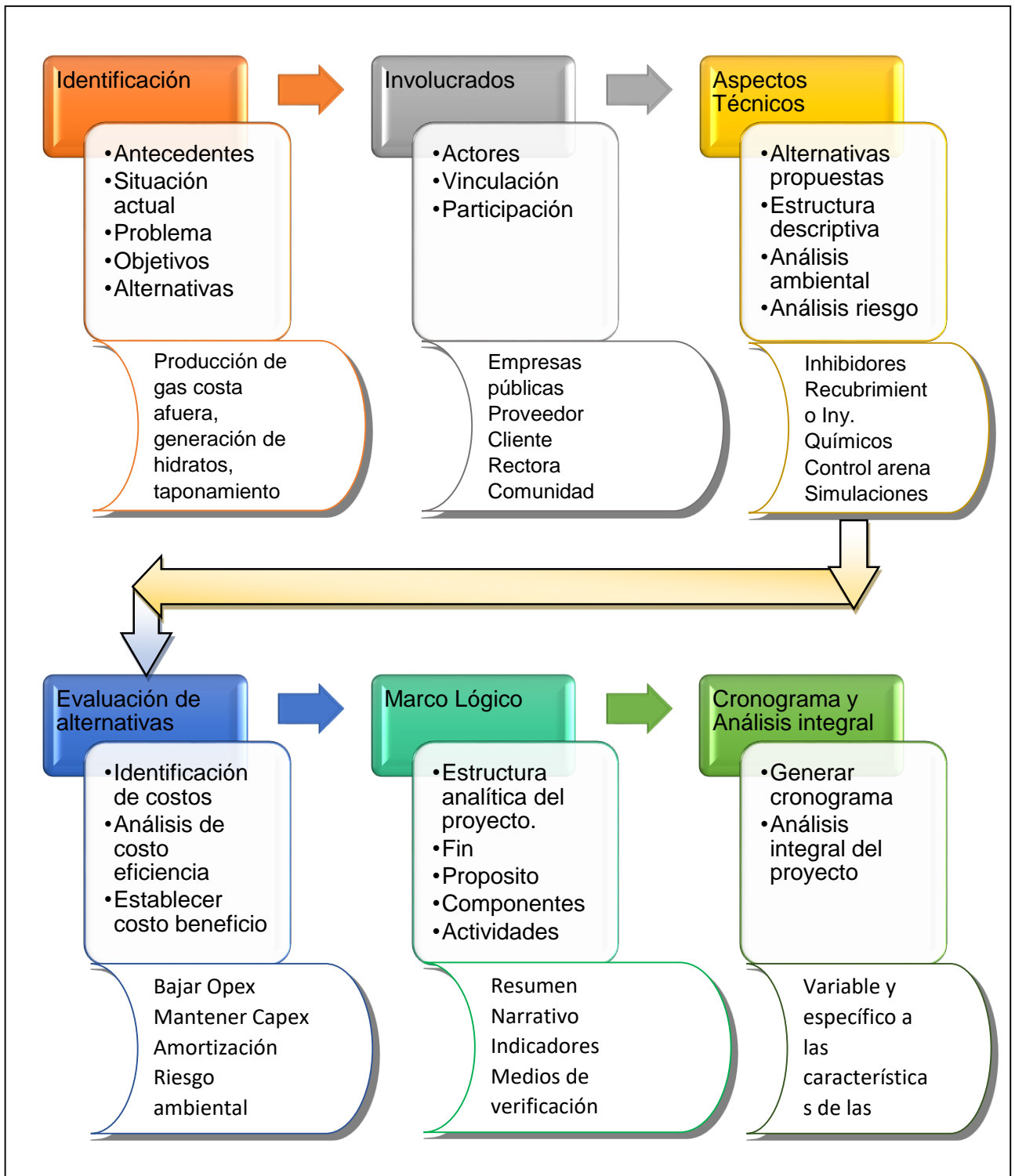


Figura 3.2: Diagrama de flujo para formular proyecto aseguramiento de flujo
Realizado por: Jaime Gonzalez

3.3 Matriz Marco Lógico

Con la información desarrollada anteriormente pudo definirse la estructura del proyecto a través de la metodología del marco lógico detallada en la matriz de la tabla 3.1, en cual consta del resumen narrativo, indicadores, medios de verificación y supuestos para cada ítem en la columna de objetivos (Fin, Propósito, Componentes y Actividades), este resultado está basado en el análisis de los involucrados, árbol de objetivos y la estructura analítica del proyecto.

Tabla 3.1 Matriz Marco Lógico Proyecto Aseguramiento de Flujo Producción Costa Afuera

Columna Objetivos (O)	Resumen Narrativo (R)	Indicadores (I)	Medios de Verificación (M)	Supuestos (S)
Fin (F)	<p>F.1. Proveer gas para generación termoeléctrica.</p> <p>F.2. Garantizar una producción de gas rentable para GLP.</p>	<p>F.1.1. Provisión de gas para generación térmica</p> <p>F.1.2. Provisión de gas para producción de GLN</p> <p>F.1.3. Provisión de gas para consumo doméstico</p> <p>F.2.1. Costos de inhibidores de hidratos.</p> <p>F.2.2. Costos por arranque de pozos.</p> <p>F.2.3. Costos por reparación y mantenimiento.</p>	<p>M.1.1. Registros de medición de la unidad de recepción de gas CELEC, EPP</p> <p>M.2.1. Registro de costos de producción desde la Gerencia de operación y mantenimiento</p>	
Propósito (P)	<p>P. Flujo de gas ininterrumpido en líneas de transferencia de producción costa afuera para pozos P > 1800 [psia]</p>	<p>P.1. Intervenciones técnicas y tecnológicas en el transporte producción gas</p> <p>P.2. Personal capacitado</p>	<p>M.1.1. Reportes de gerencia de operaciones y mantenimiento</p> <p>M.2.1. Recursos humanos</p>	<p>Se tiene un constante monitoreo 100% de las condiciones de operación y parámetros operacionales.</p> <p>Se mantiene la permanencia del personal capacitado y con experiencia en operaciones offshore y aseguramiento de flujo.</p>
Componentes (C)	<p>C.1. Línea submarina revestida para transportar producción de gas sin interrupciones por hidratos, instalada y operando.</p>	<p>C.1.1. Simulación de líneas de producción.</p> <p>C.1.2. Instalación Tubería revestida.</p> <p>C.2.1. Adecuación e Instalación de sistemas de</p>	<p>Registros de estudios de ingeniería, dossier de calidad de los proyectos de construcción, gestión y control del proyecto del departamento de</p>	<p>Los materiales, equipos, insumos cumplen con las especificaciones técnicas solicitadas.</p> <p>Que los pozos con alta presión de reservorio lleguen a una presión mínima de</p>

Columna Objetivos (O)	Resumen Narrativo (R)	Indicadores (I)	Medios de Verificación (M)	Supuestos (S)
	C.2. Sistemas auxiliares de producción para preservar la integridad mecánica y operacional de la línea submarina, instalados y operando	almacenamiento y bombeo de químicos. C.2.2. Adecuación e Instalación de sistemas de almacenamiento y bombeo de inhibidores de hidratos. C.2.2. Contratación para la provisión de químicos para un año de producción	Facilidades ingeniería y construcciones. Registro de contratos de provisión e insumos y materiales Procura y materiales	1800 [psia] en un tiempo mínimo de 5 años. Que el personal este motivado y muestre interés en los planes de capacitación.
Actividades (A)	A.1.1. Desarrollar la simulación estacionaria y transitoria de flujo y calor de la línea submarina de producción de gas. A.1.2. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de línea sub marina de producción revestida. A.1.3. Fiscalizar el desarrollo de las simulaciones, ingeniería conceptual y básica de la línea submarina de producción de gas. A.1.4. Realizar procura de tuberías, válvulas y accesorios para línea de producción de gas submarina revestida. A.1.5. Realizar la ingeniería de detalle, construcción, montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea	* Estos indicadores corresponden al presupuesto que se gasta en cada actividad, sirven para hacer un control de costos del proyecto y verificación de las actividades realizadas, se puede evaluar por periodos según el avance del proyecto. ** En esta matriz no se incluye costos ya que varían en función del proveedor, únicamente queda de forma descriptiva, en caso de ejecución se ingresa sus valores respectivos. *** Los tiempos de verificación de los indicadores puede ser evaluado en función del cronograma valorado de costos y avance del desarrollo de las alternativas. **** En esta matriz no se incluyen los tiempos ya que cada actividad tendrá su correspondiente cronograma	Registro de presupuesto, informe financiero de avance y control del proyecto. Actas de liquidación financiera	Durante la ejecución del proyecto se afecta en un 5% la producción mensual de gas, por interconexiones de nuevas líneas. La desaduanización del 100% de los materiales e insumos de importación se realizan en los tiempos previstos. Los precios de insumos y materiales necesarios para la realización de las actividades planificadas se mantienen dentro de una banda de precios +/- 10% durante el tiempo de ejecución del proyecto. Existen convenios firmados para el desarrollo del proyecto entre los involucrados.

Columna Objetivos (O)	Resumen Narrativo (R)	Indicadores (I)	Medios de Verificación (M)	Supuestos (S)
	<p>de producción de gas submarina para pozos con P>1800 [psia]</p> <p>A.1.6. Fiscalizar la ingeniería de detalle construcción montaje, instalación, pre comisionado, comisionado y puesta en marcha de línea de producción submarina para pozos con P>1800 [psia]</p> <p>A.2.1. Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina.</p> <p>A.2.2. Fiscalizar el desarrollo la Ingeniería conceptual y básica de sistemas auxiliares para línea de producción de gas submarina.</p> <p>A.2.3. Realizar la procura de equipos, tubing, accesorios y válvulas de sistema auxiliares para línea de producción de gas submarina</p> <p>A.2.4. Realizar la ingeniería de detalle, montaje, instalación y puesta en marcha de sistemas auxiliares para líneas de</p>	<p>que pueden traslaparse, además están en función de la capacidad operativa de la contratista oferente que presta el servicio.</p>		

Columna Objetivos (O)	Resumen Narrativo (R)	Indicadores (I)	Medios de Verificación (M)	Supuestos (S)
	producción de gas submarina. A.2.5. Fiscalizar la ingeniería de detalle, montaje, instalación y puesta en marcha de sistemas auxiliares para líneas de producción de gas submarina.			

Realizado por: Jaime González

4. DISCUSIÓN

En el análisis termodinámico y de transferencia de calor estacionaria de los pozos AMS 10 y 11, se puede inferir que no se tiene presencia de hidratos de metano si se considera el modelo de Hydrate Plus, y las condiciones de operacionales en campo actualmente lo certifican, partiendo de este modelo y considerando que la temperatura mínima del medio circundante es 60 [°F], la presión máxima a la cual se podría descartar presencia de hidratos es 1800 [psia], es importante indicar que durante el tiempo de producción existe disminución de la presión del yacimiento por lo que se descartaría la presencia de hidratos posteriormente.

Partiendo del análisis anterior, los pozos con características y propiedades de gas similares a las del AMS 10 y 11, pero con presiones mayores a 1800 [psia] podrían presentar problemas de formación de hidratos. Y considerando presiones máximas de 4000 [psia] la temperatura mínima, segura de hidratos correspondería a 70 [°F], lo que correspondería a un incremento de temperatura en 10 [°F] con referencia a la temperatura mínima del medio circundante.

Teniendo pozos con presiones superiores a 2000 [psia], considerando las distancias que debe recorrer el flujo (gas) y que el incremento de temperatura es menos de 10[°F], la mejor alternativa para la prevención de precipitación de hidratos es a través de métodos de aislamiento térmico, esto es, instalar tubería o invertir en CAPEX para transportar el gas con materiales de baja conductividad térmica que permitan conservar el calor dentro del flujo de gas, manteniendo una temperatura mínima sobre los 65 a 70 [°F] en la entrada al “manifold” de producción.

Una de las ventajas de considerar un CAPEX se debe a la amortización y devaluación de las inversiones, que se realizan en equipos e instalaciones con el fin de mantener el transporte de la producción en el tiempo, el cual, su costo es un porcentaje dentro del costo total de inversiones necesarias.

Utilizar inhibidores termodinámicos o cinéticos, genera costos de operación y mantenimiento OPEX en el transporte de la producción, considerando que los CAPEX para inyectar inhibidores es apenas el 10% del CAPEX en tubería revestida, los costos OPEX en todo el tiempo de producción superan la inversión en tubería revestida, considerando el incremento en el costo de los insumos (metanol o glicol) debido a la inflación anual y acumulada.

La inyección de inhibidores también genera un impacto en el procesamiento de gas por la recuperación del inhibidor. A media que se reutiliza los inhibidores estos se degradan

generando un residuo que podría afectar al medio ambiente si, este no es adecuadamente tratado.

Uno de los criterios para la selección de la alternativa más conveniente fue definir el total de costos de la suma del CAPEX y OPEX de cada alternativa, y compararlos, no se pudo considerar el VAN o el TIR ya que los flujos de ingresos y egresos de capital no solo dependen del sistema de transporte y del método para evitar la obstrucción de las tuberías, sino también de otras inversiones.

Para este estudio, la mejor alternativa se define en función de los parámetros de operación (caída, presión, temperatura y tipo de fluido) y las condiciones del medio circundante (profundidad, temperatura, longitud del tubo y velocidad de la corriente marina, material de la tubería) por donde se transporta el gas.

En el análisis de involucrados la empresa pública proveedora y sus organismos gubernamentales son las entidades más involucradas en el desarrollo del proyecto, considerando que la empresa pública cliente, es quien mayormente utiliza el recurso para beneficio de la comunidad.

El éxito del proyecto se pudo evaluar desde el primer mes después de finalizado la ejecución de la instalación de la tubería y sistemas auxiliares, con la verificación de los indicadores desde los medios de verificación comparando los resultados de producción, operación y mantenimiento semestral y anual antes y después del proyecto. Al finalizar el proyecto se debe haber ejecutado el presupuesto estimado en el desarrollo de las actividades correspondientes.

La información y la organización de los medios de verificación está garantizada con coordinación entre los diferentes departamentos de la empresa pública proveedor principalmente y la comunicación con la empresa pública cliente.

Dentro del análisis de los supuestos en mayor riesgo se genera en el factor económico y político, considerando que el presupuesto para el proyecto proviene del estado el cual actualmente está atravesando por una recesión económica y las coyunturas políticas enmarcadas en prioridades de desarrollo podrían mantener al proyecto en "stand by".

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1. Conclusiones

Se desarrolló un análisis de recursos técnicos y humanos para formular proyectos de aseguramiento de flujo en sistemas de producción de gas costa afuera del Campo Amistad, basados en las condiciones y parámetros de los pozos AMS 10 y AMS 11.

Se identificaron que los hidratos de metano son los sólidos orgánicos que se generan por los cambios de presión y temperatura, causando obstrucciones en las tuberías de transporte de gas natural, esto debido al corte de agua asociada y baja temperatura del medio circundante. Los carbonatos y silicatos también generan problemas cuando precipitan con el calcio, bario o estroncio debido a los cambios de presión y temperatura. La producción de arena de estratos no consolidados, genera erosión y a la presencia de agua, incentiva la corrosión en la pared interna del tubo.

Se definió las características del fluido (PVT), las condiciones del medio circundante (tubería Submarina) y parámetros de operación (gas) que interactúan con las ecuaciones de gobierno (masa, momento y energía) del flujo de fluidos y transferencia de calor, para cada fase, los resultados de la simulación permiten predecir el comportamiento del flujo y transferencia de calor; para poder implementar medios de control que permitan prevenir formación y acumulación de hidratos

Con los resultados de las simulaciones y tomando como referencia el análisis en los pozos AMS 10 y 11, se estableció los parámetros que permite seleccionar el tipo de proyecto para aseguramiento de flujo es la presión en cabeza de cada pozo, y la temperatura del medio circundante, de esta manera, para pozos con presiones de 1800 [psia] es importante mantener la temperatura del gas mayor a 65 [°F], evitando de esta manera la formación de hidratos.

Se concluyó que la inyección de inhibidores de hidratos puede hacerse de forma emergente, esto es solamente cuando existe un apagado del pozo "shutdown", en esta condición la disminución de la temperatura depende solamente del tiempo y para evitar la nucleación de hidratos se puede inyectar inhibidores cinéticos o termodinámicos. Es importante en esta condición arrancar el pozo inmediatamente.

Independientemente de la formación de hidratos, se definió otros proyectos para asegurar el flujo, estos son sistemas de inyección de químicos para controlar la precipitación de escalas y corrosión, un sistema de control de arena de producción para evitar la erosión.

Se estableció que la gestión del recurso humano y de infraestructura en la formulación del proyecto, inicia en el análisis de los involucrados, considerando quienes son los beneficiarios o perjudicados del proyecto. La empresa pública proveedor (administración, operación y control) del recurso hidrocarburífero (gas) es la más importante e influyente en el proyecto y la más involucrada directamente en el desarrollo del mismo, a través de sus diferentes departamentos operativos (operaciones, ingeniería, construcción, mantenimiento y recursos humanos)

Se estableció que la empresa pública, cliente (administración y distribución) es la segunda más importante en el éxito del proyecto, aunque su nivel de influencia es limitado ya que únicamente se dedica a recibir el recurso (gas) como suministro para generar valor agregado (electricidad).

Se identificó que la empresa pública rectora no tiene mucha importancia en el desarrollo del proyecto, aunque su influencia es fuerte ya que concede los permisos y licencias ambientales para el desarrollo de la explotación del recurso (gas) en función de la propuesta de proyectos sustentables.

Se estableció que definir el nivel de simulación para análisis del comportamiento de flujo y transferencia de calor es muy importante, ya que el costo de este recurso tecnológico puede incrementarse a través de la adquisición de licencias de software y de recurso humano especializado.

Antes de la elaboración de la matriz del marco lógico fue necesario definir claramente la estructura analítica del proyecto, esta ayudó a formular los componentes necesarios (proyectos a ejecutarse) para resolver el problema central o propósito (taponamiento de tuberías) y conseguir el objetivo (suministrar gas).

En la definición de la matriz del marco lógico se pudo observar cómo se establece explícitamente el grado de participación de los involucrados con sus diferentes departamentos, define y cuantifica los indicadores para medir el impacto del proyecto cuando este finalice y establece cuales son los medios de verificación.

Los indicadores bien formulados aseguran una buena gestión del proyecto y permiten que los gerentes de proyecto decidan si serán necesarios componentes adicionales o correcciones de rumbo para lograr el Propósito del proyecto.

Una coordinación entre los recursos humanos y de infraestructura de las empresas proveedor y cliente, para definir los medios de verificación en donde se tomará los valores para tratarlos y compararlos con los indicadores respectivos cuando se realice la respectiva evaluación del proyecto.

5.2. Trabajos futuros

Considerando que no se puede prescindir totalmente de los inhibidores de hidratos, y sabiendo que la pérdida de calor depende únicamente del tiempo en caso de apagado de pozo “shutdown”, se recomienda realizar para este caso una simulación transitoria con el fin de determinar el tiempo en que el fluido llega a la temperatura del medio circundante y definir la conveniencia de inyectar inhibidores cinéticos o termodinámicos y las cantidades necesarias en caso de “shutdown”.

Considerando la importancia de la curva de estabilidad de hidrato, es necesario reproducir esta curva experimentalmente, ya que los modelos usados son aproximados, esto ayuda a definir con menor incertidumbre la temperatura mínima de formación de hidratos, lo cual permite definir el dimensionamiento de la tubería revestida o el espesor de la pared del tubo flexible.

Es necesario realizar la evaluación y modificación de los indicadores en caso de realizarse la instalación o cambio de tuberías de producción “risers” con baja conductividad térmica para la producción de gas en Amistad. Este trabajo se puede realizar considerando los planes de inversión OIL&GAS 2018 de PAM con la proyección de aumentar la producción a través de la perforación de nuevos pozos.

Definir la forma de evaluación del proyecto aplicando las recomendaciones de la metodología del marco lógico. Considerando que el alcance de este estudio se limita únicamente a la formulación del proyecto.

Comparar los resultados de la formulación de proyectos con la metodología de la matriz del marco lógico y la metodología del Instituto de Gerencia de Proyectos (PMI, por sus siglas en inglés) y evaluar las ventajas y desventajas de ambas.

Referencias Bibliográficas

- Aires, L. (2016). *BP España*. Obtenido de http://www.bp.com/es_es/spain.html o <http://www.bp.com.es>
- Akbarzadeh, K. (2007). Los Asfaltenos: Problematicos pero ricos en potencial. *Oilfield Review Vol. 19*, 22-43.
- Allahar, I. A. (2003). Acoustic Signal Analysis for Sand Detection in Wells with Changing Fluid. *SPE 81002, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, (págs. 27-30). Port-of-Spain.
- Barton, C. M. (2014). *Petroleum Technology Program*.
- Bratland, O. (2013). Pipe Flow I Single Phase Flow Asurnce. Noruega.
- Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., & King, G. (1999). La Lucha Contra las Incrustaciones – Remoción y Prevención. *Oilfield Review, Vol. 11*, 30-49.
- EDC, E. (2004). *Steady Steate Termal Hydraulic Analisis*. Quito.
- Fabre, J., Line, A., & Peresson, L. (1992). Two fluid/two flow pattern model for transient gas. In *4th International conference on Multiphase Flow, Nice*, 269-284.
- FEESA Ltda. (2104). *Hydrodynamic Slug Size in Multiphase Flowlines*. Obtenido de FEESA Case Studies: <http://www.feesa.net/wp-content/uploads/2014/02/007-Hydrodynamic-Slug-Size-in-Multiphase-Flowlines.pdf>
- Freyss, H., Guieze, P., Varotsis, N., Khakoo, A. L., & Simper, D. (1989). PVT Analisis fot Oil Reservoirs. *Reservoir Engineering*, 4-15.
- Gallo, F., & Sola, A. (2017). *Simulación Numérica-Térmica De La Línea De Flujo Submarina Del Campo Amistad*. Quito: Proyecto de Titulación Escuela Politécnica Nacional.
- Gluyas, J., & Underhill, J. . (2003). The Staffa Field Memoirs 20. Block 3/8b, UK North Sea, 327-333. Obtenido de <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2003.020.01.28>
- Gonzalez, J., Sabirgalieva, N., Rojas-Solórzano, L., & zarruk, G. (2017). Numerical Simulation of Slurry Flows in Heterogeneous and Saltation Regimes in Horizontal Pipelines. *Chemical Engineering Transactions*, 1279-1284.
- Haghighi, H., Chapoy, A., Burgess, R., & Tohidi, B. (sf). Experimental and thermodynamic modelling of systems containing water and ethylene-glycol: application to flow assurance and gas, processing. *Centre for Gas Hydrate Research, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt*.
- Inyama, F. C., & Yi, C. (2013). Smart Control of Hydrodynamic Slug Flow. *International Journal of Advancements in Research & Technology, Volume 2*, 178-196.
- Irmann-Jacobsen, B. (2015). *Flow Assurance - A System Perspective*. Oslo: University of Oslo. Obtenido de http://www.uio.no/studier/emner/matnat/math/MEK4450/h11/undervisningsmateriale/modul-5/MEK4450_FlowAssurance_pensum-2.pdf

- Issa, R., & Kempf, M. (2003). Simulation of slug flow in horizontal and near. *International Journal of Multiphase Flow*, Pergamon.
- Jamaluddin, A., & Kabir, C. (2012). Flow assurance: Managing flow dynamics and production chemistry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 106-116.
- Kelland, M. A., Swartaas, T., & Dybvik, L. (1995). A New Generation of Gas Hydrate Inhibitors. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 30695*, (págs. 22-25). Dallas.
- Lee, H., & Fogler, H. (2001). Combined Convective Heat and Mass Transfer Analysis of Wax Deposition under Turbulent Flow Conditions. Department of Chemical Engineering, University of Michigan and Chevron Energy Technology Company, Houston.
- Loven, D., & Pakulski, M. (2002). Hydrate Inhibition in Gas Wells Treated with Two Low Dosage Hydrate Inhibitors. *SPE, 75668*.
- Martin, W., Paul, P., & Hawkes, N. (2003). The flow assurance dilemma: Risk versus cost? Farnborough, Hampshire, England.
- Mayorga, G., & Mantilla, J. (2010). *Manual de Aseguramiento de Flujo 1*. Bogota: Piedecuesta.
- Mullins, O., Hammami, A., & Marshall, A. (2007). *Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics*. New York: Springer.
- Nemoto, R. H., Baliño, J. L., Tanaka, R. L., & Godinho, C. A. (2010). A Case Study in flow Assurance of a Pipelines' Riser System Using Olga. *13th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering*, (págs. 1-9). Uberlandia.
- Nikhar, H. (Diciembre de 2006). Flow assurance and Multiphase Pumping. Texas, Texas, EEUU.
- Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Adriana, P. (2015). Metodología del marco lógico, para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Ipiales, Colombia.
- Perez, S. V. (2016). Analisis Técnico Económico de la Implementación de Gravel Pack para Producción de gas Natural en el Campo Amistad. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Petroamazonas-EP. (2018). Campos Oil&Gas 2018-Plan de Desarrollo del Campo Amistad. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Reistle, C. (1932). Paraffin and Gelling-Oil Problems. Department of Commerce, Bureau of Mines and University of Wyoming.
- Reyes, O., Gomez, J. A., & Martínez, N. (2005). Aseguramiento de Flujo en Sistemas de Aceite Pesado en Mexico. *Encuentro y Exposición Internacional de Tecnología Petrolera* (págs. 1-5). Veracruz: Copyright 2005 CIPM.
- Rosvold, K. (2008). Wax Deposition Models. Master Thesis, Norwegian University.
- Saravia, J. (2017). *Guía Para la Elaboración del Marco Lógico*. Cali: Universidad Autónoma de Occidente.
- Sarshar, S. (2013). Subsea Production and Flow Assurance. 11-44. London, England.
- Singh, P. (2000). Gel Deposition on Cold Surfaces. PhD Thesis, University of Michigan.

- Sloan, E. D., & Koh, C. (2008). *Clathrate Hydrates of Natural Gases, 3th Edition*. U.S.A.: CRC Press.
- Stanko, M. (9 de Enero de 2017). *Milan Stanko's NTNU*. Obtenido de <http://folk.ntnu.no/stanko/Courses/TPG4230/2017/Notes/Total.pdf>
- Tronvoll, J., Dusseault, M. B., Sanfilippo, F., & Santarelli, F. J. (2001). The Tools of Sand Management. *SPE 71673, Annual Technical Conference*. New Orleans.
- Tung, S., Minh, H., & Ba, T. (2017). Flow Assurance in Subsea Pipeline Design for Transportation of Petroleum Products. *Open Journal of Civil Engineering*, 311-323.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). *GLOBAL OIL MARKET TRENDS*. WASHINGTON.
- Vallourec Group. (2016). *Vallourec*. Obtenido de <http://www.vallourec.com/OCTG/EN/applications/bychallenge/Pages/Flow-assurance.aspx>
- Woo, G. T., Garbis, S. J., & Gray, T. C. (1984). Long-Term Control of Paraffin Deposition. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 13126*, 16-19.
- World Ocean Review. (2014). *Oil and gas from the sea*. Hamburg: maribus gGmbH.
- Zhu, T., Walker, J., & Liang, J. (2008). Evaluation of Wax Deposition and Its Control during Production of Alaska North Slope Oils—Final Report. United States Department of Energy and National Energy Technology Laboratory.

