

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

“INHIBIDORES TERMODINAMICOS PARA PREVENIR LA FORMACION DE
HIDRATOS EN LA PRODUCCION DE GAS DEL CAMPO SAN ALBERTO”

PARA OPTAR A LA LICENCIATURA EN INGENIERIA DE PETROLEO GAS Y
PROCESOS

POSTULANTE: UNIV. ROLLANO LUNA JULIO CESAR

TUTOR: Msc.Ing. MARIO DAZA BLANCO

LA PAZ-BOLIVIA

2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

AGRADECIMIENTO

A la universidad Mayor de San Andrés por brindarme la doctrina y a la cual me siento muy en deuda por llenarme de conocimiento y sabiduría para encarar esta nueva etapa en mi vida.

A la facultad de ingeniería, en especial a la carrera de Ingeniería Petrolera porque gracias a sus aulas y docentes pude subir un peldaño más en mi vida profesional

Un agradecimiento al ingeniero Mario Daza Blanco, por su tiempo y guía en todo el trayecto del desarrollo del proyecto.

Gracias a mi padre (Julio Cesar Rollano Leño), mi madre (Sarha Luna Valencia) y a mi querido hijo (Gabriel Rollano Ríos), por todo su amor, fortaleza, paciencia y apoyo incondicional para terminar la carrera universitaria.

“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad de penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber”. Albert Einstein

DEDICATORIA

El presente proyecto es dedicado a Dios por estar siempre conmigo, a mis padres porque ellos siempre estuvieron a mi lado brindándome su apoyo y sus consejos para hacer de mí una mejor persona, a mis hermanos por sus palabras y su compañía, a mi hijo que siempre fue una motivación para salir adelante.

A la Universidad que me abrió sus puertas para ser una mejor persona y un buen profesional.

A los docentes que con el pasar de los años se convirtieron en nuestro ejemplo a seguir.

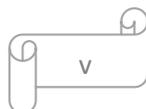
A mis compañeros ya que con ellos vivimos los buenos y malos momentos que solo se vivirán en la universidad.



INDICE

CAPITULO 1	1
1. INTRODUCCION.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	2
1.2. PROBLEMÁTICA.....	3
1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA.....	3
1.4. OBJETIVOS.....	4
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	4
1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
1.5. JUSTIFICACION	5
1.5.1 Justificación Técnica.....	5
1.5.2 Justificación Económica.....	6
1.5.3 Justificación Ambiental	6
1.6 ALCANCE	6
1.6.1 Alcance Geográfico.....	6
2 MARCO TEORICO	8
2.1 FORMACION DEL HIDRATO DEL GAS NATURAL.....	8
2.2 ESTRUCTURA MOLECULAR Y PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL	11
2.3 CLASIFICACION DE LOS HIDRATOS	14
2.4 ESTRATEGIAS TECNICAS PARA REDUCIR LA FORMACION DE HIDRATOS.....	20
2.5 PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LA FORMACION DE HIDRATOS.....	20
2.6 METODOS DE INHIBICION DE HIDRATOS DE GAS NATURAL	21
2.7 INHIBIDORES TERMODINAMICOS	22
2.7.1 COSTOS	24
2.7.2 Comparación entre inhibidores termodinámicos.....	25
2.7.3 Uso de los inhibidores termodinámicos	27
2.7.4 Requerimientos y consideraciones para usar inhibidores termodinámicos.....	28
2.7.5 Ventajas y desventajas de los inhibidores termodinámicos.....	29

2.8	INHIBIDORES DE BAJA DOSIS (LDHIS)	30
2.8.1	Cinéticos (KHI)	31
2.8.2	Antialgomerantes (AA)	32
2.9	PREVENCION DE LA FORMACION DE HIDRATOS	33
2.10	Calentamiento.....	34
2.11	Reducción de presión.....	35
CAPITULO 3		36
3.1	ESPECIFICACIONES TECNICAS POR TAPONAMIENTO DE HIDRATOS.....	36
3.2	REGLAS QUE PERMITEN PREVENIR LA FORMACION DE UN TAPON DE HIDRATOS DE GAS.....	36
3.3	UBICACIÓN DEL TAPON DE HIDRATOS	37
3.4	REMONICION DEL TAPON DE HIDRATOS.....	38
3.4.1	Inhibidores químicos.....	38
3.5	ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA DE TRANSPORTE	38
CAPITULO 4		40
4.1	INGENIERIA DEL PROYECTO	40
4.2	CALCULO DE LA TEMPERATURA DE FORMACION DE HIDRATOS.....	42
4.3	ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL CAMPO SAN ALBERTO	44
4.4	CALCULO DEL INHIBIDOR TERMODINAMICO PARA PREVENIR LA FORMACION DE HIDRATOS CON LA ECUACION DE HAMMERSCHMIDT Y NEILSON-BUCKLIN	45
4.4.1	Ecuación de Hammserschmidt	45
4.4.2	Ecuación de Neilson-Bucklin.....	46
4.5	POZO SAL-9	47
4.5.1	Ecuación de Hammerschmidt	48
4.5.1	ECUACION DE NIELSEN Y BUCKLIN	52
4.6	POZO SAL-10	54
4.6.1	Ecuación de Hammerschmidt.....	55
4.6.2	Ecuación de Nielsen Buckclin	59
4.7	POZO SAL-11 y SAL-12.....	61
4.7.1	Ecuación de Hammerschmidt.....	63
4.7.2	Ecuación de Nielsen-Buckclin	67
4.8	POZO SAL-13 y SAL-14.....	69



4.8.1	Ecuación de Hammerschmidt.....	70
4.8.2	Ecuación de Nielsen-Buckclin	75
4.9	Resultados.....	77
4.10	Métodos para el cálculo de la presión y temperatura de formación de hidratos	78
4.10.1	Modelos Composicionales	78
4.10.1.1	Modelos dependientes de la gravedad específica.....	78
4.10.2	Modelos empíricos no composicionales	80
4.10	Ventajas y desventajas del inhibidor termodinámico (Metanol)	80
4.11	Seguridad Industrial del Metanol	81
4.12	Ventajas y Desventajas Ecuación Hammerschmidt	84
4.13	Seguridad Industrial de los tapones de hidratos	84
	CAPITULO 5	86
	ANALISIS ECONOMICO	86
5.1	Análisis Económico.....	86
5.2	Costo de inhibidor termodinámico a inyectar	86
5.3	Costos de equipos	87
5.4	Costo total del proyecto.....	87
5.5	Justificación y flujo de fondos	88
5.6	Valor actual neto (VAN)	91
5.7	Tasa interna de retorno (TIR)	92
	CAPITULO VI.....	94
6.1	CONCLUSIONES.....	94
6.2	RECOMENDACIONES.....	96

INDICE DE GRAFICOS

Grafico 1 Ubicación de los Bloques San Alberto y San Antonio departamento de Tarija.....	7
Grafico 2 Esquema de tasa de consumo de gas versus tiempo durante la formación de los hidratos de gas.....	10
Grafico 3 Interface Gas-Agua bajo condiciones estáticas	11
Grafico 4 Crecimiento del Hidrato	12
Grafico 5 Aspectos termodinámicos de los hidratos de gas	13
Grafico 6 Efecto de la gravedad especifica en las condiciones (presión y temperatura de formación de hidratos.....	14
Grafico 7 Estructuras cristalinas de hidratos comunes	15
Grafico 8 Estructura cristalina de hidrato tipo I.....	16
Grafico 9 Cavidad pequeña pentagonal dodecaedra de hidrato tipo I que contiene metano	16
Grafico 10 Cavidad grande tetracaidecahedra del hidrato tipo II que tiene etano.	17
Grafico 11 Estructura cristalina de hidrato tipo II	17
Grafico 12 Cavidad hexacaidecahedra de hidrato tipo II que contiene propano	18
Grafico 13 Estructura cristalina de hidrato tipo H	19
Grafico 14 Mecanismos de inhibición de hidratos.....	22
Grafico 15 Efecto producto al usar metanol como inhibidor.....	23
Grafico 16 Efecto producido al usar metanol como inhibidor	23
Grafico 17 Efecto producido al usar etilenglicol como inhibidor	24
Grafico 18 Influencia de los inhibidores termodinámicos en la curva de equilibrio de los hidratos	25
Grafico 19 Estructura de un inhibidor cinético	32
Grafico 20 Remoción de un tapón de hidrato de gas natural	33
Grafico 21 Inyección térmica	34
Grafico 22 Despresurización	35
Grafico 23 Diagrama de ubicación de pozos y planta	41
Grafico 24 Capacidad-Diámetro-Distancia.FLOWLINES	41
Grafico 25 Curvas de presión y temperatura para la predicción de hidratos.....	42
Grafico 26 Correlacion de R.Bukacek para calcular el contenido de agua (W) en el gas.....	43
Grafico 27 Relación de composición de vapor de metanol a composición líquida de metanol	50
Grafico 28 Solubilidad del metanol en hidrocarburos parafínicos vs temperatura a diversas concentraciones de metanol	51

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Moléculas formadoras de hidratos	12
Tabla 2 Formadores comunes de hidratos tipo H	19
Tabla 3 Disminución de la temperatura de formación del hidrato en función de la concentración del inhibidor termodinámico	24
Tabla 4 Costos brutos y propiedades del inhibidor termodinámico (MeOH).....	25
Tabla 5 Características de los pozos campo San Alberto	39
Tabla 6 Composición del gas producido Campo San Alberto	44
Tabla 7 POZO SAL-9	47
Tabla 8 POZO SAL10	54
Tabla 9 POZO SAL-11 y SAL-12	62
Tabla 10 RESULTADOS	77
Tabla 11 Costo anual de metanol a inyectar	86
Tabla 12 Costo de equipos.....	87
Tabla 13 Costo total del proyecto	87
Tabla 14 Estimado Ingreso anual de gas por exportación.....	89
Tabla 15 Flujo de fondos desde el año 0 hasta el año 5.....	90

GLOSARIO TECNICO

AUTOMATION-AUTOMATIZACION: Control autorregulado para equipos, sistemas o procesos.

API GRAVITY. DENSIDAD API: Es la media de la densidad de los productos líquidos del petróleo, deriva de la densidad relativa

AUTOMATIC CHOKE. VALVULA AUTOMATICA: Estrangulador ajustable que se opera para controlar la presión o el flujo.

BLOWOUT REVENTON. BROTE IMPREVISTO: Flujo descontrolado de gas, aceite u otro fluido del pozo hacia la atmosfera. Un descontrol se presenta cuando la presión de la formación excede a la presión que ejerce la columna de fluido sobre aquella. Existen manifestaciones del pozo que advierten posibilidad de un reventón.

BYPASS VALVE. VALVULA DE DESVIACION: Válvula que permite el flujo alrededor de un mecanismo de control.

CALIBRATION TANK. TANQUE DE CALIBRACION: Registro del diámetro del pozo. Este registro también puede revelar corrosión, incrustaciones u orificios en las tuberías de revestimiento.

CHRISTMAS TREE. ARBOL DE NAVIDAD O DE VALVULAS: Conjunto de válvulas de control, medidores de presión y estranguladores, colocado en la parte superior del pozo, que se emplea para controlar el flujo de aceite y/o gas después que el pozo se ha perforado y terminado.

REFRIGERATION CYCLE. CICLO DE REFRIGERACION POR COMPRESION: Ciclo de refrigeración en el cual el enfriamiento se lleva a cabo por la evaporación de un líquido refrigerante, como el propano o la amonia.

COMPRESSOR STATION. ESTACION DE COMPRESION: Una o más compresoras con el equipo auxiliar necesario para proporcionar gas comprimido.

CONDENSATE RESERVOIR. YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO: Yacimiento compuesto únicamente por fase gaseosa y que produce condensados debido al fenómeno de condensación retrograda.

COOLANT. REFRIGERANTE: Por lo general, fluido que se aplica al extremo de una herramienta cortadora de cobre puro para determinar cualitativamente la corrosividad de un producto.

DUMPT TANK. TANQUE DE DESCARGA: Tanque de medición calibrado, diseñado para liberar automáticamente un volumen preciso de los separadores, también se conoce como tanque de medición.

FREEZING POINT.PUNTO DE CONGELACION: La temperatura a la cual un líquido se convierte en sólido.

GLYCOL DEHYDRATOR. DESHIDRATADOR DE GLICOL: Unidad procesadora empleada para deshidratas gas. Generalmente la unidad incluye una torre, en la cual el gas húmedo se pone en contacto con el glicol para remover el agua y un recalentador, el cual calienta glicol húmedo para quitarle el agua y poder recircularlo.

HOTSPOT. PUNTO CALIENTE: Lugar anormalmente caliente en las juntas de una tubería de revestimiento cuando es enrosca los coples. Generalmente indican desgaste en las cuerdas de la tubería y en el cople.

HYDRATE.HIDRATO: Compuesto de agua e hidrocarburo que se forman a baja de temperatura y baja presión en recolección, compresión y transportación del gas.

INJECTED GAS. GAS DE INYECCION: Gas inyectado a una formación para mantener o restablecer su presión; gas inyectado en operaciones de bombeo neumático.

LOST CIRCULATION PLUG. TAPON PARA PERDIDA DE CIRCULACION: Cemento colocado a lo largo de una formación que toma cantidades excesivamente grandes de fluidos de perforación durante la perforación.

MANIFOLD. JUEGO DE VALVULAS: Sistema de acceso de una tubería a un sistema principal de tubería u otro conducto, que sirve para dividir un flujo en varias partes, para combinar varios flujos en uno, o para enviar un flujo cualquiera sus destinos posibles.

MEASURING DEVICE. DISPOSITIVO DE MEDICION: Arreglo de un carrete especial de potencia para un cable sencillo, para hacer mediciones de profundidad en un pozo.

MMCF. MILLON ESTÁNDAR CUBIC FEET A CONDICIONES NORMALES: Millón de pies cúbicos a condiciones estándar.

NECKING. ESTRANGULAMIENTO: La tendencia de una barra de metal o una tubería a adelgazarse hasta un diámetro pequeño en algún punto, cuando se sujeta a un esfuerzo longitudinal excesivo.

POP VALVE. VALVULA DE SEGURIDAD: Válvula de seguridad de resorte que abre automáticamente cuando la presión excede el límite de su calibración. Se emplea como dispositivo de seguridad en recipientes presurizados y otros equipos para prevenir daños ocasionados por presiones excesivas.

PSI. POUNDS PER SQUARE INCH: Libras por pulgada cuadrada.

SPECIFIC GRAVITY. DENSIDAD RELATIVA: El cociente de peso de un volumen dado de una sustancia a una temperatura dada y un peso de un volumen igual de una sustancia patrón a la misma temperatura.



RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo realizar el estudio y el análisis para prevenir y controlar la formación de hidratos, así como el estudio de los inhibidores termodinámicos y cinéticos viendo sus diferencias, ventajas y desventajas respecto al otro.

Se analizará las especificaciones y condiciones técnicas a tomar en cuenta respecto a los tapones de hidratos formados en la tubería de transporte de boca de pozo hacia la planta de gas.

El cálculo para la inyección del inhibidor termodinámico (etanol) mediante las ecuaciones Hammerschmidt y Nielsen-Bucklin el volumen de galones por día que se debe inyectar para disolver los tapones de hidratos de los caudales de gas proveniente de los diferentes pozos que se perforaron en el campo San Alberto tales como el Sal-9, Sal-10, Sal-11, Sal-12, Sal-13 y Sal-14. Este inhibidor tiene la principal función de modificar las condiciones de presión y temperatura de la formación de hidratos para así disolver el tapón y asegurar el transporte de gas hacia la planta.

En el análisis económico y costos se utilizaron los indicadores VAN y TIR para realizar si el proyecto es rentable y viable. Respecto a los costos se tomar como referencia los datos provenientes de la empresa Petrobras S.A. del año 2016 realizando el cálculo de los parámetros correspondientes se confirma que el proyecto es rentable y viable.

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

Los hidratos de gas son compuestos en los que cada molécula de agua forma enlaces de hidrogeno con las cuatro moléculas de agua más cercanas para construir una estructura de red cristalina sólida, dejando atrapado en su interior moléculas de gas.

Es importante señalar que la formación de hidratos de gas natural requiere de tres condiciones:

1. La combinación de temperatura y presión. De acuerdo con pruebas experimentales desarrolladas con diferentes gases, la formación de hidratos se ve favorecida por bajas temperaturas y altas presiones.
2. La presencia de un compuesto formador (gas). Los compuestos formadores de hidratos incluyen metano, etano y dióxido de carbono, entre otros. En general son gases de bajo a mediano peso molecular.
3. La presencia de agua cuya cantidad variara dependiendo de las características propias de la mezcla en cuestión.

Para prevenir la formación de hidratos, se tiene que eliminar de alguna forma, alguna de las condiciones anteriores. Sin embargo, como los componentes del gas natural son el producto deseado, la prevención de la formación de hidratos de gas natural se enfoca en las otras dos condiciones (1 y 3).

Desde 1934 cuando Hammerschmidt descubrió los hidratos de gas y debido a los problemas que causan grandes pérdidas de dinero se han venido desarrollando métodos para prevenir su formación. Entre los métodos más comunes se encuentran la eliminación de la humedad de gas natural por la reducción de punto de rocío, el calentamiento de una sección de tubería para elevar la temperatura por encima de la temperatura de formación, la despresurización paulatina y simultánea a ambos extremos de la tubería a una presión por debajo de la presión de formación de hidratos y por ultimo encontramos la inyección de productos químicos en la corriente de gas que actúan como inhibidores de hidratos los cuales pueden ser Inhibidores

de baja dosis e Inhibidores termodinámicos. En este último se enfocará este proyecto de grado. El termino inhibidor de hidratos se utiliza para aquellos productos químicos que tiene la capacidad de reducir la temperatura de formación de hidratos o de realizar cambios en su equilibrio, estos son: alcoholes, glicoles, amoniaco, sales como los cloruros de sodio, potasio, calcio y magnesio.

1.1. ANTECEDENTES

El Campo San Alberto se encuentra ubicado en la Serranía de San Antonio faja sub andina sur en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija. La asociación está conformada por Petrobras Bolivia S.A. (35%), empresa petrolera Andina S.A. (50%) y Total Bolivia (15%). En este campo se han perforado seis pozos con objetivos profundos: San Alberto-X9; San Alberto-X10; San Alberto-X11; San Alberto-X12; San Alberto-13 y San Alberto 14.

Para transportar la producción de los pozos a la planta se han instalado tuberías de 10 pulgadas de diámetro con una longitud total de 37 km. Una vez procesado el gas en la planta y separadas las fracciones de condensado y gas natural, ambos productos son evacuados a través de un gasoducto de 24" de diámetro conectado al Gasoducto Yacuiba Rio Grande (GASYRG Y TRANSREDES) y a un oleoducto de 6" de diámetro (TRANSREDES) con una longitud estimada de 25 km.

La planta de tratamiento de gas tiene capacidad nominal instalada de 13,2 MMmcd de gas; y consta de dos unidades modulares independientes. Ambos módulos procesaran íntegramente el gas natural producido por los pozos del campo, separando así las fases de gas, condensado y agua, acondicionándolos para su comercialización. De acuerdo a información proporcionada por el operador del campo, a partir del análisis de productividad de cada pozo, se fijó un caudal operativo máximo del campo San Alberto de 400Mpcd con una capacidad de venta o entrega máxima de 392 MMpcd.

El campo San Alberto presenta taponamiento por formación de hidratos en las líneas de transporte de boca de pozo hasta la planta de gas por hidratos, en el campo se hace una limpieza con Chanchos de aproximadamente de 3 a 4 veces por día. El siguiente proyecto presenta una alternativa mediante la inyección de inhibidores termodinámicos.

1.2. PROBLEMÁTICA

En la producción y transporte de petróleo y gas, es prácticamente inevitable la presencia de agua en la mezcla, por ello en las instalaciones de producción de reservorio de gas y en el transporte presentan taponamientos por la formación de hidratos de gas entre la salida del pozo a la planta de gas. Las obstrucciones pueden ocasionar roturas y/o eventuales reventones de las tuberías; así mismo, la formación de hidratos de gas en ciertos casos altera la reología de los fluidos que los contiene.

Cuando el gas natural es transportado desde boca de pozo hacia la planta de gas, las cantidades de agua libre y de condensado se vuelven un problemas, ya que con el campo de presión y temperatura, estas dos sustancias dan un paso a la formación de hidratos de metano (sólidos cristalinos formados por los enlaces de hidrogena del agua que forman una red con cavidades poliédricas que enjaulan pequeñas moléculas de gas o de petróleo), los mismos que son perjudiciales al momento de transportar el gas. Para contrarrestar este fenómeno se hará el uso de inhibidores termodinámicos tales como el metanol y/o etanol.

1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA

Cuando se forma un hidrato se pueden bloquear las tuberías, conexiones instrumentales, válvulas y otros equipos, causando alteraciones en el proceso que pueden ser peligrosas. Además, la presencia de un material que puede formar hidrato, se requiere generalmente tres condiciones:

- Agua libre condensada.
- Presión suficiente (la cantidad de presión depende del material y algunos materiales- por ejemplo, el metil mercaptano pueden formar un hidrato a presión atmosférica.
- Baja temperatura (la temperatura depende del material y la presión, y un hidrato se puede formar a una temperatura muy por encima del punto de congelación del agua)

La eliminación de un bloqueo por formación de hidratos podría ser una actividad de trabajo rutinario o no rutinario, peligrosa si no se hace correctamente. Los peligros

potenciales incluyen la liberación de material inflamable, combustible, corrosivo o tóxico, o cambios de presión inesperados en tuberías y equipos bloqueados por el sólido. Será necesario abrir las tuberías o equipos para despejar un bloqueo de hidrato, con todos los peligros asociados a la apertura de dicho equipo. Si intenta quitar un bloqueo de hidratos en una línea por la aplicación de presión a un lado de la obstrucción, el tapón puede liberarse y el material sólido puede moverse rápidamente a través de la tubería. Esto puede causar una ruptura en la tubería, si el sólido taponado impacta a una te, un codo, o cualquier otro tipo de recodo.

Para evitar el procedimiento riesgoso mencionado, este proyecto presenta una alternativa mediante la inyección de inhibidores termodinámicos para evitar el taponamiento de la tubería por formación de hidratos.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

- Realizar el estudio y análisis para prevenir y controlar la formación de hidratos, inyectando inhibidores termodinámicos en las líneas de transporte de boca de pozo a la planta de gas del Campo San Alberto.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Efectuar los cálculos analíticos necesarios para la inyección del inhibidor termodinámico (metanol) mediante las ecuaciones de Hammerschmidt y de Nielsen Bucklin.
- Determinar los mecanismos de la formación de hidratos en el Campo San Alberto.
- Considerar los cuidados técnicos necesarios para la eliminación de hidratos.

1.5. JUSTIFICACION

El campo San Alberto es considerado uno de los campos gasíferos más importante de nuestro país lo cual exige seguir innovando en todas sus líneas de producción y transporte de los hidrocarburos

Se ha demostrado que los inhibidores termodinámicos poseen beneficios como su eficacia y fiabilidad cuando se inyectan en las cantidades necesarias para así evitar la formación de hidratos y el taponamiento de la tubería.

Analizar a los inhibidores termodinámicos como reemplazo a la limpieza mecánica de abrir tuberías o equipos para despejar el bloqueo de hidrato o bien la limpieza con Chanchos, para ayudar a resolver los problemas de producción que se presenta prever futuros inconvenientes.

Por todo lo mencionado los inhibidores termodinámicos se convierten en una excelente alternativa en cuanto a la prevención de problemas operacionales asociados a la formación de hidratos de gas.

1.5.1 Justificación Técnica

El campo San Alberto es considerado relativamente joven ya que el ultimo pozo perforado fue en el año 2013, según los datos conseguidos de presión, temperatura y caudal de gas producido para realizar el presente proyecto se tomará a partir del año 2016 donde la producción de gas es de 13.2MMm3d según reportes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPFB) debido que en la actualidad se tiene diferentes limitaciones y es bastante complejo conseguir estos parámetros. Se tomó el campo San Alberto como aplicación de este proyecto debido a los datos fiables conseguidos de la producción de gas del año 2016 así como sus presiones y temperaturas de cada pozo en análisis.

Las circunstancias que rodean la aparición de tapones de hidratos son frecuentes y se asocian a los descuidos en la planeación para mantener un aseguramiento de flujo de fluidos. La mayoría de las veces muestran que los operadores han tomado medidas para disociar el tapón y esto ha representado un peligro para los equipos y para el personal. La liberación repentina de un tapón de hidratos que se encuentra sometida a alta presión llega a tener el mismo efecto

que si este fuera un proyectil, la fuerza con que viaja ocasionara un fracturamiento o deformación del equipo o tubería de transporte dando lugar a operaciones riesgosas tiempo considerable de inactividad y en el peor de los casos ocasionar pérdidas humanas.

Por la cual es importante el tratamiento de estos tapones de hidratos, mediante la propuesta de este proyecto la inyección de inhibidores termodinámicos para el tratamiento y eliminación del mismo.

1.5.2 Justificación Económica

Con una adecuada planificación y ejecución se podrá llevar a cabo la propuesta de este proyecto la inyección de inhibidor para evitar el taponamiento de la tubería por formación de hidratos para poder garantizar el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas para su posterior tratamiento para el consumo interno como gas de exportación.

1.5.3 Justificación Ambiental

Para tener las condiciones óptimas de la aplicación de este proyecto se debe tomar en cuenta las normas ambientales para poder minimizar el riesgo de impacto ambiental, dentro de las normas de la ley 1333 de Medio Ambiente.

1.6 ALCANCE

La propuesta de este proyecto tiene un rango de aplicabilidad a cualquier campo productor de gas, ya que en estos campos tienen las condiciones necesarias de formarse los tapones de hidratos.

1.6.1 Alcance Geográfico

Esta propuesta presente en este proyecto se lleva a cabo en el departamento de Tarija provincia Gran Chaco, Bloque San Antonio donde la producción de pozos proviene de la formación Huamampamapa.

Grafico 1 Ubicación de los Bloques San Alberto y San Antonio departamento de Tarija



Fuente: Proyecto de grado optimización de glicol en la planta de gas del Campo San Alberto



CAPITULO 2

2 MARCO TEORICO

2.1 FORMACION DEL HIDRATO DEL GAS NATURAL

La mayoría del gas natural contiene una cantidad considerable de vapor de agua, al momento¹ que es producido debe ser separado o removido ya que la condensación del mismo podrá formar hidratos al enfriarse del gas. La presencia de agua acelera la corrosión y los hidratos puede formar capsulas de gas lo cual puede resultar en un bloqueo de las líneas de flujo.

Los hidratos son componentes solidos que se forman cristales, se crean por una reacción natural entre el gas y el agua, su composición es de 10 % hidrocarburo y 90 % de agua. Hidratos tienen una gravedad especifica de 0.98, generalmente flotan sobre el agua y se sumergen en componentes de hidrocarburos líquidos. El agua siempre es necesaria para la formación de hidratos, así como una cubierta turbulencia en el sistema de flujo de gas.

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentran en los hidratos formados naturalmente, se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica en el fondo marino, produciendo metano y otros sub-productos gaseoso incluyendo el dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, etano y propano. Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano. Existen algunas evidencias que respaldan el argumento de que, en un limitado número de ambientes, el metano en los hidratos proviene también de fuentes termo génicas, ubicadas a mayor profundidad dentro de la tierra.

La naturaleza compacta de la estructura del hidrato contribuye a una altamente eficaz compactación del metano. Un volumen cubico de hidrato contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 de volúmenes cúbicos a presión y temperatura estándar.

¹ (Revista de la facultad de ingeniería U.C.V Venezuela Evaluation de modelos empiricos para la prediccion de gas de hidratos de gas natural, 2009)

La consideración más importante para la formación de hidratos es que esté presente el agua líquida para su formación. Pero incluso con la presencia de agua líquida se necesita un equilibrio entre el gas y el agua condiciones de presión y temperatura para que la formación del hidrato ocurra. No obstante, una vez formadas las semillas del cristal, la hidratación ocurre fácilmente. Las semillas del cristal se forman a temperaturas de 3 a 10 °F por debajo de la temperatura de formación y a unos 300 o mas ($\frac{lb}{ptg^2}$) por encima de la presión de formación. Sin embargo, las partículas de óxido o arena también funcionan como semillas de cristales en el comienzo de la formación de hidratos.

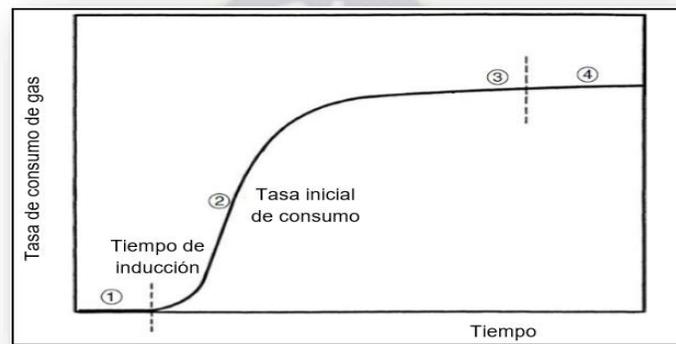
Las condiciones contribuyen a la formación de los hidratos de gas son altas presiones desde 363 hasta 1596 psi bajas temperaturas entre 35.6 y 53.6 °F, la presencia de agua libre, hidrocarburos livianos y gases capaces de formar hidratos. Otros factores no menos importantes son las altas velocidades del gas y la agitación ya que permite un incremento del área interfacial entre el gas y el agua.

A partir de las condiciones mencionadas anteriormente se inicia el proceso de formación y crecimiento del hidrato. En la grafico 2 se muestra el esquema de consumo de gas durante la formación de los hidratos de gas. En la región 1 durante el tiempo de inducción, las moléculas de gases formadores y las del agua comienzan a ordenarse, para la formación de los cristales pero no son visibles macroscópicamente, las condiciones no son estables y permanecen así hasta alcanzar la línea punteada donde inicia la región 2, allí durante el tiempo de crecimiento la tasa de consumo de gas incrementa rápidamente gracias a que las condiciones de formación del hidrato son estables y se da el crecimiento de los cristales de hidratos pudiéndolos percibir visualmente. Durante la región 3 y 4 el rápido consumo de las moléculas de agua para formar los hidratos ocasiona la disminución de la tasa de consumo de gas ya que no hay suficientes moléculas de agua para formar cavidades que sean capaces de contener las moléculas de gas. Ver gráfico 2.

Se ha observado que, en condiciones estáticas, los hidratos de gas se forman y crecen como una película que cubre la interface gas-agua. En el grafico 2 se observan los mecanismos de formación de hidratos y su crecimiento a condiciones estáticas, en la que la interface gas-

agua esta presentada como una región de espesor finito. Dentro de la región de la interface, la fracción molar de gas cae rápidamente desde aproximadamente 1,0 en el gas hasta 0,002 en el agua. La fracción molar dentro de la estructura de hidrato será como máximo 0,1481 cuando las moléculas de gas ocupen totalmente cavidades. Por lo tanto, es más probable que los hidratos se formen en la interface gas-agua donde se sobresatura una fase con la otra a que se formen donde haya grandes cantidades de agua.

Grafico 2 Esquema de tasa de consumo de gas versus tiempo durante la formación de los hidratos de gas



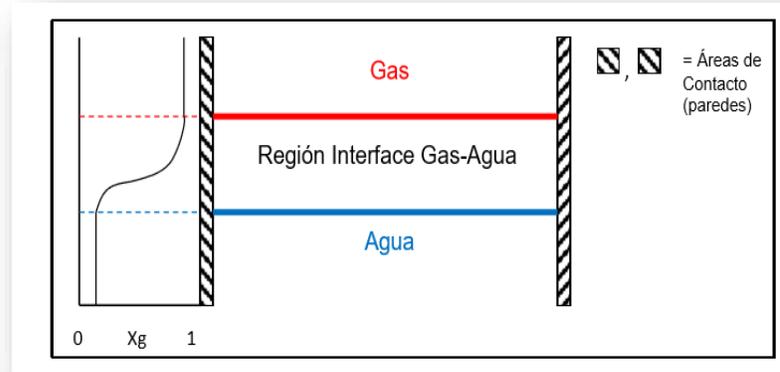
Fuente: SLOAN, E. Dendy et al. Clathrate hydrates of natural gases

Por asentamiento gravitacional las moléculas de agua son expulsadas desde la interface gas-agua hacia abajo donde se encuentran el agua. Al mismo tiempo el esqueleto formado del hidrato actúa como una red de tubos capilares que tratan de retener el agua expulsada, mientras que las moléculas de gas se encuentran rebotando en interface debido a su energía cinética facilitando la adsorción en la superficie de los cristales.

Para que el crecimiento del hidrato continúe el calor generado en la formación se debe remover de la región donde crecen los cristales. Debido a que la capacidad calorífica y la conductividad térmica del agua son mayores que en el gas, la mayoría del calor se disipa a través del agua debajo de la región de la interface. Además, la presencia de superficies de contacto, como una tubería de metal proporcionara menor resistencia al flujo de calor. Es por esto que los hidratos se forman y crecen desde las áreas de contacto hacia el centro de la

tubería. La película del hidrato cubre toda la interface gas-agua actuando como una barrera para mayor crecimiento se debe dar en una dirección perpendicular a la interface.

Grafico 3 Interface Gas-Agua bajo condiciones estáticas



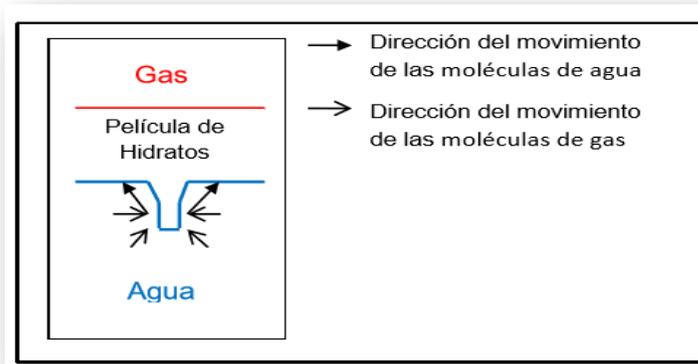
Fuente: YOUSIF M.H.,SPE, Westport Technology Center International A Preliminary Study of the Morphology of gases Hydrates.

Los hidratos de gas crecen en forma de agujas dirigidas hacia donde se encuentra la mayor cantidad de agua, este proceso toma varias horas por la resistencia a la transferencia de masa ejercida por el agua a las moléculas de gas. Ver gráfico 3

2.2 ESTRUCTURA MOLECULAR Y PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL

Los hidratos son una estructura cristalina compuesta por enlaces tipo puentes de hidrogeno creados a partir de moléculas de agua generando cavidades capaces de alojar moléculas de gas. Las cavidades que se presentan pueden ser de dos tipos: pequeña y grande.

Grafico 4 Crecimiento del Hidrato



Fuente: YOUSIF M.H.,SPE, Westport Technology Center International A Preliminary Study of the Morphology of gases Hydrates.

El tipo de estructura cristalina que se forma depende también del tamaño de la molécula de gas que queda atrapada y de la interacción de las moléculas de gas con las estructuras cristalinas que permite el aumento de la estabilidad del hidrato. Ver tabla 1

Tabla 1 Moléculas formadoras de hidratos

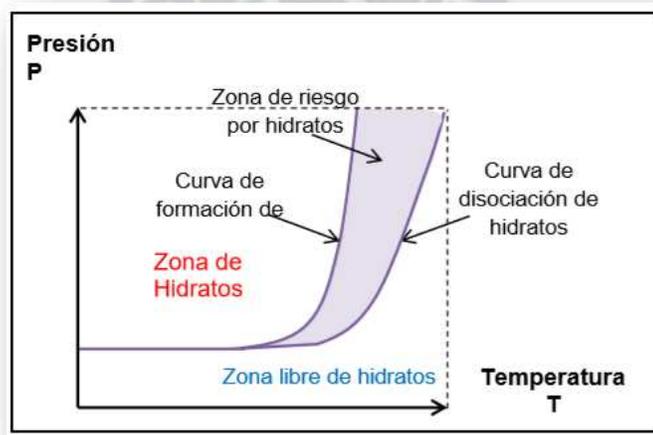
GAS NATURAL	CONDENSADO Y ACEITES
Nitrógeno	Benceno*
Dióxido de carbono	Ciclopentano*
Ácido sulfhídrico	Ciclohexano*
Metano	Metilciclohexano*
Etano	Etilciclopentano*
Propano	Ciclo-octano*
Butano*	1,1 dimetilciclohexano*
Isobutano	Cis 1,2 dimetilciclohexano
Neopentano*	2 metil butano*
	2,2 dimetil butano*
	2,3 dimetil butano*
	2,2,3 trimetil butano

	3,3 dimetil pentano*
	2,2 dimetil pentano*
	2,3 dimetil-1-butano*
	3,3 dimetil-1-butano*
	3,3 dimetil -1-butino*
	Cis ciclo-octano*
	Biciclo (2,2,2) oct-2-eno*
	Adamantado*

Fuente: PICKERING, etal. Evaluating new chemicals and alternatives for mitigating hydrates in oil and gas producción .2001

Además de considerar las moléculas formadoras y los enlaces que gobiernan la formación de los hidratos de gas, sus propiedades termodinámicas (ver gráfico 3 pag.12) juegan un papel importante en el entendimiento de los procesos de formación y disociación de los cristales, lo que permite tener una decisión más acertada del método a seleccionar para el tratamiento de los problemas asociados a la formación de los hidratos de gas.

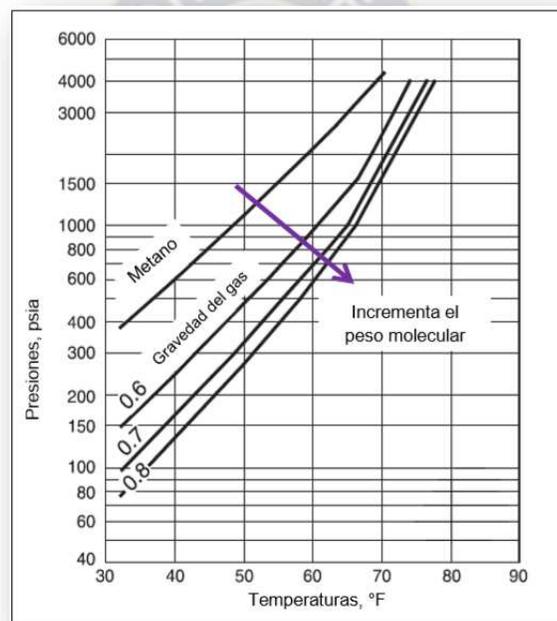
Gráfico 5 Aspectos termodinámicos de los hidratos de gas



Fuente: PAEZ J.E, et al. Problems in hydrates mechanism and elimination methods. Paper SPE-67322.2001 Modificada.

Para los operadores es vital conocer las condiciones a las cuales se formarán los hidratos de gas. Estas condiciones se perciben en la curva de formación de hidratos (donde existe el riesgo infalible de formación, ver gráfico 5). Dependiendo de la composición del gas estas pueden ser a altas presiones y bajas temperaturas o a condiciones menos severas. En el grafico 6 se muestran algunas curvas de formación de hidratos para diferentes gravedades específicas de gas, entre mayor sea esta las condiciones de formación serán favorables a temperaturas relativamente altas y presiones bajas.

Grafico 6 Efecto de la gravedad específica en las condiciones (presión y temperatura de formación de hidratos).



Fuente: GPSA. Electronic Data Book, Decimosegunda edición. Sección 20-Deshidratacion Modificada

2.3 CLASIFICACION DE LOS HIDRATOS

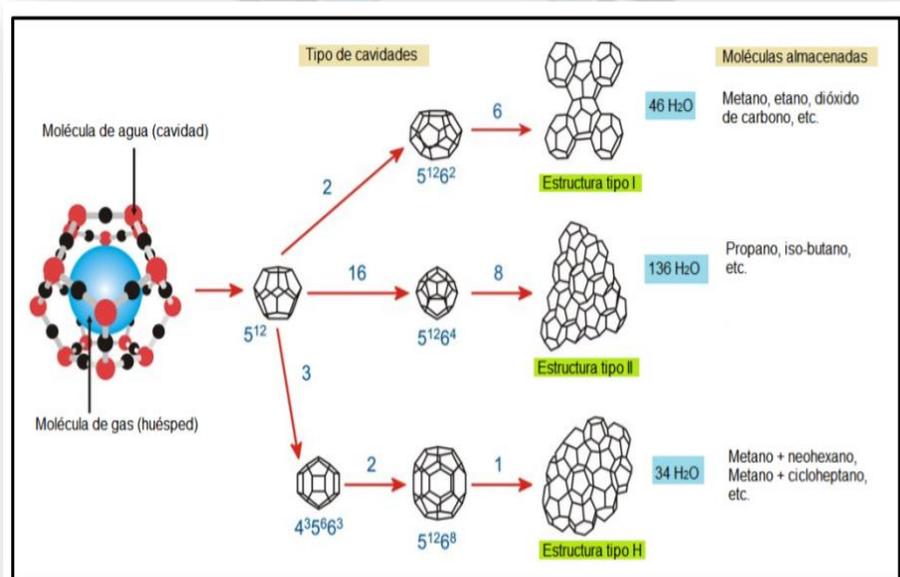
Existen tres tipos de hidratos de gas de acuerdo a su estructura: hidratos SI (estructura tipo I), hidratos SII (estructura tipo II) y los hidratos SH (estructura tipo H). estas estructuras se diferencian en el tamaño y numero tanto de sus cavidades como de sus celdas.

Todas las estructuras de los hidratos de gas natural se componen por dos o más tipos de cavidades dentro de la red cristalina. Estas cavidades se denotan generalmente por X^n , donde X es el número de lados. Ver gráfico 6. No es necesario que todas las cavidades de la estructura del hidrato estén ocupadas por el gas.

- **Estructura tipo I:**

Esta estructura es de gran importancia en la industria del gas debido a que atrapa en sus cavidades pequeñas moléculas que se encuentran en el gas natural: CH_4 y C_2H_6 . El hidrato SI posee estructuras cristalinas cubicas (ver gráfico 7) y cuenta con dos clases de cavidades. Cavidad pequeña: Dodecaedro pentagonal contiene 12 anillos de agua pentagonales con vértices y no poseen caras en común. Es decir, 512 cavidades que comparten vértices sin compartir caras directamente. Ver gráfico 8.²

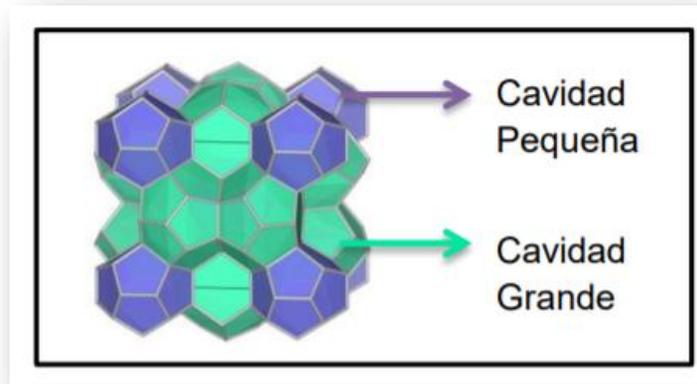
Gráfico 7 Estructuras cristalinas de hidratos comunes



Fuente: SLOAN E. Dendy Jr. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates.2003
Modificada

² Koh Carolyn A. Towards. A fundamental understanding of natural gas hydrates

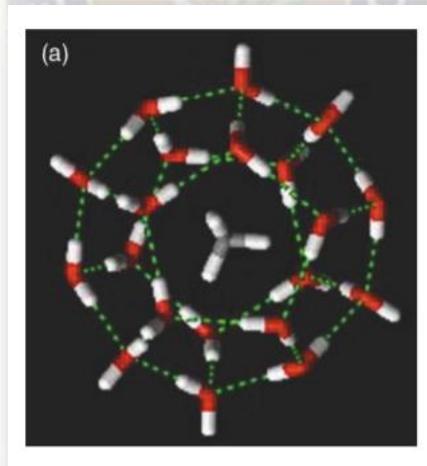
Grafico 8 Estructura cristalina de hidrato tipo I



Fuente: New Silica clathrate minerals that are isostructural with natural gas hydrates.

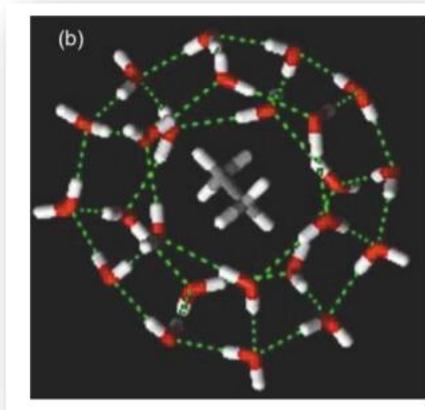
- Cavidad Grande: tetracaidecahedral contiene 12 anillos de agua pentagonales y 2 hexagonales donde los vértices se encuentran arreglados en columnas. Ver gráfico 9.

Grafico 9 Cavidad pequeña pentagonal dodecaedral de hidrato tipo I que contiene metano



Fuente: KOH Carolyn A. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates 2001.

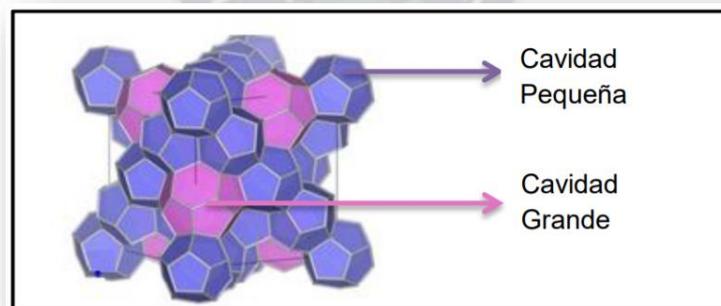
Grafico 10 Cavity grande tetracaidecahedral del hidrato tipo II que tiene etano.



Fuente: KOH Carolyn A. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates 2001.

- **Estructura tipo II:** Esta estructura al igual que la estructura tipo I es de gran importancia en la industria del gas debido a que atrapa en sus cavidades pequeñas moléculas que se encuentran en el gas natural, preferencialmente propano. Ver grafico 10.

Grafico 11 Estructura cristalina de hidrato tipo II

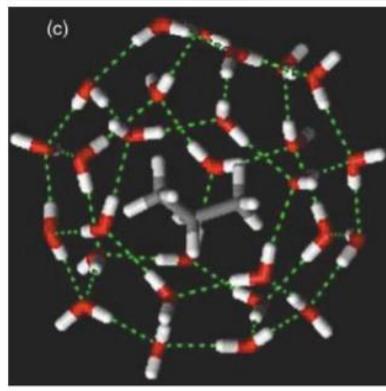


Fuente: New Silica clathrate minerals that are isostructural with natural gas hydrates

El hidrato SII posee estructuras cristalinas cúbicas y cuenta con dos clases de cavidades

- Cavity pequeña: pentagonal dodecahedral contiene 12 anillos de agua pentagonales con vértices y no poseen caras en común
- Cavity grande: hexacaidecahedral contiene 12 anillos de agua pentagonales y 4 hexagonales donde los vértices se encuentran arreglados en columnas. Esta cavity es ligeramente más grande que la cavity perteneciente a los hidratos de estructura tipo I. Ver gráfico 11.

Gráfico 12 Cavity hexacaidecahedral de hidrato tipo II que contiene propano



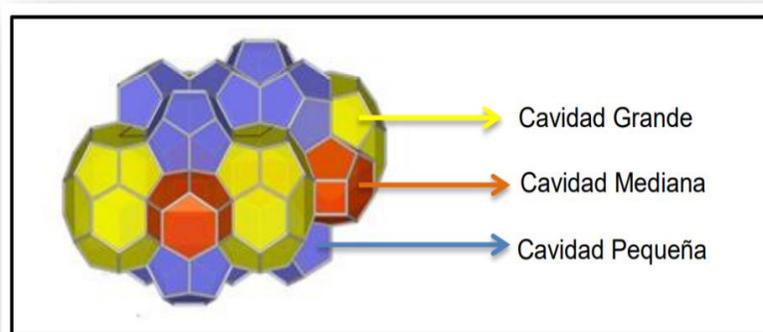
Fuente: KOH Carolyn A. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates 2001.

- **Estructura tipo H:**

Almacena grandes moléculas como el metilciclopentano, metilciclohexano y los adamantinos y tiene estructura cristalina hexagonal. Ver gráfico 12.

Es un hidrato doble porque requiere de la presencia de dos tipos de moléculas para estabilizarse. Moléculas pequeñas como el metano, xenón o de sulfuro de hidrogeno las cuales ocupan las dos cavidades pequeñas del hidrato SH, mientras que las moléculas de hidrocarburos intermedios residen en las cavidades grandes.

Grafico 13 Estructura cristalina de hidrato tipo H



Fuente: SLOAN E.D., et al. SPE, and colorado School of mines. Structure H Hydrates. Implications for the Petroleum Industry

Tabla 2 Formadores comunes de hidratos tipo H

ALCANOS	CICLOALCANOS	ALQUENOS/ALQUINOS
2 metilbutano	Metilciclopentano	2,3 dimetil 1 buteno
2,2 dimetilbutano	Etilciclopentano	3,3 dimetil 1 buteno
2,3 dimetilbutano	Metilciclohexano	2,3 dimetil 2 buteno
2,2,3 trimetilbutano	1,2 dimetilciclohexano	Cicloheptano
2,3 dimetilbutano	1,1 dimetilciclohexano	Cicloocteno
2,2 dimetilpentano	Etilciclohexano	3,3 dimetil 1 butino
3,3 dimetilpentano	Ciclopentano	
	Ciclooctano	
	Adamantano	

Fuente: SLOAN E.D., et al. SPE, and colorado School of mines. Structure H Hydrates. Implications for the Petroleum Industry

Algunos de los formadores de hidratos tipo H que se indican en la tabla 2. Es necesario tener en cuenta que cada uno de estos componentes requiere la presencia de metano, nitrógeno o de xenón para formar el cristal tipo H.

2.4 ESTRATEGIAS TECNICAS PARA REDUCIR LA FORMACION DE HIDRATOS

- **CONTROL DE PRESION:** consiste en diseñar y operar el sistema de tal forma que la presión de este sea suficientemente baja como para mantener los líquidos fuera de la curva de formación de hidratos. Esta estrategia es poco practica ya que las presiones que se requieren para transportar los fluidos de producción se encuentran por encima de la presión de formación de hidratos a temperatura ambiente.
- **CONTROL DE TEMPERATURA:** con el fin de mantener la temperatura de los fluidos de producción fuera de la curva de formación de hidratos a las presiones operativas del sistema se aplica calentamiento activo o aislamiento térmico de la tubería que transporta el fluido desde el fondo marino hasta la plataforma para evitar el enfriamiento del mismo y la formación de hidratos, sin embargo, requiere altos costos de inversión y operación.
- **REMOCION DE AGUA:** es un método popular en la exportación de gas que consiste en eliminar el agua presente mediante la separación y la deshidratación, pero no es práctico para emplear en ambientes submarinos por el poco espacio disponible en las plataformas en comparación al tamaño de los equipos requeridos en el proceso
- **INYECTAR INHIBIDORES QUIMICOS:** inyectar inhibidores químicos en el sistema para modificar las condiciones o cinética/morfología de la formación de hidratos.

2.5 PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LA FORMACION DE HIDRATOS

Cada vez que se aplica un proceso de disociación de hidratos es importante considerar ciertos aspectos para evitar que se sumen a la formación de los tapones de hidratos otros efectos negativos.

Al despresurizar la tubería en el tramo donde se presenta un bloqueo por hidratos se debe tener cuidado de no crear un diferencial de presión alto, pues el tapón de hidrato puede desplazarse dentro de la línea con alta velocidad causando daños en los tramos posteriores, es por esto que se recomienda disminuir la presión paulatinamente en la misma magnitud a ambos lados de la línea.

Cuando se aplica calor a la tubería para provocar la fusión del tapón de hidrato se debe tener cuidado que la rapidez con la que se derrita el hielo sea la suficiente para controlar la liberación del gas y así evitar una posible ignición del hidrocarburo.

2.6 METODOS DE INHIBICION DE HIDRATOS DE GAS NATURAL

En cuanto al éxito de transporte, en sistemas de producción de aguas profundas y ultra profundas siempre se tiene en cuenta tres aspectos importantes: la hidráulica y capacidad de entrega de las líneas, la formación de hidratos y la formación de resinas. Otros aspectos pueden variar según el tipo de proyecto que se está desarrollando.

Respecto a la formación de hidratos, alrededor del mundo se encuentran numerosos métodos que se utilizan para la prevención o disociación de los hidratos. Los métodos de inhibición química (ver figura 13) comprenden los termodinámicos que evitan la formación o disocian los hidratos y los de baja dosis, que retardan el crecimiento y evitan la aglomeración de los cristales de hidratos en las líneas de flujo.

Es de gran importancia conocer en qué zonas se presenta comúnmente la formación de los hidratos para así determinar el lugar de aplicación del inhibidor correspondiente.

Se debe tener en cuenta que el hidrocarburo fluye desde el yacimiento hacia el pozo, el árbol de navidad o cabeza de pozo (que se compone de muchas válvulas) por una línea de flujo la cual puede tener una longitud entre 30 y 100 millas, antes de llegar a la plataforma.

Gráfico 14 Mecanismos de inhibición de hidratos.

Método de inhibición	Mecanismo de inhibición
Ninguno	 <p>Se forman tapones de hidratos.</p>
Termodinámicos	 <p>No se forman tapones de hidratos.</p>
De baja dosis: inhibidores cinéticos	 <p>No se forman tapones de hidratos.</p> <p>Se forman tapones a tiempos de residencia largos, desde minutos hasta semanas dependiendo de las condiciones de operación del sistema.</p>
De baja dosis: inhibidores antiglomerantes.	 <p>Los cristales de hidratos son dispersados en la fase de hidrocarburos condensados.</p>

Fuente: FROSTMAN L.M., SPE, Baker Petrolic. Anti-aglomerante Hidrate Inhibidor for prevention of hydrate Plus in Deepwáter Sistemas.

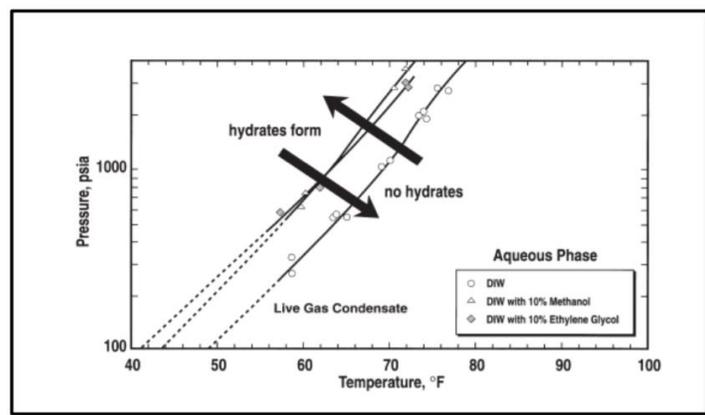
Los hidratos se pueden presentar en sistemas de lodos de perforación y en otros lugares dentro del sistema de producción si los componentes (agua y gas) para la formación de hidratos existen a las condiciones de presión y temperatura adecuadas.

2.7 INHIBIDORES TERMODINAMICOS

La prevención de hidratos por medio de inhibidores termodinámicos es un proceso independiente del tiempo porque afectan las condiciones y no a la cinética de la formación de los hidratos. Entre los inhibidores termodinámicos (THI) se encuentran el metanol (MeOH) y el mono etilenglicol (MEG), estos son usados comúnmente para controlar o prevenir la formación de hidratos (ver gráfico 14). De acuerdo a su capacidad de inhibición se evalúa que químico se utilizara, como el caso de los gráficos 15 y grafico 16 donde el metanol resulta ser más efectiva que el MEG al reducir las condiciones de formación de

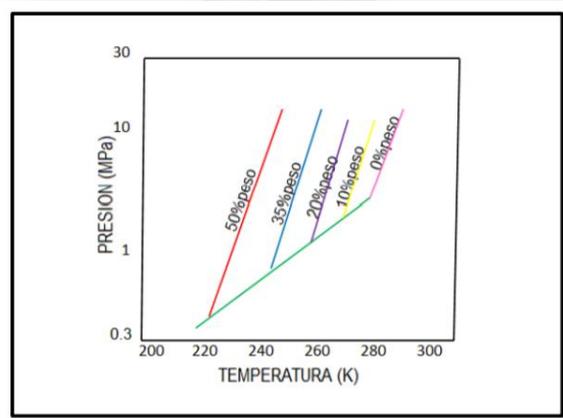
hidratos a menores temperaturas. Otros alcoholes y glicoles también pueden ser usados al momento de inhibir la formación de hidratos de gas, pero hay dos factores se hacen del MEG y del metanol los inhibidores termodinámicos más comunes ellos el rendimiento (tabla 3) y el costo (tabla 4). El grado de inhibición, es decir la disminución de la temperatura de formación de los hidratos es función del tipo de inhibidor que se use, la concentración la presión y la composición del gas.

Grafico 15 Efecto producto al usar metanol como inhibidor.



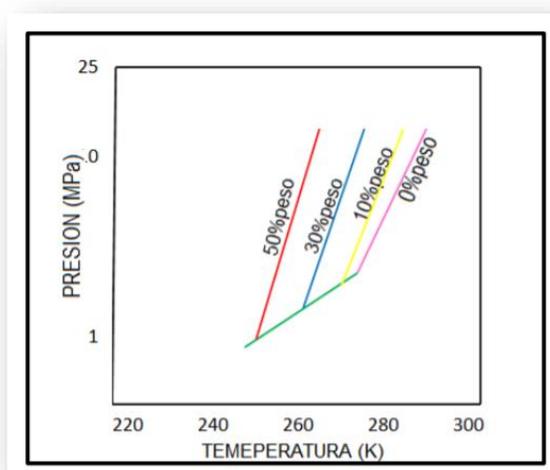
Fuente: NOTZ, P.K, et al. Application of Kinetic Inhibitors to Gas Hydrate Problems. Paper OTC-30913.

Grafico 16 Efecto producido al usar metanol como inhibidor



Fuente: SIRA J.H. et al. Study of Hydrate Dissociation by Methanol and Glycol Injection, Alaska

Grafico 17 Efecto producido al usar etilenglicol como inhibidor



Fuente: SIRA J.H. et al. Study of Hydrate Dissociation by Methanol and Glycol Injection, Alaska

2.7.1 COSTOS

Los inhibidores termodinámicos comunes son relativamente baratos por unidad de volumen. Sin embargo, las grandes cantidades necesarias para reducir la temperatura de equilibrio por debajo de la temperatura esperada de operación en el sistema, además del costo de infraestructura, almacenamiento y unidades de regeneración, puede sumar grandes cantidades de dinero. Ver tabla 3 y tabla 4. ³El costo del metanol varía mucho dependiendo de la disponibilidad local y costos de transporte. Puede ir desde 50 USD/BBL en el golfo de México hasta 150 USD/BBL en África occidental.

Tabla 3 Disminución de la temperatura de formación del hidrato en función de la concentración del inhibidor termodinámico

DISMINUCION DEL PUNTO DE HIDRATOS (°C)						
Concentración del inhibidor (% en peso)	MeOH	EtOH	MEG	DEG	TEG	NaCl
5	2	1,4	1,05	0,63	0,46	1,96

³ Brustad S. et al. Hydrate prevention using MEG instead of MeOH: Impact of experience from Major Norwegian developments on Technology Selection por Inyección and Recovery of MEG

10	4,2	3	2,25	1,4	1,05	4,3
20	9,3	6,6	5,2	3,3	2,7	10,7
30	15,3	10,7	9	5,9	5	15
35	18,6	13	11,35	7,5	6,5	-
40	22,2	15,4	14	9,3	8,2	-

Fuente: BRUSTAD S, et al. Hydrate Prevention Using Meg Instead of MeO: Impact Experience from Major Norwegian Developments on Technology Selection for Injection and Recovery of MEG

Tabla 4 Costos brutos y propiedades del inhibidor termodinámico (MeOH)

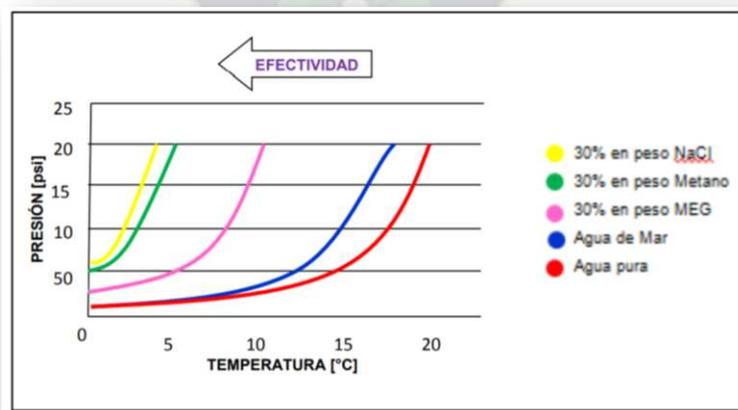
Metanol	Dólares/galón	Densidad(lb/galón)	Pesomolecular(g/mol)
MeOH	1,34	6,608	32

Fuente: Propiedades y costo del metanol disponible <http://www.methanex.com/products>

2.7.2 Comparación entre inhibidores termodinámicos

Cuanto menor sea el peso molecular del inhibidor mejor será su rendimiento, por lo tanto, el MEG ofrece un mejor rendimiento en comparación con el TEG (trietilenglicol), y el rendimiento del metanol es mejor que el del etanol. Ver gráfico 18.

Gráfico 18 Influencia de los inhibidores termodinámicos en la curva de equilibrio de los hidratos



Fuente: BRUSTAD S, et al. Hydrate Prevention Using Meg Instead of MeO: Impact Experience from Major Norwegian Developments on Technology Selection for Injection and Recovery of MEG

Una de las grandes diferencias entre los inhibidores termodinámicos y los inhibidores de baja dosis se encuentra en que, los inhibidores termodinámicos MEG, TEG y MeOH se pueden regenerar fácilmente, aunque existen limitaciones en cuanto a la salinidad producida. Además, como los glicoles tienen una solubilidad más baja en la fase gaseosa, al usar MEG o TEG se produce menor contaminación de la corriente de gas. Cuando se utiliza metanol, la pérdida en la fase gaseosa son significativas y la concentración de metanol en el agua que sale como producto de la regeneración debe someterse a un proceso de destilación

Como la regeneración del metanol no es sencilla debido a que la presencia de compuestos aromáticos en los condensados lleva a la formación de azeótropos (una mezcla líquida de dos o más componentes que posee un único punto de ebullición constante y fijo, y que al pasar al estado vapor (gaseoso) se comporta como un compuesto puro, o sea como si fuese un solo componente) la relación costo-eficiencia sobre los sistemas de regeneración es limitada.

Es importante tener en cuenta las pérdidas de inhibidor tanto en la fase gaseosa como en el condensado. En la literatura indican como un criterio de amplia aceptación el esperar que la máxima cantidad perdida de MEG sea de 0,3 kg por cada $35,315 \cdot 10^6$ pies cúbicos de gas (10^6 metros cúbicos) y para el metanol sea de 16 kg por cada $35,315 \cdot 10^6$ pies cúbicos de gas (10^6 metros cúbicos). Las pérdidas en la fase condensada cuando se usa MEG se pueden considerar por lo general 0,03% a una temperatura de 4°C; mientras que en el caso del MeOH por lo general se disuelven lo correspondiente al 0,5% en peso.

Otra de las diferencias importantes entre el MEG y el MeOH radica en el flash point, para el MEG es de 111°C por lo que se le considera como no inflamable mientras que el MeOH es altamente inflamable con un flash point de 11°C, proporcionando un mayor riesgo de seguridad al manipularse o almacenarse sobre todo en las instalaciones offshore donde el área es limitada. Además, el metanol arde como una llama invisible, por lo que la detección de incendios es realmente difícil.

Por otro lado, la viscosidad del MEG es mucho mayor que la del MeOH, especialmente a bajas temperaturas requiriendo en un sistema de inyección con un diámetro más grande o más potencia al realizar el bombeo.

El MEG parece ser el inhibidor preferido por su evolución entre los que se encuentran Ormen Lange de Norsk Hydro-Noruega, South Pars de Total Iran, Gorgona de Chevron Texaco Australia. Sin embargo, en América del sur el etanol (que tiene las mismas desventajas del metanol frente al MEG para la inhibición continua) es el inhibidor que más se usa por su bajo precio y porque se dispone en grandes cantidades a partir de la fermentación de la azúcar.

El metanol solo puede proteger a los componentes del sistema de producción que se encuentren aguas abajo del punto de inyección, por lo cual es de alta importancia la ubicación de este punto. Los puntos de ubicación más comunes son en el fondo del pozo, en el árbol de navidad y en el manifold.

El metanol se usa generalmente para reiniciar el sistema. Se inyecta hasta que el líquido se ha calentado por encima de las condiciones de los hidratos. También se usa para tratar y desplazar fluidos en los pozos, árboles y manifolds durante los cierres. Sin embargo, el metanol no se suele usar de forma continua en los sistemas que manejen principalmente crudo.

Los requerimientos de la inhibición con metanol están en función de la producción de agua, la dosis requerida, sistema de tiempos de calentamientos y la geometría del sistema. Para conocer la dosis de metanol indicada existen paquetes de software que son capaces de modelar el proceso de inhibición en sistemas de gas y de crudo. La multiplicación de la producción de agua por la dosis de metanol proporcionara la tasa de inyección de metanol. La tasa de metanol multiplicada por el tiempo de calentamiento será igual al volumen de metanol requerido para reiniciar el transporte de los fluidos del sistema

2.7.3 Uso de los inhibidores termodinámicos

Los inhibidores se usan para derretir el bloqueo causando por los hidratos. La dificultad al usar inhibidores termodinámicos radica en conseguir que el inhibidor entre en contacto con el bloqueo, es decir, llegue a donde se encuentra ubicado el hidrato. La inyección del inhibidor termodinámico no siempre puede ayudar a la disociación de un bloqueo por formación de hidratos, pero puede ser útil para evitar su formación.

Si el hidrato no bloquea completamente la trayectoria de flujo, entonces el inhibidor puede circular a través de la restricción; si se puede acceder al bloqueo con tubería flexible se procede a bombear el metanol para así desbloquear la línea de flujo.

Las mayores distancias a las que se ha llegado aplicando inhibidores termodinámicos son de 7 millas (11,3 km).

2.7.4 Requerimientos y consideraciones para usar inhibidores termodinámicos

Para proporcionar metanol a un sistema de producción on-shore se debe contar con ciertos elementos indispensables como:

- Suficiente capacidad de almacenamiento de metanol
- Líneas de inyección para metanol.
- Puntos de inyección en las facilidades y/o cabezales de pozo.
- Instrumentación para medir la presión.

Para lograr el objetivo de aplicación de los inhibidores termodinámicos es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Si no se tiene conocimiento de las tasas de producción de agua puede ocurrir que la dosis de inhibidor sea insuficiente, permitiendo así la formación de los hidratos.
- El inhibidor no llega al lugar a donde se suponía tenía que llegar debido a un error del operador o a una falla en el equipo.
- Contaminación del crudo debido al uso excesivo de metanol provocando que este se devalúe y que algunas refinерías no la acepten.

- Reglamentación y aspectos ambientales respecto a los límites máximos de descarga de metanol.
- Garantizar la compatibilidad de los materiales con el inhibidor.
- Tomar todas las medidas de seguridad en el manejo del metanol.

2.7.5 Ventajas y desventajas de los inhibidores termodinámicos

Ventajas

- Reducen la temperatura de la formación de hidratos, cambiando el potencial químico del agua, es decir, reduce el punto de congelación.
- Al contar con modelos termodinámicos de los THI en paquetes de software es posible predecir el efecto de la inhibición desde la curva de formación de los hidratos.
- Algunos inhibidores como el metanol inhiben en fase líquida como en fase vapor, lo cual es ventajoso durante procesos transitorios como el reinicio de operaciones.
- Trabajan para cualquier sistema de hidrocarburos.

Desventajas

- Se requiere de grandes cantidades para realizar la inhibición.
- Se debe disponer de suficiente espacio debido a que los volúmenes de almacenamiento son de gran tamaño.
- Los requerimientos para bombeo y almacenamiento pueden conducir a altos costos.
- Incompatibilidades entre el inhibidor y otros productos químicos usados en la producción como los inhibidores de corrosión, parafina y asfáltenos.

- Incompatibilidad entre el inhibidor y los materiales de fabricación de líneas de flujo, los equipos y facilidades.
- El inhibidor puede causar precipitación de las sales en el agua producida.

2.8 INHIBIDORES DE BAJA DOSIS (LDHIS)

Los métodos de inhibición con LDHI 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.⁴

Los inhibidores de baja dosis permiten al operador controlar la formación de hidratos en sistemas de gas natural donde las condiciones de producción y de transporte no son las apropiadas para instalar las facilidades que requieren los métodos de inhibición tradicionales. Además, brindan la posibilidad de ser combinados junto con otros productos como inhibidores de corrosión, lo cual implica menos costos operacionales y menor tiempo de tratamiento fluido. La dosis de aplicación es baja y varía entre 0,25 y 5% en volumen del agua producida.

Los inhibidores de baja dosis se pueden clasificar de acuerdo a la forma como modifica el mecanismo de formación del cristal del hidrato. Los principales tipos son: inhibidores cinéticos de hidratos (Kinetic Hydrate Inhibitors-KHI) y los anti-aglomerantes (AA).

Los LDHIs pueden combinarse con otros productos químicos que permitan el control de algunos problemas como la precipitación de parafinas y la corrosión en los equipos. Existen actualmente: LDHI/CI combinación de inhibidores de baja dosis con inhibidores de corrosión (CI por sus siglas en ingles), LDHI/PI.LDHI con inhibidores de parafinas (PI, por sus siglas en ingles) y LDHI/CI/PI que es la combinación de inhibidores de baja dosis, de corrosión y de parafinas.

⁴ Clark Len.et al. Low Dosage Hydrate Inhibitors : further advances and developments in flow assurance technology and aplicattions concerning oil and gas production Systems.

Un mayor impulso a la investigación en LDHI se debe al cuidado del medio ambiente para lo cual se requieren químicos con alta biodegradabilidad, en el caso de países como Noruega exige que todos los inhibidores al implementar en sistemas offshore deben tener una biodegradabilidad mayor al 60%, mientras que Gran Bretaña las autoridades ambientales reglamentan que el grado de biodegradabilidad sea mayor al 20%. Por tal motivo se presenta un auge en el desarrollo de productos híbridos que cumplan con estas especificaciones.

2.8.1 Cinéticos (KHI)

Los inhibidores cinéticos son polímeros de bajo peso molecular disueltos en un líquido portador que se inyectan a la fase acuosa presente en las líneas y no alteran la termodinámica de la formación de hidratos, pero modifican la cinética de formación de hidratos.

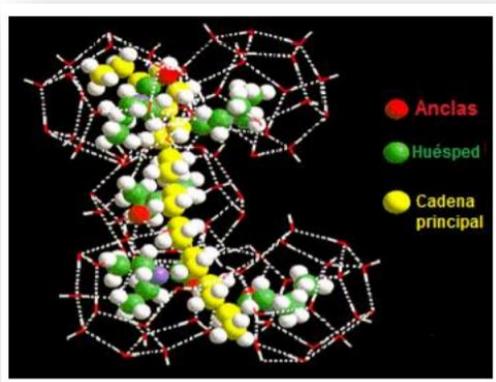
La búsqueda de inhibidores cinéticos fue impulsada por la necesidad de reducir costos de productos químicos, alguna de las primeras bases de investigación de esta tecnología viene de los inhibidores naturales en el mundo animal y vegetal en donde algunas especies producen las llamadas proteínas anticongelantes (AFPs-Anti-freezing proteins) que les permiten funcionar a bajas temperaturas y altas presiones sin congelarse.

Los KHI inhiben la formación de los pequeños cristales interactuando con los espacios de crecimiento del hidrato. Son polímeros solubles en agua que interfieren con la nucleación del cristal y retrasan el proceso de crecimiento inicial del mismo.

Su efecto depende del tiempo de tránsito a través de la tubería pues si es suficientemente largo se formarán los hidratos y bloquearán la línea. Se agregan en bajas concentraciones normalmente menores al 1% en peso en la fase acuosa. Entre los KHI se encuentran poli(N-Vinilpirrolidona) o poli(Vinilmetilacetamida/Vinilcaprolactama). En el anexo B se encuentra una tabla que muestra en orden cronológico de invención diferentes inhibidores cinéticos.

La estructura de un inhibidor cinético consiste de una cadena principal y de anclas, la cuales distorsionan la estructura del hidrato consiguiendo que se requiera más energía para su formación, retardando la cinética de formación del hidrato. Ver grafico 19.

Grafico 19 Estructura de un inhibidor cinético



Fuente: MOORE, J.A. et al. Understanding Kinetic Hydrate Inhibitor and corrosion Inhibitor Interactions Paper OTC 1986.

2.8.2 Antialglomerantes (AA)

Los antialglomerantes son productos químicos tenso activos (surfactantes), que no evitan la formación de hidratos sino la aglomeración de los cristales, manteniéndolos con un tamaño por debajo de los milímetros de magnitud, separados y dispersos en el hidrocarburo evitando su aglomeración y crecimiento como un solo cuerpo.

Su funcionamiento se realiza a través de dos mecanismos, en el primero el AA (sal de fosfino o sal de amonio cuaternario) se introduce en la estructura del hidrato para evitar su crecimiento y en el segundo la cola hidrocarburo del antialglomerantes hace que la estructura hidrato-AA formada en el primer mecanismo se disperse en el hidrocarburo y evita su aglomeración. Por esta razón se hace necesaria una fase de hidrocarburo líquido presente ya sea aceite o condensado del gas. Los AA una limitante a cortes de agua desde un 50% hasta un 75% de la producción y a cantidades de GOR < 100,000 SCF/STB. En comparación a los cinéticos, los inhibidores antialglomerantes no presentan limitaciones al estar la temperatura del sistema por debajo de la formación de hidratos en unos 41°F o más (condición de subenfriamiento) y tampoco cuando el tiempo de residencia puede ser mayor a las dos

semanas. Se requiere que el fluido producido se mantenga emulsionando,⁵ especialmente una emulsión inversa solo así permanece el hidrocarburo líquido como fase continua. Todo esto depende del nivel de agitación que exista en el punto de aplicación. Los factores que afectan la eficacia de los inhibidores antiglomerantes son el tipo de crudo, la salinidad del agua y el corte de agua producido.

2.9 PREVENCIÓN DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS

La presencia de hidratos de gas es una gran preocupación para las compañías de petróleo y gas en cualquier lugar donde el agua y el gas natural en contacto entre sí. Los hidratos en tuberías presentan restricciones en el flujo del petróleo y gas, ocasionan riesgos en la perforación y terminación de pozos.

El gráfico 19 es evidencia que efectivamente los hidratos de gases naturales se asemejan físicamente al hielo y que pueden detener en su totalidad el flujo de hidrocarburos en tuberías, creando pérdidas económicas y altos niveles de inseguridad laboral.

Gráfico 20 Remoción de un tapón de hidrato de gas natural



Fuente: Remoción de un tapon de hidrato de gas natural (Pederson y cols., 1989)

Hoy en día la gran problemática en cuanto a las elevadas pérdidas económicas que representa la formación de estos compuestos dentro de tuberías en el negocio petrolero y gas natural, ha llevado a la utilización de métodos de inhibición de los cuales algunos son más efectivos y

⁵ Cecilia Mendez. Tesis. Estudio de la cinética de formación de hidratos de gas natural de un pozo productor de la región marina de México.

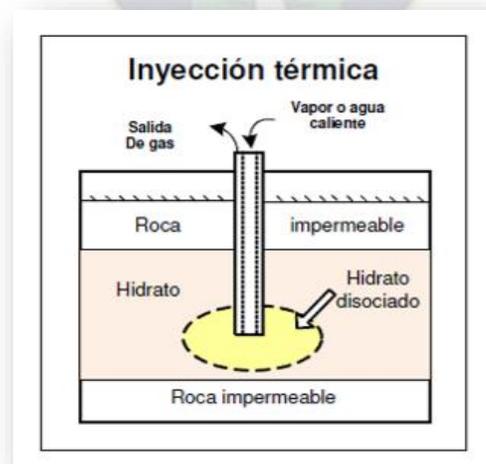
otros incorporan un mayor costo al procesamiento de estos recursos naturales; los más comunes en la industria son: calentamiento, reducción de presión e inyección de inhibidores.

El desarrollo de cualquiera de estos métodos de inhibición de hidratos depende de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentren el fluido, así como también del lugar específico en donde se tengan las tuberías de producción, transporte y uso del gas formador, por ejemplo, cuando se forman los hidratos en una parte de la instalación localizada en la superficie, la introducción de inhibidores químicos en la corriente es lo más común. Algunos métodos para prevenir la formación de hidratos son los siguientes:

2.10 Calentamiento

Unos de los más comunes para inhibir la formación de hidratos es por medio de calentamiento que consiste en adicionar una fuente externa de calor que se emplea para incrementar la temperatura de la tubería por encima de la temperatura del equilibrio de hidratos. También esta técnica es una forma de explotación para obtener el gas contenido en los hidratos que se ha propuesto hasta la fecha, y que tiene aplicación como una fuente de energía. En el gráfico 21 se plantea el calentamiento del yacimiento a través de vapor de agua o agua caliente, para elevar la temperatura por encima de la temperatura de estabilidad del hidrato.

Gráfico 21 Inyección térmica



Fuente: Propuestas para la explotación de gas por inyección térmica (Thomas 2002)

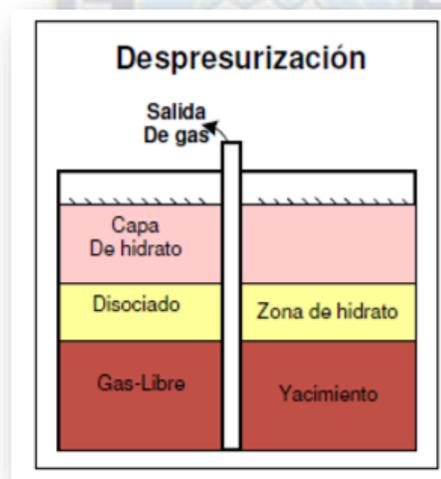
2.11 Reducción de presión

La reducción de presión o despresurización se aplica en los ductos marinos para disociar los bloqueos de hidratos formados, bajando la presión por debajo de la presión de equilibrio de formación de hidratos a condiciones de la temperatura del fondo marino. La despresurización es casi la única opción disponible para remover los bloqueos de hidrato desde el fondo del pozo. ⁶La descomposición de los hidratos por despresurización provoca calentamiento y transferencia de masa dependiendo del proceso. La reducción de presión significa, “el fundir los hidratos de las tuberías inaccesibles disponibles”

En conclusión, la despresurización es un proceso lento cuando se manejan bajas temperaturas y leves decrementos en la presión.

En la grafico 22 se propone la explotación de hidratos de gas por reducción de presión.

Grafico 22 Despresurización



Fuente: Propuestas para la explotación por reducción de presión (Thomas 2002)

⁶ Thomas, C.P. (2002). Methane Hydrates: A major energy source for the future. SPE Distinguished lecture series.

CAPITULO 3

3.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS POR TAPONAMIENTO DE HIDRATOS

En reservorios gasíferos la producción está dominada por gas, el sistema de producción es más propenso a enfriarse mucho más rápido ya que el gas no genera un calor suficiente para evitar la formación de tapones de hidratos de gas por lo tanto se requiere la inyección de inhibidores para prevenir su formación.

Siempre se tendrá producción de aceite y gas e invariablemente irán acompañados de agua, se presentarán mayoritariamente dos fases en las que viajarán los fluidos “Líquidos y Gaseosos”. Por ello se proponen cuatros casos para identificar a partir de la producción, para identificar a partir de la producción, si se está propenso a la formación de tapones de hidratos.

1. Si el sistema se encuentra dominado por petróleo, entendiéndose que contiene bajas concentraciones de gas y agua, los tapones de hidratos serán poco probables.
2. Si el sistema se encuentra dominado por gas, incluidas pequeñas cantidades de aceite y agua en fase líquida, siendo esta última escasa; las circunstancias para que se genere un tapón de hidratos son moderadas o pocos probables.
3. Si el sistema es dominado por condensados y gas, es considerable la producción de agua tanto en fase líquida como gaseosa y se produce cierta cantidad de petróleo, es muy probable la aparición de un tapón de hidratos.
4. Si el sistema es dominado por una alta producción de agua, mayor al 70% de la producción y el agua no se encuentra emulsionada en el petróleo, al encontrarse con cantidades de gas libre es proclive a la formación de un tapón de hidratos.

3.2 REGLAS QUE PERMITEN PREVENIR LA FORMACION DE UN TAPON DE HIDRATOS DE GAS

Con el propósito de generar un panorama conceptual sobre las condiciones favorables para la formación de tapones de hidratos, teniendo como base de pruebas de laboratorio que

gar⁷anticen el flujo de hidrocarburos a través del sistema integral de producción, se han establecido ciertas reglas útiles para prevenir el problema generado por un tapón de hidratos.

1. La formación de emulsiones en el flujo de producción, inhibe la generación de tapones de hidratos.
2. El mantenimiento de una baja concentración de partículas precursoras de hidratos, disminuye el riesgo de formación de una obstrucción por hidratos.
3. Si se tiene la tendencia a una concentración elevada de partículas precursoras de hidratos, es recomendable la inyección de inhibidores que interfieren con la asociación o acumulación de hidratos mismos que promueven la restricción al flujo de producción.

3.3 UBICACIÓN DEL TAPON DE HIDRATOS

Es complicado ubicar con precisión un tapón de hidratos, pero para efectos prácticos, obtener su ubicación exacta no siempre es necesario al momento de realizar una reparación. Sin embargo, existen varios métodos que permiten determinar la ubicación del mismo.

Un método se basa en usar los datos existentes y analizar las circunstancias que indujeron a la obstrucción, el sistema integral de producción se encuentra bien instrumentado tanto que permiten proporcionar información en cuanto a las variaciones de presión que han existido en un lapso de tiempo. Los datos de temperatura y de presión son proporcionados por indicadores entiempos real y a través de todo el equipo, esta información es fundamental para detectar el momento y en qué lugar se formó un tapón de hidratos de igual manera permitirá identificar puntos donde no se podrán formar los tapones.

Para tener una operación eficaz de rehabilitación del equipo que se encuentre perjudicado, es necesario ubicar donde se encuentra el tapón y también es importante identificar su tamaño.

⁷ Tesis. Alfaro L. Gabriel. Influencia de los hidratos de gas en operaciones de exploración y producción de pozos en aguas profundas.

Esta información regularmente es una estimación aproximada por lo que se debe tomarse con reserva.

Un método para determinar el tamaño del tapón es a partir de la geometría del sistema integral de producción, esta se utiliza de manera eficaz para estimar el tamaño probable. Por ejemplo, el agua es probable que se acumule en puntos bajos de la línea de producción o en puntos donde parezcan un tipo de puentes sobre la línea de producción, estos representan una excelente trampa para su acumulación, dando lugar a un punto ideal para la formación de un tapón de hidratos.

3.4 REMONICION DEL TAPON DE HIDRATOS

3.4.1 Inhibidores químicos

Son sustancias que modifican las condiciones de presión y temperatura de formación de los hidratos, los más comunes son el metanol (preferido en sistemas de aceite) y el glicol. El metanol provoca que la temperatura de formación de hidratos disminuya y entre mayor sea la cantidad de metanol adicionada mayor será la disminución de la temperatura.

La inyección de este químico es más efectiva, si este se encuentra más cercano a la superficie, como por ejemplo en el estrangulador, manifold, cabeza de pozo, etc. Sin embargo, en ductos verticales donde existen grandes variaciones de profundidad, es poco probable que el inhibidor alcance el tapón.

3.5 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA DE TRANSPORTE

El gas proveniente de los pozos productores del campo San Alberto tiene las siguientes especificaciones mostrados en la tabla 5.⁸

⁸ Juan Carlos Espejo. Proyecto de Grado. Optimización del consumo de glicol en la planta de gas de San Alberto. Petrobras S.A

Tabla 5 Características de los pozos campo San Alberto

POZO	Longitud (Km)	Diámetro (plg)	Caudal Producido por pozo (MMmcd)
SAL-11	11,8	10	2,5
SAL-10	8,8	10	
SAL-12	7,8	10	
SAL-9	3,6	10	0,6
SAL-13	3,1	10	4,0
SAL-14	5,0	10	

Fuente: Petrobras BOLIVIA S.A, EEIA (Estudio de evaluación de impacto ambiental) del proyecto desarrollo del Campo San Alberto



CAPITULO 4

4.1 INGENIERIA DEL PROYECTO

En el campo San Alberto se perforaron cuatro pozos exploratorios: SAL-X9, SAL-X10, SAL-X11 y SAL-X12, con los que se descubrieron importantes reservas de gas y condensado en los reservorios naturalmente fracturados de las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa.

Posteriormente con el fin de producir las reservas existentes en estas tres formaciones se perforo el pozo SAL-X13 confirmando los descubrimientos de hidrocarburos anteriores. También con la idea de producir las reservas de hidrocarburos gaseosos en niveles naturalmente fracturados, pero solamente de la formación Huamampampa con una producción mínima de 2,5 MMm³/d, se programó la perforación del pozo SAL-X14 y SALX-15, con la clasificación inicial de desarrollo.

El campo San Alberto constituye actualmente uno de los mayores reservorios de Gas Natural de Bolivia, con 7,38 trillones de pies cúbicos de reservas probadas y con un gran potencial productivo. Los reservorios se encuentran a 4300 y 5600 metros de profundidad, en un contexto de gran complejidad geológica y tectónica, de rocas muy compactas, que hace en algunos casos muy complejos el trabajo de perforación.

La planta San Alberto inicia su operación en enero de 2001, siendo su objetivo funcional la extracción y el procesamiento del gas natural y condensado dentro de las especificaciones de transporte y comercialización. Transformándose en uno de los campos más importantes para el país para el consumo interno como para la comercialización del mismo.

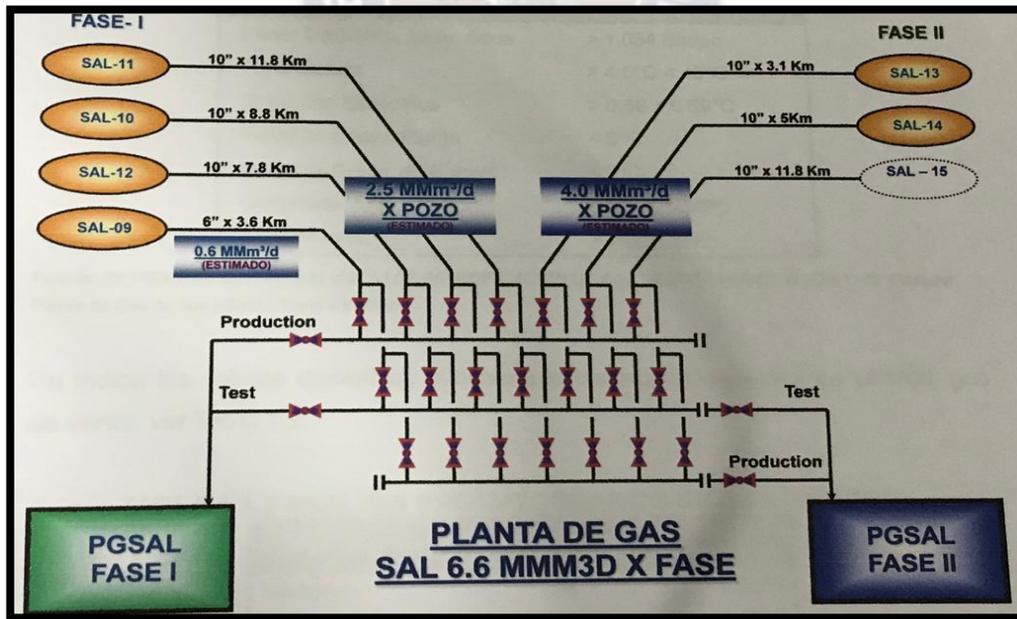
La capacidad de procesamiento de gas por diseño es de 13,2 MMMCD (466MMPCD), por medio de dos unidades de procesamiento (Fase 1 y Fase 2) cada una diseñada para procesar un volumen de 6,6 MMMCD X FASE (233MMPCD). Su capacidad estimada de producción de hidrocarburo liquido es de 7,5000 Bbl/d y una cantidad estimada de agua de 2,458 Bbl/dia.

Grafico 23 Diagrama de ubicación de pozos y planta



Fuente: Petrobras BOLIVIA S.A, EEIA (Estudio de evaluación de impacto ambiental) del proyecto desarrollo del Campo San Alberto.

Grafico 24 Capacidad-Diámetro-Distancia.FLOWLINES



Fuente: Petrobras BOLIVIA S.A, EEIA (Estudio de evaluación de impacto ambiental) del proyecto desarrollo del Campo San Alberto 2016.

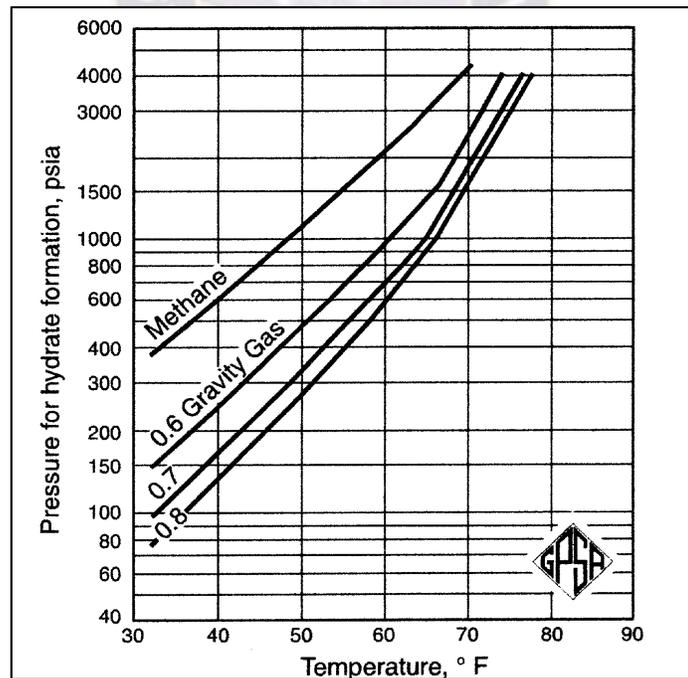
El gas es extraído de los pozos productores, recepcionados en función de su capacidad y composición cromatografía hacia los trenes de procesamientos o fase, por medio de líneas de recolección desde los pozos hasta planta.

Al momento de realizar el transporte de boca de pozo hacia la planta de gas se podría presentar taponamiento de la tubería por formación de hidratos para lo cual se hará el cálculo de inyección de un inhibidor termodinámico (metanol) para evitar y prevenir este taponamiento y así asegurar el transporte del hidrocarburo hacia la planta de gas para su posterior procesamiento.

4.2 CALCULO DE LA TEMPERATURA DE FORMACION DE HIDRATOS

En este proyecto se utilizará el Grafico 28 para encontrar la temperatura a la cual se produce la formación de hidratos tomando como datos la presión a la que se encuentra los hidrocarburos y su gravedad específica.

Grafico 25 Curvas de presión y temperatura para la predicción de hidratos



Fuente: GPSA

Grafico 26 Correlación de R.Bukacek para calcular el contenido de agua (W) en el gas

Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B
-40	131	0,22	68	16.100	7,10	176	326.000	69,50
-38	147	0,24	70	17.200	7,17	178	341.000	72,00
-36	165	0,26	72	18.500	7,85	180	357.000	74,80
-34	184	0,28	74	19.700	8,25	182	372.000	77,20
-32	206	0,30	76	21.100	8,67	184	390.000	79,90
-30	230	0,33	78	22.500	9,11	186	407.000	82,70
-28	256	0,36	80	24.100	9,57	188	425.000	85,80
-26	285	0,39	82	25.700	10,00	190	443.000	88,40
-24	317	0,42	84	27.400	10,50	192	463.000	91,40
-22	352	0,45	86	29.200	11,10	194	483.000	94,80
-20	390	0,48	88	31.100	11,60	196	504.000	97,70
-18	434	0,52	90	33.200	12,20	198	525.000	101,00
-16	479	0,56	92	35.300	12,70	200	547.000	104,00
-14	530	0,60	94	37.500	13,30	202	570.000	108,00
-12	586	0,64	96	39.900	14,00	204	594.000	111,00
-10	648	0,69	98	42.400	14,60	206	619.000	115,00
-8	714	0,74	100	45.100	15,30	208	644.000	119,00
-6	786	0,79	102	47.900	16,00	210	671.000	122,00
-4	866	0,85	104	50.800	16,70	212	698.000	126,00
-2	950	0,91	106	53.900	17,50	214	725.000	130,00
0	1.050	0,97	108	57.100	18,30	216	754.000	134,00
2	1.150	1,04	110	60.500	19,10	218	785.000	139,00
4	1.260	1,11	112	64.100	20,00	220	816.000	143,00
6	1.380	1,19	114	67.900	20,90	222	848.000	148,00
8	1.510	1,27	116	71.800	21,80	224	881.000	152,00
10	1.650	1,35	118	76.000	22,70	226	915.000	157,00
12	1.810	1,44	120	80.400	23,70	228	950.000	162,00
14	1.970	1,54	122	84.900	24,70	230	987.000	166,00
16	2.150	1,64	124	89.700	25,80	232	1.020.000	171,00
18	2.350	1,74	126	94.700	26,90	234	1.060.000	177,00
20	2.560	1,85	128	100.000	28,00	236	1.100.000	182,00
22	2.780	1,97	130	106.000	29,10	238	1.140.000	187,00
24	3.030	2,09	132	111.000	30,30	240	1.190.000	192,00
26	3.290	2,22	134	117.000	31,60	242	1.230.000	198,00
28	3.570	2,36	136	124.000	32,90	244	1.270.000	204,00
30	3.880	2,50	138	130.000	34,20	246	1.320.000	210,00
32	4.210	2,65	140	137.000	35,60	248	1.370.000	216,00
34	4.560	2,81	142	144.000	37,00	250	1.420.000	222,00
36	4.940	2,98	144	152.000	38,50	252	1.470.000	229,00
38	5.350	3,16	146	160.000	40,00	254	1.520.000	235,00
40	5.780	3,34	148	168.000	41,60	256	1.570.000	242,00
42	6.240	3,54	150	177.000	43,20	258	1.630.000	248,00
44	6.740	3,74	152	186.000	44,90	260	1.680.000	255,00
46	7.280	3,96	154	195.000	46,60	280	2.340.000	333,00
48	7.850	4,18	156	205.000	48,40	300	3.180.000	430,00
50	8.460	4,42	158	215.000	50,20	320	4.260.000	548,00
52	9.110	4,66	160	225.000	52,10	340	5.610.000	692,00
54	9.800	4,92	162	236.000	54,10	360	7.270.000	869,00
56	10.500	5,19	164	248.000	56,10	380	9.300.000	1.090,00
58	11.300	5,48	166	259.000	58,20	400	11.700.000	1.360,00
60	12.200	5,77	168	272.000	60,30	420	14.700.000	1.700,00
62	13.100	6,08	170	285.000	62,50	440	18.100.000	2.130,00
64	14.000	6,41	172	298.000	64,80	460	22.200.000	2.550,00
66	15.000	6,74	174	312.000	67,10			

Fuente: R.Bukacek, I.G.T.

Con el grafico 27 encontraremos la cantidad de agua W que contiene el gas que responde a la siguiente ecuación:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B \left(\frac{\text{lbs}}{\text{MMpcn}} \right) \quad \text{EC. (1)}$$

Donde:

-A y B son constantes que se leen a partir de una temperatura en este caso la temperatura con la que sale el gas de boca de pozo.

-P (lpca): Presión con la cual sale el gas de boca de pozo.

Este grafico se utilizará para encontrar el contenido de agua al inicio (boca de pozo) y al final (cuando llega a la planta).

4.3 ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL CAMPO SAN ALBERTO

El Campo San Alberto tiene una producción de total promedio de 6,6 MMM3D X FASE en cada fase el gas proviene de los pozos haciendo un total de 13,2 MMm3d . El gas que llega a la planta de gas a 120°F y 1200 psia. La producción de condensado es de 1,77 barriles.

Tabla 6 Composición del gas producido Campo San Alberto

Componente	Composición
N₂	1,85
CO₂	0,941
C₁	92,316
C₂	4,502
C₃	0.349
i – C₄	0,002
n – C₄	0,010
i – C₅	0,005
n – C₅	0,007
C₆	0,003
C₇	0,015
Total	100.00

Fuente: YPFB Laboratorio del centro nacional de medición y control de hidrocarburos

1. Calculo del peso molecular mediante la Ecuación 1

$$PM = \sum_n^{i=1} X_i * M_i \quad (2)$$

$$\begin{aligned} PM_{composicion} &= (28 * 0,0185) + (44 * 0,00941) + (16,04 * 0,92316) \\ &+ (30,07 * 0,04502) + (44,1 * 0,00349) + (58,12 * 0,00002) \\ &+ (58,12 * 0,00001) + (72,15 * 0,00005) + (72,15 * 0,00007) \\ &+ (86,187 * 0,00003) + (100,21 * 0,00015) = 18,6581 \text{ lb/lbmol} \end{aligned}$$

2. Calculo de la Gravedad Especifica mediante la Ecuación 2

$$GE_{composicion} = \frac{PM_{composicion}}{PM_{aire}} \quad (3)$$

$$GE_{composicion} = \frac{18,6581 \text{ lb/lbmol}}{28,964 \text{ lb/lbmol}} = 0,64$$

4.4 CALCULO DEL INHIBIDOR TERMODINAMICO PARA PREVENIR LA FORMACION DE HIDRATOS CON LA ECUACION DE HAMMERSCHMIDT Y NEILSON-BUCKLIN

4.4.1 Ecuación de Hammserschmidt

Los métodos Hammerschmidt y Neilson-Bucklin, calculan una depresión de la temperatura que se resta de la temperatura calculada de hidrato. El primero es ampliamente utilizado para estimar la depresión de la temperatura debido a la adición de hidrato inhibidor, mientras que el segundo es una versión mejorada de la ecuación Neilson-Bucklin original, que incluye un coeficiente de actividad, se lleva a cabo para estimar la depresión de la temperatura hidrato. La ecuación de Hammerschmidt tiene un rango de aplicabilidad máximo permitido que corresponde a 30% para el metanol.

$$X = \frac{M * d}{K_H + M * d} * 100 \quad (4)$$

Donde:

X: porcentaje en peso en solución acuosa del inhibidor termodinámico

M: peso molecular del inhibidor termodinámico

K_H: constante, $K_H = 1297$ para ΔT en °C y 2355 para ΔT en °F

d : subenfriamiento, $d = T_{formacion\ de\ hidratos} - T_{operacion}$

4.4.2 Ecuación de Neilson-Bucklin

Esta ecuación posee un rango de aplicabilidad más amplio que la ecuación de Hammerschmidt hasta de un 88% (porcentaje en peso) para soluciones con metanol

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-\Delta T}{72}\right)} \quad (5)$$

Donde:

x_M : es la fracción molar del metanol

ΔT : subenfriamiento, $\Delta T = T_{formacion\ de\ hidratos} - T_{operacion}$ (°C)

$$X_M = \frac{x_M * M_M}{18.015 + x_M(M_M - 18.015)} \quad (6)$$

Donde:

X_M : fracción en peso del metanol

M_M : peso molecular del metanol.

Para el cálculo de inhibidor requerido se tomará una concentración de 100% de metanol para prevenir la formación de hidratos en la tubería de transporte. Tomando en cuenta las variables de la tabla 7 del campo San Alberto se realizará los cálculos correspondientes que son parámetros de boca de pozo.

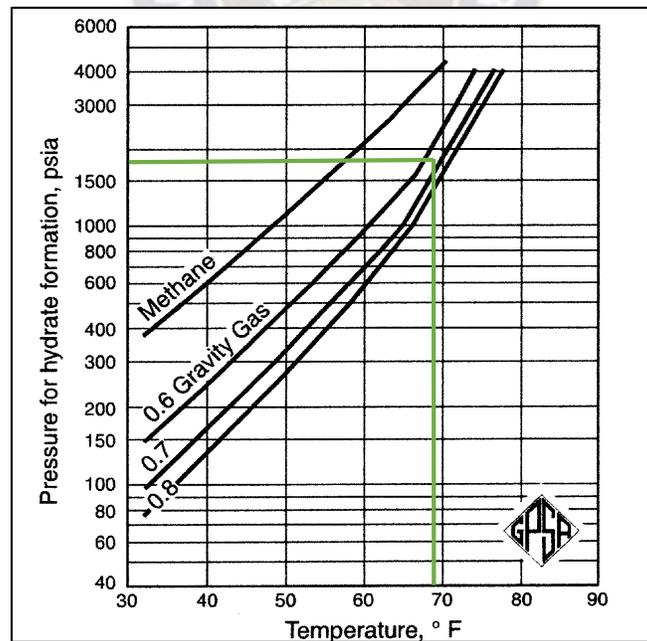
4.5 POZO SAL-9

Tabla 7 POZO SAL-9

VARIABLES CAMPO SAN ALBERTO	
Q gas (MMscfd)	21,2
T₁ °F	118
T₁ °C	48,33
P₁ (Psia)	1800
T₂ °F	60
T₂ °C	15,56
P₂ (Psia)	1200
Condensado (bbl/MMscf)	2,07

Fuente: Proyecto de grado Tratamiento del gas natural del campo San Alberto para su exportación Petrobras S.A

Del grafico 25 calculamos la temperatura de formación de hidratos



$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 69^{\circ}F$$

$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 20,56^{\circ}C$$

4.5.1 Ecuación de Hammerschmidt

1. Calculo de la cantidad de agua condensada por día POZO SAL-9 con el grafico 28:

$$\text{Con } T_1 = 118^{\circ}F \rightarrow A = 76000$$

$$P_1 = 1800 \text{ psia} \rightarrow B = 22,70$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (tpca)}} + B = \frac{76000}{1800} + 22,70 = 64,92 \text{ (lb/MMscf)}$$

$$\text{Con } T_2 = 62^{\circ}F \rightarrow A = 13100$$

$$P_1 = 1200 \text{ psia} \rightarrow B = 6,08$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (tpca)}} + B = \frac{13100}{1200} + 6,08 = 16,99 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}} \right)$$

2. Contenido del agua condensada

$$\text{Contenido de agua condensada} = 21,2 \frac{\text{MMscf}}{d} * (64,92 - 16,99) \frac{\text{lb}}{\text{MMscf}}$$

$$\text{Contenido de agua condensada} = 1016,12 \frac{\text{lb}}{d}$$

Este valor encontrado muestra que la producción de agua contenido en el caudal de gas proveniente del Pozo SAL-9.

3. Calculo de la concentración requerida del inhibidor metanol mediante la ecuación de Hammerschmidt ecuación (3) junto con los datos de la tabla 7:

$$d = T_{formacion\ de\ hidratos}^{\circ C} - T_2^{\circ C} = 20,56^{\circ C} - 15,56^{\circ C} = 5^{\circ C}$$

$$X = \frac{d * MW}{K_h + (d * MW)} * 100 = \frac{(5)^{\circ C} * \frac{32lb}{lbmol}}{1297 + (5 * 32)} * 100 = 10,98\%$$

$$X = 10.98\%$$

Este porcentaje de 10.98 % nos indica la concentración que debe tener el metanol para poder inhibir la formación de hidratos según a la diferencia de temperatura de formación de hidratos y la temperatura de la planta de gas del campo San Alberto, esta concentración podría variar en función de este parámetro.

4. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{1016,12 * 0,1098}{1 - 0,1098} = 125,33\ lb/d$$

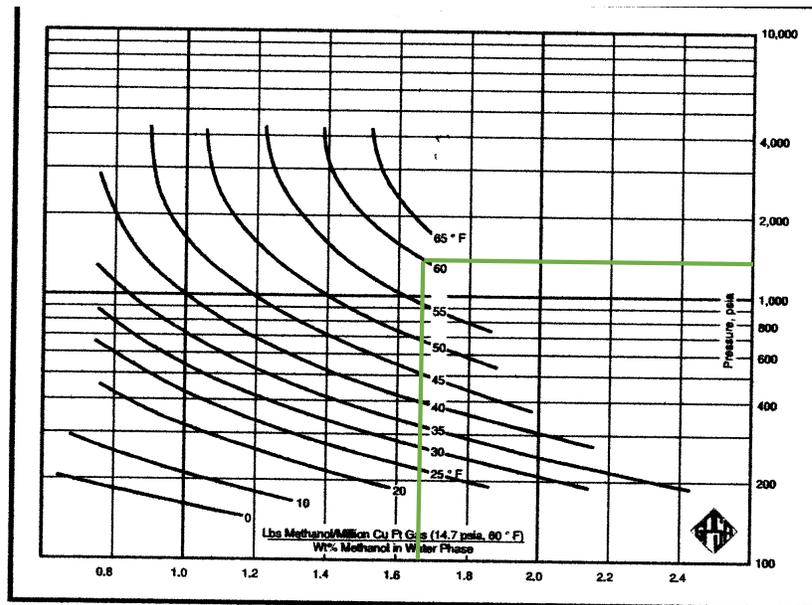
$$m_I = 125,33\ lb/d$$

En este paso se encontró la masa del inhibidor a inyectar día en función de la concentración de metanol requerido, la producción de agua del pozo SAL-X9.

5. Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 27:

Este grafico nos ayudara las pérdidas diarias que se encuentra en función del porcentaje de de metanol a inyectar y del caudal de gas, el valor leído de la gráfica relaciona la masa del caudal de gas respecto al porcentaje de metanol.

Grafico 27 Relación de composición de vapor de metanol a composición liquida de metanol



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

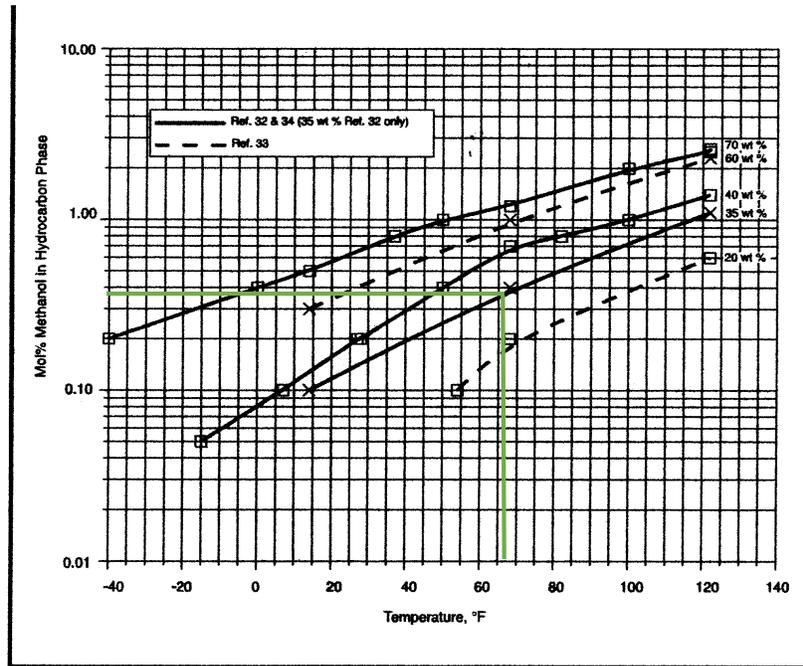
$$Perdidas\ diarias = 1,67 \frac{lb}{MMscf} \frac{\%en\ peso\ MeOH}{\%en\ peso\ MeOH} * 21,2 \frac{MMscf}{d} * 10,98 \%en\ peso\ MeOH$$

$$Perdidas\ diarias = 379,42 \frac{lb}{d}$$

Este valor representa las pérdidas del inhibidor valor encontrado en función de las condiciones finales es decir cuando llega a la planta las cuales son 1200 psi y 60°F.

6. Estimación de pérdida por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 28:

Grafico 28 Solubilidad del metanol en hidrocarburos parafínicos vs temperatura a diversas concentraciones de metanol



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$\frac{lb * mol \text{ de condensado por dia}}{18,6581 lb-mol} = 21,2 \frac{MMscf}{d} * 2,07 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350 * 0.78) lb}{bbl} * 0.0015$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 0,99 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32 lb}{lb * mol} = 31,94 \frac{lb}{d}$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 31,94 \frac{lb}{d}$$

Este valor representa la cantidad de libra de metanol por día, calculado a partir de la cantidad de condensando que produce el pozo SAL-X9 con las condiciones iniciales de temperatura y la concentración de metanol ya calculado.

7. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_1 + \text{Perdidas diarias} + \text{lb de metanol por día}$$

$$m = 125,33 + 379,42 + 31,94 = 536,69 \text{ lb/d}$$

$$m = 536,69 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}$

8. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{536,69 \frac{\text{lb}}{\text{d}}}{6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}} = 81,22 \frac{\text{galon}}{\text{d}}$$

$$V_{inyeccion} = 81,22 \frac{\text{galon}}{\text{d}}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas.

4.5.1 ECUACION DE NIELSEN Y BUCKLIN

1. Mediante la ecuación (5)

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-\Delta T}{72}\right)}$$

$$\Delta T == T_{formacion \ de \ hidratos}^{\circ C} - T_2^{\circ C} = 20,56^{\circ C} - 15,56^{\circ C} = 5^{\circ C}$$

$$x_M = 1 - \exp\left(\frac{-3,88}{72}\right) = 0,067$$

2. Mediante la ecuación (6)

$$X_M = \frac{0,067 * 32}{18 + 0,067(32 - 18)} * 100 = 11,32\%$$

Este porcentaje calculado es la concentración de metanol, existe una ligera variación respecto a la ecuación de Hammerschmidt debido al rango de aplicabilidad de cantidades de metanol, la ecuación de Nielsen y Bucklin tiene un mayor rango de aplicabilidad que llega hasta el 88% para soluciones de metanol.

3. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{1016,12 * 0,1132}{1 - 0,1132} = 129,71 \frac{lb}{d}$$

4. Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 29:

$$Perdidas\ diarias = 1,63 \frac{lb}{MMscf} * 21,2 \frac{MMscf}{d} * 11,32 \% \text{ en peso MeOH}$$

$$Perdidas\ diarias = 391,17 \frac{lb}{d}$$

Este valor encontrado al igual que con la ecuación de Hammerschmidt con ayuda del grafico 29 encontramos las pérdidas de metanol existirá una variación por el porcentaje de metanol hallado por cada ecuación.

5. Estimación de pérdida por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 30:

$$\begin{aligned} & lb * mol\ de\ condensado\ por\ dia \\ & = 21,2 \frac{MMscf}{d} * 2,07 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350 * 0,78)lb}{bbl} * \frac{1lb}{18lb - mol} \\ & * 0,0015 \\ lb\ de\ metanol\ por\ dia & = 0,99 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32\ lb}{lb * mol} = 31,94 \frac{lb}{d} \end{aligned}$$

$$lb\ de\ metanol\ por\ dia = 31,94 \frac{lb}{d}$$

El valor encontrado es igual al de la ecuación de Hammerschmidt ya que el pozo tiene las mismas condiciones iniciales y producción de condesado.

6. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_1 + \text{Perdidas diarias} + \text{lb de metanol por dia}$$

$$m = 129,71 + 391,17 + 31,94 = 552,82 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

$$m = 552,82 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}$

7. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{\text{inyeccion}} = \frac{m}{\rho} = \frac{552,82 \frac{\text{lb}}{\text{d}}}{6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}}$$

$$V_{\text{inyeccion}} = 83,66 \frac{\text{galon}}{\text{d}}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas, existe una variación respecto a él volumen calculado respecto a la ecuación de Hammerschmidt esto es debido a la diferencia de porcentajes de metanol hallado en cada ecuación de acuerdo al rango de aplicabilidad de cada una.

4.6 POZO SAL-10

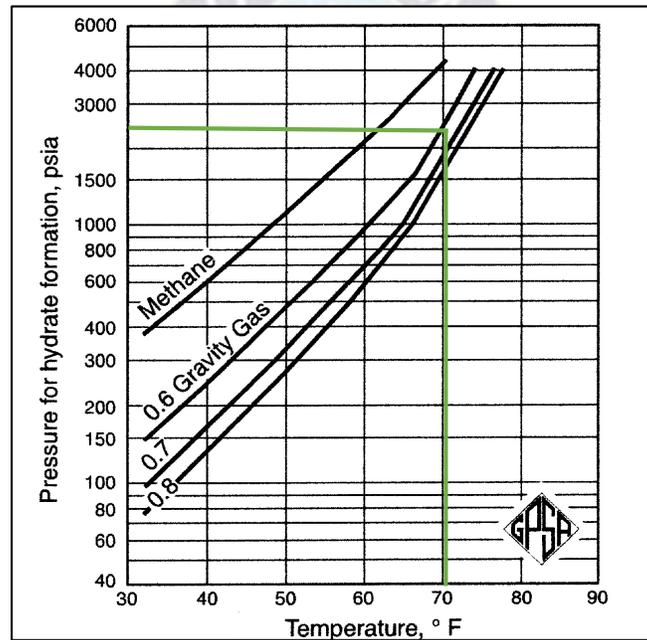
Tabla 8 POZO SAL10

VARIABLES CAMPO SAN ALBERTO	
Q gas (MMscfd)	88,29
T_1 °F	112
T_1 °C	44,44

P_1 (Psia)	2500
T_2 °F	60
T_2 °C	15,56
P_2 (Psia)	1200
Condensado (bbl/MMscf)	1,36

Fuente: Proyecto de grado Tratamiento del gas natural del campo San Alberto para su exportación

Del grafico 25 calculamos la temperatura de formación de hidratos



$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 70,5^{\circ}\text{F}$$

$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 21,39^{\circ}\text{C}$$

4.6.1 Ecuación de Hammerschmidt

1. Calculo de la cantidad de agua condensada por día POZO SAL-10 con el grafico 28:

$$\text{Con } T_1 = 112^{\circ}\text{F} \rightarrow A = 64100$$

$$P_1 = 2500 \text{ psia} \rightarrow B = 20,00$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{64100}{2500} + 20,00 = 45,64 \text{ (lb/MMscf)}$$

Con $T_2 = 62^\circ F \rightarrow A = 13100$

$$P_1 = 1200 \text{ psia} \rightarrow B = 6,08$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{13100}{1200} + 6,08 = 16,99 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}} \right)$$

2. Contenido del agua condensada

$$\text{Contenido de agua condensada} = 88,29 \frac{\text{MMscf}}{d} * (45,64 - 16,99) \frac{\text{lb}}{\text{MMscf}}$$

$$\text{Contenido de agua condensada} = 2529,51 \frac{\text{lb}}{d}$$

El valor de agua condensada es mayor al del pozo SAL-9 debido a la variación de capacidad de caudal producido.

3. Calculo de la concentración requerida del inhibidor metanol mediante la ecuación de Hammerschmidt ecuación (3) $d = 21,38^\circ C - 15,56^\circ C = 5,82^\circ C$

$$X = \frac{d * MW}{K_h + (d * MW)} * 100 = \frac{(5,82)^\circ C * \frac{32 \text{ lb}}{\text{lbmol}}}{1297 + (5,82 * 32)} * 100 = 12,56\%$$

$$X = 12,56\%$$

Este porcentaje variara ya que la temperatura de formación de hidratos varia de un pozo a otro, si bien la gravedad especifica es la misma las presiones de surgencia de cada pozo es distinta.

4. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua

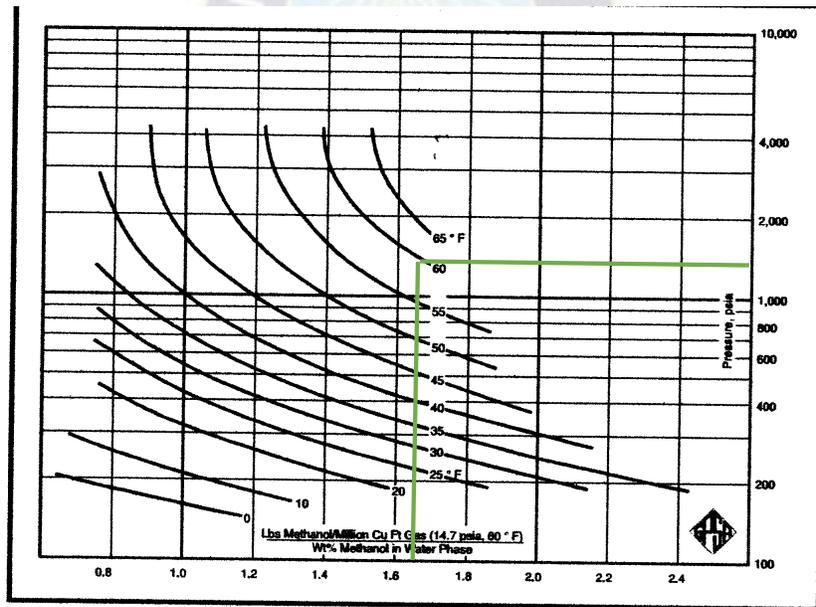
$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{2529,51 * 0,1256}{1 - 0,1256} = 363,34 \text{ lb/d}$$

$$m_I = 363,34 \text{ lb/d}$$

En este dato observamos un incremento de masa de inhibidor esto es debido a la cantidad de agua condensada, podemos observar que a mayor caudal de gas mayor cantidad de agua condensada se tendrá.

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 27:

Grafico 27 Relación de composición de vapor de metanol a composición liquida de metanol



fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$\text{Perdidas diarias} = 1,67 \frac{\text{lb}}{\text{MMscf}} \frac{\text{MMscf}}{\% \text{ en peso MeOH}} * 88,29 \frac{\text{MMscf}}{\text{d}} * 12,56 \% \text{ en peso MeOH}$$

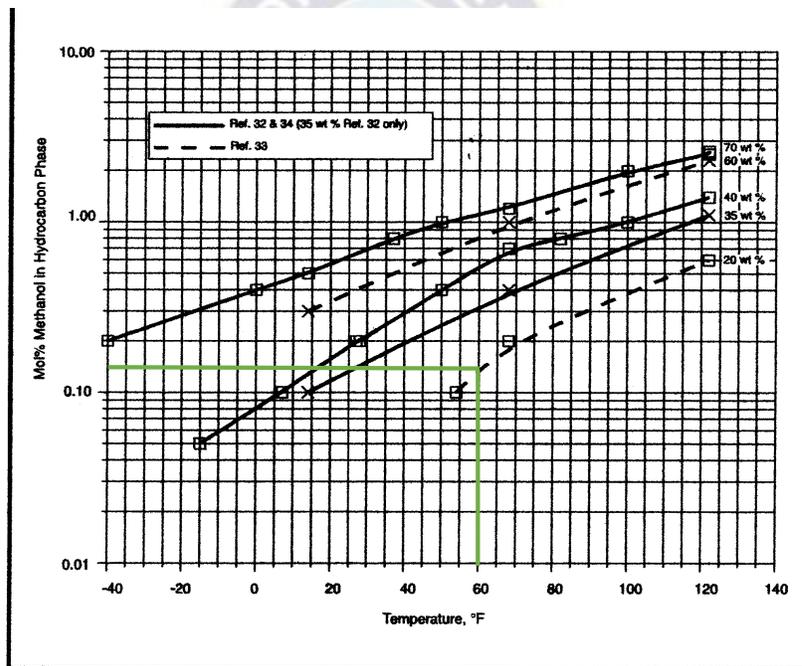
$$\text{Perdidas diarias} = 1807,54 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Las pérdidas diarias igual se incrementa debido a un mayor caudal proveniente del pozo SAL-10 en análisis.

6. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 30:

Este grafico nos permite encontrar las lb de metanol por día teniendo en cuenta parámetros de caudal producido, la relación de condensado en barriles respecto a MMscf de gas y la densidad del metanol expresado en lb por bbl.

Grafico 28 Solubilidad del metanol en hidrocarburos parafinicos vs temperatura a diversas concentraciones de metanol



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$lb * mol \text{ de condensado por dia} = 88,29 \frac{MMscf}{d} * 1,36 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350*0.78)lb}{bbl} * \frac{1lb}{18lb-mol} * 0.0015$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 2,63 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32 lb}{1 lb*mol} = 84,33 \frac{lb}{d}$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 84,33 \frac{lb}{d}$$

Igual que en el anterior punto se observa un incremento de libra de metanol día por el caudal proveniente.

7. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_i + \text{Perdidas diarias} + \text{lb de metanol por dia} \quad (7)$$

$$m = 363,34 + 1807,54 + 84,33 = 2255,21 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

$$m = 2255,21 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}$

8. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{2255,21 \frac{\text{lb}}{\text{d}}}{6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}} = 341,28 \frac{\text{galon}}{\text{d}}$$

$$V_{inyeccion} = 341,28 \frac{\text{galon}}{\text{d}}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas.

4.6.2 Ecuación de Nielsen Bucklin

1. Mediante la ecuación (5)

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-\Delta T}{72}\right)}$$

$$\Delta T = T_{formacion\ de\ hidratos} - T_2 = d = 21,38^\circ C - 15,56^\circ C = 5,82^\circ C$$

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-5,82}{72}\right)} = 0,0776$$

$$x_M = 0,0776$$

2. Mediante la ecuación (6)

$$X_M = \frac{0,0776 * 32}{18 + 0,0776(32 - 18)} * 100 = 13,01\%$$

$$X_M = 13,01\%$$

Este porcentaje calculado es la concentración de metanol, existe una ligera variación respecto a la ecuación de Hammerschmidt debido al rango de aplicabilidad de cantidades de metanol, la ecuación de Nielsen y Bucklin tiene un mayor rango de aplicabilidad que llega hasta el 88% para soluciones de metanol.

3. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{2529,51 * 0,1301}{1 - 0,1301} = 378,31 \frac{lb}{d}$$

$$m_I = 378,31 \text{ lb/d}$$

La masa del inhibidor como describíamos anteriormente es debido al incremento de caudal de gas.

4. Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 29:

perdidas diarias

$$= 1,63 \frac{\frac{lb}{MMscf}}{\% \text{ en peso MeOH}} * 88,29 \frac{MMscf}{d} * 13,01 \% \text{ en peso MeOH}$$

$$\text{Perdidas diarias} = 1872,30 \frac{lb}{d}$$

Este valor encontrado al igual que con la ecuación de Hammerschmidt con ayuda del grafico 29 encontramos las pérdidas de metanol existirá una variación por el porcentaje de metanol hallado por cada ecuación.

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 30:

*lb * mol de condensado por dia*

$$= 88,29 \frac{MMscf}{d} * 1,36 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350 * 0,78) lb}{bbl} * \frac{1 lb}{18 lb - mol} * 0,0015$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 2,63 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32 lb}{lb*mol} = 84,33 \frac{lb}{d}$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 84,33 \frac{lb}{d}$$

6. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_i + \text{Perdidas diarias} + lb \text{ de metanol por dia}$$

$$m = 378,31 + 1872,30 + 84,33 = 2334,94 \frac{lb}{d}$$

$$m = 2334,94 \frac{lb}{d}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{lb}{galon}$

7. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{2334,94 \frac{lb}{d}}{6,608 \frac{lb}{galon}}$$

$$V_{inyeccion} = 353,35 \frac{galon}{d}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas, existe una variación respecto a él volumen calculado respecto a la ecuación de Hammerschmidt esto es debido a la diferencia de porcentajes de metanol hallado en cada ecuación de acuerdo al rango de aplicabilidad de cada una.

4.7 POZO SAL-11 y SAL-12

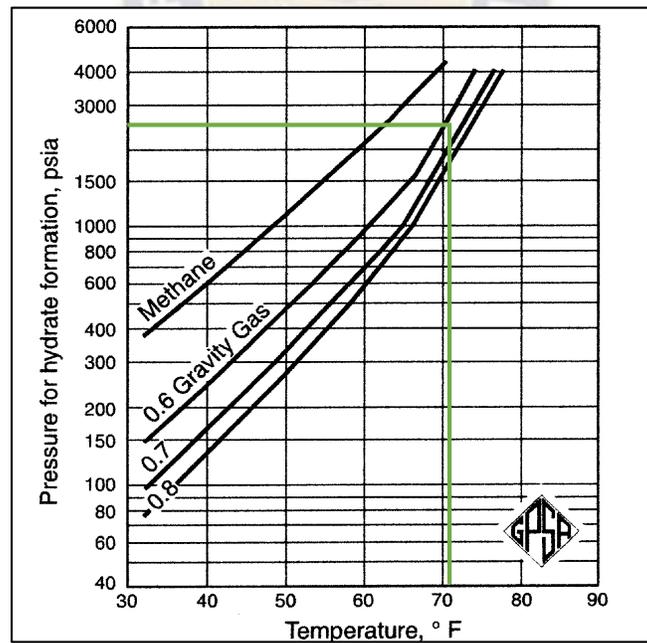
Para el cálculo de la inyección de metanol para estos pozos se harán de manera conjunta ya que ambos pozos cuentan con la misma presión de surgencia, así como un mismo caudal proveniente de boca de pozo según el grafico 26.

Tabla 9 POZO SAL-11 y SAL-12

VARIABLES CAMPO SAN ALBERTO	
Q gas (MMscfd)	176,57
T_1 °F	120
T_1 °C	48,89
P_1 (Psia)	2800
T_2 °F	60
T_2 °C	15,56
P_2 (Psia)	1200
Condensado (bbl/MMscf)	0,59

Fuente: Proyecto de grado Tratamiento del gas natural del campo San Alberto para su exportación (PETROBRAS.S.A.)

Del grafico 25 calculamos la temperatura de formación de hidratos



$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 71,5^{\circ}\text{F}$$

$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 21,94^{\circ}\text{C}$$

4.7.1 Ecuación de Hammerschmidt

1. Calculo de la cantidad de agua condensada por día del POZO SAL-11 y SAL-12

$$\text{Con } T_1 = 120^{\circ}\text{F} \rightarrow A = 80400$$

$$P_1 = 2800 \text{ psia} \rightarrow B = 23,70$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{80400}{2800} + 23,70 = 52,41 \text{ (lb/MMscf)}$$

$$\text{Con } T_2 = 62^{\circ}\text{F} \rightarrow A = 13100$$

$$P_1 = 1200 \text{ psia} \rightarrow B = 6,08$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{13100}{1200} + 6,08 = 16,99 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}} \right)$$

1. Contenido de agua condensada

$$\text{Contenido de agua condensada} = 176,57 \frac{\text{MMscf}}{d} * (52,41 - 16,99) \frac{\text{lb}}{\text{MMSCF}}$$

$$\text{Contenido de agua condensada} = 6254,10 \frac{\text{lb}}{d}$$

El valor obtenido de agua condensado es mayor al de los pozos anteriores por la variación de capacidad de caudal de gas.

2. Calculo de la concentración requerida del inhibidor metanol mediante la ecuación de Hammerschmidt ecuación (3) $d = 21,94^{\circ}\text{C} - 15,56^{\circ}\text{C} = 6,38^{\circ}\text{C}$

$$X = \frac{d * MW}{K_h + (d * MW)} * 100 = \frac{6,38^\circ C * \frac{32lb}{lbmol}}{1297 + (6,38 * 32)} * 100 = 13,60\%$$

$$X = 13,60\%$$

Este porcentaje se mantendrá constante ya que la temperatura de formación de hidratos no varía de un pozo a otro.

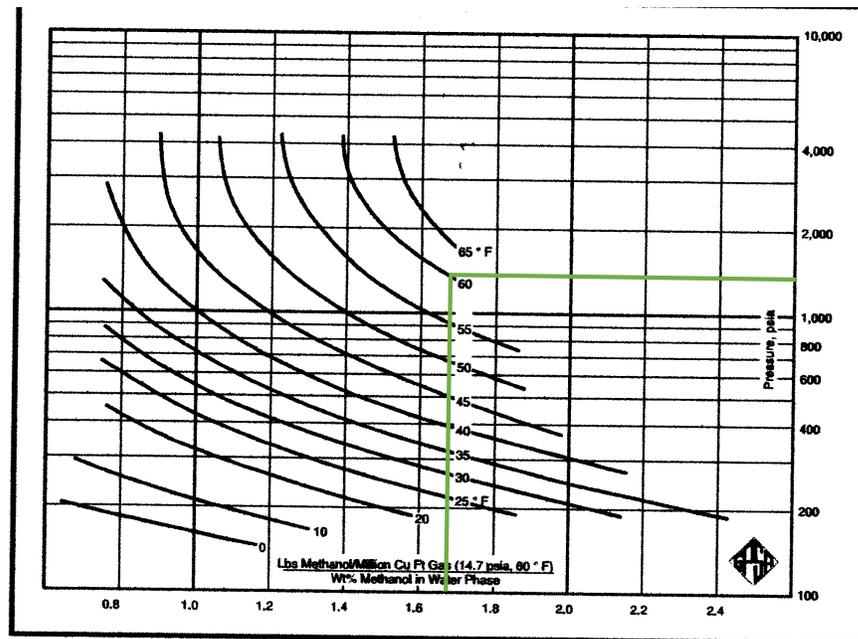
3. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua:

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{6254,10 * 0,136}{1 - 0,136} = 984,44 \text{ lb/d}$$

$$m_I = 984,44 \frac{lb}{d}$$

En este dato observamos un incremento de masa de inhibidor esto es debido a la cantidad de agua condensada, podemos observar que a mayor caudal de gas mayor cantidad de agua condensada se tendrá.

4. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 27:
Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 27 que nos permite encontrar las pérdidas diarias en relación de composición liquida respecto a la composición vapor del metanol, tomando en cuenta parámetros de caudal de gas y la concentración del metanol.



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$\text{Perdidas diarias} = 1,67 \frac{\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}}}{\% \text{ en peso MeOH}} * 176,57 \frac{\text{MMscf}}{d} *$$

13,60 % en peso MeOH

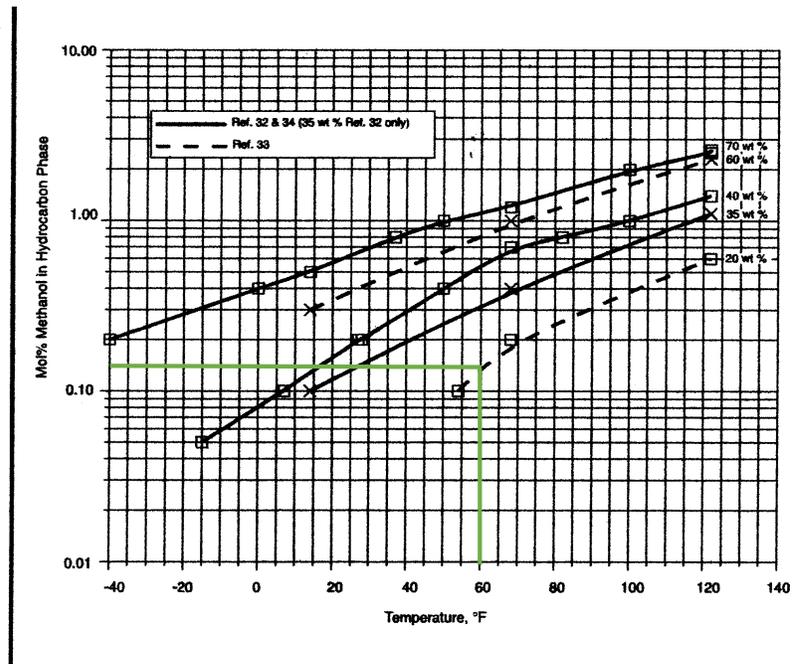
$$\text{Perdidas diarias} = 3914,20 \frac{\text{lb}}{d}$$

Las pérdidas diarias igual se incrementa debido a un mayor caudal proveniente del pozo SAL-11 y SAL-12 en análisis.

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo líquido mediante el gráfico 28:

Este gráfico nos permite encontrar las lb de metanol por día teniendo en cuenta parámetros de caudal producido, la relación de condensado en barriles respecto a MMscf de gas y la densidad del metanol expresado en lb por bbl.

Grafico 28 Solubilidad del metanol en hidrocarburos parafinicos vs temperatura a diversas concentraciones de metanol



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$\frac{lb * mol \text{ de condensado por dia}}{18,6581 lb-mol} = 176,57 \frac{MMscf}{d} * 0,59 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350*0.78)lb}{bbl} * 0.0015$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 2,29 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32 lb}{lb*mol} = 73,16 \frac{lb}{d}$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 73,16 \frac{lb}{d}$$

Igual que en el anterior punto se observa un incremento de libra de metanol día por el caudal proveniente.

6. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_l + \text{Perdidas diarias} + lb \text{ de metanol por dia}$$

$$m = 984,44 + 3914,20 + 73,16 = 4971,80 \frac{lb}{d}$$

$$m = 4971,80 \frac{lb}{d}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{lb}{galon}$

7. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{4971,80 \frac{lb}{d}}{6,608 \frac{lb}{galon}}$$

$$V_{inyeccion} = 752,39 \frac{galon}{d}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas.

4.7.2 Ecuación de Nielsen-Bucklin

1. Mediante la ecuación (4)

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-\Delta T}{72}\right)}$$

$$\Delta T = T_{formacion\ de\ hidratos} - T_2 = d = 21,94^\circ C - 15,56^\circ C = 6,38^\circ C$$

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-6,38}{72}\right)} = 0,085$$

2. Mediante la ecuación (5)

$$X_M = \frac{0,085 * 32}{18 + 0,085(32 - 18)} * 100 = 14,17\%$$

Este porcentaje calculado es la concentración de metanol, existe una ligera variación respecto a la ecuación de Hammerschmidt debido al rango de aplicabilidad de cantidades de metanol, la ecuación de Nielsen y Bucklin tiene un mayor rango de aplicabilidad que llega hasta el 88% para soluciones de metanol.

3. Cálculo de la masa del inhibidor en la fase agua

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{6254,10 * 0,1417}{1 - 0,1417} = 1032,51 \text{ lb/d}$$

$$m_I = 1032,51 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Este valor encontrado al igual que con la ecuación de Hammerschmidt con ayuda del gráfico 29 encontramos las pérdidas de metanol existirá una variación por el porcentaje de metanol hallado por cada ecuación

4. Para las pérdidas diarias se tiene el gráfico 29:

$$\text{Perdidas diarias} = 1,63 \frac{\text{lb}}{\% \text{ en peso MeOH}} \frac{\text{MMscf}}{\text{MMscf}} * 176,57 \frac{\text{MMscf}}{\text{d}} * 14,17 \% \text{ en peso MeOH}$$

$$\text{Perdidas diarias} = 4078,25 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo líquido mediante el gráfico 30:

*lb * mol condensado*

$$= 176,57 \frac{\text{MMscf}}{\text{d}} * 0,59 \frac{\text{bbl}}{\text{MMscf}} * \frac{(350 * 0,78) \text{lb}}{\text{bbl}} * \frac{1 \text{lb}}{18 \text{lb} - \text{mol}} * 0,0015$$

$$\text{lb de metanol por día} = 2,37 \frac{\text{lb} - \text{mol}}{\text{d}} * \frac{32 \text{ lb}}{\text{lb} * \text{mol}} = 75,84 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

$$\text{lb de metanol por día} = 75,84 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

6. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_I + \text{Perdidas diarias} + \text{lb de metanol por día}$$

$$m = 1032,51 + 4078,25 + 75,84 = 5186,60 \frac{lb}{d}$$

$$m = 5186,60 \frac{lb}{d}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{lb}{galon}$

7. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{5186,60 \frac{lb}{d}}{6,608 \frac{lb}{galon}}$$

$$V_{inyeccion} = 784,89 \frac{galon}{d}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas, existe una variación respecto a él volumen calculado respecto a la ecuación de Hammerschmidt esto es debido a la diferencia de porcentajes de metanol hallado en cada ecuación de acuerdo al rango de aplicabilidad de cada una.

4.8 POZO SAL-13 y SAL-14

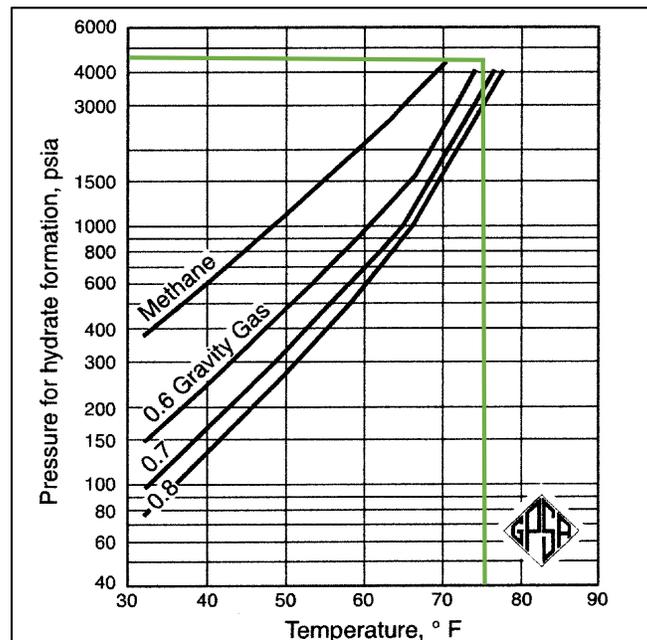
Para el cálculo de la inyección de metanol para estos pozos se harán de manera conjunta ya que ambos pozos cuentan con la misma presión de surgencia, así como un mismo caudal proveniente de boca de pozo según el grafico 25.

VARIABLES CAMPO SAN ALBERTO	
Q gas (MMscfd)	282,52
T₁ °F	122
T₁ °C	50°C
P₁ (Psia)	4829,32

T_2 °F	60
T_2 °C	15,56
P_2 (Psia)	1200
Condensado (bbl/MMscf)	2,26

Fuente: Proyecto de grado Tratamiento del gas natural del campo San Alberto para su exportación (PETROBRAS.S.A.)

Del grafico 25 calculamos la temperatura de formación de hidratos



$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 76^{\circ}F$$

$$T_{\text{formacion de hidrato}} = 24,44^{\circ}C$$

4.8.1 Ecuación de Hammerschmidt

1. Calculo de la cantidad de agua condensada por día del POZO SAL-13 y SAL-14

$$\text{Con } T_1 = 122^{\circ}F \rightarrow A = 84900$$

$$P_1 = 4829,32 \text{ psia} \rightarrow B = 24,70$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{84900}{4829,32} + 24,70 = 42,28 \text{ (lb/MMscf)}$$

Con $T_2 = 62^\circ F \rightarrow A = 13100$

$$P_1 = 1200 \text{ psia} \rightarrow B = 6,08$$

Con la ecuación 1 se tiene:

$$W = \frac{A}{P \text{ (lpca)}} + B = \frac{13100}{1200} + 6,08 = 16,99 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}} \right)$$

2. Contenido de agua condensada

$$\text{Contenido de agua condensada} = 282,52 \frac{\text{MMscf}}{d} * (42,28 - 16,99) \frac{\text{lb}}{\text{MMSCF}}$$

$$\text{Contenido de agua condensada} = 7144,96 \frac{\text{lb}}{d}$$

El valor obtenido de agua condensado es mayor al de los pozos anteriores por la variación de capacidad de caudal de gas.

3. Calculo de la concentración requerida del inhibidor metanol mediante la ecuación

de Hammerschmidt ecuación (3) $d = 24,44^\circ C - 15,56^\circ C = 8,88^\circ C$

$$X = \frac{d * MW}{K_h + (d * MW)} * 100 = \frac{8,88^\circ C * \frac{32 \text{ lb}}{\text{lbmol}}}{1297 + (8,88 * 32)} * 100 = 17,97\%$$

$$X = 17,97\%$$

Este porcentaje varía ya que la temperatura de formación de hidratos varía de un pozo a otro.

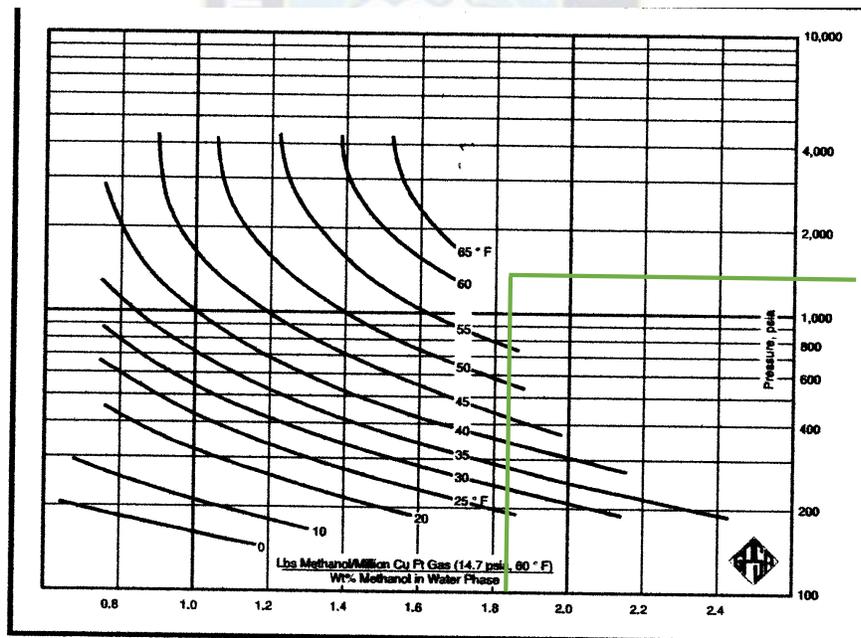
4. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua:

$$m_I = \frac{m_{agua} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{7144,96 * 0,1797}{1 - 0,1797} = 1565,22 \text{ lb/d}$$

$$m_I = 1565,22 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

En este dato observamos un incremento de masa de inhibidor esto es debido a la cantidad de agua condensada, podemos observar que a mayor caudal de gas mayor cantidad de agua condensada se tendrá.

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 27
 Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 27 que nos permite encontrar las pérdidas diarias en relación de composición liquida respecto a la composición vapor del metanol, tomando en cuenta parámetros de caudal de gas y la concentración del metanol.



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

perdidas diarias

$$= 1,67 \frac{\frac{lb}{MMscf}}{\% \text{ en peso MeOH}} * 282,52 \frac{MMscf}{d} * 17,97\% \text{ MeOH}$$

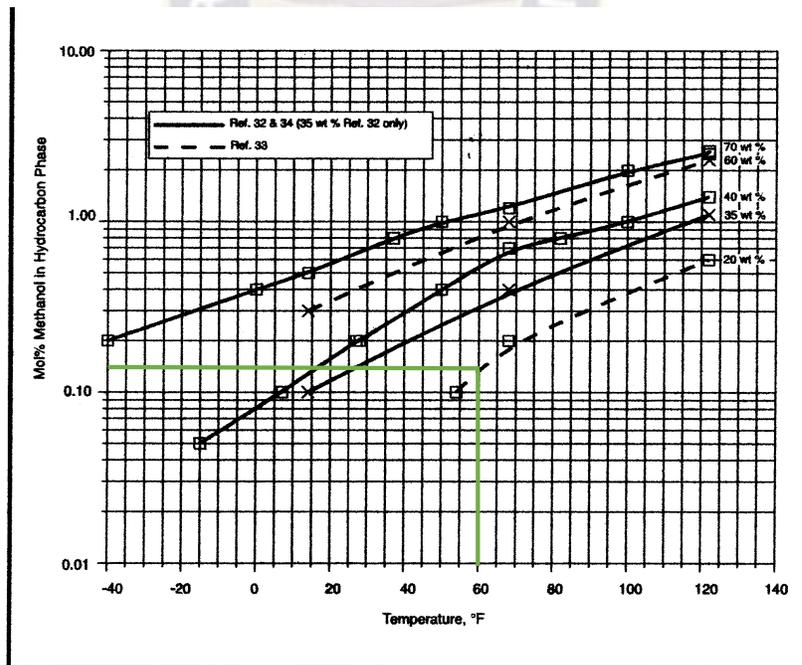
$$\text{Perdidas diarias} = 8275,32 \frac{lb}{d}$$

Las pérdidas diarias igual se incrementa debido a un mayor caudal proveniente del pozo SAL-11 y SAL-12 en análisis.

6. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo liquido mediante el grafico 28:

Este grafico nos permite encontrar las lb de metanol por día teniendo en cuenta parámetros de caudal producido, la relación de condensado en barriles respecto a MMscf de gas y la densidad del metanol expresado en lb por bbl.

Grafico 28 Solubilidad del metanol en hidrocarburos parafinicos vs temperatura a diversas concentraciones de metanol



Fuente: GPSA Engineering data book, gas processors suppliers pag.20-33

$$\frac{lb * mol \text{ de condensado por dia}}{18lb-mol} = 282,52 \frac{MMscf}{d} * 2,26 \frac{bbl}{MMscf} * \frac{(350*0.78)lb}{bbl} * 0.0015$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 15,52 \frac{lb-mol}{d} * \frac{32 lb}{lb*mol} = 464,82 \frac{lb}{d}$$

$$lb \text{ de metanol por dia} = 464,82 \frac{lb}{d}$$

Igual que en el anterior punto se observa un incremento de libra de metanol día por el caudal proveniente.

7. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_I + \text{Perdidas diarias} + lb \text{ de metanol por dia}$$

$$m = 1565,22 + 8275,32 + 464,82 = 10305,36 \frac{lb}{d}$$

$$m = 10305,36 \frac{lb}{d}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{lb}{galon}$

8. Calculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{inyeccion} = \frac{m}{\rho} = \frac{10305,36 \frac{lb}{d}}{6,608 \frac{lb}{galon}}$$

$$V_{inyeccion} = 1559,53 \frac{galon}{d}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas.

4.8.2 Ecuación de Nielsen-Bucklin

1. Mediante la ecuación (4)

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-\Delta T}{72}\right)}$$

$$\Delta T = T_{\text{formacion de hidratos}} - T_2 = d = 24,44^\circ\text{C} - 15,56^\circ\text{C} = 8,88^\circ\text{C}$$

$$x_M = 1 - e^{\left(\frac{-8,88}{72}\right)} = 0,116$$

2. Mediante la ecuación (5)

$$X_M = \frac{0,0670 * 32}{18 + 0,0670(32 - 18)} * 100 = 18,92\%$$

Este porcentaje calculado es la concentración de metanol, existe una ligera variación respecto a la ecuación de Hammerschmidt debido al rango de aplicabilidad de cantidades de metanol, la ecuación de Nielsen y Bucklin tiene un mayor rango de aplicabilidad que llega hasta el 88% para soluciones de metanol.

3. Calculo de la masa del inhibidor en la fase agua

$$m_I = \frac{m_{\text{agua}} * X_R}{X_L - X_R} = \frac{7144,96 * 0,1892}{1 - 0,1892} = 1667,27 \text{ lb/d}$$

$$m_I = 1667,27 \frac{\text{lb}}{\text{d}}$$

Este valor encontrado al igual que con la ecuación de Hammerschmidt con ayuda del grafico 29 encontramos las pérdidas de metanol existirá una variación por el porcentaje de metanol hallado por cada ecuación

4. Para las pérdidas diarias se tiene el grafico 27:

$$\text{Perdidas diarias} = 1,67 \frac{\frac{\text{lb}}{\text{MMscf}}}{\% \text{ en peso MeOH}} * 282,52 \frac{\text{MMscf}}{\text{d}} * 18,92 \% \text{ en peso MeOH}$$

$$\text{Perdidas diarias} = 8712,80 \text{ lb/d}$$

5. Estimación de pérdidas por la fase hidrocarburo líquido mediante el gráfico 28:

*lb * mol condensado*

$$= 282,52 \frac{\text{MMscf}}{d} * 2,26 \frac{\text{bbl}}{\text{MMscf}} * \frac{(350 * 0.78) \text{lb}}{\text{bbl}} * \frac{1 \text{lb}}{18 \text{lb} - \text{mol}} * 0.0015$$

$$\text{lb de metanol por día} = 14,52 \frac{\text{lb} - \text{mol}}{d} * \frac{32 \text{ lb}}{\text{lb} * \text{mol}} = 464,82 \frac{\text{lb}}{d}$$

$$\text{lb de metanol por día} = 464,82 \frac{\text{lb}}{d}$$

6. Tasa total de inyección de metanol

$$m = m_i + \text{Perdidas diarias} + \text{lb de metanol por día}$$

$$m = 1667,27 + 8712,80 + 464,82 = 10844,89 \frac{\text{lb}}{d}$$

$$m = 10844,89 \frac{\text{lb}}{d}$$

Sabiendo que la densidad del metanol es $6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}$

7. Cálculo del volumen de inhibidor a inyectar en galón/día

$$V_{\text{inyeccion}} = \frac{m}{\rho} = \frac{4128,50 \frac{\text{lb}}{d}}{6,608 \frac{\text{lb}}{\text{galon}}} = 1641,18$$

$$V_{\text{inyeccion}} = 1641,18 \frac{\text{galon}}{d}$$

Este dato calculado es el más importante porque indica la cantidad de volumen del inhibidor que se debe inyectar día para poder eliminar la formación de hidratos en el transporte de gas de boca de pozo a la planta de gas, existe una variación respecto a él volumen calculado respecto a la ecuación de Hammerschmidt esto es debido a la diferencia de porcentajes de metanol hallado en cada ecuación de acuerdo al rango de aplicabilidad de cada una.

4.9 Resultados

Tabla 10 RESULTADOS

Pozo	P ₁ (psia)	P ₂ (psia)	T ₁ (°F)	T ₂ (°F)	T _{F.H.} (°F)	Caudal de gas (MMpcd)	Porcenta je de MeOH (%) Hammer schmidt	Porcenta je de MeOH (%) Nielsen-Bucklin	V _{inyeccion} (Galon/d) Hammer schmidt	V _{inyeccion} (Galon/d) Nieslen-Bucklin
Sal-9	1800	1200	112	60	69	21.2	10.98	11.32	81,22	83.66
Sal-10	2500	1200	118	60	70.5	88.29	12.56	13.01	341.28	353.35
Sal-11 y Sal-12	2800	1200	120	60	71,5	176,57	13.60	14.17	752.39	784.89
Sal-13 y Sal-14	4829.32	1200	122	60	76	282.52	17.97	18.92	1559.53	1641.18

Fuente: Elaboración propia

4.10 Métodos para el cálculo de la presión y temperatura de formación de hidratos⁹

Los modelos empíricos se basan en correlaciones o métodos gráficos sencillos que permiten obtener estimaciones iniciales de las condiciones de formación de hidratos. En la literatura consultada para la realización de esta monografía se hallaron diversos métodos empíricos aplicables para gases dulces y gases ácidos, entre ellos están: el método Hammerschmidt (1934), el método de K- valores (Carson y Katz), el método de Berge, el método de Sloan y por último el método de Motiee.

4.10.1 Modelos Composicionales

Dependen directamente de la composición del gas o mezcla de gases a tratar. Se distinguen los dependientes e independientes de la gravedad específica.

4.10.1.1 Modelos dependientes de la gravedad específica

Los modelos empíricos composicionales dependientes de la gravedad específica son los modelos desarrollados por Berge, Sloan y Motiee.

- Modelo de Berge. Se distinguen en dos ecuaciones explícitas en temperatura según el rango de gravedad específica de la mezcla gaseosa. Se recomienda la aplicación de ambas ecuaciones para temperaturas comprendidas entre 32°F y 80°F y presiones entre 40 y 4400 psi.

Para gravedad específica entre 0,555 y 0,579: *

$$T = -96,03 + 25,37 * \ln(P) - 0,64 * (\ln P)^2 + \left(\frac{y_g - 0,555}{0,025} \right) * (80,61 * P + 96,03 - 25,37 * \ln P + 0,64 * (\ln P)^2) \quad Ec (6)$$

Para gravedad específica entre 0,580 y 1,000:

⁹ Carlos Ayala, Christian Garcia. Proyecto de grado: “Determinación de hidratos de gas natural utilizando redes neuronales artificiales”

$$T = (80,61 * P - 2,1 * 10^4 - \left(\frac{1,22 * 10^3}{y_g - 0,535}\right) - \left[1,23 * 10^4 + \left(\frac{1,71 * 10^3}{y_g - 0,509}\right)\right]) * \left(P + 260,42 + \left(\frac{15,18}{y_g - 0,535}\right)^{-1}\right) \quad Ec(7)$$

- Modelo de Sloan: se basa en el ajuste de quince constantes determinadas por medio de una regresión de los datos experimentales. La ecuación aplicada varía con la presión, temperatura y composición de la mezcla a tratar. Los rangos de aplicación recomendados para este método son: temperaturas comprendidas entre 34 y 60 °F, presiones entre 65 y 1500 psi y gravedad específicas entre 0,552 y 0,900.

$$T = 1/[c_1 + c_2 * \ln P + c_3 * \ln y_g + c_4 * (\ln P)^2 + c_5 * \ln P * \ln y_g + c_6 * \ln P * \ln y_g + c_7 * (\ln P)^3 + c_8 * \ln y_g * (\ln P)^2 + c_9 * (\ln y_g)^2 * \ln P + c_{10} * (\ln y_g)^3 + c_{11} * (\ln P)^4 + c_{12} * \ln y_g * (\ln P)^3 + c_{13} * (\ln y_g)^2 * (\ln P)^2 + c_{14} * (\ln y_g)^3 * \ln P + c_{15} * (\ln y_g)^4] \quad Ec(8)$$

- Modelo de Motiee: este requiere del ajuste de seis constantes a través de una regresión similar a la desarrollada para el modelo de Sloan. Su aplicación es recomendable para temperaturas mayores a 60°F y presiones mayores a 2031 psi. La ecuación es la siguiente:

$$T = b_1 + b_2 * \log P + b_3 * (\log P)^2 + b_4 * y_g + b_5 * y_g^2 + b_6 * \log P \quad Ec(9)$$

4.10.1.2 Modelos independientes de la Gravedad específica

A continuación, se presentan las correlaciones que, a diferencia de las mencionadas anteriormente, dependen únicamente de la presión y temperatura:

- Modelo de k-valores (Carson y Katz): este modelo fue uno de los primeros modelos empíricos. Supone que la unidad básica del hidrato es una solución sólida, por lo que emplea la constante de equilibrio sólido-vapor para predecir las condiciones de presión y temperatura a las que el hidrato se forma.

La constante de equilibrio solido-vapor para el componente y se define como:

$$\frac{y_i}{x_i} = k_{i(v-s)} \quad Ec(10)$$

- Modelo de McLeod-Campbell: se desarrolló un procedimiento empírico que puede ser utilizado para obtener estimados rápidos y exactos de temperaturas de formación de hidratos, cuando las presiones se encuentran entre 547 y 99931 psi. A continuación, se presentan las ecuaciones:

$$T = A * C^{0,5} \quad Ec(11)$$

$$C' = \sum y_i * C_i \quad Ec(12)$$

Las constantes dependientes de la composición fueron halladas mediante un ajuste de regresión al igual que para los modelos de Sloan y Motiee.

4.10.2 Modelos empíricos no composicionales

Los modelos no composicionales no dependen directamente de la composición del gas puro o mezcla de gases a tratar. A continuación, se presenta el modelo propuesto por Hammerschmidt:

- Modelo de Hammerschmidt: esta correlación es una de las más sencillas y puede ser empleada para obtener un primer estimado de las condiciones de formación de hidratos del gas natural. Se obtienen mejores resultados en sistemas de valores bajos de presión y temperatura, así como gravedades específicas menores a 0,555.

$$T = 8,9 * P^{0,85} \quad Ec(13)$$

4.10 Ventajas y desventajas del inhibidor termodinámico (Metanol)

Ventajas

- Reducen la temperatura de la formación de hidratos, cambiando el potencial químico del agua, es decir, reduce el punto de congelación.
- Algunos inhibidores como el metanol tales inhiben en fase líquida como en fase vapor, lo cual es ventajoso durante proceso transitorios como el reinicio de operaciones.
- Trabajan para cualquier sistema de hidrocarburos.

Desventajas

- Se requiere de grandes cantidades para realizar la inhibición.
- Se debe disponer de suficiente espacio debido a que los volúmenes de almacenamiento son de gran tamaño.
- Los requerimientos para bombeo y almacenamiento pueden conducir a costos relativamente altos
- Incompatibilidades entre el inhibidor y otros productos químicos usados en la producción como los inhibidores de corrosión, parafina y asfaltenos.
- Incompatibilidad entre el inhibidor y los materiales de fabricación de líneas de flujo, los equipos y facilidades.

4.11 Seguridad Industrial del Metanol

¹⁰El metanol es un material extraordinariamente útil que significa distintas cosas para distintos usuarios. Para algunos, el metanol es un combustible; para otros es un aditivo de combustible, una materia prima para la industria química, un disolvente, un refrigerante o un componente de anticongelante. Las aplicaciones emergentes de metanol incluyen su uso como fuente de protones para la tecnología directa de celdas de combustible de metanol y como combustible de turbinas para la generación de energía eléctrica.

¹⁰ Manual de manipulación segura del metanol. www.methanol.org

Los peligros particulares del metanol que importan más para su instalación dependen en gran parte sobre la forma en que se recibe y almacena el metanol, como se usa, donde se usa y cuando se almacena y usa en un cierto tiempo. No controlar los peligros relacionados con una pequeña cantidad de metanol podría resultar problemático sin apenas ninguna consecuencia, pero la pérdida de control de una cantidad grande puede ser catastrófico. Hay cinco consideraciones importantes para manipular el metanol que son la siguientes:

1. El metanol es un líquido fácilmente inflamable que arde y a veces estalla en el aire.
2. El peso molecular del vapor de metanol es marginalmente mayor (más denso) que el aire. Como consecuencia de eso, y dependiendo de las circunstancias de una fuga o un derrame, el metanol líquido se acumulará y el vapor puede migrar a espacios cerca del suelo y acumularse en áreas estrechas y bajas. Se espera que el vapor del metanol, al estar cerca de la flotabilidad neutral, se disipara inmediatamente en lugares ventilados. No se debe esperar a que se disipe de lugares sin ventilar como alcantarillas y espacios cerrados. Si se inflama, la llama del vapor de metanol puede retroceder hasta su fuente.
3. En ciertas circunstancias específicas, el vapor de metanol puede estallar en vez de arder al inflamarse. Los recipientes de metanol están sujetos a una explosión de vapores en expansión de líquidos en ebullición al calentarse externamente.
4. El metanol es una toxina; la ingestión de una pequeña cantidad (entre unos 30 y 60 mililitros) puede causar la muerte; se sabe que cantidades menores causan ceguera irreversible. El metanol se absorbe por la piel y otros tejidos pasando directamente a la corriente sanguínea.
5. El metanol es totalmente miscible con agua y retiene su inflamabilidad incluso a concentraciones de agua muy altas. Una solución del 75% de agua y 25% de metanol en volumen se considera un líquido inflamable. Esto tiene consecuencias importantes para la lucha contra incendios. El metanol es un disolvente químico, que tiene implicaciones importantes para la selección de materiales y también para la lucha contra incendios.

- **Reciclado del Metanol**

El metanol es un material que se puede reciclar. Como disolvente, puede separarse fácilmente de contaminantes mediante destilación. De la misma manera, el reactivo excedente puede recuperarse al final del proceso, refinado y reciclado de nuevo en el proceso.

- **Reutilización**

Debido a que el metanol es un bloque fundamental básico en un gran número de productos químicos más complejos, como plásticos, es posible recuperarlo de estos materiales mediante procesos químicos destructivos que descomponen más moléculas inorgánicas complejas en sus componentes más sencillos.

- **Manipulación de desechos**

El metanol es un disolvente comúnmente usando en muchas reacciones orgánicas, y el metanol agotado resultante se considera como un desecho peligroso. La destilación del disolvente agotado, con el fin de recuperar metanol para reciclarlo, es un proceso normal. Sin embargo es posible que se muy difícil, peligroso o costoso de eliminar algunos contaminantes. En algunos casos, los desechos de metanol agotado podrían usarse como combustible secundario para recuperar energía.

- **Transporte y Almacenamiento de Metanol**

El transporte de metanol es en camiones cisternas está básicamente sujeto a las mismas precauciones que se aplican de forma rutinaria al transporte de gasolina.

El almacenamiento de metanol está básicamente sujeto a las mismas disposiciones que el almacenamiento de gasolina. Por lo general, el metanol se almacena en zonas de tanques que consisten en tanques exteriores con techos flotantes y tanques menores flotantes con deflectores internos. Los tanques deben estar conectados a tierra para evitar los peligros relacionados con las descargas de electricidad estática. El control de la inflamación puede ser una atmósfera de nitrógeno, gas natural o por designación de una zona de peligro con control de inflamación.

El metanol arde con una llama no luminiscente, que puede ser invisible a la luz solar brillante. El personal de respuesta debe estar equipado con dispositivos infrarrojos que permitan la detección de calor remota y de la temperatura relativa. Es muy recomendable tener esta capacidad en el aire con un helicóptero de emergencia si es posible.

4.12 Ventajas y Desventajas Ecuación Hammerschmidt

Las ventajas de utilizar la ecuación de Hammerschmidt es que es muy práctica, confiable y probada al momento de calcular la cantidad de inhibidor a inyectar para eliminar la formación de hidratos, donde tiene un rango de aplicabilidad del 25-30% y de acuerdo a las condiciones iniciales de presión, temperatura, datos calculados como la gravedad específica y temperatura de formación de hidratos del campo San Alberto hacen que esta ecuación sea aplicable a este campo para lograr la inhibición de los hidratos y poder asegurar el transporte de gas de boca de pozo a la planta para su posterior tratamiento.

Las desventajas de esta ecuación vienen cuando el cálculo de la concentración de inhibidor sobre pasa el rango de aplicabilidad, donde las condiciones de presión, temperatura son altos, por lo cual requeriría mayor concentración por ende mayor volumen de inhibidor, mayor espacio de almacenamiento en campo además de un costo alto de volumen del mismo.

4.13 Seguridad Industrial de los taponos de hidratos

Los hidratos de metano son una preocupación permanente para las compañías de petróleo y gas en cualquier lugar del mundo donde el agua y el gas natural entren en contacto entre sí.

El remover un taponamiento formado por hidratos puede ser peligroso; Un taponamiento de hidratos de metano despresurizado puede viajar a velocidades grandes, lesionando a trabajadores y ocasionando la ruptura de la tubería de transporte. Es importante que todos los casos se analicen si se quiere prevenir el problema o si ya existe, con el fin de tomar la decisión correcta. La mayoría de los casos documentados, muestran que los operadores han tomado medidas para disociar el tapón y esta ha representado un peligro para el equipo y para el personal, por lo que tanto se

requiere contar con la asesoría de especialistas en el tema que aconsejen las medidas prudentes y no agravar la situación.¹¹

El primer paso que se debe tomar para la disociación del tapón, es determinar con que equipo se cuenta al momento de presentarse el problema, seguido de un análisis cuidadoso de las circunstancias que ocasionaron el taponamiento. En función de la severidad y del impacto que genera el tapón en las operaciones, es importante considerar todas las opciones disponibles antes de tomar una decisión ya que existe la posibilidad de tomar una acción equivocada que complicara la situación. Considerando que existe mucho en juego y la decisión tomada implica siempre, un riesgo para el personal y para el equipo; estas operaciones deben realizarse con la mayor medida de seguridad. Por ejemplo, la liberación repentina de un tapón de hidratos que se encuentra sometido a una alta presión llega a tener el mismo efecto si este fuera un proyectil. Así mismo los cambios de geometría son factores que deben observarse cuando el tapón es liberado ya que viajara un cierto trayecto antes de disociarse, si el tapón llega a una geometría donde se ve imposibilitado a pasar su tamaño, la fuerza con que viaja ocasionara un fracturamiento o deformación del equipo, dando lugar a reparaciones costosas, tiempo considerable de inactividad y en el peor de los casos ocasionar pérdidas humanas.

Todas las obstrucciones por tapones de hidratos deben considerarse riesgosas y deben tratarse como inestables obligando a tomar todas las medidas de seguridad.

¹¹ Tesis. Alfaro L. Gabriel. Influencia de los hidratos de gas en operaciones de exploración y producción de pozos en aguas profundas.

CAPITULO 5

ANALISIS ECONOMICO

5.1 Análisis Económico

En este capítulo se describirá los costos referenciales del proyecto como son el: costo del metanol a inyectar por año y equipos que intervienen en la inyección del inhibidor termodinámico.

De acuerdo a los requerimientos necesarios para la implementación de equipos para la regeneración del metanol se calculará el monto que se debe invertir en el proyecto.

Finalmente, para determinar si el proyecto es viable o no se ha tomado en cuenta algunos indicadores que permiten realizar una evaluación financiera, entre ellos: VAN (valor actual neto), TIR (tasa interna de retorno).

5.2 Costo de inhibidor termodinámico a inyectar

Para calcular el costo anual del metanol a inyectar el precio es de 1,34 \$ por galón según la tabla 4. Realizando las conversiones correspondientes con los datos de volumen de inyección mostrado en la tabla 10 y expresándolo en \$/año se tiene:

Tabla 11 Costo anual de metanol a inyectar

Pozo	Ec. Hammerschmidt ($\frac{\$}{\text{año}}$)	Ec. Nielsen-Bucklin ($\frac{\$}{\text{año}}$)
Sal-9	39.724,70	40.918,11
Sal-10	166.920,05	172.823,49
Sal-11 y Sal-12	367.993,95	383.889,70
Sal-13 y Sal-14	762.766,12	802.701,14
Total	1.337.404,82	1.400.332,44

Fuente: Elaboración Propia

5.3 Costos de equipos

Una vez inyectado el metanol se debe hacer la regeneración del mismo mediante un separador del cual por la parte superior sale el gas a ser procesado y por la parte baja sale el agua más el inhibidor (metanol). En la tabla 12 se muestra un detalle de los costos de equipos a utilizar en el presente proyecto. Donde se utilizará el mismo equipo para cada pozo los pozos en análisis.

Tabla 12 Costo de equipos

Nombre del equipo	Costo Unitario (\$)
Bomba para inyección de metanol	10.150
Tanque de almacenamiento	80.000
Total	90.150
Costo total de equipos para los 6 pozos	540.900

Fuente: Elaboración propia

5.4 Costo total del proyecto

Los costos totales de este proyecto se resumen en la tabla 13, en la que se describe el monto de la inversión de la inyección del inhibidor termodinámico (metanol) y su regeneración del mismo. Los costos de operación y mantenimiento son importantes, porque son los que pagaran mensualmente durante todo el tiempo de vida del proyecto, normalmente son evaluados en función del total del costo del proyecto, adicionando un 10% del total de los gastos respectivos. Y para el consumo de metanol en \$/año se utilizará los datos calculados de la Ecuación de Hammerschmidt ya que requiere menor porcentaje de metanol y por ende menor volumen de inyección.

Tabla 13 Costo total del proyecto

Descripción	Costo total (\$/año)
Costo de inversión metanol \$/año	1.337.405
Costo total del equipo	540.900

Costo Parcial	1.878.305
Costo de Operación y mantenimiento (10%)	187.831
Total	2.066.136

Fuente: Elaboración propia

5.5 Justificación y flujo de fondos

La comercialización de hidrocarburos en Bolivia y en el mundo ha experimentado un crecimiento ¹²en los últimos años, esto se debe al consumo de energía de la población tales como domésticas, movi­lidades en general, industrias y la comercialización de estos hidrocarburos.

En Bolivia la comercialización más importante es el contrato de compra y venta de gas a la Argentina y al Brasil. En los últimos meses se ha exportado alrededor de 41.7MMmcd (millones de metros cúbicos día) en 2016 siendo así nuestra principal fuente de ingresos del país de los cuales 13.6 MMmcd provienen del campo San Alberto siendo así el campo más importante del país en ese año. Por eso es importante asegurar el transporte del gas proveniente de boca de pozo a la planta de gas para poder ser tratado con las respectivas especificaciones técnicas para la venta con un valor de 3,5 \$ el millar de Btu (unidad térmica británica) en el año 2016 debido que en ese año se efectuó una caída de la cotización internacional de petróleo WTI..

En toda empresa es necesario realizar la evaluación del proyecto para así determinar su viabilidad, considerando varios aspectos que permitan determinar en qué medida el proyecto es rentable. En este proyecto se realizará el análisis económico VAN y TIR para ver si el proyecto es rentable.

En la tabla 14 se detalla el estimado del ingreso mensual que tiene actualmente la empresa de la exportación del gas proveniente del Campo San Alberto (13.6 MMmcd).

¹² Información especializada en hidrocarburos. www.reporteenergía.com

Tabla 14 Estimado Ingreso anual de gas por exportación

Producción de gas en (MMmcd)	Costo Anual (\$/año)
13.6	690.580.000

Fuente: Estimado del ingreso anual por venta de exportación de gas natural. YPFB Bolivia 2016 www.ypfb.gob.bo

La proyección de fondos constituye uno de los elementos más importantes en la evaluación del proyecto, de la precisión con que se construya este flujo dependerá la contabilidad de las conclusiones obtenidas en el análisis de la rentabilidad. En la tabla 15 se muestra el flujo de fondos para una proyección de 5 años. Se debe aclarar que por información que brinda la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) se tiene un crecimiento anual del 9%. Como promedio ya que este puede variar en función a los contratos de compra y venta de gas a Brasil y la Argentina de acuerdo al requerimiento de gas que necesiten estos países mensualmente normalmente en los días de invierno requieren mayor cantidad de gas.



Tabla 15 Flujo de fondos desde el año 0 hasta el año 5

Flujo de Fondos						
Detalle	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos (USD)						
Total ingreso mínimo anual (Índice de crecimiento anual del 9%)	-	690.580.000	752.732.200	820.478.098	894.321.127	974.810.029
Egresos (USD)						
Costo del proyecto (USD)	2.066.136	-	-	-	-	-
Costo de operación y Mantenimiento (10% del costo del proyecto) (USD)	-	187.831	187.831	187.831	187.831	187.831
Impuestos de Ingresos 13,15% (USD)	-	90.811.270	98.984.284	107.892.869	117.603.228	128.187.519
Total egresos mínimo anual (USD)	2.066.136	90.999.101	99.172.115	108.080.700	117.791.059	128.593.199
Flujo de fondos (egresos- ingresos) (USD)	-2.066.136	599.550.881	653.530.067	712.367.380	776.500.050	846.404.661

Fuente: Elaboración propia

El total de ingresos para el año 0 corresponde a la inversión en efectivo para la ejecución del proyecto, también se observa que los ingresos para el proyecto son los mínimos, además que se está considerando un 10 % del costo total parcial para los gastos de operación y mantenimiento.

5.6 Valor actual neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de cajas futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros determinaran la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (14)$$

Donde:

V_t : Representa los flujos de caja en cada periodo t

I_0 : Es el valor del desembolso inicial de la inversión

n : Es el numero de periodos considerados

k : Tasa minima de rendimiento (7.11%)

t : Periodo del flujo de fondos

- $VAN > 0$; La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. El proyecto puede aceptarse.
- $VAN < 0$; La inversión producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida. El proyecto deberá rechazarse.
- $VAN = 0$; La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas.

Para el cálculo de este parámetro se utilizará la ecuación número 6 con los datos obtenidos en la tabla 15:

$$VAN = \frac{599.550.881}{(1 + 0,0711)} + \frac{653.530.067}{(1 + 0,0711)^2} + \frac{712.367.380}{(1 + 0,0711)^3} + \frac{776.500.050}{(1 + 0,0711)^4} + \frac{846.404.661}{(1 + 0,0711)^5} - 2.369.334$$

$$VAN = 990.790,16$$

El VAN positivo obtenido, da a entender que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida.

5.7 Tasa interna de retorno (TIR)

Es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para “reinvertir”. Puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, el TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. El coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar el TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto-expresada por el TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión, en caso contrario se rechaza.

Para el cálculo de la tasa interna de retorno se usará la siguiente ecuación:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (15)$$

Donde:

V_t : Representa los flujos de caja en cada periodo t

I_0 : Es el valor del desembolso inicial de la inversión

n : Es el numero de periodos considerados

t : Periodo del flujo de fondos

$$-2.369.334 + \frac{599.550.881}{(1 + TIR)} + \frac{653.530.067}{(1 + TIR)^2} + \frac{712.367.380}{(1 + TIR)^3} + \frac{776.500.050}{(1 + TIR)^4} + \frac{846.404.6616}{(1 + TIR)^5} = 0$$

$$TIR = 15,35\%$$

Estos dos indicadores encontrados nos indican si el proyecto llegara a ser rentable o no, el valor actual neto (VAN) nos dio un valor positivo por lo que nos dice que el proyecto si es rentable que producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. La tasa interna de retorno (TIR) es del 15,35 % el cual a comparación de la tasa mínima de rendimiento (7,11 %) implica que el proyecto es viable y rentable para la empresa

CAPITULO VI

6.1 CONCLUSIONES

- El cálculo correspondiente de la inyección del inhibidor termodinámico (metanol) mediante las ecuaciones de Hamerschmidt y Nielsen-Bucklin previene y evita el taponamiento de la tubería por la formación de hidratos este inhibidor es el único que disuelve y cambia la temperatura de formación de hidratos.
- En este proyecto para los cálculos de análisis económico se utilizó la concentración y volumen calculado mediante la ecuación de Hammerschmidt ya que en comparación de la ecuación de Nielsen-Bucklin requería mayor concentración y volumen de metanol lo cual implicaba mayores costos sin embargo no existía una variación significativa.
- Los inhibidores termodinámicos poseen grandes beneficios, como eficacia, fiabilidad cuando se inyectan en las cantidades necesarias y su rendimiento probado.
- Sin embargo, sus limitaciones también pueden ser significativas entre ellas altos volúmenes necesarios para inhibir la formación de los hidratos, la toxicidad, la flotabilidad.
- Este inhibidor permitirá asegurar el transporte de gas de boca de pozo hacia la planta de gas para su posterior tratamiento para la exportación y consumo interno del país, ya que si el mismo no llegara a ser procesado estaríamos hablando de pérdidas millonarias al día, ya que el campo San Alberto es y fue uno de los campos gasíferos más importantes de nuestro país.
- La inversión total de este proyecto es de 2.369.334 \$/año mediante los indicadores VAN y TIR ayudo a ver si el proyecto era rentable o no, en el análisis del VAN nos dio un valor positivo lo cual dice que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. En cuanto al TIR nos dio un valor de 15,35% el cual es

mayor a la tasa mínima de rendimiento lo cual también nos indica que el proyecto es rentable y viable.

- La metodología desarrollada para predecir la temperatura de formación de hidratos, es viable y funcional, ya que ayuda a la caracterización de la información que se requiere en los cálculos de la ingeniería del gas y ayuda a mitigar los problemas operativos que generen tales como: bloqueo de tubería, bloqueo de equipos e instrumentos, falsas lecturas de presión y errores de medición.
- El modelo Hammerschmidt solo tiene en cuenta la presión y la temperatura como variables de formación de hidratos de gas natural, no requiere ajustes a partir de datos experimentales, porque lo que se puede decir que es el modelo más confiable para predecir las condiciones de formación de hidratos del gas natural.
- El gas de entrega para la exportación dentro de la norma es de 5,93 lb de H₂O/MMPC. Entonces el problema se reduce al manejo después de la entrega del gas, es decir las condiciones operativas para el uso del mismo, se puede ver que cualquier cambio en los parámetros de presión y/o temperatura del manejo del gas puede causar un desequilibrio dando por resultado la formación de hidratos.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener una inyección del inhibidor continua ya que una pausa podría formarse los hidratos provocando un taponamiento inmediato en la tubería.
- Es importante tener un personal capacitado para cualquier problema que pueda presentarse en el campo y tener un plan de contingencia para enfrentarlos uno de estos problemas principales sería la falta de circulación de metanol.
- Se debe tener cuidado con el manejo del metanol (MeOH) si bien es muy efectivo y eficaz al momento de inhibir los hidratos, también tiene sus contras tales como ser toxico, peligroso e inflamable.
- Se debe disponer de suficiente espacio debido a que los volúmenes de almacenamiento del inhibidor pueden llegar a ser de gran tamaño.
- Es recomendable hacer la inyección de un inhibidor termodinámico ya que este ayuda a asegurar el transporte de hidrocarburos evitando el taponamiento de tubería por formación de hidratos.
- A la hora de seleccionar un inhibidor es recomendable que tenga un punto de congelación bajo, que presente una baja presión de vapor para minimizar las perdidas por vaporización y que presente una alta solubilidad en agua y baja solubilidad en hidrocarburo.

ANEXOS

Anexo

EQUIPOS PARA LA INYECCION DE METANOL

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE METANOL (Modelo-RTS2000)



- Acero inoxidable de capacidad de 5000 l
- Dimensiones: L=1.8m, Ancho=1.8m y Alto=3.15 m
- Soporte trangular ajustable
- Montaje de tuberías de entrada de materiales desmontables

BOMBA PARA INYECCION DE METANOL EN UNA CORRIENTE DE GAS



- Bombas dosificadora de membrana compacta
- Bombeo de caudales mínimos hasta 300 l/h
- Diseño compacto y modular.
- Admite caudales de bombeo desde cientos hasta miles

BIBLIOGRAFIA

1. Bahamon L. Janeth, Quintero V. Jhonatan. “Inhibidores de baja dosis para prevenir problemas operacionales asociados a la formación de hidratos en sistemas de gas natural”.
2. Brustrand S. Hydrate Prevention Using Meg instead of Meoh. Impact of Experience from major Norwegian Developments on Technology selecticon for injection and recovery.
3. Coca Flores Ismael. “Proyecto de grado Tratamiento del gas natural del campo San Alberto para su exportación”. Petrobras S.A
4. Camara Nacional de Hidrocarburos.www.org.bo
5. Catálogo de equipos para la industria petrolera.www.Alibaba.com
6. Daza B. Mario. Principios de la exploración, explotación y procesamiento del gas natural.
7. GPSA Engineering data book, gas processors suppliers.
8. Instituto Tecnologico de Buenos Aires-ITBA, Instituto de Investigaciones para la Industria Química. “Determinación de la condiciones de formación de hidratos empleando process technology hydrate application”.
9. KOH Carolyn A. “Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates 2001”.
10. Largo V. David. “Estudio de pre factibilidad para selección de inhibidores de baja dosis para el control de la formación de hidratos en el transporte de gas”.
11. Méndez Vásquez Cecilia. Estudio de la cinética de formación de hidratos de gas natural de un pozo productor de la región marina de México.
12. MOORE, J.A. et al. Understandig Kinetic Hydrate Inhibidor an de corrosión Inhibitor Interacions Paper OTC 1986.

13. NOTZ, P.K. “Application of kinetic inhibitors to gas Hydrate problems. Offshore Technology Conference 1995”.
14. Coca F. Ismael. “Optimización del consumo de glicol en la planta de gas de San Alberto”. Petrobras S.A
15. Petrobras BOLIVIA S.A, EEIA.” Estudio de evaluación de impacto ambiental del proyecto desarrollo del Campo San Alberto”.
16. Propiedades y costo de delmetanol.www.methanex.com/productsmethanolprice.htm
17. PICKERING, etal. Evaluating new chemicals and alternatives for mitigating hydrates in oil and gas producción .2001
18. Reportes de inflación Banco Central De Bolivia.
19. Pederson y cols.1989. “Remonicion de un tapo de hidrato de gas natural”.
20. SIRA J.H. et al. Study og Hydrate Dissociation by Methanol and Glycol Injection, Alaska
21. Thomas C. (2002).”Propuestas para la explotación de gas por inyección térmica”.
22. Universidad Industrial de Santander (Colombia). “Inhibicion de Hidratos Inhibidores de baja dosis para prevenir problemas operacionales asociados a la formación de hidratos en sistemas de gas natural”.
23. Velázquez C. Gerardo. “Análisis de condiciones para prevenir la formación de hidratos en líneas de inyección de gas en pozos con sistema de bombeo neumático”.
24. YPFB Laboratorio del centro nacional de medición y control de hidrocarburos.
25. Zúñiga G. Alfredo. Propuestas y soluciones a problemas de operaciones en campos productores de gas natural (Universidad Nacional Autónoma de México).