

# Control químico de hidratos debido al incremento de agua presente en pozo de gas



## Colaboración

Carlos Alberto González Rodríguez; José de Jesús Ruíz Zamora; David Reyes González, Tecnológico Nacional de México / campus Misantla

**RESUMEN:** Este trabajo muestra el procedimiento genérico de un estudio de aseguramiento de flujo, utilizando simulación composicional, en un pozo de gas GNL-1, del Golfo de México, los escenarios simulados son en cuatro periodos de producción con cortes de agua del 5%, 10%, 15% y 20%, utilizando etilenglicol como agente químico anti aglomerante en dosis de 0.1, 0.2, 0.3 y 0.4 mol, el resultado muestra que la dosificación de 0.3 mol permite un control de la formación de hidratos en los cortes de agua al 5%, 10% y 15%, y en el periodo con corte de agua al 20% se requiere un incremento en la dosificación del agente químico a 0.4 mol. Se muestra que el control químico, además de la administración adecuada de las condiciones de operación, permiten una producción constante de gas en un periodo amplio de la vida productiva del pozo. Esto permite sugerir una viabilidad técnica para el desarrollo del sistema de producción.

**PALABRAS CLAVE:** Aseguramiento de flujo, control, corte de agua, gas no asociado, hidratos de gas.

**ABSTRACT:** This work shows a generic procedure to develop a Flow assurance study, using compositional simulation, in a gas well called GNL-1, located at Gulf of Mexico; the simulated scenarios are in four production periods with water cuts set as 5%, 10%, 15% and 20%, ethylen glycol is used as anti-agglomerant added in dosis of 0.1, 0.2, 0.3 and 0.4 mol; results show that an ethylen glycol dosis at 0.3 mol lead a hydrate formation control for periods with 5%, 10% and 15% water cuts, and a 0.4 mol dosage is required at the period with 20% water cut. It's shown that a chemical control, in addition of a proper management of production conditions, let a constant gas production in a wide period in the productive life of the well, this suggest a technical viability when is applied in a developed production system.

**KEYWORDS:** Flow assurance, control, water cut, no associated gas, gas hydrates.

## INTRODUCCIÓN

En México, la producción de gas natural no asociado ha tomado mayor interés en el sector productivo ya que, de acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en los últimos años la producción de este combustible fósil ha incrementado en más del 20%, siendo los sectores: eléctrico, industrial y doméstico, los principales consumidores [1]. Con el propósito de cubrir la demanda actual, se han realizado actividades de exploración en nuevas zonas prospectivas, descubriéndose importantes yacimientos de gas en zonas de aguas someras y profundas del Golfo de México, presentándose condiciones extremas de operación, tales como alta presión y baja temperatura, que pueden generar problemas de aseguramiento de flujo tales como bacheos severos, arenamiento y deposición de ceras a lo largo del sistema de producción

[2], los cuales pueden ser controlados con un programa adecuado del manejo de las condiciones de operación.

Durante la vida productiva de un pozo de gas, debido al proceso de producción, el yacimiento de gas sufre un decaimiento de presión que puede resultar en la migración de agua hacia la zona productora, generando una producción de gas y fluidos condensados, acompañados de un corte de agua, que incrementa de forma gradual, a medida que se reduce la presión en el yacimiento. En esta etapa de la vida productora del pozo, la combinación de condiciones de operación, presión y temperatura, y corte de agua presente en los fluidos producidos promueven la presencia de nuevas fases sólidas, hidratos de gas, a lo largo del sistema de producción, que al depositarse reducen el área efectiva de flujo y pueden llegar a obstruir por completo el sistema [3]. Existen diversas alternativas para controlar la formación de hidratos en sistemas de producción de gas natural, destacando las siguientes: reducción de presión, eliminación mecánica, aplicación de químicos y aplicación térmica [4] [5] [6].

Un estudio de aseguramiento de flujo, dirigido al control de hidratos de gas, puede establecer la mejor alternativa de control que garantice una producción ininterrumpida, reduciendo la posibilidad de presencia de fases no deseadas a lo largo del sistema de producción. Estos estudios se llevan a cabo realizando experimentos en laboratorio, y también por medio de simulación composicional, utilizando modelos que describan la formación de hidratos de gas, evaluados a distintas condiciones de operación, diferentes cortes de agua y evaluando diferentes estrategias de control [7].

Este trabajo presenta un estudio del control de formación de hidratos de gas, en un pozo nacional, por la adición de etilenglicol como agente químico anti aglomerante, para evaluar la capacidad de control de la formación de hidratos durante la vida productora del pozo, a partir de la etapa de presencia de corte de agua y el incremento gradual de su presencia en el sistema de producción; esto con el propósito de identificar la factibilidad técnica de operar con una dosis de etilenglicol en un periodo amplio con variaciones de presencia de agua en los fluidos producidos en un pozo de gas natural. Regularmente, un estudio de aseguramiento de flujo, para evaluar la formación de hidratos tipo II en un sistema de producción de gas natural, considera llevar a cabo análisis experimentales, que son de alto costo y requieren demasiado tiempo; este trabajo presenta una adaptación simplificada de la metodología propuesta por Kaczarmarski [8], de manera simplificada, sustituyendo las actividades de laboratorio por modelos predictivos de comportamiento de producción y de formación de hidratos.

## MATERIAL Y MÉTODOS

### Metodología.

Un estudio de aseguramiento de flujo no puede considerarse como una metodología estándar, disponible, para

resolver los diversos problemas asociados a la producción, por la presencia de fases sólidas no deseadas o condiciones de operación que generen fenómenos de flujo que pongan en riesgo la integridad de las instalaciones y equipos, ya que cada problema de aseguramiento de flujo es particular y tiene sus propias causas de origen y sus propios efectos en el sistema, por ello, la forma de tratarlo siempre es particular; incluso en el caso de un mismo tipo de problema de aseguramiento de flujo (ej. formación de hidratos, deposición de asfaltenos, etc) cuando ocurre en pozos diferentes, las causas y efectos pueden variar a pesar de tratarse del mismo fenómeno, por lo que la forma de control igualmente debe ser particular. Sin embargo, se ha establecido una metodología genérica de trabajo asociada a un estudio de aseguramiento de flujo la cual considera, de manera muy genérica, las siguientes etapas [8]:

**1. Diseño base:** considera la descripción de las propiedades de los fluidos, el comportamiento a condiciones de yacimiento y perfil de producción. Involucra la realización de una serie de experimentos, de acuerdo al tipo de fluido y problema de aseguramiento de flujo asociado.

**2. Definición del sistema:** esta etapa involucra la definición de las instalaciones del sistema de producción, condiciones de operación y una o varias simulaciones base para definir la referencia de trabajo.

**3. Lógica operacional:** consiste en la identificación de las condiciones, evaluadas en la etapa 2, que promueven la formación de una condición no deseada de operación, y los requerimientos necesarios para establecer estrategias de control

**4. Modelado transitorio del sistema:** consiste en evaluar las variaciones temporales que existen en el sistema de producción debido a dos efectos principales, la evolución de las condiciones no deseadas de producción y el efecto de las estrategias de control consideradas a implementar en el sistema.

**5. Seleccionar la condición lógica de operación:** consiste en seleccionar la estrategia, técnicamente más adecuada, para controlar o mitigar la condición no deseada de operación.

**6. Optimizar el diseño de operación:** Esta incluye la estrategia de control.

### Diseño base.

El fluido considerado en esta investigación es un fluido que a condiciones de yacimiento se encuentra en fase gas. La tabla 1 presenta la información del fluido en consideración. De acuerdo a la información presentada, se puede observar que es un fluido con un elevado contenido de metano, y carente de ácido sulfhídrico, lo que representa una ventaja de producción, ya que no requerirá un proceso de endulzamiento de gas en superficie, y reduce la propensión a la corrosión de los equipos e instalaciones. Adicionalmente, se puede observar la formación de fluido condensado en una zona muy cercana al yacimiento, ya que la presión de saturación y la presión de yacimiento se encuentran en el rango operativo de la zona de drene.

Tabla 1. Perfil del fluido GNL-1.

Composicional	
Componente	% mol
Nitrógeno	1.02
Dióxido de carbono	0.026
Ácido sulfhídrico	0
Metano	95.06
Etano	1.965
Propano	0.714
Butanos	0.369
Pentanos	0.157
Hexanos	0.158
Heptanos y más	0.53
Propiedades	
Gravedad API	42.2
Temperatura de yacimiento	333.65 K
Presión de yacimiento	35853000 Pa
Presión de saturación @Ty	34791000 Pa

Fuente: Elaboración propia

### Definición del sistema.

El yacimiento de gas natural GNL se encuentra localizado en la zona de aguas someras del Golfo de México, bajo un tirante de agua de 1337 m, y una profundidad perforada de 3200 m, para la cual se selecciona un pozo productor denominado GNL-1. La alimentación de fluidos de producción al pozo se localiza en dos zonas productoras, una a 3065 m de profundidad y otra a 3176 m, para lo cual se propone la instalación de un sistema de producción que incluye un pozo productor, una línea de transporte sobre el lecho marino (tie back) y de flujo vertical (riser) hacia una plataforma. Las características generales del sistema de producción propuesto se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. Sistema de producción del pozo GNL-1.

Profundidad perforada	3200 m
Profundidad total	4537 m
Diámetro de tubería de producción	0.09957 m
Diámetro de tubería de revestimiento	0.15037 m
Longitud de tie back	2000 m
Diámetro de tie back	0.0762 m
Diámetro de riser	0.0762 m

Fuente: Elaboración propia

### Lógica operacional.

Con la información de las tablas 1 y 2, se describe el comportamiento de fases y producción del fluido en dos etapas, primero en ausencia de agua presente en el sistema, como se puede observar en la figura 1, y posteriormente con presencia de agua como se puede observar en la figura 2.

El equilibrio termodinámico en el sistema gas - aceite se modela utilizando la ecuación de estado de Peng Robinson [9]. Mientras que el equilibrio termodinámico de la fase de hidratos tipo II de gas se realiza utilizando el modelo de Platteeuw - van der Waals [10]. El comportamiento hidrodinámico de los fluidos producidos se simula con el modelo de flujo de Hagedorn - Brown [11], considerando el flujo de gas, aceite y agua.

La figura 2 muestra la modificación que existe en la relación de producción en un pozo de gas, por la presencia de agua en los fluidos producidos donde, de acuerdo al equilibrio termodinámico, las fases presentes pueden incrementar de dos (gas y aceite condensado) hasta cinco (gas, aceite condensado, agua, hidrato y hielo), dependiendo de las condiciones de operación establecidas en el sistema de producción. Con esta nueva relación de fases presentes, es posible observar que la línea de producción tendrá condiciones de presión y temperatura propicias para la formación de hidratos tipo II de gas en su interior, que propiciarán un problema de aseguramiento de flujo.

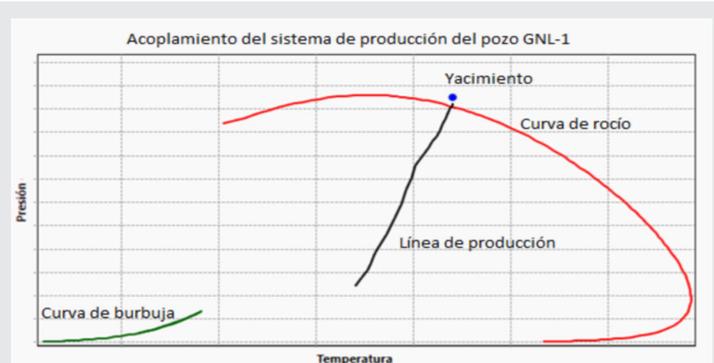


Figura 1. Diagrama de producción base GNL-1, sin agua.

Fuente: elaboración propia.

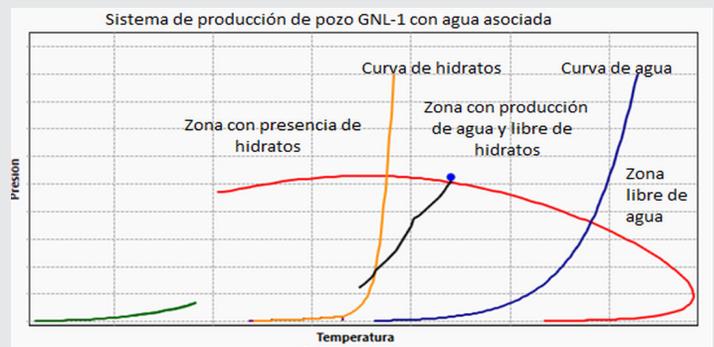


Figura 2. Diagrama de producción base GNL-1, con presencia de agua. Fuente: elaboración propia.

Con base a la información obtenida en las simulaciones base, se requiere realizar un análisis de las condiciones de control necesarias para mitigar la presencia de hidratos tipo II de gas en la línea de producción.

### Modelado transitorio del sistema.

En este trabajo, el efecto transitorio del sistema se considera indirectamente, esto es, se parte del supuesto que a medida que transcurre el tiempo o vida productiva del

pozo, existe un decaimiento de la presión en el yacimiento, propiciando el ingreso de agua en la zona de producción, generando que el corte de agua presente sea mayor conforme transcurre la vida productiva y agotamiento del pozo. Por lo anterior, se establecen 4 periodos de producción en función del corte de agua: al 5%, 10, 15% y 20%; en los que se evalúa el comportamiento de producción, y de las fases presentes; además, se modela el comportamiento del agente químico aplicado al sistema de producción, como control de la formación de hidratos tipo II. La figura 3 muestra el comportamiento de producción del sistema en los 4 periodos establecidos.

Comportamiento de producción constante en los 4 periodos de producción con corte de agua

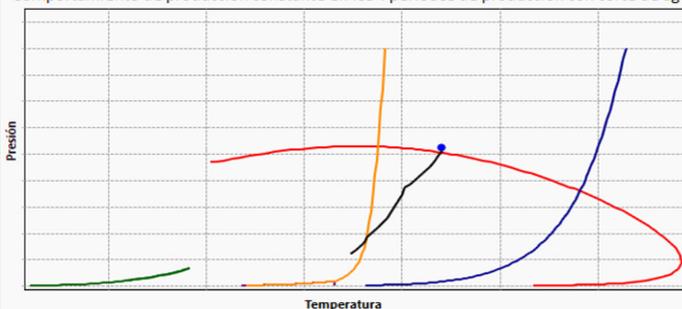


Figura 3. Comportamiento constante en los 4 periodos de producción establecidos: 5%, 10%, 15% y 20% de agua. Fuente: Elaboración propia

Se realiza un estudio del comportamiento del sistema de producción por la adición de un agente químico, en este caso etilenglicol. La tabla 3 muestra las propiedades físico-químicas principales del etilenglicol.

Tabla 3. Propiedades fisicoquímicas del etilenglicol.

Perfil del etilenglicol	
Fórmula	C2H6O2
Peso Molar	62.069 gr/mol
Temperatura de ebullición	470.5 K
Temperatura crítica	645 K
Presión crítica	7700000 Pa
Temperatura de fusión	260.32 K

Fuente: Reid, et al. 1987 [12]

El estudio relacionado considera el efecto de añadir dosis graduales de etilenglicol en el sistema de producción, que van de 0.1 mol hasta 0.4 mol, observando en cada dosis añadida como se modifica el comportamiento de la curva de formación de hidratos tipo II. El estudio se realiza tomando como casos de simulación composicional el efecto en el periodo donde existe el 5% de corte de agua presente en los fluidos producidos, las figuras 4 a 7 muestran el comportamiento de la curva de hidratos tipo II asociada al fluido estudiado, GNL-1.

En las figuras 4 a 7 se muestra cómo la línea de producción deja de entrar en la zona de hidratos tipo II, por el recorrido de la curva de hidratos tipo II debido al incremento gradual de etilenglicol, observándose que con dosis de 0.3 mol y dosis mayores, la línea de producción se encuentra libre de la formación de hidratos tipo II.

Comportamiento de producción con dosis de 0.1 mol de etilenglicol

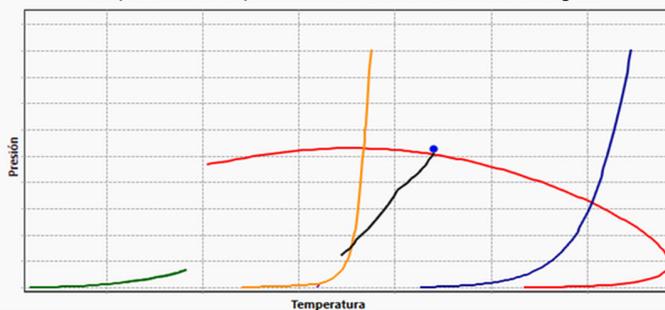


Figura 4. Comportamiento de producción con corte de agua de 5% y control de hidratos tipo II por dosis de 0.1 mol de etilenglicol. Fuente: Elaboración propia

Comportamiento de producción con dosis de 0.2 mol de etilenglicol

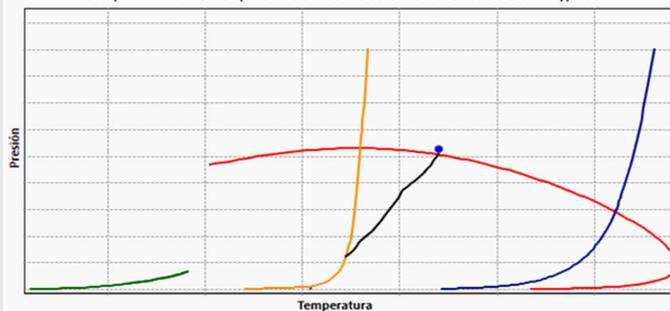


Figura 5. Comportamiento de producción con corte de agua de 5% y control de hidratos tipo II por dosis de 0.2 mol de etilenglicol. Fuente: Elaboración propia

Comportamiento de producción con dosis de 0.3 mol de etilenglicol

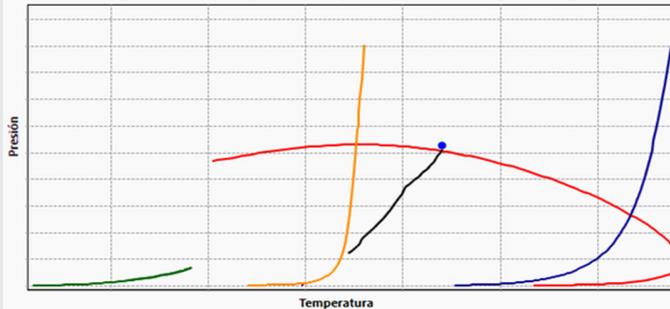


Figura 6. Comportamiento de producción con corte de agua de 5% y control de hidratos tipo II por dosis de 0.3 mol de etilenglicol. Fuente: Elaboración propia

Comportamiento de producción con dosis de 0.4 mol de etilenglicol

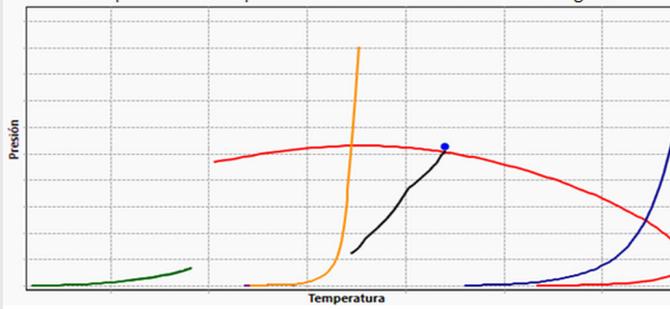


Figura 7. Comportamiento de producción con corte de agua de 5% y control de hidratos tipo II por dosis de 0.4 mol de etilenglicol. Fuente: Elaboración propia

La figura 8 muestra el comportamiento del perfil de producción del pozo GNL-1, en el periodo de producción con corte de agua del 20% y con dosis de etilenglicol de 0.3 mol, donde se muestra que, en similitud al periodo con corte de agua del 5%, esta dosis de etilenglicol es la mínima necesaria para que la línea de producción se encuentre en una zona libre de formación de hidratos tipo II de gas.

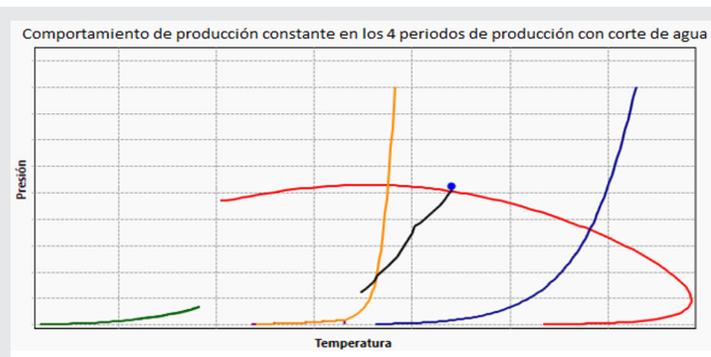


Figura 8. Comportamiento de producción con corte de agua de 20% y control de hidratos tipo II por dosis de 0.3 mol de etilenglicol. Fuente: Elaboración propia

### Selección de la condición lógica de operación.

Con la evaluación de los distintos escenarios de producción, en los 4 periodos propuestos y con las 4 dosis añadidas, se puede observar que a partir de añadir 0.3 mol de etilenglicol o dosis mayores, se tiene la garantía de mantener una producción de gas y condensado libre de la formación de hidratos tipo II, a pesar de la presencia de agua en el sistema y su gradual incremento. De acuerdo a los datos obtenidos de las simulaciones correspondientes, se observa que una dosis de 0.3 mol de etilenglicol mantiene al límite la formación de hidratos tipo II, por lo que se recomienda una dosis mayor para generar una condición de holgura en el intervalo de producción real y simulado, que permita establecer una mayor seguridad en la condición de no formación de hidratos tipo II.

### Optimizar el diseño de operación incluyendo la estrategia de control.

Con la información obtenida, es posible generar un plan de diseño del sistema de producción que considere la implementación de los equipos requeridos que permitan la dosificación de 0.4 mol de etilenglicol, de manera permanente, y los equipos apropiados de recuperación, acondicionamiento y retroalimentación del etilenglicol en el sistema de producción. En el caso que la instalación ya exista, la recomendación es realizar los paros programados de forma adecuada, para el acondicionamiento del sistema con el plan de rediseño necesario para implementar el sistema de alimentación de etilenglicol en el sistema de producción.

## RESULTADOS

A partir de la simulación composicional de los escenarios de producción, considerando los periodos de pro-

ducción con corte de agua y dosificación del agente químico anti aglomerante, en este caso etilenglicol, y con las adecuaciones correspondientes de las condiciones de operación, para conservar una producción de gas natural constante en el sistema, es posible definir el programa de operación y control del pozo productor. En la tabla 4 se muestra la relación de resultados de las distintas simulaciones de producción en los diferentes periodos y a las distintas dosificaciones de etilenglicol seleccionadas; en ella se muestra que, en todos los casos, existe una variación no significativa en la presión de fondo de pozo, lo cual permite que la producción de gas sea constante.

De la misma manera, en la tabla 4 se muestra el comportamiento de la formación de hidratos tipo II, en la cual se puede observar que para cortes de agua menores a 20%, una dosificación de 0.3 mol es adecuada para controlar la formación de hidratos tipo II. Sin embargo, cuando el corte de agua se encuentra en 20%, la dosificación de 0.3 mol representa el punto de equilibrio termodinámico, en el cual inicia la formación de hidratos tipo II, por lo que es necesario añadir una mayor cantidad de etilenglicol, resultando la dosis de 0.4 mol la adecuada para controlar la formación de hidratos tipo II en este periodo de producción.

De esta forma, es posible establecer un plan de desarrollo para el sistema de producción que considere la instalación de un sistema de inyección de etilenglicol, en el sistema, el cual no es necesario que esté en funcionamiento desde el inicio de la vida productora del pozo, pero si debe contar con las instalaciones que permitan la incorporación del sistema de inyección del agente químico, incluyendo los equipos de tratamiento y reacondicionamiento del etilenglicol para su reinyección al sistema.

Del proceso de simulación composicional, se puede definir que es posible lograr una tasa de producción constante de 1.52 m<sup>3</sup>/s de gas en un periodo amplio de la vida productiva del pozo, y que la incorporación de agua en el proceso de producción puede ser controlada satisfactoriamente mediante la inyección de un agente químico anti aglomerante, que prevenga la formación de fases sólidas no deseadas, hidratos tipo II de gas, que atenten a la producción continua en el pozo de gas GNL-1.

Con base a los resultados mostrados, es posible inferir, con la metodología simplificada propuesta, que es posible generar un estudio rápido de aseguramiento de flujo, a partir de información básica de los fluidos y sistema de producción, para establecer escenarios futuros de producción. Considerando las etapas de corte de agua como periodos de producción, y modelando el comportamiento del pozo. Con esta metodología, es posible también generar escenarios de producción, en los cuáles se analice el comportamiento del flujo de

gas y termodinámico de la formación de fases sólidas no deseadas; pudiendo extender esta propuesta de estudio a sistemas de producción de aceite.

Tabla 4. Resultados de todos los escenarios de producción del pozo productor de gas GNL-1.

Corte de agua (%)	Dosis etilenglicol (mol)	Presión de fondo de pozo (Pa)	Gasto de producción (m <sup>3</sup> /s)	Hidratos tipo II presentes
0	0	35076752.3	1.5298632	No
5	0.1	35070871.1	1.53337527	Si
	0.2	35073266.9	1.53019717	Si
	0.3	35075495	1.52718359	No
	0.4	35077660.3	1.52423228	No
10	0.1	35071506.7	1.53229569	Si
	0.2	35073839.6	1.52919919	Si
	0.3	35076046.8	1.5262315	No
	0.4	35078275	1.52321628	No
15	0.1	35072240.1	1.53120333	Si
	0.2	35074524.1	1.52814485	Si
	0.3	35076752.3	1.52515487	No
	0.4	35079134.1	1.52194334	No
20	0.1	35073329.7	1.52968556	Si
	0.2	35075564.9	1.52666969	Si
	0.3	35077862.9	1.52356991	Si
	0.4	35080153.9	1.52048128	No

Fuente: Elaboración propia

## CONCLUSIONES

En este trabajo se muestra un procedimiento genérico, para la realización de un estudio de aseguramiento de flujo, el cual permite establecer una guía de cómo trabajar, a pesar de tener conocimiento de la particularidad de causas y efectos de los diversos problemas de aseguramiento de flujo. Con este procedimiento genérico se verifica la importancia de desarrollar este tipo de estudios en los sistemas de producción, que se encuentran en planificación, y en los sistemas que ya se encuentran en operación, pues se ha demostrado que variaciones en las condiciones de operación, o la

naturaleza del fluido, pueden generar condiciones no deseadas de producción, por la presencia de fases sólidas.

En este trabajo se muestra también la importancia de desarrollar estudios basados en simulación composicional, que permiten predecir comportamientos del sistema, incluso antes de contar con las instalaciones físicas; esto apoya al desarrollo de un plan de trabajo integral, que considere los escenarios presentes y futuros, para el desarrollo y operación óptima de campos petroleros.

En el caso del pozo GNL-1, con la descripción composicional del fluido a producir, de la condiciones, presión y temperatura, del yacimiento, y de la configuración del sistema de producción, es posible establecer un estudio de aseguramiento de flujo que prediga el comportamiento del sistema en condiciones ordinarias de producción y a condiciones especiales de producción que prevean la formación de hidratos tipo II, para generar una estrategia de control adecuada.

Como trabajos futuros, como complemento a este trabajo, es necesario establecer un programa de simulaciones composicionales que consideren la presencia de otros agentes químicos anti aglomerantes, con el propósito de evaluar la capacidad de control de otras opciones de agentes químicos, además es necesario generar un estudio de factibilidad financiera para que, a partir del estudio de diversos agentes químicos y configuración del sistema, se seleccione el método de control que además de ser viable técnicamente, también lo sea económicamente.

## AGRADECIMIENTOS

El autor Carlos Alberto González Rodríguez, reconoce y agradece a CONACYT, por el apoyo económico, a través del Programa de Becas Nacionales de Posgrado, para el desarrollo de sus estudios de maestría, de los cuales deriva este trabajo desarrollado.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] CNH, *El sector del gas natural*, 2016
- [2] J. Bomba, D. Chin, A. Kak, W. Meng, *Flow Assurance Engineering in Deepwater Offshore - Past, Present, and Future*, OTC, USA, 2018.
- [3] G. Boyun, C. William, A. Ghalambor, *Petroleum production engineering. A computer assisted approach*, Elsevier Sci & Tech Book, 2007.
- [4] K. Kinnari, J. Hundseid, X. Li, K. M. Askvik, *Hydrate Management in Practice*, JCED, 2014.
- [5] A. A. Ghazal, F.K. Gad, M. S. Aawad, S. M. Desouky, E. S. Noamy, M.M. Dardir, *Thermal Insulation for Hydrate Prevention in Pipeline Design*, Egypt J. Chem. 59, No. 4, pp. 465-479, 2016.

[6] J-H. Sa, A. Melchuna, X. Zhang, M. Rivero, P. Glénat, A. K. Sum, *Investigating the effectiveness of anti-agglomerants in gas hydrates and ice formation*, *Fuel* 225, pp 1-14, 2019.

[7] Z. Wang, J. Zhang, B. Sun, L. Chen, Y. Zhao, W. Fu, *A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water*, *Chem. Eng. Sci.*, 162, pp. 143-154, 2017

[8] A. A. Kaczamarski, S. E. Lorimer, *Emergence of flow Assurance as a Technical Discipline Specific to Deepwater: Technical Challenges and Integration into Subsea Systems Engineering*, OTC, USA, 2001.

[9] D. Y. Peng, B. Robinson, *A new two-constant equation of state*, *Ind. Eng. Fundam.*, Vol 15, 1976

[10] J. C. Platteeuw, J. H. van der Waals, *Thermodynamic properties of gas hydrates II. Phase equilibrium in the system*. *Rec. Trav. Chem.*, Vol. 78, 1959.

[11] A. R. Hagedorn, K. E. Brown, *Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small diameter vertical conduits*, *J. Pet. Tech.*, AIME, vol. 22, No. 1, 1965.