

Estudio de la formación de la fase líquida y su efecto en la producción en yacimientos de gas-condensado

Study of the formation of the liquid phase and its effect on production in gas-condensate reservoirs

Lander-Hernández, Elizabeth^{1*}; Llamado-Cueto, María.²; Caicedo-Sandgren, Sergio ³

¹Dpto. de Química, Facultad de Ciencias, Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela

²Dpto. de Energía y Automotización, Facultad de Ingeniería, Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela

³GTS, Katy, USA

*elande@unimet.edu.ve

Resumen

En función de la problemática que, con la madurez de los campos de gas condensado, conlleva al cambio en sus condiciones termodinámicas, surge buscar soluciones al manejo de las condiciones de operación que permitan producir el gas, ya que esta se ve afectada por la presencia de líquidos, bien de agua y/o el condensado, lo que conlleva a mermas en la producción de gas. Este trabajo propone una metodología para predecir los parámetros críticos que inducen la formación de la fase líquida en los yacimientos de gas-condensado, que conlleve al establecimiento de alternativas para la mitigación de este fenómeno y sus efectos negativos que afecten la producción óptima del pozo. El procedimiento que se emplea está basado en el análisis de matrices de valoración de criterios aplicados a los parámetros críticos definidos en este estudio que inducen el fenómeno (presión, temperatura, tasas de producción, características de flujo del sistema, entre otros) de modo que se pueda establecer una jerarquización de estos en función de la vulnerabilidad ante el parámetro. La técnica de análisis propuesta es un nuevo enfoque que facilita y mejora el proceso de toma de decisiones en proyectos relacionados a la producción de gas, ya que al conocer los parámetros o condiciones dominantes en el comportamiento termodinámico, las ecuaciones de estado, correlaciones y la fluido-dinámica del sistema yacimiento-producción permite la selección de nuevas correlaciones y métodos numéricos para estudiar la productividad y funcionamiento de ellos, en aras de que estos puedan ser optimizados de ser necesario.

Palabras clave: Gas, condensado, columna de fluidos, yacimiento, matriz de valoración de criterios.

Abstract

Due to the problems that arise with the change in thermodynamic conditions as gas condensate fields mature, there is a need to find solutions for managing operating conditions that allow gas production, since this is affected by the presence of liquids, either water and/or condensate, which leads to losses in gas production. This work proposes a methodology to predict the critical parameters that induce the formation of the liquid phase in gas-condensate reservoirs, which leads to the establishment of alternatives for mitigating this phenomenon and its negative effects that affect optimal well production. The technique used is based on the analysis of criteria evaluation matrices applied to the critical parameters defined in this study that induce the phenomenon (pressure, temperature, production rates, flow characteristics of the system, among others) so that a hierarchy of these can be established based on their vulnerability to the parameter. The proposed methodology is a new approach that facilitates and improves the decision-making process in gas production projects, since by knowing the dominant parameters or conditions in the thermodynamic behavior, the equations of state, correlations and the fluid dynamics of the reservoir-production system allow the selection of new correlations and numerical methods to study the productivity and operation of these, so that they can be optimized if necessary.

Keywords: gas, condensate, column of fluids, reservoir, criteria assessment matrix.

1 Introducción

Los yacimientos de gas condensado presentan un comportamiento termodinámico complejo que varía en función de su etapa de madurez por los cambios (principalmente energéticos) en función de la pérdida de presión; es por ello que constantemente se somete a estudios para identificar la presencia de la fase líquida en adyacencias del pozo como punto de drenaje, a lo largo de su vida productiva. En este sentido, en los pozos petrolíferos en yacimientos de crudos livianos y condensados del país, más específicamente asociado a los pozos que se encuentran en Monagas y Anzoátegui, haciendo mención específica del campo Cotoperi del Norte del Estado Monagas, existe un decaimiento tanto en la producción como en la calidad del gas que es extraído (y posteriormente comercializado) como consecuencia del comportamiento multifásico que surge cuando la presión del sistema se encuentra por debajo de la presión de rocío. Es por ello que conocer y comprender los parámetros o variables críticas que influyen en la recurrencia de este fenómeno dentro y/o adyacencias del sistema yacimiento-producción de gas y/o en los yacimientos composicionales venezolanos resulta de gran importancia para su control y mitigación, dado que permite adecuar tanto las condiciones del sistema de producción como la posible infraestructura requerida para mermar su efecto en la declinación de reproducción de hidrocarburos en superficie.

En la actualidad, existen distintos estudios que se encargan de estudiar los posibles parámetros, propiedades y condiciones de operación que juegan un papel importante en la existencia de este fenómeno, encargándose de desarrollar correlaciones, vía de resolución por métodos numéricos y modelos de simulaciones que ayudan a la predicción del comportamiento termodinámico de los yacimientos y cómo la producción de gas se ve afectado por esto al integrar yacimiento con producción. Dichos estudios han sido empleados por múltiples investigadores (tales como Tzintzun (2016) y Arenas (2007) citados en este trabajo), por lo que cada día van surgiendo nuevas alternativas o modelos predictivos para el mejor entendimiento de la formación de líquido condensado en yacimientos de gas, no obstante, este es un fenómeno persistente pues ocurre en la madurez de producción de los yacimientos por lo que sigue siendo un problema en la industria petrolera y gasífera.

El objetivo de este trabajo es estudiar las posibles variables críticas presentes en los yacimientos de gas condensado que favorecen la formación de este fenómeno de condensación retrógrada de modo que puedan relacionarse a un yacimiento de gas condensado del Norte de Monagas que presente este problema, de manera que se logre establecer un potencial procedimiento de mitigación para disminuir los efectos negativos que esto pueda tener en la producción del yacimiento. Esto se estará realizando mediante el análisis de sensibilidad y susceptibilidad de dichos parámetros gracias

al uso de matrices de jerarquización.

2 Planteamiento del Problema

Los yacimientos de gas condensado presentan un comportamiento termodinámico de fase complejo debido a la existencia de un sistema de dos o más fases dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del sistema yacimiento-producción; la producción puede ocurrir como un líquido condensado en conjunto con el agua presente, esto depende del nivel energético principalmente o el nivel de declinación de la presión del yacimiento. La presencia de este fenómeno va estrechamente relacionada no solamente con las características del yacimiento y la dinámica de los fluidos, sino a su principal causa que es el punto de rocío, lo que puede permitir la existencia de hasta tres fases (agua, gas y líquido condensado) siempre y cuando el gas original del yacimiento se encuentre constituido de hidrocarburos con la presencia en trazas de gases inertes y vapor de agua. (Tzintzun, 2016)

Tzintzun (2016) señala que desde un primer momento, el fluido dentro del yacimiento existe como gas a las condiciones de yacimiento P y T ; la formación de condensado se puede presentar dependiendo de las condiciones alcanzadas desde la cara de la arena de formación en el yacimiento y/o durante el trayecto desde la arena productora hasta la superficie (cabezal de pozo) y su llegada al separador, procediendo a condensar los líquidos hasta llegar a su valor máximo en el momento en que termodinámicamente salen de la región de condensación retrógrada, es decir el fenómeno que toma lugar cuando ocurre la expansión de una mezcla de gases a temperatura constante en el yacimiento donde ocurre compresión del gas, o durante su respectivo calentamiento donde la condensación se lleva a cabo por el enfriamiento del gas (Arenas, 2007), para posteriormente re-evaporarse. Este comportamiento termodinámico mostrado en el yacimiento se debe a una tasa condicionada por la porosidad de la roca (Φ), permeabilidad de la roca (k) y caída de presión (ΔP) al atravesar los poros de la roca del yacimiento para fluir por el medio poroso a la cara de la arena, la cual se encuentra esquematizada en la Figura N°1.

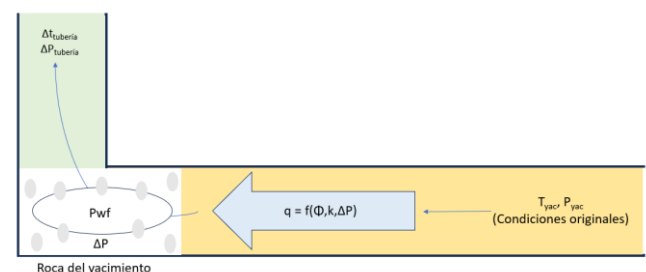


Fig. 1. Comportamiento termodinámico dentro del yacimiento

En este sentido, tanto la formación de la fase líquida como su respectiva re-vaporización incide directamente en la calidad del fluido original del yacimiento, el cual se va empobreciendo (Tzintzun, 2016) al mismo tiempo en que se ven afectadas las condiciones de flujo. Esta modificación en detrimento del fluido original es el causal de que se reduzca con una tendencia irreversible la productividad del pozo, disminuyendo la disponibilidad y calidad del gas para la venta e influenciando la merma de la producción del gas por parte de los condensados (Carrillo, 2005).

Estudiar, comprender y caracterizar los factores que inducen este fenómeno (tales como las propiedades de las fases, las características del flujo y las presiones existentes) desde las primeras instancias del proyecto servirá para asegurar que la producción del pozo se realice en condición de aseguramiento de flujo y por ende no se vea afectada la producción.

El alcance de este estudio se basa en identificar las variables críticas presentes en un yacimiento de gas condensado que favorecen la formación de la fase líquida por condensación retrógrada, para su control y mitigación de su efecto en la producción. Luego de revisar los antecedentes(enumerarlos) es posible una visualización que permita el estudio del fenómeno termodinámico de la formación de la fase líquida en los yacimientos de gas-condensado y su efecto en las tasas de producción de pozos petroleros, así como la identificación de los parámetros que fomentan, promueven e inducen la formación de la fase líquida en los yacimientos de gas-condensado de forma genérica, partiendo de estudios previos pertenecientes a la bibliografía investigada.

Posteriormente, se definen los parámetros críticos utilizando matrices de valoración en el sistema yacimiento-producción desde la cara de la arena hasta el cabezal del pozo, incluyendo condiciones de flujo y el comportamiento termodinámico de los fluidos.

Este estudio actúa como una propuesta para identificar esas variables a las que se les debe realizar control y seguimiento en tiempo real para prevenir esta problemática.

3 Metodología

En este estudio, la metodología propuesta consiste en la evaluación de distintas matrices de jerarquización o evaluación de criterios, siendo estos criterios los parámetros presentes en un yacimiento de gas, en conjunto con algunos métodos de optimización de la producción, siendo los siguientes (con su respectiva nomenclatura):

NOMENCLATURA	PARÁMETRO
A	Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena.
B	Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena.
C	Levantamiento de gas como método de optimización de la producción.
D	Porosidad y permeabilidad de la roca del yacimiento.
E	Diámetro de tubería de producción.
F	Velocidades críticas del flujo del gas que se estudia.
G	Problemas de corrosión por el contenido de gases ácidos.
H	Volumen total del yacimiento.
I	Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas.
J	Gradiente de temperatura de la tubería de producción.
K	Gradiente de presión de la tubería de producción.

Asimismo, se diseñaron tres (3) matrices de jerarquización de criterios:

3.1 Matriz 1: Matriz de evaluación de influencia de criterios en la formación de fase líquida en yacimientos de gas-condensado

El llenado de esta matriz pretende determinar y establecer los niveles de influencia de los distintos parámetros críticos en la formación de fase líquida en yacimientos de gas según la siguiente escala de evaluación:

Tabla. 1. Rúbrica de Evaluación

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN SEGÚN SU INFLUENCIA EN LA FORMACIÓN DEL FENÓMENO
5	Principal influyente
4	Muy influyente
3	Medianamente influyente
2	Poco influyente
1	No influye en lo absoluto

Y mediante el llenado de la siguiente matriz:

Tabla. 2. Formato para el llenado de la matriz de evaluación

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN
A	Gradiente de temperatura del yacimiento con respecto a la superficie.	
B	Gradiente de presión del yacimiento con respecto a la superficie.	
C	Levantamiento de gas como método de optimización de la producción.	
D	Porosidad y permeabilidad de la roca del yacimiento.	
E	Diámetro de tubería de producción.	
F	Velocidades críticas del flujo del gas que se estudia.	
G	Problemas de corrosión por el contenido de gases ácidos.	
H	Volumen total del yacimiento.	
I	Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas.	
J	Gradiente de temperatura de la tubería de producción.	
K	Gradiente de presión de la tubería de producción.	

3.1 Matriz 2: Matriz de jerarquización según la influencia de criterios en la formación de fase líquida en yacimientos de gas-condensado

El llenado de esta matriz pretende jerarquizar y comparar los distintos parámetros críticos que influyen en la formación de fase líquida en yacimientos de gas según la siguiente escala de evaluación:

Tabla. 3. Rúbrica de Jerarquización

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN SEGÚN SU INFLUENCIA EN LA FORMACIÓN DEL FENÓMENO
5	Si el criterio fila es mucho menos importante que el criterio columna
4	Si el criterio fila es menos importante que el criterio columna
3	Si el criterio fila es igual de importante que el criterio columna
2	Si el criterio fila es más importante que el criterio columna
1	Si el criterio fila es mucho más importante que el criterio columna

Y mediante el llenado de la siguiente matriz:

Tabla. 4. Formato para el llenado de la matriz de jerarquización

Parámetro	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A											
B											
C											
D											
E											
F											
G											
H											
I											
J											
K											

3.2 Matriz 3: Matriz de sensibilidad según la coexistencia de criterios en la formación de fase líquida en yacimientos de gas-condensado

El llenado de esta matriz pretende determinar y establecer los niveles de influencia de la coexistencia de los distintos parámetros críticos en la formación de fase líquida en yacimientos de gas según la siguiente escala de evaluación:

Tabla. 5. Rúbrica de Sensibilidad

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN SEGÚN SU INFLUENCIA EN LA FORMACIÓN DEL FENÓMENO
5	Principal influyente
4	Muy influyente
3	Medianamente influyente
2	Poco influyente
1	No influye en lo absoluto

Y mediante el llenado de la siguiente matriz:

Tabla. 6. Formato para el llenado de la matriz de sensibilidad

Parámetro	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A											
B											
C											
D											
E											
F											
G											
H											
I											
J											
K											

4 Resultados

Tomando las respuestas de 10 personas con experiencia laboral y/o académica en el área de yacimientos-productividad de gas, se procedió a calcular utilizando la herramienta de Microsoft Excel la media aritmética y la moda para las distintas calificaciones asignadas a cada parámetro dentro de la Matriz 1:

Tabla. 7. Calificaciones obtenidas para la matriz 1 según la media y la moda

Parámetro	Descripción	Media	Moda
A	Gradiente de temperatura del yacimiento con respecto a la superficie	4,00	5,00
B	Gradiente de presión del yacimiento con respecto a la superficie	4,60	5,00
C	Levantamiento (Lifting) de Gas como método de optimización de la producción	3,00	3,00
D	Porosidad y permeabilidad de la roca del yacimiento	3,00	3,00
E	Diámetro de tubería de producción	3,60	4,00
F	Velocidades críticas de flujo del gas que se estudia	4,10	5,00
G	Problemas de corrosión por el contenido de gases ácidos	1,70	1,00
H	Volumen total del yacimiento	2,30	1,00
I	Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas	4,50	5,00
J	Gradiente de temperatura de la tubería de producción	3,70	4,00
K	Gradiente de presión de la tubería de producción	4,10	5,00

En lo relacionado con los valores promedios, se observa que

los parámetros A (Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena), B (Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena), F (Velocidades críticas del gas que se estudia), I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas) y K (Gradiente de presión de la tubería de producción) obtuvieron calificaciones mayores a cuatro (4), por lo que son considerados como muy influyentes en la formación de la fase líquida en yacimientos de gas. Esto coincide con lo indicado en los trabajos de Tzintzun (2016) y Arenas (2007), así como en otras referencias bibliográficas, dado a que se menciona que los principales causantes de este fenómeno son las variaciones de temperatura y presión que son variables termodinámicas, acompañadas de propiedades y características que son propias de cada yacimiento; no obstante, obtener información más específica y adicional permitirá establecer cuáles son los parámetros reales que verdaderamente juegan un papel importante en la formación de líquido en los yacimientos de gas; y esto ayuda a comprender aún más la termodinámica de cada yacimiento; así como definir el esquema de explotación óptimo y a posterior su método de optimización de producción.

En lo referente a los valores obtenidos según la moda, tomando en cuenta que hace referencia al valor que se repite con mayor frecuencia en una medida muestral o conjunto de datos, los parámetros A (Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena), B (Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena), F (Velocidades críticas del flujo de gas que se estudia), I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas) y K (Gradiente de presión de la tubería de producción) obtuvieron una moda de cinco (5), por lo que se puede determinar que un mayor número de especialistas encuestados considera a estos parámetros como los principales influyentes para la formación del fenómeno. Por otro lado, los parámetros E (Diámetro de tubería de producción) y J (Gradiente de temperatura de la tubería de producción) obtuvieron una moda de cuatro (4), por lo que un gran número de especialistas encuestados los consideran como muy influyentes.

En este sentido, considerando ambos resultados obtenidos para la Matriz 1 luego de analizar las calificaciones asignadas por 10 especialistas en la pericia, se puede establecer que los parámetros A (Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena), B (Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena), F (Velocidades críticas del gas que se estudia), I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas) y K (Gradiente de presión de la tubería de producción) son los que tienen mayor influencia en la formación y persistencia de este fenómeno.

Con respecto a la Matriz 2, las calificaciones otorgadas según la media con base a la opinión y experiencia académica y/o laboral de 10 especialistas fueron las siguientes:

Tabla. 8. Calificaciones totales según la media para la Matriz 2

Parámetro	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	Total
A		3,75	2,50	2,88	3,63	3,75	2,00	2,13	3,75	3,13	3,63	31,13
B	2,25		1,75	2,00	2,25	2,38	1,50	1,63	2,88	2,25	2,25	21,13
C	3,75	4,00		3,75	4,00	4,00	2,63	3,25	4,38	3,75	4,00	37,50
D	3,13	3,75	3,13		3,50	3,88	2,50	3,38	4,13	3,50	3,63	34,50
E	2,88	3,13	2,38	2,50		3,38	1,50	2,50	3,13	2,63	2,88	26,88
F	2,50	3,25	2,63	1,88	2,38		1,50	2,50	3,25	2,25	2,75	24,88
G	4,50	4,63	4,00	4,50	4,50	4,63		4,13	4,75	4,13	4,13	43,88
H	3,88	4,13	3,38	3,50	4,13	4,38	2,75		4,50	3,63	3,75	38,00
I	2,75	3,00	2,00	2,00	2,13	2,88	1,63	2,13		2,13	2,50	23,13
J	3,13	3,50	2,75	3,00	3,38	3,88	2,25	2,63	3,25		2,88	30,63
K	3,00	3,25	3,00	2,88	3,38	3,63	2,38	2,75	3,38	2,88		30,50
Total												342,13

Luego, se procedió a calcular la ponderación final para cada parámetro empleando la siguiente ecuación:

$$PCF = \frac{P_{\tau} CF}{P_{\tau}} * 100$$

Donde:

- PCF corresponde a la Ponderación del Criterio Fila
- $P_{\tau}CF$ corresponde al Puntaje total del Criterio Fila
- P_{τ} corresponde a al Puntaje total

Tabla. 9. Ponderaciones totales según la media para la Matriz 2

Parámetro	Ponderación
A	9,10%
B	6,17%
C	10,96%
D	10,08%
E	7,86%
F	7,27%
G	12,82%
H	11,11%
I	6,76%
J	8,95%
K	8,91%

De igual manera, se obtuvo la siguiente matriz con las calificaciones según la moda que fueron asignadas para la Matriz 2:

Tabla. 10. Calificaciones totales según la moda para la Matriz 2

Parámetro	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	Total
A		3,00	2,00	2,00	5,00	5,00	1,00	2,00	5,00	4,00	5,00	34,00
B	3,00		1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	3,00	2,00	2,00	17,00
C	4,00	5,00		4,00	5,00	5,00	1,00	3,00	5,00	5,00	5,00	42,00
D	3,00	5,00	4,00		5,00	3,00	1,00	3,00	5,00	4,00	4,00	37,00
E	1,00	4,00	3,00	2,00		3,00	1,00	1,00	3,00	1,00	3,00	22,00
F	1,00	3,00	1,00	2,00	3,00		1,00	1,00	3,00	3,00	3,00	21,00
G	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00		4,00	5,00	4,00	5,00	48,00
H	4,00	5,00	3,00	4,00	5,00	5,00	4,00		5,00	3,00	3,00	41,00
I	3,00	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00	1,00	1,00		2,00	3,00	21,00
J	2,00	3,00	3,00	2,00	3,00	4,00	1,00	2,00	3,00		3,00	26,00
K	3,00	3,00	1,00	2,00	3,00	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00		23,00
Total												332,00

Para posteriormente calcular la ponderación final del mismo modo en que se realizó con las calificaciones según la media aritmética:

Tabla. 11. Ponderaciones totales según la moda para la Matriz 2

Parámetro	Ponderación promedio
A	10,24%
B	5,12%
C	12,65%
D	11,14%
E	6,63%
F	6,33%
G	14,46%
H	12,35%
I	6,33%
J	7,83%
K	6,93%

Comparando los resultados obtenidos expresados según la media y según la moda de las calificaciones asignadas a los parámetros de la Matriz 2, se observa que los parámetros G (Problemas de corrosión por el contenido de gases ácidos), H (Volumen total del yacimiento) y C (Levantamiento de gas como método de optimización de la producción) fueron aquellos que obtuvieron mayores ponderaciones con respecto a los demás, permitiendo deducir que son considerados como los más importantes o significativos para la formación del fenómeno al ser los parámetros con mayor valoración asignada en las matrices.

De la misma manera, la Matriz 3 (que persigue identificar el nivel de influencia de los parámetros críticos en su coexistencia en la formación de la fase líquida en yacimientos de gas) también fue estudiada según la media aritmética y según la moda de las calificaciones asignadas por 10 especialistas en el área:

Tabla. 12. Ponderación de los criterios fila para la Matriz 3 según la media

Parámetro	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A		3,88	2,38	1,88	2,00	2,63	1,13	1,63	4,00	2,25	2,75
B	3,75		1,75	1,88	1,88	2,88	1,13	1,88	3,75	2,38	2,75
C	3,13	3,25		2,63	3,00	3,38	1,75	2,63	3,13	3,38	3,38
D	2,63	3,00	2,13		2,00	3,13	1,75	2,63	2,13	2,38	2,75
E	2,75	3,13	2,88	1,88		4,13	2,13	2,25	2,63	2,75	2,63
F	2,75	3,75	3,00	2,13	3,25		2,00	2,25	3,00	3,00	3,88
G	2,63	2,63	2,00	2,13	2,13	2,13		2,13	2,88	2,25	2,13
H	2,75	3,00	2,00	2,00	1,88	2,00	1,25		2,88	2,13	2,25
I	4,13	4,25	2,88	2,38	2,38	4,00	2,25	2,75		2,63	2,38
J	3,25	3,75	3,00	2,63	3,13	3,63	2,13	2,38	3,38		3,57
K	3,25	3,13	3,63	2,88	3,38	4,00	2,63	2,75	4,13	4,25	

Analizando los resultados obtenidos según la media, se puede observar que los parámetros resaltados son aquellos que, en su coexistencia (o estando presentes de forma simultánea) en un yacimiento de gas, son considerados como muy influyentes en la formación de la fase líquida según la media, siendo estos:

- Coexistencia del parámetro A (Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena) con el parámetro I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas).
- Coexistencia del parámetro B (Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena) con el parámetro I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas).
- Coexistencia del parámetro F (Velocidades críticas del flujo de gas que se estudia) con el parámetro E (Diámetro de tubería de producción).
- Coexistencia del parámetro F (Velocidades críticas del flujo de gas que se estudia) con el parámetro I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas).
- Coexistencia del parámetro F (Velocidades críticas del flujo de gas que se estudia) con el parámetro K (Gradiente de presión de la tubería de producción).
- Coexistencia del parámetro I (Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas) con el parámetro K (Gradiente de presión de la tubería de producción).
- Coexistencia del parámetro J (Gradiente de temperatura de la tubería de producción) con el parámetro K (Gradiente de presión de la tubería de producción).

Finalmente, tomando en consideración las tres matrices aplicadas y sus respectivas valoraciones promedio obtenidas de la calificación de 10 especialistas en el área, se presenta el siguiente cuadro resumen con los parámetros seleccionados como los más influyentes en el fenómeno de formación de la fase líquida en yacimientos de gas:

Tabla. 13. Resumen – Parámetros seleccionados como los más influyentes en la formación de la fase líquida en yacimientos de gas

Parámetro	Descripción	Influencia
<i>A</i>	Gradiente de temperatura desde el yacimiento hasta la cara de la arena	Influye en las condiciones del flujo
<i>B</i>	Gradiente de presión desde el yacimiento hasta la cara de la arena	
<i>E</i>	Diámetro de tubería de producción	Influye en el régimen del flujo
<i>F</i>	Velocidades críticas de flujo del gas que se estudia	Ayuda a determinar si hay arrastre de líquido en la corriente de gas o si hay zona de acumulación de líquido en el yacimiento
<i>I</i>	Propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas	Condiciones del flujo
<i>J</i>	Gradiente de temperatura de la tubería de producción	Influye en las condiciones del flujo
<i>K</i>	Gradiente de presión de la tubería de producción	

5 Estimación de la velocidad crítica en el caso de estudio: Visualizar el yacimiento “Nars, M COT 2”

Para poder realizar la estimación de la velocidad crítica en un yacimiento de gas determinado, en este caso el yacimiento Nars, M COT 2, se puede emplear el modelo de movimiento de gotas a través del gas que plantea el equilibrio entre las fuerzas que actúan en una gota esférica de líquido sujeta a la acción de una corriente vertical de gas (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Comahue, 2015). Ramírez (2010) señala que desde que las gotas son partículas moviéndose relativamente en un fluido de campo gravitacional, entonces las partículas mecánicas son utilizadas para determinar el gasto mínimo de gas que se requiere para fluir hacia la superficie.

En este sentido, la velocidad tomada en cuenta es en función del tamaño, forma y densidad de la partícula en conjunto con la densidad y viscosidad del fluido que actúa como medio de transporte. (Ramírez, 2010)

De esta forma, la velocidad viene dada por la siguiente expresión:

$$V_t = \sqrt{\frac{2g * m_p * (\rho_p - \rho)}{\rho_p * A_p * C_d}} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

- V_t corresponde a la velocidad crítica (pie/seg)
- g es la gravedad (pie/seg²)
- ρ_g es la densidad de la partícula (lbm/pie³)
- m_p es la masa de la partícula (lbm)
- ρ es la densidad del gas (lbm/pie³)
- A_p es el área proyectada (pie²)
- C_d es el coeficiente de arrastre

No obstante, puede ser reescrita en términos del diámetro de la gota:

$$V_t = 6,55 * \sqrt{\frac{d^3 * (\rho_L - \rho_g)}{\rho_p * C_d}} \quad (Ec. 2)$$

Donde:

- d es el diámetro de la tubería (pie)
- ρ_L es la densidad de la fase líquida (lbm/pie³)
- ρ_g es la densidad de la partícula (lbm/pie³)
- C_d es el coeficiente de arrastre

En este sentido, se establece que a medida que aumenta el diámetro de la gota el gasto requerido para poder transportarla también será mayor, de modo que el diámetro máximo de la gota se puede representar de la forma:

$$dm = \frac{30 * \sigma * g_c}{\rho_g * V_i^2} \quad (Ec. 3)$$

Donde:

- dm es el diámetro máximo de la gota (pie)
- σ es la tensión interfacial (dinas/cm)
- g_c es la constante gravitacional (32,17 lbm*pie/lbf*seg²)

De esta forma, la velocidad crítica se convierte en:

$$V_i = \frac{1,3\sigma^{1/4} * (\rho_L - \rho_g)^{1/4}}{C_d^{1/4} * \rho_g^{1/2}} \quad (Ec. 4)$$

No obstante, el valor correspondiente al coeficiente de arrastre dependerá del régimen del flujo que se esté manejando para realizar el cálculo. En este sentido, si el número de *Reynolds* (Re) cuenta con un rango de entre 1000 a 200000, el valor del coeficiente de arrastre será constante, pero si tienen valores en el rango de 10⁴ a 10⁵ entonces tendrá un valor relativamente constante e igual a 0,44 (Ramírez, 2010), quedando la velocidad crítica expresada de la siguiente forma:

$$V_i = 17,6 * \frac{\sigma^{1/4} * (\rho_L - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (Ec. 5)$$

Finalmente, es importante tener en cuenta que si la velocidad crítica es menor que la velocidad del gas esto significa que la corriente transporta líquido; si la velocidad crítica es mayor a la velocidad del gas entonces existe una zona de acumulación de líquido. (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Comahue, 2015)

Si bien es cierto que existen numerosas fuentes bibliográficas (Guevara, 2012) que exponen diversas caracterizaciones de

distintos yacimientos de gas condensado en el Norte del Estado Monagas (Venezuela) junto con sus respectivas propiedades termodinámicas, a la hora de estudiar su comportamiento termodinámico en función de su velocidad crítica (Ecuaciones 15 a 21), resulta complejo el acceso a algunos de los datos/variables que se utilizan para realizar dicho cálculo.

En este sentido, se estará realizando el cálculo de la velocidad crítica del yacimiento Nars, M COT 2 con base a las siguientes premisas y aproximaciones extraídas de la bibliografía consultada presentadas en el Sistema Internacional:

- Densidad del gas asumiendo gas metano: 168,58 kg/m³
- Densidad del líquido asumiendo hidrocarburos líquidos y agua: 850,00 kg/m³
- Tensión interfacial: 18,46 kg*m/s²

Por lo que, haciendo uso de la ecuación 21 se puede calcular la Velocidad Crítica del gas:

$$Vi = 17,6 * \frac{\sigma^{1/4} * (\rho_L - \rho_G)^{1/4}}{\rho_G^{1/2}}$$

$$Vi = 17,6 * \frac{(18,46)^{1/4} * (850,00 - 168,58)^{1/4}}{168,58^{1/2}}$$

$$Vi = 14,36 \frac{m}{s}$$

Siendo este el valor de la velocidad crítica para el yacimiento Nars, M COT 2 si este contara con las propiedades previamente listadas, por lo que únicamente resta conocer la velocidad del gas del yacimiento para poder compararlo con este valor de la velocidad crítica y determinar si esta corriente transporta líquido ($V_{crítica} < V_{gas}$) o si refleja la existencia de una zona de acumulación de líquido dentro del yacimiento ($V_{crítica} > V_{gas}$).

Es importante tomar en cuenta que la velocidad crítica del gas de un yacimiento, la velocidad del gas que se produce de este, y las distintas propiedades termodinámicas que se utilizan para poder ejecutar el cálculo anterior van a depender de cada yacimiento y de los distintos compuestos que conforman a sus flujos, sus condiciones operativas (presión y temperatura), su porosidad, profundidad, permeabilidad y demás factores importantes.

Es por esto que se debe realizar una caracterización completa (que abarque todos estos parámetros) del yacimiento, así como sistema de producción para poder realizar sus respectivos análisis termo y fluidodinámicos de una forma más eficiente, exacta y precisa.

Conclusiones

Las matrices de valoración de criterios permiten jerarquizar criterios o parámetros influyentes del fenómeno de la formación de la fase líquida en yacimientos de gas para el mejor entendimiento de ellos tal que:

- La matriz 1 permitió determinar el nivel de influencia de cada parámetro, instrumento o condición de operación enlistado en la formación de líquido en yacimientos de gas, entendiéndose como más influyentes; los gradientes de temperatura, de presión, propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas, y las velocidades críticas del flujo de gas.
- La matriz 2 permitió comparar dichos parámetros, instrumentos o condiciones enlistadas unas con otras para poder comprender cuales eran más importantes en base a los criterios establecidos y su contraste.
- La matriz 3 permitió determinar el nivel de influencia de la coexistencia de estos parámetros, instrumentos o condiciones enlistadas, entendiéndose como más influyentes:
 - Coexistencia de los gradientes de presión y temperatura con las variaciones en las propiedades fisicoquímicas y termodinámicas del gas.
 - Coexistencia de las velocidades críticas del flujo del gas con las diferencias en cuanto al diámetro de las tuberías.
 - Coexistencia de las velocidades críticas del flujo de gas con las variaciones en sus propiedades fisicoquímicas y termodinámicas.

En este sentido y motivado a que cada sistema yacimiento-producción cuenta con sus propias características y condiciones en cuanto a su flujo (composiciones y propiedades tanto termodinámicas como fisicoquímicas, fluidodinámica), condiciones operativas (gradiente de temperatura y presión dentro del yacimiento y en sus tuberías), entre otros, es necesario tomar en cuenta que su influencia va a variar según el sistema que se esté estudiando.

Recomendaciones

Se sugiere evaluar y desarrollar nuevas correlaciones y análisis dimensionales (empleando el Teorema PI de Buckingham) en función de los parámetros seleccionados como los más influyentes y en función de los datos termodinámicos e información relevante de cada yacimiento para predecir su producción.

Se recomienda realizar las mediciones pertinentes de las propiedades físicas del gas y líquido formado en el yacimiento para poder llevar a cabo los cálculos correspondientes de velocidad crítica para determinar si la corriente de gas transporta líquido ($V_{crítica} < V_{gas}$) o si existe una zona de acumulación de líquido en el yacimiento ($V_{crítica} > V_{gas}$). Esto para todos los fluidos, pues cuando la producción de agua en estos yacimientos incrementa se agrava esta problemática adicional por el tema de peso de la columna hidráulica.

Adicionalmente, se sugiere la realización una simulación interconectada e integral yacimiento producción que permita predecir la producción óptima del yacimiento y las tecnologías a utilizar con base a los parámetros seleccionados como los más influyentes y a los análisis dimensionales propuestos. Dicha simulación debe representar el comportamiento termodinámico del flujo desde las tuberías del yacimiento hasta el cabezal.

Por último, se recomienda realizar una gerencia de yacimientos basados en el seguimiento y monitoreo de los fluidos producidos incluido el gas y de la caída de presión y como esta se ve afectada por efectos de la tasa crítica.

Referencias

- Arenas, O., Pineda, C., Santos, N. (2007). Evaluación del potencial de condensación de fluidos hidrocarburos en el sistema nacional de gasoductos: Planteamiento de esquemas de operación adecuados.
http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_artt&ext&pid=S0122-53832007000100013#:~:text=La%20condensaci%C3%B3n%20retrograda%20es%20un,la%20condensaci%C3%B3n%20durante%20el%20enfriamiento
- Carrillo, L. (2005). Reservorio de gas condensado – análisis de comportamiento.
<http://oilproduction.net/files/COND-FIP-LC-230505.pdf>
- Guevara, N. (2012). Revisión de las reservas del yacimiento Nars, M COT 2, ubicado en el campo Cotoperi, división furrial.
<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/2867/1/TEG%20Lennies%20Guevara.pdf>
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Comahue. (Noviembre de 2015). Alivio de carga líquida en pozos productores de gas por medio de la aplicación de espumantes en fondo de pozo.
<http://oilproduction.net/files/Descarga%20de%20liquidos%20en%20pozos%20de%20gas-Bolland.pdf>
- Ramírez, M. (Febrero de 2010). *Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del Activo Integral Veracruz* (AIV). <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15488/1/Problemas%20y%20soluciones%20de%20carga%20de%20C3%ADquidos%20en%20pozos%20de%20gas%20del%20activo%20integral%20Veracruz%20%28AIV%29.pdf>
- Tzintzun, J. (2016). Comportamiento de yacimientos de gas.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/11182/1/Comportamiento%20de%20Yacimientos%20de%20Gas.pdf>
- Recibido:** 05 de febrero de 2024
- Aceptado:** 15 de junio de 2024
- Lander-Hernández, Elizabeth:** Dpto. de Química, Facultad de Ciencias, Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela
<https://orcid.org/0009-0008-3784-334X>
- Llamedo-Cueto, María A.:** Dpto. de Energía y Automatización, Facultad de Ingeniería, Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela
Correo electrónico: mllamedo@unimet.edu.ve
<https://orcid.org/0009-0004-6368-1429>
- Caicedo-Sandgren, Sergio A.:** GTS, Katy, USA
Correo electrónico: sergiocaicedo@hotmail.com
<https://orcid.org/0009-0003-0923-6431>

