

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO ANÁLISIS NODAL EN UN POZO
COLOMBIANO DE GAS CONDENSADO CON PROBLEMAS DE “LIQUID LOADING”

Valeria Paipa Barbosa

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Magíster en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A Dios, por las bendiciones que me otorga cada día.

A mi abuela, por sus oraciones, su ejemplo de fe, lucha y sabiduría.

A mi mamá, por su amor, apoyo y sacrificio.

A mi hermano, por estar siempre a mi lado.

Agradecimientos

Al Ingeniero Manuel Cabarcas, director de este trabajo de grado, por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto y por su acompañamiento constante.

Al Ingeniero Cristian Amado, por su valiosa orientación y su disposición para compartir su conocimiento.

A todos los profesores que formaron parte de mi proceso académico, por su dedicación diaria, por compartir su conocimiento con compromiso y vocación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Planteamiento del Problema	13
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
1.3 Justificación	16
2. Marco Teórico.....	17
2.1 Fenómeno de Liquid Loading en Pozos de Gas Condensado.....	17
2.2 Análisis Nodal Aplicado a Pozos de Gas.....	20
3. Metodología	23
3.1 Identificación del problema de liquid loading	23
3.2 Simulación basada en análisis nodal.....	30
3.3 Propuesta de Estrategias de Optimización.....	32
3.4 Análisis comparativo y selección de alternativas	45
4. Análisis y Discusión de Resultados	50
4.1 Diagnóstico del Problema en el Pozo de Estudio	50
4.2 Evaluación de Estrategias de Optimización.....	51
4.3 Validación del Modelo y Aplicabilidad en Campo.....	55
5. Conclusiones	57
6. Recomendaciones	60
Referencias Bibliográficas	62

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Comparación de estudios previos sobre liquid loading</i>	19
Tabla 2 <i>Especificaciones del pozo: casing y liner</i>	24
Tabla 3 <i>Especificaciones del pozo: tubing</i>	24
Tabla 4 <i>Parámetros clave para identificar la carga de líquido</i>	25
Tabla 5 <i>Datos histórico de campo</i>	26
Tabla 6 <i>Datos operativos utilizados para la simulación del caso base</i>	31
Tabla 7 <i>Resumen de resultados obtenidos por estrategia</i>	43
Tabla 8 <i>Comparación de estrategias de mitigación del liquid loading</i>	44
Tabla 9 <i>Vida útil proyectada de las estrategias de mitigación del liquid loading</i>	50
Tabla 10 <i>Velocidad superficial vs. velocidad crítica en cabeza de pozo</i>	53
Tabla 11 <i>Aumento de producción logrado con cada estrategia evaluada</i>	54
Tabla 12 <i>Comparación entre los resultados obtenidos en la simulación del caso base y los datos reales del pozo</i>	56
Tabla 13 <i>Resumen de mejoras en producción y eficiencia obtenidas</i>	59

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Ilustración esquemática del fenómeno de liquid loading en un pozo de gas condensado</i>	18
Figura 2 <i>Disminución progresiva del caudal de gas</i>	27
Figura 3 <i>Disminución progresiva de la fracción de arrastre de líquido</i>	28
Figura 4 <i>Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV)</i>	29
Figura 5 <i>Disminución progresiva del índice de productividad (IP)</i>	30
Figura 6 <i>Análisis nodal del caso base</i>	33
Figura 7 <i>Análisis nodal obtenido con la aplicación de espumas</i>	34
Figura 8 <i>Velocidades obtenidas con la aplicación de espumas</i>	35
Figura 9 <i>Análisis nodal obtenido con la reducción de diámetro del tubing</i>	36
Figura 10 <i>Velocidades obtenidas con la reducción de diámetro del tubing</i>	36
Figura 11 <i>Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la reducción de diámetro del tubing</i>	37
Figura 12 <i>Análisis nodal obtenido con la aplicación de reducción de diámetro + espumas</i>	38
Figura 13 <i>Velocidades obtenidas con la reducción de diámetro + espumas</i>	39
Figura 14 <i>Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la reducción de diámetro + espumas</i>	40
Figura 15 <i>Análisis nodal obtenido con la aplicación de gas lift</i>	41
Figura 16 <i>Velocidades obtenidas con la aplicación de gas lift</i>	42
Figura 17 <i>Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la aplicación de gas lift</i>	42

Figura 18	<i>Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV) (escenarios no óptimos)</i>	46
Figura 19	<i>Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV) (escenarios óptimos)</i>	47
Figura 20	<i>Comparación de producción de Q_g con y sin aplicación de estrategias de optimización</i>	48
Figura 21	<i>Comparación de producción de Q_o, Q_w con y sin aplicación de estrategias de optimización</i>	49

Glosario

Análisis nodal: consiste en el estudio de las condiciones de flujo a través de nodos estratégicos del sistema, como el fondo y la cabeza del pozo, evaluando la interacción entre el yacimiento, los equipos de superficie y el flujo multifásico.

BHFP (Bottom Hole Flowing Pressure): presión de fondo fluyente. Es la presión medida o estimada en el fondo del pozo durante la producción.

Carga de líquido (Liquid Loading): fenómeno que ocurre cuando el gas producido no tiene suficiente energía para arrastrar los líquidos acumulados (agua de formación y condensado) hasta la superficie, lo que genera contrapresiones que disminuyen la productividad del pozo.

Espumas: agentes químicos que, al ser inyectados en el pozo, disminuyen la tensión superficial de los líquidos, formando una columna espumosa de baja densidad que facilita su arrastre por el gas hacia la superficie.

Gas condensado: tipo de hidrocarburo que se encuentra en estado gaseoso en el yacimiento, al disminuir la presión durante la producción se condensa en forma líquida.

Gas lift: técnica de levantamiento artificial que consiste en la inyección de gas a alta presión en el tubing del pozo para reducir la densidad de la columna de fluidos y facilitar su ascenso a superficie.

IPR (Inflow Performance Relationship): curva que representa la relación entre la tasa de producción del pozo y la presión de fondo fluyente, utilizada para caracterizar la capacidad del yacimiento para entregar fluidos al pozo.

Levantamiento artificial: conjunto de métodos que se implementan para continuar la producción de un pozo cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos a superficie.

Liquid holdup: fracción volumétrica del líquido presente en el pozo en relación con el volumen total de la mezcla gas-líquido. Una disminución del holdup puede indicar acumulación de líquidos por debajo de la velocidad crítica.

OPR (Outflow Performance Relationship): curva que representa el desempeño del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta superficie. Se utiliza junto con la IPR para determinar el punto de operación del pozo.

Película líquida: capa delgada de líquido que se adhiere a las paredes internas del tubing o casing. En condiciones de baja velocidad del gas, esta película puede revertirse y descender hacia el fondo del pozo, contribuyendo al fenómeno de liquid loading.

Tensión superficial: propiedad física de los líquidos que tiende a minimizar su superficie. En el contexto del liquid loading, una alta tensión superficial dificulta el arrastre de gotas de líquido por parte del gas, mientras que su reducción mediante agentes espumantes facilita el transporte.

Tubing: tubería de producción interna del pozo por donde ascienden los fluidos. Su diámetro interno es un parámetro clave que afecta la velocidad del gas y la eficiencia del levantamiento de fluidos.

Velocidad crítica: mínima velocidad del gas requerida para arrastrar los líquidos acumulados en el pozo. Si la velocidad del gas es menor que este valor, se produce el fenómeno de liquid loading.

Velocidad superficial del gas: velocidad del gas considerando el área total de flujo del tubing. Es un parámetro importante para comparar con la velocidad crítica y determinar si el pozo está en riesgo de liquid loading.

Resumen

Título: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO ANÁLISIS NODAL EN UN POZO COLOMBIANO DE GAS CONDENSADO CON PROBLEMAS DE “LIQUID LOADING”*

Autor: Valeria Paipa Barbosa - 2201227**

Palabras Clave: Optimización, Producción, Análisis nodal, Gas condensado, Liquid loading.

Descripción: El presente trabajo aborda el problema de liquid loading en un pozo colombiano de gas condensado, fenómeno que limita la producción de gas al dificultar el arrastre de líquidos hacia superficie. El objetivo principal fue implementar estrategias de optimización de producción mediante análisis nodal, con el fin de restablecer la eficiencia del sistema. Para ello, se empleó una metodología basada en la construcción de un modelo de simulación validado con datos reales de campo, evaluando cinco escenarios que incluyeron la aplicación de espumas, la reducción de diámetro del tubing, el uso combinado de ambas estrategias y la implementación de gas lift.

El análisis nodal permitió identificar restricciones dentro del sistema de flujo y simular el impacto de cada estrategia sobre parámetros clave como la presión de fondo fluyente (BHFP), la tasa de gas (Q_g), y las tasas de líquidos producidos. Los resultados mostraron que la estrategia de gas lift fue la más eficiente, alcanzando una BHFP de 1627 psia y una producción de gas de 3,417 MMscfd. En contraste, el uso exclusivo de espumas no superó la velocidad crítica, mientras que la combinación con reducción de diámetro mejoró significativamente la eficiencia del arrastre.

El estudio confirmó la utilidad del análisis nodal como herramienta integral de diagnóstico y optimización, destacando su capacidad para predecir el comportamiento del pozo y evaluar alternativas viables.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Magíster en Ingeniería Química.

Abstract

Title: PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS IN A COLOMBIAN GAS CONDENSATE WELL WITH LIQUID LOADING PROBLEMS*

Author(s): Valeria Paipa Barbosa - 2201227**

Key Words: Optimization, Production, Nodal analysis, Gas condensate, Liquid loading.

Description: This work addresses the problem of liquid loading in a Colombian gas condensate well, a phenomenon that limits gas production by hindering the drag of liquids to the surface. The main objective was to implement production optimization strategies through nodal analysis, in order to restore system efficiency. For this purpose, a methodology based on the construction of a simulation model validated with real field data was used, evaluating five scenarios that included the application of foams, the reduction of tubing diameter, the combined use of both strategies and the implementation of gas lift.

Nodal analysis allowed identifying constraints within the flow system and simulating the impact of each strategy on key parameters such as bottomhole flowing pressure (BHFP), gas rate (Q_g), and produced liquids rates. Results showed that the gas lift strategy was the most efficient, achieving a BHFP of 1627 psia and gas production of 3,417 MMscfd. In contrast, the exclusive use of foams did not exceed the critical velocity, while the combination with diameter reduction significantly improved drag efficiency.

The study confirmed the usefulness of nodal analysis as a comprehensive diagnostic and optimization tool, highlighting its ability to predict well behavior and evaluate viable alternatives.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Master in Chemical Engineering.

Introducción

En Colombia, los pozos de gas condensado enfrentan múltiples desafíos operacionales que afectan la continuidad y eficiencia de la producción. Uno de los problemas más comunes y críticos es el fenómeno conocido como liquid loading, el cual ocurre cuando la velocidad del gas producido no es suficiente para transportar los líquidos acumulados en el pozo hacia la superficie (1). Esta situación genera una columna líquida que actúa como contrapresión, disminuye la productividad y puede llevar incluso a la interrupción total del flujo si no se implementan soluciones adecuadas (2). Por esta razón, se hace necesario estudiar e implementar estrategias que permitan mitigar este fenómeno y mejorar el desempeño del sistema de producción.

El primer capítulo de este trabajo presenta el planteamiento del problema, donde se describe la situación actual de los pozos de gas condensado en Colombia y se destaca el liquid loading como uno de los principales desafíos técnicos que afecta la eficiencia y continuidad de la producción. También se exponen los objetivos del proyecto y se formula la pregunta de investigación que guía el desarrollo del estudio.

En el segundo capítulo se desarrolla el marco teórico, donde se explican los conceptos clave relacionados con el liquid loading, sus causas y consecuencias en la producción de gas. Además, se presenta el análisis nodal como una herramienta de diagnóstico y optimización del sistema de producción, junto con los modelos utilizados para calcular la velocidad crítica del gas.

El capítulo tres detalla la metodología aplicada en el estudio. Se describe el proceso de selección del pozo, la recopilación de datos reales de campo y la construcción del modelo de simulación. A partir de este modelo, se evaluaron diferentes estrategias de optimización como la

inyección de espumas, la reducción de diámetro del tubing y la aplicación de gas lift, con el objetivo de mejorar el arrastre de líquidos y aumentar la producción (3-5).

En el capítulo cuatro se analizan y comparan los resultados obtenidos en cada escenario simulado. Se evaluaron variables como la presión de fondo fluyente, la velocidad del gas y las tasas de producción, con el fin de identificar cuál estrategia resultó más eficiente en la mitigación del liquid loading y qué ventajas técnicas ofrece cada una.

Por último, en el capítulo cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes del estudio. Se resalta la utilidad del análisis nodal como herramienta para tomar decisiones en campo, y se concluye que el gas lift fue la estrategia más efectiva en el pozo evaluado. También se sugieren recomendaciones técnicas que pueden ser útiles para otros pozos que presenten condiciones similares.

1. Planteamiento del Problema

En el contexto actual de la industria petrolera colombiana, la producción de gas condensado constituye una fuente estratégica dentro del portafolio energético nacional. No obstante, uno de los principales desafíos técnicos que afectan la eficiencia y continuidad de esta producción es el fenómeno conocido como liquid loading o carga de líquido. Este fenómeno ocurre cuando los líquidos acumulados en el fondo del pozo, como el agua de formación y el condensado de hidrocarburos, no pueden ser arrastrados eficientemente por el gas, debido a velocidades insuficientes en el flujo ascendente. Como resultado, se genera una contrapresión que limita el

flujo del gas desde el yacimiento hacia superficie, afectando negativamente la productividad del pozo y, por ende, la rentabilidad del proyecto.

Diversos estudios han abordado esta problemática, proponiendo estrategias como la reducción de diámetro del tubing, la aplicación de espumas para modificar las propiedades de los líquidos y el uso de técnicas de levantamiento artificial como el gas lift. Investigaciones como las de Turner (1969), Coleman (1991) y Belfroid (2008) han contribuido significativamente al entendimiento del fenómeno, desarrollando modelos que permiten calcular la velocidad crítica del gas para el arrastre de líquidos. Sin embargo, la aplicabilidad de estas soluciones depende de las condiciones particulares de cada pozo, lo que requiere un análisis integral y adaptativo para seleccionar la estrategia óptima.

El análisis nodal se posiciona como una herramienta clave para diagnosticar el comportamiento del sistema de producción y evaluar de manera comparativa distintas alternativas de optimización. Su capacidad para integrar variables del yacimiento, del sistema de producción y de los fluidos lo convierte en un enfoque robusto para la toma de decisiones operativas.

Por tanto, se formula la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo se puede optimizar la producción en un pozo colombiano de gas condensado afectado por problemas de liquid loading, mediante el uso de técnicas de análisis nodal, con el fin de mejorar la eficiencia operativa y maximizar el rendimiento económico del proyecto?

Esta investigación se orienta a ofrecer una solución técnica y económicamente viable a una problemática recurrente en campos de gas condensado, aportando una metodología replicable y sustentada en fundamentos teóricos y operacionales.

1.1 Objetivo General

Implementar estrategias de optimización de producción en un pozo colombiano de gas condensado con problemas de "liquid loading", mediante simulación basada en Análisis Nodal.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar las principales causas que contribuyen al fenómeno de "liquid loading" en pozos de gas condensado, centrándose en la comprensión de las características del fluido y las condiciones operativas que conducen a este problema.

Construir el modelo de simulación de un pozo de gas condensado utilizando la técnica de Análisis Nodal para analizar la aparición y progresión del fenómeno "liquid loading".

Proponer estrategias y técnicas de optimización de producción basadas en el análisis nodal, con el objetivo de mitigar y prevenir eficazmente el efecto de "liquid loading" en los pozos de gas condensado, maximizando así la producción y la eficiencia operativa.

Verificar la efectividad de las soluciones propuestas mediante simulaciones numéricas utilizando datos reales de campo, con el fin de demostrar la aplicabilidad práctica de las técnicas de optimización desarrolladas en la gestión de problemas de "liquid loading".

1.3 Justificación

La presente investigación se fundamenta en la necesidad de mejorar la eficiencia operativa y la sostenibilidad económica de los pozos de gas condensado en Colombia, particularmente aquellos afectados por el fenómeno de liquid loading. Este problema representa una de las principales causas de declinación temprana en la producción de gas, afectando no solo la productividad individual del pozo, sino también el desempeño global del campo y la viabilidad financiera de los proyectos.

El estudio se justifica porque responde a una problemática técnica y económica en la industria petrolera nacional. La acumulación de líquidos en el fondo del pozo, ocasionada por velocidades insuficientes del gas, limita el flujo hacia superficie y reduce significativamente la tasa de producción. Esta situación, de no ser intervenida de manera oportuna y eficaz, conduce al cierre temprano de pozos productivos y a una menor recuperación de reservas disponibles.

La importancia del trabajo radica en su capacidad para generar conocimiento aplicado mediante el uso del análisis nodal, una herramienta integral que permite diagnosticar, simular y optimizar el comportamiento de sistemas de producción multifásicos. A través de esta metodología, se podrán evaluar alternativas de intervención adaptadas a las condiciones específicas del pozo estudiado, como la aplicación de espumas, la reducción de diámetro del tubing o la implementación de sistemas de gas lift.

Los beneficios esperados de esta investigación son tanto técnicos como estratégicos. En primer lugar, contribuirá a la formulación de estrategias más eficientes para la mitigación del liquid loading en pozos de gas condensado. En segundo lugar, aportará una metodología replicable que podrá ser aplicada en otros campos con características similares, fortaleciendo así la capacidad

operativa y de toma de decisiones. Finalmente, al optimizar el factor de recobro de gas, el estudio apoya los objetivos de desarrollo energético sostenible del país, beneficiando tanto a las compañías operadoras como al Estado y a la sociedad en general mediante un uso más eficiente de los recursos naturales.

2. Marco Teórico

2.1 Fenómeno de Liquid Loading en Pozos de Gas Condensado

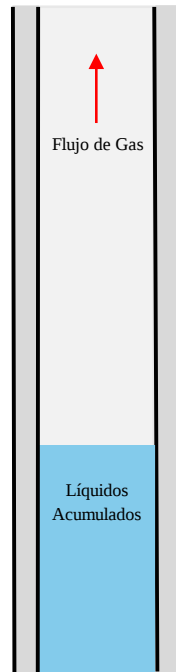
El fenómeno del liquid loading o carga de líquido se define como la insuficiencia del flujo de gas producido para transportar los líquidos acumulados en el interior del pozo hasta la superficie (6). Este evento ocurre principalmente debido a la disminución en la velocidad del gas que impide la expulsión de los líquidos generados, los cuales pueden incluir agua de formación, y condensado de hidrocarburos (7). Estos líquidos, inicialmente dispersos en el gas en forma de gotas, comienzan a acumularse en la parte inferior del pozo cuando la velocidad del gas cae por debajo de un valor crítico, formando una columna líquida que ejerce una contrapresión significativa sobre la formación productora (8).

La Figura 1 ilustra el ascenso del gas a través de la tubería de producción, mientras los líquidos se acumulan en el fondo del pozo. Esta situación representa una condición operativa desfavorable, ya que impide el transporte eficiente de los fluidos hacia superficie y reduce la

productividad del sistema, por lo que se hace necesario implementar estrategias de intervención para restablecer el desempeño del pozo.

Figura 1

Ilustración esquemática del fenómeno de liquid loading en un pozo de gas condensado



Entre las causas principales del liquid loading se destacan la reducción natural de la presión del yacimiento debido a la explotación prolongada, las propiedades físico-químicas de los fluidos producidos (densidad, tensión superficial y viscosidad), y las características geométricas del sistema de producción, especialmente el diámetro interno del tubing (9). El valor crítico de la velocidad del gas necesario para transportar estos líquidos se determina mediante diversos modelos empíricos y teóricos. Destacan entre estos modelos el de Turner, el de Coleman y el de Belfroid.

El modelo de Turner (8), ampliamente usado en la industria, se basa en el equilibrio de fuerzas sobre una gota de líquido suspendida en la corriente de gas. Según este modelo, cuando la velocidad del gas es inferior a la velocidad crítica calculada, ocurre el liquid loading. Posteriormente, Coleman (10) modificó el modelo de Turner al considerar efectos adicionales de

presión y temperatura en el pozo, lo que permitió mejores predicciones bajo condiciones específicas. Por otro lado, Belfroid (11) introdujo correcciones basadas en observaciones experimentales relacionadas con el flujo de líquido en forma de película en las paredes internas del pozo, concluyendo que la reversión del flujo de película también juega un papel crucial en la aparición del liquid loading.

Se revisaron diversos estudios clave que han contribuido al entendimiento y modelado de este problema en pozos de gas. Estas investigaciones han dado origen a modelos empíricos, teóricos y experimentales que permiten estimar condiciones críticas para el arrastre de líquidos y diseñar estrategias de mitigación más efectivas. A continuación, en la Tabla 1, se presenta una comparación de los principales estudios previos sobre liquid loading, destacando los métodos propuestos y sus conclusiones más relevantes.

Tabla 1

Comparación de estudios previos sobre liquid loading

Autor y año	Método propuesto	Conclusiones
Turner et al. (1969)	Modelo empírico de velocidad crítica	Estableció la primera formulación teórica ampliamente aceptada para calcular la velocidad crítica de arrastre.
Coleman et al. (1991)	Ajuste del modelo de Turner considerando P-T	Introdujo mejoras para condiciones de presión y temperatura, aumentando la precisión del modelo.
Ansari et al. (1994) (12)	Modelo multifásico	Incorporó efectos transitorios y comportamientos multifásicos para representar mejor las condiciones reales.

Belfroid et al. (2001)	Modelo de reversión de película líquida	Resaltó la importancia de la reversión de película líquida como mecanismo clave del liquid loading.
Yuan et al. (2013) (13)	Estudio experimental de flujo vertical	Validó experimentalmente las condiciones de inicio del liquid loading en pozos de gas.

El impacto de este fenómeno en la productividad del pozo es considerable, generando una reducción progresiva y constante en la tasa de producción de gas hasta llegar a su interrupción total, de no aplicarse medidas correctivas oportunas y efectivas (14-15). Además, este problema genera una presión adicional sobre los recursos técnicos y económicos, ya que requiere inversiones constantes en estrategias de optimización o levantamiento artificial.

El análisis de este fenómeno no puede limitarse únicamente a los aspectos hidrodinámicos del flujo multifásico, sino que también debe considerar la interacción entre el sistema pozo-yacimiento, Los mecanismos de cambio de fase inducido por el flujo, y el comportamiento termodinámico de los fluidos bajo condiciones de presión y temperatura variables. Diversos estudios han señalado que el punto de transición entre flujo anular y flujo intermitente representa el punto más crítico para la aparición del liquid loading (16-17), y que este puede presentarse en cualquier punto del pozo, no necesariamente en la cabeza de pozo, sino más comúnmente en el fondo de este.

2.2 Análisis Nodal Aplicado a Pozos de Gas

El análisis nodal constituye una técnica integral utilizada para evaluar y optimizar el desempeño de sistemas de producción de petróleo y gas. Este método descompone el sistema en nodos estratégicos (generalmente en fondo o cabeza de pozo), facilitando la identificación precisa

de restricciones operativas y la interacción entre los distintos componentes del sistema de producción (18).

Entre los beneficios fundamentales del análisis nodal destaca su capacidad para determinar las condiciones óptimas de operación del pozo, así como identificar puntos críticos donde se producen pérdidas de energía significativas. Esto es especialmente relevante en sistemas que enfrentan problemas complejos como el liquid loading, donde el análisis nodal permite evaluar diferentes estrategias de mitigación, tales como reducción de diámetro interno del tubing (19-20), aplicación de espumas para reducir la tensión superficial (21-23), y técnicas de levantamiento artificial como el gas lift (24-25).

Para llevar a cabo un análisis nodal efectivo se requieren diversos parámetros clave, incluyendo las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, tensión superficial), la geometría del sistema (diámetros, longitud del tubing), condiciones operativas (presiones, temperaturas, tasas de flujo) y características del yacimiento (presión inicial y productividad) (26-27). La evaluación integrada de estos parámetros permite obtener un diagnóstico preciso del sistema de producción y diseñar estrategias que aseguren una operación eficiente y sostenida del pozo, mitigando los efectos del liquid loading y optimizando la recuperación final del gas.

El análisis nodal facilita el diseño de curvas IPR (Inflow Performance Relationship), que representa la capacidad del yacimiento para aportar fluidos al pozo y OPR (Outflow Performance Relationship), que describe la respuesta del sistema de producción al transporte de esos fluidos hacia la superficie (28-29). Las anteriores herramientas gráficas permiten visualizar el comportamiento del sistema y determinar el punto de operación óptimo. Este enfoque gráfico permite evaluar escenarios de intervención, tales como cambios en la profundidad del tubing,

variaciones en la presión de cabeza, o ajustes en las tasas de inyección de químicos como espumas, con el fin de mantener la producción por encima del valor mínimo de velocidad crítica (30).

Un aspecto destacable del análisis nodal es que permite modelar y predecir el comportamiento de pozos sometidos a condiciones transitorias, como el agotamiento de presión del yacimiento o la variación en el GOR (gas-oil ratio) con el tiempo (30). Esta capacidad de análisis dinámico es esencial para pozos de gas condensado, en los cuales las condiciones termodinámicas cambian rápidamente y afectan directamente la estabilidad del flujo. Además, el análisis nodal puede integrarse con herramientas de gestión de producción para priorizar intervenciones, evaluar rentabilidad de proyectos de optimización y definir estrategias de levantamiento en campos maduros o con pozos de baja productividad.

Por ejemplo, mediante la integración de sensores de presión y temperatura, los modelos nodales pueden ser recalibrados periódicamente para reflejar cambios en la productividad del yacimiento o en el comportamiento del flujo multifásico. Esta capacidad de adaptación es valiosa en campos maduros, donde los pozos experimentan una evolución constante en sus condiciones de operación.

La implementación del análisis nodal ha demostrado ser una herramienta de alto valor en la toma de decisiones operacionales. Por ejemplo, mediante este análisis es posible determinar si un pozo que presenta señales de liquid loading puede beneficiarse más de una reducción de diámetro del tubing o de la aplicación de un sistema de inyección de espumas. Incluso, permite evaluar combinaciones de ambas estrategias y estimar sus beneficios esperados sobre la producción. Esta versatilidad convierte al análisis nodal en un elemento clave dentro de los planes de manejo integral de producción, especialmente en escenarios donde los recursos disponibles son limitados y se requiere una toma de decisiones informada y eficiente.

Tanto el conocimiento detallado del fenómeno de liquid loading como el uso del análisis nodal resultan fundamentales para enfrentar los retos operativos asociados a la producción de gas condensado. La integración de estos dos enfoques permite no solo diagnosticar el problema con mayor precisión, sino también diseñar soluciones prácticas y sostenibles orientadas a aumentar la producción y alargar la vida útil del pozo.

3. Metodología

3.1 Identificación del problema de liquid loading

El punto de partida de este trabajo fue la identificación de un pozo colombiano de gas condensado ubicado en el Piedemonte Llanero. A partir del análisis histórico de datos reales de campo, se evidenció una caída progresiva en la producción de condensado, en la producción de gas, una disminución progresiva de la presión de cabeza y un descenso en la eficiencia del sistema de producción, fueron indicativos de la presencia del fenómeno conocido como liquid loading.

Las especificaciones del casing y los liners permiten establecer los diámetros internos disponibles para el flujo, las secciones que presentan cambios en la geometría, y las propiedades estructurales que deben ser consideradas en el diseño de soluciones como la reducción de diámetro del tubing, la instalación de válvulas de gas lift o la inyección de espumas. La tabla 2 presenta la distribución del casing y los liners del pozo analizado, incluyendo las profundidades medidas, los

diámetros internos, el espesor de pared y la rugosidad interna de cada tramo, parámetros clave para el modelado de flujo y la simulación nodal.

Tabla 2

Especificaciones del pozo: casing y liner

Section type	Name	From MD (ft)	To MD (ft)	ID (in)	Wall thickness (in)	Roughness (in)
Casing	Surface	0	1314	19	0,5	0,0018
Casing	Production	0	13533	10,682	0,534	0,0018
Liner	Liner 1	12958	15504	8,535	0,545	0,0018
Liner	Liner 2	14990	16891	6,094	0,453	0,0018

La geometría del tubing constituye un elemento central en la evaluación del desempeño del sistema de producción, ya que influye directamente en la velocidad del gas, la caída de presión y el comportamiento del flujo multifásico dentro del pozo. En particular, el diámetro interno del tubing condiciona la capacidad del gas para arrastrar eficientemente los líquidos acumulados, lo cual es crítico en escenarios donde se presenta el fenómeno de liquid loading. En la tabla 3 se resumen las especificaciones del tubing utilizado en el pozo de estudio, incluyendo su profundidad total, el diámetro interno, el espesor de pared y la rugosidad. Esta información permitió establecer una línea base confiable sobre la cual comparar el efecto de posibles modificaciones en la configuración del sistema.

Tabla 3

Especificaciones del pozo: tubing

Section type	To MD (ft)	ID (in)	Wall thickness (in)	Roughness (in)
Tubing	11357,97	6,094	0,453	0,0018

Para facilitar la identificación del fenómeno de liquid loading en pozos de gas condensado, es esencial monitorear ciertos parámetros operacionales que reflejan el comportamiento dinámico del sistema de producción. Estos parámetros permiten detectar de manera temprana signos de liquid loading y evaluar la eficiencia del levantamiento. En la Tabla 4, se resumen los parámetros clave que permiten identificar la presencia de liquid loading.

Tabla 4

Parámetros clave para identificar la carga de líquido

Parámetro clave	Descripción
Tasa de producción de condensado (Q_o)	Una disminución en la producción de condensado puede indicar la presencia de liquid loading en el pozo, ya que el arrastre ineficiente impide que estos lleguen a superficie.
Tasa de producción de gas (Q_g)	Una disminución sostenida en la producción de gas en pozos de gas condensado es un indicio característico del fenómeno de liquid loading.
Presión de cabeza	Disminuciones progresivas en la presión de cabeza pueden estar relacionadas con restricciones de flujo generadas por liquid loading.
Arrastre de líquido (liquid holdup)	Una disminución en la fracción líquida acompañada de una caída en la producción de gas indica acumulación de líquidos en el pozo.
Velocidad del gas	Cuando la velocidad del gas cae por debajo de la velocidad crítica, los líquidos no son arrastrados eficientemente hacia la superficie (8).
Índice de productividad (PI)	La reducción del PI refleja una disminución en la eficiencia del pozo.

Tendencia histórica de producción El análisis de las curvas de producción a lo largo del tiempo permite identificar patrones que señalan el inicio y evolución del liquid loading (30).

Se realizó una revisión de datos históricos de producción registrados en campo durante distintos periodos operativos. La información recopilada incluye variables críticas como la presión de yacimiento (P_r), la tasa de producción de gas (Q_g) y la tasa de producción de condensado (Q_o). Estos parámetros permiten observar la evolución del comportamiento del pozo a lo largo del tiempo, identificar tendencias asociadas a la pérdida de eficiencia productiva y establecer una línea base para el análisis nodal posterior. La Tabla 5 resume datos históricos de producción registrados en campo.

Tabla 5

Datos histórico de campo

Fecha	2007	2009	2014
Pr (psia)	4087	3960	3762
Qg (MMscfd)	3,612	3,492	3,192
Qo (stbd)	363	218	182

Para el análisis del flujo multifásico en la tubería de producción, se empleó la correlación de Hagedorn y Brown, la cual es ampliamente utilizada para estimar la pérdida de presión y el holdup de líquidos en sistemas de flujo vertical. Esta correlación fue desarrollada a partir de un estudio experimental que evaluó el comportamiento del flujo bifásico en tuberías de pequeño diámetro, empleando aire como fase gaseosa y líquidos con diferentes viscosidades (31).

Para analizar el comportamiento de entrada de fluidos hacia el pozo, se aplicó el modelo IPR basado en el índice de productividad del pozo (J_G) (Well Productivity Index o Well PI) (32).

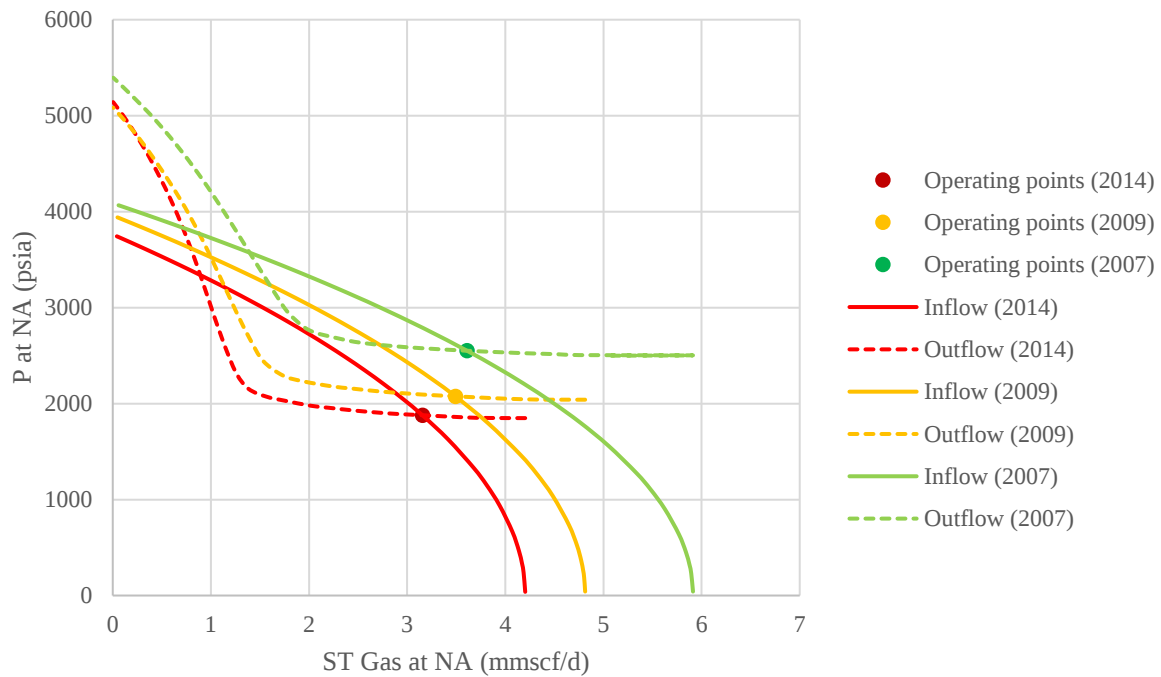
Este modelo establece una relación directa entre la tasa de producción (Q_G) y el gradiente de presión existente entre el yacimiento (P_{ws}) y el fondo del pozo (P_{wf}). Dado que se trata de un reservorio de gas, se utilizó la siguiente ecuación:

$$Q_G = J_G(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad (1)$$

La Figura 2 ilustra la evolución del sistema de producción en un pozo de gas condensado mediante curvas IPR (Inflow Performance Relationship) y OPR (Outflow Performance Relationship) correspondientes a distintos periodos de operación. A medida que se reduce la presión del yacimiento las curvas de inflow se desplazan hacia la izquierda, reflejando una menor capacidad del yacimiento para entregar gas. Simultáneamente, las curvas de outflow muestran una mayor caída de presión. Los puntos de operación indicados evidencian una disminución progresiva en el caudal de gas.

Figura 2

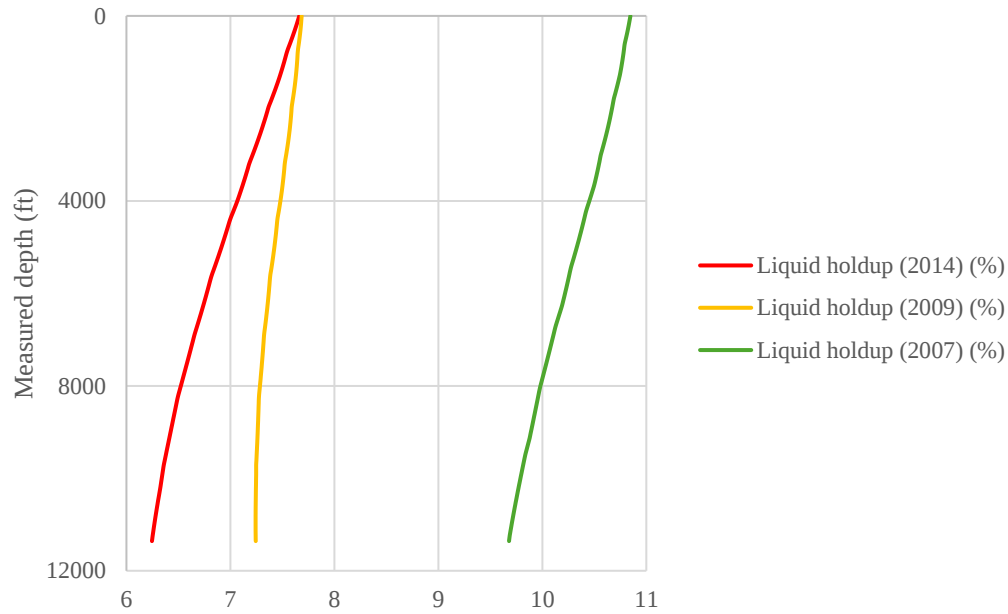
Disminución progresiva del caudal de gas



La Figura 3 presenta la evolución de la fracción de arrastre de líquido (liquid holdup) a lo largo de la profundidad del tubing. Se observa una disminución progresiva en los valores de arrastre de líquido desde el escenario 1 al escenario 3. Este patrón sugiere un arrastre ineficiente, típico del fenómeno de liquid loading.

Figura 3

Disminución progresiva de la fracción de arrastre de líquido



Para el análisis del fenómeno de liquid loading se utilizó el modelo propuesto por Turner (1969), el cual permite estimar la velocidad mínima de gas requerida para remover las gotas de líquido acumuladas en el fondo del pozo (8). Este modelo define la velocidad crítica de arrastre mediante la siguiente ecuación:

$$v_c = \frac{1,593E[\sigma(\rho_L - \rho_G)]^{0,25}}{\rho_G^{0,5}} \quad (2)$$

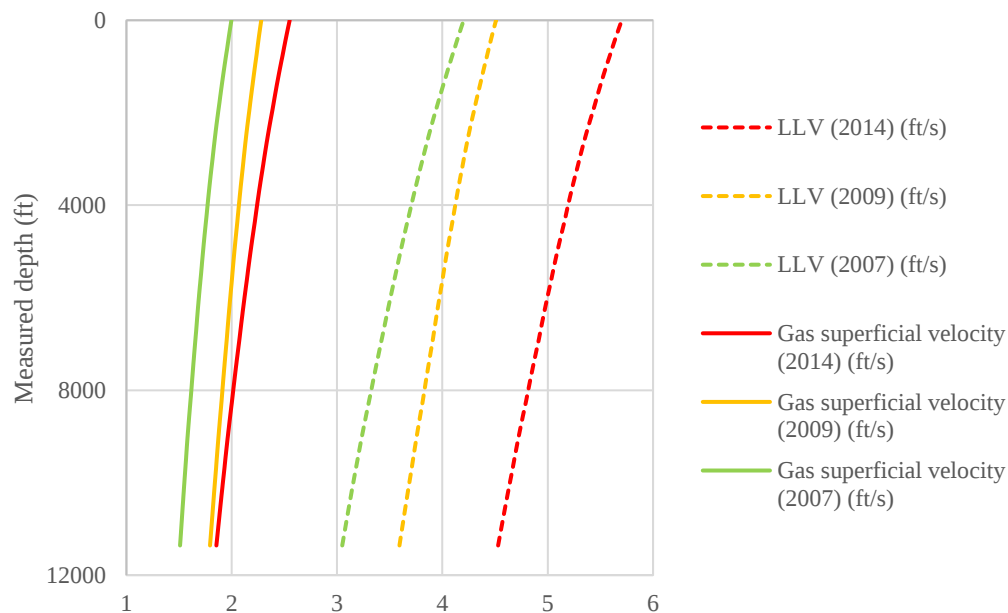
v_c es la velocidad crítica de arrastre (ft/s), σ es la tensión interfacial ($dynes/cm$), ρ_L y ρ_G son las densidades del líquido y del gas (lb/ft^3), E es un factor de corrección, para el modelo

de Turner tiene un valor de 1,2. Esta ecuación permitió verificar si la velocidad del gas era suficiente para remover los líquidos acumulados en el pozo.

La Figura 4 compara la velocidad superficial del gas con la velocidad crítica o "Liquid Loading Velocity" (LLV) en distintas etapas de producción del pozo. Se observa que, en todos los casos, la velocidad del gas disminuye a lo largo de la profundidad y queda por debajo de la LLV en toda la trayectoria del tubing. Esta condición confirma que el gas no posee la energía suficiente para arrastrar los líquidos eficientemente hacia la superficie, permitiendo su acumulación progresiva.

Figura 4

Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV)



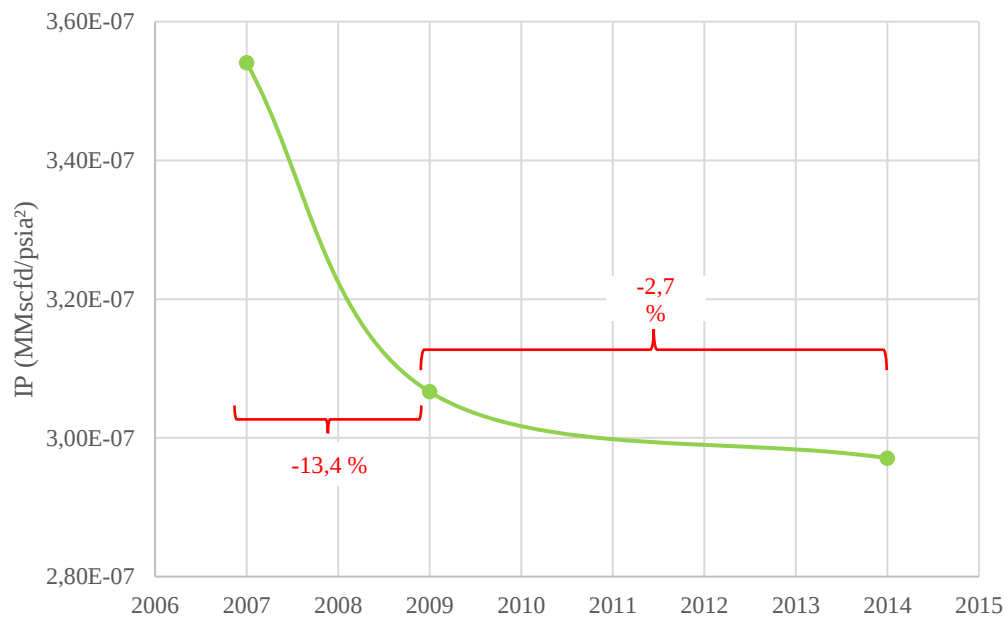
Se tomó como caso base el comportamiento productivo del pozo en condiciones sin intervención (caso 1), el cual presentaba una presión de fondo fluyente de 1879 psia, una producción de gas de 3,154 MMscfd, y tasas de líquido moderadas (86 stb/d de agua y 180 stb/d de condensado). El diagnóstico fue complementado con la identificación de tendencias

operacionales asociadas al liquid loading, tales como la disminución progresiva de la producción de condensado, producción de gas y fracción de arrastre de líquido lo que sugiere la acumulación de líquidos en el pozo debido a un arrastre ineficiente por parte del gas.

En el caso del pozo estudiado, el análisis de datos históricos evidenció una disminución progresiva del IP a lo largo de los años, lo que indica una pérdida sostenida en la eficiencia del sistema de producción. Entre 2007 y 2009, el IP se redujo en un 13,4 %, mientras que entre 2009 y 2014 la reducción fue del 2,7 %. La Figura 5 ilustra esta disminución.

Figura 5

Disminución progresiva del índice de productividad (IP)



3.2 Simulación basada en análisis nodal

Con el fin de mitigar los efectos del liquid loading y restaurar el régimen de flujo continuo en el pozo, se llevaron a cabo cinco escenarios de evaluación técnica mediante análisis nodal. Cada

escenario incluyó una modificación en los parámetros operacionales del pozo, enfocándose en tres tipos de intervención: cambios en el diámetro del tubing, aplicación de agentes espumantes y uso de sistemas de gas lift. Las estrategias simuladas fueron las siguientes:

Liquid Loading - Caso base: condición inicial del pozo con ID de 6,094 pulgadas.

Con el fin de establecer una línea base para el diagnóstico técnico del pozo y la evaluación de estrategias de optimización, se recopilaron y organizaron los principales datos operativos del caso de estudio. La información incluye variables asociadas a la geometría del sistema de producción, condiciones de fondo y superficie, y características de los fluidos producidos. En la Tabla 6, se detallan los datos operativos utilizados para la simulación del caso base, los cuales sirvieron como referencia para comparar el impacto de las estrategias evaluadas en el presente estudio.

Tabla 6

Datos operativos utilizados para la simulación del caso base

Parámetro	Valor
Profundidad medida del pozo	16891 ft
Profundidad medida del tubing	11357,97 ft
Diámetro interno del tubing (ID)	6,094 pulgadas
Presion de reservorio	3762 psia
Temperatura de reservorio	240,6 °F
Índice de productividad (PI)	2,97E-07 MMscfd/psia ²
Relación gas-aceite (GOR)	17546 scf/stb
Corte de agua (Watercut)	32,31 %
Presión en cabeza	827 psia

Presión de fondo fluyente (BHFP)	1846 psia
Tasa de producción de gas (Qg)	3,192 MMscfd
Tasa de producción de condensado (Qo)	182 stb/d
Tasa de producción de agua (Qw)	87 stb/d

Aplicación de espumas: se mantuvo el mismo diámetro añadiendo la inyección de agentes espumantes para facilitar el arrastre de líquidos.

Reducción de diámetro del tubing: se redujo el ID a 3,068 pulgadas.

Reducción de diámetro + Espumas: se redujo el ID a 3,5 pulgadas y se incorporó la inyección de espumas.

Aplicación de Gas Lift (GL): mismo ID del caso base, con inyección de gas a través de válvulas.

Cada intervención fue evaluada en función de los indicadores de presión de fondo fluyente (BHFP), tasa de producción de gas (Qg), tasa de producción de líquidos (Qo, Qw), y su efecto en la reducción de la carga de líquido. Se consideró además el comportamiento transitorio de las soluciones, evaluando su desempeño a lo largo del tiempo ante condiciones de declinación progresiva de presión de yacimiento. Asimismo, se analizaron los perfiles de presión, gradientes de flujo y estabilidad operativa de cada estrategia, considerando también aspectos prácticos como la facilidad de implementación, el costo estimado de ejecución y la viabilidad de escalar cada solución a otros pozos con características similares.

3.3 Propuesta de Estrategias de Optimización

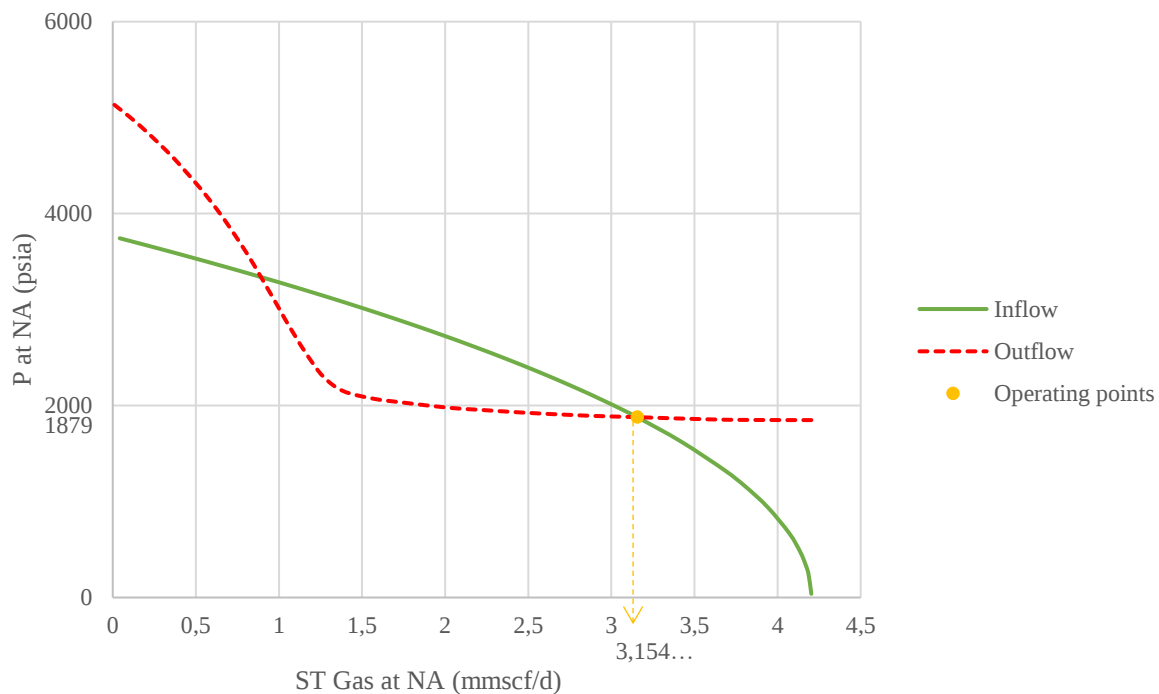
Los resultados obtenidos permitieron caracterizar el impacto de cada intervención sobre el comportamiento del pozo:

Caso base (LL): confirmó la presencia del fenómeno de liquid loading, con un BHFP de 1879 psia, Q_g de 3,154 MMscfd y Q_w de 86 stb/d.

La Figura 6 muestra el análisis nodal correspondiente al escenario del caso base, evidenciando la interacción entre las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de producción (OPR).

Figura 6

Análisis nodal del caso base

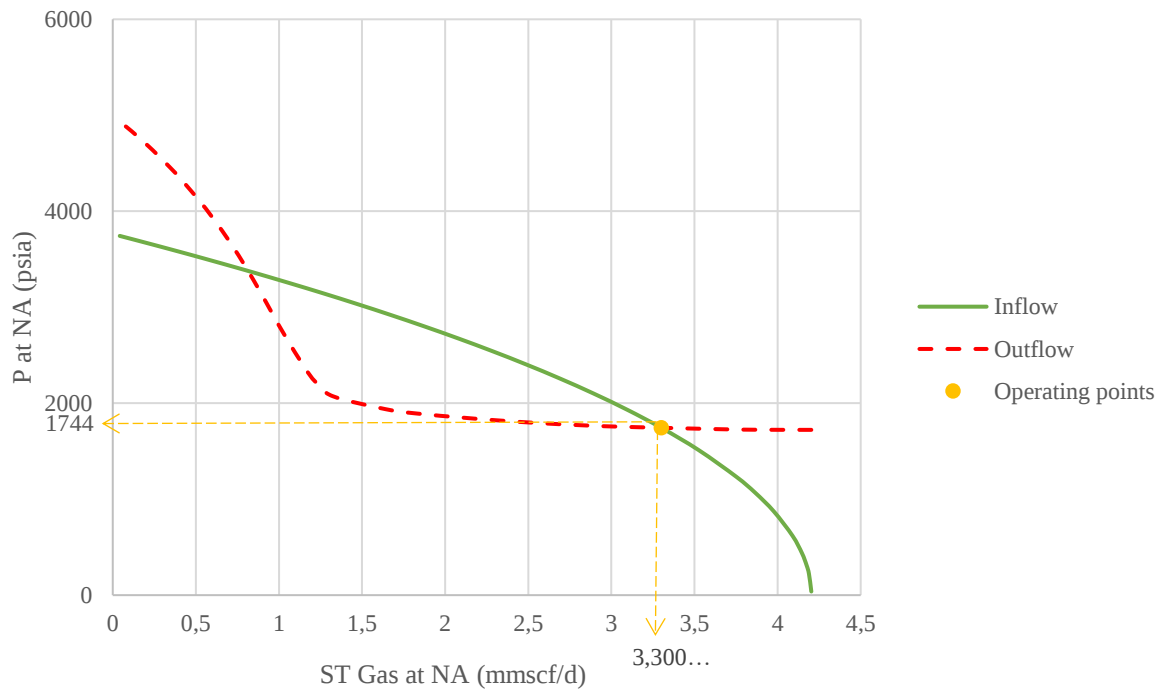


Aplicación de espumas: redujo la presión de fondo a 1744 psia y mostró una mejora en la tasa de gas (3,300 MMscfd), junto con una disminución significativa de la producción de agua. Sin embargo, esta estrategia no logró superar la velocidad crítica necesaria para garantizar un arrastre continuo de los líquidos, limitando su efectividad como solución autónoma.

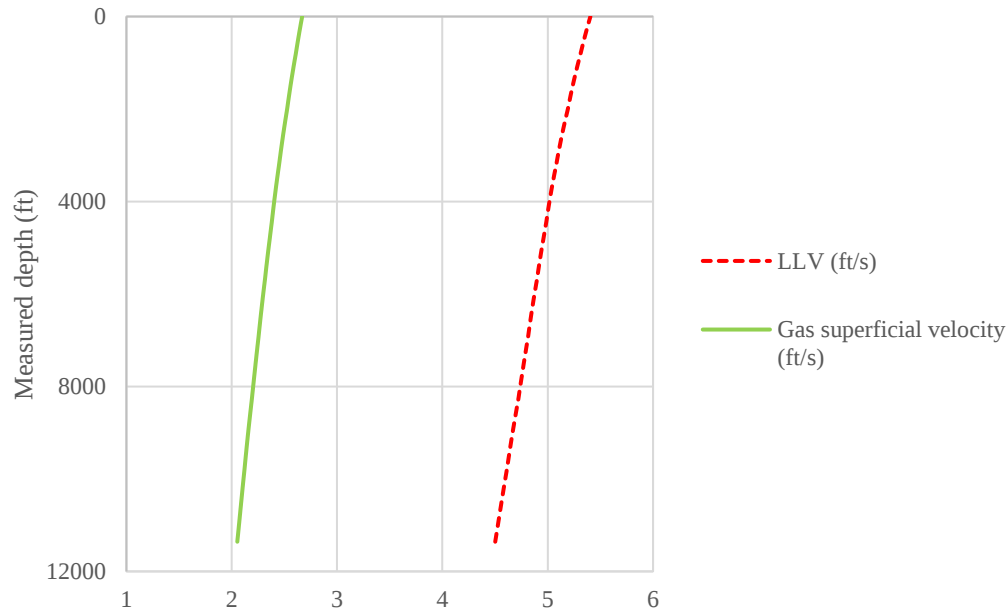
La Figura 7 muestra el análisis nodal correspondiente al escenario de aplicación de espumas, evidenciando la interacción entre las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de producción (OPR).

Figura 7

Análisis nodal obtenido con la aplicación de espumas



La Figura 8 presenta el perfil comparativo entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica de liquid loading (LLV) para el escenario de aplicación de espumas. La velocidad superficial del gas permanece en todo momento por debajo de la LLV, lo que indica que, pese a la inyección de espumas, no se alcanza la velocidad necesaria para garantizar el arrastre continuo de líquidos. Si bien la espuma logra reducir la tensión superficial y favorecer el transporte parcial de líquidos, su efectividad queda limitada por la falta de energía, lo que justifica la necesidad de estrategias complementarias que permitan superar la velocidad crítica.

Figura 8*Velocidades obtenidas con la aplicación de espumas*

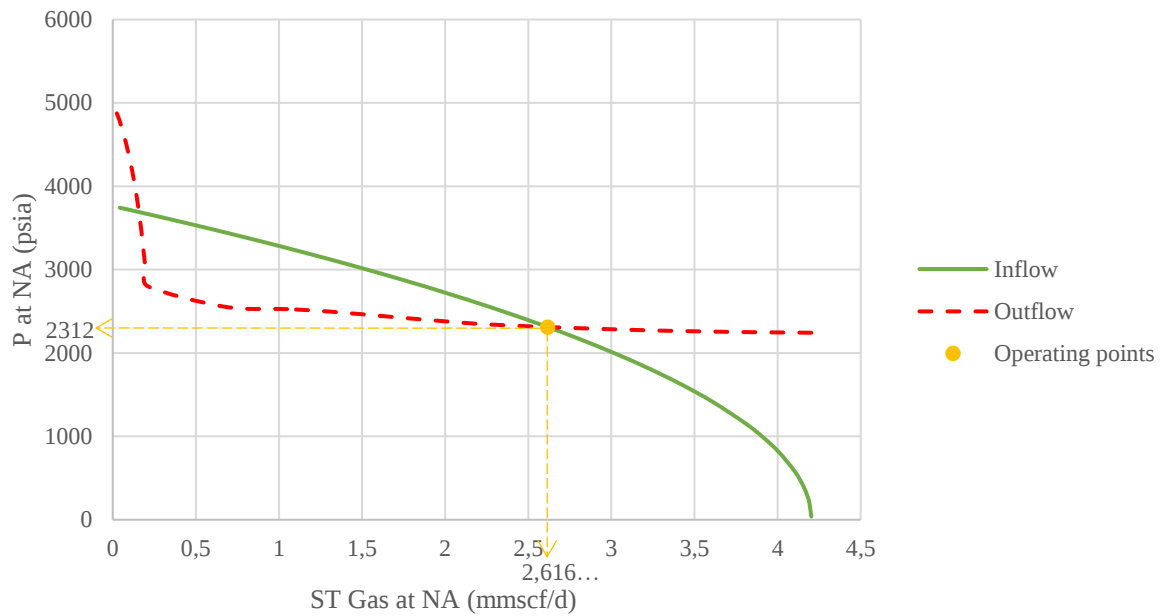
Reducción de diámetro del tubing: elevó la presión de fondo a 2312 psia, lo cual provocó una disminución considerable en la producción de gas (2,616 MMscfd). A pesar de este efecto, la mayor velocidad de gas permitió superar la velocidad crítica, mejorando el arrastre de líquidos.

La Figura 9 muestra el análisis nodal correspondiente al escenario de reducción de diámetro del tubing, evidenciando la interacción entre las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de producción (OPR).

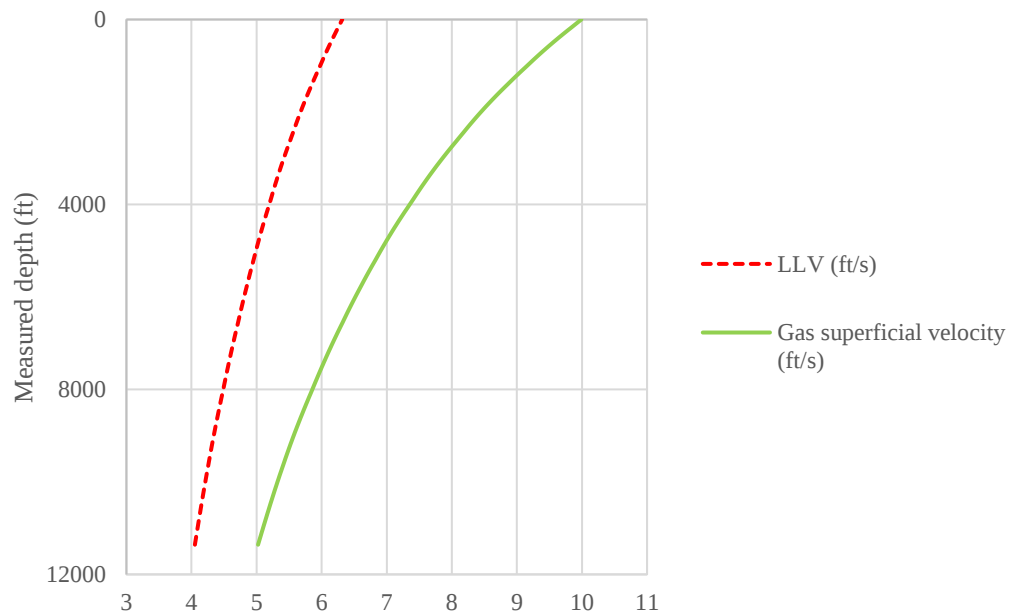
La Figura 10 muestra la comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica de liquid loading (LLV) obtenida tras la reducción de diámetro del tubing. A diferencia del caso con espumas, en esta configuración la velocidad superficial del gas supera la LLV a lo largo de todo el tramo del tubing, lo que indica que se alcanza la velocidad necesaria para arrastrar los líquidos acumulados. Sin embargo, a pesar de superar la LLV, esta estrategia no optimiza la producción debido al aumento de pérdidas por fricción.

Figura 9

Análisis nodal obtenido con la reducción de diámetro del tubing

**Figura 10**

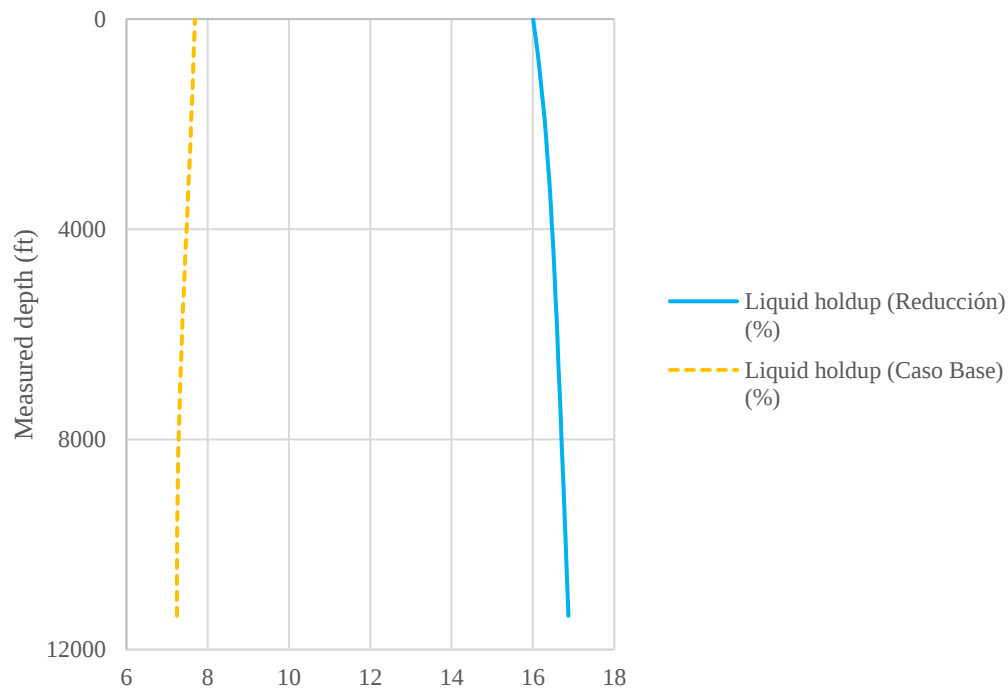
Velocidades obtenidas con la reducción de diámetro del tubing



La Figura 11 presenta la comparación del perfil de arrastre de líquido (liquid holdup) a lo largo del tubing entre el caso base y el escenario con reducción de diámetro del tubing. Se observa un aumento notable en el porcentaje de arrastre de líquido en el caso con diámetro reducido, lo que refleja un incremento en la fracción de volumen ocupado por líquidos dentro del sistema. Este comportamiento es consecuencia directa del aumento en la velocidad del gas, que, al superar la velocidad crítica, promueve un mayor arrastre de líquidos desde el fondo hacia la superficie.

Figura 11

Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la reducción de diámetro del tubing

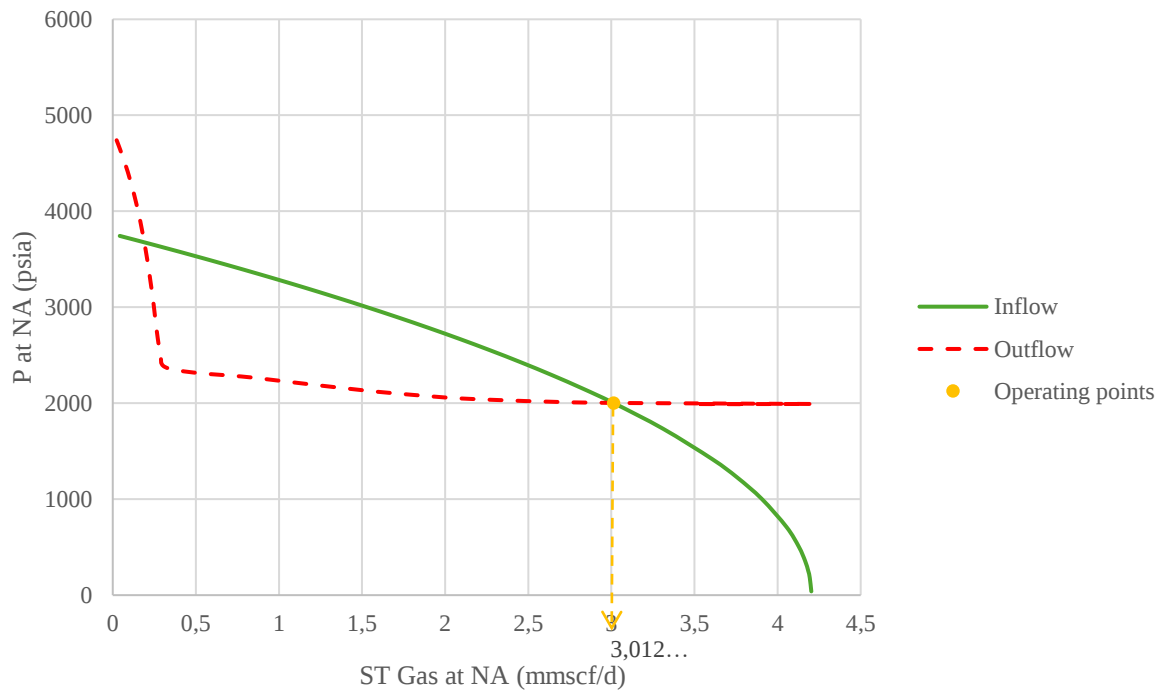


Reducción de diámetro + Espumas: con una BHFP de 2002 psia logró una tasa de gas de 3,013 MMscfd. La combinación de mayor velocidad de flujo con la acción química de la espuma permitió superar la velocidad crítica, logrando evacuar eficientemente los líquidos acumulados y restableciendo el régimen de flujo continuo. Este enfoque dual se destaca como una alternativa adaptable y escalable en campos con infraestructura parcial y presión moderada.

La Figura 12 muestra el análisis nodal correspondiente al escenario de reducción de diámetro + espumas, evidenciando la interacción entre las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de producción (OPR).

Figura 12

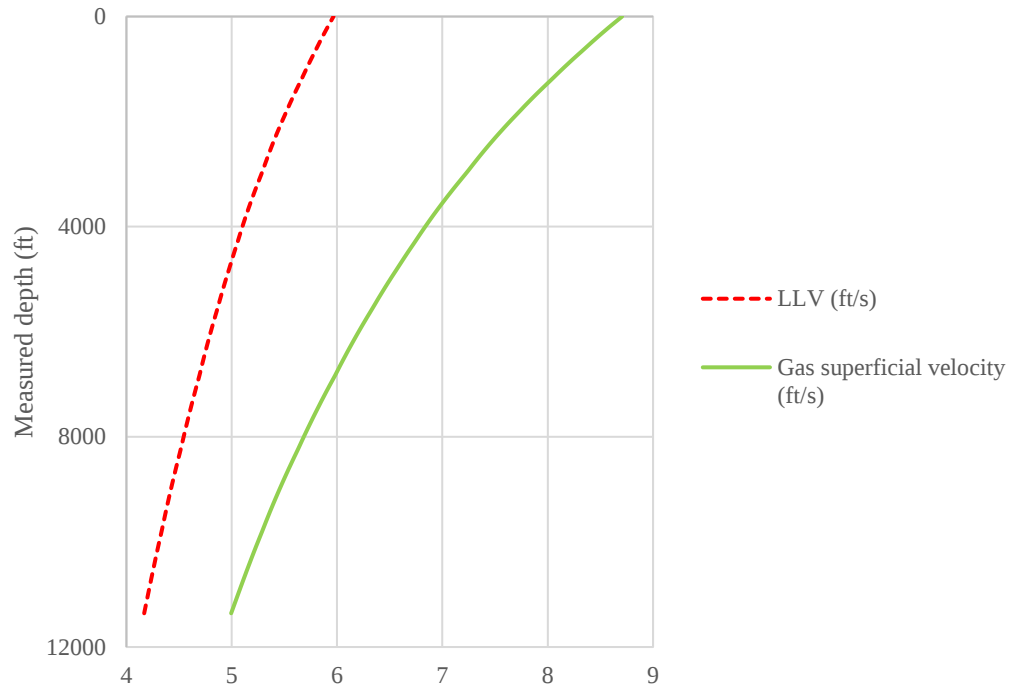
Análisis nodal obtenido con la aplicación de reducción de diámetro + espumas



La Figura 13 presenta el perfil de velocidades correspondiente al escenario en el que se implementa la estrategia combinada de reducción de diámetro del tubing e inyección de espumas. Esta alternativa busca optimizar el arrastre de los líquidos acumulados mediante un incremento en la velocidad del gas y la formación de una espuma de baja densidad que facilita la movilización de fases líquidas. Como se observa en la figura, la velocidad superficial del gas logra mantenerse por encima de la velocidad crítica de liquid loading (LLV) a lo largo de todo el tramo de producción, confirmando que esta estrategia supera con éxito el umbral crítico para evitar la acumulación de líquidos.

Figura 13

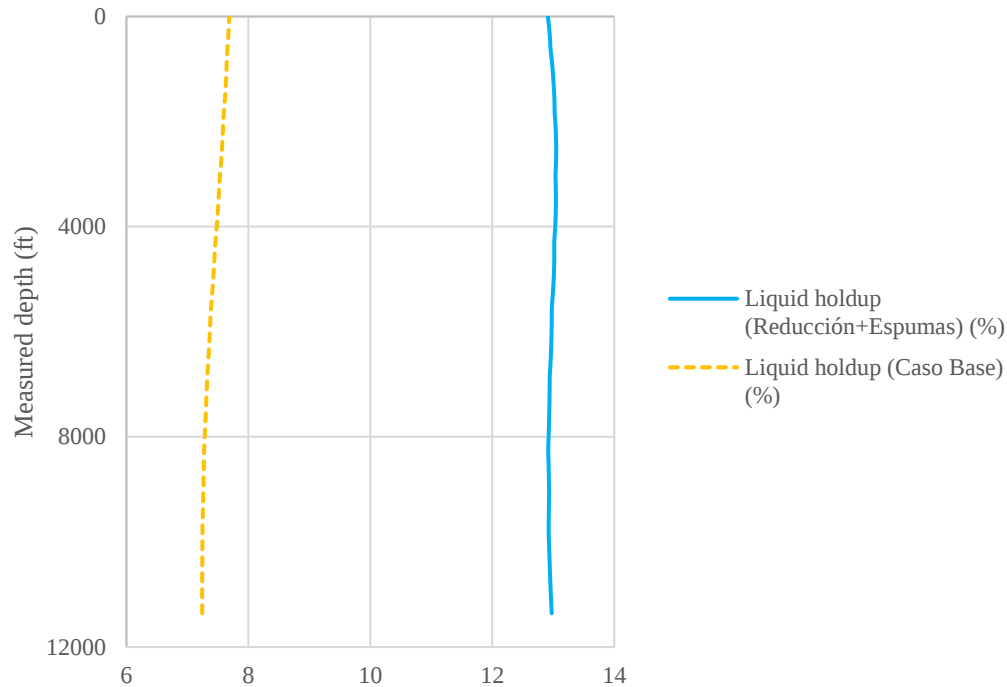
Velocidades obtenidas con la reducción de diámetro + espumas



La Figura 14 presenta una comparación entre los perfiles de arrastre de líquido (liquid holdup) en el pozo para el caso base y el escenario con reducción de diámetro del tubing combinada con la inyección de espumas. Se evidencia un aumento considerable en la fracción de arrastre de líquido a lo largo del tubing en el escenario con intervención, reflejando un flujo más continuo.

Figura 14

Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la reducción de diámetro + espumas



Gas Lift: redujo la presión de fondo a 1627 psia y elevó la producción de gas a 3,417 MMscfd. La inyección de gas desde válvulas distribuidas a lo largo del tubing facilitó el transporte continuo de los líquidos, restableciendo un régimen de flujo eficiente y superando la velocidad crítica.

La Figura 15 muestra el análisis nodal correspondiente al escenario de aplicación de gas lift, evidenciando la interacción entre las curvas de desempeño del yacimiento (IPR) y del sistema de producción (OPR).

La Figura 16 muestra el comportamiento del sistema de producción bajo la estrategia de aplicación de gas lift, representando la comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica (LLV) a lo largo de la profundidad del tubing. En este escenario, la inyección de gas comprimido en el fondo del pozo tiene como objetivo reducir la densidad de la columna de

fluidos, incrementando la velocidad del gas dentro del tubing. La figura evidencia que la velocidad superficial del gas supera la velocidad crítica a lo largo de todo el tramo de producción. Este resultado confirma que el gas lift proporciona un arrastre eficiente de los líquidos, evitando su acumulación en el fondo del pozo. Además, esta estrategia demuestra su eficacia incluso en condiciones de presión de yacimiento en declive, posicionándola como una alternativa robusta y sostenible para mantener la productividad en campos maduros.

La Figura 17 muestra la comparación de la fracción de arrastre de líquido (liquid holdup) a lo largo del pozo entre el caso base y la estrategia con gas lift implementado. Se observa un aumento en el arrastre de líquido distribuido uniformemente a lo largo del tubing cuando se aplica gas lift, lo cual es indicativo de un flujo más estable y de una mayor capacidad de transporte de líquidos hacia la superficie.

Figura 15

Análisis nodal obtenido con la aplicación de gas lift

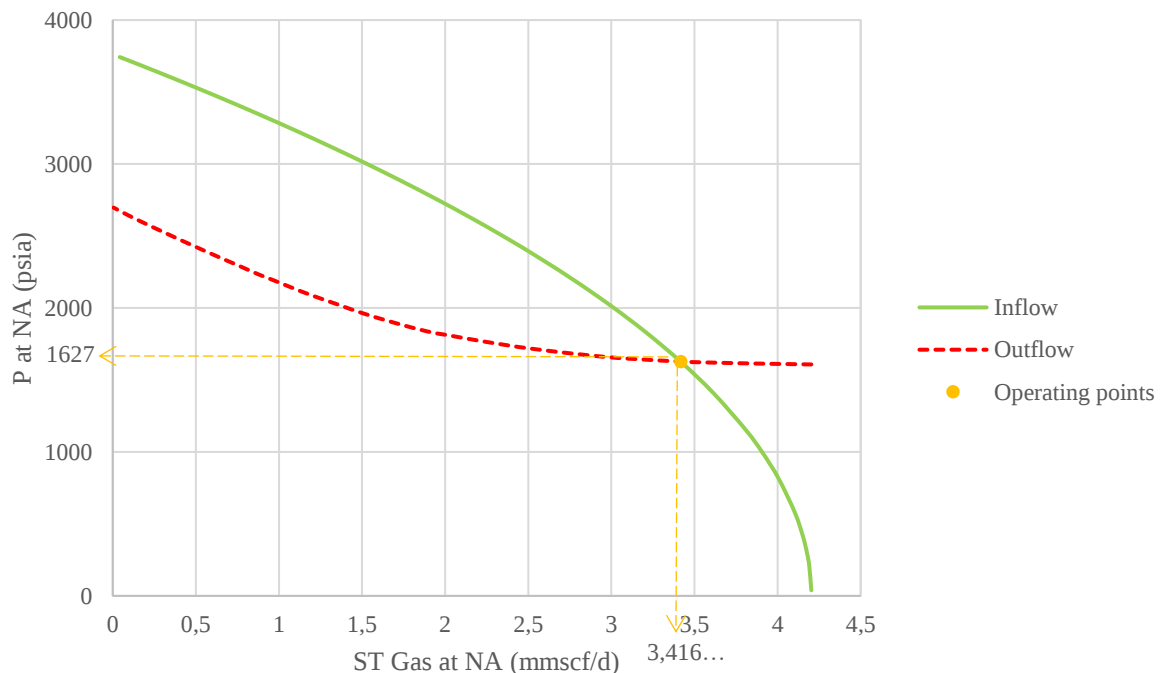
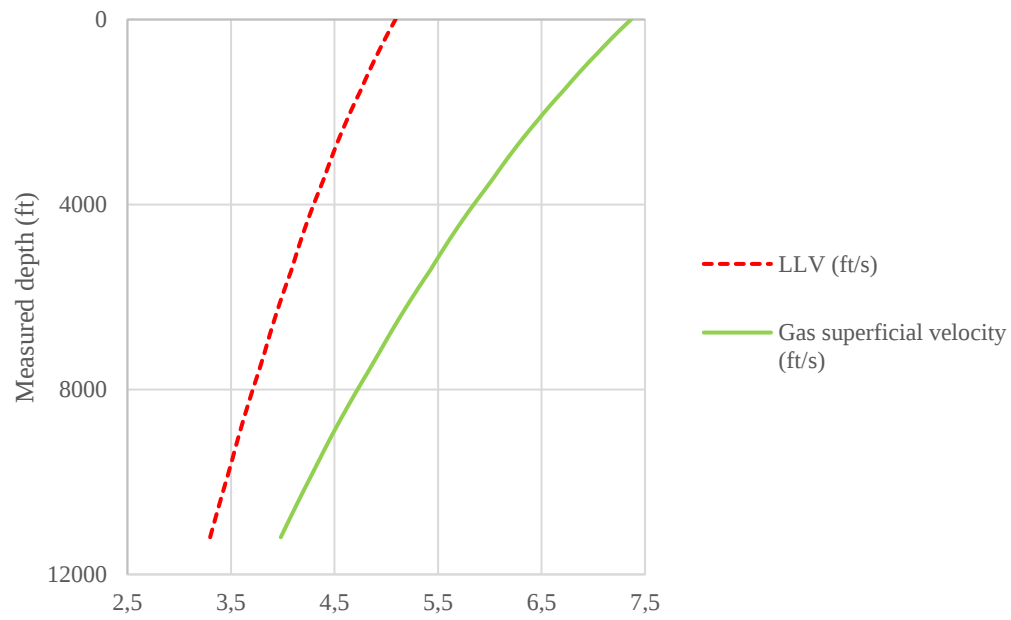
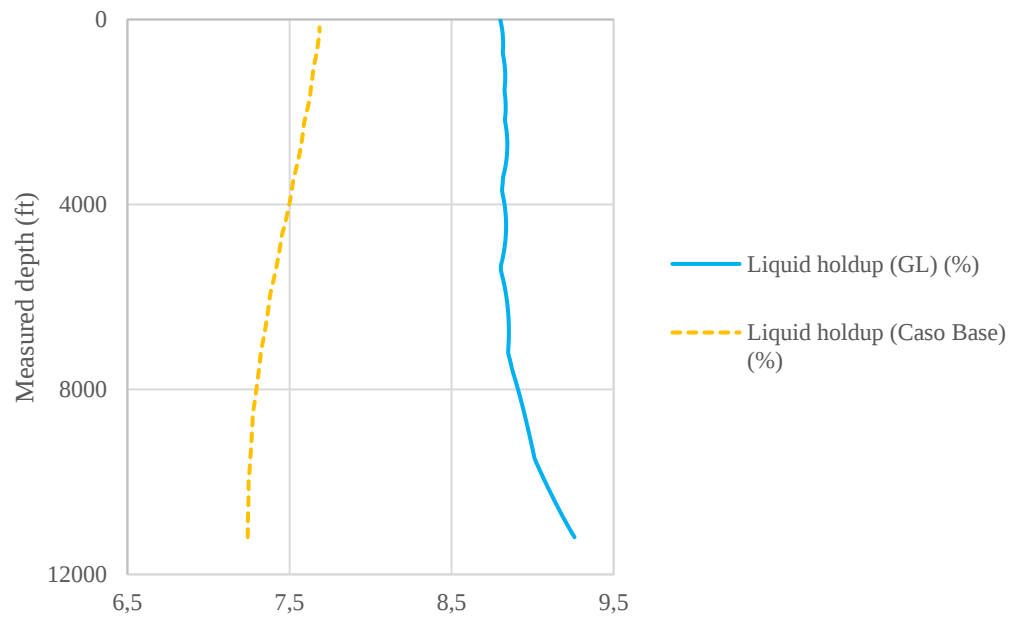


Figura 16

Velocidades obtenidas con la aplicación de gas lift

**Figura 17**

Aumento en el arrastre de líquido obtenido con la aplicación de gas lift



En particular, la combinación de reducción de diámetro con espumas destacó por su efectividad en pozos con energía de yacimiento moderada, mientras que el gas lift se consolidó como la opción más eficiente, al proporcionar una solución sostenida que garantiza el transporte de líquidos incluso en condiciones de presión de yacimiento en declive.

Cada estrategia fue evaluada en términos de sus impactos sobre variables clave de desempeño del pozo: presión de fondo fluyente (BHFP), tasas de producción de gas (Qg), condensado (Qo) y agua (Qw). La Tabla 7 presenta un resumen de los resultados obtenidos para cada caso simulado. Esta comparación fue fundamental para identificar las estrategias más efectivas en términos de producción y estabilidad operativa.

Tabla 7

Resumen de resultados obtenidos por estrategia

	BHFP (psia)	Qo (stb/d)	Qg (MMscfd)	Qw (stb/d)
LL (caso base)	1879	180	3,154	86
Aplicación de espumas	1744	154	3,3	54
Reducción de diámetro	2312	149	2,616	71
Reducción de diámetro + Espumas	2002	140	3,013	49
Gas lift	1627	394	3,417	84

Con el fin de seleccionar la alternativa más adecuada para mitigar el liquid loading en el pozo analizado, se llevó a cabo una evaluación comparativa de las distintas estrategias implementadas. Esta comparación consideró tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica de cada intervención, con base en su comportamiento observado durante la simulación y en los requerimientos operativos y logísticos asociados. La combinación de criterios cualitativos y cuantitativos permitió valorar no solo la efectividad de arrastre de líquidos, sino también aspectos

como la adaptabilidad a condiciones de yacimiento, el impacto en la producción de gas y líquidos, y los costos de implementación. La Tabla 8 resume las características técnicas y el potencial de cada estrategia, sirviendo como una guía práctica para la toma de decisiones en proyectos con condiciones similares.

Tabla 8

Comparación de estrategias de mitigación del liquid loading

Estrategia	Descripción técnica	Viabilidad técnica	Viabilidad económica
Aplicación de espumas	Consiste en la inyección de agentes químicos que reducen la tensión superficial, promoviendo la formación de espumas de baja densidad que facilitan el arrastre de líquidos hacia superficie (4).	Limitada en pozos con presiones de yacimiento moderadas (como el caso actual), ya que no alcanza la velocidad crítica. Alta en pozos con presiones elevadas.	Baja inversión inicial, costos operativos bajos a moderados dependiendo de la dosificación.
Reducción de diámetro del tubing	Incremento de la velocidad del gas al reducir el área de flujo, superando la velocidad crítica para movilizar líquidos acumulados (19).	Media, depende de la geometría del pozo.	Moderada inversión inicial, pero limitada si no se complementa con otras estrategias ya que puede disminuir la producción.

Reducción de diámetro + Espumas	Combinación de métodos físicos y químicos para optimizar el arrastre de líquidos mediante mayor velocidad y menor tensión superficial.	Alta. Supera la velocidad crítica. En pozos con presión moderada puede haber una leve disminución de producción; en pozos con alta presión aumenta la producción.	Moderada inversión inicial, con buena relación costo-beneficio ya que mitiga las limitaciones de cada método por separado.
Gas lift	Inyección de gas comprimido para reducir la densidad del flujo y facilitar el transporte de líquidos a superficie (24).	Muy alta, adaptable a diferentes condiciones operativas y presiones de yacimiento.	Alta inversión inicial, pero rentable a largo plazo por su eficiencia y estabilidad.

3.4 Análisis comparativo y selección de alternativas

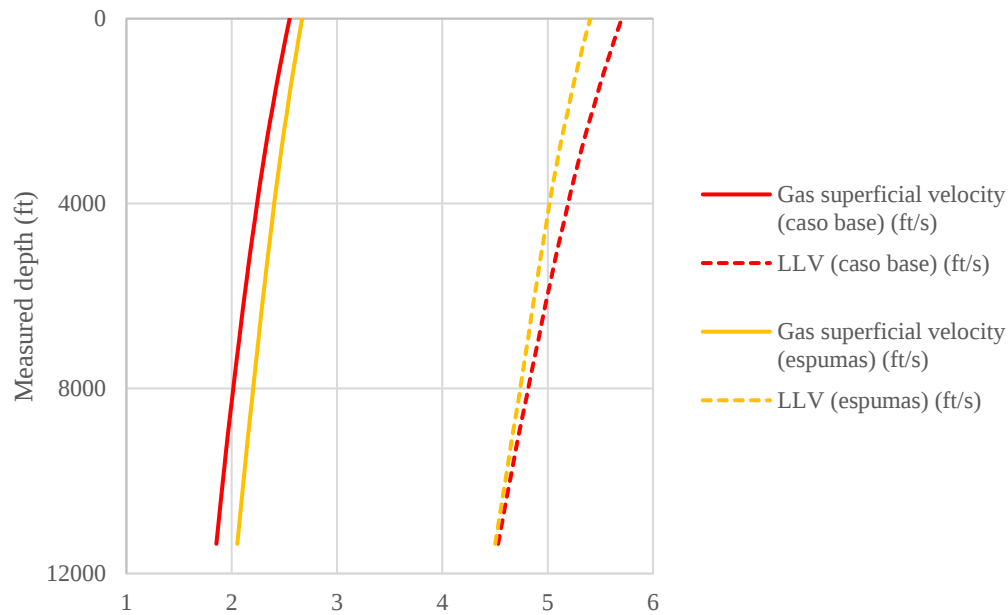
La comparación de los cinco escenarios analizados permitió identificar con claridad los beneficios y limitaciones de cada intervención. La estrategia de espumas por sí sola, al no superar la velocidad crítica, presentó limitaciones como solución definitiva. Sin embargo, su aplicación como medida transitoria o complementaria puede ser útil en campos que aún cuentan con presión disponible suficiente.

La selección de la estrategia óptima debe considerar no solo la eficiencia técnica, sino también factores económicos, logísticos y de sostenibilidad. Por ejemplo, la instalación de sistemas de gas lift implica una inversión inicial considerable, así como tiempos de intervención prolongados, pero ofrece ventajas claras en términos de estabilidad de producción y capacidad de adaptación a condiciones de yacimiento cambiantes. Por su parte, la reducción de diámetro del tubing es una intervención más sencilla y de menor costo, pero su efectividad puede ser transitoria si no se combina con otras medidas.

La Figura 18 muestra la comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica de liquid loading (LLV) obtenidas en el caso base y después de la aplicación de espumas. La velocidad superficial del gas no supera la LLV a lo largo de todo el tramo del tubing, lo que indica que no se alcanza la velocidad necesaria para garantizar el arrastre continuo de líquidos.

Figura 18

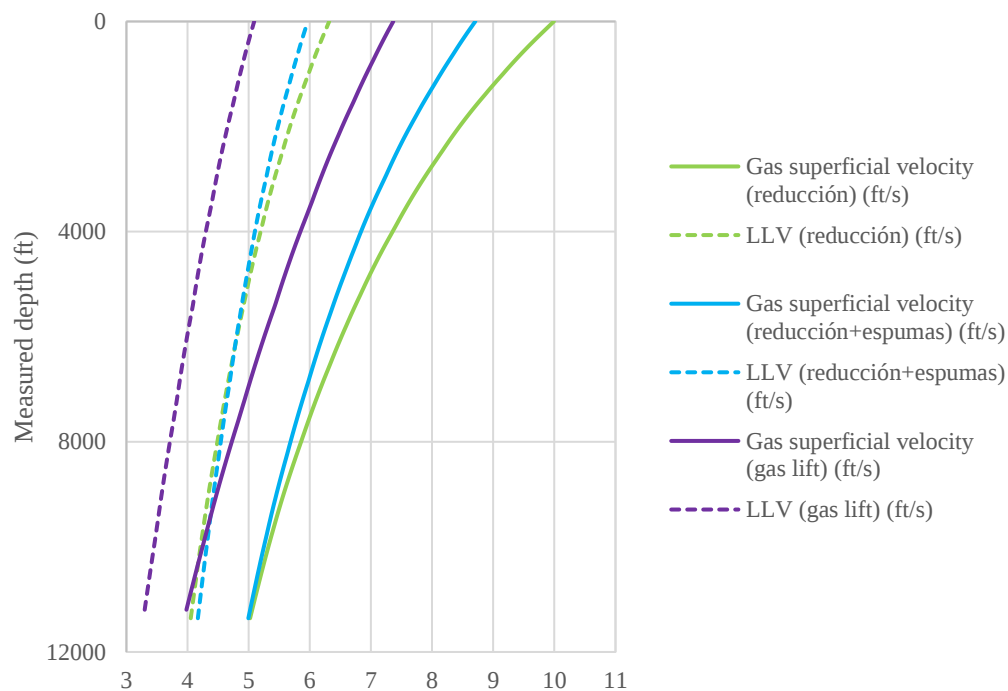
Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV) (escenarios no óptimos)



La Figura 19 muestra la comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica de liquid loading (LLV) obtenidas tras la aplicación de estrategias de optimización. La velocidad superficial del gas supera la LLV a lo largo de todo el tramo del tubing, lo que indica que se alcanza la velocidad necesaria para arrastrar los líquidos acumulados.

Figura 19

Comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica (LLV) (escenarios óptimos)

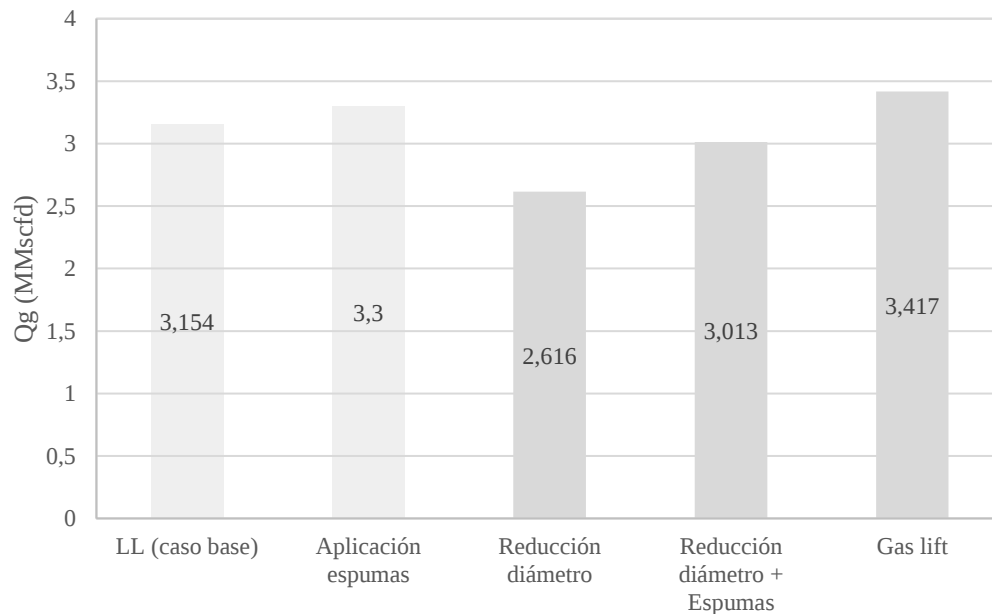


La Figura 20 presenta una comparación visual de la producción de gas (Q_g) obtenida bajo diferentes estrategias de optimización frente al caso base afectado por liquid loading. Se observa que la aplicación de gas lift arrojó los mejores resultados, con una producción de 3,417 MMscfd, superando ampliamente a las demás alternativas. Le siguen en desempeño la combinación de reducción de diámetro con espumas (3,013 MMscfd). En contraste, la reducción de diámetro por

sí sola presentó una caída significativa en la producción de gas (2,616 MMscfd), evidenciando la necesidad de combinar esta intervención con otros métodos para obtener resultados eficientes.

Figura 20

Comparación de producción de Q_g con y sin aplicación de estrategias de optimización



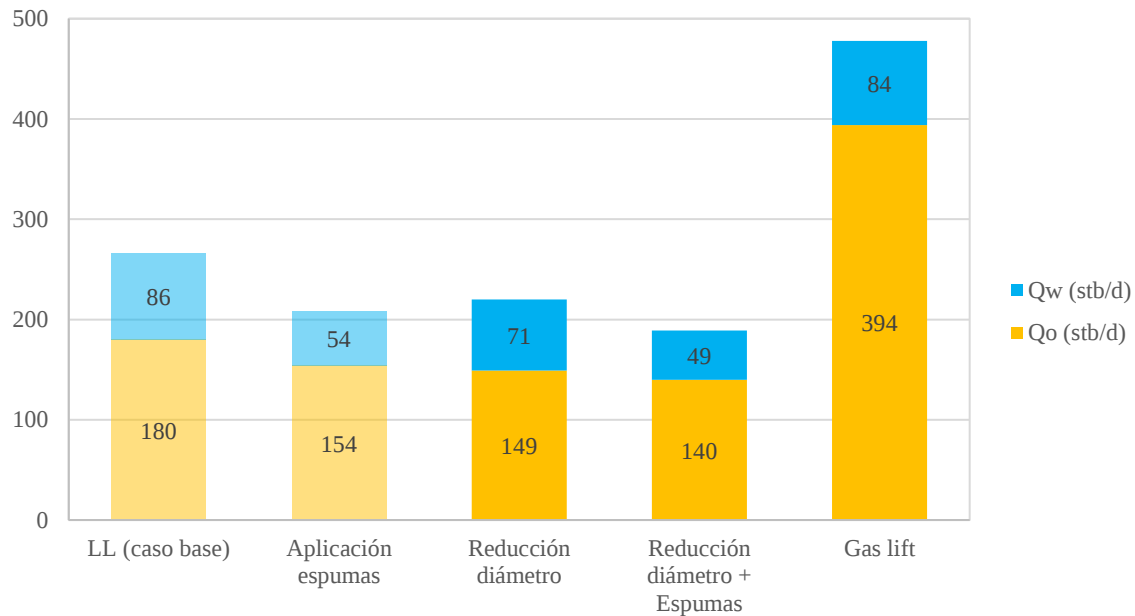
Nota. La producción correspondiente al caso base y a la aplicación de espumas no puede ser considerada, ya que la velocidad superficial del gas no supera la velocidad crítica (LLV).

La Figura 21 muestra una comparación de las tasas de producción de condensado (Q_o) y agua (Q_w) obtenidas en el caso base y después de aplicar diversas estrategias de mitigación del liquid loading. Se evidencia que el uso de gas lift generó el mayor aumento en la producción de condensado, alcanzando los 394 stb/d, más del doble respecto al caso base (180 stb/d), lo que confirma su alta eficiencia en el restablecimiento del flujo multifásico. La combinación de reducción de diámetro con espumas también mostró un buen desempeño, alcanzando 140 stb/d de condensado con la menor producción de agua (49 stb/d), lo que la posiciona como una estrategia eficiente y balanceada. Esta comparación integral permite visualizar los efectos individuales y

combinados de cada estrategia sobre la producción de líquidos, apoyando la toma de decisiones técnicas orientadas a optimizar la eficiencia del sistema.

Figura 21

Comparación de producción de Q_o , Q_w con y sin aplicación de estrategias de optimización



Nota. La producción correspondiente al caso base y a la aplicación de espumas no puede ser considerada, ya que la velocidad superficial del gas no supera la velocidad crítica (LLV).

El uso del análisis nodal fue determinante para visualizar el comportamiento del sistema bajo distintas configuraciones. Las curvas IPR y OPR generadas permitieron identificar con claridad los puntos de restricción y evaluar el efecto de cada intervención sobre la eficiencia de producción (30). Este enfoque integral se consolidó como una herramienta clave para el diseño de estrategias de producción óptimas en pozos con problemas de liquid loading, permitiendo seleccionar alternativas técnicamente sólidas y operativamente viables para mantener la productividad del sistema a lo largo del tiempo.

Además del impacto técnico inmediato que ofrecen las distintas estrategias de mitigación del liquid loading, es fundamental considerar su proyección en el tiempo, es decir, la vida útil operativa de cada intervención (28). Este aspecto permite anticipar la frecuencia con la que se requerirán nuevas acciones o ajustes en el sistema de producción, lo cual influye directamente en los costos, la planificación logística y la continuidad operativa del pozo. La Tabla 9 presenta una estimación de la duración efectiva de cada estrategia evaluada, tomando como referencia las condiciones actuales del pozo, la declinación esperada de presión en el yacimiento y la estabilidad de flujo alcanzada durante la simulación.

Tabla 9

Vida útil proyectada de las estrategias de mitigación del liquid loading

Estrategia	Duración
Reducción diámetro	4 años
Reducción diámetro + Espumas	6 años
Gas lift	12 años

4. Análisis y Discusión de Resultados

4.1 Diagnóstico del Problema en el Pozo de Estudio

La identificación del fenómeno de liquid loading en el pozo analizado partió de una revisión de los registros históricos de producción y parámetros operacionales. Se observaron caídas

sostenidas en la tasa de producción de gas y una reducción en la fracción de arrastre de líquidos. Estos síntomas son característicos de un régimen de flujo en el que los líquidos acumulados en el pozo no logran ser arrastrados eficientemente hasta superficie, generando contrapresiones que limitan el flujo de gas desde el yacimiento (2). El análisis también reveló una reducción del índice de productividad, reflejo de una menor eficiencia del sistema.

Desde el punto de vista operacional, esta situación representa un desafío considerable, ya que afecta directamente la eficiencia del levantamiento y exige una intervención técnica que permita restablecer el equilibrio hidrodinámico. En este sentido, es necesario aplicar soluciones que aumenten la velocidad del gas o disminuyan la densidad de la columna líquida, lo cual puede lograrse mediante técnicas de levantamiento asistido o mediante modificaciones en la geometría del sistema.

4.2 Evaluación de Estrategias de Optimización

Se desarrollaron cuatro estrategias alternativas para combatir el problema identificado, agrupadas en tres categorías principales: reducción de diámetro del tubing, aplicación de espumas y uso de gas lift. Cada técnica fue evaluada de forma individual y en combinación, considerando variables técnicas, operativas y económicas. Este enfoque permitió construir una matriz de decisión basada en criterios como eficiencia del levantamiento, complejidad de implementación, inversión requerida y capacidad de adaptación a distintos estados operativos del pozo.

Las estrategias basadas en espumas (casos 2 y 4) demostraron ser altamente efectivas en términos de reducción de BHFP y mejora en las tasas de gas, debido a su capacidad para disminuir la tensión superficial de los líquidos, formar columnas espumosas de baja densidad y facilitar el

arrastre. Su acción genera un flujo más homogéneo que minimiza el arrastre de líquidos, permitiendo mantener un gradiente de presión favorable. La implementación de estas estrategias es especialmente útil en pozos donde aún existe presión suficiente del yacimiento y no se desea intervenir con sistemas de levantamiento artificial más complejos.

Además, el uso de espumas puede considerarse una estrategia flexible, ya que su aplicación puede ser intermitente o continua, dependiendo del comportamiento dinámico del pozo. Esta adaptabilidad permite reducir costos operativos y minimizar la exposición a riesgos ambientales, siempre que se cuente con un programa de monitoreo eficiente y controlado. Otro aspecto favorable es la posibilidad de ajustar la concentración del agente espumante según las condiciones del pozo, optimizando así la efectividad del arrastre.

La reducción de diámetro del tubing (caso 3), al incrementar la velocidad del gas, ayudó a alcanzar la velocidad crítica necesaria para arrastrar los líquidos. Sin embargo, esta estrategia también introdujo mayores pérdidas de carga por fricción, lo cual se reflejó en un BHFP elevado de 2312 psia y una disminución en la producción de gas.

Cuando se combinó la reducción de diámetro con la inyección de espumas (caso 4), se observó un mejor equilibrio entre velocidad de flujo, arrastre de líquidos y un diferencial de presión favorable. Esta combinación permitió lograr una BHFP de 2002 psia y una producción de gas de 3,013 MMscfd, superando el valor obtenido en el caso anterior. Confirmando que las estrategias híbridas pueden ofrecer soluciones más robustas, al combinar mecanismos físicos (aumento de velocidad) y químicos (reducción de tensión superficial).

El uso de gas lift (caso 5) fue, sin duda, la estrategia más eficiente y estable. Presentó una BHFP de 1627 psia y una producción de gas de 3,417 MMscfd, superando incluso las condiciones iniciales del pozo. Su capacidad para introducir energía adicional en el fondo del pozo mediante

la inyección de gas comprimido facilita un régimen de flujo continuo que se mantiene incluso ante caídas en la presión de yacimiento. Esta característica lo convierte en una solución sostenible a largo plazo. Su diseño permite realizar ajustes progresivos, adaptándose a la evolución natural del pozo y optimizando recursos sin necesidad de reintervenciones costosas.

Otro aspecto relevante en la evaluación comparativa de estas estrategias fue la capacidad de cada una para superar la velocidad crítica, parámetro clave en la movilización de líquidos acumulados. Solo aquellas intervenciones que permitieron alcanzar o exceder este punto demostraron ser eficientes para restaurar el flujo continuo y evitar la acumulación progresiva de líquidos.

La Tabla 10 presenta la comparación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica (LLV) calculadas en la cabeza del pozo para los cinco escenarios analizados.

Tabla 10

Velocidad superficial vs. velocidad crítica en cabeza de pozo

	Vel. Sup. del Gas (ft/s)	LLV (ft/s)
LL (caso base)	2,550255	5,703556
Aplicación de espumas	2,6687	5,405357
Reducción de diámetro del tubing	9,99213	6,317069
Reducción de diámetro + Espumas	8,706795	5,966447
Gas Lift	7,365254	5,090075

Para cuantificar el impacto real de cada estrategia implementada, se evaluó el incremento en la producción de gas natural en comparación con el caso base del pozo sin intervención. Esta comparación no solo permite evaluar la efectividad técnica de cada alternativa, sino también establecer criterios de selección basados en el rendimiento incremental. La Tabla 11 muestra el

aumento (o disminución) porcentual de la producción de gas con respecto al estado inicial, reflejando el comportamiento de cada intervención en términos de mejora operativa. Este análisis es clave para la toma de decisiones, ya que proporciona una visión clara del beneficio obtenido por cada estrategia.

Tabla 11

Aumento de producción logrado con cada estrategia evaluada

	Producción de gas (MMscfd)	Incremento respecto al caso base (%)
LL (Caso base)	3,154	0.0
Aplicación de espumas	3,300	+4,63
Reducción de diámetro del tubing	2,616	-17,06
Reducción de diámetro + Espumas	3,013	-4,47
Gas Lift	3,417	+8,34

Desde una perspectiva económica, las espumas ofrecen ventajas iniciales importantes: bajo costo, rápida implementación y mínima afectación a la infraestructura existente. Sin embargo, su efectividad depende de una dosificación adecuada, continuidad en la inyección y compatibilidad química con los fluidos del pozo (4). En contraste, el gas lift requiere una inversión inicial elevada, además de un sistema de compresión y mantenimiento periódico, pero garantiza una mayor estabilidad operativa y permite mantener la producción incluso en etapas avanzadas de declive (24).

En cuanto a la facilidad de implementación, las estrategias mecánicas como la reducción de diámetro del tubing presentan menos complejidad logística, pero su efectividad suele ser limitada en pozos con alta desviación, rugosidad interna significativa o baja energía de yacimiento (19). Por esta razón, su aplicación debe evaluarse cuidadosamente, considerando la geometría del pozo y las condiciones específicas del sistema de producción. Asimismo, se debe tener en cuenta la vida útil de las intervenciones y su efecto sobre la integridad del equipo instalado.

Además, se deben considerar aspectos relacionados con la seguridad operacional y el impacto ambiental. Por ejemplo, el uso continuo de espumas puede generar residuos químicos que deben ser tratados adecuadamente. En el caso del gas lift, la manipulación de gas comprimido requiere sistemas de control y monitoreo que garanticen su funcionamiento seguro.

4.3 Validación del Modelo y Aplicabilidad en Campo

La validación de las estrategias se realizó mediante la comparación de los resultados obtenidos en las simulaciones frente a los datos reales del pozo. Se utilizó una matriz comparativa de indicadores clave (BHFP, Q_g , Q_o , Q_w) que permitió evaluar el grado de ajuste entre la respuesta modelada y el comportamiento observado. Los modelos predictivos empleados mostraron una correlación adecuada con los registros de campo. Esto refuerza la confianza en el análisis nodal como herramienta de diagnóstico, diseño y pronóstico en sistemas de producción. La Tabla 12 resume los resultados obtenidos en la simulación del caso base y los datos reales del pozo.

Tabla 12

Comparación entre los resultados obtenidos en la simulación del caso base y los datos reales del pozo

Datos	BHFP (psia)	Qo (stbd)	Qg (MMscfd)	Qw (stbd)
Campo	1846	182	3,192	87
Simulación	1879	180	3,154	86
Diferencia	+33	-2	-0,038	-1

El análisis nodal permitió identificar con claridad las restricciones del sistema, cuantificar las pérdidas de presión en cada segmento y visualizar el impacto de cada estrategia sobre la eficiencia total (18). Su integración con modelos transitorios posibilitó una evaluación más realista del comportamiento del pozo a lo largo del tiempo, incluyendo etapas de declinación progresiva y condiciones límite de operación (28).

En particular, la técnica que combinó espumas con reducción de diámetro (caso 4) logró estabilizar la producción durante periodos prolongados, validando los beneficios de estrategias híbridas. Del mismo modo, los datos de presión y caudal obtenidos en el caso 5 confirmaron la efectividad del gas lift en contextos de declinación avanzada. Este hallazgo tiene implicaciones relevantes para la operación de campos maduros, donde la capacidad de respuesta frente a cambios operacionales se vuelve crítica para mantener el factor de recobro.

La aplicabilidad de estas soluciones es especialmente alta en pozos con características similares: presiones de yacimiento moderadas, relaciones gas-líquido elevadas, trayectorias verticales o ligeramente desviadas, y presencia intermitente de condensados. Las técnicas evaluadas pueden escalarse y adaptarse a otros campos que enfrenten problemáticas similares, ajustando los parámetros de diseño y operación a las condiciones particulares de cada pozo. Esta

versatilidad convierte a las estrategias estudiadas en herramientas valiosas dentro de los planes de optimización de producción en activos en etapa madura o de comportamiento transitorio inestable.

Finalmente, la integración de herramientas analíticas, simulaciones basadas en análisis nodal y conocimiento de campo consolidó un marco metodológico replicable y robusto para la optimización de producción en pozos afectados por liquid loading. Este enfoque multidisciplinario permite tomar decisiones técnicas más fundamentadas, reduce la incertidumbre operativa y contribuye a optimizar la rentabilidad de los activos, asegurando la sostenibilidad del sistema de producción a lo largo del ciclo de vida del pozo.

5. Conclusiones

El presente trabajo logró diagnosticar, analizar y proponer soluciones técnicas al fenómeno de liquid loading en un pozo colombiano productor de gas condensado, contribuyendo a la optimización de la producción en yacimientos afectados por acumulación de líquidos. A través de un enfoque metodológico basado en el análisis nodal y la simulación comparativa de cinco escenarios operativos, se identificaron con claridad las variables críticas que favorecen la aparición del fenómeno, entre ellas la presión de yacimiento en declive, las velocidades de gas por debajo del valor crítico y el deficiente arrastre de los líquidos acumulados.

A partir del caso base, se evidenció que la velocidad superficial del gas no superaba la velocidad mínima requerida para arrastrar los líquidos acumulados, lo cual confirmó la presencia

de liquid loading. Esta condición se reflejó en una baja eficiencia del sistema con una producción de 3,154 MMscfd y con una BHFP de 1879 psia.

La aplicación de espumas como estrategia individual no generó mejoras sustanciales, ya que la velocidad del gas continuó por debajo de la velocidad crítica (LLV). Sin embargo, al combinar esta técnica con la reducción de diámetro del tubing (de 6,094 a 3,5 pulgadas), se logró un aumento en la velocidad del gas y una mejora considerable en la eficiencia de arrastre de líquidos, alcanzando una producción de 3,013 MMscfd, lo que validó la efectividad de estrategias híbridas como alternativas para pozos con energía de yacimiento moderada.

El gas lift, se consolidó como la alternativa más eficiente y sostenible, alcanzando la menor BHFP (1627 psia) y la mayor tasa de producción de gas entre todos los escenarios analizados (3,417 MMscfd). Su capacidad para adaptarse a condiciones operativas cambiantes y proporcionar un régimen de flujo continuo, incluso en pozos con presiones en declive avanzado, lo posiciona como una solución robusta y de alto valor técnico para campos maduros.

Se realizó una evaluación comparativa de los beneficios obtenidos en términos de mejora en la producción de gas y eficiencia operativa. Esta comparación permitió identificar el impacto de cada intervención sobre el comportamiento del pozo, considerando tanto el incremento o disminución en la producción como la estabilidad y sostenibilidad del flujo multifásico. La Tabla 13 presenta un resumen de estas mejoras, destacando la capacidad de cada estrategia para incrementar el caudal de gas y optimizar el arrastre de líquidos, con base en los resultados de simulación respecto al caso base.

Tabla 13*Resumen de mejoras en producción y eficiencia obtenidas*

Estrategia	Mejora en producción de gas (MMscfd)	Mejora en eficiencia
Aplicación de espumas	+0.108	Mejor arrastre de líquidos, pero sin superar velocidad crítica.
Reducción de diámetro del tubing	-0.576	Incremento en velocidad, pero caída de producción.
Reducción de diámetro + Espumas	-0.141	Supera velocidad crítica con buena estabilidad.
Gas Lift	+0.225	Alta eficiencia y flujo continuo sostenido.

El estudio también reafirmó la validez del análisis nodal como herramienta clave en la toma de decisiones. La alta correlación entre los datos de simulación y los registros reales confirmó su utilidad para modelar comportamientos operativos, identificar restricciones en el sistema de producción y diseñar estrategias personalizadas que respondan a las necesidades específicas del pozo.

La optimización de la producción en pozos afectados por liquid loading exige una estrategia técnica bien fundamentada, adaptable y sostenible. Las propuestas presentadas en este estudio constituyen una guía práctica para afrontar esta problemática con éxito, asegurando la continuidad operativa y la optimización de los recursos disponibles.

Esta investigación aporta soluciones prácticas al proponer metodologías replicables y adaptables a otros campos con condiciones similares. Este enfoque integral refuerza la necesidad

de adoptar prácticas de ingeniería orientadas a la sostenibilidad, a la optimización de recursos y a la extensión de la vida útil de los activos energéticos del país.

6. Recomendaciones

Considerar el uso de otras correlaciones de flujo multifásico: la correlación de Hagedorn y Brown fue adecuada para estimar la pérdida de presión y el holdup de líquidos, se recomienda evaluar otras correlaciones que pueden proporcionar resultados más ajustados.

Evaluar otros modelos de IPR: el modelo basado en el índice de productividad del pozo (Well PI) fue seleccionado en este estudio por su simplicidad y facilidad de implementación. Sin embargo, se sugiere utilizar modelos más complejos que pueden representar con mayor precisión el comportamiento del flujo.

Considerar otros modelos de liquid loading: aunque el modelo de Turner (1969) es ampliamente aceptado para estimar la velocidad mínima de arrastre de líquidos, se recomienda incluir modelos complementarios o más avanzados que consideren parámetros adicionales, esta comparación permitiría mejorar la precisión del análisis.

Implementar un sistema de monitoreo continuo del pozo: se recomienda establecer un sistema de vigilancia operativa que permita detectar tempranamente indicios de liquid loading. Para ello, es fundamental integrar sensores y plataformas digitales que permitan el seguimiento en tiempo real de indicadores clave de desempeño, como la presión de fondo fluyente (BHFP), la tasa de gas y volumen de líquidos producidos.

Aplicación selectiva de espumas: en pozos con presión intermedia y movilidad de fluidos favorable, el uso de espumas puede ser una solución inicial viable. Sin embargo, se recomienda realizar previamente pruebas de laboratorio que evalúen la compatibilidad química del fluido de formación con el agente espumante, así como determinar su concentración óptima y su estabilidad en condiciones reales del pozo (4).

Adoptar el análisis nodal como herramienta operativa estándar: dado el éxito de su aplicación en este estudio, se recomienda utilizar el análisis nodal de manera regular para modelar el comportamiento del sistema de producción y anticipar la aparición del liquid loading.

Validar en campo la metodología propuesta: aunque los resultados obtenidos mediante simulación fueron satisfactorios, se sugiere realizar pruebas piloto en campo con pozos reales que presenten liquid loading para validar la aplicabilidad operativa de las soluciones propuestas y ajustar parámetros de diseño según los resultados obtenidos.

Estandarizar la metodología como guía técnica replicable: el enfoque metodológico utilizado en este trabajo puede ser documentado como una guía técnica para ser aplicada en otros pozos con condiciones similares. Esto permitirá estandarizar criterios de diagnóstico, intervención y seguimiento.

Desarrollar herramientas predictivas con inteligencia artificial: la recopilación de datos históricos y de operación en tiempo real abre la posibilidad de entrenar modelos predictivos que anticipen el inicio del liquid loading, recomienden intervenciones óptimas y ajusten automáticamente las condiciones de operación del sistema.

Referencias Bibliográficas

1. Nallaparaju, Yashaswini Devi. "Prediction of Liquid Loading in Gas wells." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2012. <https://doi.org/10.2118/155356-MS>
2. Riza MF, Hasan AR, Kabir CS. A Pragmatic Approach To Understanding Liquid Loading in Gas Wells. SPE Prod Oper. 2016;31(3):185–96. <https://doi.org/10.2118/170583-PA>
3. Chauhan, Prithvi Singh, Li, Zhuoran, Sun, Wenyue, Sinha, Utkarsh, Surendra, Meher, Sabharwal, Varad, and Sathish Sankaran. "Managing Liquid Loading Using A Physics Inspired Data-Driven Method." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, February 2025. <https://doi.org/10.2523/IPTC-24769-MS>
4. Solesa, M., and S. Sevic. "Production Optimization Challenges of Gas Wells with Liquid Loading Problem Using Foaming Agents." Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2006. <https://doi.org/10.2118/101276-MS>
5. Uddin, M. Farooq, Tayyab, Imran, Koondhar, Nadeem H., Ahmed, Qazi Ismail, and Aijaz Ali Soomro. "Production Optimization of Foam Assisted Lift (FAL) Wells and Evaluation of Good and Bad Practices to Ensure Maximum Production." Paper presented at the SPE/PAPG Pakistan section Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, November 2015. <https://doi.org/10.2118/181121-MS>

6. Coskuner, G., and T. Strocen Bogdan. "Production Optimization of Liquid Loading Gas Condensate Wells: A Case Study." J Can Pet Technol 42 (2003): No Pagination Specified. <https://doi.org/10.2118/03-11-04>
7. Alsaeedi, Ayesha Ahmed, AlHarethi, Fahed Ahmed, Elabrashy, Manar Maher, Alsenaidi, Shemaisha Ahmed, Reddicharla, Nagaraju, Al Bairaqa, Ahmed Mohamed, Soni, Sandeep, Raj, Apurv, AlKuwaiti, Hamda, and Deepak Tripathi. "Well Performance Improvement By Identifying And Preventing Liquid Loading Using An Integrated Asset Operation Model Framework For Gas Condensate Wells." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020. <https://doi.org/10.2118/203233-MS>
8. Turner RG, Hubbard MG, Dukler AE. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. J Pet Technol. 1969;21(11):1475–82. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>
9. Patel, Harsh, and Deep Shah. "Effective Down Hole Gas-Liquid Separation to Eliminate Liquid Loading Problem in Gas Wells." Paper presented at the SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Kuwait City, Kuwait, October 2013. <https://doi.org/10.2118/167334-MS>
10. Coleman SB, Clay HB, McCurdy DG, Norris LH. A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up. J Pet Technol. 1991;43(4):329–33. <https://doi.org/10.2118/20280-PA>
11. Belfroid, S. P. C., Schiferli, W., Alberts, G. J. N., Veeken, C. A. M., and E. Biezen. "Prediction Onset and Dynamic Behaviour of Liquid Loading Gas Wells." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008. <https://doi.org/10.2118/115567-MS>

12. Ansari AM, Sylvester ND, Sarica C, Shoham O, Brill JP. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. SPE Prod Facil. 1994;9(2):143–51. <https://doi.org/10.2118/20630-PA>
13. G. Yuan, E. Pereyra, C. Sarica, Robert P. Sutton. “An Experimental Study on Liquid Loading of Vertical and Deviated Gas Wells.” Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 2013. <https://doi.org/10.2118/164516-MS>
14. Hashim, Qassim, Hamid, Saad, Fayiz, Mohammad, and Waleed Khnaifir. "Resurrecting the Dead; One Well at a Time – An Innovative Approach Saves Time and Boosts Production." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, February 2025. <https://doi.org/10.2523/IPTC-25106-EA>
15. Ismail, Tarek, Latrach, Abdeldjalil, and Amer Elsayed. "Comparative Analysis of Effective Gas Wells Liquid Loading Mitigation Techniques (Velocity String, MWHC, SJP, Foam Lifting, Cyclic Shut-In, Plunger Lifting): Enhancing Productivity in Low-Potential Gas Wells." Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, June 2025. <https://doi.org/10.15530/urtec-2025-4263581>
16. Alamu MB. Gas-Well Liquid Loading Probed With Advanced Instrumentation. SPE J. 2012;17(1):251–70. <https://doi.org/10.2118/153724-PA>
17. Alsanea, Maziad, Mateus-Rubiano, Camilo, and Hamidreza Karami. "Liquid Loading in Natural Gas Vertical Wells: A Review and Experimental Study." SPE Prod & Oper 37 (2022): 554–571. <https://doi.org/10.2118/209819-PA>

18. Moltz, A. K. "Predicting Gas Well Load-Up Using Nodal System Analysis." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., October 1992. <https://doi.org/10.2118/24860-MS>
19. Abdullahi, Mohammed Bashir, Sulaiman, A. D., Abdulkadir, Usman, Salaudeen, Ibraheem, and Bashir Umar Shehu. "Production Optimization of Liquid Loading Problem in Offshore Niger Delta Gas Condensate Field." Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2019. <https://doi.org/10.2118/198873-MS>
20. Fathalla, Magdy Farouk, Al Hosani, Mariam Ahmed, Mohamed, Ihab Nabil, Al Baira, Ahmed Mohamed, Kherroubi, Djamel, Abdullayev, Azer, and Allen Roopal. "Optimizing Tubing and Liner Completion Design to Improve Gas Production from Existing Wells: Case Study for ADNOC Onshore Field Abu Dhabi, UAE." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. <https://doi.org/10.2118/207430-MS>
21. Khan, Z. H., Iqbal, F., and R. Ahmed. "Adding Life to Gas Wells Through Deliquification." Paper presented at the PAPG/SPE Pakistan Section Annual Technical Symposium and Exhibition, Islamabad, Pakistan, January 2023. <https://doi.org/10.2118/217367-MS>
22. Vosika, J. L. "Use of Foaming Agents To Alleviate Liquid Loading in Greater Green River TFG Wells." Paper presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, March 1983. <https://doi.org/10.2118/11644-MS>
23. Wu, Junwen, Jia, Wenfeng, and Chenggang Xian. "Foaming Agent Developed for Gas Wells with Liquid Loading Problem Using New Surfactant and Nanotechnology." SPE J. 25 (2020): 3138–3144. <https://doi.org/10.2118/201249-PA>

24. Al Masroori, Haitham.H, Al-Shuely, Abdullah.S., Al-Siyabi, Nabil.S., Al-Subhi, Salim.K., Al Kharusi, Dawood.N., Angilst, Roeland, Ezechie, Patrick., and Nadhal Al Marhoon. "Successful Improvement of Ultimate Recovery of Complex Deep Tight Gas Field via Combined Gas Lift De-Liquification Techniques." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. <https://doi.org/10.2118/207395-MS>
25. Subhi, M. S., Al-Subhi, S. K., Al-Siyabi, N. S., and Z. Al Hinai Kharusi. "Novel Application and First Full Deployment in the World for Gas Lift in Gas Fields." Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2023. <https://doi.org/10.2118/216568-MS>
26. Pagan, Erika V., Williams, Wesley, and Paulo J. Waltrich. "A Simplified Transient Model to Predict Liquid Loading in Gas Wells." Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, May 2016. <https://doi.org/10.2118/180403-MS>
27. Yusuf, Rahel, Veeken, Kees, and Bin Hu. "Investigation of Gas Well Liquid Loading With a Transient Multiphase Flow Model." Paper presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 2010. <https://doi.org/10.2118/128470-MS>
28. Fan, Yilin, and Cem Sarica. "A Novel Approach for System Instability Prediction Using Nodal Analysis." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019. <https://doi.org/10.2118/196134-MS>
29. Luo, Shu, Kelkar, Mohan, Pereyra, Eduardo, and Cem Sarica. "A New Comprehensive Model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells." SPE Prod & Oper 29 (2014): 337–349. <https://doi.org/10.2118/172501-PA>

30. Lea JF, Nickens HV, Wells M. Gas Well Deliquification. 2nd ed. Chantilly: Elsevier; 2008.
31. Sindi, Wisam, Fruhwirth, Rudolf, Gamsjäger, Ernst, and Herbert Hofstätter. "Creating a Multiphase Production Model Tailored to Deviated Oil-Producing Wells for Integration as Input into a Machine Learning Model for ESP Survival Analysis." Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, March 2024. doi: <https://doi-org/10.2118/218123-MS>
32. Oluogun, Mojeed Olawale, Uzor, Emmanuel Chukwudi, Raji, Abubakar, and Shadrach Olise Ogiriki. "Oil Well Development Through Nodal Analysis for Production Optimization: A Software Assisted Approach." Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2024. doi: <https://doi-org/10.2118/221753-MS>