



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Asistencia en la elaboración de un Informe
Técnico para un arbitraje internacional**

**Caso: Impacto en la producción por la
operación y suspensión de servicios de
compresión de gas en un campo petrolero**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Ricardo Jesús Lozano Yescas

ASESOR DE INFORME

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

Agradecimientos

A mi madre, Elsa Yescas, por el apoyo incondicional y motivación que siempre me ha dado, por el cariño, comprensión, por darme todo lo necesario para concluir mis estudios, por caminar conmigo cada kilómetro a la escuela. Gracias por nunca dudar que alcanzaría mis metas, por ayudarme a crecer como ser humano y como profesionalista.

A mi padre Jesús y a mi hermana Leslie, por creer en mí e impulsarme a ser mejor todos los días.

A mi sobrino Raúl, por acompañarme en cada reunión de trabajo, y enseñarme el valor de la responsabilidad.

A Esther y Fernando, por ser una guía y apoyo incondicional cuando mi rebeldía me cegaba.

A mi familia, por ser parte de las mejores etapas de mi vida y sacarme las mejores sonrisas en cada reunión.

A mis grandes amigos: Angie, Karla, Astrid, Lili y David, por compartir conmigo clases, comidas, frustraciones y risas.

Finalmente, agradezco a mi tutor, Mtro. Gaspar Franco, y a mis sinodales M.I. Anell, Ing. Castro, Dr. Sarabia y Lic. Favio, por su guía en el desarrollo de este escrito, así como a la Ing. Anayantzín y a Fraguva Energy por su confianza e impulso en mi formación profesional.

Resumen

Como parte de la cadena de valor del sector hidrocarburos, los operadores petroleros requieren desarrollar actividades que exigen conocimientos técnicos especializados, así como experiencia en las mejores prácticas a nivel internacional. Por estas razones, es común que se contraten servicios especializados mediante un contrato.

Cuando existen diferencias en el cumplimiento de un contrato, y no se puede llegar a un acuerdo para resolverlas, se inicia un litigio, siendo éste un conflicto entre varias partes que ha llegado a juicio para que sea solucionado por la autoridad judicial competente, es decir el Tribunal de Arbitraje Internacional.

En el presente Informe de Actividades Profesionales, se describe el caso de un operador petrolero que contrató a una empresa de servicios para proporcionar la compresión centralizada de gas de baja y media presión para las estaciones de recolección de gas, con lo cual se garantizaba la recolección y tratamiento del gas producido en el campo para su envío por gasoductos y su posterior venta.

Dichos servicios de compresión y acondicionamiento de gas fueron suspendidos, generando una afectación en la producción de gas y condensados para los meses subsecuentes derivado del cierre de los pozos productores.

Por lo antes mencionado, el operador petrolero solicitó la realización de un Informe Técnico que le permitiera cuantificar el impacto en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas. El informe se presentó ante el Tribunal de Arbitraje Internacional como soporte técnico para cuantificar las afectaciones derivadas del incumplimiento del contrato.

Para llevar a cabo el Informe Técnico, se abordaron conceptos fundamentales que permitieron tener un mejor entendimiento de las actividades relacionadas con el proceso de extracción y transporte de hidrocarburos, particularmente el sistema integral de producción y el modelo de declinación de Arps, así como aspectos relacionados con el Arbitraje Internacional.

Prefacio

México posee una de las fuentes de recursos energéticos más importantes en el mundo, logrando ubicarse en 2021 dentro del Top 20 de países con mayor producción energética, generando 4.13 cuatrillones de BTU¹, 3.9 derivados de la producción de hidrocarburos líquidos y 0.23 de la producción de gas, ver **Figura 1** y **Figura 2** respectivamente.

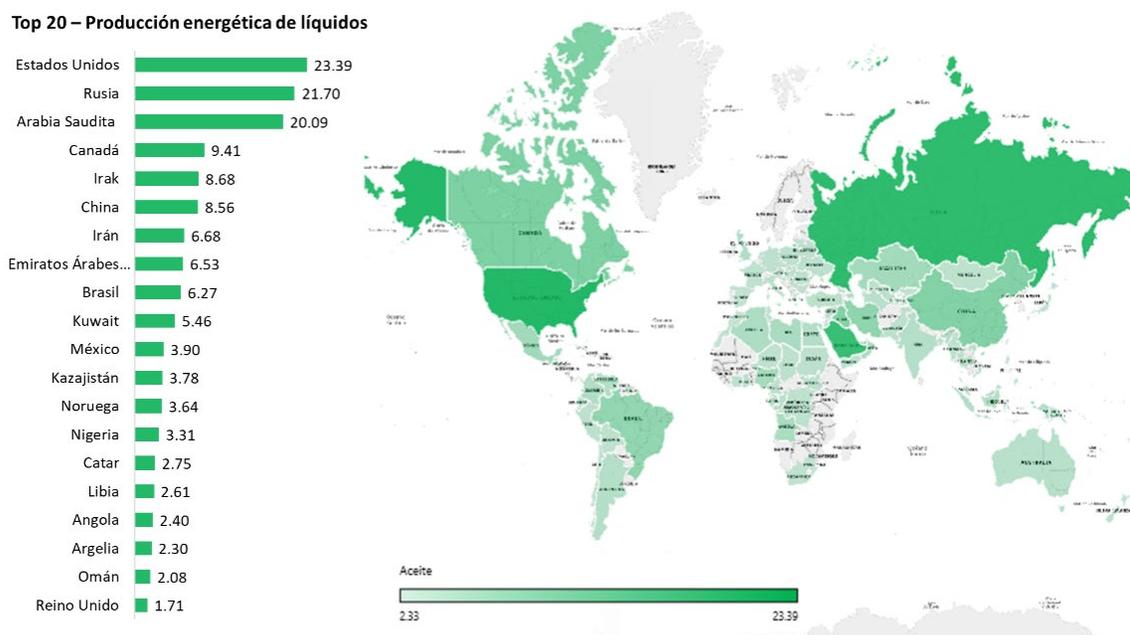


Figura 1. Producción energética en 2021 derivada de la producción de aceite y condensados (cuatrillones de BTU)².

¹ Cuatrillón de BTU significa: Unidad de energía igual a 10^{15} BTU. Consultado en 2023 de: <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/british-thermal-units.php>

² Figura construida con información de la U. S. Energy Information Administration (EIA). *Total Energy*. Consultado en 2023 de: <https://www.eia.gov/international/data/world>

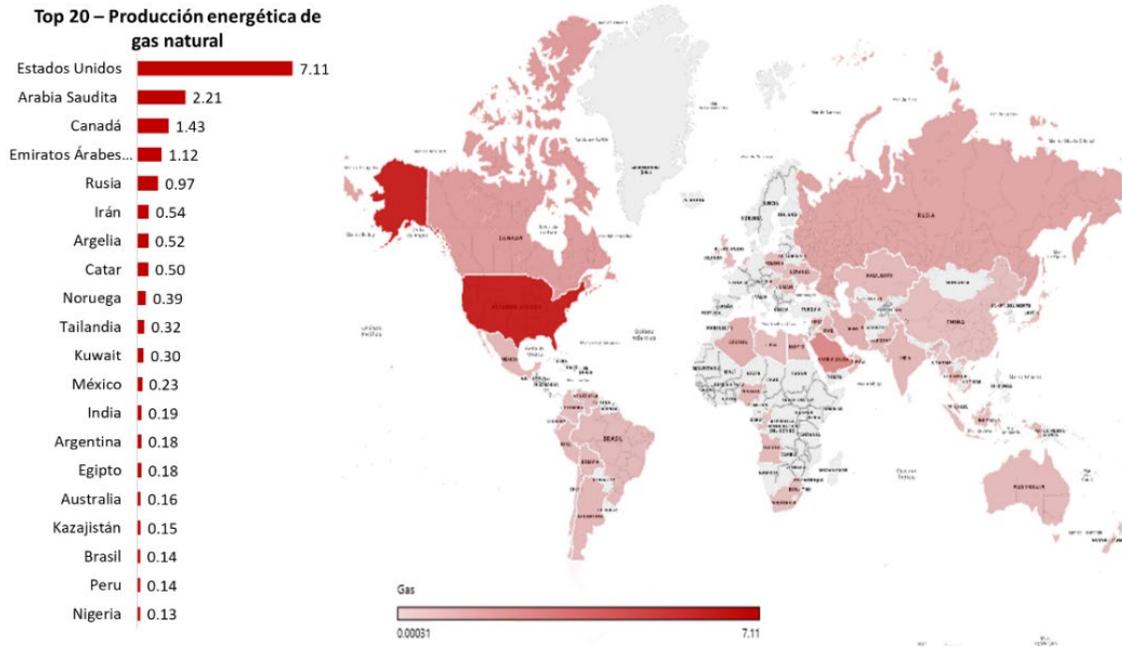


Figura 2. Producción energética en 2021 derivada de la producción de gas (cuatrillones de BTU)³

En mayo de 2023 México alcanzó una producción de 1.968 [MMbpd] de líquidos, de los cuales 293.8 [Mbpd] corresponden a condensados. Como se observa en la **Figura 3**, la mayor producción de líquidos a nivel nacional proviene de Cuencas del Sureste.

Por otro lado, la producción gas alcanzó un valor de 5,057 [MMpcd] en mayo del 2023, ver **Figura 4**.

³ Figura construida con información de la U. S. Energy Information Administration (EIA). *Total Energy*. Consultado en 2023 de: <https://www.eia.gov/international/data/world>

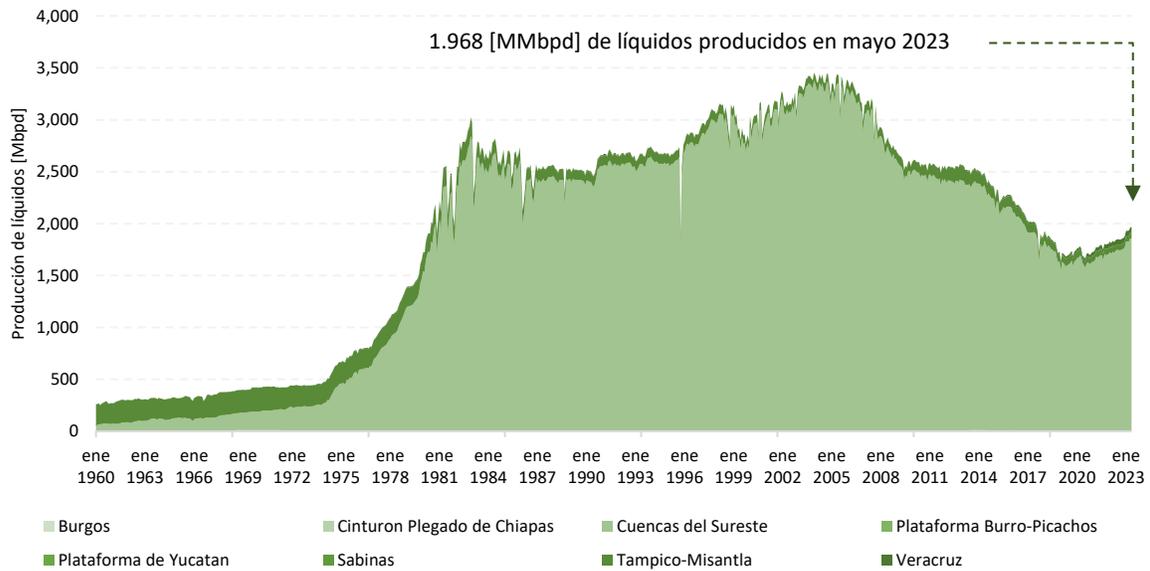


Figura 3. Producción nacional de líquidos.⁴

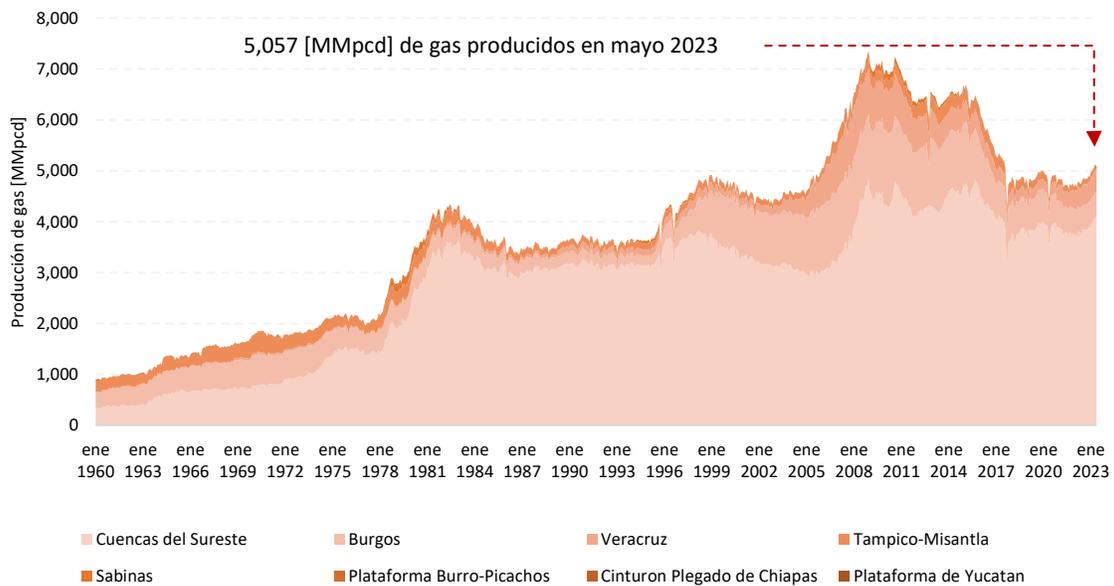


Figura 4. Producción nacional de gas⁵

⁴ Figura construida con información del Sistema de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Producción por ubicación*. Consultado en 2023 de: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

⁵ Figura construida con información del Sistema de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Producción por ubicación*. Consultado en 2023 de: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

Si bien, el potencial petrolero de México es y ha sido reconocido a nivel internacional, la demanda energética requiere administrar correctamente los recursos disponibles.

Como se observa en el balance nacional de petrolíferos (ver **Figura 5** y **Figura 6**), se estima que la demanda de petrolíferos tenga un incremento del 17% de 2022 a 2032, lo que se traduce en un incremento de 249 miles de barriles equivalentes de crudo diarios. Mientras que para el gas natural seco se espera un incremento en la demanda del 14%, equivalente a 1, 230 millones de pies cúbicos diarios.

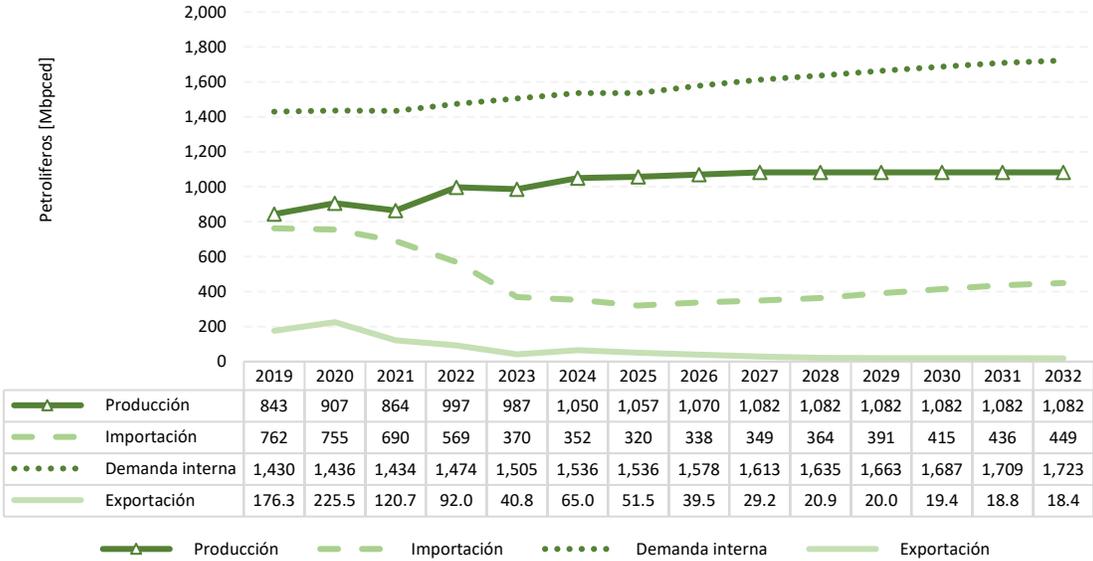


Figura 5. Balance de Nacional de Petrolíferos, prospectiva 2019-2032.⁶

⁶ Figura construida con información del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía. *Balance nacional de petrolíferos, 2018-2032*. Consultado en 2023 de: <https://sie.energia.gob.mx/>

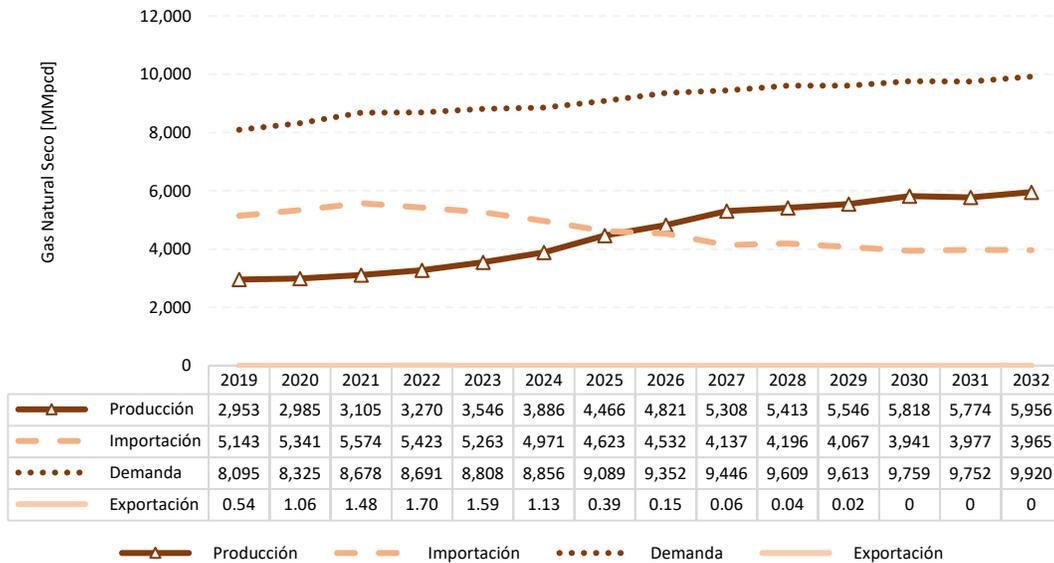


Figura 6. Balance de Gas Natural Seco, prospectiva 2019–2032.⁷

Debido a que la tendencia natural de los campos es declinar su presión y producción, e incrementar el corte de agua al pasar del tiempo, las operadoras petroleras requieren monitorear y optimizar constantemente sus operaciones para asegurar la demanda energética del país considerando aspectos tecnológicos, económicos, sociales y ambientales y, en un futuro muy próximo, sostenibles.

En el presente Informe de Actividades Profesional se describe un caso de estudio vinculado al impacto en la producción por la operación y suspensión de servicios de compresión de gas, cuyo objetivo general y objetivos específicos se enuncian a continuación.

⁷ Figura construida con información del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía. *Balance nacional de gas natural 2018–2032*. Consultado en 2023 de: <https://sie.energia.gob.mx/>

Objetivo general

El objetivo del presente Informe de Actividades Profesionales es demostrar la aplicación de conocimientos adquiridos en mi formación como ingeniero, colaborando con Fraguva Energy S.A. de C.V. (“Fraguva Energy”) en la elaboración de un Informe Técnico respecto al impacto en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas.

Objetivo particular

Para evaluar el impacto en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas se tienen por objetivos particulares:

1. Modelar la declinación de la producción del campo para el caso de estudio
2. Cuantificar las afectaciones en volumen para gas y condensado en los diferentes escenarios determinados

Contenido del Informe

Debido a que el estudio de caso está involucrado con un arbitraje internacional, en el **Capítulo 1** se describirán tanto los antecedentes técnicos como aquellos conceptos básicos que serán necesarios para comprender el proceso de un arbitraje internacional.

En el **Capítulo 2** se abordarán aquellos aspectos relevantes que permitan conocer el contexto del arbitraje, características generales del campo a evaluar y la motivación del presente informe. Así mismo, se abordará la descripción de los pasos implementados y se realizará una descripción de la información puesta a disposición del Tribunal Arbitral, incluyendo una descripción de la filosofía de operación y comportamiento de su producción histórica.

Una vez analizada la información proporcionada, se presenta en el **Capítulo 3**, el análisis cuantitativo del impacto en la producción por la operación y suspensión de servicios de compresión de gas, expresado tanto en volumen de gas como en volumen de condensado. Adicionalmente, se presenta un análisis de las afectaciones esperadas en la producción de gas y condensados considerando el comportamiento histórico de la producción.

En el **Capítulo 4**, se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes que fueron obtenidas durante la asistencia en la elaboración de un Informe Técnico para un arbitraje internacional en la que se basa la elaboración del presente Informe de Actividades Profesional.

Debido a que en el proceso del arbitraje internacional fue necesario evaluar diferentes escenarios de forma dinámica (considerando o no acciones de recuperación de producción por parte del Operador), se desarrolló en colaboración con Fraguva Energy una herramienta que permite combinar conocimientos técnicos de ingeniería petrolera, con el

uso de tablas dinámicas en Excel y de programación en Visual Basic Application (VBA). La descripción general de este proceso se encuentra en el **Anexo** - Desarrollo de una herramienta para modelar la declinación de un campo.

Descripción de la empresa

Para cumplir el objetivo planteado laboré con Fraguva Energy (desde agosto 2021 a la actualidad), empresa especializada en temas técnicos y regulatorios de carácter energético, ofreciendo servicios asociados a la administración de contratos petroleros, evaluación del cumplimiento contractual, acompañamiento en la emisión de opiniones técnicas en materia petrolera, administración y mejora de procesos, planeación estratégica de empresas, tercero independiente en materia de cuantificación y certificación de reservas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") y socio fundador y primera alianza estratégica con el Centro Internacional de Excelencia en Administración Sostenible de Recursos (ICE-SRM).

Como parte del Equipo Técnico de Fraguva Energy colaboré en el análisis y visualización de información extraída de fuentes públicas nacionales e internacionales, tales como el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos ("CNIH"), la Secretaría de Energía ("SENER") y la U.S. Energy Information Administration ("EIA"). Participé en proyectos asociados a los sistemas de medición de hidrocarburos, abordando temas de

confirmación metrológica, estándares de calidad, y procedimientos de entrega y recepción de la producción.

Así mismo, y siendo la motivación de este Informe de Actividades Profesionales, desarrollé herramientas para analizar los perfiles de producción de un campo petrolero, particularmente el comportamiento de la declinación, con el propósito de:

- I. Validar la consistencia en la información
- II. Justificar y anticipar problemas operativos
- III. Facilitar la toma de decisiones

Finalmente, y con la intención de mantener la confidencialidad de la información, se utilizaron términos generales para referirse a las empresas, nombres de campos, nombres de pozos, y documentación asociada.

Es preciso aclarar que los valores de presión y producción reportados fueron modificados sin que esto representará un sesgo en los resultados, es decir, mantienen consistencia técnica con la información original.

Tabla de contenido

Agradecimientos.....	II
Resumen	III
Prefacio	V
Tabla de contenido	XIV
Índice de Tablas.....	XVI
Índice de Figuras	XVI
Capítulo 1. Marco teórico	1
1.1 Antecedentes Técnicos del Sistema Integral de Producción.....	1
1.2 Antecedentes Técnicos para modelar la declinación de la producción.....	9
1.2.1 Modelo de declinación de Arps	11
1.3 Antecedentes de un Arbitraje Internacional.....	15
Capítulo 2. Estudio de caso.....	17
2.1 Antecedentes.....	17
2.2 Metodología	18
2.3 Análisis de la información	21
2.3.1 Filosofía de operación	22
2.3.2 Notificaciones de incumplimiento.....	24
2.3.3 Descripción del perfil de producción.....	25
Capítulo 3. Impacto en la producción	28
3.1 Impacto en la producción de gas previo a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 1)	30
3.2 Impacto en la producción de condensado previo a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 1).....	33

3.3	Impacto en la producción de gas posterior a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 2).....	36
3.3.1	Escenarios 1 y 2.....	37
3.3.2	Escenarios 3 y 4.....	40
3.4	Impacto en la producción de condensado posterior a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 2)	43
3.4.1	Escenarios 1 y 2.....	45
3.4.2	Escenarios 3 y 4.....	48
3.5	Resumen de resultados	51
Capítulo 4.	Conclusiones y recomendaciones	52
Anexo -	Desarrollo de una herramienta para modelar la declinación de un campo.....	55

Índice de Tablas

Tabla 1. Campo ficticio FE.....	17
Tabla 2. Resumen de los impactos generados.....	51

Índice de Figuras

Figura 1. Producción energética en 2021 derivada de la producción de aceite y condensados.....	V
Figura 2. Producción energética en 2021 derivada de la producción de gas (cuatrillones de BTU)	VI
Figura 3. Producción nacional de líquidos.....	VII
Figura 4. Producción nacional de gas.....	VII
Figura 5. Balance de Nacional de Petrolíferos, prospectiva 2019-2032.....	VIII
Figura 6. Balance de Gas Natural Seco, prospectiva 2019-2032.....	IX
Figura 7. Representación genérica del Sistema Integral de Producción.....	3
Figura 8. Curvas IPR y VLP.....	5
Figura 9. Curvas IPR y VLP, antes y después de optimizar el rendimiento de un pozo.....	6
Figura 10. Producción histórica de aceite vs Modelo de Declinación de Arps.	10
Figura 11. Comportamiento de la declinación en función del gasto.....	13
Figura 12. Metodología.....	19

Figura 13. Premisa planteada para identificar la merma en la producción a partir de un cierre de pozos.....	21
Figura 14. Diagrama general de la producción, procesamiento y entrega de hidrocarburos del campo ficticio FE	24
Figura 15. Perfiles de producción de gas, condensado y agua del campo ficticio FE.....	26
Figura 16. Perfil de producción analizado.....	26
Figura 17. Periodos de flujo analizados en el perfil de producción de gas.	29
Figura 18. Gráfica semi-log del Periodo 1 (Flujo estable de gas).....	31
Figura 19. Modelo de declinación exponencial del gas – Periodo 1.....	32
Figura 20. Producción acumulada de gas – Periodo 1.....	32
Figura 21. Gráfica semi-log del Periodo 1 (Flujo estable de condensado).	34
Figura 22. Modelo de declinación exponencial del condensado – Periodo 1.....	34
Figura 23. Producción acumulada de condensado – Periodo 1.....	35
Figura 24. Gráfica semi-log del Periodo 2 (Flujo estable de gas).....	38
Figura 25. Modelo de declinación exponencial del gas – Escenarios 1 y 2	39
Figura 26. Producción acumulada de gas – Escenarios 1 y 2.....	39
Figura 27. Pronóstico de producción de gas	42
Figura 28. Producción acumulada de gas – Escenarios 3 y 4.....	42
Figura 29. Gráfica semi-log del Periodo 2 (Flujo estable de condensados).....	45
Figura 30. Modelo de declinación exponencial del condensado – Escenarios 1 y 2	46

Figura 31. Producción acumulada de condensado – Escenarios 1 y 2.....	47
Figura 32. Pronóstico de producción de condensados	49
Figura 33. Producción acumulada de condensados – Escenarios 3 y 4...	50
Figura 34. Interfaz principal.....	55
Figura 35. Interfaz para modelar la declinación del campo.....	56
Figura 36. Proceso implementado.....	57

Capítulo 1. Marco teórico

1.1 Antecedentes Técnicos del Sistema Integral de Producción

Previo a cuantificar el impacto de la operación y suspensión de los servicios de compresión en la producción, es necesario abordar conceptos fundamentales que permitan tener un mejor entendimiento de las actividades relacionadas con el proceso de extracción y transporte de hidrocarburos.

En México existen diferentes tipos de yacimientos petroleros, siendo clasificados por el tipo de roca que lo compone (litología), el tipo de hidrocarburo que produce, tiempo de vida y/o su localización. Por su parte la clasificación a partir del tipo de hidrocarburo que contiene se puede dividir en aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco⁸.

Cada uno de estos tipos de yacimiento poseen características químicas y físicas específicas que los diferencian de los demás, y que deben ser tomadas en cuenta para diseñar un proyecto de extracción óptimo.

Un claro ejemplo de las diferencias que pueden existir entre yacimientos con diferentes tipos de fluidos puede observarse en los yacimientos de gas seco y los yacimientos de gas y condensado. Estos últimos son capaces de producir líquidos a partir de cambios en la presión y/o

⁸ McCain Jr., W. D. (1990). The properties of petroleum fluids (Segunda ed.). Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos de América: PennWell Books, pág. 148.

temperatura de la tubería que lleva los hidrocarburos a superficie, mientras que los primeros se conservan como gas.

Por otra parte, para lograr la extracción de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos petroleros, es necesario diseñar una instalación que permita conducir a los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. Las especificaciones de estas instalaciones dependerán de las propiedades y condiciones del yacimiento, por ejemplo, el tipo de fluido que contiene, su ubicación, así como la presencia de agua y gases no hidrocarburos (dióxido de carbono y ácido sulfhídrico). En conjunto, el yacimiento y las instalaciones antes mencionadas que incluyen dispositivos y equipos interconectados para la extracción de hidrocarburos, se conocen como Sistema Integral de Producción (SIP).

El SIP se puede dividir en dos subsistemas generales distintos, pero interconectados, en primera instancia el yacimiento, que es un medio poroso con características únicas de almacenamiento y flujo. Por otra parte, las estructuras artificiales, que incluyen el pozo (desde el fondo y hasta la cabeza de éste), así como las instalaciones de recolección, separación y almacenamiento en superficie, ver **Figura 7**.

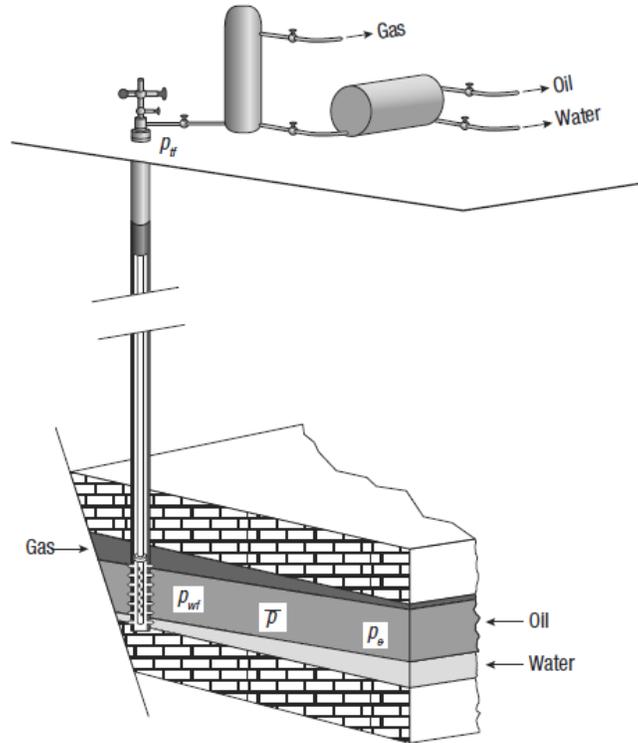


Figura 7. Representación genérica del Sistema Integral de Producción.⁹

Para lograr la correcta administración de un yacimiento es necesario considerar el comportamiento de la energía dentro del sistema. Al inicio de la vida productiva la energía es suministrada por la presión natural de la formación, sin embargo, en función del tiempo se abatirá para lograr transportar los hidrocarburos a la superficie.

Lo anterior, se puede representar gráficamente con la construcción de herramientas gráficas como las curvas IPR (Inflow Performance Relationship) y VLP (Vertical Lift Performance).

⁹ Economides, M. (2014). Petroleum production systems 2nd ed. Westford, Massachusetts: Pearson Education, Inc, pág. 12.

Por un lado, las curvas IPR son herramientas matemáticas útiles para evaluar la productividad de un pozo con respecto al aporte de la formación, mediante un gráfico de gasto contra presión¹⁰. Mientras que las curvas VPL o Wellbore Flow Performance Curve son herramientas matemáticas útiles para cuantificar la presión requerida para contrarrestar las caídas de presión desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales, en función del gasto.

El análisis antes mencionado de curvas IPR y VLP, es definido como inflow performance y outflow performance, los cuales expresan comportamiento de afluencia del yacimiento y las características hidráulicas del flujo en la tubería de producción, respectivamente.

La intersección de las curvas IPR y VLP indica el denominado “punto de operación”, el cual representa la producción que se tendrá a determinadas condiciones de presión, ver **Figura 8**.

¹⁰ Schlumberger. (2023). Oilfield Glossary. Consultado en 2023 de: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/i/ipr>.

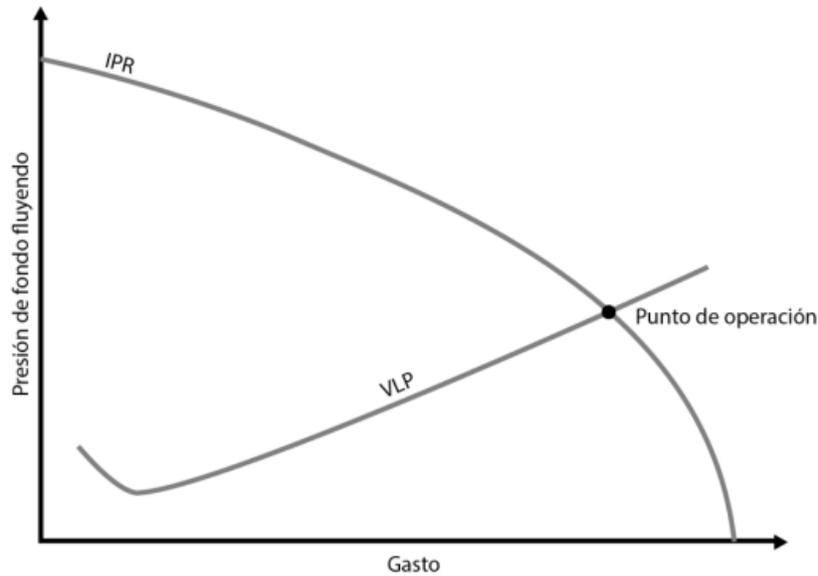


Figura 8. Curvas IPR y VLP.¹¹

Cabe mencionar que cualquier cambio o modificación en las condiciones operativas del SIP podría significar una perturbación en este balance, lo que impactaría a las curvas IPR y VLP. En la **Figura 9**, se observa un desplazamiento del punto de operación resultado de una optimización de la operación de la producción.

¹¹ Modificado de Economides, M. (2014). Petroleum production systems 2nd ed. Westford, Massachusetts: Pearson Education, Inc, pág. 14.

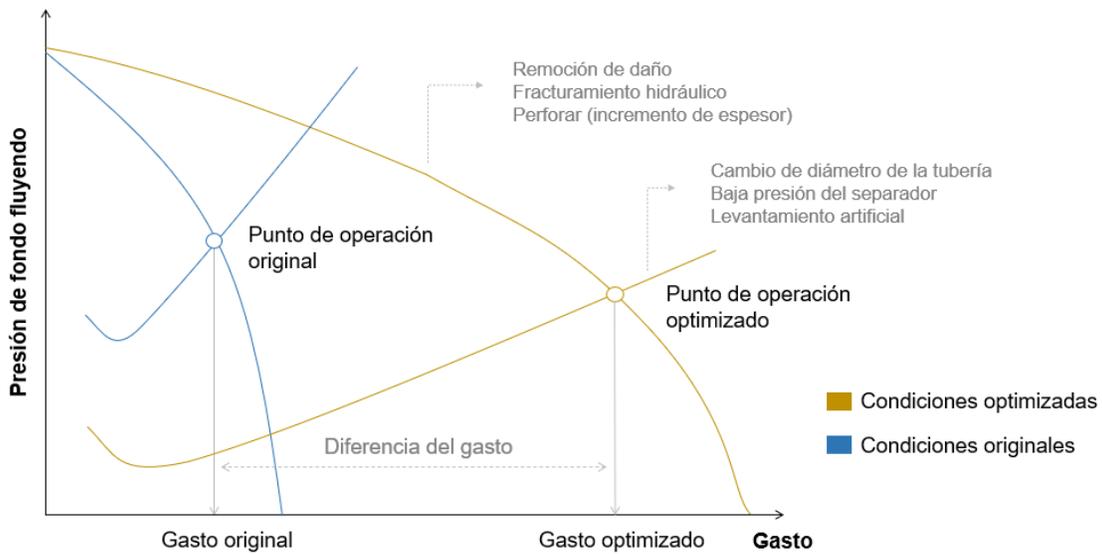


Figura 9. Curvas IPR y VLP, antes y después de optimizar el rendimiento de un pozo.¹²

A continuación, se presentan los modelos matemáticos que describen el comportamiento de afluencia del yacimiento inflow performance y el outflow performance, indicando sus principales componentes.

a) Inflow Performance para un yacimiento de aceite bajo saturado

$$Q = PI * (P_r - P_{wf}) .$$

$$PI = \frac{7.08 k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} ,$$

donde:

Q = Gasto de aceite.

P_r = Presión del yacimiento.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

PI = Índice de productividad.

k_a = Permeabilidad absoluta.

¹² Modificado de Economides, M. (2014). Petroleum production systems 2nd ed. Westford, Massachusetts: Pearson Education, Inc, pág. 14.

k_{ro} = Permeabilidad absoluta.

h = Espesor neto productor.

μ_o = Viscosidad del aceite.

B_o = Factor de volumen de aceite.

r_e = Radio de drene del pozo.

r_w = Radio del pozo.

b) Inflow Performance para un yacimiento de gas

$$Q = C * (P_r^2 - P_{wf}^2)^n ,$$

donde:

Q = Gasto de gas.

P_r = Presión del yacimiento.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

C = Coeficiente de flujo "C".

n = Exponente de capacidad de aporte (Deliverability Exponent).

c) Outflow performance

$$P_{wf} = P_{separador} + \Delta P_{estrangulador} + \Delta P_{linea\ de\ descarga} + \Delta P_{gravedad} + \Delta P_{fricción} + \Delta P_{aceleración}.$$

donde:

$P_{separador}$ = Presión en el separador.

$\Delta P_{estrangulador}$ = Variación de presión en el estrangulador.

$\Delta P_{linea\ de\ descarga}$ = Variación de presión en las líneas de flujo.

$\Delta P_{gravedad}$ = Variación de presión por efectos de gravedad en el pozo.

$\Delta P_{fricción}$

= Variación de presión por efectos de fricción en la tubería del pozo.

$\Delta P_{aceleración}$ = Variación de presión por efectos de aceleración en el pozo.

Como se puede notar en los modelos matemáticos del comportamiento de afluencia del yacimiento (inflow performance), los factores dominantes en el comportamiento de afluencia son el diferencial de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, así como las propiedades de permeabilidad absoluta y relativa, espesor, daño de la formación, la viscosidad del fluido, factor de volumen de aceite, radio de drene del pozo y radio del pozo.

Por su parte, las características hidráulicas de la tubería de producción (outflow performance) están dominadas por la presión de cabeza en el pozo, un componente de gravedad (donde interviene la densidad del fluido y la profundidad verdadera del pozo), una componente de fricción (donde interviene el diámetro y rugosidad de la tubería, el gasto, la viscosidad del fluido y la profundidad desarrollada), una componente de aceleración (que cobra mayor o menor relevancia dependiendo del fluido de que se trate) y una componente por la variación de la presión en el estrangulador y las líneas de descarga.

En conjunto el inflow performance y el outflow performance permitirán evaluar el potencial del yacimiento y la capacidad del pozo para llevarlo a superficie para su separación, tratamiento y almacenamiento. Sin embargo, para evaluar la disminución paulatina de la producción y estimar la recuperación futura es necesario integrar un modelo de declinación.

1.2 Antecedentes Técnicos para modelar la declinación de la producción

Durante la etapa de desarrollo del yacimiento, los datos diarios de producción son utilizados para monitorear su desempeño y pronosticar la vida útil del mismo. Las técnicas comúnmente utilizadas para estimar la producción son¹³:

- I. Simulación numérica de yacimientos: Proceso de modelado computacional que intenta describir el comportamiento de los fluidos que se mueven a través de medios porosos.
- II. Modelos de curvas de declinación de la producción: Modelos matemáticos que describen los cambios y tendencias en el gasto de producción en función del tiempo y la extracción de fluidos del yacimiento.
- III. Métodos de balance de materia: Métodos usados para estimar cantidades recuperables de hidrocarburos, así como el comportamiento de la presión a medida que se extraen los fluidos del yacimiento.
- IV. Otros métodos

Sin embargo, los modelos de curvas de declinación de la producción son una de las formas de análisis de datos más utilizadas para evaluar las reservas de petróleo y gas, y predecir la producción futura.

¹³ Society of Petroleum Engineers. (2018). Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo, traducido en septiembre 2019. Consultado en 2023.

A diferencia de técnicas más sofisticadas como lo es la simulación numérica de yacimientos, los modelos de declinación requieren un volumen de datos considerablemente menor, además de ser “computacionalmente baratos”, es decir, el tiempo de proceso por un equipo de cómputo es significativamente menor, permitiendo enfocarse en el análisis de los resultados y tomar decisiones en tiempos cortos.

Es importante mencionar que los modelos de curvas de declinación se basan en la suposición de que las tendencias de producción pasadas y sus factores de control continuarán en el futuro y, por lo tanto, pueden extrapolarse y describirse mediante una expresión matemática¹⁴. ver

Figura 10.

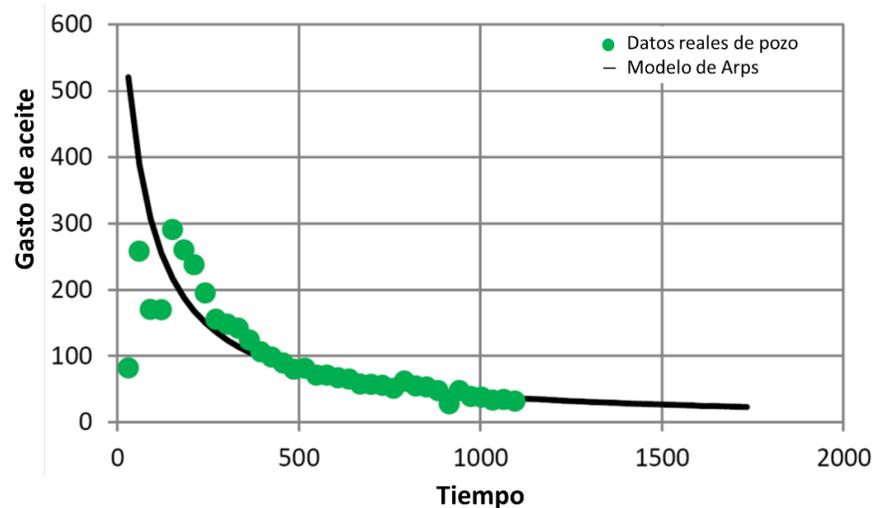


Figura 10. Producción histórica de aceite vs Modelo de Declinación de Arps¹⁵.

¹⁴ A. Bahadori and H. B. Vuthaluru (2010). A Simple Decline-curve Analysis Approach for Evaluating Gas Reserves and Predicting Future Production in Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers (paper # 139057).

¹⁵ Modificado de J.P. Seidle, and L.S. O’ Connor. (2016). Estimation of Unconventional Well Recoveries and Economics from Transient Flow Data. Consultado en 2023.

1.2.1 Modelo de declinación de Arps

Jan J. Arps derivó en 1944 tres modelos para estimar la declinación de la producción a través del tiempo, siendo una metodología práctica, ya que no requiere parámetros del yacimiento y/o del pozo, logrando aplicarse a yacimientos con diferentes propiedades durante la vida productiva de un campo¹⁶,

Para poder aplicar el modelo de Arps de forma eficiente, es necesario conocer las siguientes condicionales:

- I. El perfil de producción y las reservas recuperables finales deben estimarse bajo el supuesto de que las condiciones de producción se mantendrán sin cambios en el futuro.
- II. La curva de declinación está dominada por las fronteras, por lo tanto, este método no puede utilizarse para analizar los datos bajo un estado de flujo transitorio.

Los parámetros involucrados en el modelo general de Arps son los siguientes:

- I. Tasa de declinación (D_i), definida como el cambio de gasto por unidad de tiempo respecto a un gasto inicial.
- II. Exponente de la declinación (b), definido como la variación de la tasa de declinación respecto del tiempo.
- III. Gasto inicial (Q_i), definido como el volumen por unidad de tiempo.

¹⁶ Arps, J. (mayo de 1944). Analysis of Decline Curves. Trans, págs. 228-247.

La relación entre estos parámetros se encuentra dada por la siguiente expresión:

$$D_i q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt},$$

donde:

$$\frac{dq}{dt} = \text{Variación de la producción en un tiempo de referencia.}$$

$$q = \text{Gasto de producción a una fecha de referencia.}$$

A partir de la expresión anterior es posible determinar 3 modelos matemáticos particulares: modelo de declinación exponencial, modelo de declinación armónica y modelo de declinación hiperbólica.

Para identificar el modelo que mejor describe el comportamiento del campo de estudio, se utiliza comúnmente un gráfico de gasto contra su declinación, ver **Figura 11**.

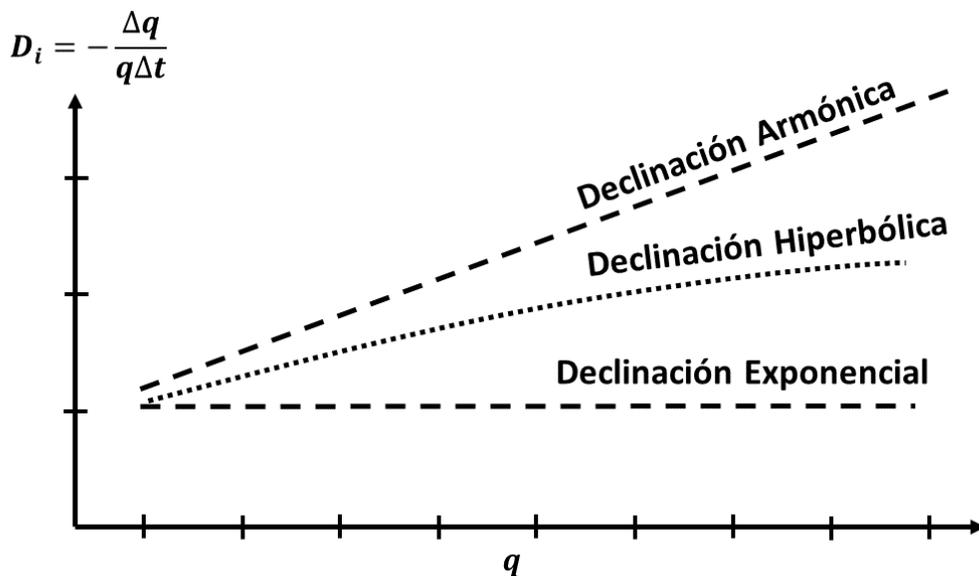


Figura 11. Comportamiento de la declinación en función del gasto.¹⁷

El valor de la declinación del campo (“ D_i ”) se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = -\frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t},$$

donde:

q_i [MMpcd] = Gasto de producción inicial.

D_i [mes⁻¹] = Declinación del campo o yacimiento.

t [mes] = tiempo de referencia.

Si bien, el valor de la declinación D_i es igual a una constante para un modelo exponencial¹⁸, es probable tener variaciones debido a los cambios

¹⁷ Boyun Guo, X. L. (2017). Petroleum Production Engineering. Chennai, India: Elsevier, pág. 101.

¹⁸ Arps, J. (mayo de 1944). Analysis of Decline Curves. Trans, págs. 228-247.

en las condiciones de la producción, por lo cual se recomienda usar el valor promedio para el periodo de flujo más estable.¹⁹

Una vez identificado el modelo que mejor describa el histórico de producción de un campo, es posible estimar la producción y producción acumulada futura.

1.2.1.1 Modelo de declinación exponencial

La solución para estimar el gasto considerando que no existe variación en la tasa de la declinación, es decir $b=0$, es igual a:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t}.$$

Mientras que la producción acumulada se puede cuantificar con la siguiente ecuación:

$$Q_p(t) = \frac{q_i - q}{D_i}.$$

1.2.1.2 Modelo de declinación armónica

Considerando que la variación en la tasa de la declinación es $b=1$, la ecuación para estimar el gasto es igual a:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}.$$

¹⁹ Rojas, G. (2013). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado, pág.242.

Mientras que la producción acumulada se puede cuantificar con la siguiente ecuación:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}.$$

1.2.1.3 Modelo de declinación hiperbólica

Finalmente, considerando que la variación en la tasa de la declinación tome valores de 0 a 1, la ecuación para estimar el gasto es igual a:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}.$$

A su vez, la producción acumulada es:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{(1 - b)D_i} \left[1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{1-b} \right].$$

1.3 Antecedentes de un Arbitraje Internacional

Como parte de la cadena de valor del sector hidrocarburos²⁰, los operadores petroleros requieren desarrollar actividades que exigen conocimientos técnicos especializados, así como experiencia en las mejores prácticas a nivel internacional. Por estas razones, es común que se contraten servicios especializados mediante la realización de un

²⁰ Cadena de valor: Actividades encaminadas a la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas, caracterización y delimitación, desarrollo de campos, producción, administración de yacimientos, y abandono. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019). Taller "Introducción al sector hidrocarburo". Consultado en 2023 de: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/484412/02-Conceptos-Basicos.pdf>

Contrato²¹, siendo este, un acuerdo que identifica las obligaciones y/o responsabilidades de cada parte (operador petrolero y contratista).

Cuando existen diferencias en el cumplimiento de un contrato se inicia un litigio, siendo este un conflicto entre varias partes que ha llegado a juicio para que sea solucionado por la autoridad judicial competente, es decir el Tribunal Arbitral.

El Tribunal Arbitral fungirá entonces como autoridad imparcial dedicada a resolver el litigio, permitiendo al operador petrolero y su contratista presentar todo soporte documental y argumentos que demuestren el cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades.

En el presente Informe de Actividades Profesionales se describen mi asistencia en la elaboración de un Informe Técnico para un Arbitraje Internacional respecto a los impactos en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas, el cual fungió como soporte en un proceso de Arbitraje Internacional.

²¹ Contrato: Pacto o convenio, oral o escrito, entre partes que se obligan sobre materia o cosa determinada, y a cuyo cumplimiento pueden ser compelidas. Real Academia Española (2023). Consultado en 2023 de: <https://dle.rae.es/contrato>.

Capítulo 2. Estudio de caso

2.1 Antecedentes

La compañía Operadora (“Operadora”) se encuentra produciendo actualmente en la Cuenca de Burgos administrando el campo ficticio FE, el cual produce gas y condensado principalmente del play Oligoceno Superior. Las características generales del campo se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Campo ficticio FE.

Características Generales	Formaciones	
	A	B
Profundidad promedio (mvbnm)	1,700	2,800
Tipo de porosidad	Primaria	Primaria
Porosidad	17%	13%
Permeabilidad (mD)	6	0.2
Densidad condensados (°API) @ c.s.	35-55	50
Viscosidad (cP) @ c.y. / c.s.	0.17	0.17
Presión de rocío (kg/cm ²)	170	400
Presión inicial (kg/cm ²)	160-190	170-700
Presión actual promedio (kg/cm ²)	145	350
Factor de recuperación (%)	45	

Para producir de manera eficiente, la Operadora contrató a una empresa de servicios (“Contratista”), la cual tenía por objetivo proporcionar la compresión centralizada de gas de baja y media presión para las estaciones de recolección de gas.

Como parte del alcance del contrato, el Contratista realizaría la compresión del gas producido a baja presión (100 a 300 psi) al valor

mínimo requerido en las plantas de acondicionamiento (900 a 950 psi). Con lo cual se garantizará la recolección y tratamiento del gas producido en el campo ficticio FE para su envío por gasoductos y posterior venta.

Sin embargo, dichos servicios de compresión y acondicionamiento de gas fueron suspendidos, causando el cierre de más 120 pozos, generando una afectación en la producción de gas y condensados para los meses subsecuentes.

Por lo antes mencionado, la Operadora solicitó a la empresa Fraguva Energy la realización de un Informe Técnico que le permita cuantificar el impacto en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas. Mismo que sería presentado ante un Tribunal de Arbitraje Internacional como soporte técnico para cuantificar las afectaciones derivadas del incumplimiento de contrato.

2.2 Metodología

Para cuantificar las afectaciones en la producción derivadas de la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamientos de gas se implementó la siguiente metodología, ver **Figura 12**.

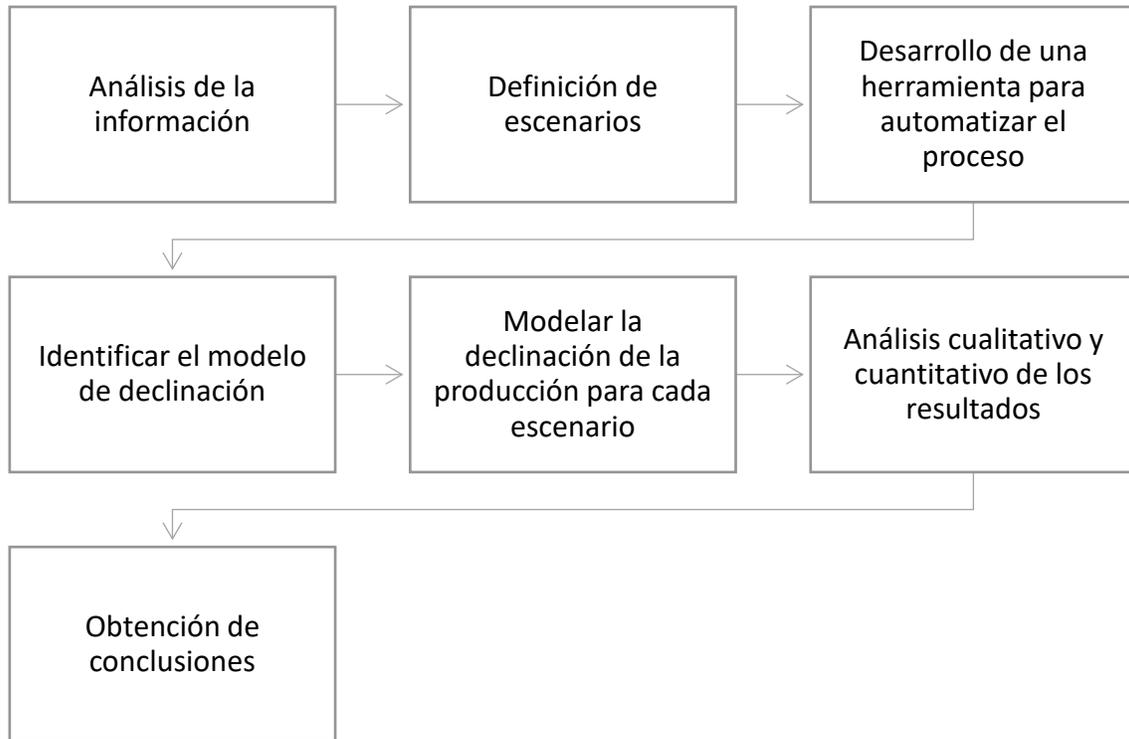


Figura 12. Metodología.

Durante el análisis de la información se revisó el expediente presentado ante el Tribunal Arbitral, destacando hojas de cálculo en Excel con el histórico de producción por pozo. Conociendo el comportamiento histórico de la producción (en particular el comportamiento previo a la suspensión de los servicios de compresión por parte del Contratista), se determinaron aquellos escenarios que permitirían cuantificar las afectaciones a la Operadora.

Con la información proporcionada, y para cada escenario planteado, se identificó el modelo de declinación a implementar, así como las variables involucradas.

Como se observa en la **Figura 12**, se desarrolló una herramienta para automatizar el proceso de modelar la declinación, la cual consiste en un archivo de Excel habilitado para macros.

Dicha herramienta combina conocimientos técnicos de ingeniería petrolera con el uso de tablas dinámicas en Excel y de programación en Visual Basic Application (VBA) para poder modelar la declinación de forma dinámica. El desarrollo y diseño se describe en **Anexo** presentado al final de este Informe.

Finalmente, para cuantificar las afectaciones al campo ficticio FE se planteó la siguiente premisa:

Sí el modelo seleccionado se ajusta a los valores de producción previos a la suspensión de los servicios de compresión, el comportamiento que describa la curva de producción posterior a dicho cierre será entonces la producción que se deriva a la falta de estos servicios.

Es decir, la diferencia entre el modelo seleccionado y los datos medidos reales representarán las mermas en la producción debido al cierre de pozos, ver **Figura 13**.

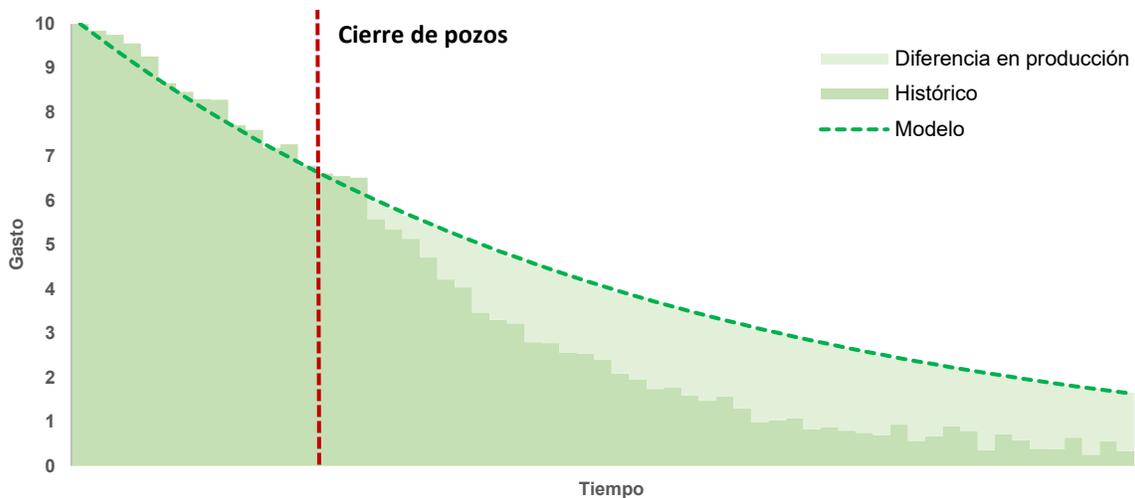


Figura 13. Premisa planteada para identificar la merma en la producción a partir de un cierre de pozos.

Con los resultados obtenidos se procedió a emitir conclusiones para cada uno de los escenarios y propuestos, así como recomendaciones para aplicar esta metodología en otros campos con situaciones operativas similares.

2.3 Análisis de la información

Para determinar los impactos en los volúmenes de producción del campo ficticio FE como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas, se analizó el expediente puesto a disposición del Tribunal Arbitral, destacando información relativa a;

- I. Contratos de servicio
- II. Convenios modificatorios
- III. Comunicaciones de la Corte Internacional de Arbitraje
- IV. Órdenes de servicio

- V. Anexos relativos a la filosofía de operación
- VI. Históricos de presión y producción por pozo
- VII. Análisis cromatográfico del gas
- VIII. Resumen ejecutivo de análisis PVT y estudios de laboratorio
- IX. Descripción general del estado mecánico por tipo de pozo
- X. Información adicional

Posterior a una revisión detallada del expediente, se tuvieron reuniones de trabajo recurrentes con el equipo legal del campo ficticio FE, donde se lograron esclarecer ciertas dudas sobre la información proporcionada.

Es importante mencionar que en el desarrollo del informe técnico fue de suma importancia la comunicación efectiva entre profesionales de diversas disciplinas, ya que en su mayoría el equipo del campo ficticio FE relacionado con el arbitraje, estaba conformado por abogados y profesionales que no están vinculados directamente con la industria petrolera.

2.3.1 Filosofía de operación

Para poder manejar la producción se cuenta con una red de flujo integrada por cuatro estaciones de recolección, así como un Centro de Manejo de Líquidos, en el cual se realiza el proceso de separación o deshidratación del condensado recibido desde las estaciones.

En conjunto las cuatro estaciones de recolección cuentan con un total de 25 unidades de compresión, y 3 centros de acondicionamiento de gas húmedo (CAGH) por punto de rocío.

El seguimiento general del proceso se compone por los siguientes pasos:

1. La producción obtenida de cada pozo es recibida por las estaciones de recolección donde se realiza la separación de la mezcla de gas-líquido (condensado y agua congénita).
2. El gas separado es medido a la salida de los separadores y comprimido para su transporte al CAGH.
3. El gas recibido en el CAGH es dividido en los diferentes trenes de acondicionamiento instalados, logrando la obtención de nafta, gas LP y gas natural en calidad requerida.
 - 3.1. Durante el proceso de acondicionamiento y estabilización del gas, una fracción de éste es utilizada como gas de insumo (combustible) para el proceso. El gas estabilizado remanente es medido en los puntos de transferencia, a la salida de cada CAGH.
 - 3.2. La producción de los hidrocarburos licuables se almacena en recipientes o tanques.
 - 3.3. La medición de estos hidrocarburos licuables se realiza en los puntos de venta, mediante medidores de flujo másico.
 - 3.4. El gas natural acondicionado de cada tren se recombina y luego se recomprime hacia un ducto para su distribución.
4. Los líquidos producidos y descargados por los separadores de las estaciones de recolección son acumulados en los tanques de almacenamiento, para luego ser succionados por un sistema de bombeo electro-centrífugo, donde son medidos mediante medidores

de flujo másico y trasegados al centro de manejo de líquidos a través de ductos de diferentes diámetros.

5. En el centro de manejo de líquidos (CML) la mezcla de agua-condensado recibida es tratada y deshidratada.
6. El agua descargada es medida y bombeada a través de un acueducto hasta el sistema de disposición final de agua de desecho.

Como se observa en la **Figura 14**, durante todo el proceso de operación son requeridos e indispensables los servicios de compresión y acondicionamiento de gas por parte del Contratista.

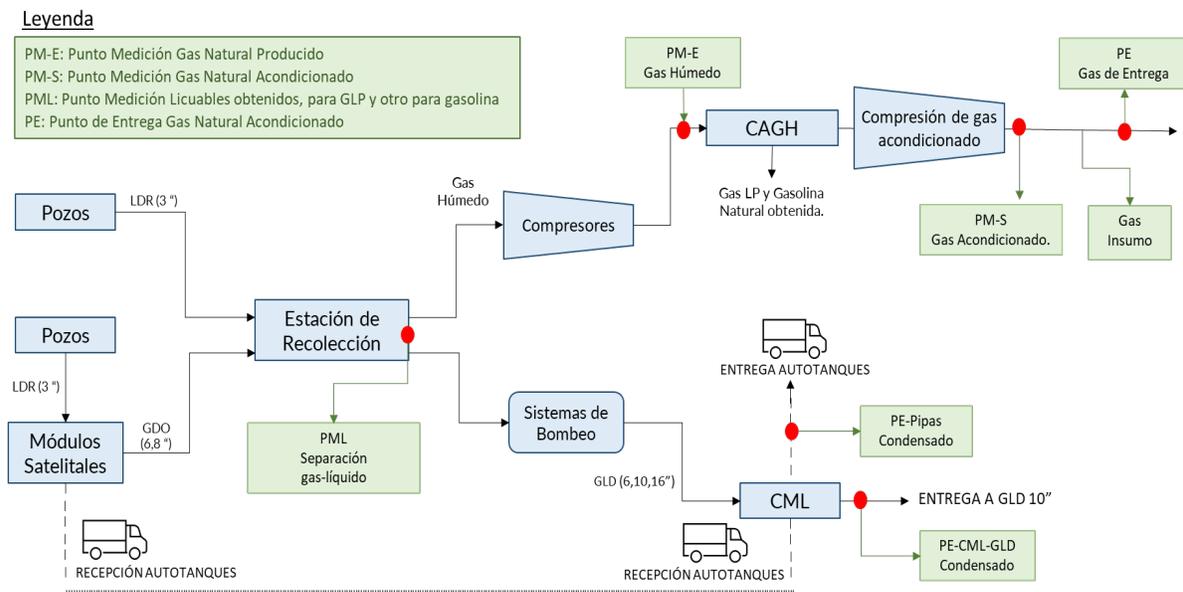


Figura 14. Diagrama general de la producción, procesamiento y entrega de hidrocarburos del campo ficticio FE²²

2.3.2 Notificaciones de incumplimiento

Como parte de la revisión documental se identificaron situaciones operativas previas a la suspensión de servicios que fungieron de soporte

²² Modificado del expediente presentado al Tribunal Arbitral.

ante el tribunal arbitral para demostrar incumplimiento por parte de la compañía Contratista.

Algunos de los eventos más relevantes se enuncian a continuación:

- I. Atraso en la entrega de cumplimiento a los programas de mantenimiento.
- II. Certificaciones vencidas en el análisis de integridad a recipientes sujetos a presión.
- III. Atraso en actividades de mantenimiento en los centros de recolección y los CAGH.
- IV. Fallo en bombas eléctricas contra incendios.
- V. Situación de fallo en generadores eléctricos.

En conjunto, se hizo referencia a más de 30 notificaciones asociadas con falta de mantenimiento en las cuatro estaciones de recolección. Los efectos generados en la producción se detallan en el **Capítulo 3** Impacto en la producción.

2.3.3 Descripción del perfil de producción

El perfil de producción del campo ficticio FE se observa en la **Figura 15**, la producción de condensado se reporta en miles de barriles diarios [Mbd] y de gas en millones de pies cúbicos diarios [MMpcd]. Se disponen de registros de la historia de producción para los más de 400 pozos del campo.

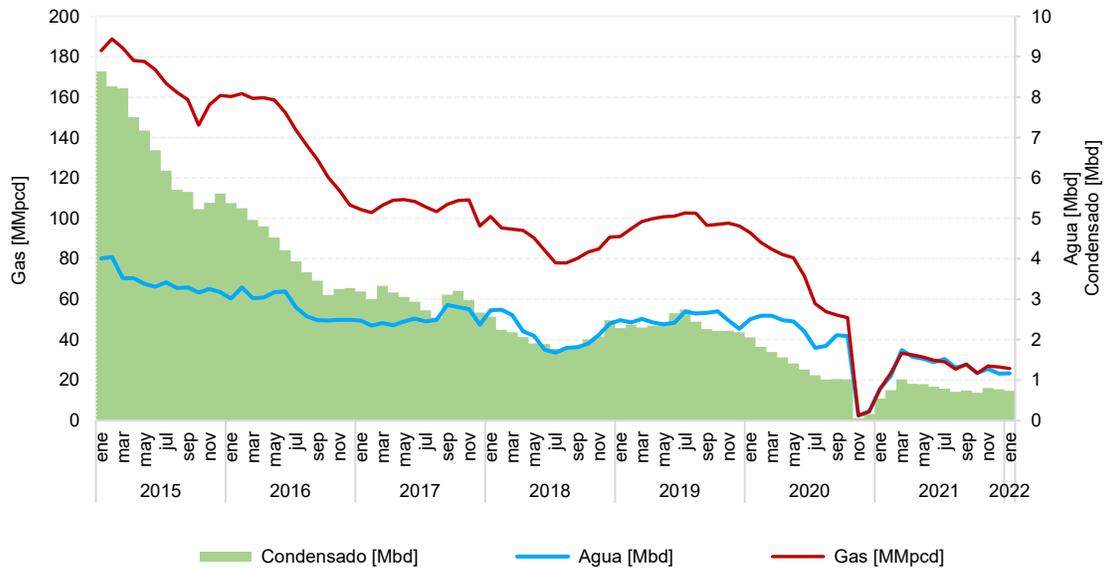


Figura 15. Perfiles de producción de gas, condensado y agua del campo ficticio FE.

Analizando el periodo del año 2020 al año 2022 se observa una disminución en el número de pozos productores, pasando de 150 a solo 28 en un periodo de 2 meses, lo cual representa una caída del 96% de la producción total del campo, ver **Figura 16**.

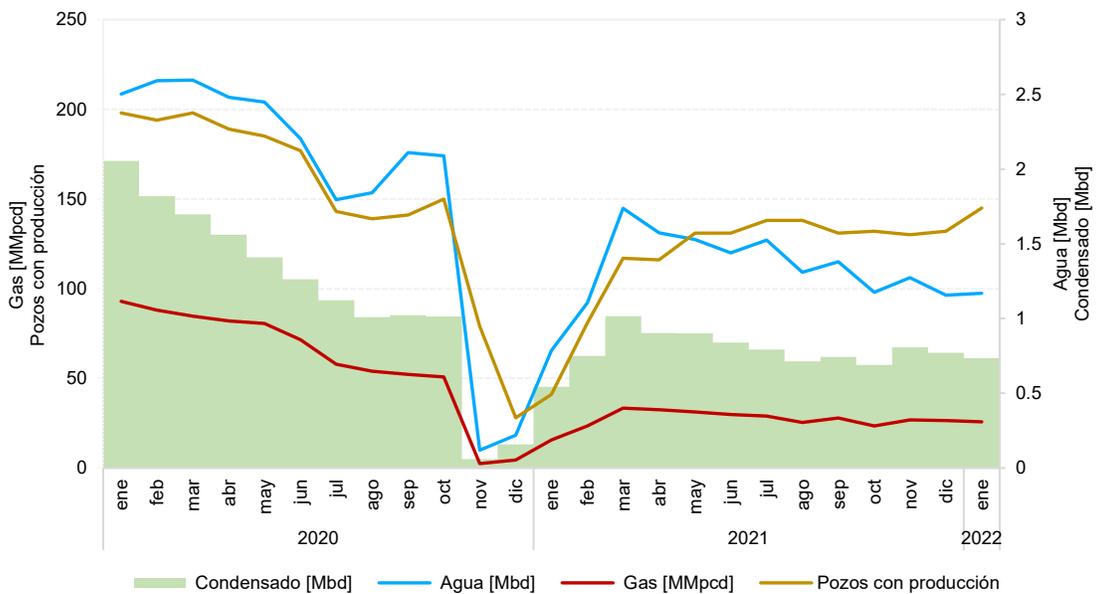


Figura 16. Perfil de producción analizado.

Adicionalmente, se observa que previo a la suspensión de los servicios de compresión, ya existía una deficiencia en la producción a partir de julio del 2020. Pasando de 177 pozos operando a solo 143 en el mes siguiente.

Con base en el análisis del perfil de producción de gas en el horizonte 2020 a 2022, es posible identificar dos periodos de producción principales:

- Periodo 1: De julio a octubre 2020 se muestra una reducción en la producción de gas, la cual es señalada por la Operadora del campo como un efecto de las interrupciones en la operación de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas que proporcionaba el Contratista.
- Periodo 2: A partir de octubre 2020 se muestran los eventos suscitados posterior a la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas por parte del Contratista

Los periodos de análisis antes descritos se evaluarán con mayor detalle en el **Capítulo 3** Impacto en la producción.

Capítulo 3. Impacto en la producción

Para determinar los impactos en los volúmenes de producción del campo ficticio FE como consecuencia de la operación y suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas proporcionados por parte del Contratista, se analizó el comportamiento de la producción para los más de 400 pozos del campo.

Con base en el análisis del perfil de producción de gas en el horizonte 2020 a 2022, es posible identificar dos periodos de producción principales, ver

Figura 17:

- Periodo 1: De julio a octubre 2020 se muestra una reducción en la producción de gas, la cual es señalada por la Operadora del campo como un efecto de las interrupciones en la operación de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas que proporcionaba el Contratista.
- Periodo 2: A partir de octubre 2020 se muestran los eventos suscitados posterior a la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas por parte del Contratista

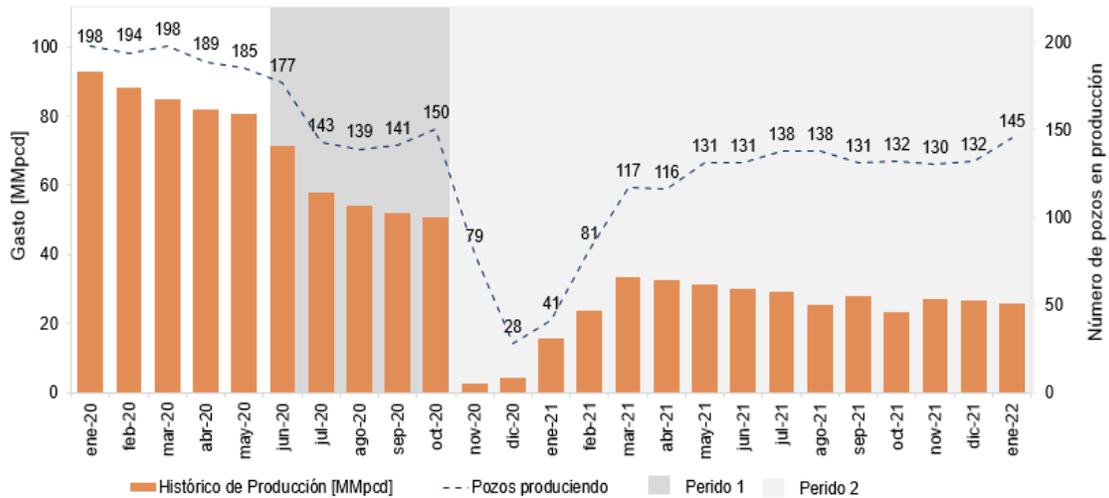


Figura 17. Periodos de flujo analizados en el perfil de producción de gas.

En ambos periodos se observa una caída en la producción de gas, así como una disminución en el número de pozos con producción operando.

Para cuantificar los impactos o pérdidas en la producción debido a la suspensión de los servicios del Contratista, así como por la operación con interrupciones previa a la suspensión, se realizó un análisis del perfil de producción implementando el modelo de Arps bajo la premisa siguiente:

Sí el modelo seleccionado se ajusta a los valores de producción previos a la suspensión de los servicios de compresión, el comportamiento que describa la curva de producción posterior a dicho cierre será entonces la producción que se deriva a la falta de estos servicios. Es decir, la diferencia entre el modelo seleccionado y los datos medidos reales representarán las mermas en la producción debido al cierre de pozos.

3.1 Impacto en la producción de gas previo a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 1)

Como se observó en la **Figura 17** existe una caída en la producción de julio a octubre 2020, misma que, de acuerdo con la información proporcionada por la Operadora, se atribuye a la falta de mantenimiento en las plantas de acondicionamiento.

Para cuantificar correctamente las afectaciones en la producción de producción serán considerados todos los pozos que mantenían producción en el periodo de enero 2020 a octubre 2020, los cuales se vieron afectados por las situaciones señaladas en las notificaciones de incumplimiento previamente descritas.

Para evaluar el modelo de Arps se inició con la identificación de un periodo de flujo estable, es decir, se procedió a graficar en escala semi-logarítmica los valores de gasto contra tiempo de los pozos seleccionados. Observando que, para el horizonte enero 2020 a junio 2020 los datos graficados mantenían una fuerte tendencia lineal, característica de una declinación exponencial, ver **Figura 18**.

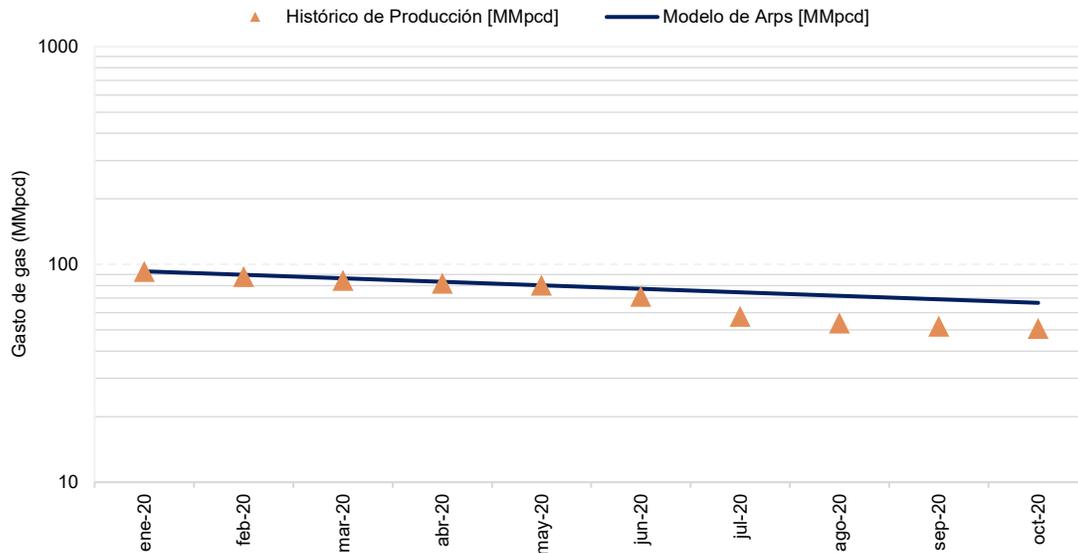


Figura 18. Gráfica semi-log del Periodo 1 (Flujo estable de gas).

Una vez identificado el periodo de flujo estable y la declinación que gobierna al sistema, se procedió a calcular el valor promedio de la declinación (D_i), mismo que fue definido matemáticamente en el **Capítulo 1** Marco teórico. El valor obtenido fue $D_i = 0.037 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$, con el cual se construyó el modelo de declinación exponencial de Arps.

Como se observa en la **Figura 19**, el modelo de Arps describe aceptablemente el comportamiento de la producción hasta mayo del 2020, posteriormente la diferencia entre el modelo de Arps y el histórico de producción representa las mermas en la producción de gas causados por las deficiencias en la operación del campo.

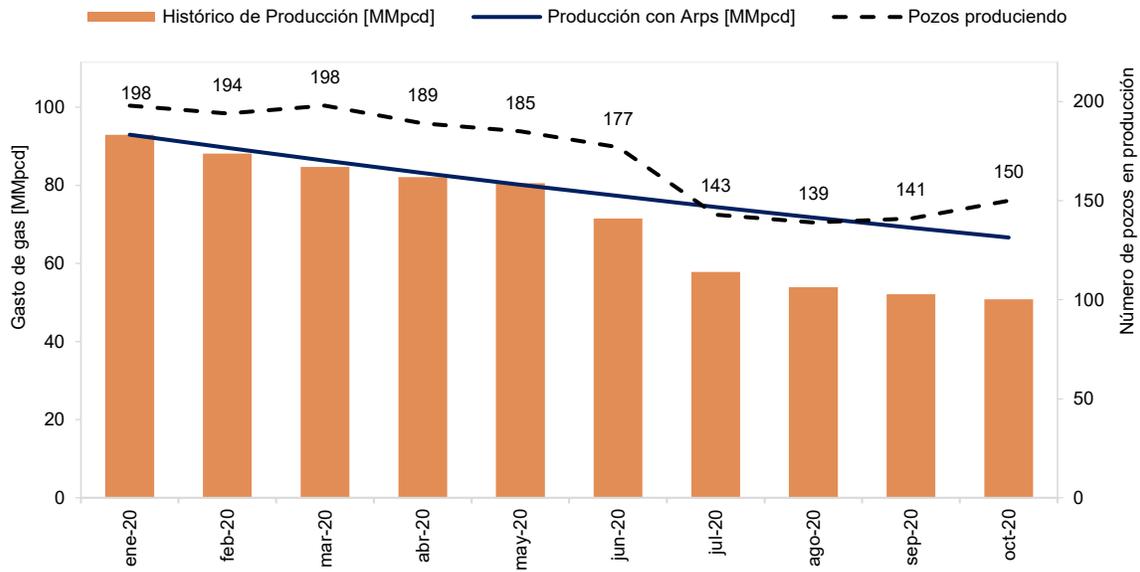


Figura 19. Modelo de declinación exponencial del gas – Periodo 1

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de gas para el periodo analizado (ΔG_p), ver **Figura 20**.

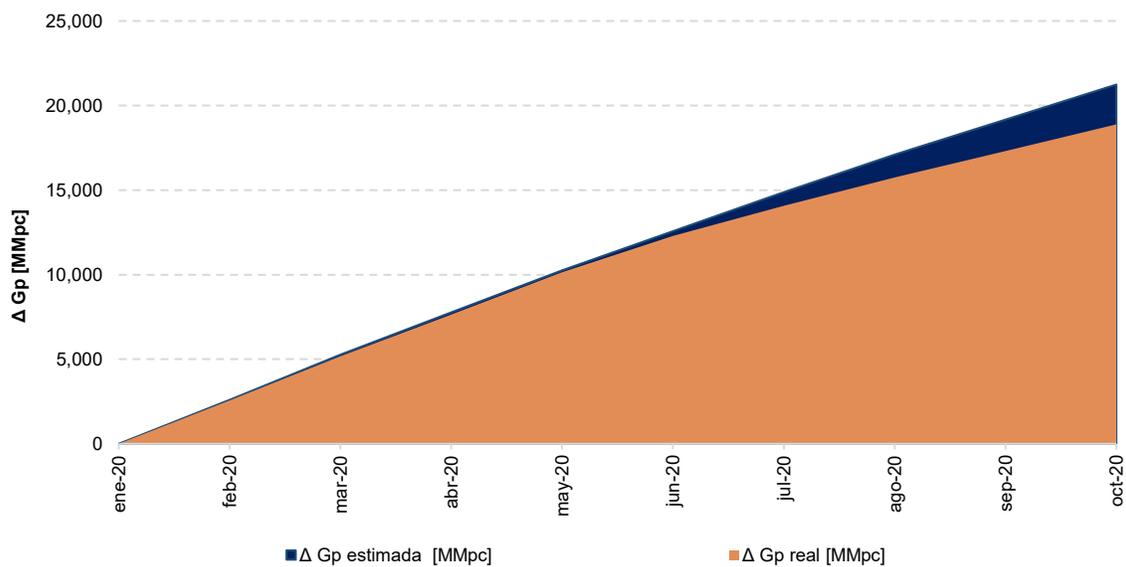


Figura 20. Producción acumulada de gas – Periodo 1

Con base en los resultados mostrados en la **Figura 20**, se estima que a partir de enero 2020 y hasta mayo 2020 la producción acumulada real (ΔG_p *real*) fue de 10,138 [MMpc], mientras que para el modelo de Arps (ΔG_p *estimada*) se calculó un valor de 10,253 [MMpc], es decir, se tenía una variación absoluta de alrededor del 1.13%.

Sin embargo, a partir de junio 2020 (fecha a partir de la cual la diferencia es significativa) y hasta la suspensión de las actividades del Contratista, la producción acumulada real (ΔG_p *real*) fue de 8,748 [MMpc], mientras que para el modelo de Arps (ΔG_p *estimada*) se calculó un valor de 10,987 [MMpc]. Es decir, el impacto en la producción asociada al periodo junio – octubre 2020 tiene un valor estimado de 2,239 [MMpc].

3.2 Impacto en la producción de condensado previo a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 1)

De forma análoga al análisis de la producción de gas, el valor de la declinación de condensado fue obtenido mediante la identificación de un periodo de flujo estable con tendencia lineal en su gráfica semi-logarítmica de gasto contra tiempo.

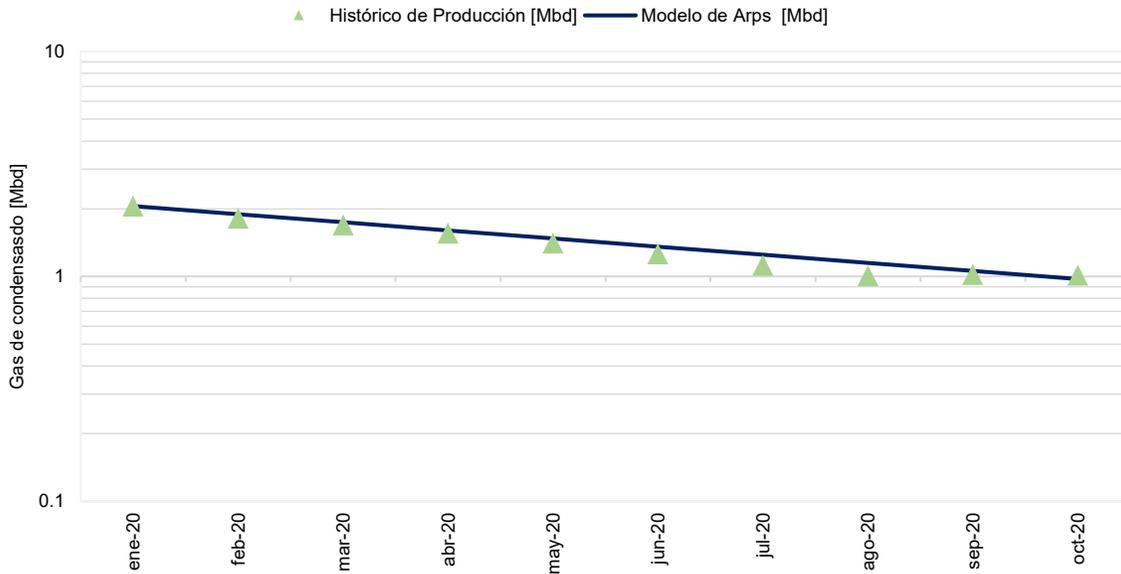


Figura 21. Gráfica semi-log del Periodo 1 (Flujo estable de condensado)

Una vez identificado el periodo de flujo estable y la declinación que gobierna al sistema, se procedió a calcular el valor promedio de la declinación (D_i). El valor obtenido fue $D_i = 0.083 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$, con el cual se construyó el modelo de declinación exponencial de Arps, ver **Figura 22**.

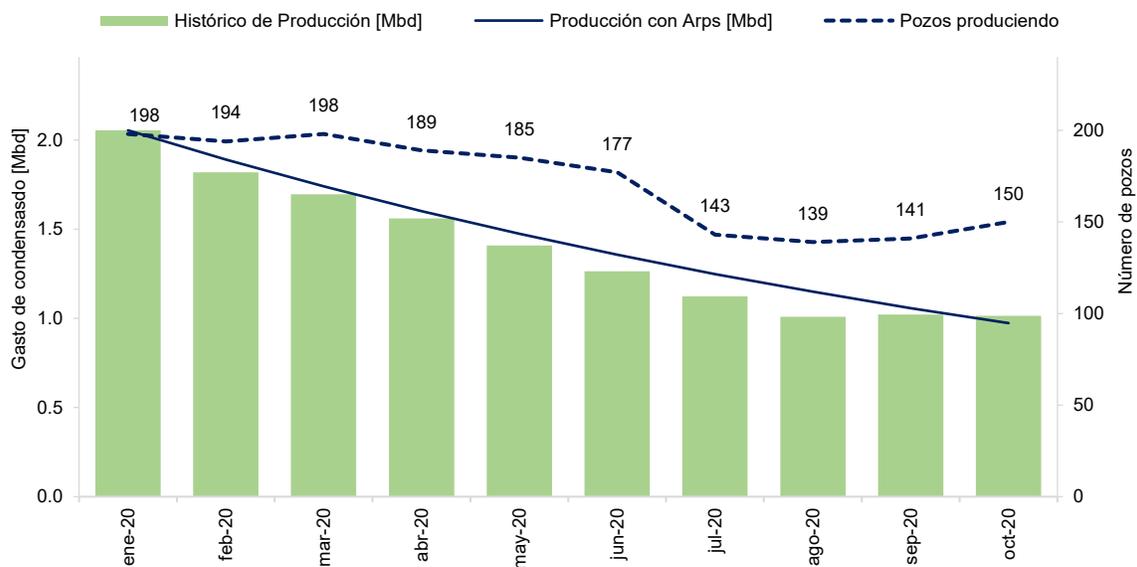


Figura 22. Modelo de declinación exponencial del condensado - Periodo 1.

Como se observa en la **Figura 22**, el modelo de Arps describe aceptablemente el comportamiento de la producción hasta mayo del 2020, posteriormente la diferencia entre el modelo de Arps y el histórico de producción representa las mermas en la producción de condensado causados por las deficiencias en la operación del campo.

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de condensado para el periodo analizado (ΔN_p), ver **Figura 23**.

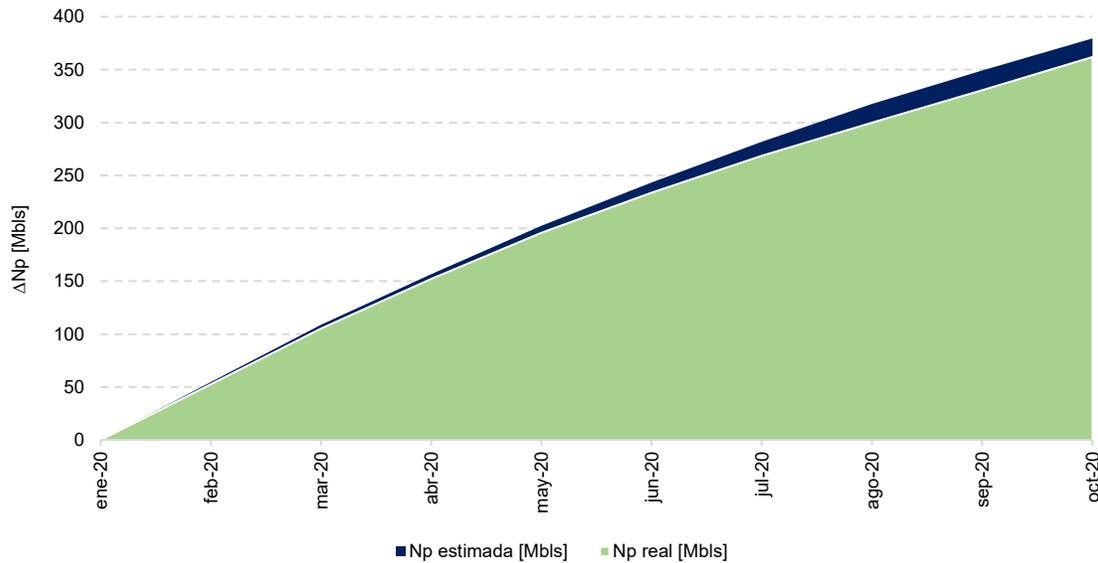


Figura 23. Producción acumulada de condensado – Periodo 1.

Con base en los resultados previos, se estima que a partir de enero 2020 y hasta mayo 2020 la producción acumulada real ($\Delta N_p \text{ real}$) fue de 195 [Mbls], mientras que para el modelo de Arps ($\Delta N_p \text{ estimada}$) se calculó un valor de 202 [Mbls], es decir, únicamente se tenía una variación absoluta del 2.4 %.

Sin embargo, a partir de junio 2020 (fecha a partir de la cual la diferencia es significativa) y hasta la suspensión de las actividades del Contratista, la producción acumulada real ($\Delta N_p \text{ real}$) fue de 166 [Mbls], mientras que para el modelo de Arps ($\Delta N_p \text{ estimada}$) se calculó un valor de 176 [MMpc]. Es decir, el impacto en la producción asociada al periodo junio – octubre 2020 tiene un valor estimado de 10 [Mbls].

3.3 Impacto en la producción de gas posterior a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 2)

Para la estimación de los impactos en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas proporcionados por el Contratista, se plantearon los cuatro escenarios siguientes:

- **Escenario 1** Impacto por la suspensión de los servicios de compresión en noviembre de 2020 a enero 2022, **sin** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.
- **Escenario 2** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a enero 2022, **con** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.
- **Escenario 3** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a diciembre 2025, **sin** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.

- **Escenario 4** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a diciembre 2025, **con** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.

El escenario 1 se obtienen a partir del modelo de declinación exponencial de Arps, sin considerar las actividades que ha realizado el Operador para subsanar la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas que proporcionaba el Contratista, es decir, el ritmo de producción de gas cae a un valor cero de pies cúbicos de gas por día y cero barriles por día de condensados.

Mientras que el escenario 2 se determina considerando las acciones realizadas por el Operador para recuperar, en la medida de lo posible, el ritmo de producción que se tenía antes de la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas.

Por otro lado, los escenarios 3 y 4 cuantifican las afectaciones en la producción hasta diciembre 2025, siendo esta la vigencia del contrato de servicio que el Contratista mantenía con la Operadora.

Para los cuatros escenarios se están considerando más de 160 pozos que estuvieron produciendo de manera continua o intermitente de junio 2020 a octubre 2020.

3.3.1 Escenarios 1 y 2

Para evaluar el modelo de Arps se inició con la identificación de un periodo de flujo estable, es decir, se procedió a graficar en escala semi-logaritmica los valores de gasto contra tiempo de los pozos

seleccionados. Observando que, para el horizonte julio 2020 a octubre 2020 los datos graficados mantenían una fuerte tendencia lineal, característica de una declinación exponencial, ver **Figura 24**.

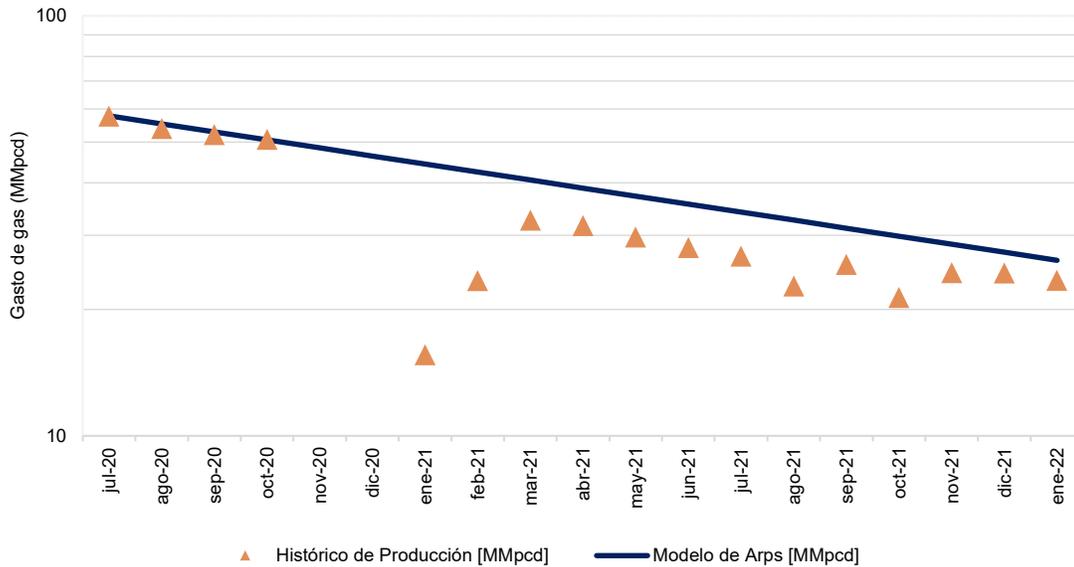


Figura 24. Gráfica semi-log del Periodo 2 (Flujo estable de gas).

Una vez identificado el periodo de flujo estable y la declinación que gobierna al sistema, se procedió a calcular el valor promedio de la declinación (D_i). El valor obtenido fue $D_i = 0.044 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$, con el cual se construyó el modelo de declinación exponencial de Arps.

Como se observa en la **Figura 25**, el modelo de Arps describe aceptablemente el comportamiento de la producción hasta octubre del 2020, posteriormente la diferencia entre el modelo de Arps y el histórico de producción representa las mermas en la producción de gas causados por suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas.

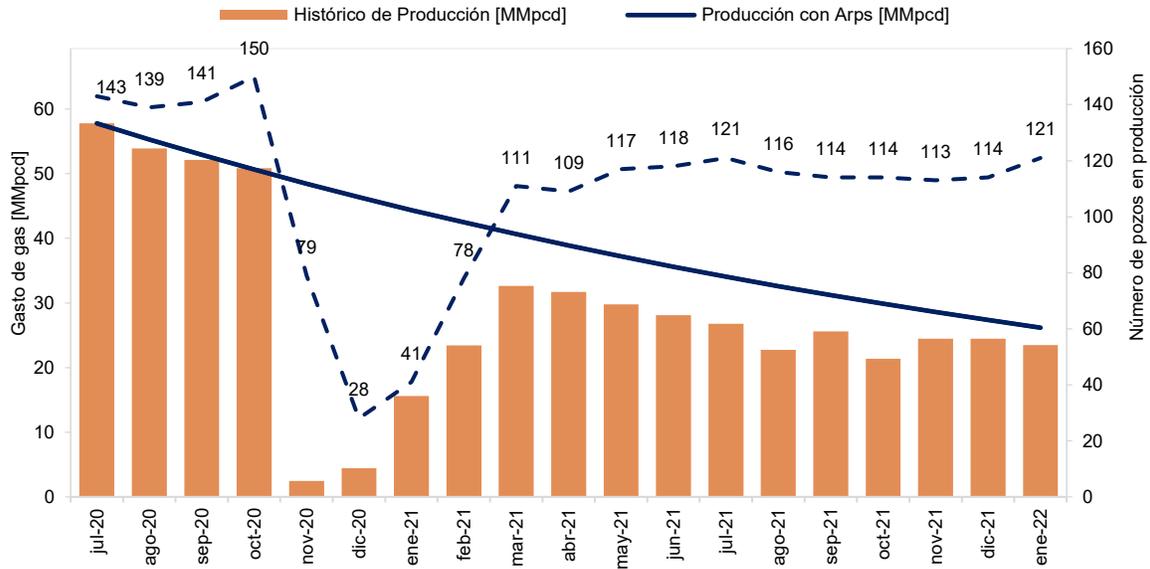


Figura 25. Modelo de declinación exponencial del gas – Escenarios 1 y 2

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de gas para el periodo analizado (ΔG_p), ver **Figura**

26.

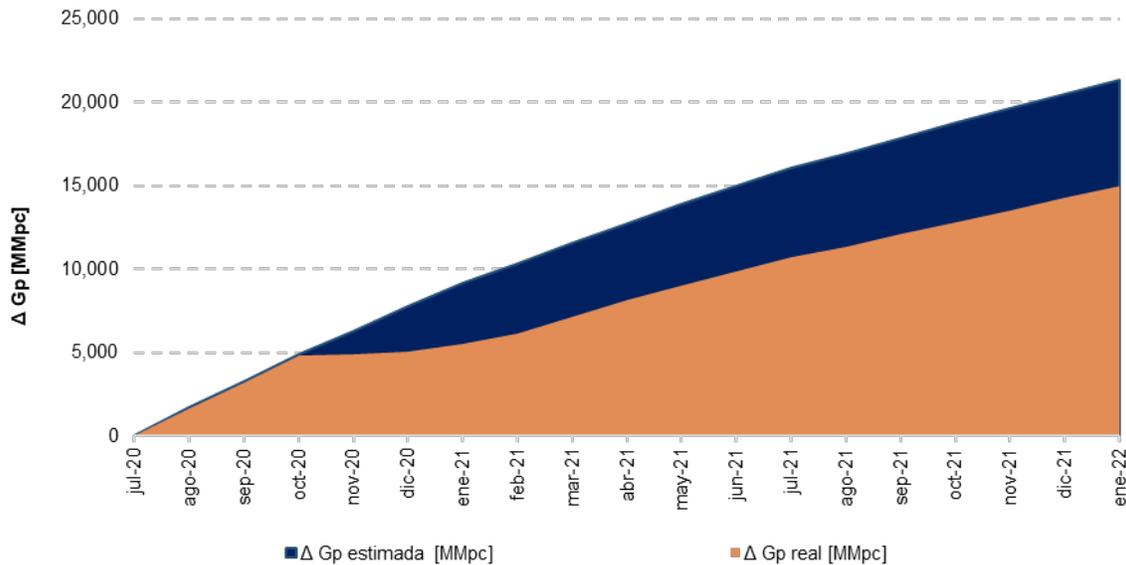


Figura 26. Producción acumulada de gas – Escenarios 1 y 2.

Con base en los resultados previos, se estima que a partir de julio 2020 y hasta octubre 2020 la producción acumulada real (ΔG_p *real*) fue de 4,811 [MMpc], mientras que para el modelo de Arps (ΔG_p *estimada*) se calculó un valor de 4,871 [MMpc], es decir, se tenía una variación absoluta de alrededor del 1.3%.

Sin embargo, a partir de noviembre 2020 (fecha inmediata a la suspensión de servicios de del Contratista) y hasta el último reporte de producción disponible al 31 de enero 2023, la producción acumulada real (ΔG_p *real*) fue de 10,196 [MMpc], mientras que para el modelo de Arps (ΔG_p *estimada*) se calculó un valor de 16,452 [MMpc].

Escenario 1

Si el Operador no hubiera realizado acciones para mantener su producción y evitar el cierre de todos los pozos productores del campo, las pérdidas en la producción se estimarían con un valor de 16,452 [MMpc].

Escenario 2

Debido a las acciones que realizó el Operador para mantener la producción a pesar del cierre de pozos, se logró recuperar un total de 10,196 [MMpc], lo cual reduce los impactos en la producción de gas a un valor de 6,256 [MMpc].

3.3.2 Escenarios 3 y 4

A partir de los resultados presentados en el análisis del escenario 1 y escenario 2, es posible estimar la producción hasta la vigencia del

contrato de servicios, es decir, a diciembre 2025, para ello se realizan las siguientes consideraciones:

- No existen cambios significativos en el sistema integral de producción del campo.
- Se considera el mismo número de pozos productores del Escenario 1 y Escenario 2
- Los pozos productores mantendrán la misma tendencia en la declinación.
- Los pozos productores continuaran operando hasta finalizar el periodo a pronosticar.
- Para estimar la producción futura se tomó el valor de la declinación previamente calibrada, $D_i=0.044$ [mes^{-1}].
- El gasto inicial utilizado en el modelo de Arps se considera como el ultimo valor de producción registrado, es decir enero 2022.

En la **Figura 27** se presenta el pronóstico de la producción de gas usando el valor de declinación $D_i=0.044$ [mes^{-1}].

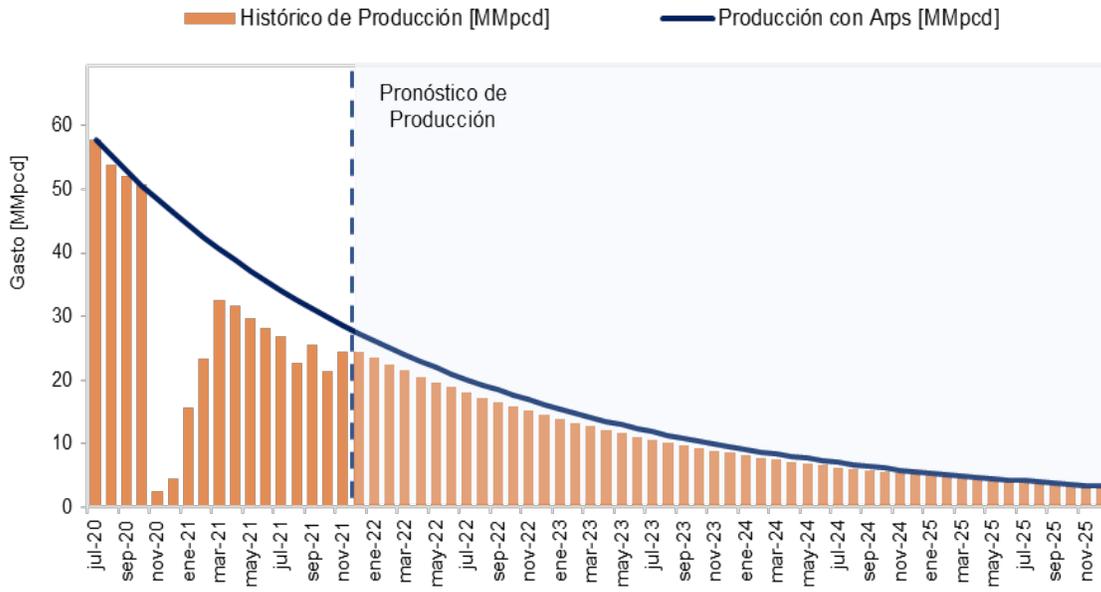


Figura 27. Pronóstico de producción de gas

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de gas para el periodo analizado (ΔG_p), ver **Figura**

28.

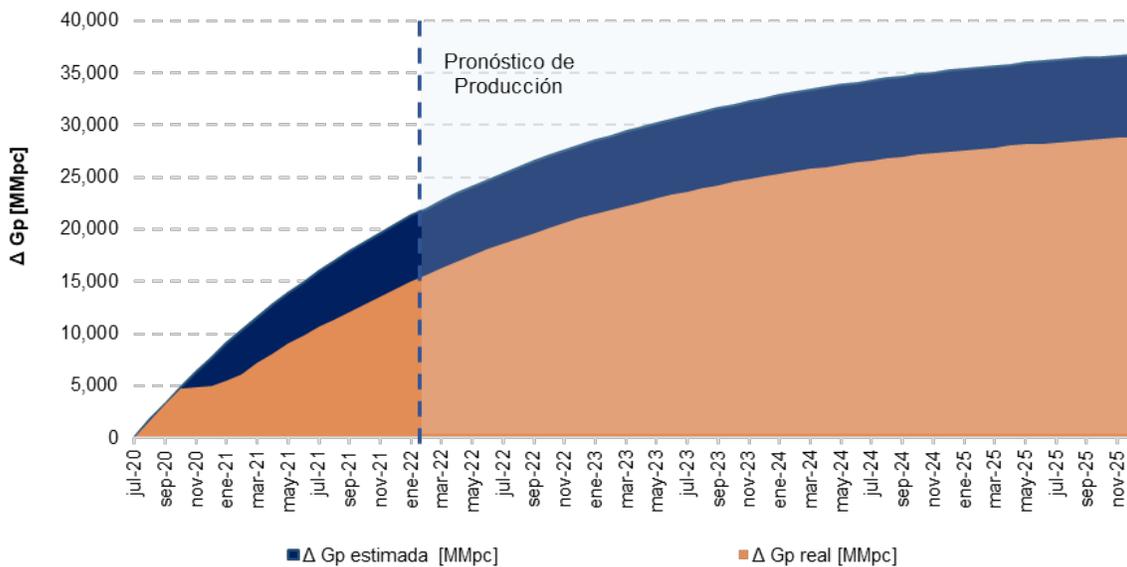


Figura 28. Producción acumulada de gas – Escenarios 3 y 4.

Con base en los resultados previos, se estima que a partir de octubre 2020 y hasta la vigencia del contrato de servicios la producción acumulada esperada con datos reales (ΔG_p *real*) tenga un valor de 31,887 [MMpc], mientras que para el modelo de Arps (ΔG_p *estimada*) se calculó un valor de 24,041 [MMpc].

Escenario 3

Si el Operador no hubiera realizado acciones para mantener su producción y evitar el cierre de todos los pozos productores del campo, las pérdidas en la producción se estimarían con un valor de 31,887 [MMpc].

Escenario 4

Debido a las acciones que realizó el Operador para mantener la producción a pesar del cierre de pozos, se lograría recuperar un volumen total de 24,041 [MMpc], lo cual reduce los impactos en la producción esperada de gas a un valor de 7,846 [MMpc].

3.4 Impacto en la producción de condensado posterior a la suspensión de servicios de compresión (Periodo 2)

De forma análoga al análisis de la producción de gas, se plantearon los cuatro escenarios siguientes:

- **Escenario 1** Impacto por la suspensión de los servicios de compresión en noviembre de 2020 a enero 2022, **sin** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.

- **Escenario 2** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a enero 2022, **con** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.
- **Escenario 3** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a diciembre 2025, **sin** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.
- **Escenario 4** Impacto por la suspensión de servicios de compresión en noviembre de 2020 a diciembre 2025, **con** acciones de recuperación de producción por parte del Operador.

El escenario 1 se obtienen a partir del modelo de declinación exponencial de Arps, sin considerar las actividades que ha realizado el Operador para subsanar la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas que proporcionaba el Contratista, es decir, el ritmo de producción de gas cae a un valor cero de pies cúbicos de gas por día y cero barriles por día de condensados.

Mientras que el escenario 2 se determina considerando las acciones realizadas por el Operador para recuperar, en la medida de lo posible, el ritmo de producción que se tenía antes de la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas.

Por otro lado, los escenarios 3 y 4 cuantifican las afectaciones en la producción hasta diciembre 2025, siendo esta la vigencia del contrato de servicio que el Contratista mantenía con la Operadora.

Para los cuatros escenarios se están considerando más de 160 pozos que estuvieron produciendo de manera continua o intermitente de junio 2020 a octubre 2020.

3.4.1 Escenarios 1 y 2

Para evaluar el modelo de Arps se inició con la identificación de un periodo de flujo estable, es decir, se procedió a graficar en escala semi-logaritmica los valores de gasto contra tiempo de los pozos seleccionados. Observando que, para el horizonte julio 2020 a octubre 2020 los datos graficados mantenían una fuerte tendencia lineal, característica de una declinación exponencial, ver **Figura 29**.

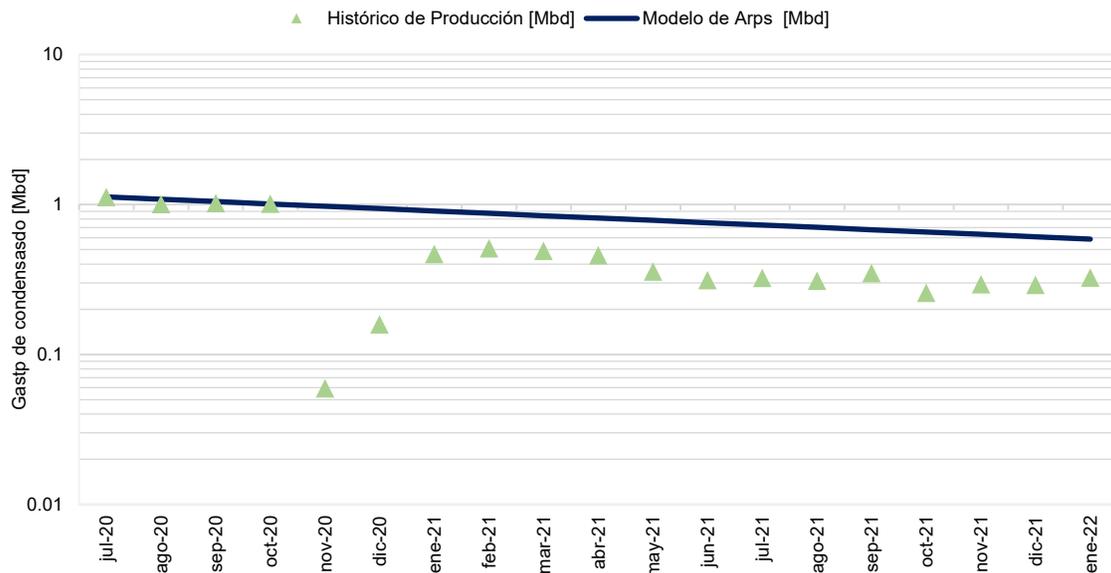


Figura 29. Gráfica semi-log del Periodo 2 (Flujo estable de condensados)..

Una vez identificado el periodo de flujo estable y la declinación que gobierna al sistema, se procedió a calcular el valor promedio de la declinación (D_i). El valor obtenido fue $D_i = 0.036 \text{ [mes}^{-1}\text{]}$, con el cual se construyó el modelo de declinación exponencial de Arps.

Como se observa en la **Figura 30**, el modelo de Arps describe aceptablemente el comportamiento de la producción hasta octubre del 2020, posteriormente la diferencia entre el modelo de Arps y el histórico de producción representa las mermas en la producción de condensados causados por suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas.

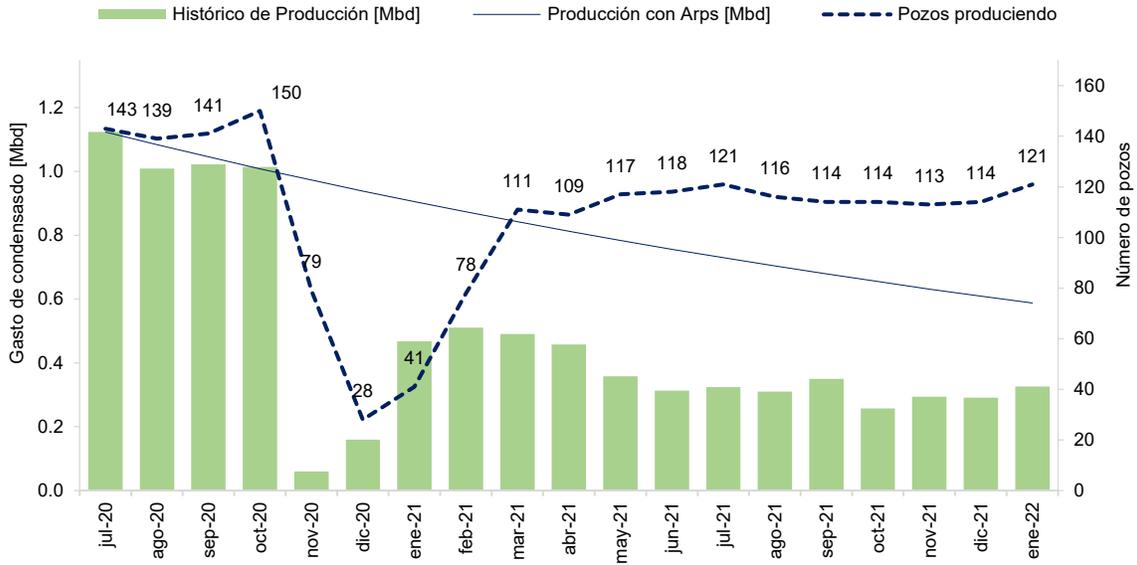


Figura 30. Modelo de declinación exponencial del condensado – Escenarios 1 y 2

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de condensado para el periodo analizado (ΔN_p), ver **Figura 31**.

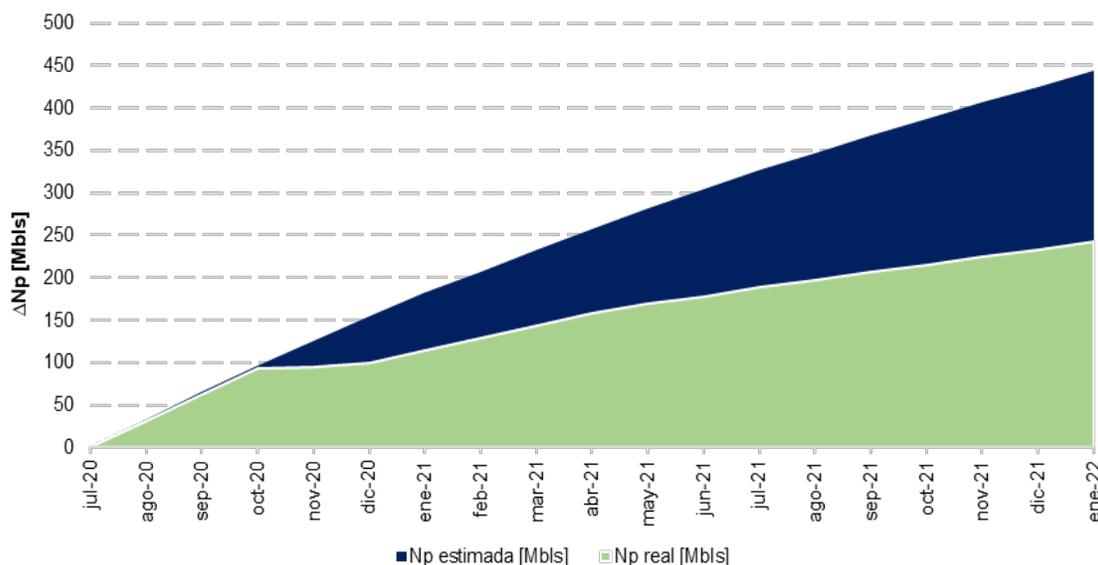


Figura 31. Producción acumulada de condensado – Escenarios 1 y 2.

Con base en los resultados previos, se estima que a partir de julio 2020 y hasta octubre 2020 la producción acumulada real ($\Delta N_p \text{ real}$) fue de 93 [Mbls], mientras que para el modelo de Arps ($\Delta N_p \text{ estimada}$) se calculó un valor de 96 [Mbls], es decir, se tenía una variación absoluta de alrededor del 3%.

Sin embargo, a partir de noviembre 2020 (fecha inmediata a la suspensión de servicios de del Contratista) y hasta el último reporte de producción disponible al 31 de enero 2023, la producción acumulada real ($\Delta N_p \text{ real}$) fue de 150 [Mbls], mientras que para el modelo de Arps ($\Delta N_p \text{ estimada}$) se calculó un valor de 347 [Mbls].

Escenario 1

Si el Operador no hubiera realizado acciones para mantener su producción y evitar el cierre de todos los pozos productores del campo, las pérdidas en la producción se estimarían con un valor de 347 [Mbls].

Escenario 2

Debido a las acciones que realizó el Operador para mantener la producción a pesar del cierre de pozos, se logró recuperar un total de 150 [Mbls], lo cual reduce los impactos en la producción de condensados a un valor de 197 [Mbls].

3.4.2 Escenarios 3 y 4

A partir de los resultados presentados en el análisis del escenario 1 y escenario 2, es posible estimar la producción hasta la vigencia del contrato de servicios, es decir, a diciembre 2025, para ello se realizan las siguientes consideraciones:

- No existen cambios significativos en el sistema integral de producción del campo.
- Se considera el mismo número de pozos productores del Escenario 1 y Escenario 2.
- Los pozos productores mantendrán la misma tendencia en la declinación.
- Los pozos productores continuaran operando hasta finalizar el periodo a pronosticar.

- Para estimar la producción futura se tomó el valor de la declinación previamente calibrada, $D_i=0.036$ [mes⁻¹].
- El gasto inicial utilizado en el modelo de Arps se considera como el ultimo valor de producción registrado, es decir enero 2022.

En la **Figura 32** se presenta el pronóstico de la producción de condensados usando el valor de declinación $D_i=0.036$ [mes⁻¹].

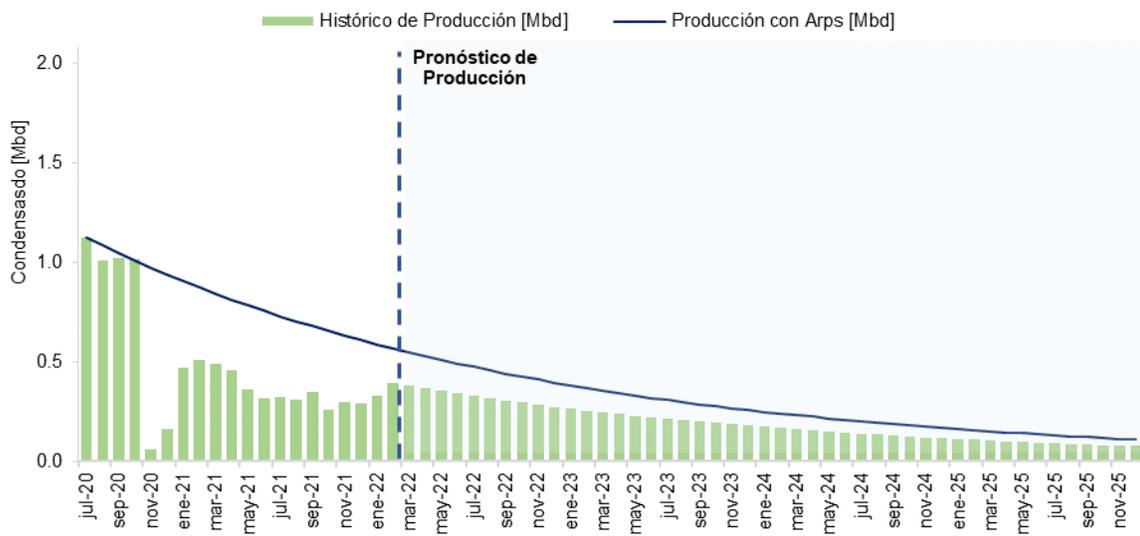


Figura 32. Pronóstico de producción de condensados

Con los datos de producción reales y calculados, es posible obtener la producción acumulada de condensados para el periodo analizado (ΔN_p), ver **Figura 33**.

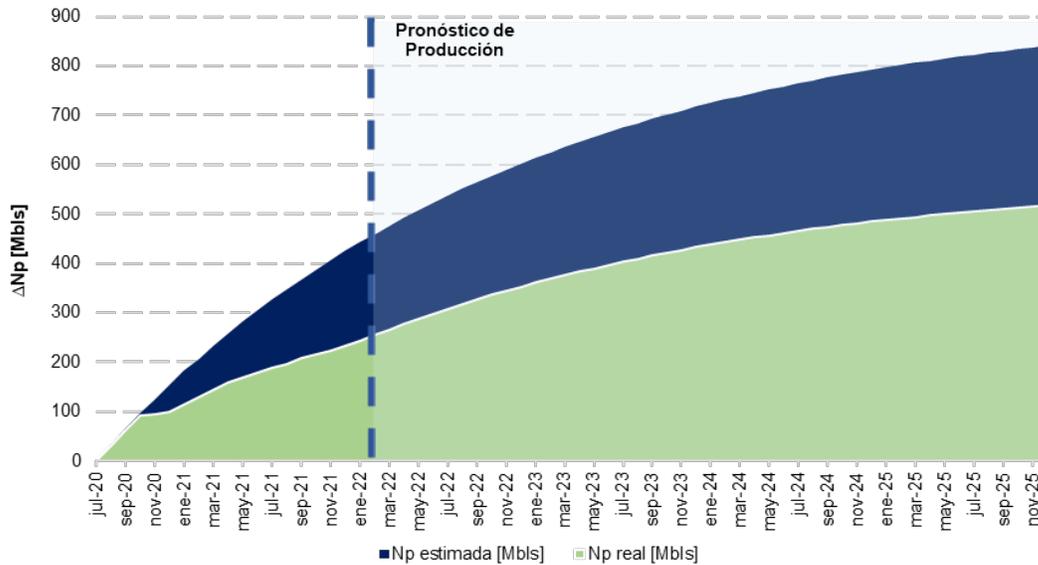


Figura 33. Producción acumulada de condensados – Escenarios 3 y 4.

Con base en los resultados previos, se estima que a partir de octubre 2020 y hasta la vigencia del contrato de servicios la producción acumulada esperada con datos reales ($\Delta N_p \text{ real}$) tenga un valor de 424 [Mbls], mientras que para el modelo de Arps ($\Delta N_p \text{ estimada}$) se calculó un valor de 744 [Mbls].

Escenario 3

Si el Operador no hubiera realizado acciones para mantener su producción y evitar el cierre de todos los pozos productores del campo, las pérdidas en la producción se estimarían con un valor de 744 [Mbls].

Escenario 4

Debido a las acciones que realizó el Operador para mantener la producción a pesar del cierre de pozos, se lograría recuperar un volumen

total de 424 [Mbls], lo cual reduce los impactos en la producción esperada de condensados a un valor de 320 [Mbls].

3.5 Resumen de resultados

En la **Tabla 2** se presenta el resumen de resultados del análisis realizado tanto en el periodo previo a la suspensión de servicios de compresión (al cual se le atribuye a la falta de mantenimiento en las plantas de acondicionamiento), y posterior a la suspensión de servicios del Contratista.

Tabla 2. Resumen de los impactos generados.

Periodo	Eventos	Horizonte	Escenario	Impacto en la producción	
				Gas [MMpc]	Condensado [Mbls]
1	Falta mantenimiento en las plantas de acondicionamiento	junio 2020 - octubre 2020	-	2,239	10
2	Suspensión de servicios de compresión y acondicionamiento de gas	noviembre 2020 - enero 2022	1	16,452	347
			2	6,256	197
		noviembre 2020 - diciembre 2025	3	31,887	744
			4	7,846	320

Periodo	Eventos
1	Falta mantenimiento en las plantas de acondicionamiento
2	Suspensión de servicios de compresión y acondicionamiento de gas

Capítulo 4. Conclusiones y recomendaciones

El comportamiento de la producción del campo ficticio FE en el horizonte enero 2020 a enero 2022, presenta dos periodos en los que es notable la reducción de producción por (i) la salida de pozos productores, que fue explicada principalmente por: la operación propia del campo y los incidentes señalados en las notificaciones de incumplimiento hacia la compañía contratista, así como por (ii) la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas por parte del Contratista a partir del mes de noviembre del 2020.

Las afectaciones en el volumen producido de gas y condensado por falta de mantenimiento en las plantas de acondicionamiento fueron calculadas en 2,239 [MMpc] y 10 [Mbls] respectivamente.

La suspensión de los servicios del Contratista a partir del mes de noviembre del 2020 y hasta enero 2022 provocó una merma en el volumen de gas de 16,452 [MMpc] y 10 [Mbls] para el Escenario 1, sin acciones de recuperación de producción por parte del Operador. Mientras que para el Escenario 2, con acciones de recuperación de producción por parte del Operador, se estima una pérdida de 6,256 [MMpc] de gas y 347 [Mbls] de condensado.

En la proyección modelada a la vigencia del contrato de servicios en diciembre 2025, se estima una merma en el volumen de gas de 31,887 [MMpc] y 744 [Mbls] de condensado para el Escenario 3, sin acciones de

recuperación de producción, así como, 7,846 [MMpc] de gas y 320 [Mbls] de condensado para el Escenario 4, con acciones de recuperación de producción por parte del Operador.

A partir de una revisión de la producción pozo a pozo se identificó que, a la fecha de presentación del Informe técnico al Tribunal Arbitral, más de 30 pozos no lograron retomar su producción posterior a la suspensión de servicios.

La compañía Operadora realizó acciones para restaurar la producción del campo ficticio FE, sin embargo, esas acciones requirieron trabajos petroleros e inversiones no contempladas para alcanzar, en la medida de lo posible, los niveles de producción que se tenían previamente a la suspensión de los servicios de compresión y acondicionamiento de gas proporcionados por el Contratista.

Adicionalmente, durante mi colaboración con Fraguva Energy en el desarrollo del Informe Técnico Presentado en el Tribunal Arbitral identifique áreas de oportunidad en la formación de futuros ingenieros petroleros.

Inicialmente, es recomendable el acercamiento al uso de herramientas, programas y/o software para automatizar tareas. En el caso particular de este Informe se aplicaron conocimientos de tablas dinámicas y programación en VBA, mismos que fueron cruciales para proponer y evaluar los diferentes escenarios requeridos.

Por otro lado, fue necesaria la comunicación efectiva entre profesionales de diversas disciplinas. Recomendando fuertemente la enseñanza de fundamentos de carácter legal, regulatorio y económicos, mismos que fueron indispensables para tener un conocimiento integral sobre un caso de estudio real.

Finalmente, habilidades para presentar en público, redactar, sintetizar información, generar conclusiones, y sobre todo, defender posturas con argumentos coherentes, son indispensables al colaborar con un equipo interdisciplinario diferente a la formación de un ingeniero petrolero.

Anexo - Desarrollo de una herramienta para modelar la declinación de un campo.

Previo a cuantificar el impacto en la producción por la operación y suspensión de servicios de compresión de gas por parte del Contratista, colaboré con Fraguva Energy en el desarrollo de una herramienta que permite modelar la declinación de un campo utilizando como referencia su histórico de producción. Esta herramienta combina conocimientos técnicos de ingeniería petrolera con el uso de tablas dinámicas en Excel y de programación en Visual Basic Application (VBA).

En la **Figura 34** se muestra la interfaz principal de la herramienta diseñada, la cual permite seleccionar un rango de fechas o pozos particulares para visualizar el perfil de producción de gas, agua y condensado, así como el número de pozos con producción.



Figura 34. Interfaz principal

En la **Figura 35** se muestra la interfaz dedicada a modelar la declinación del campo, la cual permite seleccionar un rango de fechas y pozos particulares para visualizar el perfil de producción de gas y el ajuste de la declinación con el modelo de Arps.



Figura 35. Interfaz para modelar la declinación del campo

La selección de pozos, fechas y fluidos que se desean graficar es definida por el usuario mediante el uso de segmentadores, los cuales funcionan como botones, que de manera práctica, filtran y analizan la información seleccionada utilizando tablas dinámicas. Mientras que la declinación con el modelo de Arps es calculada con ecuaciones programadas en VBA que se actualizan de manera instantánea.

En la **Figura 36** se muestra el proceso implementado para analizar la producción a partir de información específica con la herramienta diseñada. En color amarillo se identifican aquellas acciones que son ejecutadas mediante el uso de tablas dinámicas, mientras que en color

verde se reconocen aquellas que son realizadas utilizando programación en VBA.

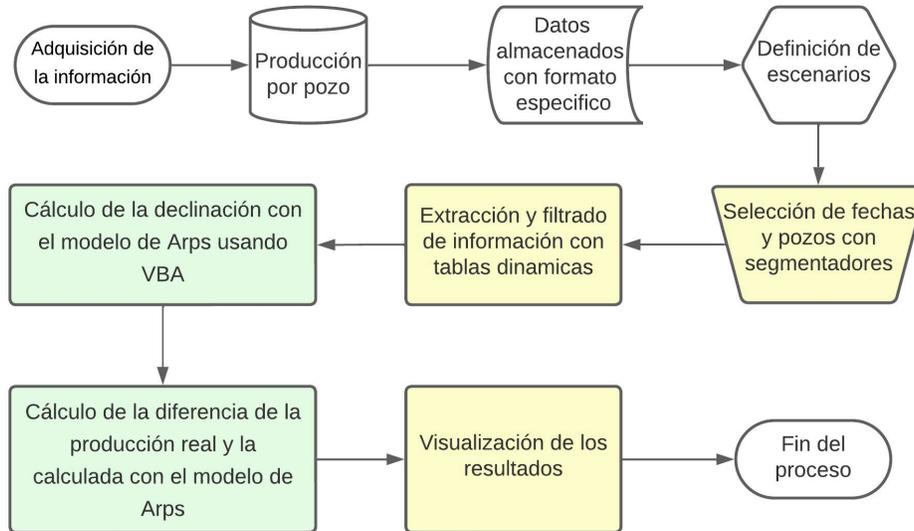


Figura 36. Proceso implementado

El desarrollo de código de programación en VBA, así como el uso correcto de tablas dinámicas no forma parte del contenido del presente Informe de Trabajo Profesional, sin embargo, se aclara que el fundamento técnico implementado se encuentra descrito en el **Capítulo 1** Marco teórico.