

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica




TESIS

“Evaluación de métodos modernos de declinación para la mejora del ajuste histórico del comportamiento productivo de reservorios Tight en el Noroeste Peruano”

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural


Elaborado por

Alfredo Misael Ramón Morán Quiliano

 0000-0002-6844-0681

Asesor

M.Sc. Víctor Alexei Huerta Quiñones

 0000-0001-8930-8893

LIMA – PERÚ

2023

DEDICATORIA

La presente tesis la dedico a mis padres Alfredo y Elsa, los cuales fueron el principal pilar de mi desarrollo personal y profesional, mi hermana Elsy, mi familia y amigos cercanos que me apoyaron durante mi etapa escolar y universitaria.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitir proponerme objetivos claros y posibles. A la Universidad Nacional de Ingeniería por formarme y darme las bases de la Ingeniería de Petróleo. A la empresa UNNA Energía y al equipo del área de reservorios por su apoyo y enseñanzas.

RESUMEN

Los campos de petróleo del noroeste peruano se han desarrollado por más de 100 años de manera comercial. Los reservorios explotados en el noroeste presentan en su mayoría un mecanismo de producción de gas en solución y una geología fuertemente fallada, lo cual genera que la energía de los reservorios atenué rápidamente en una etapa temprana de producción en la mayoría de los bloques, logrando radios de drenaje de corto alcance en cada pozo, generando la necesidad de amplias campañas de perforación para lograr un factor de recobro eficiente.

Ante la necesidad de seguir desarrollando los campos del noroeste, desde hace muchos años se han ampliado los objetivos de desarrollo hacia reservorios de menor calidad que individualmente no justificarían la perforación de un pozo, pero que en conjunto representan oportunidades de desarrollo en el noroeste peruano.

El presente proyecto de tesis propone evaluar distintas técnicas de Curvas de Declinación para modelar el comportamiento de los reservorios apretados o “tight” presentes en el noroeste peruano, teniendo como caso de estudio a los reservorios de los campos del Lote IV de la cuenca Talara.

Las formaciones Pariñas Inferior y Basal Salina han sido objetivo de desarrollo en las últimas campañas de perforación del Lote IV. Estos reservorios son caracterizados como reservorios de baja permeabilidad, por cuál deben ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico. El comportamiento productivo de estos reservorios fue evaluado mediante Curvas de Declinación de Arps, y mediante métodos modernos de Curvas de Declinación como son: Arps modificado, Ley de Potencias, Exponencial Estrecha, Exponencial Extendida y el Modelo de Duong.

La evaluación del comportamiento de estos reservorios permitió definir que los métodos modernos de declinación resultan en un mejor ajuste de la historia productiva. Con lo cual se demostró la importancia de estudiar estos modelos y se presenta una metodología para

implementar los nuevos modelos de Curvas de Declinación en las evaluaciones de los pronósticos de declinación de los reservorios apretados en lugar de los métodos convencionales.

ABSTRACT

The oil fields of northwestern Peru have been developed commercially for more than 100 years. This mostly present a solution gas production mechanism and a strongly faulted geology, which generates that the reservoir energy decays quickly in an early time of production in most of the blocks, achieving short drainage radio in each well, generating the need for extensive drilling campaigns to achieve an efficient recovery factor.

Given the need to continue developing the northwest fields, formation objectives have been extended for many years to lower quality reservoirs that individually would not justify drilling a well, but which together represent development opportunities in northwest Peru.

The present thesis project proposes to evaluate different techniques of Decline Curves Analysis to model the behavior of tight reservoirs in northwestern Peru, taking as a case study the reservoirs of the Block IV fields of the Talara basin.

The Lower Pariñas and Basal Salina formations have been the target of development in the last drilling campaigns in Block IV. These reservoirs are characterized as low permeability reservoirs, so they must be stimulated by hydraulic fracturing. The productive behavior of these reservoirs was evaluated by Arps Decline Curves, and by modern methods of Decline Curves such as: Modified Arps, Power Law, Narrow Exponential, Extended Exponential and Duong Model.

The evaluation of the behavior of these reservoirs allowed defining that the modern methods of decline result in a better adjustment of the productive history. Thus, the importance of studying these models was demonstrated, and a methodology was presented to implement the new Decline Curve Analysis models in the evaluations of forecasts of tight reservoirs instead of conventional.

PRÓLOGO

El presente proyecto de tesis lleva el nombre de “Evaluación de métodos modernos de declinación para la mejora del ajuste histórico del comportamiento productivo de reservorios *tight* en el noroeste peruano”. Dentro de mis tareas diarias se encuentra el seguimiento de la declinación de pozos recién perforados y producción de la básica; en ese sentido, fue común observar que los pronósticos generados mediante curvas de Arps no siempre iban de la mano con el comportamiento real de los campos del Lote IV caracterizados por su baja permeabilidad.

En la búsqueda de nuevas metodologías para lograr un mejor ajuste de los pronósticos para este tipo de reservorios, es que me inmerjo en el estudio de nuevas correlaciones aplicables a reservorios apretados y/o fracturados hidráulicamente, los cuales tengan su formulación basándose en estas características de reservorio.

A lo largo de los capítulos se presenta un marco teórico y conceptual donde se describe los modelos convencionales de Curvas de Declinación y se explora las bases de cuatro nuevos modelos de declinación enfocados en reservorios apretados. Más adelante se presenta los capítulos relacionados con la definición del campo de estudio y la descripción de dos reservorios del Lote IV, los cuales son representativos para toda la Cuenca Talara. Los resultados de la evaluación en la presente tesis demuestran que los reservorios del Lote IV presentan un mejor ajuste de su comportamiento productivo usando los métodos modernos de declinación, comparado con el caso base de las curvas de Arps. En las conclusiones y recomendaciones se describe la importancia de la aplicación de los nuevos modelos de declinación comparada con los procedimientos actuales de evaluación de curvas de declinación.

INDICE

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	III
ABSTRACT.....	V
PRÓLOGO.....	VI
INDICE.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABLAS.....	XIV
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PROBLEMÁTICA.....	3
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3.1 Problema General.....	3
1.3.2 Problemas Específicos.....	4
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.5.1 Hipótesis General.....	5
1.5.2 Hipótesis Específicas.....	5
1.6 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5

1.7	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	6
1.7.1	Variables Independientes	6
1.7.2	Variables Dependientes	6
1.8	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	7
1.9	MATRIZ DE CONSISTENCIA	8
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....		9
2.1	RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	9
2.1.1	Reservorios Convencionales	9
2.1.2	Reservorios No Convencionales	9
2.1.3	Reservorios Apretados o Tight	11
2.1.4	Diferencia entre reservorios Tight y Shale	12
2.2	FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	13
2.3	CURVAS DE DECLINACIÓN DE ARPS.....	14
2.3.1	Modelo Exponencial	16
2.3.2	Modelo Armónico.....	17
2.3.3	Modelo Hiperbólico	18
2.4	CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DE LAS CURVAS DE ARPS.....	23
2.4.1	Condición de frontera	23
2.4.2	Condición de fondo.....	24
2.4.3	Condición de Exponente de Declinación (b)	24
2.5	MÉTODOS MODERNOS DE DECLINACIÓN	25
2.5.1	Modelo de Doble declinación	25
2.5.2	Power Law Exponential (PLE)	27
2.5.3	Método de Duong	29
2.5.4	Método de Declinación Exponencial Extendida (EEDM).....	33

2.5.5	Método de Declinación Estrecha Extendida (SEDM)	37
2.6	COMPARACIÓN DE LOS PRINCIPALES MODELOS.....	39
2.7	MARCO CONCEPTUAL.....	42
CAPÍTULO III: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....		44
3.1	METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	44
3.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN	45
3.3	FUENTES DE DATOS	45
3.4	POBLACIÓN Y MUESTRA	45
3.4.1	Población.....	45
3.4.2	Muestra	45
3.5	RECOLECCIÓN DE DATOS	45
3.6	ANÁLISIS DE DATOS.....	46
CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....		47
4.1	FLUJO DE TRABAJO	47
4.2	DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	51
4.3	CONTEXTO HISTÓRICO DE DESARROLLO DEL CAMPO	54
4.4	MODELO SEDIMENTARIO	56
4.5	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	57
CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		63
4.6	EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN PARIÑAS INFERIOR	63
4.6.1	Tipo de Completación.....	63
4.6.2	Área de estudio	65
4.6.3	Desarrollo de la zona de estudio	65
4.6.4	Normalización de las curvas de producción	67

4.6.5	Evaluación mediante curvas de Arps	67
4.6.6	Evaluación mediante métodos modernos.....	69
4.6.7	Ajuste histórico con 6 meses de producción.....	71
4.6.8	Ajuste histórico con 2 años de producción	73
4.6.9	Ajuste histórico con 4 años de producción	75
4.6.10	Parámetros de control ajustados.....	76
4.7	EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN BASAL SALINA	78
4.7.1	Tipo de Completación.....	78
4.7.2	Área de estudio	80
4.7.3	Desarrollo de la zona de estudio	80
4.7.4	Desarrollo de la zona de estudio	81
4.7.5	Evaluación mediante curvas de Arps.....	82
4.7.6	Evaluación mediante métodos modernos.....	83
4.7.7	Ajuste histórico con 6 meses de producción.....	85
4.7.8	Ajuste histórico con 2 años de producción	86
4.7.9	Parámetros de control ajustados.....	87
4.8	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	90
4.8.1	Parámetros Económicos.....	90
4.8.2	Evaluación económica. Fm. Pariñas Inferior.....	91
4.8.3	Evaluación económica. Fm. Basal Salina	93
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		95
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA.....		98
CAPÍTULO VIII: ANEXOS.....		100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. <i>Pirámide de recursos para reservorios de petróleo y gas.</i>	10
Figura 2. <i>Reservorio Convencional, Tight y Shale.</i>	13
Figura 3. <i>Curvas tipo del modelo empírico de Arps.</i>	20
Figura 4. <i>Modelos de Declinación de Arps.</i>	22
Figura 5. <i>Comportamiento Hiperbólico y del ratio de perdida.</i>	27
Figura 6. <i>Comportamiento de un pozo de shale gas. Modelo de Duong.</i>	31
Figura 7. <i>Corrección de data de producción. Modelo de Duong.</i>	32
Figura 8. <i>Gráfico log-log de q/G_p vs tiempo. Modelo de Duong.</i>	32
Figura 9. <i>Gráfica caudal vs función de tiempo. Modelo de Duong.</i>	33
Figura 10. <i>Historia de producción típica en un gráfico semilog.</i>	34
Figura 11. <i>Proyección de los factores que definen el modelo EEDM.</i>	36
Figura 12. <i>Variación del modelo SEDM para distintos "n".</i>	38
Figura 13. <i>Diagrama de Flujo para la evaluación de curvas de declinación en reservorios "tight".</i>	49
Figura 14. <i>Ubicación geográfica del Lote IV.</i>	53
Figura 15. <i>Historia de producción del Lote IV.</i>	55
Figura 16. <i>Segregación de la producción acumulada por formación del Lote IV.</i>	56
Figura 17. <i>Modelo sedimentario de la formación Pariñas Inferior</i>	57
Figura 18. <i>Sección Estructural NW-SE de la zona A del Lote IV.</i>	58
Figura 19. <i>Ubicaciones P1, P2 y P3 por formación.</i>	60
Figura 20. <i>Ubicaciones de pozos para reservas P1, P2 y P3.</i>	61
Figura 21. <i>Completación tipo. Formación Pariñas Inferior.</i>	64
Figura 22. <i>Tope Estructural de bloque de estudio. Fm Pariñas Inferior, Lote IV.</i>	65
Figura 23. <i>Desarrollo de zona de estudio. Fm. Pariñas Inferior, Lote IV.</i>	66

Figura 24. <i>Normalización de curvas de producción, Fm. Pariñas Inferior.</i>	67
Figura 25. <i>Curva Normalizada de la formación PI evaluada con métodos de Arps.</i> ..68	
Figura 26. <i>Patrones de flujo en un pozo fracturado hidráulicamente.</i>	70
Figura 27. <i>Determinación de los regímenes de flujo. Pozo PI-12.</i>	71
Figura 28. <i>Ajuste de nuevos métodos con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.</i>	72
Figura 29. <i>Comparación de acumulados con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.</i> ...	72
Figura 30. <i>Ajuste de nuevos métodos con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	73
Figura 31. <i>Comparación de acumulados con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	74
Figura 32. <i>Ajuste de nuevos métodos con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	75
Figura 33. <i>Comparación de acumulados con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	75
Figura 34. <i>Comparación de los estimados de N_p a distintos tiempos de ajuste.</i>	77
Figura 35. <i>Completación tipo. Formación Basal Salina.</i>	79
Figura 36. <i>Tope Estructural de bloque de estudio. Fm Basal Salina, Lote IV.</i>	80
Figura 37. <i>Desarrollo de zona de estudio. Fm. Basal Salina, Lote IV.</i>	81
Figura 38. <i>Segregada de producción de pozos productores de la Fm Basal Salina.</i> ..82	
Figura 39. <i>Curva Normalizada de BS evaluada con métodos de Arps.</i>	82
Figura 40. <i>Determinación de los regímenes de flujo. Pozo BS-03.</i>	84
Figura 41. <i>Ajuste de nuevos métodos con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.</i>	85
Figura 42. <i>Comparación de acumulados con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.</i> ..85	
Figura 43. <i>Ajuste de nuevos métodos con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.</i>	86
Figura 44. <i>Comparación de acumulados con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.</i>	87
Figura 45. <i>Comparación de los estimados de N_p a distintos tiempos de ajuste.</i>	89
Figura 46. <i>Ajuste histórico y pronóstico. Pozo tipo, Fm Pariñas Inferior.</i>	91
Figura 47. <i>Evaluación económica. Pozo tipo, Fm. Pariñas Inferior.</i>	92
Figura 48. <i>Ajuste histórico y pronóstico. Pozo tipo, Fm Basal Salina.</i>	93

Figura 49. <i>Evaluación económica. Pozo tipo, Fm. Basal Salina</i>	94
--	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Operacionalización de Variables.</i>	7
Tabla 2. <i>Matriz de Consistencia.</i>	8
Tabla 3. <i>Tipos de declinación del modelo de Arps.</i>	19
Tabla 4. <i>Rangos de valores de exponente de declinación de "b".</i>	21
Tabla 5. <i>Comparación de los modelos de declinación.</i>	39
Tabla 6. <i>Fortalezas y limitaciones de los modelos de declinación.</i>	40
Tabla 7. <i>Resumen de los modelos de curvas de declinación para reservorios "tight".</i>	41
Tabla 8. <i>Tabla de instrumentos de recolección.</i>	46
Tabla 9. <i>Propiedades petrofísicas promedio de las formaciones productoras.</i>	59
Tabla 10. <i>Ubicaciones de perforación P1, P2 y P3.</i>	60
Tabla 11. <i>Diferencia de % del caudal de curva normalizada y curvas de Arps.</i>	68
Tabla 12. <i>Diferencia de % de acumulado de curva normalizada y curvas de Arps.</i> ..68	68
Tabla 13. <i>Diferencia de ajuste con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.</i>	73
Tabla 14. <i>Diferencia de ajuste con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	74
Tabla 15. <i>Diferencia de ajuste con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.</i>	76
Tabla 16. <i>Parámetros de ajuste de los nuevos métodos. Fm. Pariñas Inferior.</i>	76
Tabla 17. <i>Comparación de acumulados estimados. Fm. Pariñas Inferior.</i>	77
Tabla 18. <i>Diferencia de % del caudal de curva normalizada y curvas de Arps.</i>	83
Tabla 19. <i>Diferencia de % de acumulado de curva normalizada y curvas de Arps.</i> ..83	83
Tabla 20. <i>Diferencia de ajuste con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.</i>	86
Tabla 21. <i>Diferencia de ajuste con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.</i>	87
Tabla 22. <i>Parámetros de ajuste de los nuevos métodos. Fm. Basal Salina.</i>	88

Tabla 23. <i>Comparación de acumulados estimados. Fm. Basal Salina</i>	88
Tabla 24. <i>Distribución de la regalía según el factor "R"</i>	90
Tabla 25. <i>Distribución de la regalía según valores de precio de canasta</i>	90

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Una de las tareas principales de los ingenieros de petróleo en la evaluación de reservorios en campos de petróleo y gas es la cuantificación del volumen de reservas, este paso es resultado de la caracterización y estudio del campo, y permite concluir si el proyecto de desarrollo es rentable o no. En la literatura de ingeniería de reservorios se listan distintas técnicas para realizar los cálculos de reservas, cada una con ciertas necesidades de información y caracterización a profundidad del reservorio, como puede ser la simulación numérica o la evaluación mediante balance de materiales. Sin embargo, la evaluación del comportamiento productivo mediante Curvas de Declinación es hoy en día la técnica de estimación de reservas de más fácil aplicación y de mejores resultados al momento de realizar pronósticos en campos con información limitada.

El análisis de curvas de declinación es una técnica desarrollada de manera empírica, es decir, que inicialmente no tuvo un sustento físico como consecuencia del análisis de las propiedades o el comportamiento de los reservorios, sino que fue fundamentado en las tendencias de declinación del comportamiento productivo de los campos de petróleo y que estas se mantengan en el tiempo. Se atribuye a J.J. Arps como el principal autor del análisis de Curvas de Declinación, a través del artículo *Analysis of Decline Curves*, presentando en una reunión técnica en Houston, USA, en mayo de 1944.

Los campos de petróleo del noroeste peruano se han desarrollado por más de 100 años y en la actualidad representan cerca del 50% de la producción nacional (Perupetro, 2021). Debido a su mecanismo de producción de gas en solución y la geología fuertemente fallada, (lo cual genera bloques volumétricos), la energía de los reservorios se agota rápidamente en una etapa temprano de producción en la mayoría de los bloques, logrando radios de drenaje de

corto alcance en cada pozo, generando la necesidad de amplias campañas de perforación para lograr un factor de recobro eficiente.

Las primeras arenas desarrolladas en la cuenca Talara tuvieron buenas respuestas productivas, se tiene registro de pozos que iniciaban su producción con más de 1,000 barriles, picos muy superiores a los comportamientos actuales de pozos nuevos. Estos pozos eran completados con solo punzonamiento, fracturamiento o inclusive puestos a *open hole* o hueco abierto. Estos reservorios de buenas características en la actualidad se encuentran drenados y/o depletados, por lo que cada vez es más complicado identificar proyectos de perforación de ubicaciones rentables que vayan solo a estos objetivos.

Ante la necesidad de seguir desarrollando los campos, es que se amplía los objetivos de arenas productivas a nuevos horizontes, reservorios de menor calidad que individualmente no justificarían la perforación de un pozo, pero que en conjunto representan oportunidades de desarrollo en el noroeste peruano.

El comportamiento productivo de estos reservorios de baja calidad petrofísica o también conocido como reservorios tight o apretados, por sus propias características no pueden ser modelados por métodos convencionales de declinación como son las Curvas de Declinación de Arps, ya que una de las condiciones para aplicar este método es que se presente un flujo dominado por fronteras, condición que tarda en presentarse en estos reservorios. Es por ello que en los últimos años se han propuesto nuevos métodos de declinación, teniendo en cuenta las características que definen el comportamiento de los reservorios apretados. En el presente proyecto de tesis se realiza una evaluación de distintos métodos modernos de análisis de Curvas de Declinación en los reservorios apretados del noroeste teniendo como caso de estudio los reservorios presentes en los campos del Lote IV.

1.2 Problemática

En la actualidad, el comportamiento productivo de los reservorios del noroeste peruano es modelado mediante técnicas convencionales como es el Análisis de Curvas de Declinación de Arps, ecuaciones desarrolladas en el año 1944. Estos modelos se concibieron de manera empírica, sin considerar los fundamentos físicos que gobiernan a los reservorios. Sin embargo, Fetkovich demostró que para la aplicación de las curvas de Arps el reservorio se deberá encontrar en condiciones de flujo pseudo estabilizado; es decir, para los casos donde la perturbación de presión haya tocado los límites del reservorio. El modelo de Arps no debe aplicarse en reservorios apretados debido a que estos mantienen un flujo transitorio por largos periodos de tiempo, meses o años antes de lograr el flujo pseudo estabilizado. Sin embargo, las operadoras no pueden esperar a que se logre estos regímenes para poder realizar pronósticos de confianza, debido a la necesidad de evaluar constantemente el comportamiento productivo de estos reservorios y estimar su recuperación final.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿Qué condiciones definen a las Curvas de Declinación de Arps y no tienen relación con el comportamiento de los reservorios apretados?

¿En qué medida se afecta el pronóstico de producción al aplicar los modelos convencionales de declinación en reservorios apretados?

¿Cuál o cuáles de los métodos modernos de análisis de Curvas de Declinación pueden ser apropiados para los reservorios apretados similares a los presentes en el noroeste peruano?

¿Es posible definir parámetros de control para la aplicación de métodos modernos de declinación de los reservorios apretados?

1.3.2 *Problemas Específicos*

- ¿Qué condiciones permite definir a un reservorio como “apretado”?
- ¿Es correcto evaluar a los reservorios apretados mediante métodos convencionales de declinación?
- ¿Qué modelos se han desarrollado en los últimos años para predecir el comportamiento productivo de este tipo de reservorios?
- ¿Cuál es el error de evaluar a los reservorios *tight* en etapas tempranas y tardías mediante métodos de declinación modernos?
- ¿Cuál o cuáles métodos modernos de declinación modelan con mejor precisión a los reservorios considerados *tight*?
- ¿Cuáles son los parámetros de control recomendados para la aplicación de los métodos modernos en los reservorios apretados?

1.4 **Objetivos de la Investigación**

1.4.1 *Objetivo General*

Realizar el ajuste del comportamiento productivo mediante nuevos modelos de análisis de Curvas de Declinación en reservorios apretados del noroeste peruano, e identificar los modelos y sus variables de control asociadas que permitan el mejor ajuste para pronósticos de menor incertidumbre.

1.4.2 *Objetivos Específicos*

- Realizar una revisión bibliográfica o estado del arte respecto de las técnicas modernas de declinación para reservorios apretados o “tight” desarrolladas en los últimos años.
- Evaluar mediante técnicas convencionales el pronóstico de los reservorios apretados presentes en el noroeste peruano en función a la producción de los primeros años (0.5, 2 y 4 años), y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) del pronóstico respecto a la historia real de producción.

- Realizar el ajuste histórico con cada uno de los métodos modernos estudiados, en función a la producción de los primeros años (0.5, 2 y 4 años), y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) del pronóstico respecto a la historia real de producción.
- Proponer el modelo de declinación de mejor ajuste en la evaluación de ubicaciones del desarrollo de los bloques de estudio y realizar la evaluación económica de factibilidad.

1.5 Hipótesis de la Investigación

1.5.1 Hipótesis General

La aplicación de nuevas técnicas de declinación, que consideran en sus modelos las condiciones que caracterizan a los reservorios *tight*, podría permitir un mejor ajuste y evaluación del comportamiento productivo de estos reservorios.

1.5.2 Hipótesis Específicas

- Las características petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, así como el desarrollo de ciertos regímenes de flujo, permiten definir a un reservorio como apretado.
- Los métodos convencionales de análisis de Curvas de Declinación, como son las curvas de Arps, no pueden ser aplicados a los reservorios apretados, por las consideraciones que los definen.
- Las nuevas técnicas de declinación permiten realizar un mejor ajustar desde el comportamiento transiente de un reservorio y pueden predecir con mayor precisión esta etapa hasta la estabilización de la presión en un flujo pseudo estabilizado.

1.6 Justificación de la Investigación

La investigación se justifica debido a la necesidad de disminuir la incertidumbre en el modelado de la declinación de los reservorios apretados del noroeste peruano.

Los beneficiados con esta investigación son:

- Las operadoras de los lotes del noroeste que desarrollan reservorios de baja calidad petrofísica, debido a que podrán tener un estudio precedente para aplicar nuevos modelos en el pronóstico de sus reservorios.
- Los estudiantes de la Facultad de Petróleo y Gas Natural de la UNI, ya que los resultados servirían como base para futuros proyectos de investigación.
- El tesista, debido a que la investigación ayudará a adquirir mayor conocimiento y experiencia como futuro ingeniero de petróleo y gas natural.

1.7 Identificación de Variables

1.7.1 Variables Independientes

Regímenes de flujo de fluidos en el reservorio.

Características petrofísicas de los reservorios.

1.7.2 Variables Dependientes

Factor de recobro por métodos primarios.

Radio de drenaje al EUR.

Método de análisis de declinación.

Estrategia de desarrollo en las campañas de perforación.

1.8 Operacionalización de Variables

Tabla 1. Operacionalización de Variables.

Tipo	Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores
Variables Independiente	Régimen de flujo de fluidos en el reservorio.	Comportamiento de flujo de fluidos y distribución de la presión en función del tiempo en el reservorio.	Evaluación de las propiedades y características de roca y fluido, así como el comportamiento de la curva de producción.	Curvas de producción.
	Propiedades petrofísicas de los reservorios.	Parámetros de almacenamiento y comunicación en la roca reservorio.	Evaluación de los registros a open hole y resultados históricos de caracterización del reservorio.	Registros open hole, correlaciones, resultados de well testing.
Variables Dependientes	Factor de recobro por métodos primarios.	Porcentaje del volumen recuperable de petróleo mediante métodos de producción primarios.	Evaluación de los volúmenes producidos en la historia y los volúmenes estimados in-situ.	Curvas de producción.
	Radio de drenaje al EUR.	Influencia areal de perturbación para el recobro por reservorio.	Evaluación de las propiedades de roca y volúmenes recuperados.	Propiedades petrofísicas y curvas de producción.
	Método de análisis de declinación.	Modelo de declinación para cada reservorio.	Evaluación de las propiedades petrofísicas, régimen de flujo e historia de producción por reservorio en el tiempo.	Propiedades petrofísicas y curvas de producción.
	Estrategia de desarrollo en las campañas de perforación.	Ubicación y cantidad de pozos a perforar en un determinado tiempo.	Evaluación integrada de reservorios para estimar las oportunidades de desarrollo.	Factor de recobro por bloque.

Fuente: Elaboración propia.

1.9 Matriz de Consistencia

Tabla 2. Matriz de Consistencia.

MATRIZ DE CONSISTENCIA					
ASPECTOS GENERALES			ASPECTOS ESPECÍFICOS		
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	PROBLEMA ESPECIFICO	OBJETIVOS ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICO
¿Cómo podemos disminuir la incertidumbre en la predicción de curvas de declinación de reservorios tight en el noroeste peruano?	Evaluar las nuevas técnicas de declinación con aplicación a reservorios tight, e identificar el o los modelos y sus variables de control asociadas que permitan el mejor ajuste en la predicción del comportamiento de este tipo de reservorios en el noroeste peruano	La aplicación de nuevas técnicas de declinación, que consideran en sus modelos ciertas condiciones de los reservorios apretados, permitirá un mejor ajuste del comportamiento productivo de este tipo de reservorios, logrando una evaluación más precisa de las reservas	¿Qué condiciones permite considerar a un reservorio como “apretado”, y que modelos se han desarrollado en los últimos años para predecir el comportamiento productivo de este tipo de reservorios?	Realizar una revisión bibliográfica o estado del arte respecto a las nuevas técnicas de declinación para reservorios apretados o tight desarrolladas en los últimos años.	Las características petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, así como el comportamiento productivo de arenas aisladas, permiten definir a un reservorio como “apretado”.
			¿Es correcto evaluar reservorios tight mediante métodos convencionales que asumen flujo pseudoestable y condición de presión terminal constante? Y ¿Cuál es el error porcentual y en volúmenes de reservas, de evaluar reservorios tight en etapas tempranas mediante métodos convencionales?	Evaluar mediante técnicas convencionales, el comportamiento de los reservorios apretados presentes en el noroeste peruano en función a la producción de los primeros años (0.5, 2 y 4 años), y estimar el error porcentual del volumen acumulado (Np) pronosticado y el real.	Los modelos convencionales de declinación, como las curvas de Arps, no pueden ser aplicados a los reservorios apretados debido a sus condiciones básicas, sin hacer ciertas modificaciones.
			Aplicando métodos modernos de declinación que consideran el flujo transitorio en la ecuación, ¿cuál es el error de evaluar reservorios tight en etapas tempranas mediante estos métodos?	Realizar el ajuste histórico con cada modelo estudiado, en función a la producción de los primeros años (0.5, 2 y 4 años), y estimar el error porcentual del volumen acumulado (Np) pronosticado y el real.	Las nuevas técnicas de declinación permiten realizar un mejor ajustar desde el comportamiento transiente de un reservorio y pueden predecir con mayor precisión hasta la estabilización de la presión en un flujo pseudoestable

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Reservorios Convencionales y No Convencionales

2.1.1 Reservorios Convencionales

Un reservorio Convencional es esencialmente un reservorio con características de porosidad y permeabilidad suficiente para ser producido a caudales comerciales y recobrar volúmenes económicos de petróleo y gas sin la necesidad de amplios tratamientos de estimulaciones o especiales procesos de recobro (G.C.NAik). Usualmente, estos reservorios son de matriz de areniscas o de reservorios carbonatados. La PRMS define a los recursos convencionales como las acumulaciones de hidrocarburos que existen en rocas porosas y permeables, que son recuperados a través de pozos y usualmente requiere un proceso mínimo para su producción (PRMS, 2018).

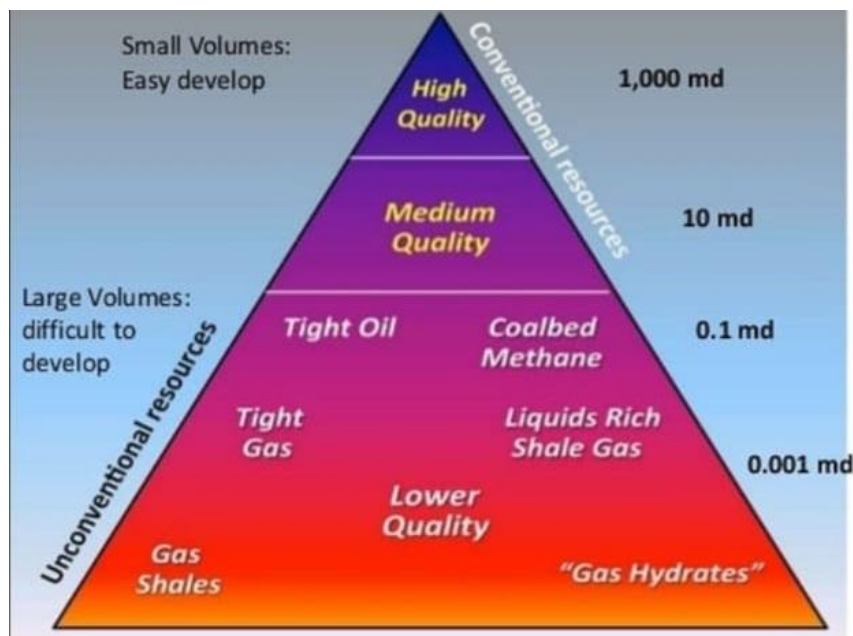
2.1.2 Reservorios No Convencionales

Un reservorio No Convencional es aquel que no puede ser producido a caudales económicos, o estos no producen volúmenes económicos de petróleo y gas, sin la asistencia de un tratamiento de estimulación o un proceso de recobro especial. Según la PRMS, se define los recursos no convencionales como las acumulaciones de hidrocarburos tales como: gas metano de carbón, gas en arenas apretadas y petróleo en arenas apretadas (baja permeabilidad), hidratos de gas, bitumen (alta viscosidad) y depósitos de lutitas (querógeno). Estas acumulaciones carecen de la porosidad y permeabilidad de los reservorios convencionales para ser surgentes naturalmente (PRMS, 2018).

La

Figura 1 describe el triángulo de recursos donde se muestra a los recursos Convencionales y No Convencionales.

Figura 1. Pirámide de recursos para reservorios de petróleo y gas.



Fuente: Libro *Tight Gas Reservoirs*. Stephen A. Holditch, John Y. Wang (2020).

Los reservorios No Convencionales hacen referencias a los reservorios que poseen ciertas características que difieren de los reservorios convencionales o tradicionales. Dentro de estos reservorios se incluyen a los reservorios Tar, bituminosos y crudo pesado, reservorios naturalmente fracturados, reservorios de gas metano de carbón, *gas-shale*, *tight oil* y *gas*, dependen de estrategias y nuevas tecnologías para ser comercialmente productivos. Los reservorios apretados o de baja permeabilidad, *tight gas*, *tight sands* no pueden ser puestos en producción económicamente sin ser estimulados por fracturamiento hidráulico.

Los reservorios No Convencionales son definidos como acumulaciones de hidrocarburo en ambientes geológicos que difieren de las trampas de los sistemas convencionales. Esto ocurre en areniscas relativamente impermeables (*tight reservoir*), acumulaciones que se almacena en fracturas, en matriz de *shale* o lutitas, en matriz de

carbón o asociados con hidratos de gas, muy distintas a las rocas reservorios consideradas convencionales.

Para poder definir que un reservorio sea convencional o sea considerado como No Convencionales no solo deberá ser evaluado su permeabilidad, sino que se debe considerar:

- Gravedad o densidad del fluido (crudo pesado, *Tar reservoir*, bituminosos).
- Porosidad
- Permeabilidad (*tight gas*, *tight sand*).
- Ambiente geológico.
- Tipo de matriz de almacenamiento (*Shale gas*, *coalbed-methano*, hidratos).

2.1.3 Reservorios Apretados o *Tight*

Los reservorios tight es catalogado dentro de los reservorios No Convencionales. Estos reservorios se presentan en un sistema petrolero similar a los convencionales, con la necesidad de una roca madre, roca reservorio, roca sello y una trampa para que existas una acumulación de hidrocarburos. Así también la matriz predominante en estos reservorios es la arenisca (AAGGP, 2013). La principal característica que presenta los reservorios tight y hace que estos sean catalogados como reservorios No Convencionales es su baja permeabilidad, la cual lleva a que estas arenas necesitan un proceso de estimulación para crear nuevos canales que permitan producir volúmenes comerciales de petróleo y gas. Law & Curtis (2002) definen a un reservorio de baja permeabilidad como un reservorio con valores esperado de permeabilidad de alrededor 0.1 mD (mili-Darcys). La *German Society for Petroleum and Coal Science and Technology* (DGMK) definen a los reservorios apretados o *tight*, como los reservorios que presentan una permeabilidad efectiva menor a 0.6 mD.

Con base en la literatura revisa, para el presente proyecto de tesis se considera a los reservorios *tight* aquellos reservorios que presentan una permeabilidad en el orden de

0.5 mD, así también la siguiente definición: Un reservorio *tight* es aquel que no produce caudales económicos ni presenta un recobro de volúmenes rentables a menos que sea estimulada por un tratamiento de fracturamiento hidráulico (David Yu, 2010).

El desarrollo de reservorios catalogados como apretados o *tight* han mostrado que los modelos clásicos de declinación no logran un buen ajuste histórico, llevando a errores en los estimados.

En los últimos años, se ha observado un gran avance en las técnicas de análisis de declinación en reservorios no convencionales de baja permeabilidad. Estas técnicas también pueden ser utilizadas en reservorios convencionales apretados y fracturados hidráulicamente, como los que se desarrollan en la Cuenca Talara, en donde la aplicación de un DCA convencional suele sobreestimar las reservas (Alarcón, 2019).

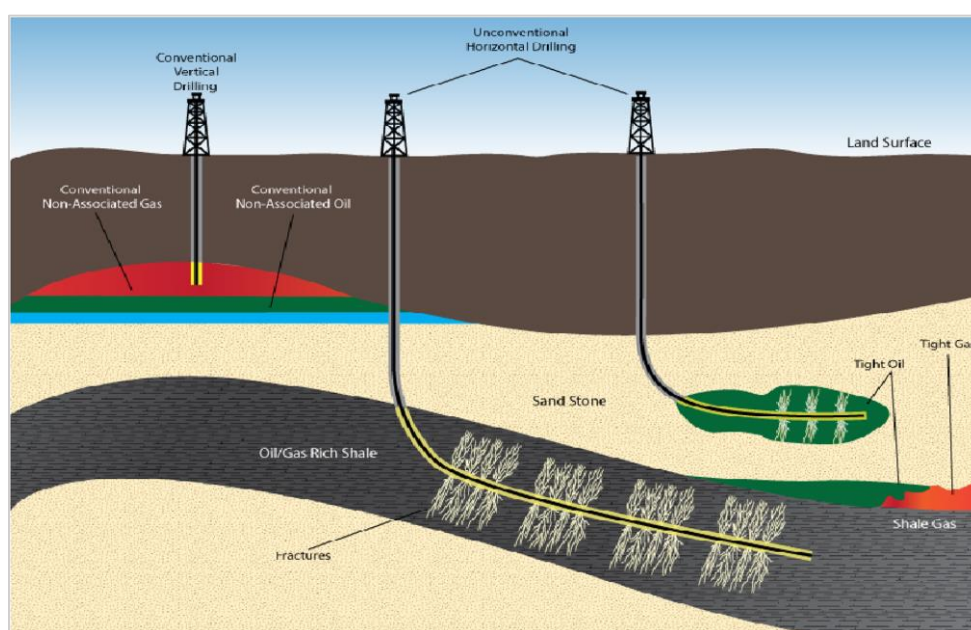
En la presente tesis se revisarán las técnicas de declinación basada en los Métodos de Arps, Modificada de Arps e Hiperbólica Modificada, Método de Declinación Estrecha Extendida (SEDM), Método de Ley de Potencia, Método de Duong y Método de Declinación Exponencial Extendido.

2.1.4 Diferencia entre reservorios *Tight* y *Shale*

Los reservorios apretados o *tight* son definidos como reservorios de petróleo o gas que presenta una baja permeabilidad. Los *Shale gas-shale oil* son definidos como depósitos donde la roca generadora se presenta al mismo tiempo como roca reservorio y roca sello, estos están compuestos de grano fino y son ricos en materia orgánica; en cambio, los reservorios *tight* en su mayoría son de matriz arenisca (como los del Noroeste peruano) o carbonáticos y necesita la existencia de un sistema para entrapar las acumulaciones de hidrocarburos, por lo que son una roca independiente de la roca generadora y roca sello (AAGGP, 2013).

Algo en común entre estos reservorios es que ameritan una estimulación por fracturamiento hidráulico para lograr ponerse en producción; sin embargo, al ser los *Shale*, acumulaciones de mucho menor permeabilidad que los *Tight* (debido a su matriz de grano fino), estos necesitan múltiples fracturas en su estimulación para lograr volúmenes comerciales. En la siguiente figura se muestra un esquema de la comparación de completación entre los reservorios Convencionales, los reservorios *Tight* y los *Shale*.

Figura 2. *Reservorio Convencional, Tight y Shale.*



Fuente: Curtis, 2011.

2.2 Fundamentos del Análisis de Curvas de Declinación

El Análisis de Curvas de Declinación se originó como un método empírico con el objetivo de evaluar la declinación de la producción en campos de petróleo y gas. Ha sido utilizados durante mucho tiempo como primeras aproximaciones de los pronósticos de producción y la posterior estimación de las reservas, tanto a nivel de pozo como campo (Armenta, 2019).

El análisis de curvas de declinación o DCA, por sus siglas en inglés, fue desarrollado por J. J. Arps en el año 1944, como un método para predecir la producción

de un pozo o campo, a partir de la tendencia del comportamiento productivo previo. Las curvas de declinación fueron desarrolladas de manera empírica y se base en una expresión matemática como una función Exponencial, Hiperbólica o Armónica que mejor ajusta al histórico del comportamiento de producción.

La técnica de curvas de declinación se ha mantenido hasta el presente como el método más utilizado para la predicción de la producción en reservorios convencionales (Paris de Ferrer, 2009). Esto debido a su simplicidad, fácil uso y sin necesidad de una amplia información del reservorio para su aplicación.

2.3 Curvas de Declinación de Arps

J. J. Arps fue uno de los primeros autores en proponer el Análisis de Curvas de Declinación de producción en 1945, basándose en trabajos previos que datan del año 1908 y tuvieron el objetivo de modelar una tendencia de declinación de pozos de petróleo. Arps utiliza datos de la historia de producción de un pozo o campo para encontrar la mejor curva de ajuste y poder extrapolarla hacia el futuro, su método se basa en un ratio de pérdida o ratio de declinación “D” y su derivada “b” conocido como exponente de declinación o constante de declinación.

El ratio de declinación “D” está definida como el cambio del caudal, en un periodo de tiempo determinado, respecto al caudal inicial:

$$D = \frac{\frac{q_1 - q_2}{q_1}}{\Delta t} \quad \text{Ec. (1)}$$

A medida que el tiempo pasa, el caudal de producción disminuye, por lo que la ecuación empezará a mostrar valores negativos que indican una declinación. Es por lo que por convención se incluye un signo negativo a la definición de “D” y se expresa las variaciones como derivadas:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad \text{Ec. (2)}$$

El exponente “b” es definido como la derivada del inverso del ratio de declinación respecto al tiempo, o también definido como exponente de declinación:

$$b = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{D} \right) = \frac{d}{dt} \left(-\frac{q}{dq/dt} \right) \quad \text{Ec. (3)}$$

Existen tres tipos de curvas de declinación según el modelo de Arps: Exponencial, Hiperbólica y Armónica, las cuales se definen según la siguiente expresión fundamental:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^b \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde “ D_i ” es la tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación, “b” es el exponente de declinación y “ q_i ” es el caudal inicial o caudal máximo del cual inicia la declinación. En el Modelo Exponencial, “b” es igual a 0; en el Modelo Hiperbólico, “b” se encuentra entre 0 y 1 y en el Modelo Armónica, “b” tendrá un valor igual a 1 (Paris de Ferrer, 2009). De acuerdo con ello, resolviendo la Ec. (4), la expresión de la tasa de declinación o caudal para cada curva es:

- Exponencial: $D = D_i = cte$. Lo que significa que la caída de producción por unidad de tiempo (declinación) es una fracción constante de la tasa de producción.
- Armónica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right)$. La caída de producción por unidad de tiempo es proporcional a la fracción del caudal de producción.

- Hiperbólica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^b$. La caída de producción por unidad de tiempo es proporcional a una potencia de la fracción del caudal. Con el exponente variando de 0 a 1.

La integración desde un tiempo $t_0 = 0$, hasta un tiempo t de la ecuación diferencial de las distintas formas del modelo de Arps antes descrita, proporcionará la relación caudal vs tiempo.

2.3.1 Modelo Exponencial

El modelo Exponencial asume la caída de producción como una fracción constante de la declinación. Debido a que el exponente de declinación “b” es igual a 0 en este caso, el valor de “D” es el mismo en el tiempo, es decir, la declinación de la producción será constante a lo largo del tiempo. Partiendo de la **Ec. (4)**:

$$D = D_i = -\frac{dq/dt}{q} \quad \text{Ec. (5)}$$

Realizando la integración en ambas partes de la expresión, desde un tiempo 0 a un tiempo t :

$$\int_0^t D_i dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} \quad \text{Ec. (6)}$$

$$-Dt = \ln \frac{q}{q_1} \quad \text{Ec. (7)}$$

Aplicando Exponencial en ambos lados de la expresión para eliminar el logaritmo y acomodando, se tiene la relación del caudal y tiempo para el Modelo de Declinación Exponencial:

$$q = q_1 e^{-D_i t} \quad \text{Ec. (8)}$$

Para estimar el valor acumulado (N_p) se debe integrar el valor del caudal en el tiempo, reemplazando la expresión del caudal para el caso del Modelo Exponencial, Ec. (8):

$$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i e^{-D_i t} dt \quad \text{Ec. (9)}$$

$$\frac{q_i}{D_i} (e^{-D_i t} - e^0) = \frac{q_i}{D_i} - \frac{q_i}{D_i} e^{-D_i t} \quad \text{Ec. (10)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} - \frac{q}{D_i} \quad \text{Ec. (11)}$$

La expresión para la producción acumulada en el caso del Modelo Exponencial resulta:

$$N_p = \frac{(q_i - q)}{D_i} \quad \text{Ec. (12)}$$

2.3.2 Modelo Armónico

El modelo Armónico se caracteriza por una disminución constante y sostenido en el caudal. Este tipo de curvas se observa en pozos cuya producción no decae tan rápido en el tiempo. Partiendo de la Ec. (4) y considerando al exponente de la declinación “b” igual a 1:

$$D = \frac{D_i}{q_i^1} q^1 = - \frac{dq/dt}{q} \quad \text{Ec. (13)}$$

Realizando la integración en ambas partes de la expresión, desde un tiempo 0 a un tiempo t:

$$\int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2} \quad \text{Ec. (14)}$$

$$\frac{D_i t}{q_i} - 0 = \frac{1}{q_i} - \frac{1}{q} \quad \text{Ec. (15)}$$

Acomodando la expresión, se obtiene la relación de caudal y tiempo para el modelo de declinación Armónica:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{Ec. (16)}$$

La expresión para la producción acumulada en el caso del Modelo Armónico resulta:

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \quad \text{Ec. (17)}$$

2.3.3 Modelo Hiperbólico

A diferencia de la declinación tipo Armónica, la declinación Hiperbólica muestra una disminución inicial rápida en la tasa de producción, seguida de una disminución más suave y gradual. Partiendo de la **Ec. (4)**:

$$D = \frac{D_i}{q_i^b} q^b = - \frac{dq/dt}{q} \quad \text{Ec. (18)}$$

Realizando la integración en ambas partes de la expresión, desde un tiempo 0 a un tiempo t:

$$\int_0^t \frac{D_i}{q_i^b} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{b+1}} \quad \text{Ec. (19)}$$

$$\frac{b D_i t}{q_i^b} - 0 = \frac{1}{q^b} - \frac{1}{q_i^b} \quad \text{Ec. (20)}$$

Ordenando la expresión, se obtiene la relación de caudal y tiempo para el Modelo de Declinación Hiperbólico, el cual es la expresión resuelta más general para el Análisis de Curvas de Declinación de Arps:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^b} \quad \text{Ec. (21)}$$

La expresión para la producción acumulada en el caso del Modelo Hiperbólico resulta:

$$Np = \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b}) \quad \text{Ec. (22)}$$

En la **Tabla 3** se presenta un resumen de los 3 modelos de declinación desarrollados por Arps:

Tabla 3. Tipos de declinación del modelo de Arps.

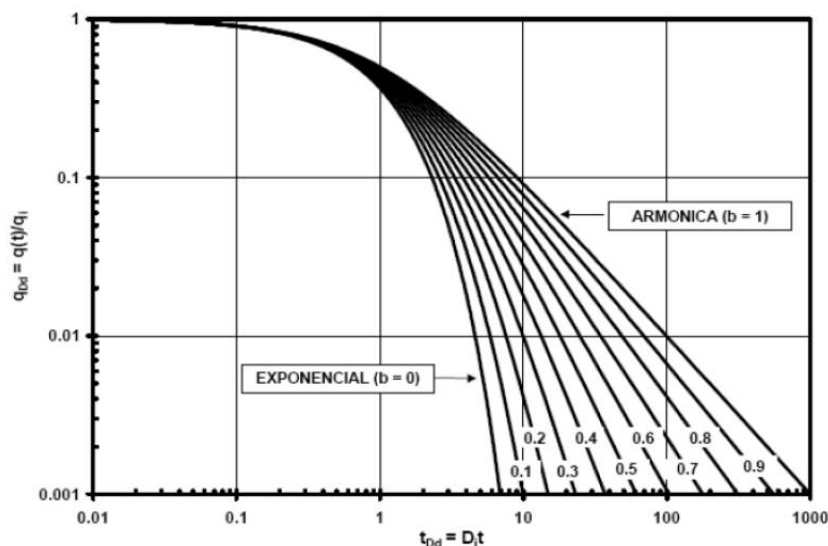
Declinación Exponencial	Declinación Hiperbólica	Declinación Armónica
Declinación constante con $b = 0$	Declinación proporcional a una potencia fraccional, $0 < b < 1$	Declinación proporcional a la tasa de producción, $b = 1$
$\int_{t_0}^t D dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$	$\int_{t_0}^t \frac{D_i}{q_i^b} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{b+1}}$	$\int_{t_0}^t \frac{D_i}{q_i} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$
$q(t) = q_i e^{-Dt}$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$

Fuente: Elaboración propia.

Los tres tipos de declinación del modelo matemático-empírico desarrollado por Arps, consideran un flujo dominado por fronteras. Para aplicar este análisis es necesario una producción por un suficiente tiempo que permita obtener un flujo estabilizado. La declinación de tipo Exponencial resulta en un escenario más conservador, debido a que presenta un exponente de declinación igual a 0 y la caída de producción es constante. En el caso de la declinación Hiperbólica, la declinación no disminuye de manera constante, ya que la caída de producción es una fracción elevada a una potencia entre 0 y 1, finalmente la declinación Armónica resulta en un escenario donde la declinación es más

sostenida, y se presenta en reservorios donde se puede asegurar un buen mantenimiento de presión y una baja declinación de la producción.

Figura 3. *Curvas tipo del modelo empírico de Arps.*



Fuente: Schlumberger, 2016.

Un comportamiento exponencial, es decir, un valor de “b” igual a 0, se presenta en pozos que han alcanzado las fronteras en yacimientos cerrados. Una declinación tipo Exponencial puede aplicarse para un fluido compresible bajo un régimen de flujo pseudoestable en un reservorio cerrado que produce a presión de wellbore constante. Según Fetkovich et al (1990) la condición bajo la cual ocurre una declinación Hiperbólica, con un factor “b” en un rango entre 0.5 y 1, se presenta en reservorios de múltiples capas con suficiente contraste entre las propiedades de cada capa. Adicionalmente, Fetkovich notó que una producción en flujo transiente también puede ser modelado con altos valores de “b”. Los valores de “b” recomendados según el mecanismo de empuje de los reservorios se presentan a continuación:

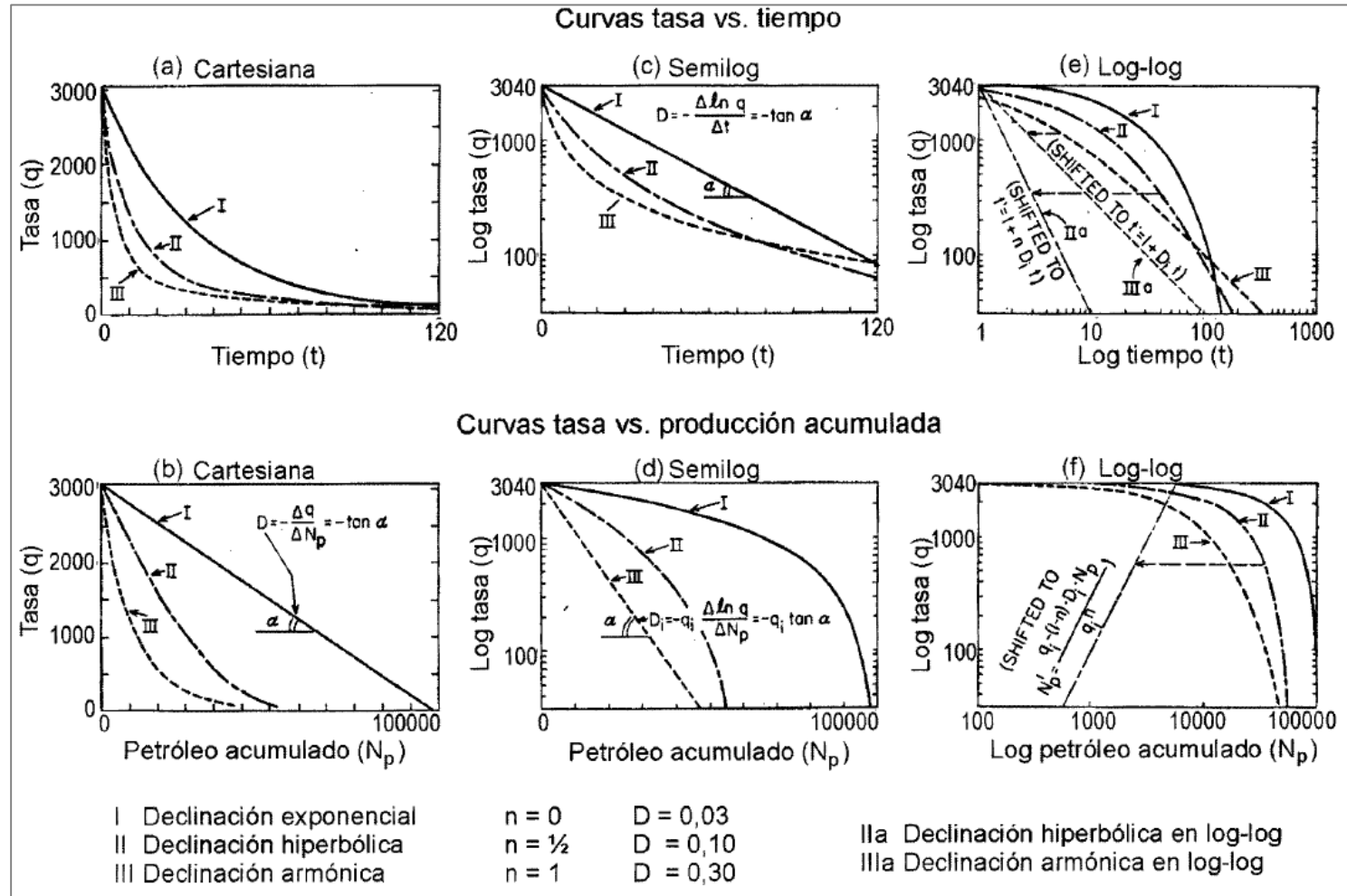
Tabla 4. Rangos de valores de exponente de declinación de "b".

Valor de "b"	Mecanismo de empuje
0	Expansión de líquido monofásico (sobre el punto de burbuja).
0.1 - 0.4	Mecanismo de gas en solución.
0.4 - 0.5	Expansión de gas monofásico.
0.5	Mecanismo de empuje de agua.
0.5 - 1.0	Reservorios laminados.
>1	Régimen de flujo transiente (reservorios "tight").

Fuente: Traducido del libro *Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs*, 2019.

Otra forma de visualizar los tres tipos de declinación del modelo de Arps, es representándolas como líneas rectas, esto se logra elaborando los gráficos: caudal vs tiempo y caudal vs acumulada; en escalas cartesiana, semilogarítmica y logarítmica, tal como se presenta en la **Figura 4**:

Figura 4. Modelos de Declinación de Arps.



Fuente: Paris de Ferrer (2009).

En el caso de declinación Exponencial, la curva de caudal vs tiempo se convierte en una recta en escala semilogarítmica, mientras la curva de caudal vs acumulada lo hace en escala cartesiana. En ambos casos, el valor absoluto de la pendiente es igual a la declinación “D”.

En el caso de una declinación Hiperbólica, la curva de caudal vs tiempo se convierte en una línea recta en escala logarítmica, si en vez del tiempo lineal t se utiliza un tiempo modificado $t' = 1 + bD_i t$, con pendiente igual a $1/b$. La curva de caudal vs acumulada se convierte en una recta con pendiente positiva en la escala logarítmica, y si en vez de la producción acumulada N_p , se utiliza una acumulada modificada N'_p de la siguiente forma $\frac{q_i - (1-n)D_i N_i}{q_n^b}$.

La curva caudal vs tiempo, de la declinación Armónica, se convierte en una recta de ángulo 45° en escala logarítmica, si en vez del tiempo lineal t se utiliza un tiempo modificado $t' = 1 + D_i t$. Así mismo, en este tipo de declinación, la gráfica del inverso del caudal vs tiempo se convierte también en una línea recta de pendiente positiva en escala cartesiana, mientras que la curva de caudal vs acumulada lo hace en una escala semi logarítmica. En ambos casos el valor de la pendiente es igual a la declinación nominal inicial, “ D_i ”, dividido entre el caudal inicial, “ q_i ”.

2.4 Condiciones para la aplicación de las curvas de Arps

La aplicación de los modelos clásicos de Arps, es decir: modelo Exponencial, Hiperbólico y Armónico, presentan ciertas condiciones de reservorio para su correcta aplicación.

2.4.1 Condición de frontera

La restricción de que el flujo debe haber alcanzado las fronteras del yacimiento, esto es difícil de lograr en un corto tiempo para reservorios de baja permeabilidad o

apretados, principalmente esto debido a que, por su baja permeabilidad, el tiempo en el que se alcanza las fronteras es prolongado. Es así como la aplicación de este tipo de curvas de declinación convencional en yacimientos apretados con poca historia de producción no es adecuada, ya que el mejor ajuste en los primeros años de producción no refleja el comportamiento futuro (Alarcón, 2019)

2.4.2 Condición de fondo

La restricción de que el flujo debe haber alcanzado las fronteras del yacimiento, esto es difícil de lograr en un corto tiempo para reservorios de baja permeabilidad o apretados, principalmente esto debido a que, por su baja permeabilidad, el tiempo en el que se alcanza las fronteras es prolongado. Es así como la aplicación de este tipo de curvas de declinación convencional en yacimientos apretados con poca historia de producción no es adecuada, ya que el mejor ajuste en los primeros años de producción no refleja el comportamiento futuro (Alarcón, 2019).

2.4.3 Condición de Exponente de Declinación (b)

La constante de declinación, ratio de pérdida o exponente de declinación “b” se define como la rapidez del cambio de declinación (D) en el tiempo, es un parámetro adimensional.

Inicialmente, Arps definió el valor de “b” entre 0 a 1. Fetkovich demostró que esto se cumple para pozos en un régimen de flujo pseudo estabilizado, o también llamado dominados por fronteras, con la condición de solución de presión terminal constante. Sin embargo, se ha identificado que en pozos que se encuentran en un régimen transiente, es decir, donde la perturbación de presión no ha contactado los límites del reservorio, valores de “b” mayor a 1 ajustan de mejor manera. Se ha estudiado que este hecho se cumple en reservorios de baja permeabilidad y reservorios fracturados hidráulicamente, en estos casos, el régimen transiente puede durar meses o inclusive años.

En reservorios de baja permeabilidad, o también llamados apretados, al ser la permeabilidad una propiedad de conductividad de fluidos en medios porosos, los fluidos tienen menores canales para su movimiento. Por lo que, la perturbación de presión tardará mayor tiempo en contactar los límites del reservorio.

En pozos fracturados hidráulicamente la declinación inicial es más rápida que los pozos convencionales debido a la liberación inicial de hidrocarburos por la fractura creada; sin embargo, la declinación luego de la etapa inicial suele ser más lenta debido a la producción sostenida por las fracturas y luego por la matriz. Un valor alto de "b" indica una tasa de declinación más rápida en los primeros meses de producción, y una producción sostenida en tiempos tardíos.

2.5 Métodos Modernos de Declinación

El uso de los modelos de Arps presenta la restricción de que el flujo debe haber alcanzado las fronteras del yacimiento, esto es difícil de lograr en un corto tiempo para reservorios de baja permeabilidad o apretados, principalmente esto debido a que, por su baja permeabilidad, el tiempo en el que se alcanza las fronteras es prolongado. Es así como la aplicación de este tipo de curvas de declinación convencional en yacimientos apretados con poca historia de producción no es adecuada, ya que el mejor ajuste en los primeros años de producción no refleja el comportamiento futuro (Alarcón, 2019).

2.5.1 Modelo de Doble declinación

La ecuación de declinación Hiperbólica de Arps (**Tabla 3**) es la de mayor aplicación para reservorios de shale (Seshadri, 2010). La ecuación de declinación Hiperbólica es adecuada debido a que aparenta realizar un mejor ajuste con valores de "b" mayores que la unidad para el régimen de "transient linear-flow" observado en pozos de shale gas (Manda, 2020); sin embargo, el modelo puede resultar en una sobreestimación de la producción y reservas debido a la disminución del ratio de pérdida

, " D ", en el tiempo, ya que el ratio de pérdida no es constante y decrece de manera continua mediante la siguiente relación:

$$D = \frac{1}{\frac{1}{D_i} + bt} \quad \text{Ec. (23)}$$

Cuando " D " se vuelve muy pequeño, el caudal no declina de manera significativa, generando una producción muy sostenida al final de la vida productiva, obteniendo un sobreestimado al momento de calcular las reservas. Para evitar que el ratio de pérdida se vuelva muy pequeño en tiempos largos, Robertson (1988) sugirió una versión del modelo de declinación hiperbólico para reservorios de shale gas. El método de Robertson se presenta en la Ec. (24), este se base en incluir un límite inferior al ratio de pérdida, evitando que se tengan valores cada vez más pequeños del ratio de pérdida en el tiempo, y que se limite a un valor mínimo (D_{limit}) garantizando una declinación natural al final de la vida productiva del pozo.

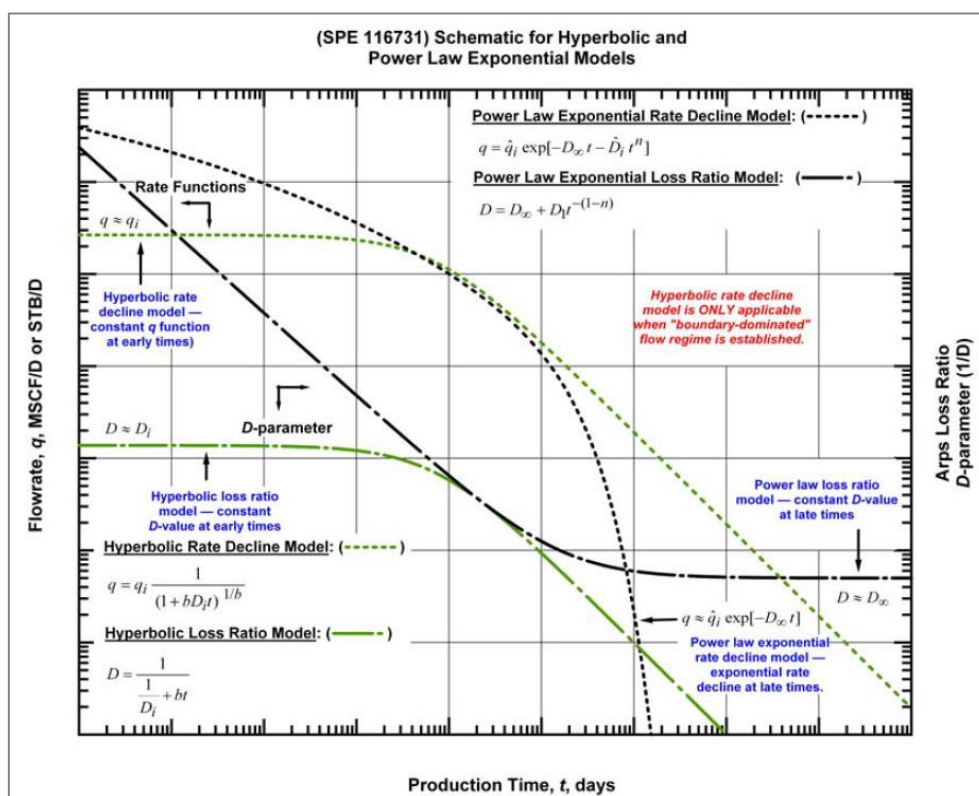
$$Q(t) = \begin{cases} \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}, D > D_{limit} \\ q_i e^{-D_{limit} t}, D \leq D_{limit} \end{cases} \quad \text{Ec. (24)}$$

Al momento en que el ratio de pérdida declinación alcance el D_{limit} , la Ec. (24) genera un cambio o "switch" a un modelo Exponencial con declinación constante igual D_{limit} . Pese a que el modelo de Declinación Hiperbólico Modificado se elaboró para evitar sobre estimaciones en el cálculo de reservas, el ajuste de la curva de declinación en la etapa transiente no proporciona ninguna guía para determinar el D_{limit} . Por lo que es usual que la elección de D_{limit} se base en experiencias, recomendaciones o acuerdos de la compañía y los asesores de reservas (Seshadri, 2010).

2.5.2 Power Law Exponential (PLE)

Ilk et al, presentaron el modelo Exponencial de Ley de Potencia o PLE, por sus siglas en inglés, el cual es una extensión de la ecuación Exponencial del modelo de Arps para la declinación en reservorios de Shale (Manda, 2020). Ilk presenta el gráfico de la **Figura 5**, para conceptualizar la diferencia en el comportamiento del ratio de pérdida “D” en el modelo de Arps y con el modelo que desarrolla. Se observa que el parámetro “D” de Arps es casi una constante al inicio de producción, en cambio, el modelo PLE presenta un “D” con una pendiente igual a 1 disminuyendo en el tiempo y con una tendencia a volverse una constante para tiempos extendidos.

Figura 5. Comportamiento Hiperbólico y del ratio de pérdida.



Fuente: D. Ilk (2008)

El modelo PLE parte de las ecuaciones empíricas de ratio de pérdida “D”, Ec. (2) y la derivada del ratio de pérdida o factor “b”, Ec. (3), desarrolladas por Johnson & Bollens (1928) y Arps (1945). Ilk proporciona un cálculo alternativo para los parámetros

“b” y “D”, usando datos de caudal y su acumulada. Los parámetros alternativos se presentan en la Ec. (25) y Ec. (26):

$$b = q \frac{d}{dQ} \left[\frac{1}{D} \right] \quad \text{Ec. (25)}$$

$$D = \frac{1}{\frac{1}{D_i} + bt} \quad \text{Ec. (26)}$$

Donde “ D_i ” es la declinación inicial de Arps. El enfoque de modelo PLE, propone que los parámetros “D” y “b” puedan ser estimados en cualquier tiempo, a partir del comportamiento de la producción, esperando un comportamiento “No Hiperbólico”, es decir, un valor de “b” no constante (D. Ilk, 2008). Considerando que este efecto se puede presentar en reservorios con múltiples capas, reservorios de baja permeabilidad y alta heterogeneidad o por el incremento del contacto de gas en el reservorio a través del tiempo (D. Ilk, 2008). Usando la forma para el parámetro “D” de la Ec. (27), Ilk considera el ratio de pérdida de la siguiente forma:

$$D = D_\infty + D_1 t^{-(1-n)} \quad \text{Ec. (27)}$$

Donde “ D_∞ ” es el ratio de pérdida a un tiempo infinito, “ D_1 ” es la constante de declinación “intercepto” y representa el valor de “D” a 1 día de producción, “t” es el tiempo de producción en días y “n” es el exponente del tiempo. La interpretación de la Ec. (27), es que el ratio de pérdida “D” es una variable que disminuye y puede ser aproximada por la función de Ley de Potencias, y la cual tenderá a un valor constante, “ D_∞ ” para periodos largos; a diferencia del modelo Hiperbólico de Arps, en donde el parámetro “D” es constante desde el inicio (D. Ilk, 2008). Reemplazando la Ec. (27) en la forma Exponencial del modelo de Arps, ver **Tabla 3**, se obtiene:

$$q(t) = \hat{q}_i e^{(-D_\infty t - \hat{D}_i t^n)} \quad \text{Ec. (28)}$$

Donde “ \hat{q}_i ” es el caudal “intercepto”, este es el caudal al tiempo 0 (el cual no es el caudal promedio mensual inicial que se utiliza en la ecuación de Arps) y “ \hat{D}_i ” es la constante de declinación, igual a “ D_1/n ”. Distintos investigadores concluyen que el modelo de Ley de Potencia puede usarse en flujo radial y lineal transiente, el modelo es confiable para flujo lineal, bilineal seguido de lineal, lineal seguido por flujo dominado por fronteras o bilineal seguido por lineal y flujo dominado por fronteras (Manda, 2020). La metodología para aplicar el modelo de Ley de Potencias es la siguiente:

- El modelo presenta 4 incógnitas: “ \hat{q}_i ”, “ D_∞ ”, “ \hat{D}_i ” y “ n ”. El valor de “ \hat{q}_i ” es una constante y se obtiene de la historia de producción como el caudal inicial o máximo del pozo analizado.
- El ratio de pérdida infinito “ D_∞ ”, es un valor muy pequeño, se le puede otorgar un valor igual a 0 de manera inicial; sin embargo, para modelos más conservadores es usual tomar valores mayores a 0. Para modelar pozos de gas, Ilk utiliza un “ D_∞ ” en el orden de $10e-5$.
- Los parámetros “ \hat{D}_i ” y “ n ” pueden ser obtenidos por regresión. En los campos de gas, en los cuales Ilk et al, aplicaron el modelo de PLE, el parámetro “ \hat{D}_i ” se usó entre 0.3 y 3 para ajustar su modelo, de la misma forma para el parámetro “ n ”, en un rango de 0.1 hasta 0.3; es importante recalcar que Ilk no especifica que estos sean los rangos límites, pero si son los valores recomendados para los casos que estudia.

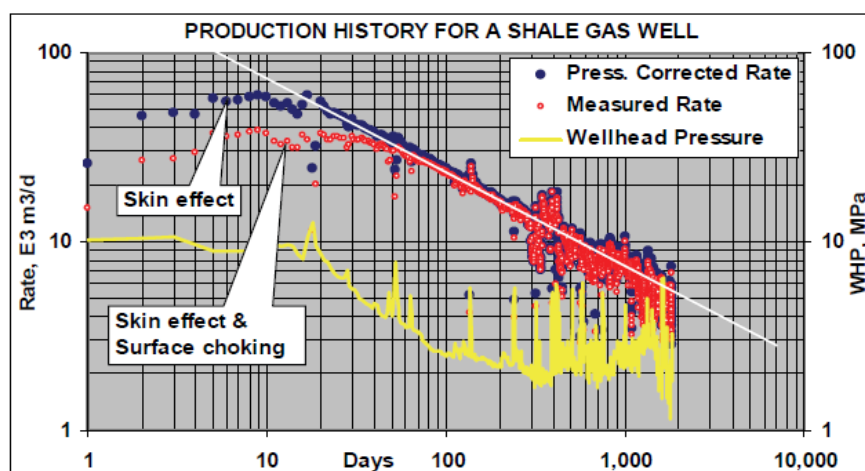
2.5.3 Método de Duong

Los métodos tradicionales de declinación y sus variaciones no permiten modelar reservorios tight o shale gas, estos pozos normalmente deben ser fracturas para ser puestos

en producción. El comportamiento productivo de este tipo de pozos ha mostrado, en su mayoría, un régimen de flujo transiente, y que raramente logra un flujo pseudoestable (Duong, 2010). Sin la presencia de un flujo dominado por fronteras, la permeabilidad de la matriz no se establecerá con el área de drenaje del pozo. Esto genera que la contribución de la matriz sea despreciable comparado con la contribución de las fracturas, es por ello que los modelos de declinación no se pueden basar en los modelos convencionales (Duong, 2010).

A.N. Duong presentó un modelo de declinación empírico basado en la suposición de un flujo lineal, o cercano a lineal, dominado por las fracturas hidráulicas en reservorios de baja permeabilidad. Duong sugiere que, debido a que la permeabilidad de la matriz en reservorios de shale gas es ajustada, la densidad de las fracturas conectadas debería incrementar en el tiempo de tal forma que pueda sostener el flujo en las fracturas para el aporte a lo largo de la vida del pozo (Cody, 2012). Esto se debe a que los esfuerzos en la fractura cambian debido a la depletación, lo que podría romper la integridad hidráulica de la roca, activando fracturas y fallas existentes, así incrementar la permeabilidad y facilitar la migración de flujo (Duong, 2010). El análisis de Duong se basa en el campo de Barnett, el comportamiento típico para pozos de shale gas en un gráfico log-log presenta una recta de media pendiente, indicando el flujo lineal.

Figura 6. Comportamiento de un pozo de shale gas. Modelo de Duong.



Fuente: A. N. Duong (2010).

Duong también se basa en el hecho que muchos autores han demostrado que el flujo lineal se presenta en todo tipo de fracturas, ya sean estas infinitas o de finita conductividad, simple o multietapa, hidráulicas o naturalmente fracturadas. El modelo de declinación que propone Duong se rige por las siguientes ecuaciones:

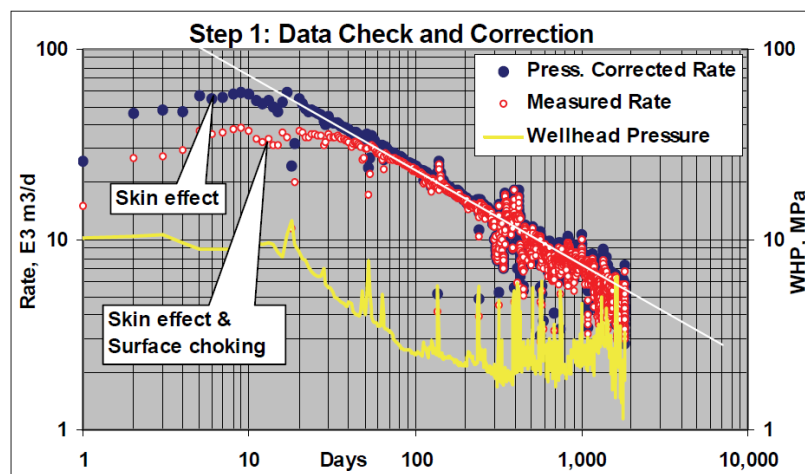
$$q = q_1 t(a, m) + q_\infty \quad \text{Ec. (29)}$$

$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}} (t^{1-m} - 1) \quad \text{Ec. (30)}$$

Donde “m” y “a” son parámetros introducidos por Duong, “ q_1 ” es el caudal a 1 día de producción y “ q_∞ ”, es el caudal a un tiempo infinito. Duong propone una metodología para aplicar su modelo, la cual se describe a continuación:

- Verificar y corregir la data de producción, Duong realiza una corrección a la producción del campo Barnett en función a las mediciones continuas de presión de cabeza de pozo, llevando la producción a valores con una presión promedio, así también da recomendaciones para reservorios de gas húmedo y condensado.

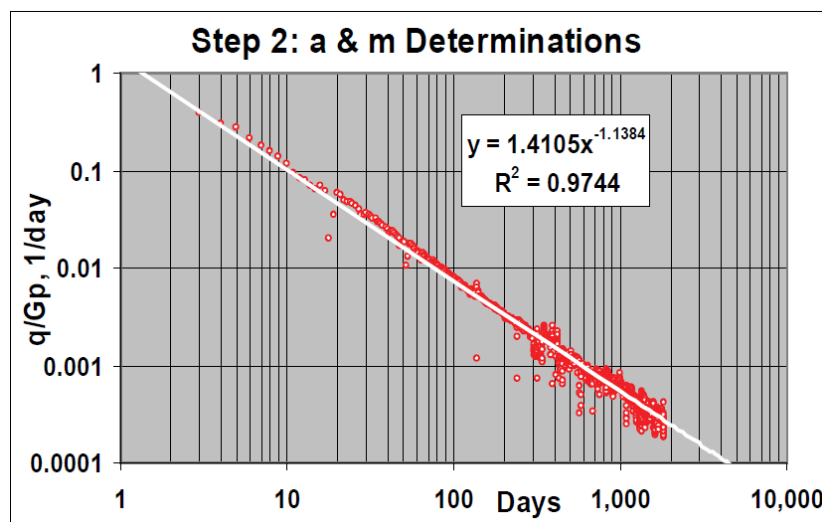
Figura 7. Corrección de data de producción. Modelo de Duong.



Fuente: A. N. Duong (2010).

- Determinar los valores de “a” y “m”, necesarios para desarrollar la Ec. (30), estos parámetros se obtienen del análisis del gráfico log-log de q/N_p vs tiempo, tal como se presenta en la **Figura 8**:

Figura 8. Gráfico log-log de q/G_p vs tiempo. Modelo de Duong.



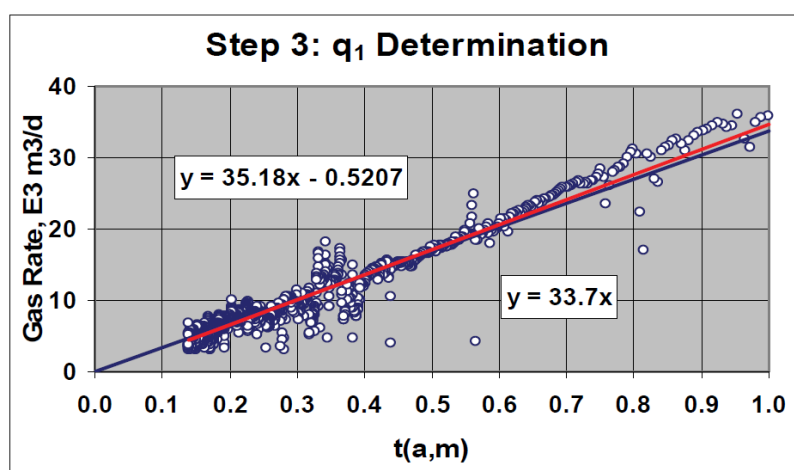
Fuente: A. N. Duong (2010).

Donde el valor de “ N_p ” (o “ G_p ”) representa al acumulado de petróleo a la fecha (o de gas), “ q ” es el caudal actual y “ t ” es el tiempo en días. El parámetro “ m ” será el valor de la pendiente de la recta que mejor ajusta al gráfico de q/N_p vs tiempo (**Figura 8**), Duong recomienda un R^2 mayor a 0.95 para ajuste válido, e indica que una pendiente

mayor a 1 se obtiene normalmente para compensar cualquier desviación de los casos ideales (Duong, 2010). El parámetro “a” será el intercepto de la recta del gráfico q/N_p vs tiempo (**Figura 8**) con el eje de las ordenadas en el día 1 de producción.

- Estimar el caudal al primer día de producción, “ q_1 ”, a partir del gráfico “q” vs “t(a,m)” en escala cartesiana, la cual genera una línea recta desde el origen y una pendiente igual a “ q_1 ”. Finalmente, calcular “ q_∞ ”, el cual puede ser cero o también estimado como la intersección con el eje de las ordenadas del gráfico de “q” vs “t(a,m)”.

Figura 9. Gráfica caudal vs función de tiempo. Modelo de Duong.



Fuente: A. N. Duong (2010).

Este método es de fácil aplicación en su uso, ya que todos sus parámetros de declinación son calculados a partir de la regresión lineal de la información de producción.

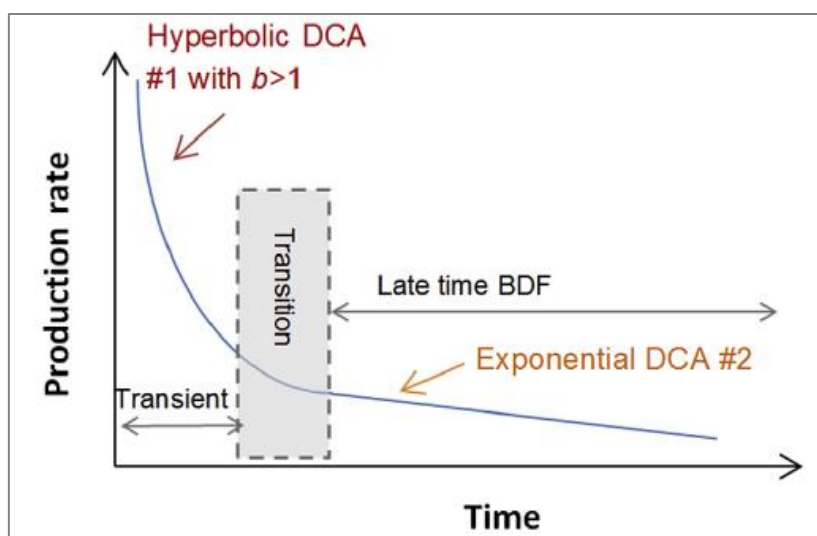
2.5.4 Método de Declinación Exponencial Extendida (EEDM)

Este método propone un enfoque alternativo de análisis de curvas de declinación basado en el concepto de mecanismo de “volumen de drenaje creciente” (He Zhang, 2016), el cual es una manera de conceptualizar y modelar el comportamiento de flujo en reservorios shale. Zhang presenta una nueva forma exponencial extendida de la ecuación analítica de declinación, incluyendo nuevos parámetros, para tratar de modelar 2 etapas

de la producción: la declinación en el periodo transiente inmediatamente después que el pozo es puesto en producción, y la declinación en tiempo tardío cuando el progreso del “volumen de drenaje creciente” juega un rol dominante en el comportamiento productivo (He Zhang, 2016).

El comportamiento típico de la producción de reservorios shale se muestra en la **Figura 10**. En la región del “near wellbore” usualmente el reservorio se fractura en este tipo de reservorio, resultando en una región de alta permeabilidad, generando una alta producción al inicio de vida del pozo. Sin embargo, la producción no puede ser sostenida debido a que la zona de alta permeabilidad es limitada y con insuficiente soporte de presión de la matriz en este tipo de reservorios, llevando a una fuerte declinación. Es usual usar un “b” mayor a 1, el cual es aplicable solo para el “early time” correspondiente al flujo transiente. Una vez que la interferencia por fracturas logra estabilizarse, el pozo empieza a depletar las zonas no fracturadas, pero a un caudal mucho menor. Para esta etapa se debe usar un DCA Exponencial con un “ D_{min} ” para modelar el comportamiento de la producción en un flujo dominado por fronteras (He Zhang, 2016).

Figura 10. Historia de producción típica en un gráfico semilog.



Fuente: He Zhang (2016).

El modelo de Zhang combina la ecuación de declinación exponencial de Fetkovich (1980), basada en la asunción de producción con presión de fondo constante, flujo dominado por fronteras y el análisis de Rushing et al (2007), el cual estudio el comportamiento de producción de una serie de pozos productores de tight gas, encontrando que el valor de b en la ecuación de Arps es cambiante y tiende a decrecer.

$$q(t) = q_i e^{-at} \quad \text{Ec. (31)}$$

Donde “ a ” es el parámetro de caudal de declinación nominal. Consistente con el concepto de “volumen de drenaje creciente” en reservorios tight, el coeficiente “ a ” de la Ec. (31), debe ser dinámicamente variable en el tiempo. Zhang presenta una fórmula empírica para estimar el valor de “ a ” la cual se presenta en la Ec. (32):

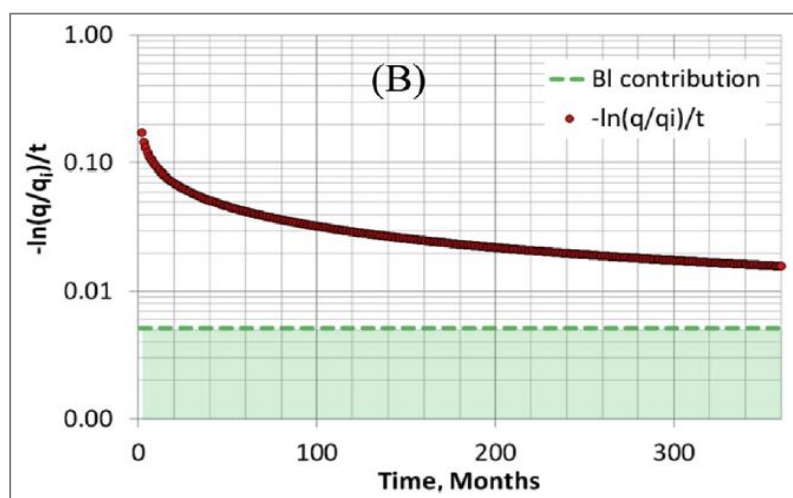
$$a = \beta_l + \beta_e e^{-t^n} \quad \text{Ec. (32)}$$

El modelo de Zhang incluye 3 nuevos términos empíricos relacionados con la depletación del reservorio. El parámetro “ β_e ” es una constante para dar cuenta de la declinación temprana y brusca de los reservorios tight durante el flujo transiente, el cual debe ser mucho mayor a “ β_l ” (He Zhang, 2016). El parámetro “ β_l ” es una constante para dar cuenta de la declinación en tiempo tardío, representando la expansión o crecimiento del radio de drenaje, también conocido como mecanismo de “volumen de drenaje creciente”. El parámetro “ n ” es un exponente empírico y el autor recomienda que debe estar en el rango de 0 a 0.7. Finalmente, el parámetro “ t ” es el tiempo en meses (Zhang, Cocco, Rietz, & Cagle, 2015). Agrupando la Ec. (31) y Ec. (32), y tomando logaritmo en ambos lados, el modelo de Zhang se puede reescribir de la siguiente forma:

$$-\frac{\ln q/q_i}{t} = \beta_l + \beta_e e^{-t^n} \quad \text{Ec. (33)}$$

De la Ec. (33) se observa que, a medida que el tiempo incrementa, el término $\beta_e e^{-t^n}$ se reduce. Debido a que “ β_l ” es una constante, para tiempos largos el factor del lado izquierdo en la Ec. (33) tenderá a ser el valor de “ β_l ”, esto se puede observar en la **Figura 11**, en donde la curva de declinación tiende a caer hasta un valor mínimo dentro de la zona verde. Este parámetro puede ser ajustado si se tiene una data de producción de largo tiempo.

Figura 11. Proyección de los factores que definen el modelo EEDM.



Fuente: He Zhang (2016).

La metodología para aplicar el modelo Exponencial extendido es la siguiente:

- El modelo presenta 4 incógnitas: “ q_i ”, “ β_l ”, “ β_e ” y “ n ”. El valor de “ q_i ” se obtiene de data de producción, “ β_e ” es la constante para tiempo transiente y siempre debe ser mayor a “ β_l ”, la constante para tiempo tardío. El valor de “ β_l ” puede ser estimado con suficientes datos de producción en un gráfico $\ln(q/q_i)/t$ vs tiempo, cuando la curva tiende a ser una constante. Para el parámetro “ n ”, Zhang recomienda un valor entre 0 y 0.7.

- A partir de las consideraciones mencionadas, los parámetros pueden ser estimados por una regresión y minimizando el error generado entre el dato real y el pronosticado.

2.5.5 Método de Declinación Estrecha Extendida (SEDM)

Valko et al (2010) presentó un nuevo modelo de análisis de curvas de declinación basado en la evaluación de 10,000 pozos productores de shale gas del campo Barnett en Estados Unidos.

El modelo de Declinación Estrecha Exponencial, Declinación Estrecha extendida o método SEDM, por sus siglas en inglés, es un método moderno de DCA utilizado principalmente para el análisis de reservorios no convencionales. La función Exponencial estrecha fue introducida por primera vez por Kohlrausch en 1854 para describir la descarga de capacitadores (D. Ilk, 2008). Valko y Lee señalan que, si bien estos modelos son empíricos, existen múltiples referencias que evidencia que la función Exponencial extendida puede modelar la declinación de sistemas desordenados y caóticos, como puede ser el caudal de producción (Cody, 2012). El modelo SEDM es una variación del método tradicional de Arps, pero se adapta mejor a los reservorios no convencionales debido a su naturaleza limitada, proporcionando un pronóstico de producción controlado para todo tipo de pozo de shale gas (Peter Valko, 2010). Las siguientes ecuaciones gobiernan el modelo SEDM:

$$\frac{dq}{dt} = -n \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \frac{q}{t} \quad \text{Ec. (34)}$$

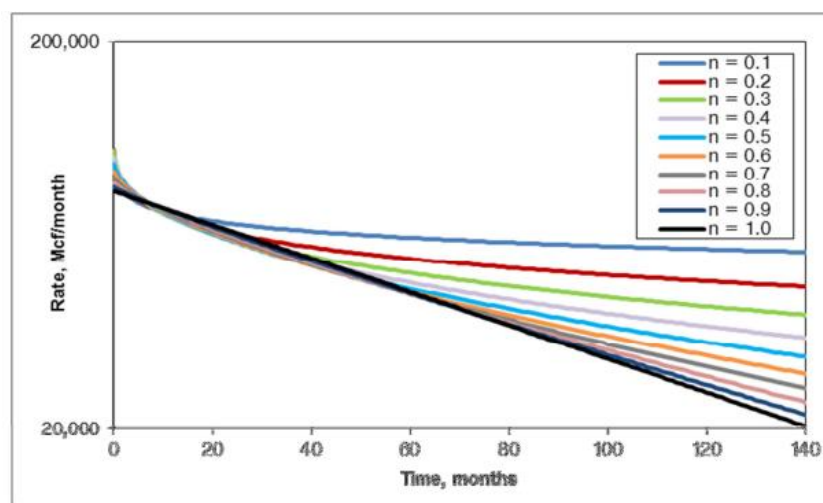
$$q = q_i * \exp\left(-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right) \quad \text{Ec. (35)}$$

Dónde “q” es el caudal actual, “t” es el tiempo en meses, “ q_i ” es el caudal máximo o el inicial de donde empieza la declinación, “n” es un parámetro de declinación

adimensional, similar al factor “b” en el modelo de Arps y “ τ ” es un parámetro característico del modelo SEDM, en meses. Los dos parámetros “ τ ” y “n” pueden verse como factores de forma y escala que controlan la forma y la magnitud de la tasa de declinación. Estos pueden determinarse con regresión múltiple (Alarcón, 2019). La metodología para aplicar el modelo de declinación estrecha extendida es la siguiente:

- El modelo presenta 2 incógnitas: “ τ ” y “n”. Para propósitos prácticos, el rango de uso del parámetro “n”, es desde 0.1 hasta 1. Un valor de “n” igual 1 corresponde a una declinación Exponencial, mientras un valor de 0.1 corresponde a una declinación sostenida y plana. En la **Figura 12** se observa una interpretación visual del efecto de la variación del parámetro “n” cuando “ τ ” se mantiene constante.

Figura 12. Variación del modelo SEDM para distintos “n”.



Fuente: Cody (2012).

- El rango de uso del parámetro “ τ ” no está bien establecido. Si bien Valko y Lee nunca utilizan valores mayores a 1 en su estudio en el campo Barnett, tampoco sugieren que este valor no pueda ser mayor. Cody (2012), a partir de la simulación de la historia de campos en Barnett y Fayetteville, concluye que el

rango de uso aplicable para “ τ ” es de 0.01 a 100, proporcionando errores aceptables entre el pronóstico y valores reales (Cody, 2012).

2.6 Comparación de los Principales Modelos

Para la selección del modelo declinación más indicado para el reservorio en estudio, es importante comparar los modelos y determinar las condiciones y consideraciones para cada caso. En la

Tabla 5 se muestran algunas consideraciones que hay que tener en cuenta para cada modelo de declinación. De la misma forma, comparamos las fortalezas y debilidades de los distintos modelos de declinación en la siguiente tabla:

Tabla 5. *Comparación de los modelos de declinación.*

Decline Model	¿Pronostico de producción razonable para reservorios de baja permeabilidad?	¿Válido en flujo transiente?	¿Válido en flujo dominado por fronteras?	¿Necesitar variar sus parámetros para tiempos largos?	¿Bueno con poca data de producción (menor a 1 año)?	¿Es facil de usar?
Arps – Original	No	No	Sí	Sí	No	Sí
Arps – Modificada	Posiblemente	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Duong	Posiblemente	Sí	No	No	Si	No
Power Law	Posiblemente	Sí	Sí	No	No	No
SEDM	Posiblemente	Sí	No	No	No	Sí

Fuente: *Texas A&M University.*

Tabla 6. Fortalezas y limitaciones de los modelos de declinación.

Decline Model	Mayor fortaleza	Mayor limitación
Arps – Original	De fácil aplicación	Requiere un flujo dominado por fronteras (BDF) y una presión de fondo constante.
Arps – Modificada	De fácil aplicación	Temprano BDF, requiere una declinación exponencial tardía.
Duong	Permite un modelo para pozos fracturados (en flujo lineal)	Inapropiado para BDF, tiene a sobredimensionar
Power Law	Permite un modelo el flujo transiente con una suave transición al flujo BDF.	Algunas veces se dificulta el ajuste de sus parámetros.
SEDM	Permite un modelo el flujo transiente.	No es preciso en BDF, tiene a ser conservativo.

Fuente: *Texas A&M University*.

El siguiente cuadro resume los modelos de declinación estudiados, y otros adicionales encontrados en la literatura para el modelamiento de declinación de reservorios tight o de shale gas.

Tabla 7. Resumen de los modelos de curvas de declinación para reservorios “tight”.

	Modelo	Ecuación	Comportamiento productivo	Strength	Weakness
1	Declinación hiperbólica de Arps	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	De flujo lineal a BDF	Confiable y de simple uso	Sobreestimación del EUR
2	Declinación hiperbólica modificada	$q = \frac{q_i}{(1 + nD_it)^{1/n}} \quad (D > D_{lim})$ $q = q_i \exp(-D_{lim}t) \quad (D \leq D_{lim})$	De flujo transiente a BDF	Adecuada estimación del EUR	Dificultad para determinar D_{lim}
3	Declinación exponencial Power Law	$q(t) = \hat{q}_i e^{[-D_{\infty}t - \bar{D}_i t^{\bar{n}}]}$	De flujo transiente a BDF	Desarrollado para reservorios de shale gas	Cuatro incógnitas para resolver
4	Declinación Estrecho Extendido (SEDM)	$q = q_i \exp\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right]$	Flujo transiente	Acotado EUR	Requiere tiempos largos de producción
5	Declinación Exponencial Extendida (EEDM)	$\frac{\ln \frac{q}{q_o}}{t} = \beta_l + \beta_e e^{-t^n}$	De flujo transiente a BDF	Tanto la producción temprana como la tardía se pueden capturar los perfiles de la producción	El parámetro β_l tiene influencia incompleta en el ajuste de la curva, por tanto, es fijo
6	Declinación de Doung	$t(a, m) = t^{-m} \exp\left(\frac{a}{1-m}(t^{1-m} - 1)\right)$	Flujo lineal o semilineal	parece ajustarse a los datos de campo para varios tipos de reservorios shale	Períodos prolongados, es necesario un adecuado caudal de inicio y en caso se produzca una intrusión de agua, “a” y “m” aumenta
7	Logistic Growth	$q(t) = \frac{dQ}{dt} = \frac{Knbt^{n-1}}{(a + t^n)^2}$	long transient boundary-dominated	La estimación de las reservas se limita por el factor K, así como el caudal, que termina en un tiempo infinito	el crecimiento solo es posible hasta un cierto tamaño
8	Modelos Híbridos	$\phi(B)(1 - B)^d Y_t = \theta(B) \varepsilon_t$	Lineal y no-lineal	Alto grado de precisión	Puede no ajustar con todos los tipos de datos

Fuente: Manda (2020).

2.7 Marco Conceptual

El presente proyecto de tesis se basa en la evaluación de distintas técnicas de declinación para la estimación del comportamiento de los reservorios “tight” presentes en el noroeste peruano. En este marco se definen los principales términos mencionados en la investigación, con la finalidad de uniformizar conceptos.

▪ Declinación

La declinación es el descenso progresivo del aporte productivo de los reservorios en el tiempo, es decir, a medida que se va desarrollando un reservorio, la energía de este se va agotando, generando que se pase de un caudal inicial a un caudal final cada vez menor.

▪ Ratio de declinación

El ratio de declinación o pérdida, también representado como “D”, está definida como el cambio del caudal de uno inicial a uno final, en un periodo de tiempo determinado, respecto al caudal inicial. Es una variable adimensional que representa el cambio porcentual de la declinación.

▪ Exponente de declinación

El exponente de declinación, también representado como “b”, está definido como la derivada del inverso del ratio de declinación respecto al tiempo. Es una variable adimensional que permite evaluar el comportamiento de declinación de los reservorios.

▪ Radio de drenaje

Es la magnitud en longitud del radio de una circunferencia que representa el área de influencia de un pozo productivo que desarrolla un reservorio específico. El radio de drenaje permite evaluar el aporte productivo de cada reservorio que se desarrolla en el pozo, así como los volúmenes remanentes que posee.

- **Reservorios *tight***

Se define un reservorio *tight* como aquel reservorio de petróleo o gas que no puede ser puesto en producción mediante métodos convencionales debido a que presenta baja permeabilidad, en el orden de 0.5 mD (milidarcy). Este tipo de reservorios representa distintos retos para su completación, producción y pronóstico.

- **Régimen de flujo**

Un régimen de flujo es el conjunto de condiciones para el flujo de fluidos en medios porosos que se presentan en un reservorio en sus distintas etapas de su desarrollo.

- **Flujo transiente**

El régimen de flujo transiente o transitorio representa la etapa de vida del reservorio en el que la perturbación de presión generada por el cañoneo de arenas no logra llegar a los límites de no comunicación de estos, por lo que mientras esta condición se mantenga el reservorio se presentará como un medio infinito, esta condición afecta al comportamiento

- **Flujo pseudoestable**

El régimen de flujo pseudoestable representa la etapa de vida del reservorio en el que la perturbación de presión generada por el cañoneo de arenas ha tocado todos los puntos de los límites de no comunicación del reservorio, por lo que la condición del reservorio pasa a ser de medio finito, esta condición afecta al comportamiento productivo y depende de las propiedades de roca como la permeabilidad.

CAPÍTULO III: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Metodología de Investigación

El presente proyecto tiene plasmado desarrollarse siguiendo la siguiente secuencia de pasos, de tal forma que se pueda cumplir los objetivos específicos:

- Elaboración del estado del arte de los métodos convencionales y métodos modernos de declinación, como son: Arps modificado, Power Low, Duong, Exponencial Extendida, SEDM, entre otras.
- Recopilación de información histórica de producción, evaluaciones de propiedades petrofísica y métodos de completación de los pozos (base de datos operadora).
- Validación y limpieza de la información.
- Revisión de historiales de pozo, completación, identificación de pozos con una formación punzonada o cañoneada.
- Definición e identificación de reservorios apretados en el Lote IV.
- Elaboración de curvas tipo por reservorio y zona, considerando energía, grado de desarrollo y profundidad.
- Evaluar la declinación de los reservorios estudiados mediante métodos convencionales, realizando un pronóstico en los tiempos de 0.5, 2 y 4 años, comparándolos con su producción real y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) pronosticado respecto al comportamiento real.
- Realizar la evaluación del comportamiento productivo de cada reservorio con cada modelo estudiado, realizando un pronóstico en los tiempos de 0.5, 2 y 4 años, comparándolos con su producción real y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) pronosticado respecto al comportamiento real.

- Determinar el modelo que mejor ajuste tiene con los reservorios estudiados y proponer su aplicación, así como un intervalo de las variables de control para su aplicación.

3.2 Tipo de Investigación

La presente investigación es de tipo aplicada y cuantitativa.

3.3 Fuentes de Datos

La presente tesis recogerá la información de los campos petroleros del Lote IV, para lo cual se está realizando la solicitud formal a la actual empresa operadora para su autorización.

3.4 Población y Muestra

3.4.1 Población

Campos productores de petróleo del Lote IV de la cueca Talara.

3.4.2 Muestra

Pozos del Lote IV que han desarrollan las formaciones Pariñas Inferior (22 pozos) y Basal Salina (8 pozos), estos se encuentran presentes en los yacimientos Álvarez Oveja, Jabonillal y Fondo.

3.5 Recolección de Datos

La recolección de datos implicará el análisis de información técnica como:

- Resultados de las evaluaciones petrofísicas de registros a hueco abierto, comportamiento productivo y de análisis de cores.
- Información histórica de producción de petróleo, diaria y mensualizada de los pozos de zonas de estudio.

- Historial de los métodos de completación de los pozos de las zonas de estudio.

Los instrumentos de recolección de la presente investigación se presentan a continuación:

Tabla 8. *Tabla de instrumentos de recolección.*

<p>Fuente de Información Bases de datos de la operadora.</p>	<p>Medio de recolección de datos Solicitud de prestación de información.</p>
<p>Método de análisis de datos Búsqueda, limpieza y procesamiento de la información de manera analítica.</p>	<p>Variabes para medir Producciones acumuladas y errores de pronósticos obtenidos por distintos métodos.</p>

Fuente: Elaboración propia.

3.6 Análisis de Datos

Se usará los programas Microsoft Excel, para la evaluación de información y el software *Oil Field Managemet* (OFM) para la exportación y análisis de datos.

CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

4.1 Flujo de Trabajo

En la **Figura 13** se presenta el flujo de trabajo de la presente tesis, la cual será aplicada a lo largo de la misma, definiendo las necesidades en la evaluación de Curvas de Declinación en el Lote IV para reservorios de baja permeabilidad.

Los campos del Lote IV presentan valores de permeabilidad entre 0.1 a 10 mD dependiendo el reservorio, este rango incluye a los reservorios *tight* (permeabilidad en el orden de 0.5 mD), por lo que se presenta la necesidad de identificar los reservorios en esta categoría y los que serán considerados como reservorios convencionales.

El primer paso es identificar las formaciones productoras catalogadas como reservorios de baja permeabilidad y las zonas o bloques donde se encuentran, esto nos permitirá definir los reservorios *tight* a los cuales se le puede aplicar la metodología. Se recomienda caracterizar el reservorio y estudiar la completación de los pozos en los bloques, así también revisar que el comportamiento productivo no este afectado por agentes externos al comportamiento natural del reservorio, para los casos en que los pozos produzcan de más de un reservorio, asegurarse que la segregación de la producción sea válida y representativa para cada reservorio. Esta revisión permitirá delimitar e identificar las condiciones para poder definir si es factible comparar el comportamiento productivo.

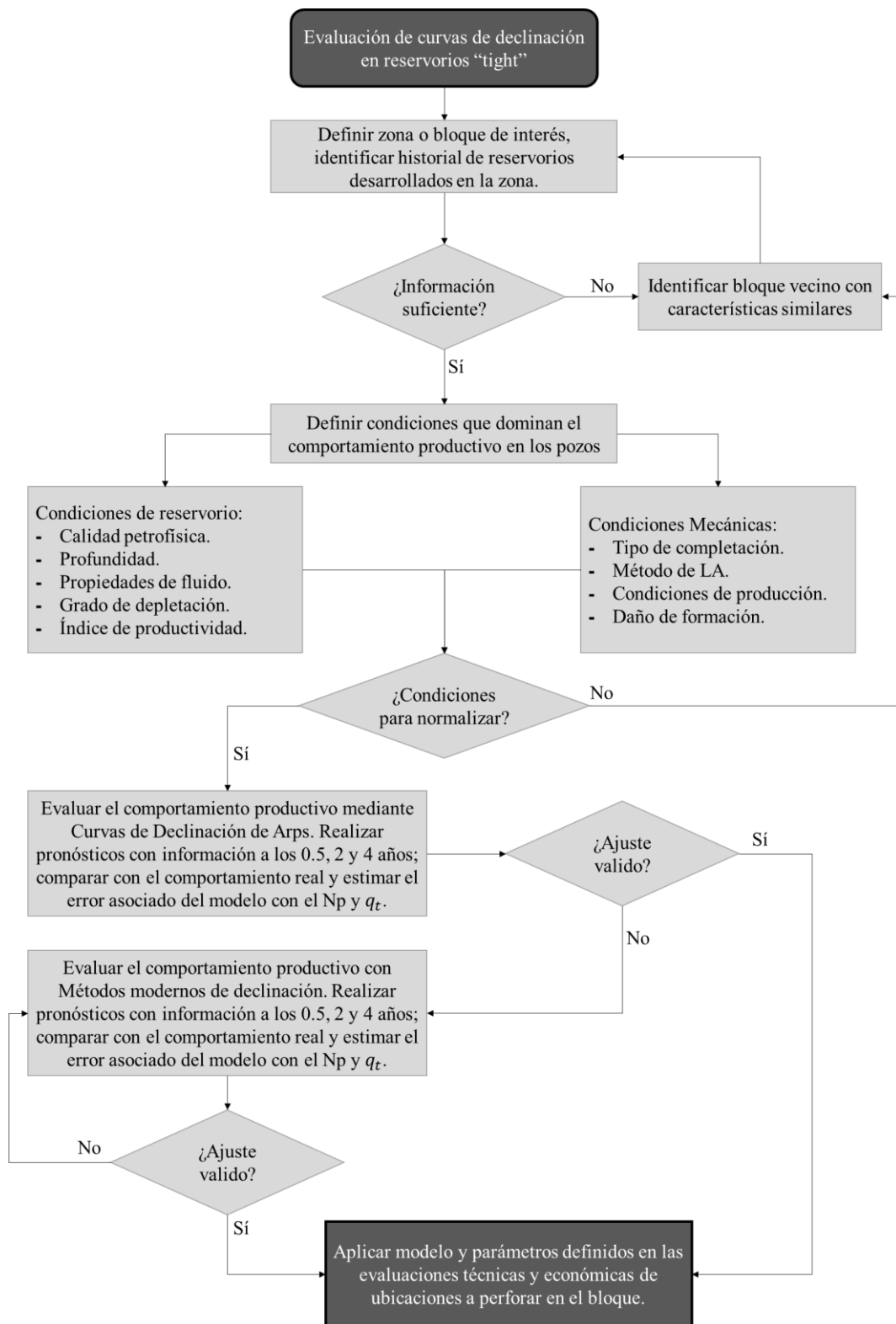
Determinando con criterio zonas y pozos que permitan ser comparados y normalizados, se debe evaluar el comportamiento productivo mediante técnicas convencionales. Se realiza el pronóstico de producción de los pozos presentes en los bloques con información de producción de los primeros años, se propone generar los pronósticos con información de producción a los 0.5, 2 y 4 años. Cada pronóstico debe evaluarse con el comportamiento real del historial

productivo a los 5 años de cada pozo y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) y el caudal final del pronóstico.

La siguiente etapa corresponde a realizar el ajuste histórico a los mismos pozos haciendo uso de métodos modernos de declinación, en los tiempos previamente establecidos, para este caso a los 0.5, 2 y 4 años, y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) y el caudal final del pronóstico. Comparar con el comportamiento productivo real a los 5 años en cada modelo aplicado.

Una vez que se tenga la evaluación de los métodos convencionales y modernos de declinación, se deberá proponer el modelo que mejor ajuste para el reservorio estudiado, así como el rango de valores de las variables de control para su aplicación. Finalmente, se implementará el modelo de declinación seleccionado en la evaluación de ubicaciones de desarrollo en el bloque de estudio, realizando la corrida económica para definir su viabilidad de perforación.

Figura 13. Diagrama de Flujo para la evaluación de curvas de declinación en reservorios “tight”.



Fuente: Elaboración propia.

Un punto importante para el desarrollo de la metodología de la presente tesis es considerar que los factores que afectan o dominan el comportamiento actual, serán los mismos en el futuro (Tarek Ahmed, 2006). La normalización de producción de un grupo de pozos para obtener un perfil representativo y definir los parámetros de declinación depende de esta asunción. La normalización se realiza en tiempo y en producción. La normalización en tiempo debe aplicarse con criterio, ya que esta operación nos permite comparar curvas de producción en un tiempo cero, y para ello debemos asegurar primero que los pozos tengan similares condiciones.

Para poder realizar una correcta evaluación se debe tener en cuenta que las condiciones reservorio sean similares. Por ejemplo, la energía del reservorio, en campos donde el reservorio está comunicado a lo largo de su estructura, la presión y el área de drenaje vendrán a estar afectadas en el tiempo por cada campaña de perforación, por lo que, comparar pozos de distintas épocas no conducirá a resultados representativos. Otro factor puede ser el efecto de proyectos de desarrollo, como la perforación de pozos a menor espaciamiento (infill), cambios de productividad por estimulación de etapas en producción (fracturamiento o acidificación), proyectos de recobro mejorado como inyección de fluidos, entre otros.

El método de completación es otra de las condiciones que se debe revisar antes de realizar la normalización de un grupo de pozos, ya que la forma en que se pone en comunicación el pozo con el reservorio afecta en gran medida al comportamiento productivo. Otro factor importante es el método producción, así como las condiciones de su trabajo, por ejemplo, en pozos fluyentes es ideal que estos se produzcan con una presión en cabeza constante y manteniendo el diámetro de estrangulador. Para pozos con bombeo mecánico, el trabajo de la bomba debe mantener el menor nivel de fluido constante para producir eficientemente el reservorio. El objetivo es asegurarnos que la producción de todos los pozos se encuentre estabilizada en el periodo de análisis para que análisis sea representativo.

Ikoku et al (1984), establece 3 condiciones que deben cumplirse en un análisis de Curvas de declinación:

- La declinación de producción debe reflejar la productividad del reservorio en toda su magnitud y que este no se encuentre afectado por una causa externa, como puede ser daño a la formación, fallas del sistema de producción o controles de producción.
- Se debe prevalecer condiciones estables de reservorio de tal forma que el pronóstico de declinación sea confiable.
- El análisis de Curvas de Declinación debe ser usado en la evaluación de nuevos proyectos de inversión relacionados con el desarrollo del campo.

En el noroeste, los primeros pozos fueron completados con linner ranurado y por su propia energía fluían a superficie. Años después se implementó el punzonamiento y la estimulación por fracturamiento (de menor eficiente a los que hoy se aplica).

En el Lote IV la gran mayoría de pozos han sido completados por punzonamiento y fracturamiento hidráulico. El método de levantamiento artificial predominante es el bombeo mecánico, y las condiciones de producción son optimizadas para tener el menor nivel de columna de fluido en el anular. La compartimentación de los reservorios en bloques volumétricos aislados permite encontrar, hasta hoy en día, condiciones originales de reservorio, en fluidos y presión, es decir, similares condiciones de reservorio en pozos nuevos como en los explotados hace muchos años. Estos hechos nos permiten definir condiciones similares a los pozos que se evalúan en la presente tesis para ser comparados.

4.2 Definición del Área de Estudio

Se tomará como área de estudio a los campos petroleros de la zona “A” del Lote IV para la presente tesis.

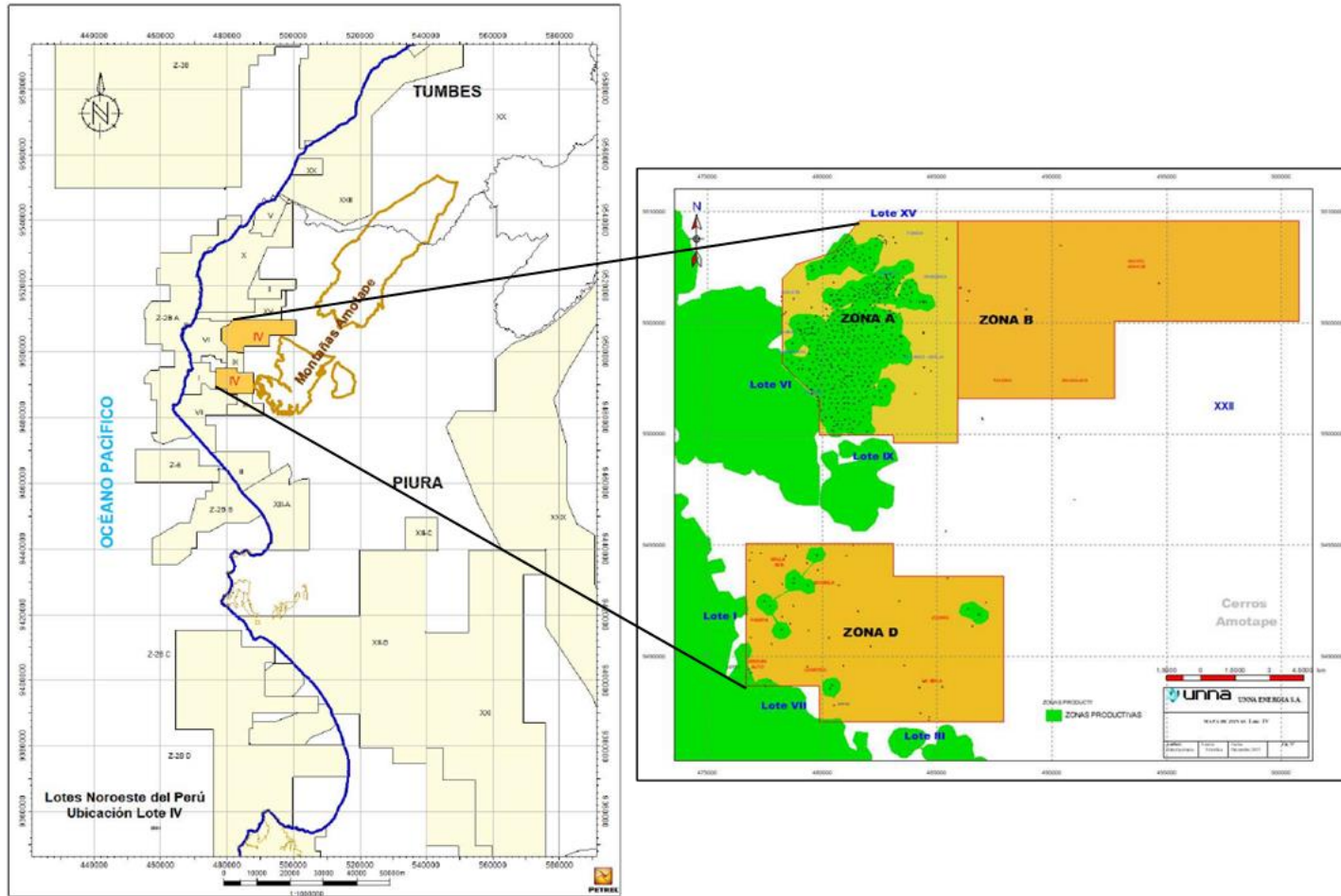
El Lote IV se ubica en la región Noroeste del Perú, en el departamento de Piura, provincia de Talara, dentro de la cuenca petrolífera de Talara, abarcando un total de 23,478 hectáreas. El Lote IV limita por el norte con el Lote XV, operado por Petrolera Monterrico; por el oeste con los Lotes VI, IX y I, operados por SAPET, Unienergía ABC y Petroperú respectivamente; por el sur con los Lotes VII y III, bajo contrato por parte de SAPET y UNNA Energía respectivamente. Finalmente, el Lote IV limita al este con los cerros Amotape. En la se muestra el comportamiento productivo histórico en el Lote IV.

El Lote IV se encuentra dividido en 3 zonas, Zona “A” comprendida por los yacimientos: Álvarez Oveja, Bronco, Fondo, Chimenea, Rocoto, Corral, Jabonillal y Leones.

- Zona “B” comprendida principalmente por los yacimientos: Monte Grande, Paloma y Mogollón.
- Zona “D” comprendida principalmente por los yacimientos: Verdún Alto, Lomitos, Bodega, Zorro, La Brea y Ancha.

El Lote IV está constituido por 24 yacimientos, los cuales solo 12 han probado producción de hidrocarburos.

Figura 14. Ubicación geográfica del Lote IV.



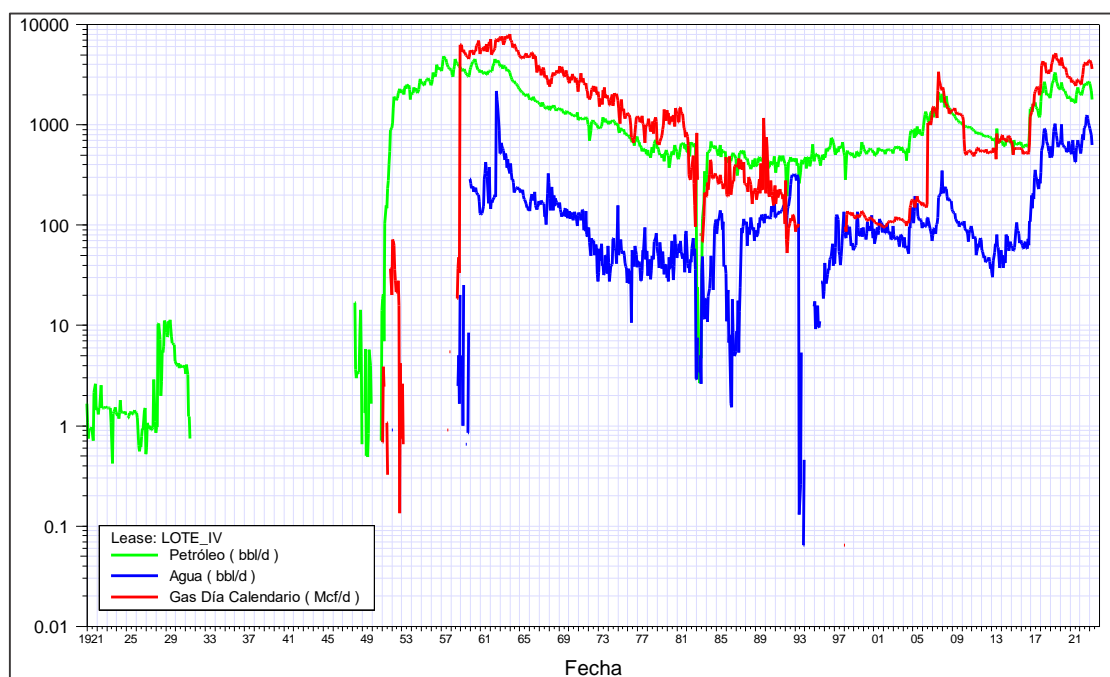
Fuente: Informe de Recuperación Máxima Eficiente 2020-2021 (UNNA Energía).

4.3 Contexto Histórico de desarrollo del Campo

El desarrollo del Lote IV inició en junio de 1920, con el pozo 2031 del yacimiento Bodega, actualmente APA. En marzo de 1952 la producción incrementa a 1,500 BOPD como consecuencia de la perforación de pozos en el yacimiento Álvarez desde junio de 1951. En junio de 1957, alcanzó el pico máximo de producción de 4,846 BOPD con 108 pozos en producción, posteriormente la producción declinó llegando a un caudal de 1,500 BOPD en febrero de 1967 con 105 pozos productores. En julio de 1993 la Cia. Petrolera Rio Bravo inicio operaciones en el Lote IV con una producción promedio de 345 BOPD. En 1994 descubren producción comercial en el yacimiento Bronco. En octubre de 1997 la empresa Mercantile Peru Oil & Gas, obtuvo los derechos del Lote IV. En el año 2000, el Lote IV tiene una producción promedio de 554 BOPD con un promedio 118 pozos productores. En el año 2005 Interoil Peru absorbió a la empresa Mercantile Peru Oil & Gas. En 2006 empieza el desarrollo del yacimiento Bronco, alcanzando el pico máximo de producción de 2087 BOPD en febrero de 2007.

El 5 de abril del 2015 la Compañía Graña y Montero Petrolera, actualmente UNNA ENERGÍA S.A., toma el control de las operaciones de producción del Lote IV con una producción promedia de 515 BOPD. Al 31 de diciembre del 2022, UNNA ENERGÍA ha perforado 183 pozos en el Lote IV. La producción en diciembre del 2022 fue de 2,629 BOPD x 4,319 MSCFD x 1035 BAPD. En la se muestra el comportamiento productivo histórico en el Lote IV.

Figura 15. *Historia de producción del Lote IV.*

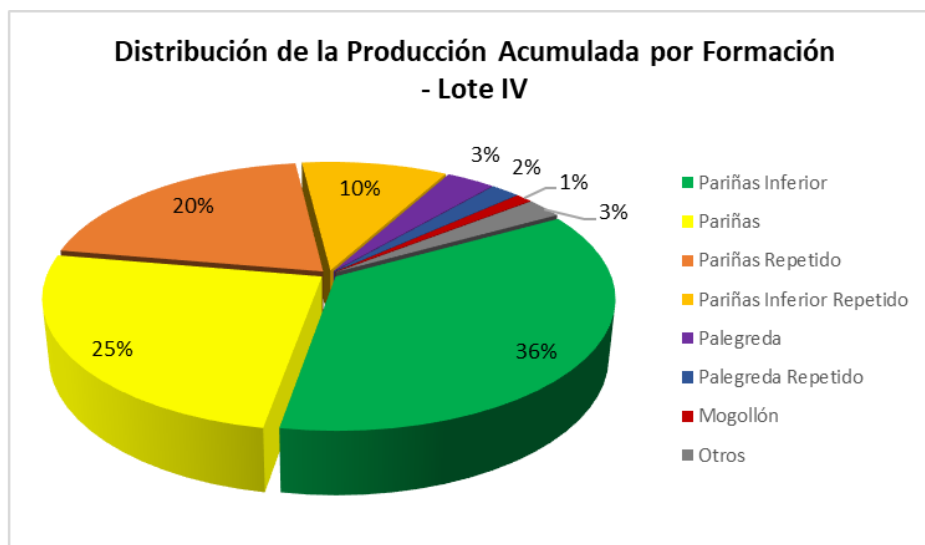


Fuente: Elaboración propia.

Los yacimientos del Lote IV presentan múltiples reservorios productivos dependiendo de la zona donde se ubican, las formaciones que han demostrado ser productoras son: Pariñas, Pariñas Inferior, Palegreda, Mogollón, San Cristóbal, Basal Salina, entre otros. Estos reservorios se encuentran parcializados en pequeños bloques. La compartimentación de los reservorios en bloques se debe al alto grado de fallamiento estructural en la cuenca Talara.

A diciembre de 2022 el Lote IV ha acumulado una producción de petróleo de 34.5 MMBLS, en la siguiente figura se presenta la distribución de segregación de las principales formaciones productoras del Lote.

Figura 16. Segregación de la producción acumulada por formación del Lote IV.



Fuente: Elaboración propia.

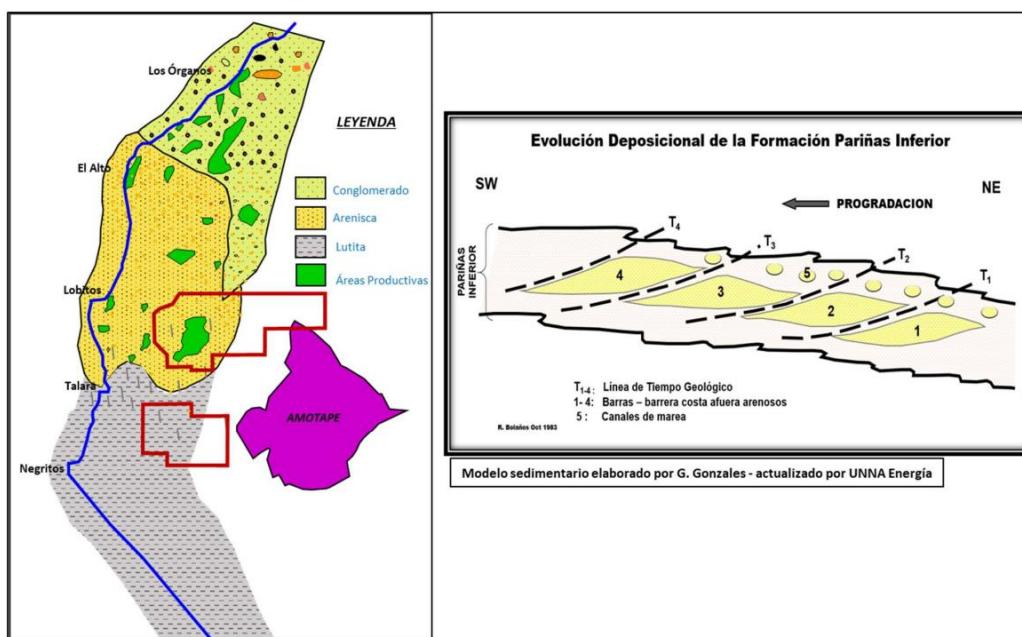
El principal reservorio del Lote IV es la formación Pariñas Inferior, el cual, a diciembre de 2022, ha acumulado alrededor del 36% del total de la producción del Lote IV, lo sigue la formación Pariñas con 25% y la formación Pariñas Repetido con 20%.

4.4 Modelo Sedimentario

La formación Pariñas Inferior corresponde a una sedimentación de tipo plataforma marina, de areniscas suministradas por un sistema fluvio-deltaico de dirección NE-SW a través de la cuenca Talara, ver **Figura 17**. La formación Pariñas Inferior está conformada por una secuencia de areniscas y arenas de grano medio a grueso, con intercalaciones de limolitas y lutitas.

La columna estratigráfica generalizada del Lote IV se presenta en el **ANEXO I**.

Figura 17. Modelo sedimentario de la formación Pariñas Inferior



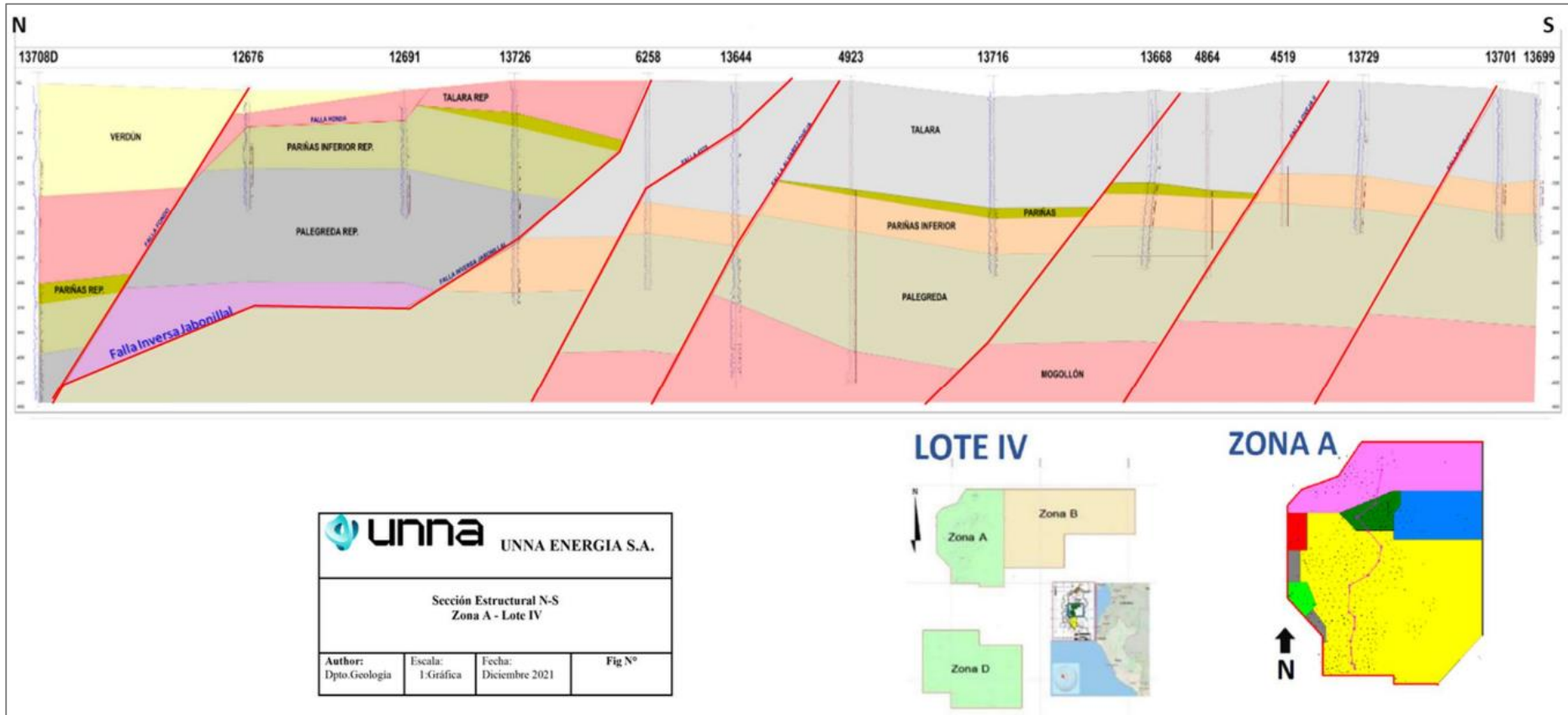
Fuente: Informe de Recuperación Máxima Eficiente 2020-2021 (UNNA Energía).

4.5 Geología Estructural

En el Lote IV se han identificado 2 rasgos estructurales predominantes. El primero es el fallamiento normal, producto de esfuerzos tensionales. Este fallamiento en bloques, y en combinación con factores sedimentológicos, controlan la compartimentación de los reservorios, haciendo que acumulaciones de hidrocarburos puedan ser aún descubiertos en zonas conocidas.

En la parte noroeste de la Zona “A” del Lote IV, se encuentra la sección Repetida de la formación Pariñas Inferior, como resultado del segundo rasgo estructural, el cual es la presencia de la falla Inversa Jabonillal, producto de un periodo comprensivo, el cual hace que los reservorios: Mogollón, Palegreda, Pariñas Inferior y Pariñas cabalguen sobre sí mismas, ver **Figura 18**. Esta sección se presenta en los yacimientos Fondo, Bronco, Jabonillal y parte del yacimiento Álvarez Oveja.

Figura 18. Sección Estructural NW-SE de la zona A del Lote IV.



Fuente: Informe de Recuperación Máxima Eficiente 2020-2021 (UNNA Energía).

Las propiedades petrofísicas de los reservorios del Lote IV se han tomado de las evaluaciones realizadas por UNNA Energía, con base en análisis de muestras de coronas, ensayos de pozos y resultados productivos. En la **Tabla 9** se muestra un resumen de las propiedades petrofísicas por reservorio en el Lote IV.

Tabla 9. *Propiedades petrofísicas promedio de las formaciones productoras.*

Reservorio	Basal Salina	Mogollón	Pariñas Inferior (*)	Pariñas (*)
Profundidad, ft	4500'-6500'	3000'-5000'	500'-3500'	500'-3000'
Porosidad, %	6-9	5-9	9-12	12-14
Permeabilidad, mD	0.2-2	0.1-1.5	0.5-3	5-10
Saturación de agua, %	36-50	40-45	45-50	40

Fuente: UNNA Energía.

(*) Las formaciones repetidas se incluyen en los valores promedios.

A partir de las características petrofísicas de los reservorios desarrollados en el Lote IV, por su rango de permeabilidad, los reservorios Basal Salina, Mogollón y Pariñas Inferior se pueden catalogar como reservorios apretados o *Tight* por el rango de permeabilidad con el que se presentan en el Lote IV en el orden de 0.5 mD (ver pirámide de recursos mostrada en la

Figura 1). Así también se puede definir al reservorio Pariñas como un reservorio Convencional, ya que posee una permeabilidad en el rango de 5 a 10 mD. Esta característica de los reservorios del Lote IV lleva a que la completación por punzonamiento no permita el flujo de fluidos hacia el pozo. Por lo que en todos los casos la completación de pozos debe ser acompañado a una estimulación por fracturamiento hidráulico para ser puestos en producción. Estas condiciones afectan al comportamiento productivo y de declinación de los pozos para su evaluación por curvas de declinación.

El Libro de Anual de Reservas y Recursos del Lote IV, presentado a diciembre de 2021, reportó un total de 319 ubicaciones de perforación, entre reservas P1, P2 y P3, identificadas

como oportunidades de desarrollo y como resultado de las evaluaciones post campañas de perforación, las cuales abren nuevas zonas con posibilidades de recuperar volúmenes comerciales.

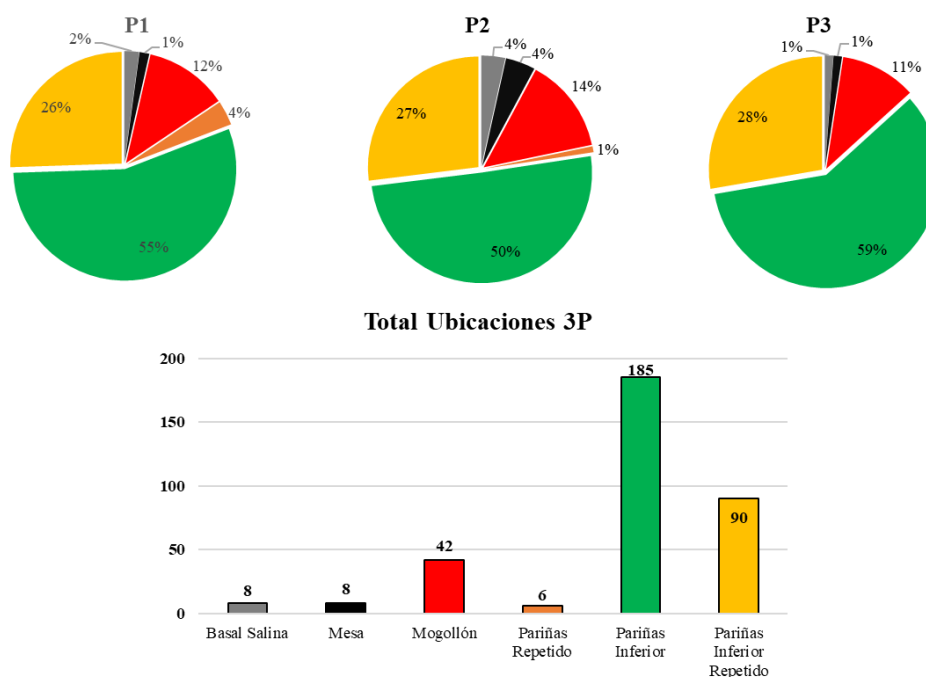
Tabla 10. Ubicaciones de perforación P1, P2 y P3.

Categoría	Basal Salina	Mesa	Mogollón	Pariñas Repetido	Pariñas Inferior	Pariñas Inferior Repetido	Total
P1	3	2	17	5	78	36	141
P2	4	5	16	1	58	31	115
P3	1	1	9		49	23	83
Total por Fm.	8	8	42	6	185	90	339

Fuente: Libro anual de Reservas y Recursos 2021 (UNNA Energía).

Se observa que, en todas las categorías (P1, P2 y P3) más del 50% de las ubicaciones de perforación identificadas están destinadas al desarrollo del reservorio Pariñas Inferior, el cual es el más importante del Lote IV. Los siguientes reservorios con mayores oportunidades de desarrollo son las formaciones Pariñas Inferior Repetido y Mogollón.

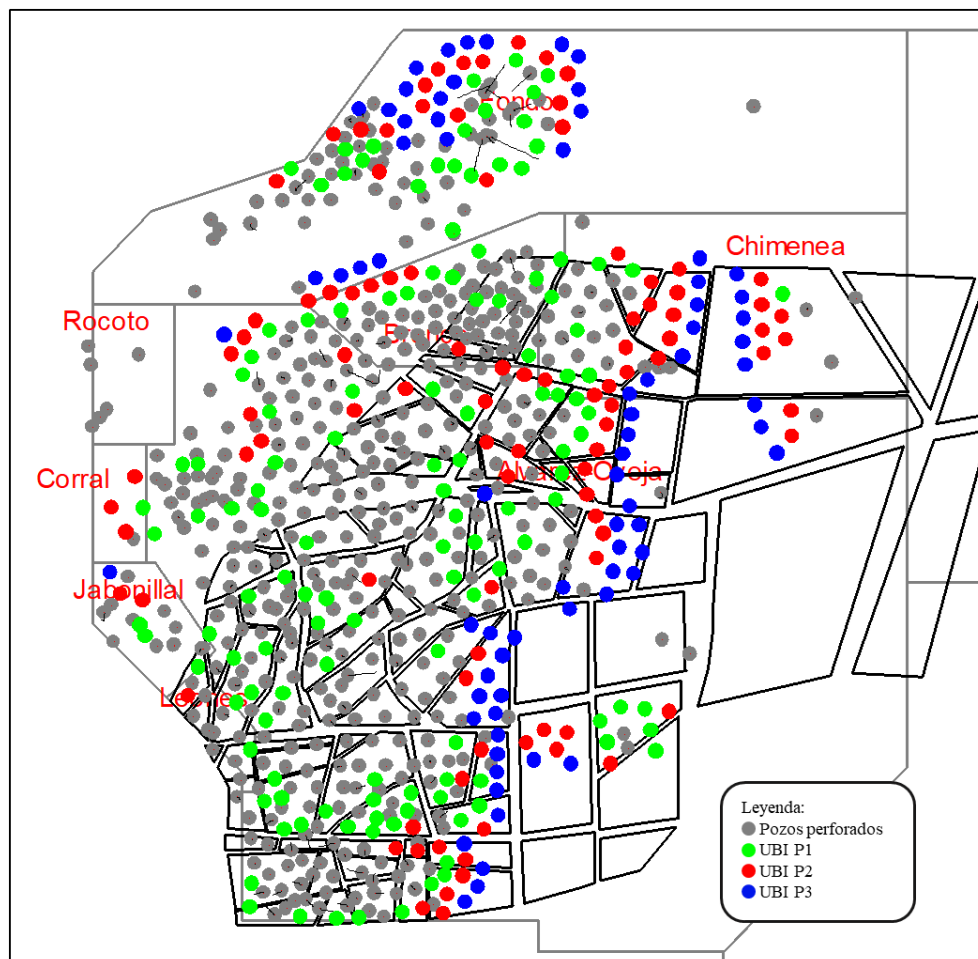
Figura 19. Ubicaciones P1, P2 y P3 por formación.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 20** se presenta el mapa de la zona “A” del Lote IV al tope de la formación Pariñas Inferior, de color gris se presentan los pozos perforados en la zona hasta 2021, de color verde se indica el total de las ubicaciones reportas a diciembre de 2021 como reservas probadas, de color rojo las reservas probables y de color azul las ubicaciones para reservas posibles. Para la presente tesis se evaluó las ubicaciones P1, es decir, las ubicaciones referentes a reservas probadas, ya que estas representan una probabilidad de por lo menos el 90% para ser recuperadas comercialmente en reservorios conocidos, bajo condiciones técnicas y comerciales definidas (PRMS, 2018).

Figura 20. Ubicaciones de pozos para reservas P1, P2 y P3.



Fuente: Elaboración propia.

Para el desarrollo de la evaluación, primero se identificó los bloques que tengan oportunidades de desarrollo con ubicaciones para reservas probadas P1. Se seleccionaron 3 zonas en distintas partes de la Zona “A” los cuales tienen como objetivo de desarrollo los reservorios Pariñas Inferior y Basal Salina, los cuales según la literatura no es recomendable analizar su declinación mediante los métodos de Arps. Sin embargo, por sus características petrofísicas y método de completación para su puesta en producción, cumplen con las condiciones para ser evaluados mediante métodos modernos de Curvas de Declinación.

CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

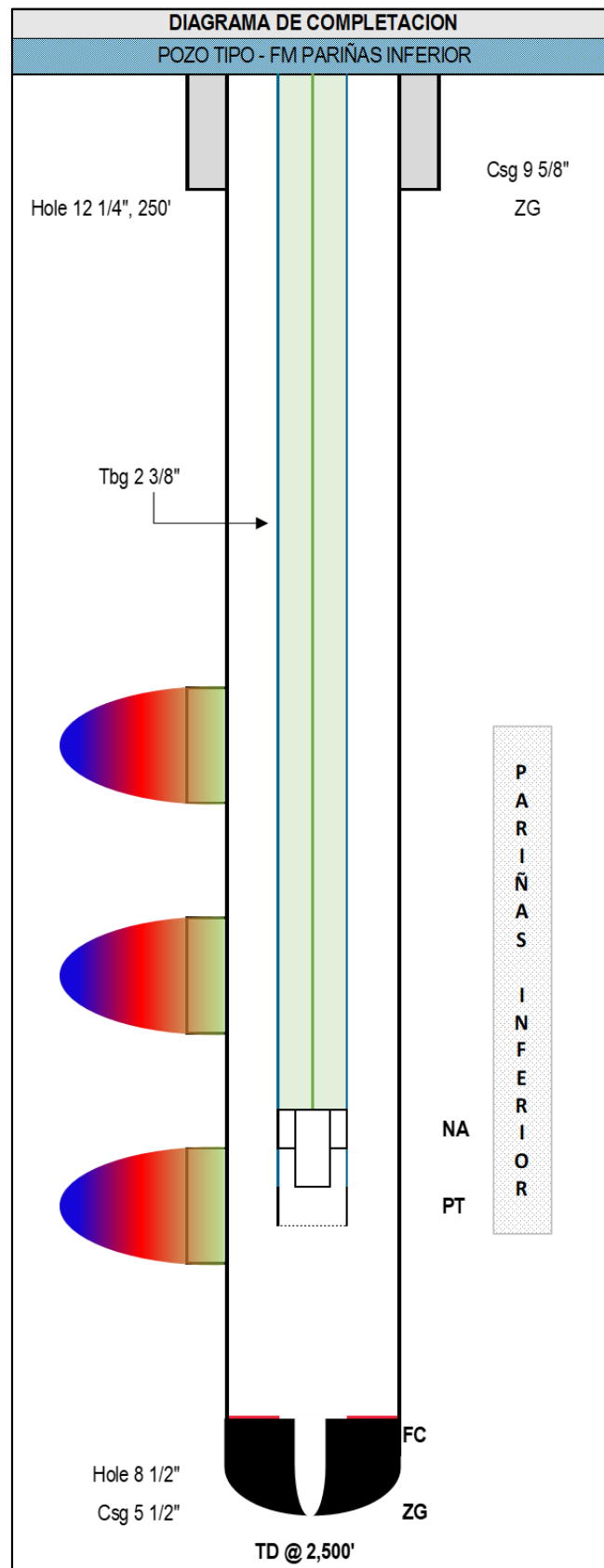
4.6 Evaluación de la Formación Pariñas Inferior

La formación Pariñas Inferior en el Lote IV yace principalmente en la zona “A” del Lote, se presenta a diferentes profundidades, desde la parte sur de la zona “A” en el yacimiento Álvarez Oveja, donde se encuentra en promedio a la profundidad de 2000’ a 2500’, hacia la parte norte de la zona “A” en el yacimiento Fondo donde se encuentra de manera repetida por efecto de la falla inversa del Jabonillal, a una profundidad en promedio de 4000’ a 5000’. La presente evaluación se realizó a partir del comportamiento productivo de los pozos del yacimiento Álvarez Oveja, la cual ha tenido mejores resultados productivos en las últimas campañas de perforación.

4.6.1 Tipo de Completación

La gran mayoría de pozos perforados en el yacimiento Álvarez Oveja tienen como principal objetivo el reservorio Pariñas Inferior. Los pozos más antiguos fueron completados con liner ranurado, en algunas ocasiones estimuladas mediante Nitroshot y fracturamiento tipo perfpac, vertifrac o SOT. Los pozos más modernos son completados con casing de 5 ½”, y son estimulados mediante punzonamiento y fracturamiento hidráulico en 3 Etapas de completación.

Figura 21. Completación tipo. Formación Pariñas Inferior.

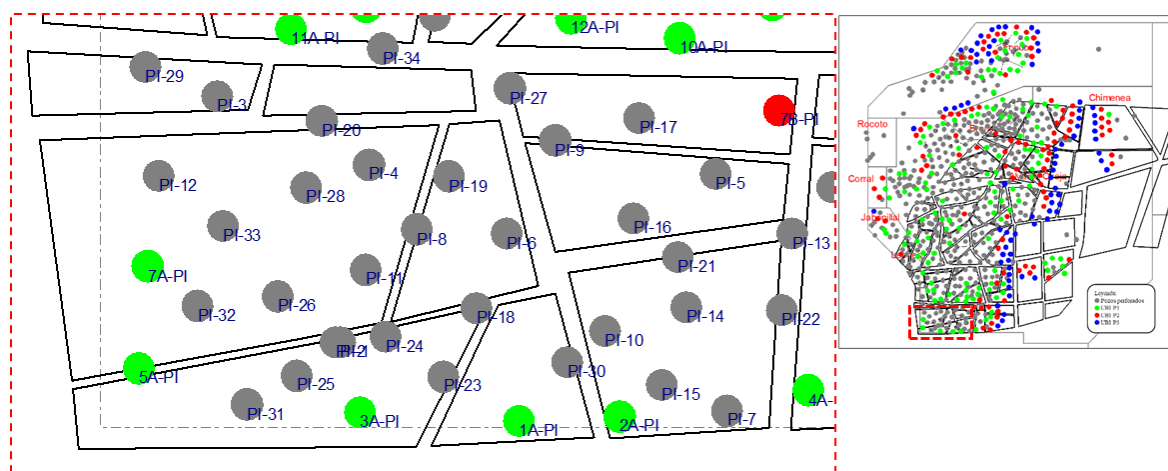


Fuente: Elaboración propia.

4.6.2 Área de estudio

En la **Figura 22** se presenta el bloque de estudio para la evaluación de la formación Pariñas Inferior, se seleccionó la zona de la zona “A”, ya que en los últimos años esta área ha presentado una gran cantidad de ubicaciones de perforadas y desarrollado como la única formación productora en la mayoría de los pozos.

Figura 22. *Tope Estructural de bloque de estudio. Fm Pariñas Inferior, Lote IV.*

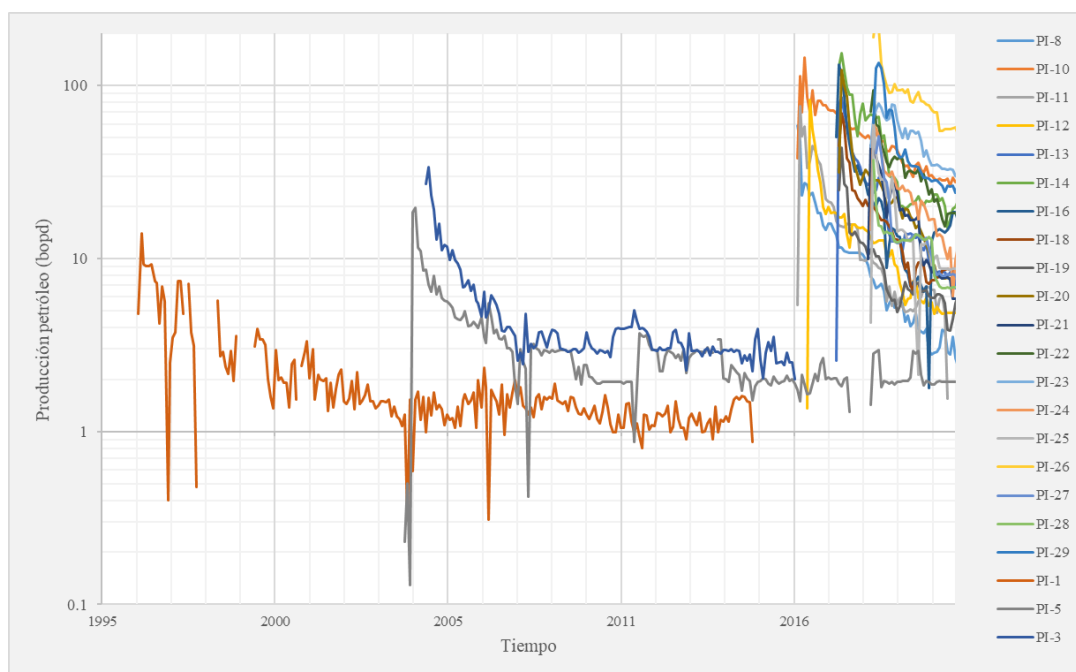


Fuente: Elaboración propia.

4.6.3 Desarrollo de la zona de estudio

La zona de estudio para la evaluación de la formación Pariñas Inferior cuenta con 33 pozos de desarrollo perforados, de los cuales se seleccionó 22 pozos con un comportamiento productivo en su mayoría ininterrumpido para la evaluación. El desarrollo de la zona inicio en el año 1953 con 4 pozos perforados, estos fueron completados inicialmente con punzonamiento, la respuesta productiva presentó fuerte declinación por la que posteriormente fueron estimulados con fracturamiento. La gran mayoría de pozos seleccionados fueron perforados y completados en las campañas de desarrollo de la empresa UNNA Energía, la cual opera los campos desde el año 2015. Pese a que la zona de estudio tiene más de 60 años de producción, aún se han logrado encontrar gradientes originales de reservorio en algunos casos.

Figura 23. Desarrollo de zona de estudio. Fm. Pariñas Inferior, Lote IV.



Fuente: Elaboración propia.

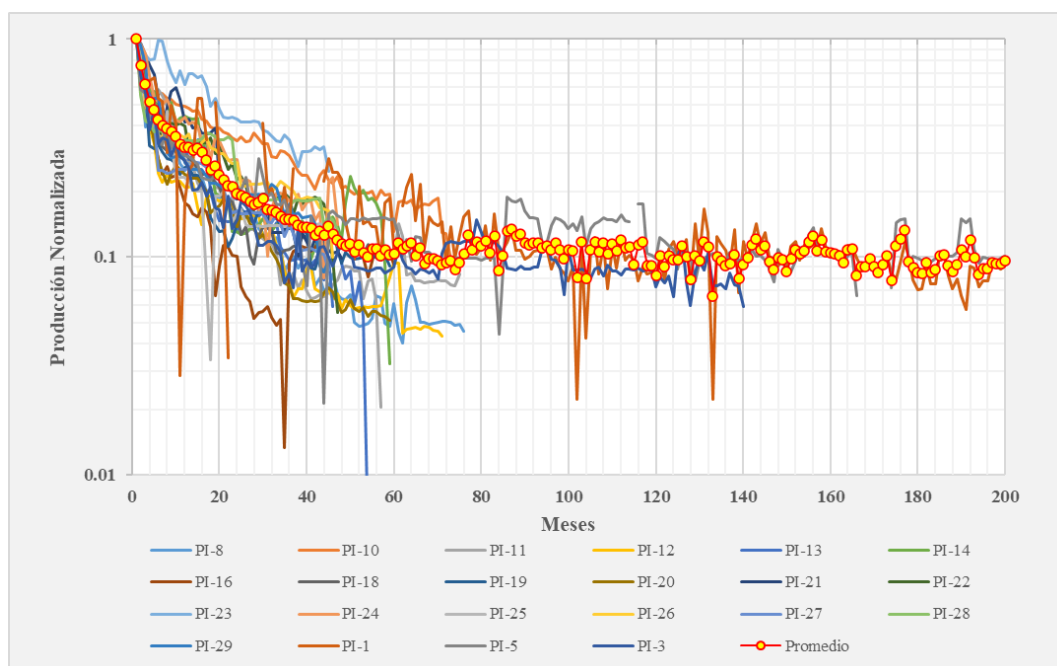
Los pozos seleccionados presentan tres momentos de desarrollo en la zona. La primera en marzo-1996, donde se reactivó un (01) pozo completado con Laina ranurado en 1948 y estimulado mediante baleo y fractura. El segundo momento se presenta con la rehabilitación de dos (02) pozos entre octubre-2004 y mayo-2005 inicialmente ambos completados en el año 1953 con Laina ranurada, baleo y fractura. Finalmente, entre los años 2016 al 2021 presentó una campaña de desarrollo más agresiva en la zona con 19 pozos perforados, con un mejor conocimiento del área de se aplicaron métodos más eficientes de estimulación durante su fracturamiento hidráulico.

Al estudiar el historial de pozos perforados en la zona, se observó que la gran mayoría de pozos de desarrollo fueron perforados en los últimos años, por lo que se considera que los bloques de la zona no presentaban un grado de depletación que afecte la energía del reservorio en la producción de los pozos nuevos perforados a partir del año 2016. Esta consideración nos permite comparar el comportamiento productivo de los pozos en el tiempo.

4.6.4 Normalización de las curvas de producción

Al iniciar todos los perfiles al mismo tiempo, normalizar en tiempo, y su producción dividirla entre el caudal máximo de cada pozo, normalizarlo en producción, se puede comparar las curvas y determinar un perfil que representa la declinación de producción del reservorio Pariñas Inferior en la zona de estudio.

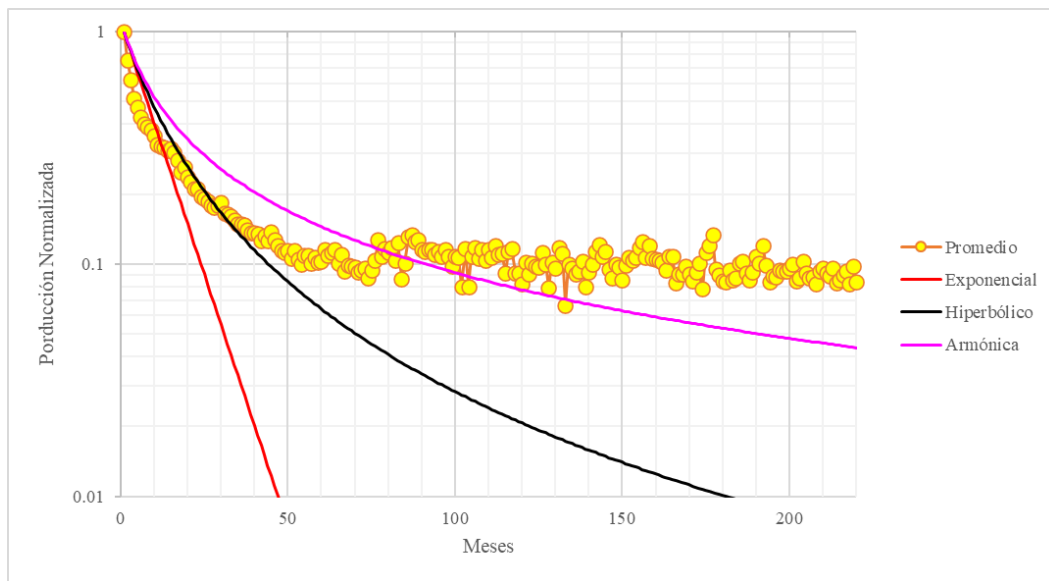
Figura 24. Normalización de curvas de producción, Fm. Pariñas Inferior.



Fuente: Elaboración propia.

4.6.5 Evaluación mediante curvas de Arps

La curva promedio es extraída para realizar una evaluación mediante Curvas de Declinación de Arps. Realizando el ajuste histórico se puede obtener buenos resultados los primeros meses; sin embargo, se presenta una gran diferencia con mayor historial de producción, el comportamiento de declinación es sostenido en tiempos tardíos, lo cual no puede ser modelo a través de los modelos de Arps (Exponencial, Hiperbólico y Armónico).

Figura 25. Curva Normalizada de la formación PI evaluada con métodos de Arps.

Fuente: Elaboración propia.

De manera que se pueda cuantificar el error cometido al realizar un pronóstico de producción a través de las Curvas de Declinación de Arps en el reservorio Pariñas Inferior, se calculan los errores porcentuales del caudal de producción pronosticado respecto al promedio real y del error del volumen acumulado calculado respecto al real, a los tiempos de 6 meses, 2 años y 4 años.

Tabla 11. Diferencia de % del caudal de curva normalizada y curvas de Arps.

Tiempo (años)	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
0.5	37%	48%	56%
2	52%	8%	54%
4	93%	23%	53%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Diferencia de % de acumulado de curva normalizada y curvas de Arps.

Tiempo (años)	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
0.5	26%	29%	31%
2	4%	24%	39%
4	19%	14%	42%

Fuente: Elaboración propia.

Los pronósticos estimados demuestran que el uso de las Curvas de Declinación de Arps en la evaluación del reservorio Pariñas Inferior del Lote IV lleva a errores drásticos de estimación. Debido a ello, se propone evaluar el comportamiento productivo mediante métodos modernos de declinación, y definir cuál de los nuevos modelos, así como los parámetros de control permiten realizar un pronóstico más acertado.

4.6.6 Evaluación mediante métodos modernos

Para la evaluación del comportamiento productivo del reservorio Pariñas Inferior mediante los métodos modernos de declinación estudiados, se seleccionó el pozo PI-12, el cual fue perforado en el año 2017 y completado solo en la formación Pariñas Inferior mediante punzonamiento y fracturamiento hidráulico.

Para realizar la evaluación mediante métodos modernos, es importante recordar que las principales asunciones de los reservorios modelados mediante estos métodos es que son reservorios apretados y estimulados mediante fracturamiento hidráulico. Ambas consideraciones generan que el régimen de flujo dominante los primeros meses sea un régimen transitorio de flujo lineal (por el fracturamiento hidráulico), y que este se extienda un tiempo considerable debido a la baja calidad petrofísica antes de lograr un régimen de flujo dominado por fronteras.

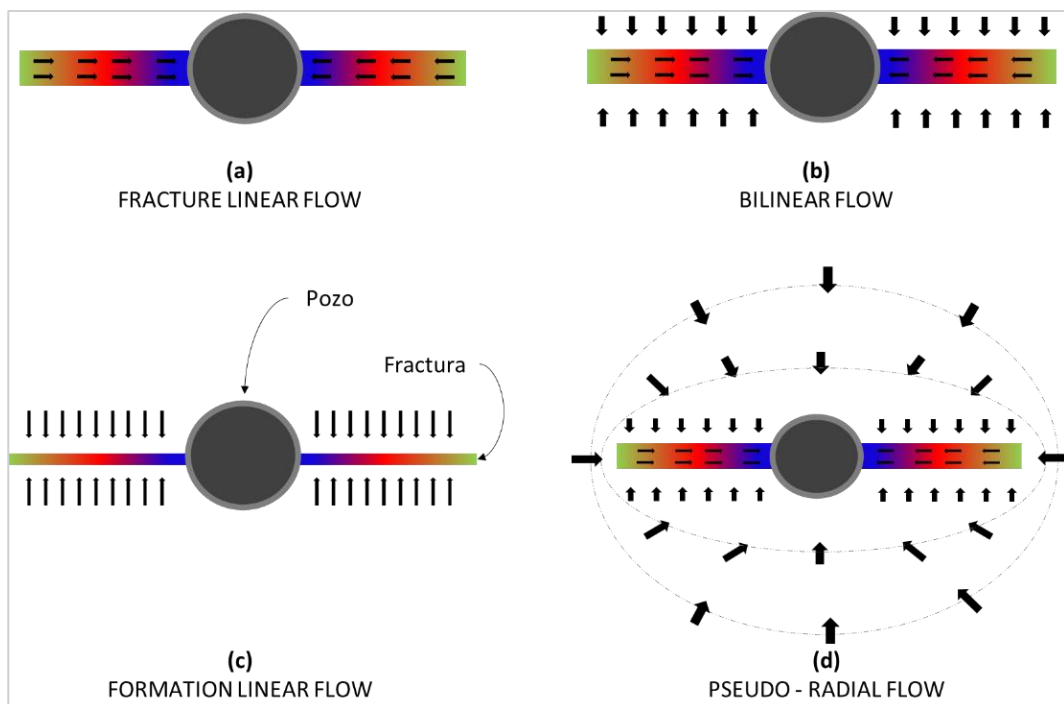
Un método para identificar los regímenes de flujo es usando un gráfico de caudal de producción versus días transcurridos en escala log-log. En el caso de los pozos fracturados hidráulicamente, inicialmente se presentan una etapa de flujo lineal (por fractura) y una etapa de flujo bilineal (por fractura y matriz), para finalmente presentarse el flujo pseudo radial, estos se pueden identificar según las pendientes generadas.

- Flujo bilineal: Pendiente de $-1/4$. (poca o muy poca conductividad vertical en la fractura).

- Flujo lineal: Pendiente $-1/2$. (Alta conductividad vertical en la fractura o flujo lineal de la formación).
- Flujo pseudo radial: -1 .

En el siguiente gráfico se presenta un esquema de la tendencia de los patrones de flujo en los distintos regímenes antes definido.

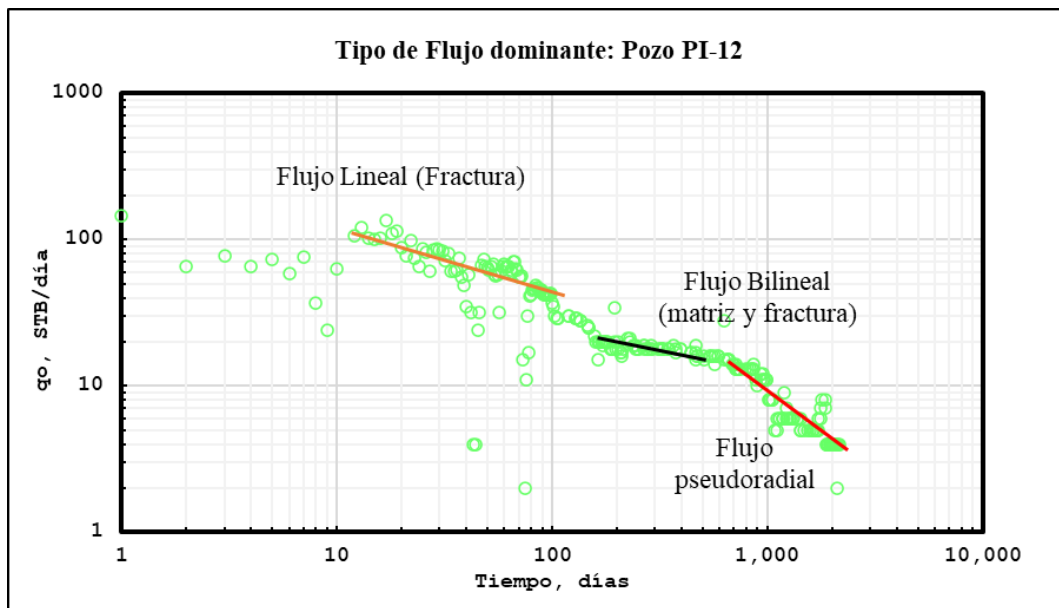
Figura 26. Patrones de flujo en un pozo fracturado hidráulicamente.



Fuente: Adaptado de Cinco-Ley & Samaniego-V. (1981).

Para el pozo PI-12 el desarrollo de los regímenes de flujo se presenta en 3 etapas de flujo lineal, la primera a través de las alas de fractura, la segunda etapa es un flujo bilineal debido al flujo lineal hacia la fractura y lineal a hacia el pozo, finalmente el comportamiento se estabiliza en un flujo pseudo radial de pendiente -1 .

Figura 27. Determinación de los regímenes de flujo. Pozo PI-12.



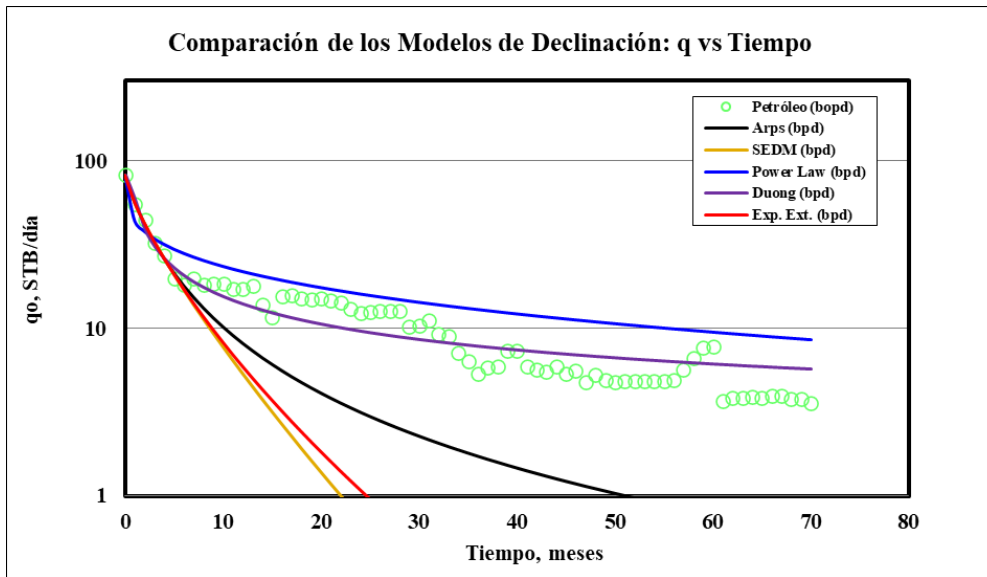
Fuente: Elaboración propia.

El comportamiento de flujo transitorio extendido es una consideración abarcada por los nuevos modelos de declinación, ya que este comportamiento es típico de reservorios de baja permeabilidad, condición que se presenta en los reservorios explotados en el Lote IV. Se procede a realizar la aplicación de los métodos modernos de Curvas de Declinación para el pozo PI-12, en los periodos de 6 meses, 2 años y 4 años.

4.6.7 Ajuste histórico con 6 meses de producción

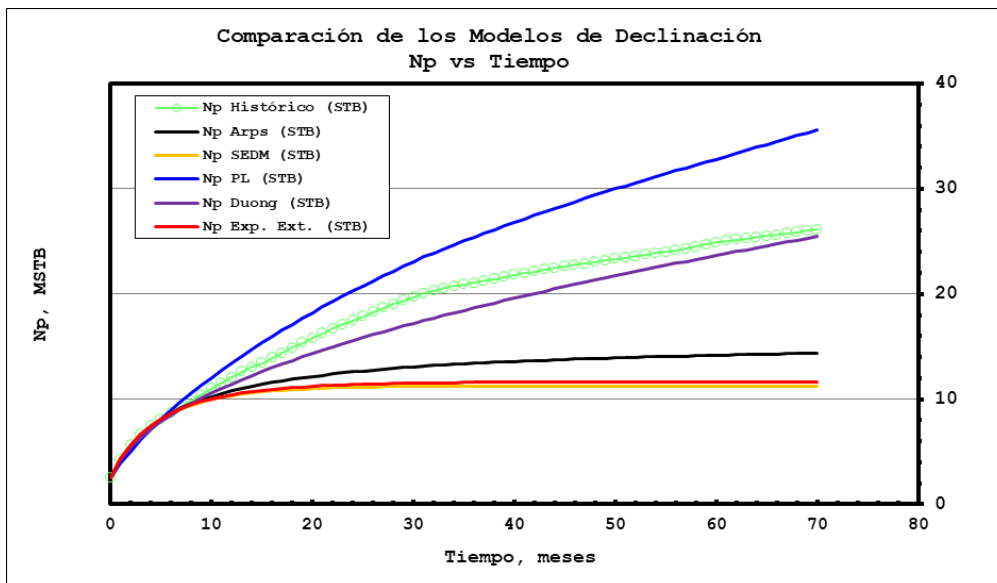
Se presenta el ajuste a partir de 6 meses de producción.

Figura 28. Ajuste de nuevos métodos con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 29. Comparación de acumulados con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.



Fuente: Elaboración propia.

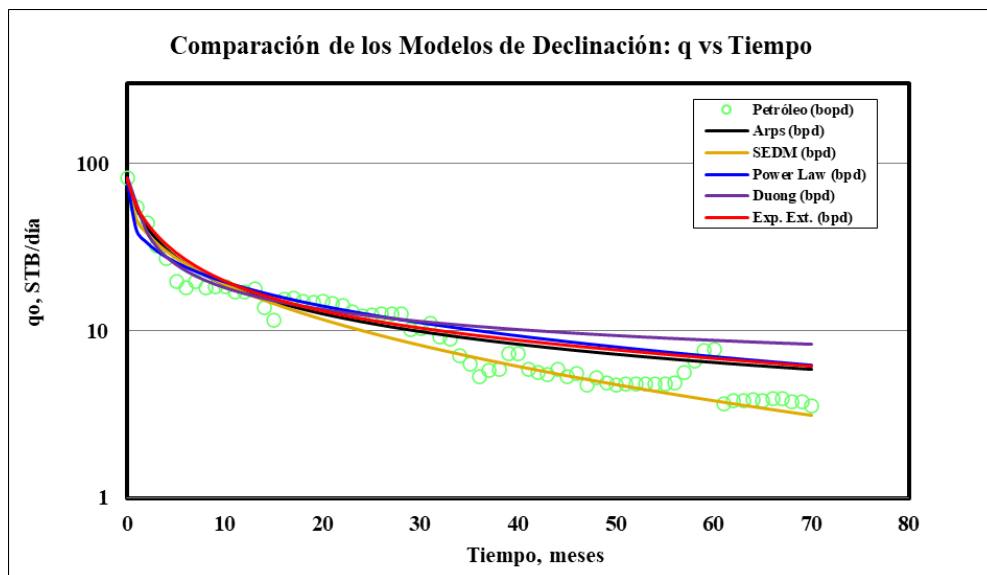
Tabla 13. Diferencia de ajuste con 6 meses de evaluación. Pozo PI-12.

Ajuste nuevos métodos DCA (6 meses)		
Np historico (MSTB)		26.1
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps ($b>1$)	14.38	-44.96%
SEDM	11.25	-56.94%
Power Law	35.59	36.20%
Duong	25.46	-2.56%
Exp Ext	11.63	-55.48%

Fuente: Elaboración propia.

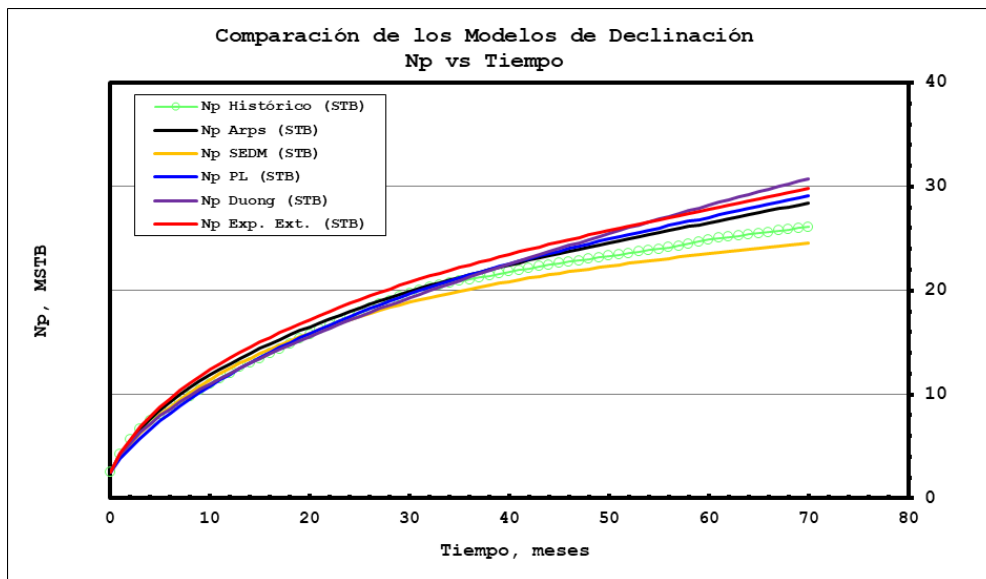
4.6.8 Ajuste histórico con 2 años de producción

Realizando el ajuste con 2 años de producción, se presenta los resultados de la aplicación de nuevos modelos de declinación.

Figura 30. Ajuste de nuevos métodos con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.

Fuente: Elaboración propia.

Figura 31. Comparación de acumulados con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14. Diferencia de ajuste con 2 años de evaluación. Pozo PI-12.

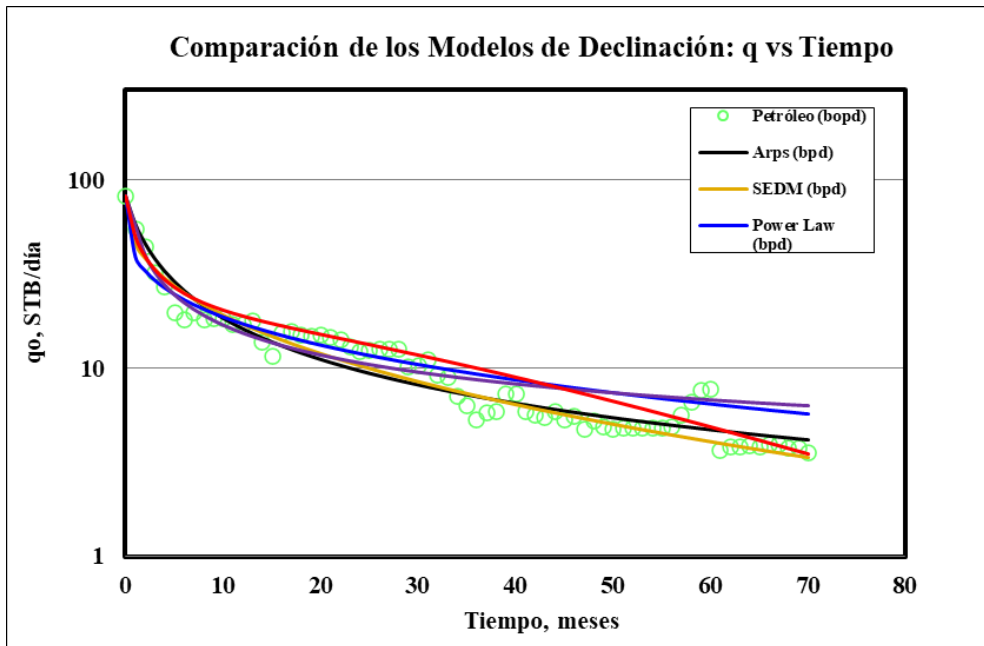
Ajuste nuevos métodos DCA (2 años)		
Np historico (MSTB)		26.1
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps ($b > 1$)	28.42	8.77%
SEDM	24.60	-5.87%
Power Law	29.08	11.29%
Duong	30.79	17.85%
Exp Ext	29.81	14.07%

Fuente: Elaboración propia.

4.6.9 Ajuste histórico con 4 años de producción

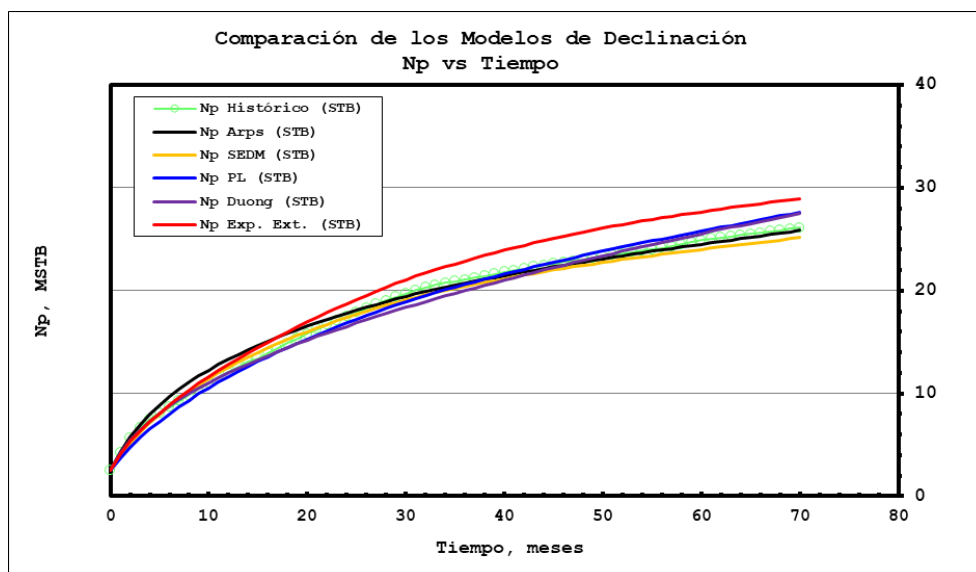
Realizando el ajuste con 4 años de producción, se presenta los resultados de la aplicación de nuevos modelos de declinación.

Figura 32. Ajuste de nuevos métodos con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 33. Comparación de acumulados con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15. Diferencia de ajuste con 4 años de evaluación. Pozo PI-12.

Ajuste nuevos métodos DCA (4 años)		
Np historico (MSTB)		26.1
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps (b>1)	25.85	-1.06%
SEDM	25.14	-3.79%
Power Law	27.63	5.76%
Duong	27.52	5.32%
Exp Ext	28.91	10.66%

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados del ajuste histórico en los periodos de 2 y 4 años reducen el error estimado del volumen acumulado final en alrededor del 15%. El ajuste de 4 años de historia de producción permite definir que los modelos que presentan mejor ajuste solo usando este periodo son el de Arps modificado (b>1) y el de SEDM de Valkó, con errores de -1.06% y -3.79%. El valor negativo significa una subestimación de los volúmenes acumulados finales con el total de historia de producción.

4.6.10 Parámetros de control ajustados

Los parámetros de control ajustados de la aplicación de los métodos modernos para el comportamiento de la formación Pariñas Inferior a 4 años son:

Tabla 16. Parámetros de ajuste de los nuevos métodos. Fm. Pariñas Inferior.

Pozo	Arps		SEDM		POWER LAW		DUONG		EXP EXT	
PI-12	Qi	82	qi	82	q [^]	82	q [∞]	1.974	qi	82
	Di	0.42	τ	4	Dinf	0.0003	qi	260	Bl	0.040
	b	1.20	n	0.41	Di	0.7400	a	0.697	Be	1.23
					n	0.3000	m	1.071	n	0.40

Fuente: Elaboración propia.

Es resaltante identificar los tiempos óptimos para realizar un ajuste representativo. A partir de 6 meses de data de producción, los resultados del volumen total acumulado pueden ser muy variable, esto debido a que los primeros meses de producción, por efecto del fracturamiento hidráulico, se presenta un pico de producción importante por efecto de la

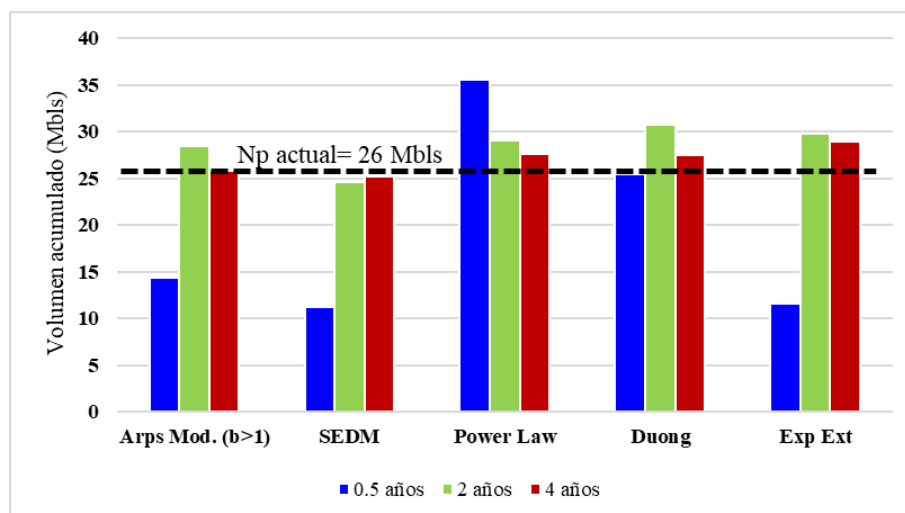
estimulación, el cual va cayendo y estabilizando a medida el aporte productivo sea netamente del reservorio no contactado por la fractura. Se ha visto con las evaluaciones realizadas a los pozos productores del Pariñas Inferior con los nuevos modelos, que el tiempo mínimo necesario para realizar un ajuste que permite estimar con mejor certidumbre los acumulados, es a partir de 2.5 años. Esto observando que para este reservorio se presenta una estabilización de la producción desde los 30 meses, con lo cual la “cola” ajustada de la curva permitirá un pronóstico con una declinación no tan fuerte. En la **Figura 34** se presenta la comparación de los estimados para el caso del pozo PI-12, partiendo desde los 2 años se puede tener un ajuste representativo y ya ir identificando que modelo es el que mejor representa el comportamiento real.

Tabla 17. Comparación de acumulados estimados. Fm. Pariñas Inferior.

Modelos	Np estimado (MSTB)		
	0.5 años	2 años	4 años
Arps Mod. ($b>1$)	14.4	28.4	25.9
SEDM	11.3	24.6	25.1
Power Law	35.6	29.1	27.6
Duong	25.5	30.8	27.5
Exp Ext	11.6	29.8	28.9

Fuente: Elaboración propia.

Figura 34. Comparación de los estimados de Np a distintos tiempos de ajuste.



Fuente: Elaboración propia.

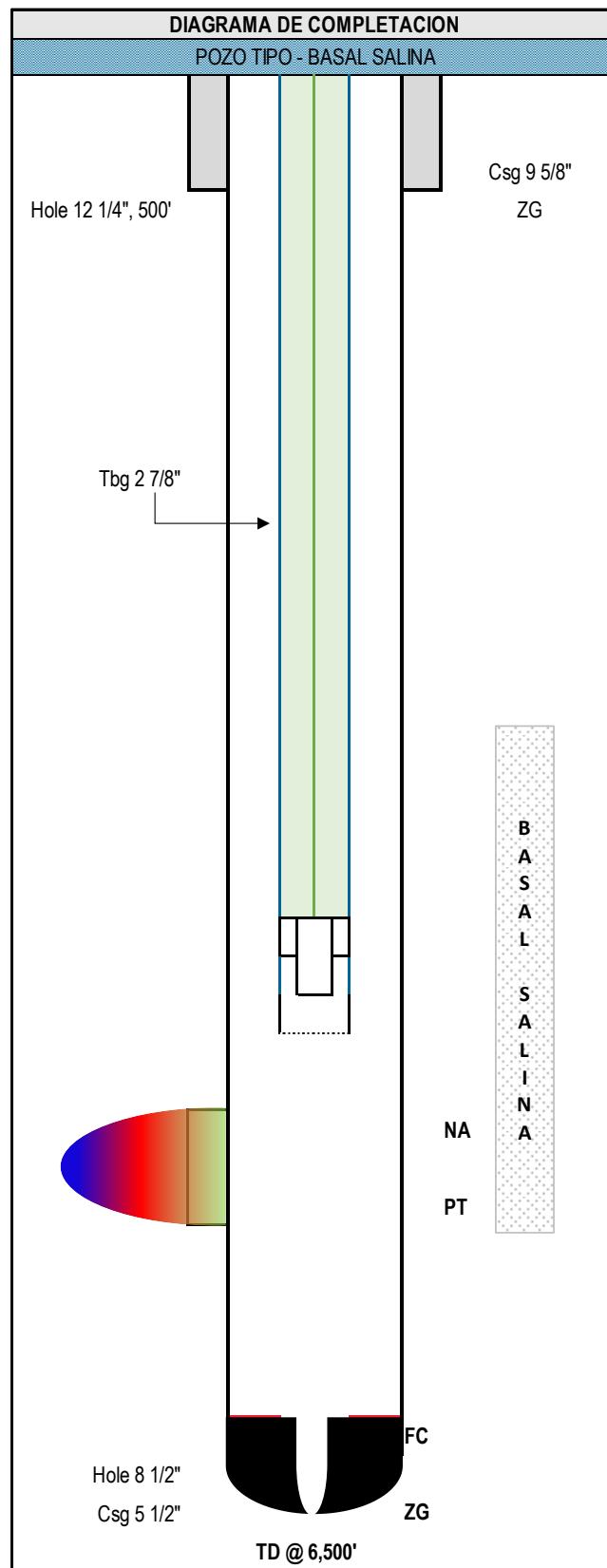
4.7 Evaluación de la Formación Basal Salina

La formación Basal Salina en el Lote IV se encuentra en promedio a la profundidad de 6000'. La formación Basal Salina se ha desarrollado en mayor medida en el Lote VI, parte este del Lote, y se presenta en menor medida a lo largo del Lote IV. Esta formación se ha explotado en volúmenes comerciales principalmente en el yacimiento Jabonillal.

4.7.1 Tipo de Completación

Los pozos que tuvieron como objetivo la formación Basal Salina fueron completados mediante casing de 5 ½", así también, se pusieron en producción mediante punzonamiento y fracturamiento hidráulico.

Figura 35. *Completación tipo. Formación Basal Salina.*

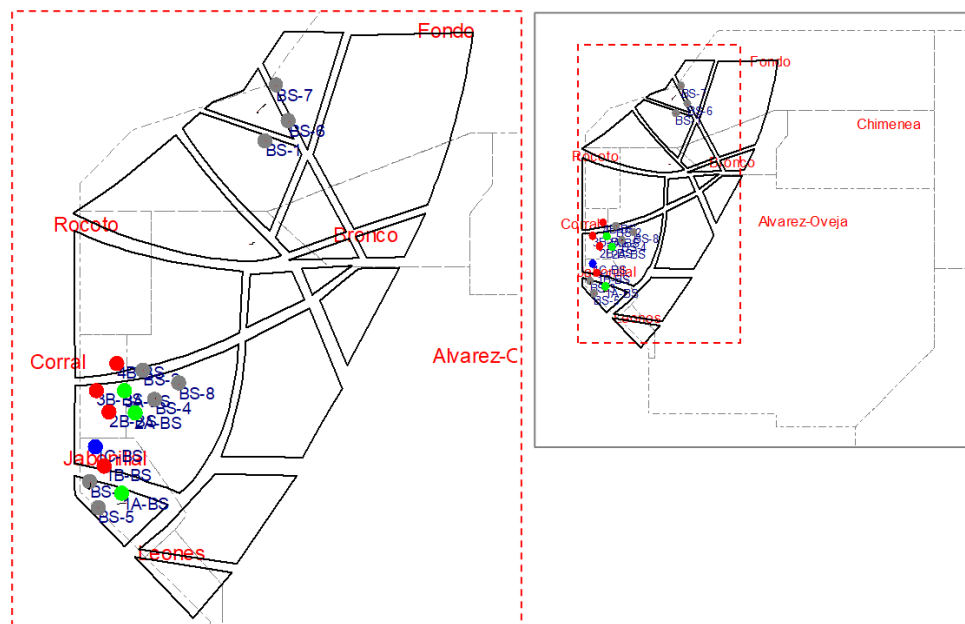


Fuente: UNNA Energía.

4.7.2 Área de estudio

En el Lote IV se tiene registro de 11 pozos que han producido de la formación Basal Salina, ubicado al este de la zona “A”, de los cuales se seleccionó 8 pozos para la evaluación, considerando su método de completación y validando que su segregada sea representativa. Al ver poca densidad de pozos perforados no se tomó un solo bloque de estudio, de tal forma que se pueda aprovechar la máxima información del comportamiento productivo de la formación Basal Salina. Por lo que los resultados serán representativos de manera zonal para esta formación.

Figura 36. *Tope Estructural de bloque de estudio. Fm Basal Salina, Lote IV.*



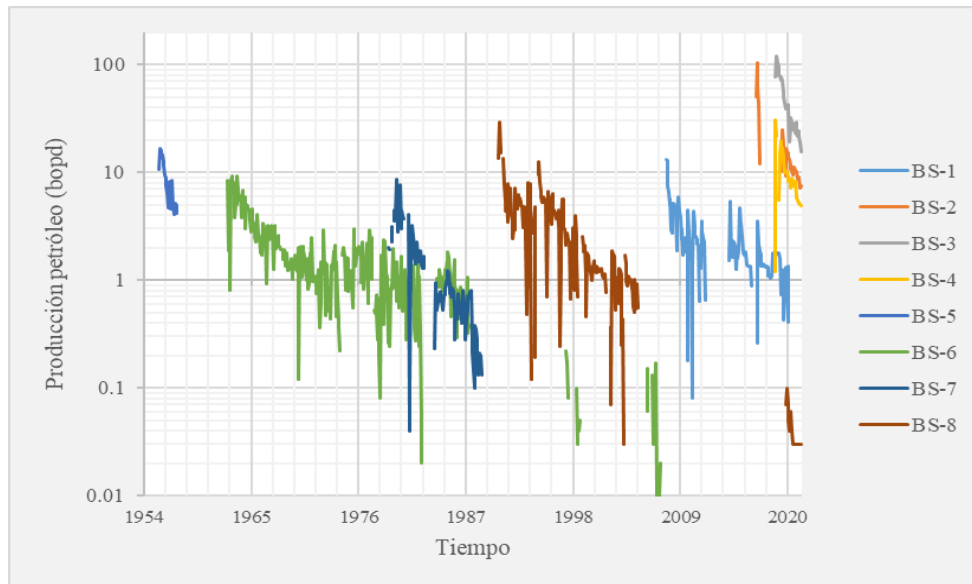
Fuente: Elaboración propia.

4.7.3 Desarrollo de la zona de estudio

Se presenta el comportamiento productivo de los pozos seleccionados para la evaluación de la formación Basal Salina. El desarrollo de la formación Basal Salina inicia desde el año 1954, debido a la profundidad de la formación era común encontrar otras formaciones productoras más someras, por lo que en su mayoría se han producido en *comingle* con otras arenas. En los últimos años, la empresa UNNA Energía ha continuado con el desarrollo de este

reservorio, teniéndola como única formación productora en algunos pozos. Precisamente para la presente evaluación se seleccionó uno de estos pozos que producen solo de la formación Basal Salina.

Figura 37. Desarrollo de zona de estudio. Fm. Basal Salina, Lote IV.



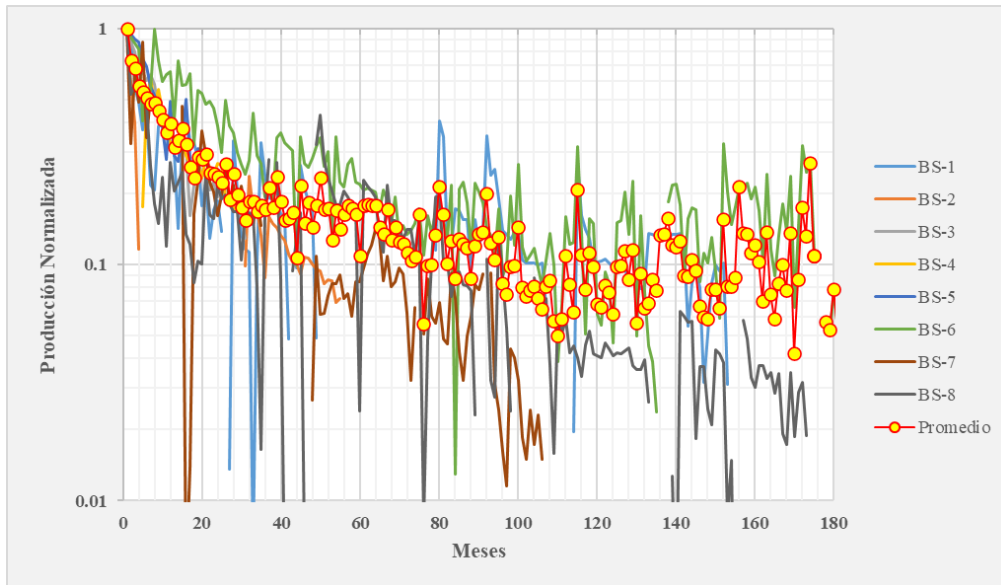
Fuente: Elaboración propia.

4.7.4 Desarrollo de la zona de estudio

Se realizó la normalización del comportamiento productivo segregado de la formación Basal Salina, tanto en tiempo como en producción, de tal forma que los perfiles de producción puedan ser comparados.

La normalización del comportamiento productivo en tiempo y en caudal de los pozos productores de la formación Basal Salina se presenta en la siguiente figura.

Figura 38. Segregada de producción de pozos productores de la Fm Basal Salina.

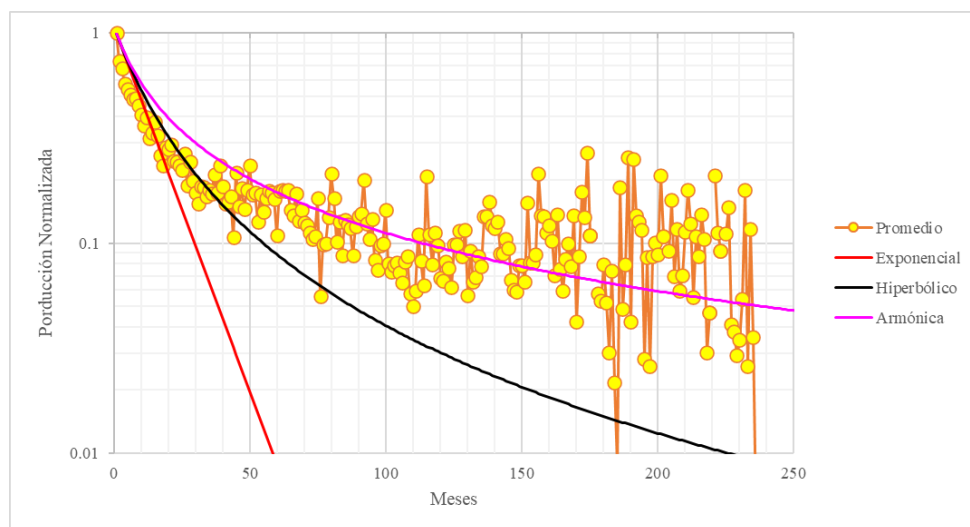


Fuente: Elaboración propia.

4.7.5 Evaluación mediante curvas de Arps

Al realizar una evaluación mediante las Curvas de Declinación de Arps, el ajuste de los primeros meses de producción puede ser bueno; sin embargo, en tiempos tardíos la curva no tiene mayor ajuste en ninguno de los modelos de Arps (Exponencial, Hiperbólico y Armónico).

Figura 39. Curva Normalizada de BS evaluada con métodos de Arps.



Fuente: Elaboración propia.

El error porcentual del caudal de producción pronosticado respecto al promedio real se presenta en la **Tabla 18**, se observa que a medida que se tenga mayor tiempo de producción, el error es mayor.

Tabla 18. *Diferencia de % del caudal de curva normalizada y curvas de Arps.*

Tiempo (años)	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
0.5	28%	35%	40%
2	34%	17%	54%
4	88%	34%	16%

Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera, para el error porcentual del volumen acumulado (N_p) a cada tiempo de control se presenta en la **Tabla 19**.

Tabla 19. *Diferencia de % de acumulado de curva normalizada y curvas de Arps.*

Tiempo (años)	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
0.5	23%	25%	27%
2	9%	25%	37%
4	13%	16%	38%

Fuente: Elaboración propia.

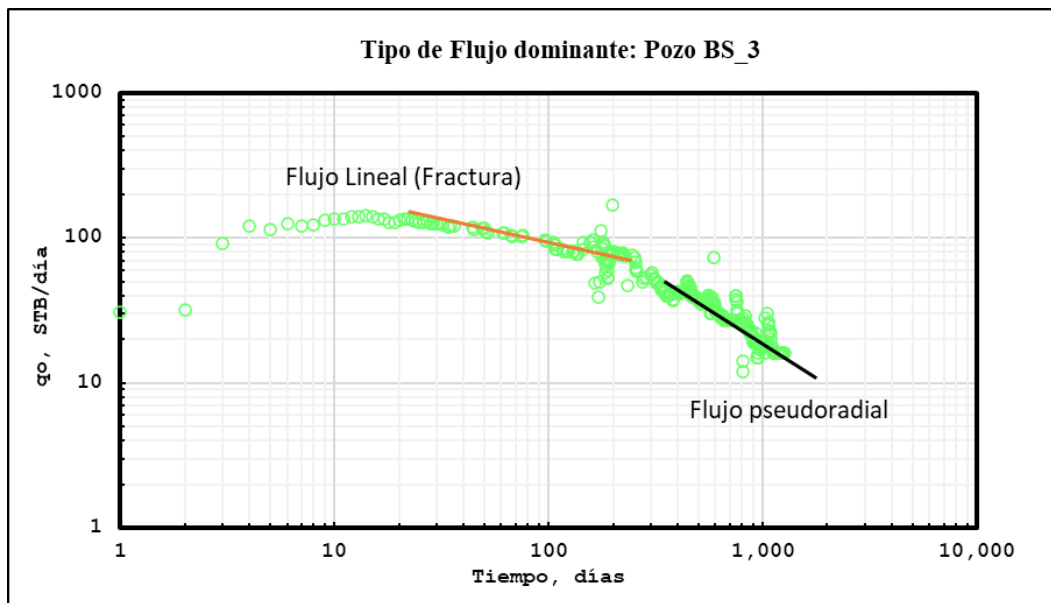
Estos dos parámetros nos permiten definir que la evaluación del reservorio Basal Salina del Lote IV por métodos de Curvas de Declinación de Arps no es representativo.

4.7.6 Evaluación mediante métodos modernos

Para la evaluación del comportamiento productivo del reservorio Basal Salina mediante los métodos modernos estudiados, se seleccionó al pozo BS-3, debido a que su historial productivo es solo de esta formación, a diferencia de la mayoría de los otros pozos presentados en la **Figura 37**, los cuales producen en *comingle* la formación Basal Salina con otras formaciones.

Previo a realizar el ajuste de los pozos seleccionados, se graficó el caudal de producción y los días transcurridos en escala log-log, ya que este gráfico nos permite identificar el régimen de flujo de la formación.

Figura 40. Determinación de los regímenes de flujo. Pozo BS-03.



Fuente: Elaboración propia.

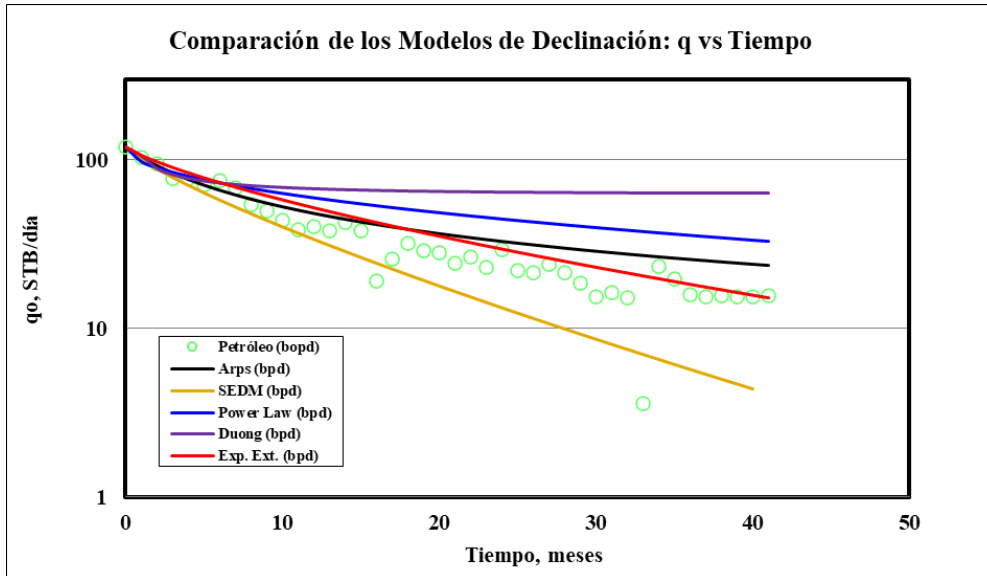
Se observa que el comportamiento productivo del pozo BS_3 inicialmente tuvo un periodo de 7 meses influenciado por un flujo lineal por el fracturamiento hidráulico, es decir, dominado por un flujo transitorio, para posteriormente estar influenciado por un flujo dominado por fronteras.

A continuación, se muestra la aplicación de los métodos modernos de curvas de declinación para el pozo BS_3, se utilizó los periodos de 6 meses y 2 años para realizar el ajuste, no se realizó el ajuste para 4 años debido a que el total de historia de producción del pozo es de 41 meses. Luego este ajuste permitiría realizar un pronóstico para ser comparado con el total del historial de producción.

4.7.7 Ajuste histórico con 6 meses de producción

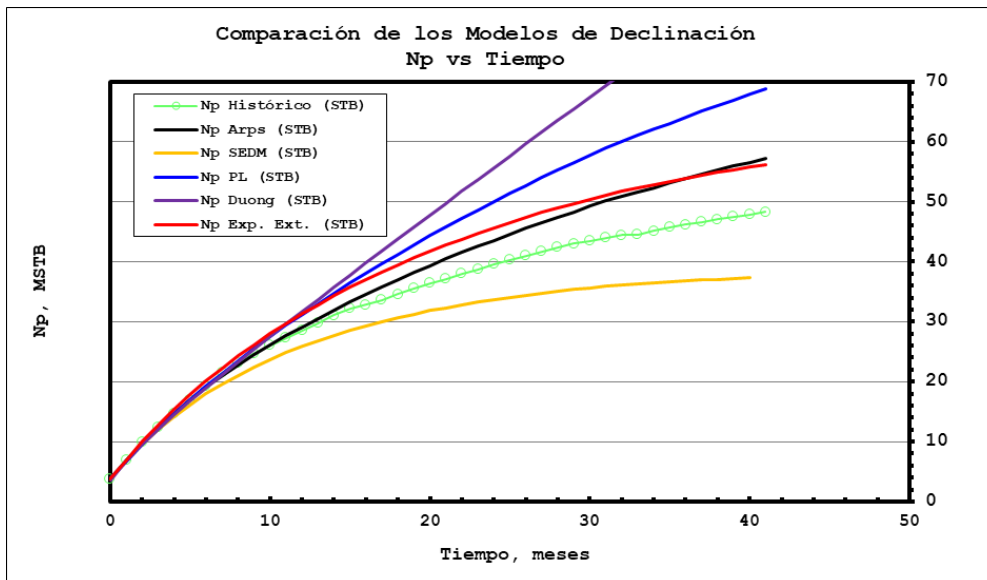
Realizando el ajuste con 6 meses de producción:

Figura 41. Ajuste de nuevos métodos con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 42. Comparación de acumulados con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Diferencia de ajuste con 6 meses de evaluación. Pozo BS-03.

Ajuste nuevos métodos DCA (6 meses)		
Np historico (MSTB)		47.9
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps ($b>1$)	57.28	19.57%
SEDM	37.34	-22.05%
Power Law	68.84	43.69%
Duong	88.85	85.47%
Exp Ext	56.20	17.31%

Fuente: Elaboración propia.

4.7.8 Ajuste histórico con 2 años de producción

Realizando el ajuste con 2 años de producción, se presenta los resultados de la aplicación de nuevos modelos de declinación.

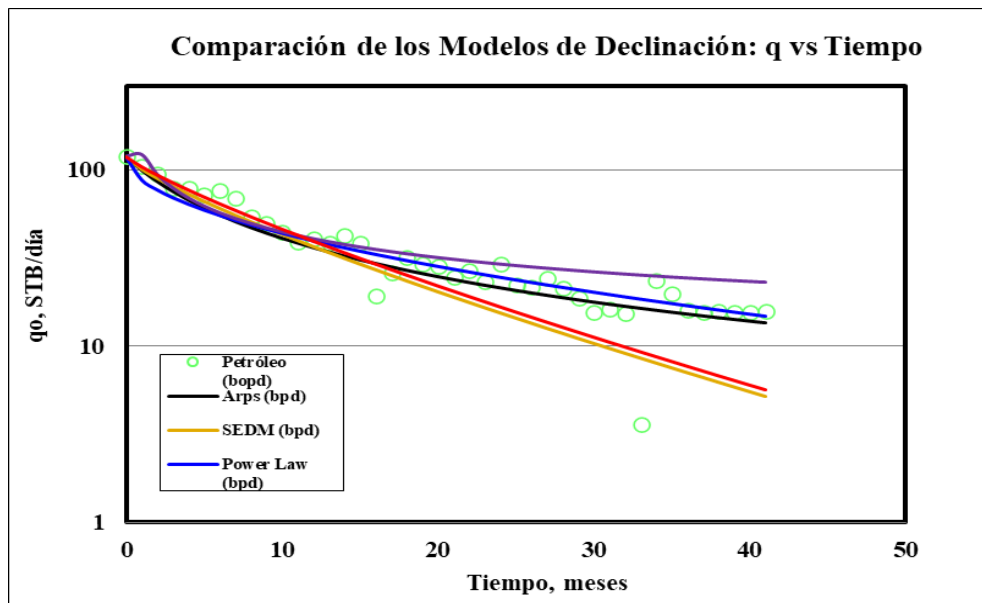
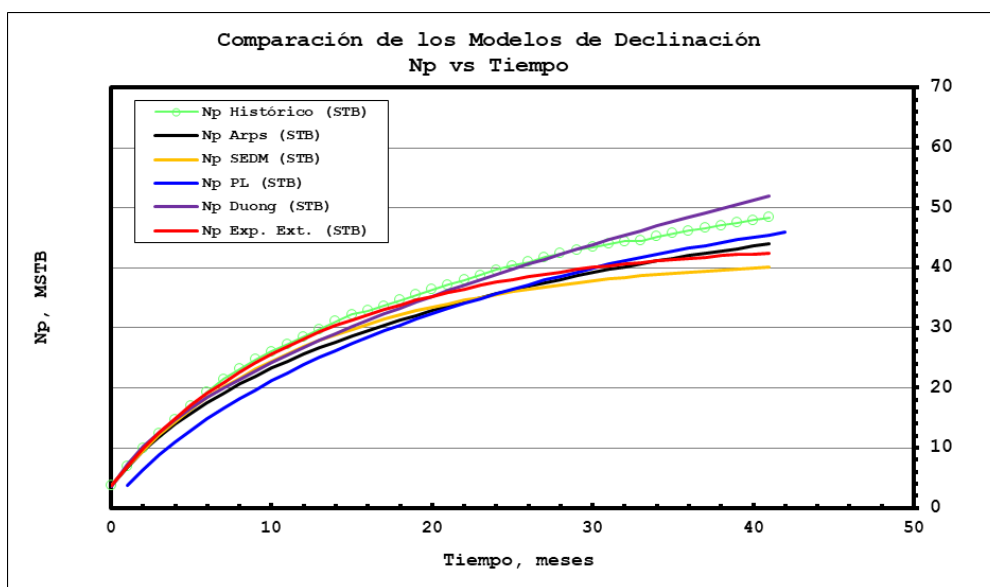
Figura 43. Ajuste de nuevos métodos con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.

Figura 44. Comparación de acumulados con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Diferencia de ajuste con 2 años de evaluación. Pozo BS-03.

Ajuste nuevos métodos DCA (2 años)		
Np historico (MSTB)		47.9
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps (b>1)	43.97	-8.21%
SEDM	40.08	-16.34%
Power Law	45.92	-4.14%
Duong	52.02	8.59%
Exp Ext	42.49	-11.30%

Fuente: Elaboración propia.

4.7.9 Parámetros de control ajustados

El ajuste con 2 años de historia de producción permite realizar un pronóstico de menor incertidumbre como se observa en la **Tabla 21**, comparando con 6 meses de ajuste de la **Tabla 20**. Se determina que los modelos que presentan mejor ajuste son el de Ley de Potencias y Arps modificado (b>1) con errores de -4.14% y -8.21% respectivamente. Los valores negativos

refieren a una subestimación de los volúmenes acumulados finales con el total de historia de producción.

Los parámetros de control ajustados de la aplicación de los métodos modernos para el comportamiento de la formación Basal Salina son:

Tabla 22. *Parámetros de ajuste de los nuevos métodos. Fm. Basal Salina.*

Pozo	Arps		SEDM		POWER LAW		DUONG		EXP EXT	
BS_3	Qi	119	qi	119	q [^]	119	q [∞]	10.3	qi	119
	Di	0.19	τ	10	Dinf	0.0003	qi	143	Bl	0.001
	b	1.00	n	0.80	Di	0.3000	a	1.47	Be	0.35
					n	0.5200	m	1.18	n	0.12

Fuente: Elaboración propia.

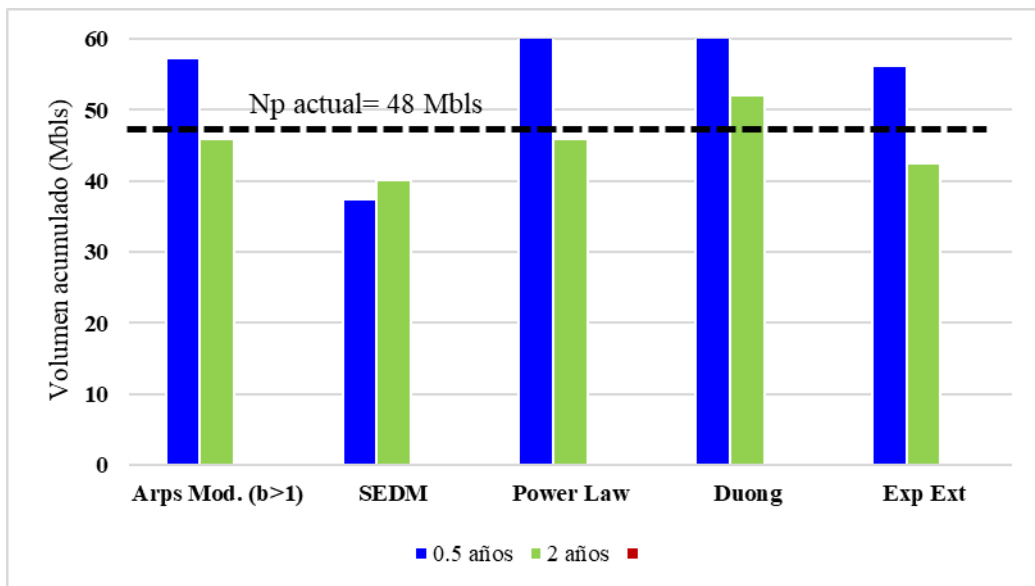
Se presenta la comparación de resultados obtenidos con los ajustes de 0.5 y 2 años, se observa que por lo menos se es necesario 24 meses para realizar un ajuste representativo del comportamiento productivo.

Tabla 23. *Comparación de acumulados estimados. Fm. Basal Salina.*

Modelos	Np estimado (MSTB)	
	0.5 años	2 años
Arps Mod. (b>1)	57.3	46.0
SEDM	37.3	40.1
Power Law	68.8	45.9
Duong	88.9	52.0
Exp Ext	56.2	42.5

Fuente: Elaboración propia.

Figura 45. Comparación de los estimados de N_p a distintos tiempos de ajuste.



Fuente: Elaboración propia.

4.8 Evaluación Económica

Con la evaluación del comportamiento productivo de 2 pozos representativos de la formación Pariñas Inferior y Basal Salina, se determinó que el método de mejor ajuste es el de Arps modificado y el de Ley de Potencias, respectivamente. A fin de terminar la evaluación de los nuevos modelos de declinación, es importante estimar si este comportamiento más ajustado, resulta económicamente rentable para ser considerada para ser perforada en las próximas campañas de perforación.

4.8.1 Parámetros Económicos

Para la evaluación económica, se asumen que el porcentaje de regalías dependerá del factor “R” y del valor del precio de canasta según la siguiente tabla:

Tabla 24. *Distribución de la regalía según el factor "R".*

Factor "R"	Regalía
0	45.030%
1	49.530%
1.5	50.530%
2	52.030%

Fuente: Elaboración propia.

Asumiendo un valor de factor “R” de 0.98, según un precio de canasta de 25 a 120 USD/bbl, se tiene la siguiente distribución de regalías:

Tabla 25. *Distribución de la regalía según valores de precio de canasta.*

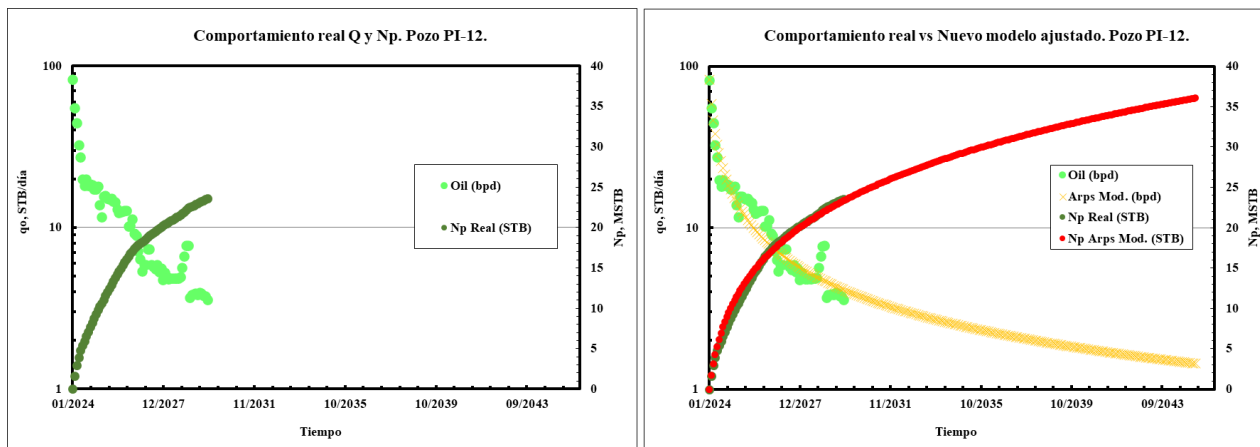
Canasta (US\$/bbl)	Regalía
	Factor R: R= 0.98
	a 70 US\$/bbl 44.20%
40	29.44%
50	34.44%
60	39.20%
70	44.20%
80	49.20%
90	49.44%
100	49.44%
110	49.44%
120	49.44%

Fuente: Elaboración propia.

4.8.2 Evaluación económica. Fm. Pariñas Inferior

Se presenta el ajuste histórico realizado a la formación Pariñas Inferior mediante el método de Arps Modificado.

Figura 46. Ajuste histórico y pronóstico. Pozo tipo, Fm Pariñas Inferior.



Fuente: Elaboración propia.

Se estima que las ubicaciones propuestas en el bloque de estudio sean perforadas en enero de 2024. La última fecha de producción se toma la fecha del fin del contrato del Lote IV, es decir, en abril de 2045.

Se toma un precio de canasta constante en el tiempo de 70 USD/bbl, un valor de OPEX de 2.19 KUSD/mensual, una tasa de descuento de 15.4% y un valor de inversión por la perforación de ubicación de 500 KUSD. Este valor se estimó de pozos vecinos que tuvieron como objetivo esta formación, es decir, que lograron un TD a 2,500' y completado mediante punzonamiento y fracturamiento hidráulico en 3 Etapas de la formación Pariñas Inferior.

Con ello, la evaluación de la curva tipo estimadas para formación Pariñas Inferior se presenta en la **Figura 47**.

Figura 47. Evaluación económica. Pozo tipo, Fm. Pariñas Inferior.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Pozo tipo Formación Pariñas Inferior. Modelo de Arps Modificado.

Fin de Contrato Mar-45

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

- PRECIO DE CRUDO VARIABLE US\$/bl (CANASTA)	70.00
- FACTOR "R"	0.9800
- REGALÍAS PETRÓLEO%	38.6
- RESERVAS (M Bbl)	39
- INVERSIÓN Total (M US\$)	500
- TASA IMPOSITIVA + PART.TRAB.	28.0%
- TASA DE DESCUENTO	15.4%
- GASTOS DE OPERAC. MUS\$/AÑO(OPEX)	2.19

RESULTADOS

VAN (15%) MUS\$ =	57
TIR =	24%
PAY OUT (Meses) =	49

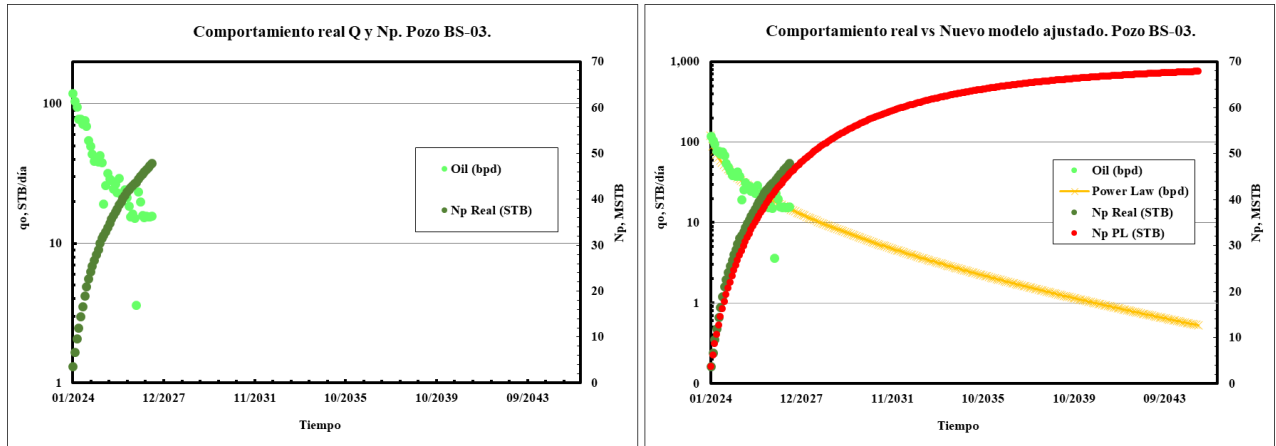
Fecha	Mes	PETRÓLEO		PETRÓLEO	PETRÓLEO	VALOR	GASTOS	AMORTIACIÓN	INGRESOS	IMPUESTOS	INGRESOS	INVERSIÓN	FLUJO	FLUJO DE	FLUJO DE
		BPD	M Bbl	Precio	Regalías	DE LA	DE	DEPRECIACIÓN	ANTES DE	+ PART. TRAB	DESPUES DE		DE	EFFECTIVO	ACUMULADO
				US\$/bl	%	PRODUCCIÓN	OPERAC.		IMPUESTOS		IMPUESTOS		EFFECTIVO	ACTUALIZADO	EFFECTIVO
Dic-23	0					0.00			0.00	0.00	0.00	500	-500.00	-500.00	-500.00
Ene-24	1	82	2.56	70.00	49.4%	90.48	2.19	33	55.21	15.46	39.75		72.83	71.97	-428.03
Feb-24	2	59	1.70	70.00	49.4%	60.24	2.19	22	36.03	10.09	25.94		47.96	46.83	-381.20
Mar-24	3	46	1.43	70.00	49.4%	50.61	2.19	19	29.92	8.38	21.54		40.04	38.64	-342.56
Dic-25	24	10	0.31	70.00	49.4%	10.96	2.19	4	4.76	1.33	3.43		7.44	5.59	-78.44
May-27	41	6	0.20	70.00	49.4%	7.11	2.19	3	2.32	0.65	1.67		4.27	2.62	-16.25
Set-28	57	5	0.15	70.00	49.4%	5.26	2.19	2	1.15	0.32	0.83		2.75	1.39	14.05
Feb-30	74	4	0.11	70.00	49.4%	3.96	2.19	1	0.32	0.09	0.23		1.68	0.70	32.16
Ene-32	97	3	0.10	70.00	49.4%	3.51	2.19	1	0.04	0.01	0.03		1.31	0.41	45.33
Jun-33	114	3	0.08	70.00	49.4%	2.97	2.19	1	-0.30	0.00	-0.30		0.78	0.20	50.22
Nov-34	131	2	0.07	70.00	49.4%	2.65	2.19	1	-0.51	0.00	-0.51		0.46	0.10	52.80
Abr-36	148	2	0.07	70.00	49.4%	2.40	2.19	1	-0.67	0.00	-0.67		0.21	0.04	53.95
Set-37	165	2	0.06	70.00	49.4%	2.19	2.19	1	-0.80	0.00	-0.80		0.00	0.00	54.30
Jun-39	186	2	0.06	70.00	49.4%	1.98	2.19	1	-0.93	0.00	-0.93		-0.21	-0.02	54.08
Set-41	213	2	0.05	70.00	49.4%	1.77	1.00	1	0.12	0.03	0.09		0.74	0.06	55.50
Mar-44	243	1	0.05	70.00	49.4%	1.64	1.00	1	0.04	0.01	0.03		0.63	0.03	56.85
Mar-45	255	1	0.04	70.00	49.4%	1.58	1.00	1	0.00	0.00	0.00		0.58	0.03	57.20
TOTAL		38.6				1,368	483	500	384	123	261	500	261	57	

Fuente: Elaboración propia.

4.8.3 Evaluación económica. Fm. Basal Salina

Se presenta el ajuste histórico realizado al pozo tipo BS-03, representativo de la formación Basal Salina mediante el método de Power Law o Ley de Potencias.

Figura 48. Ajuste histórico y pronóstico. Pozo tipo, Fm Basal Salina.



Fuente: Elaboración propia.

Se toma un precio de canasta constante en el tiempo de 70 USD/bbl, un valor de OPEX de 2.19 KUSD/mensual, una tasa de descuento de 15.4% y un valor de inversión por la perforación de ubicación de 1,100 KUSD, este valor se estimó de pozos vecinos que tuvieron como objetivo la formación Basal Salina. Una profundidad de 6,500' y completado mediante punzonamiento y fracturamiento hidráulico en 1 Etapa de la formación.

Con ello, la evaluación de la curva tipo estimadas para formación Basal Salina se presenta en la **Figura 49**.

Figura 49. Evaluación económica. Pozo tipo, Fm. Basal Salina.

EVALUACIÓN ECONÓMICA														
Pozo tipo Formación Basal Salina. Modelo de Power Law.														
Fin de Contrato		Mar-45												
PARÁMETROS DE EVALUACIÓN														

- PRECIO DE CRUDO VARIABLE US\$/bl (CANASTA) 70.00														
- FACTOR "R" 0.9800														
- REGALÍAS PETRÓLEO% 67.9														
- RESERVAS (M Bbl) 68														
- INVERSIÓN Total (M US\$) 1,100														
- TASA IMPOSITIVA + PART.TRAB. 28.0%														
- TASA DE DESCUENTO 15.4%														
- GASTOS DE OPERAC. MUS\$/AÑO(OPEX) 2.19														

RESULTADOS														
=====														
VAN (15%) MUS\$ = 174														
TIR = 27%														
PAY OUT (Meses) = 42														
=====														
Fecha	Mes	PETRÓLEO		PETRÓLEO	VALOR	GASTOS	AMORTIACIÓN	INGRESOS	IMPUESTOS	INGRESOS	INVERSIÓN	FLUJO	FLUJO DE	FLUJO DE
		BPD	M Bbl	Precio	DE LA	DE	DEPRECIACIÓN	ANTES DE	+ PART. TRAB	DESPUES DE		DE	EFFECTIVO	EFFECTIVO
				US\$/bl	PRODUCCIÓN	OPERAC.		IMPUESTOS		IMPUESTOS		EFFECTIVO	ACTUALIZADO	ACUMULADO
Dic-23	0				0.00			0.00	0.00	0.00	1,100	-1,100.00	-1,100.00	-1,100.00
Ene-24	1	119	3.70	70.00	130.89	2.19	60	68.80	19.26	49.53		109.44	108.14	-991.86
Feb-24	2	88	2.56	70.00	90.68	2.19	42	46.99	13.16	33.83		75.34	73.56	-918.30
Mar-24	3	78	2.40	70.00	85.08	2.19	39	43.95	12.31	31.64		70.58	68.10	-850.19
Dic-25	24	26	0.79	70.00	28.10	2.19	13	13.05	3.65	9.39		22.25	16.72	-191.26
May-27	41	15	0.47	70.00	16.77	2.19	8	6.91	1.93	4.97		12.65	7.76	-3.74
Set-28	57	10	0.31	70.00	10.93	2.19	5	3.74	1.05	2.69		7.69	3.90	83.79
Feb-30	74	7	0.20	70.00	7.08	2.19	3	1.65	0.46	1.19		4.43	1.83	132.05
Ene-32	97	5	0.14	70.00	5.08	2.19	2	0.56	0.16	0.41		2.73	0.86	162.79
Jun-33	114	3	0.10	70.00	3.68	2.19	2	-0.20	0.00	-0.20		1.49	0.38	172.68
Nov-34	131	3	0.08	70.00	2.81	2.19	1	-0.67	0.00	-0.67		0.62	0.13	176.89
Abr-36	148	2	0.06	70.00	2.18	2.19	1	-1.01	0.00	-1.01		-0.01	0.00	177.89
Set-37	165	2	0.05	70.00	1.71	2.19	1	-1.26	0.00	-1.26		-0.48	-0.07	177.28
Jun-39	186	1	0.04	70.00	1.29	2.19	1	-1.49	0.00	-1.49		-0.90	-0.10	175.52
Set-41	213	1	0.03	70.00	0.92	1.00	0	-0.50	0.00	-0.50		-0.08	-0.01	175.06
Mar-44	243	1	0.02	70.00	0.67	1.00	0	-0.64	0.00	-0.64		-0.33	-0.02	174.64
Mar-45	255	1	0.02	70.00	0.58	1.00	0	-0.68	0.00	-0.68		-0.42	-0.02	174.40
TOTAL		67.9			2,404	483	1,100	820	261	559	1,100	559	174	

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proyecto de tesis desarrollado presenta las siguientes recomendaciones y conclusiones:

- La presente tesis desarrolló una metodología para la evaluación del comportamiento productivo de reservorios apretados típicos de los campos Noroeste peruano.
- Las principales asunciones del análisis de Curvas de Declinación por curvas de Arps es que el régimen de flujo del reservorio se encuentre en el régimen pseudo estabilizado o flujo dominado por fronteras. Así también los modelos de Arps se resuelven para una condición de presión de fondo terminal constante. Finalmente, Arps delimitó el parámetro de exponente de declinación “b” en un rango de 0 a 1.
- Se determinó que la evaluación del comportamiento productivo de reservorios apretados no puede ser ajustado con los modelos de Arps, ya que los ajuste a distintos periodos de tiempo llevan a errores en el total de la curva de producción.
- Se identificó que el flujo transitorio es extendido por varios meses debido a las características petrofísicas de los reservorios, así también el régimen de flujo predominante en estos reservorios es el flujo pseudo lineal, ello como consecuencia de la estimulación hidráulica para poner en producción estos reservorios.
- Las principales asunciones para poder realizar un análisis de curvas de declinación van de la mano con las condiciones de reservorio y de producción.
- Se debe asumir que las propiedades de reservorios prevalecen constante en el tiempo, es decir, que no se presenta una influencia de algún agente externo durante el periodo de análisis. En caso de las condiciones de producción, se asume que las condiciones que gobiernan el sistema de producción en el presente se mantendrán en el futuro.

- Para realizar una correcta normalización de un grupo de pozos, se debe asegurar que los perfiles a evaluar tengan condiciones similares de completación, método de producción y estado mecánica. Así también validar que la segregada sea representativo a la formación analizada.
- La evaluación realizada a un grupo de pozos para las formaciones Pariñas Inferior y Basal Salina permitió obtener una curva tipo para cada formación. La evaluación de las curvas tipo por formación mediante el análisis de Curvas de Declinación de Arps mostró errores elevados en el pronóstico, lo cual demuestra que no es posible ajustar el comportamiento productivo mediante estos métodos.
- La aplicación de nuevos métodos de declinación mostró un mejor ajuste en todos los casos para los reservorios estudiados, ya que estos métodos consideran dentro de su formulación que el reservorio es apretado y que es estimulado mediante fracturamiento hidráulico.
- La evaluación permitió definir que para realizar un pronóstico preciso mediante métodos modernos será necesario tener por lo menos 2 años de historia productiva en pozos vecinos, de tal forma que se pueda estimar los parámetros de control de cada modelo.
- Se determinó que para la formación Pariñas Inferior del Lote IV, el mejor modelo para el ajuste de su comportamiento real es el modelo de Arps modificado (“b” mayor 1). El ajuste de un pozo tipo que desarrolló esta formación, mostró que con el ajuste de 4 años de historia de producción se puede estimar un valor final de acumulado con un error de -1.06%.
- Se determinó que para la formación Basal Salina del Lote IV el mejor modelo para el ajuste de su comportamiento real es el modelo de Ley de Potencias. El ajuste de

un pozo tipo que desarrolló esta formación, mostró que con el ajuste de 2 años de historia se puede estimar un valor final de acumulado con un error de -4.14%.

- La evaluación económica de la perforación de una nueva ubicación con objetivo la formación Pariñas Inferior, pronosticada con el método de Arps modificado, demostró ser económicamente rentable bajo las condiciones contractuales del Lote IV. El valor del VAN resultó 57 KUS\$, un TIR de 24% y Pay Out de 49 meses.
- La evaluación económica de la perforación de una nueva ubicación con objetivo la formación Basal Salina, pronosticada con el método de Ley de Potencias, demostró ser económicamente rentable bajo las condiciones contractuales del Lote IV. El valor del VAN resultó 174 KUS\$, un TIR de 27% y Pay Out de 42 meses.

CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- AAGGP. (2013). Hidrocarburos: Convencionales y No Convencionales. *Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*, 41-48.
- Alarcón, D. (2019). *COMPARACIÓN DE MÉTODOS AVANZADOS DE ANÁLISIS DE CURVA DE DECLINACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE*. Talara: SPE LIMA Section.
- Armenta, A. (2019). *Análisis Moderno de la Declinación de la Producción de Hidrocarburos*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Cody, J. S. (2012). *APPLICATION OF THE STRETCHED EXPONENTIAL PRODUCTION DECLINE MODEL TO FORECAST PRODUCTION IN SHALE GAS RESERVOIRS*. Texas: Texas A&M University.
- D. Ilk, J. R. (2008). *Exponential vs hyperbolic decline in tight gas sands: Understanding the origin and implications for reserve estimates using Arps decline curves*. Denver, CO, USA: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- David Yu. (2010). Core Testing Provides an Engineered Approach to Underbalanced Drilling in Tight Gas Reservoirs. *SPE International*.
- Duong, A. (2010). *An Unconventional Rate Decline Approach for Tight and Fracture Dominated Gas Wells*. Calgary, Canada: SPE International.
- G.C.Naik. (s.f.). Tight Gas Reservoirs - An Unconventional Natural Energy Source for the Future. 32.
- He Zhang, D. R. (2016). Extended exponential decline curve analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 402 - 413.

- Manda, P. (2020). *The Evaluation and Sensitivity of Decline Curve Modelling*. South Africa: Energies.
- Olalekan, K. (2018). Improved Decline Curve Analysis Equations - Integration of Reservoir Properties into Arps Equation., (pág. 12).
- Paris de Ferrer. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela.
- Peter Valko, J. L. (2010). *A Better Way to Forecast Production From Unconventional Gas Wells*. Florence, Italy: SPE International.
- Seshadri, J. (2010). Comparison of Power Law and Modified Hyperbolic Decline Methods. *CSUG Society of Petroleum Engineers* (pág. 17). Calgary, Alberta, Canada: SPE International.
- Sinchitullo, J. (2020). Evoluación del cuaternario. *energetica*.
- Zhang, H., Cocco, M., Rietz, D., & Cagle, A. (2015). *An Empirical Extended Exponential Decline Curve for Shale Reservoirs*. Houston: SPE International.

CAPÍTULO VIII: ANEXOS

ANEXO I

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL LOTE IV

ERA	SUBSISTEMA	SERIE	FORMACIONES	ALTURA	ESQUEMA	HC	DESCRIPCION LITOLOGICA			
CENOZOICO	TERCIARIO	EOCENO	TABLAZO	120'			DISCORDANCIA			
			CHIRA	+80'			Lutita gris Bentonítica.			
			VERDUN	+1,000'			Arenisca, Conglomerado y Lutita			
			POZO	220'			DISCORDANCIA			
			ARENISCA TALARA	320'		●	Lutita marrón pálida, pocas areniscas. Areniscas grises.			
			LUTITA TALARA	2,400'			Lutita parda con areniscas verdes.			
			PARÍNAS	255'		●	DISCORDANCIA			
			PALEGREDA	2,820'		●	Arenisca gris, grano grueso			
						●	Arenisca gris, grano medio, con intercalaciones de lutita gris oscura,			
			MOGOLLON	1,400'		●	Lutita gris glauconítica, algunas intercalaciones de arenisca grano medio.			
						●	Arenisca gris y conglomerado, con intercalaciones de lutita gris oscura glauconítica			
			SAN CRISTOBAL	880'		●	Arenisca gris y conglomerado, con intercalaciones de lutita gris oscura glauconítica			
			BASAL SALINA	150'		●	Conglomerado			
			PALEOCENO	DISCORDANCIA	BALCONES	680'			Lutita gris, limfítica, micacea.	
					MESA	1,100'		●	Arenisca gris y conglomerados líticos, mala selección intercalado con lutitas grises.	
					DISCORDANCIA					
			MESOZOICO	CRETACEO	CAMPANIANO	PETACAS	+700'			Lutitas grises oscuras micromicáceas.
						ANCHA	680'			Arenisca gris clara con conglomerados líticos, mala selección.
REDONDO	1,050'						Lutita marrón oscura, micromicácea.			
SANDINO	380'						Arenisca gris clara y conglomerado calcáreo.			
DISCORDANCIA										
MUERTO	450'						Calizas y Margas lutáceas gris negruzcas, calcáreas.			
PALEOZOICO	PALEO. SUP.	PENNSYLVANIANO	PANANGA	300'			Calizas dolomíticas, gris claras.			
			AMOTAPE	+3,000'			Cuarzitas y Agrifitas			