



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Modelos para el cálculo y
estimación de reservas en
yacimientos shale gas (gas
de lutitas)**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Roldán Villegas Ernesto

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Jurado Asignado

Presidente: Ing. Israel Castro Herrera

Vocal: Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara

Secretario: Ing. Oswaldo David López Hernández

1er. Suplente: Ing. Javier Arellano Gil

2do. Suplente: Ing. Javier Reyna Alonso

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme educación de calidad y formarme como un profesionalista con conciencia. A la Facultad de Ingeniería y a todos mis profesores por forjarme como un ingeniero con la capacidad de enfrentar diferentes retos y de proveer soluciones cuando se requieran.

A mi mamá, Verónica, quien es la base y el pilar fundamental en todos mis logros personales y académicos, gracias por siempre cuidarme y aconsejarme.

A mi papá, Arturo, por ser un gran ejemplo para mí, siempre motivarme e inculcarme el amor hacia la ingeniería.

A mi hermana, Alejandra, por siempre motivarme a dar lo mejor, escucharme, ser mi motor y siempre estar cuando te necesito, eres un orgullo para mí.

A mi abuela, Esther, por consentirme, quererme, motivarme, tener un abrazo para mí en cualquier momento, y estar en todos mis logros.

A mi Abuelo, Miguel, por enseñarme la importancia del esfuerzo y la constancia, por estar siempre al pendiente de mí.

A mi Abuela, Amelia, por brindarme su apoyo y cariño en todo mi camino como estudiante, por confiar en mí e impulsarme a seguir.

A mis amigos, a los que han estado conmigo desde la secundaria, preparatoria y a los que gané dentro de la facultad, por acompañarme en este proceso, ustedes saben quienes son.

A mis directores de tesis, Ing. Marlene Reyes Castillo por creer en este proyecto, hacer posible su elaboración, compartirme su conocimiento y brindarme su apoyo. Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara por aceptar este proyecto, aconsejarme y guiarme para poder concluirlo de forma correcta. Gracias por su tiempo en este largo proceso.

A mis sinodales, por brindarme su tiempo, apoyarme a pesar de encontrarnos en una época difícil, orientarme y complementar con su conocimiento y experiencia este trabajo.

A todos, infinitas gracias, que este sea un recordatorio de que la constancia y el esfuerzo traen las mejores recompensas

Tabla de contenido

Resumen	XIII
Abstract	XIV
Objetivo	XV
Alcances	XV
Introducción	XVI
1. Antecedentes	1
1.1 Yacimiento no convencional	1
1.2 Triángulo de recursos.....	2
1.3 Clasificación de los yacimientos no convencionales	4
1.3.1 Areniscas de baja permeabilidad.....	4
1.3.2 Gas asociado a los mantos de carbón.....	4
1.3.3 Oil shale	5
1.3.4 Shale gas y Shale oil.....	5
1.4 Principales parámetros en la definición de un yacimiento no convencional.....	6
1.4.1 Materia orgánica	7

1.4.2 Kerógeno.....	7
1.4.3 Madurez térmica	9
1.4.4 Reflectancia de la vitrinita	9
1.4.5 Análisis mineralógico y litológico.....	10
2. Potencial de shale gas en México.....	11
2.1 Provincia de Chihuahua	13
2.2 Provincia Sabinas-Burro-Picachos	15
2.3 Provincia Burgos	18
2.5 Provincia Tampico-Misantla	21
2.6 Provincia de Veracruz	24
2.7 Pozos desarrollados en las provincias petroleras de México	26
3. Recursos en yacimientos shale gas.....	29
3.1 Definiciones y clasificaciones de recursos de acuerdo con el PRMS.....	31
3.1.1 Volumen total de hidrocarburo inicial (PIIP por sus siglas en inglés).	33
3.1.2 PIIP descubierto.	33
3.1.3 Recursos prospectivos.	34
3.1.4 Recursos contingentes.	34

3.1.5 Reservas.....	34
3.1.6 Reservas probadas.....	35
3.1.7 Reservas probables.....	35
3.1.8 Reservas posibles.....	35
3.2 Métodos analíticos para la estimación de volúmenes recuperables.....	36
3.2.1 Análogos.....	37
3.2.2 Análisis volumétrico.....	38
3.2.3 Balance de materia.....	38
3.3 Métodos para estimar el rango de incertidumbre en cantidades recuperables.....	38
3.3.1 Escenario determinista.....	39
3.3.2 Escenario determinista incremental.....	39
3.3.3 Método probabilístico.....	40
3.3.4 Método geoestadístico.....	40
3.3.5 Método multiescenario.....	40
3.4 Consideraciones presentadas para los yacimientos no convencionales dentro del PRMS.....	41
3.4.1 Comportamiento de pozos shale.....	42
3.4.2 Perforación y desarrollo de un pozo shale.....	42

3.4.3 Problemas comerciales	43
3.5 Criterios para declarar reservas en yacimientos no convencionales	44
4. Parámetros técnicos para la evaluación de reservas en yacimientos no convencionales.....	47
4.1 Espesor neto impregnado (Net pay)	47
4.1.1 Net pay en yacimientos no convencionales	50
4.1.2 Trabajos previos en Net pay	50
4.1.3 Discriminantes Net pay	51
4.1.4 Intervalos Net pay (Cut-offs)	51
4.2 Sweet spots	52
4.3 Propiedades mecánicas de la roca	54
4.3.1 Módulo de Young.....	55
4.3.2 Relación de Poisson	56
5. Métodos para la estimación de reservas en yacimientos no convencionales.....	57
5.1 Comportamiento de flujo para pozos horizontales	57
5.1.2 Periodo de flujo transitorio	58
5.1.3 Periodo de flujo transitorio tardío	58

5.1.4 Periodo de flujo pseudoestacionario (flujo dominado por fronteras).....	58
5.2 Análogos.....	59
5.3 Método volumétrico	59
5.4 Balance de materia	61
5.5 Análisis de curvas de declinación	62
5.6 Análisis de flujo transitorio	63
5.7 Simulación numérica.....	63
5.8 Análisis de curvas de declinación para yacimientos shale gas.....	64
5.8.1 Método de Arps.....	64
5.8.2 Método Hiperbólico modificado	69
5.8.3 Power Law Exponential Decline (PLED)	72
5.8.4 Stretched Exponential Production Decline (SEPD)	75
5.8.5 Stretched Exponential Production Decline (SEPD) Modificado	77
5.8.6 Método de Duong	79
5.8.7 Logistic Growth Model	84
6. Aplicación de los métodos DCA para yacimientos no convencionales en pozos dentro de México	89
6.1 Pozos utilizados para caso de estudio.....	99

6.1.1 Emergente-1	99
6.1.2 Percutor-1	100
6.1.3 Habano-1	102
6.2 Condideraciones para cada pozos de estudio.....	103
7. Análisis de resultados	106
7.1 Resultados obtenidos del pozo Emergente-1	106
7.2 Resultados obtenidos del pozo Habano – 1	112
7.3 Resultados obtenidos del pozo Percutor – 1	119
Conclusiones	132
Recomendaciones.....	134
Referencias	135

Índice de Figuras

Capítulo 1. Antecedentes

Figura 1.1 Triángulo de los recursos (Holditch, 2006)..... 3

Figura 1.2 Tipos de kerógeno e hidrocarburo que generan (Modificado de Van Krevelen, 1950)..... 8

Figura 1.3 Correlación de la reflectancia, la temperatura y profundidad para yacimientos shale gas (Glorioso, 2012) 9

Capítulo 2. Potencial de shale gas en México

Figura 2.1 Provincias petroleras en México con recursos no convencionales 12

Figura 2.2 Provincia de Chihuahua..... 13

Figura 2.3 Provincia Sabinas y Burro Picachos..... 16

Figura 2.4 Provincia de Burgos..... 19

Figura 2.5 Provincia de Tampico Misantla..... 22

Figura 2.6 Provincia de Veracruz..... 24

Capítulo 3. Reservas en yacimientos shale gas

Figura 3.1 Evaluación de las propiedades en un proyecto shale gas (Aldrich, 2017)..... 31

Figura 3.2 Cuadro de clasificación de recursos para aceite y gas (PRMS, 2018) 33

Figura 3.3 Probabilidad existente en la categorización de reservas (CNH,2012) 36

Capítulo 4. Parámetros técnicos para la evaluación de reservas en yacimientos no convencionales

Figura 4.1 Evaluación del espesor para yacimientos convencionales(a) y yacimientos no convencionales (b) (Worthington, 2013)..... 49

Figura 4.2 Parámetros cut off utilizados en los reportes de estudio de diversos campos de shale gas (Modificado de: Worthington, 2013) 52

Figura 4.3 Aspectos a evaluar para definir un "sweet spot" (Modificado de: Aldrich, 2018) 54

Capítulo 5. Métodos para la estimación de reservas en yacimientos no convencionales

Figura 5.1 Gráfica de gasto vs producción acumulada de una ecuación Hiperbólica de Arps con diferentes valores de b 68

Figura 5.2 Gráfico especializado del método de Yu (Yu et al., 2013)..... 79

Figura 5.3 Cuatro pasos para la aplicación del método de Duong (Duong, 2010)..... 83

Figura 5.4 Método gráfico para modelo Logistic Growth Model (Clark et a., 2011) 87

Capítulo 6. Aplicación de los métodos DCA para yacimientos no convencionales en pozos dentro de México

Figura 6.1 Provincias petroleras en México con recursos no convencionales (CNH, 2019) 90

Figura 6.2 Pozos perforados dentro de las provincias petroleras con recursos no convencionales (CNH, 2019) 91

<i>Figura 6.3 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Emergente-1 (CNH, 2019)</i>	<i>99</i>
<i>Figura 6.4 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Emergente-1</i>	<i>100</i>
<i>Figura 6.5 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Percutor - 1 (CNH, 2019)</i>	<i>101</i>
<i>Figura 6.6 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Percutor-1</i>	<i>101</i>
<i>Figura 6.7 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Habano - 1 (CNH, 2019)</i>	<i>102</i>
<i>Figura 6.8 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Habano-1</i>	<i>103</i>

Capítulo 7. Análisis de Resultados

<i>Figura 7.1 Pozo Emergente - 1, resultados al método de Duong</i>	<i>106</i>
<i>Figura 7.2 Pozo Emergente - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado</i>	<i>107</i>
<i>Figura 7.3 Pozo Emergente - 1, resultados al método PLED</i>	<i>108</i>
<i>Figura 7.4 Pozo Emergente - 1, resultados al método YM- SEPD</i>	<i>109</i>
<i>Figura 7.5 Pozo Emergente - 1, resultados al método LGM</i>	<i>110</i>
<i>Figura 7.6 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Emergente-1</i>	<i>111</i>
<i>Figura 7.7 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Emergente-1</i>	<i>112</i>
<i>Figura 7.8 Pozo Habano - 1, resultados al método de Duong</i>	<i>113</i>
<i>Figura 7.9 Pozo Habano - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado</i>	<i>114</i>
<i>Figura 7.10 Pozo Habano - 1, resultados al método PLED</i>	<i>115</i>

<i>Figura 7.11 Pozo Habano - 1, resultados al método YM SEPD.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 7.12 Pozo Habano - 1, resultados al método LGM.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 7.13 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Habano-1.....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 7.14 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Habano-1</i>	<i>119</i>
<i>Figura 7.15 Pozo Percutor - 1, resultados al método de Duong.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 7.16 Pozo Percutor - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 7.17 Percutor - 1, resultados al método PLED.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 7.18 Percutor - 1, resultados al método YM SEPD.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 7.19 Percutor - 1, resultados al método LGM</i>	<i>124</i>
<i>Figura 7.20 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Percutor -1.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 7.21 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Percutor-1.</i>	<i>126</i>

Índice de tablas

Capítulo 2. Potencial de shale gas en México

Tabla 2.1 Formaciones con recursos shale en la provincia de Chihuahua 14

Tabla 2.2 Formaciones con recursos shale en la provincia de Sabinas-Burro-Picachos... 17

Tabla 2.3 Formaciones con recursos shale en la provincia de Burgos..... 19

Tabla 2.4 Formaciones con recursos shale en la provincia de Tampico Misantla23

Tabla 2.5 Formaciones con recursos shale en la provincia de Veracruz25

Tabla 2.6 Pozos no convencionales perforados en las provincias de México.....26

Capítulo 5. Métodos para la estimación de reservas en yacimientos no convencionales

Tabla 5.1 Declinaciones propuestas por Arps (Modificado de: Mahmoud, 2018)..... 66

Capítulo 6. Aplicación de los métodos DCA para yacimientos no convencionales en pozos dentro de México

Tabla 6.1 Recursos prospectivos no convencionales en las provincias petroleras de México (CNH,2019)..... 91

Tabla 6.2 Pozos exploratorios perforados en yacimientos shale de México (CNH, 2019) 92

Tabla 6.3 Reservas probadas de gas en yacimientos no convencionales en México..... 95

Tabla 6.4 Comparación de métodos DCA para yacimientos no convencionales 96

Tabla 6.5 Fortalezas y debilidades de cada modelo DCA para yacimientos no convencionales..... 97

Capítulo 7. Análisis de Resultados

Tabla 7.1 Resultados por pozo de cada parámetro obtenido en los métodos utilizados . 126

Tabla 7.2 Comparación de la producción acumulada y EUR obtenidas con cada uno de los métodos utilizados..... 129

Resumen

El cálculo y la estimación de reservas en los yacimientos convencionales y no convencionales, toma un gran papel en la determinación de la recuperación final estimada (EUR) de un campo o yacimiento de hidrocarburos. Actualmente existen guías propuestas por diversas organizaciones internacionales, tales como la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts y la European Association of Geocentist Engineers (EAGE).

Tales asociaciones permiten llevar a cabo una estimación y clasificación de las reservas y recursos petroleros para yacimientos convencionales y no convencionales. Dentro de este trabajo se presenta la definición actual de lo que se considera un recurso no convencional, basado en las características geológicas, las particularidades que el mismo presenta, y lo más importante, la razón por la que se clasifican de dicha forma.

México cuenta con un gran potencial de recursos no convencionales (gas y aceite en lutitas) y para poder explotarlos, es necesario identificarlos dentro de las cuencas petroleras existentes en la nación para posteriormente evaluarlos; determinando así el volumen recuperable con el que cuentan. Así, se requiere clasificarlos adecuadamente, ya sea en recursos o reservas.

Uno de los problemas al evaluar los recursos no convencionales es que no se ha conciliado un procedimiento para la valoración de los mismos, por lo que, a falta de un estándar, se utilizan los métodos de estimación de los recursos convencionales. En esta investigación se presentan algunas características que podrían ser

consideradas en la determinación de reservas para yacimientos de shale gas (gas de lutitas), así como los métodos ya probados en distintos campos de shale, mismos que han mostrado resultados satisfactorios. Esto con el objetivo de ser aplicados en los campos que están en espera de desarrollo dentro del territorio nacional.

Abstract

The estimation of reserves in conventional and unconventional deposits takes a large role in determining the estimated ultimate recovery (EUR) for a field or reservoir of hydrocarbons. Currently there are guides proposed by various international organizations such as the Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicist (SEG), Society of Petrophysicist, Well Lod Analyst (SWPLA) and the European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE) that allow us to carry out an estimation and classification of oil reserves and resources for conventional and non-conventional oil and gas deposits. Within this work is presented in the first chapters the current definition of what is considered a non-conventional resource based on the geological characteristics, the particularities that this has and most importantly, the reason why they are classified in that way.

Currently Mexico has a great potential of unconventional resources (shale gas and shale oil), to be able to exploit them, it is necessary to identify them within the oil basins existing in the Mexican Republic, to later evaluate them; thus, determining the recoverable volume with which they count. Subsequently, it is required to classify them in an appropriate way, either in resources or in reserves.

One of the problems in evaluating unconventional resources is that a method for evaluating non-conventional resources has not been reconciled, so in the absence of a standard, methods for estimating conventional resources are used. This

research presents some characteristics that could be considered in the determination of reserves for shale gas deposits (shale gas) as well as the methods already tested in different fields of shale, which have shown satisfactory results. The above, with the aim that they can be applied in the fields that are awaiting development within the national territory.

Objetivo

Aplicar cinco métodos de curvas de declinación (DCA) a tres pozos no convencionales perforados en las provincias petroleras de Burgos y Sabinas en México, analizando su pronóstico de producción y documentado las reservas obtenidas para cada uno.

Alcances

- Definir los tipos de recursos no convencionales, mostrar las características de un yacimiento convencional y de uno no convencional.
- Mostrar los recursos no convencionales disponibles dentro de las cuencas mexicanas, así como brindar algunos datos relevantes de cada pozo perforado en la región.
- Mostrar la clasificación que da el PRMS a los recursos petroleros de acuerdo a su incertidumbre de extracción, tanto de recursos convencionales como de recursos no convencionales.
- Describir y definir los métodos de curvas de declinación que pueden ser utilizados para el pronóstico en pozos y yacimientos no convencionales.
- Mostrar los resultados de los modelos aplicados a tres pozos no convencionales pertenecientes a las cuencas de Burgos y Sabinas en México.

Introducción

El gas de lutitas o shale gas se ha convertido en un recurso importante en la producción y generación de energía, derivado de la aplicación de técnicas de perforación horizontal en los pozos, así como el fracturamiento hidráulico desde finales de la década de 1980. Para mostrar el impacto que actualmente tienen estos recursos se hace referencia a la **figura 1a**, en donde se observa que el gas natural representa aproximadamente una cuarta parte del suministro de energía a nivel mundial. Por otro lado, en la **figura 1b**, se muestra que el shale gas representa más de la mitad del gas que se produce actualmente en los Estados Unidos. De acuerdo con la Energy Information Agency (EIA por sus siglas en inglés), la producción de shale gas podría aumentar en un 70% para el año 2050 (EIA, 2019).

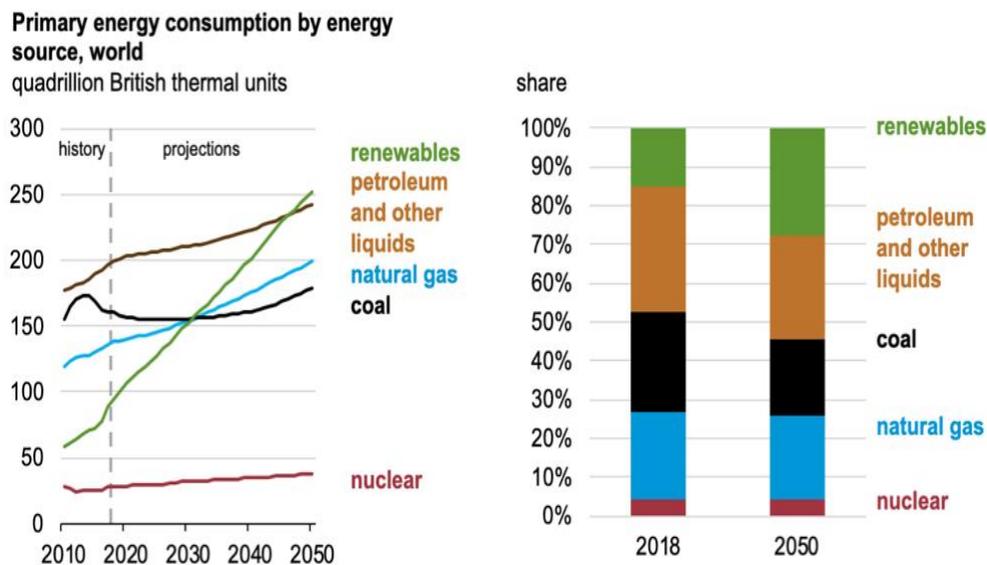


Figura 1.a Generación de energía por tipo de recurso (EIA,2019)

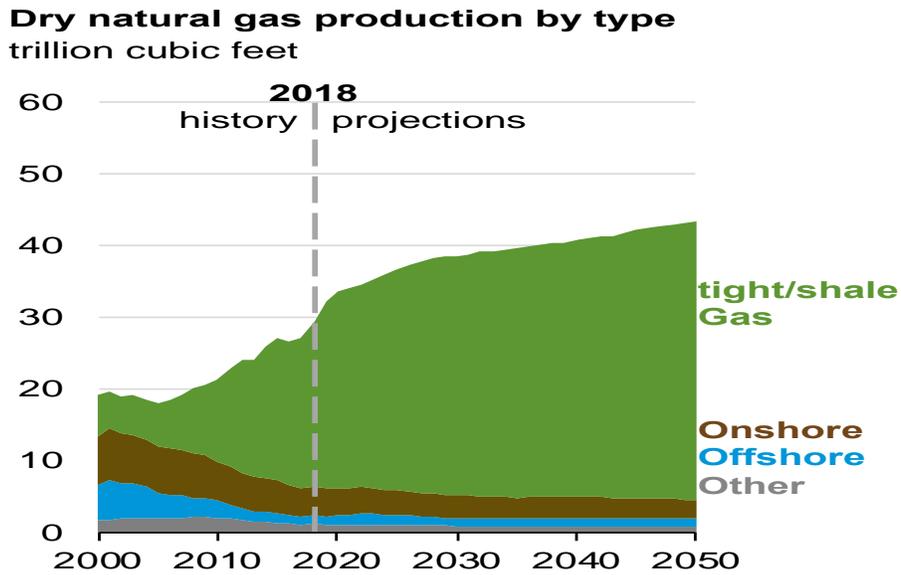


Figura 1.b Producción de gas natural (EIA,2019)

Las formaciones de lutitas se caracterizan por poseer rocas de baja permeabilidad asociadas a un contenido alto de materia orgánica. Dentro de las lutitas, el gas contenido se encuentra principalmente libre o absorbido en la matriz de la roca, además de poseer componentes como dióxido de carbono, nitrógeno o hidrógeno. La coexistencia de estos componentes ha planteado un gran desafío para la investigación y desarrollo de los yacimientos de gas shale.

Para obtener un pronóstico de producción en formaciones de lutitas aceptable, se requiere de información petrofísica precisa, la cual permite crear un modelo de simulación que nos acerque a resultados razonables, sin embargo, este proceso es costoso y lleva tiempo. En las últimas décadas se han propuesto y comparado diversos modelos de curvas de declinación (DCA por sus siglas en inglés) para yacimientos convencionales, las cuales con el tiempo se han adecuado y han migrado a su aplicación en yacimientos no convencionales.

La evaluación de hidrocarburos en los yacimientos no convencionales requiere de un seguimiento y desarrollo distintos al de un yacimiento convencional, asimismo, existen diversos enfoques para poder lograr una evaluación acertada que permita disminuir la incertidumbre al momento de realizar un pronóstico. Dichos enfoques se conforman por los modelos empíricos, semi-analíticos, análogos, simulación numérica y probabilísticos. Durante el desarrollo de esta tesis se revisarán 6 modelos DCA para recursos no convencionales, se proporcionará la teoría y las aplicaciones más actuales de tales proyecciones.

1. Antecedentes

1.1 Yacimiento no convencional

Definir de forma concreta a un yacimiento no convencional es una tarea ardua, ya que existen distintas formas de referirse a ellos, ya sea por sus características geológicas, permeabilidad, calidad del hidrocarburo que contienen o los retos tecnológicos y económicos que implican. Con el paso del tiempo y el creciente interés por este tipo de recursos, además del impacto económico tan favorable que han tenido tanto en los últimos años como en la actualidad, la necesidad de definirlos de manera precisa se ha convertido en una prioridad.

En general, los denominados hidrocarburos convencionales son más fáciles de explotar que los no convencionales, esto se determina con base en las capacidades tecnológicas, recursos económicos, humanos, en la recopilación de información, tiempo y la investigación que se requiere para el desarrollo de cada yacimiento. Las definiciones que se presentan generalmente solo engloban a una pequeña parte del proceso de extracción de recursos no convencionales.

Para fines de esta investigación, que esta enfocada principalmente a recursos no convencionales, denominados gas en lutitas (shale gas en inglés), y para diferenciarlos de un yacimiento convencional, se utiliza la siguiente definición:

Los yacimientos no convencionales son aquellos que no pueden ser explotados con tasas de flujo ni con volúmenes económicamente rentables a menos de que el pozo sea estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico, con pozos horizontales, multilaterales o alguna otra técnica que conecte al yacimiento con la superficie (The National Petroleum Council, 2007).

Los yacimientos no convencionales de gas o aceite, son aquellos que corresponden a sedimentos de baja o de ultra baja permeabilidad que producen generalmente gas seco; los yacimientos convencionales son aquellos que presentan permeabilidades mayores a 0.1[mD], y por debajo de este valor se clasifican a los yacimientos como no convencionales. La mayoría de los yacimientos de baja permeabilidad que se han desarrollado son provenientes de areniscas; a pesar de esto, se sabe que cantidades significativas de gas y aceite pueden ser recuperadas a partir de carbonatos de baja permeabilidad, de lutitas o de metano atrapado en capas de carbón.

A diferencia de la estructura geológica con la que cuentan los yacimientos convencionales, el concepto de no convencional hace referencia a las formaciones que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos, en otras palabras, la roca generadora del sistema petrolero será la propia roca almacenadora.

1.2 Triángulo de Recursos

Una de las formas para entender y definir a un yacimiento no convencional es revisar el concepto del triángulo de los recursos (*figura 1.1*).

John Masters, fundador de la Canadian Hunter en Calgary, durante la década de 1970, publicó dicho concepto: el triángulo está basado en la idea de que los recursos naturales se distribuyen logarítmicamente dentro de la naturaleza, es decir, que los recursos de mayor calidad se encuentran en formaciones o volúmenes pequeños. Una vez encontrados, su extracción resulta más sencilla, no obstante, el principal reto es encontrar dichas acumulaciones o formaciones contenedoras de tal recurso natural con alto grado de valor o calidad.

A medida que se profundiza en el triángulo, se encuentran los yacimientos o formaciones de menor grado, esto significa que propiedades como la permeabilidad tendrán valores muy bajos, dificultando la extracción del recurso contenido en ellas; la extensión de dichas formaciones será muy grande a diferencia de las formaciones de mayor y mejor calidad.

Los depósitos de gas en yacimientos de baja permeabilidad requieren de un alcance tecnológico mejorado, lo que representa un mayor costo para extraerlos, además requieren de precios adecuados dentro del mercado para que puedan tener un desarrollo y extracción económicamente viables. El concepto del triángulo de los recursos aplica para todas las cuencas productoras de hidrocarburos en el mundo.

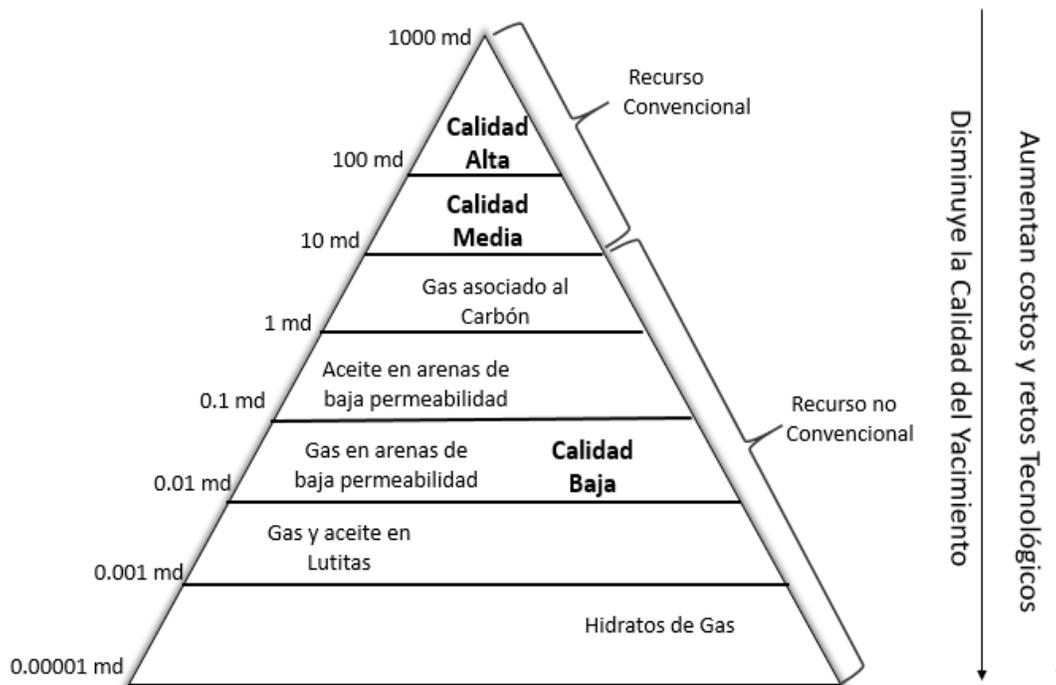


Figura 1.1 Triángulo de los recursos (Holditch, 2006)

1.3 Clasificación de los yacimientos no convencionales

1.3.1 Areniscas de baja permeabilidad

Se le conoce así al gas natural contenido en areniscas compactas de baja porosidad y baja permeabilidad, este tipo de yacimientos generalmente están formados por areniscas. Por lo general, son muy similares a los yacimientos convencionales, sin embargo, su diferencia principal es que un yacimiento de areniscas compactas tiene una matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0.1 mD. Esta baja permeabilidad se le atribuye a los sedimentos finos que forman parte de la matriz, a la compactación y cementación de dichos sedimentos. Para recuperar el gas en este tipo de yacimientos es necesario perforar un número superior de pozos, esto con el objetivo de tener un área mayor, es decir, que la conectividad hidráulica sea favorable y el radio de drene aumente además de apoyarse en programas de fracturamiento inducido.

1.3.2 Gas asociado a los mantos de carbón

El carbón es una roca sedimentaria que contiene más del 50% de materia orgánica. A comparación de las lutitas, que contienen menos de este porcentaje, presentan un alto volumen de metano contenido en un sistema de doble porosidad comprendido por microporos dentro de la matriz y un sistema de fracturas generadas naturalmente llamadas diaclasas (también conocidas como *cleats*) que se encuentran orientadas perpendicularmente a la estratificación, logrando así, una mayor conductividad para el flujo de los fluidos. Para extraer el gas, se necesita perforar un pozo y bombear agua por un periodo de tiempo igual o mayor a dos años dependiendo de las características del yacimiento y la cantidad de agua presente en el mismo. Dicho proceso permite liberar el gas contenido en el carbón para llevarlo a la superficie a través de los pozos.

1.3.3 Oil shale

La mineralogía de este tipo de yacimientos no siempre está presente en arcillas o lutitas ricas en materia orgánica, también se pueden presentar en rocas carbonatadas, aunque generalmente se definen como rocas sedimentarias de grano muy fino, las cuales contienen grandes volúmenes de materia orgánica inmadura o kerógeno, estas no fueron expuestas a las temperaturas y presiones requeridas para convertirse en aceite.

1.3.4 Shale gas y shale oil

El término “shale” hace referencia a una estructura laminar que se fractura fácilmente en algunas rocas. Por otra parte, este término también se utiliza para referirse a rocas de grano fino compuestas principalmente por limos y arcillas. El gas natural y aceite se encuentran almacenados en ellas debido a la baja permeabilidad que poseen. Los sedimentos que dan lugar a este tipo de depósitos no convencionales, generalmente tienen orígenes marinos o lacustres, sin embargo, es posible encontrar materia orgánica tanto en sedimentos terrestres como marinos, así como en distintos sistemas sedimentarios.

Actualmente es posible encontrar diversas formaciones con un gran volumen y potencial de hidrocarburos, no obstante, antes de conocer el gran potencial de este tipo de formaciones, únicamente se les asociaba con la generación de hidrocarburos, aunque, en los últimos años se ha demostrado que tienen la capacidad de producir hidrocarburos con un alto valor comercial.

Para fines de este trabajo, a partir de este momento, nos enfocaremos en yacimientos de gas en lutitas (de ahora en adelante referido como shale gas). Los shale gas se definen como una variedad de rocas compuestas por partículas de grano muy fino menores a 4 micrones de diámetro, pero que en algunos casos contienen partículas mayores a los 62.5 micrones de diámetro. Los yacimientos de

shale gas no cuentan con la estructura de un yacimiento convencional, además de no presentar contacto gas-agua o aceite agua; esto se debe a que la misma roca actúa como yacimiento y solo estará presente la parte total o remanente del hidrocarburo (gas o aceite).

Es importante mencionar que no todas las formaciones de shale son recursos potenciales para poder extraer gas, debido a que algunas no presentan las características que permitan la generación de hidrocarburos. Otro aspecto importante es la baja permeabilidad que se encuentra en un rango de nano Darcy (nD), la medición y determinación de esta propiedad en las lutitas es difícil y en muchos casos cuando se logra determinar no tiene la exactitud deseada. Se ha calculado que de forma natural una molécula del gas contenido en la matriz de la roca se movería en un orden de 10 a 50 pies por año a través de ella.

1.4 Principales parámetros en la definición de un yacimiento no convencional

Existen diversos parámetros del yacimiento que muchas veces no son considerados para el aprovechamiento de los yacimientos convencionales de gas natural, pero que para los yacimientos no convencionales toman gran importancia con el objetivo de evaluar la viabilidad económica, el desarrollo, las técnicas de perforación terminación y producción de las lutitas. El contenido total de materia orgánica (TOC por sus siglas en inglés), tipo de kerógeno, madurez térmica, mineralogía, litología, fragilidad de la roca, la existencia de fracturas naturales, sistemas termogénicos y biogénicos, espesor, porosidad, permeabilidad, entre otros, son los parámetros a considerar para el desarrollo de estos recursos. De acuerdo con el Atlas Geológico de recursos no convencionales publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2017), este tipo de recursos se consideran exitosos cuando cumplen con al menos las siguientes características:

- Enriquecida en materia orgánica: TOC > 2, y kerógeno tipo II y III

- Madurez térmica: > 0.8% Ro (aceite), > 1.2 %Ro (Gas)
- Espesor: 15 - 30 m
- Profundidades: > 900 m y < 3,000 m
- Composición Litológica > 50% cuarzo y/o carbonatos
- Aceite y/o gas libre en espacios de poros (micro, nanoporosidad) y fractura
- Gas absorbido en el kerógeno y partículas arcillosas.

1.4.1 Materia orgánica

Compuesta principalmente por restos de microorganismos, fósiles y materia procedente de plantas u organismos que proveen las cantidades necesarias de carbón y átomos de oxígeno para dar origen al gas natural; se define como la cantidad de materia orgánica disponible para convertirse en hidrocarburo (TOC por sus siglas en inglés). Las reacciones químicas que resultan de la madurez de la materia orgánica son las responsables de la producción de gas, aceite, bitumen y carbón que contribuyen a la generación a partir de materia orgánica.

Con frecuencia, los términos TOC y kerógeno se usan indistintamente y puede ser difícil diferenciarlos, pero un aspecto importante que ayuda a distinguirlos es que el kerógeno madura para producir gas y aceite; dicha acumulación disminuirá, mientras que el contenido orgánico (TOC) permanece constante hasta que los hidrocarburos sean expulsados o migren a otros depósitos.

1.4.2 Kerógeno

Se le denomina así a la materia orgánica que ocupa una porción dentro de las rocas sedimentarias, esta es la precursora de los hidrocarburos y es insoluble a los

solventes orgánicos comunes. Existen cuatro tipos de kerógeno. Tal como se muestra en la **figura 1.2**.

- Kerógeno tipo I: Genera Aceite
- Kerógeno tipo II: Genera gas húmedo
- Kerógeno tipo III: Genera gas seco
- Kerógeno tipo IV: No genera hidrocarburos

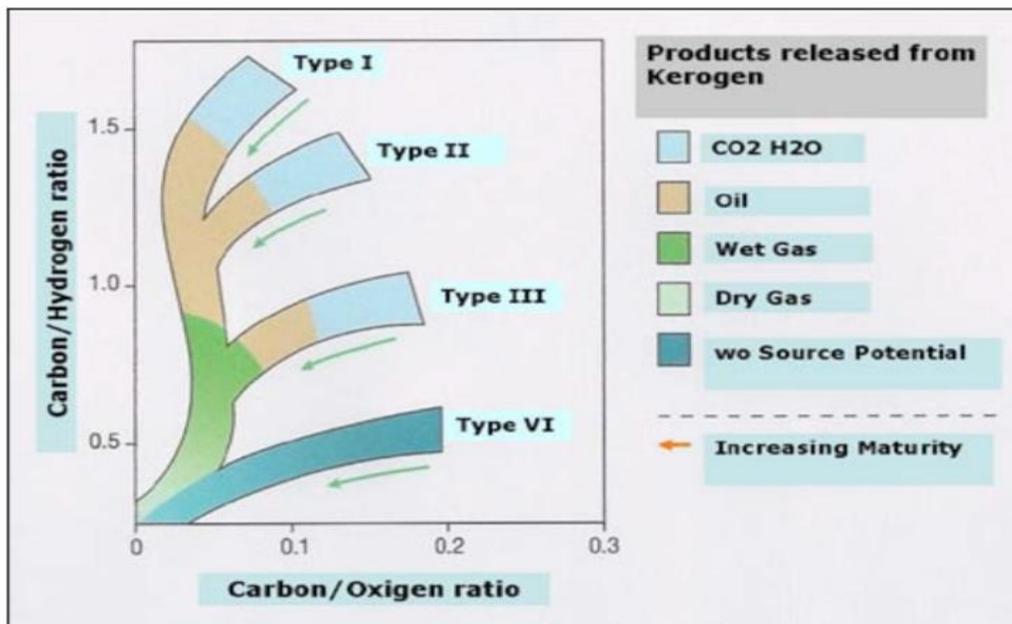


Figura 1.2 Tipos de kerógeno e hidrocarburo que generan (Modificado de Van Krevelen, 1950)

También existen acumulaciones de gases en las que la materia orgánica no ha sido sometida a gradientes geotérmicos lo suficientemente fuertes como para generar hidrocarburos, sin embargo, existe suficiente acción de bacterias para generar gas biogénico en formaciones de lutitas que ha sido absorbido por la materia orgánica.

1.4.3 Madurez térmica

Es la cantidad de calor a la cual la formación debe ser expuesta para convertir la materia orgánica en hidrocarburos. A mayores profundidades se encuentran temperaturas más elevadas que favorecen la generación de hidrocarburos. La madurez térmica de la materia orgánica representa un elemento crítico en las formaciones shale. El proceso de madurez disminuye gradualmente el contenido de kerógeno, pero solo produce cambios en el contenido orgánico (TOC) cuando ocurre la migración del hidrocarburo.

1.4.4 Reflectancia de la vitrinita

Es la técnica más utilizada para determinar la madurez térmica de la materia orgánica contenida en la roca, mide la cantidad de luz reflejada en los macérales de la roca. La reflectancia de la vitrinita es la clave para estimar el nivel de madurez térmica de la materia orgánica y puede medirse principalmente en muestras de la formación. En la **figura 1.3** se muestra la correlación de la reflectancia contra la profundidad en un yacimiento en lutitas.

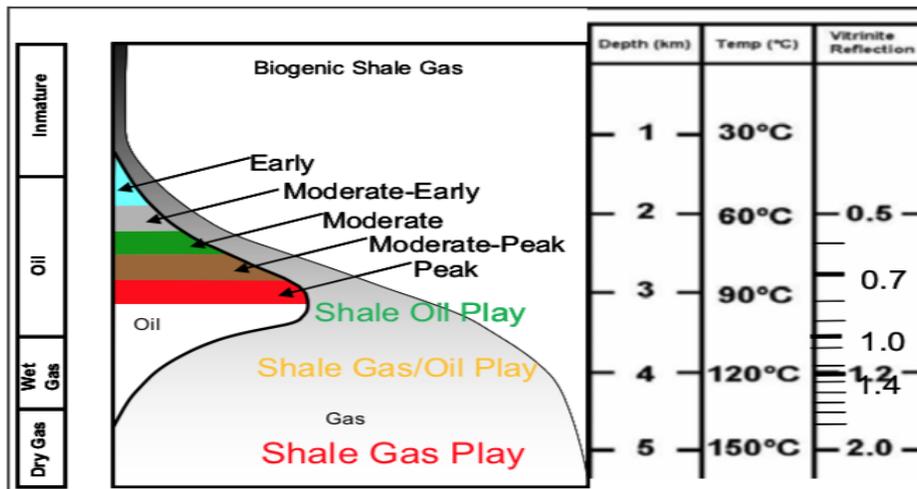


Figura 1.3 Correlación de la reflectancia, la temperatura y profundidad para yacimientos shale gas (Glorioso, 2012)

1.4.5 Análisis mineralógico y litológico

Cuantifica la cantidad de materia orgánica, determina la porosidad e identifica los minerales que contiene la roca por medio de petrografía o microscopía electrónica. Uno de los propósitos más importantes del fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones es conectar las fracturas existentes, o bien, crear nuevos canales de flujo para el gas.

Principalmente el gas se encuentra almacenado dentro del yacimiento en tres formas:

1. Gas libre
 - a. Dentro de los poros de la matriz
 - b. En las fracturas naturales de la formación
2. Gas absorbido
 - a. Adsorbido (de forma química) a la materia orgánica y a la superficie de los minerales dentro de las fracturas.
 - b. Absorbido (de forma física) a la materia orgánica y a la superficie de los minerales dentro de la matriz.
3. Disuelto
 - a. En los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen

El mejor método para establecer el contenido de gas en los yacimientos de lutitas, proviene principalmente de los análisis de curvas de declinación en pozos con producción disponible. Sin embargo, el desarrollo de estos recursos es relativamente nuevo y en muchas áreas no existe la información suficiente para establecer una tendencia o comportamiento confiable del pozo. Los métodos para estimar el contenido o volumen del gas disponible en los yacimientos shale pueden ser directos e indirectos y se explicarán durante el desarrollo de este trabajo.

2.Potencial de shale gas en México

México cuenta con un gran potencial para el desarrollo de recursos tipo shale gas y shale oil. Estos recursos prospectivos son formaciones de lutitas, ricas en contenido orgánico y se encuentran almacenados en depósitos de origen marino pertenecientes a las edades del Jurásico y Cretácico principalmente, cuentan con la suficiente profundidad y madurez térmica que dieron paso a la generación de shale gas/oil en el país. Algunas de estas formaciones se encuentran correlacionadas con campos productores de shale gas en Estados Unidos, especialmente Eagle Ford y Haynesville. Los depósitos de origen marino de shale gas con los que cuenta México, presentan una calidad de roca aceptable, pero su estructura geológica se considera más compleja que la de la unión americana. En comparación con las formaciones de lutitas en Texas, las formaciones de México presentan menos continuidad en su estructura geológica. Lo anterior se asocia a la compactación y presencia de fallas de la Sierra Madre Occidental en territorio mexicano, creando así una serie de discontinuidades.

Los recursos prospectivos que son técnicamente recuperables están estimados en 545 [MMMMpc] de gas natural y 13.1 [MMMbl] de barriles de aceite y condensado, por otra parte, la cuenca de Sabinas tiene una estimación de 124 [MMMMpc] de gas asociados con las formaciones de Eagle Ford y La Casita; la principal desventaja en esta cuenca es su estructura fracturada y fallada lo que dificulta su extracción y correcta caracterización. Las formaciones con una estructura geológica más favorable son las pertenecientes a las cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz, las cuales aportan 28 [MMMMpc] de gas y 6.8 [MMMbl] de aceite (CNH, 2017).

De acuerdo con datos obtenidos de Petróleos Mexicanos (Energy Information Administration, 2015), una evaluación inicial realizada en 2011 muestra que la estimación de reservas P90 es de 150 [MMMMpc], mientras que para las reservas P10 es de 459 [MMMMpc] y para estimación de reservas P50 se cuenta con 297

[MMMMpc]. En comparación con las reservas actuales que cuenta México, se observa que al alcanzarse e incorporarse estos volúmenes las reservas nacionales aumentarían significativamente.

La localización de los recursos shale gas se da principalmente en las siguientes provincias petroleras: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Veracruz y Tampico Misantla, en la **figura 2.1** se muestra la distribución de cada una de ellas definiendo sus límites dentro de la República Mexicana.



Figura 2.1 Provincias petroleras en México con Recursos no Convencionales

2.1 Provincia de Chihuahua

Tiene una superficie de 116,708 km² y se localiza en la porción norte de México. Ocupa principalmente la parte norte del estado de Chihuahua, colinda al noreste con Estados Unidos, al occidente con la provincia geológica faja volcánica de la Sierra Madre Occidental y al sur con la provincia geológica plataforma de Coahuila. Tal como se muestra en la **figura 2.2**, cuenta con una columna estratigráfica con 7,000m de espesor, está compuesta por rocas siliciclásticas y carbonatos con lutitas.



Figura 2.1 Provincia de Chihuahua

Las formaciones que contienen potencial dentro de la provincia de Chihuahua son las que se indican en la **tabla 2.1**.

Tabla 2.1 Formaciones con recursos shale en la provincia de Chihuahua

Formación La Casita Esta formación es considerada como una de las más importantes generadoras de hidrocarburos por su contenido orgánico, espesor y distribución regional	
Edad Geológica	Jurásico Superior (Kimmerigdiano-Titoniano)
Tipo de roca	Lutitas calcareas con espesores de entre 80 y 90m
COT	Varía de regular a buena (0.5-2.0%)
Tipo de kerógeno	Tipo II-III, Maduro
Reflectancia de la vitrinita	Ro= 1.4-2.7%
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de gas
Formación La Peña A esta formación se le considera con potencial para la explotación de recursos no convencionales.	
Edad Geológica	Aptiano superior
Tipo de roca	Calizas arcillosas y lutitas con espesores de entre 50 y 100 m

COT	Varía entre 1.0 y 3.0%
Tipo de kerógeno	Tipo III y II-III maduro a sobremaduro
Reflectancia de la vitrinita	Ro= 1.0-2.0%
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de aceite y condensado

2.2 Provincia Sabinas-Burro-Picachos

La provincia geológica de Sabinas ocupa un área de 42,995.8 km², se encuentra en la parte noreste de México, pertenece al estado de Coahuila y colinda con la parte occidental de Nuevo León. La provincia geológica de Burro-Picachos también es conocida como “península de Tamaulipas”, cubre las entidades federativas de Coahuila y Nuevo León, tal y como se muestra en la **figura 2.3**.

Estas dos provincias geológicas dentro de la industria petrolera mexicana son consideradas como una unidad, es por eso que se refiere como la provincia petrolera de Sabinas-Burro-Picachos.

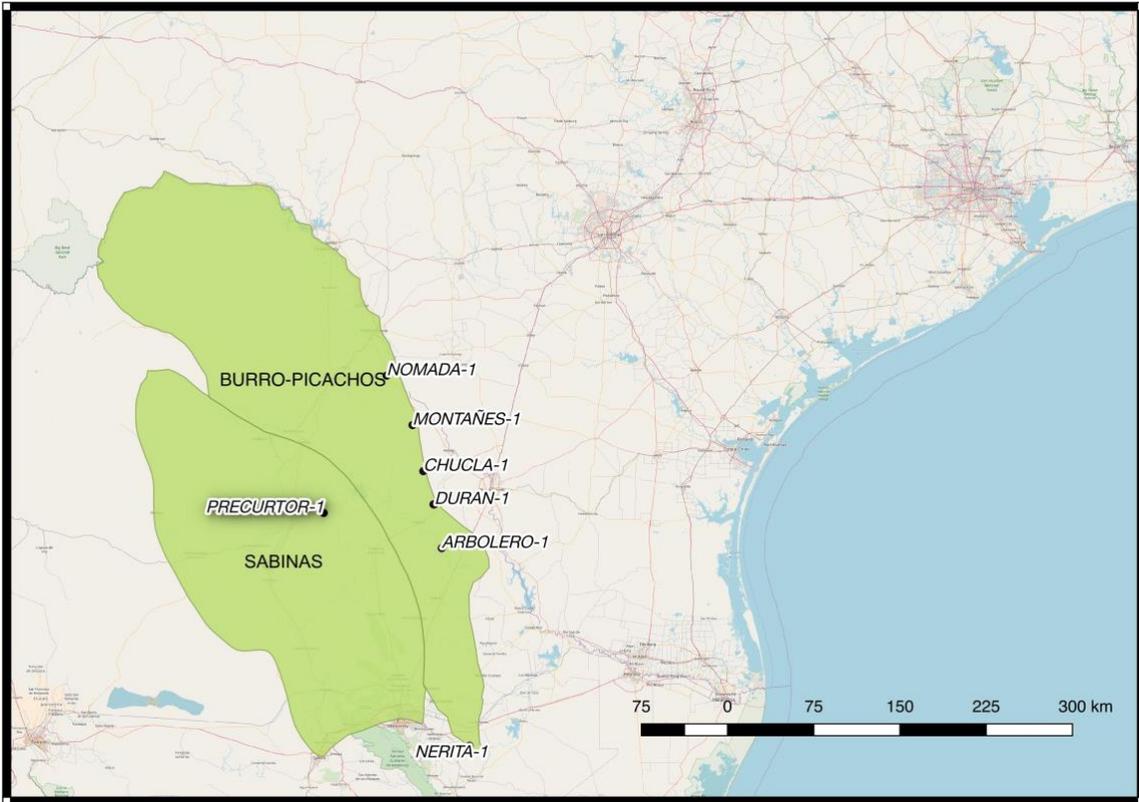


Figura 2.2 Provincia Sabinas y Burro Picachos

Las formaciones que contienen potencial dentro de la provincia de Sabinas-Burro-Picachos son las que se indican en la **tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Formaciones con recursos shale en la provincia de Sabinas-Burro-Picachos

Formaciones La Casita (área Sabinas), Eagle Ford, Titoniano (Área Sabinas y Burro-Picachos)	
Edad Geológica	Mesozoico - Jurásico superior - Cretácico superior
Tipo de roca	Principalmente lutitas y lutitas calcáreas con materia orgánica dispersa.
COT	Varía entre 1.0 y 6.0%
Tipo de kerógeno	Sin Información.
Reflectancia de la vitrinita	Ro= 1.5 %
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de gas seco no asociado

Recursos

Para el área de Sabinas, la cual es principalmente productora de gas, se estimaron recursos que ascienden a 49 MMMMpc de gas seco, para el área que corresponde a Burro-Picachos se estimaron reservas de aceite de 0.6MMMbl, para gas húmedo 6.6MMMpc y para gas seco 11.4 MMMMpc (CNH, 2017) .

Actividades desarrolladas

Las actividades recientes por parte de PEMEX son reportadas en un pozo exploratorio, el cual confirmó la continuación de la formación Eagle Ford en Texas. Este pozo lleva por nombre Percurtor-1 y fue concluido en marzo de 2012; el intervalo productor de gas seco se encuentra a una profundidad de 3,330-3,390m. El pozo mantuvo una producción de 2.17 [MMMMpcd] y se registró una declinación rápida de la producción. En cuanto a la región Burro-Picachos, se perforaron 6 pozos: Nerita- 1, Arbolero- 1, Durian- 1, Chucla-1, Montañés-1 y Nómada- 1.

2.3 Provincia Burgos

Posee una superficie de 73,800 km², se sitúa en el noreste de la República mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León, extendiéndose costa afuera hacia la plataforma continental. Cuenta con 650 km de largo, los cuales abarcan desde Piedras Negras, hasta la costa en el sur; esto se ilustra en la **figura 2.4**. Dicha provincia se expandió durante el Jurásico, convirtiéndose en una plataforma carbonatada con grandes acumulaciones de sal, lo que generó una ligera falla e inclinación dentro de la cuenca; a pesar de ello, es estructuralmente simple y favorable para el desarrollo y explotación de sus recursos.

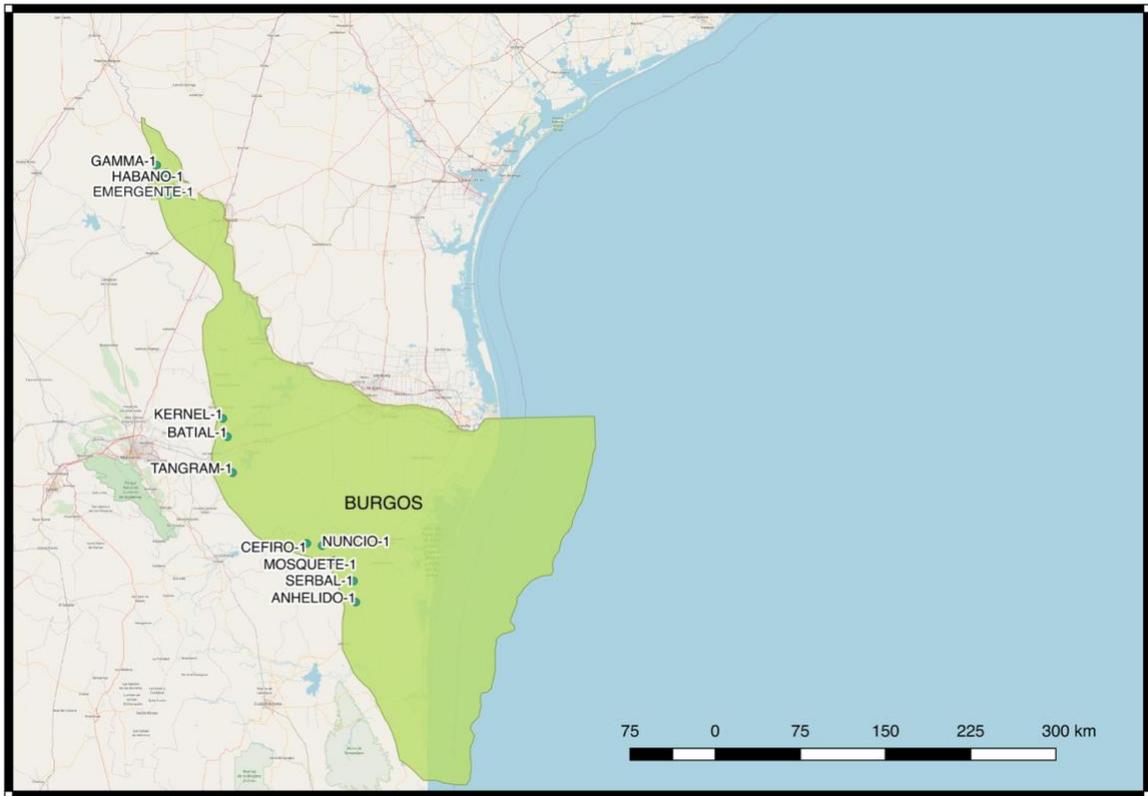


Figura 2.3 Provincia de Burgos

Las formaciones que contienen potencial dentro de la provincia de Burgos son las que se indican en la **tabla 2.3**.

Tabla 2.3 Formaciones con recursos shale en la provincia de Burgos

<p>Formación Agua Nueva</p> <p>Esta formación se encuentra relacionada con la formación productora Eagle Ford</p>	
<p>Edad Geológica</p>	<p>Cretácico (Turoniano)</p>

Tipo de roca	Lutitas y lutitas calcárea con espesores entre 100 y 300 m
COT	Varía entre 1.0 y 5.5%
Tipo de kerógeno	Tipo II-III
Reflectancia de la vitrinita	Ro=0.85-1.6 %
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de aceite y gas
Formación Pimienta	
Esta formación se encuentra relacionada con la formación productora Haynesville	
Edad Geológica	Jurásico-Titoniano
Tipo de roca	Lutitas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas con espesores mayores a los 400 m
COT	Varía entre 2.6% y 4.0%
Tipo de kerógeno	Tipo II
Reflectancia de la vitrinita	Ro=1.30%
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de gas seco

Recursos

Se estiman reservas de gas húmedo de [9.5MMMMpc] y para gas seco de [4.3 MMMMpc]. Se considera a esta cuenca como la segunda más importante para la explotación de recursos no convencionales en México con base en el potencial que presenta (CNH, 2017)

Actividades desarrolladas

Las actividades realizadas por PEMEX reportan la perforación de 10 pozos exploratorios no convencionales con el objetivo de evaluar el potencial de las formaciones de Agua Nueva y Pimienta, seis de ellos aportaron producción de gas seco, tres pozos gas y condensado y el último aceite ligero.

2.5 Provincia Tampico-Misantla

Tiene una extensión que cubre una superficie de 57,170 km², se localiza en la parte centro-oriental de México y se extiende desde la parte sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, así como en porciones de las entidades de San Luis Potosí, Hidalgo y el norte de Puebla, tal y como se muestra en la **figura 2.5**. Presenta un gran potencial, por lo que ocupa el primer lugar de las provincias mencionadas; su columna sedimentaria se constituye por rocas carbonatadas de edades Mesozoicas con espesores de 6 a 7 km.



Figura 2.4 Provincia de Tampico Misantla

Las formaciones que contienen potencial dentro de la provincia de Tampico Misantla son las que se indican en la ***tabla 2.4***.

Tabla 2.4 Formaciones con recursos shale en la provincia de Tampico Misantla

Formación Pimienta	
Edad Geológica	Jurásico Superior-Titoniano
Tipo de roca	Lutitas y lutitas clacáreas con espesores mayores a los 60m
COT	Aproximadamente 3%
Tipo de kerógeno	Tipo III
Reflectancia de la vitrinita	Ro=0.85%-1.4%
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de aceites medios a ligeros.

Recursos

En la formación Pimienta, ubicada en la cuenca de Tampico, se ha estimado para aceite 30.7 MMMbl y gas húmedo 20.7MMMMpc (CNH, 2017).

Actividades desarrolladas

PEMEX perforó entre el 2012 y 2013, tres pozos convencionales que demostraron la presencia de aceite saturado dentro de la matriz fracturada de la formación

Pimienta, lo cual reafirma la existencia de un potencial no convencional en dicha zona y formación.

2.6 Provincia de Veracruz

Cuenta con una extensión que cubre una superficie aproximada de 32,820 km², se localiza al oriente de México y comprende principalmente al estado de Veracruz, extendiéndose hacia la actual plataforma continental del Golfo de México, tal como se muestra en la **figura 2.6**. La columna sedimentaria se constituye principalmente por rocas carbonatadas y siliciclásticas, alcanzando un espesor máximo de diez kilómetros. La cuenca posee dos secciones debido a la evolución geológica y paleográfica: una de ellas es la plataforma de Córdoba, donde se han descubierto 14 campos y la cuenca cenozoica de Veracruz, la cual posee siete campos de gas; dichas cuencas son consideradas de estructura compleja.

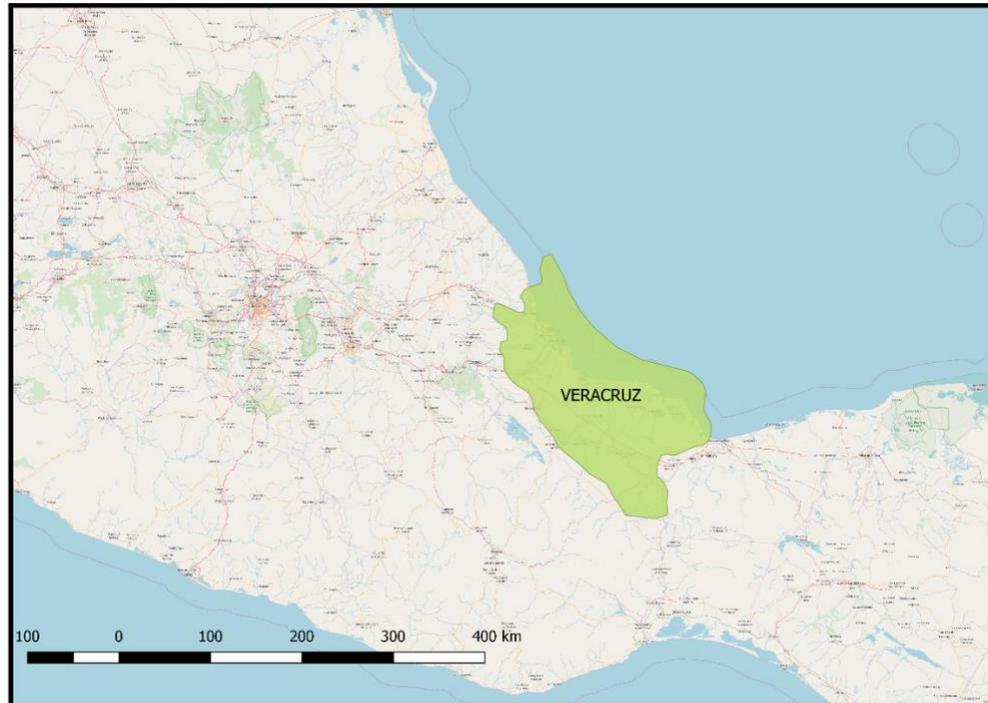


Figura 2.5 Provincia de Veracruz

Las formaciones con potencial dentro de la provincia de Veracruz son las que se indican en la **tabla 2.5**.

Tabla 2.5 Formaciones con recursos shale en la provincia de Veracruz

Formación Maltrata	
Cuenta con las principales rocas generadoras de la cuenca de Veracruz.	
Edad Geológica	Cretácico superior Turoniano
Tipo de roca	Caliza arcillosa con espesores de 92 m
COT	Se encuentra entre 0.5% y el 8.0%
Tipo de kerógeno	Tipo II
Reflectancia de la vitrinita	Ro=0.85%
Hidrocarburo que genera	Se ubica en la zona de generación de aceite

Recursos

Los recursos que han sido evaluados y se cree que son potencialmente recuperables; se encuentran en un orden de 0.6 MMMbl de aceite (CNH, 2017).

Actividades desarrolladas

Actualmente en esta cuenca no se han registrado actividades para el desarrollo de recursos no convencionales, sin embargo, existen pozos convencionales que han atravesado formaciones no convencionales, reportando manifestaciones de aceite y gas asociadas a este tipo de recursos.

2.7 Pozos desarrollados en las provincias petroleras de México

Los pozos no convencionales que se han perforado tienen el objetivo de evaluar la calidad y potencial de los hidrocarburos en las formaciones de lutitas con alto potencial orgánico, estos pozos se han perforado en las formaciones de Eagle Ford-Agua Nueva y Pimienta-La Casita. Se tiene un total de 18 pozos que fueron perforados en las cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos. Se observa la distribución de ellos en la **tabla 2.6**. Asimismo, se muestran las características principales de dichos pozos, así como la producción y el tipo de hidrocarburo que se produjo.

Tabla 2.6 Pozos no convencionales perforados en las provincias de México

Pozo	Formación	Tipo de Hidrocarburo	Provincia Geológica	TD (m)	TVD (m)
Chucla-1	Eagle Ford	Gas y condensado	Burro-Picachos	3705	1884

Durian-1		Gas seco	Burro- Picachos	4250	4250
Emergente-1		Gas seco	Burgos	4071	2550
Gamma-1		Gas y condensado	Burro- picachos	3793	1790
Habano-1		Gas y condensado	Burgos	3770	2130
Montañés-1		Gas y condensado	Burro- picachos	3200	1558
Nómada-1		Sin producción	Burro- picachos	2850	-
Percutor-1		Gas seco	Sabinas	3436	1649
Anhélido-1	Pimienta	Aceite ligero	Sabinas	3945	2155
Arbolero-1		Gas seco	Burgos	4007	-
Batial-1		Gas seco	Burro- Picachos	4199	3080

Céfiro-1		Gas seco	Burgos	4598	2868
Kermel-1		Gas seco	Burgos	4404	2709
Mosquete-1		Gas y condensado	Burgos	4156	2412
Nuncio-1		Gas seco	Burgos	4900	3107
Serbal-1		Gas y condensado	Burgos	4750	3022
Tangram-1		Gas seco	Burgos	4426	2747
Nerita-1		Gas seco	--	4100	3039

3. Recursos en yacimientos shale gas

Los yacimientos no convencionales se definen como aquellos yacimientos de gas o aceite que tienen sedimentos de baja o de ultra baja permeabilidad, producen generalmente gas seco y presentan permeabilidades menores a 0.1mD. El poder estimar las reservas tanto para un yacimiento no convencional como para uno convencional toma un papel muy importante en el desarrollo del mismo, sin embargo, en el caso de los recursos no convencionales no existen parámetros plenamente definidos para la determinación e incorporación de dichos recursos.

En este capítulo se describe la clasificación que actualmente se tiene por parte del PRMS, el cual es un estándar que establece un sistema para regular y cuantificar los recursos petroleros, además de mostrar la importancia de que existan parámetros para la clasificación de recursos en yacimientos no convencionales.

Para los yacimientos no convencionales existe un número mayor de parámetros con incertidumbre, los cuales se vuelven evidentes cuando se analizan los datos para la evaluación de sus propiedades, así como para determinar la capacidad de almacenamiento que tiene el yacimiento. Como un primer paso para la cuantificación de reservas es necesario determinar qué método se debe utilizar para calcular el volumen total de los recursos disponibles dentro del yacimiento.

La estimación de recursos y determinación de reservas se pueden definir como un análisis e interpretación de distintas fuentes de información tanto técnicas como económicas, cuyos componentes derivan y verifican dicha estimación gracias a la revisión y actualización de sus valores, es decir, el proceso de estimación y validación de reservas, tanto para yacimientos no convencionales y convencionales, dependerá directamente de la cantidad y calidad de la información disponible, así

como del proceso de análisis de la información utilizada; además de las capacidades técnicas, conocimientos y experiencia de los profesionistas que se encargarán de realizar el análisis; una forma de entender la evaluación de este tipo de proyectos se encuentra en la **figura 3.1**.

De acuerdo con la versión más reciente del documento *Petroleum Resources Management System* (PRMS, 2018), existen distintos estándares que se encargan de definir lo que son reservas o recursos, estos sistemas que comenzaron a utilizarse desde 1965 son actualmente los de mayor uso en el mundo (SPE-PRMS). Dichos estándares son los siguientes: Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicist (SEG), Society of Petrophysicist and Well Log Analyst (SWPLA), European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE).

Adicionalmente, existen reguladores de mercado de valores como la Security Exchange Commission (SEC), que se encarga de instaurar reglas más estrictas, las cuales garantizan la recuperación de las inversiones en los proyectos petroleros. Tales medidas definen los precios y costos tanto de las reservas como de los proyectos asociados. Dentro de sus actividades se encuentran la regulación e incorporación de reservas, así como el valor económico que puedan agregar a las empresas que se dedican a la explotación de hidrocarburos.



Figura 3.1 Evaluación de las propiedades en un proyecto shale gas (Aldrich, 2017)

3.1 Definiciones y clasificaciones de recursos de acuerdo con el PRMS

El Petroleum Resources Management (PRMS por sus siglas en inglés), es un sistema de gestión de recursos petroleros de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) el cual proporciona definiciones y da un sistema de clasificación para reservas y recursos petroleros (aceite y gas). El PRMS tiene la finalidad de establecer un lenguaje universal que pueda ser aplicado durante la estimación y clasificación de los volúmenes de hidrocarburos descubiertos dentro de un yacimiento. El sistema propuesto por el PRMS se centra en las cantidades de hidrocarburos potencialmente recuperables y comercialmente posibles basándose en dos consideraciones:

1. El proyecto de desarrollo con el que se cuenta y que será implementado para recuperar los hidrocarburos, además de las oportunidades que se tienen de comercializar tales recursos.
2. El rango de incertidumbre de los volúmenes de hidrocarburos que se prevé serán recuperables y comerciables.

El término recursos, de acuerdo con el PRMS, engloba al volumen de hidrocarburos que se encuentra o existe en acumulaciones en el subsuelo, estos pueden definirse como descubiertos o no descubiertos y declararse recuperables o no recuperables, adicional a lo anterior se encuentran los volúmenes que hasta la fecha se hayan producido.

Una forma de entender mejor la clasificación de los recursos petroleros es la que se muestra en la **figura 3.2**, dicho diagrama presenta una selección en clases que se desprenden del volumen original total inicial de hidrocarburos. Dentro de la tabla en el eje horizontal se encuentra el grado de incertidumbre asociado a la recuperación de los recursos, que aumenta de izquierda a derecha, y en el eje vertical, amplificándose de abajo hacia arriba, se muestra la capacidad de comercialización, la cual se define como la probabilidad de que el proyecto sea desarrollado y alcance un grado de producción comerciable alto. Este sistema tipifica los recursos en descubiertos y no descubiertos, asimismo, define las clases de recursos recuperables, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos; así como el aceite no recuperable.

Aquellos volúmenes que no han sido descubiertos, pero que se supone su existencia, se clasifican como recursos prospectivos. Cuando un proyecto avanza, se lleva a cabo la perforación exploratoria, cuyo objetivo es descubrir acumulaciones de hidrocarburos. Si se cumple con este propósito, los recursos descubiertos se clasificarán inicialmente como recursos contingentes. Una vez que se compruebe la comercialidad de los mismos se podrán clasificar como reservas.

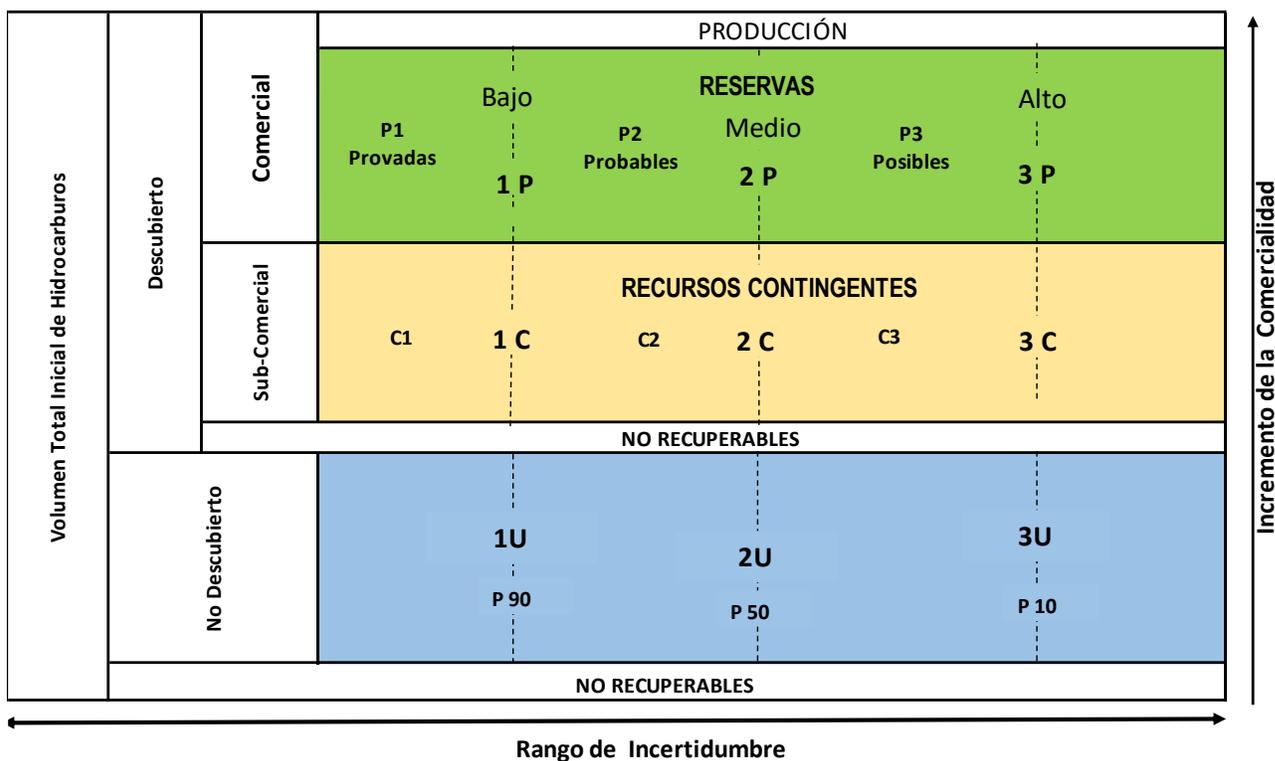


Figura 3.2 Cuadro de clasificación de recursos para aceite y gas (PRMS, 2018)

3.1.1 Volumen total de hidrocarburo inicial (PIIP por sus siglas en inglés)

Son aquellas cantidades de hidrocarburo que son estimadas a existir originalmente en acumulaciones naturales, pueden ser descubiertas o no y siempre se considerarán descubiertas antes de la producción.

3.1.2 PIIP Descubierta

Es la cantidad de hidrocarburos que es estimada, a una fecha dada, a estar contenidas en acumulaciones conocidas antes de ser producidas.

3.1.3 Recursos prospectivos

Son las cantidades de hidrocarburos que se estiman a una fecha dada, consideradas con potencial para ser recuperados de acumulaciones o formaciones que aún no son descubiertas, además, pueden ser recuperadas a través de la aplicación y desarrollo de proyectos. Estos recursos son subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado a estimaciones recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo.

3.1.4 Recursos contingentes

Son las cantidades de petróleo que se estiman a partir de una fecha dada y pueden considerarse potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero los proyectos aplicados aún no son considerados con la suficiente madurez para su desarrollo comercial debido a una o más contingencias. En esta clasificación se incluyen proyectos en los que no existen mercados viables, donde la recuperación comercial depende directamente de la tecnología o en casos en el que la evaluación del volumen total resulta insuficiente para poder valorar la comercialidad.

3.1.5 Reservas

Son definidas como cantidades de petróleo que se anticipan a ser comercialmente recuperables con la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones económicas, a partir de una fecha dada con condiciones evaluadas y definidas. Se precisa que las reservas deben presentar cuatro criterios para dejar de ser recursos:

1. Ser descubiertas
2. Ser recuperables
3. Ser remanentes (a la fecha de evaluación)
4. Ser comerciales

Las reservas pueden estar categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones iniciales, y son subcategorizadas de acuerdo con la madurez del proyecto o bien por el estado de desarrollo o producción de este.

3.1.6 Reservas probadas

Se definen como cantidades de petróleo que, a partir de datos de interpretación de ingeniería, se estiman con una certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha en adelante, bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas. Utilizando métodos probabilistas debería existir una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas igualarán o bien excederán la estimación inicial.

3.1.7 Reservas probables

Son las reservas adicionales que, partiendo de un análisis de datos de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, en comparación con las reservas probadas, pero con mayor certeza a ser recuperables que las reservas posibles, en este tipo de reservas debería existir por lo menos una probabilidad del 50% a que las cantidades reales recuperadas excedan la estimación inicial.

3.1.8 Reservas posibles

Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos, se estiman tienen menos probabilidad a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto y para esta clasificación de reservas debería existir por lo menos una probabilidad del 10% de que las cantidades originales recuperables igualarán o superarán la estimación.

Una forma de entender mejor las definiciones y clasificaciones de reservas es tomar una visión probabilista mediante una función acumulada, así se pueden explicar

fácilmente que las reservas son una distribución continua, que para los percentiles están reportadas en 10, 50 y 90, y categorizando se utilizan:

- Reservas 1P, iguales a las reservas probadas
- Reservas 2P, iguales a la suma de las reservas probadas más las probables
- Reservas 3P, iguales a la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles. En la **figura 3.3** se muestran las reservas como una función acumulada.

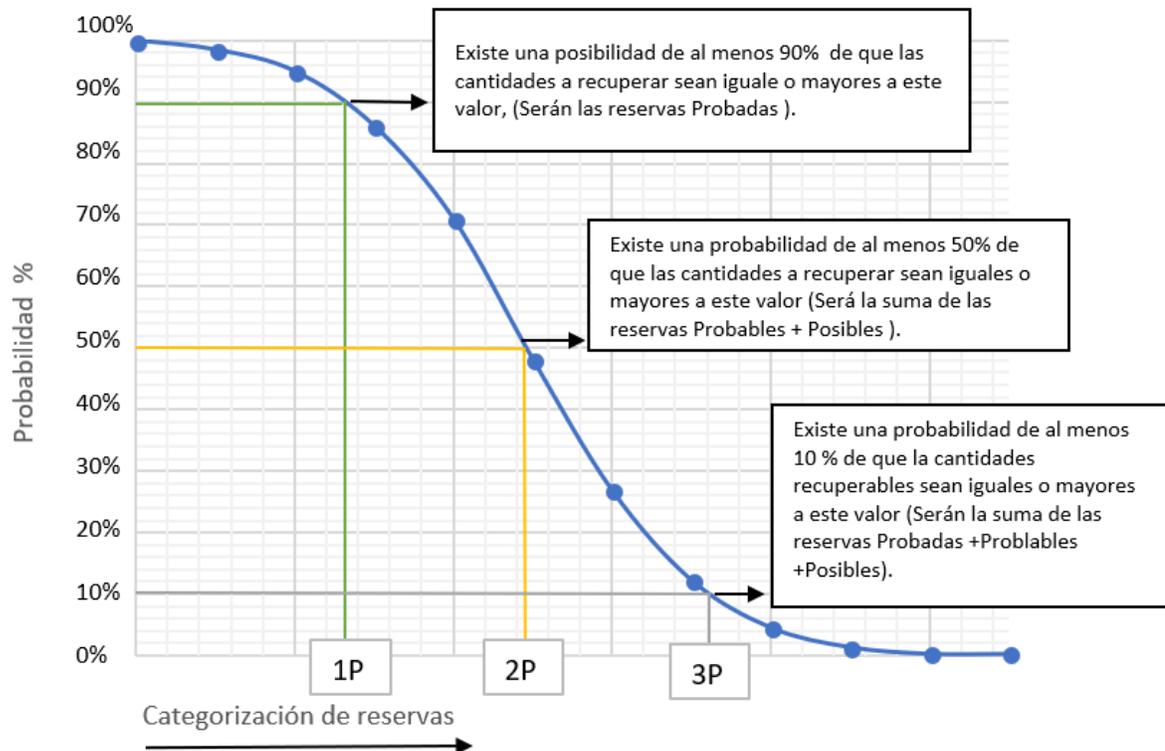


Figura 3.3 Probabilidad existente en la categorización de reservas (CNH, 2012)

3.2 Métodos analíticos para la estimación de volúmenes recuperables

Suponiendo que los proyectos se hayan clasificado de acuerdo con la madurez de los mismos, la estimación de las cantidades recuperables en un proyecto definido y la asignación a categorías de incertidumbre, se basan en uno o una combinación

de procedimientos analíticos, los cuales pueden ser aplicados utilizando un escenario incremental o un escenario aproximado, las estimaciones de cantidades recuperables se realizan utilizando métodos determinísticos y probabilísticos.

Los procedimientos analíticos para estimar cantidades recuperables se dividen principalmente en tres categorías

- Análogos
- Estimaciones volumétricas
- Estimaciones basadas en historiales de producción

3.2.1 Análogos

Estos procedimientos generalmente son utilizados en la estimación de recursos, particularmente en la etapa de exploración y en escenarios tempranos. La metodología se basa principalmente en el entendido de que yacimientos análogos o cercanos pueden ser comparables con el yacimiento que se encuentra en estudio. Dentro de las propiedades que son comprobables, se encuentran las propiedades de los fluidos, la descripción geológica y estructural del yacimiento, así como los mecanismos de recuperación utilizados.

Los análogos son frecuentemente utilizados en las evaluaciones económicas, pronósticos de producción y factor de recuperación del pozo. De acuerdo con el PRMS, 2011 para poder utilizar pozos análogos se necesita que las siguientes características o parámetros sean comparables:

1. *Estructura del yacimiento*, es decir litología, proceso diagenético, ambiente sedimentario, composición mineralógica, geometría, historia mecánica y estructural de la formación.
2. *Propiedades Petrofísicas*, como el espesor neto, saturación, porosidad, permeabilidad y heterogeneidad del medio.

3. *Condiciones de yacimiento*, profundidad, temperatura, y presión.
4. *Propiedades de fluido*, es decir tipo de fluido original, así como composición densidad y viscosidad.
5. *Plan de Desarrollo*, espaciamiento entre pozos, tipo y numero de pozos, métodos de terminación, métodos artificiales de bombeo, costos de desarrollo y operación.

3.2.2 Análisis volumétrico

Este procedimiento utiliza la roca del yacimiento y las propiedades del fluido para calcular el PIIP y posteriormente calcular la parte que será recuperada por un proyecto de desarrollo en específico. La estimación volumétrica puede basarse en los enfoques probabilísticos o deterministas. El enfoque probabilístico principalmente se utiliza en las primeras etapas de desarrollo del proyecto y a medida que el proyecto avanza se proceden a utilizar los modelos deterministas (PRMS, 2011).

3.2.3 Balance de materia

Estos métodos se utilizan para estimar cantidades recuperables de hidrocarburos basadas en el análisis de los historiales de presión, se requiere de suficiente información y buenas propiedades del yacimiento para poder realizar una estimación correcta del volumen de hidrocarburos (PRMS, 2011).

3.3 Métodos para estimar el rango de incertidumbre en cantidades recuperables

Existen diversos métodos para estimar reservas y su incertidumbre en cantidades recuperables para un proyecto. Las aproximaciones basadas en métodos

matemáticos incluyen la mayoría de las veces análisis de tipo Monte Carlo, en el contexto de la cuantificación de reservas se entiende como método determinista a la combinación de diversos parámetros (volumen neto de la roca, porosidad, permeabilidad, etcétera); con dichas propiedades se tiene un escenario realista que está basado en las características y propiedades del yacimiento. Los evaluadores de reservas eligen o aplican más de un método para tener un mayor grado de certeza. Actualmente los que se utilizan para la estimación de reservas son los siguientes:

3.3.1 Escenario determinista

Para este método se proponen tres escenarios los cuales reflejan una baja, media y alta estimación de las cantidades recuperables. De acuerdo con el PRMS (PRMS, 2011) Estos escenarios muestran combinaciones realistas de parámetros teniendo especial cuidado de los rangos o valores utilizados para estimar la incertidumbre en los valores promedio utilizados para las propiedades del yacimiento.

3.3.2 Escenario determinista incremental

Este método de acuerdo con el PRMS (PRMS, 2011) se utiliza principalmente para campos terrestres maduros. Regularmente las reservas probadas en desarrollo son asignadas dentro del área más cercana al radio de perforación, mientras que las reservas no desarrolladas se asocian a las áreas adyacentes donde existe una fuerte probabilidad de que haya continuidad del yacimiento. Las reservas probables y posibles son asignadas en áreas más alejadas o remotas indicando menos certeza de recuperación, a diferencia de otros métodos aquí no se consideran las sumas de reservas probadas más probables, sino que se cuantifican de forma discreta e independiente.

3.3.3 Método probabilístico

Utilizando un análisis Monte Carlo, las reservas se cuantifican definiendo las atribuciones de incertidumbre basadas en correlaciones de los valores o propiedades que se consideran iniciales, con el uso de un software especializado, estos valores se definirían como valores de entrada. Para este método se determina una combinación de los parámetros utilizados ejecutando las distintas combinaciones posibles para construir una distribución de probabilidad en donde puedan seleccionarse tres valores representativos en percentiles P10, P50, P90.

Este método es aplicado la mayoría de las veces en cálculo de recursos volumétricos en las fases tempranas de exploración, la categorización de los recursos para estos métodos incluye criterios que proporcionan límites a los parámetros asociados a cada categoría (PRMS,2011).

3.3.4 Método geoestadístico

Los métodos geoestadísticos son una variedad de técnicas y procedimientos matemáticos que se basan en la recopilación de métodos de análisis, así como en la interpretación y la presentación de grandes cantidades de información tanto de ingeniería como de geociencias para describir matemáticamente la viabilidad e incertidumbre dentro de cualquier yacimiento o proyecto.

3.3.5 Método multiescenario

Es una combinación del método determinista y el método probabilístico, en este caso se desarrollan un número de escenarios deterministas discretos y se asigna probabilidades a cada uno. Cada escenario lleva a un único resultado determinista. Dadas las complicaciones de este método, es posible desarrollar una distribución de probabilidad completa a partir de la cual se seleccionan los tres escenarios determinísticos P90, P50, P10.

3.4 Consideraciones presentadas para los yacimientos no convencionales dentro del PRMS

De acuerdo con la clasificación de recursos que propone el PRMS, debe existir una serie de características principales para poder definir a un yacimiento no convencional, esto con el propósito de puntualizar qué recursos se pueden clasificar; el proceso comienza con una evaluación y estimación de los volúmenes originales en sitio. A partir de ese momento, se definen las áreas o porciones que son potencialmente recuperables con las técnicas de desarrollo identificadas y adecuadas.

- Cuando las condiciones tecnológicas se consideran factibles y las tecnologías de recuperación son identificadas, pero los criterios económicos y comerciales no se satisfacen, las estimaciones de las cantidades a recuperar se clasifican como recursos contingentes y pueden sub clasificarse con un desarrollo no viable.
- Por otra parte, si el proceso de recuperación se determina como técnicamente no viable, los volúmenes son clasificados como descubiertos, pero no recuperables.

A pesar de la complejidad de las formaciones de shale gas, la materia orgánica contenida en ella, ha alcanzado la madurez suficiente para generar gas, el cual fue absorbido por los poros de la roca. Existen otras formaciones en las que la materia orgánica no fue expuesta a las mismas condiciones y no pudo generar gas o algún hidrocarburo.

3.4.1 Comportamiento de pozos shale

La declinación de los pozos shale de gas se encuentra en un rango de declinación del 30% al 80% o más en el primer año. La declinación de estos pozos muestra que en la mayor parte de su vida productiva se encuentran en un régimen de flujo transitorio. Ya que la permeabilidad es muy baja, la presión declinará notablemente al no existir una conectividad hidráulica. Los pozos shale se encuentran regularmente a profundidades mayores de 900 m y la producción se rige por el gas atrapado en los poros, al momento de su producción con fracturamiento hidráulico horizontal ascienden a flujos iniciales 1 [MMpcd] (PRMS, 2018).

3.4.2 Perforación y desarrollo de pozos shale

La perforación en el desarrollo de los yacimientos de shale gas va de la mano con el rápido crecimiento de la tecnología utilizada en la perforación de estos pozos. El uso de perforación horizontal, el fracturamiento de las formaciones y la implementación de la microsísmica son las técnicas más notables para su explotación. El impacto con el desarrollo de estas técnicas se ha visto reflejado de forma favorable en la producción.

Con tales técnicas de perforación y terminación, actualmente los pozos que tienen una configuración horizontal cuentan con una longitud lateral de más de 1,500m de longitud y contienen de 15 a 20 mecanismos de fracturas por etapa; de esta forma se aumenta sustancialmente el área de contacto con la formación lo que se ve reflejado en un volumen de hidrocarburo más grande. El espaciamiento de estos pozos dependerá de diversos factores; iniciando por el volumen original en sitio, la permeabilidad, y el volumen de roca que contiene fracturas conectadas hidráulicamente.

3.4.3 Problemas comerciales

El éxito en la explotación de este tipo de recursos comienza con la evaluación de los datos disponibles, la creación de escenarios y posteriormente la perforación de numerosos pozos.

De acuerdo con el PRMS (2018), el desarrollo de cualquier proyecto de shale gas requiere de un proceso en el que los primeros pozos que se perforen posiblemente no brinden la información necesaria para el estudio y caracterización correcta de estos yacimientos. En los primeros años de desarrollo generalmente no es posible determinar el espaciado de los pozos, las áreas de drene y los problemas de interferencia; a medida que se avanza en la perforación dichos problemas pueden solucionarse y redirigir la perforación de los primeros pozos basándose en las lecciones aprendidas de los primeros pozos de desarrollo.

Como resultado es probable que la economía del pozo o el proyecto en general se pueda ver afectada y con poco crecimiento hasta que exista alguna innovación tecnológica que aumente la eficiencia operativa y las tasas de producción logren reducir los costos. Otro factor que juega en contra del proyecto son los precios del gas y/o aceite que se desee producir: los precios bajos no solo reducen los ingresos, sino que también reducen el capital disponible, lo que causa un retraso en el ritmo de desarrollo proyectado disminuyendo así el valor presente del proyecto.

Los pozos que explotan recursos en lutitas tienen la característica de producir a ritmos iniciales muy elevados y con el tiempo disminuyen rápidamente. Diversos factores son a los que se les atribuye la rápida reducción de presión cerca del pozo; la reducción de la permeabilidad durante su explotación deriva de una disminución de la presión de poro, así como la disminución de la conductividad de las fracturas debido a la compactación de la roca, en algunas formaciones existe la presencia de agua atrapada entre las capas de las lutitas, lo que demora aún más su explotación ya que necesita pasar por un proceso de deshidratación.

3.5 Criterios para declarar reservas en yacimientos no convencionales

De acuerdo con el PRMS en el proceso del descubrimiento de los recursos petroleros se generan principalmente estimaciones bajas medias y altas.

La diferencia entre dichas estimaciones se ve reflejada en la incertidumbre y el factor de recuperación final de los recursos estudiados.

Los recursos potenciales se convierten en recursos contingentes una vez que un pozo se perfora y se asegura el descubrimiento de hidrocarburos. Para las lutitas existen tres criterios que deben considerarse antes de que se declaren a los recursos como descubiertos:

1. Debe existir una prueba de pozo, la cual requiere de una estimulación de fractura que asegure la producción de gas hasta la superficie, con esto se asegura el interés comercial y se pueden verificar y pronosticar los gastos esperados.
2. Los núcleos y datos de registros, proporcionan una evidencia convincente de un volumen significativo de hidrocarburos móviles.
3. La determinación de yacimientos análogos comercialmente productivos.

La combinación de estos tres criterios es importante, ya que definirá el gasto que se estará produciendo, con estos criterios es posible predecir si el gasto será de miles o de millones de pies cúbicos diarios.

Una vez que se realiza el descubrimiento, se procede a definir el tipo de tecnología a utilizar, es decir, si usa la existente o alguna en desarrollo. De lo contrario, el volumen acumulado será clasificado como recursos no recuperables descubiertos. Inicialmente los recursos que son asignados contingentes deberían encasillarse en esta categoría mientras se lleva a cabo una evaluación de las oportunidades que se tienen para explotarlos.

Así durante este tiempo se reconocen las contingencias que impiden su producción, es decir; las buenas o malas características con las que cuenta el yacimiento (propiedades, precios bajos del hidrocarburo, falta de capital o falta de tecnología). Si se tiene claro que estos problemas o contingencias no se pueden superar se clasificarán como no recuperables o no viables.

Después de que se hayan perforado un número suficiente de pozos para demostrar la viabilidad técnica y económica de explotación, se generará un plan de desarrollo realizando una evaluación económica para determinar si los recursos se clasificarán como recursos contingentes, recuperables o no recuperables. Debido a que los proyectos en esta etapa presentan una gran posibilidad de error, se debe expresar el grado de riesgo comercial describiendo las contingencias específicas cuantificando la posibilidad de comerciabilidad y/o asignarle el recurso a una subclase de acuerdo con la madurez del proyecto. Una vez que se ha demostrado que el gas contenido en las lutitas es recuperable comercialmente en las condiciones definidas para el proyecto, los recursos que son contingentes podrán clasificarse como reservas.

Para incluir reservas probadas y reservas probadas desarrolladas produciendo pueden realizarse mediante el uso y aplicación de curvas de declinación. Analizando el comportamiento que tienen los pozos horizontales, se les atribuye una alta declinación inicial que eventualmente se hace menor y más constante, a medida que pasa el tiempo, tal comportamiento comienza a ir en decremento hasta que alcanza un rango de declinación final, dicho rango se extrapola al límite económico del proyecto.

Para reducir la incertidumbre asociada los pronósticos iniciales, son aplicadas técnicas de análisis basadas en modelos numéricos; estos enfoques requieren de datos de presión de fondo de los pozos que se encuentren produciendo actualmente, así como de información detallada acerca de la estimulación hidráulica.

La elección acerca de qué tipo de curva se utilizará, dependerá directamente de una serie de factores que incluyen, el área, el espesor, la permeabilidad, la longitud lateral, y la terminación del pozo, en la clasificación de las reservas para este tipo de recursos se deben considerar diversos factores:

1. La cantidad de pozos
2. La cantidad de reservas que fueron asignadas a cada pozo.
3. Si las características petrofísicas y geológicas son similares en las reservas probadas probables y posibles.

4. Parámetros técnicos para la evaluación de reservas en yacimientos no convencionales

4.1 Espesor neto impregnado (*net pay*)

Uno de los parámetros que son determinantes para el cálculo de volúmenes y reservas es el *net pay*, a continuación, se presenta la definición y utilidad de esta propiedad dentro de los yacimientos no convencionales, es decir, el *net pay* es un concepto que se debe comprender para determinar inicialmente el volumen y posteriormente determinar el alcance de explotación del hidrocarburo e ir clasificando dicho volumen en recursos y reservas.

El concepto de *net pay* dentro de los recursos convencionales no es nuevo pues es utilizado para el pronóstico de volúmenes originales mediante métodos volumétricos. La deficiencia de estos métodos para los yacimientos no convencionales radica en la falta de parámetros y datos para generar estimaciones razonables y establecer el *net pay*.

El espesor que tiene una roca se le conoce como espesor bruto (*gross thickness*). En algunos casos el espesor bruto se ha subclasificado por el *net pay*, este espesor se clasifica de la siguiente manera:

1. Espesor de arenisca (*net sand*)
2. Espesor de yacimiento (*net reservoir*)
3. Espesor impregnado de hidrocarburo (*net pay*)

Esta clasificación ha sido utilizada para cuantificar y describir los espesores de la formación, teniendo una aplicación en las áreas de terminación de pozos y de cálculo de volúmenes. El *net pay* implica la saturación de hidrocarburos explotables o recuperables.

Worthington (2013) refiere que para el caso de los yacimientos no convencionales resulta complicado dividir de esa forma al sistema, ya que los pozos que principalmente se perforan para explotar estos recursos son horizontales, por lo que la zonificación o división del yacimiento debe dar paso a un modo de identificación de los intervalos del yacimiento horizontal que contienen hidrocarburos potencialmente recuperables, en otras palabras, los intervalos alcanzados deben ser clasificados de acuerdo con sus propiedades físico químicas y/o la determinación de los *sweet spots*; un contenido alto de kerógeno e identificar las zonas que son fácilmente de fracturar.

En la **figura 4.1** se esquematizan las diferencias en cuanto a la zonificación y características que se consideran para identificar zonas potenciales en yacimientos convencionales (a) y yacimientos no convencionales (b).

Esesor total de la roca (Gross Rock)	Esesor de la arena (Net Sand)	Esesor del yacimiento (Net Reservoir)	Esesor impregnado (Net Pay)
Esesor total de roca a evaluar.	Esesor del yacimiento potencial (Lutitas, Arenas Evapoitas, Yacimientos no fracturados etc.)	Esesor con porpiedades potenciales (Permeabilidad, Porosidad, Saturación etc)	Esesor con cantidades de Hidrocarbuos recuperables

(a)

Esesor total de la roca (Gross Rock)	Esesor de lutitas (Net Sandy Shale)	Esesor de yacimiento de lutitas (Net Reservoir)	Esesor impregnado (Net Pay)
Esesor total de roca a evaluar.	Fuente potencial, roca generadora y almacenadora (minerales arcillosos, sedimentos ricos en materia orgánica, rocas dúctiles)	Esesor con porpiedades potenciales (Permeabilidad, Porosidad, Identificación de fracturas)	Esesor con cantidades altas de kerógeno y gas recuperable

(b)

Figura 4.1 Evaluación del esesor para yacimientos convencionales(a) y yacimientos no convencionales (b) (Worthington, 2013)

El *net pay* es un parámetro clave en la evaluación de los yacimientos, ya que este auxilia a identificar las secciones geológicas que tienen una calidad buena para almacenar hidrocarburos, es decir, la identificación de intervalos que pueden aportar una producción significativa. A través de métodos de interpolación el *net pay* contribuye a la estimación del volumen original de hidrocarburos a recuperar, así como la estimación de la cantidad total de energía dentro del yacimiento (hidrocarburos movibles y no movibles).

4.1.1 *Net pay* en yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales se caracterizan por presentar una gran complejidad geológica y petrofísica, así como heterogeneidades en toda su escala, por lo tanto, el desarrollo de este recurso requiere descripciones realistas para cuantificar la extensión y el valor del hidrocarburo que contiene, además de la identificación de mecanismos primarios del yacimiento que afectan la producción y la recuperación óptima de los recursos.

El enfoque para la determinación del *net pay* se basa primordialmente en los principios de la petrofísica, así como la evaluación técnica de datos de laboratorio y mediciones de presión en el fondo del pozo, de acuerdo con algunos autores como Worthington (2013), algunas propiedades clave en el estudio del *net pay* para no convencionales son las siguientes:

1. No presentan un solo tipo de roca, es decir, no son una estructura homogénea, ya que presenta diferente mineralogía y textura en sus formaciones.
2. Presentan anisotropía, pues presentan una estructura laminada.
3. Contienen minerales como la pirita y alto contenido de limos y/o arcillas.
4. La distribución de su porosidad es muy variable ya que incluye diferentes distribuciones y tamaños.
5. Contienen microfracturas, fallas, vógelos y fracturas intergranulares.

4.1.2 *Trabajos previos en net pay*

Diversos autores han presentado una visión general de la petrofísica en los yacimientos en lutitas, con cierto énfasis en las propiedades o parámetros que se utilizaron para determinar el potencial de estas formaciones a producir hidrocarburos. Hasta ahora no hay una sola metodología aceptada para la determinación del *net pay*. Las opciones deben reducirse a un conjunto de

parámetros de acuerdo con las características y el enfoque de cada pozo. En la **figura 4.2** se muestran los parámetros que han utilizado diversos autores para discretizar a los yacimientos en lutitas.

4.1.3 Discriminantes *net pay*

El *net pay* puede ser identificado a través de discriminantes, los cuales son definidos como aquellos parámetros que se relacionan directamente con el almacenamiento y flujo de fluidos (hidrocarburos) dentro de una roca almacenadora. Los discriminantes que deben ser considerados para los yacimientos no convencionales deben ofrecer información relativa a la capacidad de flujo dentro de la formación. También se debe analizar la ductilidad de las rocas, la cual es cuantificada de acuerdo con un índice basado en la geomecánica de la roca a través del módulo de Young y la relación de Poisson. Otro parámetro es la cantidad de materia orgánica asociada a las lutitas, ésta se cuantifica de acuerdo con la madurez térmica.

4.1.4 Intervalos *net pay* (*cut-offs*)

Los intervalos llamados *cut offs*, son valores cuantitativos de los discriminantes que definen los rangos de aquellos valores sobre los cuales la roca y/o formación tienen propiedades que se consideran suficientemente buenas para identificar un potencial e interés comercial. Los intervalos o límites se basan en datos obtenidos del yacimiento, estos varían de acuerdo a la respuesta o los cambios presentados por la roca que se está estudiando, con lo anterior es posible afirmar que no todos los intervalos de valores dados aplican igual para las zonas que se están evaluando. Los límites se tipifican de acuerdo al discriminante que se esté considerando, estos pueden ser “mayores”, “iguales” o “menores que”.

Autor	Parámetros Mayores o Iguales											Parámetro Menores			
	K (nD)	TOC (wt%)	Ro (%)	pb (g/cc)	⊕	BVG	H (m)	Rt (Ωm)	Contenido de Gas	V sand	Módulo de Young (psia x 10 ⁶)	GR (API)	Vcm	Sw	Radio de Poisson
Kuuskras, 2011		•	•												
Jurcic et al., 2012					•									•	
Nieto et al., 2009		•			•										
Shaw et al., 1989						•									
Russum, 2006		•					•		•						
Sondergeld, et al., 2010	•	•	•			•	•			•	•		•	•	•
Britt et al., 2009										•			•		
Burns et al., 2012	•	•	•		•		•						•		
Luffel et al., 1992					•									•	
Glorioso et al., 2012	•	•	•		•										
Jhanson et al., 2011				•				•				•			

Figura 4.2 Parámetros cut off utilizados en los reportes de estudio de diversos campos de shale gas (Modificado de: Worthington, 2013)

4.2 Sweet spots

En este tipo de yacimiento se puede tener gran acumulación de gas y el mayor reto que representa es el de encontrar las áreas potenciales que contienen mayor volumen de gas: a estos puntos se les denomina *sweet spots*.

Se definen como *sweet spots* a las zonas, secciones o volúmenes que presentan las mejores condiciones o de mayor calidad en un yacimiento de shale gas. Para evaluar estos recursos potenciales es necesaria información sísmica para ubicar las mejores áreas prospectivas con base en el conjunto de información tomada y disponible, y así definir las propiedades mostradas en la **figura 4.3**. Dichas propiedades son la calidad orgánica, la calidad mecánica y la calidad de la roca.

El objetivo principal de la caracterización de los recursos shale es precisamente la identificación de los *sweet spots*, dichos puntos son zonas que determinan la formación que se quiere explotar.

Generalmente existen dos enfoques distintos para determinar un *sweet spot*. El primero es un método analítico con datos obtenidos de estudios de geociencias, así como datos de evaluación (sísmica 3D, registros de pozo y núcleos). Los parámetros obtenidos del yacimiento tienen una gran influencia y ayudan a estimar precio y evaluación antes de la perforación del pozo.

El segundo enfoque se centra en la interpretación de los datos de producción para poder identificar y optimizar la forma correcta de la recuperación de los hidrocarburos, por lo que la interpretación y estudio en este enfoque se basa principalmente después de que el pozo haya sido perforado.

Cualquier definición de *sweet spot* debe incluir el elemento crítico de comerciabilidad y riesgo de que un campo permanezca dentro del rango de comerciabilidad.

PRMS (2018), en su documento más reciente, ha incorporado una definición de lo que es un *sweet spot*. Se puntualiza como el volumen de un yacimiento que contiene reservas probadas (P90), tal que la terminación, precios y condiciones superficiales permitan desarrollar y explotar los hidrocarburos en los siguientes cinco años. A medida que se obtienen mejores resultados de los parámetros mencionados anteriormente, el volumen calculado en el *sweet spot* puede aumentar.

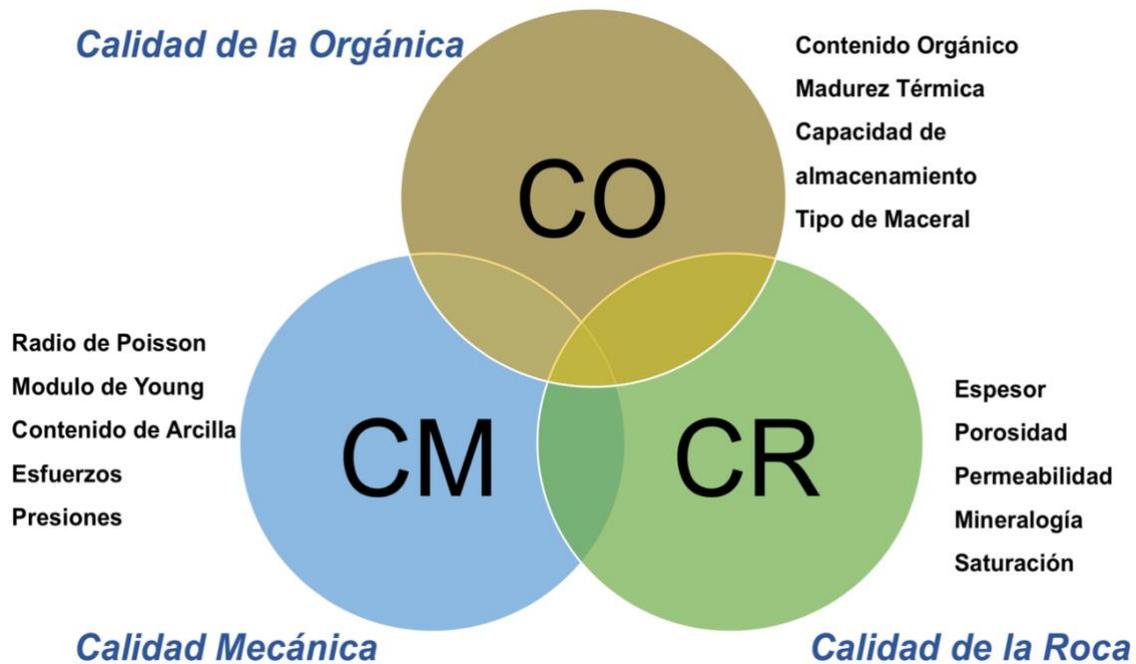


Figura 4.3 Aspectos a evaluar para definir un "Sweet Spot" (Modificado de: Aldrich, 2018)

4.3 Propiedades mecánicas de la roca

La producción de shale gas mediante técnicas como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico han permitido la explotación de estos recursos en formaciones no convencionales. Como se ha mencionado anteriormente, dichas formaciones poseen características únicas de alta heterogeneidad y permeabilidades ultra bajas, sin embargo, son rocas que pueden generar cantidades de gas y aceite por su alto contenido de carbono orgánico total (TOC).

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación basada en la inyección de fluidos a grandes gastos de bombeo hacia el pozo, con el fin de generar fracturas en la cara del pozo y sus vecindades, de tal manera que aumente la permeabilidad de la formación y así el flujo de fluidos hacia el pozo. No obstante, las fracturas no permanecerán abiertas por un largo tiempo ya que los esfuerzos que ejercen en ellas dentro de la formación ocasionan una presión de cierre, implicando así una

reducción gradual de la permeabilidad. Es por esta razón que junto al fluido se inyecta material apuntalante, el cual tiene como función principal el mantener abierta la fractura.

Uno de los factores clave dentro del fracturamiento hidráulico exitoso es el comportamiento y estudio mecánico de la roca, el cual determina la capacidad de la roca de sufrir una deformación o bien fallar en los esfuerzos. Existen diferentes constantes elásticas para describir el comportamiento mecánico de la roca, y todos tienden a describir de una u otra forma una relación entre esfuerzo y deformación, sin embargo, en términos de fracturamiento hidráulico y que resultan de interés para la evaluación de las formaciones de lutitas, son el módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν).

4.3.1 Módulo de Young

El módulo de Young se define como la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial de la roca y describe qué tanto se deforma la roca a medida que aumenta el esfuerzo axial sobre ella. Es decir, es un factor determinante a tener en cuenta durante el diseño de un fracturamiento hidráulico en un intervalo de interés, ya que, a mayor módulo de Young, se garantiza mayor longitud y se asegura una mayor duración de la fractura. Esta propiedad mecánica de la roca se representa por la **ecuación 4.1**.

$$E = \frac{\partial \sigma_{axial}}{\partial \epsilon_{axial}} \quad (4.1)$$

Donde:

E = módulo de Young [psi]

σ_{axial} = esfuerzo Axial [psi]

ϵ_{axial} = deformación Axial [adimensional]

4.3.2 Relación de Poisson

La relación de Poisson se define como la relación entre la deformación radial y la deformación longitudinal de una roca sometida a un esfuerzo axial, tal como se representa en la **ecuación 4.2** y describe qué tendencia de deformación tiene la roca, bien sea por expansión lateral o contracción axial, dicho parámetro permite identificar zonas donde la roca se fracturará con mayor facilidad bajo esfuerzos; a menor relación de Poisson, la roca tendrá una mayor tendencia a fracturarse.

$$v = \frac{\partial \epsilon_{radial}}{\partial \epsilon_{longitudinal}} \quad (4.2)$$

Donde:

v = relación de Poisson [adimensional]

$\partial \epsilon_{radial}$ = deformación radial [adimensional]

$\partial \epsilon_{longitudinal}$ = deformación longitudinal [adimensional]

5. Métodos para la estimación de reservas en yacimientos no convencionales

Predecir y valorar la producción a largo plazo, así como realizar la *Estimate Ultimate Recovery*, (EUR por sus siglas en inglés) en yacimientos de baja permeabilidad, específicamente en los yacimientos clasificados como shale gas, tiene diversas limitantes debido a las diferencias existentes con respecto a los yacimientos convencionales. La estimación de reservas es un proceso que sufre cambios y variaciones a lo largo de toda la vida del yacimiento, los elementos que determinan con precisión la estimación de reservas son la cantidad de datos disponibles y el método o pronóstico que se está utilizando, así se tiene como resultado los escenarios de desarrollo y las estrategias que se deberán implementar para su explotación. Otro aspecto crucial para una correcta estimación, es el conocimiento, la experiencia, y el criterio del evaluador o los evaluadores. Se han introducido y utilizado diferentes modelos y métodos para la estimación de reservas y el desarrollo de pronósticos de producción para yacimientos no convencionales. Estos incluyen cálculos volumétricos, balance de materia, curvas de declinación (DCA), análisis de flujo transitorio (RTA por sus siglas en inglés) y simulación numérica.

5.1 Comportamiento de flujo para pozos horizontales

Antes de analizar los diferentes métodos de estimación, es importante comprender los comportamientos de flujo en pozos horizontales predominantes en yacimientos no convencionales.

5.1.2 Periodo de flujo transitorio

El flujo transitorio se observa en yacimientos no convencionales con baja permeabilidad (0.1 mD), en este periodo los límites del yacimiento no tienen efecto sobre el comportamiento o la variación de la presión dentro del mismo. El yacimiento actúa como si fuera de un tamaño infinito. El efecto de almacenamiento con el pozo tiene lugar durante este periodo. En general, el periodo transitorio se define como un impulso de presión que viaja a través del yacimiento sin ninguna interferencia por los límites o fronteras del mismo.

5.1.3 Periodo de flujo transitorio tardío

Este es el periodo de tiempo que separa el estado transitorio del estado pseudoestacionario. Se presenta cuando el radio de drene del pozo ha alcanzado una pequeña parte de las fronteras del yacimiento.

5.1.4 Periodo de flujo pseudoestacionario (flujo dominado por fronteras)

El periodo pseudoestacionario ocurre cuando existe un flujo dominado por las fronteras y el periodo transitorio finaliza. El flujo dominado por las fronteras es un régimen de flujo que comienza cuando el radio de drene del pozo alcanza los límites del yacimiento. El flujo dominado por fronteras se da cuando el yacimiento está en un estado de pseudoequilibrio.

Uno de los aspectos que hace que los pronósticos de producción sean bastante desafiantes, es que este tipo de formaciones permanecen en un estado transitorio por un largo periodo de tiempo.

5.2 Análogos

Los análogos se definen como una identificación de similitudes entre dos cosas mediante el uso lógico o comparación, por lo tanto, los datos análogos apuntan a yacimientos que tienen propiedades similares que pueden llevar a un pronóstico fiable de producción futura y a la estimación de reservas. Para yacimientos no convencionales Lee y Sidle, (2010), expresan que la interpretación de los datos incluye un procedimiento análogo que principalmente cuenta con tres requisitos:

- El pozo o yacimiento análogo debe tener un desarrollo mayor o debe encontrarse en una etapa de desarrollo más avanzada que el objetivo.
- Tanto los pozos objetivo como los de correlación y/o análogos deben tener las mismas técnicas y procedimientos de terminación.
- Finalmente, no se deben utilizar propiedades que favorezcan únicamente al pozo análogo y puedan ser aplicables al pozo objetivo.

5.3 Método volumétrico

Es un método de gran antigüedad para la estimación de reservas. Consiste básicamente en determinar la cantidad de hidrocarburos en sitio utilizando un estimado de la extensión del área del yacimiento, toma propiedades como la porosidad del yacimiento y la saturación de fluido, así la EUR puede ser estimada como la fracción del total de volumen original en sitio. Este método utiliza un factor de volumen el cual representa dicha fracción. Se utiliza para este método de forma general la **ecuación 5.1**.

$$EUR = \frac{Ah\phi(1 - Swi)}{Boi} \times FR \quad (5.1)$$

Donde:

A= área del yacimiento,

h= espesor del yacimiento,

ϕ = porosidad,

Swi= saturación de agua inicial,

Boi= factor de volumen del aceite a condiciones iniciales,

FR= factor de recuperación.

El uso de este método para la evaluación de yacimientos no convencionales enfrenta principalmente dos problemas:

1. Se tiene una gran incertidumbre en el cálculo de la extensión del área, dado que la roca generadora y almacenadora puede no ser de carácter estructural, así como del espesor impregnado de aceite y/o gas.
2. Se presenta la dificultad de calcular el gas adicional que se encuentra absorbido, sin olvidar las bajas permeabilidades que se tienen que evaluar.

Sin embargo, el método volumétrico es uno de los métodos más utilizados y puede utilizarse como un dato para comparación y para evaluar la incertidumbre de otras metodologías.

5.4 Balance de materia

El método de balance de materia ha sido usado como un método simple pero efectivo para comparar la producción total con la diferencia entre el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento y el volumen actual. Si se cuenta con la información suficiente sobre las presiones y producción del yacimiento, además de datos y análisis de los fluidos (PVT), el volumen de aceite y gas dentro del yacimiento puede ser calculado mediante el método de Balance de Materia (Schilthus, 1936; Havena y Odeh, 1963, 1964).

Con este método es posible realizar predicciones del desempeño del pozo a futuro. La fórmula más utilizada para yacimientos de gas, es el gráfico p/z contra la producción acumulada de gas, la cual es extrapolada para obtener el volumen de gas original cuando el valor de P/Z es igual a cero, tal como se muestra en la **ecuación 5.2**.

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{Gp}{G} \right) \quad (5.2)$$

Donde:

p = presión del yacimiento,

z = factor de compresibilidad del gas

Gp = volumen de gas acumulado

El índice i hace referencia a las condiciones iniciales del yacimiento. Este método asume un comportamiento volumétrico y un comportamiento dominado por fronteras (BDF por sus siglas en inglés). Este puede ser modificado para el caso de yacimientos no volumétricos o anormalmente presurizados. En yacimientos convencionales de gas, estas suposiciones se cumplen, además de la simplicidad del cálculo del promedio de la presión en períodos cortos para pozos individuales. Sin embargo, estos supuestos no se cumplen en el caso de yacimientos no convencionales; para este tipo de yacimientos son necesarios tiempos largos para poder establecer un promedio de la presión del yacimiento. Se señala que el análisis p/z puede proporcionar evaluaciones razonables siempre y cuando se utilicen otros métodos para corroborar los datos obtenidos.

5.5 Análisis de curvas de declinación

El análisis de curvas de declinación (*Decline Curve Analysis*), se refiere a la técnica empírica usada para analizar la disminución de los gastos de producción pronosticados a un tiempo en el futuro. Hasta ahora ha sido uno de los métodos más utilizados y se basa en el historial de producción del pozo, de éste se toma una tendencia, la cual es proyectada hacia el futuro. Uno de los requerimientos de esta técnica es que debe existir un pozo de desarrollo. Las curvas de declinación juegan un papel vital en la determinación de las reservas de aceite y gas en los pozos.

El DCA es uno de los métodos más comunes para pronosticar la producción a futuro de un pozo. La principal ventaja de este análisis es que está basado en el comportamiento, ya que utiliza datos históricos que generalmente son fáciles de obtener. Los resultados de la curva de declinación son gráficos simples y fáciles de visualizar. Se han desarrollado varios métodos para el análisis de curvas de declinación, los más comunes incluyen los métodos de declinación exponencial desarrollados por Arps y Duong.

5.6 Análisis de flujo transitorio

El análisis de declinación transitoria (RTA, por sus siglas en inglés) es un método que se basa en el análisis de datos de producción, ajustándolas a modelos analíticos. Se considera como una herramienta importante para el cálculo y predicción de reservas, así como para la determinación de la EUR en yacimientos de gas o aceite. La ventaja de esta técnica es que brinda estimaciones con un grado de confiabilidad alto, tomando un periodo de producción corto (semanal o mensual). Para yacimientos convencionales la aplicación de este método se basa en los datos de producción a largo plazo, sin embargo, para yacimientos no convencionales Tan, Zuo y Wang (2018) mencionan que el método RTA se basa en los datos de producción diaria; se toma este periodo de tiempo debido a las dificultades técnicas y las propiedades que presentan las formaciones no convencionales de gas.

5.7 Simulación numérica

Se han desarrollado diversos modelos analíticos y semi analíticos para caracterizar el comportamiento del gasto vs presión como una función del tiempo en yacimientos no convencionales, especialmente para sistemas de tight/shale gas. A pesar de que estos métodos dan un resultado en un periodo de tiempo más corto a diferencia de los simuladores, presentan distintas limitaciones; los modelos analíticos y semi analíticos utilizan pseudo presiones del gas en lugar de resolver la ecuación de flujo de gas real, lo que da como resultado un manejo incorrecto que se ve reflejado en la no linealidad de los yacimientos de gas no convencionales. Además, los modelos analíticos encuentran diversas dificultades al tratar con el flujo multifásico, las diversas heterogeneidades a lo largo de la formación y las fracturas complejas del mismo sistema.

Los modelos numéricos han tenido un gran desarrollo en los últimos años, lo que ayuda a mejorar la comprensión y caracterización, así como del comportamiento de flujo en yacimientos de shale gas. Dichas técnicas de simulación ayudan a optimizar

y facilitar parámetros, tales como la longitud lateral, el espaciamiento de pozos y las técnicas de terminación de los pozos horizontales, así como para obtener estimaciones de reservas más precisas. Los modelos numéricos pueden tener las mismas limitaciones y enfrentar dificultades semejantes de los modelos analíticos. A diferencia de dichos modelos, estos son herramientas que son posibles de utilizar en paralelo con otros empíricos y analíticos.

5.8 Análisis de curvas de declinación para yacimientos shale gas

Cuando las reservas de gas se encuentran en yacimientos no convencionales y se quiere aplicar el método de declinación basado en las ecuaciones de gasto-tiempo propuestas por Arps, el principal problema que se presenta es que en la definición de dicho método se contempla el exponente “ b ” para valores que se encuentren entre 0.0 y 1.0 graficados dentro de una escala semi logarítmica. Usualmente dentro de este tipo de yacimientos se encuentran valores mayores a 1 y la selección del exponente incorrecto tendrá un impacto al momento de realizarse las estimaciones de las reservas, ya que este valor resulta difícil de determinar cuando el periodo de declinación del yacimiento se da en un tiempo muy corto.

5.8.1 Método de Arps

Para los yacimientos convencionales existen dos tipos de metodologías: el ajuste de la curva convencional de los datos de producción utilizando el modelo de declinación de Arps (Arps, 1945) y el uso de curvas tipo (Fetkovich, 1980, Carter, 1985; Fetkovich et al. 1987; Palacio y Blasingame, 1993). El modelo de Arps ha demostrado tener un funcionamiento óptimo en pozos de petróleo y gas convencionales, pero actualmente no se ha comprobado su viabilidad para uso en yacimientos con permeabilidades extremadamente bajas. El modelo de declinación de Arps convencional se basa en la disminución empírica del gasto con respecto al tiempo y se representa por la **ecuación 5.3**.

$$q = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{(1/b)}} \quad (5.3)$$

Donde:

q = es el gasto de producción a un tiempo dado,

q_i = es la producción inicial en un tiempo dado,

D_i = es el gasto inicial de declinación el cual se define como 1/tiempo,

b = es el exponente de declinación de Arps.

El exponente de declinación de Arps se deriva de la relación de pérdida y el gasto de disminución.

La ecuación de Arps se basa principalmente en los siguientes tres supuestos

1. La presión de fondo del pozo será constante
2. La permeabilidad y el daño de la formación son fijos
3. Se toma en cuenta un flujo dominado por fronteras (BDF)

Dicha ecuación tiene tres formas diferentes, las cuales dependen de los valores del exponente b , exponencial donde $b=0$, armónica $b=1$ e hiperbólica $0 < b < 1$. Para cada forma existen diferentes curvaturas y comportamientos de la gráfica obtenida cada que se grafica contra la producción. En la **tabla 5.1** se muestra un resumen de las distintas formas de la curva de declinación de Arps, la cual puede utilizarse como una guía para determinar el modelo apropiado para cada yacimiento.

Tabla 5.1 Declinaciones propuestas por Arps (Modificado de: Mahmoud, 2018)

Declinación exponencial	Declinación hiperbólica	Declinación armónica
$b = 0$	$0 < b < 1$	$b = 1$
<i>Di es constante</i>	<i>Di es proporcional a la fracción del gasto</i>	<i>Di es proporcional al gasto de producción</i>
$q = qi e^{-Dit}$	$q = \frac{qi}{(1 + b Di t)^{\frac{1}{b}}}$	$q = \frac{qi}{(1 + b Di t)}$
$Q = -\frac{1}{Di} q + \frac{qi}{Di}$	$Q = -\frac{qi^b}{Di(b-1)} [q^{(1-b)} - qi^{(1-b)}]$	$Q = \frac{qi}{Di} [\ln qi - \ln q]$
Línea de tendencia se obtiene graficando $\log q \text{ vs } t, \text{ ó,}$	Línea de tendencia se obtiene graficando $\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt}\right)} \text{ vs } t$	Línea de tendencia se obtiene graficando $\log q \text{ vs } \log t, \text{ ó,}$ $\log q \text{ vs } \log Q$

Los modelos de curvas de declinación de Arps y las curvas tipo son confiables y efectivas si se trata de pronosticar yacimientos convencionales. Sin embargo, la naturaleza y complejidad de los yacimientos no convencionales hace que su declinación sea totalmente diferente, lo que ocasiona que las ecuaciones de Arps

sean inadecuadas para la estimación de reservas. El principal problema al momento de ajustar el comportamiento de los yacimientos no convencionales al comportamiento planteado por Arps se centraliza en que los valores obtenidos para el factor b son mayores a 1, es por esa razón que no se puede clasificar en ninguno de los tres casos anteriormente mencionados, lo que ocasiona una sobre estimación de reservas durante el análisis de la cuantificación.

De acuerdo con Lee y Sidle (2010), los valores de b anteriormente mencionados mayores a 1 ocasionan que las reservas calculadas de las ecuaciones de Arps tengan propiedades o comportamientos irrazonables o incongruentes. El problema deriva en gran parte del modelo matemático cuando se integra la ecuación de la disminución de tipo hiperbólico. Si la ecuación hiperbólica se integra, se puede demostrar que a medida que el tiempo se acerca al infinito, la producción acumulada total también tiende al infinito. De forma razonable esta no es una solución posible, ya que se sabe que la cantidad recuperable de hidrocarburos es finita.

La **figura 5.1** muestra un ejemplo del modelo hiperbólico de Arps, en una gráfica del gasto contra la producción acumulada, en la que se muestran tres curvas, con valores de " b " iguales 0, 1 y 1.5. EL gasto inicial q_i y la constante de disminución, D_i , se consideran arbitrarias para este ejemplo. Las curvas para valores de b iguales a 0 y 1 alcanzan un gasto final igual a cero, sin embargo, para el valor de b igual a 1.5 nunca llega a cero. Es muy común que en los yacimientos no convencionales se presenten este tipo de valores para el exponente " b ".

Los yacimientos convencionales de alta permeabilidad producen en dos regímenes de flujo; en flujo transitorio y flujo dominado por las fronteras. En el flujo transitorio, la presión se comporta constante mientras se mueve a través del medio, mientras que el yacimiento parece comportarse como infinito. Una vez que la presión responde a los efectos de las fronteras del yacimiento, el régimen de flujo cambia a uno dominado por las fronteras. Los efectos de la frontera están relacionados con el limite del yacimiento y el flujo transitorio con la presión de la formación.

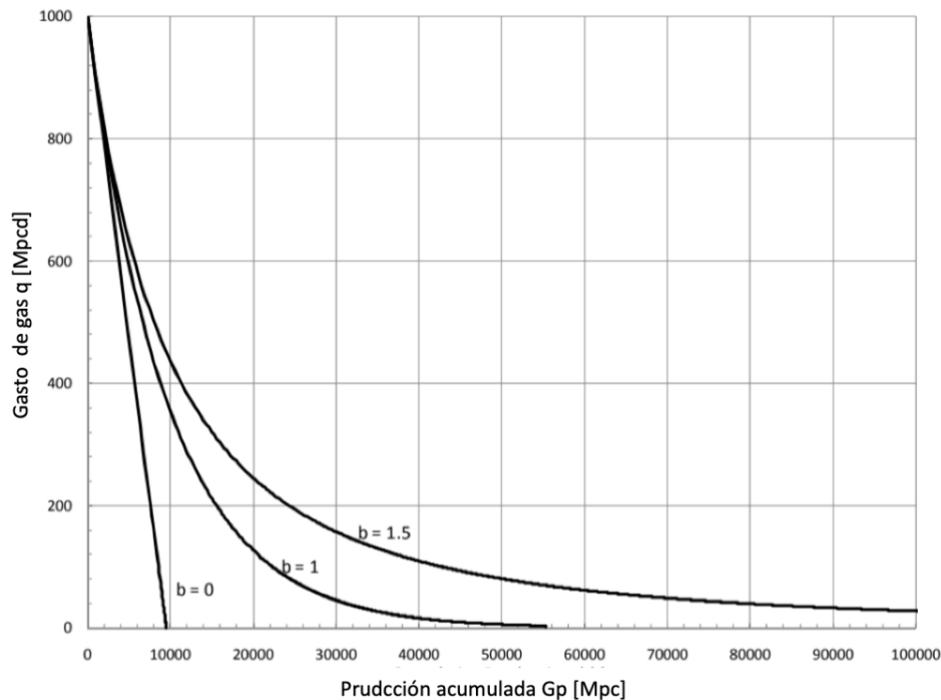


Figura 5.1 Gráfica de gasto vs producción acumulada de una ecuación hiperbólica de Arps con diferentes valores de b

En los yacimientos no convencionales, al ser la permeabilidad tan baja, no se pueden observar los efectos o límites de las fronteras. El régimen de flujo transitorio extendido es la causa por la que se observan valores mayores a 1 en la variable b . Para que las ecuaciones de Arps se puedan utilizar sin descuidar la física que gobierna el flujo de fluidos se deben cumplir varios supuestos. Dichas suposiciones son la presión de fondo constante, el flujo dominado por las fronteras, un área de drenaje constante y un factor de daño constante (Fetkovich, 1996; Lee y Sidle, 2010). Varias de estas suposiciones no se cumplen en pozos con yacimientos no convencionales, especialmente en el flujo dominado por las fronteras y en el área de drenaje constante.

5.8.2 Método Hiperbólico Modificado

La ecuación hiperbólica de declinación desarrolladas por Fetkovich et al (1996), queda representada en la **ecuación 5.4 y 5.5**.

$$q = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{(1/b)}} \quad (5.4)$$

En esta ecuación, el gasto de declinación, D , no es constante, pero tiene un decremento continuo

$$D = \frac{1}{\frac{1}{D_i} + bt} \quad (5.5)$$

Robertson (1988), propuso y desarrolló el modelo hiperbólico modificado, en donde la declinación hiperbólica en la vida temprana de un pozo puede ser sustituida por una declinación exponencial en la vida tardía de dicho pozo. De esta forma es posible definir un parámetro de gasto de declinación mínimo llamado D_{lim} . Dicho parámetro de declinación mínimo ocurre a un tiempo t^* dentro del historial de producción, el cual es delimitado empíricamente. El parámetro D_{lim} puede ser determinado por el porcentaje de declinación p , dicho parámetro se encuentra entre

un 5% - 15% de declinación por cada año. La relación de gasto para este modelo está dado por las **ecuaciones 5.6, 5.7 y 5.8**:

$$qg = \begin{cases} qi(q + bDit)^{-1/b}, & t < t^* \\ qiexp * e^{-Dit}, & t > t^* \end{cases} \quad (5.6)$$

$$Dlim = -\frac{\ln[1 - p]}{365} \quad (5.7)$$

$$t^* = \frac{\left(\frac{Di}{Dlim} - 1\right)}{bDi} \quad (5.8)$$

Una vez que el parámetro t^* ha sido calculado, es posible calcular al parámetro $qiexp$ con la **ecuación 5.9**, dicho parámetro se requiere para calcular el gasto al tiempo en que el comportamiento del pozo cambia a ser exponencial.

$$qiexp = \frac{qi}{(1 + bDit^*)^{1/b}} \frac{1}{\exp(-Dlimt^*)} \quad (5.9)$$

Para determinar la producción acumulada G_p se utiliza la condicionante definida anteriormente con el parámetro t^* y la **ecuación 5.10**.

$$G_p = \begin{cases} \frac{qi}{(1-b)} [1 - (1 + bDit)^{1-(1/b)}], & t < t^* \\ \frac{qi}{(1-b)} [1 - (1 + bDit^*)^{1-(1/b)}] + \frac{qiexp}{Dlim} (\exp[-Dlimt] - \exp[-Dlimt^*]), & t > t^* \end{cases} \quad (5.10)$$

Para el cálculo de los parámetros se propone el uso de la herramienta *Solver* en *Microsoft Excel*, comenzando con qi y Di simultáneamente. Se debe realizar una suposición inicial de dichas variables para después cambiarlas a través de múltiples iteraciones en la herramienta *Solver*, de esta forma se satisface la función objetivo de los valores residuales minimizados entre el ajuste de la curva y el gasto del histórico de producción. Una vez que se tienen ajustados dichos parámetros con la función objetivo, se deberá variar la tasa de disminución $Dlim$ para que de tal manera se puedan realizar los pronósticos de cada pozo.

5.8.3 Power Law Exponential Decline (PLED)

Ilk et al (2008) introdujeron el método PLED para el pronóstico de predicción del EUR para la producción proveniente de formaciones de shale y tight gas. La función de relación de pérdida, exponencial e hiperbólica fue presentada por Johnson y Bollens en 1928 y posteriormente por Arps, en donde definieron las **ecuaciones 5.11 y 5.12**

$$\frac{1}{D} = \frac{q}{(dq/dt)} \quad (\text{Relación de pérdida}) \quad (5.11)$$

$$b = \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{D} \right] = - \frac{d}{dt} \left[\frac{q}{dq/dt} \right] \quad (\text{Derivada de la relación de pérdida}) \quad (5.12)$$

Ilk et al (2008), desarrollaron un cálculo alternativo para el parámetro D y b utilizando datos de producción acumulada, dicho parámetro se define en la **ecuación 5.13**.

$$D = - \frac{dq}{dQ} \quad (5.13)$$

Y la alternativa para la definición del parámetro *b* está dada por la **ecuación 5.14**.

$$b = q \frac{d}{dQ} \left[\frac{1}{D} \right] \quad (5.14)$$

Proporcionaron la derivación de la relación de la disminución del método hiperbólico, el resultado de interés en este caso, es la expresión resultante que define al valor D , para una declinación hiperbólica la cual queda definida en la **ecuación 5.15**.

$$D = \frac{1}{\frac{1}{D_i + bt}} \quad (5.15)$$

La derivación completa de esta ecuación, queda definida como el gasto q dada por la **ecuación 5.16**.

$$q = q_i \frac{1}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad (5.16)$$

En este modelo los valores de D y b se estiman mediante la evaluación de datos del comportamiento del gasto y para evaluar la viabilidad de la relación de disminución hiperbólica. En esta metodología se observa un comportamiento no hiperbólico, es decir, que el exponente b no será constante y se modificará a lo largo del tiempo.

Tomando esto como un enfoque “no-hiperbólico” para estimaciones de reservas se considera el método desarrollado por Ilk et al (2008) que define de una forma diferente para el parámetro D, esta se define tal y como se presenta en la **ecuación 5.17**.

$$D = D_{\infty} + D_1^{-(1-n)} \quad (5.17)$$

La cual se reduce en la forma de la “ley de pérdida de potencia” en la **ecuación 5.18**.

$$q = \hat{q}_i \exp \left[-D_{\infty} t - \hat{D}_i t^n \right] \quad (5.18)$$

Donde:

\hat{q}_i = gasto “interceptado” definida por la *Ecuación 13*

D_1 =constante de declinación “interceptada” a tiempo=1 definida por la *Ecuación 11*.

D_{∞} =constante de declinación “a tiempo infinito” definida por la *Ecuación 11*.

\hat{D}_i = constante de declinación definida por la ecuación 13 donde $\hat{D}_i = D_1/n$, (Este parámetro tiene una interpretación diferente que la constante D_i de la *ecuación 10*).

n = exponente del tiempo definido por la *ecuación 11*.

Las variables mostradas anteriormente, representan el flujo transitorio, así como el dominado por las fronteras. Sin embargo, las cuatro incógnitas presentadas dentro de estos modelos causan un grado de incertidumbre alto y en algunas ocasiones pueden ser difíciles de determinar. De acuerdo con la bibliografía presentada, se proponen diversas soluciones. Una herramienta que se utiliza para determinar estos parámetros al igual que el método hiperbólico modificado, es el complemento de *Microsoft Excel, Solver*, que se utiliza para calcular los parámetros simultáneamente.

5.8.4 Stretched Exponential Production Decline (SEPD)

Valko (2008) propuso un método para poder estimar reservas en yacimientos no convencionales, específicamente con una relación estadística para poderse usar en una primera evaluación y/o análisis de una base de datos de diferentes gastos. El modelo de Valko resultante se expresa en la **ecuación 5.19**.

$$q = \hat{q}_i \exp \left[- \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \quad (5.19)$$

En la nomenclatura de la ecuación propuesta por Valko, el parámetro D_i puede ser definido como $(t/\tau)^n$. En tal expresión Valko consideró el comportamiento del yacimiento a tiempos largos.

La **ecuación 5.19**, se deriva de una estructura de un sistema de ecuaciones no lineales las cuales se definen en la **ecuación 5.20** y **ecuación 5.21**.

$$r_{21} = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{24}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{12}{\tau}\right)^n\right]} \quad (5.20)$$

$$r_{31} = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{36}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{12}{\tau}\right)^n\right]} \quad (5.21)$$

Donde las variables r_{21} y r_{31} , son los coeficientes de la producción acumulada para dos y tres años respectivamente y las variables, $\Gamma(\mathbf{t})$ $\Gamma(\mathbf{s}, \mathbf{x})$ son la función gamma y la función gama incompleta respectivamente.

$$\Gamma(t) = \int_0^{\infty} x^{t-1} e^{-x} dx \quad (5.22)$$

$$\Gamma(s, x) = \int_x^{\infty} t^{s-1} e^{-t} dt \quad (5.23)$$

Este método presenta algunas deficiencias que derivan en la complejidad de las ecuaciones propuestas, uno de los principales problemas se presenta al resolver el sistema de ecuaciones de la función gamma, por lo cual se requiere de la programación de los mismos o bien del uso de algún software que sea capaz de resolver dicho modelo. La aplicación de este modelo requiere un histórico de producción relativamente amplio del pozo. A pesar de que siempre se va a obtener una solución, al no contar con un histórico amplio, la predicción de la EUR se considera como pobre o de menor valor.

Este método utiliza la producción acumulada derivada de la ecuación de velocidad. El método no requiere de la determinación del parámetro τ y permite el cálculo del único parámetro restante, n , el cual se calcula mediante un proceso iterativo. Valko aplicó su método a distintos pozos tanto horizontales como verticales en las formaciones Bernet en Estados Unidos utilizando datos de producción mensual de los pozos.

5.8.5 Stretched Exponential Production Decline (SEPD) modificado

Posteriormente, Yu (2013) descubrió que el método convencional SEPD podría subestimar seriamente el pronóstico de producción futura para los pozos con reservas no convencionales; al examinar una gran cantidad de ejemplos de pozos y sus comportamientos, se llegó a la conclusión que si se excluye gran parte o la totalidad del primer año de producción y el análisis se realiza con el comportamiento restante del histórico de producción, se puede generar un perfil de producción más aproximado al comportamiento real del pozo y de esta forma reducir la subestimación de recursos y reservas.

Adicionalmente se desarrolló un gráfico especializado basado en la **ecuación 5.24**

$$\ln \left[\frac{q_0}{q(t)} \right] = \tau^{-n} t^n \quad (5.24)$$

Para encontrar los parámetros n y τ se puede aplicar un gráfico que resulta bastante simple de desarrollar, su uso da como resultado las estimaciones de los parámetros mencionados anteriormente. Lo más importante en la aplicación de este gráfico especializado es que los datos de producción deben caer dentro del comportamiento de una línea recta, que realmente presenta la disminución de la producción. En otras palabras, los datos de producción que se desvían de este comportamiento no deben ser incluidos dentro del análisis. El valor de q_0 estará definido por el gasto máximo dentro del histórico de producción, tal como lo definió Valko en su trabajo inicial.

Tal como presenta el método, graficando $\ln \left[\frac{q_0}{q(t)} \right]$ vs t podremos obtener el comportamiento de la **ecuación 5.24**, basándonos en la **figura 5.3**, el valor de n será el valor del exponente y τ puede ser calculada con la **ecuación 5.25**.

A su vez el parámetro Int representará la pendiente de la ecuación obtenida del gráfico especializado.

$$\tau = \exp \left[\frac{-\ln (Int)}{n} \right] \quad (5.25)$$

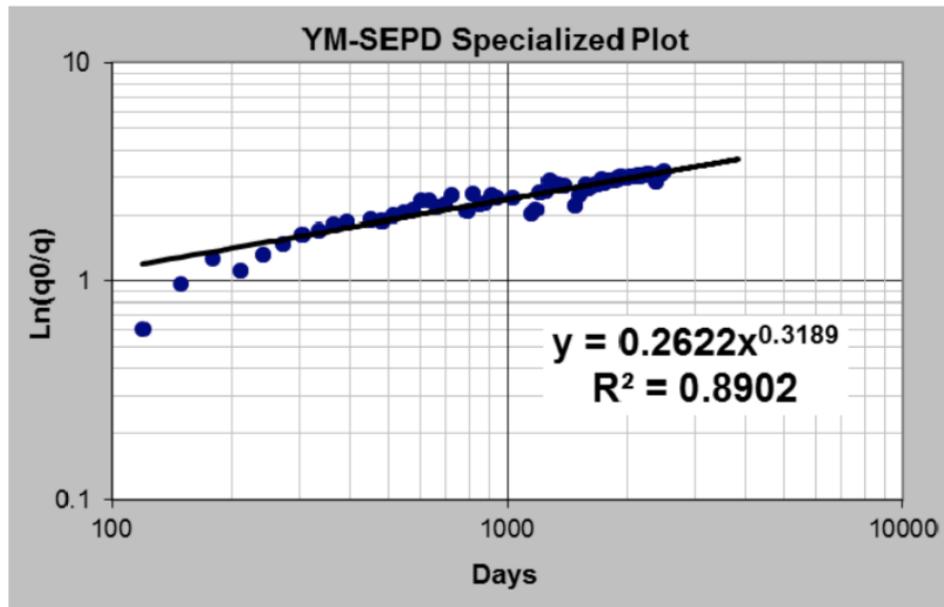


Figura 5.2 Gráfico especializado del método de Yu (Yu et al., 2013)

5.8.6 Método de Duong

El método de Duong, (Duong, 2011) se deduce empíricamente del gráfico en escala log-log del gasto q contra la producción acumulada de gas G_p la cual forma una línea recta con pendiente negativa tal como se muestra en la **ecuación 5.26**.

$$\frac{q}{G_p} = at^{-m} \quad (5.26)$$

El autor derivó la expresión anterior para poder determinar el gasto de producción y el gasto acumulado de gas como se presenta en las **ecuaciones 5.27 y 5.28**.

$$q = q_i t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad (5.27)$$

$$G_p = \frac{q_i}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad (5.28)$$

Donde a resulta de la intersección de la **ecuación 5.27** y m representa la pendiente del gráfico en escala logarítmica. La **ecuación 5.28** indica que G_p es proporcional al gasto inicial q_i para un tiempo dado t . Así se puede realizar un gráfico de gas acumulado (G_p) contra el gasto de gas (q), al día 1 de todos los pozos con un valor de los coeficientes a y m similares caería en la misma línea recta que pasa por el origen.

Duong (2011) explica paso a paso cómo aplicar el método de declinación en un pozo. Las **ecuaciones 5.29, 5.30, 5.31, 5.32 y 5.33** fueron propuestas por Duong y se presentan a continuación:

$$qt = q_i t^{-n} \quad (5.29)$$

$$\frac{Q}{qt} = \left[\frac{1}{a} \right] at^{-m} \quad (5.30)$$

$$t_{(a,m)} = t^{-m} \exp \left[\frac{a}{1-m} (t^{1-m}) \right] \quad (5.31)$$

$$q = q_i t_{(a,m)} + q_\infty \quad (5.32)$$

$$Gp = \frac{q}{a} t^m \quad (5.33)$$

Donde:

qt : representa la producción a cualquier tiempo t .

q_i : representa el gasto estabilizado a un tiempo $t = 1$ día.

$t_{(a,m)}$: representa el tiempo adimensional evaluado en las constantes (a, m) .

Q : representa la producción acumulada.

q_{∞} : representa el gasto infinito y es la intersección que resulta de graficar

Gp : representa a la producción acumulada.

El método y las ecuaciones propuestas por Duong tienen una gran ventaja sobre los métodos presentados anteriormente y ésta es su simplicidad, así como la facilidad con la que se pueden resolver sus ecuaciones en la **figura 5.4**, se observa la simplicidad y forma gráfica de aplicar dicho método.

Primer paso: se analizan los datos del historial de producción, realizando un gráfico de presión en la cabeza del pozo, contra el gasto de gas y agua. Las correcciones para realizarse en el gasto de cada uno de los fluidos estarán basadas en la presión promedio de operación, este paso se realizará siempre y cuando se cuente con el historial de presiones de dicho pozo.

Segundo paso: para resolver el modelo de Doung, se debe graficar el gasto de producción q entre la producción acumulada Gp contra el tiempo t en una escala log-log. Los parámetros a y m son obtenidos de la intersección de la recta y la pendiente respectivamente.

Tercer paso: se debe graficar el tiempo $t(a, m)$ contra el gasto de gas q en donde se determinará por medio de la ecuación de la recta los valores de gasto inicial qi y el gasto infinito q_{∞} . La línea de tendencia se obtendrá proyectando q_{∞} a cero.

Cuarto paso: Se procede al cálculo de la producción acumulada y del gasto a una fecha o límite económico.

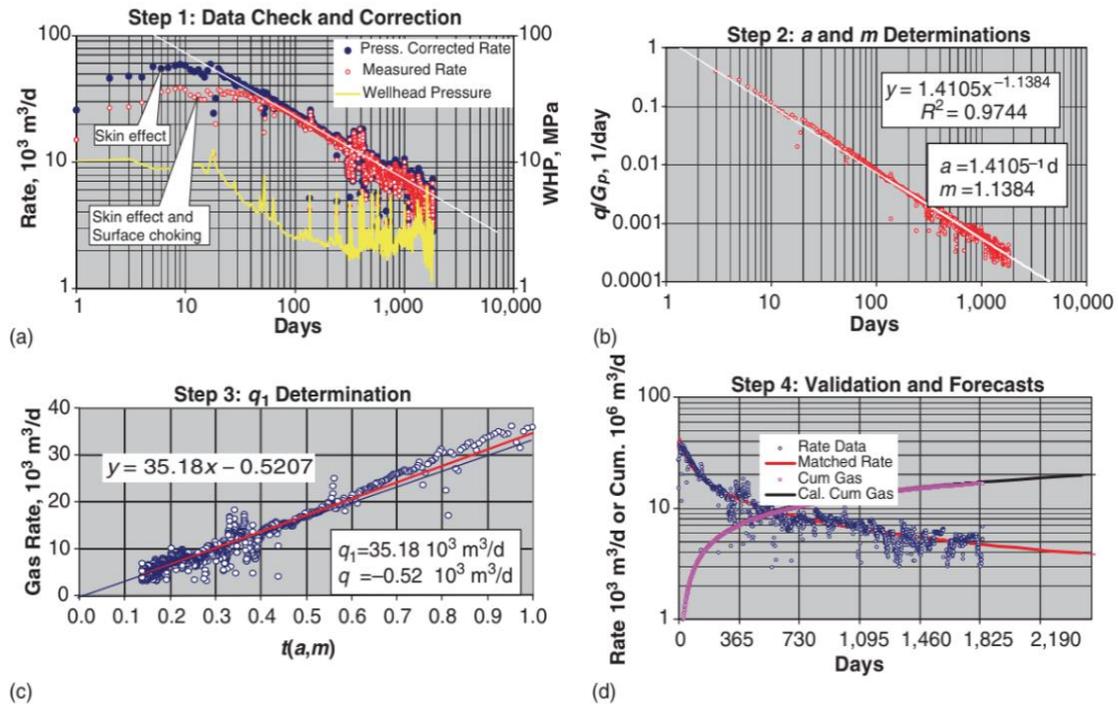


Figura 5.3 Cuatro pasos para la aplicación del método de Duong (Duong, 2011)

Este método modela el flujo transitorio, por lo que asume una producción prolongada dentro de este régimen de flujo. El modelo de Dong es adecuado para un régimen de flujo único, pero actualmente no se ha probado y es cuestionable para pozos que presentan transiciones de flujo lineal a flujo dominado por las fronteras, así este método solo es útil para un régimen de flujo transitorio, proporciona estimaciones precisas de los valores antes mencionados mientras el régimen de flujo transitorio persista.

Los rangos comunes para los parámetros del modelo de Duong son $1 \leq m \leq 2$ y $0 < a \leq 2$, (Paryani et al, 2016). Una limitación de este modelo es que se necesita una presión inicial adecuada para obtener los valores precisos de a y m , esto cuando el pozo es cerrado por un tiempo prolongado. El parámetro q_{∞} normalmente es cero, pero puede alcanzar valores distintos de cero en ciertas situaciones, y se sugiere forzar dichos parámetros para minimizar los errores en las estimaciones y pronósticos de producción.

5.8.7 Logistic Growth Model

Las curvas de crecimiento logístico son una familia de modelos matemáticos utilizados para pronosticar el crecimiento en numerosas aplicaciones, originalmente fue desarrollado por el matemático Belga Pierre Verhulst en el año de 1830, y se utilizaron en un inicio para modelar el crecimiento poblacional. Verhulst agregó un factor multiplicativo a la ecuación creando así el modelo de crecimiento logístico.

La ecuación del modelo de crecimiento tiene un término denominado “capacidad de carga”, dicho concepto representa el tamaño máximo al que una población puede crecer, el momento en el que el tamaño de una población se estabilizará y la tasa de crecimiento terminará.

Los modelos de crecimiento logístico se han utilizado en diferentes campos con diferentes aplicaciones, el primer uso en la industria petrolera se presentó en el modelo de Hubbert (1956), quien utilizó un método basado en el crecimiento logístico ayudando a crear un pronóstico de la producción de campos petroleros, a diferencia del modelo de Hubbert, la aplicación en los yacimientos no convencionales es que el método funciona solo para un método.

Clark et al (2011), desarrollaron el modelo de declinación basado en el crecimiento logístico para pronosticar la producción en un solo pozo en yacimientos no convencionales. Dicho modelo se basa en el concepto en que el crecimiento es posible, solo hasta cierto límite o tamaño. El tamaño máximo de crecimiento es aquel donde la variable de crecimiento se estabiliza y la tasa o ritmo de crecimiento termina, esto se conoce como “capacidad de carga”. Dicho modelo está adaptado al modelo de crecimiento hiperbólico. La ecuación de gasto entre tiempo en el modelo de crecimiento logístico se ejemplifica en la **ecuación 5.34**.

$$q = \frac{K_{LGM} n a_{LGM} t^{(n-1)}}{(a_{LGM} + t^{(n)})^2} \quad (5.34)$$

Donde:

q : es el gasto de producción.

a_{LGM} : coeficiente del modelo (1/ tiempo).

K_{LGM} : capacidad de carga (volumen).

n : exponente del tiempo adimensional.

La capacidad de carga representa el volumen recuperado final sin llegar a los límites económicos. La producción acumulada se acercará a la capacidad de carga cuando el gasto tienda a cero donde n es el parámetro que controla la declinación y cuando este tiende a cero la declinación es más pronunciada. El coeficiente a_{LGM} controla el tiempo en el que se alcanza la capacidad de carga, un valor alto de este parámetro indica una producción estable, sin embargo, un valor bajo de este coeficiente representa un decremento rápido.

Existen tres parámetros que se necesitan conocer para poder aplicar dicho método, estos son K_{LGM} , n y a_{LGM} ; el coeficiente de carga puede ser considerado como el volumen total de aceite o gas recuperable ante una declinación primaria del pozo. En otras palabras K_{LGM} es equivalente al EUR del pozo sin restricciones económicas ni restricciones propias del pozo. Este parámetro actúa como el término que restringe la producción acumulada y hace que el modelo se acerque a un decremento de la producción igual a cero. Es posible obtener una primera EUR a partir de cálculos volumétricos antes de utilizar un pronóstico determinista. Si el EUR no se conoce de la volumetría inicial del pozo, este también se puede utilizar como

un parámetro de ajuste, en donde el ajuste óptimo de los datos producirá el valor de K_{LGM} .

El modelo de crecimiento logístico es de naturaleza muy flexible en su aplicación y no presenta una única solución para cada pozo; es posible obtener múltiples soluciones o múltiples ajustes variando o combinando los parámetros antes mencionados, tal como desarrolló Clark (2011), la metodología fue implementada en diversos pozos de gas de las formaciones Barnett en el que se utilizaron distintos valores para el coeficiente de carga, los cuales arrojaron ajustes razonables a los pronósticos realizados.

Existen dos formas de aplicar dicho método: la primera incluye optimizar los parámetros con un esquema numérico, y la segunda requiere ajustar la ecuación con un gráfico especializado para obtener los parámetros antes mencionados.

El primer método precisa utilizar una regresión no lineal, si el coeficiente de carga es conocido, en donde se puede utilizar para calcular los dos parámetros restantes. La forma más fácil es utilizar una diferencia de cuadrados en *Excel* usando la herramienta *Solver* junto con el historial de producción del pozo. Este complemento informático puede ser utilizado para minimizar la suma de las diferencias de los parámetros iniciales con los obtenidos.

El segundo método para obtener los parámetros involucra ajustar el método a un gráfico para obtener los valores deseados. Este no involucra ninguna optimización numérica, pero si requiere un conocimiento previo del coeficiente de carga. De esa forma los dos parámetros restantes pueden ser determinados, tomando la **ecuación 5.35**. Posteriormente, se grafica $\log \frac{K}{Q-1}$ vs $\log t$ así la pendiente y la intercepción de la ecuación resultarán los valores de n y a respectivamente, tal como se muestra en la **figura 5.5**.

$$\log\left(\frac{k}{Q-1}\right) = \log a - n \log t \quad (5.35)$$

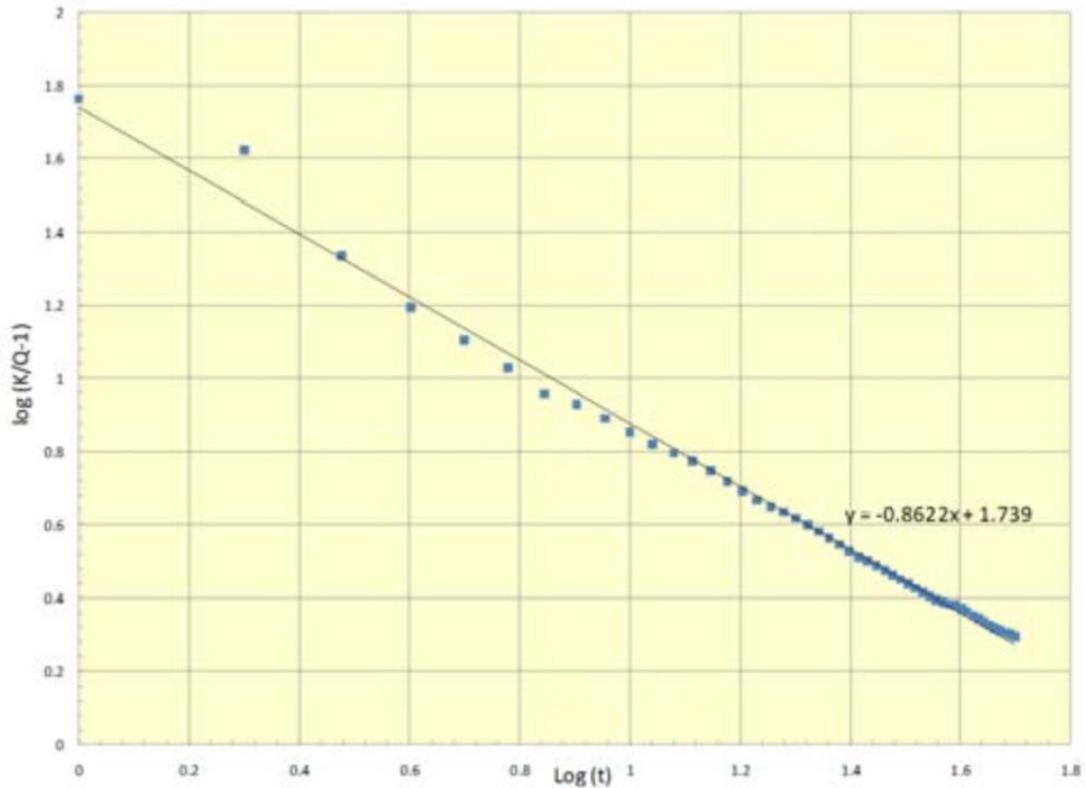


Figura 5.4 Método gráfico para modelo Logistic Growth Model (Clark et al, 2011)

Las curvas de decremento son un método el cual tiene un gran alcance para predecir la EUR y pronosticar el comportamiento a futuro del pozo.

Existen múltiples técnicas de declinación, para definir qué técnica es la mejor, se deben realizar comparativos de las estimaciones arrojadas por dichos métodos, en la bibliografía presentada, diversos autores ofrecen parámetros que permiten

determinar la confiabilidad del método, la mayoría de estos son presentados de acuerdo con correlaciones y estudios en campos de shale gas en Estados Unidos.

Actualmente el método de Arps es el más usado en cuanto a pronósticos de producción dentro de la industria. Genera resultados precisos para los recursos convencionales, que muestran un régimen de flujo transitorio de duración ilimitada. La mayoría de los datos para pozos en recursos convencionales se encuentran en el flujo dominado por fronteras, pero debido a que el régimen de flujo transitorio puede durar más de una década en recursos convencionales, surgió la necesidad de formular nuevos métodos que permitan identificar los efectos de los demás regímenes que se presentan. El modelo de Arps no funciona bien en el régimen transitorio cuando el valor del factor b es mayor a uno. Sin embargo, Arps se utiliza como complemento de otros métodos.

Los métodos SEPD y Duong ofrecen una solución al problema que se presenta cuando el estado transitorio dura mucho tiempo. Como se mencionó, el método SEPD requiere de simulación o un software que sea capaz de resolver el sistema de ecuaciones no lineal. El método de Duong es fácil de entender, desarrollar y visualizar, pero su principal problema es que puede ser aplicado solamente para un régimen transitorio único, por lo que es limitado para predicciones fuera de este régimen de flujo.

Otro problema que se genera al comenzar a cuantificar los recursos, es el histórico de producción disponible, pues debe ser lo suficientemente robusto o de lo contrario se tiene que utilizar el método propuesto por Arps, y como ya se mencionó, un factor relevante es el régimen de flujo ya que este limita entre un método y otro.

6. Aplicación de los métodos DCA para yacimientos no convencionales en pozos dentro de México

Una vez presentados algunos de los métodos disponibles para poder pronosticar recursos en yacimientos no convencionales se procederá a tomar la información pública de pozos considerados con reservas no convencionales dentro de las cuencas de México, esto con el objetivo de identificar su potencial en cuanto al volumen disponible de recursos no convencionales dentro de nuestro país.

Tal como publica la CNH (2019) y como se mencionó previamente, México cuenta con recursos no convencionales en diversas cuencas dentro del país, principalmente en las provincias de Chihuahua, Burro-Picachos, Sabinas, Burgos, Tampico Misantla y Veracruz, tal como se muestran en las **figuras 6.1** y **6.2**. A su vez, se tiene el registro de 18 pozos exploratorios que fueron perforados y terminados dentro de las cuencas petroleras indicadas. En las **tablas 6.1** y **6.2** se muestran sus principales características desde la profundidad total hasta el tipo de hidrocarburo que produjeron, dichos datos fueron de vital importancia para determinar aquellos pozos a los que se les podría realizar un pronóstico con algún método de declinación presentado en el capítulo anterior.

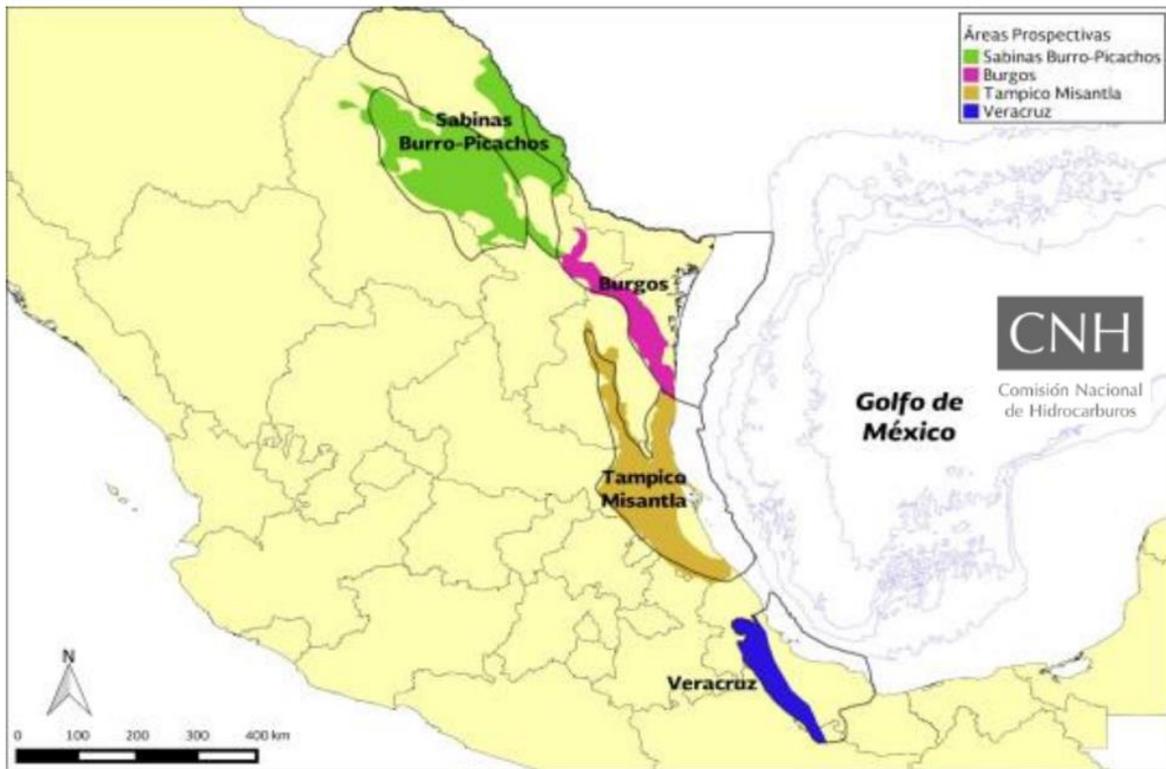


Figura 6.1 Provincias petroleras en México con recursos no convencionales (CNH, 2019)

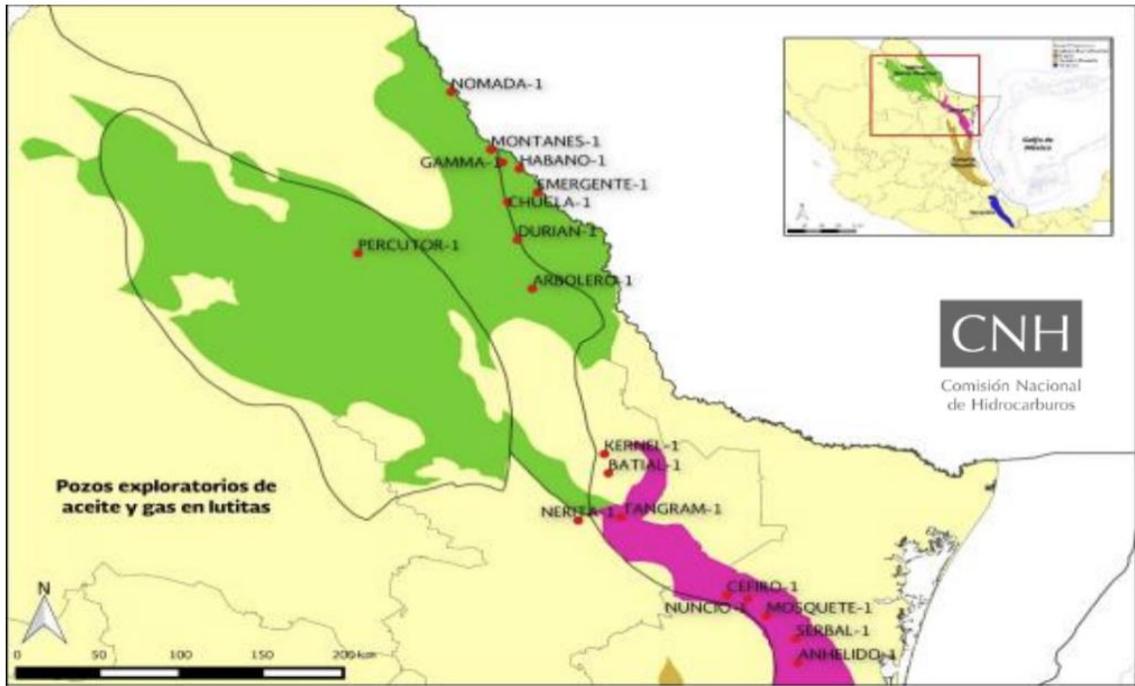


Figura 6.2 Pozos perforados dentro de las provincias petroleras con recursos no convencionales (CNH, 2019)

Tabla 6.1 Recursos prospectivos no convencionales en las provincias petroleras de México (CNH,2019)

Recursos prospectivos documentados			
Provincia petrolera	Aceite MMMbl	Gas MMMpc	PCE MMMBIpce

Tampico - Misantla	30.7	20.7	34.7
Burgos	0.0	53.8	10.8
Sabinas – Burro – Picachos	0.6	67.0	13.9
Veracruz	0.6	0.0	0.8
Total	31.9	141.5	60.2

Tabla 6.2 Pozos exploratorios perforados en yacimientos shale de México (CNH, 2019)

Pozos exploratorios de aceite y gas en yacimientos shale						
Pozo	Profundidad total (m)	Fecha de terminación	Intervalo productor (m)	Municipio	Entidad Federativa	Resultado
Emergente- 1	4,071	17-feb-11	3618-3670	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas seco

Percutor-1	3,436	30-mar-12	3330-3390	Progreso	Coahuila	Productor comercial de gas seco
Habano- 1	3,770	15-abr-12	3703-3643	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
Montañés- 1	3,200	30-abr-12	3155-3080	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
Nómada- 1	2,850	30-jun-12	2806-2737	Nava	Coahuila	Improductivo seco
Arbolero-1	4,007	07-jul-12	3878-3825	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
Anhérido- 1	3,945	28-dic-12	2847-2922	Cuillas	Tamaulipas	Productor comercial de aceite y gas
Chucla- 1	3,705	30-mar-13	3560-3645	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
Durian- 1	4,250	05-jul-13	4155-4215	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
Nuncio- 1	4,900	23-nov-13	4821-4865	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco

Tangram- 1	4,426	31-dic-13	4320-4400	China	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
Gamma- 1	3,793	22-dic-13	3690-3740	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
Kernel- 1	4,404	31-dic-13	4292-4364	Melchor Ocampo	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
Batial- 1	4,199	21-may-14	4110-4160	Los Herreras	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
Mosquete- 1	4,156	11-jun-14	4030-4094	Burgos	Tamaulipas	Improductivo seco
Nerita- 1	4,100	08-ago-14	3992-4013	Los Herreras	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
Céfiro- 1	4,598	28-sep-14	4502-4560	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco
Serbal- 1	4,750	28-ene-15	4620-4715	Cuillas	Tamaulipas	Productor no comercial de gas húmedo

De acuerdo con el sistema de información de hidrocarburos (SIH) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que se muestra en la **tabla 6.3**, que indica cuales son las reservas 1P, 2P Y 3P asociadas a los pozos que presentaron un mayor potencial; de dichos pozos dentro del SIH se tiene registro únicamente de tres: Emergente-1, Habano-1 y Percutor-1, de tales se pudo obtener un historial de producción de gasto y tiempo mensual. Los tres mencionados fueron utilizados para aplicar los métodos presentados dentro de este trabajo y se realizó una declinación para cada uno de ellos.

Tabla 6.3 Reservas probadas de gas en yacimientos no convencionales en México

Reservas remanentes de gas			
POZO	Gas		
	1P	2P	3P
	[MMMpc]	[MMMpc]	[MMMpc]
Anhérido	0.00	0.00	0.00
Chucla	1.78	1.78	1.78
Emergente	0.13	13.75	13.75

Habano	1.69	1.69	1.69
Nuncio	1.89	1.89	133.71
Tangram	17.97	89.89	269.71

En las **tablas 6.4 y 6.5** se muestra una comparación de algunos criterios para utilizar los métodos de acuerdo a algunas de sus características, incluyendo las ventajas y desventajas con las que cuenta cada una al momento de aplicar la metodología.

Tabla 6.4 Comparación de métodos DCA para yacimientos no convencionales

Modelo de declinación	Adecuado para realizar pronósticos en yacimientos de baja permeabilidad	Válido en flujo transitorio	Válido en flujo dominado por fronteras	Se necesitan cambiar parámetros con un historial grande	Funciona con datos limitados (menores a 1 año)
Arps	No	No	Si	Si	Si
Hiperbólico-Modificado	Si	No	Si	Si	Si
Stretched Exponential	Si	Si	No	No	Algunas veces

Power Law Exponenetial	Si	Si	Si	No	No
Duong	Si	Si	No	No	No
Logistic Growht Model	Si	Si	Si	No	No

Tabla 6.5 Fortalezas y debilidades de cada modelo DCA para yacimientos no convencionales

Modelo de declinación	Fortalezas del método	Debilidades del método
Arps	Fácil de aplicar y utilizar, es compatible con yacimientos convencionales. Actualmente es el modelo mejor utilizado para yacimientos convencionales.	Requiere que se presente un flujo dominado por fronteras y una presión constante de fondo. No es recomendable para yacimientos de baja a ultra baja permeabilidad.
Hiperbólico-Modificado	Fácil de aplicar gráficamente, dentro de su metodología presenta ecuaciones que cambian cuando se presenta un comportamiento exponencial.	No funciona cuando se presenta un modelo de flujo dominando por las fronteras dentro del yacimiento.

Stretched Exponential	Es válido para modelos que presentan un flujo transitorio. Es aplicable para diversos yacimientos de gas con historiales de producción con un mínimo de 2 o 3 años.	No funciona cuando se presenta un flujo dominado por fronteras en tiempos cortos o tempranos y para tiempos largos o tardíos se requiere de una declinación exponencial.
Power Law Exponential	Se puede utilizar con un modelo de flujo transitorio, así como con un modelo de flujo dominado por fronteras.	Presenta dificultades en ajustar diversos parámetros dentro de las ecuaciones del modelo. Al presentarse falta de datos a lo largo del historial este método tiende a arrojar resultados erróneos.
Duong	Se necesita tener un flujo esencialmente lineal. Es un método sencillo de utilizar gráficamente. Se obtienen buenos pronósticos de producción para yacimientos shale y de baja permeabilidad.	No se debe utilizar en flujo dominado por fronteras. Se debe tener un histórico de producción mayor a 2 años. Tiende a fallar cuando hacen falta datos de producción dentro del histórico.
Logistic Growth Model	Esta basado en la teoría de la capacidad de carga, la cual encuentra relación con el crecimiento y el comportamiento hiperbólico.	Presenta dificultades en ajustar los parámetros dentro de las ecuaciones del modelo y se necesita un historial grande de producción, para obtener resultados con un porcentaje de incertidumbre bajo.

6.1 Pozos utilizados para caso de estudio

6.1.1 Emergente-1

El pozo Emergente-1 se encuentra en la cuenca de Burgos perteneciente a Coahuila, dentro del municipio de Hidalgo, con una profundidad desarrollada de 4,071m fue terminado el 17 de febrero de 2011, dando como resultado una producción de gas seco en el intervalo 3618 m-3670 m, explotando la formación Eagle Ford con una secuencia de calizas arcillosas. Con base en la información encontrada en el SIH de la CNH se cuenta con un historial de producción desde el 01 de febrero de 2011 hasta el 01 de febrero 2019, ocho años en los cuales se realizaron los pronósticos con los métodos anteriormente mencionados. En las **figuras 6.3** y **6.4** se muestra el historial correspondiente a este pozo tomado del SIH.

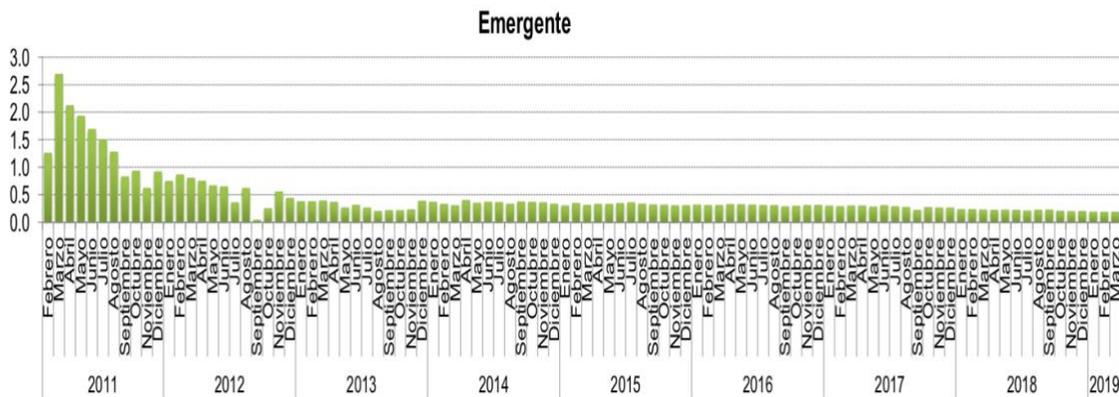


Figura 6.3 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Emergente-1 (CNH, 2019)

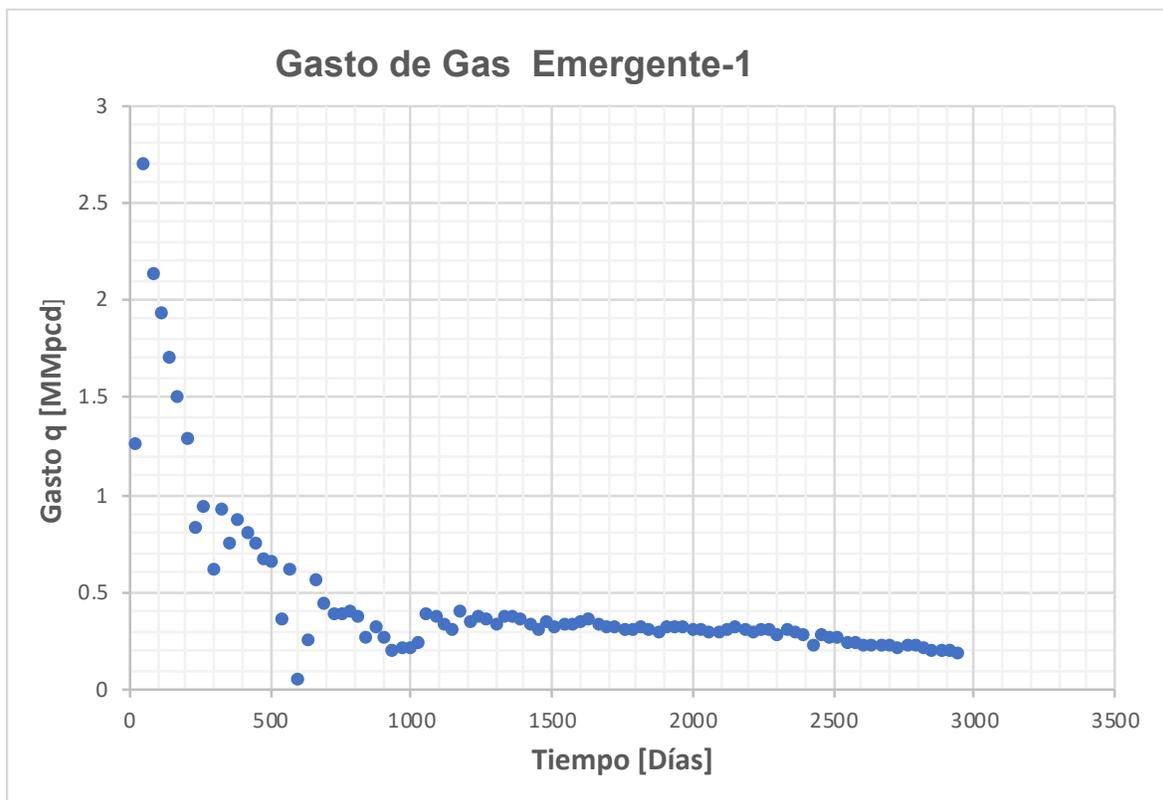


Figura 6.4 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Emergente-1

6.1.2 Percutor-1

El pozo Percutor-1 se localiza en la cuenca de Sabinas del estado de Coahuila, en los límites del municipio de Progreso, con una profundidad desarrollada de 3,436 m fue terminado el 30 de marzo de 2012, resultado en una producción comercial de gas seco proveniente del intervalo 3330m–3390m explotando la formación Eagle Ford con una secuencia de lutitas pertenecientes al Cretácico. Acorde con la información encontrada en el SIH de la CNH, su historial de producción fue desde el 01 de abril del 2012 hasta el 01 de julio 2019: es decir siete años. Asimismo, cuenta con dos períodos sin producción: uno de dos meses y el otro de aproximadamente año y medio, en los que se desconoce la causa de dichos cierres. Con el historial mencionado se realizaron los pronósticos. En las **figuras 6.5 y 6.6** se muestra el historial correspondiente a este pozo tomado del SIH.

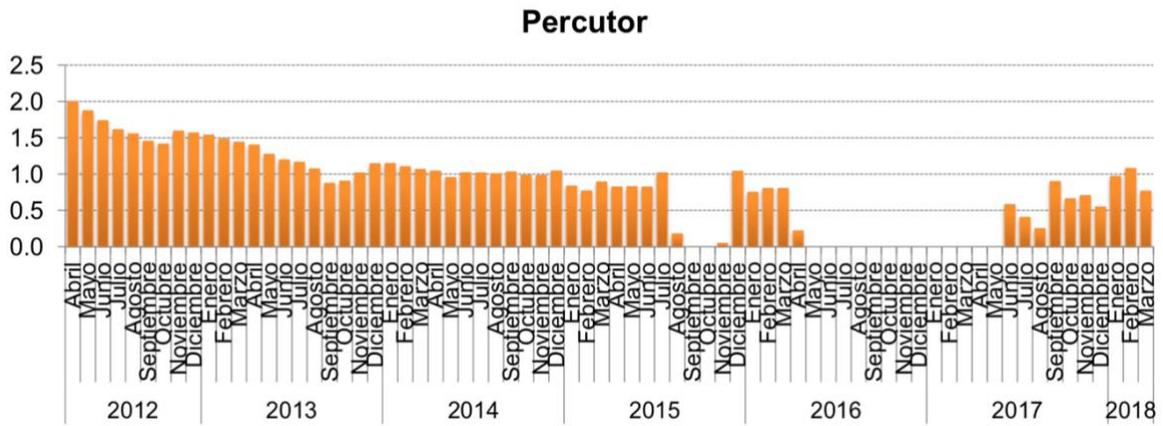


Figura 6.5 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Percutor - 1 (CNH, 2019)

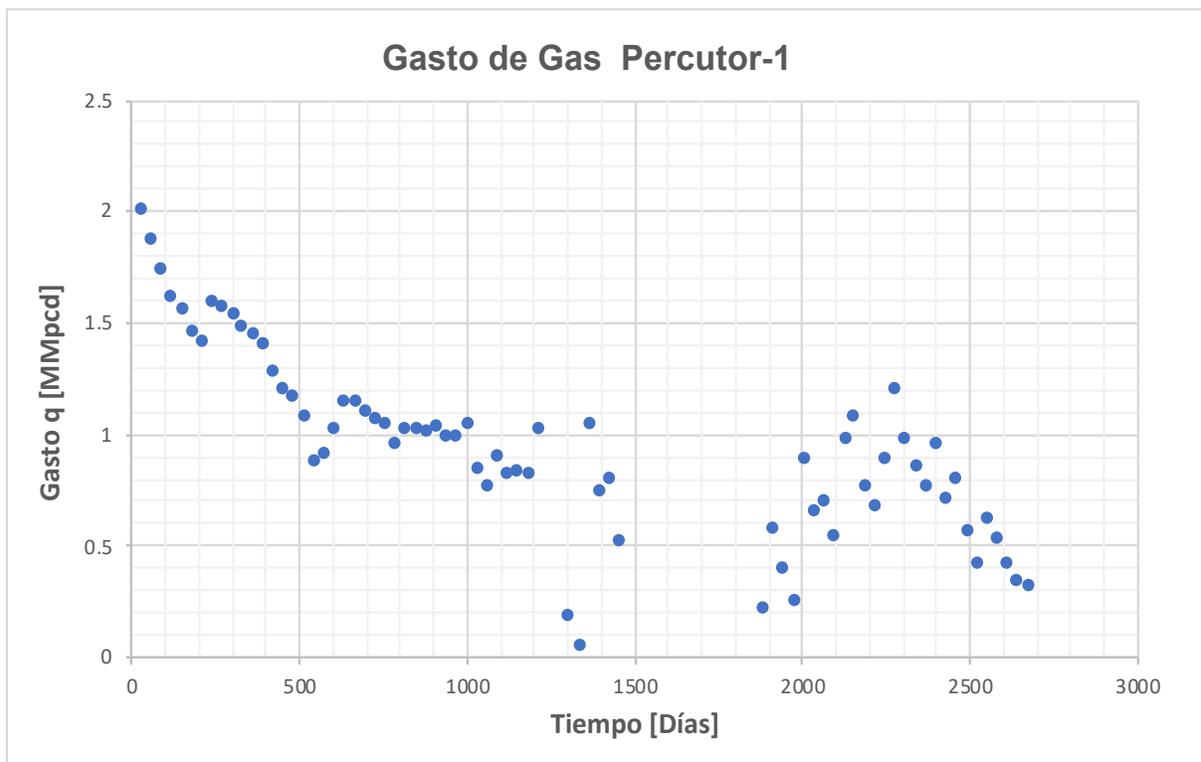


Figura 6.6 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Percutor-1

6.1.3 Habano-1

El pozo Habano-1 se encuentra en la cuenca de Burgos del estado de Coahuila, específicamente en el municipio de Hidalgo, presenta una profundidad desarrollada de 3,770m y fue terminado el 15 de abril de 2012, dando como resultado una producción comercial de gas seco provenientes del intervalo 3703 m–3643 m explotando la formación Eagle Ford con una secuencia de calizas arcillosas pertenecientes al Cretácico. Conforme a la información encontrada en el SIH de la CNH, se cuenta con un historial de producción desde el 01 de junio del 2013 hasta el 01 de febrero del 2019, es decir, seis años. Con dicho historial se realizaron los pronósticos con los métodos anteriormente mencionados. En las **figuras 6.7** y **6.8** se muestra el historial correspondiente a este pozo tomado del SIH.

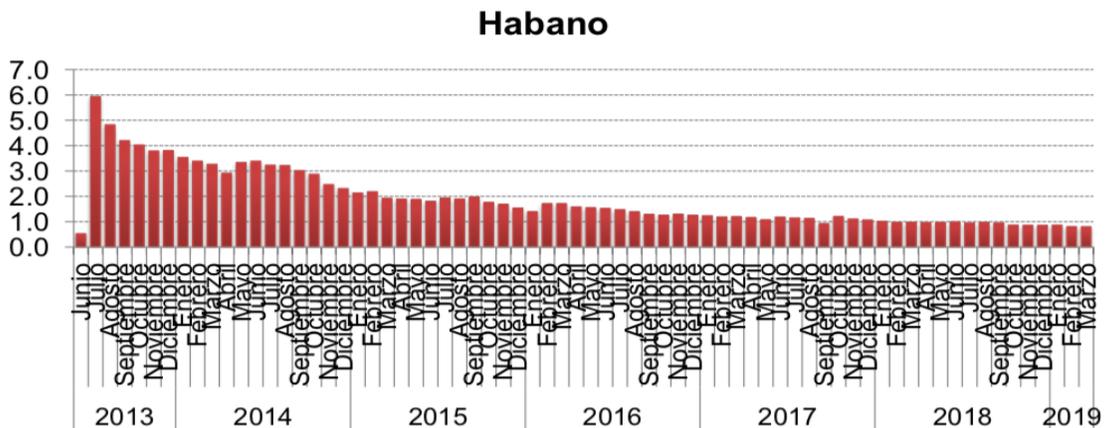


Figura 6.7 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Habano - 1 (CNH, 2019)

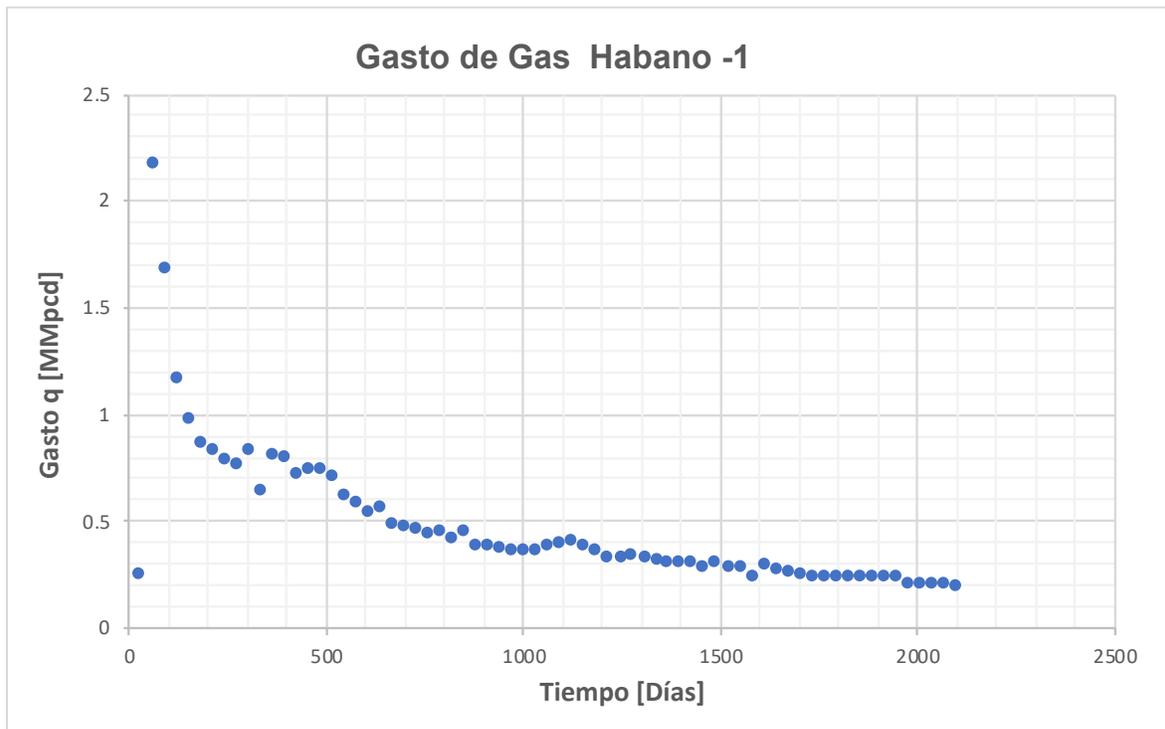


Figura 6.8 Gasto de gas [MMpcd] vs tiempo del pozo Habano-1

A continuación, se muestran los resultados y consideraciones que se utilizaron para la aplicación de cada uno de los 5 métodos; se consideró como límite económico el gasto de 0.05MMpc, dicho límite corresponde al gasto al cual PEMEX abandona los pozos de gas. Lo anterior es un factor clave en el análisis de estos resultados, será el tiempo el factor a analizar en cada pozo con cada método. La metodología presentada a continuación se llevó a cabo para los tres pozos, así como los resultados obtenidos.

6.2 Consideraciones para cada pozo de estudio

Hiperbólico modificado. Para este método se utilizaron dos herramientas, la primera, y con la cual se logró una aproximación más exacta a los parámetros que se encuentran como incógnita, fue mediante el uso de una tabla dinámica que cuenta con los parámetros ($Dlim, t^*, p, qgi, b$) para resolver este modelo, en esta

tabla se carga el historial disponible y por medio de barras dinámicas se logra un ajuste del modelo para cada parámetro individualmente, logrando así un acercamiento al modelo original, de esta forma se puede tener una aproximación de los valores de q_i , D_i y b . Dicha herramienta fue desarrollada por Stephanie Currie en 2010, en la universidad de Texas A&M. Para validar los valores obtenidos de dicho ajuste se utilizó la herramienta *Solver* de *Excel*, así se minimizó la suma de las diferencias de los parámetros iniciales con los obtenidos, es decir, se utiliza una función inicial con una función objetivo. De esta forma se obtuvo la mejor aproximación para realizar el pronóstico para cada pozo.

Power Law Exponential Decline. Para este método se utilizaron, al igual que el modelo hiperbólico modificado, dos herramientas: la primera fue el uso de la tabla dinámica en la cual fue cargado el historial disponible de cada pozo, se determinaron los valores ajustando las curvas del modelo cargado y el arrojado por parte del método, de esta forma se obtuvieron los parámetros q_i , D_i , n y D_{inf} . Para validar los valores obtenidos de dicho ajuste se utilizó la herramienta *Solver* de *Excel*, utilizando los valores obtenidos con la tabla dinámica se minimizó la suma de las diferencias de los parámetros iniciales con los obtenidos, es decir, se usa una función inicial con un objetivo. De tal manera se obtuvo la mejor aproximación para realizar el pronóstico para cada pozo.

Stretched Exponential. Para la aplicación de este método se procedió a utilizar el modelo exponencial modificado propuesto por Yu (2013), como se explicó anteriormente, con el historial de cada pozo tomado del SIH, se procedió a determinar el gasto máximo del histórico disponible; se realizó la gráfica $\ln \left[\frac{q_0}{q(t)} \right]$ vs t de donde se determinaron los parámetros Int y n posteriormente se calcula el parámetro τ . Una vez fijadas las incógnitas se procede a realizar el pronóstico hasta el límite económico deseado.

Duong. A diferencia de los demás métodos, Duong presenta un método mayormente gráfico que permite una aplicación más rápida sin necesidad de requerir a modelos o programación numérica, como se expuso anteriormente, propuso cuatro pasos, los cuales fueron aplicados para determinar los parámetros q_i y $t_{(a.m)}$. Cabe destacar que la falta de datos o continuidad en las mediciones de los históricos de producción dificultó la aplicación de este método, sobre estimando las reservas en cada pozo.

Logistic Growth Model. Este método cuenta con una metodología grafica la cual fue aplicada a los tres pozos. En ella se debe tener un conocimiento previo del coeficiente de carga, es decir, de una aproximación de reservas la cuales fueron tomas de los datos proporcionados en la página de CNH y el Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH), así se procedió con el método gráfico, en el que se debe graficar $\log \frac{K}{Q-1}$ vs $\log t$ para poder determinar a los parámetros n y a y posteriormente realizar el pronóstico de producción hasta el límite económico deseado.

7. Análisis de resultados

7.1 Resultados obtenidos del pozo Emergente-1

En el caso del método de **Duong** (**figura 7.1**) resultó ser un método que se ajustó bien al historial utilizado, pero para el pronóstico sobreestimó los recursos disponibles de gas, el límite económico de 0.050 [Mpcd] se alcanzará hasta el 01 de enero del 2034 con una producción acumulada de 1.070 [MMMpc], lo que resulta poco probable, al presentar diversas variaciones en la medición de la producción se asume que el ajuste gráfico del modelo no pudo seguir un comportamiento lineal, al momento del desarrollo y de la definición de los parámetros, con el método gráfico se tuvo que tomar únicamente la parte lineal del histórico de producción disponible, de esta forma se redujo el tiempo en el que se alcanzaba el límite económico.

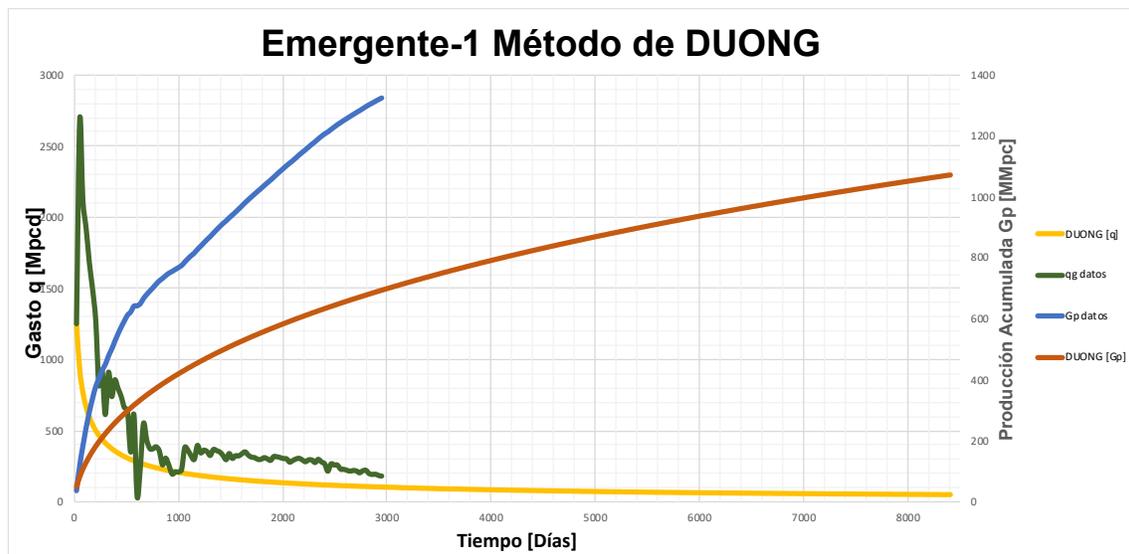


Figura 7.1 Pozo Emergente - 1, resultados al método de Duong

En el caso del método **Hiperbólico Modificado** (*figura 7.2*) se advierte que fue el modelo que mejor se ajustó al historial de producción, de acuerdo con éste, se determinaron los días en los que el pozo comienza a comportarse con una declinación exponencial, lo anterior ayudó a que el pronóstico se ajustara mejor a los últimos años del mismo y no sobreestimara los recursos disponibles. El límite económico se alcanzará el 01 de marzo de 2031 con una producción acumulada de 1.54 [MMMpc], al igual que los métodos anteriores las variaciones dentro del histórico afectan el ajuste y el pronóstico de las reservas.

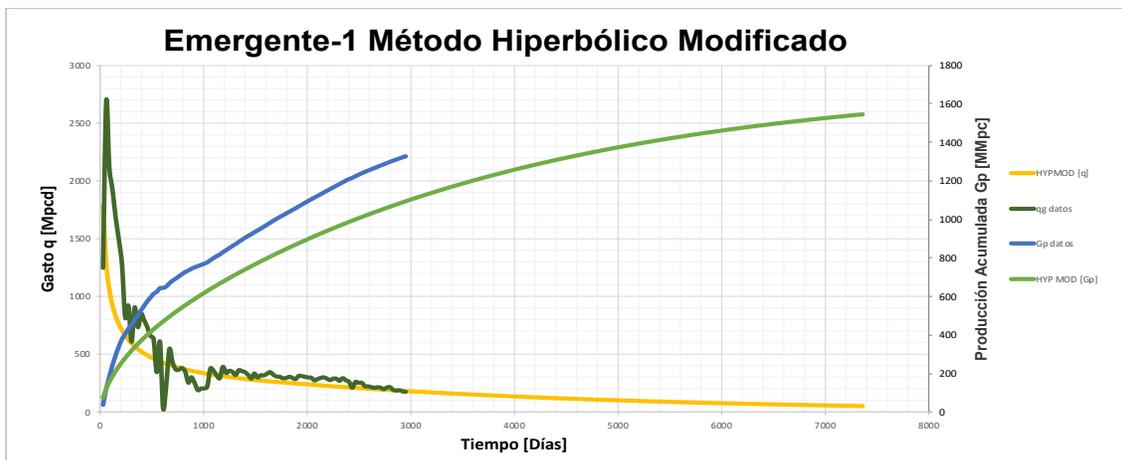


Figura 7.2 Pozo Emergente - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado

El modelo **PLED** (*figura 7.3*) logró ajustarse mejor al final del pronóstico de producción, al utilizarse dos ajustes se observó una mejor previsión, y a diferencia de los anteriores, no sobreestimó los recursos arrojando datos razonables, en cuanto al tiempo para alcanzar el límite económico se obtuvo hasta el 01 de enero de 2028 con una producción acumulada de 1.77 [MMMpc].

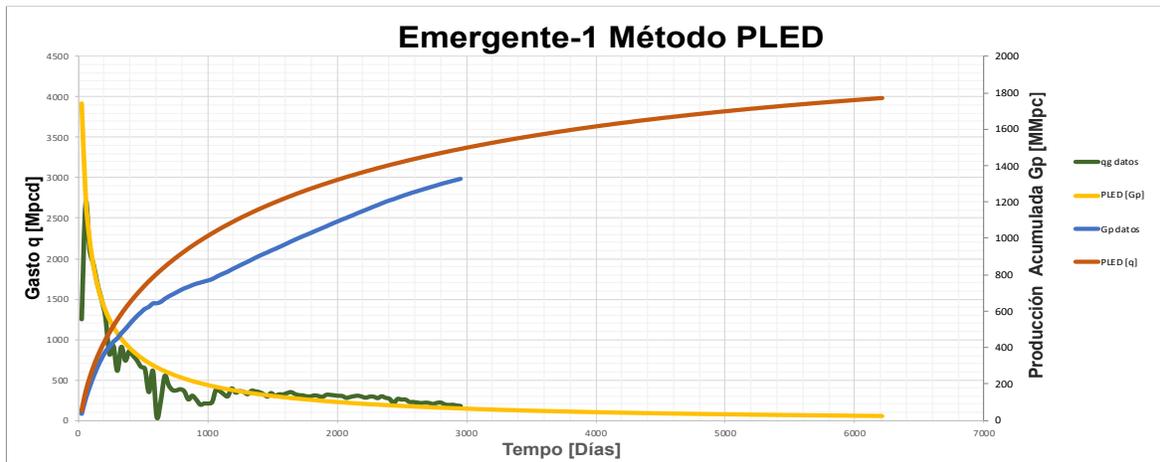


Figura 7.3 Pozo Emergente - 1, resultados al método PLED

El modelo **SEPD – Modificado** fue el que se ajustó mejor al pronóstico, tanto al gasto como a la producción acumulada, cabe recalcar que dicho modelo modificado es utilizado para pozos con poca historia de producción y además se utiliza cuando existe una variación grande en los datos, el límite económico se alcanzará el 01 de enero de 2028 dando un resultado mucho más conservador que los anteriores, con una producción acumulada de 1.61 [MMMpc]. Como se observa en la **figura 7.4**, tanto el pronóstico del gasto como el de la producción acumulada se ajustan muy bien y siguen una trayectoria que se podría tomar como el pronóstico más acertado hasta ahora.

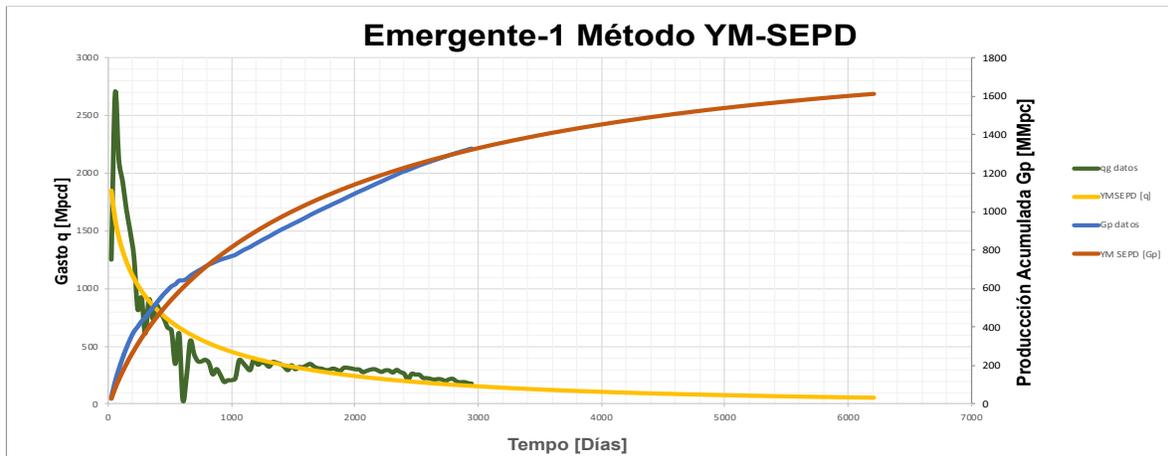


Figura 7.4 Pozo Emergente - 1, resultados al método YM- SEPD

El modelo **Logistic Growth Model** (figura 7.5), a pesar de que no se ajustó al pronóstico ni a la producción acumulada, mostró una estimación más conservadora que las anteriores, al momento de seleccionar la parte lineal del método gráfico se utilizaron únicamente los últimos años del pronóstico: los resultados obtenidos al límite económico se tendrá el 01 de agosto del 2026 con una producción acumulada del 1.01 [MMMpc].

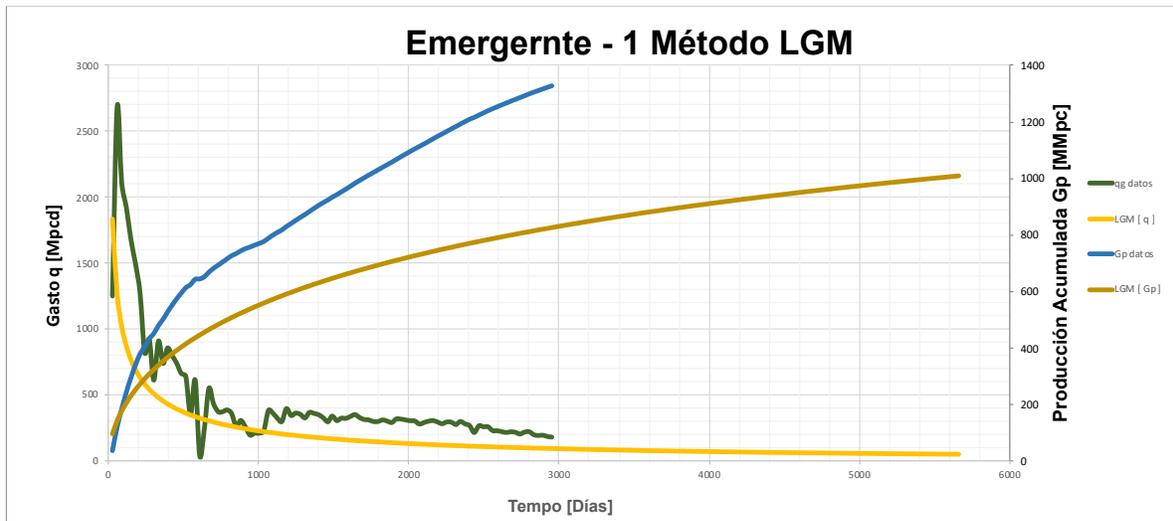


Figura 7.5 Pozo Emergente - 1, resultados al método LGM

En las **figuras 7.6** y **7.7**, se presentan las gráficas resultantes del gasto, así como de la producción acumulada en comparación con el histórico original disponible del pozo, con el fin de tener un referente del trabajo realizado y poder comparar los resultados de cada método. Para el caso del pozo Emergente-1 el método que más se acerca al comportamiento de un pozo shale y que mejor se ajusta al historial del mismo es el Logistic Growth Model, siendo así el pronóstico más alejado el de Duong.

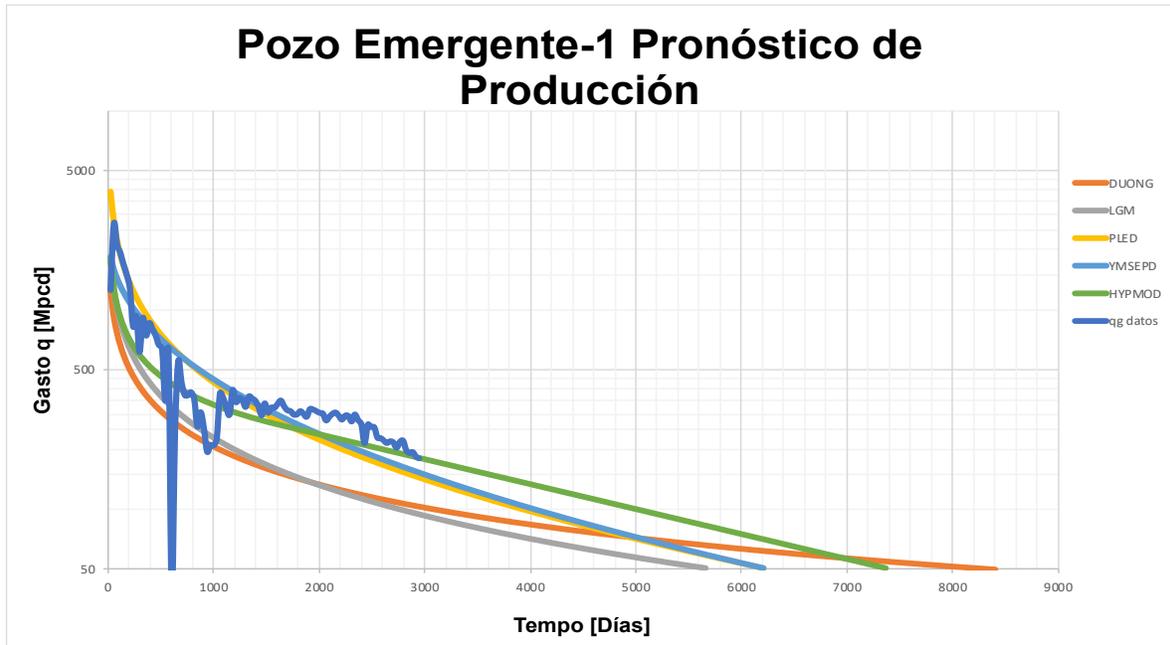


Figura 7.6 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Emergente-1

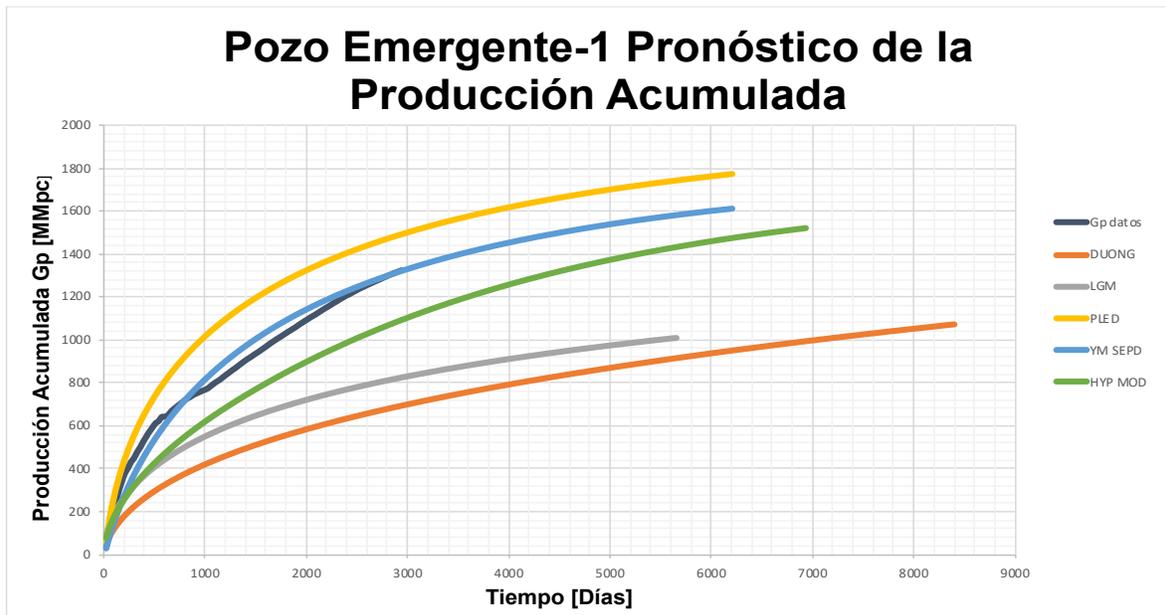


Figura 7.7 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Emergente-1

7.2 Resultados obtenidos del Pozo Habano – 1

Para el caso del modelo de **Duong** (*figura 7.8*), al igual que en el pozo anterior sobreestimó las reservas a pesar de que mostró un buen ajuste en los pronósticos de producción, uno de los problemas que presenta Duong es que el pozo debe mantenerse en un régimen de flujo único, sin embargo, para los que se utilizaron en este trabajo, no es posible asegurar que se mantienen en flujo transitorio y por la falta de datos de presión no se pudo realizar un análisis para determinarlo. El límite económico se tendrá el 01 de octubre de 2038 con una producción acumulada de 1.6 [MMMpc].

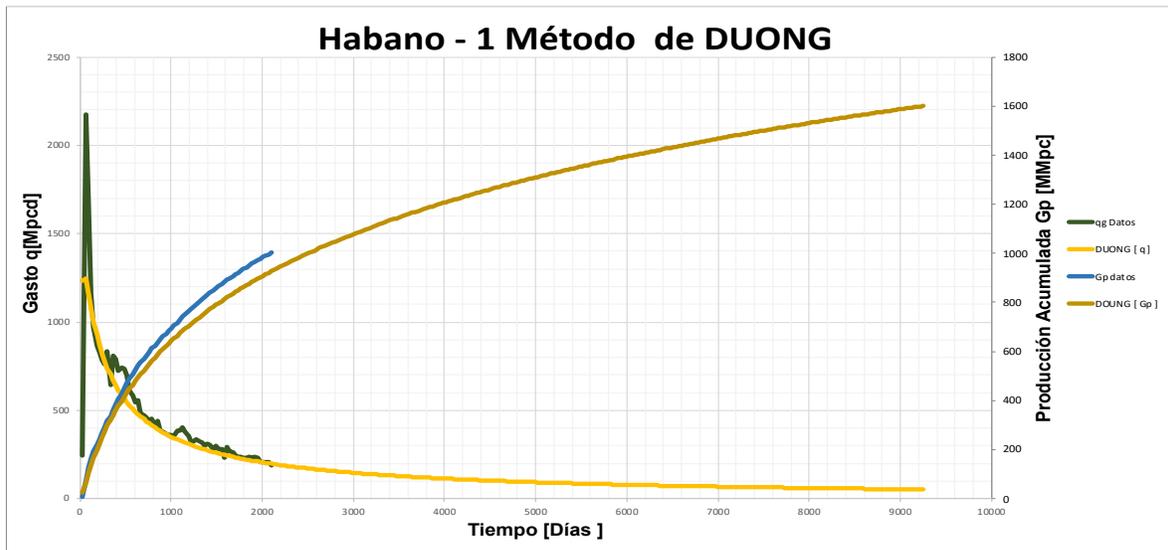


Figura 7.8 Pozo Habano - 1, resultados al método de Duong

El método **Hiperbólico Modificado** (**figura 7.9**) presenta una gran ventaja, pues permite calcular el tiempo en el que el pronóstico se comporta con una declinación exponencial, los datos utilizados para generar el pronóstico de este se ajustaron de forma muy parecida al historial original, el tiempo en el que el método cambia se da aproximadamente a los 1200 días, tras ese tiempo se toma una declinación exponencial. El límite económico se alcanzará el 01 de junio de 2026 con una producción acumulada de 1.16 [Bcf].

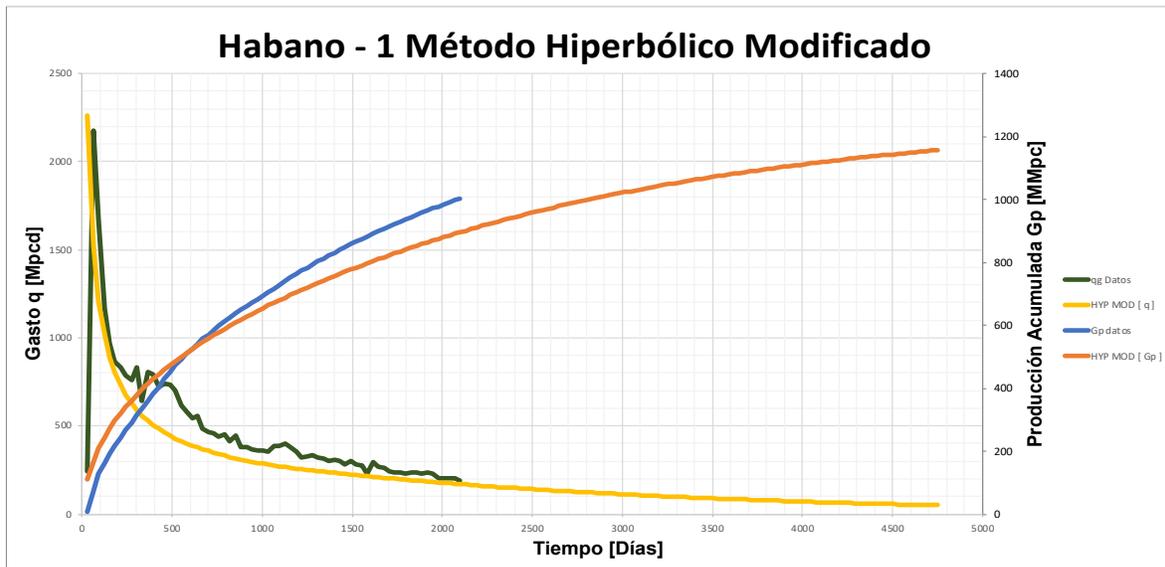


Figura 7.9 Pozo Habano - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado

En el modelo **PLED (figura 7.10)** se observa un buen ajuste en el pronóstico de producción, a diferencia del método de Duong, el límite económico se alcanzará el 01 de octubre de 2030 con una producción acumulada de 1.36 [MMMpc]. Uno de los aspectos por los cuales se asume que el límite económico se alcanzó a un tiempo largo es porque dicho método, necesita una modificación cuando se presenta una declinación exponencial, al final de dicho pronóstico la declinación se hace presente de acuerdo con el método gráfico que se aplicó.

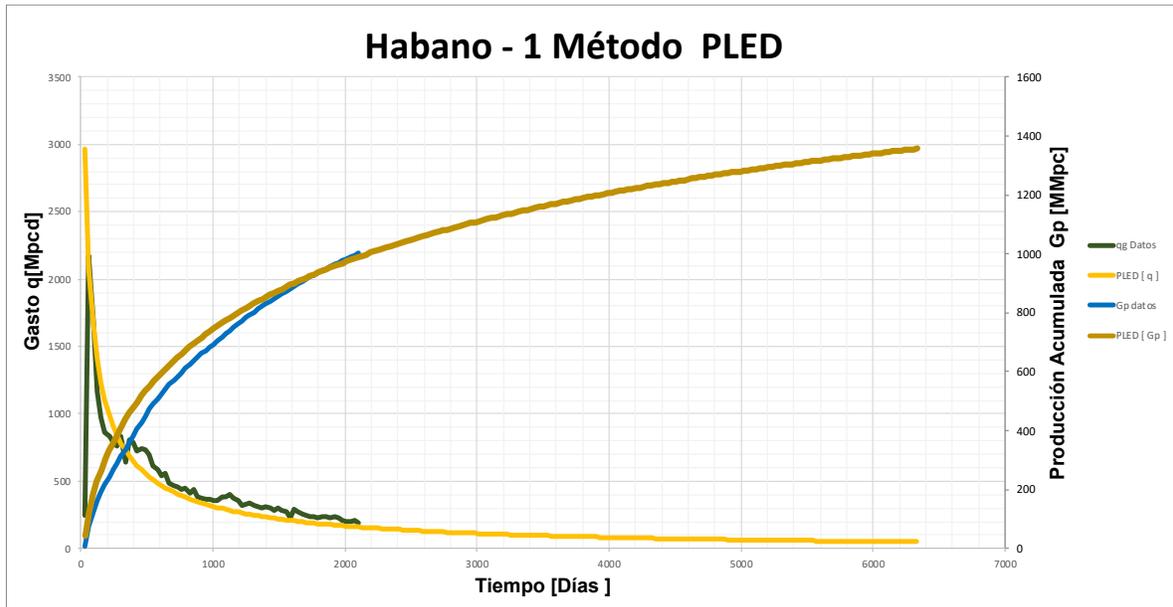


Figura 7.10 Pozo Habano - 1, resultados al método PLED

Como se ve en la (**figura 7.11**), el método **SEPD-Modificado** tiene el mismo comportamiento que los datos disponibles, este resultó ser el que mejor se ajustó, de acuerdo con lo presentado anteriormente, esta metodología es óptima cuando el flujo transitorio es constante y se presenta en un tiempo largo dentro del histórico de producción, el límite económico se alcanzará el 01 de mayo de 2027 y al igual que el método PLED es una previsión aceptable que puede simular el comportamiento real del pozo, con una producción acumulada final de 1.32 [Bcf].

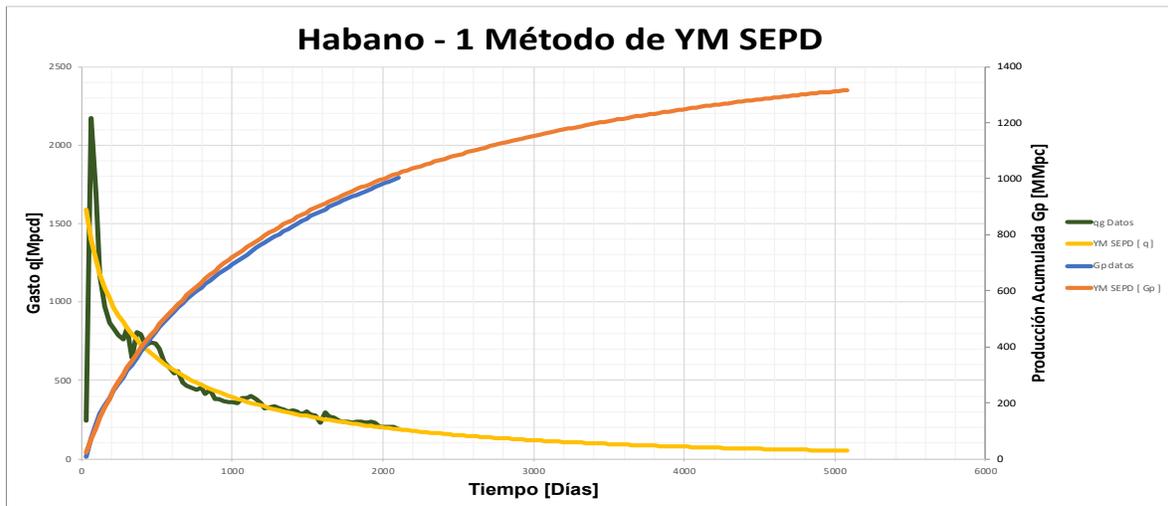


Figura 7.11 Pozo Habano - 1, resultados al método YM SEPD

El método **Logistic Growth Model** de acuerdo con la **figura 7.12** fue el que menos se ajustó al pronóstico disponible, el método gráfico propuesto anteriormente muestra una variación con el coeficiente de carga, al no tener un antecedente claro para este pozo se realizaron varias suposiciones de dicho coeficiente que van desde 1 [MMMpc], 1.5 [MMMpc] y 2 [MMMpc], siendo esta última la que mostró un mejor ajuste y que alcanzó el límite económico en un tiempo más coherente, pues se tendrá el 01 de Diciembre de 2032, con una producción acumulada de 1.2 [MMMpc].

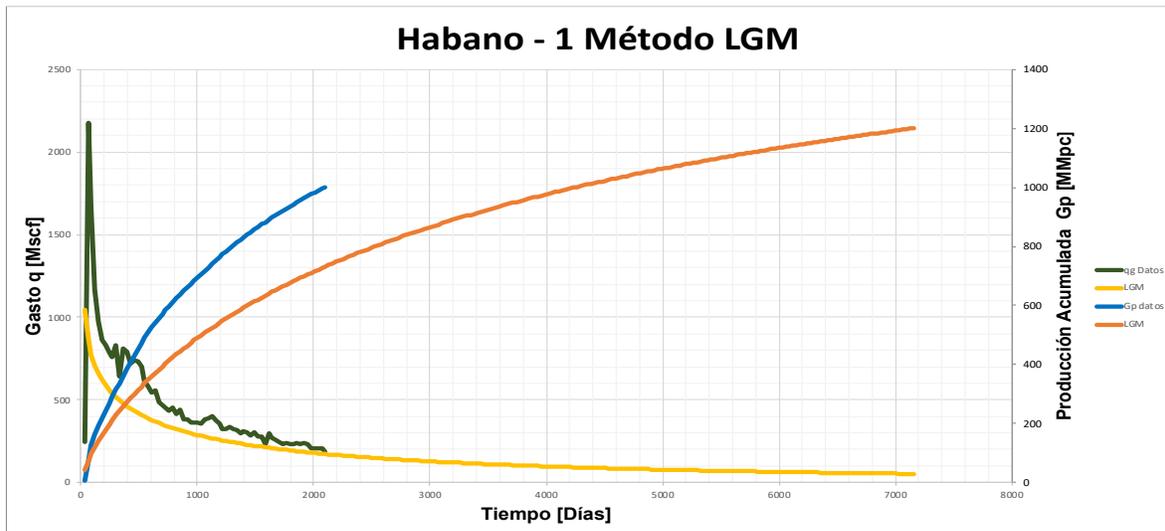


Figura 7.12 Pozo Habano - 1, resultados al método LGM

En la **figura 7.13** y **figura 7.14** se despliegan los resultados del gasto, así como de la producción acumulada, comparados con el histórico original disponible, esto con el fin de tener un referente del trabajo realizado y poder comparar los resultados de cada método. Para el caso del pozo Habano-1, los métodos que, de acuerdo con lo obtenido, pueden considerarse como los más conservadores y que mejor se ajustaron al historial son el **Hiperbólico Modificado** y **SEPD Modificado**, por otro lado, el modelo que más se aleja del pronóstico igual que el pozo anterior es el de **Duong**.

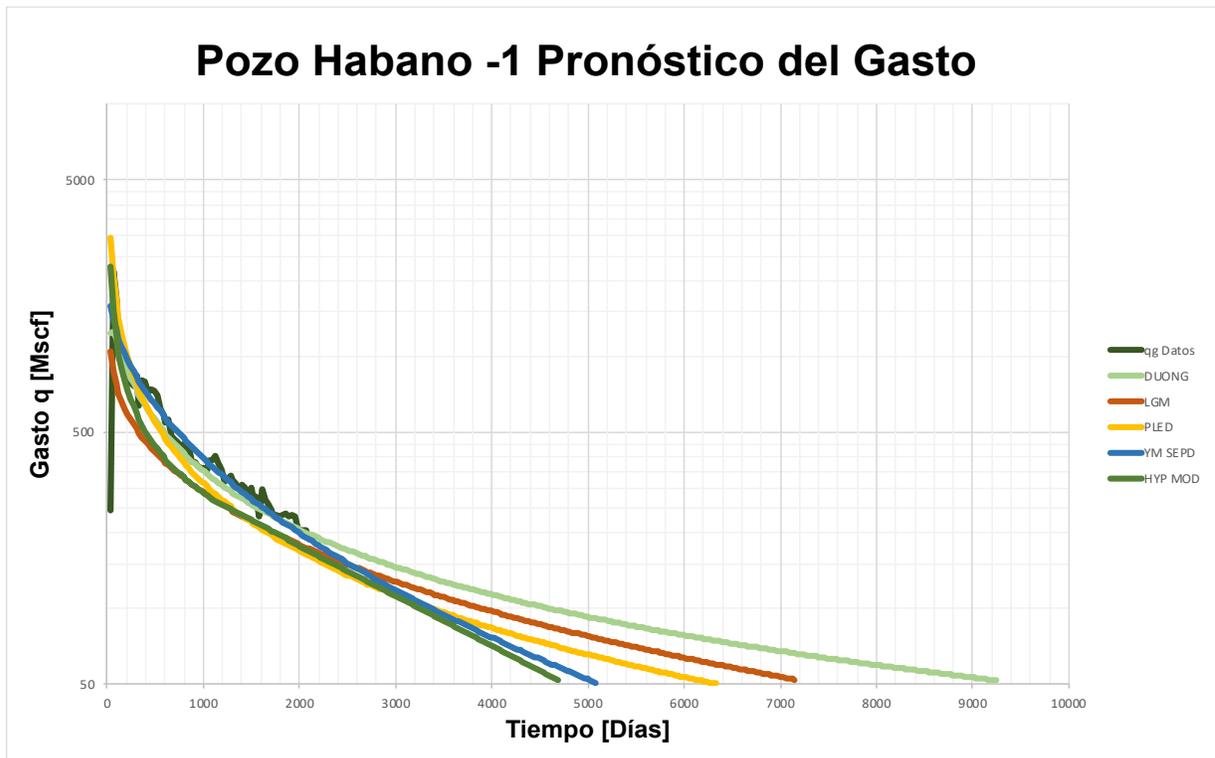


Figura 7.13 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Habano-1

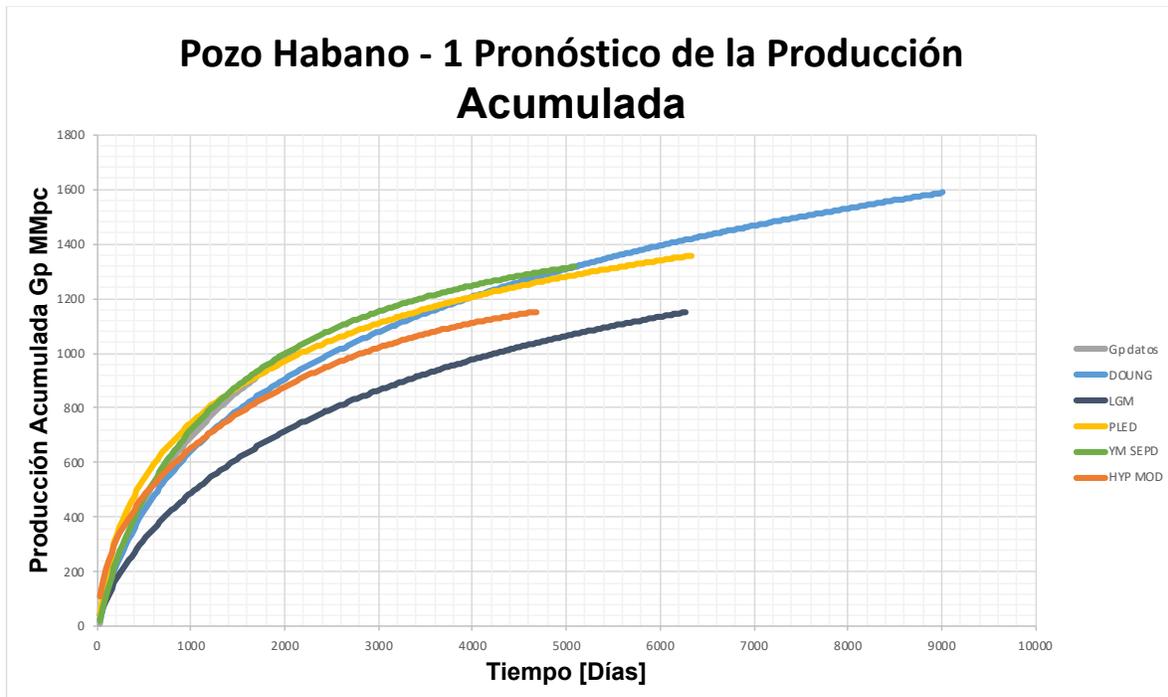


Figura 7.14 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Habano-1

7.3 Resultados obtenidos del Pozo Percutor – 1

El método **Duong** a pesar de que se ajustó al pronóstico tal como se muestra en la **figura 7.15** muestra una falta de información de aproximadamente año y medio, lo que dificultó la aplicación de los métodos gráficos, en este caso, se sobreestimaron las reservas, presentando resultados poco probables para un yacimiento de shale gas: el límite económico se atenderá al 01 de enero del 2057 con una producción acumulada de 2.8 [Bcf]. La información de producción disponible para este pozo presenta demasiadas variaciones en sus mediciones y dos períodos donde el gasto de gas es igual a cero, lo que complica ajustarla a un modelo gráfico.

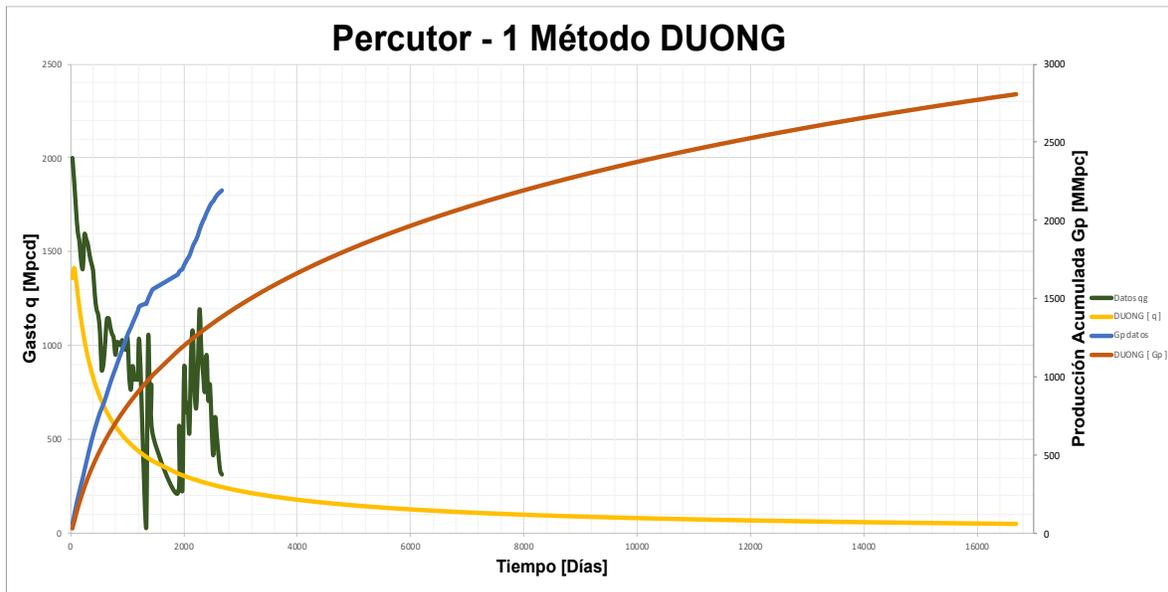


Figura 7.15 Pozo Percutor - 1, resultados al método de Duong

El método **Hiperbólico Modificado**, como se ha mencionado, presenta un cambio después de cierto tiempo, en el cual el pozo se comporta de una forma exponencial, determinar este tiempo para el pozo Percutor resultó complicado y con poca exactitud debido a los dos períodos sin producción. Se quiso tomar solo una parte de dicho historial, pero el pronóstico era demasiado pequeño en tiempo y los resultados eran muy alejados a la realidad; se decidió tomar solo la primera parte del histórico y el límite económico se tendrá el 01 de enero del 2036 con una producción acumula de 2.66 [Bcf].

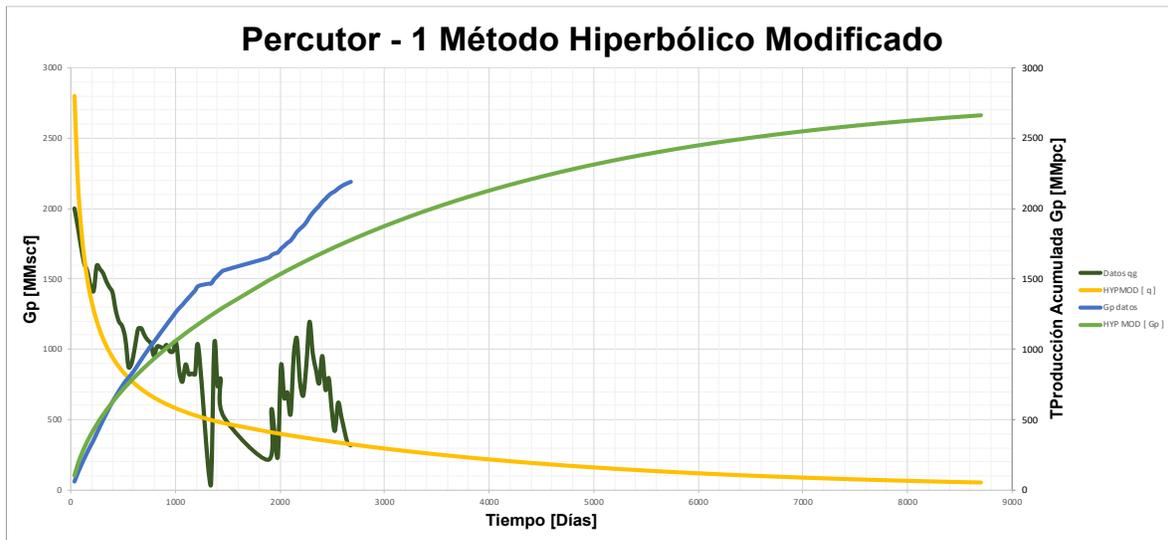


Figura 7.16 Pozo Percutor - 1, resultados al método Hiperbólico Modificado

Para el Método **PLED** (*figura 7.17*) al igual que en el caso de Duong se tuvieron inconvenientes para determinar los parámetros y ajustar el pronóstico disponible al comportamiento propuesto por dicho método, las reservas se sobreestimaron a pesar de que para este método los parámetros se validaron dos veces: los resultados no fueron los esperados pues el límite económico para tal se tendrá el 01 de septiembre del 2040 con una producción acumulada de 2.6 [Bcf].

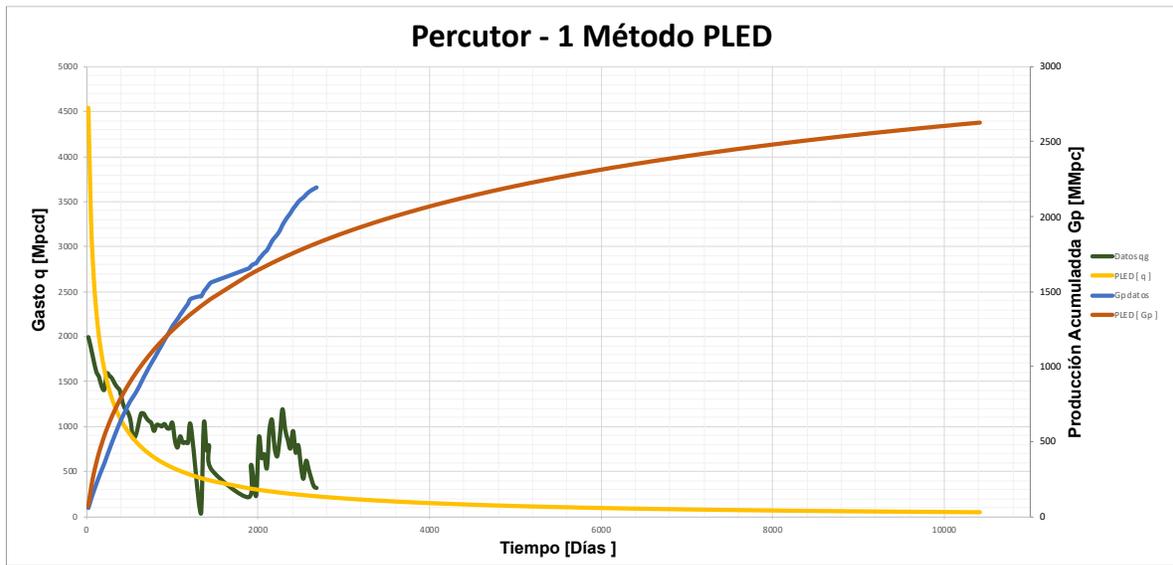


Figura 7.17 Percutor - 1, resultados al método PLED

El **SEPD Modificado (figura 7.18)** a pesar de haberse mostrado como un método flexible en ocasiones anteriores, para este caso en específico, no se pudo observar una tendencia clara de los datos disponibles, ya que ninguno se ajustaba a la tendencia recta que propone. El límite económico se alcanzará el 01 de febrero del 2045 con una producción acumulada de 4.3 [Bcf]. Hasta ahora, este modelo es el que ha presentado una mayor producción acumulada, pero el tiempo en el que se alcanza el límite económico se encuentra a una proyección de tiempo considerablemente grande.

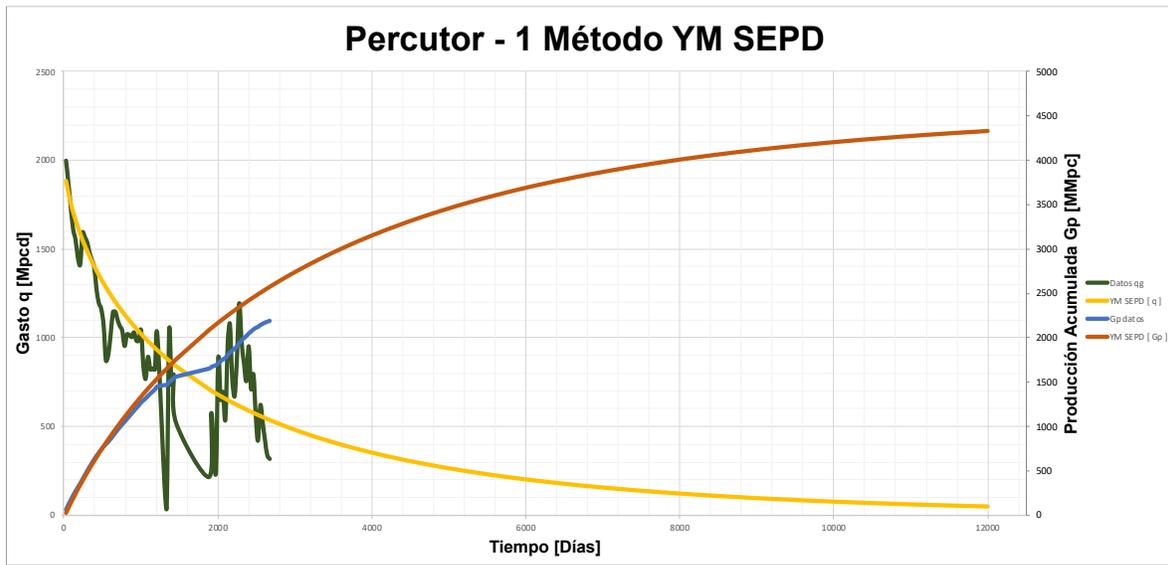


Figura 7.18 Percutor - 1, resultados al método YM SEPD

El método **LGM** (**figura 7.19**), a pesar de que se contaba con un dato para el coeficiente de carga, el modelo no pudo ajustarse de manera óptima, al igual que en los demás casos la falta de información y de consistencia en el histórico dificulta la aplicación de un método gráfico: el límite económico se tendrá el 01 de marzo del 2038 con una producción acumulada a esa fecha de 2.06 [MMMpc].

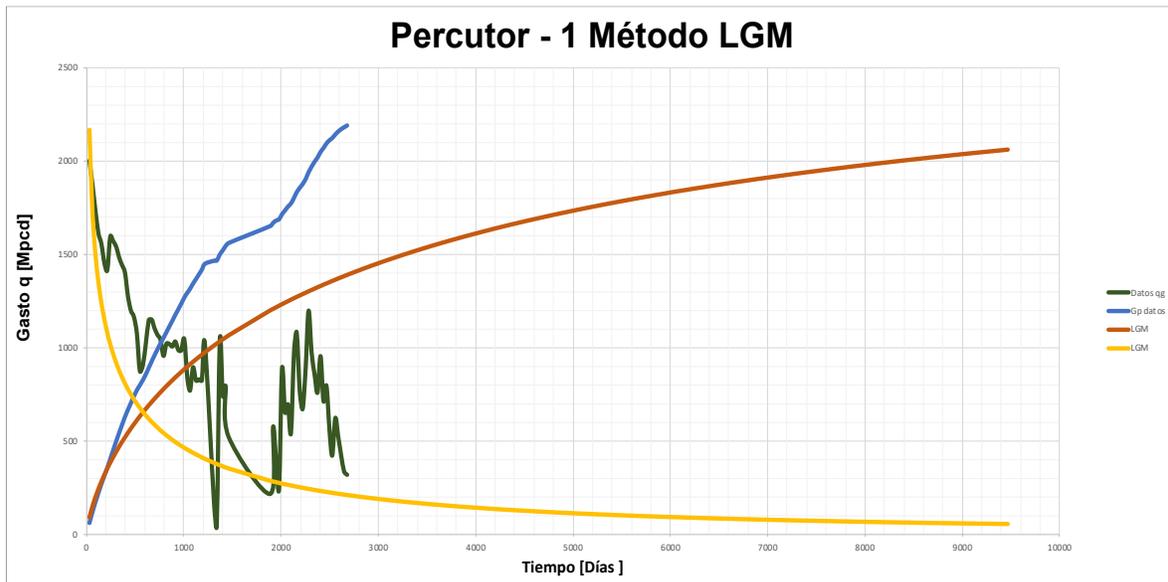


Figura 7.19 Percutor - 1, resultados al método LGM

En las **figuras 7.20** y **7.21** se muestran los resultados en conjunto; tanto del gasto como de la producción acumulada. Como se mostró anteriormente, los datos disponibles del histórico de producción tienen distintos períodos sin datos; esto afectó a los 5 métodos sin tener alguno que arroje un resultado que pueda ser tomado como pronóstico de producción. Para este pozo se precisaría de más información para conocer las razones por las cuales fue interrumpida la producción. Asimismo, en la medición en dicho pozo, otro factor que impide un análisis más profundo del comportamiento son los datos de presión, los cuales no son públicos, a diferencia de los dos pozos anteriores no es posible dar un modelo que ofrezca un pronóstico conservador y uno más optimista por las razones antes mencionadas.

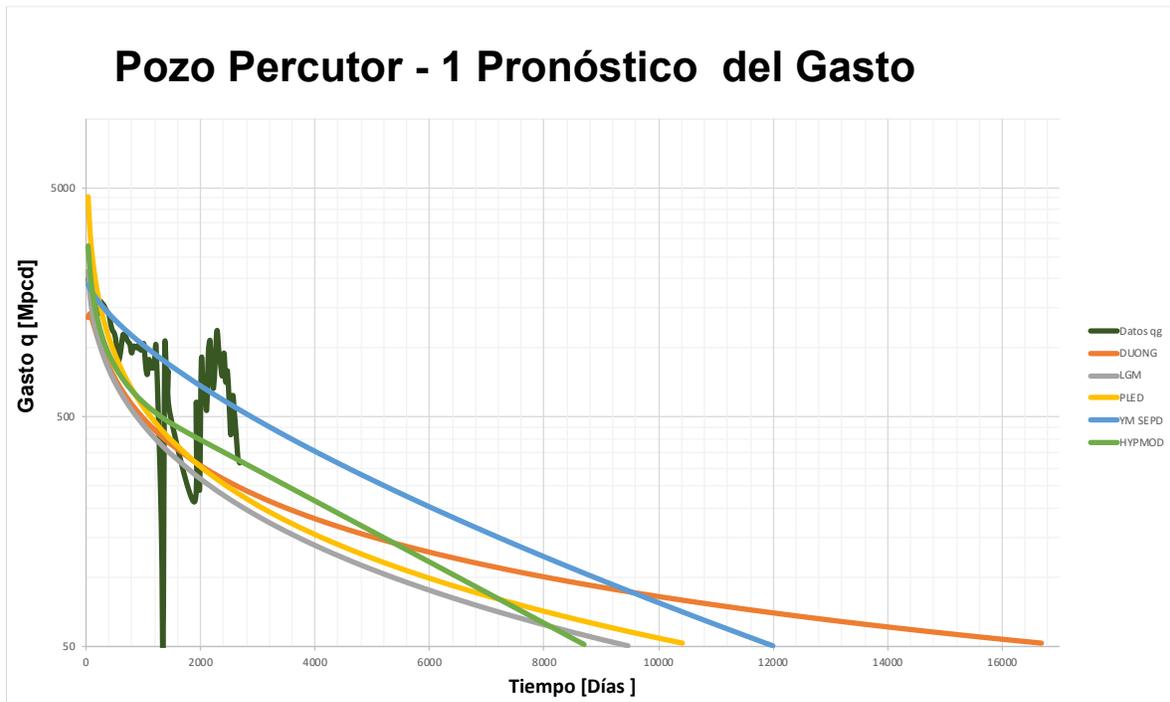


Figura 7.20 Pronóstico de producción para el gasto [q] del pozo Percutor -1

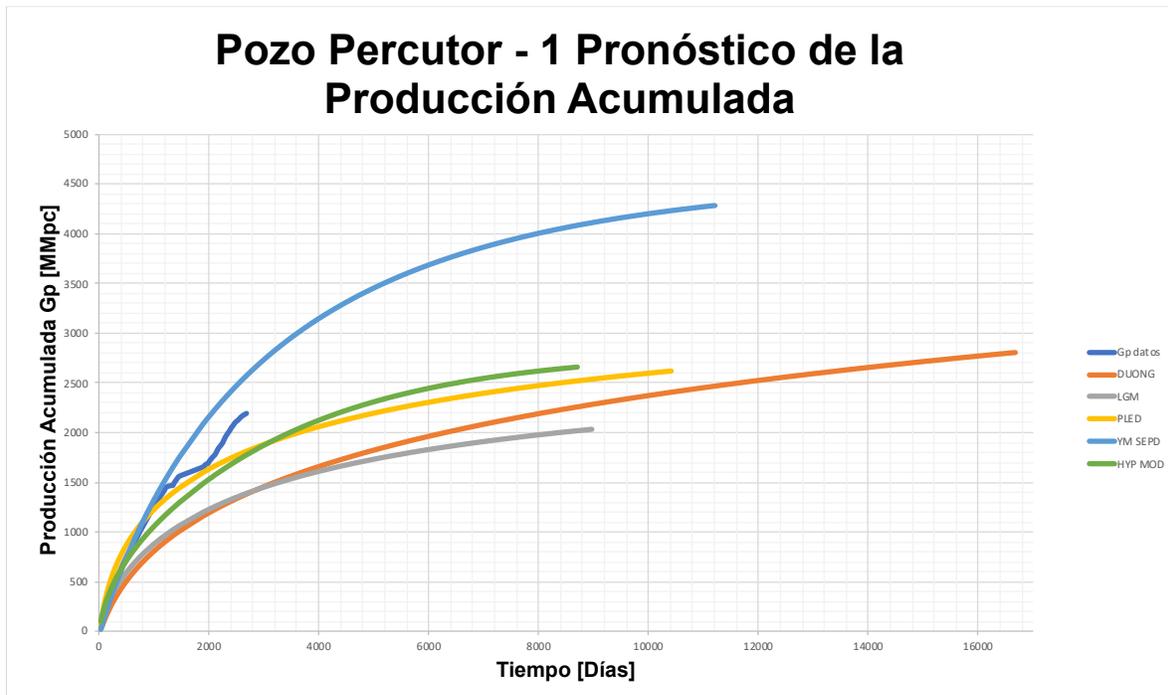


Figura 7.21 Pronóstico para la producción acumulada [Gp] del pozo Percutor-1.

A continuación, en la **tabla 7.1**, se muestra una recopilación de los valores obtenidos y utilizados para cada método en los tres pozos. Asimismo, en la **tabla 7.2**, se muestran los resultados de producción acumulada [**Gp**] y el *Estimate Ultimate Recovery* [**EUR**] para cada pozo, el objetivo de estas tablas es indicar la variación de los parámetros y posteriormente observar su influencia en los datos que se pronosticaron para cada pozo.

Tabla 7.1 Resultados por pozo de cada parámetro obtenido en los métodos utilizados

Valores obtenidos para el método

hiperbólico modificado

Pozo	q_i [Mpc/Día]	D_i [1/Día]	b	D_{lim}	t^* [Día]	q_{iexp}
Emergente-1	5.18	0.14	2.07	0.000029	1,670	0.42
Habano-1	7.7	0.13	1.63	0.00045	1,336	0.44
Percutor-1	4.2	0.02	1.83	0.00030	1,752	0.73

Valores obtenidos para el método

Duong

Pozo	a	m	q_i [Mpc/Día]	q_{inf} [Mpc/Día]
Emergente-1	1.053	1.109	2.65	0.152
Habano-1	3.53	1.27	0.036	0.006
Percutor-1	3.2	1.24	0.055	0.056

Valores obtenidos para el método				
PLED				
Pozo	q_i [Mpc/Día]	D_i [1/Día]	D_{inf} [1/Día]	n
Emergente-1	60	1.7	9.8E-06	0.16
Habano-1	53	1.6	9.8E-09	0.17
Percutor-1	50	1.30	9.8E-09	0.18
Valores obtenidos para el método				
YM SEPD				
Pozo	q_i [Mpc/Día]	lnt	τ	n
Emergente-1	2.68	.087	266.90	0.44
Habano-1	2.17	.060	331.77	0.50

Percutor-1	1.99	.006	1,791	0.68
Valores obtenidos para el método				
LGM				
Pozo	<i>k</i> <i>[MMpc]</i>	<i>n</i>	<i>a</i>	
Emergente-1	2000	0.57	2.13	
Habano-1	2000	0.78	2.83	
Percutor-1	3000	0.74	2.6	

Tabla 7.2 Comparación de la producción acumulada y EUR obtenidas con cada uno de los métodos utilizados

Pozo				
Emergente -1				
Método	Fecha de	Fecha al	GP	EUR

	Inicio	Límite	[MMMpc]	[MMMpc]
Hip. Modificado	01-feb-11	01-abr-31	1.542	2.23
Duong		01-feb-34	1.070	1.76
PLED		01-feb-28	1.771	2.46
YM SEPD		01-ene-28	1.611	2.30
LGM		01-ago-26	1.011	1.70
Pozo				
Habano -1				
Método	Año de Inicio	Año al Límite	GP [MMMpc]	EUR [MMMpc]
Hip. Modificado	01-jun-2013	01-may-26	1.17	2.13
Duong		01-sep-38	1.60	2.56
PLED		01-sep-30	1.36	2.32
YM SEPD		01-abr-27	1.32	2.28

LGM		01-dic-32	1.20	2.16
Pozo				
Percutor -1				
Método	Año de inicio	Año al Límite	GP [MMMpc]	EUR [MMMpc]
Hip. Modificado	01-abr-12	01-ene-36	2.660	4.04
Duong		01-nov-57	2.80	4.18
PLED		01-sep-40	2.64	4.02
YM SEPD		01-ene-45	4.334	5.71
LGM		01-feb-38	2.062	3.44

Conclusiones

Para esta investigación se tomaron cinco métodos que, de acuerdo a su aplicación, pueden ser utilizados con los datos disponibles de tres pozos en formaciones shale con recursos no convencionales dentro de México. Dichos métodos fueron estudiados, se presentó su fundamento y posteriormente se aplicaron en los pozos Emergente- 1, Habano-1 y Percutor- 1, a partir de los resultados obtenidos se establecen las siguientes conclusiones:

1. Los métodos más sencillos de aplicar son aquellos cuyos parámetros se obtienen de forma gráfica, (*LGM, DUONG, YM-SEPD*), sin embargo, no siempre otorgan pronósticos acertados; para el caso de Duong, los tres pozos mostraron pronósticos mayores a los 40 años, obteniendo un comportamiento lineal con una declinación muy suave. El pronóstico calculado de 40 años podrá ser tomado como antecedente, mas no como un hecho, no obstante, deja como precedente que existe un gran potencial para la explotación de estos recursos en cada pozo.
2. Los métodos que requieren del apoyo de alguna otra herramienta para determinar sus parámetros (*PLED, HIP. MODIFICADO*) arrojaron pronósticos más conservadores, alcanzando el límite económico en años muy cercanos con un decremento más rápido y no tan constante como en el caso de los métodos gráficos.
3. La consistencia en el histórico de producción disponible es un aspecto que influye en los resultados y la aplicación del método de declinación. Los pozos Emergente-1 y Percutor-1 mostraron falta de información en algunos períodos, lo que dificultó la aplicación de los métodos obteniendo resultados poco consistentes.

4. La información que se utilizó para la elaboración de esta investigación fue un historial de gasto y tiempo; tales datos limitaron el estudio de cada pozo, ya que se requieren de valores como gasto, tiempo y presión para realizar un correcto análisis de la geometría o tipo de flujo predominante en cada pozo dentro del yacimiento.
5. Cada método tiene características específicas (locales) y fue desarrollado para yacimientos particulares, mismos que no necesariamente son análogos directos de los yacimientos no convencionales dentro del territorio mexicano.
6. Cada uno de los pozos estudiados cuenta con un potencial que está definido por un límite económico. Derivado del pronóstico obtenido de cada uno, los resultados se pueden clasificar como **reservas probadas desarrolladas produciendo**, ya que están asociadas a un pozo existente y cuentan con un historial de producción. Además, son recuperadas de los intervalos de terminación que se encuentran abiertos y produciendo al momento de realizar la estimación.
7. Las cantidades presentadas por cada cuenca se pueden clasificar como **recursos prospectivos**, ya que están estimadas a una fecha dada y provienen de acumulaciones no descubiertas que son potencialmente recuperables con la aplicación o desarrollo de proyectos futuros.

Recomendaciones

1. Para un análisis a futuro se recomienda identificar el régimen de flujo presente en cada pozo (transitorio, transitorio tardío o pseudoestacionario), con el propósito de aplicar el método DCA, que, de acuerdo con su desarrollo, esté diseñado para dicho comportamiento. Con esto se obtendrá un pronóstico más acertado y con menor incertidumbre.
2. La calidad de la información disponible será parte primordial para lograr un pronóstico adecuado: se recomienda contar con información actualizada y que no presente falta de datos; para los pronósticos DCA es deseable que los históricos contengan datos mayores a 3 años.
3. Validar los resultados obtenidos con un simulador que permita utilizar los modelos DCA antes mencionados, para así poder establecer el método que mejor se ajuste al comportamiento de los pozos perforados no convencionales en México.
4. Continuar con el pronóstico y estudio en pozos no convencionales dentro del país para poder determinar y validar el potencial de cada una de las cuencas presentadas en esta investigación, además de la incorporación y producción de reservas, tanto de aceite como de gas a nivel nacional.

Referencias documentales

Aldrich, J. (2017). Evaluating and Developing Shale Resources. (*Presentaciones en formato PDF*). *Petroskills, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Ciudad de México*.

Aldrich, J., y Seidle, J. (2018). "Sweet Spot" Identification and Optimization in Unconventional Reservoirs. *AAPG Annual Convention and Exhibition*.

Arps, J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Society of Petroleum Engineers, 101* (60) doi: 10.2118/945228-G.

Clark, A. J., Lake, L. W., y Patzek, T. W. (2011). Production Forecasting with Logistic Growth Models. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2-10*. doi: 10.2118/144790-MS

CNH. (2012). Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012. *Comisión Nacional de Hidrocarburos, Ciudad de México, México*.

CNH. (2018). Atlas Geológico de Recursos No Convencionales (Lutita gas/aceite). *Comisión Nacional de Hidrocarburos, Ciudad de México, México*.

Currie, S. M., Ilk, D., y Basingame, T. (2010). Continuous Estimation of Ultimate Recovery. *SPE Unconventional Gas Conference*. DOI: 10.2118/132352-MS.

Duong, A. N. (2011). Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 14* (03), 2-6. Doi: 10.2118/137748-PA

EIA, (2015). Technically Recoverable Shale Oil and Shale gas Resources: Mexico. *EIA Washington, DC, USA*.

EIA, (2019). International Energy Outlook. *EIA Washington, DC, USA*.

EIA, (2019). Annual Energy Outlook. *EIA Washington, DC, USA*.

Fekete, P., Dosunmu A., Ekpdekumo, R., Ayala, D., Bowwe, E., y Ajiduah, S. (2015). Estimation of Net Pay in Unconventional Gas Reservoirs. *SPE Nigeria International Conference and Exhibition*. 5-7. doi: 10.2118/178262-MS.

Fetkovich, M. J., Fetkovich, E. J., y Fetkovich M. D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Reservoir Engineering*, 11 (01). 1-5. doi: 10.2118/28628-PA.

Gas, U. (2007) 29. Unconventional Gas Subgroup of the Technology Task Group of the NPC Committee on Global Oil and Gas. *Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, National Petroleum Council, 29(01)*.

Glorioso, J., y Rattia, A. (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. 8-11. DOI: 10.2118/153004-MS.

Holditch, S. A. (2006). Tight gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*, 58(06). 1-2. doi: 10.2118/103356-JPT

Ilk, D., Perengo, A. D., Rushing, J. A., y Blasingame, T. A. (2008). Integrating Multiple Production Analysis Techniques to Assess Tight Gas Sand Reserves: Defining a New Paradigm for Industry Best Practices. *CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*. 3-5. doi: 10.2118/130102-PA.

Lee, W. J., y Sidle, R. (2010) Gas Reserve Estimation in Resource Plays. *SPE Economics and Management*, 2 (02). 4-10. doi: 10.2118/130102-PA.

Mahmoud, O., Ibrahim, M., Pieprzica, C., y Larsen, S. (2018). EUR Prediction for Unconventional Reservoirs: State of the Art and Field Case. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/191160-MS

Majid, A. A., y Worthington, P. F. (2013). The Use of Net Pay Concepts in the Exploration of Shale Gas Deposits. *SPE Unconventional Resources conference and Exhibition-Asia Pacific*. 2-7. doi: 10.2118/167044-MS.

Meyet Me Ndong, M., Dutta, R., y Burns, C. (2013). Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 5-11. doi: 10.2118/166365-MS.

Mishra, S. (2012). A New Approach to Reserves Estimation in Shale Gas Reservoirs Using Multiple Decline Curve Analysis Models. *SPE Eastern Regional Meeting*. 1-5. doi: 10.2118/161092-MS.

Paryani, M., Poludasu, S., Sia, D., Bachir, A., y Ouenes, A. (2016). Estimation of Optimal Frac Design Parameters for Asymmetric Hydraulic Fractures as a Result of Interacting Hydraulic and Natural Fractures - Application to the Eagle Ford. *SPE Western Regional Meeting*. 2-11. doi: 10.2118/180460-MS.

Robertson, S. (1988). Generalized Hyperbolic Equation. *Society of Petroleum Engineers*.

Seshadri, J. N., y Mattar, L. (2010). Comparison of Power Law and Modified Hyperbolic Decline Methods. *Canadian Unconventional Resources And International Petroleum Conference*. doi: 10.2118/137320-MS.

SPE, WPC, SEG, AAPG, EAGE, SPEE, SPWLA. (2018). Petroleum Resources Management System. 7-52.

Stevens, S., y Moodhe, K. (2015). Evaluation of Mexico Shale Oil and Gas Potential. *SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference*. 2-10. doi: 10.2118/177139-MS.

Tan, L., Zuo, L., y Wang, B. (2018) Methods of decline curve analysis for shale gas reservoirs. *Energies*. 11 (3), 3-11. doi: 10.3390/en11030552

Valkó, P. P., & Lee, W. (2010). A Better Way to Forecast Production from Unconventional Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi: 10.2118/134231-MS.

Worthington, P, F. (2010). Net Pay-What Is It? What Does It Do? How Do We Quantify It? How Do We Use It? *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13 (05), 2-5. doi: 10.2118/123561-PA.

Yu, S., Lee, W., Miocevic, D., Li, D., y Harris, S. (2013). Estimating Proved Reserves in Tight/Shale Wells Using the Modified SEPD Method. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2-7. doi: 10.2118/166198-MS