



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**Análisis y comparación de métodos  
para proyectar tendencias de  
producción de hidrocarburos con  
datos de acceso público en México**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A:**

José Rubén Arias Suárez

**DIRECTOR DE TESIS**

Lic. Favio Erazo Barbosa Cano



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022**

“En medio de la fantástica doble luz del crepúsculo, las líneas de Ciudad Universitaria se desdibujan contra el cosmos de nubes negras que se destroza en el cielo. Un segundo antes de que se encienda el alumbrado, la Torre de la Rectoría, las paredes tatuadas de la Biblioteca, el ala de Humanidades, las explanadas y los prados, se ensombrecen y marchitan en una agonía provisional. A esta hora las formas pasan y levitan en el aire...”  
(José Revueltas, Cama: 11 Relato Autobiográfico)

“Si no aportamos el gusto por la aventura de la existencia del hombre, el apurar hasta el fondo toda la enigmaticidad y plenitud de la existencia y de las cosas, la desvinculación respecto de escuelas y opiniones doctrinales y, sin embargo, junto con todo ello, una voluntad profunda de aprender y escuchar, entonces, los años en la Universidad, por mucho saber que podamos haber amontonado, se han perdido interiormente.”  
(Martin Heidegger)

En agradecimiento a María Albarrán, Carmen Suárez, Maximino Lourdes y Sarai Arias, Valeria Dávila, Diego Mejía, Álvaro Miranda, Jatsiri Jaimes, Jaqueline Mota y Alex Verdugo por brindarme su ayuda, cariño y compañía en mi paso por la UNAM.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Objetivos de producción de petróleo</b>	<b>5</b>
2.1. Objetivo del capítulo . . . . .	5
2.2. Panorama de comercialización de PEMEX . . . . .	5
2.3. Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019- 2023 . . . . .	5
2.4. Plan Nacional de Refinación . . . . .	9
<b>3. Base de datos y métodos propuestos para el análisis de tendencias de producción de aceite</b>	<b>10</b>
3.1. Resumen del capítulo . . . . .	10
3.2. Métodos de ajuste . . . . .	10
3.3. Base de datos . . . . .	11
3.3.1. Ley de Benford . . . . .	12
3.4. Panorama de producción . . . . .	17
3.5. Ajuste Directo o Exponencial . . . . .	20
3.6. Ajuste polinómico en la suma de los parciales mensuales de cada campo.	28
3.7. Ajuste doblemente indirecto . . . . .	38
3.7.1. Gasto de aceite en función del gasto de gas . . . . .	38
3.7.2. Gasto de aceite en función del gasto de agua . . . . .	43
3.7.3. Gasto de aceite en función de la producción de nitrógeno . . . . .	47
3.8. Comparativo Exponencial-Indirecto-Doblemente indirecto . . . . .	63
3.9. Evaluación de los modelos . . . . .	68
<b>4. Resultados</b>	<b>83</b>
4.0.1. Evaluación Nacional . . . . .	86
<b>5. Conclusiones</b>	<b>89</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>91</b>
<b>6. Anexos</b>	<b>94</b>
6.1. Producción por campo y porcentaje del total de los campos productores de aceite en junio de 2020 . . . . .	94

6.2. Total de campos productores de aceite, número y porcentaje de campos con tendencia a la alza de 1981 a 2019 . . . . .	97
6.3. Histórico de producción de campos analizados . . . . .	99

# Índice de figuras

1.1. Producción Nacional de Petróleo . . . . .	2
1.2. Deuda PEMEX . . . . .	2
2.1. Producción y Comercio de petróleo y derivados . . . . .	6
2.2. Producción y Comercio de petróleo y derivados . . . . .	6
2.3. Producción Tlacame y Chocol . . . . .	7
2.4. Producción Pokche y Mulach . . . . .	8
2.5. Producción Cibix y Hok . . . . .	8
2.6. Producción Ixachi y Xiquin . . . . .	8
2.7. Comparativo Producción Real y Objetivo . . . . .	9
3.1. Conteo de frecuencias Aceite y Gas . . . . .	14
3.2. Conteo de frecuencias Agua y Nitrógeno . . . . .	14
3.3. Gráfico del logaritmo de los datos contra los gastos de aceite y gas asociado. . . . .	15
3.4. Gráfico del logaritmo de los datos contra los gastos de agua y nitrógeno. . . . .	15
3.5. Análisis de las mantisas del logaritmo de la producción de aceite y gas asociado. . . . .	16
3.6. Análisis de las mantisas del logaritmo de la producción de agua y nitrógeno. . . . .	16
3.7. Ajuste de declinación exponencial Abkatún y Akal . . . . .	21
3.8. Ajuste de declinación exponencial Homol y Ixtoc . . . . .	21
3.9. Ajuste de declinación exponencial Ku y Zaap . . . . .	22
3.10. Ajuste de declinación exponencial Sihil y Chuc . . . . .	22
3.11. Ajuste de declinación exponencial Kambesah y Kax . . . . .	23
3.12. Ajuste de declinación exponencial Chuc y Ek . . . . .	23
3.13. Ajuste de declinación exponencial Teotleco y Sini . . . . .	24
3.14. Ajuste de declinación exponencial Samaria y Onel . . . . .	24
3.15. Ajuste de declinación exponencial Mizton y Maloob . . . . .	25
3.16. Ajuste de declinación exponencial Xux y Xanab . . . . .	25
3.17. Ajuste de declinación exponencial Ayatsil y Balam . . . . .	26
3.18. Ajuste de declinación exponencial Tsimin . . . . .	26
3.19. Total de campos productores de aceite y total de campos con tendencia a la alza. . . . .	27
3.20. Ajuste polinómico en el acumulado de Abkatún y Akal . . . . .	28
3.21. Ajuste polinómico en el acumulado de Ayatsil y Balam . . . . .	29
3.22. Ajuste polinómico en el acumulado de Chuc y Ek . . . . .	29

3.23. Ajuste polinómico en el acumulado de Homol y Ixtoc . . . . .	29
3.24. Ajuste polinómico en el acumulado de Kambesah y Kax . . . . .	30
3.25. Ajuste polinómico en el acumulado de Teotleco y Sini . . . . .	30
3.26. Ajuste polinómico en el acumulado de Sihil y Santuario . . . . .	30
3.27. Ajuste polinómico en el acumulado de Samaria y Onel . . . . .	31
3.28. Ajuste polinómico en el acumulado de Mizton y Maloob . . . . .	31
3.29. Ajuste polinómico en el acumulado de Ku y Zaaap . . . . .	31
3.30. Ajuste polinómico en el acumulado de Xux y Xanab . . . . .	32
3.31. Ajuste polinómico en el acumulado de Tsimin . . . . .	32
3.32. Producción estimada de Abkatún y Akal a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	33
3.33. Producción estimada de Ayatsil y Balam a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	33
3.34. Producción estimada de Chuc y Ek a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	34
3.35. Producción estimada de Homol y Ixtoc a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	34
3.36. Producción estimada de Kambesah y Kax a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	34
3.37. Producción estimada de Teotleco y Sini a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	35
3.38. Producción estimada de Sihil y Santuario a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	35
3.39. Producción estimada de Samaria y Onel a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	35
3.40. Producción estimada de Mizton y Maloob a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	36
3.41. Producción estimada de Ku y Zaaap a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	36
3.42. Producción estimada de Xux y Xanab a partir del ajuste polinómico en el acumulado . . . . .	36
3.43. Producción estimada de Tsimin a partir del ajuste polinómico en el acu- mulado . . . . .	37
3.44. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Abkatún y Akal . . . . .	38
3.45. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Ayatsil y Balam . . . . .	39
3.46. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Chuc y Ek . . . . .	39
3.47. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Homol y Ixtoc . . . . .	39
3.48. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Kambesah y Kax . . . . .	40
3.49. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Teotleco y Sini . . . . .	40
3.50. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Sihil y Santuario . . . . .	40
3.51. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Samaria y Onel . . . . .	41
3.52. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Mizton y Maloob . . . . .	41
3.53. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Ku y Zaaap . . . . .	41
3.54. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Xux y Xanab . . . . .	42
3.55. Gasto de aceite en función del gasto de gas de Tsimin . . . . .	42

3.56. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Abkatún y Akal . . . . .	43
3.57. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Ayatsil y Balam . . . . .	43
3.58. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Chuc y Ek . . . . .	44
3.59. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Homol y Ixtoc . . . . .	44
3.60. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Kambesah y Kax . . . . .	44
3.61. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Teotleco y Sini . . . . .	45
3.62. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Sihil y Santuari . . . . .	45
3.63. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Samaria y Onel . . . . .	45
3.64. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Mizton y Maloob . . . . .	46
3.65. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Ku y Zaap . . . . .	46
3.66. Gasto de aceite en función del gasto de agua de Xux y Xanab . . . . .	46
3.67. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Abkatún y Akal . . . . .	47
3.68. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Ayatsil y Balam . . . . .	47
3.69. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Chuc y Ek . . . . .	48
3.70. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Homol y Ixtoc . . . . .	48
3.71. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Kambesah y Kax . . . . .	48
3.72. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Teotleco y Sini . . . . .	49
3.73. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Sihil y Santuario . . . . .	49
3.74. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Samaria y Onel . . . . .	49
3.75. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Mizton y Maloob . . . . .	50
3.76. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Ku y Zaap . . . . .	50
3.77. Gasto de aceite en función del gasto de nitrógeno de Xux y Xanab . . . . .	50
3.78. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Abkatún y Akal . . . . .	54
3.79. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Ayatsil y Balam . . . . .	54
3.80. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Chuc y Ek . . . . .	55
3.81. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Homol y Ixtoc . . . . .	55
3.82. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Kambesah y Kax . . . . .	55
3.83. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Teotleco y Sini . . . . .	56
3.84. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Sihill y Santuario . . . . .	56
3.85. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Samaria y Onel . . . . .	56
3.86. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Mizton y Maloob . . . . .	57
3.87. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Ku y Zaap . . . . .	57
3.88. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Xux y Xanab . . . . .	57
3.89. Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Tsimin . . . . .	58
3.90. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite de Abkatún y Akal . . . . .	59
3.91. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite de Ayatsil y Balam . . . . .	59

3.92. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite de Chuc y Ek . . . . .	59
3.93. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Homol e Ixtoc . . . . .	60
3.94. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Kambesah y Kax . . . . .	60
3.95. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Teotleco y Sini . . . . .	60
3.96. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Sihil y Santuario . . . . .	61
3.97. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Samaria y Onel . . . . .	61
3.98. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Mizton y Maloob . . . . .	61
3.99. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Ku y Zaap . . . . .	62
3.100. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Xux y Xanab . . . . .	62
3.101. Modelo de regresión aplicado a la predicción de gastos futuros de aceite en Tsimin . . . . .	63
3.102. Comparación entre modelos predictivos de Abkatún y Akal . . . . .	63
3.103. Comparación entre modelos predictivos de Ayatsil y Balam . . . . .	64
3.104. Comparación entre modelos predictivos de Chuc y Ek . . . . .	64
3.105. Comparación entre modelos predictivos de Homol y Ixtoc . . . . .	64
3.106. Comparación entre modelos predictivos de Kambesah y Kax . . . . .	65
3.107. Comparación entre modelos predictivos de Teotleco y Sini . . . . .	65
3.108. Comparación entre modelos predictivos de Sihil y Santuario . . . . .	65
3.109. Comparación entre modelos predictivos de Samaria y Onel . . . . .	66
3.110. Comparación entre modelos predictivos de Mizton y Maloob . . . . .	66
3.111. Comparación entre modelos predictivos de Ku y Zaap . . . . .	66
3.112. Comparación entre modelos predictivos de Xux y Xanab . . . . .	67
3.113. Comparación entre modelos predictivos de Tsimin . . . . .	67
3.114. CHUC E IXTOC 2005-2007 . . . . .	68
3.115. SANTUARIO Y ABKATÚN 2005-2007 . . . . .	69
3.116. TIZON Y KAX 2005-2007 . . . . .	69
3.117. SIHIL Y EK 2005-2007 . . . . .	69
3.118. SAMARIA Y AKAL 2005-2007 . . . . .	70
3.119. BALAM Y KU 2005-2007 . . . . .	70
3.120. MALOOB Y ZAAP 2005-2007 . . . . .	70
3.121. CHUC E IXTOC 2011-2013 . . . . .	71
3.122. SANTUARIO Y ABKATÚN 2011-2013 . . . . .	71
3.123. SIHIL Y EK 2011-2013 . . . . .	71
3.124. SAMARIA Y AKAL 2011-2013 . . . . .	72
3.125. BALAM Y KU 2011-2013 . . . . .	72
3.126. MALOOB Y ZAAP 2011-2013 . . . . .	72



3.127	TEOTLECO Y HOMOL 2011-2013 . . . . .	73
3.128	XANAB 2011-2013 . . . . .	73
3.129	CHUC E IXTOC 2016-2018 . . . . .	73
3.130	SANTUARIO Y ABKATÚN 2016-2018 . . . . .	74
3.131	SIHIL Y EK 2016-2018 . . . . .	74
3.132	SAMARIA Y AKAL 2016-2018 . . . . .	74
3.133	BALAM Y KU 2016-2018 . . . . .	75
3.134	MALOOB Y ZAAP 2016-2018 . . . . .	75
3.135	TEOTLECO Y HOMOL 2016-2018 . . . . .	75
3.136	SINI Y KAMBESAH 2016-2018 . . . . .	76
3.137	XANAB y TSIMIN 2016-2018 . . . . .	76
3.138	XUX y ONEL 2016-2018 . . . . .	76
3.139	AYATSIL 2016-2018 . . . . .	77
3.140	CHUC E IXTOC 2018-2020 . . . . .	77
3.141	SANTUARIO Y ABKATÚN 2018-2020 . . . . .	77
3.142	SIHIL Y EK 2018-2020 . . . . .	78
3.143	SAMARIA Y AKAL 2018-2020 . . . . .	78
3.144	BALAM Y KU 2018-2020 . . . . .	78
3.145	MALOOB Y ZAAP 2018-2020 . . . . .	79
3.146	TEOTLECO Y HOMOL 2018-2020 . . . . .	79
3.147	SINI Y KAMBESAH 2018-2020 . . . . .	79
3.148	XANAB y TSIMIN 2018-2020 . . . . .	80
3.149	XUX y ONEL 2018-2020 . . . . .	80
3.150	AYATSIL 2018-2020 . . . . .	81
4.1.	Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Mizton y Maloob . . . . .	84
4.2.	Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Xanab y Onel . . . . .	85
4.3.	Comparación entre el modelo de regresión y datos reales de Balam . . . . .	85
4.4.	Producción Nacional de Petróleo . . . . .	87
4.5.	Data Frame con estimaciones, formato Anaconda Python . . . . .	88
4.6.	Producción Nacional y Proyección con Ajuste Exponencial . . . . .	88
5.1.	Comparación entre modelos predictivos de Maloob y ZAAP . . . . .	91
6.1.	Producción de Abkatún y Akal . . . . .	99
6.2.	Producción de Ayatsil y Balam . . . . .	99
6.3.	Producción de Chuc y Ek . . . . .	100
6.4.	Producción de Homol y Ixtoc . . . . .	100
6.5.	Producción de Kambesah y Kax . . . . .	100
6.6.	Producción de Teotleco y Sini . . . . .	101
6.7.	Producción de Sihil y Santuario . . . . .	101
6.8.	Producción de Samaria y Onel . . . . .	101
6.9.	Producción de Mizton y Maloob . . . . .	102
6.10.	Producción de Ku y ZAAP . . . . .	102
6.11.	Producción de Xux y Xanab . . . . .	102

6.12. Producción de Tsimin . . . . . 103

# Índice de tablas

2.1. Metas de producción y proceso de crudo, con datos de PEMEX . . . . .	9
3.1. "Datos de producción mensual de aceite, gas, condensado y agua por campo y ubicación."(Encabezado) . . . . .	12
3.2. Distribución de frecuencias para el primer dígito de la Ley de Benford .	13
3.3. Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 06/2020 . . . . .	17
3.4. Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 12/2003 . . . . .	18
3.5. Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 05/1980 . . . . .	18
3.6. Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 10/1995 . . . . .	18
3.7. Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 10/2017 . . . . .	19
3.8. Principales campos productores 06/2020 . . . . .	20
3.9. R cuadrada, Ajuste Exponencial en los principales 24 campos productores de petróleo . . . . .	27
3.10. R cuadrada, Ajuste Polinómico en los principales 24 campos productores de petróleo. . . . .	37
3.11. Coeficientes Ajuste Lineal Multivariable a partir de 2016 . . . . .	53
3.12. Comparación $R^2$ en ajustes de histórico de producción. . . . .	53
3.13. Comparativo mejores ajustes . . . . .	82
3.14. Frecuencia de aciertos y errores de los métodos de estimación. . . . .	82
6.1. Producción por campo y porcentaje correspondiente en junio de 2020 .	96
6.2. Total de campos productores de aceite con tendencia a la alza en la producción por año, de 1980 a 2019 . . . . .	98

# Capítulo 1

## Introducción

Estimar la producción futura de petróleo y gas resulta de importancia para las empresas productoras, los gobiernos y en el caso de países como México en que la gran mayoría de los campos productores están en manos de una empresa productora del estado, Petroleos Mexicanos (PEMEX), es también tema de interés para la opinión pública.

Los métodos empleados para definir que cantidad de petróleo y gas se ha de recuperar y producir dependen de la información con que se cuente, éstos se llevan a cabo a nivel de pozo, yacimiento, campo o activo, a nivel de empresa o nivel nacional. A nivel de pozo se lleva a cabo mediante curvas de declinación para lo que es necesario integrar información de gasto y presión entre otras según el método que se esté empleando o en caso de aplicar se pueden usar métodos que surgen del balance de materia como son los de Tarner y Muskat, a nivel de yacimiento se puede recurrir a las curvas de declinación de los pozos que se encuentran en el yacimiento, balance de materia y también modelos de simulación matemática y numérica para recrear el escenario de producción en un entorno numérico y en su caso plantear escenarios distintos de producción, a una escala mayor se deben unir datos de este tipo de múltiples yacimientos y sumar la producción que se ha de tener.

De esto las empresas hacen entre otras cosas estimados de los ingresos que han de tener y las actividades que podrán realizar con ellos.

En el caso de Petróleos Mexicanos (PEMEX), la empresa ha pasado en los últimos años por diferentes cambios en las políticas de producción, se pasó de ser una paraestatal encargada por completo de las actividades del sector en el país contratando los servicios de empresas privadas para alcanzar sus objetivos, a ser una empresa más que puede o no tener participación de las actividades del sector luego de un proceso de apertura que dió inicio bajo la idea de que PEMEX era incapaz tanto técnica como financieramente de enfrentar los retos de producción en yacimientos de mayor complejidad geológica como de mayores tirantes de agua en el Golfo de México (véase la iniciativa de reforma energética del 12 de agosto de 2013 [6])

Pero no es solo un asunto de producción, se trata también de costos, de ganancias,

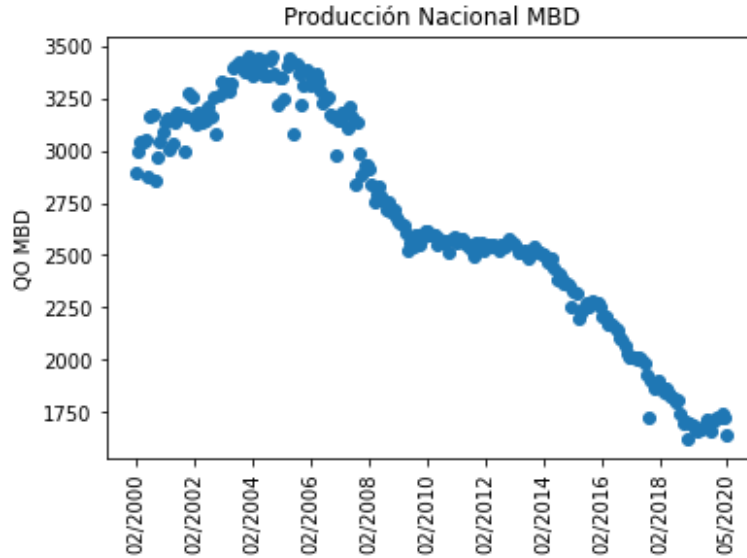


Figura 1.1: Producción Nacional de Petróleo

de comercialización y estrategias de recuperación, y en el fondo, de seguridad energética, PEMEX tiene hoy en día una gran deuda que se fue incrementando durante los últimos veinte años, y esto no es debido a que no tenga ingresos suficientes, sino a la cantidad de dinero que se le requirió desde el Gobierno Federal como política pública, de este modo no solo tenía que aportar las ganancias de la producción, sino con deuda comprometer producción futura y sin embargo el discurso que se ha comenzado a encontrar en la opinión pública y en personas que ostentan cargos públicos es que PEMEX está sumamente endeudada y que no tiene caso seguir invirtiendo en ella debido a su evidente caída en la producción y estar supuestamente obsoleto el uso del petróleo.[5]

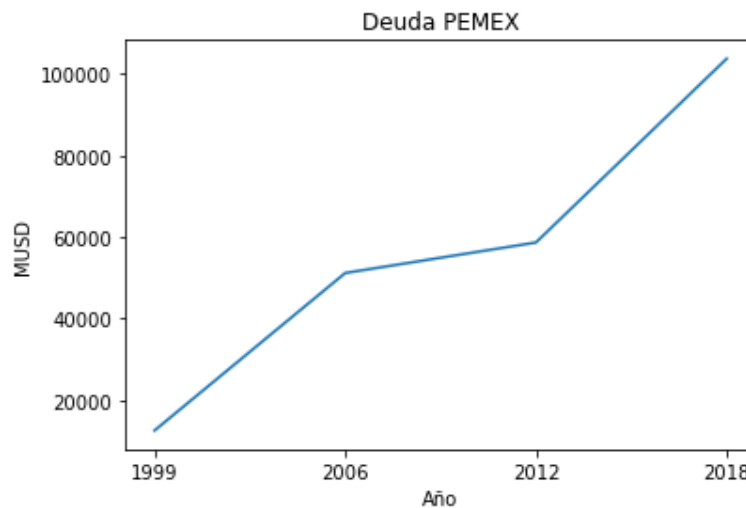


Figura 1.2: Deuda de PEMEX [14]

Con los 100 000 millones de dólares de deuda que tiene PEMEX, por poner un escenario, que nos ayude a imaginar una cantidad tan grande, si le costara a la empresa 10 dólares producir cada barril y que lo venda en 30 dólares, le dejaría un ingreso de 20 dólares por barril, por lo que necesitaría vender 5 000 millones de barriles para cubrir dicha deuda, esto con una producción pesimista de 1 millón de barriles diarios, dejaría a la empresa con 5 000 días para pagar, esto es aproximadamente 13 años y medio, desde luego este es un ejercicio muy burdo, para un análisis serio de esta situación habría que tomar en cuenta las condiciones en las que está contratada esta deuda, los costos reales de producción por barril de los campos petroleros, el cambio en el tiempo de los costos y de los precios del petróleo que no se han mantenido para nada estables los últimos años, además de la carga fiscal, pero sirve para dimensionar mentalmente la cantidad de deuda tan grande que tiene la empresa y obliga a plantearse si PEMEX tendrá producción suficiente para los próximos 13 años incluso no solo para pagar su deuda, dinero que se supone de una u otra forma ya entró al Gobierno Federal según la política descrita por José Ángel Gurría, Secretario de Hacienda durante el gobierno de Ernesto Zedillo, (“porque a Petróleos Mexicanos (Pemex) se le generó una pérdida artificial al quitarle el 70 % de sus ingresos brutos, ni siquiera netos. Le creábamos a Pemex un agujero artificial, una pérdida artificial, obligábamos a la empresa a que lo cubriera con deuda. Definitivamente creamos ese endeudamiento excesivo” [5] o como expresó el analista Gonzalo Monroy “como no había avances en la recaudación fiscal, Pemex se convirtió en su contribuyente cautivo”, “Se exprimió tanto a Pemex, que desde 2005 comenzó a emitir deuda para pagar impuestos. En los años siguientes comenzó a emitir deuda para pagar gastos corrientes” [14] ), o en compras y contratos de PEMEX que al día de hoy se han llevado a tribunales por tratarse de casos aparentemente de corrupción o contratos que resultaban en un desfaldo a la empresa. (Fertinal, Agronitrogenados, Etileno, etc. véase [16], [17], [18] ).

Es en este entorno que la empresa PEMEX, de la mano del proyecto del actual gobierno que se ha propuesto “devolver” a PEMEX su calidad de motor del desarrollo nacional (habría que ver si alguna vez lo dejó de ser, pues en palabras del mismo Gurría [5], nunca se “despetrolizó” la economía mexicana a pesar de la caída en la producción y posterior caída en el precio del petróleo gracias a la adquisición de deuda por parte de PEMEX), para lo que se debe fortalecer a la empresa, y es por ello que en el presente trabajo se busca hacer un comparativo entre los objetivos de capacidad de producción y refinación, que se encuentran plasmados en el “Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023” [9] y en el “Plan Nacional de Refinación” [10] respectivamente, y las tendencias de producción mostradas por los principales campos de aceite de México, a la vez que se investigan tres diferentes métodos de ajuste y extrapolación de la producción por campo, después de analizar el cumplimiento de la Ley de números anómalos por la base de datos de producción proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Para esto se investiga primero si es posible con información pública de los históricos de producción de petróleo, gas, agua y nitrógeno, “predecir” o estimar la producción futura a partir de tendencias de los datos.

Los históricos de producción se obtuvieron gracias a que desde el 28 de septiembre de 2010 se publicó el “ACUERDO POR EL QUE SE INTEGRA EL SISTEMA NACIONAL DE INFORMACION DE HIDROCARBUROS” en el Diario Oficial de la Federación [15] que en aquel entonces quedó a cargo de la Secretaría de Energía y fue concebido de modo “Que el Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos tendrá por objeto sistematizar y mantener actualizada la información relevante en la materia en los registros administrativos de naturaleza declarativa, a saber, el registro petrolero, el catastro petrolero, el registro de reservas de hidrocarburos y el registro de información geológica.”, luego de una serie de reformas este lleva por nombre Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) y depende de “El Centro Nacional de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)” que es el responsable de la información obtenida de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.”

En su página de internet (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) se puede acceder a diversas bases de datos que van desde la producción petrolera por pozo, producción de gas, registro de contratos y licitaciones, precios, entre otros tópicos, es de ahí de donde se tomó una base de datos que integra información de los históricos de producción de petróleo de todos los campos desde 1960 y se analizó su contenido haciendo uso de herramientas computacionales de software libre para el análisis de datos, habilitadas por Python.

Así a lo largo de 5 capítulos que inician con esta introducción, la documentación de los objetivos de producción de petróleo en el capítulo 2; la descripción de la base de datos su validación mediante el análisis del cumplimiento de la ley de números anómalos o de Benford así como de los modelos de ajuste y extrapolación propuestos en el capítulo 3, la evaluación de los modelos en el 4 donde se reportan los resultados obtenidos y las conclusiones el el 5.

Y entre todo esto antes de proceder es importante traer a la mente las palabras de la filósofa Hannah Arendt “Las previsiones del futuro no son nada más que proyecciones de procesos y procedimientos automáticos presentes que sería probable que sucedieran si los hombres no actuaran y si no ocurriera nada inesperado; cada acción, para bien y para mal, y cada accidente necesariamente destruyen toda la trama en cuyo marco se mueve la predicción y donde encuentra su prueba.”[1]

# Capítulo 2

## Objetivos de producción de petróleo

### 2.1. Objetivo del capítulo

Documentar las expectativas de producción petrolera de PEMEX durante el gobierno del Presidente Andrés Manuel López Obrador, lo mismo que los objetivos en cuanto a capacidad de refinación, en el entendido de que la producción nacional debería abastecer a las refinerías del país y estas al mercado nacional de derivados del petróleo.

### 2.2. Panorama de comercialización de PEMEX

En el informe mensual sobre producción y comercio de hidrocarburos de PEMEX [2] se informan las exportaciones de crudo, las ventas internas y externas de derivados de la refinación como se ve en las figuras 2.1 y 2.2.

Se observa una disminución en el volumen de crudo exportado, al mismo tiempo que disminuye la importación de petrolíferos (gasolinas, diesel y combustóleo).

Al mismo tiempo la producción de petrolíferos se incrementa en México disparándose la producción de combustóleo.

Y en cuanto a comercio exterior de crudo y petrolíferos, el valor de las importaciones termina por ser menor al de las exportaciones en 2020.

### 2.3. Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019- 2023

El “PLAN DE NEGOCIOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS 2019- 2023” [9] establece en el capítulo 5 llamado Marco Estratégico la Misión de “Contribuir a la seguridad energética mediante la producción, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus deriva-



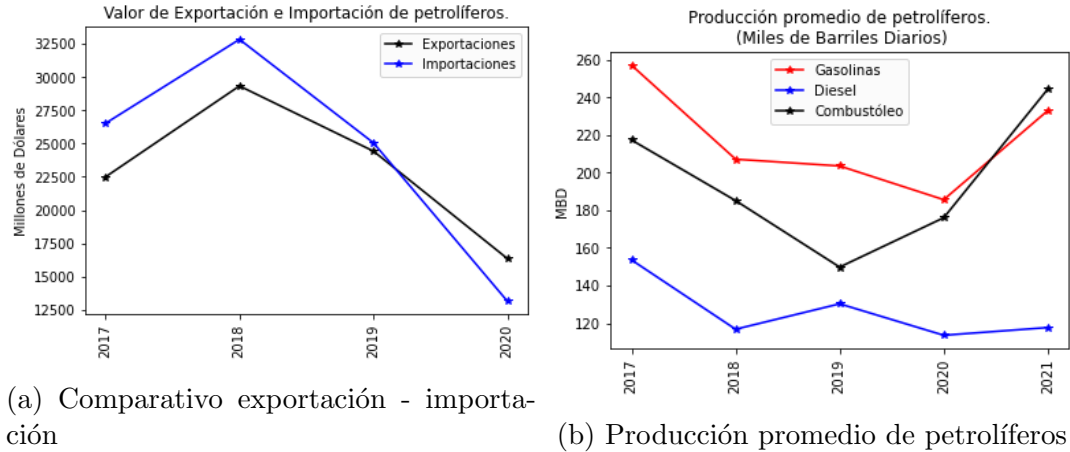


Figura 2.1

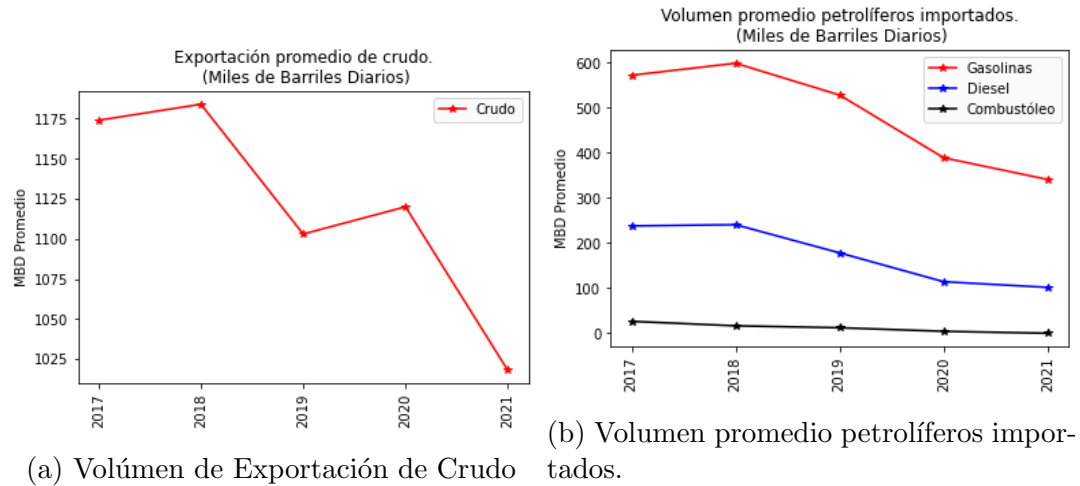


Figura 2.2

dos con criterios de rentabilidad y sostenibilidad, en beneficio del desarrollo nacional.” y luego en su capítulo 6 llamado “Planteamiento Estratégico Institucional y alineación al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024” enuncia un total de 11 objetivos estratégicos siendo el segundo: Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa, lo cual pretende lograrse primero, incrementando la exploración tanto en aguas someras, cuencas terrestres y en torno a los campos en producción ya existentes, segundo, asegurando una visión a largo plazo en oportunidades exploratorias en plays y áreas exploratorias y finalmente acelerando procesos de recuperación secundaria y mejorada en campos maduros; y le sigue el objetivo tercero: Incrementar la producción de hidrocarburos estableciendo como estrategias a) Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos, b) Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas, c) Incrementar la producción de gas no asociado, d) Asegurar la infraestructura logística primaria asociada al crecimiento de producción.

En cuanto a procesos de recuperación secundaria y mejorada, estos se tienen contemplados entre 2020 y 2023 en los campos Cinco Presidentes, Rodador, Los Soldados, Rabasa, Tupilco, Castarrical, Tintal, Tamaulipas-Constituciones, Chicontepec, Ek-Balam y Samaria.

Para el Desarrollo de campos nuevos se incluyen veinte campos que se han de desarrollar entre 2019 y 2021 empezando por Ixachi, Xikin, Valeriana, Manik NW, Hok, Tetl, Teekit Profundo, Cibix, Octli, Cheek, Esah y Cahua en el 2019, Suuk, Pokche, jaatsul, Chocol y Koban en el 2020 y Tlacame y Uchbal en 2021. Estando indicado también en la estrategia 3.2 para la reclasificación de resevas priorizar a Ixachi, Esah, Xikin y Pokche entre 2019 y 2023.

Al mes de junio de 2020 ocho de los 20 campos nuevos ya han reportado producción las cuales se grafican en las figuras 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos [12]. De estos campos los 7 productores de petróleo aportan a la fecha poco más de 38,924 barriles por día (2.4% del total nacional )a los que se suman los 9 mil barriles de Ixachi que destaca junto con Mulach por su alta producción y tendencia a la alza.

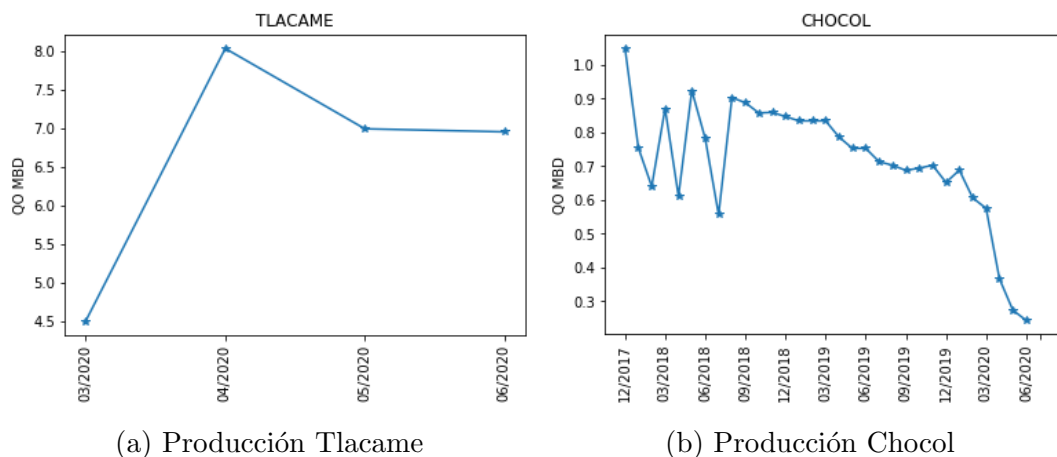


Figura 2.3

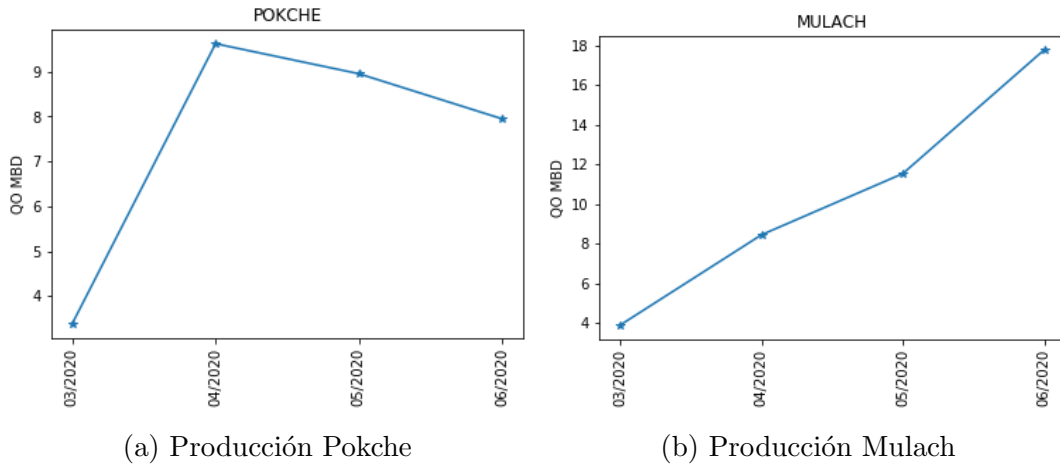


Figura 2.4

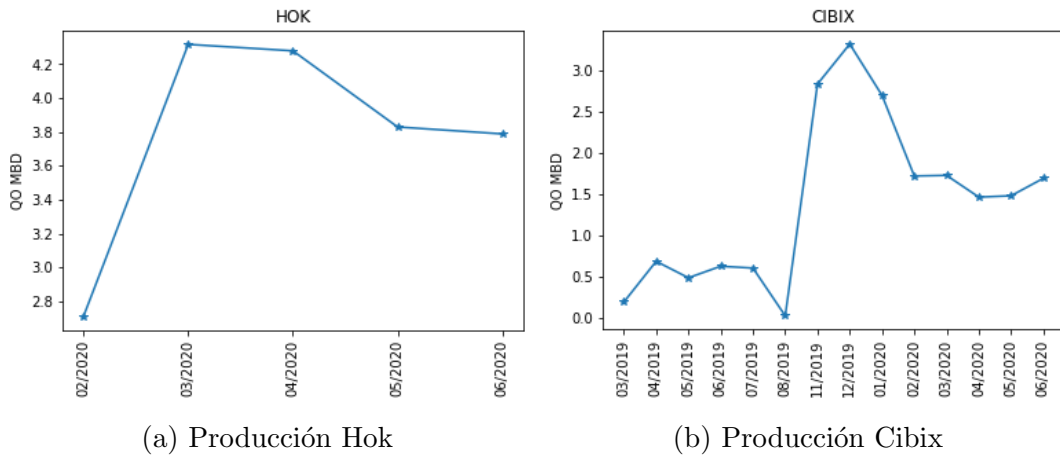


Figura 2.5

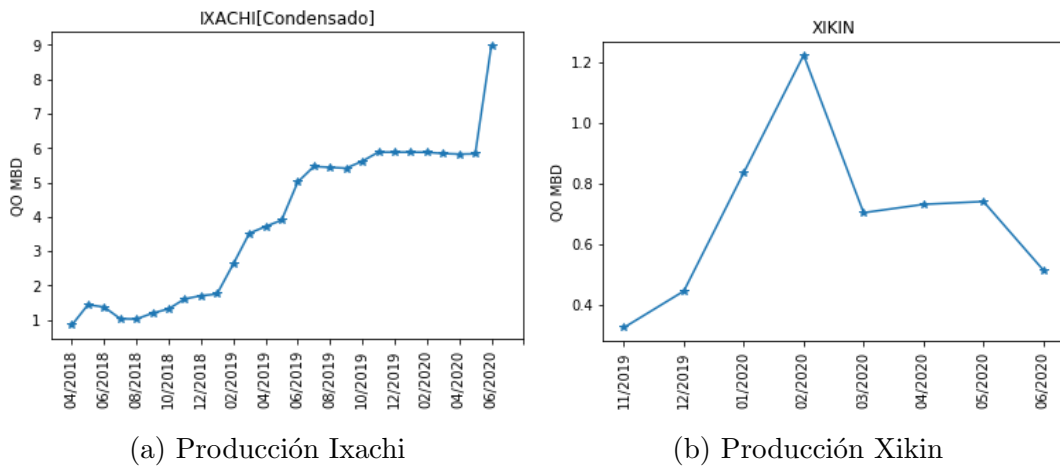


Figura 2.6

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023
Producción de crudo (Mbd)	1,707	1,866	2,069	2,321	2.528
Proceso de crudo (Mbd)	643	> 780	>1,000	>1,100	> 1450

Tabla 2.1: Metas de producción y proceso de crudo, con datos de PEMEX

## 2.4. Plan Nacional de Refinación

Luego está el Plan Nacional de Refinación [10] que tiene como objetivo que en 2022 se refinan entre las seis refinerías existentes y la nueva de Dos Bocas un total de 1 millón 863 mil barriles de petróleo por día. Para ello se habrían de rehabilitar las seis refinerías existentes para llevarlas a procesar 1 millón 540 mil barriles de petróleo diario, que según se indica en el documento es la capacidad para la que en su conjunto están diseñadas las refinerías de Minatitlán, Salamanca, Tula, Cadereyta, Madero y Salina Cruz y a esto se sumarían los 340 mil barriles de crudo al día que se proyecta refinar en la nueva refinería de Dos Bocas.

Se tiene entonces que el Plan de Negocios de PEMEX establece en su capítulo 12 “Principales Indicadores y Metas de Desempeño” las metas de producción y procesamiento de crudo que junto con otros indicadores habrían de servir para evaluar el desempeño de la Empresa, se rescatan en la tabla 2.1 .

A partir de datos de la CNIH [7] se elaboró la figura 2.7 donde se contrastan las producciones objetivo y el histórico de producción desde el 2000.

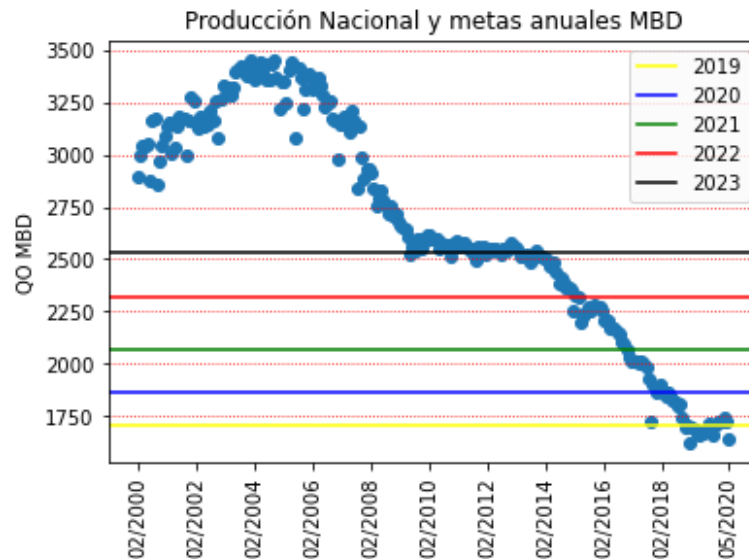


Figura 2.7: Comparativo Producción Real y Objetivo

Es en este contexto que se plantea analizar en la presente tesis las tendencias de producción de los campos productores de aceite en México para profundizar en el entendimiento de la problemática que implica elevar la producción petrolera ya sea a las metas fijadas en el Plan de Negocios de PEMEX, o a la cantidad de crudo que se espera poder procesar en las refinerías.

# Capítulo 3

## Base de datos y métodos propuestos para el análisis de tendencias de producción de aceite

### 3.1. Resumen del capítulo

Se describe de dónde se tomaron los datos de producción analizados, se evalúa la aplicabilidad de la ley de Benford también conocida como Ley de números anómalos para validar datos mensuales de producción de petróleo, agua, gas y nitrógeno de un conjunto amplio de campos petroleros y se describen en principio los métodos empleados para ajustar funciones matemáticas a los datos de producción para después extrapolar y estimar producciones futuras de petróleo. La primer entrada diferente de cero de mediciones de producción tanto de agua como de Nitrógeno se registra en enero de 2016 como consecuencia de las modificaciones a la regulación en materia.

### 3.2. Métodos de ajuste

Siguiendo los objetivos establecidos en ambos planes, el de refinación y el de negocios, se encuentra que PEMEX señala una producción objetivo necesaria para dar cumplimiento al plan de negocios y que su materialización está sujeta a factores tanto internos como externos a la empresa, pero independientemente de esto continúa en marcha el Plan Nacional de Refinación que de llegar a buen término dejaría a México con capacidad de procesar 1 millón 863 mil barriles para después de 2024 y de no tener la producción suficiente de crudo este se tendría que importar u operar a menor capacidad las refinerías con que cuenta México para dicha fecha.

Para analizar las tendencias de producción de los campos se usaron tres métodos de ajuste, el primero al cual se llamará “Directo”, consiste en un ajuste exponencial directo en los datos de producción inmediatamente anteriores a la fecha actual para después extrapolar la función obtenida y tener un estimado de la producción posible de acuerdo con la tendencia que muestran dichos datos, el segundo al cual se llamará

“Indirecto”, consiste en ajustar la suma de los datos mensuales de producción de aceite a un polinomio de tercer grado para luego a partir del mismo conocer los datos de producción mensual estimados, y finalmente, un método al que se llamará “Doblemente indirecto” que consiste en analizar campo por campo la relación que existe entre la producción de gas, agua, nitrógeno y aceite mediante un modelo de regresión, extrapolar las tendencias de producción de agua, gas y nitrógeno y entonces mediante el modelo preestablecido calcular la producción de aceite que correspondería a cada uno; para finalmente contrastar estos métodos junto con datos de meses futuros que no han sido incluidos en los datos para llevar a cabo dicho ajuste.

El ajuste a una tendencia exponencial en un grupo de datos es una práctica común no solo de la industria petrolera donde se usa en curvas de declinación por ejemplo, sino de muchas ramas de la industria, de ciencias como la biología o incluso la física o para analizar el crecimiento de poblaciones.

Ajuste polinómico, Carpenter [19] utilizó en su artículo publicado recientemente en julio de 2020 un ajuste a una función hiperbólica de datos de producción acumulada de yacimientos de baja permeabilidad para estimar el volumen recuperable, tanto del campo como de cada pozo, a diferencia de Carpenter, no se cuenta con los datos de producción diarios de cada campo sino de datos de un día por cada mes, de ahí que lo que se hizo fue sumar los datos y en este caso se ajustó a un polinomio de tercer grado para extrapolar la producción.

Finalmente el ajuste doblemente indirecto poniendo la producción de aceite en función de los gastos de gas, agua y nitrógeno no se encontró reporte alguno en la literatura, hacer esto nace de una práctica común en el análisis de bases de datos en el que al tener una base con diferentes entradas de información se investiga la posible relación de la variable de interés con otros datos reportados existiendo en Python por ejemplo funciones que lo hacen de forma automática. En la industria existen casos en que métodos similares se utilizan pero en la toma de registros petrofísicos donde por algún motivo los valores de un registro se ponen en función de otros registros tomados a la misma profundidad, ya sea para validar resultados o para subsanar la falta de información cuando en algún pozo no se puede o no se corre dicho registro. [20]

### 3.3. Base de datos

Los datos analizados en esta tesis provienen de la base de datos del Sistema de Información de Hidrocarburos: “Datos de producción mensual de aceite, gas, condensado y agua por campo y ubicación.” [7], la cual es administrada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos e integra información mensual de la producción de aceite, condensados, gas asociado, gas no asociado, nitrógeno y agua de cada campo productor desde 1960 y hasta un par de meses anteriores a la fecha actual. Dicha base de datos se va actualizando constantemente con datos más recientes disponibles con información de

FECHA	CAMPO OFICIAL	CAMPO SIH	UBICACIÓN	PETRÓLEO MBD
01/1960	Acalapa	ACALAPA	Terrestre	0.433198
01/1960	Acuatempa	ACUATEMPA	Terrestre	2.749745
01/1960	Ágata	AGATA	Terrestre	2.459999
GAS ASOC MMPCD	GAS NoASOC MMPCD	NITRÓGENO MMPCD	CONDENSADO MBD	AGUA MBD
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.230383	0.0	0.0	0.0	0.0
2.06093	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 3.1: "Datos de producción mensual de aceite, gas, condensado y agua por campo y ubicación." (Encabezado )

PEMEX y de las empresas operadoras que manejan campos con producción.

Esta se descargó en formato CSV (datos separados por comas), y se integra por un total de 189719 filas por 10 columnas y agrupa información de la producción de petróleo, gas asociado y no asociado, agua, nitrógeno y condensado por cada campo mes a mes, en la tabla 3.1 se muestra el encabezado de la base de datos.

Lamentablemente el histórico de la producción de agua y de nitrógeno no están completos y solo integran información a partir de enero de 2016.

### 3.3.1. Ley de Benford

Frank Benford [11], quien fuera ingeniero eléctrico e investigador del "General Electric Research Center" publicó en 1938 un artículo titulado "The Law of Anomalous Numbers" en el que analiza el primer dígito en 20 tablas con datos, tomando como primer dígito al número que está más a la izquierda diferente de cero sin importar el signo del número, y demostrando que la existencia de una tendencia de distribución de probabilidades para el primer dígito que tiende a repetirse:

$$Prob(D_1 = d_1) = \log\left(1 + \frac{1}{b_1}\right) \quad (3.1)$$

con  $d_1 \in \{1, 2, 3, \dots, 9\}$ , resultando las probabilidades que se muestran en la tabla 3.2

Así en 10 000 datos, aproximadamente 3000 empezarían con el número 1 (por ejemplo 154654, 146468, 1784846, 100, cualquier dato), 1760 empezarían con un 2, y así hasta llegar a 457 que lo harían con un 9. Las probabilidades de que esto ocurra se enlistan en la tabla 3.2.

Dígito	Probabilidad
1	.30103
2	0.17609
3	0.12494
4	0.09691
5	0.07918
6	0.06692
7	0.05799
8	0.05115
9	0.04576

Tabla 3.2: Distribución de frecuencias para el primer dígito de la Ley de Benford

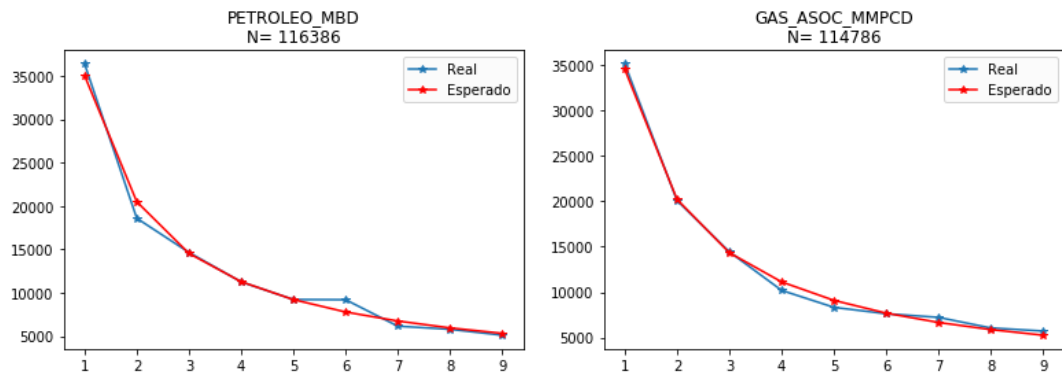
Estas tendencias, según se ha encontrado en estudios posteriores, permiten analizar grupos de datos y una vez verificado que se presenta este tipo de comportamiento se puede utilizar como una herramienta para identificar casos anómalos, fraudes en el caso fiscal, bots en redes sociales, entre otras. No se encontraron estudios publicados acerca del cumplimiento de la Ley de Benford por parte de grupos de datos de producción de petróleo o gas, por ello se decidió investigar en una primer instancia si es que los datos de producción de aceite, gas, agua y nitrógeno que integran el total de la base de datos cumplen con la ley de Benford. De ser así se esperaría que bases de datos de otras empresas y de otros países también cumplan con dicha ley y entonces poder identificar casos anómalos si es que los hubiera en otras bases de datos para estudios posteriores. Se eligieron estos productos por estar asociados a la producción de petróleo el gas al que se llama asociado en la base de datos, el agua y el nitrógeno en algunos campos de aceite como resultado de procesos de recuperación secundaria.

### Evaluación de cumplimiento

Para decir que los datos recabados de un cierto fenómeno cumplen con la ley de Benford, es necesario que las frecuencias del primer dígito de los datos cumplan con ciertas condiciones [11] (p. 9-19):

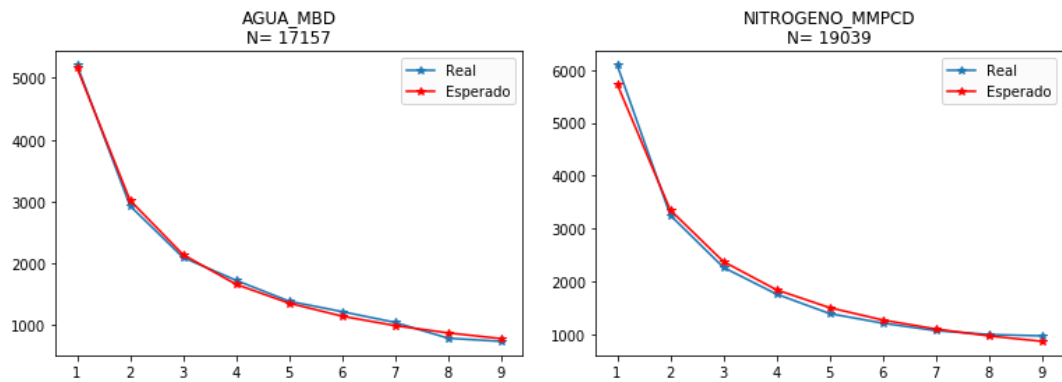
1. La distribución de frecuencias del primer dígito se corresponde con la Ley de Benford. En las imágenes 3.1 y 3.2 se presenta la frecuencia del primer dígito junto con su respectivo “Esperado” el cual se presenta en rojo y se generó multiplicando las probabilidades que señala la Ley de Benford por el número total de entradas, con lo que se comprueba el cumplimiento del primer requisito de la Ley de Benford para los datos de producción de aceite, agua, nitrógeno y gas. Para ello se programó una función que toma de las respectivas columnas de la base de datos todas los valores diferentes de cero y guarda en un arreglo el primer dígito el cual obviamente solo puede ser 1,2,3,4,5,6,7,8 o 9, para luego contar la frecuencia con que cada uno de estos números aparece en dicho arreglo y graficar la frecuencia con que aparece cada uno.





(a) Frecuencias del primer dígito en la producción de aceite. (b) Frecuencias del primer dígito en la producción de gas asociado.

Figura 3.1

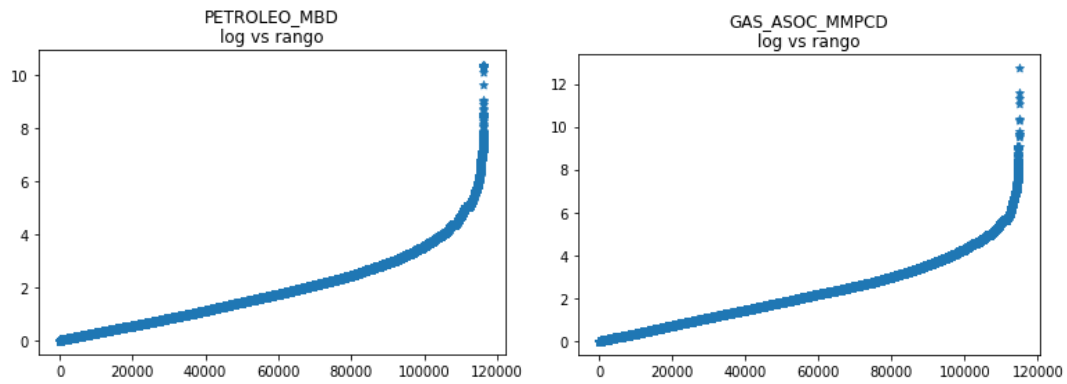


(a) Frecuencias del primer dígito en la producción de agua. (b) Frecuencias del primer dígito en la producción de nitrógeno.

Figura 3.2

- En un gráfico del logaritmo de los datos contra los datos se forme una línea recta de pendiente  $m$ , aunque según se documenta en estudios con datos reales, la curva que se genera suele tener una pendiente variable que decrece a la izquierda y aumenta a la derecha lo cual es aceptable siempre y cuando no se generen segmentos horizontales, que serían indicadores de que se repite demasiadas veces el mismo número, véanse las figuras 3.3 y 3.4 donde se muestra la prueba realizada con los datos de la base.

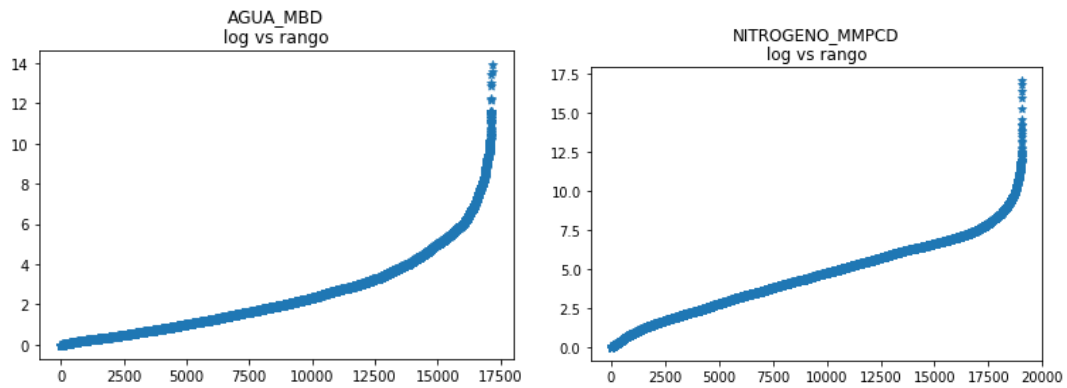
El proceso para esto consiste en tomar de cada columna a analizar los datos mayores a cero y organizarlos de mayor a menor, luego de cada uno se calcula su logaritmo y se grafican en el eje Y el logaritmo y en el X los datos, resultando los comportamientos que se muestran en las mencionadas gráficas.



(a) Análisis de gasto de aceite.

(b) Análisis del gasto de gas.

Figura 3.3



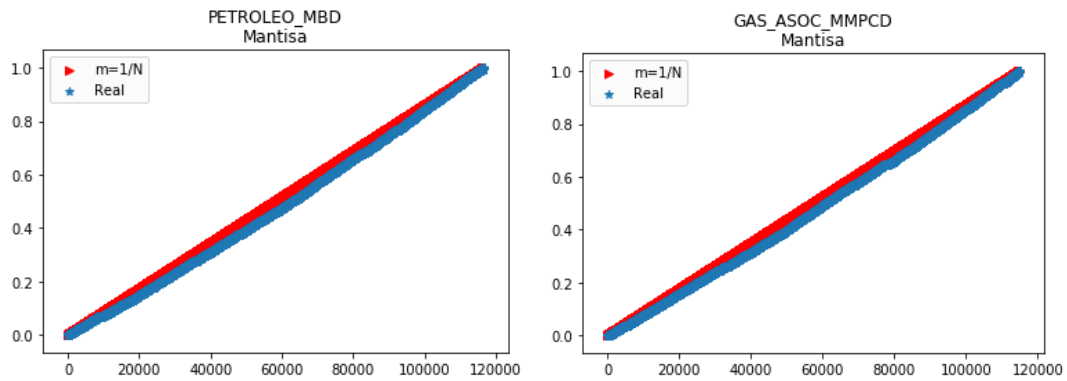
(a) Análisis del gasto de agua

(b) Análisis del gasto de nitrógeno

Figura 3.4

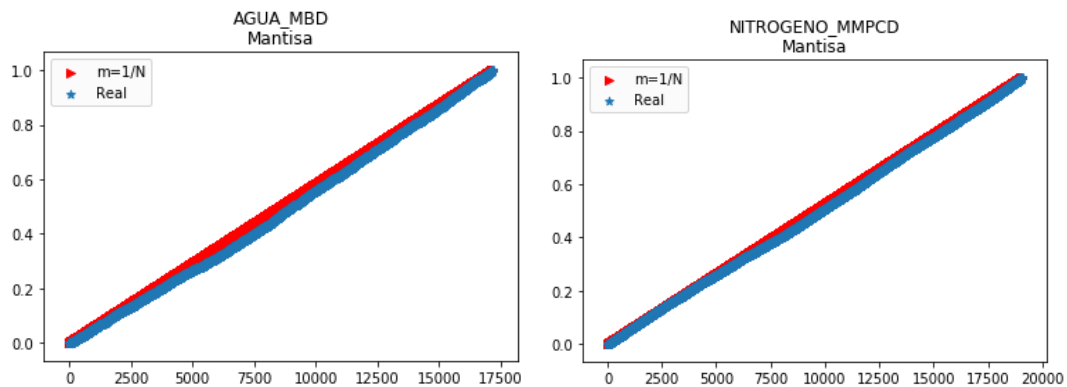
3. En una gráfica de la mantisa del logaritmo de los números del set de datos contra el rango de datos se debe generar una línea recta de pendiente  $1/N$  siendo  $N$  el número de datos, en las figuras 3.5 y 3.6 se lleva a cabo la evaluación de dicho comportamiento con la base de datos que se está trabajando.

Para esto de los datos mayores a cero ya organizados se calcula el logaritmo de cada uno de ellos y se toma solo la parte del número que sigue al punto decimal y se grafican, estos datos es necesario mencionar que se encuentran entre cero y uno, de ahí que la pendiente de la recta que debería formarse tenga una pendiente  $1/N$  donde  $N$  es el número de entradas mayores a cero.



(a) Análisis de la curva de aceite.      (b) Análisis de la curva de gas asociado.

Figura 3.5



(a) Análisis de la curva de agua.      (b) Análisis de la curva de nitrógeno.

Figura 3.6

Procedemos a concluir que datos de producción de aceite, gas, nitrógeno y agua de varios campos en una misma base de datos cumple con la ley de números anómalos de Benford.

Intervalo Mbd	Total de campos	Qo Mbd	Porcentaje
0 - 1	92	26.725	1.65
1 - 5	60	141.978	8.78
5 - 10	23	156.299	9.67
10 - 20	13	191.859	11.87
20 - 40	3	91.521	5.66
40 - 80	4	231.463	14.32
80 - 280	2	180.747	11.18
280 - 400	2	595.550	36.84
Total	199	1,616,146	99.97

Tabla 3.3: Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 06/2020

### 3.4. Panorama de producción

Según la base [7] tomada de CNIH existen en México al mes de junio de 2020, 199 campos productores de petróleo y 20 productores de condensado entre los que ya se encuentra Ixachi.

De los 199 campos productores de aceite 92 producen menos de 1,000 barriles diarios y en su conjunto apenas aportan 26 mil 725 barriles de los 1 millón 616 mil 146 barriles que se reportan en ese día representando el 1.65 por ciento de la producción, en la tabla 3.3 se agrupan y analiza que número de campos aportan la mayor producción.

Para tener una perspectiva más amplia del tipo de campos que aportan a la producción nacional se presenta la tabla 3.4 donde se analiza diciembre de 2003 cuando se reportó una producción de 3 millones 454 mil 771 barriles de los cuales sin Akal apenas se habría alcanzado 1 millón 350 mil 225 barriles, una producción incluso menor a la actual.

De las metas de capacidad de refinación ya mencionadas, tomando la mayor de 1 millón 863 mil barriles de petróleo por día y revisando el histórico de producción de la CNIH se encuentra que el 1 de octubre de 2017 , en octubre de 1995 y en mayo de 1980 se tienen producciones ligeramente superiores a la que se espera llegue a ser la capacidad de refinación del país, de ahí que sea de interés visualizar el tipo y rangos de producción que tenían los campos petroleros de México en esas fechas lo cual puede verse en las tablas 3.5, 3.6 y 3.7

Intervalo Mbd	Total de campos	Qo Mbd	Porcentaje
0 - 1	111	27.376	0.792
1 - 5	46	101.09	2.92
5 - 10	11	75.713	2.191
10 - 20	12	162.725	4.71
20 - 40	6	174.868	5.061
40 - 80	7	405.211	11.729
80 - 280	3	403.234	11.671
Akal	1	2104.54	60.91
Total	197	3454.77	99.99

Tabla 3.4: Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 12/2003

Intervalo Mbd	Total de campos	Qo Mbd	Porcentaje
0 - 1	81	17.22	0.902
1 - 5	38	99.33	5.205
5 - 10	15	117.888	6.177
10 - 20	4	58.846	3.083
20 - 40	6	162.420	8.511
40 - 80	4	238.997	12.524
80 - 100	2	185.776	9.735
100 - 280	1	147.944	7.7526
280 - 320	1	313.328	16.419
320 - 2200	1	566.531	29.687
Total	153	1908.3	99.99

Tabla 3.5: Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 05/1980

Intervalo Mbd	Total de campos	Qo Mbd	Porcentaje
0 - 1	112	28.522	1.501
1 - 5	49	121.561	6.401
5 - 10	12	82.531	4.346
10 - 20	8	118.721	6.251
20 - 40	9	256.641	13.514
40 - 80	4	216.891	11.421
80 - 100	2	180.527	9.506
100 - 280	3	414.940	21.850
280 - 2200	1	478.639	25.205
Total	200	1898.98	99.99

Tabla 3.6: Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 10/1995

Intervalo Mbd	Total de campos	Qo Mbd	Porcentaje
0 - 1	95	32.318	1.701
1 - 5	58	147.797	7.782
5 - 10	22	155.0430	8.164
10 - 20	15	197.207	10.384
20 - 40	7	176.711	9.305
40 - 80	4	210.490	11.084
80 - 280	2	247.806	13.049
280 - 2200	2	730.216	38.453
Total	205	1897.54	99.99

Tabla 3.7: Rangos de producción y su relevancia en porcentaje 10/2017

De este análisis se encontró que es constante el tener cerca de 100 campos que producen menos de mil barriles diarios y pocos campos que producen la mayor parte, de ahí surge el interés por conocer más a detalle los campos que soportan la extracción de petróleo y para ello en las siguientes secciones se analizan tres métodos distintos de ajustar la producción, determinar tendencias y factores que afectan esta producción.

N	Campo	QO MBD	%	N	Campo	QO MBD	%
1	ABKATUN	10.289	0.637	13	SAMARIA	15.838	0.980
2	AKAL	36.489	2.258	14	SANTUARIO	14.055	0.870
3	AYATSIL	99.165	6.136	15	SIHIL	16.474	1.019
4	BALAM	51.163	3.166	16	SINI	12.580	0.778
5	CHUC	10.105	0.625	17	TEOTLECO	16.210	1.003
6	EK	18.476	1.143	18	TSIMIN	14.886	0.921
7	HOMOL	28.769	1.780	19	KAX	6.959	0.431
8	IXTOC	10.719	0.663	20	KAMBESAH	7.809	0.483
9	KU	70.144	4.340	21	XANAB	81.582	5.048
10	MALOOB	315.087	19.496	22	XUX	41.486	2.567
11	MIZTON	18.696	1.157	23	ZAAP	250.463	17.354
12	ONEL	68.671	4.249	-	Total	1,216.115	77.104

Tabla 3.8: Principales campos productores 06/2020

### 3.5. Ajuste Directo o Exponencial

En junio de 2020 los rangos de producción en miles de barriles 10-20, 40-80 y 80-100 y 280-320 son los que aportan la gran mayoría de la producción, si se cuenta desde los 10 mil barriles son 23 campos los que representan 77.104% con 1 millón 216 mil barriles en conjunto, siendo estos campos los que se enlistan en la tabla 3.8. Estando Santuario dentro de un contrato de Producción Compartida entre PEMEX y PETROFAC desde el 2017 y con vigencia de 25 años, que deja a la empresa productiva del Estado con un interés de participación del 64% ([4])(CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017)

Se automatizó con Python el realizar un ajuste exponencial para cada campo de los últimos 10 datos de producción reportados en la base de datos, esto con miras a poder analizar en conjunto no solo las 24 entradas para este periodo de tiempo, sino para otras fechas de interés. Para llevarlo a cabo se creó la función:

```
def func(x, A, k) :
return(A * np.exp(k * x))
```

Que es llamada por:

```
popt, pcov = curve_fit(func, x, y)
```

Donde *popt* es una lista que contiene los valores de A y de k, *pcov* es una matriz con los datos de la covarianza de los parámetros A y k, *curve\_fit* es una función desarrollada por *Scipy* [8] que usa mínimos cuadrados no lineales para ajustar datos a una función y tiene como parámetros de entrada el nombre de la función (en este caso una función en términos de programación orientada a objetos) que contiene la estructura de la función matemática a la que se quieren ajustar los datos, que entran en forma de listas X y Y, siendo X los datos de la variable independiente, para nuestro caso las fechas, y Y los datos de la variable dependiente, en este caso los gastos de gas.

Finalmente de los valores de la lista "*popt*" se evalúan los datos de entrada y se puede proceder a hacer estimaciones para tiempos futuros.

*SciPY* es como se describe a sí mismo en su plataforma, "un software libre para ma-

temáticas, ciencia e ingeniería”.

A continuación se presentan los gráficos y parámetros llevados a un ajuste exponencial de las tendencias de producción de los 24 campos con mayor producción durante el 2020:

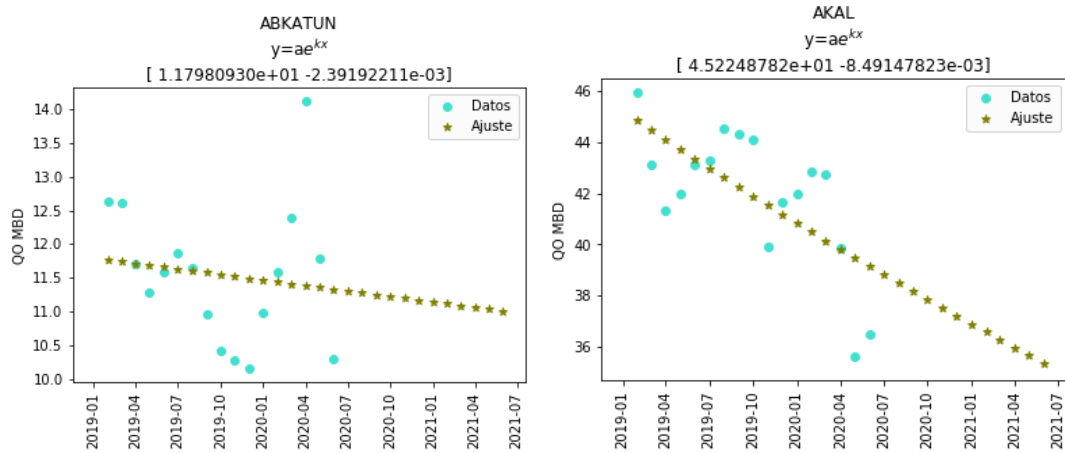


Figura 3.7

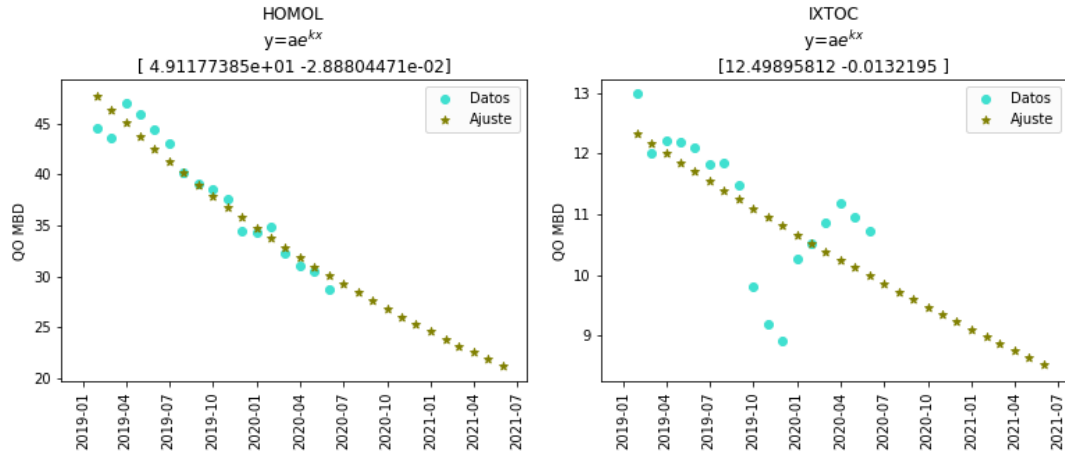


Figura 3.8



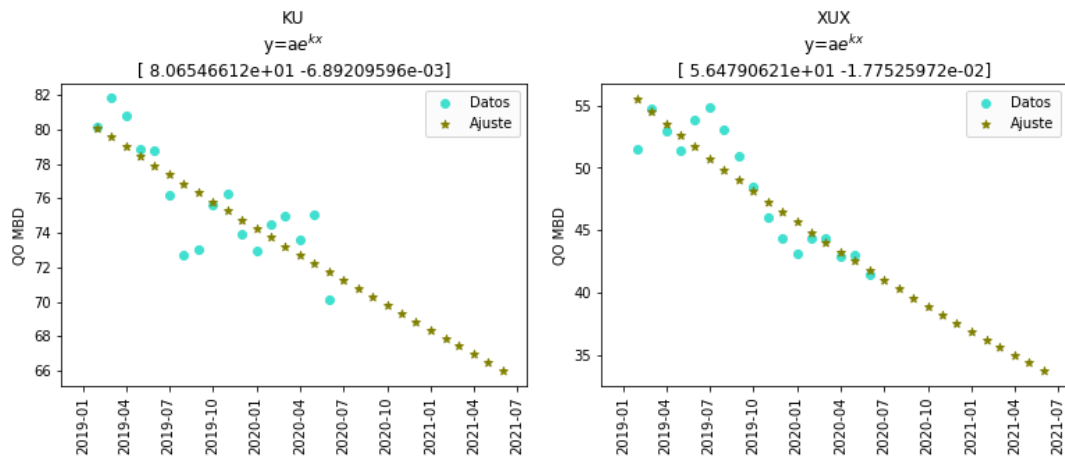


Figura 3.9

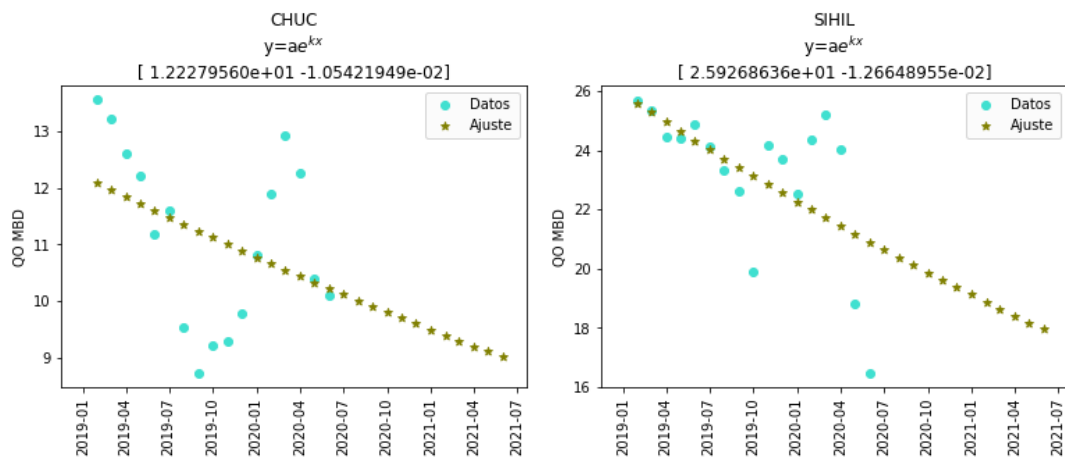


Figura 3.10

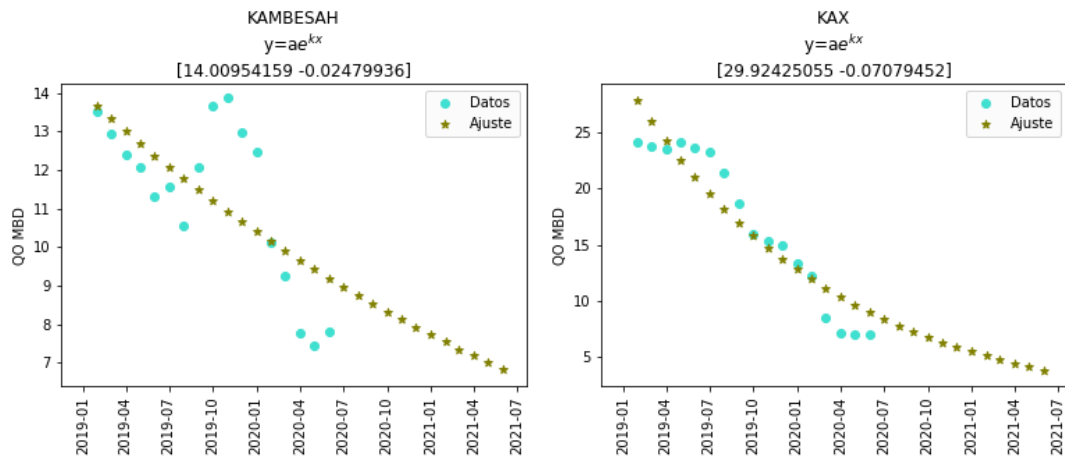


Figura 3.11

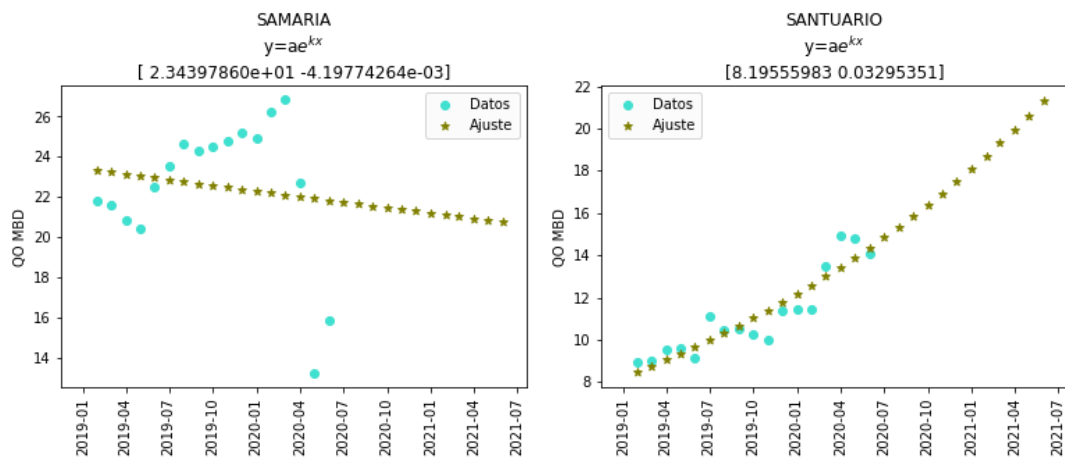


Figura 3.12

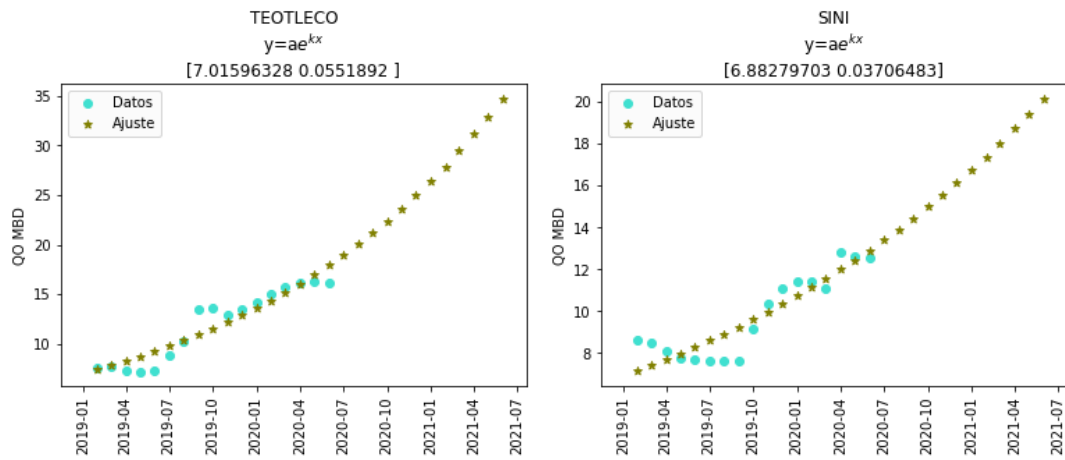


Figura 3.13

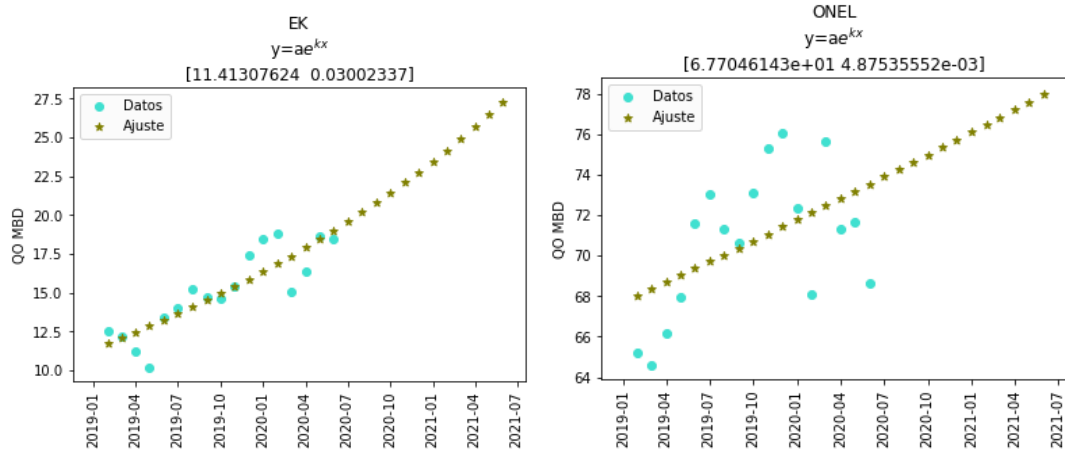


Figura 3.14

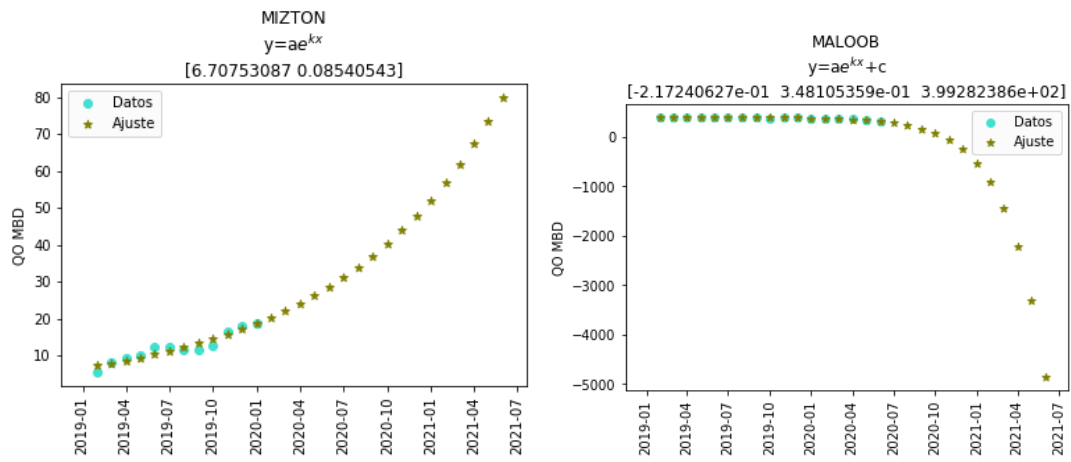


Figura 3.15

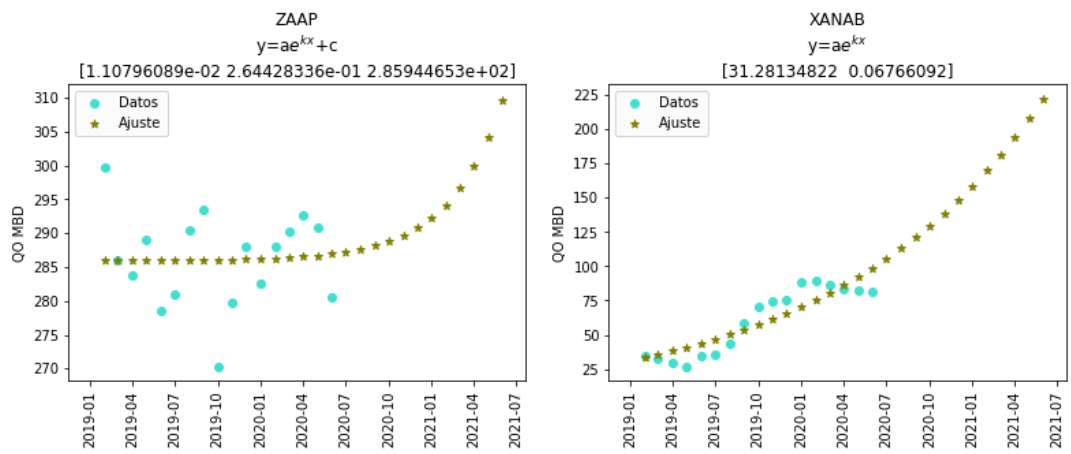


Figura 3.16

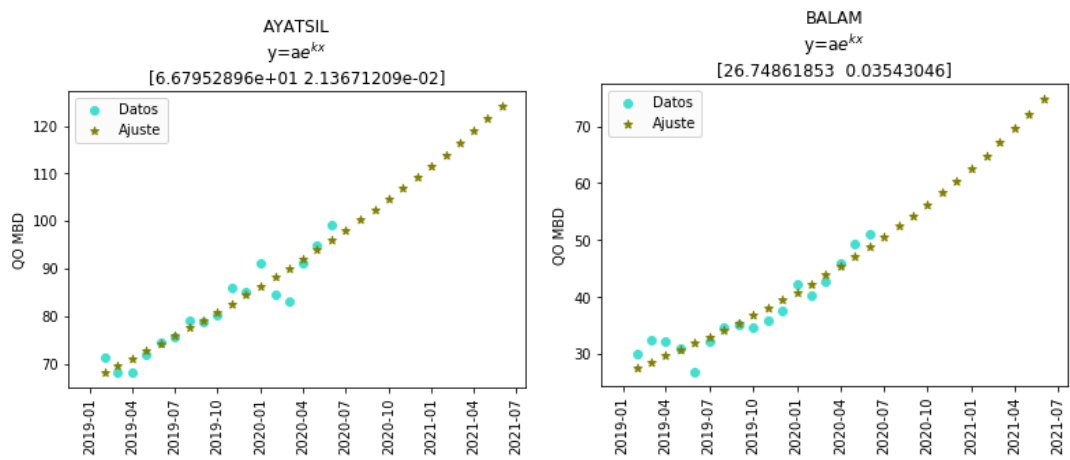


Figura 3.17

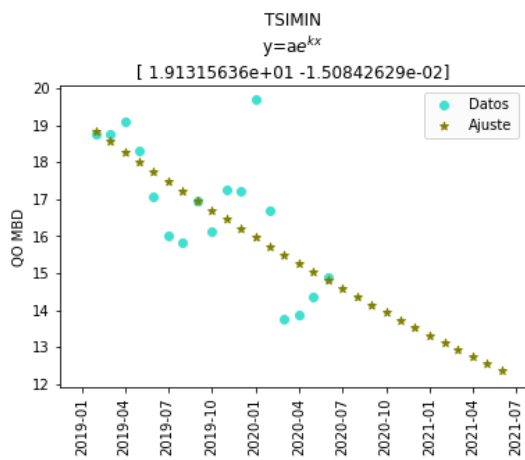


Figura 3.18

Campo	R cuadrada	Campo	R cuadrada
MALOOB	0.662	TSIMIN	0.486
ZAAP	0.004	EK	0.744
KU	0.657	TEOTLECO	0.882
AYATSIL	0.905	KAX	0.878
XANAB	0.789	KAMBESAH	0.471
ONEL	0.252	SANTUARIO	0.840
XUX	0.819	SINI	0.815
BALAM	0.891	MIZTON	-2.318
AKAL	0.449	ABKATUN	0.017
HOMOL	0.926	CHUC	0.137
SAMARIA	0.0197	IXTOC	0.412
SIHIL	0.356		

Tabla 3.9: R cuadrada, Ajuste Exponencial en los principales 24 campos productores de petróleo

A modo de evaluación en la tabla 3.9 se presenta la R cuadrada de cada uno de los ajustes.

La tendencia a incrementar o disminuir la producción se corresponde con el signo de la constante que multiplica a la variable independiente de los parámetros de ajuste, estableciendo esto como criterio, se ajustó al mismo modelo exponencial el total de campos productores de aceite en México cada diciembre desde 1980 y hasta el 2019 y se finaliza con junio de 2020, en las figuras 3.19 se muestra el total de campos que producen aceite en cada periodo y el total de campos con una tendencia a incrementar su producción.

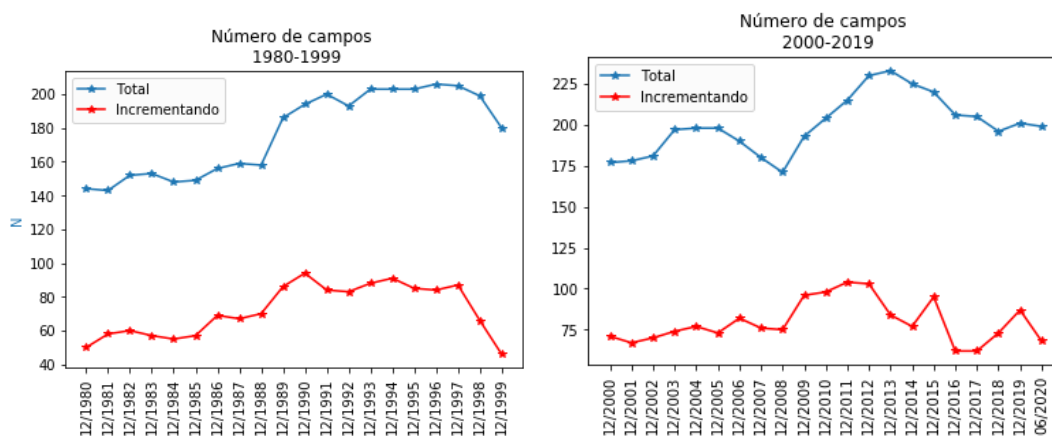


Figura 3.19: Total de campos productores de aceite y total de campos con tendencia a la alza.

### 3.6. Ajuste polinómico en la suma de los parciales mensuales de cada campo.

Se formó un arreglo de datos sumando cada dato mensual del histórico de producción de cada campo desde el primer dato hasta el más reciente registrado, es importante mencionar que no se trata de la producción acumulada ya que en la base solo se tiene la producción de un día por mes, pero se calcula de igual forma que se calcularía la producción acumulada, luego se ajustó una función polinómica de tercer grado a los diez datos más recientes y se extrapoló por 12 meses más, este proceso de nueva cuenta se automatizó con Python, el ajuste polinómico para cada campo se lleva a cabo con la función:

```
def func(x, A, k) :
return(C + A * (x) + B * (x **2) + D * (x **3))
```

Que es llamada por:

```
popt, pcov = curve_fit(func, x, y)
```

Donde *popt* es una lista que contiene los valores de A y de k, *pcov* es una matriz con los datos de la covarianza de los parámetros C, A, B y D, *curve\_fit* es una función desarrollada por *Scipy* [8] que usa mínimos cuadrados no lineales para ajustar datos a una función y tiene como parámetros de entrada el nombre de la función (en este caso una función en términos de programación orientada a objetos) que contiene la estructura de la función matemática a la que se quieren ajustar los datos, que entran en forma de listas X y Y, siendo X los datos de la variable independiente, para nuestro caso las fechas, y Y los datos de la variable dependiente, en este caso los gastos de petróleo.

Entre las figuras 3.20 y 3.30 se presentan los gráficos del ajuste y sus correspondientes parámetros que ajustan la curva:

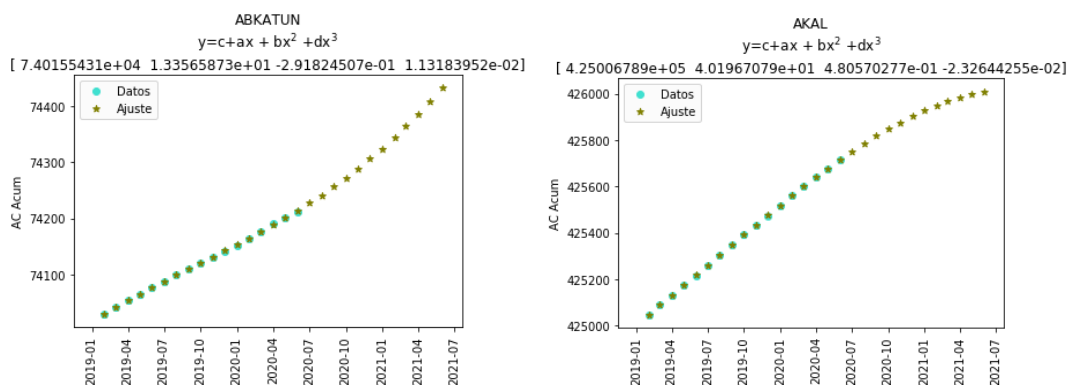


Figura 3.20

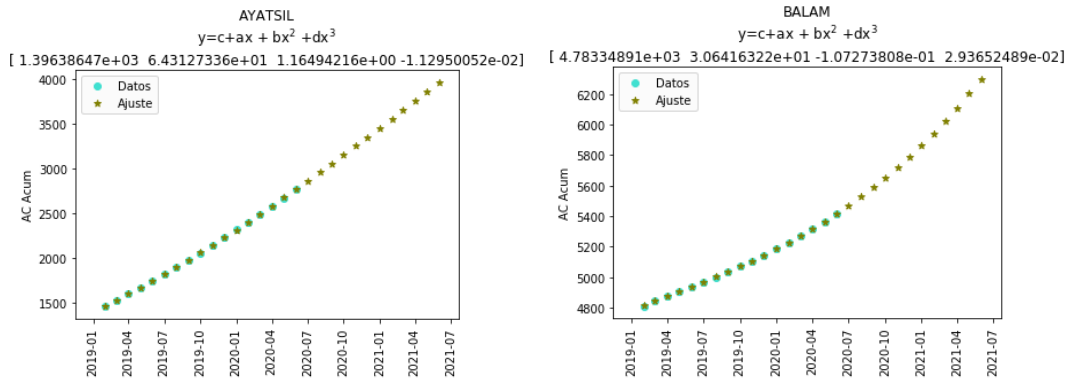


Figura 3.21

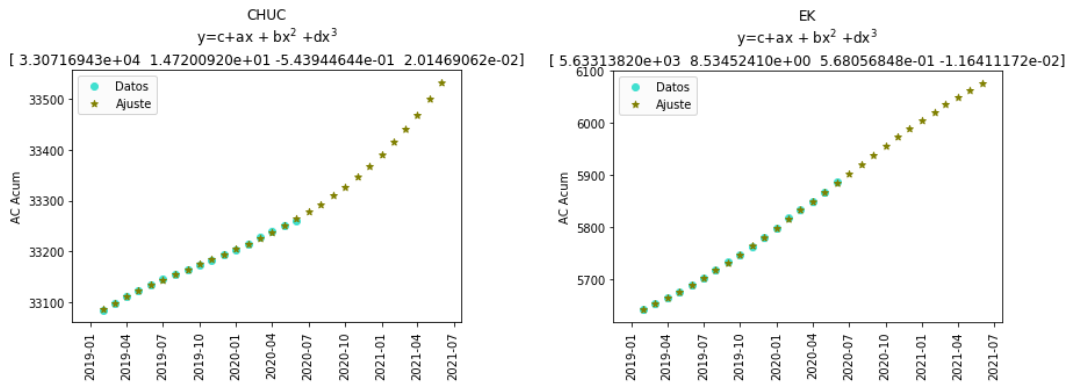


Figura 3.22

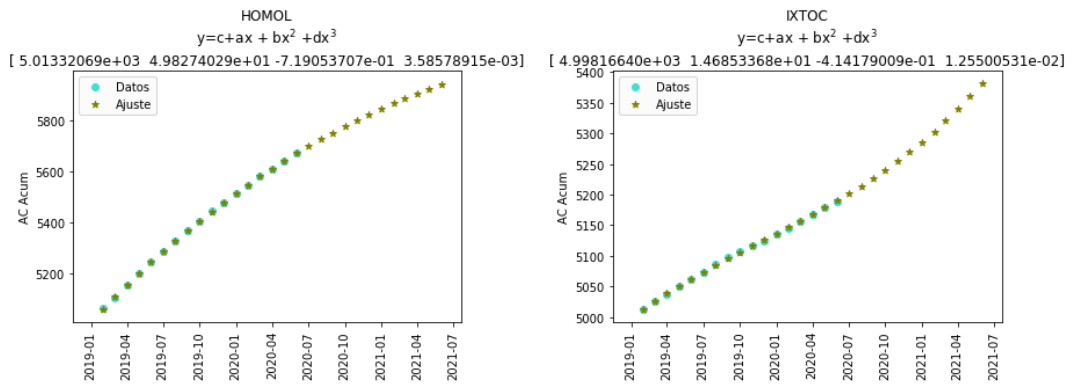


Figura 3.23



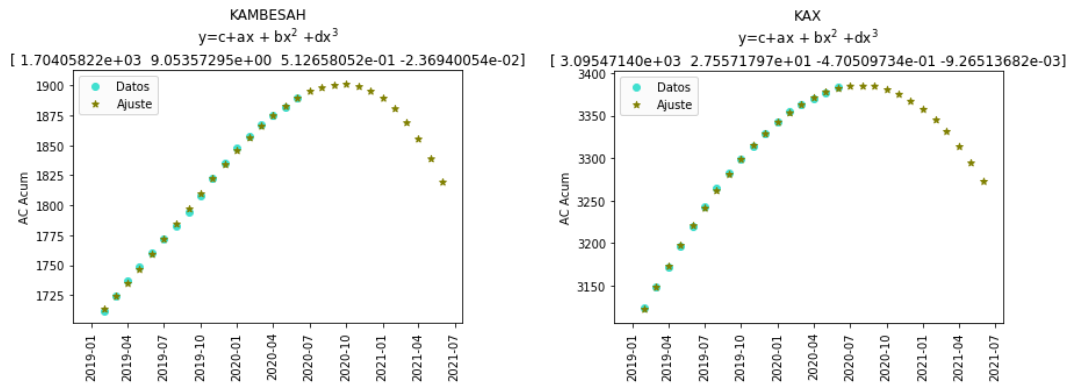


Figura 3.24

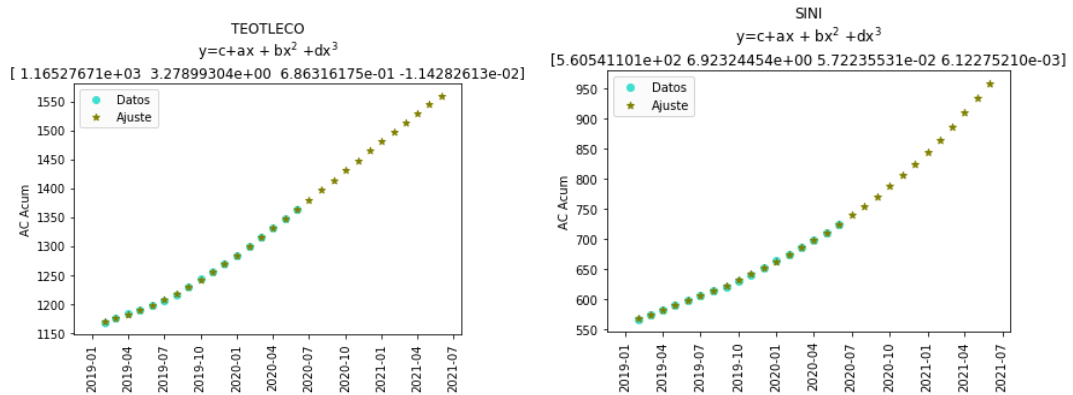


Figura 3.25

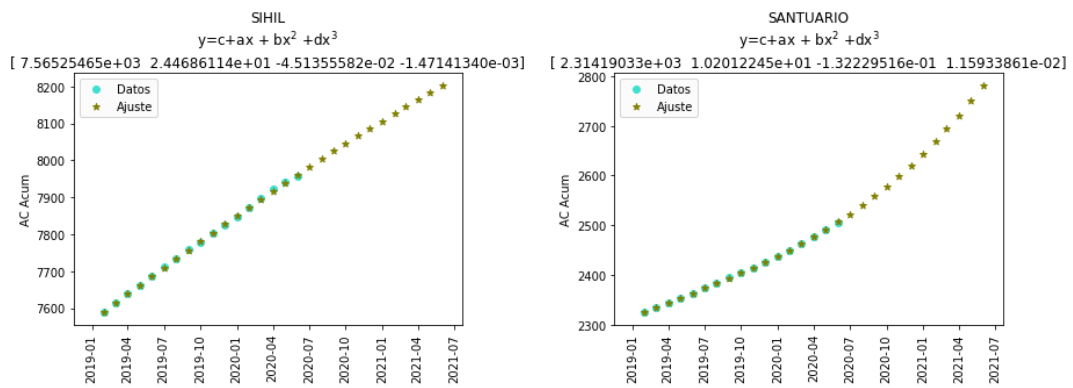


Figura 3.26

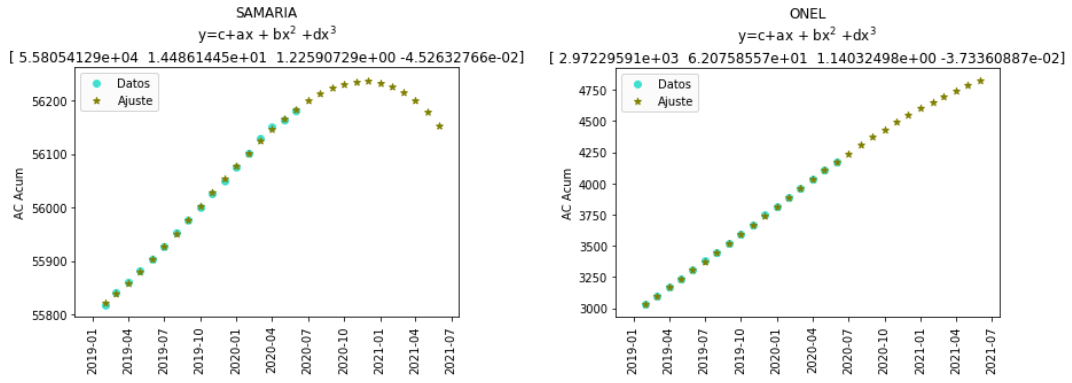


Figura 3.27

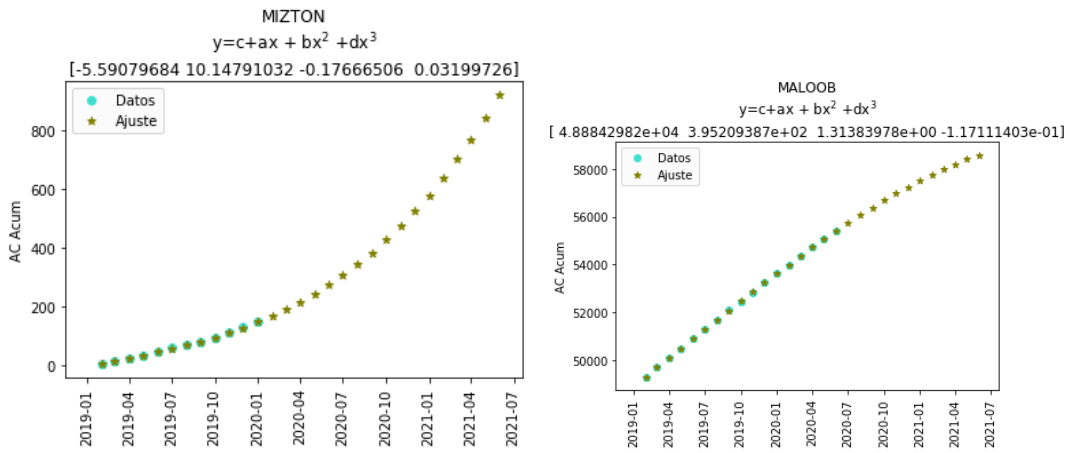


Figura 3.28

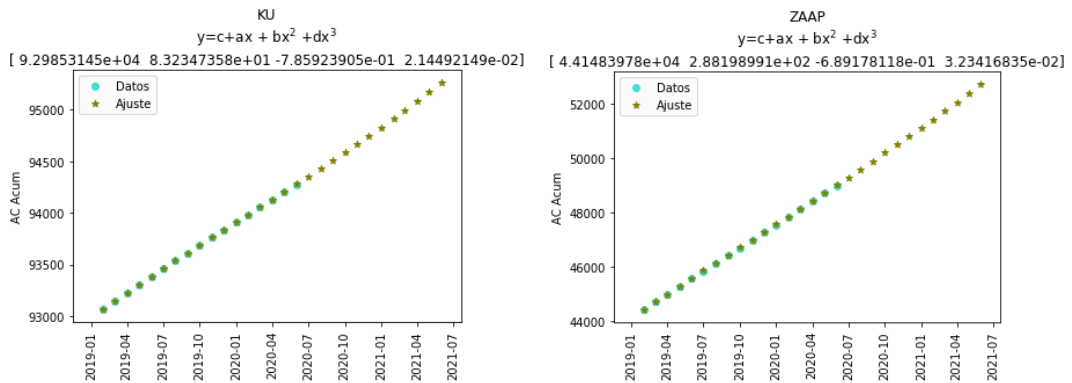


Figura 3.29

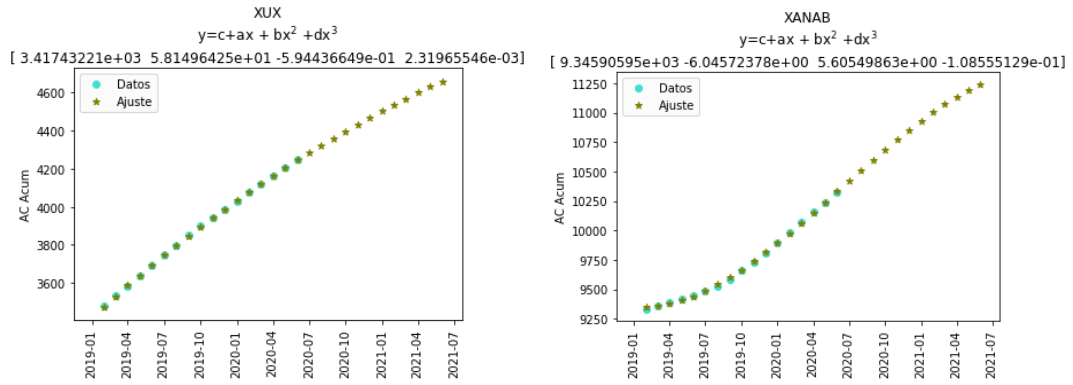


Figura 3.30

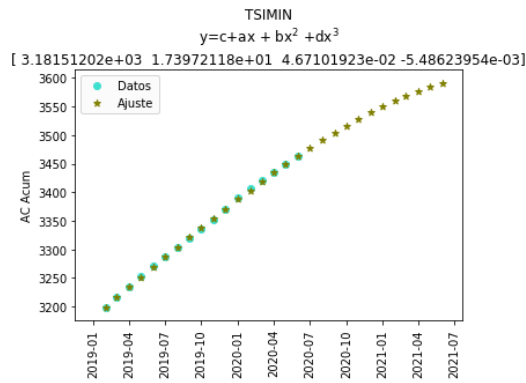


Figura 3.31

A partir del ajuste polinómico en la suma de la parciales mensuales de producción se despeja la producción mensual que daría continuación a la tendencia ajustada, resultando las figuras que van de la 3.32 a la 3.42 y en la tabla 3.10 se presenta la evaluación de R cuadrada de cada uno de los ajustes polinómicos:

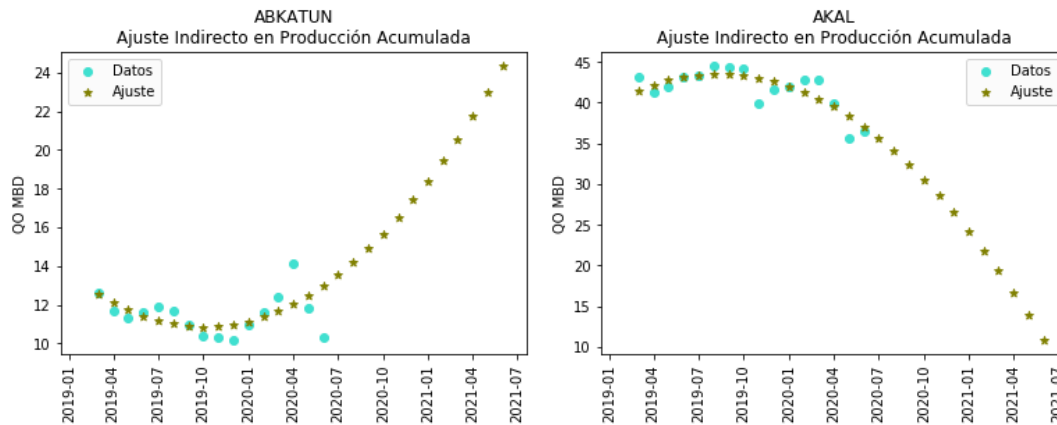


Figura 3.32

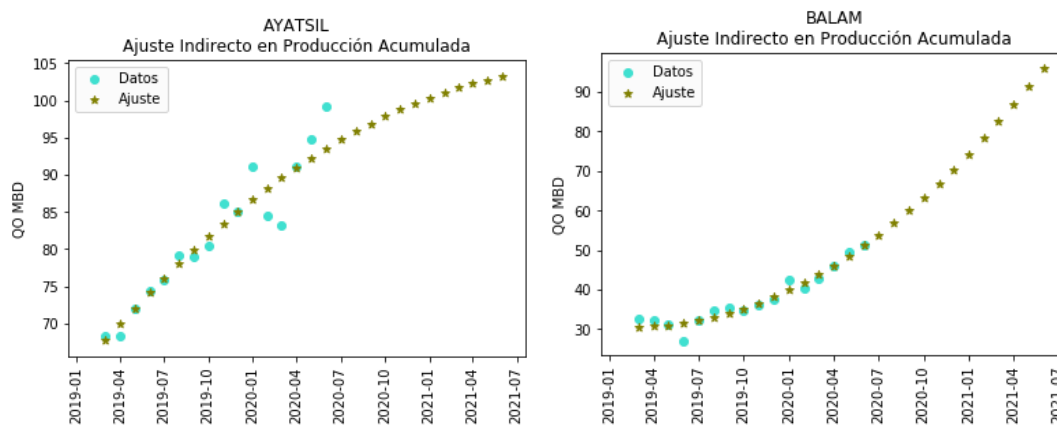


Figura 3.33

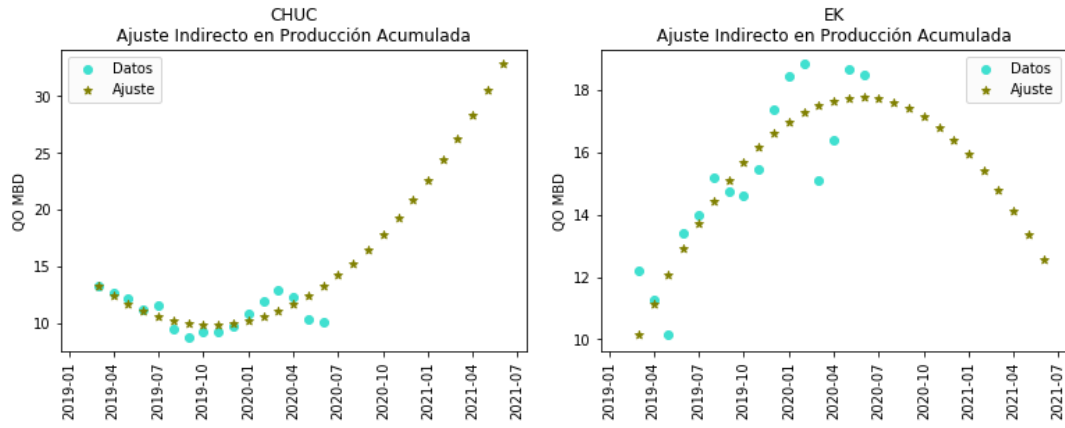


Figura 3.34

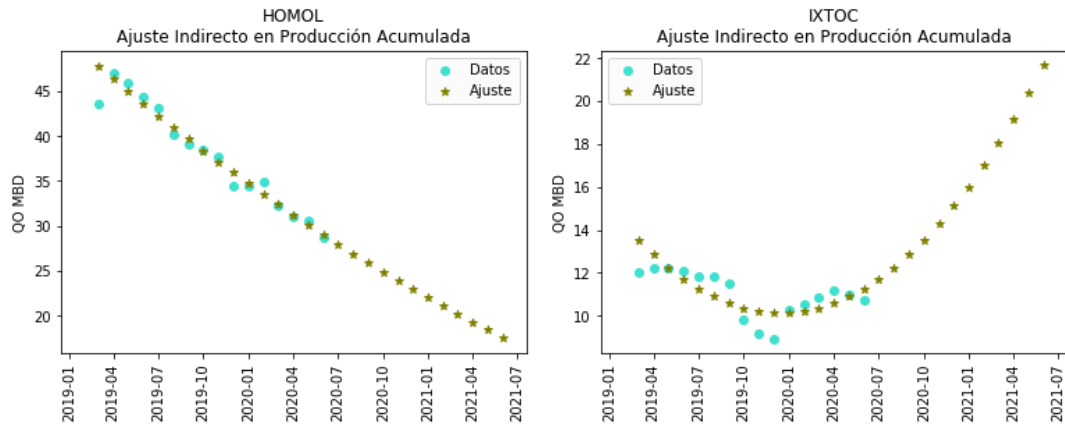


Figura 3.35

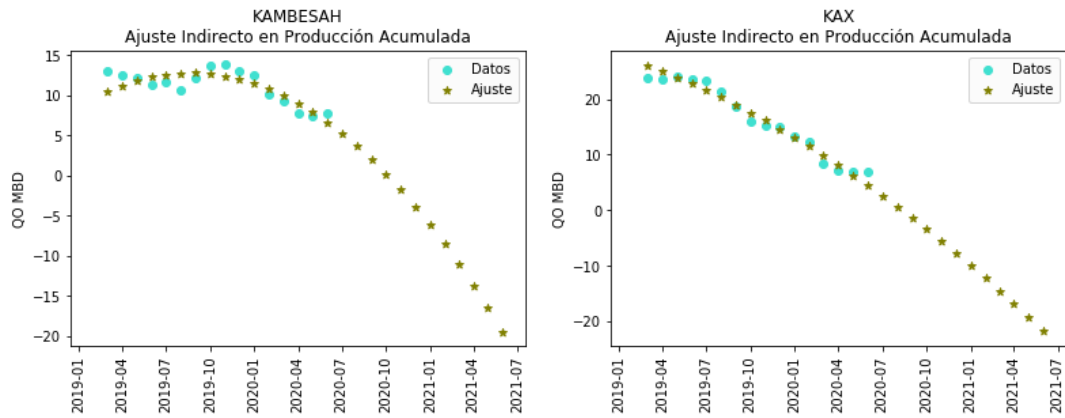


Figura 3.36

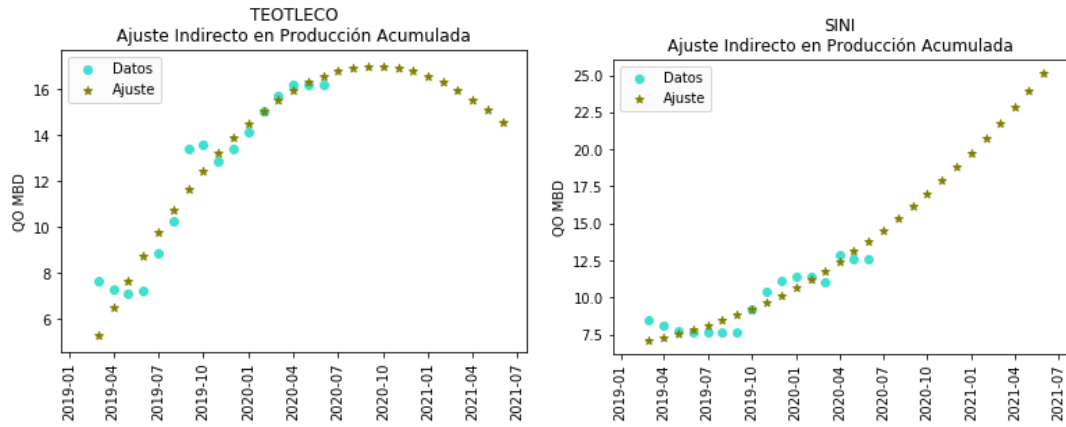


Figura 3.37

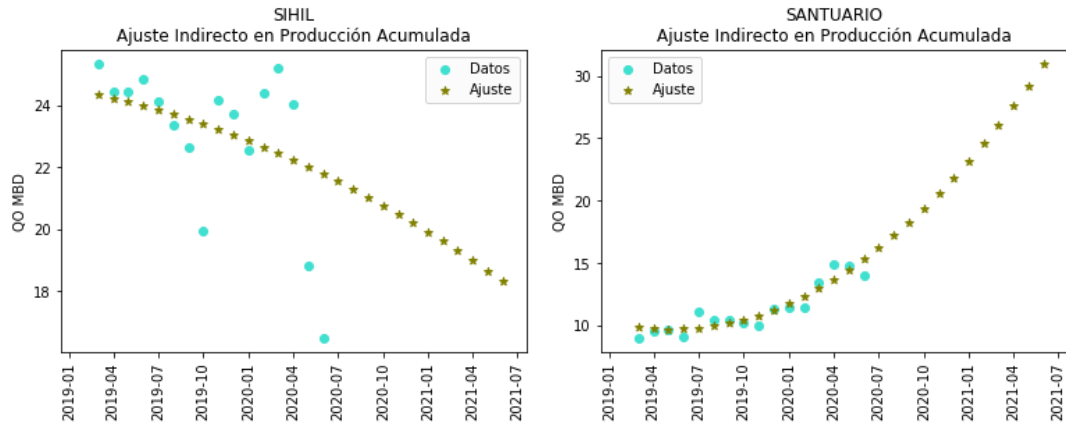


Figura 3.38

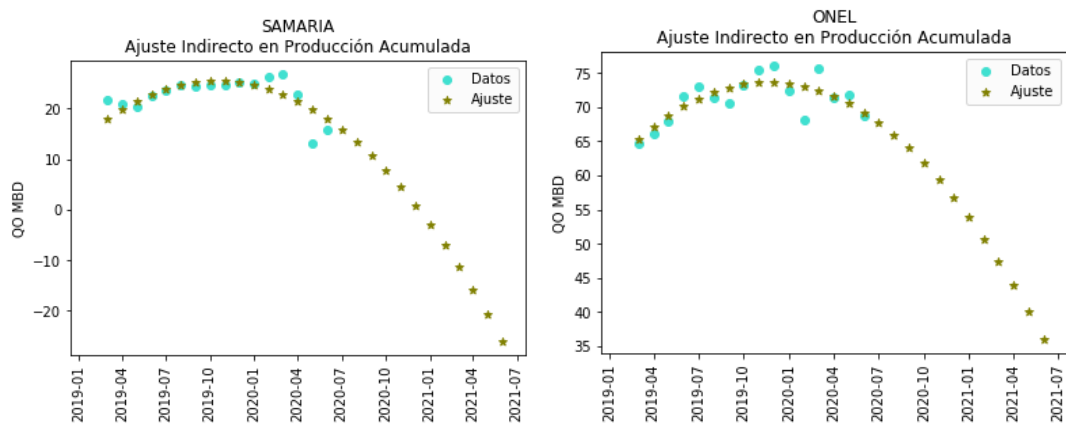


Figura 3.39

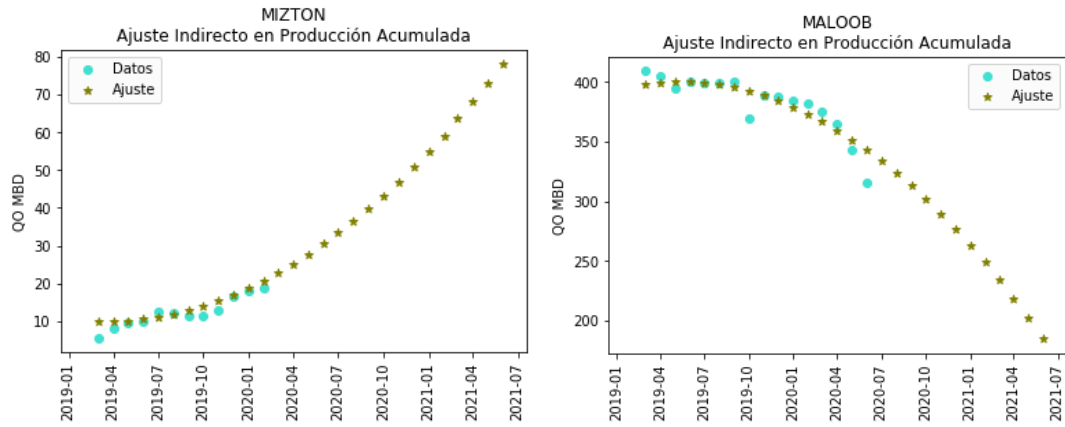


Figura 3.40

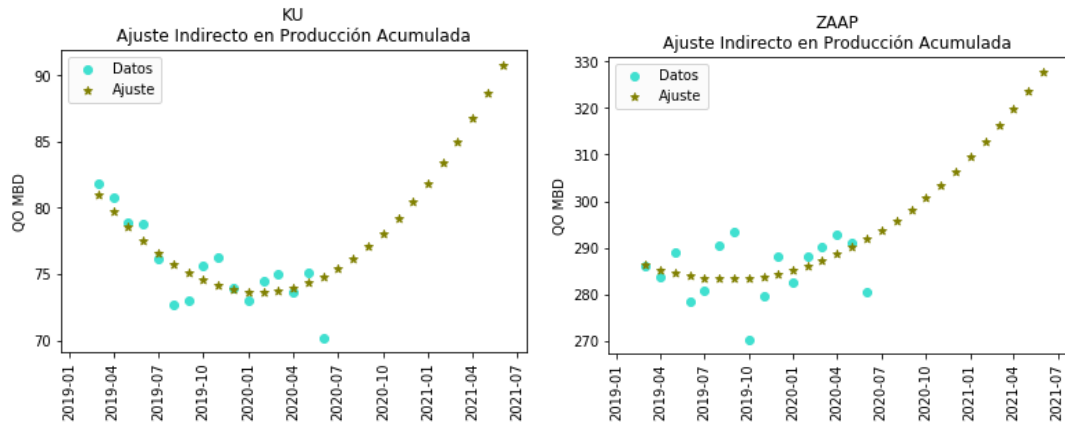


Figura 3.41

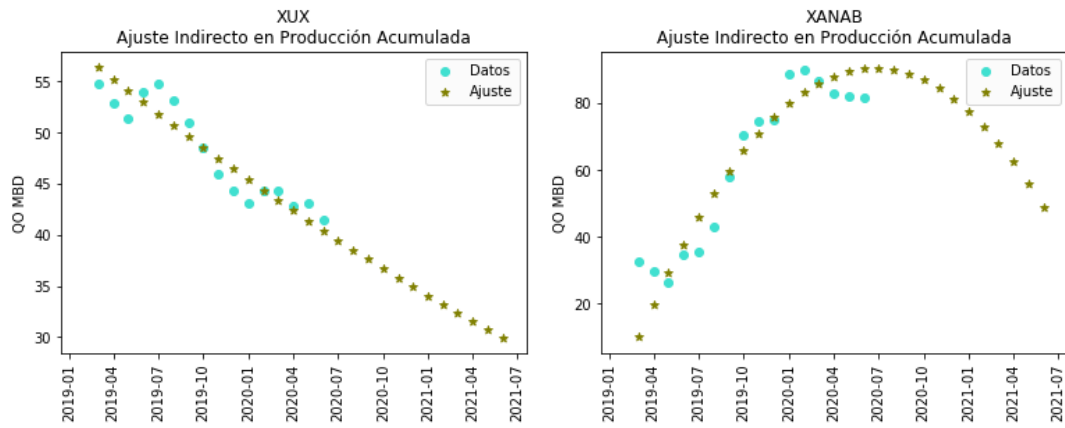


Figura 3.42

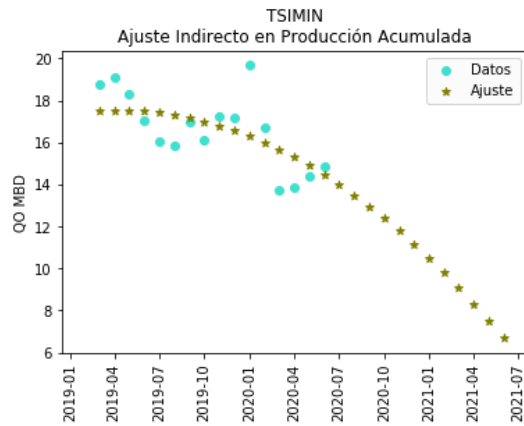


Figura 3.43

Campo	R cuadrada	Campo	R cuadrada
MALOOB	0.807	TSIMIN	0.419
ZAAP	0.006	EK	0.774
KU	0.672	TIZON	0.507
AYATSIL	0.899	TEOTLECO	0.920
XANAB	0.869	KAX	0.959
ONEL	0.638	KAMBESAH	0.641
XUX	0.862	SANTUARIO	0.854
BALAM	0.938	SINI	0.851
AKAL	0.680	MIZTON	-2.857
HOMOL	0.950	ABKATUN	0.037
SAMARIA	0.552	CHUC	0.2480
SIHIL	0.269	IXTOC	0.477

Tabla 3.10: R cuadrada, Ajuste Polinómico en los principales 24 campos productores de petróleo.



### 3.7. Ajuste doblemente indirecto

Analizando los datos de producción reportados en la base de datos que conjunta la producción de aceite, gas, agua y nitrógeno, se investigó la relación existente entre el gasto de aceite y los demás fluidos producidos por campo.

Para después construir un modelo matemático por campo que pone el gasto de aceite en función del gasto de gas, agua y nitrógeno. Las relaciones que se presentan son las siguientes:

#### 3.7.1. Gasto de aceite en función del gasto de gas

De la figura 3.44 a la 3.54 se observan tendencias lineales en la relación entre el gasto de aceite y el de gas. Llegando a tener algunos de ellos más de una tendencia lineal o conjuntos de datos que parecen comportarse de forma aleatoria pero dentro de ciertos límites o intervalos, algo a lo que llamaremos “periodos”.

Lo que ocurre en cada caso es que los gastos de aceite en función de los gastos de gas se alinean en torno a una recta que de extrapolarse al origen llegaría a las coordenadas (0,0), manteniéndose la proporción de cantidad de gas por barriles de petróleo producidos, pero en los casos de Akal, Ixtoc, Onel, Maloob, Zaap y Ku se forma un segundo periodo de datos alineados en torno a una recta paralela al eje de las abscisas que no tocaría el origen de extrapolarse, esto se puede deber a que gas que no corresponde al liberado por el petróleo producido se está conduciendo hasta los pozos por un aumento en la saturación de gas dentro del yacimiento.

Luego están campos como Ek y Teotleco en los que se forma también otro periodo pero en estos campos ambos periodos se ajustan a rectas que se aproximan al origen.

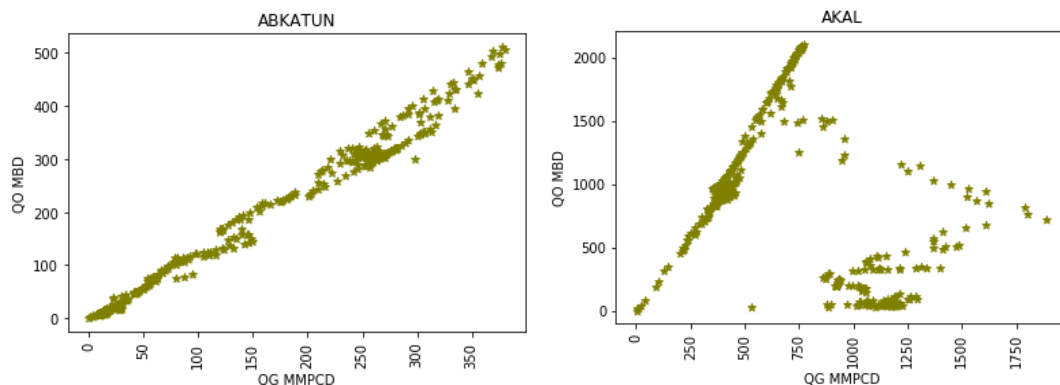


Figura 3.44

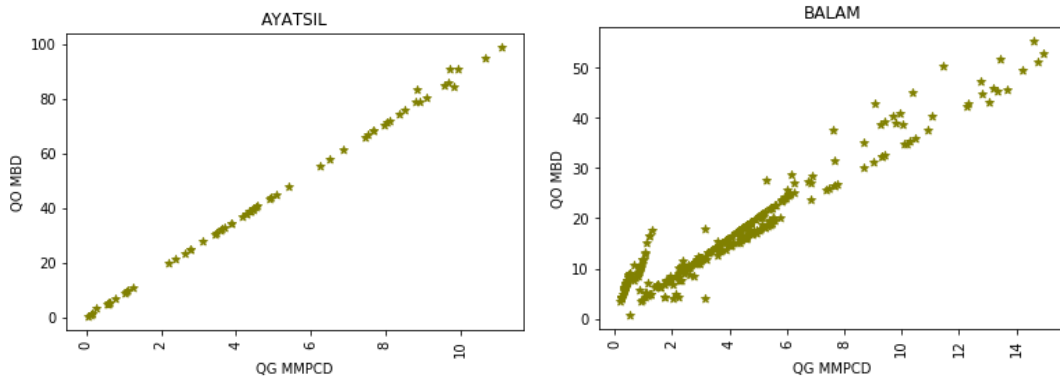


Figura 3.45

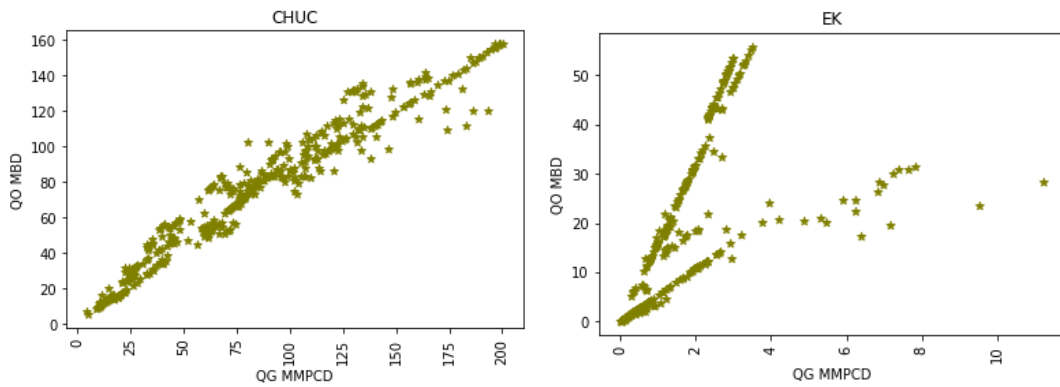


Figura 3.46

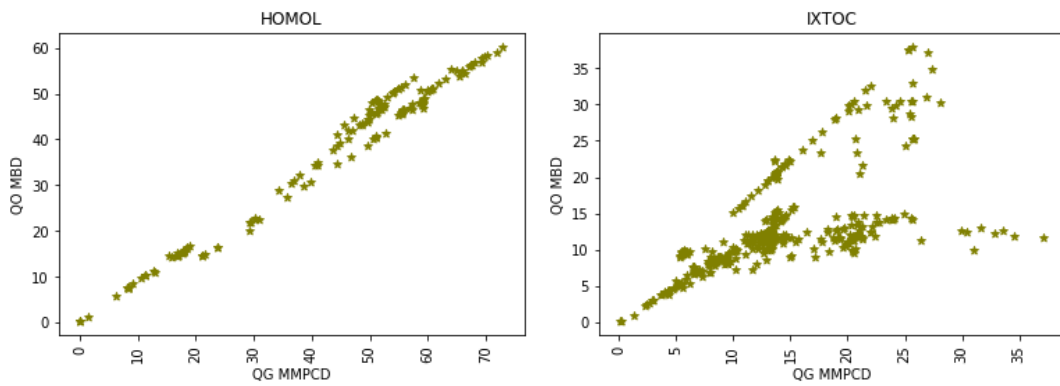


Figura 3.47

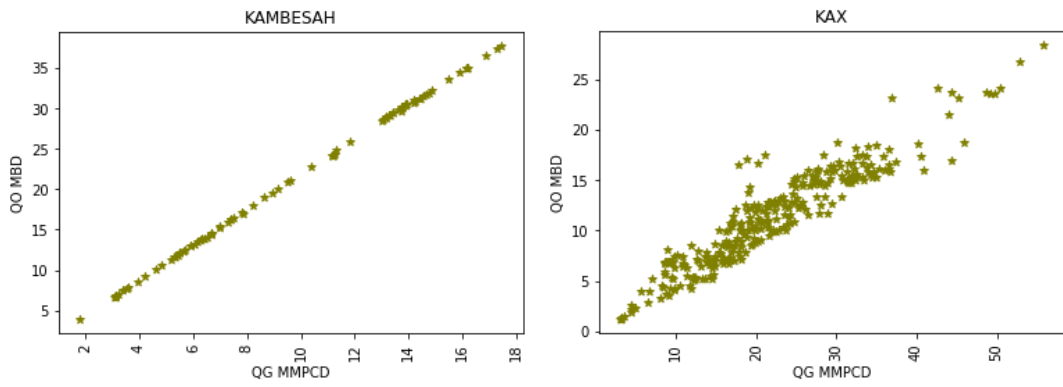


Figura 3.48

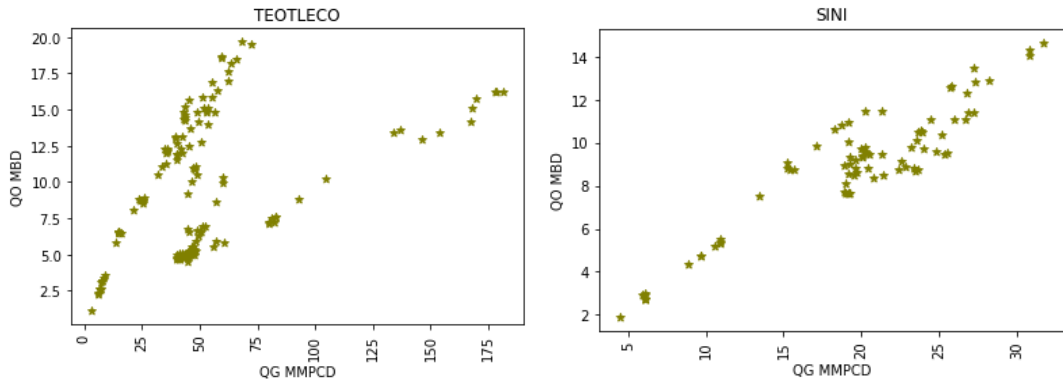


Figura 3.49

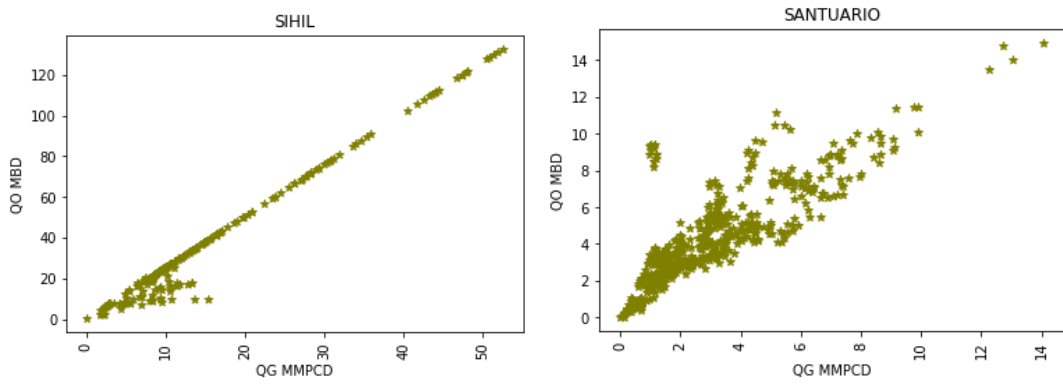


Figura 3.50

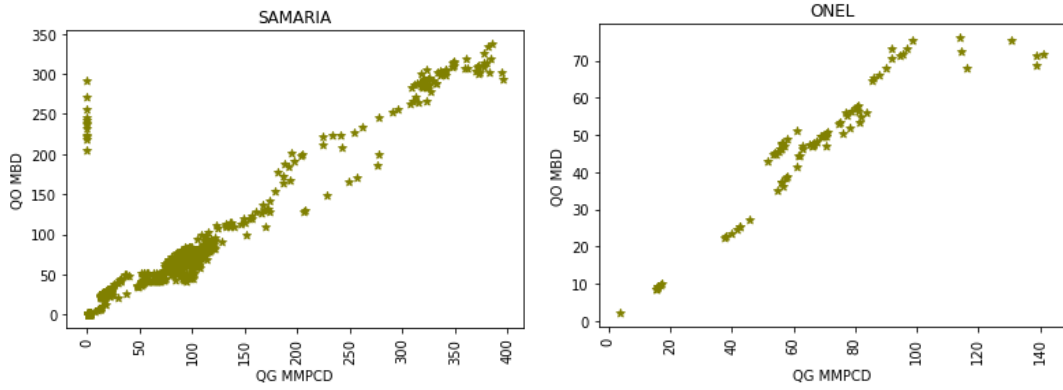


Figura 3.51

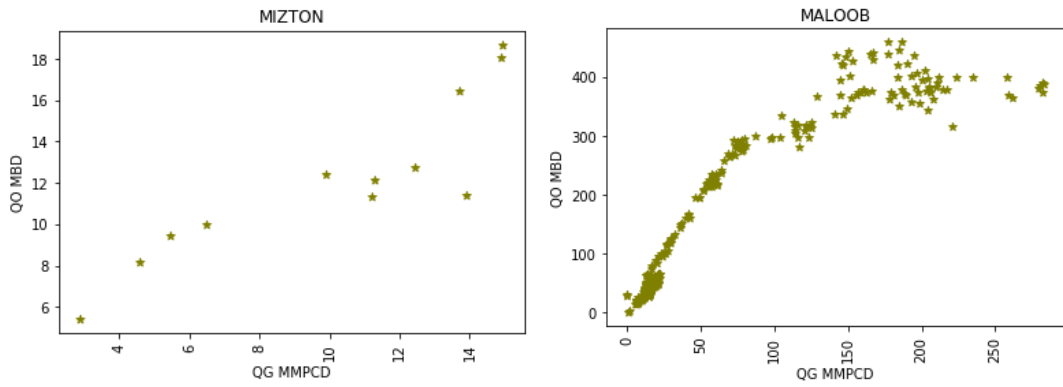


Figura 3.52

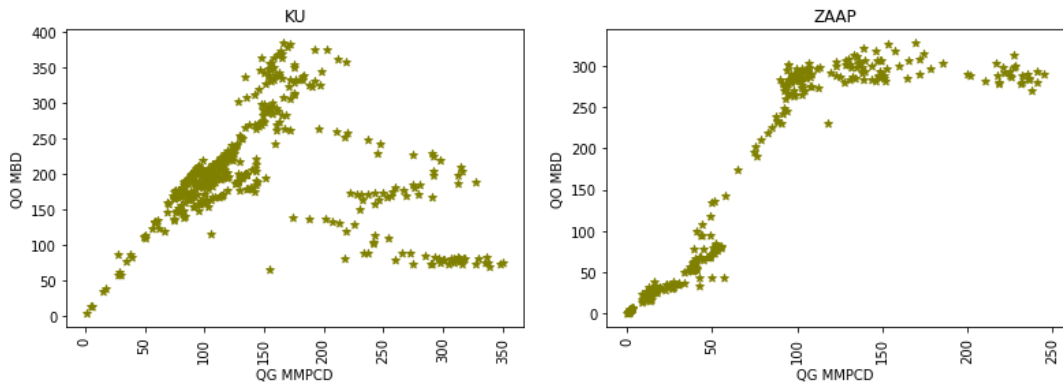


Figura 3.53

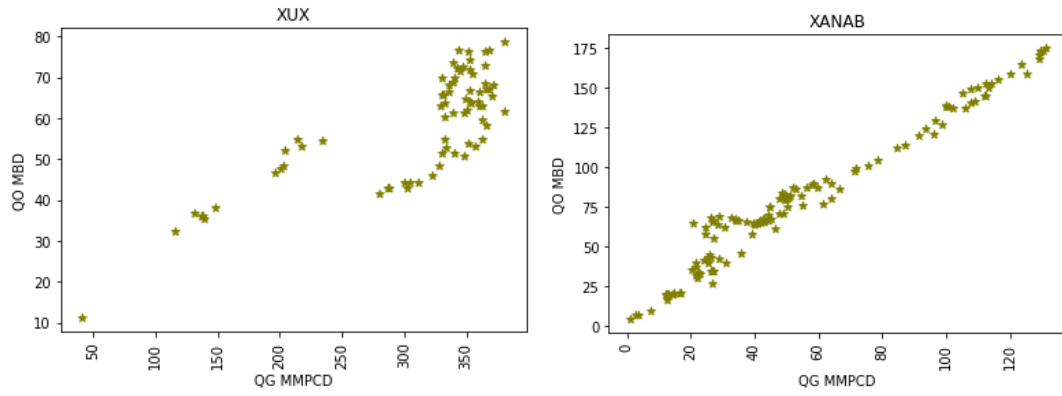


Figura 3.54

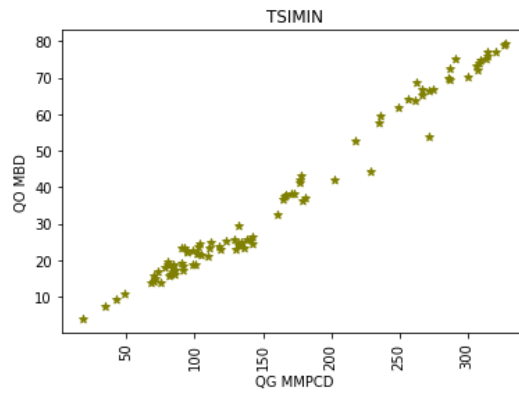


Figura 3.55

### 3.7.2. Gasto de aceite en función del gasto de agua

Desafortunadamente no se cuenta con el histórico completo de producción de agua por campo, y se acotan los datos desde enero de 2016, mismos que entre las figuras 3.56 y 3.66 se grafican. Los datos en cada una de ellas muestran ciertas dificultades a la vista, Akal por su parte define una tendencia lineal al observador, en los demás campos se podría imaginar alguna tendencia pero el comportamiento parece más bien aleatorio.

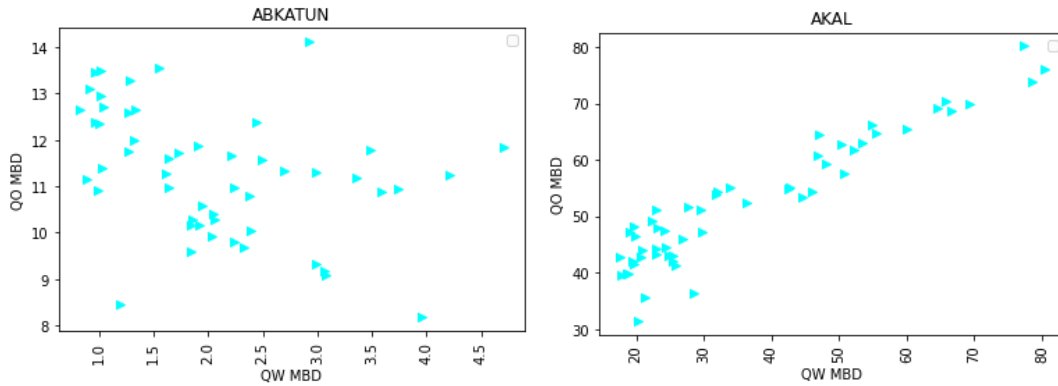


Figura 3.56

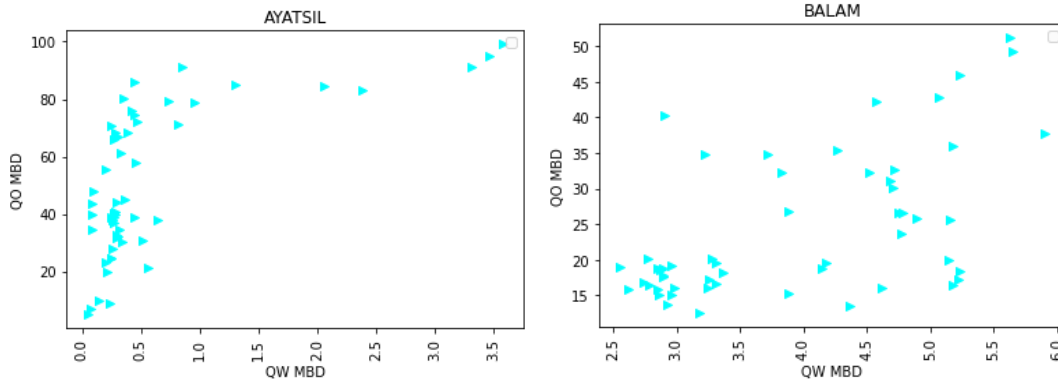


Figura 3.57

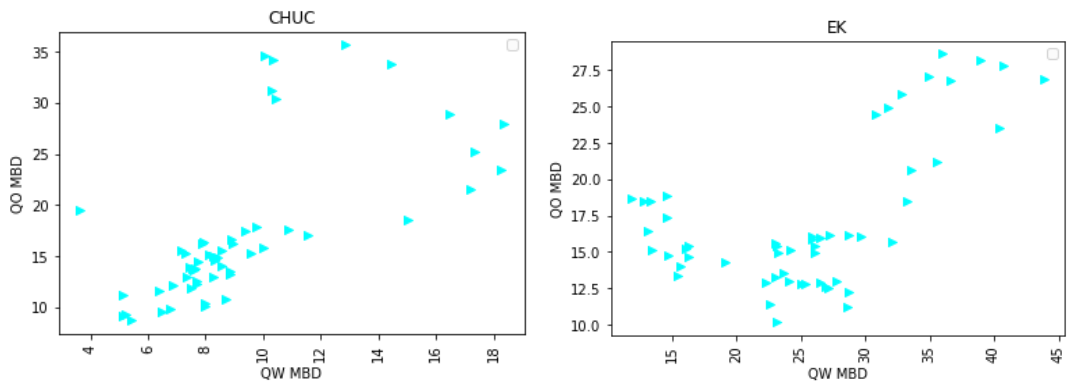


Figura 3.58

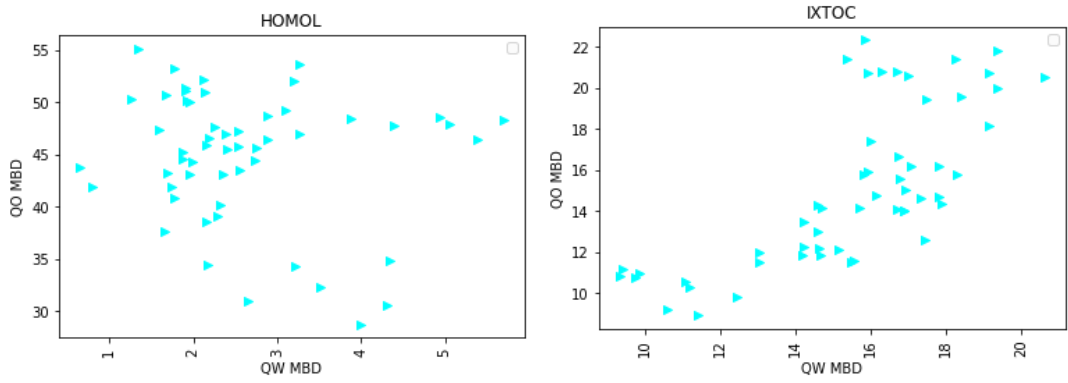


Figura 3.59

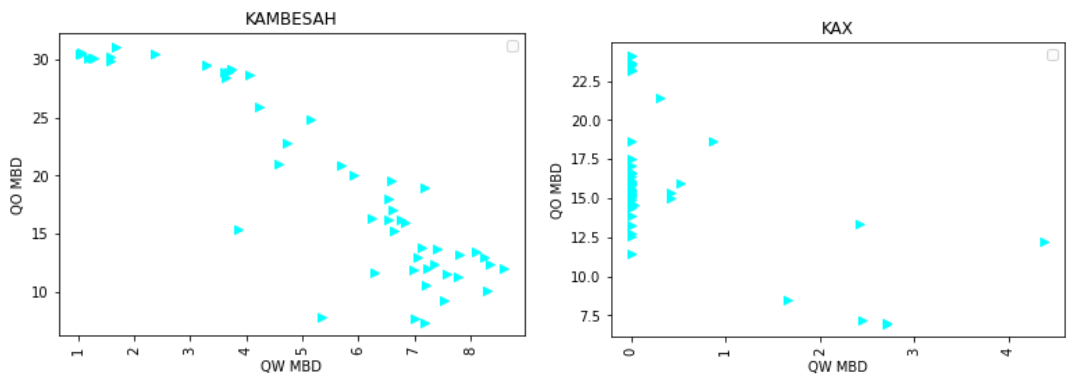


Figura 3.60

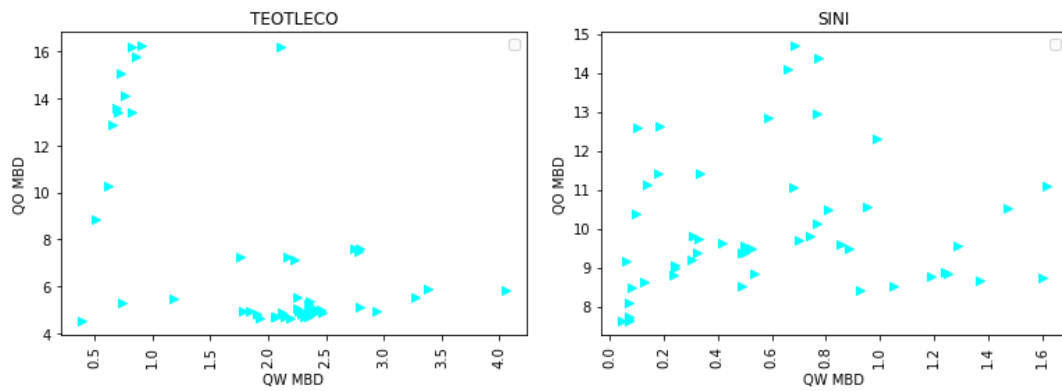


Figura 3.61

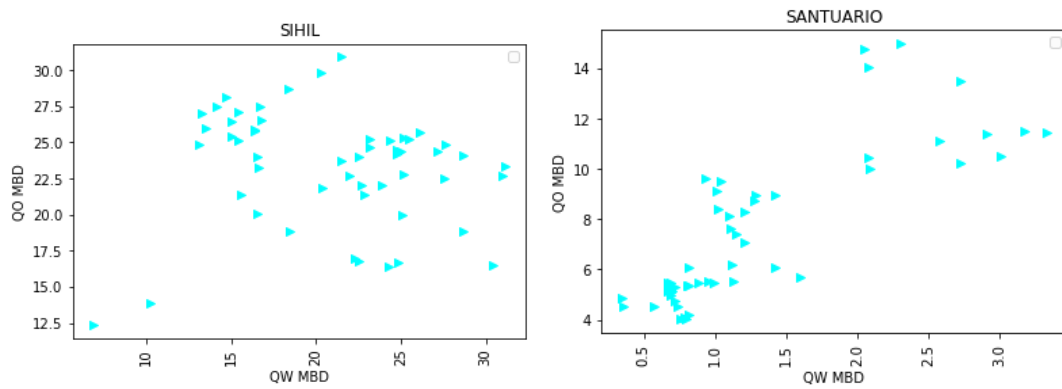


Figura 3.62

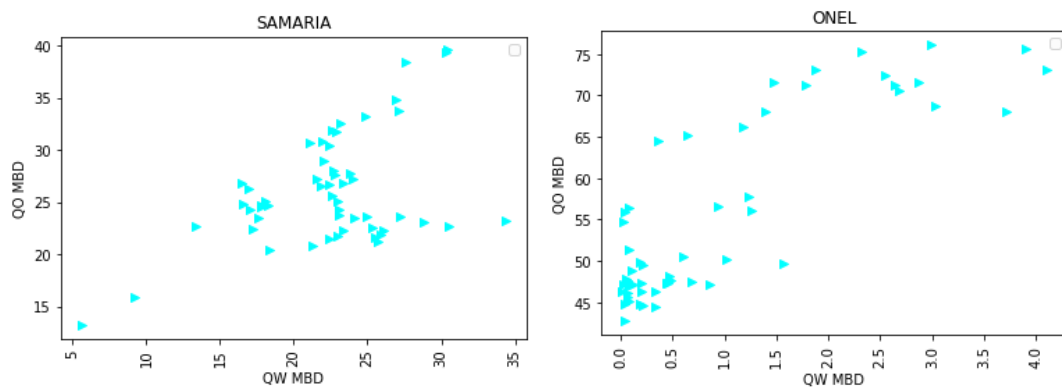


Figura 3.63



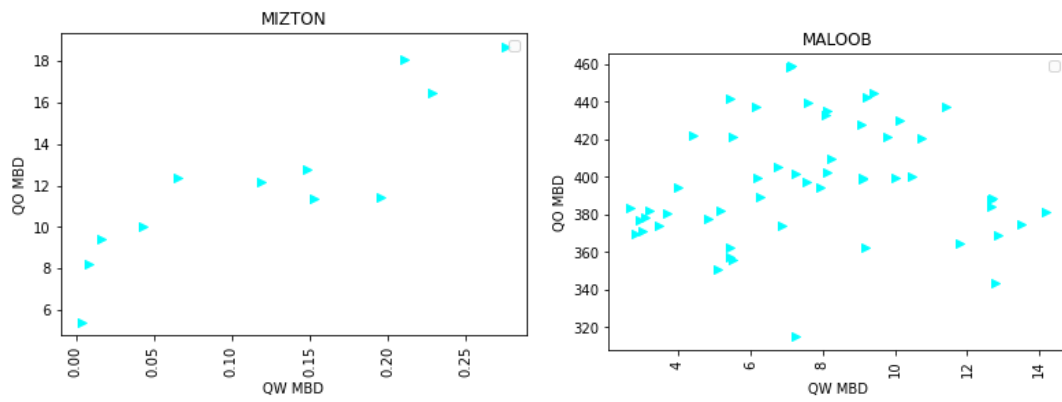


Figura 3.64

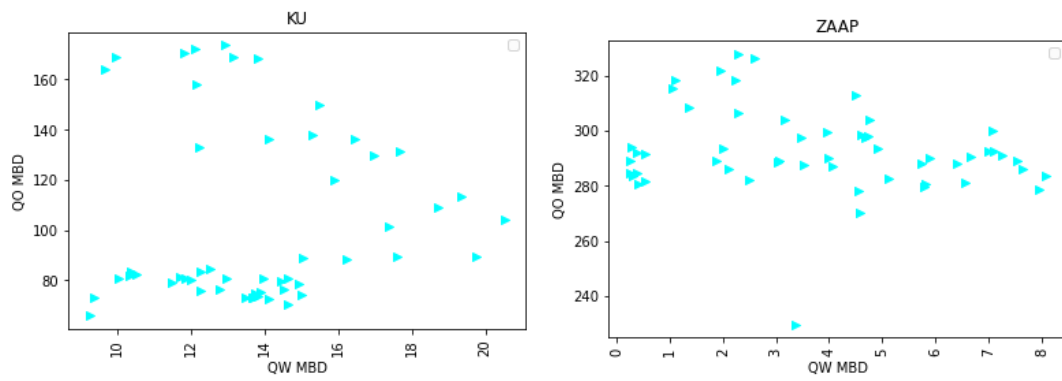


Figura 3.65

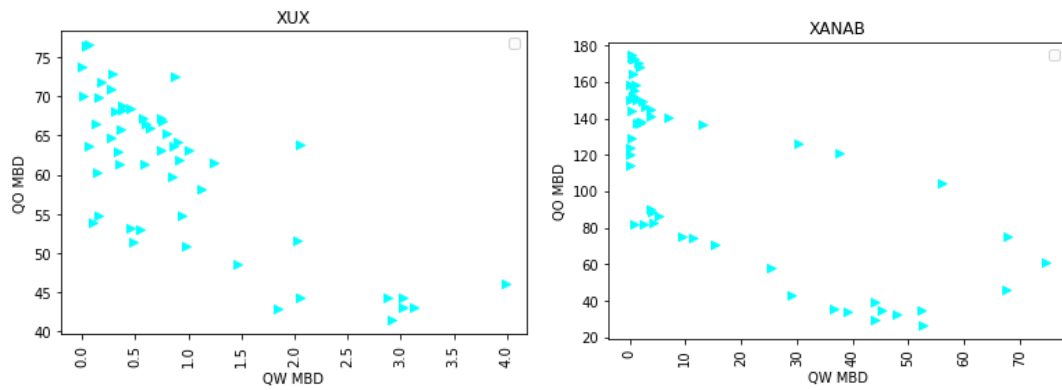


Figura 3.66

### 3.7.3. Gasto de aceite en función de la producción de nitrógeno

De nueva cuenta se cuenta únicamente con información a partir de 2016 graficadas entre las figuras 3.67 y 3.77, en casi todos los campos se observan tendencias lineales que habrían de llegar al (0,0) en coordenadas, con algunas excepciones como Zaaq, que al igual que en el caso del agua se ve una alineación en los puntos de forma paralela al eje que representa al nitrógeno, Akal con un comportamiento también lineal pero de pendiente negativa, Sini con un dato que se dispara de la mayoría.

Akal con datos que superan los 900 millones de pies cúbicos de nitrógeno producidos por día, Ku los 120 millones, Maloob 80 millones y Zaaq 50 millones serían los campos que más nitrógeno regresan a PEMEX.

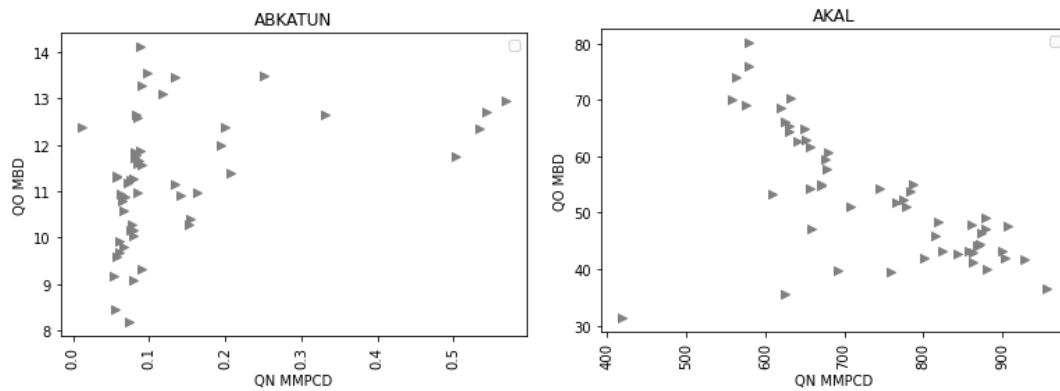


Figura 3.67

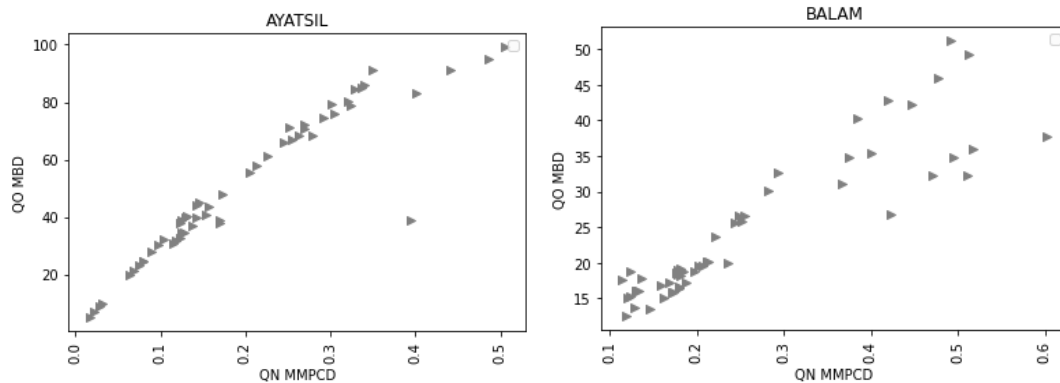


Figura 3.68

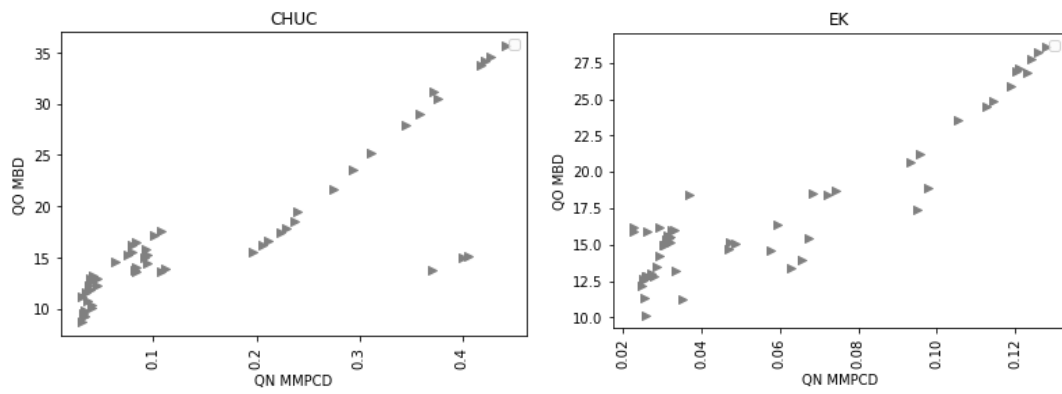


Figura 3.69

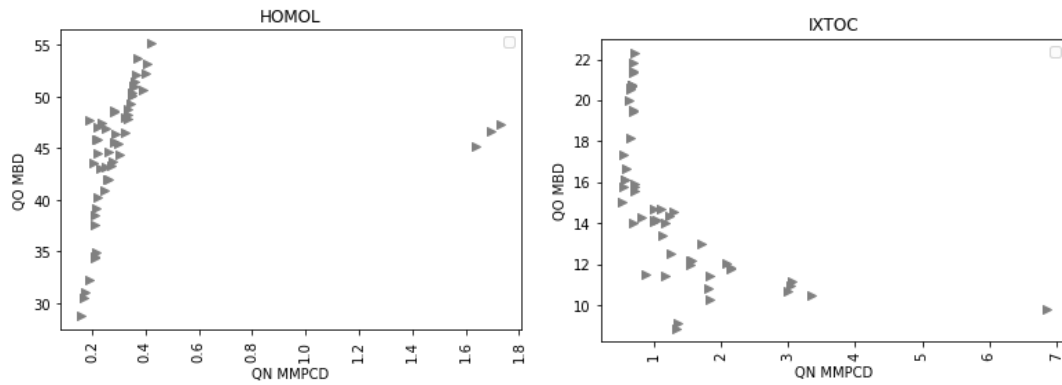


Figura 3.70

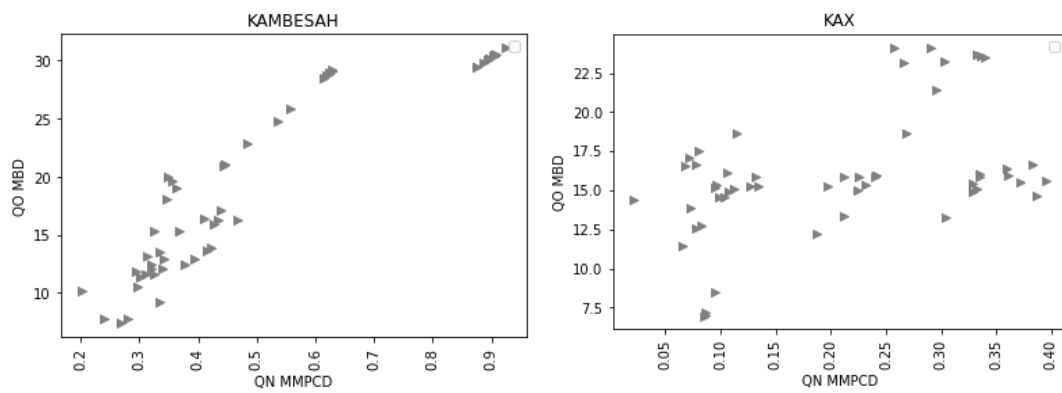


Figura 3.71

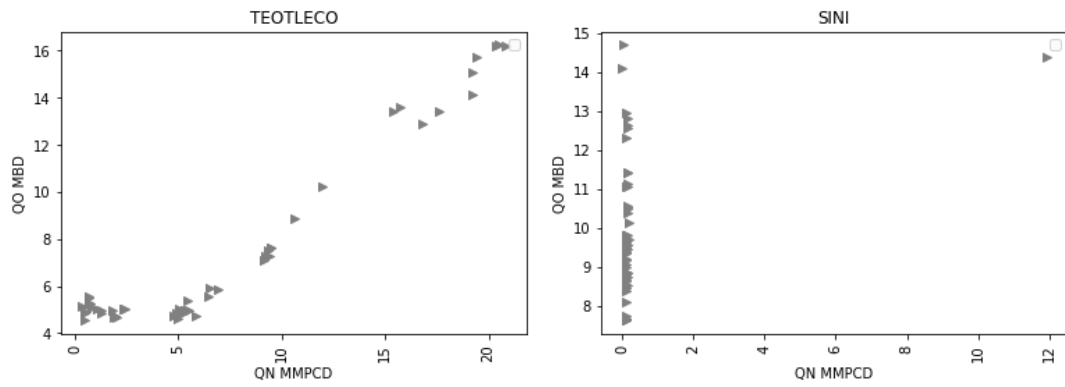


Figura 3.72

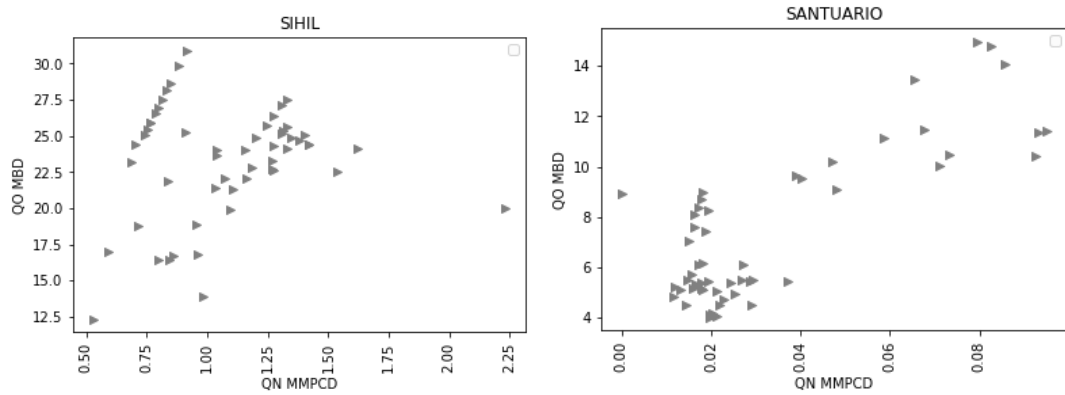


Figura 3.73

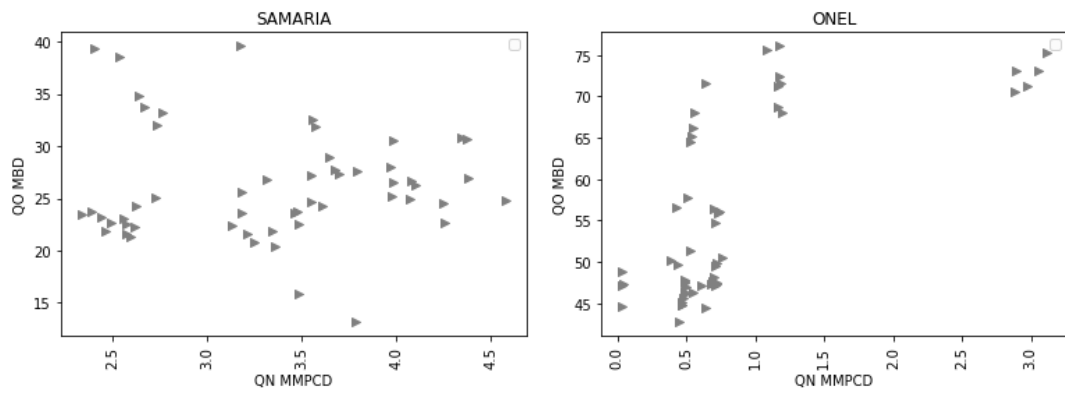


Figura 3.74

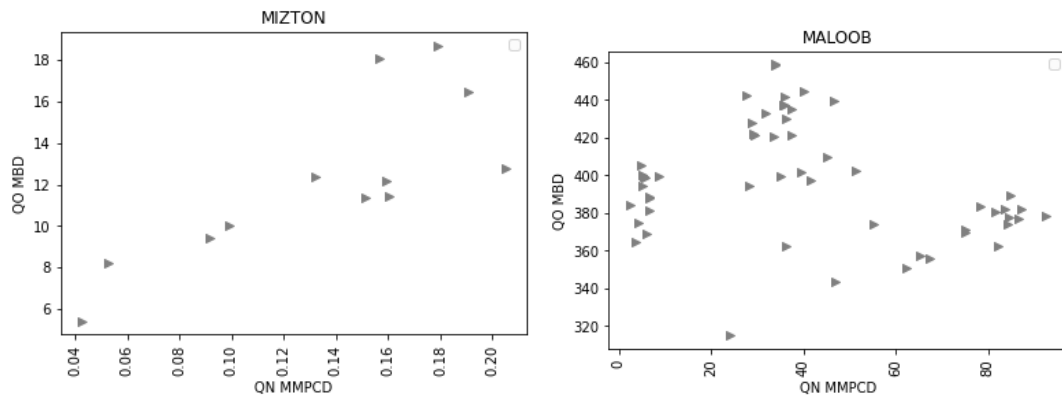


Figura 3.75

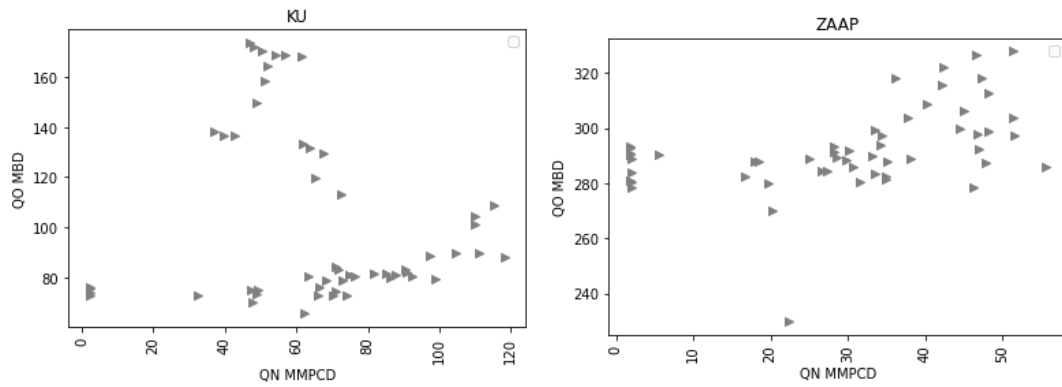


Figura 3.76

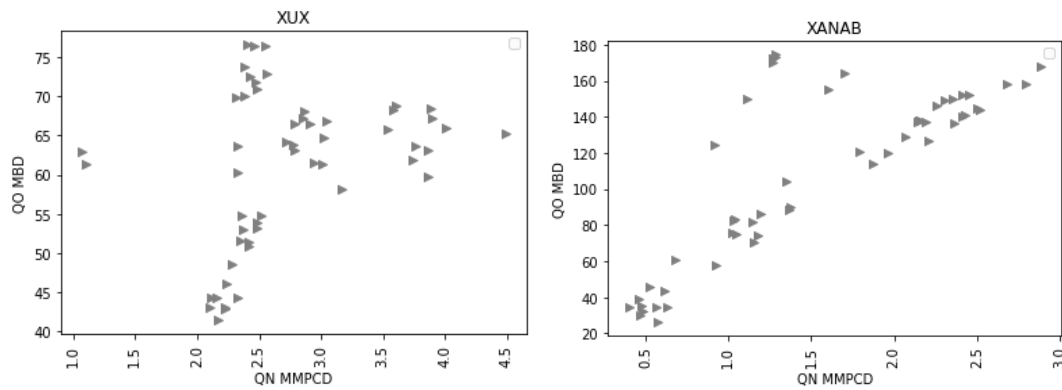


Figura 3.77

## Modelo de regresión

Con los datos de gasto de aceite en función de los gastos de agua, nitrógeno y gas a partir de 2016 se generó un modelo para cada campo a partir de una regresión lineal para múltiples variables haciendo uso de la función *LinearRegression().fit* que es proporcionada por “scikit-learn” que es una librería para inteligencia artificial en Python de software libre, esto mediante las líneas de código que se muestran:

```
R=pd.DataFrame('A':self.ACEITE,'B':self.HIDROGAS,'C':self.NITROGENO,'D':self.AGUA)
X_train, X_test, y_train, y_test = train_test_split(R.iloc[:,1:4], R.iloc[:,0], random_state=0)
lr = LinearRegression().fit(X_train, y_train)
joblib.dump(lr, NOMBRE + " desp2015.pkl")
```

En un procedimiento iterativo campo a campo se crea para cada uno un arreglo R con una estructura de Data Frame que es una lista donde cada columna toma el nombre A, B, C, D y se integra de los datos de producción de fluidos que en el directorio se describen, posteriormente mediante la función *train\_test\_split* también proporcionada por “scikit-learn” se separa el total de datos en cuatro Data Frames, donde dos X y dos y toman los subíndices “train” y “test” y a cada uno se le asigna una porción aleatoria de los datos pero de igual cantidad, para que al llamar al método “.fit” de la función o “estimador” *LinearRegression()* se genere el ajuste a un modelo del tipo:

$$\hat{y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x_1 + \hat{\beta}_2 x_2 + \hat{\beta}_3 x_3 + \epsilon \quad (3.2)$$

Donde  $\hat{y}$  representa el gasto de aceite,  $\hat{\beta}_0$  el valor del gasto de aceite si los gastos de nitrógeno, agua y gas fueran iguales a cero,  $\hat{\beta}_i$  representan los coeficientes correspondientes al gasto de gas, agua y nitrógeno respectivamente,  $\epsilon$  el error y  $x_i$  el gasto de gas (*MMPCD*), agua (*MBD*) y nitrógeno (*MMPCD*). Luego mediante la función *joblib.dump(lr, NOMBRE + " desp2015.pkl")* que es una función del set de herramientas llamado también “Jolib” que permite “aligerar” procesos de cómputo hechos con Python, se crea para cada campo en su respectivo análisis un archivo portable y ejecutable de extensión “pkl” del modelo de ajuste de cada campo, esto permite guardar el archivo y ejecutarlo desde cualquier programa guardado en la misma carpeta sin necesidad de hacer el ajuste de nueva cuenta cada vez que se desee realizar evaluaciones con dicho modelo, esto se hace mediante:

```
R=pd.DataFrame('B':self.HIDROGAS,'C':self.NITROGENO,'D':self.AGUA)
regression1 = joblib.load(NOMBRE + " desp2015.pkl")
y = regression1.predict(R)
```

Donde el Data Frame R contiene los datos de producción que se desean evaluar con el modelo, “regression1” se carga de los modelos guardados con la función “joblib.load” y “y” se vuelve un arreglo con los datos de producción de aceite estimados con el modelo, esto no es otra cosa que multiplicar cada dato de entrada de cada fluido (Gas, Nitrógeno y Agua) por su respectivo parámetro de ajuste y luego sumarlos junto con el valor de la constante on intercepción que sería algo así como la ordenada al origen,

en la tabla 3.11 se enlistan los valores de cada  $\hat{\beta}_i$  incluyendo la ordenada al origen y en la tabla 3.12 se comparan los valores de  $R^2$  para el ajuste lineal de los campos en estudio.

Se puede ver por el signo de los parámetros que en el caso del gas asociado a mayor producción mayor producción de aceite con excepción de Maloob y Zaa, aunque en el caso de Akal es prácticamente cero el valor de la constante que multiplica la producción de gas.

En el caso del Nitrógeno nueve campos, Ixtoc, Mizton, Kax, Tsimin, Teotleco, Balam, Xanab, Ku y Maloob tienen signo negativo; Akal que es el campo que reporta gastos más grandes de Nitrógeno queda multiplicado por 0.02023 y Zaa por 0.37, mientras Maloob y Ku tienen a mayor producción de nitrógeno una menor de petróleo.

Para el agua once campos tienen signo negativo, Sihil un valor muy cercano a cero y Kambesah el valor absoluto más grande llegando a 7.

Campo	INTERCEP	PARAM GAS	PARAM NITROGENO	PARAM AGUA
MALOOB	492.94309325524273	-0.39478301759271534	-0.4875682564109634	0.06429343504883252
ZAAP	254.10636284837486	0.21375612917509212	0.37437756825815693	-3.0943574944461973
KU	221.870008973168	-0.3938408889687561	-0.2539688362341522	0.31937496628166323
AYATSIL	0.08512124369505614	8.653471605411822	5.005872685560882	0.6527277851889108
XANAB	20.682632941767366	1.1718344831716971	-0.7848222391599355	-0.3109125819488977
ONEL	27.591794662204475	0.31761322058910435	3.708607077238273	0.9213026842155667
XUX	14.84891380214777	0.14676622069620088	0.35150802906678713	-5.596089448152256
BALAM	0.9814098470253647	3.493311067366888	-0.3898232720563272	-0.2068282539312975
AKAL	11.826887435344652	0.0001247633187673193	0.02023313144714118	0.6895770394025468
HOMOL	-4.122111873530258	0.9517315379891121	0.31103568142275906	0.5467509657060552
SAMARIA	-6.285177481360801	0.7904036995831787	1.0773814084769402	0.6688636287750102
SIHIL	0.003774640673938734	2.5610476907372353	0.005860482363355646	0.001076143101603839
TSIMIN	-2.235599860857935	0.25146719243713817	-4.539752420109171	0.17660547540617477
EK	2.604574385171592	3.2048226515244274	72.08624932736635	0.25832651260337514
TIZON	0.08285109543890812	0.180585729376226	0.17160584327817607	-0.41370906675740976
TEOTLECO	1.2693602111126392	0.09105627625456704	-0.06993111010671786	-0.07314185387416863
KAX	6.047389743175286	0.35714741125124616	-1.1671830074461176	-1.2527796811120577
KAMBESAH	0.0011143118777461325	2.191066776334413	0.0003686347756041989	-7.086816820233116e-05
SANTUARIO	2.606935631649038	0.6312754227121337	15.293860984847223	0.9916048569819811
SINI	-0.7031015505844547	0.4799577381497901	0.07493285359902649	-0.7892024434004234
MIZTON	5.385635673898371	0.5533473545969323	-3.9944401200593402	13.036927467131125
ABKATUN	6.02665264257405	0.3956553798230908	1.2242079206398206	-0.17411748246397285
CHUC	2.217535746118914	0.7903664605745792	1.675501959222599	-0.07227754389791441
IXTOC	2.114466975198127	0.10367833876602775	-1.3572834474901918	0.8375397439622769

Tabla 3.11: Coeficientes Ajuste Lineal Multivariable a partir de 2016

CAMPO OFICIAL	R Cuad	CAMPO OFICIAL	R Cuad
MALOOB	0.384	TSIMIN	0.948
ZAAP	0.231	EK	0.923
KU	0.311	TIZON	0.979
AYATSIL	0.998	TEOTLECO	0.991
XANAB	0.993	KAX	0.818
ONEL	0.856	KAMBESAH	0.999
XUX	0.624	SANTUARIO	0.829
BALAM	0.998	SINI	0.825
AKAL	0.931	MIZTON	0.799
HOMOL	0.922	ABKATUN	0.512
SAMARIA	0.805	CHUC	0.984
SIHIL	0.999	IXTOC	0.624

Tabla 3.12: Comparación  $R^2$  en ajustes de histórico de producción.



La puesta a prueba de los modelos se encuentra entre las figuras 3.78 y la 3.88

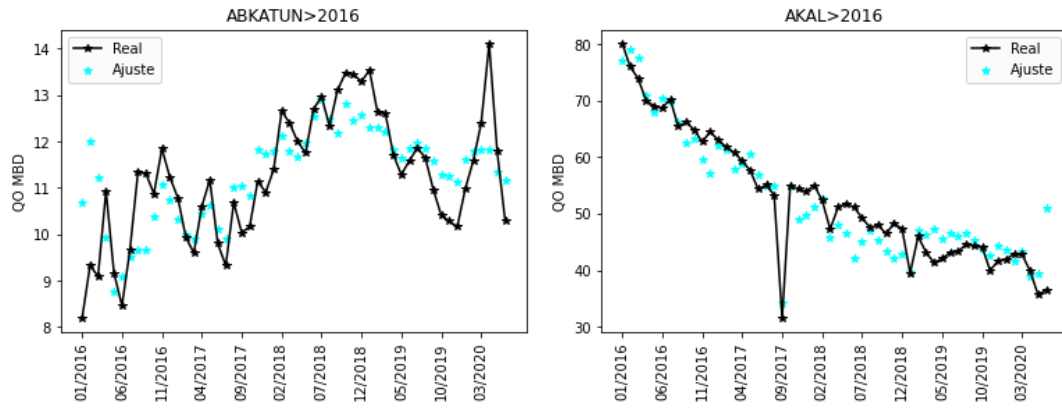


Figura 3.78

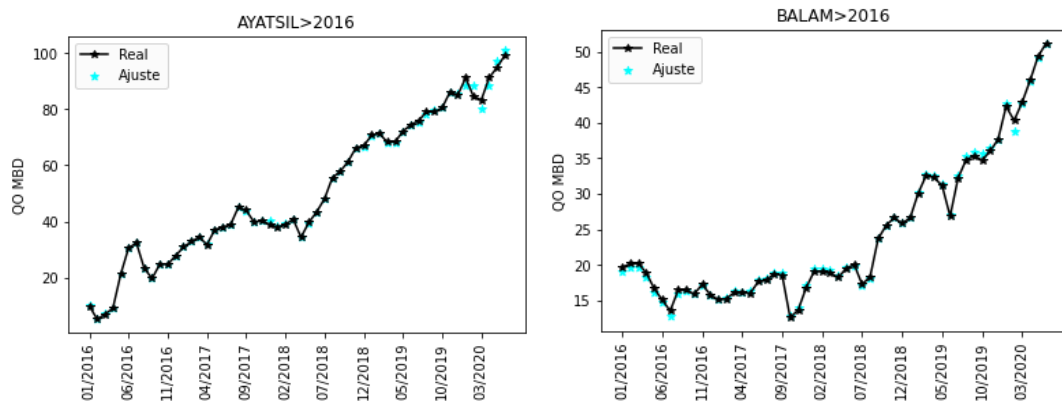


Figura 3.79

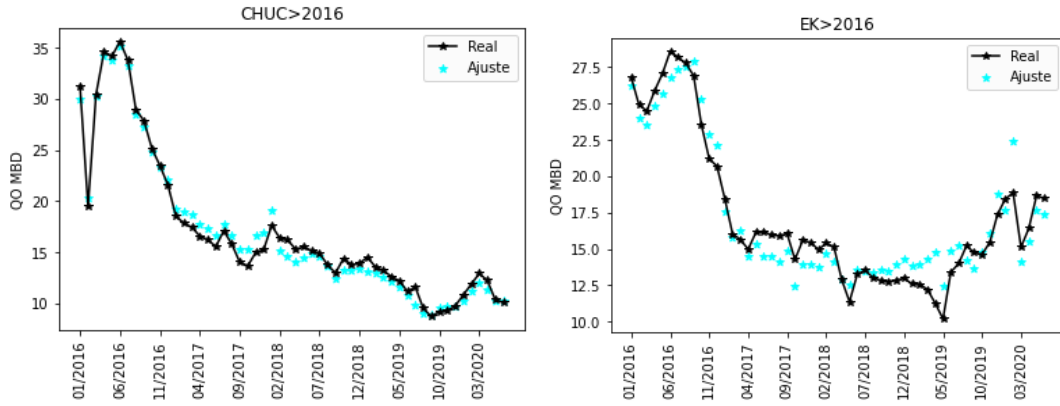


Figura 3.80

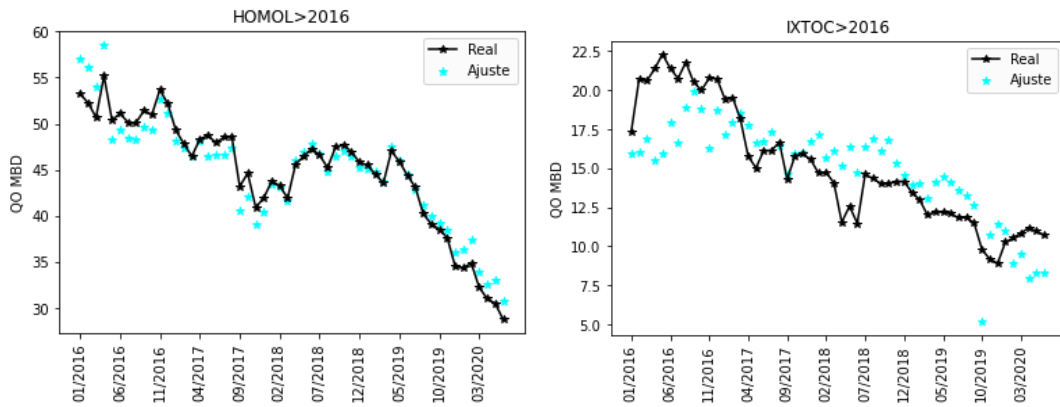


Figura 3.81

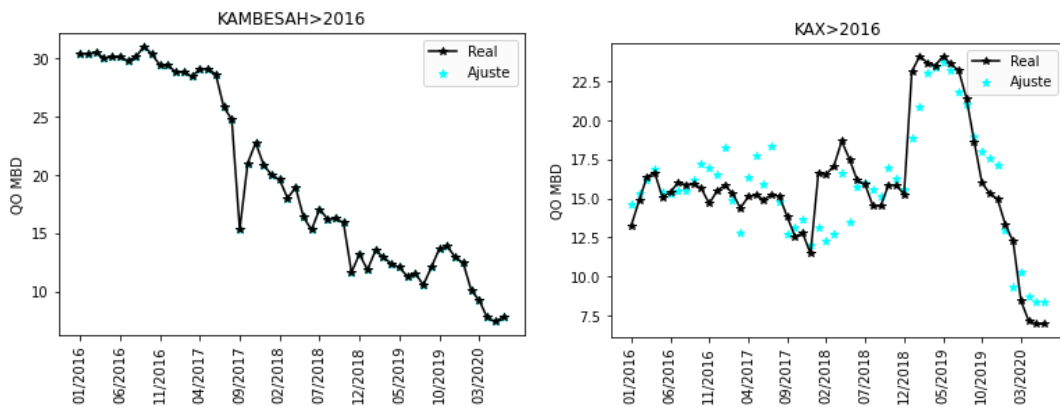


Figura 3.82

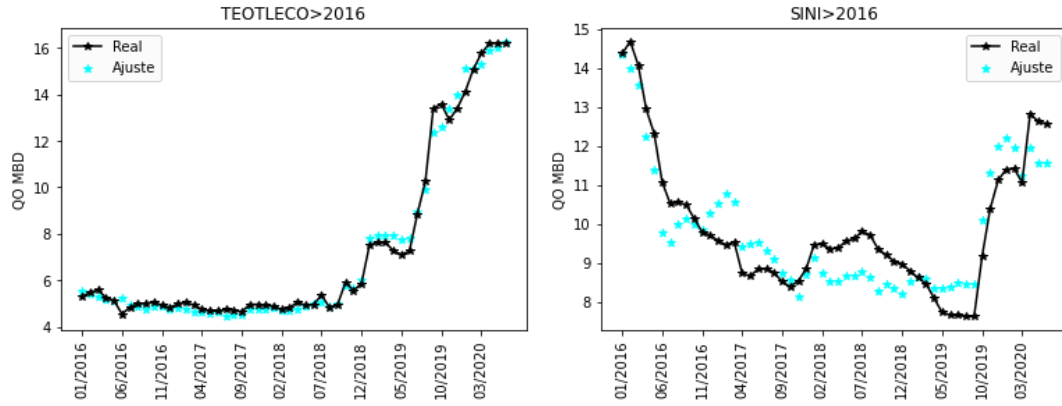


Figura 3.83

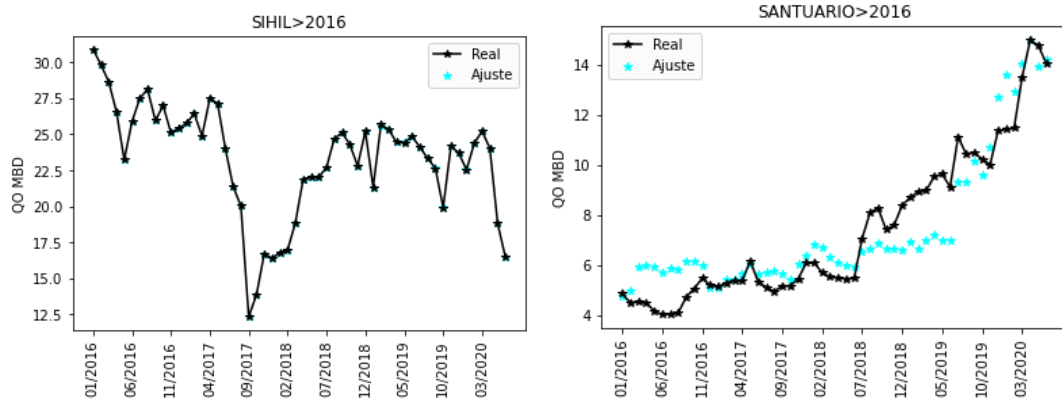


Figura 3.84

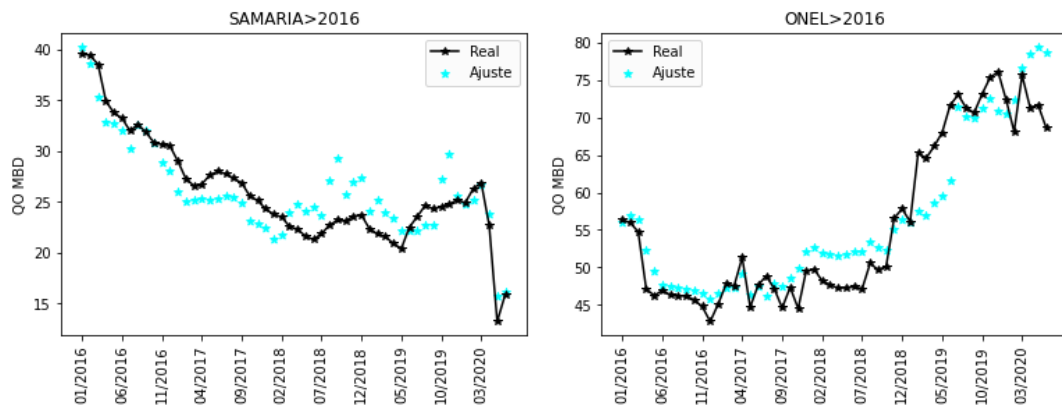


Figura 3.85

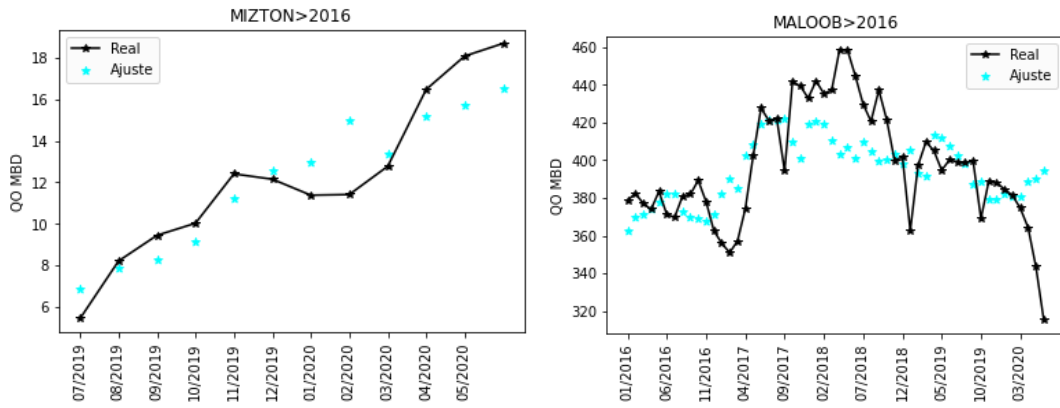


Figura 3.86

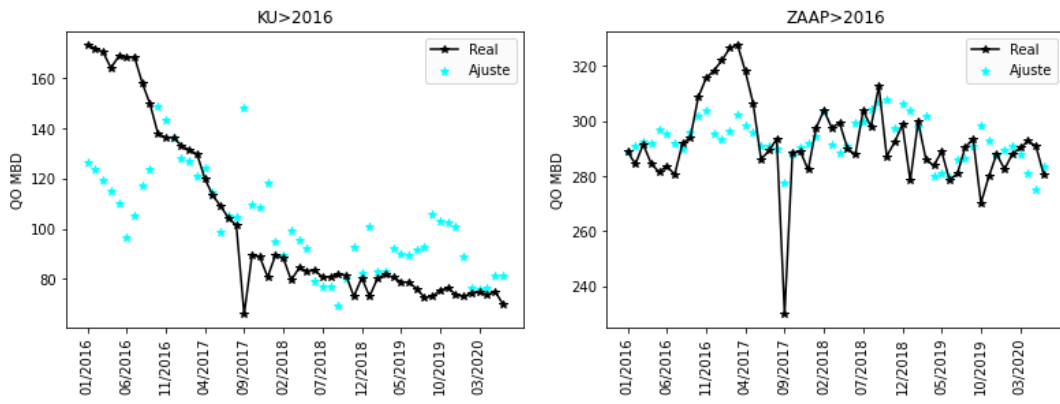


Figura 3.87

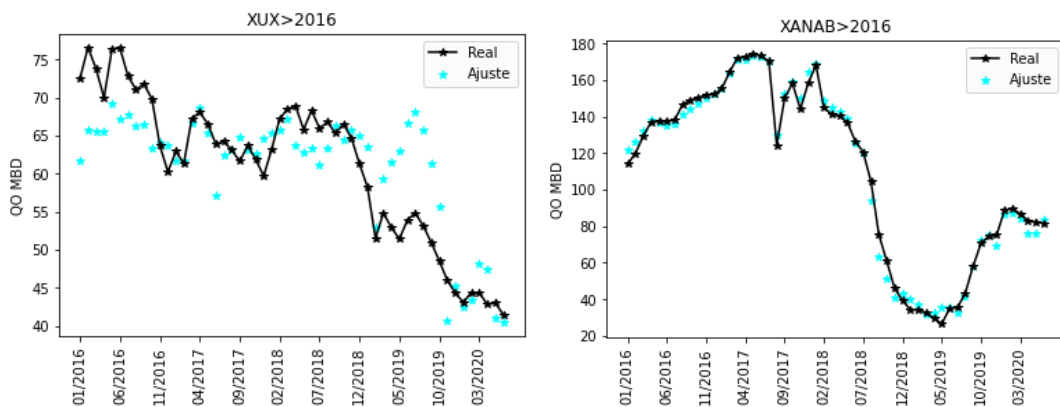


Figura 3.88

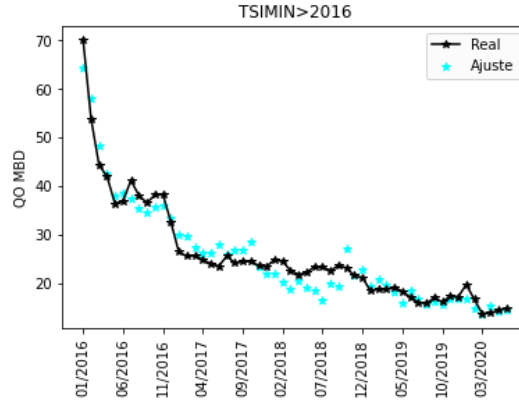


Figura 3.89

### Uso del modelo de regresión como método predictivo

Una vez que se ha creado un modelo para cada campo se ajusta una curva a los datos de producción de agua, gas y nitrógeno para extrapolar sus tendencias de producción y con ello evaluar el gasto de aceite a tiempos futuros, para esto se llevó a cabo un ajuste polinómico en la producción acumulada de cada uno de los fluidos puesto que no todos ellos se ajustaron a una tendencia exponencial. En las siguientes gráficas (figura 3.90 a la 3.100 ) se presentan tres series de datos, la primera llamada “Datos” que corresponde a los gastos reales de producción de aceite del periodo que se utilizó para extrapolar los gastos de agua, gas y nitrógeno; luego la serie llamada “Estimación Reales” que corresponde al gasto de aceite que resulta de evaluar el modelo del campo con los datos reales de producción de agua, gas y nitrógeno y finalmente la serie ”Proyección” que resulta de evaluar el modelo usando como entradas los gastos de gas, agua y nitrógeno que resultan de extrapolar las curvas a las que se ajustan y extrapolando a julio de 2021:

Las tendencias de los datos “Proyección.” en algunos campos como son Abkatun y Akal tienden a incrementar demasiado, dado que las tendencias de producción de Agua, Nitrógeno y Gas apuntan a una mayor producción de petróleo

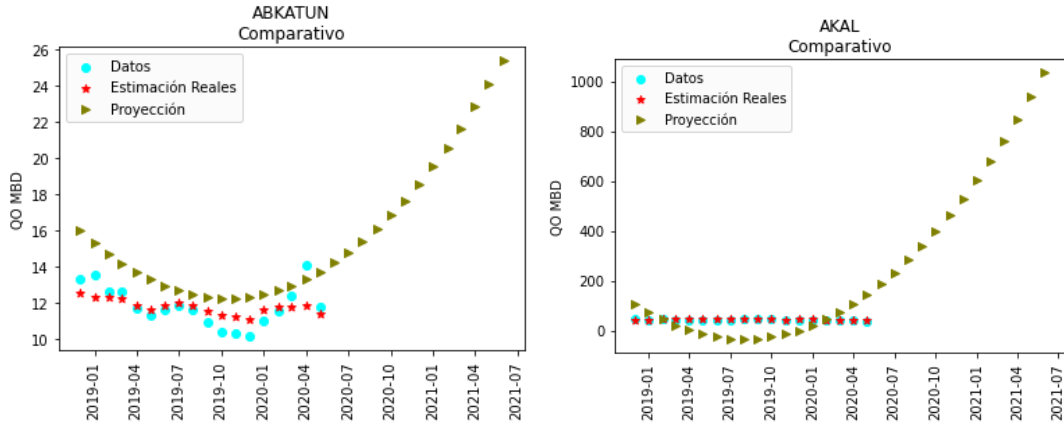


Figura 3.90

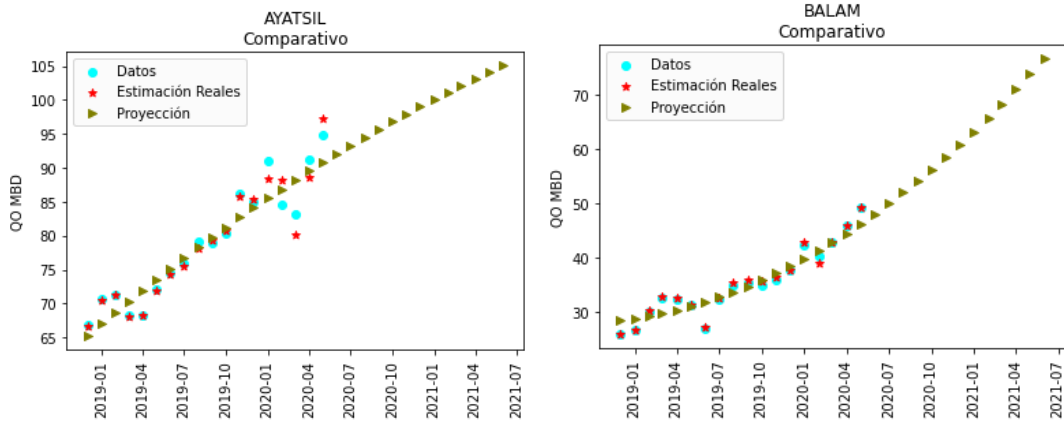


Figura 3.91

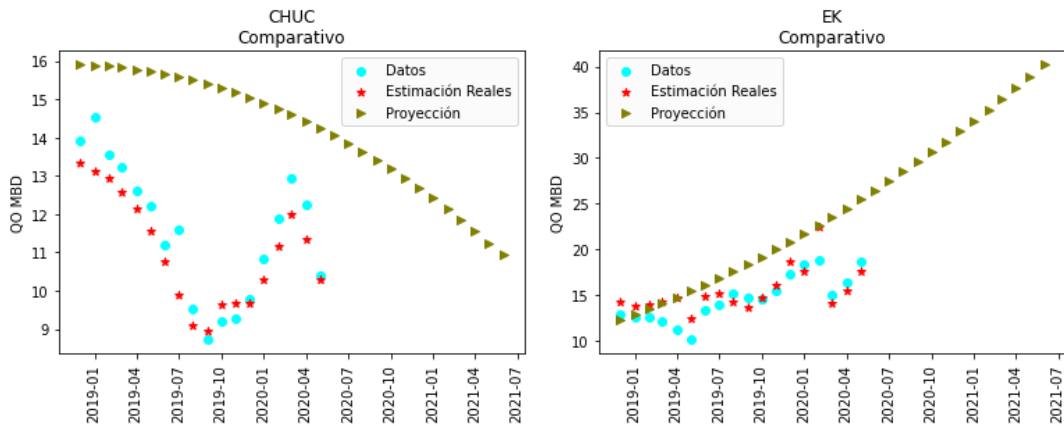


Figura 3.92

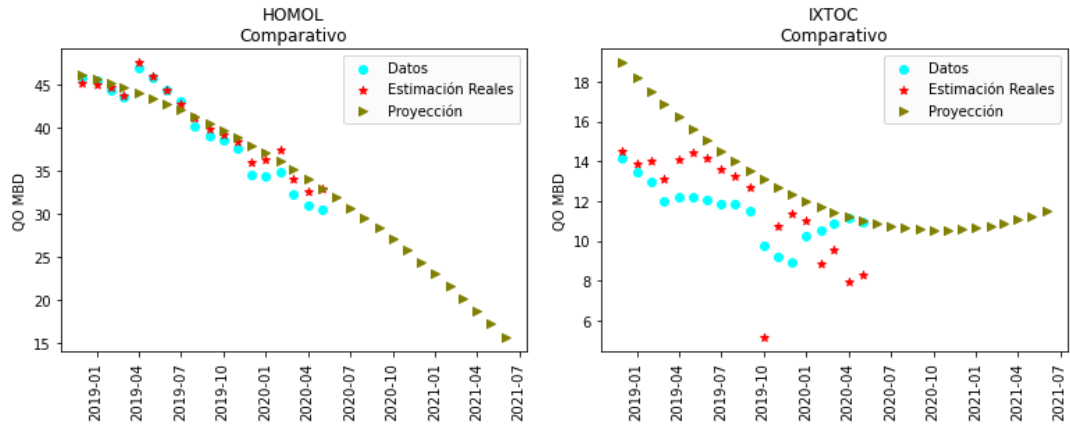


Figura 3.93

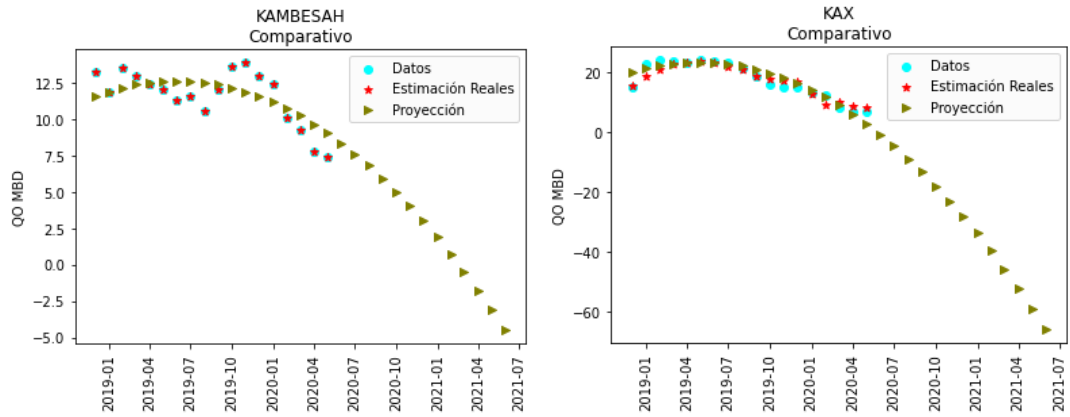


Figura 3.94

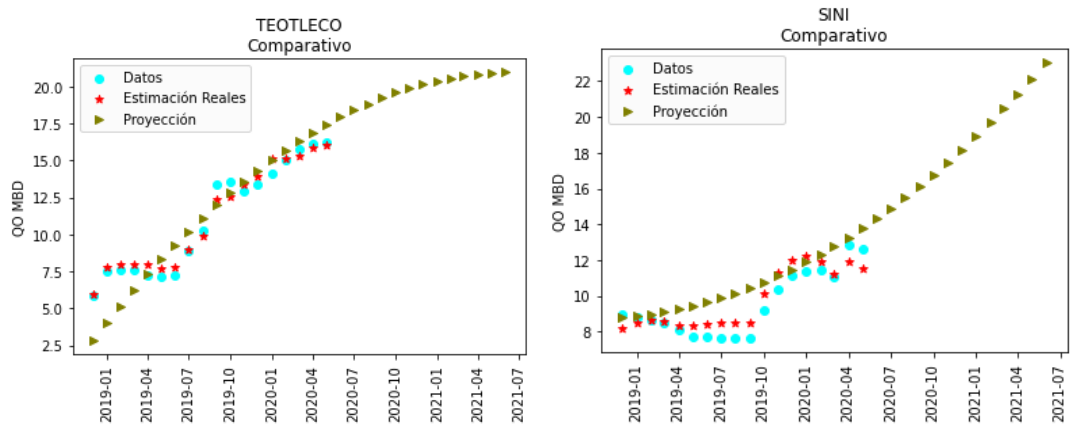


Figura 3.95

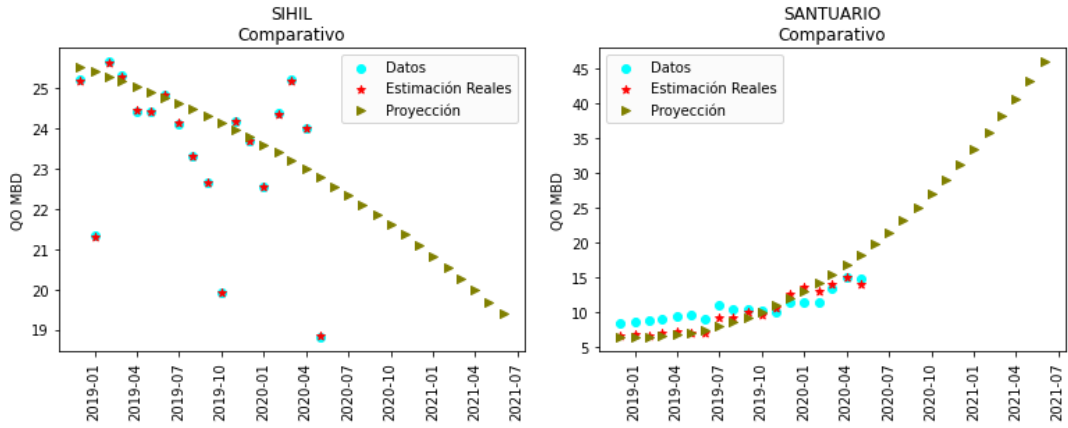


Figura 3.96

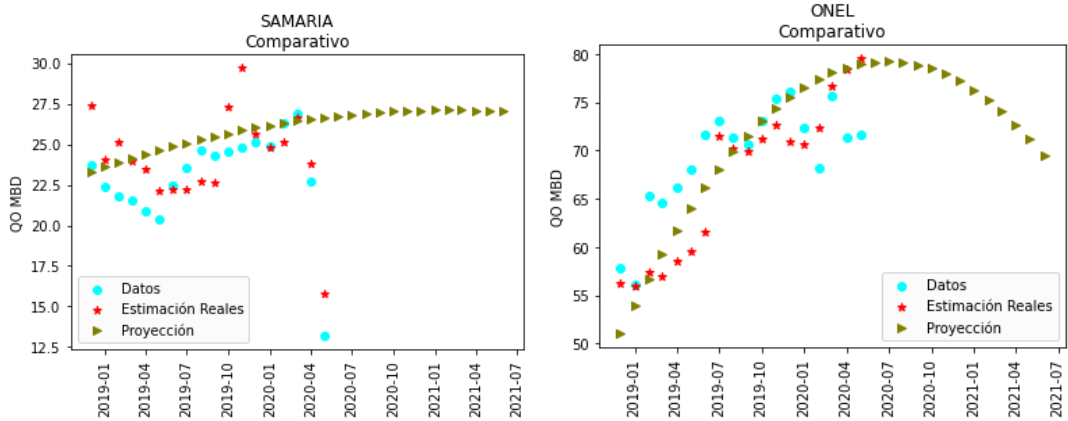


Figura 3.97

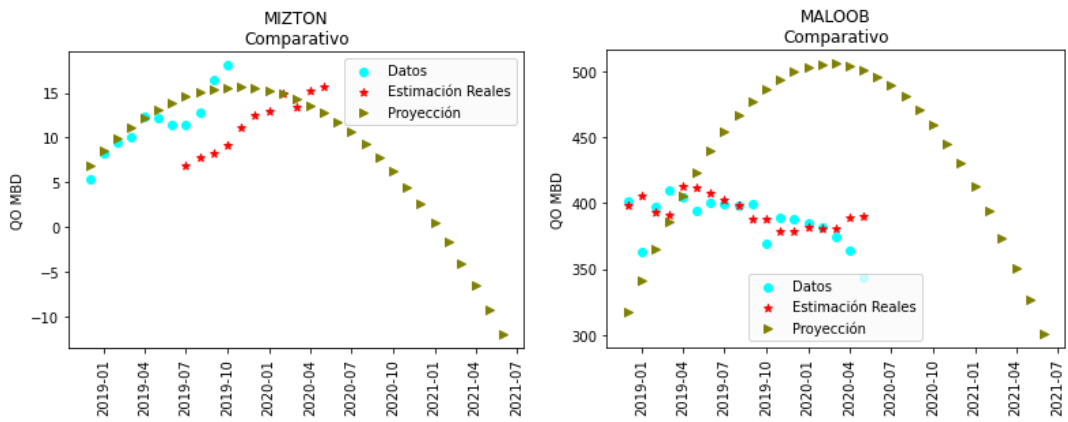


Figura 3.98



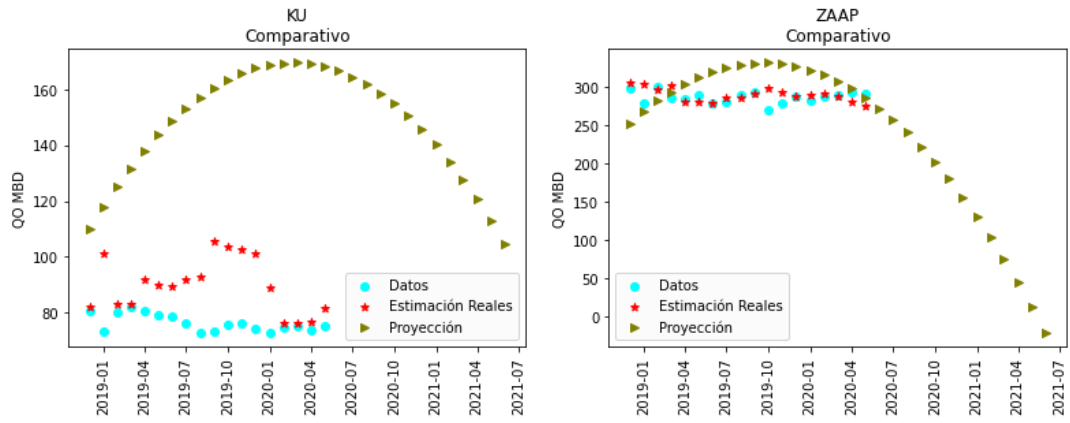


Figura 3.99

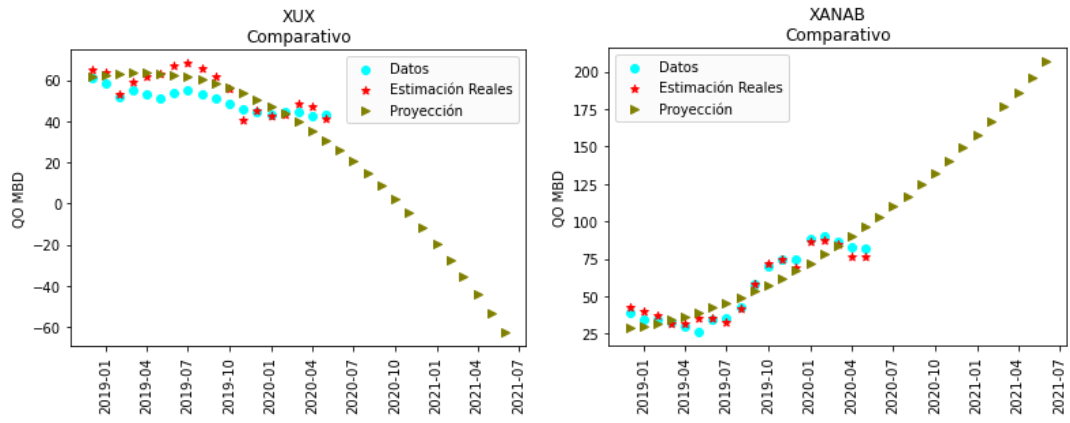


Figura 3.100

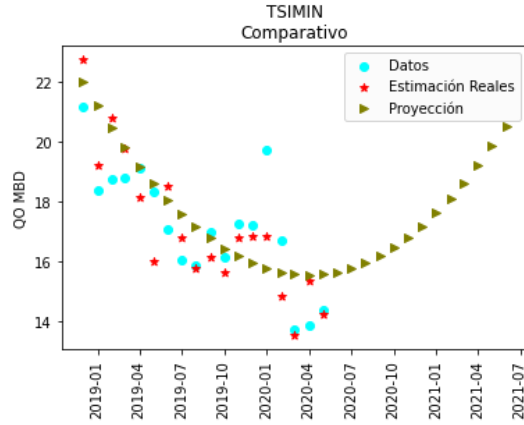


Figura 3.101

### 3.8. Comparativo Exponencial-Indirecto-Doblemente indirecto

Entre la figura 3.102 y la 3.112 se presenta un gráfico por cada campo donde se comparan los tres distintos métodos empleados para estimar la producción futura.

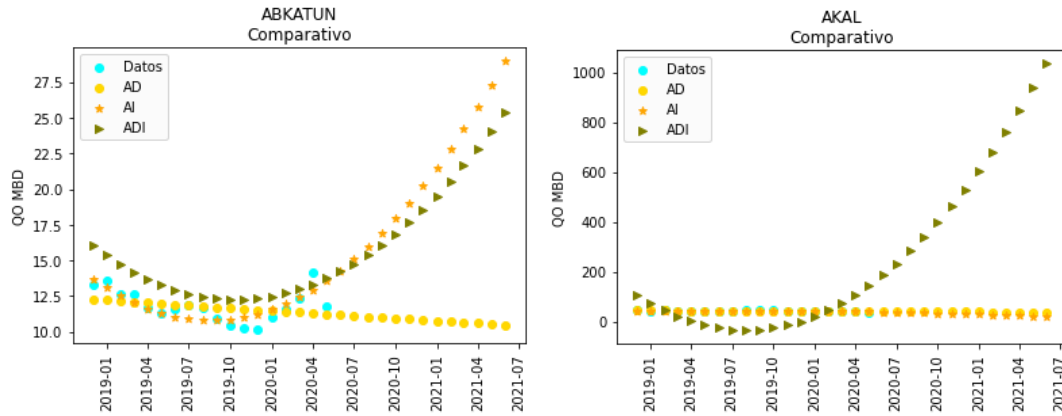


Figura 3.102

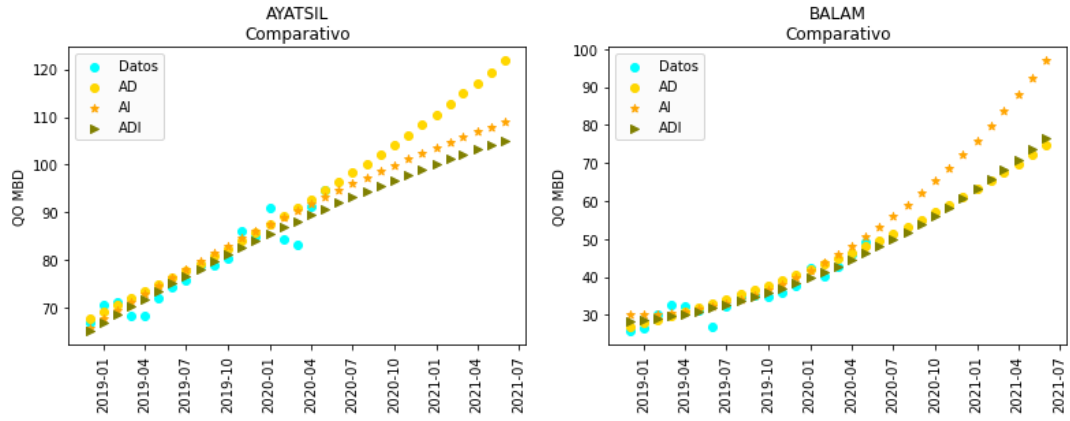


Figura 3.103

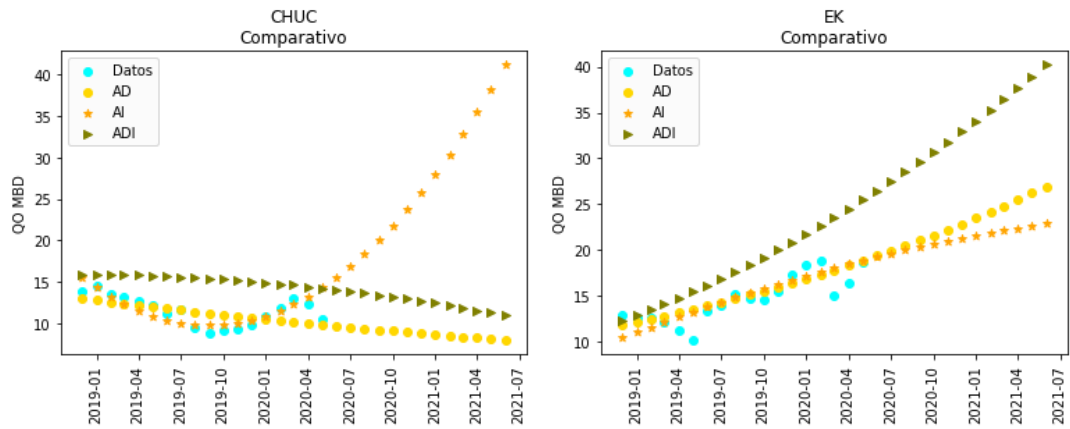


Figura 3.104

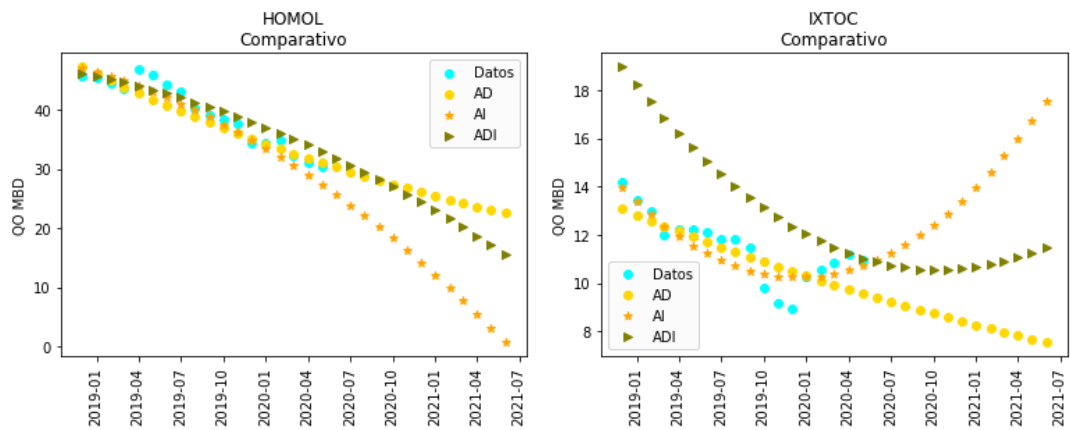


Figura 3.105

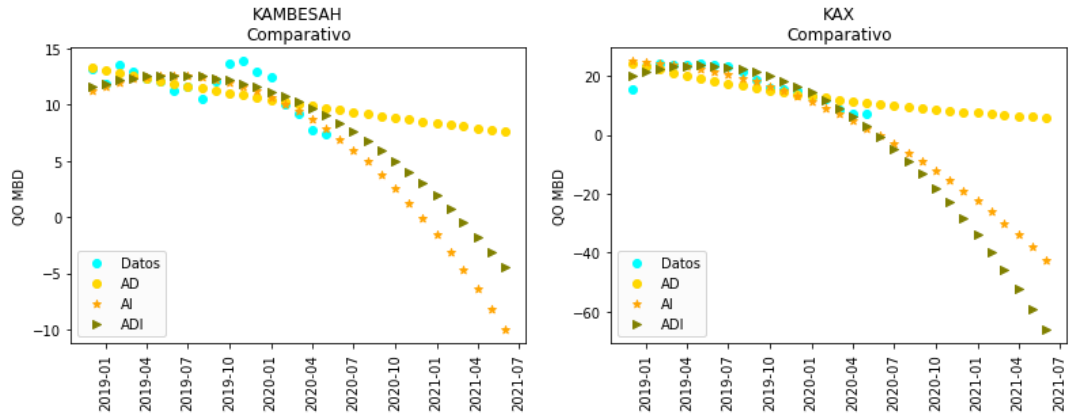


Figura 3.106

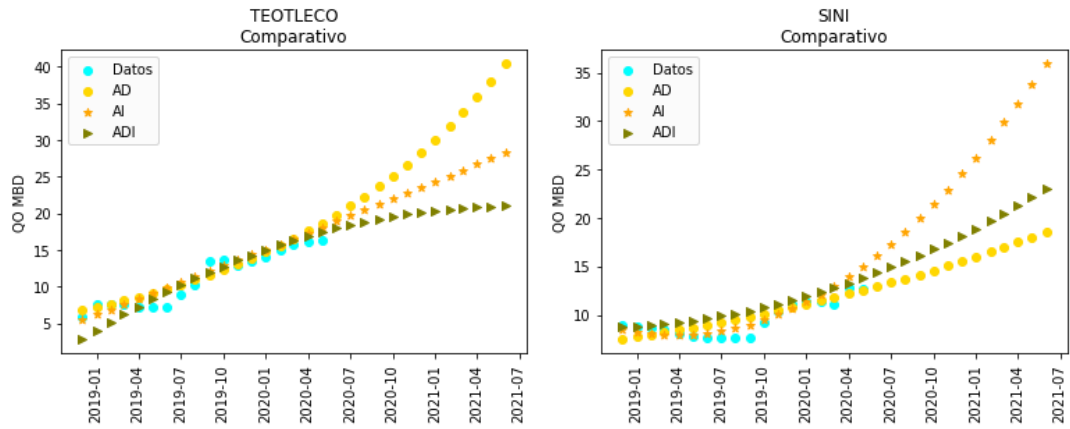


Figura 3.107

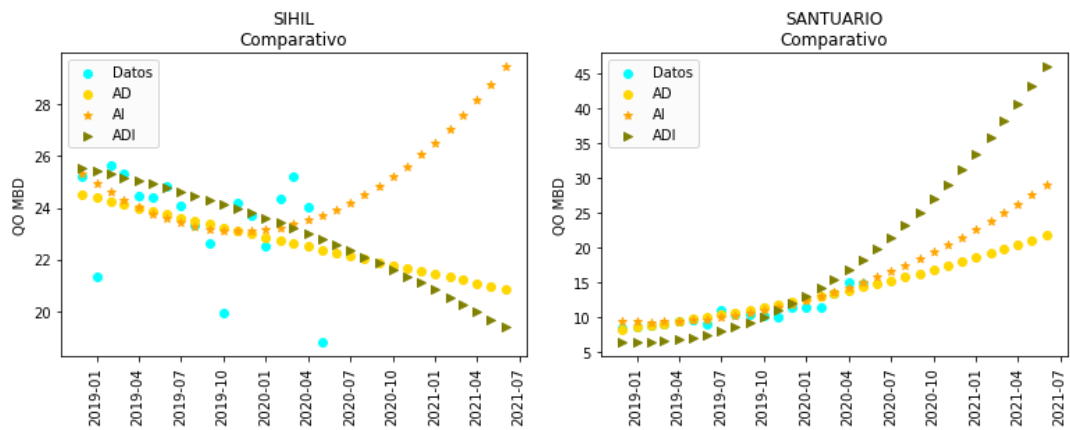


Figura 3.108

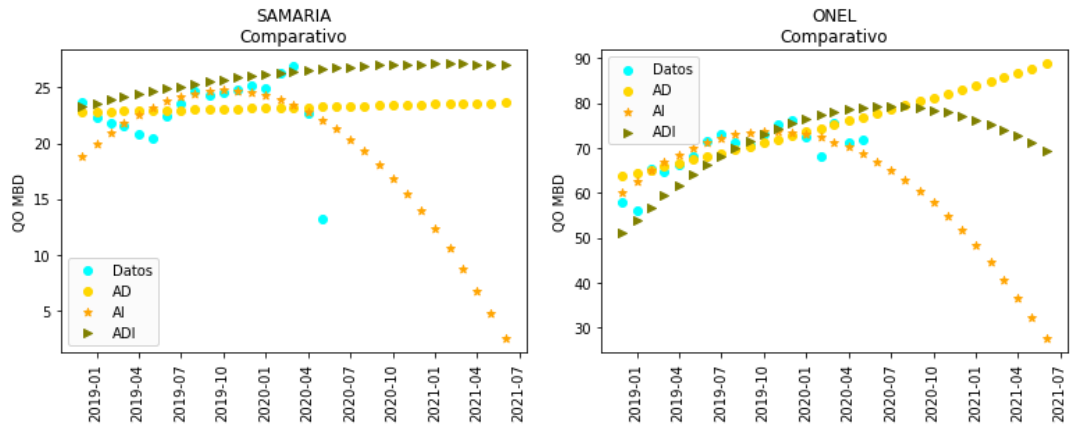


Figura 3.109

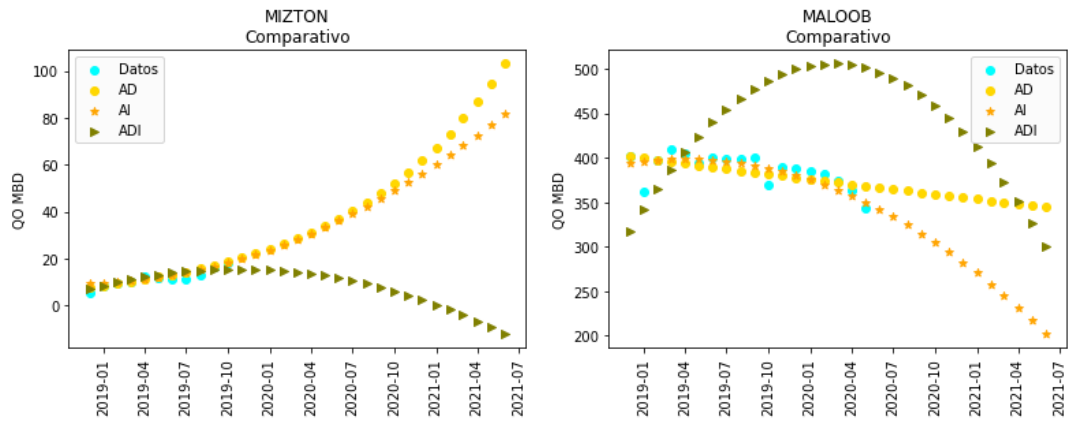


Figura 3.110

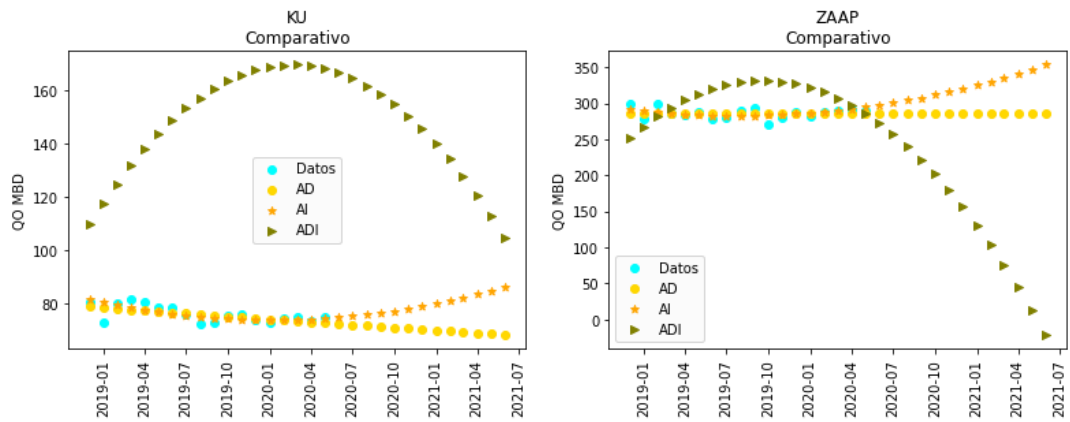


Figura 3.111

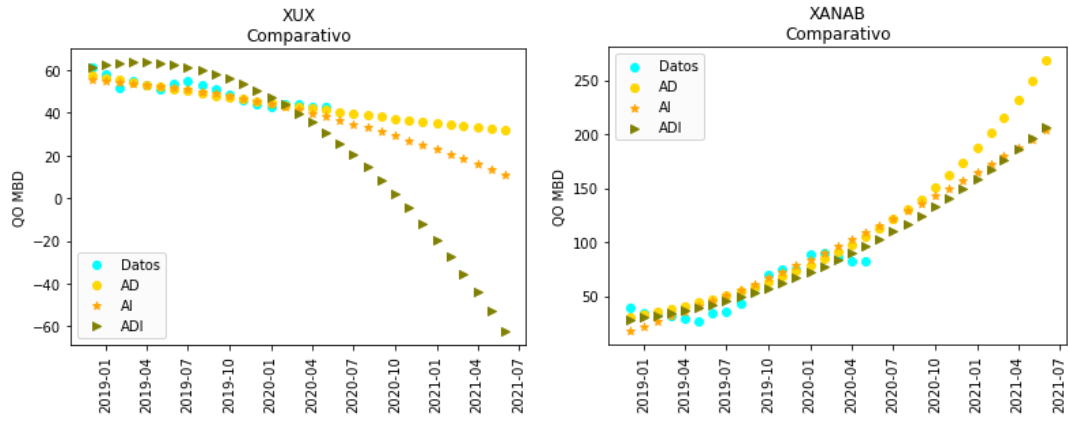


Figura 3.112

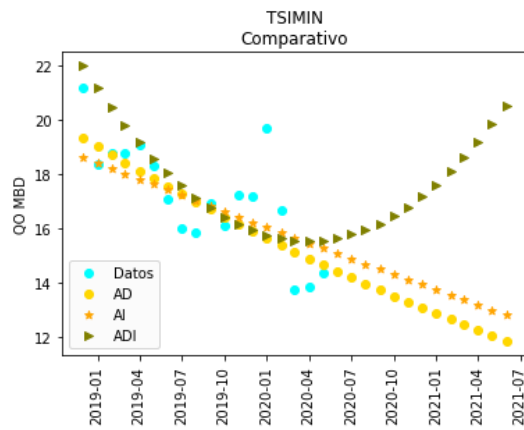


Figura 3.113

### 3.9. Evaluación de los modelos

Una vez que se han llevado a cabo los ajustes y las predicciones de tendencias con cada uno de ellos se procederá a evaluar la calidad de estas. Para ello se analizaron tendencias con los tres modelos establecidos en cuatro periodos distintos y se compararon las tendencias que marcan los tres modelos con los datos reales registrados en la base de datos, de nueva cuenta se llama ajuste directo al ajuste forzado a una función exponencial, indirecto al ajuste polinómico de la suma de los datos mensuales de producción y doblemente indirecto al que se lleva a cabo haciendo uso del modelo de regresión lineal múltiple, en marrón los datos que se usaron de entrada en los modelos y en azul la producción real que se tuvo en el periodo en que se extrapolaron los modelos.

En los primeros dos periodos solo se analiza con los métodos directo e indirecto únicamente porque no se tienen datos de producción de agua y nitrógeno para evaluar el doblemente indirecto, estos son de la figura 3.114 a la 3.120 se observan los ajustes realizados en campos con datos de 2005 a 2006 y extrapolando las tendencias hasta julio de 2007 y de la figura 3.121 a la 3.128 los campos entre los años 2011 y 2013.

Los periodos en que se evalúan los tres métodos son de 2016 a 2018 de la figura 3.129 a la 3.138 y de 2018 a 2020 de la figura 3.140 a la 3.150.

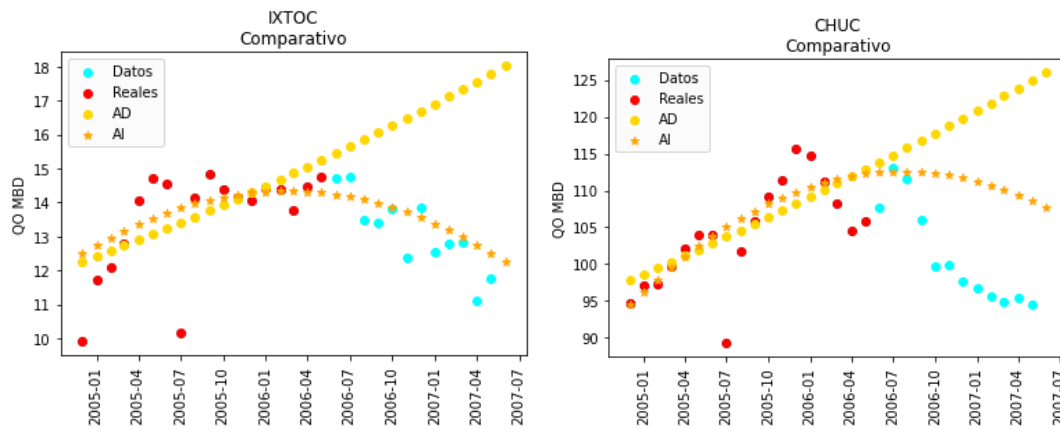


Figura 3.114: CHUC E IXTOC 2005-2007

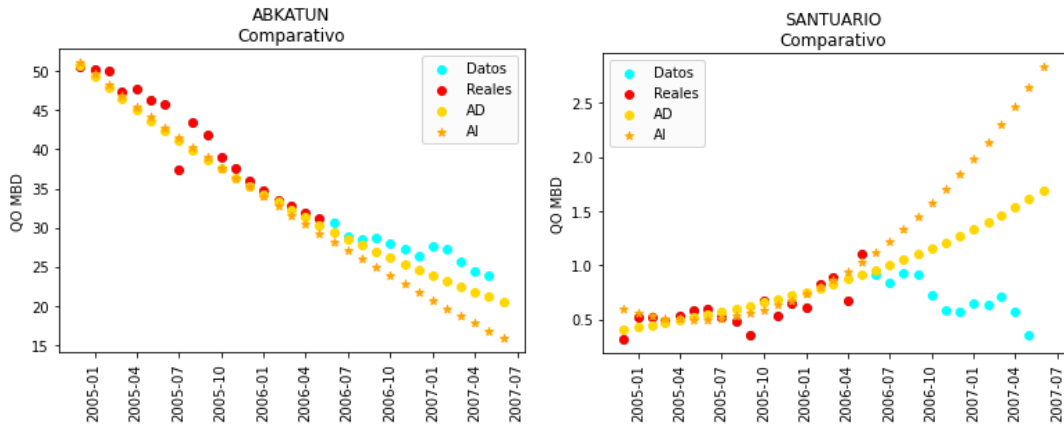


Figura 3.115: SANTUARIO Y ABKATUN 2005-2007

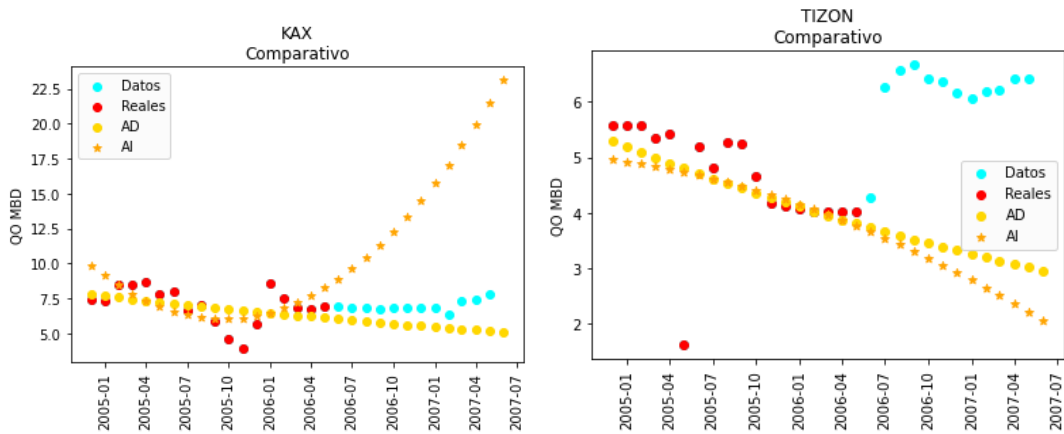


Figura 3.116: TIZON Y KAX 2005-2007

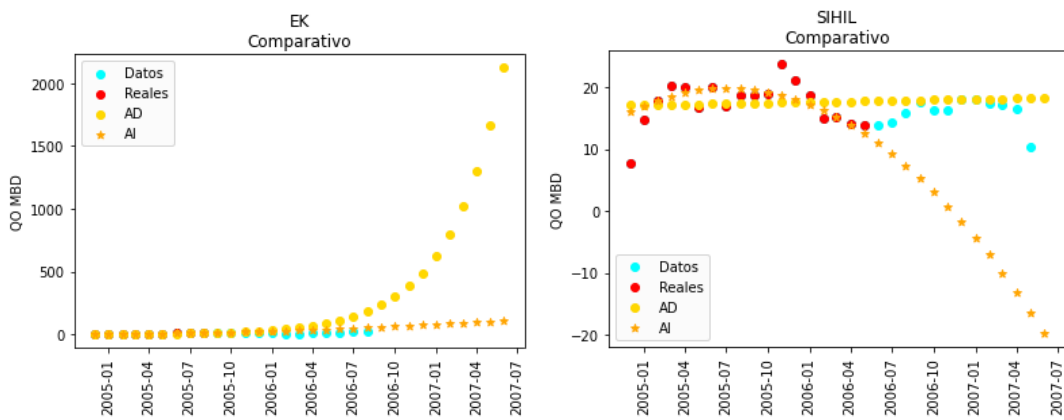


Figura 3.117: SIHIL Y EK 2005-2007



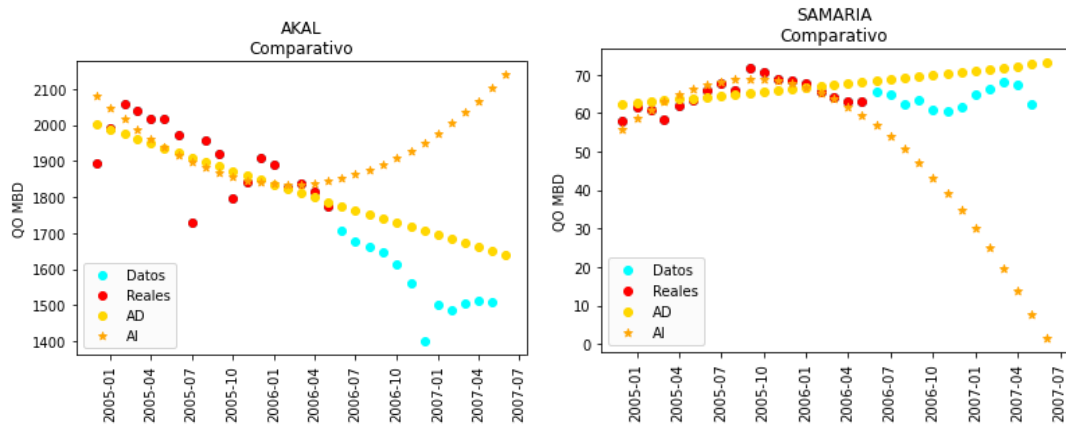


Figura 3.118: SAMARIA Y AKAL 2005-2007

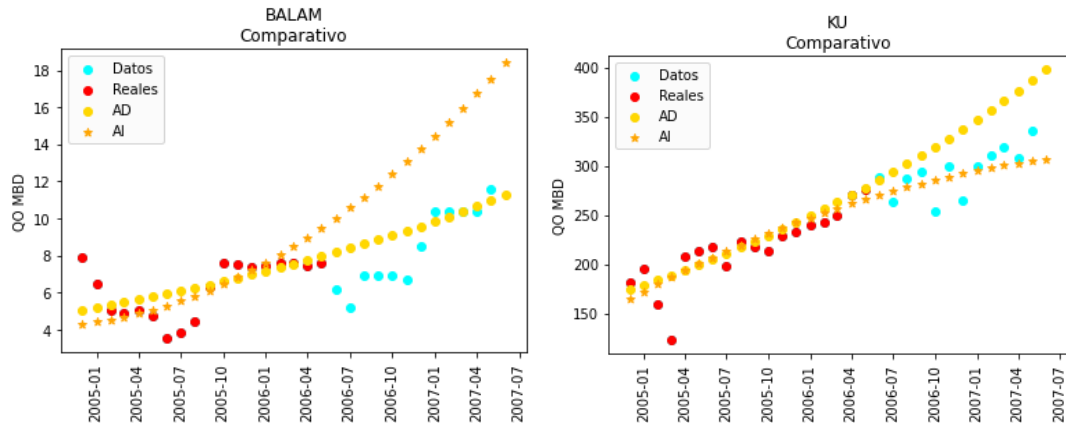


Figura 3.119: BALAM Y KU 2005-2007

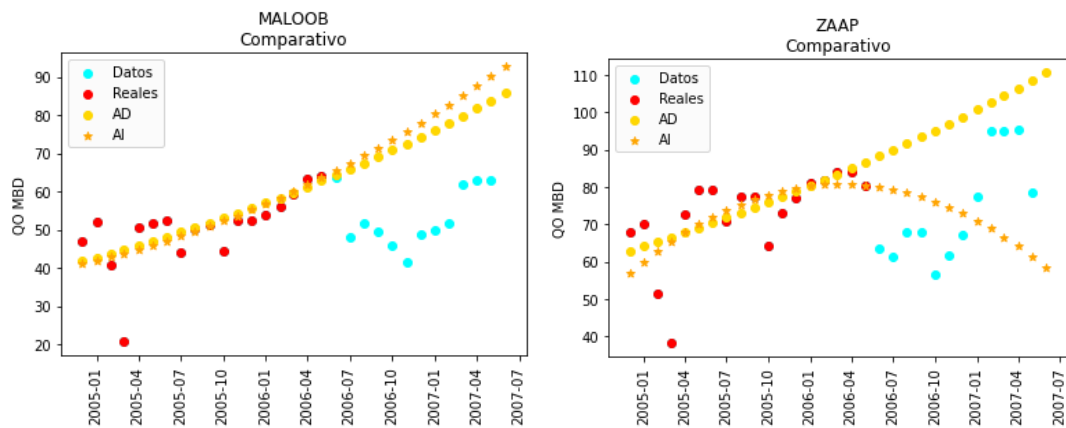


Figura 3.120: MALOOB Y ZAAP 2005-2007

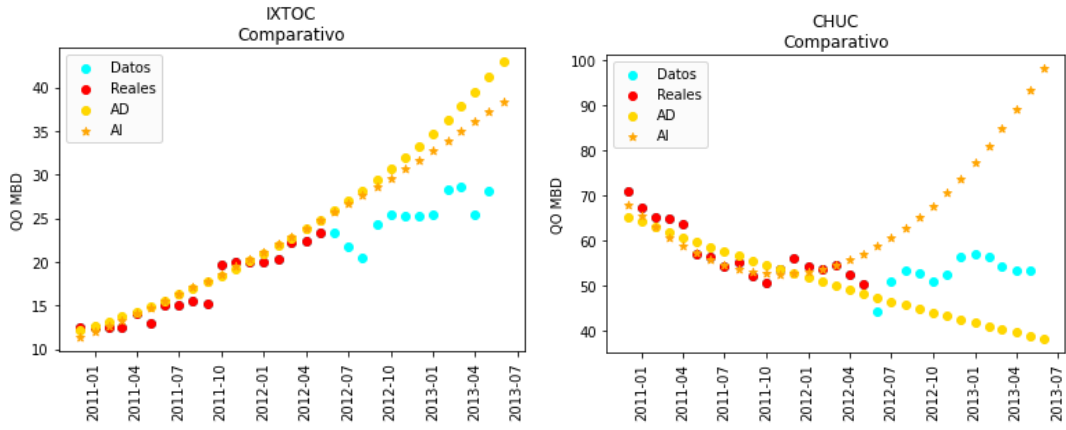


Figura 3.121: CHUC E ITOC 2011-2013

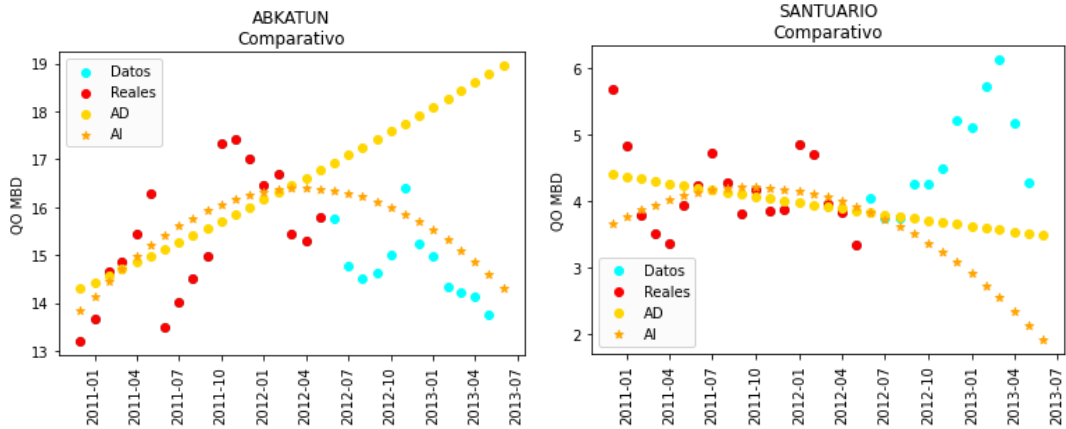


Figura 3.122: SANTUARIO Y ABKATUN 2011-2013

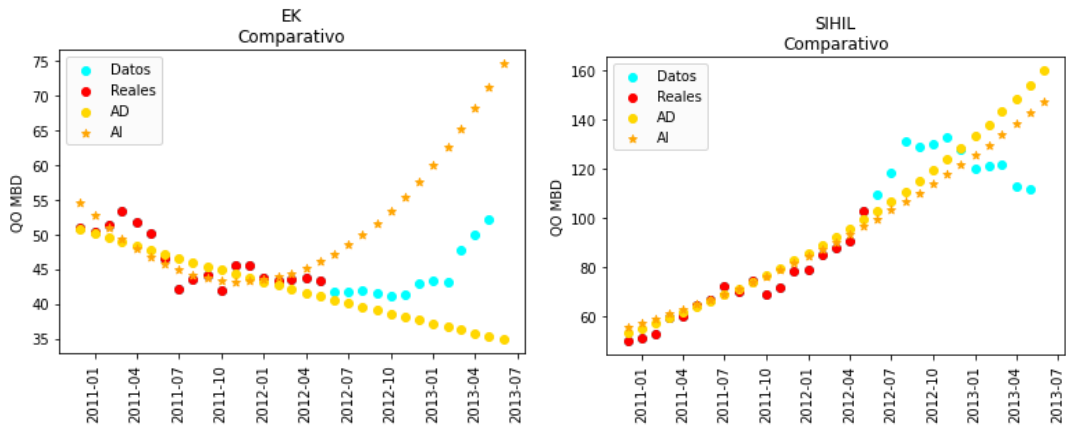


Figura 3.123: SIHIL Y EK 2011-2013

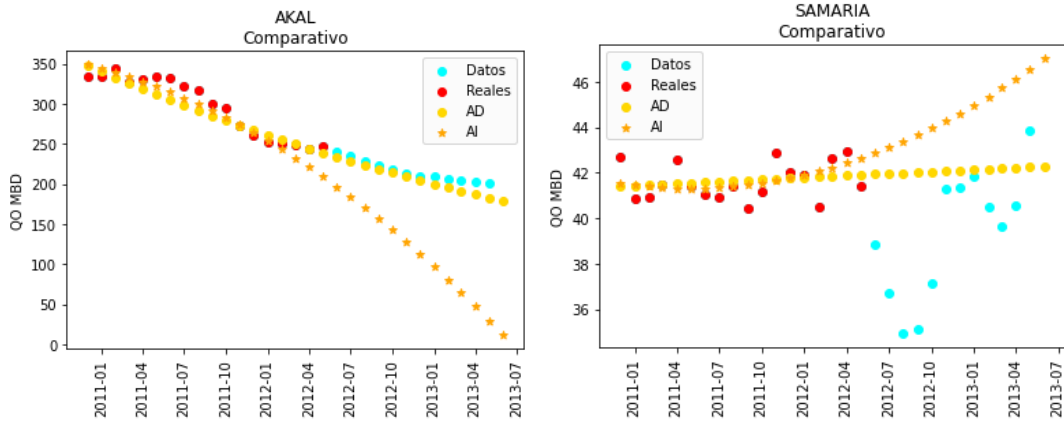


Figura 3.124: SAMARIA Y AKAL 2011-2013

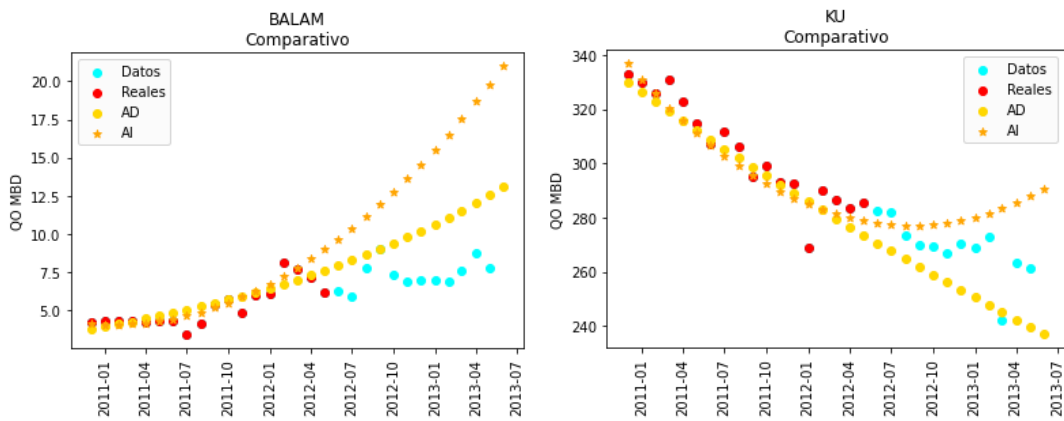


Figura 3.125: BALAM Y KU 2011-2013

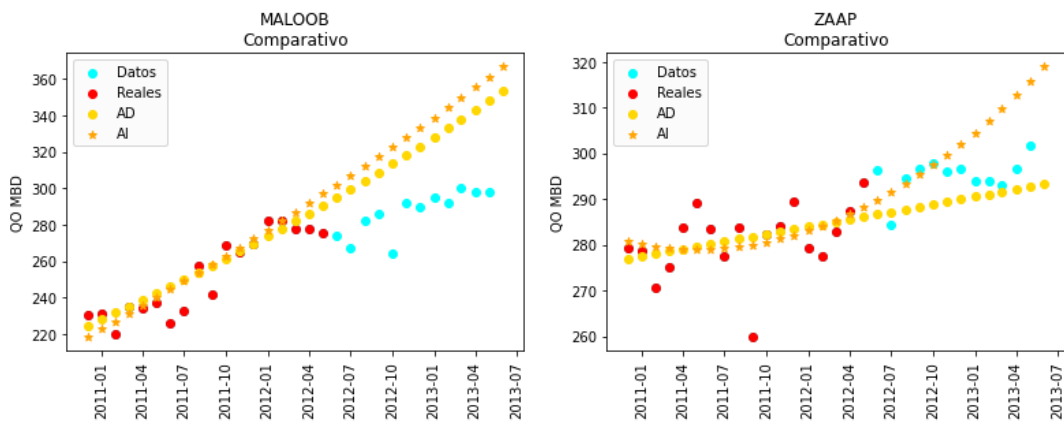


Figura 3.126: MALOOB Y ZAAP 2011-2013

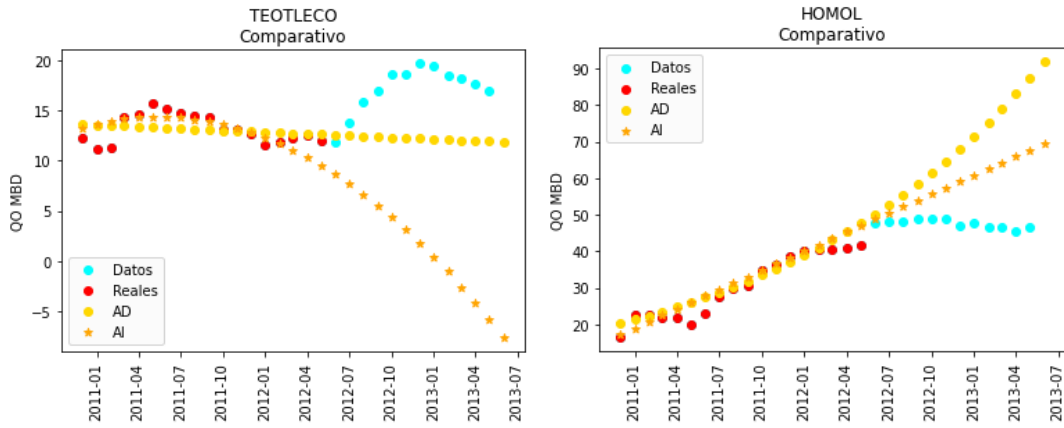


Figura 3.127: TEOTLECO Y HOMOL 2011-2013

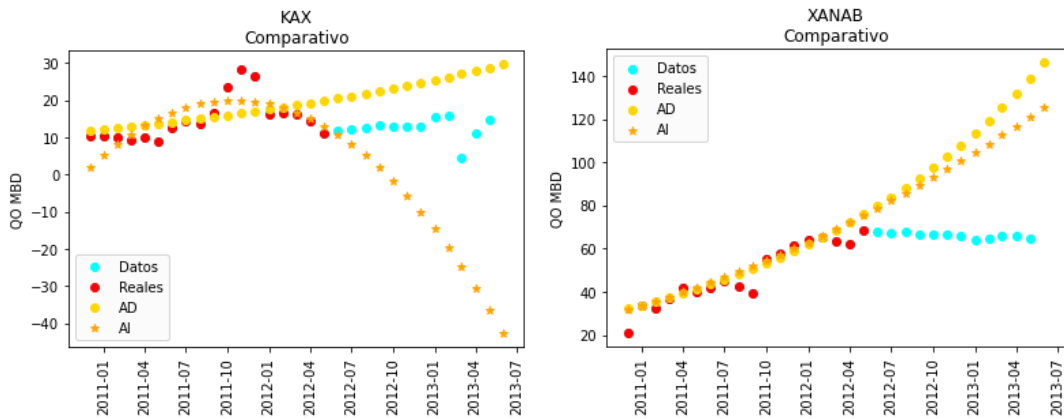


Figura 3.128: XANAB 2011-2013

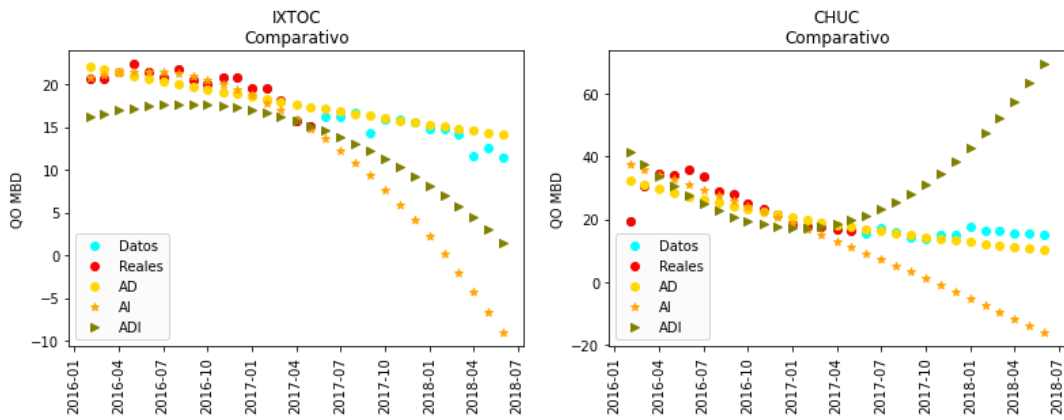


Figura 3.129: CHUC E IXTOC 2018-2020

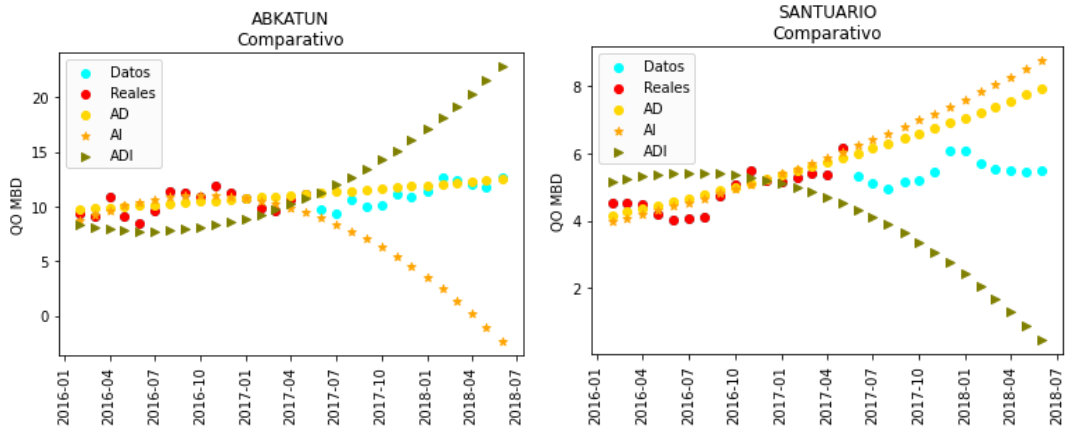


Figura 3.130: SANTUARIO Y ABKATUN 2016-2018

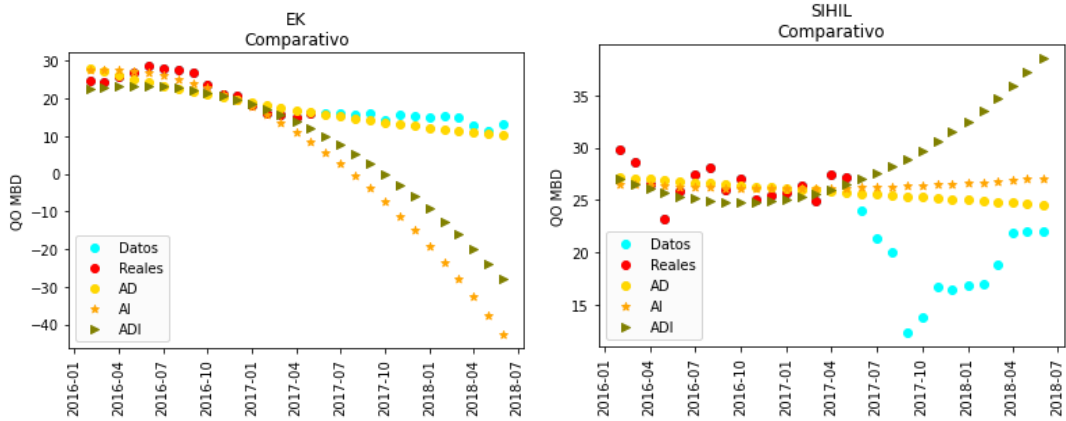


Figura 3.131: SIHIL Y EK 2016-2018

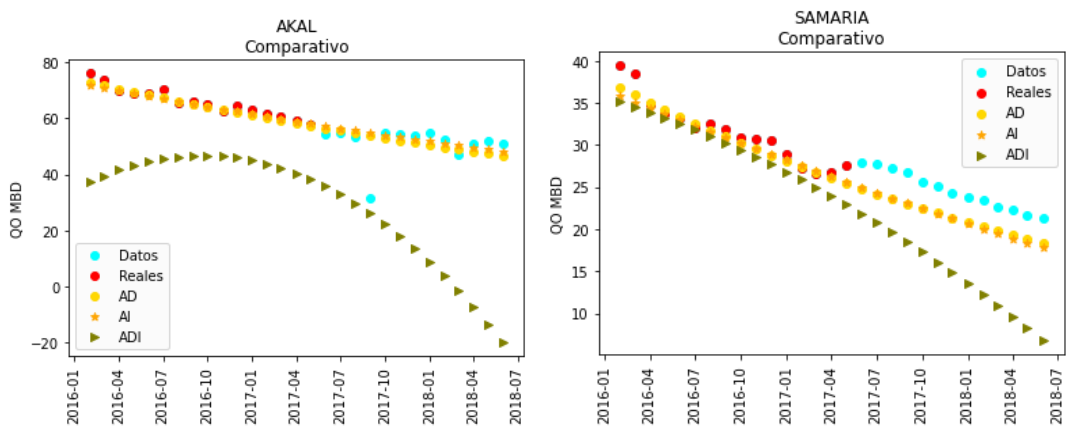


Figura 3.132: SAMARIA Y AKAL 2016-2018

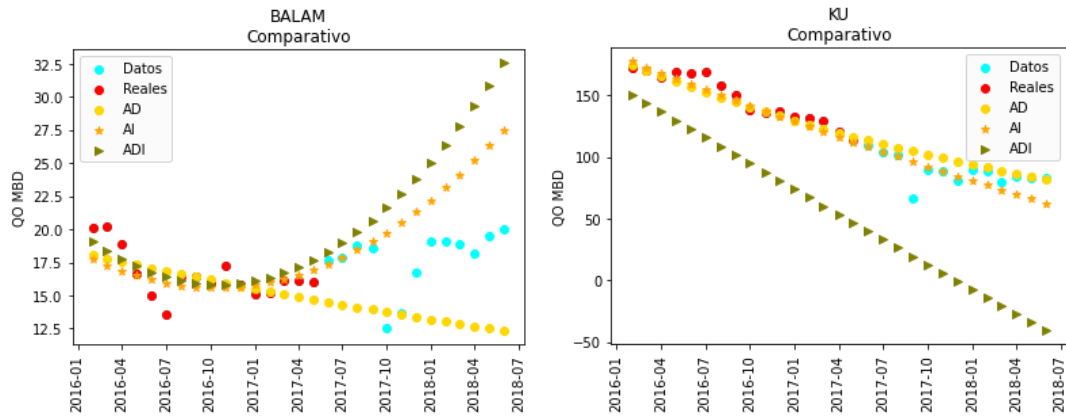


Figura 3.133: BALAM Y KU 2016-2018

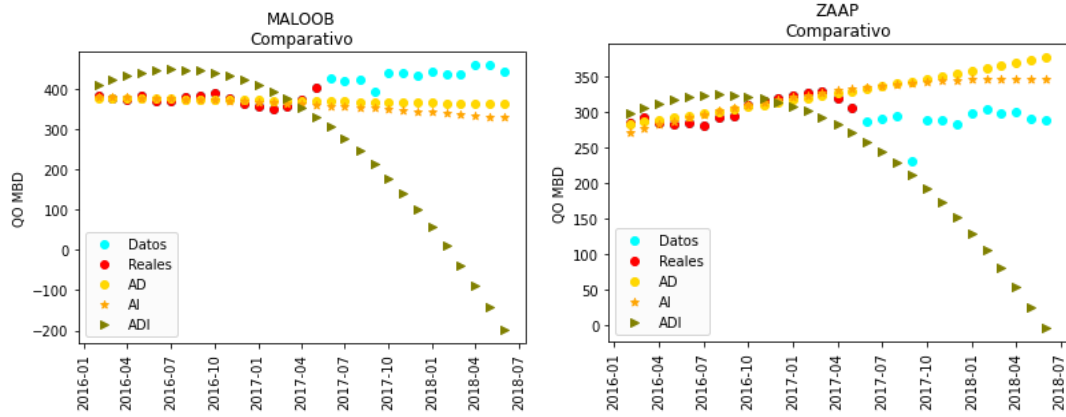


Figura 3.134: MALOOB Y ZAAP 2016-2018

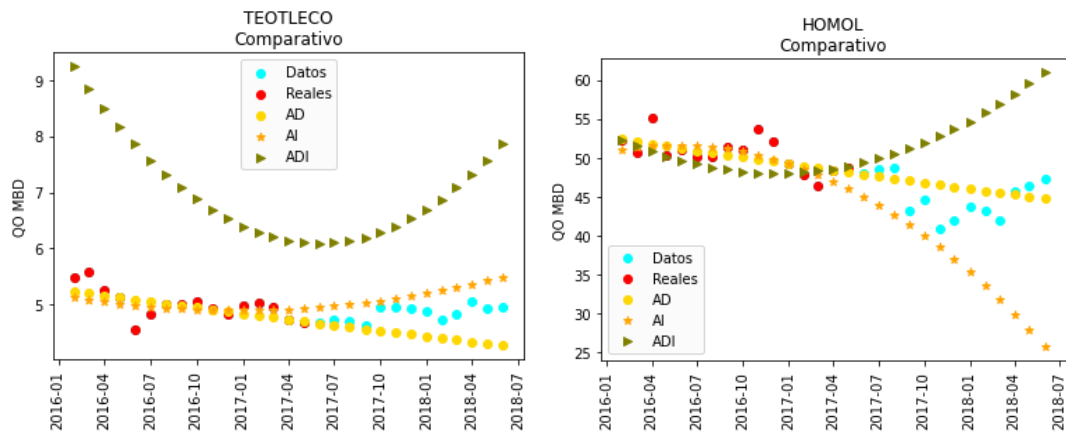


Figura 3.135: TEOTLECO Y HOMOL 2016-2018

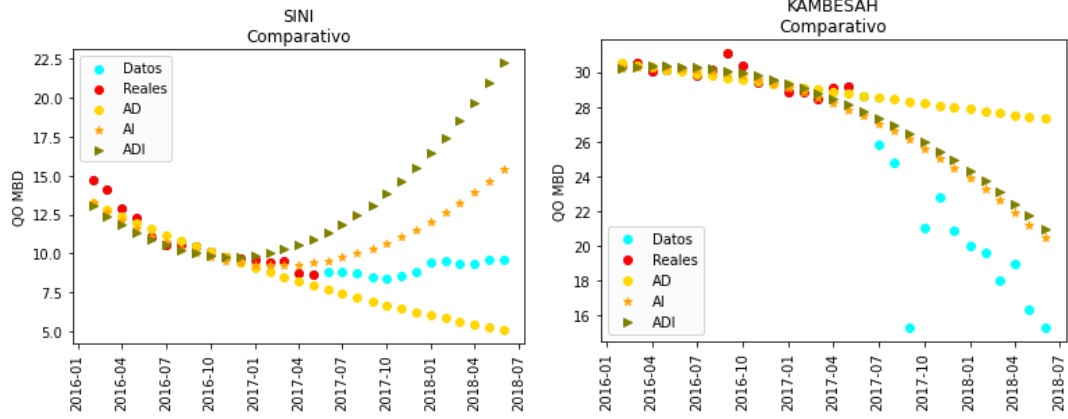


Figura 3.136: SINI Y KAMBESAH 2016-2018

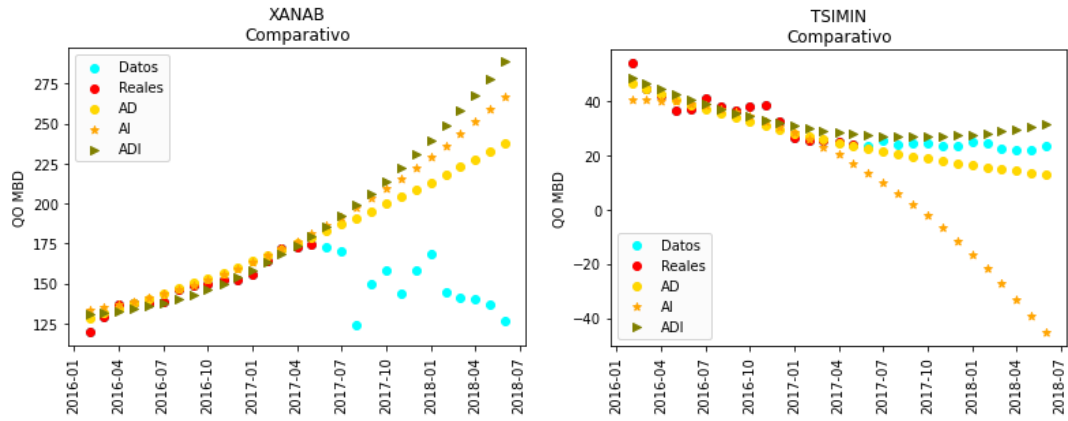


Figura 3.137: XANAB y TSIMIN 2016-2018

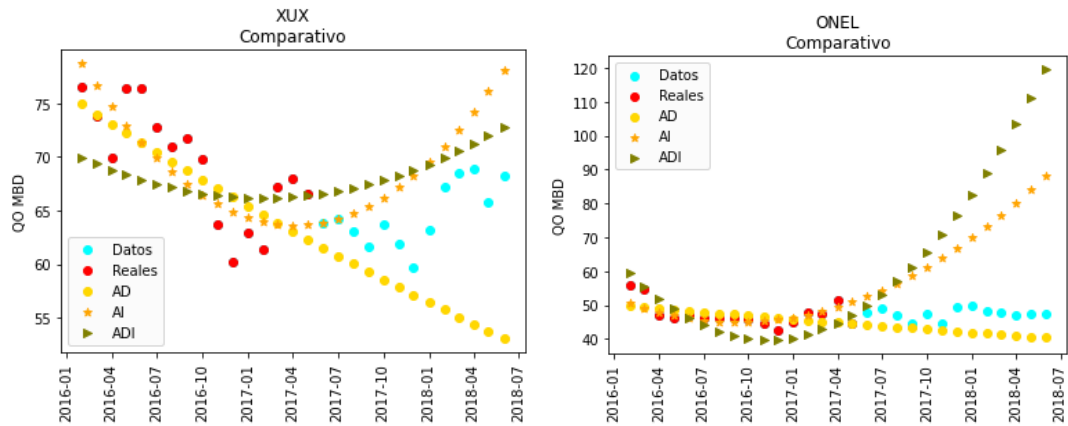


Figura 3.138: XUX y ONEL 2016-2018

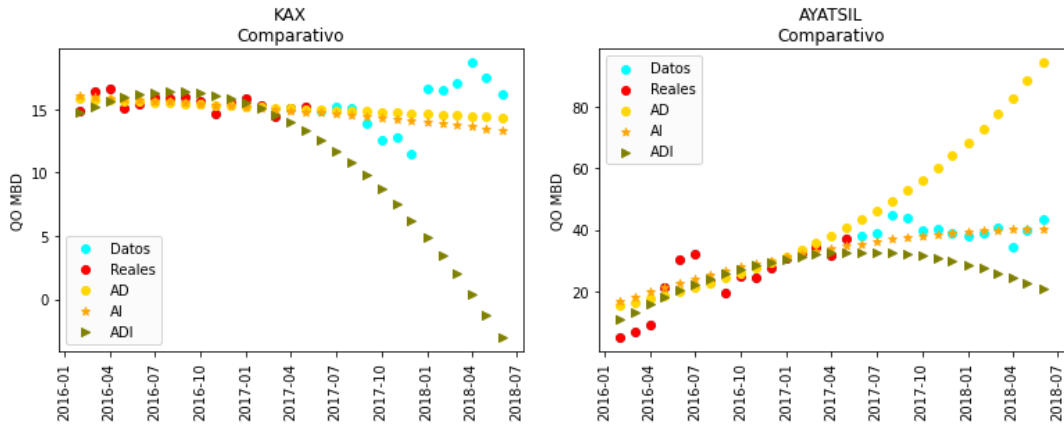


Figura 3.139: AYATSIL 2016-2018

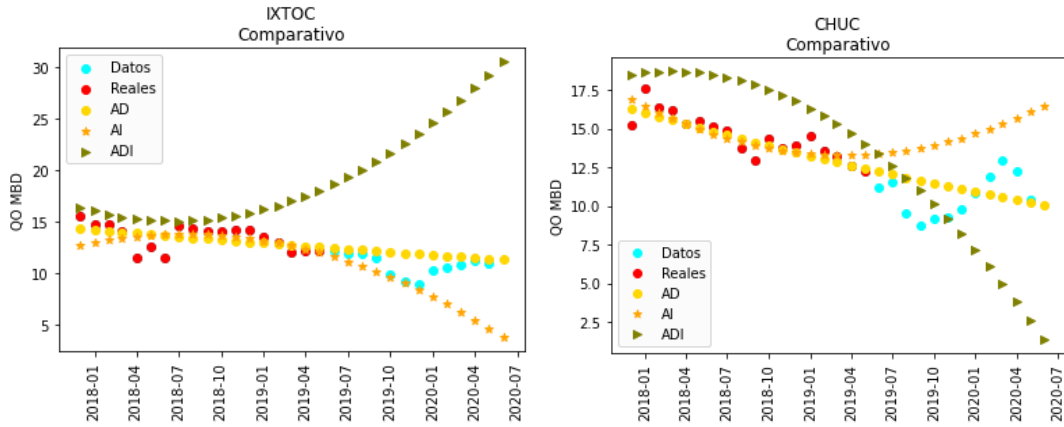


Figura 3.140: CHUC E IXTOC 2018-2020

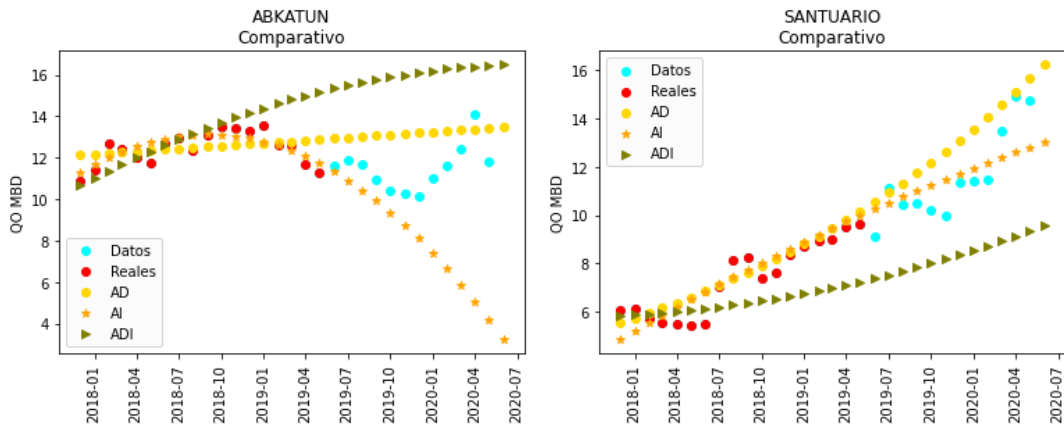


Figura 3.141: SANTUARIO Y ABKATUN 2018-2020



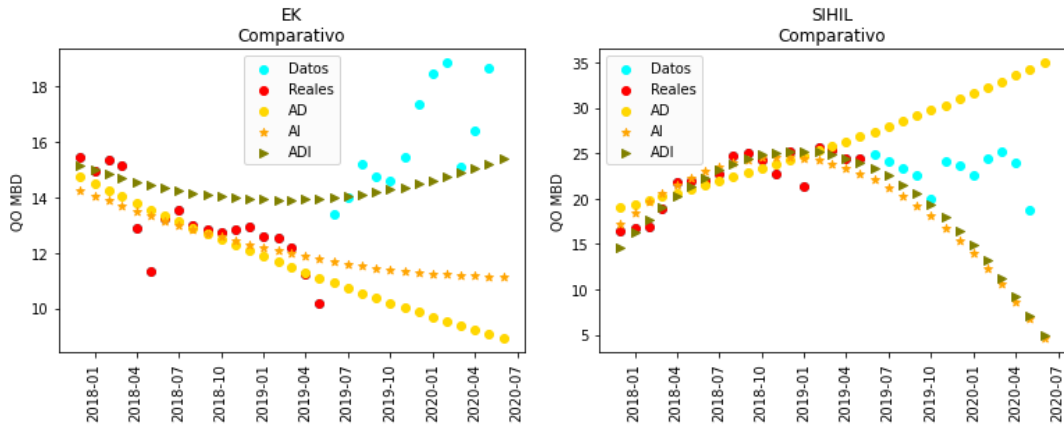


Figura 3.142: SIHIL Y EK 2018-2020

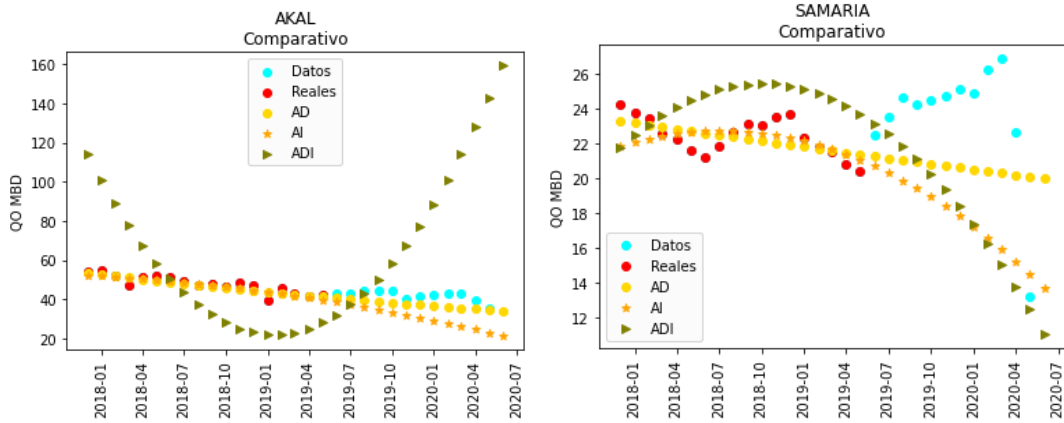


Figura 3.143: SAMARIA Y AKAL 2018-2020

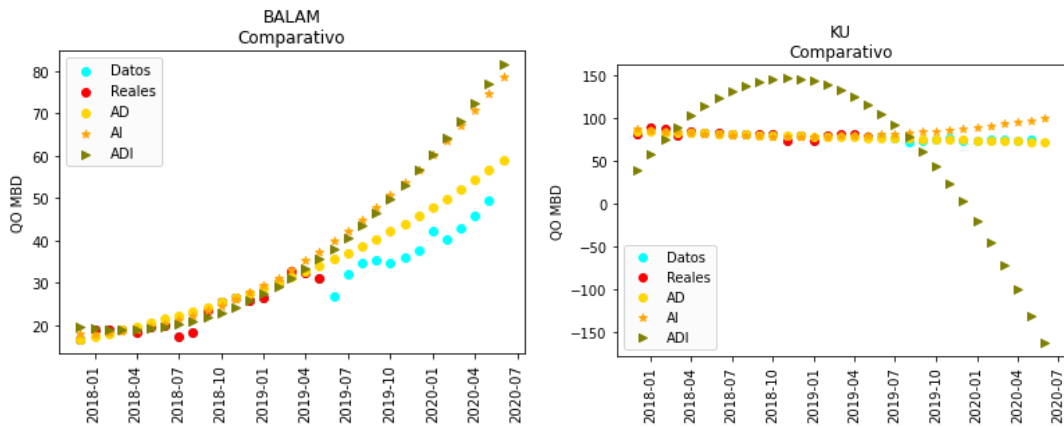


Figura 3.144: BALAM Y KU 2018-2020

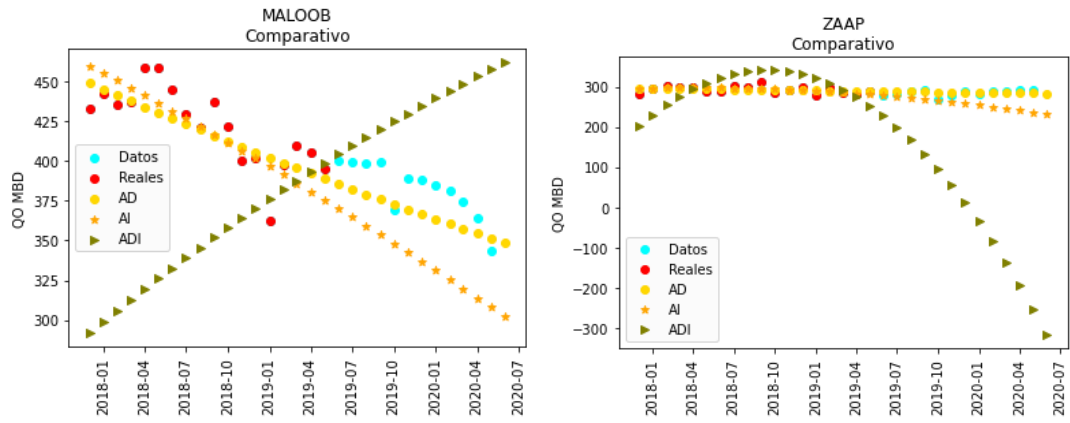


Figura 3.145: MALOOB Y ZAAP 2018-2020

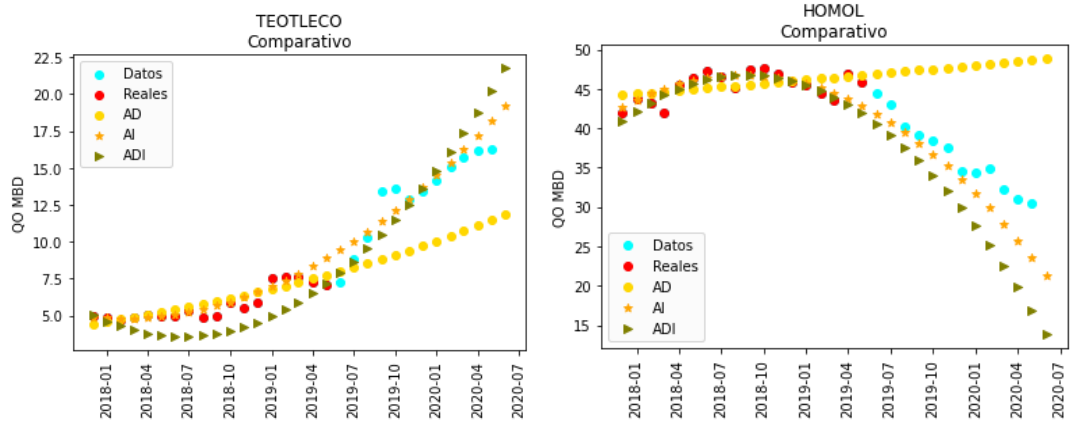


Figura 3.146: TEOTLECO Y HOMOL 2018-2020

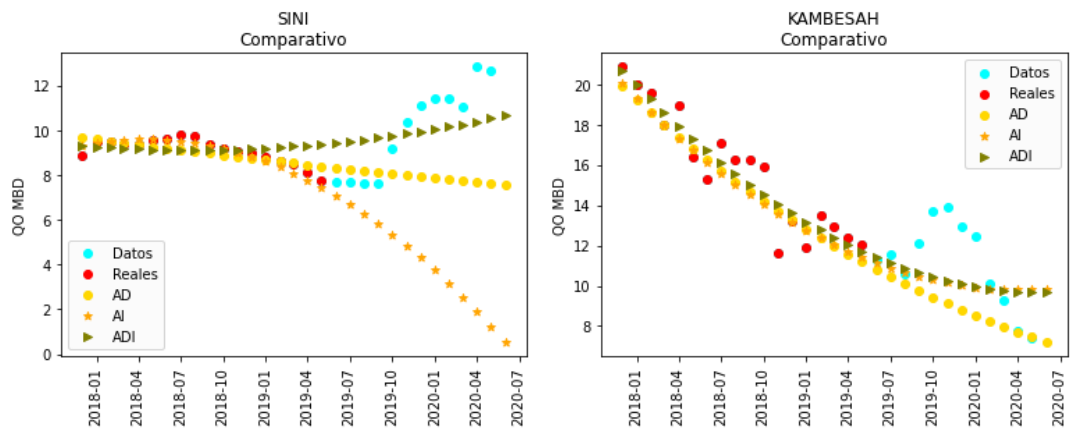


Figura 3.147: SINI Y KAMBESAH 2018-2020

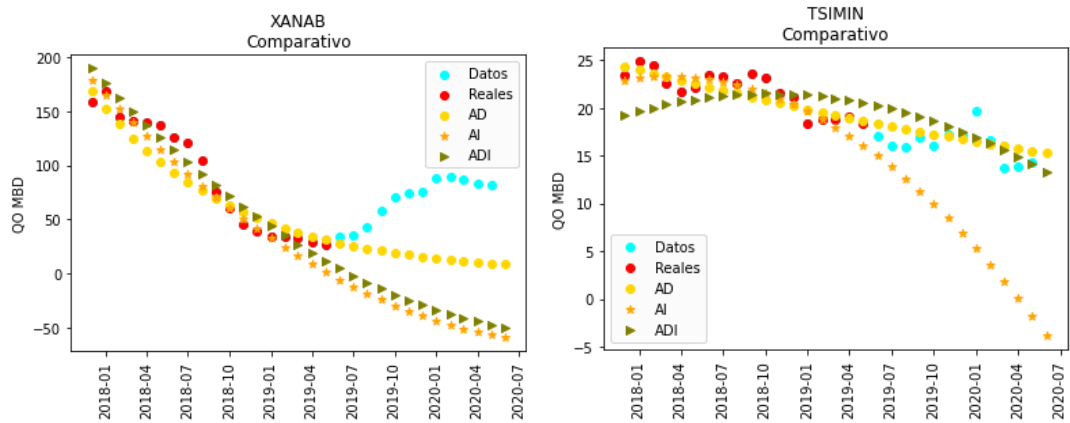


Figura 3.148: XANAB y TSIMIN 2018-2020

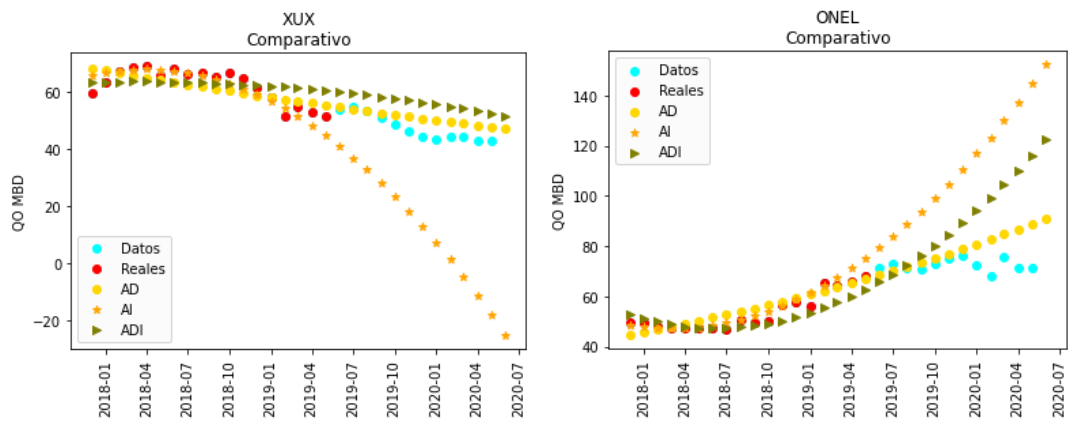


Figura 3.149: XUX y ONEL 2018-2020

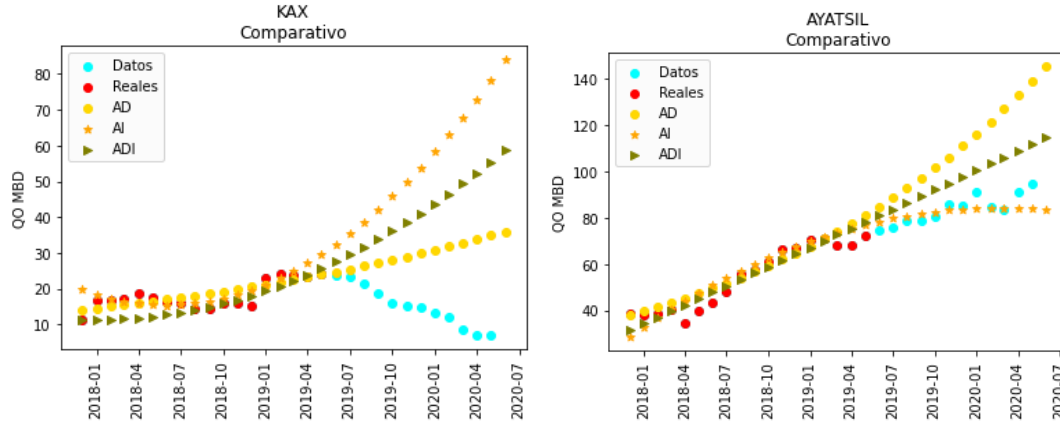


Figura 3.150: AYATSIL 2018-2020

A partir de estos dos análisis se genera la tabla 3.13 donde “N” indica que el modelo no predice ni se aproxima a los datos reales, “\*” que sí lo hace y “NA” que el campo no tuvo producción durante ese periodo de tiempo o que se tienen muy pocos datos para llevar a cabo un ajuste. El conteo de ajustes totales por método se llama “Evaluaciones”, el total de ajustes en que no se aproxima la producción estimada con el método de evaluación a la producción real del periodo se llama “Errores” y en los que si lo hace se llama “Aciertos” en la tabla 3.14, donde se observa que el ajuste exponencial acierta en predecir las tendencias de producción en un 51.1 % quedando como el mejor método, seguido del ajuste Indirecto con 45.5 % y finalmente el Doblemente Indirecto con 37.5 %.

Ahora bien existen casos como el de Abkatun 2018 - 2020 en que el modelo Indirecto acierta en una caída en la producción en los meses inmediatos pero luego ocurre un aumento en la producción que lleva los datos de producción a la tendencia marcada por el método de ajuste exponencial, Kambesah 2018 - 2020 en el que todos los métodos señalan una disminución en la producción pero esta aumenta para luego disminuir hasta los niveles que marcaban las tendencias de los ajustes, Sini 2018-2020 en que los primeros meses se acoplan a la curva del ajuste exponencial y los siguientes con la del ajuste Doblemente Indirecto.

En el caso del método Doblemente Indirecto, tiene el ajuste lineal en los datos una Rcuadrada muy pequeña en los casos de Ku, Maloob y Zaa, de estos en ningún análisis se predice con el modelo su tendencia de producción, lo mismo que con Abkatún, Ixtoc, pero también con campos con R cuadrada mayor como son el caso de Santuario, Kax, Akal y Xanab, aunque solo se realizaron dos evaluaciones por cada campo.

Y Xanab en el que ningún modelo en ninguna ocasión lo hace correctamente.

Campo	2005-2007		2011-2013		2016-2018			2018-2020		
	AD	AI	AD	AI	AD	AI	ADI	AD	AI	ADI
Ajuste	AD	AI	AD	AI	AD	AI	ADI	AD	AI	ADI
Ixtoc	N	*	N	N	*	N	N	*	*	N
Chuc	N	N	N	N	*	N	N	*	N	*
Abkatun	*	*	N	*	*	N	N	*	*	N
Santuario	N	N	N	N	N	N	N	*	*	N
Kax	*	N	N	*	*	*	N	N	N	N
Tizon	N	N	N	*	*	N	N	N	*	*
Ek	N	*	N	N	*	N	N	N	N	*
Sihil	*	N	*	*	N	N	N	N	*	*
Akal	N	N	*	N	*	*	N	*	*	N
Samaria	*	N	*	N	*	*	N	*	*	*
Balam	*	N	N	N	N	*	*	*	*	*
Ku	*	*	*	*	*	*	N	*	*	N
Malooob	N	N	N	N	*	*	N	*	*	N
Zaap	*	*	*	*	N	N	N	*	*	N
Teotleco	NA	NA	N	N	*	*	N	*	*	*
Homol	NA	NA	N	N	*	*	*	N	*	*
Xanab	NA	NA	N	N	N	N	N	N	N	N
SINI	NA	NA	NA	NA	N	N	N	*	N	*
Kambesah	NA	NA	NA	NA	N	*	*	*	*	*
Tsimin	NA	NA	NA	NA	*	N	*	N	N	N
Xux	NA	NA	NA	NA	*	*	*	N	N	N
Onel	NA	NA	NA	NA	*	N	N	*	N	*
Ayatsil	NA	NA	NA	NA	N	*	*	N	*	*

Tabla 3.13: Comparativo mejores ajustes

Método	Evaluaciones	Errores	Aciertos
Directo	79 ( 100 % )	38( 48.1 % )	41 (51.8 % )
Indirecto	79( 100 % )	43( 54.4 % )	36( 45.5 % )
Doble Indirecto	48( 100 % )	30( 62.5 % )	18( 37.5 % )

Tabla 3.14: Frecuencia de aciertos y errores de los métodos de estimación.

# Capítulo 4

## Resultados

Se ha logrado cambiar la inclinación de la balanza en el comercio exterior de crudo y sus derivados logrando en 2020 tener más ingresos por exportaciones que el invertido en comprar derivados de crudo a la par que se incrementa la cantidad de petrolíferos producidos por PEMEX y a pesar del disparo en la producción de combustóleo.

Existen en junio del 2020 199 campos productores de petróleo, con datos de diciembre de cada año desde 1981 se ve que pasan de 143 campos a 186 en 1989, en los noventas la cantidad de campos se mueve entre 190 y 203, lo mismo que en los 2000, periodo en que PEMEX alcanza su máximo de producción con Akal aportando dos terceras partes de la producción, como se muestra en las primeras partes de este trabajo, ya en los 2010 se llega a tener un máximo de 233 campos en 2013 y de ahí una baja en el número de campos que reportaron producción hasta llegar a los 196 en diciembre de 2018.

En cuanto a los gastos de los campos productores de petróleo se analizó mayo de 1980, octubre de 1995, diciembre de 2003, octubre de 2017 y junio de 2020 encontrando que cerca de 100 campos producen menos de mil barriles diarios en todos los eventos de análisis, y en el lado contrario un solo campo, Akal, en diciembre de 2003 producía el 61 % del total nacional, por los demás periodos de estudio es uno o dos campos los que producen alrededor de 25 a 38 por ciento del nacional. De este tipo de análisis resulta que en junio de 2020 23 campos producen el 77.1 % del total nacional, de ahí que se eligió observar y trabajar con estos campos siendo Maloob y Zaap quienes mantienen más del 35 % total actualmente, teniendo Maloob una clara tendencia a la baja en su producción mientras Zaap parece mantenerse.

Bajo el criterio establecido del signo en el ajuste exponencial que indica que en caso de ser negativo el signo de la variable independiente de los parámetros de ajuste se tiene una tendencia a la baja, si se analiza por sexenio los porcentajes de campos a la alza, del 2000 al 2006 es en un margen del 36 al 39 por ciento, de 2006 a 2012 se encuentra entre el 43 y 48 por ciento y de 2012 a 2018, el sexenio de la reforma energética el rango va de 30 al 36, exceptuando el 2015 con 43 por ciento, el primer año del sexenio en curso de 2018 a diciembre de 2019 se tiene un 43 por ciento de campos a la alza y en el primer semestre de 2020 una caída a 37 por ciento de campos a la alza.

De los campos analizados por la relevancia de su producción se ve en la tabla 3.8 su producción en junio de 2020 y el porcentaje que representa de la producción total nacional. De estos 24 campos 15 tuvieron en los últimos diez meses una caída en su producción (MALOOB, ZAAP, KU, XUX, AKAL, HOMOL, SAMARIA, SIHIL, TSIMIN, TIZON, KAX, KAMBESAH, ABKATUN, CHUC, IXTOC) mientras campos como Ayatsil de una forma u otra tienden a mantenerse en un mismo margen de gastos de aceite, particular importancia tienen Maloob y Zaap al encontrarse en rangos de producción muy superiores a los demás campos, de estos dos campos se ve en la figura 4.1 que desde 2017 Maloob está en caída de producción con una tendencia que parece no revertirse y Zaap en una meseta superior de producción desde 2009 que de igual forma sería extraño poder superar.

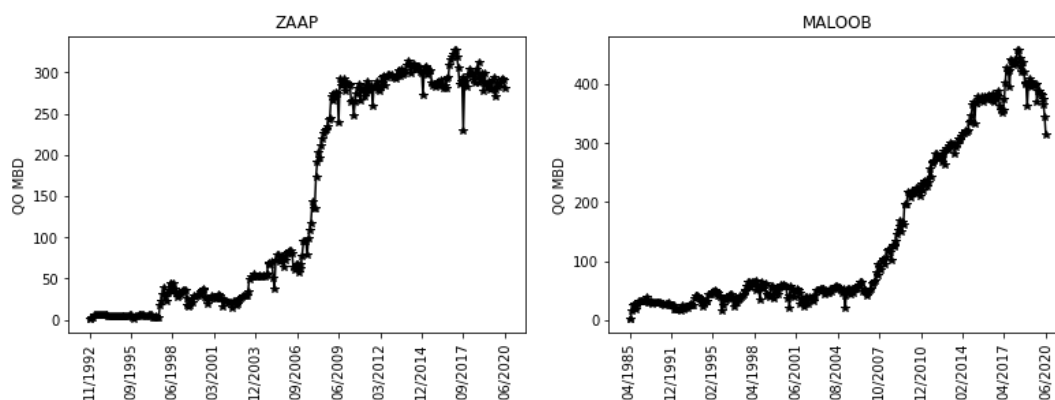


Figura 4.1

Luego están los 8 campos con tendencias a incrementar sus gastos de producción, (XANAB, ONEL, BALAM, EK, TEOTLECO, SANTUARIO, SINI, MIZTON), de los cuales Xanab, Onel y Balam son los que tienen mayor producción, aunque muy por debajo de Maloob y Zaap, sus históricos de producción se pueden ver en las figuras 4.2 y 4.3, y así vemos a Balam con producción desde 1993 con un pico apenas por arriba de los 50 Mbd que no mantuvo por mucho tiempo, desde 2011 ha incrementado su producción lentamente para estar hoy en día cerca de ese mismo nivel de producción, por su parte Xanab y Onel son campos de finales y principios de 2010, Xanab tuvo su pico a finales de 2016 cerca de los 175 Mbd y Onel se encuentra cerca de su mejor producción por debajo de los 80 Mbd, salta a la vista que las producciones más altas de estos campos están aún muy por debajo de los gastos actuales de Maloob y Zaap.

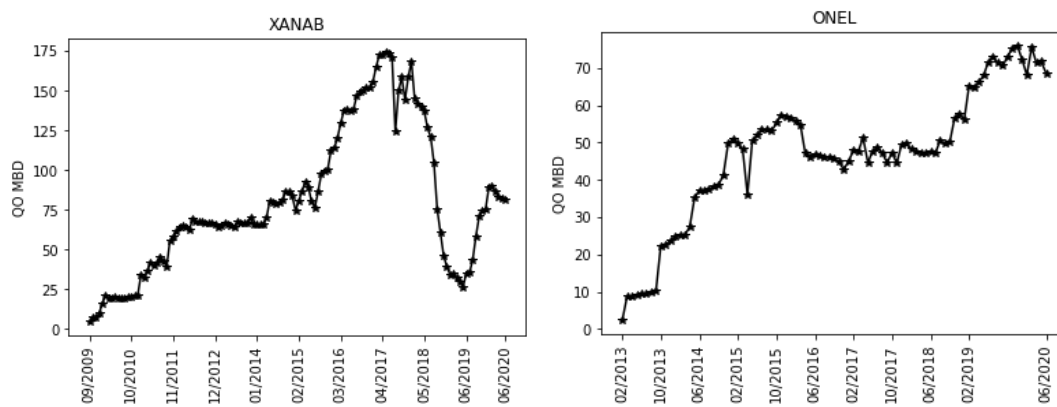


Figura 4.2

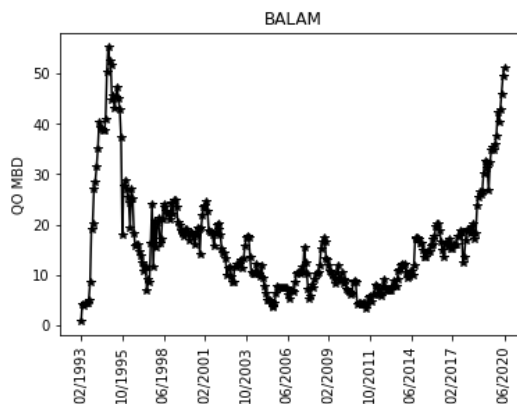


Figura 4.3



El modelo de ajuste al que se llamó doblemente indirecto da buenos resultados al reproducir el histórico de producción de la mayoría de los campos, pero al momento de usarse como método predictivo se disminuye su eficacia debido a la mala calidad de los datos de entrada, ya que en cierto sentido arrastra el error de las predicciones de la producción de gas, agua y nitrógeno (como prueba y ejemplo de esto está Sihil en la fig. 3.96 donde el modelo atina a reproducir los datos con entradas reales pero con los datos estimados no alcanza a definir una tendencia, lo mismo para Chuc en la figura 3.92), de poder mejorar la calidad de éstas se debería disminuir también el error del modelo, por otro lado, un ajuste de este tipo con buena calidad de ajuste debería servir para identificar casos de producción anormal.

El modelo de ajuste polinómico da buenos resultados en algunos campos pero falla en la mayoría, sin embargo sería interesante ajustar los datos de producción acumulada reales y no el acumulado del dato mensual, esperando que esto pueda arrojar mejores resultados.

En cuanto al ajuste a una función exponencial suele dar buenos resultados en cuanto a la calidad del ajuste y de las predicciones.

La mayor parte de los principales campos productores de petróleo están declinando su producción con rangos de caída que resultaría difícil revertir.

Los campos que reportan periodos de producción de aceite con altos gastos de gas dan cuenta de cambios en las condiciones de yacimiento de los campos productores.

#### **4.0.1. Evaluación Nacional**

En la imagen 4.4 se repite de nueva cuenta la producción nacional; se ve que está declinando hasta pasando 2018 y una serie de puntos que no terminan por marcar un cambio en la tendencia pero que pareciera que lo harán.

Se hizo lo siguiente:

1. Se tomó una lista de los nombres de los 199 campos productores de petróleo a junio de 2020 y se extrajo de la base de datos sus historiales de producción.
2. Se realizó un ajuste exponencial de todos los campos de enero de 2019 a junio de 2016 y se extrapolaron la función hasta julio de 2021, esto se guardó en un arreglo de datos con 199 columnas correspondientes a cada campo y una fila por cada mes de enero de 2019 a julio de 2021 para en la columna 200 ingresar la suma de cada fila y esta correspondería a la producción nacional estimada, véase la figura 4.5
3. Finalmente se generó la figura 4.6 donde se compara la producción nacional real y la estimada con su proyección.

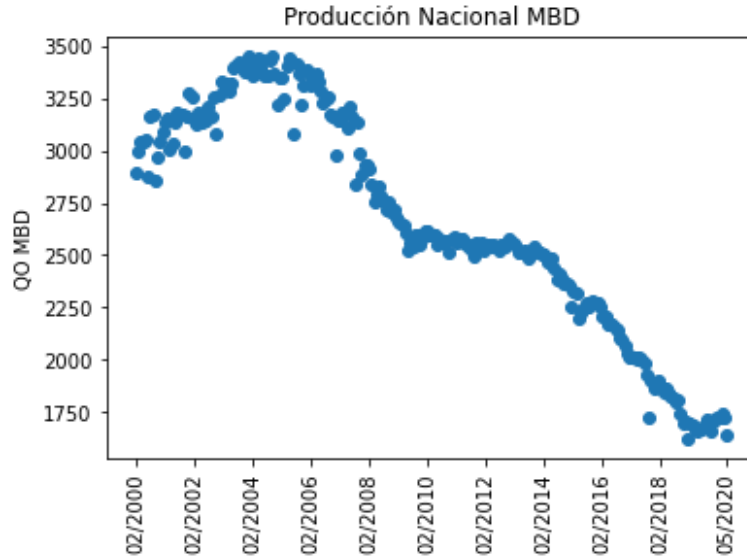


Figura 4.4: Producción Nacional de Petróleo

De este análisis se encuentra:

Primero: el ajuste aproxima muy bien los datos reales de producción.

Segundo: la extrapolación marca un aumento en la producción muy importante, esto a pesar de que en esta fecha solo el 37.68 % de los campos están aumentando su producción.

Esto debe tomarse con precaución pues se ha visto que el modelo con ajuste exponencial suele fallar en más del 50 % de sus análisis.

	ABKATUN	ACUATEMPA	...	ZAPOTALILLO	SUMA
2019-02-01	11.769907	0.514081	...	0.051651	1701.727565
2019-03-01	11.741788	0.493614	...	0.051398	1693.243207
2019-04-01	11.713736	0.473963	...	0.051147	1685.724107
2019-05-01	11.685751	0.455093	...	0.050898	1679.173620
2019-06-01	11.657833	0.436975	...	0.050649	1673.598712
2019-07-01	11.629982	0.419578	...	0.050402	1669.010029
2019-08-01	11.602197	0.402874	...	0.050155	1665.422001
2019-09-01	11.574478	0.386834	...	0.049910	1662.852966
2019-10-01	11.546826	0.371434	...	0.049667	1661.325346
2019-11-01	11.519240	0.356646	...	0.049424	1660.865834
2019-12-01	11.491720	0.342447	...	0.049183	1661.505646
2020-01-01	11.464265	0.328814	...	0.048942	1663.280792
2020-02-01	11.436877	0.315723	...	0.048703	1666.232412
2020-03-01	11.409553	0.303153	...	0.048465	1670.407154
2020-04-01	11.382295	0.291084	...	0.048229	1675.857618
2020-05-01	11.355102	0.279496	...	0.047993	1682.642865
2020-06-01	11.327974	0.268368	...	0.047759	1690.829003
2020-07-01	11.300911	0.257684	...	0.047525	1700.489863
2020-08-01	11.273912	0.247425	...	0.047293	1711.707777
2020-09-01	11.246978	0.237574	...	0.047062	1724.574467
2020-10-01	11.220108	0.228116	...	0.046832	1739.192077
2020-11-01	11.193303	0.219034	...	0.046604	1755.674353
2020-12-01	11.166561	0.210314	...	0.046376	1774.148011
2021-01-01	11.139884	0.201941	...	0.046149	1794.754309
2021-02-01	11.113270	0.193901	...	0.045924	1817.650868
2021-03-01	11.086719	0.186182	...	0.045700	1843.013782
2021-04-01	11.060232	0.178769	...	0.045476	1871.040049
2021-05-01	11.033809	0.171652	...	0.045254	1901.950408
2021-06-01	11.007448	0.164818	...	0.045033	1935.992625

Figura 4.5: Data Frame con estimaciones, formato Anaconda Python

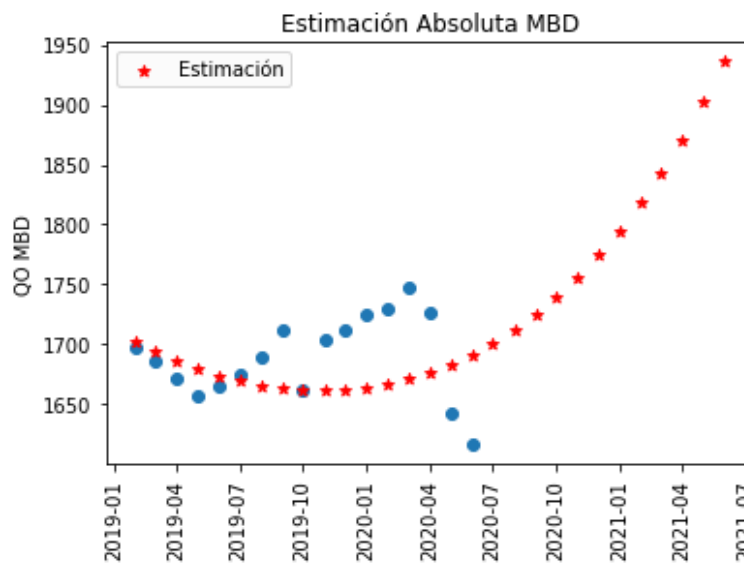


Figura 4.6: Producción Nacional y Proyección con Ajuste Exponencial

# Capítulo 5

## Conclusiones

A manera de validar los datos de producción petrolera a nivel nacional se comprobó que cumplen con la ley de números anómalos de Benford, tanto en la producción de aceite, agua, gas y nitrógeno.

Al menos desde 1980 se ha tenido un marco de producción nacional con alrededor de cien campos por debajo de los mil barriles diarios y uno o dos campos produciendo más del treinta por ciento del petróleo. Esto puede cambiar con la caída en la producción de Maloob y Zaap si ningún otro campo toma su lugar.

Al investigar si la producción de petróleo en los principales campos de México siguen una tendencia definible a partir de los métodos evaluados (a los que se llamó directo, indirecto y doblemente indirecto), se encontró que en al menos un 46 por ciento de las evaluaciones se predice la tendencia de producción, mientras que en el otro 54 por ciento esto no ocurre, con ello la confianza al hacer estimados de la producción futura con estos métodos quedaría muy en entre dicho. La relativamente mala calidad de las estimaciones se atribuye a la limitada información con que se cuenta, sin embargo, otorga herramientas suficientes para al menos cuestionar a quienes tienen acceso a mayor información y brindan una alternativa adicional de análisis, en paralelo a otros métodos ingenieriles tradicionales de proyección y pronóstico de producción.

El ajuste a una función exponencial define mejor las tendencias de producción, comparado con los métodos que en este trabajo se llamaron indirecto y doblemente indirecto.

En el caso del modelo doblemente indirecto su fracaso como método para estimar producciones futuras o determinar tendencias de producción se atribuye a que tampoco se pudo definir tendencias adecuadamente de la producción de agua, gas y nitrógeno.

Aparte de la calidad de los ajustes es evidente que de los campos analizados varios de ellos muestran tendencias que se han mantenido no por meses sino por años a la baja (véase de la figura 6.1 a la 6.12 ), tal es el caso de Tsimin (0.91 % aporte a la producción nacional), Abkatún (0.637 %), Sihil (1.019 %), Maloob (19.49 %), Xux (2.56 %), Ku (4.34 %), Samaria (0.98 %), Kambesah (0.483 %), Ixtoc (0.663 %), Homol (1.780 %),

Chuc(0.625 %), y Akal(2.258 %) que han tenido periodos largos a la baja en su producción y que actualmente representan el 35.6 % de la producción total. Mostrando la importancia de seguir manteniendo una adecuada actividad exploratoria para promover la incorporación de más campos que puedan ser descubiertos, desarrollados y explotados en los siguientes años, si se quiere cumplir con los diferentes objetivos planteados en los planes estratégicos gubernamentales.

Independientemente de las tendencias de producción de petróleo la construcción de la refinería de Dos Bocas y en general el Plan Nacional de Refinación continúa.

Los ajustes a función exponencial en Maloob aciertan junto con el ajuste indirecto solo en dos de los cuatro periodos analizados, 2016-2018 y 2018-2020, mientras el ajuste doblemente indirecto no lo hace nunca, en el caso de los meses futuros a junio de 2020 ambos modelos marcan tendencias diferentes pero ambos a la baja, siendo el ajuste exponencial el que señala un mantenimiento de la producción. Conforme se implementen más estimaciones y sus respectivas evaluaciones se podrán establecer mejores criterios de aplicabilidad.

Si Maloob sigue la tendencia marcada por el ajuste exponencial de junio de 2020 a julio de 2021 no habría mayor problema pero si sigue el que marca el ajuste indirecto entonces para 2021 se habría predicho solo con este campo 150 MBD que equivale a la producción actual en conjunto de Akal y Balam.

En el caso de Zaap ambos modelos ajustan en 3 de 4 evaluaciones y para los meses futuros señalan una tendencia a mantener la producción como se muestra en la figura 5.1.

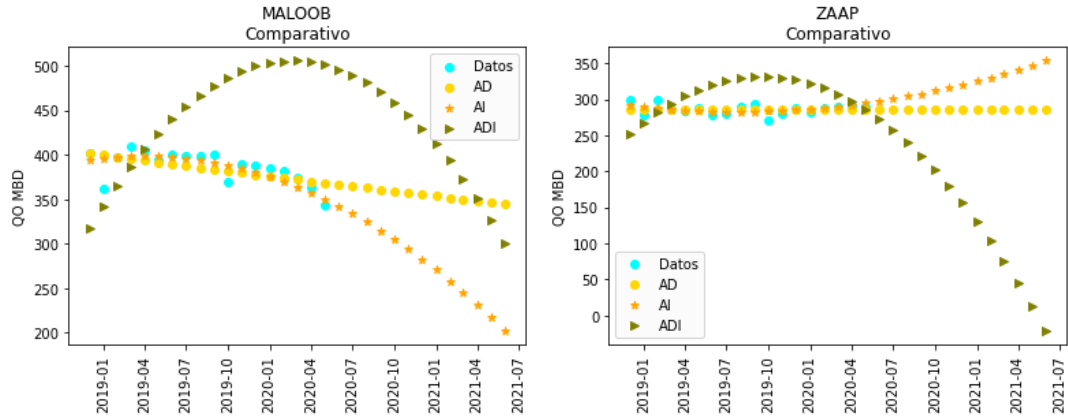


Figura 5.1

Con la actual tendencia de caída en la producción de Maloob y la incertidumbre respecto a la continuidad de la producción en Zaap al menos con la información que se manejó en este trabajo es de prever que llevar la producción que actualmente ronda los 1 millón 600 mil barriles diarios a las metas de producción de PEMEX requerirá de campos nuevos e incrementar reservas, tal como el Plan de Negocios de PEMEX señala, e incrementar la producción de los campos existentes, cosa que parece tan difícil como mantener la producción actual apenas por arriba de los 1 600 MBD.

Ars longa, vita brevis

# Bibliografía

- [1] ARENDT H..(2015).*Sobre la violencia*, Madrid, Alianza, (trad.: Guillermo Solana)
- [2] PEMEX.(2022).*Estadísticas Petroleras*, Ciudad de México, PEMEX, (Gerencia de Análisis de la Información Institucional)
- [3] ALBON C..(2018).*Machine Learning with Python Cookbook*, Sebastopol, CA:O'Reilly Media, Inc.
- [4] CNH.(2017). *Contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE 2017*, <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-m2-santuario-el-golpe2017/?tab=02>
- [5] EL UNIVERSAL.(2020). *Gurría hace "mea culpa" por trato fiscal a Pemex; pide transitar a energías limpias*, <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/economia/gurria-hace-mea-culpa-por-trato-fiscal-pemex-pide-transitar-energias-limpias>
- [6] PEÑA, N..(2013). *Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*
- [7] CNIH.(2021).*Datos de producción mensual de aceite, gas, condensado y agua por campo y ubicación. Datos a enero de 2021*, México, CNH <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx>
- [8] SCIPY.(2021).*scipy.optimize.curve\_fit*, [https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.curve\\_fit.html](https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.curve_fit.html)
- [9] PEMEX.(2018).*Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023*
- [10] PEMEX.(2018).*Plan Nacional de Refinación, Comunicado de prensa 93 del 09 de diciembre de 2018* Terminal Marítima de Dos Bocas
- [11] NIGRINI MARK J..(2012). *Benford's law: applications for forensic accounting, auditing, and fraud detection*, Hoboken New Jersey:John Wiley& Sons, Inc.
- [12] SIH.(2020).*Sistema de Información de Hidrocarburos* <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- [13] BANCO DE MÉXICO.(2020).*Histórico de precio de la mezcla mexicana de petróleo* <https://www.banxico.org.mx/apps/gc/precios-spot-del-petroleo-gra.html>

- [14] ANDERSON BÁRBARA.2019.¿Quién endeudó más a Pemex? <https://www.milenio.com/opinion/barbara-anderson/nada-personal-solo-negocios/quien-endeudo-mas-a-pemex>
- [15] DOF.2010.*Acuerdo por el que se integra el Sistema Nacional de Hidrocarburos*[https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5160857&fecha=28/09/2010](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5160857&fecha=28/09/2010)
- [16] CERVANTES JESUSA.(2020).*El contrato de Etileno XXI, obra de Felipe Calderón* <https://www.proceso.com.mx/reportajes/2020/8/8/el-contrato-de-etileno-xxi-obra-de-felipe-calderon-247409.html>
- [17] REDACCIÓN ARISTEGUI NOTICIAS.(2020).*Peña 'presionó' para compra de Fertinal; se orquestó para beneficiar a Banco Azteca: Lozoya* <https://aristeginoticias.com/0709/mexico/pena-presiono-para-compra-de-fertinal-se-orquesto-para-beneficiar-a-banco-azteca-lozoya/>
- [18] SÁNCHEZ OSCAR.(2021).*Así compró Pemex la planta de Agronitrogenados, propiedad de Alonso Ancira* <https://www.msn.com/es-mx/noticias/mexico/as%C3%AD-compr%C3%B3-pemex-la-planta-de-agronitrogenados-propiedad-de-alonso-ancira/ar-BB1dmn8p>
- [19] OLEA, IVAN , TABATABAIE, HAMED , MATTAR, LOUIS , AND REZA KHAKSARFARD..(2020). *Use of Normalized Cumulative Production Curves to Estimate Ultimate Recovery of Unconventional Plays in North America*. Paper presented at the SPE Canada Unconventional Resources Conference, Virtual, September 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/199981-MS>
- [20] ZEESHAN T. .(2016).*A New Artificial Intelligence Based Empirical Correlation to Predict Sonic Travel Time*, International Petroleum Technology Conference



# Capítulo 6

## Anexos

- 6.1. Producción por campo y porcentaje del total de los campos productores de aceite en junio de 2020

Campos	QO MBD	Porcentaje	Campos	QO MBD	Porcentaje
ABKATUN	10.289	0.637	COAPECHACA	4.504	0.279
ACUATEMPA	0.214	0.013	COMOAPA	1.110	0.069
AGUA FRIA	1.982	0.123	COPAL	0.072	0.004
AGUA NACIDA	0.080	0.005	CORCOVADO	1.312	0.081
AGUACATE	0.407	0.025	CORRALILLO	1.439	0.089
AKAL	36.489	2.258	COSTERO	3.199	0.198
ALAMO SAN ISIDRO	0.237	0.015	COYOL	0.081	0.005
ALAZAN	0.045	0.003	COYOTES	0.296	0.018
ALTAMIRA	0.759	0.047	COYULA	0.086	0.005
AMATITLAN	0.000	0.000	CUICHAPA PONIENTE	2.448	0.151
ANGOSTURA	0.393	0.024	CUNDUACAN	1.969	0.122
ARAGON	0.554	0.034	CUPACHE	0.098	0.006
ARENQUE	3.723	0.230	EBANO CHAPACAO	3.519	0.218
ARROYO PRIETO	0.916	0.057	EDEN JOLOTE	4.871	0.301
ARTESA	0.058	0.004	EK	18.476	1.143
AYAPA	0.031	0.002	EL GOLPE	1.378	0.085
AYATSIL	99.165	6.136	EL TREINTA	5.446	0.337
AYOCOTE	2.401	0.149	ESCARBADO	0.485	0.030
BACAB	3.789	0.234	ESCOBAL	0.559	0.035
BACAL	0.305	0.019	EZEQUIEL ORDONEZ	0.217	0.013
BALAM	51.163	3.166	FURBERO	0.873	0.054
BARCODON	0.255	0.016	GALLO	0.012	0.001
BATAB	1.804	0.112	GASIFERO	5.264	0.326
BEDEL	6.150	0.381	GAUCHO	0.009	0.001
BELLOTA	3.170	0.196	GUARICHO	2.762	0.171
BLASILLO	0.558	0.035	HALLAZGO	0.610	0.038
BOLONTIKU	6.682	0.413	HOK	3.789	0.234
BRICOL	3.070	0.190	HOKCHI	1.979	0.122
BRILLANTE	1.486	0.092	HOMOL	28.769	1.780
CAAN	4.660	0.288	HORCON	0.064	0.004
CACALILAO	1.151	0.071	HORCONES	0.036	0.002
CACTUS	1.444	0.089	HUEHUETEPEC	0.025	0.002
CAPARROSO PIJJE ESCUINTLE	8.802	0.545	HUMAPA	0.553	0.034
CARDENAS	2.790	0.173	IRIDE	5.012	0.310
CASTARRICAL	0.360	0.022	IXTAL	15.750	0.975
CENTURION	0.009	0.001	IXTOC	10.719	0.663
CERRO DEL CARBON	0.021	0.001	JACINTO	0.691	0.043
CERRO VIEJO	0.146	0.009	JILIAPA	0.243	0.015
CHAC	5.962	0.369	JOSE COLOMO	0.014	0.001
CHICHIMANTLA	0.092	0.006	JUAN FELIPE	0.276	0.017
CHINCHORRO	1.403	0.087	JUJO TECOMINOACAN	8.121	0.502
CHIPILIN	0.367	0.023	KAB	5.350	0.331
CHOCOL	0.242	0.015	KAMBESAH	7.809	0.483
CHUC	10.105	0.625	KANAAB	3.413	0.211
CHUHUK	2.258	0.140	KANENI	0.275	0.017
CIBIX	1.690	0.105	KAX	6.959	0.431
CINCO PRESIDENTES	7.090	0.439	KU	70.144	4.340

Campos	QO MBD	Porcentaje	Campos	QO MBD	Porcentaje
KUIL	4.485	0.278	RODADOR	2.286	0.141
KUTZ	0.857	0.053	SALINAS BARCO CARACOL	0.057	0.004
LA LAJA	0.226	0.014	SAMARIA	15.838	0.980
LACAMANGO	0.399	0.025	SAN ANDRES	0.708	0.044
LIMON	0.056	0.003	SAN DIEGO CHICONCILLO	0.062	0.004
LOS SOLDADOS	1.391	0.086	SAN RAMON	1.923	0.119
LUM	1.503	0.093	SANTA AGUEDA	1.235	0.076
LUNA PALAPA	1.498	0.093	SANTIAGO	0.001	0.000
MADREFIL	6.046	0.374	SANTUARIO	14.055	0.870
MAGALLANES TUCAN PAJONAL	1.524	0.094	SEN	3.363	0.208
MALOOB	315.087	19.496	SHISHITO	2.586	0.160
MALVA	0.178	0.011	SIHIL	16.474	1.019
MANIK	1.320	0.082	SINAN	4.560	0.282
MAXOCHITL	0.025	0.002	SINI	12.580	0.778
MESA CERRADA	0.073	0.005	SITIO GRANDE	0.257	0.016
MIAHUAPAN	0.756	0.047	SOLEDAD	0.597	0.037
MIQUETLA	1.104	0.068	SOLEDAD NORTE	0.563	0.035
MIZTON	18.696	1.157	SO LIS TIERRA AMARILLA	0.280	0.017
MORA	2.901	0.180	SUNUAPA	1.935	0.120
MORALILLO	0.247	0.015	SUR CHINAMPA NORTE DE AMATLAN	0.426	0.026
MOZUTLA	0.079	0.005	SUR DE AMATLAN	0.540	0.033
MULACH	17.783	1.100	TAJIN	1.532	0.095
MUNDO NUEVO	0.187	0.012	TAKIN	6.097	0.377
MURO	0.122	0.008	TAMAULIPAS CONSTITUCIONES	3.685	0.228
NISPERO	2.762	0.171	TARATUNICH	1.891	0.117
NOHOCH	4.898	0.303	TEJADA	0.236	0.015
NUEVO PROGRESO	0.026	0.002	TEMAPACHE	0.006	0.000
OCH	8.121	0.502	TEOTLECO	16.210	1.003
OCOTEPEC	0.179	0.011	TEPETATE NORTE CHINAMPA	0.193	0.012
OGARRIO	7.159	0.443	TERRA	8.647	0.535
ONEL	68.671	4.249	TIERRA BLANCA CHAPOPOTE NUNEZ	0.310	0.019
OTATES	0.893	0.055	TIHUATLAN	0.033	0.002
OXIACAQUE	1.486	0.092	TINTAL	1.383	0.086
PACHE	0.872	0.054	TIUMUT	0.235	0.015
PALO BLANCO	0.096	0.006	TLACAME	6.960	0.431
PANKIWI	0.043	0.003	TOKAL	3.100	0.192
PANUCO	0.970	0.060	TOPILA	0.052	0.003
PAPANTLA	0.007	0.000	TOTECO CERRO AZUL	1.127	0.070
PAREDON	1.392	0.086	TRES HERMANOS	1.239	0.077
PARETO	0.901	0.056	TSIMIN	14.886	0.921
PERDIZ	0.695	0.043	TUPILCO	3.000	0.186
PLATANAL	0.786	0.049	UECH	5.185	0.321
POKCHE	7.949	0.492	VERNET	0.312	0.019
POL	1.340	0.083	XANAB	81.582	5.048
POTRERO DEL LLANO HORCONES	0.192	0.012	XIKIN	0.513	0.032
POZA RICA	6.079	0.376	XOCOTLA	0.027	0.002
PRESIDENTE ALEMAN	1.099	0.068	XUX	41.486	2.567
PUERTO CEIBA	6.073	0.376	YAGUAL	2.212	0.137
RABASA	9.336	0.578	YAXCHE	26.263	1.625
RANCHO NUEVO	0.432	0.027	ZAAP	280.463	17.354
REMOLINO	1.710	0.106	ZACAMIXTLE	0.059	0.004
RIACHUELO	0.080	0.005	ZAPOTALILLO	0.062	0.004
RIO NUEVO	0.194	0.012			

Tabla 6.1: Producción por campo y porcentaje correspondiente en junio de 2020

**6.2. Total de campos productores de aceite, número y porcentaje de campos con tendencia a la alza de 1981 a 2019**

FECHA	Totales	Incrementando	Porcentaje al alza
12/1981	143.000	58.000	40.559
12/1982	152.000	60.000	39.474
12/1983	153.000	57.000	37.255
12/1984	148.000	55.000	37.162
12/1985	149.000	57.000	38.255
12/1986	156.000	69.000	44.231
12/1987	159.000	67.000	42.138
12/1988	158.000	70.000	44.304
12/1989	186.000	86.000	46.237
12/1990	194.000	94.000	48.454
12/1991	200.000	84.000	42.000
12/1992	193.000	83.000	43.005
12/1993	203.000	88.000	43.350
12/1994	203.000	91.000	44.828
12/1995	203.000	85.000	41.872
12/1996	206.000	84.000	40.777
12/1997	205.000	87.000	42.439
12/1998	199.000	66.000	33.166
12/1999	180.000	46.000	25.556
12/2000	177.000	71.000	40.113
12/2001	178.000	67.000	37.640
12/2002	181.000	70.000	38.674
12/2003	197.000	74.000	37.563
12/2004	198.000	77.000	38.889
12/2005	198.000	73.000	36.869
12/2006	190.000	82.000	43.158
12/2007	180.000	76.000	42.222
12/2008	171.000	75.000	43.860
12/2009	193.000	96.000	49.741
12/2010	204.000	98.000	48.039
12/2011	215.000	104.000	48.372
12/2012	230.000	103.000	44.783
12/2013	233.000	84.000	36.052
12/2014	225.000	77.000	34.222
12/2015	220.000	95.000	43.182
12/2016	206.000	62.000	30.097
12/2017	205.000	62.000	30.244
12/2018	196.000	73.000	37.245
12/2019	201.000	87.000	43.284
06/2020	199.00	75.00	37.688

Tabla 6.2: Total de campos productores de aceite con tendencia a la alza en la producción por año, de 1980 a 2019

### 6.3. Histórico de producción de campos analizados

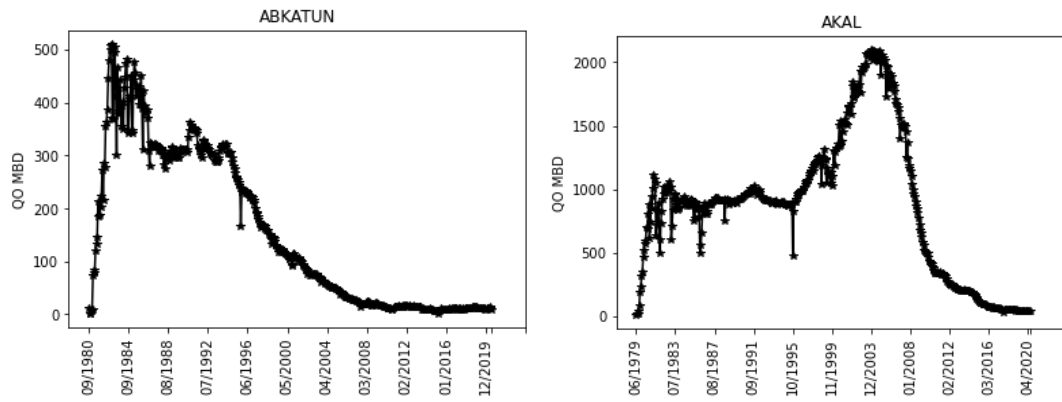


Figura 6.1

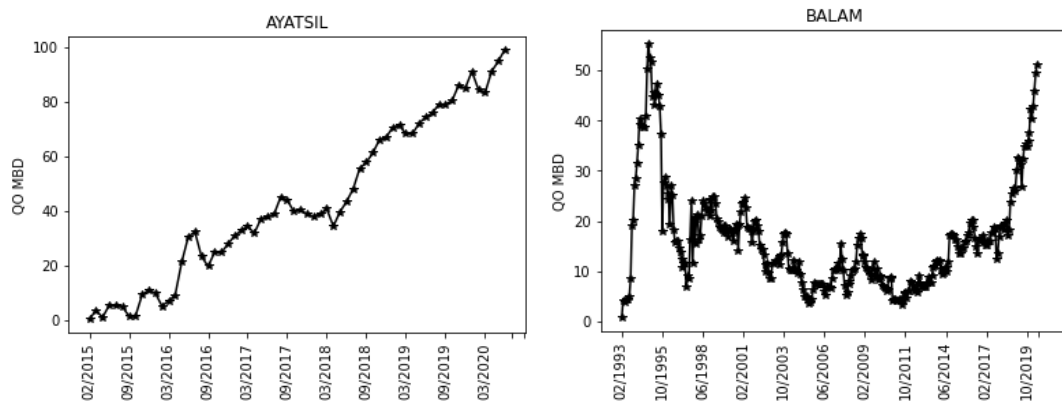


Figura 6.2

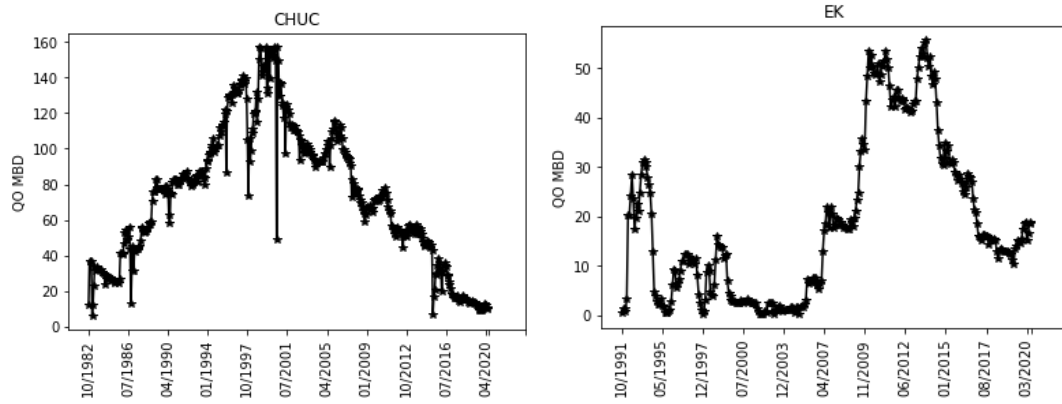


Figura 6.3

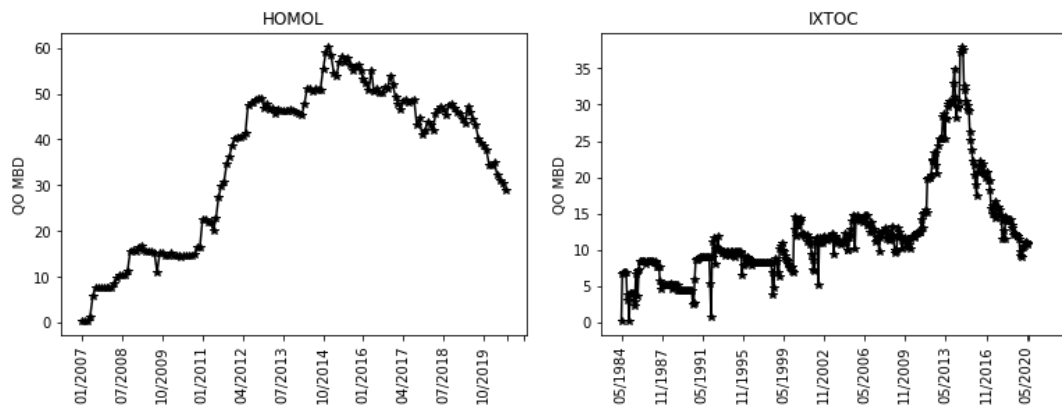


Figura 6.4

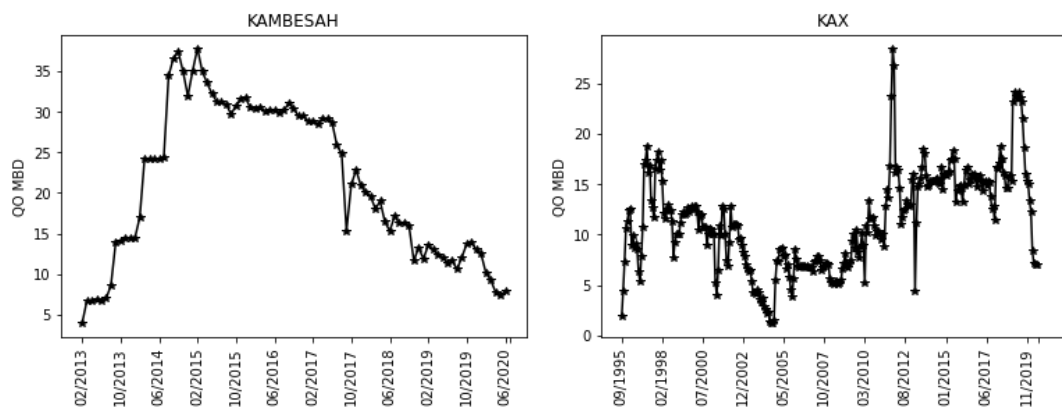


Figura 6.5

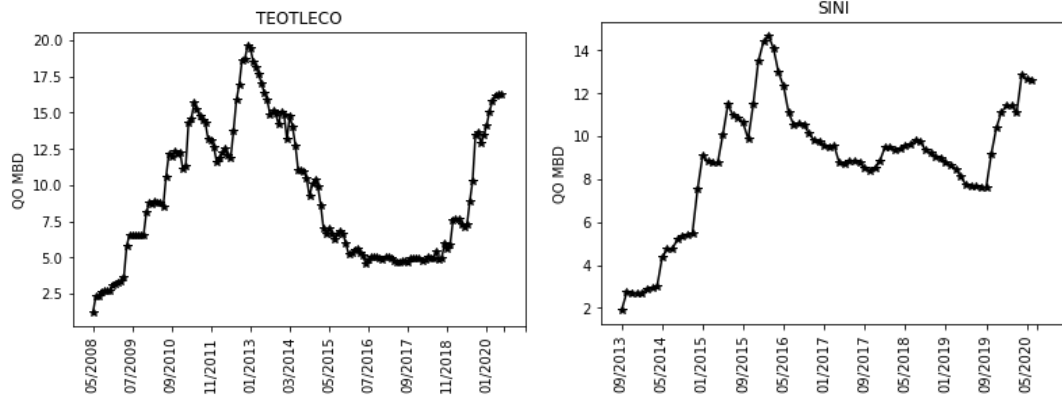


Figura 6.6

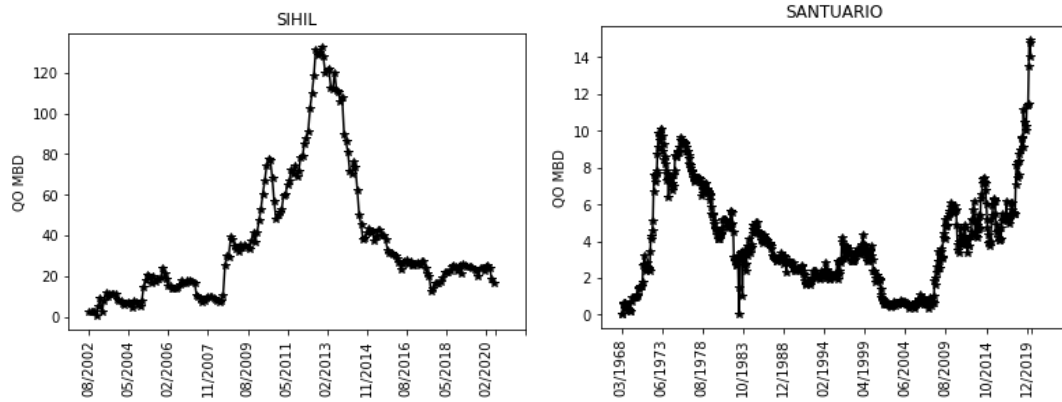


Figura 6.7

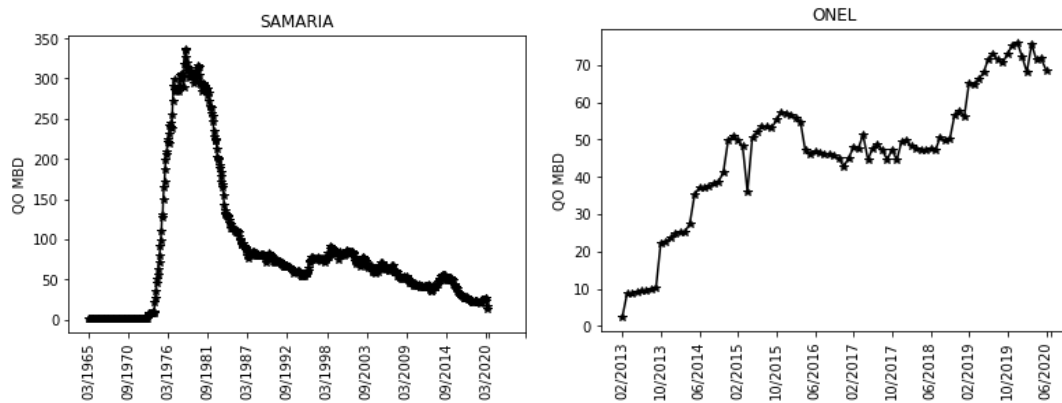


Figura 6.8



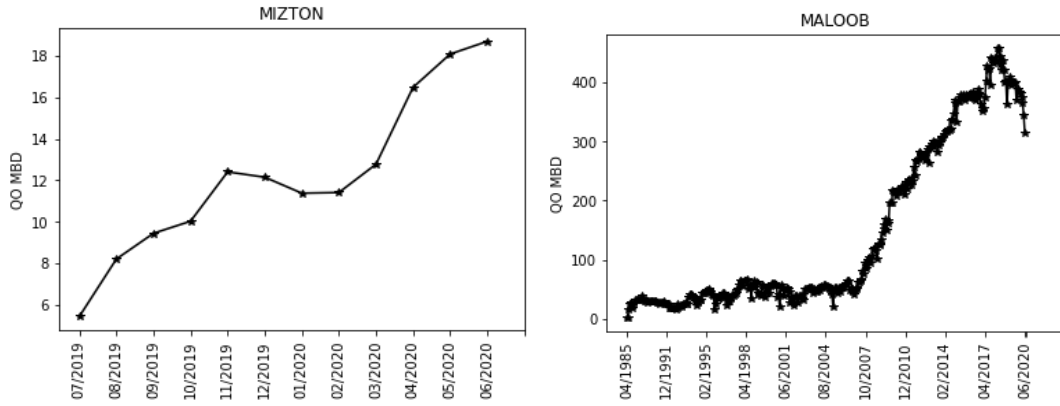


Figura 6.9

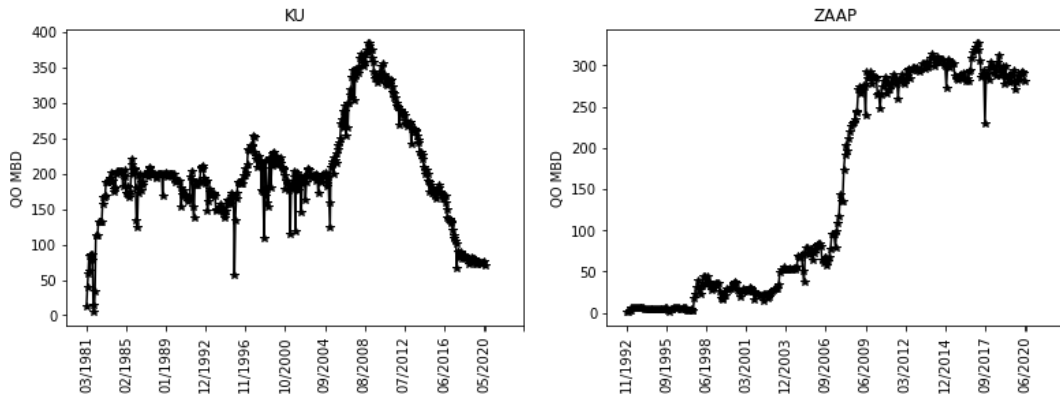


Figura 6.10

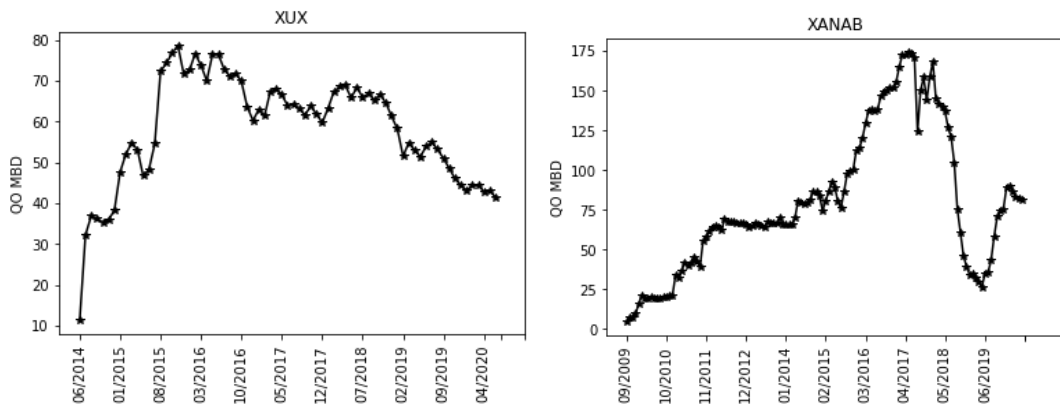


Figura 6.11

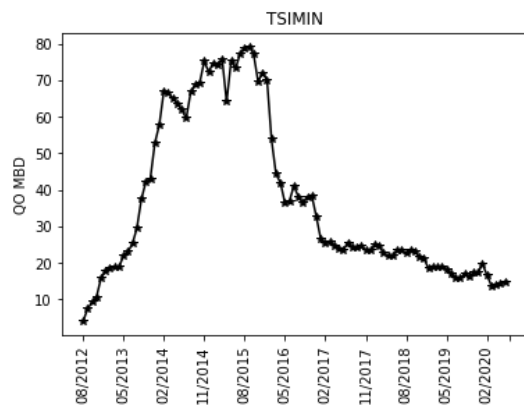


Figura 6.12