



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Minimizar el cierre de pozos a
través de un incremento en el
almacenamiento flotante o
terrestre**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Sierra Murillo Bryan David

DIRECTOR(A) DE TESIS

Dra. Irma Del Carmen Glinz Férez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIAS

Agradezco a mis padres por darme la oportunidad de tener una formación profesional de solventarla, de guiarme antes y durante todo el proceso. Agradezco ante Dios el hecho de la vida y de permitirme vivirla y compartirla con muchas personas que han sido importantes para mí de enseñarme, cuidarme e iluminarme un buen camino.

A mis padres David Sierra y Maribel Murillo muchas gracias por su confianza amor incondicional y su perseverancia conmigo, gracias por haber formado parte de mí, los llevo y los llevaré siempre en mi corazón. He de decir que este es el primer paso firme de un camino incierto, pero tengo un gran entusiasmo por continuar y ver a donde llegaré, pero sobre todo no me arrepiento del camino de escogí.

A mis hermanas Helen y Valeria por estar conmigo en esta etapa de crecimiento por haber compartido su tiempo y haber soportado los momentos malos y haber gozado los momentos buenos. A mí sobrinita Sofia que es un amor de niña y así como toda mi familia la amamos mucho.

A mis abuelos agradezco por darme a mis padres y formar parte de mi vida en especial a mis abuelos maternos. A mi abuela Reyna y a mi abuelo Salvador en paz descansen por nunca cerrarnos las puertas y ayudarnos en todo momento, realmente les agradezco mucho y espero un día saldar esa deuda. A mi tíos maternos Jesús, Adolfo y Saúl y sus esposas por darnos siempre su ayuda en los momentos que más necesitamos.

A mis mejores amigos de la vida Rocio y Enrique, vaya que hemos pasado tanto y todo ha sido mejor a su lado, gracias chicos por permitirme ser su amigo durante 18 años a pesar de las circunstancias que hemos vivido.

Por último, pero no menos un importante. Me gustaría darle un enorme agradecimiento a mi directora de Tesis la Dra. Irma Del Carmen Glinz Férrez por brindarme todo su apoyo en la realización de este trabajo.

A todas la personas con las que he compartido momentos y han generado en mí buenos recuerdos a los que se fueron y a los que vendrán. ¡Muchas gracias!

¡Realmente los amo y muchas gracias a todos!

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	V
LISTA DE TABLAS.....	VII
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN.....	XII
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	2
1.2 ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO ADICIONAL	4
1.2.1 Buque FPSO	4
1.2.2 LOOP	5
1.3 ESTADÍSTICA	7
1.3.1 Probabilidad	8
1.3.1.1 Variable Aleatoria (v.a.)	8
1.3.1.2 Espacio Muestral	8
1.3.1.3 Determinación de la Probabilidad	8
1.3.2 Distribuciones de Probabilidad	9
1.3.2.1 Distribución Dagum.....	9
1.3.2.2 Distribución Hipersecante	10
1.3.2.3 Distribución Kumaraswamy.....	10
1.3.2.4 Distribución Beta.....	11
1.3.2.5 Ajuste de Distribución con @RISK.....	11
1.3.3 Medidas de Tendencia	12
1.3.3.1 Media	12
1.3.3.2 Mediana	12
1.3.3.3 Moda.....	12
1.3.3.4 Valor Esperado E(x).....	13
1.3.4 Medidas de Variabilidad para la Distribución de Probabilidad.....	13
1.3.4.1 Varianza.....	13
1.3.4.2 Desviación Estándar	14
1.3.4.3 Covarianza.....	14
1.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA	15
1.4.1 Indicadores Económicos Y Financieros.....	15
1.4.1.1 Tasa Equivalente	15
1.4.1.2 VPN	15
1.4.1.3 Anualidad.....	16
1.4.1.4 CAUE	16
CAPÍTULO 2. MINERÍA DE DATOS	18
2.1 ALMACENAMIENTO DISPONIBLE	18
2.1.1 Pemex Exploración y Producción	18

2.1.1.1 Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab	19
2.1.1.2 Artefacto Naval Mount Fuji.....	20
2.1.2 Otros.....	20
2.1.2.1 CAE Tuzandepetl.....	20
2.1.2.2 Terminal Marítima de Dos Bocas.....	21
2.1.2.3 Terminal Marítima de Pajaritos	21
2.1.2.4 Almacenamiento en la Refinería Salina Cruz	22
2.1.1 Análisis de la Capacidad de Almacenamiento de Pemex Exploración y Producción.	22
2.2 INVENTARIO	24
2.2.1 Inventario Histórico.....	24
2.2.2 Inventario Esperado	25
2.2.2.1 Tasa de Crecimiento Trimestral Esperada.....	26
2.2.2.2 Tasa de Crecimiento Anual Esperada	27
2.3 PRODUCCIÓN DIFERIDA	28
2.3.1 Producción Diferida Histórica	28
2.3.2 Producción Diferida Esperada.....	29
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS INVENTARIOS	31
3.1 AJUSTE DE DISTRIBUCIÓN PARA CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO CON BASE AL INVENTARIO DE PRODUCCIÓN.....	31
3.1.1 Alternativa Base sin arrendamiento.....	31
3.1.2 Alternativa 1: Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers	32
3.1.3 Alternativa 2: Artefacto Naval tipo Suezmax	33
3.1.4 Alternativa 3: Artefacto Naval tipo Suezmax más 1 Artefacto Naval Medium Range.....	34
3.1.5 Alternativa 4: Dos Artefactos Navales tipo Suezmax.....	35
3.1.6 Alternativa 5: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	36
3.1.7 Alternativa 6: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	37
3.2 DETERMINACIÓN DE LAS MEDIDAS DE TENDENCIA Y VARIABILIDAD PARA LAS ALTERNATIVAS	38
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA.....	39
4.1 DETERMINACIÓN DE LAS PROBABILIDADES DE LAS ALTERNATIVAS	39
4.1.1 Alternativa Base sin arrendamiento.....	40
4.1.2 Alternativa 1: Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers	41
4.1.3 Alternativa 2: Artefacto Naval tipo Suezmax	42
4.1.4 Alternativa 3: Artefacto Naval tipo Suezmax más 1 Artefacto Naval Medium Range.....	43
4.1.5 Alternativa 4: Dos Artefactos Navales tipo Suezmax.....	44
4.1.6 Alternativa 5: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	45
4.1.7 Alternativa 6: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	46
4.2 RESUMEN DE LAS PROBABILIDADES DE LAS ALTERNATIVAS.....	47
CAPÍTULO 5. DISEÑO DE ALTERNATIVAS.....	49
5.1 PRODUCCIÓN DIFERIDA DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE AL RIESGO .	49

5.1.1 Alternativa Base	49
5.1.2 Alternativa 1: Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs)	50
5.1.3 Alternativa 2: Artefacto Naval tipo Suezmax	51
5.1.1 Alternativa 3: Artefacto Naval tipo Suezmax más Artefacto Naval tipo Medium Range	52
5.1.1 Alternativa 4: Dos Artefactos Navales tipo Suezmax	53
5.1.2 Alternativa 5: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	54
5.1.1 Alternativa 6: Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	55
CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	56
6.1 PREMISAS	56
6.2 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS	58
6.2.1 Evaluación de la Alternativa Base	59
6.2.1.1 Determinación del VPN	60
6.2.1.2 CAUE	61
6.2.1 Evaluación de la Alternativa 1: arrendamiento del Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers	61
6.2.1.1 Determinación del VPN	64
6.2.1.2 CAUE	64
6.2.1 Evaluación de la Alternativa 2: arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax	65
6.2.1.1 Determinación del VPN	67
6.2.1.2 CAUE	68
6.2.2 Evaluación de la Alternativa 3: arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax y un Artefacto Naval tipo Medium Range	68
6.2.2.1 Determinación del VPN	71
6.2.2.2 CAUE	71
6.2.3 Evaluación de la Alternativa 4: arrendamiento de dos Artefactos Navales tipo Suezmax	72
6.2.3.1 Determinación del VPN	74
6.2.3.2 CAUE	75
6.2.4 Evaluación de la Alternativa 5: arrendamiento de una Terminal Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	75
6.2.4.1 Determinación del VPN	77
6.2.4.2 CAUE	78
6.2.5 Evaluación de la Alternativa 6: arrendamiento de una Terminal Louisiana Offshore Oil Port (LOOP)	78
6.2.5.1 Determinación del VPN	81
6.2.5.2 CAUE	81
6.3 RESUMEN DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS	82
CAPÍTULO 7. EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD OPERATIVA	83
7.1 VENTAJAS Y DESVENTAJA DE LA ALTERNATIVAS	83
7.1.1 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 1	83
7.1.2 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 2	84
7.1.3 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 3	84
7.1.4 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 4	84

7.1.5 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 5	85
7.1.6 Ventajas y Desventajas de la Alternativa 6	85
7.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FLEXIBILIDAD	86
7.2.1 Restricción de Acceso a Terminales	87
7.2.2 Tiempo de Vaciado.....	87
7.2.3 Utilización en Malos Tiempos.....	88
7.2.4 Volumen Aprovechado en Malos Tiempos	88
7.2.5 Puntaje Relativo	89
7.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERANDO EL FACTOR DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA	89
CONCLUSIONES.....	90
RECOMENDACIONES	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	XIII
ANEXOS.....	XIV
ANEXO 1. SIGLAS Y ACRÓNIMOS	XIV

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción Total Diferida por altos inventarios de Pemex Exploración y Producción (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia).....	2
Figura 2. Producción Total Diferida porcentual por altos inventarios de Pemex Exploración y Producción (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia)	3
Figura 3. Producción Total Diferida por altos inventarios (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia)	4
Figura 4. Buque FPSO Yúum K'Ak'Náab arrendado por PEMEX. (Fuente Recuperado de: http://www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=1316573).....	5
Figura 5. Terminal de Almacenamiento LOOP en Clovelly Louisiana. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s).	6
Figura 6. Bombeo de la salmuera al interior de la Caverna vertical para el desplazamiento del aceite aun oleoducto. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s).	7
Figura 7. Bombeo del aceite al interior de la Caverna vertical para su almacenamiento. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s)....	7
Figura 8. Porcentaje de Capacidad de Almacenamiento de Pemex Exploración y Producción con respecto al total. (Fuente: Elaboración propia)	19
Figura 9. Capacidad de Almacenamiento Total Porcentual. (Fuente: Elaboración propia)	24
Figura 10. Ajuste de distribución para los inventarios de producción en cada periodo trimestral de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia).....	32
Figura 11 Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia).....	33
Figura 12. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia).....	34
Figura 13. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia).....	35
Figura 14. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia).....	36
Figura 15. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia).....	37

Figura 16. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)..... 38

Figura 17. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa Base con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia). 41

Figura 18. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 1 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia). 42

Figura 19. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 2 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia). 43

Figura 20. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 3 con base en los inventarios del 2019 al 2021. 44

Figura 21. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 4 con base en los inventarios del 2019 al 2021. 45

Figura 22. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 5 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia). 46

Figura 23. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 6 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia). 47

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje de Almacenamiento por Pemex Exploración y Producción. (Fuente: Elaboración propia).....	19
Tabla 2. Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab. (Fuente: Elaboración propia).....	20
Tabla 3.- Artefacto Naval Mount Fuji. (Fuente: Elaboración propia).....	20
Tabla 4. Almacenamiento en Domos Salinos en la CAE de Tuzandepetl. (Fuente: Elaboración propia).....	21
Tabla 5. Almacenamiento en la Terminal de Dos Bocas. (Fuente: Elaboración propia)	21
Tabla 6. Almacenamiento en la Terminal Marítima de Pajaritos. (Fuente: Elaboración propia)	22
Tabla 7. Almacenamiento en la Refinería Salina Cruz. (Fuente: Elaboración propia)	22
Tabla 8. Capacidad de Almacenamiento de Pemex y sus subsidiarias. (Fuente: Elaboración propia).....	23
Tabla 9. Capacidad de Almacenamiento de Pemex Exploración y Producción y Otros, tras la salida del Artefacto Naval Mount Fuji. (Fuente: Elaboración propia)	23
Tabla 10. Inventario promedio diario en cada mes. (Fuente: Elaboración propia).....	24
Tabla 11. Producción Trimestral Esperada de Aceite de la Región 1, 2, 3 y 4. (Fuente: Elaboración propia).....	25
Tabla 12. Tasa de crecimiento Trimestral Esperada de la producción de aceite. (Fuente: Elaboración propia).....	26
Tabla 13. Tasa de Crecimiento Anual Esperada de la producción de aceite. (Fuente: Elaboración propia).....	27
Tabla 14. Producción Diferida Total Mensual. (Fuente: Elaboración propia).....	28
Tabla 15. Promedio de la Producción Diferida Trimestral. (Fuente: Elaboración propia)	29
Tabla 16. Producción Esperada del Aceite. (Fuente: Elaboración propia)	30
Tabla 17. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)	38
Tabla 18. Probabilidad de superar la capacidad de almacenamiento disponible en cada una de las alternativas. (Fuente: Elaboración propia)	47

Tabla 19. Producción Diferida Esperada sin Riesgo. (Fuente: Elaboración propia)	50
Tabla 20. Producción Diferida Esperada con Riesgo. (Fuente: Elaboración propia)	50
Tabla 21. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval VLCCs. (Fuente: Elaboración propia).....	51
Tabla 22. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval Suezmax. (Fuente: Elaboración propia)	52
Tabla 23. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval Suezmax más un Artefacto Naval M.R. (Fuente: Elaboración propia).....	53
Tabla 24. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de 2 Artefactos Navales tipo Suezmax. (Fuente: Elaboración propia).....	54
Tabla 25. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de tanques de almacenamiento Louisiana Offshore Oil Port, sujeto a disponibilidad. (Fuente: Elaboración propia)	54
Tabla 26. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de tanques de almacenamiento en Louisiana Offshore Oil Port, no está sujeto a disponibilidad. (Fuente: Elaboración propia)	55
Tabla 27. Costo total de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)	60
Tabla 28. Valor Presente Neto de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)	60
Tabla 29. Ahorro de la Alternativa 1 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia)	62
Tabla 30. Costos Totales de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia).....	63
Tabla 31. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia)	63
Tabla 32. Ahorro de la Alternativa 2 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)	66
Tabla 33. Costos Totales de la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia).....	66
Tabla 34. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)	67
Tabla 35. Ahorro de la Alternativa 3 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia)	69
Tabla 36. Costos Totales de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia).....	70

Tabla 37. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia)	70
Tabla 38. Ahorro de la Alternativa 4 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)	73
Tabla 39. Costos Totales de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)	73
Tabla 40. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)	74
Tabla 41. Ahorro de la Alternativa 5 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)	76
Tabla 42. Costos Totales de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)	77
Tabla 43. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)	77
Tabla 44. Ahorro de la Alternativa 6 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)	79
Tabla 45. Costos Totales de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)	80
Tabla 46. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)	80
Tabla 47. Resumen de la Evaluación Económica de las Alternativas. (Fuente: Elaboración propia)	82
Tabla 48. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Restricción de Acceso a Terminales. (Fuente: Elaboración propia)	87
Tabla 49. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Tiempo de Vaciado. (Fuente: Elaboración propia)	87
Tabla 50. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Utilización en malos tiempos. (Fuente: Elaboración propia)	88
Tabla 51. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Volumen aprovechado en malos tiempos. (Fuente: Elaboración propia)	88
Tabla 52. Factor de Flexibilidad Operativa. (Fuente: Elaboración propia)	89
Tabla 53. Evaluación de las Alternativas. (Fuente: Elaboración propia)	89

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla y evalúa técnica, económicamente y financieramente 6 alternativas adicionales de almacenamiento flotante y terrestre para minimizar el cierre de pozos de la empresa Pemex Exploración y Producción. Dado a la problemática que presenta dicha Empresa Subsidiaria por la producción diferida trimestralmente que se traduce en pérdidas de millones de dólares anuales.

Pemex Exploración y Producción (PEP) y en particular la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC) cuenta con una capacidad de almacenamiento disponible operativo de 17,279.22 MB, distribuido en el: Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab y el Artefacto Naval Mount Fuji, almacenamiento disponible en el Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl, dos Terminales Marítimas de Almacenamiento en Pajaritos y Dos Bocas y tanques de almacenamiento en la Refinería Salina Cruz. Dado a la salida del Artefacto Naval Mount Fuji con una capacidad de 1,100 MB, por el término de contrato. La capacidad de almacenamiento disponible con la que cuenta PEP se verá disminuida a una capacidad de 16,179.22 MB. Debido a la presencia trimestral de producción diferida. Se diseñaron 6 alternativas que aumentara la capacidad de almacenamiento disponible; 1) Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs) con una capacidad de 2 millones de barriles, 2) Artefacto Naval tipo Suezmax con una capacidad de almacenamiento de 1 millón de barriles, 3) Artefacto Naval tipo Suezmax más un Artefacto Naval tipo Medium Range que brindan una capacidad de almacenamiento adicional de 1.3 millones de barriles, 4) Dos Artefactos Navales tipo Suezmax con una capacidad de almacenamiento de 2 millones de barriles por ambos Buque Tanques, 5) Arrendamiento de tanques de almacenamiento en una terminal de almacenamiento en Louisiana, con una capacidad de almacenamiento de 1 millón de barriles, sujeto a disponibilidad, 6) Arrendamiento de tanques de almacenamiento en una terminal de almacenamiento en Louisiana, con una capacidad de almacenamiento de 1 millón de barriles, con una obligación de arrendamiento de 7 meses. Con base en los históricos en inventarios y producción diferida se podrá inferir la producción diferida de los próximos 3 años y la probabilidad de ocurrencia (riesgo asociado) de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible en cada trimestre, considerando la capacidad adicional que se contrató en cada una de las alternativas. Se procederá a evaluar económicamente y financieramente cada una de las alternativas a través de los índices financieros y se comparará con el escenario base en donde no se contratará algún artefacto de almacenamiento, para determinar la mejor opción posible. Por último, a través del método de Comparaciones Pareadas se determinará el Factor de Flexibilidad de Operación de cada una de las alternativas y se procederá una vez más a evaluarlas económicamente el Valor Monetario Esperado (VME). Para determinar la mejor opción.

ABSTRACT

In this work, 6 additional alternatives for floating and onshore storage are developed and evaluated technically, economically and financially to minimize the closure of wells of the company Pemex Exploración y Producción. Given the problems that said Subsidiary Company presents for quarterly deferred production, which translates into losses of millions of dollars per year.

Pemex Exploración y Producción (PEP) and in particular the Sub-Directorate of Operational and Commercial Coordination (SCOC) has an available operational storage capacity of 17,279.22 MB, distributed in: Naval Floating Ship Yúum K 'Ak' Náab and Monte Fuji Floating Ship , storage available at the Tuzandepetl Strategic Storage Center, two Maritime Storage Terminals in Pajaritos and Dos Bocas and storage tanks at the Salina Cruz Refinery. Given the departure of the floating vessel Monte Fuji with a capacity of 1,100 MB, for the term of the contract. PEP's available storage capacity will be reduced to a capacity of 16,179.22 MB. Due to the quarterly presence of deferred production. 6 alternatives were designed to increase the available storage capacity; 1) Very Large Crude Carriers (VLCC) floating vessel with a capacity of 2 million barrels, 2) Floating vessel type Suezmax with a storage capacity of 1 million barrels, 3) Floating vessel type Suezmax plus a floating medium range vessel providing additional storage capacity of 1.3 million barrels, 4) Two Suezmax floating vessels with a storage capacity of 2 million barrels by both tankers, 5) Leasing of storage tanks at a storage terminal in Louisiana, with a storage capacity of 1 million barrels, subject to availability, 6) Leasing of storage tanks at a storage terminal in Louisiana, with a storage capacity of 1 million barrels, with a 7-month lease obligation. Based on historical inventories and deferred production, it will be possible to infer deferred production for the next 3 years and the probability that it will occur (associated risk) that production exceeds the available storage capacity in each quarter, considering the additional capacity that were hired in each of the alternatives. Each of the alternatives will be evaluated economically and financially through the financial indices and will be compared with the baseline scenario where no floating storage vessel will be hired, to determine the best possible option. Finally, through the Paired Comparisons Method, the Operational Flexibility Factor of each of the alternatives will be determined and the Expected Monetary Value (EMV) will be economically evaluated. Determine the best option.

INTRODUCCIÓN

El consumo energético nacional con base en la demanda de petrolíferos, ha presentado pequeñas variaciones al paso del tiempo viéndose ligeramente disminuida por la creación y uso de nuevas fuentes de energía que disminuyen los gases de efecto invernadero. Aun así, el uso de combustible fósil como fuente principal para la generación de energía es, y será de vital importancia para la sociedad, siendo el sector de transporte los principales consumidores de combustible fósil.

Los principales entes participes en satisfacer la demanda nacional en energía en México son: Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de Empresa Productiva del Estado junto con sus 4 Empresas Productivas Subsidiarias, se encargan de la exploración y extracción, procesamiento del gas natural, refinación del crudo, almacenamiento, transporte y comercialización, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) que pertenece a Pemex Transformación Industria (PTRI), que está compuesto por seis refinerías nacionales y los Privados. En materia de almacenamiento y distribución de los petrolíferos, tanto Pemex Logística, como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA) brindan sus servicios para la realización de las anteriores actividades mencionadas con base en la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos.

Este trabajo explora y evalúa un conjunto de opciones propuestas tras la problemática presente de una producción diferida por un exceso de inventarios que ha conllevado al cierre temporal de pozos petroleros (Figura 1).

Se analizará la viabilidad del arrendamiento adicional de artefactos de almacenamiento terrestre o flotante con el fin de minimizar el cierre de pozos por altos inventarios. Se trabajarán con 6 escenarios, cada uno con distintas variables, donde destacan; la capacidad de almacenamiento, costo mensual o anual del fletamento y costo de la producción diferida. Se evaluará económicamente y financieramente cada uno de los escenarios propuestos y se determinará la mejor opción con base en la información recabada hasta el momento.

Cabe remarcar que en este trabajo se ha considerado utilizar de manera similar la abreviaturas para las cantidades monetarias y las abreviaturas que se utilizan en la industria petrolera para los volúmenes de petróleo, por ejemplo: M (miles), MM (millones) y MMM (miles de millones).

El contenido de la tesis es el siguiente:

Capítulo 1: En el primer capítulo se ven los conceptos básicos que se necesitan conocer para la comprensión de este trabajo como: Centros de Almacenamiento, Estadística y Evaluación de Proyectos.

Capítulo 2: En este capítulo se detalla los centros y/o artefactos de almacenamiento que dispone Pemex y sus subsidiarias, así como su capacidad de almacenamiento disponible.

Capítulo 3: En este capítulo se realiza el análisis estadístico de los inventarios históricos a través del ajuste de curvas de distribución como: Dagum, Hipersecante, Kumaraswamy y Beta General.

Capítulo 4: En este capítulo se determina las probabilidades de que el inventario supere la capacidad de almacenamiento disponible en consideración del volumen adicional de almacenamiento dado al arrendamiento.

Capítulo 5: En este capítulo se diseñan las alternativas con un mayor detalle y se determina la producción que se deja de diferir dado al contrato adicional de almacenamiento considerando su respectivo riesgo asociado.

Capítulo 6: En este capítulo se evalúa económicamente y financieramente cada una de las alternativas propuestas como una posible solución al cierre de pozos por los altos inventarios.

Capítulo 7: En este capítulo se determina el Factor de Flexibilidad Operativa a través del método de Comparaciones Pareadas. Después se procede a evaluar económicamente y financieramente cada una de las alternativas para determinar la mejor alternativa a implementar.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

México es un país con grandes reservas de hidrocarburos ocupando el lugar 20 en el mundo de acuerdo con la información y datos de BP Statical Review of World Energy, que tras un correcto aprovechamiento de los recursos puede impulsar al desarrollo tecnológico y económico del país.

La Secretaría de Energía prevé un incremento en la demanda de los derivados de los hidrocarburos debido principalmente al crecimiento poblacional de los países en conjunto al crecimiento económico, desarrollo tecnológico, nivel de vida y progreso industrial. Aunque dicho crecimiento efectivamente irá disminuyendo al paso del tiempo dado al implemento de nuevas tecnologías que disminuyan el uso de algunos de los derivados del hidrocarburo como fuente principal de energía. Sin embargo, aún falta mucho tiempo para que otras fuentes de energía desplacen parcialmente el uso de combustibles fósiles.

La industria petrolera, es muy compleja y riesgosa en distintos sentidos, ya que, exige una cantidad de dinero considerable para desarrollar sus actividades económicas diarias y el riesgo de que los pozos no produzcan en absoluto o que la producción no cubra los costos conllevados, se traducirá en grandes pérdidas millonarias. Además, la industria se ve afectada por distintos factores ya sean; técnicos, económicos, operativos, ambientales, etc., que pueden llevar al fracaso de los proyectos.

Una de las problemáticas presentes que podemos encontrar dentro de la industria de los hidrocarburos son los altos inventarios que pueden deberse a distintos factores; 1) Mal tiempo: lo que origina un atraso en el transporte de los hidrocarburos a una refinería o 2) atrasa la actividad comercial de exportación de los hidrocarburos, 3) Rechazo del hidrocarburo por una refinería dado a que incumple los estándares mínimos de calidad para su aceptación del hidrocarburo, 4) Paros no programados de las Refinerías, etc. Cada uno de estos factores propician el incremento del volumen de los hidrocarburos en las terminales de almacenamiento que tras exceder su capacidad operativa se ha tenido que cerrar pozos para disminuir los inventarios existentes en dichas terminales.

Cabe remarcar que la distribución y transporte de hidrocarburos en México puede ser por ductos, buque tanques (Artefactos Navales), auto tanques y carrotanques. Pemex Logística cuenta con 74 Terminales de Almacenamiento (TA), 10 Instalaciones Portuarias (IP), 5 Terminales Marítimas (TM), 5,259 km de Oleoductos y 8,915 km de Poliductos. En las Terminales Marítimas nos valemos de Artefactos Navales que requieren de servicios portuarios en las Instalaciones Portuarias para la descarga del volumen de hidrocarburos de los Artefactos Navales cuyo contenido será transportado posteriormente a las Terminales de Almacenamiento (Secretaría de Energía , 2021).

Se ha de remarcar que todos los temas tratados en la sección de antecedentes son de vital importancia para el entendimiento general y particular de este trabajo.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Durante el periodo comprendido entre los años 2017 y 2020, se ha observado una producción total diferida de 7,124,000 barriles de petróleo, debido a los altos inventarios que presenta la infraestructura de almacenamiento de Pemex Exploración y Producción.

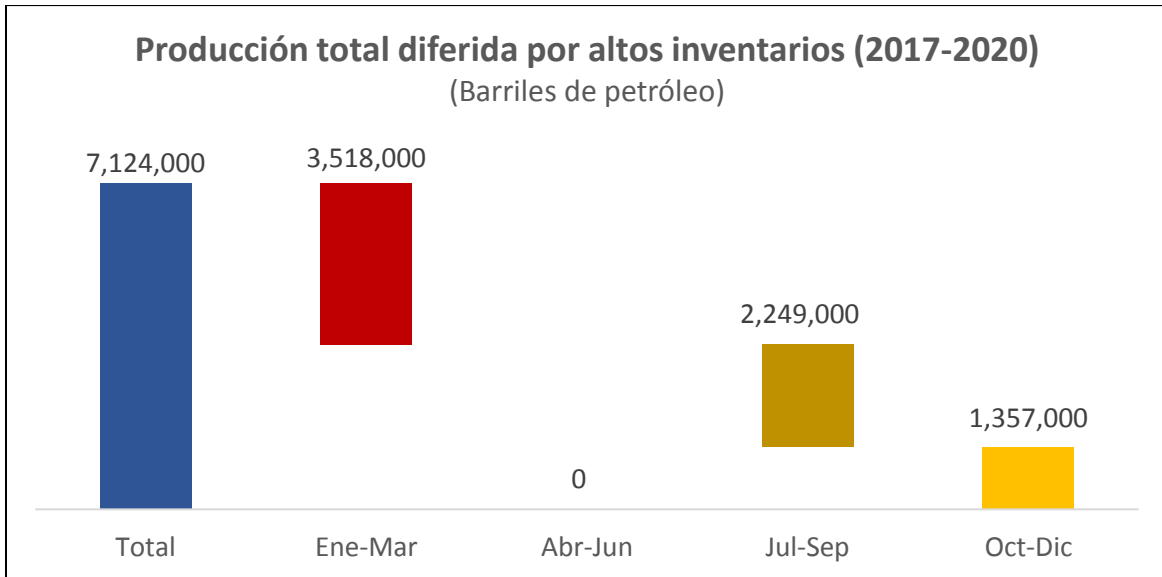


Figura 1. Producción Total Diferida por altos inventarios de Pemex Exploración y Producción (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia)

Los cierres de pozos se presentan por los altos inventarios ocasionados por condiciones climáticas adversas que obligan a parar las operaciones marítimas, por restricciones de bombeo de petrolíferos de Pemex Refinación y por otras causas, como la salida de operación del FPSO.

Los frentes fríos y los huracanes tienen una mayor incidencia de octubre a marzo, en ese periodo se presenta casi el 70% del diferimiento de la producción debido a que el cierre de los puertos ocasiona que se incrementen los inventarios de petróleo crudo en las terminales de exportación.

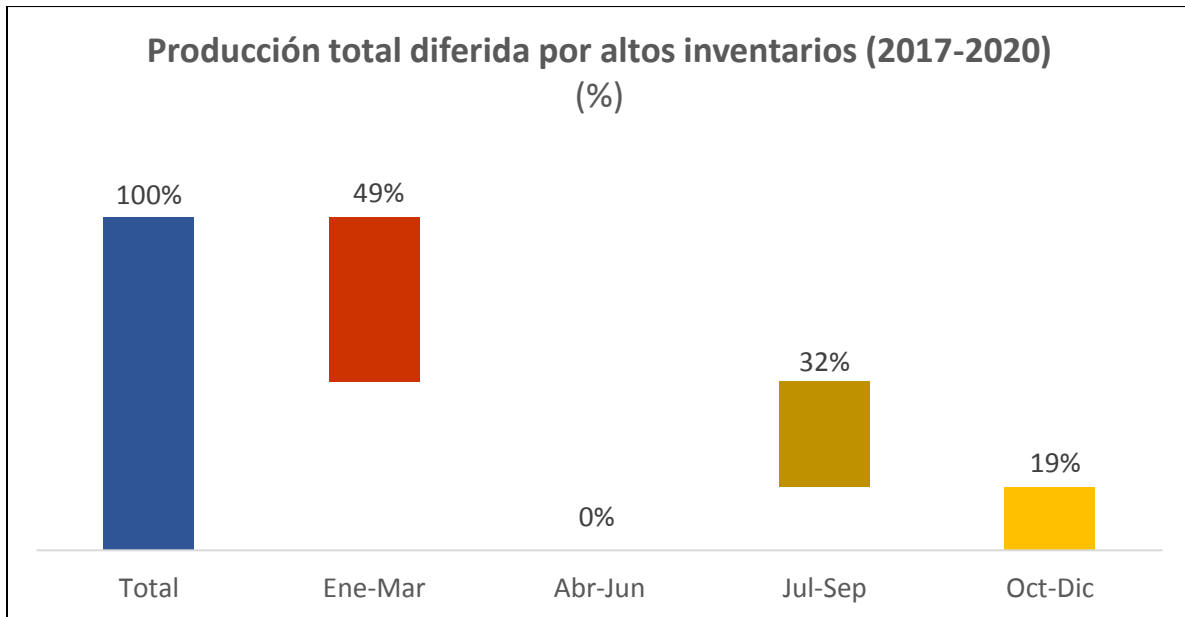


Figura 2. Producción Total Diferida porcentual por altos inventarios de Pemex Exploración y Producción (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia)

Durante el cierre de puertos se ve afectada la flexibilidad operativa que se requiere para salvar un cierre de producción y mantener la continuidad operativa. Para mitigar el efecto de los altos inventarios en las terminales de exportación, se pueden tomar las siguientes acciones operativas:

1. Realizar el cambio de servicio de tanques de almacenamiento de petróleo crudo tipo Istmo a Maya en la Terminal Marítima Dos Bocas.
2. Colocar cargamentos adicionales de crudo Istmo y Maya en el sistema de terminales de exportación.
3. Colocar cargamentos combinados con una carga parcial de crudo pesado en el FPSO y de crudo ligero en la TMDB.

Estas acciones coadyuvan a evitar el diferimiento de un mayor volumen de petróleo crudo en el sistema, sin embargo, el riesgo no disminuye en la medida de lo deseado, y es por ello, que en este trabajo de tesis se desarrolla una metodología que explora y evalúa un conjunto de opciones propuestas tras la problemática presente de una producción diferida por un exceso de inventarios que ha conllevado al cierre temporal de pozos petroleros.

Cabe señalar que el impacto económico del diferimiento de la producción es elevado y que podía minimizarse con un incremento en la flexibilidad operativa.

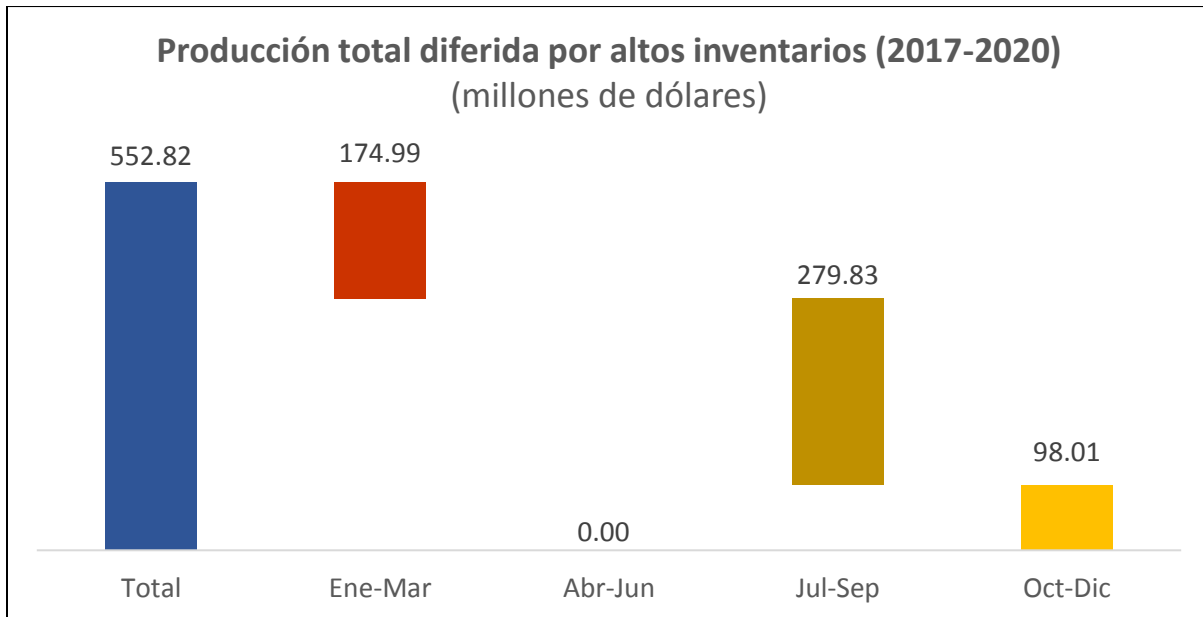


Figura 3. Producción Total Diferida por altos inventarios (2017-2020). (Fuente: Elaboración propia)

Un estimado grueso del costo del diferimiento, durante el periodo 2017-2020, considerando el precio por barril de 77.60 dólares americanos, publicado el 15 de octubre del año en curso para la mezcla mexicana, sería de 552,822,400 USD, monto muy superior al que se requeriría para lograr un mejoramiento en la flexibilidad operativa a través del incremento en la capacidad de almacenamiento. Aquí yace la importancia monetaria de recurrir aún diseño de alternativas que minimicen el cierre de pozos por altos inventarios, ya que, como veremos en los capítulos finales de este trabajo el beneficio económico que presentan las alternativas previamente diseñadas generaran un ahorro significativo para la empresa Pemex y sus Subsidiarias.

En la siguiente sección se describirá brevemente las alternativas de almacenamiento como son los Buques Floating Production Storage and Offloading (FPSO) y las terminales de almacenamiento y distribución Louisiana Offshore Oil Port (LOOP) que serán parte esencial en el desarrollo de este trabajo.

1.2 ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO ADICIONAL

1.2.1 BUQUE FPSO

Un Artefacto Naval de Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrocarburo o Buque Floating Production, Storage and Offloading por sus siglas en inglés FPSO. Son utilizados especialmente en la industria Offshore auxiliando a las plataformas petroleras

y pozos petroleros que se encuentran a distancias considerables de la costa, en el recibo y procesamiento de los hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos a terminales de almacenamiento, centrales de procesamiento o pozos de reinyección. Esto dado a que otras opciones como la construcción e instalación de ductos no son viables económicamente hablando.

Los FPSO cuentan con una planta de procesos que se encarga de la separación de los fluidos y tratamiento de los mismos. Un brazo de descarga para un buque Shuttle utilizado cuando la capacidad de almacenamiento del FPSO es excedido y este se encuentra en zonas alejadas de la costa.

Estos artefactos navales cuentan con distintas ventajas técnicas y económicas. Adicionando así mismo, su fácil reubicación a nuevos proyectos petroleros.



Figura 4. Buque FPSO Yúm K'ak'Náab arrendado por PEMEX. (Fuente Recuperado de: <http://www.shipspotting.com/gallery/photo.php?lid=1316573>).

1.2.2 LOOP

Está conformada por una Terminal Marítima y un centro de almacenamiento y distribución de petróleo que se encuentra en propiedad de LOOP LLC, en Louisiana, regida por las leyes de los Estados Unidos de América. El petróleo se almacena temporalmente, en 8 cavernas artificiales verticales de una formación de sal y 15 tanques de almacenamiento en la superficie que permite el almacenamiento de 60 MMB y 0.6 MMB/tanque (LOOP LLC, 2021).



Figura 5. Terminal de Almacenamiento LOOP en Clovelly Louisiana. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s).

La Terminal Marítima se encuentra en el Golfo de México, está permite el acceso a Artefactos Navales de grandes dimensiones como el Artefacto Naval Very Large Crude Carriers (VLCCs), el Artefacto Naval Ultra Large Crude Carriers (ULCCs) y tras las actuales modificaciones portuarias, se permite el embarque a los Medium Range y FPSO.

La Terminal Marítima recibe a los Artefactos Navales y procede a la descarga de los mismos a través de mangueras flexibles que se interconectan con los buques. Después el petróleo es mandado a la Terminal de Almacenamiento de LOOP en Clovelly, Louisiana a un ritmo de 100 MB/hora. El cual es bombeado al interior de las cavernas o a los tanques de almacenamiento en superficie. El petróleo que es bombeado al interior de las cavernas, desplaza la salmuera previamente contenida en ella, enviándola a unos centros de almacenamiento para su posterior distribución. Cuando se requiere enviar al petróleo por medio de los oleoductos se vuelve a bombear la salmuera, que dado a sus propiedades físico-químicas no permite la mezcla de ambos fluidos (LOOP LCC, 2021).

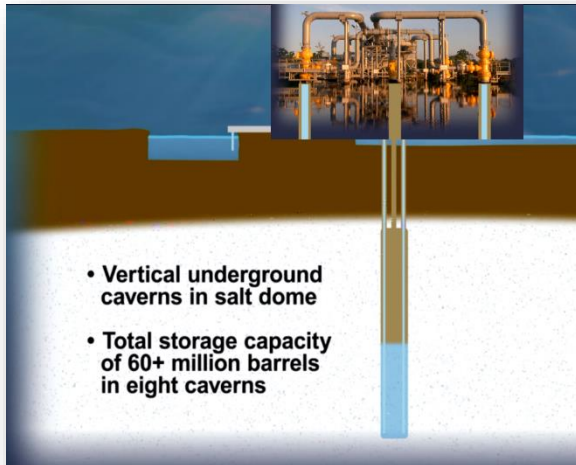


Figura 7. Bombeo del aceite al interior de la Caverna vertical para su almacenamiento. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s).



Figura 6. Bombeo de la salmuera al interior de la Caverna vertical para el desplazamiento del aceite aun oleoducto. (Fuente Recuperado de: https://www.youtube.com/watch?v=YL6eA_L8lm8&t=166s).

Las cavernas de sal y los tanques superficiales como un centro de almacenamiento temporal, permite una mayor flexibilidad operativa para las empresas e incluso las instalaciones LOOP permite el mezclado de los aceites almacenados de acuerdo a las especificaciones de los clientes.

1.3 ESTADÍSTICA

La estadística se encarga del proceso de la obtención, análisis, presentación e interpretación de datos. Por lo tanto, con ayuda de los métodos estadísticos se podrá dar un mejor análisis e interpretación de los inventarios de la empresa Pemex y sus Subsidiarias.

El método de obtención de datos puede partir de la información previamente disponible hasta la necesidad de determinar y ejecutar pruebas que arrojen una serie de resultados, etc.

El siguiente paso está a cargo del analista que se encarga del agrupamiento de datos para su posterior presentación e interpretación.

1.3.1 PROBABILIDAD

1.3.1.1 Variable Aleatoria (v.a.)

La Variable Aleatoria es una descripción numérica de un conjunto de números reales de un experimento aleatorio. Una variable aleatoria puede ser discreta o continúa dependiendo de los números que asuma. Cuando el valor adquirido pertenece a los números enteros decimos que tenemos una Variable Aleatoria Discreta, pero cuando el valor que asume pertenece a los números reales decimos que es una Variable Aleatoria Continua (Ing. Andrés Basilio Ramírez Villa, 2017).

1.3.1.2 Espacio Muestral

Es el conjunto de valores que puede adquirir la variable aleatoria.

1.3.1.3 Determinación de la Probabilidad

Es el valor numérico porcentual entre un rango de 0% a 100% que indica la posibilidad de que un evento ocurra de un cierto espacio muestral. La suma de las probabilidades del espacio muestral debe ser igual al 100%.

La probabilidad de que ocurra un evento está determinada como el número de frecuencia con la que se observa la ocurrencia de un elemento entre el número de elementos que conforman el espacio muestral (Castro, 2009).

$$P(x) = \frac{x}{n} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

- P(x): es la probabilidad de que ocurra el evento x.
- x: es el número de veces que se observó el elemento x.
- n: es el número de elementos del espacio muestral.

1.3.2 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

Un ajuste de distribución es una comparación de un conjunto de distribuciones estadísticas teóricas con cada uno de los elementos a analizar de un conjunto de datos, para posteriormente determinar una función de densidad o de distribución para calcular las probabilidades de ocurrencia de un cierto evento. A continuación, se verá 4 tipos de distribuciones estadísticas que permitirán analizar el comportamiento de los inventarios y determinar la probabilidad que se tienen de rebasar la capacidad de almacenamiento en cada uno de los escenarios diseñados en este trabajo. Las distribuciones que veremos serán:

- 1) La distribución de Dagum.
- 2) Distribución Hipersecante.
- 3) Distribución Kumaraswamy.
- 4) Distribución Beta.

1.3.2.1 Distribución Dagum

La distribución de probabilidad de Dagum es una distribución continua en el que participan 4 parámetros para determinar la función de densidad de probabilidad $f(x)$.

1. $0 < \alpha < 1$ (parámetro de distribución)
2. β (parámetro de escala)
3. $\delta > 0$ (parámetro de distribución)
4. γ (límite inferior)

Cuyo dominio es:

$$\gamma \leq x \leq + \infty$$

$$f(x) \begin{cases} (1 - \alpha)(\beta\gamma\delta x)^{-(1+\delta)}(1 + \gamma x^{-\delta})^{-(1+\beta)}, & x > 0 \\ \alpha, & x = 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \dots\dots\dots (2)$$

La función de densidad nos permite conocer la probabilidad de ocurrencia de que una variable aleatoria se encuentre dentro de un rango de valores.

1.3.2.2 Distribución Hipersecante

La distribución Hipersecante es bastante similar a la distribución normal, pero tiene una curtosis mayor, que da como resultado un pico más afilado. Esta distribución se expresa de la siguiente forma:

Distribución Hipersecante ($\gamma ; \beta$) con los siguientes argumentos:

1. γ (parámetro de ubicación continuo)
2. β (parámetro de escala continuo), $\beta > 0$

La función de distribución de densidad se expresa de la siguiente manera:

$$f(x) = \frac{1}{2\beta} \operatorname{sech} \left[\frac{\pi}{2} \left(\frac{x-\gamma}{\beta} \right) \right] \dots\dots\dots (3)$$

Cuyo dominio es:

$$-\infty \leq x < +\infty$$

1.3.2.3 Distribución Kumaraswamy

La distribución de Kumaraswamy es una distribución muy flexible que se puede utilizar como un sustituto, matemáticamente es más simple que la distribución Beta General. Esta distribución se expresa de la siguiente forma:

Distribución Kumaraswamy ($\alpha_1; \alpha_2; \text{mín}; \text{máx}$) con los siguientes argumentos:

1. α_1 parámetro de perfil continuo $\alpha_1 > 0$
2. α_2 parámetro de perfil continuo $\alpha_2 > 0$
3. mín parámetro de límite continuo
4. máx parámetro de límite continuo

Cuyo dominio es:

$$\text{Min} \leq x \leq \text{Max}$$

La función de distribución de densidad se expresa como:

$$f(x) = \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\text{max} - \text{min}} z^{\alpha_1 - 1} (1 - z^{\alpha_1})^{\alpha_2 - 1} \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

$$z = \frac{x - \min}{\max - \min}$$

1.3.2.4 Distribución Beta

La distribución Beta General se usa para estudiar las variaciones, a través de varias muestras, de un porcentaje que representa algún fenómeno, en este caso, se representan las variaciones del registro diario del inventario de hidrocarburos. Generalmente la distribución Beta General se expresa de la siguiente manera:

Distribución Beta (α_1 ; α_2 ; A; B) con los siguientes argumentos:

1. α_1 : Un parámetro de la distribución. α_1 es mayor a cero
2. α_2 : Un parámetro de la distribución. α_2 es mayor a cero
3. min: Un límite inferior del intervalo.
4. max: Un límite superior del intervalo.

Cuyo dominio es:

$$\text{Min} \leq x \leq \text{Max}$$

La función de distribución de probabilidad esta expresada como:

$$f(x) = \frac{(x-\min)^{\alpha_1-1}(\max-x)^{\alpha_2-1}}{B(\alpha_1,\alpha_2)(\max-\min)^{\alpha_1+\alpha_2-1}} \dots\dots\dots (5)$$

1.3.2.5 Ajuste de Distribución con @RISK

Es un software que permite el análisis de ciertos escenarios presentes en ingeniería, negocios y ciencias, donde se ve implicado el riesgo, a través de modelos probabilísticos que mejor se ajusten al conjunto de datos, esto con el fin de generar certeza en las decisiones por tomar de un conjunto de escenarios con incertidumbre.

1.3.3 MEDIDAS DE TENDENCIA

Permiten determinar para el analista los valores más esperados de un conjunto de datos.

1.3.3.1 Media

La media o media aritmética esta dado por el promedio de un conjunto de valores. Se determina como:

$$v = \frac{\sum x}{n} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

- v: es la media aritmética.
- x: es valor del elemento.
- n: es el número de elementos.

1.3.3.2 Mediana

Corresponde al valor medio de un conjunto de datos ordenados, también relacionado con el percentil 50. Si tenemos un conjunto de datos impar la mediana se encuentra en la posición $(n+1)/2$. Si se tiene un conjunto de datos par, la mediana corresponde al promedio de los datos que se encuentra en la posición $n/2$ y $(n/2+1)$.

1.3.3.3 Moda

Es el valor más frecuente que aparece en nuestro conjunto de datos.

1.3.3.4 Valor Esperado E(x)

El valor esperado es el valor más probable a obtener dado una probabilidad de ocurrencia del evento o el riesgo asociado a la variable aleatoria. Se determina a través del producto de la probabilidad y el valor de la ocurrencia.

$$E(x) = P(x) X \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

E(x): es el valor esperado a determinar.

P(x): es la probabilidad de la ocurrencia.

X : es el valor asociado a la variable aleatoria.

1.3.4 MEDIDAS DE VARIABILIDAD PARA LA DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD

Las medidas de variabilidad permiten conocer la dispersión de los datos que adquiere la variable aleatoria con respecto a su valor promedio.

1.3.4.1 Varianza

La varianza es una medida de dispersión de un conjunto de datos con respecto a su valor promedio, aunque no se expresa de la misma forma que la media de un conjunto de datos, es un dato que sólo permite en su gran medida la estimación de la desviación estándar (Morales, 2009). La varianza se calcula como:

$$Var(n) = \sigma^2 = \sum_{n=0}^n [(A_n - \bar{A})^2 P_n] \dots\dots\dots (8)$$

Donde \bar{A} es la media aritmética y se calcula como:

$$\bar{A} = \sum_{n=0}^n A_n P_n \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

$\text{Var}(n) = \sigma^2$: es la varianza.

A : es el evento que le corresponde la probabilidad de ocurrencia.

P_n : es la probabilidad de ocurrencia.

\bar{A} : es la media aritmética.

1.3.4.2 Desviación Estándar

Entre mayor sea la desviación estándar mayor será la dispersión de los estados lo que implica un mayor riesgo. Un modelo que nos permite estimar la dispersión de los datos es la desviación estándar, que se calcula como la raíz cuadrada de la varianza.

$$\sqrt{\sigma^2} = \sigma = \sqrt{\sum_{n=0}^n [(A_n - \bar{A})^2 P_n]} \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

σ : es la desviación estándar alrededor del valor esperado.

A_n : son los elementos del espacio muestral en un cierto periodo.

P_n : es la probabilidad de ocurrencia.

\bar{A} : es el valor esperado.

1.3.4.3 Covarianza

Al igual que sus antecesores el coeficiente de variación permite determinar el grado de riesgo que conlleva. Entre mayor sea el coeficiente de variación mayor será el riesgo percibido. La ventaja del coeficiente de variación sobre la variación y la desviación estándar es que puede usarse para comparar el riesgo de las distribuciones de probabilidad inclusive cuando los valores esperados no son iguales (Morales, 2009). Este coeficiente se calcula dividiendo la desviación estándar de una distribución probabilística entre el correspondiente valor esperado, es decir:

$$CV = \frac{\sigma}{\bar{A}_n} \dots\dots\dots (11)$$

Donde:

σ : es la desviación estándar alrededor del valor esperado.

\bar{A}_n : son los elementos esperados a un cierto periodo que conforman el espacio muestral.

1.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

1.4.1 INDICADORES ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

1.4.1.1 Tasa Equivalente

Es aquella tasa (i_2) con distinto periodo (m_2) que arroja el mismo monto final que una cierta tasa conocida (i_1) con un distinto periodo conocido (m_1).

$$(1 + i_1)^{m_1} = (1 + i_2)^{m_2} \dots\dots\dots (12)$$

Donde:

i_1 : es la tasa de descuento para un cierto periodo.

m_1 : es el periodo que corresponde a la tasa i_1 .

i_2 : es la tasa de descuento equivalente para un cierto periodo.

m_2 : es el periodo que corresponde a la tasa.

1.4.1.2 VPN

El Valor Presento Neto es el indicador más utilizado para la evaluación económica de proyectos ya que pone el valor de todos los ingresos y egresos aun valor presente de un mismo periodo. Si el VPN es menor que cero, concluimos que la inversión monetaria genera pérdidas. Si el VPN es igual a cero, podemos decir que la inversión monetaria no genera pérdidas ni ganancias, es decir, recuperamos nuestra inversión solamente, por lo tanto, es intrascendente si realizamos o no el proyecto. Por último, si el VPN es mayor a cero, quiere decir que se recuperará la inversión inicial y, además, la inversión genera ganancias.

El Valor Presente Neto se calcula como:

$$VPN = \sum(VP_{Ingresos} - VP_{egresos}) \dots\dots\dots (13)$$

1.4.1.3 Anualidad

Es un conjunto de pagos equivalentes durante un cierto número de periodos. El número de pagos es igual al número de periodos.

Para determinar la Anualidad se utilizan las siguientes expresiones:

$$VP = A \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \dots\dots\dots (14)$$

Si conocemos el Valor Futuro de los flujos de efectivo, entonces:

$$VF = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \dots\dots\dots (15)$$

Donde:

- i: es la tasa de interés compuesto (tasa de rentabilidad o tasa de descuento) que corresponde aún periodo (meses o años) expresado en porcentaje
- n: es el número de periodos dado por el cociente del tiempo que dura la inversión (días, meses o años) sobre el periodo indicado en la tasa de interés
- VF: es el valor futuro del dinero
- VP: es el valor presente del dinero
- A: es la anualidad

1.4.1.4 CAUE

Los Costos Anuales Uniformes Equivalentes, consiste en reducir todos los egresos a una serie de pagos uniformes y equivalentes anuales. Es un gran indicador para la selección de alternativas que deben llevarse a cabo necesariamente de los cuales no se dispone de ingresos que permitan utilizar los demás indicadores.

Se puede determinar los CAUE a partir del VPN de los flujos de efectivo, aunque no se presenten ingresos. Después se aplicaría el concepto de anualidad para determinar los CAUE.

$$CAUE = VPN \left[\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \right]^{-1} \dots\dots\dots (16)$$

Donde:

n: es el número de periodos h evaluar.

i: es la tasa de descuento anual.

VPN: es el valor Presente Neto de los Flujos de Efectivo

CAPÍTULO 2. MINERÍA DE DATOS

Pemex Exploración y Producción (PEP) y en particular la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC) cuenta con una capacidad de almacenamiento operativa de 2,900 MB, distribuido en el: Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab y el Artefacto Naval Mount Fuji. Además, dispone del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl, dos Terminales Marítimas de Almacenamiento en Pajaritos y Dos Bocas y tanques de almacenamiento en la Refinería Salina Cruz, dándole una capacidad máxima de almacenamiento operativa de 14,379.22 MB. Dado a la salida del Artefacto Naval Mount Fuji con una capacidad de 1,100 MB, por el término de contrato. La capacidad de almacenamiento operativa disponible con la que cuenta PEP se verá disminuida a una capacidad de 16,179.22 MB.

Un incremento en la capacidad de almacenamiento flotante se traduce en una mayor flexibilidad operativa para PEP minimizando la acción de cierre de pozos por altos inventarios. Recordando que el crudo sólo tiene dos posibles salidas o se exporta o se manda a refinación, y cualquier imprevisto que llegue atrasar las operaciones se traducirá en un incremento del volumen de hidrocarburo en las centrales de almacenamiento.

A continuación, se recopilará y analizará cada una de las opciones de almacenamiento que tiene Pemex Exploración y Producción

2.1 ALMACENAMIENTO DISPONIBLE

La capacidad total de almacenamiento es de 18,579 MB y por condiciones de seguridad la capacidad disponible que cuenta Pemex Exploración y Producción es de 17,279.22 MB. Distribuido el volumen del almacenamiento en los Artefactos Navales, Terminales de Almacenamiento, Almacenamiento en Domos Salinos y Almacenamiento en los tanques de la Refinería Salina Cruz.

2.1.1 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Para poder analizar los inventarios de crudo es necesario conocer la capacidad de almacenamiento con la que cuenta Pemex Exploración y Producción y es de 3,300 MB distribuido en el Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab y el Artefacto Naval Mount Fuji. La capacidad total difiere de la capacidad de almacenamiento operativo y del hidrocarburo disponible para las operaciones, dado a las cuestiones de fondaje.

Tabla 1. Porcentaje de Almacenamiento por Pemex Exploración y Producción. (Fuente: Elaboración propia)

	DISPONIBILIDAD (MB)	PORCENTAJE DE ALMACENAMIENTO
Total, PEP	3,300.00	17.76%
Total, otros	15,279.22	82.24%
Total	18,579.22	100%

Los 3,300 MB corresponden a tan sólo el 17.76 % de la capacidad de almacenamiento disponible para PEP dado a los Artefactos Navales.

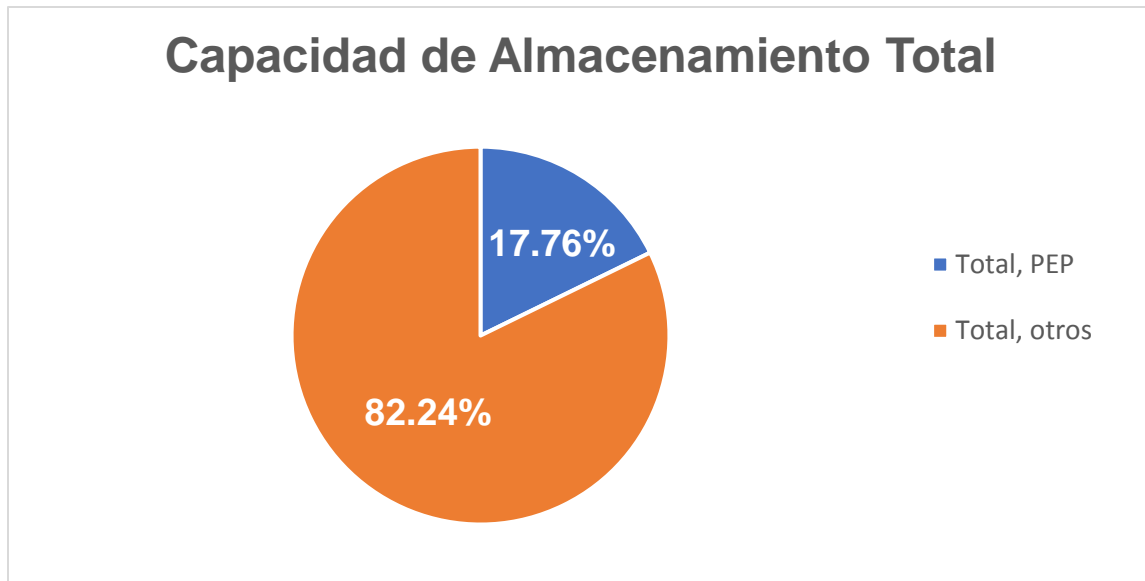


Figura 8. Porcentaje de Capacidad de Almacenamiento de Pemex Exploración y Producción con respecto al total. (Fuente: Elaboración propia)

2.1.1.1 Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab

PEP cuenta con un Artefacto Naval de Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrocarburo o FPSO denominado Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab con una capacidad de 2,200 MB que por condiciones de seguridad la capacidad de almacenamiento es de 2,050 y el inventario máximo operativo es de 1,800 MB, sin límites por fondaje el volumen disponible es de 1,800 MB.

Tabla 2. Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab. (Fuente: Elaboración propia)

	CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
PEP	Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab	2,200.00	150.00	2,050.00	1,800.00	0.00	1,800.00

2.1.1.2 Artefacto Naval Mount Fuji

PEP, ha arrendado el Artefacto Naval Mount Fuji con una capacidad de almacenamiento de 1,100 MB, siendo el inventario máximo operativo y disponible de 1,100 MB. Tal como se muestra a continuación.

Tabla 3.- Artefacto Naval Mount Fuji. (Fuente: Elaboración propia)

	CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
PEP	Artefacto Naval Mount Fuji	1,100.00	0.00	1,100.00	1,100.00	0.00	1,100.00

Lamentablemente PEP no contará con el Artefacto Naval Mount Fuji debido al término del contrato en enero de 2021, por lo tanto, se verá reducida la capacidad de almacenamiento de Pemex Exploración y Producción en 1,100 MB. Teniendo una capacidad de almacenamiento operativo de 16,179 MB.

2.1.2 OTROS

2.1.2.1 CAE Tuzandepetl

El Centro de Almacenamiento Estratégico de Tuzandepetl cuenta con una capacidad de almacenamiento en domos salinos de 6,800 MB que es igual a su inventario máximo de seguridad, inventario máximo operativo y disponible.

La información se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Almacenamiento en Domos Salinos en la CAE de Tuzandepetl. (Fuente: Elaboración propia)

CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
CAE Tuzandepetl	6,800.00	0.00	6,800.00	6,800.00	0.00	6,800.00

2.1.2.2 Terminal Marítima de Dos Bocas

La Terminal Marítima de Dos Bocas cuenta con una capacidad de 6,510.22 MB de los cuales por concepto de seguridad sólo podrá disponer de un inventario máximo de 6,110.22 MB y en condiciones operativas de 5,710.22 MB. Dado a que los tanques de almacenamiento deben permanecer una cierta cantidad de líquido, el volumen disponible será de 2,799.99 MB.

La información se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Almacenamiento en la Terminal de Dos Bocas. (Fuente: Elaboración propia)

CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
TM Dos Bocas	6,510.22	400.00	6,110.22	5,710.22	2,930.23	2,779.99

2.1.2.3 Terminal Marítima de Pajaritos

La Terminal Marítima de Pajaritos cuenta con capacidad de almacenamiento de 1,119 MB considerando un volumen de seguridad de 50 MB, el volumen máximo de seguridad es de 1,069 MB y el inventario máximo operativo es de 1,019 MB que por condiciones de fondaje, el volumen disponible es de 899 MB.

La información se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. Almacenamiento en la Terminal Marítima de Pajaritos. (Fuente: Elaboración propia)

CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
TM Pajaritos	1,119.00	50.00	1,069.00	1,019.00	120.00	899.00

2.1.2.4 Almacenamiento en la Refinería Salina Cruz

La Refinería Salina Cruz pone a disposición para PEP, tanques de almacenamiento con una capacidad de 850 MB que considerando el fonda je la disponibilidad del volumen del hidrocarburo es de 527 MB.

Tabla 7. Almacenamiento en la Refinería Salina Cruz. (Fuente: Elaboración propia)

CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
Almacenamiento en la Refinería Salina Cruz	850.00	0.00	850.00	850.00	323.00	527.00

2.1.1 ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

Se determinó la capacidad de almacenamiento de cada uno de los artefactos navales, CAE, terminales marítimas de almacenamiento y la capacidad de almacenamiento en la Refinería.

Toda la información queda resumida en la siguiente tabla.

Tabla 8. Capacidad de Almacenamiento de Pemex y sus subsidiarias. (Fuente: Elaboración propia)

	CENTRO	CAP. DE ALMACENAMIENTO (MB)	CUPO DE SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO SEGURIDAD (MB)	INVENTARIO MÁXIMO OPERATIVO (MB)	FONDAJE (MB)	DISPONIBILIDAD (MB)
PEP	Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab	2,200.00	150.00	2,050.00	1,800.00	0.00	1,800.00
	Artefacto Naval Mount Fuji	1,100.00	0.00	1,100.00	1,100.00	0.00	1,100.00
Total, Pemex Exploración y Producción		3,300.00	150.00	3,150.00	2,900.00	0.00	2,900.00
	CAE Tuzandepetl	6,800.00	0.00	6,800.00	6,800.00	0.00	6,800.00
	TM Dos Bocas	6,510.22	400.00	6,110.22	5,710.22	2,930.23	2,779.99
	TM Pajaritos	1,119.00	50.00	1,069.00	1,019.00	120.00	899.00
	Refinería Salina Cruz	850.00	0.00	850.00	850.00	323.00	527.00
Total, Otros		15,279.22	450.00	14,829.22	14,379.22	3,373.23	11,005.99
Total, Pemex Exploración y Producción y Otros		18,579.22	600.00	17,979.22	17,279.22	3,373.23	13,905.99

Pero con la salida del Artefacto Naval 2 por terminó de contrato el inventario máximo operativo se ve disminuido 1,100 MB quedando una volumen de almacenamiento para 16,579.22 MB.

Tabla 9. Capacidad de Almacenamiento de Pemex Exploración y Producción y Otros, tras la salida del Artefacto Naval Mount Fuji. (Fuente: Elaboración propia)

	CENTRO	DISPONIBILIDAD (MB)	PORCENTAJE DE ALMACENAMIENTO
PEP	Artefacto Naval Yúum K' Ak' Náab	2,200.00	13.27%
	CAE Tuzandepetl	6,800.00	41.02%
	TM Dos Bocas	5,710.22	34.44%
	TM Pajaritos	1,019.00	6.15%
	Refinería Salina Cruz	850.00	5.13%
Total, PEP y Otros		16,579.22	100%

Como se observa en la anterior tabla el porcentaje de almacenamiento la PEP equivale al 13.27% del almacenamiento total. Es decir, PEP dependen de la disposición de los otros Centros de Almacenamiento.

Capacidad de Almacenamiento (MB)

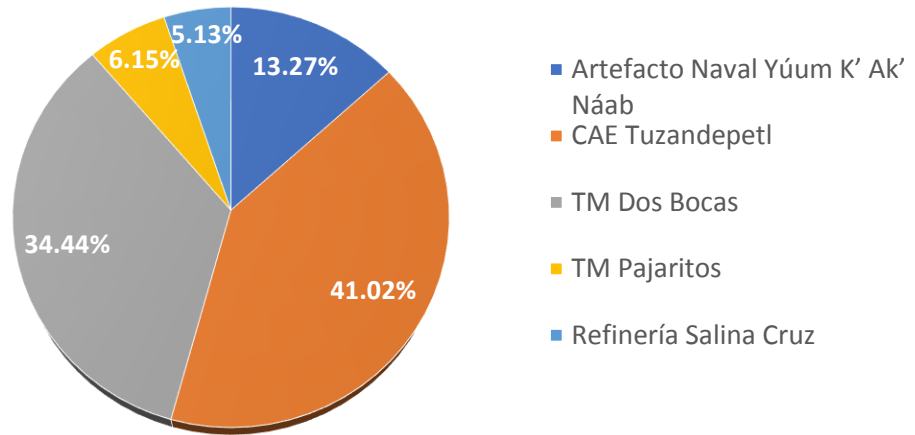


Figura 9. Capacidad de Almacenamiento Total Porcentual. (Fuente: Elaboración propia)

2.2 INVENTARIO

Es la cantidad de hidrocarburos que se producirá al día de cada una de las Regiones en cada mes de cada año. Pemex Exploración y Producción produce especialmente en 4 Regiones denominadas: Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1, Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2, Subdirección de Producción Bloques Norte, Subdirección de Producción Bloques Sur. Recordando que la producción sólo puede ser mandada a exportación o una Refinería.

2.2.1 INVENTARIO HISTÓRICO

En la siguiente tabla se mostrará el inventario histórico promedio diario en cada mes de las 4 Regiones en MB.

Tabla 10. Inventario promedio diario en cada mes. (Fuente: Elaboración propia)

	INVENTARIO PROMEDIO AL DÍA 2019 EN MB	INVENTARIO PROMEDIO AL DÍA 2020 EN MB	INVENTARIO PROMEDIO AL DÍA 2021 EN MB
Enero	16,049.18	14,764.69	14,780.33
Febrero	16,162.81	11,198.67	14,409.71
Marzo	13,037.78	11,594.69	16,749.41
Abril	14,037.60	11,698.92	12,390.29
Mayo	13,102.15	12,895.01	7,696.52
Junio	12,067.51	14,220.89	S/D
Julio	13,957.71	14,609.90	S/D

Agosto	14,534.00	16,624.07	S/D
Septiembre	12,774.04	17,400.14	S/D
Octubre	12,072.86	15,849.07	S/D
Noviembre	10,709.23	15,886.16	S/D
Diciembre	10,945.80	12,766.45	S/D

2.2.2 INVENTARIO ESPERADO

El volumen de hidrocarburo para el estudio será el volumen del aceite producido en las 4 Regiones. Se considerará el promedio trimestral de la producción estimada de aceite del periodo 2021-2024. Para el estudio se considerará el análisis de las alternativas del periodo 2022-2024.

Tabla 11. Producción Trimestral Esperada de Aceite de la Región 1, 2, 3 y 4. (Fuente: Elaboración propia)

HIDROCARBURO	REGIÓN	UNIDADES		ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
ACEITE	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	MBD	2021	1,032	1,038	1,045	1,069
	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	MBD		560	532	537	534
	Subdirección de Producción Bloques Norte	MBD		97	97	103	109
	Subdirección de Producción Bloques Sur	MBD		263	247	261	280
Total, Aceite		MBD		1,952	1,914	1,947	1,992
HIDROCARBURO	REGIÓN	UNIDADES		ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
ACEITE	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	MBD	2022	1,072	1,066	1,061	1,062
	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	MBD		463	420	379	358
	Subdirección de Producción Bloques Norte	MBD		108	108	108	108
	Subdirección de Producción Bloques Sur	MBD		257	252	248	247
Total, Aceite		MBD		1,900	1,845	1,796	1,775
HIDROCARBURO	REGIÓN	UNIDADES		ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
ACEITE	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	MBD	2023	1,079	1,079	1,078	1,050
	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	MBD		320	301	293	273
	Subdirección de Producción Bloques Norte	MBD		109	114	122	131

	Subdirección de Producción Bloques Sur	MBD		245	240	241	240
Total, Aceite		MBD		1,752	1,735	1,733	1,694
HIDROCARBURO	REGIÓN	UNIDADES	2024	ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
ACEITE	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	MBD		972	946	930	909
	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	MBD		269	271	269	272
	Subdirección de Producción Bloques Norte	MBD		143	152	163	180
	Subdirección de Producción Bloques Sur	MBD		240	232	230	221
Total, Aceite		MBD	1,624	1,601	1,593	1,583	

2.2.2.1 Tasa de Crecimiento Trimestral Esperada

La tasa de crecimiento trimestral de la producción de aceite dado a la Región 1, 2, 3 y 4 se determina como sigue:

$$Tasa\ de\ Crecimiento = \frac{Valor\ Actual}{Valor\ Anterior} - 1 \dots\dots\dots (17)$$

Por lo tanto, la tasa de crecimiento en cada trimestre es:

Tabla 12. Tasa de crecimiento Trimestral Esperada de la producción de aceite. (Fuente: Elaboración propia)

REGIÓN	UNIDADES	2021	ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	%		-	0.5769%	0.7185%	2.2331%
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	%		-	-5.0634%	1.0120%	-0.6104%
Subdirección de Producción Bloques Norte	%		-	0.1869%	6.2738%	5.8233%
Subdirección de Producción Bloques Sur	%		-	-6.0748%	5.5592%	7.4436%
Tasa de Crecimiento	%	-	-1.9571%	1.7075%	2.3378%	
REGIÓN	UNIDADES	2022	ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	%		0.3025%	-0.6040%	-0.4546%	0.1394%
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	%		-13.1949%	-9.3431%	-9.7102%	-5.7317%
Subdirección de Producción Bloques Norte	%		-1.1267%	-0.5077%	0.5076%	0.2431%
Subdirección de Producción Bloques Sur	%		-8.3526%	-1.8311%	-1.8433%	-0.1047%
Tasa de Crecimiento	%	-4.6100%	-2.8950%	-2.6950%	-1.1280%	

REGIÓN	UNIDADES	2023	ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	%		1.6189%	-0.0494%	-0.0865%	-2.5731%
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	%		-10.6211%	-5.6629%	-2.8870%	-6.6958%
Subdirección de Producción Bloques Norte	%		0.1399%	5.3067%	6.3866%	7.3509%
Subdirección de Producción Bloques Sur	%		-1.0575%	-1.8285%	0.1293%	-0.2459%
Tasa de Crecimiento	%		-1.3090%	-0.9897%	-0.1166%	-2.2498%
REGIÓN	UNIDADES	2024	ENERO - MARZO	ABRIL - JUNIO	JULIO - SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS1	%		-7.4256%	-2.7270%	-1.6097%	-2.2879%
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS2	%		-1.4440%	0.7697%	-0.8031%	0.9491%
Subdirección de Producción Bloques Norte	%		9.7444%	6.0634%	7.3077%	10.6289%
Subdirección de Producción Bloques Sur	%		-0.1142%	-3.3449%	-0.7609%	-3.6743%
Tasa de Crecimiento	%		-4.1016%	-1.4632%	-0.5033%	-0.6182%

2.2.2.2 Tasa de Crecimiento Anual Esperada

La Tasa de Crecimiento Anual Esperada (TCA), toma el valor de la producción trimestral esperada del aceite del último periodo trimestral del año de interés y lo divide entre el valor de producción trimestral esperada del aceite del primer trimestre de ese mismo año y le resta una unidad.

Tabla 13. Tasa de Crecimiento Anual Esperada de la producción de aceite. (Fuente: Elaboración propia)

Año	TCA	Ene	Dic
2021	2.0482%	1,952	1,992
2022	-6.5777%	1,900	1,775
2023	-3.3301%	1,752	1,694
2024	-2.5652%	1,624	1,583

2.3 PRODUCCIÓN DIFERIDA

2.3.1 PRODUCCIÓN DIFERIDA HISTÓRICA

Para poder determinar la producción diferida esperada por altos inventarios es necesario conocer la producción diferida histórica de Pemex Exploración y Producción. Por lo tanto, se considerará un horizonte de tiempo de 4 años anteriores a la fecha de estudio (2021).

A continuación, se menciona los eventos ocurridos del 2017 al 2020:

1. Del 7 de enero del 2017 al 13 de enero de 2017. Se tuvo una Producción Diferida por altos inventarios en el sistema de almacenamiento y distribución de los campos Malich-Jachachil de 2,255 MB.
2. Del 06 al 20 de septiembre del 2019. Hubo un cierre de producción por altos inventarios generados por el rechazo de refinación y fenómenos naturales (huracanes y sismos). La Producción Diferida fue de 2,249 MB.
3. Del 20 al 30 de octubre del 2019. Hubo un cierre de producción por altos inventarios generados por el rechazo de refinación y cierre de puertos por los frentes fríos 9, 10 y 11. La Producción Diferida fue de 1,018 MB.
4. Del 15 al 29 de noviembre del 2019. Hubo un cierre de producción por altos inventarios debido a los cierres de puertos por los frentes fríos 13 y 14. La Producción Diferida fue de 339.0 MB.
5. Del 10 de marzo del 2020 al 18 de marzo del 2020. Se tuvo una Producción Diferida de 1,162 MB dado a la incapacidad de transporte de los hidrocarburos por los fenómenos naturales.
6. Del 21 de marzo del 2020 al 25 de marzo del 2020. Se tuvo una Producción Diferida de 101 MB dado a la incapacidad de transporte de los hidrocarburos por los huracanes y frentes fríos.

La Producción Diferida Total Mensual es:

Tabla 14. Producción Diferida Total Mensual. (Fuente: Elaboración propia)

Producción Diferida Total Mensual durante 4 años	
ENERO	2,255
FEBRERO	0
MARZO	1,263
ABRIL	0

MAYO	0
JUNIO	0
JULIO	0
AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	2,249
OCTUBRE	1,018
NOVIEMBRE	339
DICIEMBRE	0

La Producción Diferida Trimestral Promedio es:

Tabla 15. Promedio de la Producción Diferida Trimestral. (Fuente: Elaboración propia)

Producción Diferida Total Trimestral durante 4 años	
ENERO-MARZO	1,173
ABRIL-JUNIO	0
JULIO-SEPTIEMBRE	750
OCTUBRE-DICIEMBRE	452

2.3.2 PRODUCCIÓN DIFERIDA ESPERADA

Para determinar la Producción Diferida Esperada del periodo del 2022-2024, periodo que será objeto de estudio para el análisis de alternativas. Se hace uso de la tasa de crecimiento anual esperada del aceite y el promedio de la producción diferida trimestral.

Los cálculos son los siguientes:

$$\text{Producción Esperada Trimestral (Enero – Marzo)}_{2022} = 1,173 * (1 + (-6.5777\%)) = 1091 \text{ MB}$$

$$\text{Producción Esperada Trimestral (Abril – Junio)}_{2022} = 0 * (1 + (-6.5777\%)) = 0 \text{ MB}$$

.

.

.

$$\text{Producción Esperada Trimestral (Enero – Marzo)}_{2023} = 1,096 * (1 + (-3.3301\%)) \\ = 1059.05 \text{ MB}$$

$$\text{Producción Esperada Trimestral (Abril – Junio)}_{2023} = 0 * (1 + (-3.3301\%)) = 0 \text{ MB}$$

Los resultados quedan expresados en la siguiente tabla:

Tabla 16. Producción Esperada del Aceite. (Fuente: Elaboración propia)

Periodo	2022	2023	2024
Ene-Mar	1096	1059	1032
Abr-Jun	0	0	0
Jul-Sept	700	677	660
Oct-Dic	423	409	398

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS INVENTARIOS

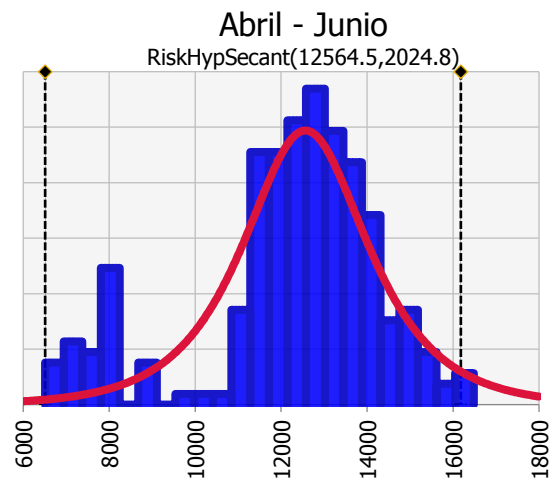
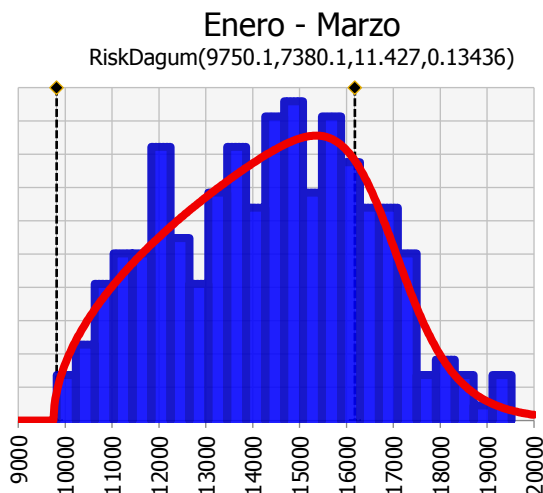
En esta sección se ajustará una curva de distribución para cada uno de los periodos trimestrales de los inventarios presentados en la tabla 10 durante los últimos 3 años (2019-2021), para realizar su respectivo análisis estadístico. Algunas medidas de tendencia y variabilidad que se analizarán son: moda, media, mediana y desviación estándar. Todo esto se realizará a través del software @Risk.

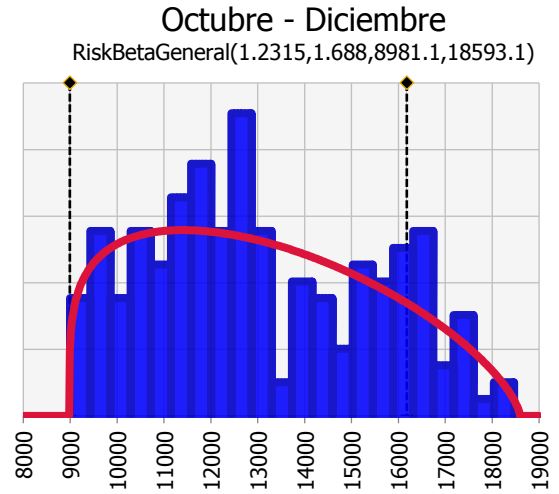
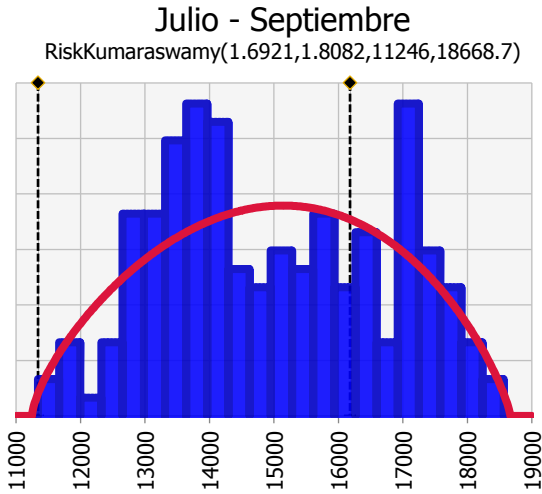
3.1 AJUSTE DE DISTRIBUCIÓN PARA CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO CON BASE AL INVENTARIO DE PRODUCCIÓN

Se ha determinado que la mejor gráfica que se ajusta a los inventarios para el periodo trimestral de enero a marzo es la Distribución de Dagum, para el periodo trimestral de abril a junio la distribución que mejor se ajusta es la Distribución de Hipersecante, para el periodo trimestral julio a septiembre la mejor distribución es la de Kumaraswamy y por último, la mejor distribución que se ajusta para el último periodo trimestral que corresponde de octubre a diciembre es la Distribución de Beta General.

A partir de estas distribuciones se determinará las medidas de tendencia y de variabilidad para describir el comportamiento de los inventarios y las medidas de tendencia y variabilidad de las distribuciones pertinentes.

3.1.1 ALTERNATIVA BASE SIN ARRENDAMIENTO

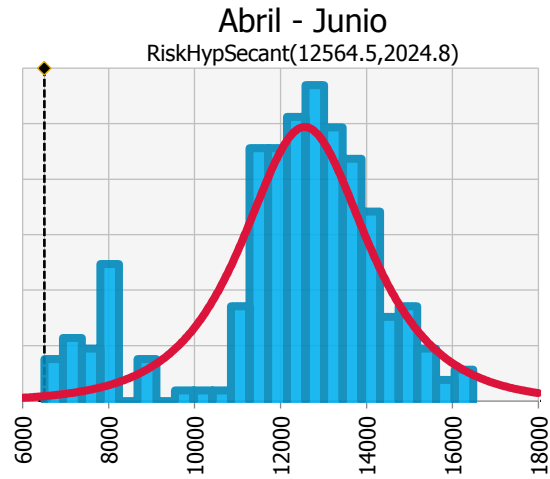
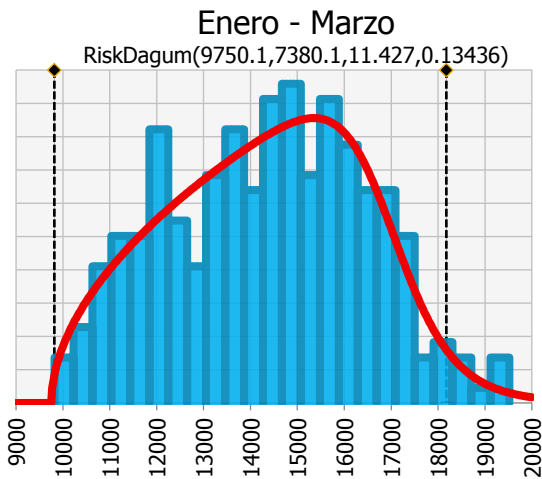




Alternativa 1: Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers

Figura 10. Ajuste de distribución para los inventarios de producción en cada periodo trimestral de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia).

3.1.2 ALTERNATIVA 1: ARTEFACTO NAVAL TIPO VERY LARGE CRUDE CARRIERS



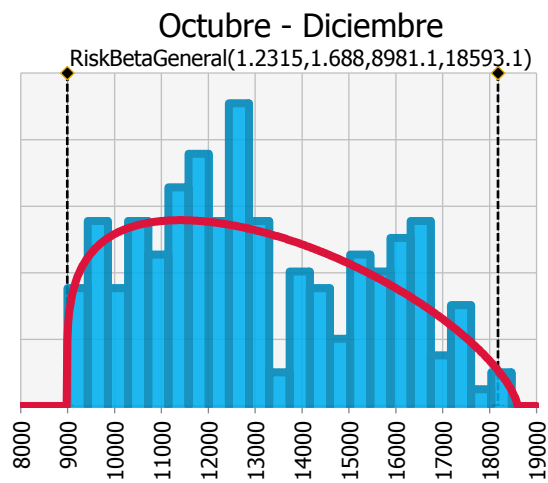
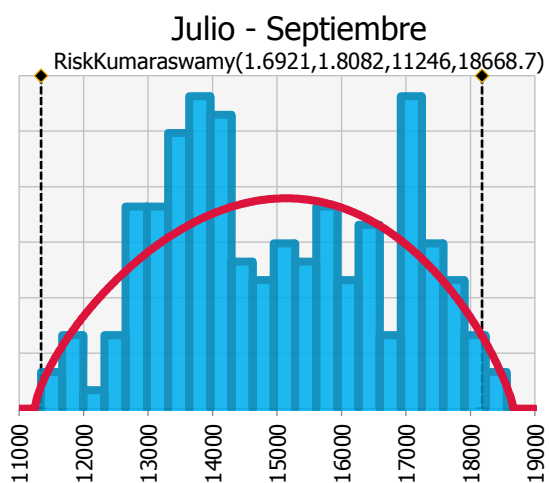
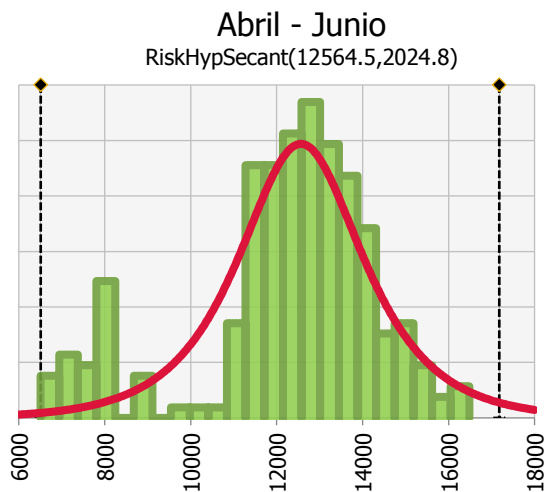
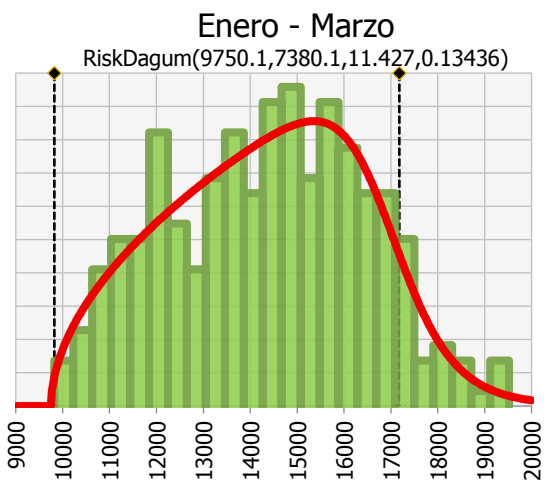


Figura 11 Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia).

3.1.3 ALTERNATIVA 2: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX



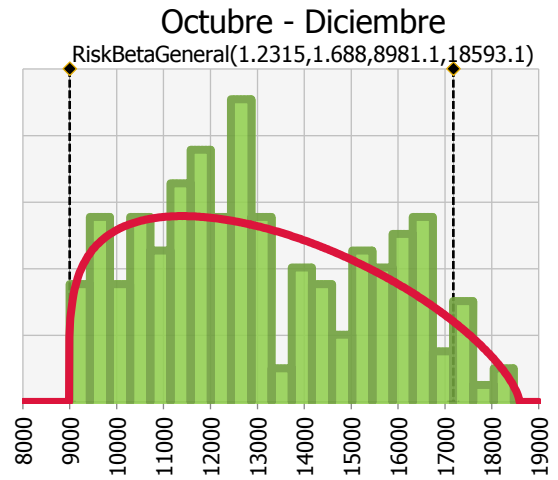
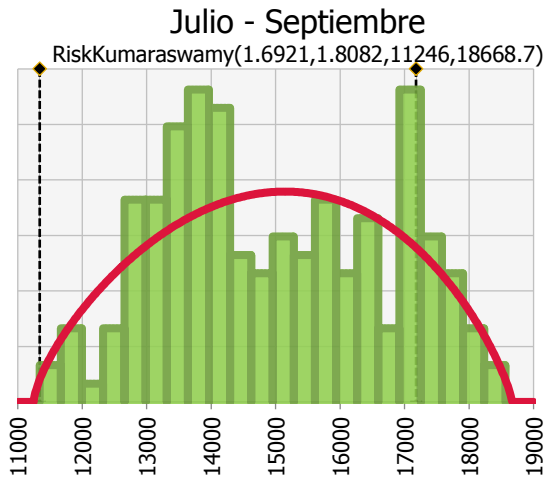
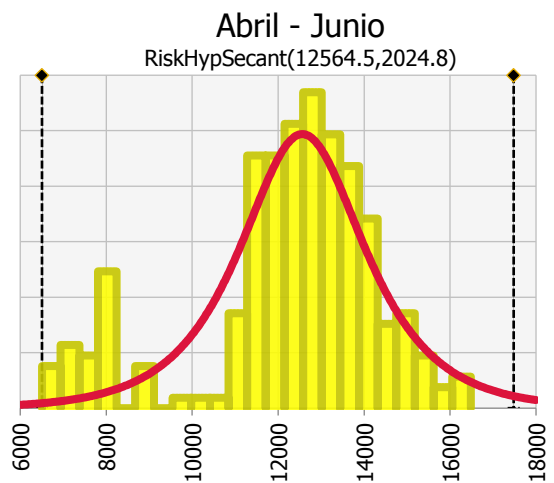
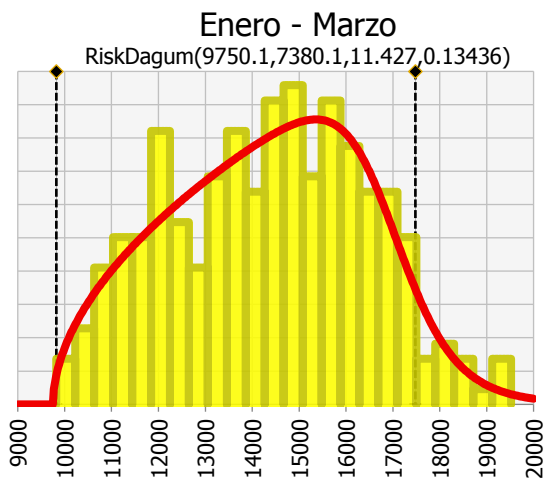


Figura 12. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)

3.1.4 ALTERNATIVA 3: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX MÁS 1 ARTEFACTO NAVAL MEDIUM RANGE



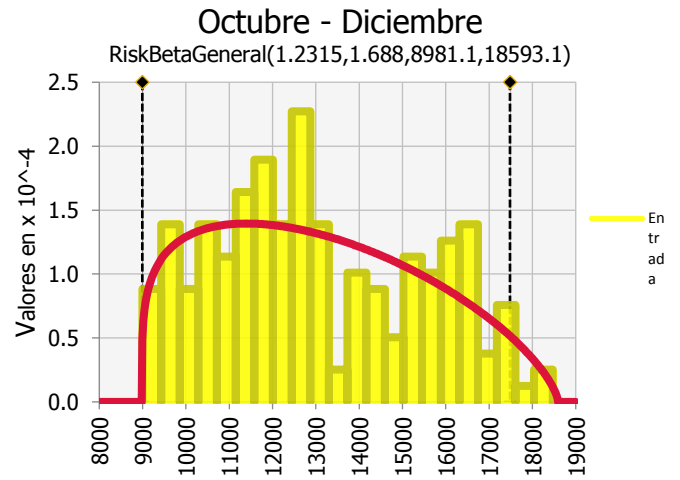
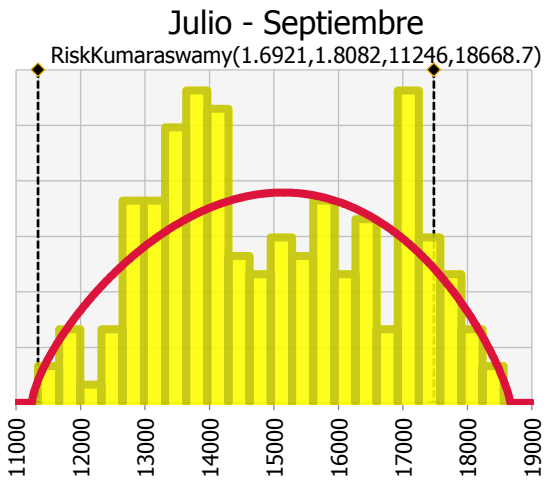
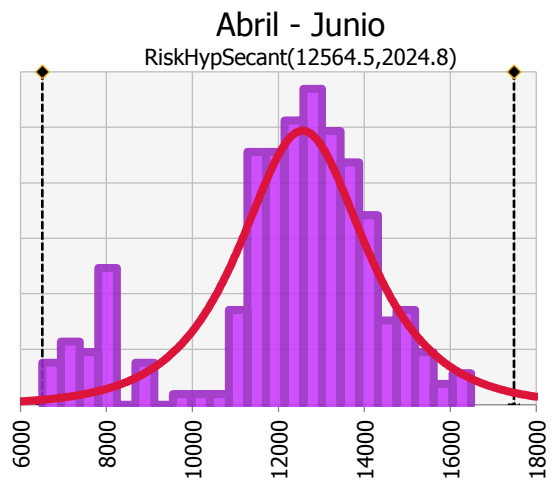
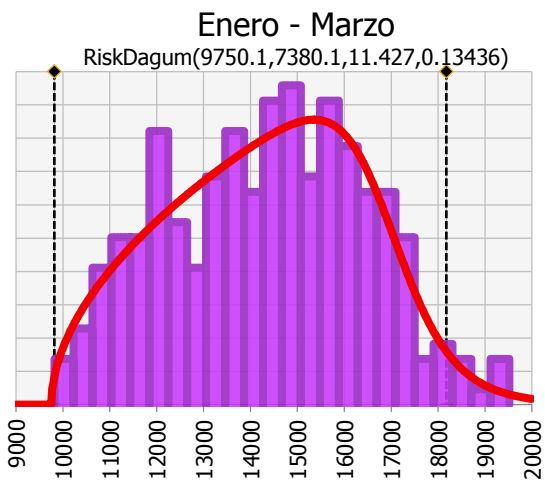


Figura 13. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia).

3.1.5 ALTERNATIVA 4: DOS ARTEFACTOS NAVALES TIPO SUEZMAX



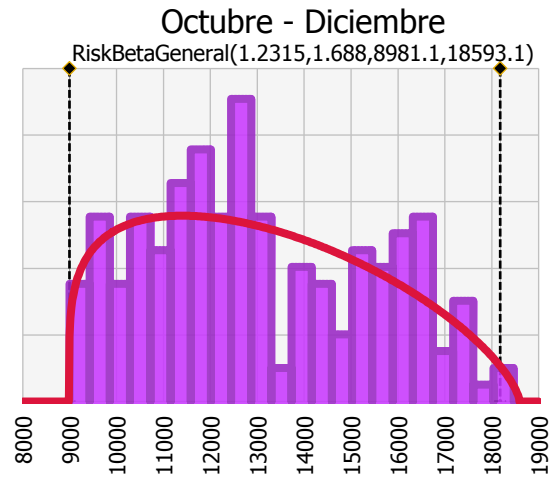
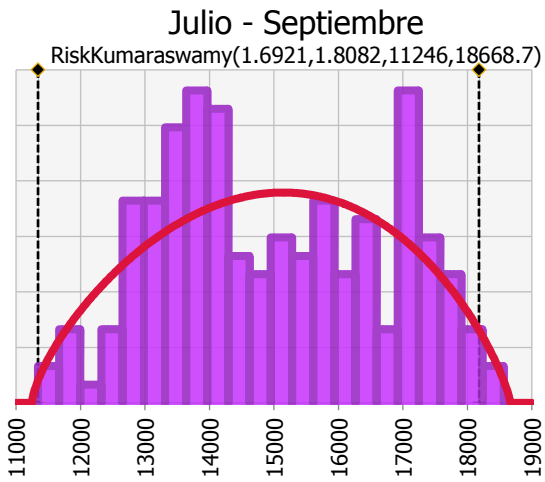
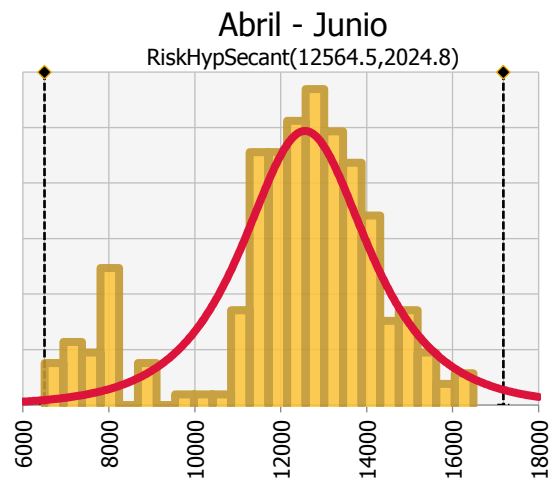
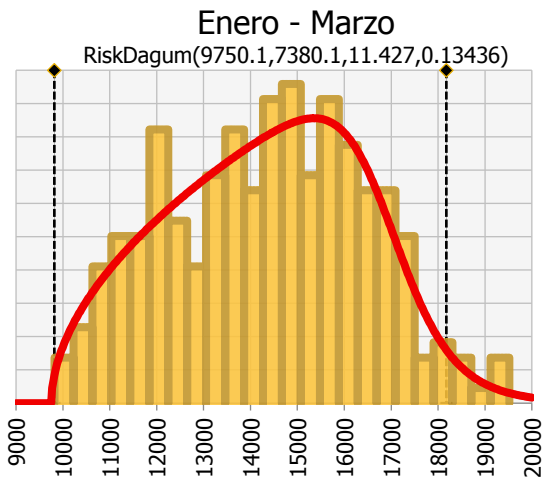


Figura 14. Medidas de Tendencia y Variabilidad para nuestros inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)

3.1.6 ALTERNATIVA 5: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)



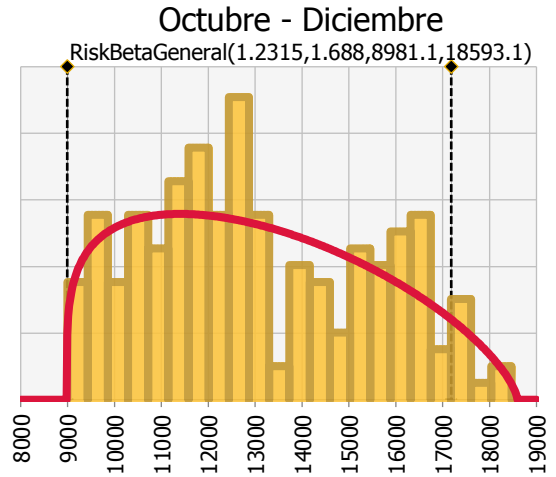
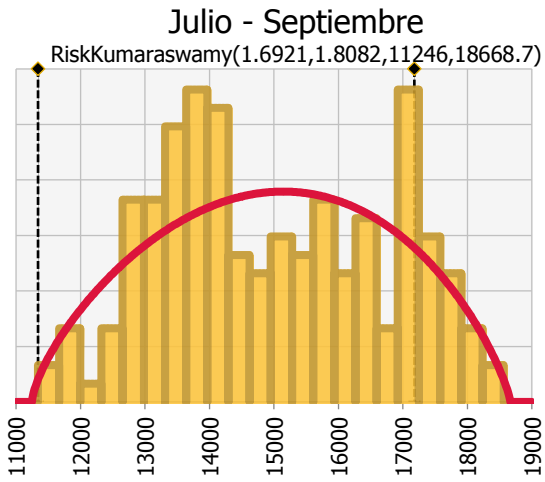
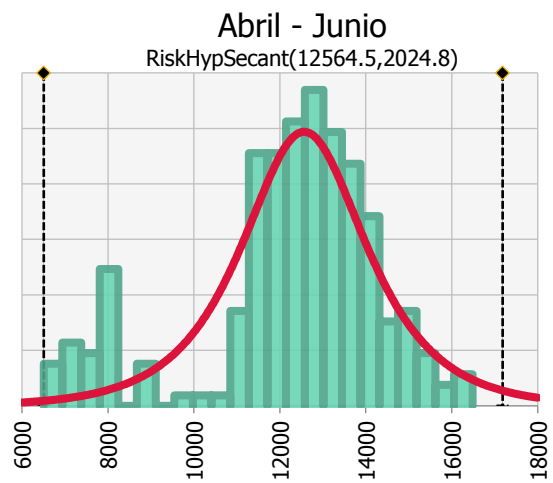
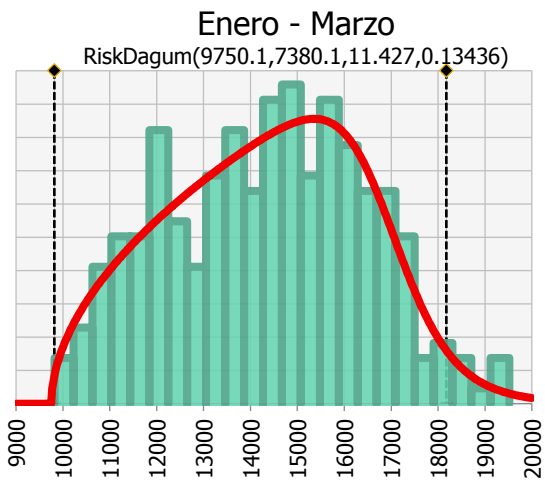


Figura 15. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)

3.1.7 ALTERNATIVA 6: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)



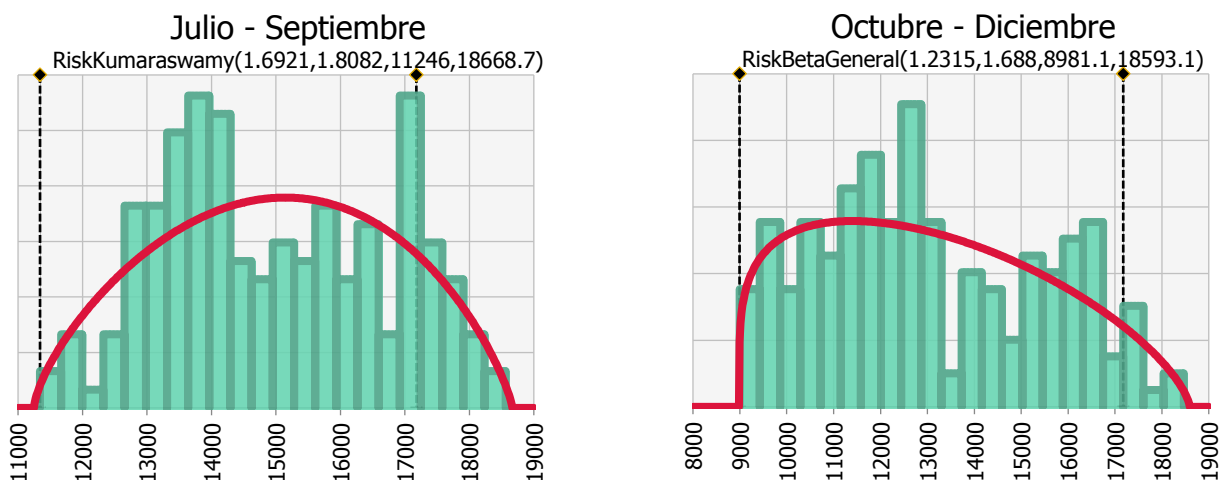


Figura 16. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)

3.2 DETERMINACIÓN DE LAS MEDIDAS DE TENDENCIA Y VARIABILIDAD PARA LAS ALTERNATIVAS

Las medidas de tendencia y variabilidad de cada periodo trimestral tanto para los inventarios como para el ajuste de distribución es el siguiente:

Tabla 17. Medidas de Tendencia y Variabilidad para los inventarios y el ajuste de distribución de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE TENDENCIA Y VARIABILIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS INVENTARIOS				
Medida de Tendencia	Enero - Marzo	Abril - Junio	Julio- Septiembre	Octubre -Diciembre
Media	14,345.03	12,250.87	14,982.18	13,035.44
Moda	15,599.52	12,733.48	13,470.74	12,581.79
Mediana	14,452.41	12,628.70	14,811.80	12,547.31
Varianza	4,487,533.82	4,456,743.21	3,045,688.14	5,844,596.35
Desv. Est.	2,118.38	2,111.10	1,745.19	2,417.56
MEDIDAS DE TENDENCIA Y VARIABILIDAD EN LOS AJUSTES DE DISTRIBUCIÓN				
Medida de Tendencia	Enero - Marzo (Dagum)	Abril - Junio (Hipersecante)	Julio- Septiembre (Kumaraswamy)	Octubre -Diciembre (Beta General)
Media	14,352.19	12,567.49	15,000.64	13,035.60
Moda	15,354.69	12,564.29	15,142.28	11,401.05
Mediana	14,451.35	12,564.29	15,020.28	12,844.57
Varianza	4,509,719.43	4,099,774.54	3,026,660.47	5,720,133.22
Desv. Est.	2,123.61	2,024.79	1,739.73	2,391.68

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA

La probabilidad es el valor numérico que representa la posibilidad de ocurrencia de un cierto evento.

La distribución de frecuencias esta dado por el número de elementos iguales de un conjunto de datos. Mientras tanto la distribución de probabilidad esta dado por el conjunto de probabilidades de ocurrencia que puede tomar una variable aleatoria dado un conjunto de datos.

El riesgo se refiere a acciones que pueden tener más de un resultado y está asociado a la incertidumbre, es decir, a la incapacidad que se tiene de conocer un resultado certero. Una definición más clara entre riesgo e incertidumbre identifica al riesgo como la dispersión de la distribución de probabilidades de los resultados obtenidos o del elemento de estudio, mientras que la incertidumbre es la falta de confianza de que la distribución de probabilidades sea la correcta.

En esta sección se determinará el riesgo asociado de cada una de las alternativas que se diseñaran y evaluaran en este trabajo para determinar la probabilidad que se tiene de superar la capacidad de almacenamiento disponible, considerando la capacidad de almacenamiento adicional adquirida en cada una de las alternativas.

4.1 DETERMINACIÓN DE LAS PROBABILIDADES DE LAS ALTERNATIVAS

Partiendo de que la capacidad de almacenamiento disponible para Pemex Exploración y Producción era de 17,279 MB, pero, dado al término del contrato de arrendamiento del Artefacto Naval Mount Fuji, la capacidad de almacenamiento disponible para PEP se vería reducida en 1,100 MB, es decir, sólo dispondrá de una capacidad de almacenamiento total de 16,179 MB. A pesar del capacidad de almacenamiento del que dispone PEP existen ciertos periodos de tiempo donde la producción supera esta capacidad dado a ciertos factores. Esto conduce al inevitable cierre de pozos dado a las pérdidas monetarias que se generan por la producción diferida. Para dar solución a este problema se plantean 6 alternativas que consisten en el arrendamiento de centros de almacenamientos cada una de las alternativas se mencionan a continuación.

Alternativa 1: Arrendamiento del Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs) que da una capacidad de almacenamiento adicional de 2 MMB que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 18,179.22 MB.

Alternativa 2: Arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax que da una capacidad de almacenamiento adicional de 1 MMB que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 17,179.22 MB.

Alternativa 3: Arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax más un Artefacto Naval tipo Medium Range que da una capacidad de almacenamiento adicional de 1 MMB y 0.3 MMB respectivamente que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 17,479.22 MB.

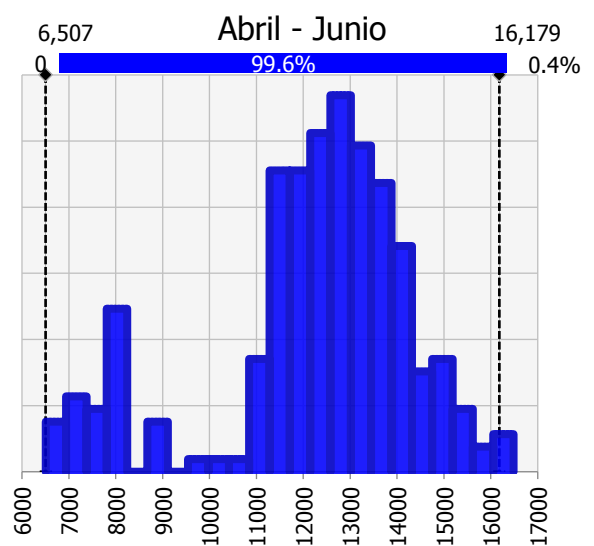
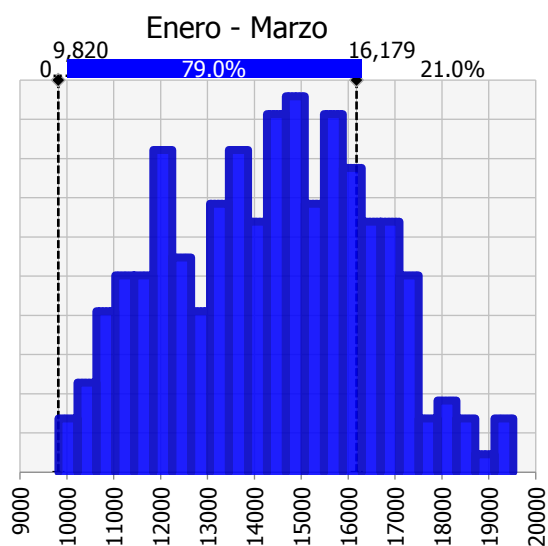
Alternativa 4: Arrendamiento de dos Artefactos Navales tipo Suezmax que da una capacidad de almacenamiento adicional de 2 MMB que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 18,179.22 MB.

Alternativa 5: Arrendamiento de unos tanques superficiales de almacenamiento de una terminal LOOP que da una capacidad de almacenamiento adicional de 1 MMB que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 17,179.22 MB, pero está se encuentra sujeta a disponibilidad.

Alternativa 6: Arrendamiento de unos tanques superficiales de almacenamiento de una terminal LOOP que da una capacidad de almacenamiento adicional de 1 MMB que se traduce en una capacidad total de almacenamiento para PEP de 17,179.22 MB, pero está se encuentra obligada a un contrato mínimo de arrendamiento de 7 meses.

4.1.1 ALTERNATIVA BASE SIN ARRENDAMIENTO

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinó la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 16,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



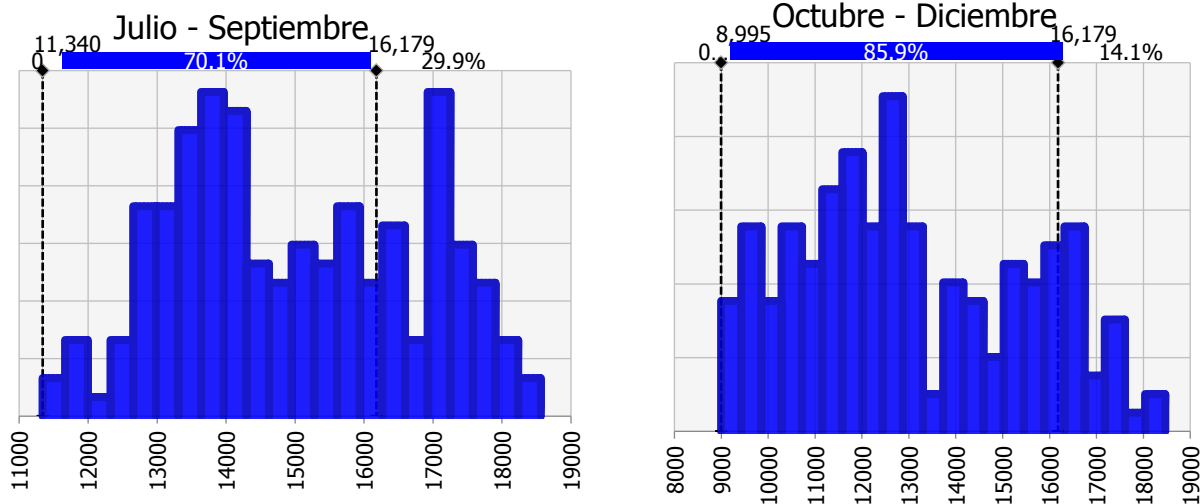
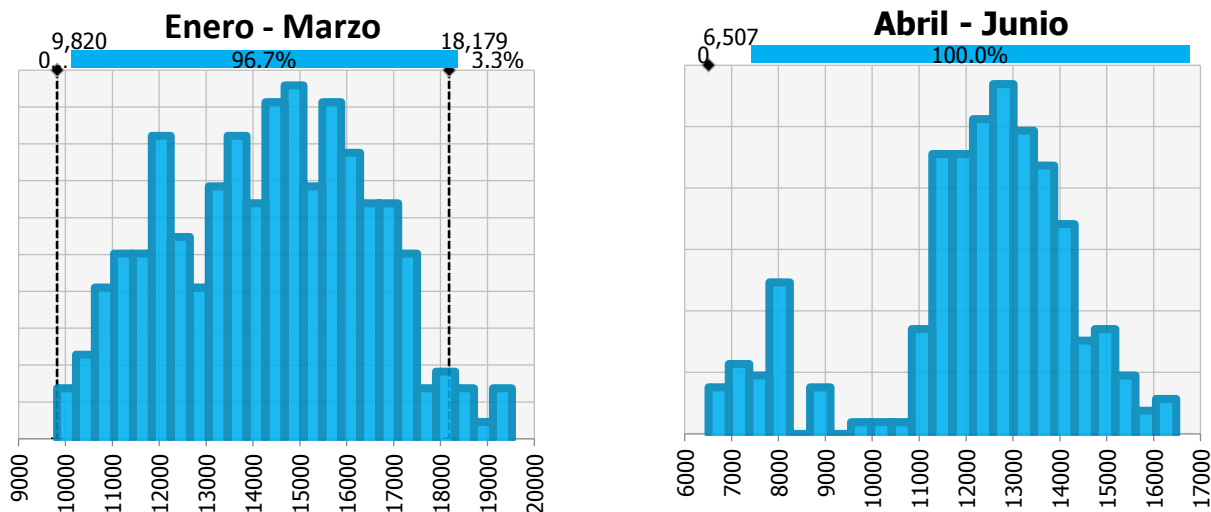


Figura 17. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa Base con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.2 ALTERNATIVA 1: ARTEFACTO NAVAL TIPO VERY LARGE CRUDE CARRIERS

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinará la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 18,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



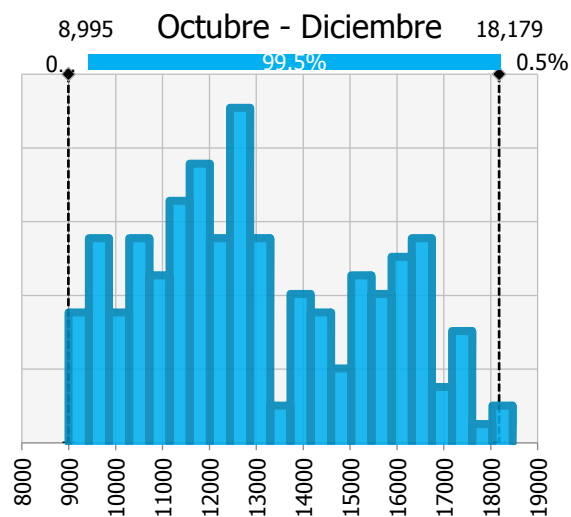
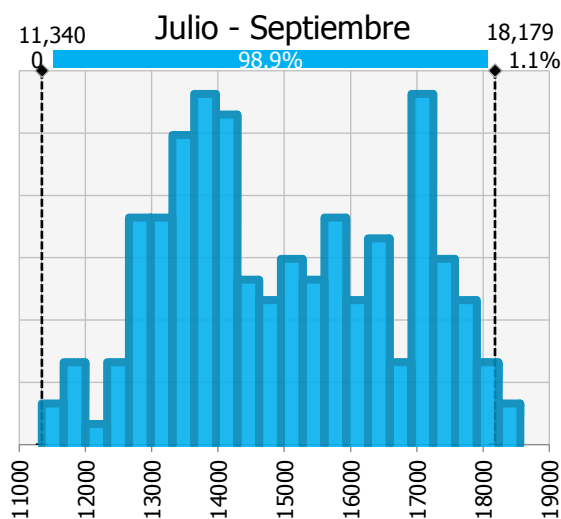
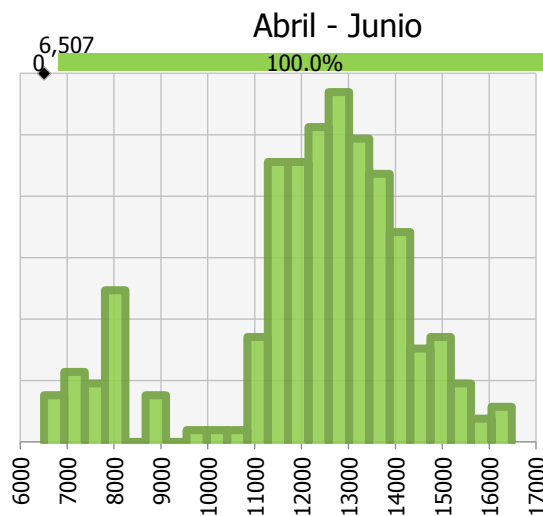
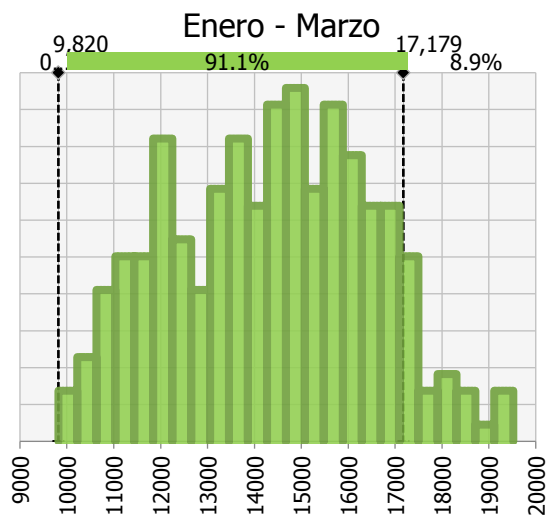


Figura 18. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 1 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.3 ALTERNATIVA 2: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinará la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 17,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



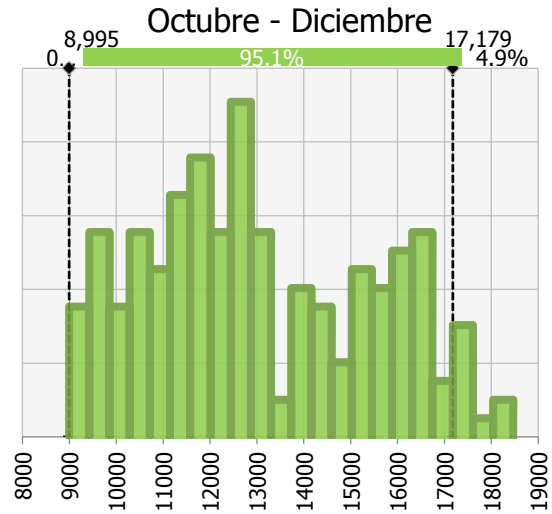
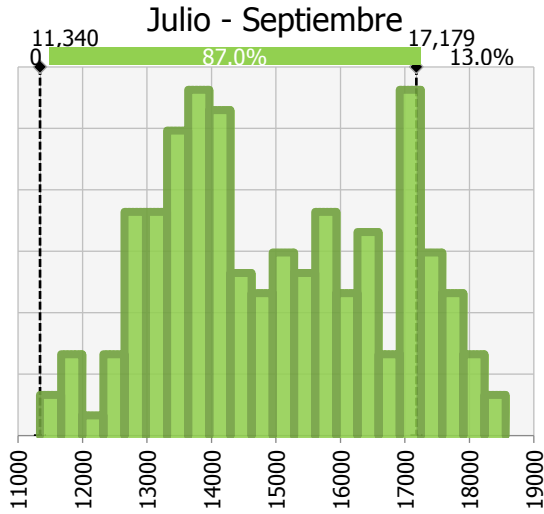
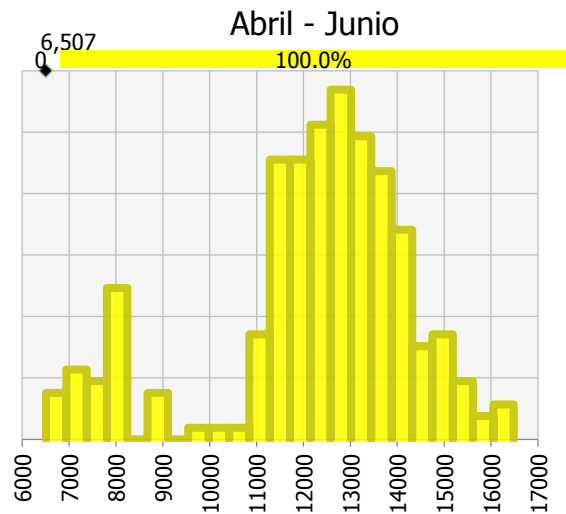
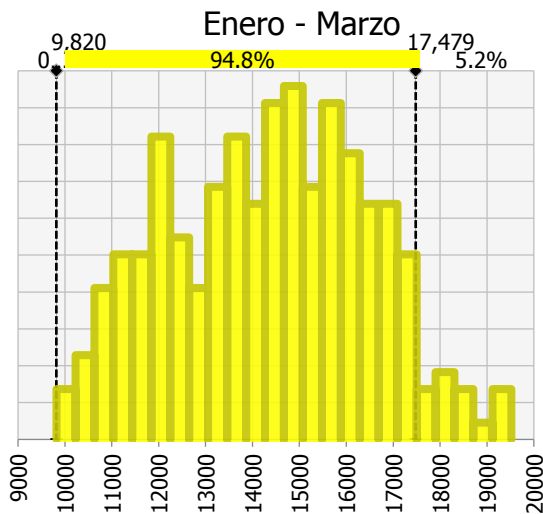


Figura 19. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 2 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.4 ALTERNATIVA 3: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX MÁS 1 ARTEFACTO NAVAL MEDIUM RANGE

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinó la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 17,479.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



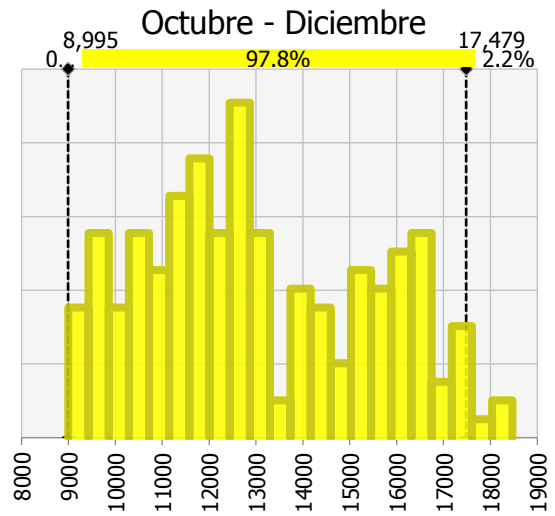
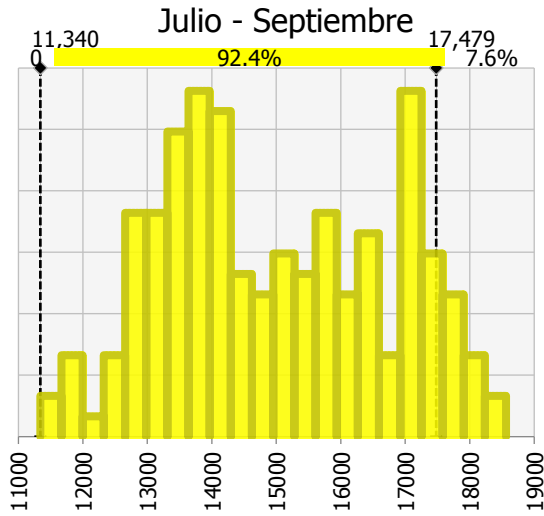
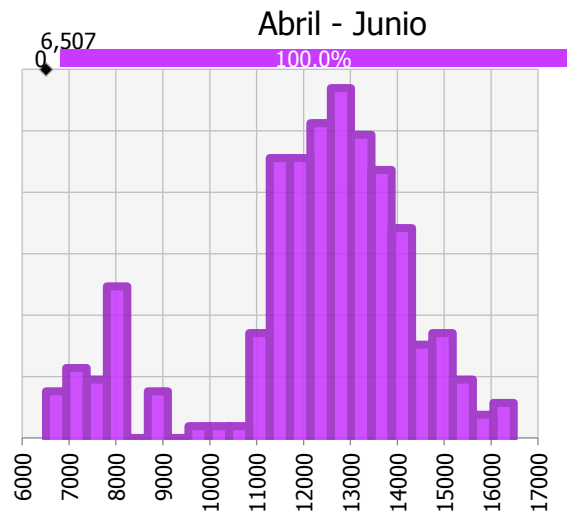
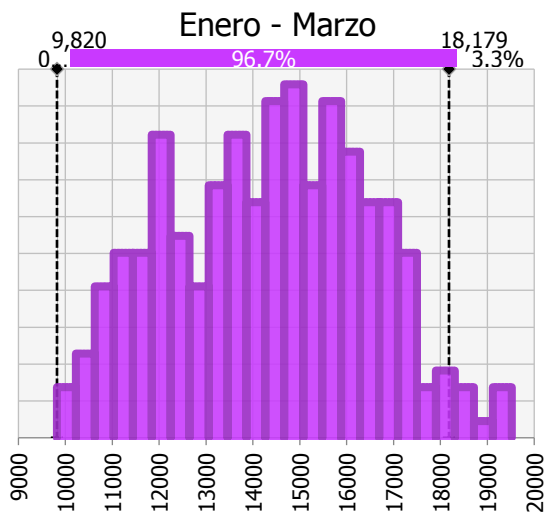


Figura 20. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 3 con base en los inventarios del 2019 al 2021.

4.1.5 ALTERNATIVA 4: DOS ARTEFACTOS NAVALES TIPO SUEZMAX

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinó la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 18,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



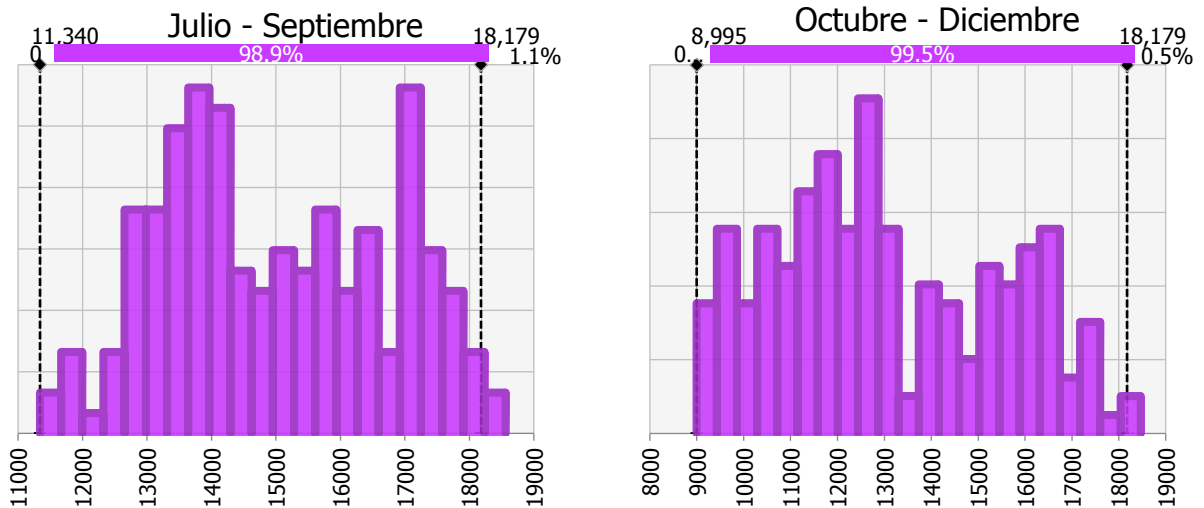
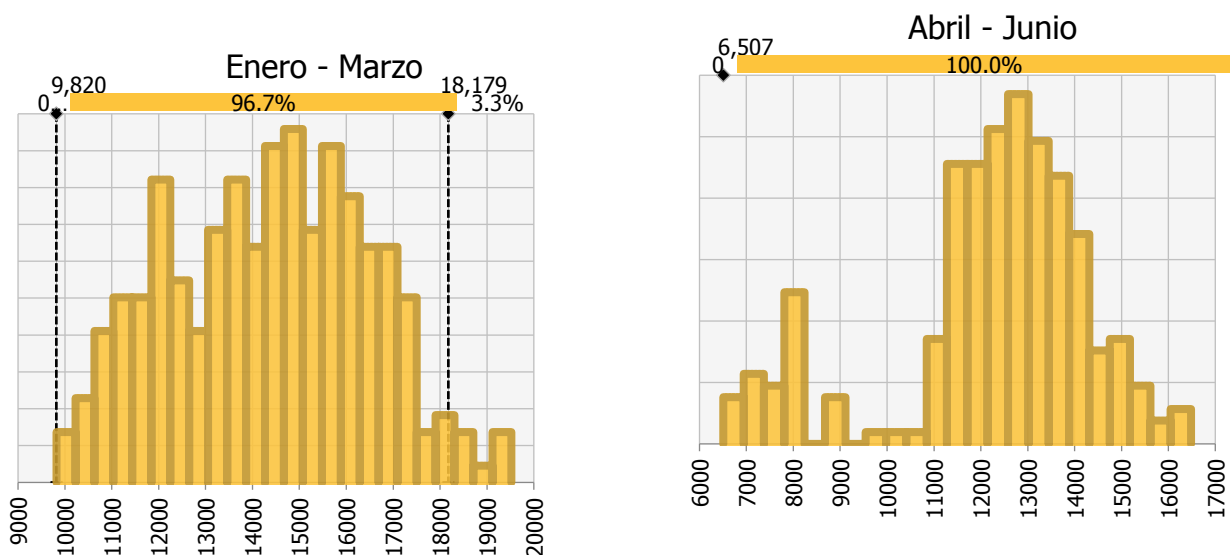


Figura 21. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 4 con base en los inventarios del 2019 al 2021.

4.1.6 ALTERNATIVA 5: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinó la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 18,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



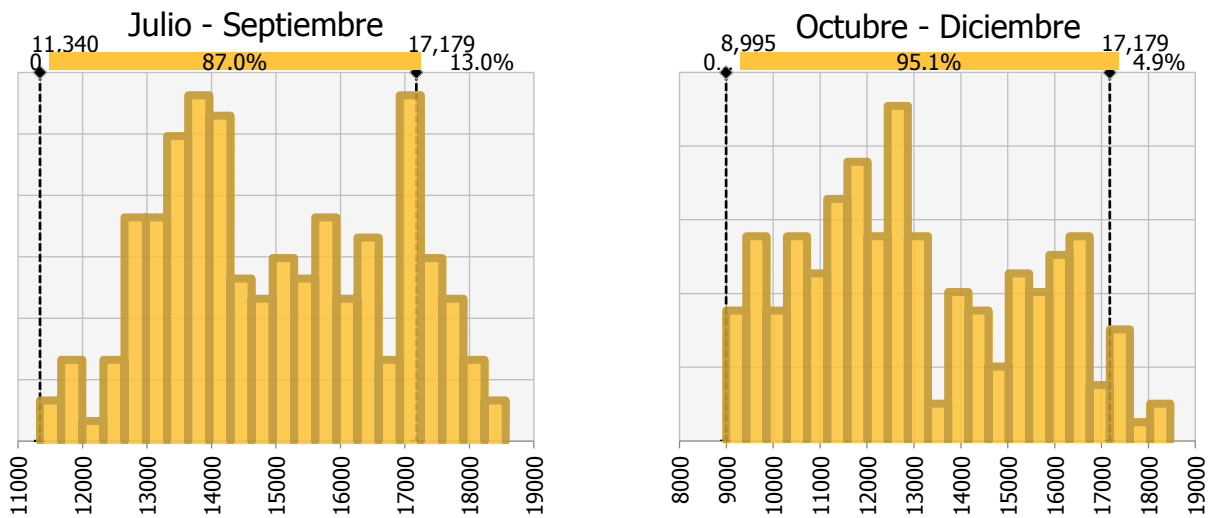
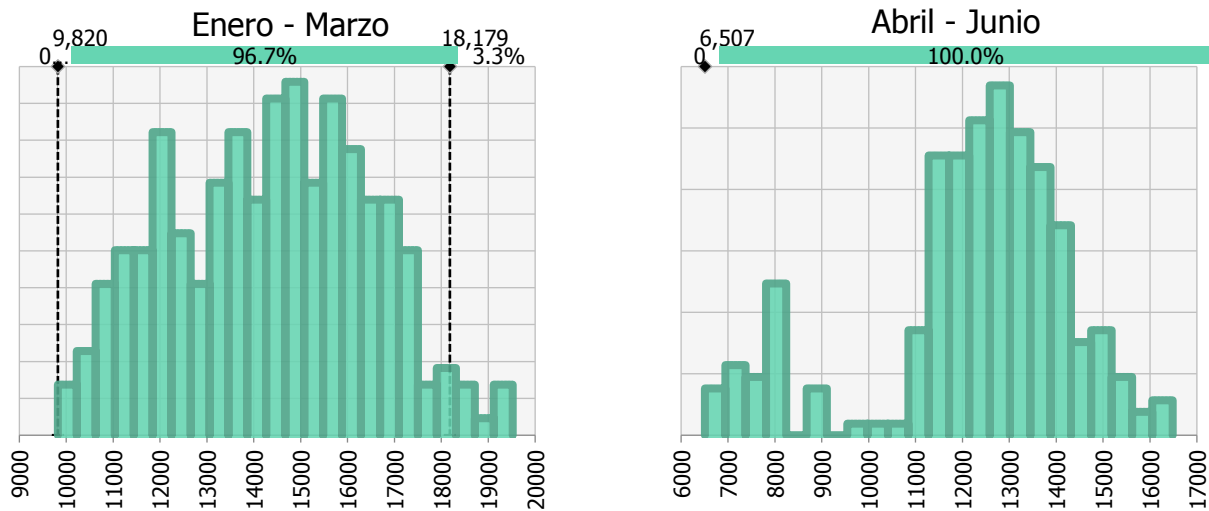


Figura 22. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 5 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.7 ALTERNATIVA 6: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

Con base en los inventarios trimestrales anuales durante los últimos 3 años (2019-2021) se determinó la probabilidad de que la producción diaria supere la capacidad de almacenamiento disponible de 18,179.22 MB. Para esto se hizo uso del Software @Risk.



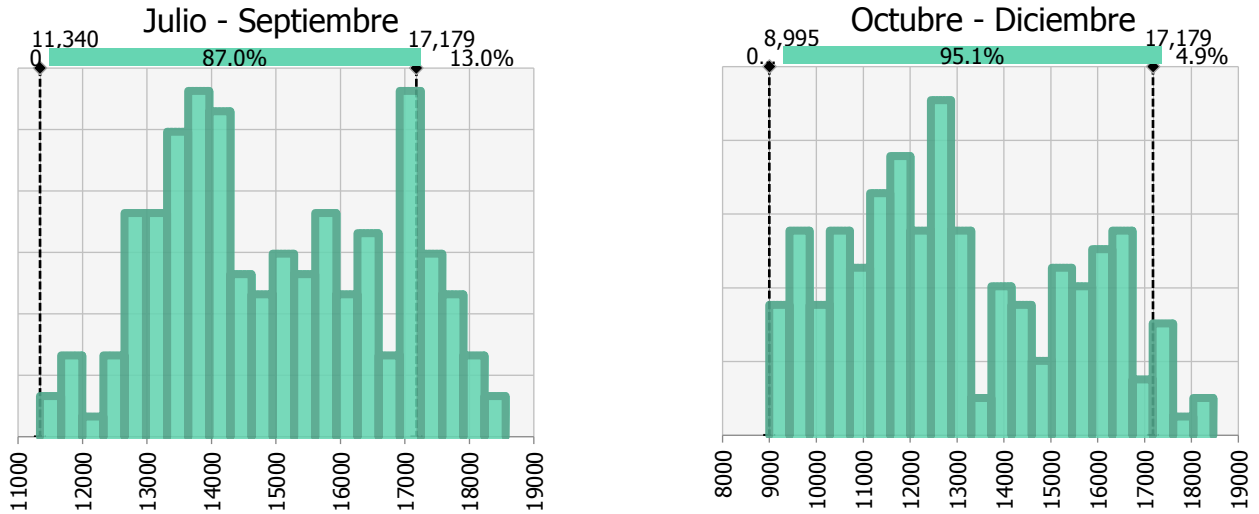


Figura 23. Determinación de la probabilidad de la producción diferida dado el almacenamiento adicional de la Alternativa 6 con base en los inventarios del 2019 al 2021. (Fuente: Elaboración propia).

4.2 RESUMEN DE LAS PROBABILIDADES DE LAS ALTERNATIVAS

La probabilidad de ocurrencia de superar la capacidad de almacenamiento disponible en cada periodo considerando la capacidad adicional por arrendamiento centros de almacenamiento en cada una de las alternativas. Se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 18. Probabilidad de superar la capacidad de almacenamiento disponible en cada una de las alternativas. (Fuente: Elaboración propia)

Alternativa	Capacidad Adicional	Probabilidades			
		T1	T2	T3	T4
Escenario base sin arrendamiento	-	21.0%	0.4%	29.9%	14.1%
1 BT VLCCs	2 MMB	3.3%	0.0%	1.1%	0.5%
1 BT Suezmax	1 MMB	8.9%	0.0%	13.0%	4.9%
1 BT Suezmax + 1 Medium Range	1 MMB + 300 MB	5.2%	0.0%	7.6%	2.2%
2 BT Suezmax	1 MMB cada uno	3.3%	0.0%	1.1%	0.50%
LOOP	1 MMB	8.9%	0.0%	13.0%	4.9%
LOOP 2	1 MMB	8.9%	0.0%	13.0%	4.9%

Como se observa a primera instancia, la probabilidad de superar la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, donde sólo se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 16,179.22 MB, es significativa en comparación a los demás escenarios donde la probabilidad es mínima.

Con la probabilidad previamente encontrada para cada una de las alternativas se procederá a determinar la producción diferida esperada para los siguiente 3 años, es decir, para el periodo 2022-2024 y se comparará cada uno de los resultados obtenidos con la alternativa base.

CAPÍTULO 5. DISEÑO DE ALTERNATIVAS

Se analizará la viabilidad de contratación de almacenamiento adicional, flotante o terrestre para dar respuesta a posibles cierres de producción por altos inventarios. Se plantearon 6 alternativas:

1. Un Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs).
2. Un Artefacto Naval tipo Suezmax.
3. Un Artefacto Naval tipo Suezmax más 1 Artefacto Naval tipo Medium Range (MR).
4. Dos Artefactos Navales tipo Suezmax.
5. Arrendamiento de almacenamiento adicional en una terminal LOOP sujeta a disponibilidad.
6. Arrendamiento de almacenamiento adicional en una terminal LOOP con una disponibilidad asegurada, pero, obligada a un arrendamiento mínimo de 7 meses.

Cada una de estas alternativas se comparará con la alternativa base, es decir, cuando sólo se dispone de la capacidad de almacenamiento actual sin considerar el almacenamiento adicional.

5.1 PRODUCCIÓN DIFERIDA DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE AL RIESGO

5.1.1 ALTERNATIVA BASE

Considerando que Pemex Exploración y Producción junto con los demás Centros de Almacenamiento cuenta con una capacidad de almacenamiento operativa de 17,279.22 MB, pero con el término de contrato de arrendamiento del Artefacto Naval Mount Fuji, el 1 de enero del 2021. La capacidad de almacenamiento total se verá reducida por 1,100 MB quedando así con una capacidad de almacenamiento de 16,179.22 MB.

Sin considerar riesgo alguno la producción diferida se mantiene como:

Tabla 19. Producción Diferida Esperada sin Riesgo. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida (MB)	1,090.71	0.00	697.27	420.72	1,037.38	0.00	663.18	400.15	982.19	0.00	627.90	378.86

Anteriormente, se determinó la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 21% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0.4%, un 29.9% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 14.1% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo.

Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 20. Producción Diferida Esperada con Riesgo. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada considerando el Riesgo asociado (MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42

5.1.2 ALTERNATIVA 1: ARTEFACTO NAVAL TIPO VERY LARGE CRUDE CARRIERS (VLCCS)

El Artefacto Naval Very Large Crude Carriers cuenta con una capacidad de almacenamiento de 2 MMB y un peso de 330,000 toneladas. Al arrendar este Artefacto Naval, la capacidad de almacenamiento será de 18,179 MB.

Anteriormente se determinó la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 2 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 3.3% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 1.1% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 0.5% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinó el valor esperado de la producción diferida

multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 21. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval VLCCs. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 1 (MB)	35.99	0.00	7.67	2.10	34.23	0.00	7.29	2.00	32.41	0.00	6.91	1.89
Producción que se deja de Diferir (MB)	193.06	0.00	200.81	57.22	183.62	0.00	191.00	54.42	173.85	0.00	180.83	51.52

La cantidad de producción que se deja de diferir es considerable. Tan sólo en el primer trimestre del año 2022, 193,060 barriles se pudieron almacenar y posteriormente exportarlos o mandarlos a refinación. Si se supone un costo por barril de 55 USD, entonces, Pemex evito perder 11,583,600 USD en ese periodo.

El costo anual de fletamento es de 11,350,500 USD. Se puede observar a primera instancia que el dinero que se evitó perder durante el primer periodo del primer año le permite a Pemex costear sin ningún problema el fletamento anual del Artefacto Naval Very Large Crude Carriers.

Toda esta parte económica y financiera se analizará con lujo de detalle en el capítulo posterior. Sólo se da un breve vistazo al análisis que será sometido cada uno de las alternativas y el beneficio que se tiene al arrendar dichas alternativas de almacenamiento para aumentar la capacidad de almacenamiento del cual dispone Pemex Exploración y Producción actualmente. Con esto se puede concluir a primera instancia que las alternativas planteadas en este capítulo son viables tanto técnicamente y económicamente.

5.1.3 ALTERNATIVA 2: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX

La capacidad de almacenamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax es de 1 MMB. Al arrendar este artefacto naval la capacidad de almacenamiento total es de 17,179 MB.

Se ha determinado la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 1 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 8.9% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 13% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 4.9% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo

tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 22. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval Suezmax. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 2 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0.00	117.84	38.71	125.52	0.00	112.08	36.81	118.84	0.00	106.11	34.86

El costo anual de fletamento es de 9,440,800 USD.

5.1.1 ALTERNATIVA 3: ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX MÁS ARTEFACTO NAVAL TIPO MEDIUM RANGE

La capacidad de almacenamiento dado el arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax con una capacidad de 1 MMB y del Artefacto Naval Medium Range (MR) con una capacidad de 0.3 MMB, da una capacidad total de almacenamiento de 17,473 MB.

Se ha determinado la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 1.3 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 5.2% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 7.6% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 2.2% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 23. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento del Artefacto Naval Suezmax más un Artefacto Naval M.R. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 3 (MB)	56.72	0.00	52.99	9.26	53.94	0.00	50.40	8.80	51.07	0.00	47.72	8.33
Producción que se deja de Diferir (MB)	172.33	0.00	155.49	50.07	163.91	0.00	147.89	47.62	155.19	0.00	140.02	45.08

Como se vio anteriormente el costo anual de fletamento para el Artefacto Naval tipo Suezmax es de 9,440,800 USD y el costo anual de fletamento para el Medium Range (Cabotero) es de 7,882,300 USD.

5.1.1 ALTERNATIVA 4: DOS ARTEFACTOS NAVALES TIPO SUEZMAX

Esta alternativa plantea el arrendamiento de dos Artefactos Navales tipo Suezmax con una capacidad de 1 MMB cada uno, con un costo total anual de fletamento de 18,881,600 USD. Dado el almacenamiento adicional por cuestiones de almacenamiento de ambos buques, se tendrá una capacidad de almacenamiento total de 18,173 MB.

Anteriormente se ha determinado la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 2 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 5.2% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 7.6% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 2.2% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 24. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de 2 Artefactos Navales tipo Suezmax. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 4 (MB)	35.99	0.00	7.67	2.10	34.23	0.00	7.29	2.00	32.41	0.00	6.91	1.89
Producción que se deja de Diferir (MB)	193.06	0.00	200.81	57.22	183.62	0.00	191.00	54.42	173.85	0.00	180.83	51.52

El costo anual del fletamento de los dos Artefactos Navales tipo Suezmax es de 18,881,600 USD.

5.1.2 ALTERNATIVA 5: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

La Alternativa 5 contempla una capacidad de almacenamiento total de 17,179 MB debido a que considera el arrendamiento de tanques superficiales de almacenamiento en Louisiana Offshore Oil Port (LOOP) de 1 MMB. Esta alternativa a diferencia de las demás está sujeta a la disponibilidad de las instalaciones.

Al igual que las anteriores alternativas. Se ha determinado la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 1 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 8.9% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 13% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 4.9% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 25. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de tanques de almacenamiento Louisiana Offshore Oil Port, sujeto a disponibilidad. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 5 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0	117.83	32.7	125.52	0	112.08	39.81	118.85	0	106.11	34.86

La tarifa de almacenamiento es de 0.3 USD/barril. Si se hace uso de toda la capacidad de almacenamiento que brinda esta alternativa que es de 1 MMB, entonces, por un trimestre se almacenará 3 MMB, por lo tanto, el costo de almacenamiento total por periodo trimestral será de 0.9 MMUSD. Por último, no se tiene límite de carga y descarga.

5.1.1 ALTERNATIVA 6: LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

Por último, la Alternativa 6 contempla una capacidad de almacenamiento total de 17,179 MB debido a que considera el arrendamiento de tanques superficiales de almacenamiento en Louisiana Offshore Oil Port (LOOP) de 1 MMB.

Al igual que las anteriores alternativas. Se ha determinado la probabilidad de que la producción supere la capacidad de almacenamiento disponible considerando el almacenamiento adicional de 1 MMB. En el primer trimestre se tiene una probabilidad del 8.9% de superar la capacidad de almacenamiento disponible, en el segundo trimestre se tiene una probabilidad del 0%, un 13% de probabilidad en el tercer trimestre y en el cuarto trimestre se tiene una probabilidad del 4.9% de rebasar la capacidad de almacenamiento disponible. Por lo tanto, considerando el riesgo se determinará el valor esperado de la producción diferida multiplicando la probabilidad de ocurrencia del evento por la producción diferida sin riesgo y se comparará con la alternativa base.

Tabla 26. Producción Diferida Esperada considerando el almacenamiento adicional por el arrendamiento de tanques de almacenamiento en Louisiana Offshore Oil Port, no está sujeto a disponibilidad. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 6 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0	117.83	32.7	125.52	0	112.08	39.81	118.85	0	106.11	34.86

Esta alternativa es similar a la alternativa 5, sin embargo, a diferencia de la alternativa anterior no está sujeta a disponibilidad, pero si está obligada aun arrendamiento mínimo de 7 meses y sólo es posible realizar dos descargas por año.

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para determinar la opción que beneficie más a Pemex Exploración y Producción se procederá a evaluar económicamente y financieramente cada una de las alternativas con apoyo de los indicadores económicos y financieros como lo son el VPN, CAUE, B/C, etc.

6.1 PREMISAS

El conjunto de Alternativas será evaluado en consideración de las siguientes premisas:

1. El precio del barril es de 55 USD.
2. Como en el segundo trimestre de cada año no se presenta producción diferida dado a las buenas condiciones climatológicas, Pemex , no arrendara por ese trimestre algún medio de almacenamiento, por lo tanto, no se generarán costos adicionales. Sin embargo, en la alternativa 6 de almacenamiento, PEP está obligada a rentar el LOOP mínimo 7 meses.
3. La tasa de descuento anual será de 10%, pero se utilizará la tasa de descuento trimestral.

3.1 Si la fórmula para determinar la tasa equivalente es:

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

Entonces:

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2} \rightarrow i_2 = (1 + i_1)^{\frac{m1}{m2}} - 1 \rightarrow$$

$$\rightarrow i_2 = (1 + i_1)^{\frac{1}{4}} - 1 = (1 + 10\%)^{\frac{1}{4}} - 1 = 2.414\% \text{ Trimestral}$$

4. Costo anual del fletamento para el Artefacto Naval Very Large Crude Carriers 11,350,500 USD.

4.1 En el capítulo 1 se vio la fórmula para determinar el valor de los pagos equivalentes dado un numero de periodos.

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{Pago}_{\text{Equivalente}} &= 11,350,500 \left(\frac{1 - (1 + 2.414\%)^{-4}}{2.414\%} \right)^{-1} = \frac{3,010,726.71}{1 \times 10^6} \\ &= 3.01 \text{ MMUSD por Trimestre} \end{aligned}$$

4.2 El costo de combustible para el VLCCs es 0.45 MMUSD por trimestre.

5. El costo de fletamento de los 2 Remolcadores Portuarios utilizados en las alternativas del 1 al 4 donde intervienen los Artefactos Navales es de 1.03 MMUSD por trimestre.
6. El costo por Servicios Portuarios de los 2 Remolcadores utilizados en las alternativas del 1 al 4 donde intervienen los Artefactos Navales es de 0.003 MMUSD por trimestre.
7. El costo anual del fletamento para el Artefacto Naval Suezmax es de 9,440,800 USD.

7.1 Utilizando el mismo principio que en el punto 4, el costo de fletamento trimestral será de:

$$\begin{aligned} \text{Pago}_{\text{Equivalente}} &= 9,440,800 \left(\frac{1 - (1 + 2.414\%)^{-4}}{2.414\%} \right)^{-1} = \frac{2,504,177.67}{1 \times 10^6} \\ &= 2.50 \text{ MMUSD por Trimestre} \end{aligned}$$

7.2 El costo por combustible es de: 0.30 MMUSD por Trimestre.

8. El costo anual del fletamento para el Artefacto Naval Medium Range (MR) es de 7,882,300 USD.

8.1 Utilizando el mismo principio que en el punto 4, el costo de fletamento trimestral será de:

$$\begin{aligned} \text{Pago}_{\text{Equivalente}} &= 7,882,300 \left(\frac{1 - (1 + 2.414\%)^{-4}}{2.414\%} \right)^{-1} = \frac{2,090,784.65}{1 \times 10^6} \\ &= 2.09 \text{ MMUSD por Trimestre} \end{aligned}$$

8.2 El costo por combustible es de: 0.21 MMUSD por Trimestre.

9. Respecto al LOOP 1 sólo se podrá rentar el primer y último trimestre de cada año.

9.1 El costo de almacenamiento trimestral para el LOOP de la alternativa 5 es de 0.9 MMUSD. Valor determinado en el diseño de la alternativa 5.

9.2 Se podrá hacer sólo una carga y una descarga por mes. La tarifa de carga y descarga es de 0.563 USD/ barril. Como se ocupará el valor máximo de su capacidad en cada periodo, entonces, la tarifa de carga y descarga en 3 periodos es de:

Tarifa de carga y descarga trimestral

$$= 3 (\text{periodos}) * 1x10^6 \text{ barriles} * 0.563 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} =$$

$$= 1,689,000 \text{ USD por Trimestre} = 1.69 \text{ MMUSD}$$

9.3 El costo de transporte de hidrocarburos es 0.84 MMUSD por mes, entonces por trimestre será de $0.84*3=2.52$ MMUSD por Trimestre.

10. Respecto a la alternativa 6 que corresponde al LOOP que no está sujeto a disponibilidad, pero si, condicionado a una renta mínima de 7 meses. El cual PEP arrendará cada año el primer trimestre, 1 mes del tercer trimestre y el último trimestre del año.

10.1 El costo mensual de arrendamiento es de 0.6 MMUSD / Mes. Por lo tanto, el primer trimestre el costo trimestral de arrendamiento será de 1.8 MMUSD, para el tercer trimestre sólo se arrendará por 1 mes, entonces, el costo será de 0.6 MMUSD y el último trimestre del año será igual a 1.8 MMUSD.

10.2 La Tarifa de Carga y Descarga es de 0.486 USD/barril, entonces:

$$\textit{Tarifa de carga y descarga mensual} = 1x10^6 \text{ barriles} * 0.486 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} =$$

$$= 486,000 \text{ USD por Mes} = 0.486 \text{ MMUSD}$$

Tarifa de carga y descarga trimestral

$$= 3 (\text{periodos}) * 1x10^6 \text{ barriles} * 0.486 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} =$$

$$= 1,458,000 \text{ USD por Trimestre} = 1.458 \text{ MMUSD}$$

6.2 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

En esta sección se determinarán los costos de la producción diferida de cada una de las alternativas diseñadas y se compararán con la alternativa base. La diferencia de ambos costos da origen al ahorro que se tendría por usar dicha alternativa. Por último, se considerarán todos los costos que implican el uso de dicha alternativa y la diferencia entre

el ahorro de la alternativa menos los costos totales, dará los flujos de efectivo en ese periodo.

6.2.1 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA BASE

Esta alternativa sólo considera la capacidad de almacenamiento que dispone Pemex Exploración y Producción actualmente considerando a su vez, la salida del Artefacto Naval Mount Fuji por término de contrato en enero del 2021 que proporcionaba un capacidad adicional de 1.1 MMB. El volumen que dispone Pemex Exploración y Producción en conjuntos de los demás Centros de Almacenamiento actualmente es de 16,179 MB.

Se parte de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T1-2022} &= 229.05 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 12,597.75 \text{ MUSD} = 12.59775 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T2-2022} &= 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

.

.

.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T4-2024} &= 53.42 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 2,938.1 \text{ MUSD} = 2.9381 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

Por lo tanto, los costos totales de la Alternativa base son:

Tabla 27. Costo total de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada (MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Costo de la Producción Diferida Esperada (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo Esperado Total (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94

6.2.1.1 Determinación del VPN

En el capítulo 1 se había visto que el VPN consiste en traer todos los flujos de efectivo al presente, es decir, aún periodo con una cierta tasa de descuento. El VPN se expresa como:

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{12.6}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{11.47}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{2.94}{(1+2.414\%^{12})}$$

Tabla 28. Valor Presente Neto de la Alternativa Base. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024				Valor Presente Neto (MMUSD)
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Producción Diferida Esperada (MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42	No aplica
Costo de la Producción Diferida Esperada (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94	67.68
Costo Esperado Total (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94	67.68

Se observa que si se utiliza sólo la capacidad de almacenamiento con la que dispone actualmente Pemex Exploración y Producción. Tendrían pérdidas millonarias cada trimestre por concepto de producción diferida. El Valor Presente Neto de las pérdidas totales durante los próximos 3 años con una tasa de descuento del 2.414% trimestral es de 67,680,928.06 USD.

6.2.1.2 CAUE

En el capítulo 1 se definió el índice para comparar y evaluar financieramente un conjunto de proyectos a elección, y se denominó como Costos Anuales Uniformes Equivalentes, que consiste en reducir una serie de egresos a una serie uniforme de pagos anuales.

Para poder determinar el CAUE se hace uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizó es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales 67,680,928.06 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$

$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 67,680,928.06 \left(\frac{1 - (1 + 10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 27,215,503.1 \frac{USD}{anual}$$

$$= 27.21 \text{ MMUSD}/anual$$

Es decir, es como si cada año Pemex gastara la cantidad de 27,215,503.1 USD.

6.2.1 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1: ARRENDAMIENTO DEL ARTEFACTO NAVAL TIPO VERY LARGE CRUDE CARRIERS

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 2 MMB, es decir, Pemex Exploración y Producción pasa de la disposición de almacenamiento de la alternativa base de 16,179 MB a 18,179 MB con el arrendamiento del Artefacto Naval tipo VLCCs.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 1 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T1-2022} &= 35.99 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 1,979.45 \text{ MUSD} = 1.97945 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T2-2022} &= 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T4-2024} &= 1.89 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 103.95 \text{ MUSD} = 0.010395 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la alternativa base con los costos por trimestre de la Alternativa 1 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 18,179 MB.

Tabla 29. Ahorro de la Alternativa 1 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 1 (MB)	35.99	0.00	7.67	2.10	34.23	0.00	7.29	2.00	32.41	0.00	6.91	1.89
Producción que se deja de Diferir (MB)	193.06	0.00	200.81	57.22	183.62	0.00	191.00	54.42	173.85	0.00	180.83	51.52
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 1 (MMUSD)	1.98	0.00	0.42	0.12	1.88	0.00	0.40	0.11	1.78	0.00	0.38	0.10
Ahorro de la Alternativa 1 (MMUSD)	10.62	0.00	11.04	3.15	10.10	0.00	10.50	2.99	9.56	0.00	9.95	2.83

Tras un incremento de volumen de 2 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo, en el primer trimestre Pemex Exploración y Producción

tiene un ahorro de 10,618,028.58 USD, recordando que en las premisas se había determinado que el costo de fletamento del Artefacto Naval VLCCs es de 3,010,726.71 USD por trimestre. Se puede determinar a primera instancia con estos datos, que la alternativa 1 es viable económicamente, ya que, el ahorro de la alternativa da para solventar el costo de fletamento y aun generar ganancias para PEP de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 1, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 30. Costos Totales de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo Fletamento 1 VLCCs (MMUSD)	3.01	0.00	3.01	3.01	3.01	0.00	3.01	3.01	3.01	0.00	3.01	3.01
Costo de combustible 1 VLCCs (MMUSD)	0.45	0.00	0.45	0.45	0.45	0.00	0.45	0.45	0.45	0.00	0.45	0.45
Costo Fletamento 2 Remolcadores (MMUSD)	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03
Costo Servicios Portuarios 2 Remolcadores (MMUSD)	0.003	0.000	0.003	0.003	0.003	0.000	0.003	0.003	0.003	0.000	0.003	0.003
Costo Total (MMUSD)	4.49	0.00	4.49	4.49	4.49	0.00	4.49	4.49	4.49	0.00	4.49	4.49

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 31. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 1. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 1 (MMUSD)	10.62	0.00	11.04	3.15	10.10	0.00	10.50	2.99	9.56	0.00	9.95	2.83
Costo Total (MMUSD)	4.49	0.00	4.49	4.49	4.49	0.00	4.49	4.49	4.49	0.00	4.49	4.49
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	6.12	0.00	6.55	-1.35	5.61	0.00	6.01	-1.50	5.07	0.00	5.45	-1.66

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 1 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. Considerando las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.1.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinará la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{6.12}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{6.55}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{-1.66}{(1+2.414\%^{12})}$$

$$= 26,715,661.93 \text{ USD}$$

Durante los próximos 3 años Pemex Exploración y Producción tendrá una ganancia de 26,715,661.93 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en el Artefacto Naval 1 tipo VLCCs. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, se tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.1.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es de 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 1 es de \$34,623,254.91 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$

$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 34,623,254.91 \left(\frac{1 - (1+10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 13,922,523.35 \frac{USD}{anual}$$

$$= 13.9925 \text{ MMUSD/anual}$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 13,922,523.35 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor

de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 1 que el escenario base ya que implica un costo menor anual.

6.2.1 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2: ARRENDAMIENTO DEL ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 1 MMB, es decir, Pemex pasa de la disposición de almacenamiento de la alternativa base de 16,179 MB a 17,179 MB con el arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 2 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T1-2022} &= 97.07 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 5,338.85 \text{ MUSD} = 5.338.85 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T2-2022} &= 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

.
.
.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T4-2024} &= 18.56 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 1,020.8 \text{ MUSD} = 1.0208 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la alternativa base con los costos por trimestre de la Alternativa 2 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 17,179 MB.

Tabla 32. Ahorro de la Alternativa 2 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 2 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0.00	117.84	38.71	125.52	0.00	112.08	36.81	118.84	0.00	106.11	34.86
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 2 (MMUSD)	5.34	0.00	4.99	1.13	5.08	0.00	4.74	1.08	4.81	0.00	4.49	1.02
Ahorro de la Alternativa 2 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92

Tras un incremento de volumen de 1 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo en el primer trimestre se tiene un ahorro de 7,258,652.303 USD, tomando en consideración las premisas, se había determinado que el costo de fletamento del Artefacto Naval Suezmax es de 2,504,177.675 USD por trimestre. Se puede ver a primera instancia con estos datos, que la alternativa 2 es viable económicamente, ya que, con el ahorro de la alternativa da para solventar el costo de fletamento y aun generar ganancias para Pemex Exploración y Producción de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 2, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 33. Costos Totales de la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo Fletamento 1 Suezmax (MMUSD)	2.50	0.00	2.50	2.50	2.50	0.00	2.50	2.50	2.50	0.00	2.50	2.50
Costo de combustible 1 Suezmax (MMUSD)	0.30	0.00	0.30	0.30	0.30	0.00	0.30	0.30	0.30	0.00	0.30	0.30
Costo Fletamento 2 Remolcadores (MMUSD)	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03
Costo Servicios Portuarios 2 Remolcadores (MMUSD)	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003
Costo Total (MMUSD)	3.84	0.00	3.84	3.84	3.84	0.00	3.84	3.84	3.84	0.00	3.84	3.84

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 34. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 2. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 2 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92
Costo Total (MMUSD)	3.84	0.00	3.84	3.84	3.84	0.00	3.84	3.84	3.84	0.00	3.84	3.84
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	3.42	0.00	2.64	-1.71	3.07	0.00	2.33	-1.81	2.70	0.00	2.00	-1.92

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 2 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. Considerando las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.1.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinará la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{3.42}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{2.64}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{-1.92}{(1+2.414\%^{12})}$$

= 9,717,167.35 USD

Durante los 3 años se tendrá una ganancia de 9,717,167.35 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en el Artefacto Naval tipo Suezmax. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, PEP tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.1.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 2 es de 29,564,677.47 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$
$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 29,564,677.47 \left(\frac{1 - (1 + 10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 11,889,600.82 \frac{USD}{anual}$$
$$= 13.9925 \text{ MMUSD}/anual$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 11,889,600.82 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 2 que el escenario base ya que implica un costo menor anual.

6.2.2 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 3: ARRENDAMIENTO DEL ARTEFACTO NAVAL TIPO SUEZMAX Y UN ARTEFACTO NAVAL TIPO MEDIUM RANGE

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 1.3 MMB, es decir, Pemex Exploración y Producción pasa de la disposición de almacenamiento de la Alternativa Base de 16,179 MB a 17,479 MB con el arrendamiento del Artefacto Naval tipo Suezmax y el Artefacto Naval tipo Medium Range.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 3 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T1-2022} = 56.72 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{USD}{\text{barril}} \right)$$
$$= 3,199.6 \text{ MUSD} = 3.1996 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T2-2022} = 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD}$$

$$= 0 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T4-2024} = 8.33 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right)$$

$$= 458.15 \text{ MUSD} = 0.45815 \text{ MMUSD}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la Alternativa Base con los costos por trimestre de la Alternativa 3 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 17,479 MB.

Tabla 35. Ahorro de la Alternativa 3 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 3 (MB)	56.72	0.00	52.99	9.26	53.94	0.00	50.40	8.80	51.07	0.00	47.72	8.33
Producción que se deja de Diferir (MB)	172.33	0.00	155.49	50.07	163.91	0.00	147.89	47.62	155.19	0.00	140.02	45.08
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 3 (MMUSD)	3.12	0.00	2.91	0.51	2.97	0.00	2.77	0.48	2.81	0.00	2.62	0.46
Ahorro de la Alternativa 3 (MMUSD)	9.48	0.00	8.55	2.75	9.01	0.00	8.13	2.62	8.54	0.00	7.70	2.48

Tras un incremento de volumen de 1.3 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo en el primer trimestre PEP tiene un ahorro de 9,478,240.197 USD, recordando que en las premisas se había determinado que el costo de fletamento del Artefacto Naval Suezmax es de 2,504,177.675 USD por trimestre y el costo del Artefacto Naval Medium Range es de 2,090,784.646 USD, dando un total de 4,594,962.321 USD. Se puede determinar a primera instancia con estos datos, que la

alternativa 3 es viable económicamente, ya que, con el ahorro de la alternativa da para solventar el costo del fletamento y aun generar ganancias para PEP de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 3, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 36. Costos Totales de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo Fletamento 1 Suezmax (MMUSD)	2.50	0.00	2.50	2.50	2.50	0.00	2.50	2.50	2.50	0.00	2.50	2.50
Costo de combustible 1 Suezmax (MMUSD)	0.30	0.00	0.30	0.30	0.30	0.00	0.30	0.30	0.30	0.00	0.30	0.30
Costo Fletamento 1 MR (MMUSD)	2.09	0.00	2.09	2.09	2.09	0.00	2.09	2.09	2.09	0.00	2.09	2.09
Costo de combustible 1 MR (MMUSD)	0.21	0.00	0.21	0.21	0.21	0.00	0.21	0.21	0.21	0.00	0.21	0.21
Costo Fletamento 2 Remolcadores (MMUSD)	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03
Costo Servicios Portuarios 2 Remolcadores (MMUSD)	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003
Costo Total (MMUSD)	6.14	0.00	6.14	6.14	6.14	0.00	6.14	6.14	6.14	0.00	6.14	6.14

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 37. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 3. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2019				2020				2021			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 3 (MMUSD)	9.48	0.00	8.55	2.75	9.01	0.00	8.13	2.62	8.54	0.00	7.70	2.48
Costo Total (MMUSD)	6.14	0.00	6.14	6.14	6.14	0.00	6.14	6.14	6.14	0.00	6.14	6.14
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	3.34	0.00	2.41	-3.39	2.87	0.00	1.99	-3.52	2.40	0.00	1.56	-3.66

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 3 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. En consideración de las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.2.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinó la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{3.34}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{2.41}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{-3.66}{(1+2.414\%^{12})}$$
$$= 4,140,662.478 \text{ USD}$$

Durante los próximos 3 años Pemex Exploración y Producción tendrá una ganancia de 4,140,662.478 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en el Artefacto Naval tipo Suezmax y el Artefacto Naval tipo Medium Range. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, se tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.2.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 3 es de 47,307,167.17 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$
$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 47,307,167.17 \left(\frac{1 - (1+10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 19,022,912.24 \frac{USD}{anual}$$
$$= 19.0229 \text{ MMUSD/anual}$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 19,022,912.24 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor

de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 3 que el escenario base, ya que, implica un costo menor anual.

6.2.3 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 4: ARRENDAMIENTO DE DOS ARTEFACTOS NAVALES TIPO SUEZMAX

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 2 MMB, es decir, PEP pasa de tener una disposición de almacenamiento con la alternativa base de 16,179 MB a 18,179 MB con el arrendamiento de dos Artefactos Navales tipo Suezmax.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 4 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T1-2022} &= 35.99 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 1,979.45 \text{ MUSD} = 1.9794 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T2-2022} &= 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

.
.
.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T4-2024} &= 1.89 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 103.95 \text{ MUSD} = 0.0103 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la alternativa base con los costos por trimestre de la Alternativa 4 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 18,179 MB.

Tabla 38. Ahorro de la Alternativa 4 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 4 (MB)	35.99	0.00	7.67	2.10	34.23	0.00	7.29	2.00	32.41	0.00	6.91	1.89
Producción que se deja de Diferir (MB)	193.06	0.00	200.81	57.22	183.62	0.00	191.00	54.42	173.85	0.00	180.83	51.52
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 4 (MMUSD)	1.98	0.00	0.42	0.12	1.88	0.00	0.40	0.11	1.78	0.00	0.38	0.10
Ahorro de la Alternativa 4 (MMUSD)	10.62	0.00	11.04	3.15	10.10	0.00	10.50	2.99	9.56	0.00	9.95	2.83

Tras un incremento de volumen de 2 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo en el primer trimestre se tiene un ahorro de 10,618,028.58 USD, si recordamos que en las premisas se había determinado que el costo de fletamento del Artefacto Naval Suezmax es de 2,504,177.675 USD por trimestre y tras el uso de dos Artefactos Navales tipo Suezmax el costo se duplica a 5,008,355.35 USD. Se puede determinar a primera instancia con estos datos, que la alternativa 4, también es viable económicamente, ya que, con el ahorro de la alternativa da para solventar el costo del fletamento y aun generar ganancias para PEP de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 4, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 39. Costos Totales de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo Fletamento 2 Suezmax (MMUSD)	5.01	0.00	5.01	5.01	5.01	0.00	5.01	5.01	5.01	0.00	5.01	5.01
Costo de combustible 2 Suezmax (MMUSD)	0.61	0.00	0.61	0.61	0.61	0.00	0.61	0.61	0.61	0.00	0.61	0.61
Costo Fletamento 2 Remolcadores (MMUSD)	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03	1.03	0.00	1.03	1.03
Costo Servicios Portuarios 2 Remolcadores (MMUSD)	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003	0.003	0.00	0.003	0.003
Costo Total (MMUSD)	6.65	0.00	6.65	6.65	6.65	0.00	6.65	6.65	6.65	0.00	6.65	6.65

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 40. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 4. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 4 (MMUSD)	10.62	0.00	11.04	3.15	10.10	0.00	10.50	2.99	9.56	0.00	9.95	2.83
Costo Total (MMUSD)	6.65	0.00	6.65	6.65	6.65	0.00	6.65	6.65	6.65	0.00	6.65	6.65
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	3.97	0.00	4.39	-3.50	3.45	0.00	3.85	-3.66	2.91	0.00	3.29	-3.82

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 4 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. En consideración de las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.3.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinará la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{3.97}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{4.39}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{-3.82}{(1+2.414\%^{12})}$$

$= 10,091,569.87 \text{ USD}$

Durante los próximos 3 años Pemex Exploración y Producción tendrá una ganancia de 10,091,569.87 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en los Artefactos Navales tipo Suezmax. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, se tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.3.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 4 es de 51,247,346.97 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$
$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 51,247,346.97 \left(\frac{1 - (1 + 10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 20,607,316.86 \frac{USD}{anual}$$
$$= 20.6073 \text{ MMUSD}/anual$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 20,607,316.86 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 4 que el escenario base ya que implica un costo menor anual.

6.2.4 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 5: ARRENDAMIENTO DE UNA TERMINAL LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 1 MMB, es decir, Pemex Exploración y Producción pasa de la disposición de almacenamiento de la Alternativa Base de 16,179 MB a 17,179 MB con el arrendamiento de los tanques de almacenamiento de la terminal LOOP. La terminal LOOP está sujeta a disponibilidad, siendo sólo permisible el uso de las instalaciones el primer y último trimestre de cada año.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 5 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T1-2022} = 97.07 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{USD}{\text{barril}} \right)$$
$$= 5,338.85 \text{ MUSD} = 5.3388 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T2-2022} = 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD}$$

$$= 0 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Costo de la Producción Diferida Esperada}_{T4-2024} = 18.56 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right)$$

$$= 1,020.8 \text{ MUSD} = 1.0208 \text{ MMUSD}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la alternativa base con los costos por trimestre de la Alternativa 5 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 17,179 MB.

Tabla 41. Ahorro de la Alternativa 5 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 5 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0.00	117.84	38.71	125.52	0.00	112.08	36.81	118.84	0.00	106.11	34.86
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 5 (MMUSD)	5.34	0.00	4.99	1.13	5.08	0.00	4.74	1.08	4.81	0.00	4.49	1.02
Ahorro de la Alternativa 5 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92

Tras un incremento de volumen de 1 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo en el primer trimestre se tiene un ahorro de 7,258,652.303 USD, recordando que en las premisas se había determinado que el costo de almacenamiento es de 900,000 USD. Se puede determinar a primera instancia con estos datos, que la alternativa 5, también es viable económicamente, ya que, con el ahorro de

la alternativa da para solventar el costo del fletamento y aun generar ganancias para PEP de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 5, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 42. Costos Totales de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo de almacenamiento (MMUSD)	0.90	0.00	0.00	0.90	0.90	0.00	0.00	0.90	0.90	0.00	0.00	0.90
Costo de operación de carga y descarga (MMUSD)	1.69	0.00	0.00	1.69	1.69	0.00	0.00	1.69	1.69	0.00	0.00	1.69
Costo de transporte (MMUSD)	2.52	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00	0.00	2.52
Costo Total (MMUSD)	5.11	0.00	0.00	5.11	5.11	0.00	0.00	5.11	5.11	0.00	0.00	5.11

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 43. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 5. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 5 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92
Costo Total (MMUSD)	5.11	0.00	0.00	5.11	5.11	0.00	0.00	5.11	5.11	0.00	0.00	5.11
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	2.15	0.00	6.48	-2.98	1.79	0.00	6.16	-3.08	1.43	0.00	5.84	-3.19

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 5 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. En consideración de las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.4.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinará la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{2.15}{(1 + 2.414\%^1)} + \frac{0}{(1 + 2.414\%^2)} + \frac{6.48}{(1 + 2.414\%^3)} + \dots + \frac{-3.19}{(1 + 2.414\%^{12})}$$

$$= 12,929,732.83 \text{ USD}$$

Durante los 3 años se tendrá una ganancia de 12,929,732.83 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en los tanques de almacenamiento en la terminal de almacenamiento LOOP. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, se tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.4.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 5 es de 26,352,111.99 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$

$$Pago_{Equivalente} = CAUE = 26,352,111.99 \left(\frac{1 - (1 + 10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 10,596,574.34 \frac{\text{USD}}{\text{anual}}$$

$$= 10.5965 \text{ MMUSD/anual}$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 10,596,574.34 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 5 que el escenario base ya que implica un costo menor anual.

6.2.5 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA 6: ARRENDAMIENTO DE UNA TERMINAL LOUISIANA OFFSHORE OIL PORT (LOOP)

Esta alternativa considera el incremento de la capacidad de almacenamiento en 1 MMB, es decir, Pemex Exploración y Producción pasa de la disposición de almacenamiento de

la alternativa base de 16,179 MB a 17,179 MB con el arrendamiento de los tanques de almacenamiento de la terminal LOOP. La terminal LOOP no está sujeta disponibilidad, pero si estamos obligados a una renta mínima de 7 meses durante cada año. Por lo tanto, se utilizarán las instalaciones el primer y último trimestre de cada año y el primer mes del tercer trimestre de cada año, cumpliendo así el contrato.

Partiendo de la consideración de que el precio del barril está a 55 USD. Previamente se había calculado la producción diferida esperada con base en la probabilidad de ocurrencia. El Costo de la Producción Diferida Esperada para la alternativa 6 estará dado por la multiplicación de la Producción Diferida Esperada por el precio del barril de petróleo.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T1-2022} &= 97.07 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 5,338.85 \text{ MUSD} = 5.3388 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T2-2022} &= 0 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) = 0 \text{ MUSD} \\ &= 0 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

.
.
.

$$\begin{aligned} \text{Costo de la Producción Diferida Esperada }_{T4-2024} &= 18.56 \text{ (MB)} * 55 \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) \\ &= 1,020.8 \text{ MUSD} = 1.0208 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

La diferencia entre el costo por trimestre de la alternativa base con los costos por trimestre de la Alternativa 6 en cada periodo dará como resultado el ahorro de efectivo en cada trimestre tras el incremento de la capacidad de almacenamiento a 17,179 MB.

Tabla 44. Ahorro de la Alternativa 6 dado a la diferencia de los Costos Esperados de la Alternativa Base con respecto a la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Producción Diferida Esperada alternativa base(MB)	229.05	0.00	208.48	59.32	217.85	0.00	198.29	56.42	206.26	0.00	187.74	53.42
Producción Diferida Esperada alternativa 5 (MB)	97.07	0.00	90.65	20.62	92.33	0.00	86.21	19.61	87.41	0.00	81.63	18.56
Producción que se deja de Diferir (MB)	131.98	0.00	117.84	38.71	125.52	0.00	112.08	36.81	118.84	0.00	106.11	34.86
Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa base (MMUSD)	12.60	0.00	11.47	3.26	11.98	0.00	10.91	3.10	11.34	0.00	10.33	2.94

Costo de la Producción Diferida Esperada alternativa 6 (MMUSD)	5.34	0.00	4.99	1.13	5.08	0.00	4.74	1.08	4.81	0.00	4.49	1.02
Ahorro de la Alternativa 6 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92

Tras un incremento de volumen de 1 MMB en la capacidad de almacenamiento disponible en el escenario base, tan sólo en el primer trimestre se tiene un ahorro de 7,258,652.303 USD, recordando que en las premisas se había determinado que el costo de almacenamiento es de 1,800,000 USD. Se puede determinar a primera instancia con estos datos, que la alternativa 6, también es viable económicamente, ya que, con el ahorro de la alternativa da para solventar el costo del fletamento y aun generar ganancias para PEP de igual forma se evita el cierre de pozos por los altos inventarios.

Con base en las Premisas para la Alternativa 6, donde se especifican los costos involucrados. Los costos totales por trimestre son:

Tabla 45. Costos Totales de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Costo de almacenamiento (MMUSD)	1.80	0.00	0.60	1.80	1.80	0.00	0.60	1.80	1.80	0.00	0.60	1.80
Costo de operación de carga y descarga (MMUSD)	1.46	0.00	0.49	1.46	1.46	0.00	0.49	1.46	1.46	0.00	0.49	1.46
Costo de transporte (MMUSD)	2.52	0.00	0.84	2.52	2.52	0.00	0.84	2.52	2.52	0.00	0.84	2.52
Costo Total (MMUSD)	5.78	0.00	1.93	5.78	5.78	0.00	1.93	5.78	5.78	0.00	1.93	5.78

La diferencia existente entre los costos totales y los ahorros en cada trimestre da los flujos de efectivo netos esperados en cada trimestre.

Tabla 46. Flujo de Efectivo Neto Esperado de la Alternativa 6. (Fuente: Elaboración propia)

Concepto	2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ahorro de la Alternativa 6 (MMUSD)	7.26	0.00	6.48	2.13	6.90	0.00	6.16	2.02	6.54	0.00	5.84	1.92
Costo Total (MMUSD)	5.78	0.00	1.93	5.78	5.78	0.00	1.93	5.78	5.78	0.00	1.93	5.78
Flujo de Efectivo Neto Esperado (MMUSD)	1.48	0.00	4.56	-3.65	1.13	0.00	4.24	-3.75	0.76	0.00	3.91	-3.86

A pesar de los Costos Totales la Alternativa 6 presenta ganancias en la mayoría de los periodos. En consideración de las pérdidas trimestrales en ciertos periodos, existe la pregunta: ¿Es viable económicamente esta Alternativa? El VPN dará una clara respuesta.

6.2.5.1 Determinación del VPN

Haciendo uso del VPN se determinará la viabilidad económica de la alternativa.

$$VPN = VP_0 + \frac{VF_1}{(1+i^1)} + \frac{VF_2}{(1+i^2)} + \frac{VF_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i^n)}$$

Si la tasa de descuento trimestral es de 2.414%, entonces:

$$VPN = 0 + \frac{1.48}{(1+2.414\%^1)} + \frac{0}{(1+2.414\%^2)} + \frac{4.56}{(1+2.414\%^3)} + \dots + \frac{-3.86}{(1+2.414\%^{12})}$$

$$= 4,573,871.521 \text{ USD}$$

Durante los próximos 3 años Pemex Exploración y Producción tendrá una ganancia de 4,573,871.521 USD dado a la comercialización de la producción diferida que ya es almacenada en la terminal de almacenamiento LOOP. Mientras que en la alternativa base para no generar una pérdida de 67,680,928.06 USD dada a la producción diferida, se tendría que recurrir al cierre de pozos, si es posible.

6.2.5.2 CAUE

Para poder determinar el CAUE se hará uso del VPN de los Costos Totales y la fórmula de anualidad. La tasa de descuento que se utilizará es del 10 % anual.

Si el VPN de los Costos Totales de la alternativa 5 es de 34,707,973.3 USD, y la fórmula de la anualidad para determinar los pagos equivalentes son:

$$VP = Pago_{Equivalente} \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) \rightarrow Pago_{Equivalente} = VP \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right)^{-1} \rightarrow$$

$$\begin{aligned} \text{Pago}_{\text{Equivalente}} = \text{CAUE} &= 34,707,973.3 \left(\frac{1 - (1 + 10\%)^{-3}}{10\%} \right)^{-1} = 13,956,589.87 \frac{\text{USD}}{\text{anual}} \\ &= 13.9565 \text{ MMUSD/anual} \end{aligned}$$

Es decir, es como si cada año Pemex Exploración y Producción gastará la cantidad de 13,956,589.87 USD que en comparación de los CAUE del escenario base con un valor de 27,215,503.1 USD. Es más atractivo el escenario 6 que el escenario base, ya que, implica un costo menor anual.

6.3 RESUMEN DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

En la siguiente tabla se agruparán todos los resultados obtenidos después de evaluación económica y financiera de cada una de las alternativas.

Tabla 47. Resumen de la Evaluación Económica de las Alternativas. (Fuente: Elaboración propia)

Alternativas	Capacidad adicional de almacenamiento	Ahorro de la Alternativa	Costo total de la Alternativa	Beneficio Económico Esperado	CAUE
	(MMB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)
Base	0	0	67.68	0	27.22
Un BQT VLCCs	2	61.34	34.62	26.72	13.92
Un BQT Suezmax	1	39.28	29.56	9.72	11.89
Un BQT Suezmax + Un BQT MR	1.3	51.45	47.31	4.14	19.02
Dos BQT Suezmax	2	61.34	51.25	10.09	20.61
LOOP 1 ¹	1	39.28	26.35	12.93	10.60
LOOP 2 ²	1	39.28	34.71	4.57	13.96

Tras el análisis de los resultados se puede llegar a la conclusión que la mejor opción es el arrendamiento del Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs) ya que otorga un beneficio económico de 26,715,661.93 USD, muy superior a las demás alternativas. Si no fuera posible conocer el beneficio económico de las alternativas se podría elegir el proyecto con menor CAUE, en este caso, sería la alternativa 5 del LOOP con un Costo Anual Uniforme Equivalente de 10,596,574.34 USD de igual manera el Artefacto Naval Suezmax podría ser una buena opción con un CAUE de 11,888,394.48 USD.

CAPÍTULO 7. EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD OPERATIVA

Tras la evaluación económica realizada en el capítulo anterior. Se llega a la conclusión que la mejor alternativa es el arrendamiento del Artefacto Naval tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs) dado al beneficio económico que este ofrece a Pemex y sus subsidiarias. Sin embargo, el análisis previamente realizado no toma en cuenta las restricciones operativas que tiene cada una de las alternativas. Con el objeto de consolidar los resultados obtenidos en la evaluación económica y financiera, se realizó un taller de análisis técnico con un grupo de expertos de la Gerencia Operativa de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP, dónde, se identificaron en primera instancia las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas, seguido del desarrollo de un factor de flexibilidad operativa con la metodología de Comparaciones Pareadas.

A continuación, se muestran las principales ventajas y desventajas identificadas para la operación de cada una de las alternativas diseñadas.

7.1 VENTAJAS Y DESVENTAJA DE LA ALTERNATIVAS

7.1.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 1

Ventajas:

1. Bajo costo de almacenamiento por barril.
2. Amplia capacidad para cargar altos volúmenes en un sólo viaje.

Desventajas:

1. Sin flexibilidad para el transporte y comercialización del crudo a otras regiones.
2. Pocas terminales aceptan este tamaño de buque.
3. Algunas terminales que permiten el acceso a este buque sólo le permiten carga 1 MMB y tiene que entrar vacío.
4. Si el volumen disponible para cargar mensualmente es reducido el barco estaría subutilizado.
5. Dependencia en una sola embarcación.
6. Se da preferencia de carga a las embarcaciones de exportación.
7. Sólo se pueden cargar 0.7 MMB al día por el ritmo de carga, en condición de mal tiempo cuentan con una probable subutilización de 1.3 MMB

8. Requiere ship-to-ship para descargar volúmenes totales.

7.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 2

Ventajas:

1. Bajo costo de almacenamiento por barril.

Desventajas:

1. Sin flexibilidad para el transporte y comercialización del crudo a otras regiones.
2. Pocas terminales aceptan este tamaño de buque.
3. Si el volumen disponible para cargar mensualmente es reducido el barco estaría subutilizado.
4. Dependencia en una sola embarcación.

7.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 3

Ventajas:

1. Alta flexibilidad para la logística y comercialización del producto al poder mantener un barco como almacén y el segundo para entregar producto en alguna terminal.
2. Con la venta del producto se recuperan costos de almacenamiento.
3. El tamaño del buque Cabotero le permite entrar en cualquier terminal para entregar el producto.
4. Disponibilidad de 2 embarcaciones.

Desventajas:

1. Alto costo de almacenamiento por barril.
2. El buque Cabotero no opera en algunas terminales.

7.1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 4

Ventajas:

1. Amplia capacidad para cargar altos volúmenes en un sólo viaje.
2. Flexibilidad para la logística y comercialización del producto al poder mantener un barco como almacén y el segundo para entregar producto en alguna terminal.
3. Flexibilidad para cargar en dos puertos diferentes.
4. Con la venta del producto se recuperan los costos de almacenamiento.

Desventajas:

1. Mediano costo de almacenamiento por barril.
2. Si el volumen disponible para cargar mensualmente es reducido los barcos estarían subutilizados.
3. Restricción de entrada del barco a muchas terminales dado a su tamaño.
4. Pocas terminales aceptan este tamaño de buque.

7.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 5**Ventajas:**

1. El crudo almacenado puede ser exportado desde el LOOP.
2. Bajo costo de almacenamiento por barril.

Desventajas:

1. Almacenamiento sujeto a disponibilidad.
2. Costo elevado de transporte.
3. Necesita adicionalmente un contrato de transporte.
4. Afectaciones climáticas del Golfo afectan a ambos países (México y EUA).
5. Complicaciones administrativas.
 - 5.1 Exportar producto nacional fuera de territorio nacional.
 - 5.2 Permisos de buques tanque para entrar y salir del país.

7.1.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 6**Ventajas:**

1. El crudo almacenado puede ser exportado desde el LOOP.
2. Capacidad asegurada por contrato.

Desventajas:

1. Costo elevado de transporte.
2. Necesita adicionalmente un contrato de transporte.
3. Afectaciones climáticas del Golfo afectan a ambos países (México y EUA).
4. Complicaciones administrativas.
 - 4.1 Exportar producto nacional fuera de territorio nacional.
 - 4.2 Permisos de buques tanque para entrar y salir del país.

7.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FLEXIBILIDAD

El método de Comparaciones Pareadas consiste en confrontar cada una de las alternativas con sus similares en distintas dimensiones previamente estipuladas, para así, determinar el Factor de Flexibilidad Operativa, con base en las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas evidenció, se seleccionaron las siguientes dimensiones:

1. Restricción de acceso a terminales: considera la viabilidad de que los artefactos navales ingresen a las diferentes terminales marítimas, tomando en cuenta su peso muerto, dimensiones, calado y anclaje.
2. Tiempo de vaciado: considera el ritmo de descarga, en 24 horas, con el objeto de analizar la reutilización de la capacidad del artefacto naval.
3. Utilización en malos tiempos: considera la utilización de los artefactos navales ante contingencias ambientales.
4. Volumen aprovechado en malos tiempos: considera el volumen que se puede aprovechar ante contingencias ambientales.

Cuando uno de las alternativas es más favorable que su similar, entonces, le asignamos un valor de 1 y a la menos favorable de 0. Después se suman el número de preferencias de cada alternativa y se obtiene su total. Para determinar la probabilidad de ocurrencia (Índice R_n) se divide el número de preferencias entre el total de las alternativas.

7.2.1 RESTRICCIÓN DE ACCESO A TERMINALES

Tabla 48. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Restricción de Acceso a Terminales. (Fuente: Elaboración propia)

Factor (j)	Restricción de acceso a terminales															Suma de Preferencias	Índice R _{1j}
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Alternativa 1: Un BQT VLCCs	0	0	0	0	0											0	0.00
Alternativa 2: Un BQT Suezmax	1					0	1	1	1							4	0.19
Alternativa 3: Un BQT Suezmax + un BQT MR		1				1				1	1	1				5	0.24
Alternativa 4: Dos BQT Suezmax			1				1			0			1	1		4	0.19
Alternativa 5: LOOP 1				1				1			0		1		1	4	0.19
Alternativa 6: LOOP 2					1				1			0		1	1	4	0.19
Total																21	1

7.2.2 TIEMPO DE VACIADO

Tabla 49. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Tiempo de Vaciado. (Fuente: Elaboración propia)

Factor (j)	Tiempo de vaciado															Suma de Preferencias	Índice R _{2j}
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Alternativa 1: Un BQT VLCCs	0	0	0	0	0											0	0.00
Alternativa 2: Un BQT Suezmax	1					1	1	1	1							5	0.24
Alternativa 3: Un BQT Suezmax + un BQT MR		1				1				1	0	0				3	0.14
Alternativa 4: Dos BQT Suezmax			1				1			1			0	0		3	0.14
Alternativa 5: LOOP 1				1				1			1		1		1	5	0.24
Alternativa 6: LOOP 2					1				1			1		1	1	5	0.24
Total																21	1

7.2.3 UTILIZACIÓN EN MALOS TIEMPOS

Tabla 50. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Utilización en malos tiempos. (Fuente: Elaboración propia)

Factor (j)	Utilización en malos tiempos															Suma de Preferencias	Índice R _{3j}
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Alternativa 1: Un BQT VLCCs	0	0	0	1	1											2	0.12
Alternativa 2: Un BQT Suezmax	1					1	1	1	1							5	0.29
Alternativa 3: Un BQT Suezmax + un BQT MR		1				1				1	1	1				5	0.29
Alternativa 4: Dos BQT Suezmax			1				1			1			1	1		5	0.29
Alternativa 5: LOOP 1				0				0			0		0		0	0	0.00
Alternativa 6: LOOP 2					0				0			0		0	0	0	0.00
Total																17	1

7.2.4 VOLUMEN APROVECHADO EN MALOS TIEMPOS

Tabla 51. Cálculo del Factor de Flexibilidad Operativa, Volumen aprovechado en malos tiempos. (Fuente: Elaboración propia)

Factor (j)	Volumen aprovechado en malos tiempos															Suma de Preferencias	Índice R _{4j}
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Alternativa 1: Un BQT VLCCs	1	0	0	1	1											3	0.20
Alternativa 2: Un BQT Suezmax	1					0	0	1	1							3	0.20
Alternativa 3: Un BQT Suezmax + un BQT MR		1				1				0	1	1				4	0.27
Alternativa 4: Dos BQT Suezmax			1				1			1			1	1		5	0.33
Alternativa 5: LOOP 1				0				0			0		0		0	0	0.00
Alternativa 6: LOOP 2					0				0	0		0		0	0	0	0.00
Total																15	1

7.2.5 PUNTAJE RELATIVO

El Puntaje Relativo, consiste en la suma de la probabilidad de ocurrencia de cada una de las alternativas de las respectivas comparaciones.

Tabla 52. Factor de Flexibilidad Operativa. (Fuente: Elaboración propia)

Factor	Puntaje relativo					
	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6
Restricción de acceso a terminales	0.00	0.19	0.24	0.19	0.19	0.19
Tiempo de vaciado	0.00	0.24	0.14	0.14	0.24	0.24
Utilización en malos tiempos	0.12	0.29	0.29	0.29	0.00	0.00
Volumen aprovechado en malos tiempos	0.20	0.20	0.27	0.33	0.00	0.00
Factor de Flexibilidad Operativa	0.32	0.92	0.94	0.96	0.43	0.43

7.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERANDO EL FACTOR DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA

Se había determinado que la mejor opción era el arrendamiento del Artefacto Naval Very Large Crude Carriers (VLCCs), pero ahora se considerará el Factor de Flexibilidad Operativa en los cálculos. Por lo tanto, se multiplicará el beneficio económico por el Factor de Flexibilidad Operativa, concluyendo.

Tabla 53. Evaluación de las Alternativas. (Fuente: Elaboración propia)

Alternativas	Capacidad adicional de almacenamiento	Ahorro de la Alternativa	Costo total de la Alternativa	Beneficio Económico Esperado	Factor de Flexibilidad Operativa	Beneficio Económico Esperado Ajustado
	(MMB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	%	(MMUSD)
Base	0	0	67.68	0	0%	0
Un BQT VLCCs	2	6.34	0.02	26.72	32%	8.49
Un BQT Suezmax	1	28.40	0.02	9.72	92%	8.97
Un BQT Suezmax + un BQT MR	1.3	16.23	0.02	4.14	94%	3.90
Dos BQT Suezmax	2	6.34	0.02	10.09	96%	9.70
LOOP 1 ¹	1	28.40	13.00	12.93	43%	5.54
LOOP 2 ²	1	28.40	15.14	4.57	43%	1.96

Se puede observar que ahora la mejor opción es la Alternativa 4 que consiste en el arrendamiento de dos Artefactos Navales tipo Suezmax que ofrecen una capacidad de almacenamiento adicional de 2 MMB. Ya que, ofrece un Beneficio Económico de 9,695,822.028 USD.

CONCLUSIONES

Se ha visto la importancia que tiene el arrendamiento de artefactos de almacenamiento para aumentar la capacidad de almacenamiento flotante o terrestre para evitar el cierre de pozos dado a altos inventarios. Ya que, el exceso de la producción diferida por altos inventarios causa pérdidas millonarias para Pemex Exploración y Producción.

La evaluación económica y financiera presentada en este trabajo va más allá de la determinación de los indicadores económicos y financieros convencionales como lo son: VPN, CAUE, Beneficio/ Costo, etc. Ya que, sea determinado e incorporado el riesgo asociado que presenta cada uno de los escenarios propuestos y presentados en este trabajo.

Se ha valido en este trabajo el método de Comparaciones Pareadas para determinar el Factor de Flexibilidad Operativa y así determinar cuál opción es mejor de acuerdo a su Beneficio Económico Esperado. Las consideraciones que se tomaron para el método de Comparaciones Pareadas y los valores asignados a los mismos sólo aplican a este trabajo. Cualquier cambio o consideración que se tome, ajeno a lo presentado puede modificar el Factor de Flexibilidad Operativa y, por ende, los resultados diferirán.

En forma general, se puede ver la importancia que se tiene de aplicar estos tipos de análisis y evaluaciones a un proyecto o conjunto de proyectos. Tomando en consideración los aspectos técnicos y económicos pertinentes para sustentar la toma de decisiones operativas.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que se tenga especial atención a todos los aspectos a considerar durante la evaluación de proyectos, ya que, por normatividad estos deben ser evaluados desde un aspecto técnico, económico y ambiental. Ya que, si no se presta atención en cualquiera de estos 3 aspectos puede desencadenar grandes pérdidas económicas para las empresas que desarrollen el proyecto o los proyectos.
2. Se recomienda que toda evaluación que se realice en cualquier proyecto considere los efectos de riesgo para que aumente la certidumbre de sus resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Castro, A. M. (2009). *Proyectos de Inversión. Evaluación y Formulación*. México: McGraw-Hill.
2. Ing. Andrés Basilio Ramírez Villa. (01 de octubre de 2017). Apuntes de la clase de Probabilidad. Ciudad de México.
3. LOOP LCC. (15 de 07 de 2021). LOOP Clovelly Hub Cavern Storage. Clovelly, Louisiana, Estados Unidos de América.
4. LOOP LLC. (15 de 07 de 2021). *LOOP LLC*. Obtenido de <https://www.loopllc.com/Information-Central>
5. Morales, A. M. (2009). *Proyectos de Inversión. Evaluación y Formulación*. México: McGraw-Hill.
6. Secretaría de Energía . (15 de 07 de 2021). *Gobierno de México*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/documentos/diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos?idiom=es>
7. SENER. (7 de julio de 2021). *Gobierno de México*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/prensa/sener-publica-el-diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos-en-mexico#:~:text=El%20Diagn%C3%B3stico%20de%20la%20industria%20de%20petrol%C3%ADferos%20en%20M%C3%A9xico%20presenta,petrol%C3%ADferos%20al%20cierre%20de%202015>.

ANEXOS

ANEXO 1. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
BT	Buque Tanque
CAE	Centro de Almacenamiento Estratégico
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Hypsec	Hipersecante
MB	Miles de barriles
MMB	Millones de barriles
MMMB	Miles de millones de barriles
MMMUSD	Miles de millones de dólares
MMUSD	Millones de dólares
MR	Medium Range
MUSD	Miles de dólares
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SCOC	Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial
SENER	Secretaría de Energía
SNR	Sistema Nacional de Refinación
TM	Terminal Marítima
USD	Dólares
VLCCs	Very Large Crude Carriers