



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

APLICACIÓN DE CUADRO DE MANDO INTEGRAL PARA EVALUAR LA GESTIÓN OPERATIVA DE LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP EN EL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI EN UN ESCENARIO DE PRECIOS BAJOS DEL PETRÓLEO

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO**

AUTOR:

RENÁN GONZALO RUIZ POZO
renan.ruiz@epn.edu.ec

DIRECTOR:

ALVARO VINICIO GALLEGOS ERAS
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

OCTUBRE 2018

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Renán Gonzalo Ruiz Pozo**, bajo mi supervisión.

Ing. Álvaro Vinicio Gallegos Eras, MSc.

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Renán Gonzalo Ruiz Pozo**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Renán Gonzalo Ruiz Pozo

DEDICATORIA

A mis hijas Andrea y Paula, luz en mi vida y mi fuente de inspiración.

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional y a Petroamazonas EP, generadoras de ciencia, tecnología y recursos para el desarrollo de nuestro País.

INDICE

	Pág.
1.	INTRODUCCIÓN 1
1.1	La empresa Petroamazonas EP..... 3
1.1.1	Misión..... 4
1.1.2	Visión 4
1.1.3	Valores 4
1.1.4	Estructura empresarial..... 4
1.2	El Campo Cuyabeno-Sansahuari 5
1.2.1	Localización 5
1.2.2	Historia del Campo 6
1.2.3	Geofísica y Geología 7
1.2.4	POES y Reservas 9
1.2.5	Pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari 10
1.3	El entorno económico y los precios del petróleo..... 11
1.3.1	Evolución de los precios del petróleo 11
1.3.2	Las perspectivas futuras de los precios 13
2.	MARCO TEÓRICO..... 15
2.1	Cuadro de Mando Integral..... 15
2.1.1	Generalidades..... 15
2.1.2	Perspectivas del Cuadro de Mando Integral 16
2.1.3	Mapeo estratégico 18
2.1.4	Aplicaciones de Cuadro de Mando Integral en el Ecuador 19
2.2	Aspectos técnicos de la Industria Petrolera..... 20
2.2.1	Mecanismos de producción en yacimientos petroleros 20
2.2.2	Bombeo eléctrico sumergible 21
2.2.3	Análisis de declinación 21
2.3	Evaluación Financiera de Proyectos 24
2.3.1	Valor Actual Neto de un flujo de fondos 24

2.3.2	Tasa Interna de Retorno	25
2.3.3	Relación Beneficio Costo	26
2.4	Pruebas estadísticas de hipótesis	26
2.4.1	Nivel de significancia	28
2.4.2	Cuando se desconoce la desviación estándar de la población.....	29
3.	METODOLOGÍA	31
3.1	Planteamiento del problema.....	31
3.2	Alcance de la investigación	33
3.3	Formulación de la hipótesis.....	33
3.4	Diseño de la investigación.....	34
3.5	Selección de la muestra y recolección de datos	35
3.6	Análisis de datos	36
3.6.1	Análisis de declinación de pozos intervenidos	37
3.6.2	Análisis financiero de las intervenciones	40
3.6.3	Cálculo de los indicadores de rentabilidad financiera relativa	41
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	46
4.1	Mapa estratégico de Petroamazonas EP	46
4.1.1	Perspectiva Financiera	47
4.1.2	Perspectiva de los clientes	47
4.1.3	Perspectiva de los procesos internos	47
4.1.4	Perspectiva de aprendizaje y crecimiento	48
4.2	Resultados del Cuadro de Mando Integral del Activo Cuyabeno	48
4.2.1	Producción de crudo	49
4.2.2	Manejo de agua de formación	50
4.2.3	Costo promedio de reacondicionamiento	51
4.2.4	Costo operativo por barril	52
4.2.5	Índice de accidentabilidad	52
4.2.6	Expedientes administrativos	53
4.2.7	Indicadores adicionales propuestos	53

4.3	Análisis de producción de pozos intervenidos	54
4.3.1	Pozo CYB-014 Yacimiento UI.....	54
4.3.2	Pozo CYBB-017 Yacimiento UI	54
4.3.3	Pozo CYBC-013 Yacimiento UI	55
4.3.4	Pozo CYBC-021 Yacimiento TS.....	56
4.3.5	Pozo CYBC-024 Yacimiento UI	56
4.3.6	Pozo CYBC-034 Yacimientos UI	57
4.3.7	Pozo CYBC-060 Yacimiento UI.....	57
4.3.8	Pozo CYBD-022 Yacimiento UI.....	58
4.3.9	Pozo CYBD-037 Yacimiento US.....	58
4.3.10	Pozo CYBD-038 Yacimiento UI.....	59
4.3.11	Pozo CYBD-039 Yacimiento TS.....	59
4.3.12	Pozo CYBD-040 Yacimiento US.....	60
4.3.13	Pozo CYBE-031 Yacimiento US.....	60
4.3.14	Pozo CYBG-042 Yacimiento US	61
4.3.15	Pozo CYBG-052 Yacimiento UI.....	61
4.3.16	Pozo CYBH-055 Yacimiento UM.....	62
4.3.17	Pozo CYBI-043 Yacimiento UM.....	62
4.3.18	Pozo CYBI-044 Yacimiento UI.....	63
4.3.19	Pozo CYBI-047 Yacimiento UI.....	63
4.3.20	Pozo CYBI-053 Yacimiento US	64
4.3.21	Pozo CYBK-025 Yacimiento UI	64
4.3.22	Pozo CYBK-058 Yacimiento TS	65
4.3.23	Pozo CYBK-062 Yacimiento UI	65
4.3.24	Pozo SNSA-013 Yacimiento US.....	66
4.3.25	Pozo SNSB-012 Yacimiento UM	66
4.3.26	Pozo SNSB-016 Yacimiento US.....	67
4.3.27	Pozo SNSE-017 Yacimiento US.....	67
4.3.28	Resumen de resultados de declinación.....	68

4.4	Resultados del Análisis Financiero por pozo	69
4.4.1	Costos operativos del campo Cuyabeno-Sansahuari	69
4.4.2	Resultados financieros en el corto plazo	69
4.4.3	Resultados financieros en el mediano plazo	71
4.5	Resultados del Cuadro de Mando Integral por pozo.....	72
4.5.1	Indicadores para el Cuadro de Mando Integral por pozo	72
4.5.2	Aplicación de la semaforización a los resultados	75
4.6	Análisis Estadístico	76
4.6.1	Yacimiento U Superior (US)	77
4.6.2	Yacimiento U Media (UM).....	78
4.6.3	Yacimiento U Inferior (UI)	78
4.6.4	Yacimiento T Superior (TS)	79
4.6.5	Efecto del tipo de empuje en los resultados de las intervenciones	80
4.6.6	Efecto de BSW de partida en el resultado de las intervenciones.....	82
4.6.7	Prueba de Hipótesis	84
4.7	Discusión de resultados	94
4.7.1	Análisis de los resultados de intervención por reservorio	94
4.7.2	Análisis de las diferencias del VAN con y sin intervención	94
4.7.3	Análisis de promedios de valores de rentabilidad diferencial relativa	95
4.7.4	Análisis del efecto del tipo de empuje	96
4.7.5	Análisis del efecto del BSW de partida.....	96
4.7.6	Análisis de pruebas de hipótesis	97
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
5.1	Conclusiones.....	98
5.2	Recomendaciones	99
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101
	ANEXOS.....	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Variación de los costos de producción de Petroamazonas EP en el período 2013-2017	2
Figura 2. Organigrama estructural de Petroamazonas EP	5
Figura 3. Localización del campo Cuyabeno-Sansahuari	6
Figura 4. Historia de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari	6
Figura 5. Sección sísmica Oeste-Este, donde se observa el anticlinal fallado.....	7
Figura 6. Mapa estructural de U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahauri.....	8
Figura 7. Precios del petróleo en valores nominales y reales con base en el año 2001 (Bppd)	11
Figura 8. Precios Spot de la canasta referencial de petróleo de la OPEP 2014-2018.....	12
Figura 9. Producción histórica de Estados Unidos de América 1960-2016 en MMBppd.....	13
Figura 10. Objetivos estratégicos empresariales: Ejemplo de la compañía Rockwater	15
Figura 11. Perspectivas que toma en cuenta el Cuadro de Mando Integral.....	16
Figura 12. Ejemplo de Mapa Estratégico.....	18
Figura 13. Esquema del sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES).....	21
Figura 14. Regiones de diferencia para un nivel de significancia del 5%.....	28
Figura 15. Tres niveles de significancia distintos para prueba de hipótesis.....	29
Figura 16. Pruebas de producción pozo CYB-014 Yacimiento UI.....	42
Figura 17. Pronóstico de producción sin intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI	43
Figura 18. Pronóstico de producción con intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI	43
Figura 19. Mapa estratégico de Petroamazonas EP	46

Figura 20. Producción promedio de crudo 2013-2017	50
Figura 21. Manejo de agua de formación 2013-2017	51
Figura 22. Costo promedio de WO	51
Figura 23. Costo operativo por barril 2013-2017.....	52
Figura 24. Índice de accidentabilidad 2013-2017.....	52
Figura 25. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI.....	54
Figura 26. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBB-017 Yacimiento UI.....	55
Figura 27. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-013 Yacimiento UI.....	55
Figura 28. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-021 Yacimiento TS.....	56
Figura 29. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-024 Yacimiento UI.....	56
Figura 30. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-034 Yacimiento UI.....	57
Figura 31. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-060 Yacimiento UI.....	57
Figura 32. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-022 Yacimiento UI.....	58
Figura 33. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-037 Yacimiento US	58
Figura 34. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-038 Yacimiento UI.....	59
Figura 35. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-039 Yacimiento TS.....	59
Figura 36. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-040 Yacimiento US	60
Figura 37. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBE-031 Yacimiento US	60

Figura 38. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBG-042	
Yacimiento US	61
Figura 39. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBG-052	
Yacimiento UI.....	61
Figura 40. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBH-055	
Yacimiento UM.....	62
Figura 41. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-043	
Yacimiento UM.....	62
Figura 42. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-044	
Yacimiento UI.....	63
Figura 43. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-047	
Yacimiento UI.....	63
Figura 44. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-053	
Yacimiento US	64
Figura 45. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-025	
Yacimiento UI.....	64
Figura 46. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-058	
Yacimiento TS.....	65
Figura 47. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-062	
Yacimiento UI.....	65
Figura 48. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSA-013	
Yacimiento US	66
Figura 49. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSB-012	
Yacimiento UM.....	66
Figura 50. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSB-016	
Yacimiento US	67
Figura 51. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSE-017	
Yacimiento US	67
Figura 52. Total de intervenciones por yacimiento.....	77
Figura 53. Porcentaje de Intervenciones positivas en el corto y mediano plazo	80

Figura 54. Valor Actual Neto diferencial según el tipo de empuje, para el corto plazo	81
Figura 55. Valor Actual Neto diferencial según el tipo de empuje, para el mediano plazo.....	82
Figura 56. Valor Actual Neto diferencial según el BSW de partida, para el corto plazo	83
Figura 57. Valor Actual Neto diferencial según el Bsw de partida, para el mediano plazo.....	84
Figura 58. Histograma de frecuencia de resultados en el corto plazo con todos los valores.....	86
Figura 59. Prueba de normalidad para el corto plazo con todos los valores	87
Figura 60. Histograma de frecuencia de resultados en el corto plazo excluyendo tres valores	87
Figura 61. Prueba de normalidad para el corto plazo sin valores atípicos	88
Figura 62. Prueba de hipótesis para el corto plazo.....	89
Figura 63. Histograma de frecuencia de resultados en el mediano plazo con todos los valores	91
Figura 64. Prueba de normalidad para el mediano plazo con todos los valores.....	91
Figura 65. Histograma de frecuencia de resultados en el mediano plazo excluyendo nueve valores.....	92
Figura 66. Prueba de normalidad para el mediano plazo sin valores atípicos.....	92
Figura 67. Prueba de hipótesis para el mediano plazo	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. POES del campo Cuyabeno-Sansahuari.....	9
Tabla 2. Reservas del campo Cuyabeno-Sansahuari	10
Tabla 3. Estado de pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari	10
Tabla 4. Proyección de la demanda de energía mundial por tipo de combustible.....	13
Tabla 5. Tasa de crecimiento económico para los años 2017 y 2018	14
Tabla 6. Listado de pozos intervenidos mediante incremento de frecuencias en el campo Cuyabeno-Sansahuari en el período 2015-2016.....	38
Tabla 7. Listado de pozos seleccionados para análisis.....	39
Tabla 8. Parámetros para la evaluación económica por pozo	41
Tabla 9. Resultados históricos del Cuadro de Mando Integral del Activo Cuyabeno.....	48
Tabla 10. Semaforización histórica del Cuadro de Mando del Activo Cuyabeno	49
Tabla 11. Resultados de los indicadores propuestos utilizando el sistema de semaforización	53
Tabla 12. Resumen de resultados de análisis de producción.....	68
Tabla 13. Costos de producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari	69
Tabla 14. Resumen de resultados financieros en el corto plazo.....	70
Tabla 15. Resumen de resultados financieros en el mediano plazo	71
Tabla 16. Definición del indicador de resultados financieros en el corto plazo	73
Tabla 17. Definición del indicador de resultados financieros en el mediano plazo...	74
Tabla 18. Resultados de intervenciones en el corto y mediano plazos utilizando el sistema de semaforización	75
Tabla 19. Resumen anual de resultados financieros.....	76
Tabla 20. Resumen anual de resultados de intervenciones en el corto y mediano plazos utilizando el sistema de semaforización.....	76

Tabla 21. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Superior	77
Tabla 22. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Media	78
Tabla 23. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Inferior	78
Tabla 24. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento T Superior ..	79
Tabla 25. Intervenciones positivas en el corto y mediano plazos	79
Tabla 26. Ordenamiento de los datos para preparar el histograma de frecuencias.....	85
Tabla 27. Ordenamiento de los datos para preparar el histograma de frecuencias.....	90

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Definición de Indicadores Generales.....	104
Anexo 2. Análisis de declinación de los pozos intervenidos	111
Anexo 3. Evaluación financiera de corto plazo	139
Anexo 4. Evaluación financiera de mediano plazo	194

RESUMEN

Se aplica un procedimiento basado en indicadores financieros del Cuadro de Mando Integral de la empresa Petroamazonas EP para evaluar los resultados obtenidos en el campo Cuyabeno-Sansahuari, con los incrementos de frecuencia en los pozos con bombeo eléctrico sumergible, intervenciones que fueron realizadas con el fin de contrarrestar la caída de producción de petróleo, debido a la restricción de inversiones por la baja de precios del petróleo en el mercado internacional.

La metodología aplicada utiliza el Análisis de Curvas de Declinación (DCA) para determinar los pronósticos de producción con y sin intervención al pozo. Con esa información se prepara los flujos de caja para cada uno de los escenarios y se determinan sus correspondientes valores actuales netos en el corto y mediano plazos. Con estos resultados se determinan los indicadores de rentabilidad financiera relativa por pozo, que se incluyen en el Cuadro de Mando Integral y se utiliza estos indicadores para evaluar los resultados de las medidas tomadas en el campo Cuyabeno-Sansahuari. Se utiliza un sistema de semaforización para visualizar las intervenciones positivas, intermedias y negativas.

El análisis realizado, muestra resultados financieros variables de negativos a positivos en el corto plazo, pero los resultados en el mediano plazo indican que en la mayoría de casos, el incremento de frecuencias en pozos con sistema de levantamiento artificial tipo BES afecta negativamente a la rentabilidad de la empresa.

Los resultados confirman parcialmente la hipótesis de investigación, de que una subida de frecuencias indiscriminada no contribuye a los objetivos empresariales en el mediano plazo, pero no existe evidencia suficiente para afirmar que la subida de frecuencias permite un incremento de producción en el corto plazo.

Palabras Clave:

ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN, CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI, CUADRO DE MANDO INTEGRAL, INCREMENTOS DE FRECUENCIA EN BES, RENTABILIDAD DE PROYECTOS PETROLEROS.

ABSTRACT

A procedure based on financial indicators of the Balanced Scorecard of the company Petroamazonas EP is applied to evaluate the results obtained in the Cuyabeno-Sansahuari field, with the frequency increases in the wells with submersible electric pumping, interventions that were carried out in order to counteract the fall in oil production, due to the restriction of investments caused by the drop in oil prices in the international market.

The applied methodology uses Decline Curve Analysis (DCA) to determine production forecasts with and without well intervention. With this information, cash flows are prepared for each of the scenarios and the Net Present Value is determined in the short and medium terms. With these results, the relative financial return indicator is determined, which is included in the Balanced Scorecard and is applied to the Cuyabeno-Sansahuari field. A traffic signaling system is used to visualize positive, intermediate and negative interventions.

The analysis carried out shows variable financial results from negative to positive in the short term, but the results in the medium term indicate that in most cases the increase of frequencies in wells with artificial lift system type BES, affects negatively the profitability of the company.

The results partially confirm the research hypothesis, that an indiscriminate frequency rise does not contribute to business objectives in the medium term, but there is not enough evidence to affirm that the rise in frequencies allows an increase in production in the short term.

Keywords:

BALANCED SCORECARD, CUYABENO-SANSAHUARI FIELD, DECLINE CURVES ANALYSIS, ESP FREQUENCY INCREASE, PROFITABILITY OF OIL PROJECTS.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

API:	Instituto Americano del Petróleo
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Agua y sedimentos básicos
CAPEX:	Inversión de capital
D:	Tasa de declinación
da:	Tasa de declinación anual efectiva
Di:	Tasa de declinación inicial
dm:	Tasa de declinación mensual efectiva
EP:	Empresas públicas
FR:	Factor de recobro
Ho:	Hipótesis nula
H1:	Hipótesis alternativa
MU\$D:	Miles de dólares de los Estados Unidos de América
OFM:	Software Oilfield Manager
OPEX:	Inversión de Operación.
POES:	Petróleo Original en Sitio
Qo:	Tasa de producción de petróleo
Qoi:	Tasa de producción inicial de petróleo
Qw:	Tasa de producción de agua
RBC:	Relación Beneficio-Costo
SPE:	Society of Petroleum Engineers
UI:	Reservorio Napo U Inferior
UM:	Reservorio Napo U Media
US:	Reservorio Napo U Superior
t:	Período de tiempo
TIR:	Tasa Interna de Retorno.
TS:	Reservorio Napo T Superior.
U\$D:	Dólares de los Estados Unidos de América
VAN:	Valor Actual Neto
WO:	Trabajo de reacondicionamiento (Workover).
WTI:	Precio referencial West Texas Intermediate.

1. INTRODUCCIÓN

El 2 de Enero del 2013 se publicó en el Registro Oficial del Ecuador el decreto Ejecutivo 1351-A que dispuso la unificación de las empresas estatales Petroproducción y Petroamazonas EP (Registro Oficial del Ecuador, 2013), con lo cual Petroamazonas EP pasó a ser la mayor empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador.

Los altos precios del petróleo de los años 2012 y 2013 auguraban un futuro brillante para la empresa unificada, ya que los pronósticos de precios del petróleo indicaban una tendencia ascendente (OPEC, 2016, pág. 91).

En el mes de junio del 2014, terminó el ciclo de precios altos del petróleo y se inició una drástica caída de los precios, impulsada por una sobreoferta de crudo en el mercado internacional (OPEC, 2015, pág. 8).

Petroamazonas EP, al igual que las otras empresas del sector petrolero, ante la disminución de recursos económicos disponibles, se vio obligada a implementar, medidas de reducción de inversiones y costos en todas sus operaciones: Se redujo la nómina de personal en las oficinas centrales y se disminuyeron los presupuestos de perforación, facilidades, mantenimiento y capacitación (Petroamazonas EP, 2016, pp. 16-20). Los costos totales de producción cayeron de 1,118 MMUSD en el año 2014 a 775 MMUSD en los años 2016 y 2017, tal como se aprecia en la Figura 1.

La actividad de mayor afectación en los recortes presupuestarios fue la perforación de pozos, lo cual incidió directamente en la caída de producción de petróleo de los campos petroleros. La disminución de la producción de petróleo fue compensada con medidas operativas como el incremento de frecuencia en los pozos con sistema de bombeo electro-sumergible (BES), cambios de zonas productoras y fracturamiento de zonas productoras, complementadas con otras medidas de carácter estratégico como el impulso de contratos de prestación de servicios con financiamiento y la incorporación a la producción del Bloque 43, Campo ITT (Petroamazonas EP, 2016, pág. 23).

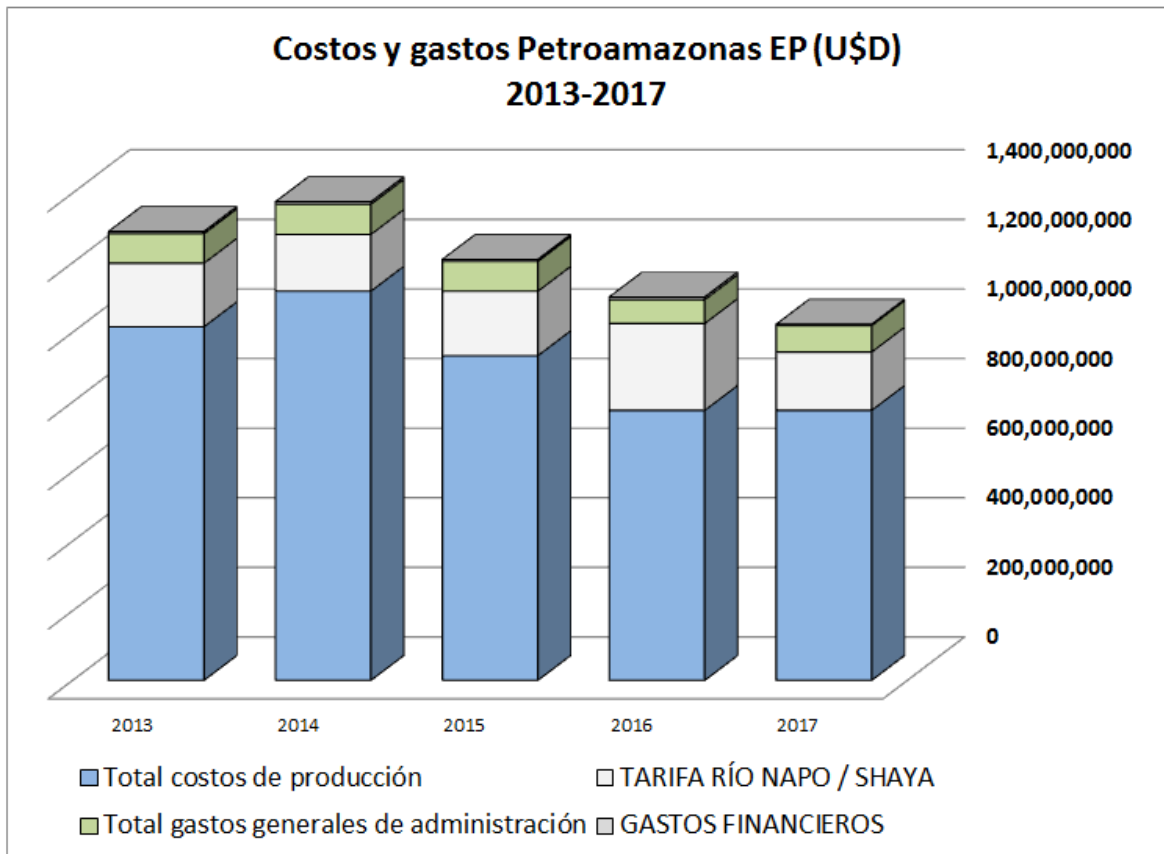


Figura 1. Variación de los costos de producción de Petroamazonas EP en el período 2013-2017

(Fuente: Petroamazonas EP Reportes Financieros, elaborado por el autor)

Cuyabeno-Sansahuari fue uno de los campos afectados por los recortes presupuestarios. Desde el año 2016 a la fecha actual no se han perforado pozos en este campo. La principal acción tomada para evitar la caída de producción, fue el incremento de frecuencia de las bombas en los pozos con sistema de levantamiento electro-sumergible. Los resultados iniciales obtenidos por estas acciones fueron positivos puesto que se logró contrarrestar la caída de producción, sin embargo, conforme pasó el tiempo, se pudo observar incrementos en las tasas de declinación de la producción de los pozos intervenidos.

El presente estudio responde a la pregunta ¿Cuál fue el desempeño de la empresa estatal Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari, en el corto plazo y en el mediano plazo, considerando las medidas operativas frente a la baja de precios de petróleo? Para lo cual analiza los resultados obtenidos con la aplicación de incrementos de frecuencia en los pozos con bombeo eléctrico sumergible, utilizando las herramientas

de análisis de declinación de la producción (DCA), evaluación financiera, Cuadro de Mando Integral (“Balanced Scorecard”) y análisis estadístico.

El objetivo general del estudio fue analizar el desempeño de la empresa Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari en el periodo 2014-2017 con énfasis en las medidas tomadas frente a la baja de los precios del petróleo en el mercado internacional.

Los objetivos específicos de la investigación fueron:

- Determinar los efectos de las acciones tomadas por Petroamazonas EP para contrarrestar los efectos de la baja de precios del petróleo en el mercado internacional.
- Identificar los resultados inmediatos y a mediano plazo de las medidas operativas tomadas en el campo Cuyabeno-Sansahuari.
- Evaluar los resultados operativos identificando si los indicadores de gestión avalan el desempeño positivo de las acciones tomadas por Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari.
- Determinar las lecciones aprendidas de la evaluación de las acciones operativas tomadas por Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari frente a la baja de precios del petróleo, considerando aspectos técnicos y económicos.

La hipótesis que se quiere comprobar o rechazar con el estudio es que los incrementos indiscriminados de frecuencia en pozos con levantamiento artificial eléctrico permiten un incremento de la producción de petróleo en el corto plazo, pero en el mediano plazo no contribuyen a la estrategia empresarial, afectando negativamente la rentabilidad financiera.

1.1 La empresa Petroamazonas EP

Petroamazonas EP es una empresa pública ecuatoriana dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos. Está a cargo de la operación de 21 bloques petroleros, 18 de ellos ubicados en la Cuenca Oriente y tres en la Zona Costera del Ecuador. (Petroamazonas EP, 2018a).

Petroamazonas EP es la empresa estatal encargada del “Up-stream” de la industria petrolera en el Ecuador, es decir que se ocupa de las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo, tratamiento, transporte y disposición de fluidos, hasta entregar el petróleo a los tanques del Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE) o del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) localizados en la ciudad de Lago Agrio, para que sea transportado a los centros de comercialización y/o refinación en la zona costera Esmeraldeña.

1.1.1 Misión

La misión de Petroamazonas EP es: “Desarrollar actividades estratégicas de exploración y explotación de hidrocarburos, de manera eficiente, sustentable y segura, con responsabilidad social y ambiental, con el aporte del mejor talento humano para contribuir al desarrollo energético del Ecuador” (Petroamazonas EP, 2018a).

1.1.2 Visión

La visión que se ha planteado Petroamazonas EP es “Ser la Empresa referente del Estado ecuatoriano y líder de la industria de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional y regional, por nuestra eficiencia, integridad y confiabilidad, a la vanguardia de la responsabilidad social y ambiental” (Petroamazonas EP, 2018a).

1.1.3 Valores

Los valores que rigen el comportamiento empresarial y de cada uno de los integrantes de Petroamazonas EP son: Integridad y transparencia, solidaridad, responsabilidad social y ambiental, calidad profesional y trabajo en equipo e innovación (Petroamazonas EP, 2018a).

1.1.4 Estructura empresarial

Actualmente Petroamazonas EP tiene una estructura piramidal, con un Gerente General a la cabeza, el cual rinde cuentas a un directorio empresarial. A continuación se presenta la estructura actual de la empresa. En los próximos meses Petroamazonas EP entrará a un proceso de unificación con EP Petroecuador, institución que actualmente se encarga del “Down-stream” de la industria petrolera en el Ecuador: Transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos y productos hidrocarbúricos.

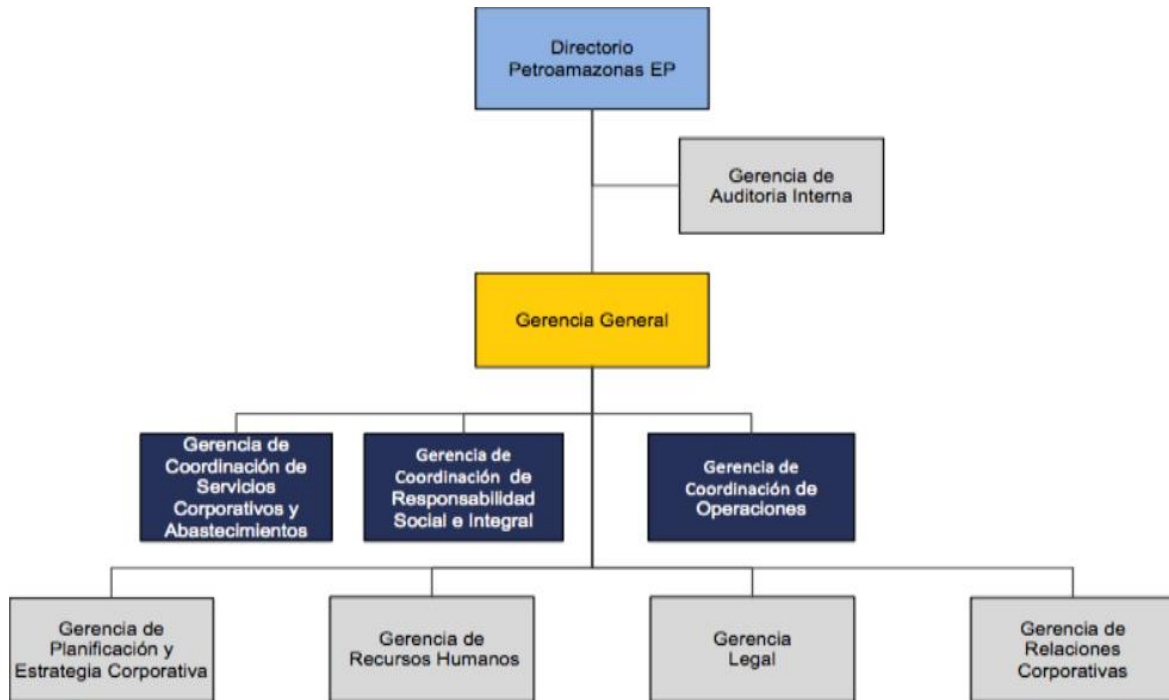


Figura 2. Organigrama estructural de Petroamazonas EP
(Petroamazonas EP, 2018a)

1.2 El Campo Cuyabeno-Sansahuari

1.2.1 Localización

El campo Cuyabeno-Sansahuari (Figura 3) está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, aproximadamente a 23 kilómetros de la población de Tarapoa, al noreste de la provincia de Sucumbíos (Activo Cuyabeno, 2018).

Administrativamente el campo Cuyabeno-Sansahuari forma parte del Activo Cuyabeno de la empresa Petroamazonas EP. El Activo Cuyabeno incluye además, los campos VHR, Blanca, Vinita y Tipishca-Huaico. El campo Cuyabeno-Sansahuari es el mayor de los campos del Activo Cuyabeno y actualmente produce el 72% de la producción total de petróleo del activo.

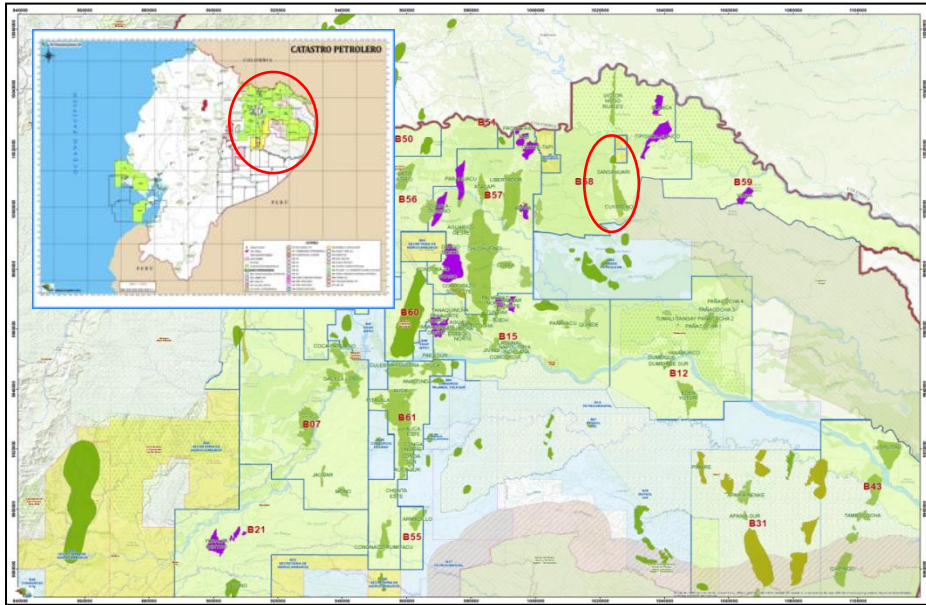


Figura 3. Localización del campo Cuyabeno-Sansahuari
(Petroamazonas EP, 2018c)

1.2.2 Historia del Campo

El pozo Cuyabeno-1 fue perforado en 1972 y el pozo Sansahuari-1 en 1979. Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes: la del Norte se denominó Sansahuari y la del Sur, Cuyabeno. En 1996 una nueva interpretación sísmica y geológica integró las dos estructuras y desde allí se conoce al campo como Cuyabeno-Sansahuari (Activo Cuyabeno, 2018). En la siguiente figura se muestra la historia de producción del campo.

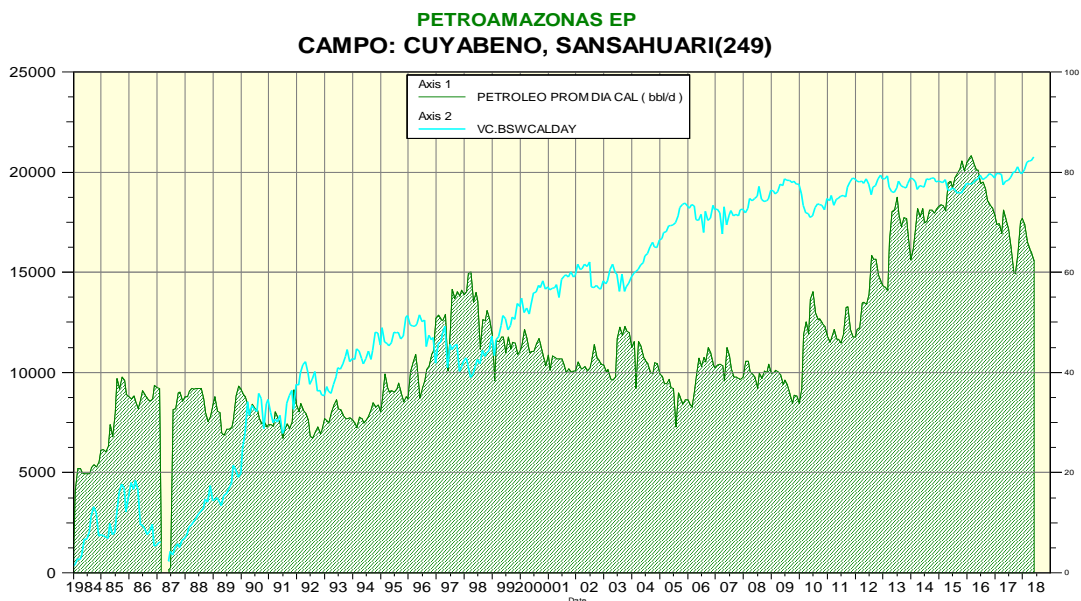


Figura 4. Historia de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari
(Activo Cuyabeno, 2018)

1.2.3 Geofísica y Geología

La empresa petrolera estatal Petroproducción en el periodo 1978-1995 realizó la adquisición de 105 líneas sísmicas 2D (250 Km.), que permitió realizar estudios geofísicos y estructurales para definir la estructura del campo Cuyabeno-Sansahuari. Entre los años 2008 y 2009, se realizó la adquisición de 659 Km² de sísmica 3D, que permitió configurar la estructura de mejor manera (Activo Cuyabeno, 2018).

La estructura Cuyabeno-Sansahuari, es un anticlinal asimétrico, limitado al Oeste por una falla inversa regional que viene desde el basamento, con un salto de falla de aproximadamente 470 pies en Cuyabeno y 430 pies en Sansahuari (Activo Cuyabeno, 2018).

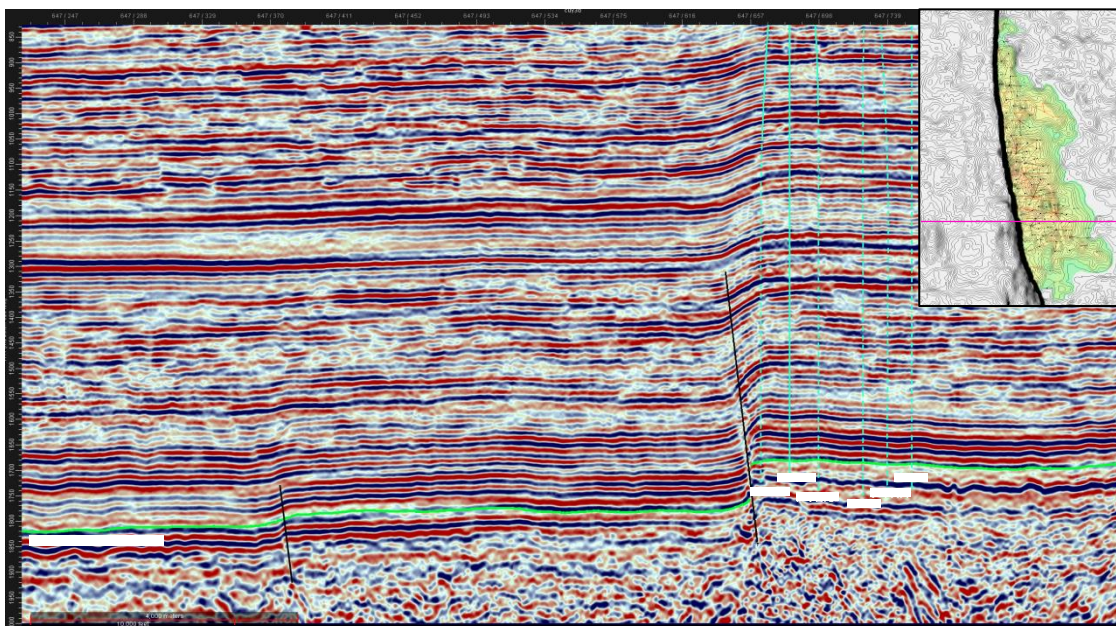


Figura 5. Sección sísmica Oeste-Este, donde se observa el anticlinal fallado (Activo Cuyabeno, 2018)

Los yacimientos del Campo Cuyabeno-Sansahuari se desarrollan en una estructura tipo anticlinal alargado en dirección NNO-SSE, ensanchada en su parte sur y angosta hacia el norte. Este pliegue se encuentra cortado al Oeste por una falla inversa de alto ángulo, de aproximadamente 450 pies de salto, la misma que es de carácter sellante en la mayor parte de su extensión, y representa el límite oeste de los yacimientos. Los límites este, norte y sur del entrapamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue (Activo Cuyabeno, 2018).

Los principales reservorios de interés hidrocarburífero en el campo Cuyabeno-Sansahuari, son: Basal Tena, U Superior, U Media, U Inferior, T Superior y T Inferior. En la siguiente gráfica se indica el mapa estructural de la arenisca U Inferior.

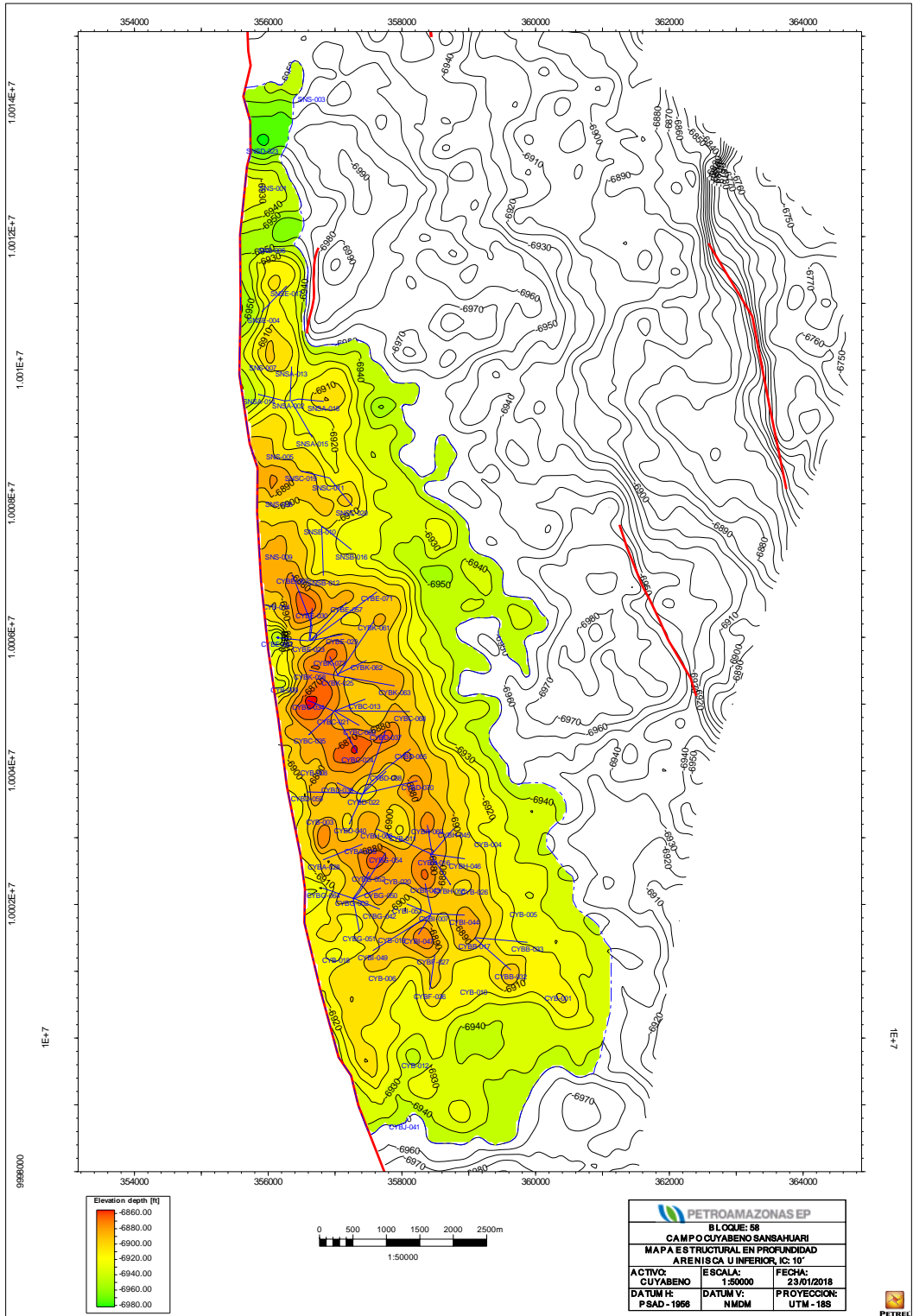


Figura 6. Mapa estructural de U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari (Activo Cuyabeno, 2018)

1.2.4 POES y Reservas

El cálculo del POES se realiza utilizando el método volumétrico, a través del módulo, “Map-base volume calculation”, del software Petrel, donde como input, se utilizó los mapas estructurales del tope y base de los reservorios, el cierre efectivo y los parámetros petrofísicos promedios (Espesor neto saturado, porosidad efectiva, Saturación de agua, relación “Net to gross”), obtenidos de la evaluación petrofísica de los pozos del campo (Activo Cuyabeno, 2018).

En la siguiente tabla se indica el POES reportado para el campo Cuyabeno-Sansahuari al 31 de diciembre 2017.

Tabla 1. POES del campo Cuyabeno-Sansahuari

Reservorio	Volumen total de roca	Volumen neto de roca	Porosidad	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
	acre-pie	acre-pie	%	%	By/Bn	Bls
Basal Tena	129,858	57,138	14.02	33.00	1.085	38,373,537
U Superior	267,928	160,757	17.01	31.00	1.136	128,869,650
U Media	174,194	71,419	15.01	31.00	1.136	50,509,593
U Inferior	353,364	300,360	18.01	24.00	1.163	274,184,659
T Superior	288,696	173,217	17.00	35.00	1.193	124,479,507
T Inferior	46,261	37,009	18.01	40.00	1.250	24,825,249
TOTAL	1,260,301	799,900				641,242,195

Fuente (Activo Cuyabeno, 2018)

La estimación de reservas se basa en los análisis de curvas de declinación (DCA) por pozo y siguiendo la normativa PRMS (Society of Petroleum Engineers SPE, AAPG, WPC y SPEE, 2007) y las guías de aplicación (Society of Petroleum Engineers SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG, 2011) para el reporte de reservas y recursos. En la siguiente tabla se indica las reservas del campo Cuyabeno-Sansahuari reportadas al 31 de Diciembre de 2017.

Tabla 2. Reservas del campo Cuyabeno-Sansahuari

Reservorio	Producción Acumulada al 31-Dic-2017	Reservas Probadas Produciendo	Reservas Probadas Shutin	Reservas Probadas detrás del casing	Reservas Probadas No desarrolladas	Reservas Probables	Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P)
	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls
Basal Tena	187,110						-
U Superior	32,139,211	8,988,916	2,943,656	2,099,503	12,915,862	978,607	27,926,544
U Media	7,243,151	3,369,188	1,873,068	2,435,742	2,687,266		10,365,264
U Inferior	58,502,847	10,067,632	5,707,122	772,322	16,618,818		33,165,894
T Superior	35,687,843	3,524,896	1,581,087	6,522,973		9,727,018	21,355,974
T Inferior	1,110,089						-
TOTAL	134,870,251	25,950,632	12,104,933	11,830,540	2,221,946	10,705,625	92,813,676

Fuente (Activo Cuyabeno, 2018)

1.2.5 Pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari

Hasta el 31 de Diciembre de 2017, en el campo Cuyabeno-Sansahuari se han perforado 93 pozos, de los cuales 66 se encuentran en producción, 18 están cerrados y 9 son reinyectores. El campo no cuenta con pozos abandonados, ni con pozos inyectoros para recuperación secundaria. En la siguiente tabla se presenta el estado actual de los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari.

Tabla 3. Estado de pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari

Estado	# de pozos
Productores	66
Cerrados	18
Abandonados	0
Inyectores	0
Reinyectores	9
Total	93

Fuente: (Activo Cuyabeno, 2018)

De los 66 pozos que se encuentran produciendo al momento en el Activo, 43 de ellos utilizan el sistema de levantamiento tipo BES (Bombeo Eléctrico sumergible), 22 utilizan el sistema hidráulico y uno utiliza el sistema de cavidades progresivas (PSP).

1.3 El entorno económico y los precios del petróleo

1.3.1 Evolución de los precios del petróleo

Los precios del petróleo se rigen por la ley de la oferta y la demanda: si hay un exceso de petróleo en el mercado, los precios bajan y en caso de que el mercado demande mas petróleo que el disponible, los precios suben. Sin embargo, en la industria petrolera, además de la ley de la oferta y demanda, los precios se ven fuertemente afectados por la geopolítica, es decir por las relaciones de amistad o beligerancia entre los países productores y consumidores de hidrocarburos o los conflictos bélicos en las zonas de mayor disponibilidad de recursos petrolíferos.

En los años 2011 al 2014 se tuvieron los precios más altos del petróleo en toda su historia, tanto en valores nominales como reales (Figura 7).

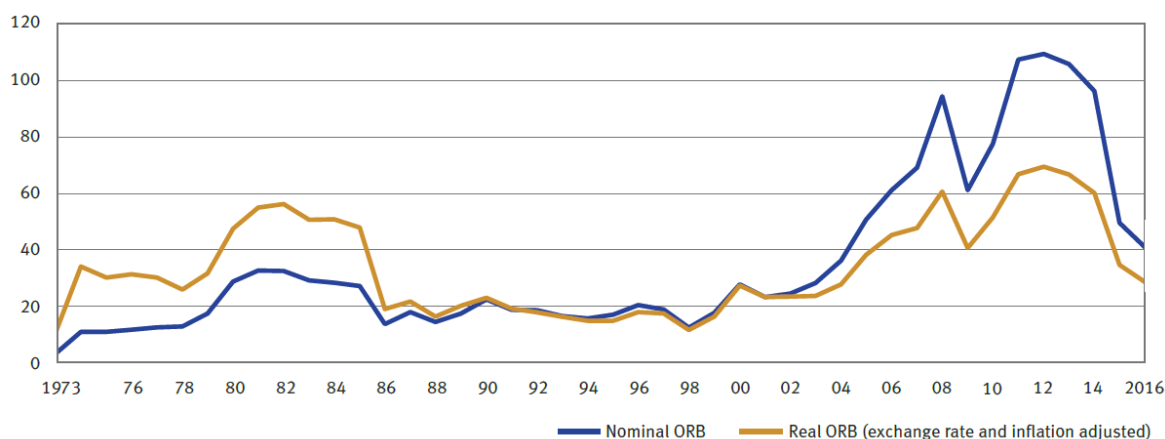


Figura 7. Precios del petróleo en valores nominales y reales con base en el año 2001 (Bppd)
(Fuente: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2017, p. 102)

A partir del segundo semestre del año 2014 se produjo una abrupta caída de los precios que alcanzó sus valores mínimos en Enero y Febrero del 2016 (Figura 8).

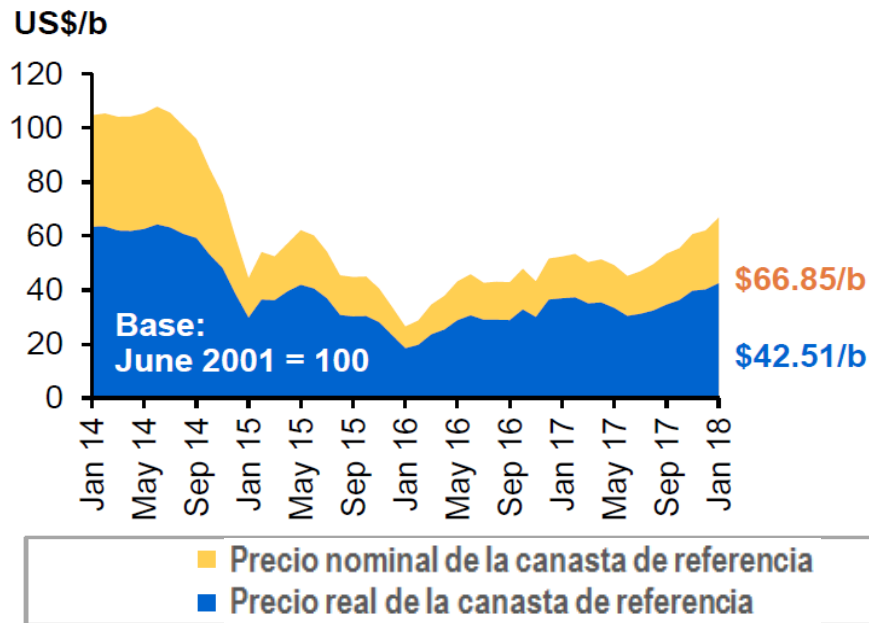


Figura 8. Precios Spot de la canasta referencial de petróleo de la OPEP 2014-2018
(Fuente: OPEC, Monthly Oil Market Report, 12 February 2018. Editado por el autor).

Entre las causas que determinaron la caída de los precios que inició en el año 2014 y se mantuvo en los años 2015 y 2016, está el incremento de la producción de petróleo en los Estados Unidos de América. Una revisión de la producción histórica de petróleo de los Estados Unidos a partir de los años 60s indica la separación en tres períodos bien definidas (OPEC, 2018a, pág. 25) (Figura 9).

- Desde 1960 a 1970 se produce un crecimiento de la producción que alcanza un pico histórico en el año 1970.
- Desde 1970 hay cuatro décadas de declinación de la producción de petróleo con una reducción promedio anual de 100,000 Bppd.
- Desde el año 2006, se presenta un incremento significativo de la producción debido principalmente al advenimiento de la tecnología del “fracking” de yacimientos lutíticos, con un incremento promedio anual de 750,000 Bppd permitiendo a Estados Unidos alcanzar el pódium de los mayores productores de petróleo, conjuntamente con Arabia Saudita y Rusia.

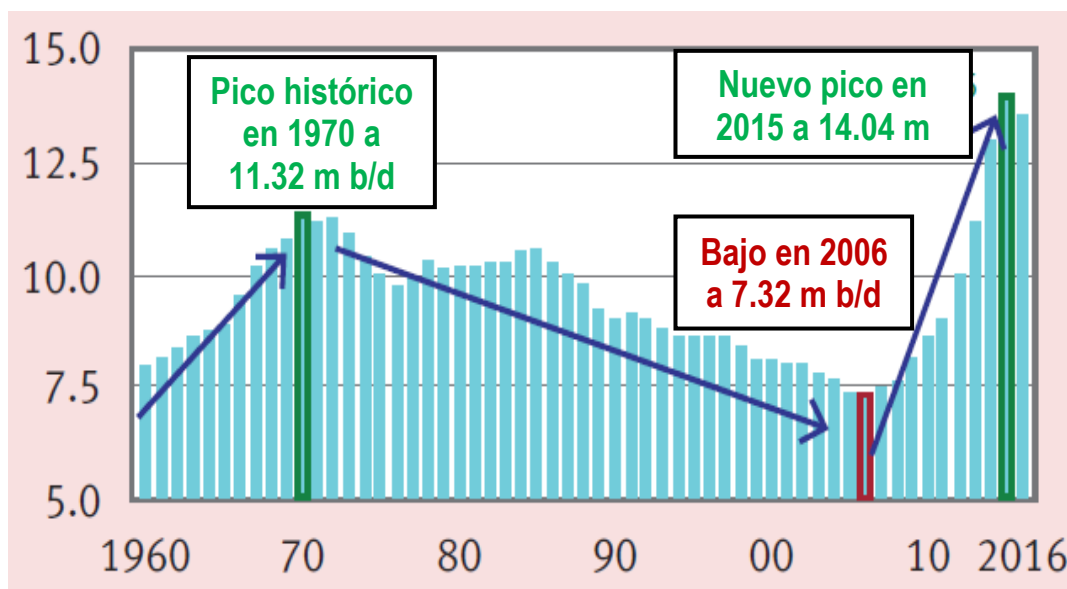


Figura 9. Producción histórica de Estados Unidos de América 1960-2016 en MMBppd
(Fuente: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2017. Editado por el autor).

1.3.2 Las perspectivas futuras de los precios

La Organización de Países Exportadores de Petróleo pronostica que la demanda de petróleo seguirá creciendo en los próximos años y, a pesar de que otras fuentes de energía mantendrán un ritmo de crecimiento, hasta el año 2040 el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía en el mundo (Tabla 6).

Tabla 4. Proyección de la demanda de energía mundial por tipo de combustible

Años	Niveles (MMBOE/D)				Crecimiento (% p.a.)
	2015	2020	2030	2040	2015-2040
Petróleo	86.5	92.3	97.9	100.7	0.6
Carbón	78.0	80.7	85.8	86.2	0.4
Gas	59.2	65.2	79.9	93.2	1.8
Nuclear	13.5	15.8	20.1	23.8	2.3
Hidráulica	6.8	7.5	9.0	10.3	1.7
Biomasa	28.0	30.1	34.0	37.3	1.2
Otros renovables	3.8	6.6	12.9	20.0	6.8
Total mundial	276.0	298.2	339.6	371.6	1.2

(Fuente: OPEC, World Oil Outlook 2017-2040, 2017, editado por el autor)

En el reporte mensual del mercado correspondiente a Febrero 2018, la OPEP indica que el crecimiento económico mundial se mantiene en un 3.8%, sin embargo cabe resaltar el alto crecimiento proyectado para India y China (Tabla 7). El crecimiento económico está directamente relacionado con la demanda de fuentes de energía, por lo que podemos afirmar que el crecimiento proyectado de India y China, colabora en el crecimiento actual de los precios del petróleo.

Tabla 5. Tasa de crecimiento económico para los años 2017 y 2018

Año	Mundo	OECD	USA	Japón	Euro-zona	China	India	Brasil	Rusia
2017	3.8	2.5	2.3	1.8	2.5	6.9	6.5	1.0	1.9
2018	3.8	2.4	2.7	1.6	2.2	6.5	7.2	1.9	1.8

Notas: OECD = Países desarrollados

2017 estimado y 2018 proyectado

(Fuente: OPEC, Monthly Oil Market Report, 12 February 2018, editado por el autor)

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Cuadro de Mando Integral

2.1.1 Generalidades

El Cuadro de Mando Integral (CMI) también conocido por su nombre en idioma inglés: “Balanced Scorecard”, provee a los gerentes los instrumentos que necesitan para orientar a sus empresas en medio de un ambiente competitivo. Actualmente las organizaciones compiten en escenarios complejos de tal manera que es vital un adecuado entendimiento de las sus metas y métodos para alcanzarlas. El Cuadro de Mando Integral traslada la misión y estrategia de la organización a un conjunto de indicadores y un sistema de medida. El Cuadro de Mando Integral pone énfasis en alcanzar los objetivos financieros, pero además incluye los caminos para alcanzar esos objetivos (Kaplan & Norton, 1996, pág. 2).

El Cuadro de Mando Integral es una herramienta que amarra la misión y la visión de la empresa con un conjunto de indicadores que permiten alinearse a cada uno de los integrantes de la empresa con la estrategia empresarial. Un ejemplo del amarre de la estrategia empresarial con los indicadores se muestra en el Figura 10.

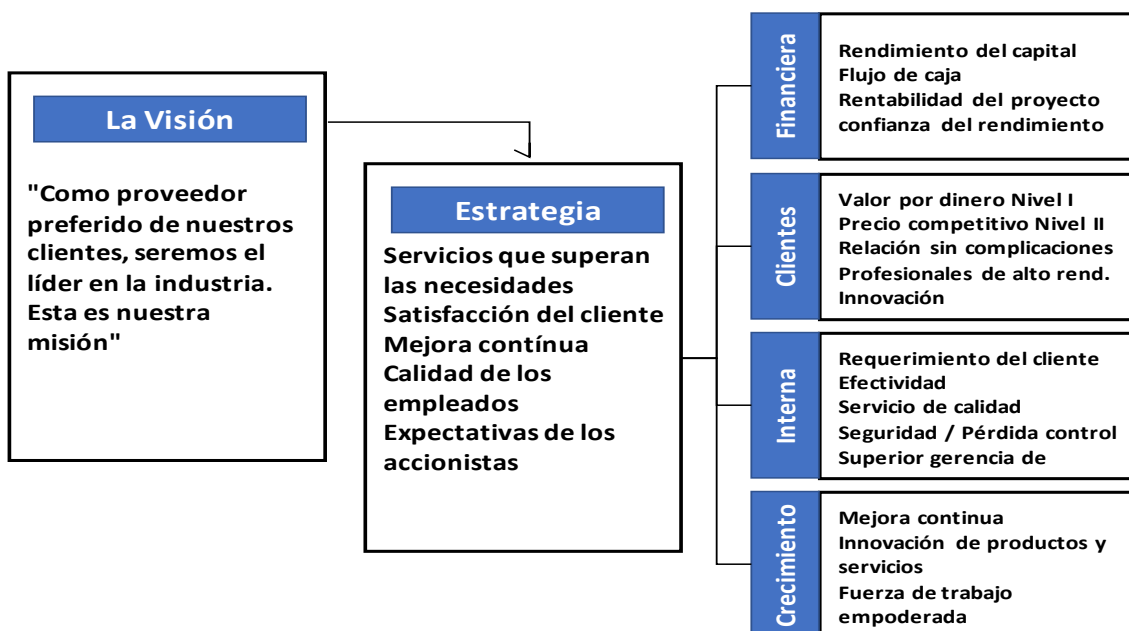


Figura 10. Objetivos estratégicos empresariales: Ejemplo de la compañía Rockwater
(Fuente: Kaplan & Norton, Putting the Balanced Scorecard to Work, 2004. Editado por el autor)

El Cuadro de Mando Integral va mas allá de ser una táctica operacional o de un sistema de medición. Las compañías innovadoras utilizan el Cuadro de Mando Integral como un sistema del manejo de la estrategia empresarial considerando el largo plazo. Están utilizando el cuadro de Mando Integral para gestionar procesos administrativos críticos como el traslado de la visión empresarial, la interrelación de los objetivos estratégicos, el alineamiento de las iniciativas estratégicas y el fortalecimiento de la retroalimentación (Kaplan & Norton, Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard, 1996).

2.1.2 Perspectivas del Cuadro de Mando Integral

El Cuadro de Mando Integral provee a los administradores de cuatro diferentes perspectivas para seleccionar sus indicadores. Complementa la perspectiva tradicional financiera con mediciones de desempeño desde el punto de vista de los clientes, procesos internos y actividades de innovación y mejora (Kaplan & Norton, Putting the Balanced Scorecard to Work, 2004, pág. 4).

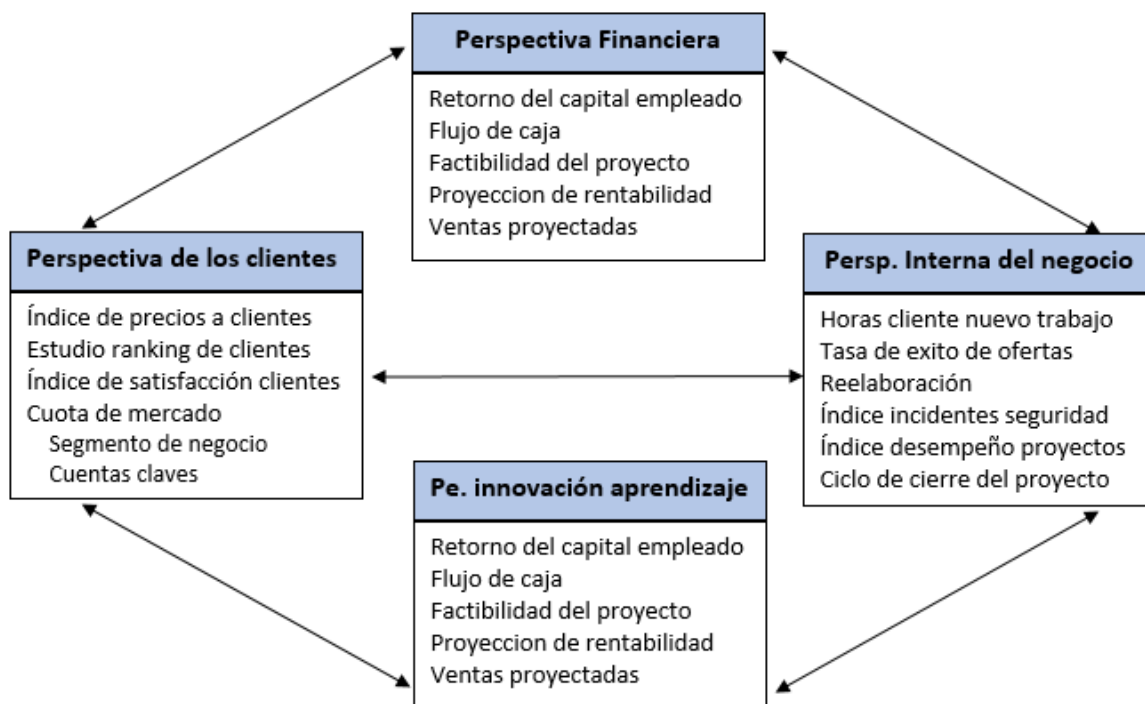


Figura 11. Perspectivas que toma en cuenta el Cuadro de Mando Integral
(Fuente: Kaplan & Norton, Putting the Balanced Scorecard to Work, 2004, Elaboración R.Ruiz)

Perspectiva Financiera

Las medidas de desempeño financiero indican si la estrategia de la compañía, la implementación y ejecución de actividades productivas, contribuyen al objetivo financiero empresarial. Los objetivos financieros, típicamente guardan relación con rentabilidad, por ejemplo: ingresos operacionales, retorno de la inversión, o valor económico agregado. Los objetivos financieros alternativos pueden ser crecimiento de ventas o flujo de caja (Kaplan & Norton, Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard, 1996, pág. 25).

Perspectiva de los Clientes

Mediante esta perspectiva, los administradores identifican los clientes y el segmento del mercado en el cual compete la unidad empresarial, y la medición del desempeño de la unidad en este segmento. Esta perspectiva generalmente incluye varias medidas tales como satisfacción de los clientes, fidelidad de los clientes, incorporación de nuevos clientes, rentabilidad de los clientes, participación de mercado en los segmentos objetivo (Kaplan & Norton, Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard, 1996, pág. 26).

Perspectiva de los procesos internos del negocio

Mediante esta perspectiva se identifican los procesos internos críticos del negocio en los cuales la organización debe destacarse. Estos procesos permiten a la organización entregar las proposiciones de valor que pueden atraer y retener a los clientes de los segmentos objetivo y satisfacer las expectativas financieras de los accionistas (Kaplan & Norton, Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard, 1996, pág. 26).

La perspectiva de los procesos internos del negocio revela dos diferencias fundamentales entre las mediciones tradicionales y las que realiza el Cuadro de Mando Integral: Los métodos tradicionales intentan monitorear y mejorar los procesos existentes, mientras que el Cuadro de Mando Integral identifica nuevos procesos en los cuales una organización puede destacar para alcanzar los objetivos financieros y de los clientes. Además, el Cuadro de Mando Integral permite incorporar innovaciones a la perspectiva de los procesos internos del negocio a diferencia del enfoque tradicional que se enfoca en los productos actuales y los clientes actuales.

Perspectiva de aprendizaje y crecimiento

La perspectiva de aprendizaje y crecimiento identifica la infraestructura que la organización debe implementar para crear crecimiento y mejoramiento a largo plazo.

Además, la intensa competencia global exige que las compañías constantemente mejoren sus capacidades para entregar valor a sus clientes y accionistas.

El aprendizaje y crecimiento organizacional provienen de tres fuentes principales: gente, sistemas y procedimientos organizacionales. Para alcanzar estos objetivos las empresas deben invertir en capacitar a sus empleados, mejorar los sistemas y tecnología de información y alinear los procedimientos y rutinas organizacionales (Kaplan & Norton, *Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard*, 1996, pág. 29).

2.1.3 Mapeo estratégico

La idea de una relación causal entre las mediciones y los objetivos del Cuadro de Mando Integral conducen a la creación de un mapa estratégico (Kaplan, *Conceptual Foundations of the Balanced Scorecard*, 2010, pág. 21).

La figura siguiente muestra la estructura de un mapa estratégico. Actualmente todos los proyectos de Cuadro de Mando Integral construyen un mapa estratégico de los objetivos estratégicos antes de seleccionar las mediciones para cada objetivo (Kaplan, *Conceptual Foundations of the Balanced Scorecard*, 2010, pág. 21).

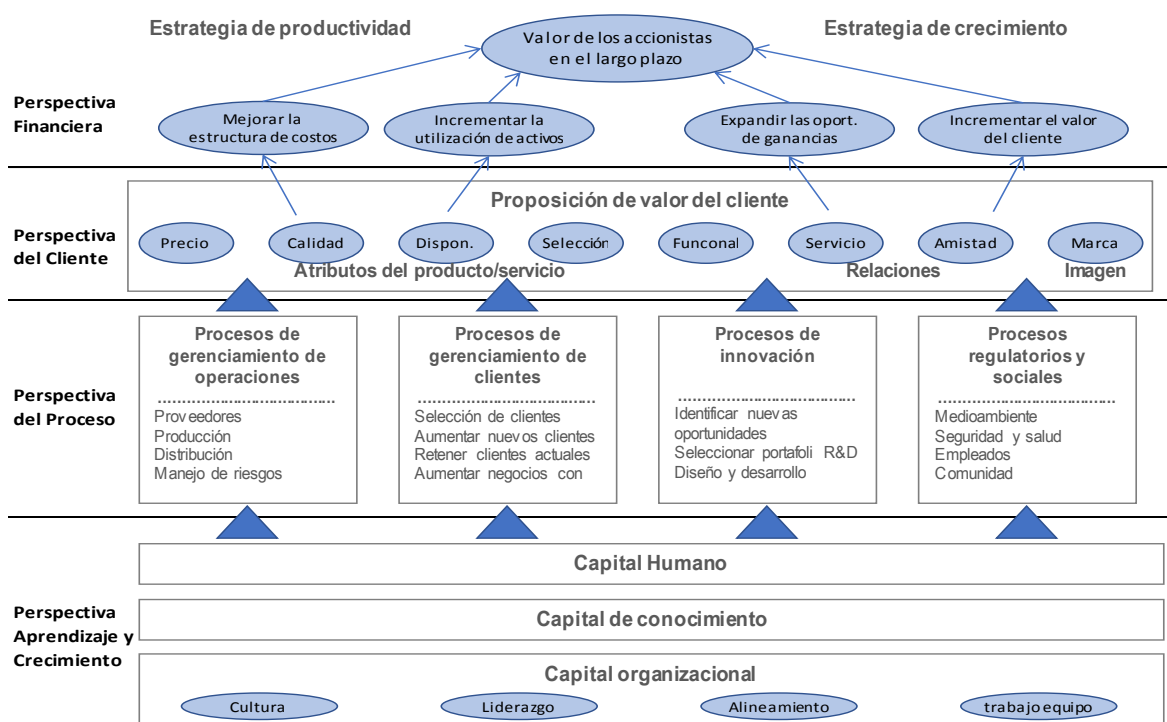


Figura 12. Ejemplo de Mapa Estratégico

(Kaplan, *Conceptual Foundations of the Balanced Scorecard*, 2010, pág. 22) Editado por el autor.

2.1.4 Aplicaciones de Cuadro de Mando Integral en el Ecuador

Desde el año 2006 se han realizado varios estudios y aplicaciones de Cuadro de Mando Integral en empresas privadas y públicas del Ecuador, entre los cuales se mencionan los siguientes: El caso de Cervecería Andina por ser uno de los primeros proyectos realizados sobre el tema, los casos de la Gerencia de Oleoducto, de las empresas INSEPECA y Nokia Siemens Network Ecuador por estar relacionados con la industria petrolera y los casos de CONELEC y CNT por tratarse de empresas públicas. A continuación se realiza una breve descripción de cada una de estas investigaciones.

En el año 2006 se presentó para la empresa Cervecería Andina S. A. el diseño de un Cuadro de Mando Integral para el área de embotellado el cual fue descrito en un estudio presentado por Sara Guevara y María León (Guevara & León, 2006). En el estudio presentado se generan indicadores financieros y no financieros que permitan identificar oportunamente las desviaciones de los procesos. También se utilizan herramientas estadísticas para mejorar el control del proceso y aportar en el análisis de cada indicador.

En el año 2007 se presentó un diseño del Cuadro de Mando Integral para la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador (Jiménez, 2007). El estudio realiza un análisis situacional de la Gerencia de Oleoducto, realiza un análisis PEST (Político, económico, social y tecnológico), analiza las cinco fuerzas competitivas de Porter (Competidores, sustitutos, barreras de entrada, barreras de salida y poder de los proveedores) y diseña un sistema de gestión basado en la implementación de un Cuadro de Mando Integral. Proporciona un plan de acción concreto para las áreas administrativas y operativas de la Gerencia de Oleoducto.

En el año 2008 se realizó una propuesta para la implementación de un Cuadro de Mando Integral para la compañía Servicios e Inspecciones Petroleras Cabrera (INSEPECA) como un complemento a los sistemas de Gestión de Calidad y de Seguridad y Salud Ocupacional de la empresa (Granja, 2008). El estudio abarca un análisis situacional de la empresa, determina estrategias empresariales en las diferentes perspectivas del Cuadro de Mando Integral, identifica factores críticos de éxito y define los indicadores claves para la gestión de la empresa.

En el año 2012 se presentó el diseño y plan de desarrollo de un Cuadro de Mando Integral para la empresa de servicios de telecomunicaciones Nokia Siemens Networks

Ecuador, poniendo énfasis en el análisis de los clientes y de la competencia de la empresa (Orbe, 2012). En el trabajo se identifican los objetivos estratégicos de la empresa, la estrategia, los indicadores clave y se establece un plan de acción para que la empresa pueda competir eficazmente en el mercado, en consideración de las amenazas de entrada o crecimiento de compañías competidoras.

En el año 2013 se presentó el diseño de un Plan Estratégico basado en el Cuadro de Mando Integral y orientado a la innovación de la Dirección de Supervisión y Control de CONELEC (Erreyes, 2013). El trabajo realiza un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano, una evaluación de la empresa y el establecimiento del plan estratégico 2013-2016 para la Dirección de Supervisión y Control de CONELEC, basado en un Cuadro de Mando Integral con sus respectivos indicadores.

En el año 2014 se presentó la aplicación de un Cuadro de Mando Integral en la Corporación Nacional de Telecomunicaciones combinado con la filosofía de gestión Lean, para ampliar el mercado del servicio de internet en la provincia de Pichincha (González & Erazo, 2014). El proyecto de investigación se orienta a alcanzar la disminución de los desperdicios de tiempo, optimización del espacio físico y mejorar la organización de stocks mediante la aplicación de la filosofía de gestión esbelta, mejoramiento continuo y el Cuadro de Mando Integral.

2.2 Aspectos técnicos de la Industria Petrolera

2.2.1 Mecanismos de producción en yacimientos petroleros

Los mecanismos de producción se refieren a la energía en el reservorio que permite fluir a los fluidos a través del medio poroso hacia el pozo (Cosentino, 2001, pág. 182).

Existen cinco tipos de mecanismos de producción básicos (También conocido como tipos de empuje), que son usualmente utilizados para clasificar el comportamiento dinámico de los reservorios: expansión de fluidos, gas en solución, empuje de agua, capa de gas y empuje por compactación (Cosentino, 2001, pág. 182).

Los reservorios en general tienen un empuje combinado en el cual las posibles fuentes de energía contribuyen de manera significativa a la producción de los fluidos y a la determinación del factor de recobro primario. En muchos casos, sin embargo, un

mecanismo de producción predomina sobre los otros y es el que se utiliza para analizar y pronosticar su comportamiento (Dake, 1978, pág. 77).

2.2.2 Bombeo eléctrico sumergible

Una bomba eléctrica sumergible (BES) es una bomba centrífuga multietapa, que ofrece gran flexibilidad. Las BES son capaces de producir grandes volúmenes de líquidos, pueden ser utilizadas eficientemente en pozos profundos y tienen capacidad de manejar volúmenes de gas libre en el fluido bombeado. La bomba es impulsada por un motor eléctrico conectado mediante cables a una fuente de poder trifásica que se encuentra en la superficie (Economides, 2013, pág. 462).

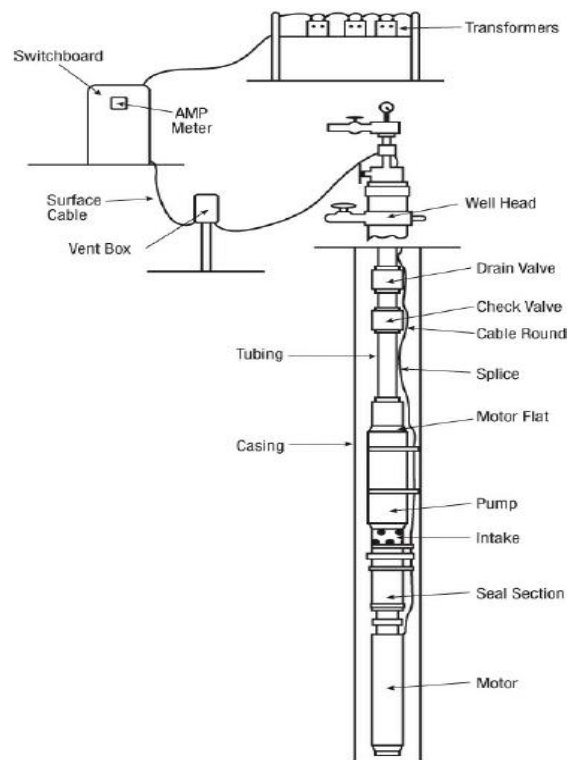


Figura 13. Esquema del sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES)

(Fuente: Economides, 2013, p. 463, tomado de Centrilift).

El incremento de frecuencia de la bomba, lo cual se realiza con una simple maniobra en el tablero de superficie, permite incrementar el volumen de fluidos bombeados. Esta maniobra es utilizada para incrementar la producción de petróleo, pero debe realizarse previo a un análisis técnico minucioso, puesto que se pueden obtener resultados contrarios a los esperados sobre todo en el mediano o largo plazos.

2.2.3 Análisis de declinación

Arps, en su reconocido artículo que fue publicado en el año 1944 en la revista *Petroleum Technology*, establece que los dos problemas básicos en el análisis de pozos es determinar su probable comportamiento futuro y estimar su producción. Muchas veces estos problemas pueden ser resueltos mediante cálculos volumétricos, pero no siempre están disponibles los datos suficientes. En ese caso, la posibilidad de extrapolar la tendencia de algunas variables de dichos pozos puede ser de considerable ayuda. La característica mas simple y visible de un pozo productor es la tasa de producción (Arps, 1944, pág. 229).

La tasa de producción, o capacidad del pozo, ploteada contra el tiempo, generalmente muestra una rápida caída al inicio de la producción la cual tiende a disminuir en el tiempo. Los cambios del método de producción, la pérdida de eficiencia del equipo de levantamiento, paradas para reacondicionamiento o trabajos de pulling, usualmente cortan la continuidad de una curva de declinación de la producción (Arps, 1944, pág. 229).

Casi todos los análisis convencionales de curvas de declinación se basan en las relaciones empíricas de rata de producción versus tiempo, establecidas por Arps que se resumen en la siguiente fórmula (Tarek, 2006, pág. 1238).

$$qt = \frac{qi}{(1+b Di t)^{1/b}} \quad [1]$$

Donde:

- qt = Tasa de producción al tiempo t (Bls/día)
- qi = Tasa de producción inicial (Bls/día)
- t = período de tiempo (día, mes, año)
- Di = Tasa de declinación inicial (1/día, 1/mes, 1/año)
- b = Exponente de declinación de Arps (Adimensional)

La tasa de declinación instantánea D es definida como la tasa de cambio del logaritmo natural de la rata de producción, esto es $\ln(q)$, con respecto al tiempo t (Tarek, 2006, pág. 1238).

$$D = - \frac{d(\ln q)}{dt} = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad [2]$$

La mayoría de comportamientos de la producción de los pozos pueden aproximarse a tres tipos de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica, dependiendo del valor del exponente b. Las fórmulas que se aplican para calcular la producción en el tiempo en cada uno de los casos se indican a continuación.

Declinación Exponencial: b = 0

$$q_t = \frac{q_i}{e^{D \cdot t}} \quad [3]$$

Donde:

- q_t = Tasa de producción al tiempo t (Bls/día)
- q_i = Tasa de producción inicial (Bls/día)
- t = período de tiempo (día, mes, año)
- D = Declinación (1/día, 1/mes, 1/año)

Declinación Hiperbólica: 0 < b < 1

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}} \quad [4]$$

Donde:

- q_t = Tasa de producción al tiempo t (Bls/día)
- q_i = Tasa de producción inicial (Bls/día)
- t = período de tiempo (día, mes, año)
- D_i = Declinación inicial (1/día, 1/mes, 1/año)
- b = Exponente de declinación de Arps (Adimensional)

Declinación Armónica: b = 1

$$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad [5]$$

Donde:

- q_t = Tasa de producción al tiempo t (Bls/día)
- q_i = Tasa de producción inicial (Bls/día)
- t = período de tiempo (día, mes, año)
- D_i = Declinación inicial (1/día, 1/mes, 1/año)

Declinación efectiva anual y mensual

Muchas veces se requiere conocer la declinación efectiva mensual cuando se conoce la declinación efectiva anual o viceversa. Para realizar esta transformación se utiliza la ecuación que se indica a continuación:

$$D_m = 1 - (1 - D_a)^{1/12} \quad [6]$$

Donde: D_m = Tasa de declinación mensual efectiva
 D_a = Tasas de declinación anual efectiva

2.3 Evaluación Financiera de Proyectos

La evaluación financiera de proyectos toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir la preferencia de los actores económicos a tener un valor nominal ahora frente a tener el mismo valor nominal posteriormente.

Fontaine establece que “el proyecto se justifica solo si la riqueza que puede acumularse al final de su vida útil es mayor que la que se puede obtener al cabo del mismo periodo invirtiendo las sumas correspondientes en la alternativa que rinde el interés utilizado para capitalizar el flujo de ingresos netos generados por el proyecto en cuestión” (Fontaine, 2008).

Entre los indicadores para la decisión de inversión tenemos el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Beneficio Costo. La utilización de uno o varios indicadores de rentabilidad, dependen del tipo de proyecto y del comportamiento del flujo de fondos.

2.3.1 Valor Actual Neto de un flujo de fondos

Fontaine explica el significado del Valor Actual Neto con el siguiente ejemplo: “Un gasto de \$110 que se realizará dentro de un año *equivale* a un gasto de \$100 hecho hoy, puesto que para poder afrontar un gasto de \$110 el próximo año debo apartar hoy \$100 y colocarlos en una cuenta de ahorro que me dé un 10% de interés al año” (Fontaine, 2008, pág. 91).

“Llamando V_1 el monto de un valor (gasto o ingreso) que se reditúa al final del periodo uno, V_0 el monto de un valor que se reditúa al final del periodo cero (hoy), y r el tipo de interés pertinente, lo dicho antes puede expresarse como:” (Fontaine, 2008, pág. 91).

$$V_1 = V_0 (1 + r) \quad [7]$$

Donde V_1 es el valor capitalizado de V_0

$$V_0 = \frac{V_1}{(1+r)} \quad [8]$$

Donde V_0 es el valor actual de V_1

La fórmula del valor actual para una serie de flujos de V_i redituados al final del año i será la siguiente:

$$VA = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{V_i}{(1+r)^i} \quad [9]$$

Con la fórmula anterior se puede obtener el valor actual de un flujo de costos y también el valor actual de un flujo de ingresos. “La regla de decisión es entonces: Una inversión es rentable sólo si el valor actual del flujo de ingresos es mayor que el valor actual del flujo de costos, cuando estos se actualizan haciendo uso de la tasa de interés pertinente para el inversionista” (Fontaine, 2008, pág. 93).

2.3.2 Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno “es aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor actual de un flujo de beneficios *netos*. Vale decir, es aquella tasa de *descuento* que aplicada a un flujo de beneficios netos hace que el *beneficio* al año cero sea exactamente igual a 0” (Fontaine, 2008, pág. 100).

La fórmula para calcular la tasa interna de retorno se indica a continuación:

$$VAN = 0 = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{BN_i}{(1 + TIR)^i} \quad [10]$$

La regla de decisión indica: “Es conveniente realizar la inversión cuando la tasa de interés es menor que la tasa interna de retorno, o sea, cuando el uso del capital en inversiones alternativas ‘rinde’ menos que el capital invertido en este proyecto” (Fontaine, 2008, pág. 101).

2.3.3 Relación Beneficio Costo

La relación beneficio costo, es la relación que existe entre el valor actual de los beneficios del proyecto con respecto al valor actual de los costos del proyecto.

$$RBC = \frac{VAB}{VAC} \quad [11]$$

La regla de decisión dice: “Debe hacerse la inversión solo si la razón de beneficios a costos es mayor que la unidad; o sea, sólo si los beneficios son mayores que los costos” (Fontaine, 2008, pág. 109).

2.4 Pruebas estadísticas de hipótesis

“La prueba de hipótesis comienza con una suposición, llamada *hipótesis*, que hacemos acerca de un parámetro de la población. Después recolectamos datos de muestra, producimos estadísticas muestrales y usamos esta información para decidir qué tan probable es que nuestro parámetro de hipotético sea correcto” (Levin & Rubin, 2004, pág. 320).

“No podemos aceptar o rechazar una hipótesis sobre un parámetro de la población solo por intuición. Mas bien, necesitamos aprender como decidir objetivamente si aceptamos o rechazamos una corazonada, con base en la información de la muestra” (Levin & Rubin, 2004, pág. 321).

Levin y Rubin establecen que “en una prueba de hipótesis, debemos establecer el valor supuesto o hipotético del parámetro de población *antes* de comenzar a tomar la muestra. La suposición que deseamos probar se conoce como hipótesis nula y se simboliza como H_0 ”.

Ejemplo,

$$H_0: \mu = 500$$

[12]

“El término *hipótesis nula* surge de las primeras aplicaciones agrícolas y médicas de la estadística. Con el fin de probar la efectividad de un nuevo fertilizante o de una nueva medicina, la hipótesis que se probaba era que *no hubo efecto*, es decir, no hubo diferencia entre las muestras tratadas y las no tratadas” (Levin & Rubin, 2004).

“Si en un problema usáramos un valor hipotético de una media de población, en símbolos sería:”

$$\mu H_0$$

[13]

“Si los resultados de nuestra muestra no respaldan la hipótesis nula, debemos concluir que se cumple alguna otra cosa. Siempre que rechazamos la hipótesis, la conclusión que sí aceptamos se llama *hipótesis alternativa* cuyo símbolo es H_1 ”.

“El propósito de la prueba de hipótesis no es cuestionar el valor calculado del estadístico de la muestra, sino hacer un juicio respecto a la *diferencia* entre este estadístico y un parámetro hipotético de la población. El siguiente paso después de establecer la hipótesis nula y alternativa, entonces, consiste en decidir qué criterio utilizar para confirmar si se acepta o rechaza la hipótesis nula” (Levin & Rubin, 2004, pág. 325).

“Si suponemos que la hipótesis es correcta, entonces el nivel de significancia indicará el porcentaje de medias muestrales que está fuera de ciertos límites”.

La figura 14 ilustra cómo interpretar un nivel de significancia del 5% de dos colas.

Aunque el estadístico se ubique en la zona de aceptación de la hipótesis nula, “esto no prueba que nuestra hipótesis nula (H_0) sea cierta; simplemente no nos proporciona evidencia estadística para rechazarla” (Levin & Rubin, 2004, pág. 326).

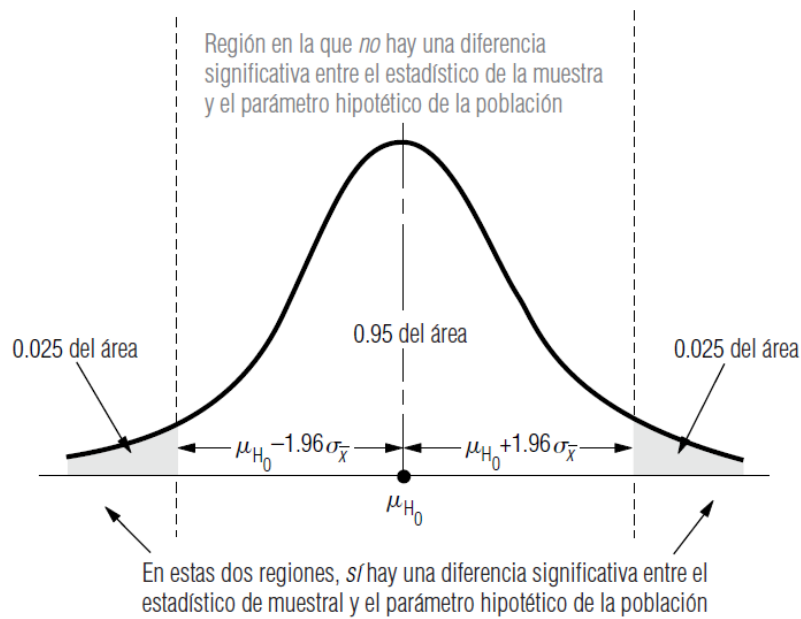


Figura 14. Regiones de diferencia para un nivel de significancia del 5%
(Fuente: Levin y Rubin, 2004, p. 325).

2.4.1 Nivel de significancia

“No existe un nivel de significancia único estándar o universal para probar hipótesis. En algunos casos se utiliza un nivel de significancia del 5%. Ciertos resultados de investigaciones publicados a menudo prueban hipótesis para un nivel de significancia del 1%. Es posible probar una hipótesis a *cualquier* nivel de significancia. Pero recordemos que nuestra elección del estándar mínimo para una probabilidad aceptable, o el nivel de significancia, es también el riesgo que corremos al rechazar una hipótesis nula cuando es cierta. Cuando más alto sea el nivel de significancia que utilizamos para probar una hipótesis, mayor será la probabilidad de rechazar la hipótesis nula cuando es cierta” (Levin & Rubin, 2004, pág. 326).

En las siguientes figuras se muestran tres niveles de significancia para pruebas de hipótesis.

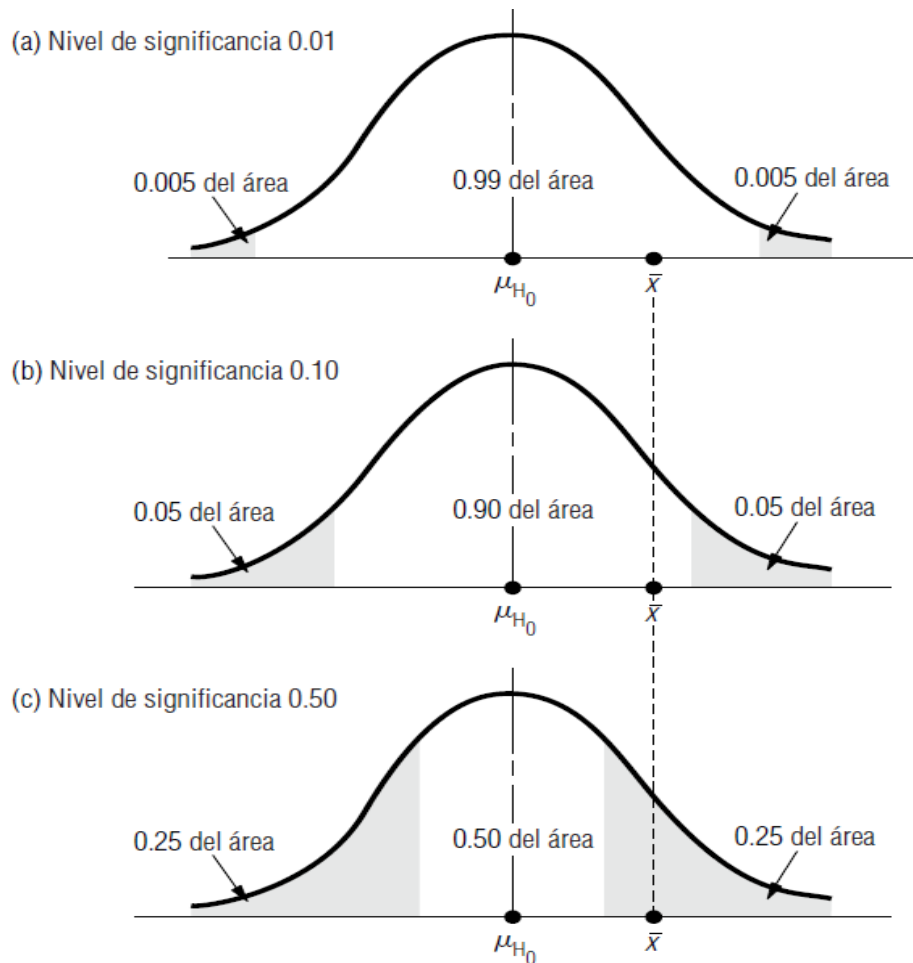


Figura 15. Tres niveles de significancia distintos para prueba de hipótesis
(Fuente: Levin y Rubin, 2004, p. 327).

“Rechazar una hipótesis nula cuando es cierta se denomina *error tipo I*, y su probabilidad (que, como hemos visto, es también el nivel de significancia de la prueba) se simboliza con α (*alfa*). Por otro lado, aceptar una hipótesis nula cuando es falsa se llama *error tipo II*, y su probabilidad se simboliza con β (*beta*).

2.4.2 Cuando se desconoce la desviación estándar de la población

“Cuando se calcula un intervalo de confianza para la media poblacional, suele no contarse con una buena estimación de la desviación estándar de la población. En tales casos se usa la misma muestra para estimar μ y σ . Esta situación es el caso que se conoce como **σ desconocida**. Cuando se usa s para estimar σ , el margen de error y la estimación por intervalo de la media poblacional se basan en una distribución de probabilidad conocida como **distribución t** .” (Anderson, Sweeney, & Williams, 2008, pág. 307).

Para realizar una prueba de hipótesis en el caso de desviación estándar y media de la población desconocidas, se utiliza la media muestral como estimación de la media poblacional y la desviación estándar de la muestra como estimación de la desviación estándar de la población.

“Las pruebas de hipótesis para la media poblacional en el caso que no se conoce σ también se basan en la distribución t . En el caso de σ desconocida el estadístico de prueba tiene distribución t con $n - 1$ grados de libertad.” (Anderson, Sweeney, & Williams, 2008, pág. 360).

Fórmula del estadístico de prueba t :

$$t = \frac{\bar{x} - \mu_0}{s / \sqrt{n}} \quad [14]$$

El uso del estadístico de prueba depende del grado de significancia y de si la prueba es de una cola o dos colas. Los grados de significancia comúnmente utilizado para pruebas de hipótesis son 1 o 5%.

3. METODOLOGÍA

Hernández, Fernández y Baptista, en el prólogo a su obra Metodología de la Investigación manifiestan “La investigación científica se concibe como un conjunto de procesos sistemáticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno; es dinámica, cambiante y evolutiva. Se puede manifestar de tres formas: cuantitativa, cualitativa y mixta” (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, pág. xxvii). La presente investigación es cuantitativa, parte de información medida cuantitativamente, utiliza procedimientos numéricos de cálculo, estima indicadores y aplica estadística para rechazar o no las hipótesis.

3.1 Planteamiento del problema

El objetivo del gerente de operaciones de una empresa petrolera, normalmente es maximizar el recobro o maximizar la rentabilidad, objetivos que muchas veces no van de la mano. La priorización de uno u otro objetivo depende del tipo de empresa (Estatad o privada), del límite temporal del contrato de operación en el caso de empresas privadas, de la visión de la empresa matriz e incluso de la visión personal del equipo gerencial de la empresa.

En épocas de bonanza petrolera, cuando los precios del petróleo permiten un adecuado flujo de fondos de inversión para las empresas petroleras, las empresas se guían en base a una planificación a mediano y largo plazo, distribuyen sus inversiones en proyectos productivos y exploratorios y, en general, sus esfuerzos se ven retribuidos con nuevos prospectos que se incorporan a la producción. Sin embargo en épocas de precios bajos, debido a la restricción de las inversiones, los pronósticos de producción comienzan a ser deficitarios y los gerentes se ven presionados a tomar medidas que priorizan el corto plazo. Cuando los gerentes de operaciones o de activo aprueban la realización de un trabajo en un pozo, esperan que los resultados se reflejen en una mayor producción de petróleo, en la reducción de la producción de agua o en ambos, de manera inmediata. En general la preocupación por el mediano y largo plazos pasan a un nivel secundario. El asombro viene después, cuando se analiza el comportamiento de la producción de un

activo en periodos de un año o mas, y se puede notar que la tasa de declinación de petróleo se ha incrementado.

En el manejo de la producción de un activo petrolero, la lógica económica indica que una empresa operadora privada tratará de producir la mayor cantidad de petróleo en el período contractual, porque tienen un tiempo límite para extraer la mayor cantidad de reservas. Esta lógica no es del todo aplicable a las empresas petroleras estatales, las cuales deberían encontrar un equilibrio entre los objetivos de maximizar recobro y maximizar la rentabilidad. Aunque esto depende de las presiones externas e internas a las cuales se ven sometidas las gerencias de cada empresa.

A raíz de la abrupta baja de los precios del petróleo que se inició en el año 2014, y que continuó en el año 2015 y primeros meses del 2016, Petroamazonas EP realizó una campaña intensiva de incremento de frecuencias en los pozos con sistema de levantamiento eléctrico sumergible. Los resultados iniciales de esa campaña fueron aplaudidos por los observadores internos y externos, puesto que permitieron paliar la caída de producción y en algunos campos permitieron incrementar la producción de petróleo. Sin embargo, pasado el efecto inicial, se observó que la producción de petróleo de algunos pozos comenzó a declinar rápidamente. Entonces se volvió a escuchar la trillada frase del mundo petrolero, que los trabajos constituyeron “Pan para hoy y hambre para mañana”.

De allí nació la idea para esta investigación, la cual trata de responder con argumentos basados en información medible, ¿Cuál fue el desempeño de la empresa estatal Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari, en el corto y en el mediano plazos, considerando las medidas operativas frente a la baja de precios de petróleo?

El objetivo general del estudio es analizar el desempeño de la empresa Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari en el periodo 2014-2017 con énfasis en las medidas tomadas frente a la baja de los precios del petróleo en el mercado internacional.

Los objetivos específicos de la investigación son: Determinar los efectos de las acciones tomadas por Petroamazonas EP para contrarrestar los efectos de la baja de precios del petróleo en el mercado internacional, identificar los resultados en el corto y mediano plazos de las medidas operativas tomadas en el campo Cuyabeno-Sansahuari, y evaluar los resultados operativos identificando si los indicadores de gestión avalan el desempeño

positivo de las acciones tomadas por Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari. La investigación aporta con información estadística sobre los resultados que una empresa operadora puede esperar cuando realiza un incremento de frecuencia en un pozo y por tanto brinda un punto de apoyo para la toma de decisiones operativas.

La investigación además establece un procedimiento que combina las técnicas del Análisis de Curvas de Declinación (DCA), análisis financiero y métodos estadísticos, para evaluar el desempeño de un proyecto petrolero en el corto y mediano plazos.

3.2 Alcance de la investigación

La investigación realizada es principalmente del tipo descriptivo aunque presenta características exploratorias en su fase de recolección de información y correlacionales en la fase de análisis de resultados. Se parte de la identificación de los pozos que fueron intervenidos con incrementos de frecuencia, se analiza la relación existente entre las acciones tomadas y los resultados obtenidos y se establecen conclusiones generales en base a procedimientos estadísticos.

La investigación se enmarca en la estrategia de productividad de la empresa, desde la perspectiva financiera, y se orienta a seleccionar las inversiones de la empresa de tal manera que dichas inversiones contribuyan a la maximización del ingreso empresarial. El estudio determina la relación entre el incremento de frecuencia en pozos con sistema de bombeo tipo BES y los resultados obtenidos en cuanto a producción que se traducen en resultados financieros.

3.3 Formulación de la hipótesis

En consideración de que en el campo Cuyabeno-Sansahuari, las medidas operativas aplicadas fueron fundamentalmente incrementos de frecuencia en los pozos con bombeo eléctrico sumergible, se plantea la siguiente hipótesis de investigación: Los incrementos indiscriminados de frecuencia en pozos con levantamiento artificial eléctrico permiten un incremento de la producción de petróleo en el corto plazo, pero en el mediano plazo no

contribuyen a la estrategia empresarial, afectando negativamente la rentabilidad financiera.

La hipótesis de investigación plantea una relación entre dos variables: la subida de frecuencia como una variable binaria, y el resultado financiero del incremento de producción como una variable continua.

Para fines de comprobación de la hipótesis de investigación, esta se puede dividir en dos hipótesis nulas la una relacionada con el corto plazo y la otra relacionada con el mediano plazo.

Para el corto plazo:

Ho: Resultados negativos en el corto plazo $\geq 50\%$

Para el mediano plazo:

Ho: Resultados positivos en el mediano plazo $\geq 50\%$

La diferencia de planteamiento entre las hipótesis nulas en el corto y el mediano plazo, se debe a que se aplica el concepto de que “Las hipótesis nulas son, en cierto modo, el reverso de las hipótesis de investigación. También constituyen proposiciones acerca de la relación entre variables, solo que sirven para refutar o negar lo que afirma la hipótesis de investigación” (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, pág. 104).

3.4 Diseño de la investigación

Por las características de los eventos que se analizan en este trabajo, el tipo de investigación es no experimental. “en un estudio no experimental no se genera ninguna situación, sino que se observan las situaciones ya existentes, no provocadas intencionalmente por quien la realiza. En la investigación no experimental las variables independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control directo sobre dichas variables ni se puede influir en ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos” (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, pág. 149).

El fenómeno observado es la producción de petróleo y agua en los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari con y sin incremento de frecuencia y la rentabilidad en cada escenario. Para obtener la rentabilidad esperada con intervención y sin intervención se aplica la metodología de análisis de curvas de declinación de la producción (DCA), y la evaluación financiera de flujos de fondos.

La investigación utiliza la herramienta Cuadro de Mando Integral para establecer un indicador por pozo que permita la evaluación de los resultados minimizando la influencia de factores externos.

El indicador compara la rentabilidad esperada con intervención al pozo con la rentabilidad esperada sin intervención al pozo, y se lo obtiene restando el VAN del flujo de caja con intervención menos el VAN del Flujo de caja sin intervención y dividiendo este resultado para el VAN sin intervención. La división se realiza para minimizar la influencia de factores particulares de cada pozo y permite realizar una comparación entre pozos.

3.5 Selección de la muestra y recolección de datos

“Para el proceso cuantitativo la muestra es un subgrupo de la población de interés sobre la cual se recolectarán datos, y que tiene que definirse o delimitarse de antemano con precisión, este deberá ser representativo de la población” (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, pág. 173).

En el presente estudio la unidad de análisis es el pozo petrolero, y la población que se quiere evaluar es el conjunto de los pozos con sistema de levantamiento tipo BES del Activo Cuyabeno que abarca los campos Cuyabeno-Sansahuari, Víctor Hugo Ruales, Blanca, Vinita y Tipishca-Huaico. Los trabajos operativos de incremento de frecuencia realizados en pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari, se consideran representativos de los trabajos de ese mismo tipo realizados en pozos de los diferentes campos del Activo Cuyabeno.

El universo al cual se aplica el estudio es, por tanto, la totalidad de pozos con sistema de levantamiento tipo BES de los campos del Activo Cuyabeno, a los cuales se aplicó incremento de frecuencia en el período de estudio. La muestra que sirve de base a la

investigación son los pozos con levantamiento tipo BES del campo Cuyabeno-Sansahuari, a los cuales se aplicó incremento de frecuencia en el período de estudio.

Como pasos iniciales para aplicar la metodología, se recopiló y organizó la información de la empresa Petroamazonas EP en el período 2013-2017 correspondiente a: Producción de petróleo y agua, historiales de reacondicionamientos, incrementos de frecuencia en pozos con sistema de levantamiento artificial tipo BES y costos de producción en el Activo Cuyabeno.

Así mismo, se recopiló información del Banco Central y de instituciones relacionadas con la industria hidrocarburífera sobre precios históricos del barril de petróleo, diferencial del precio del petróleo del crudo ecuatoriano, inflación en el Ecuador en los últimos años, proyecciones de precios del petróleo.

Al seleccionar la muestra se determinó que no todos los trabajos realizados podían ser utilizados para aplicar la metodología de análisis, puesto que la metodología requiere de un período histórico de producción que permita determinar la declinación de producción al realizar el análisis de declinación DCA. Esto implicó que la muestra inicial de intervenciones realizadas en el período de estudio, se reduzca a intervenciones realizadas en el periodo de estudio que tengan una historia de tiempo evaluable antes y después de la intervención. Por sus características se trata de una muestra no probabilística, lo cual implica que la generalización de los resultados hacia la población tiene un nivel de confianza menor.

3.6 Análisis de datos

Para el análisis de datos se utilizan diversos programas y herramientas computacionales tales como:

- Excel, para tabulaciones, filtrados, gráficas y cálculos
- OFM, para cuadros y gráficas de producción y análisis de declinación
- Minitab, para análisis estadísticos

La información obtenida es depurada y tabulada por pozo en hojas Excel. Aplicando filtros se obtiene las primeras observaciones generales de las características y comportamiento de los pozos. Utilizando OFM se realiza el análisis de curvas de declinación DCA para los

escenarios con y sin intervención al pozo, y se obtiene los pronósticos de producción de petróleo y agua para cada escenario. Con los pronósticos de producción y con a información de costos operativos se prepara un flujo de caja para cada pozo y escenario, y se determina el Valor Actual Neto correspondiente. Utilizando las definiciones del Cuadro de Mando Integral por pozo se calcula un indicador de rentabilidad relativa para cada pozo y escenario. Los resultados del indicador relativo son sometidos a análisis estadístico con el fin de rechazar o no las hipótesis nulas planteadas y comprobar la hipótesis de investigación.

3.6.1 Análisis de declinación de pozos intervenidos

Se utiliza el método de Análisis de Curvas de Declinación a fin de determinar los pronósticos de producción de petróleo y agua para cada pozo, con y sin subida de la frecuencia de la BES.

Procedimiento

Para el análisis de producción se utiliza el procedimiento DCA, denominado así por sus siglas en idioma inglés (Decline Curve Analysis), el cual es un procedimiento de pronóstico de la producción, que establece la tendencia de la declinación de la producción de un pozo, reservorio o campo, en base a la historia de producción y a modelos de declinación.

El análisis de declinación es aplicado a la producción de los pozos anterior y posterior a la aplicación de los incrementos de frecuencia. Una vez establecidas las declinaciones anteriores a las medidas, se determinan las producciones y declinaciones posteriores a las medidas. Para alcanzar este objetivo se utiliza el programa computacional de gerenciamiento de la producción OFM (Oil Field Manager), de uso común en la industria petrolera (Schlumberger, 2014).

El análisis de declinación de la producción se complementa con un análisis financiero (Prieto, 2010) que considera el caso base “Sin proyecto” y el caso “Con proyecto” para cada uno de los pozos intervenidos.

Pozos intervenidos luego de la caída de precios del petróleo

La caída de precios del petróleo se dio a partir de mediados del año 2014, pero las acciones para contrarrestar los efectos de la baja de inversión se dan en los años 2015 y

2016. En el período Enero 2015 a Diciembre 2016, en el campo Cuyabeno-Sansahuari se intervinieron 54 pozos mediante el incremento de frecuencias del sistema de levantamiento BES. Los cuales se listan en la Tabla 6.

Tabla 6. Listado de pozos intervenidos mediante incremento de frecuencias en el campo Cuyabeno-Sansahuari en el período 2015-2016

Conteo		Identificación	
#	Completación	Pozo	Reservorio
1	CYB-014UI	CYB-014	UI
2	CYBB-017UI	CYBB-017	UI
3	CYBC-013UI	CYBC-013	UI
4	CYBC-021TS	CYBC-021	TS
5	CYBC-024UI	CYBC-024	UI
6	CYBC-034UI	CYBC-034	UI
7	CYBC-035US	CYBC-035	US
8	CYBC-060UI	CYBC-060	UI
9	CYBC-068US	CYBC-068	US
10	CYBD-022UI	CYBD-022	UI
11	CYBD-037US	CYBD-037	US
12	CYBD-038UI	CYBD-038	UI
13	CYBD-039TS	CYBD-039	TS
14	CYBD-040US	CYBD-040	US
15	CYBD-065UI	CYBD-065	UI
16	CYBD-070UI	CYBD-070	UI
17	CYBE-023UI	CYBE-023	UI
18	CYBE-029TS	CYBE-029	TS
19	CYBE-030US	CYBE-030	US
20	CYBE-031US	CYBE-031	US
21	CYBE-057UM	CYBE-057	UM
22	CYBE-067UI	CYBE-067	UI
23	CYBE-067US	CYBE-067	US
24	CYBE-071AUM	CYBE-071	UM
25	CYBE-071AUS	CYBE-071	US
26	CYBF-027US	CYBF-027	US
27	CYBG-042US	CYBG-042	US
28	CYBG-051US	CYBG-051	US
29	CYBG-052UI	CYBG-052	UI
30	CYBG-052US	CYBG-052	US
31	CYBG-054UI	CYBG-054	UI
32	CYBH-045UM	CYBH-045	UM
33	CYBH-055UM	CYBH-055	UM

34	CYBH-066UI	CYBH-066	UI
35	CYBH-069UI	CYBH-069	UI
36	CYBI-043UM	CYBI-043	UM
37	CYBI-044UI	CYBI-044	UI
38	CYBI-044US	CYBI-044	US
39	CYBI-047UI	CYBI-047	UI
40	CYBI-053US	CYBI-053	US
41	CYBK-025UI	CYBK-025	UI
42	CYBK-058TS	CYBK-058	TS
43	CYBK-061UI	CYBK-061	UI
44	CYBK-061UM	CYBK-061	UM
45	CYBK-061US	CYBK-061	US
46	CYBK-062UI	CYBK-062	UI
47	CYBK-073UI	CYBK-073	UI
48	CYBK-073US	CYBK-073	US
49	SNSA-013US	SNSA-013	US
50	SNSA-014UM	SNSA-014	UM
51	SNSB-012UM	SNSB-012	UM
52	SNSB-016US	SNSB-016	US
53	SNSE-017UM	SNSE-017	UM
54	SNSE-017US	SNSE-017	US

(Fuente Activo Cuyabeno, elaborado por el autor)

Selección de pozos para análisis

De los pozos intervenidos se descartan aquellos que no cuentan con suficiente historia de producción para poder establecer una declinación anterior y posterior a la intervención. De esa manera fueron seleccionados 27 pozos para análisis, que corresponden al 50% del total.

Tabla 7. Listado de pozos seleccionados para análisis

Identificación		Incremento de frec.			Frecuencia	
Completo	Pozo	Reser- vorio	Fecha Intervención Inicio	Fecha Intervención Fin	Ante- rior	Poste- rior
CYB-014UI	CYB-014	UI	24-feb-16	1-abr-16	51.0	59.0
CYBB-017UI	CYBB-017	UI	16-feb-16	22-may-16	46.0	54.0
CYBC-013UI	CYBC-013	UI	12-abr-16	18-abr-16	51.0	54.0
CYBC-021TS	CYBC-021	TS	3-jul-16	24-sep-16	60.0	67.0
CYBC-024UI	CYBC-024	UI	22-abr-16	22-sep-16	57.0	62.0
CYBC-034UI	CYBC-034	UI	27-mar-16	26-may-16	46.0	50.5
CYBC-060UI	CYBC-060	UI	27-feb-16	26-sep-16	39.0	54.0
CYBD-022UI	CYBD-022	UI	3-feb-16	21-jun-16	42.0	65.0

CYBD-037US	CYBD-037	US	19-dic-15	18-mar-16	42.0	60.0
CYBD-038UI	CYBD-038	UI	14-may-16	15-may-16	45.0	50.0
CYBD-039TS	CYBD-039	TS	25-feb-16	16-abr-16	55.0	59.0
CYBD-040US	CYBD-040	US	6-ene-16	8-abr-16	45.0	55.0
CYBE-031US	CYBE-031	US	21-mar-16	7-abr-16	55.0	62.0
CYBG-042US	CYBG-042	US	4-mar-16	4-mar-16	51.0	52.0
CYBG-052UI	CYBG-052	UI	16-ago-15	25-sep-15	42.0	48.0
CYBH-055UM	CYBH-055	UM	8-dic-15	18-dic-15	45.0	47.0
CYBI-043UM	CYBI-043	UM	5-ene-16	9-mar-16	50.0	67.0
CYBI-044UI	CYBI-044	UI	15-dic-15	18-dic-15	40.0	44.0
CYBI-047UI	CYBI-047	UI	22-feb-16	23-jun-16	46.0	55.0
CYBI-053US	CYBI-053	US	24-feb-16	9-abr-16	61.0	66.0
CYBK-025UI	CYBK-025	UI	24-ago-16	10-nov-16	50.0	59.0
CYBK-058TS	CYBK-058	TS	24-dic-15	25-jun-16	53.0	66.5
CYBK-062UI	CYBK-062	UI	10-jun-15	27-jun-16	42.0	64.5
SNSA-013US	SNSA-013	US	1-dic-15	6-abr-16	48.0	58.0
SNSB-012UM	SNSB-012	UM	5-feb-15	1-feb-16	51.0	60.5
SNSB-016US	SNSB-016	US	6-mar-16	11-abr-16	55.0	63.5
SNSE-017US	SNSE-017	US	2-jun-15	8-abr-16	41.0	65.0

(Elaborado por el autor)

En los pozos seleccionados se determinó la declinación de la producción de petróleo antes y después de la intervención y se determinó el pronóstico de producción futura de petróleo y agua en cada uno de los casos.

3.6.2 Análisis financiero de las intervenciones

Se realiza el análisis financiero utilizando el Valor Actual Neto, puesto que otros indicadores financieros no pueden ser aplicados en este caso, debido a que las intervenciones para incremento de frecuencia no implican una inversión inicial.

El análisis financiero requiere la preparación de un flujo de caja, con el fin de aplicar la valoración del dinero en el tiempo. La preparación del flujo de caja requiere información previa como los costos de producción, las tasas de inflación y el precio del petróleo en el tiempo. En la siguiente tabla se indica un listado de los valores que se deben tomar en cuenta en la preparación de un flujo de caja.

Tabla 8. Parámetros para la evaluación económica por pozo

Meses
Parámetros:
Precio WTI (Tomado de Banco Central del Ecuador) (1)
Grado API PEC
Grado API Campo
Castigo (Área financiera de Petroamazonas EP)
Precio de Exportación (usd/bbl)
Costos de Levantamiento artificial (usd/bbl)
Costo de Tratamiento de agua (usd/bbl)
Costo de Tratamiento de crudo (usd/bbl)
Costo de energía (usd/kwh)
Consumo de energía BES (kw/bbl)
Consumo de energía Reinyección (kwh/bbl)
Costo Ingeniería de operaciones (usd/bbl crudo)
Costo de manejo de Fluido
Costos de Workover (usd/bbl crudo)
Costos Indirectos (usd/bbl crudo)
Tasa de Inflación mensual
Tasa de descuento promedio mensual

(Petroamazonas EP Finanzas, 2018)

3.6.3 Cálculo de los indicadores de rentabilidad financiera relativa

Para evaluar el desempeño de Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari, con la aplicación de intervenciones en pozo con sistema de levantamiento artificial tipo BES, se requiere la inclusión de dos indicadores adicionales que guardan relación con la perspectiva Financiera: El indicador de rentabilidad financiera relativa en el corto plazo y el indicador de rentabilidad financiera relativa en el mediano plazo.

El procedimiento para determinar los indicadores sigue los siguientes pasos:

- 1) Se identifican las fechas en las cuales se realizaron las intervenciones del pozo con incremento de frecuencia de la bomba eléctrica sumergible, para lo cual se utiliza el reporte de pruebas de producción que indica, entre otros parámetros, la variación de frecuencia en los pozos con levantamiento artificial tipo BES. El reporte de pruebas puede ser obtenido de los reportes del campo en Excel o de la base de datos OFM. En el presente estudio se ha utilizado la base de datos OFM como fuente de información de producción. En la gráfica siguiente se presenta un

ejemplo en el cual se aprecia la variación de frecuencia (Línea púrpura) que se ejecuta en los primeros meses del año 2016.

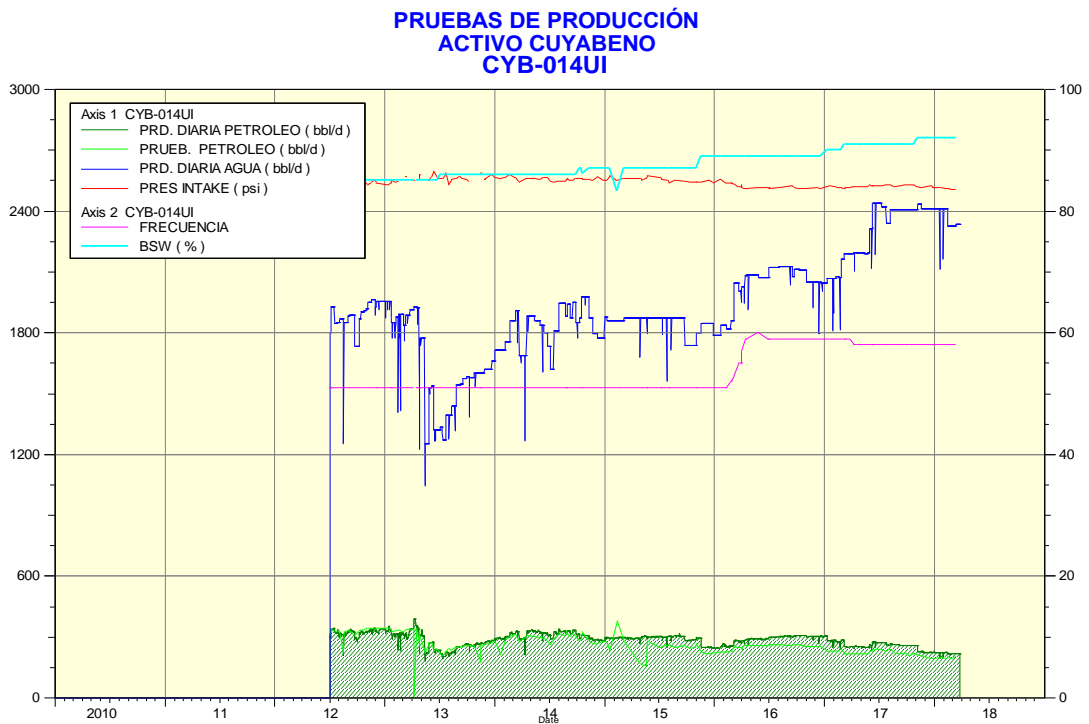


Figura 16. Pruebas de producción pozo CYB-014 Yacimiento UI

- 2) Utilizando análisis de curva de declinación, se determina la declinación de la producción de petróleo, que mantendría el pozo si no se hubiera ejecutado la intervención con variación de frecuencia, lo cual puede apreciarse en el ejemplo de la gráfica siguiente. Un similar análisis se realiza para la producción de fluidos (Petróleo mas agua). Para evitar declinaciones subjetivas por parte del intérprete, se selecciona el período de análisis y se deja que el programa determine la declinación en forma automática.

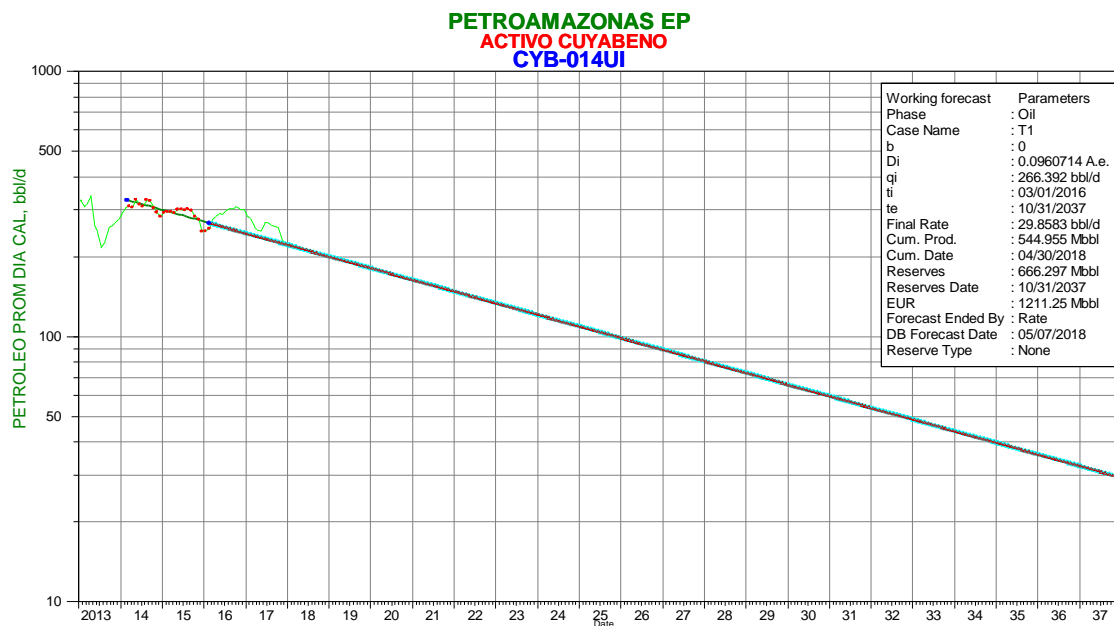


Figura 17. Pronóstico de producción sin intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI

- 3) Utilizando análisis de curvas de declinación se determina la declinación de la producción de petróleo luego de la realización del incremento de frecuencias. De igual manera que en el caso anterior, para evitar valoraciones subjetivas, se selecciona el período de tiempo y se deja que el programa determine la declinación. Similar análisis se realiza para la proyección de fluidos totales (Petróleo mas agua).

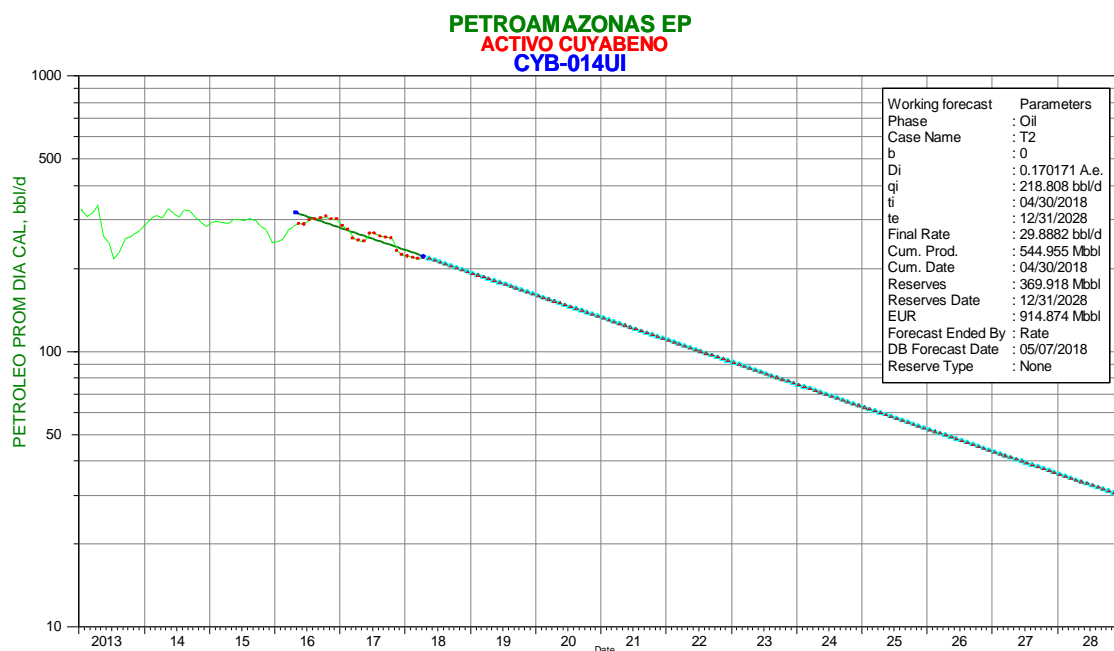


Figura 18. Pronóstico de producción con intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI

- 4) Con la proyección de producción de petróleo y agua (Producción de agua = producción de fluidos – producción de petróleo), por mes y por año, se estiman los volúmenes de producción con y sin proyecto, en el corto y mediano plazos, los cuales se utilizan en el cálculo del flujo de caja. Los proyectos petroleros tienen períodos de vida productiva de 15 o más años, por lo que se selecciona un año como periodo de corto plazo y 8 años como periodo de mediano plazo.

Para elaborar el flujo de caja es necesario determinar los costos operativos aplicables al campo Cuyabeno-Sansahuari, determinar el precio de venta del petróleo producido, tomar en cuenta la inflación y tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. La tasa de actualización utilizada es 12%. Esta tasa es comúnmente utilizada en proyectos petroleros y corresponde al valor esperado de rentabilidad en inversiones alternativas.

- 5) En cada uno de los flujos de caja por pozo, se determina el valor actual neto para los escenarios con intervención y sin intervención. Estos valores se utilizan para calcular el indicador de rentabilidad relativa en el corto plazo y en el mediano plazo.
- 6) Una vez determinados los VAN de cada uno de los escenarios, se determinan los indicadores de rentabilidad financiera relativa, que van a ser incluidos en el Cuadro de Mando Integral.

El indicador permite definir si un proyecto es positivo (Semáforo en verde), neutro (semáforo en amarillo) o negativo (Semáforo en rojo). El Cuadro de Mando Integral permite apreciar con un solo golpe de vista los resultados obtenidos en el periodo analizado.

Los indicadores que permiten analizar los resultados financieros de las intervenciones, utilizan la fórmula siguiente:

$$\text{Indicador} = \frac{(\text{VAN1}-\text{VAN2})}{\text{VAN1}} \quad [12]$$

Donde:

VAN1 = Valor Actual Neto sin intervención (USD)
VAN2 = Valor Actual Neto con intervención (USD)

La condición de análisis del indicador es la siguiente:

- Si el valor obtenido es Mayor al 0.15, el semáforo es verde: Resultados positivos
- Si el valor obtenido va del 0 a 0.15, el semáforo es amarillo: Resultados neutros
- Si el valor obtenido es negativo, el semáforo es rojo: Resultados negativos

En la investigación se determinan los indicadores por pozo para el corto plazo y para el mediano plazo. Para el cálculo del indicador anual, el mismo que aparecería en los reportes empresariales anuales, se utiliza la misma fórmula, pero aplicada a la sumatoria de los VAN en el corto plazo y en el largo plazo de los trabajos realizado en el año analizado.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Petroamazonas EP desde el año 2013 viene utilizando un Cuadro de Mando Integral que se ha mantenido con cambios menores en sus indicadores, los cuales son revisados anualmente por los niveles gerenciales de la empresa. Los indicadores son aplicados para evaluar el desempeño de cada uno de los activos de la empresa, para luego ser consolidados a nivel general de toda la empresa. La evaluación de los indicadores se realiza mensualmente, y al final de cada año se consolidan para obtener una imagen general del cumplimiento de los objetivos empresariales.

4.1 Mapa estratégico de Petroamazonas EP

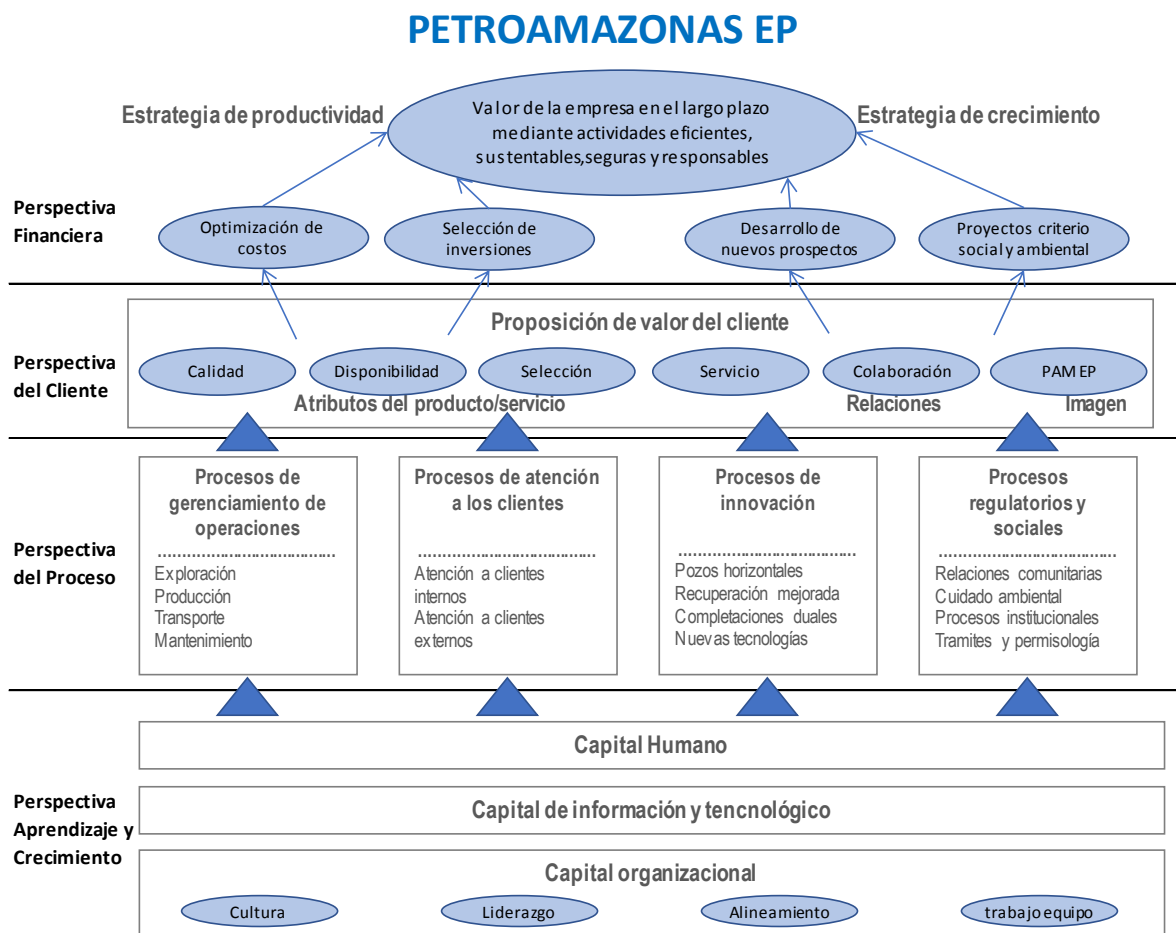


Figura 19. Mapa estratégico de Petroamazonas EP
(Fuente Petroamazonas EP, elaborado por el autor)

La Figura 16 muestra el mapa estratégico de Petroamazonas EP, elaborado por el autor, en base a la misión de la empresa y considerando las perspectivas del Cuadro de Mando Integral. El mapa estratégico permite encausar las diferentes actividades de la empresa a la consecución de los objetivos empresariales que se resumen en la maximización del valor de la empresa en el largo plazo mediante la realización de actividades productivas en forma eficiente, sustentable, segura y con responsabilidad social y ambiental.

El enfoque de Petroamazonas EP a una de las perspectivas consideradas en el mapa estratégico, se describe a continuación.

4.1.1 Perspectiva Financiera

La perspectiva financiera tiene como objetivo maximizar el rendimiento de los recursos de Petroamazonas EP mediante una adecuada priorización de los proyectos, seguimiento y cumplimiento estricto de los planes y una reacción inmediata a los desvíos que se produzcan (Petroamazonas EP Gerencias de Activos, 2016). Los indicadores definidos para esta perspectiva es la producción de crudo y el costo operativo.

4.1.2 Perspectiva de los clientes

En la perspectiva de los clientes, se toma en cuenta lo relacionado con salud, seguridad y ambiente, el objetivo es garantizar el cumplimiento de las políticas, normas y estándares establecidos mediante una efectiva comunicación, capacitación y ejecución de los planes de acción y su monitoreo. Además, garantizar el cumplimiento de la normativa, mediante un seguimiento constante de los requisitos establecidos por ley y la actualización permanente de las pautas operativas de acuerdo a las modificaciones del marco regulatorio (Petroamazonas EP Gerencias de Activos, 2016). Los indicadores seleccionados son el manejo y disposición del agua de formación y otras aguas y los índices de accidentabilidad.

4.1.3 Perspectiva de los procesos internos

El objetivo es minimizar los costos de desarrollo y operación mediante la coordinación de todas las áreas involucradas, la optimización del plan de perforación, el uso de nuevas tecnologías productivas y la identificación de alternativas a los procesos actuales (Petroamazonas EP Gerencias de Activos, 2016). Los indicadores seleccionados son la reducción del costo estándar de reacondicionamientos y la eliminación de expedientes administrativos.

4.1.4 Perspectiva de aprendizaje y crecimiento

Se tiene como objetivo promover el desarrollo del personal mediante una capacitación permanente y actualizada en función de los requerimientos del negocio y la constante mejora del ambiente de trabajo (Petroamazonas EP Gerencias de Activos, 2016). En el Cuadro de Mando Integral, hasta el año 2017 no se ha incluido un indicador relacionado con esta perspectiva.

En el Anexo 1 se realiza una descripción de los indicadores generales incluidos en el Cuadro de Mando Integral de Petroamazonas EP (Petroamazonas EP Gerencias de Activos, 2016).

4.2 Resultados del Cuadro de Mando Integral del Activo Cuyabeno

En la siguiente tabla se indican los resultados históricos de los años 2013 a 2017 del Cuadro de Mando Integral general correspondiente al Activo Cuyabeno. Se hace notar que en los años 2013, 2014 y 2016 no se incluyó el parámetro de reducción de costo de reacondicionamientos en el Cuadro de Mando Integral, por lo que no fue reportado.


Tabla 9. Resultados históricos del Cuadro de Mando Integral del Activo Cuyabeno

INDICADORES DE GESTIÓN	2013	2014	2015	2016	2017
Producción De Crudo REAL	25,285	26,190	26,478	26,951	23,021
Producción De Crudo META	24,830	25,875	26,538	27,019	22,844
Manejo de Agua de Formación REAL	100%	100%	102%	101%	99.9%
Manejo de Agua de Formación META	100%	100%	100%	100%	100%
Reducción del Costo de WO REAL			403,620		385,459
Reducción del Costo de WO META			422,733		352,494
Costo Operativo REAL	7.96	7.99	7.56	6.92	8.57
Costo Operativo META	7.87	8.85	8.12	6.63	9.20
Índice de Accidentabilidad REAL	38%	34%	30%	77%	32%
Índice de Accidentabilidad META	99%	106%	46%	44%	54%
Expedientes Administrativos REAL	0%	0%	0%	0%	0%
Expedientes Administrativos META	0%	0%	0%	0%	0%

(Tomado de Petroamazonas EP Planificación)

Los indicadores anteriores, expresados en el sistema de semaforización, se indican en el cuadro siguiente:

Tabla 10. Semaforización histórica del Cuadro de Mando del Activo Cuyabeno
(Tomado de Petroamazonas EP Planificación)

Perspectiva Estratégica	No.	INDICADORES DE GESTIÓN	2013	2014	2015	2016	2017
		<u>Producción De Crudo</u>					
FINANCIERA	1	Muestra la producción de petróleo de campo de Petroamazonas en barriles acumulados por día (sin considerar la de Pozos Exploratorios).	 Verde	 Verde	 Amarillo	 Amarillo	 Verde
		<u>Manejo Y Disposición Del Agua De Formación Y Otras Aguas</u>					
CLIENTES	2	Volumen de agua inyectada y/o reinyectada, en relación a la cantidad total de agua disponible para inyectar y/o reinyectar, expresado en %. Además, en estricta adhesión al cumplimiento de Normas de Protección Ambiental, las instalaciones del Activo deben garantizar el NO envío de agua al entorno.	 Verde	 Verde	 Verde	 Verde	 Amarillo
		<u>Reducción Del Costo Estándar De WO</u>					
PROCESOS INTERNOS	3	Muestra la reducción del costo estándar de WO definido en base al costo promedio del año anterior.			 Verde		 Amarillo
		<u>Costo Operativo</u>					
FINANCIERA	4	Muestra los costos operativos acumulados del Activo, por barril de crudo producido.	 Amarillo	 Verde	 Verde	 Amarillo	 Verde
		<u>Índice De Accidentabilidad</u>					
CLIENTES	5	Muestra el nivel de accidentes registrables acumulados que se producen en el Activo.	 Verde	 Verde	 Verde	 Rojo	 Verde
		<u>Expedientes Administrativos</u>					
PROCESOS INTERNOS	6	Expedientes administrativos sancionados correspondientes al período de análisis en contra de Petroamazonas EP, por organismos de control, debido a incumplimientos relacionados con el Activo, que han sido sancionados durante el período de gestión analizado.	 Verde	 Verde	 Verde	 Verde	 Verde

El análisis de la evolución de los indicadores en el período 2013-2017, se indica a continuación.

4.2.1 Producción de crudo

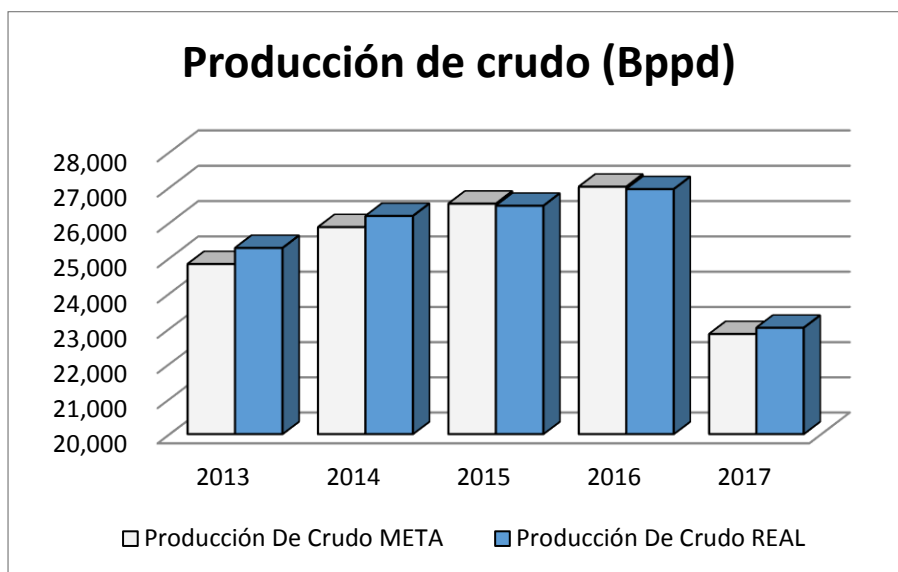


Figura 20. Producción promedio de crudo 2013-2017

La producción total de crudo del Activo Cuyabeno muestra un crecimiento sostenido desde 2013 a 2017. En el año 2017 se ve una caída notoria que se explica de la siguiente manera. La campaña de perforación de pozos se mantuvo hasta el año 2015 a más de que se realizaron intervenciones a pozos con incremento de frecuencia; en el año 2016 se compensó la caída de producción producto de la reducción de inversiones en perforación de pozos nuevos, mediante incrementos de frecuencia en varios pozos, complementado por el cambio de zonas productoras; sin embargo para el año 2017 los incrementos de frecuencia más favorables ya se habían realizado, el efecto inicial de incremento de producción por incremento de frecuencia en los pozos intervenidos ya se había agotado y comenzó a influir el incremento de la declinación que significa menos barriles de petróleo en superficie. En los años 2015 y 2016 no se alcanzó la producción de petróleo programada; para el año 2017 se redujo el objetivo de producción, por lo que, a pesar de que la producción de petróleo fue menor que en los años precedentes, si se cumplió con el objetivo programado para ese año.

4.2.2 Manejo de agua de formación

El manejo de agua de formación indica un valor ligeramente menor al esperado en el año 2017. La valoración normal debería estar en 100%, con un ligero incremento menor al 1% debido a aguas residuales y aguas lluvia. Si consideramos que en los campos del Activo Cuyabeno toda el agua de formación es inyectada a formaciones subsuperficiales, la explicación al valor anómalo del año 2017 es que la producción de agua de pruebas

iniciales de contados pozos, no fue reportada adecuadamente en los sistemas de producción de la empresa.

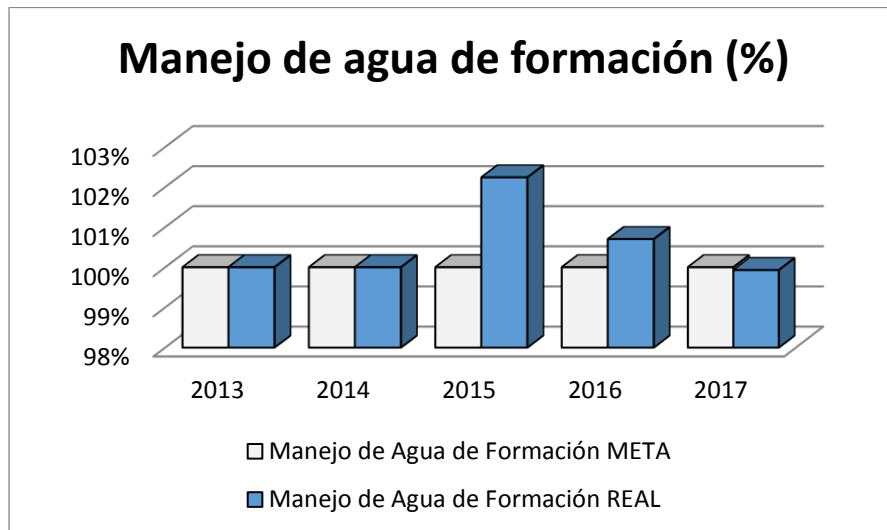


Figura 21. Manejo de agua de formación 2013-2017

4.2.3 Costo promedio de reacondicionamiento

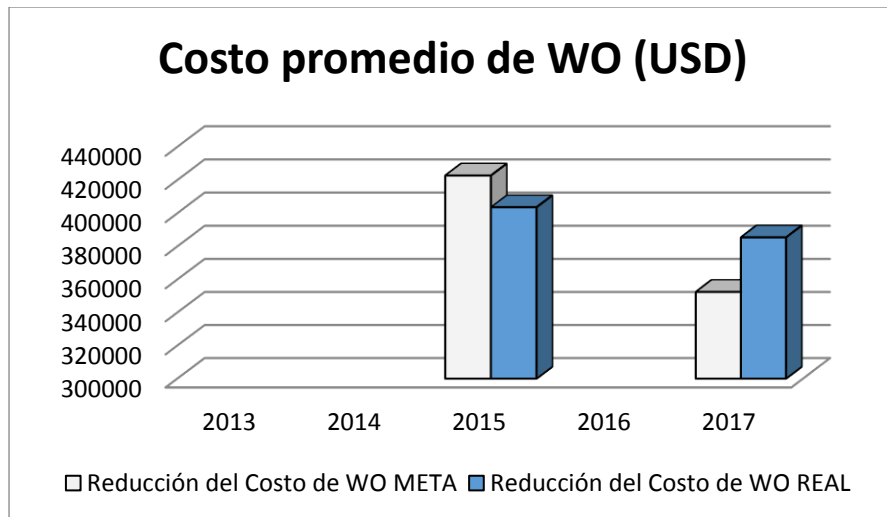


Figura 22. Costo promedio de WO

Este indicador fue medido en los años 2015 y 2017. Se observa una clara reducción del costo promedio de reacondicionamientos, lo cual es producto de la reducción de actividades consideradas no prioritarias y también al descuento de precios en ciertas actividades, por parte de las compañías de servicios con el fin de no perder cuotas de mercado en un escenario de precios bajos del petróleo. En el año 2017 se puso un objetivo de reducción de costos de reacondicionamiento que no pudo ser alcanzado.

4.2.4 Costo operativo por barril

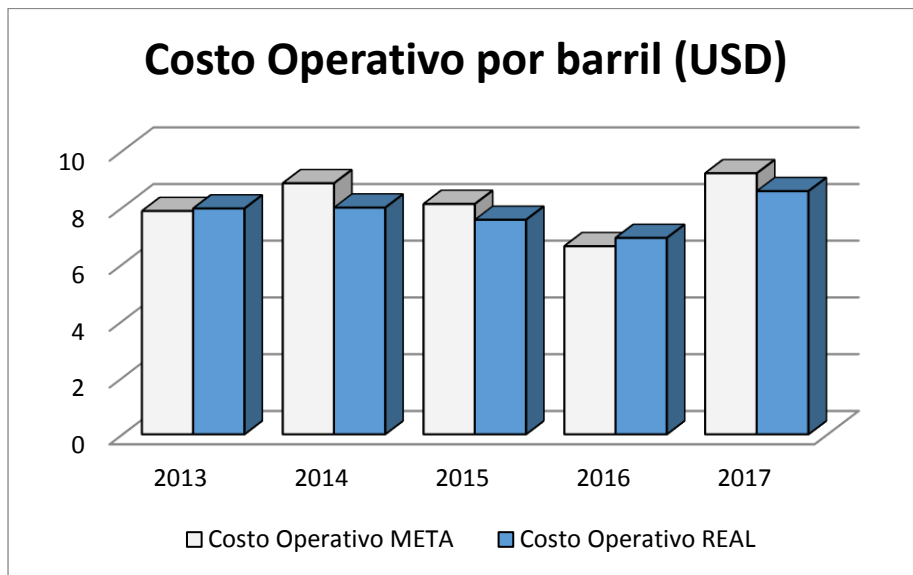


Figura 23. Costo operativo por barril 2013-2017

El costo operativo por barril muestra una reducción en los años 2015 y 2016, lo cual se debe a que este indicador, además de la estructura de costos, toma en cuenta la producción de petróleo, que para esos años se mantuvo alta. En el año 2017 se observa un incremento del costo por barril debido a la reducción de producción de petróleo y a la incidencia de ciertos costos que se incrementaron como son el de arrendamiento de sistemas de bombeo temporales (MTU).

4.2.5 Índice de accidentabilidad

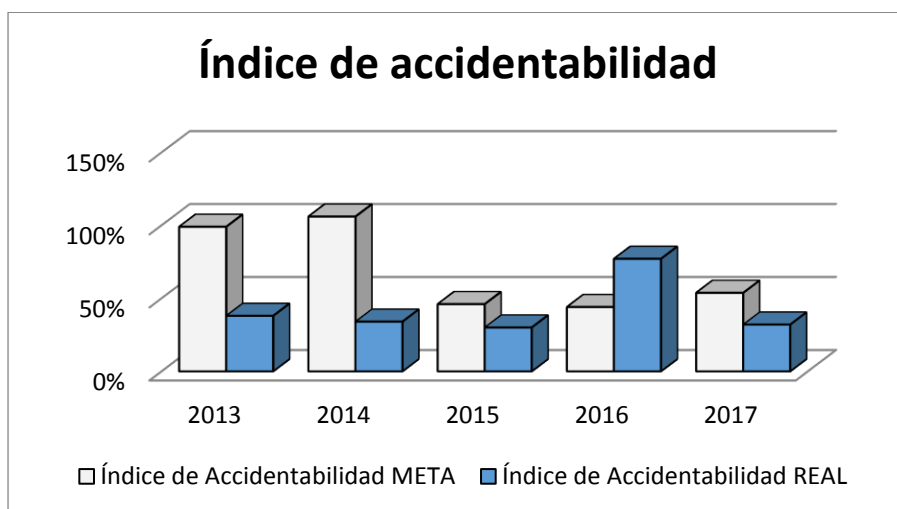


Figura 24. Índice de accidentabilidad 2013-2017

Los índices de accidentabilidad se mantuvieron bajos en el período analizado, a excepción del año 2016, en el cual un accidente, que implicó pérdida de vida humana, hizo que no se cumpla con el objetivo de accidentabilidad.





4.2.6 Expedientes administrativos

En el período analizado, Petroamazonas EP ha logrado cumplir con el objetivo de no tener expedientes administrativos de parte de las instituciones de control hidrocarburífero.

4.2.7 Indicadores adicionales propuestos

El resultado de los indicadores adicionales propuestos para cumplir con el objetivo de la presente investigación para los años 2015 y 2016, se indican en el siguiente cuadro.

Tabla 11. Resultados de los indicadores propuestos utilizando el sistema de semaforización

Perspectiva Estratégica	No.	INDICADORES DE GESTIÓN	2014	2015	2016
FINANCIERA	7	<u>Rentabilidad financiera de intervención a pozos en el corto plazo</u> Muestra la diferencia relativa entre la evaluación financiera con intervención al pozo y la evaluación financiera sin intervención al pozo, en el corto plazo		 Amarillo	 Verde
		<u>Rentabilidad financiera de intervención a pozos en el mediano plazo</u> Muestra la diferencia relativa entre la evaluación financiera con intervención al pozo y la evaluación financiera sin intervención al pozo, en el mediano plazo		 Rojo	 Rojo

La semaforización del Cuadro de Mando Integral nos permite determinar, con un solo golpe de vista, que en el año 2015 la rentabilidad relativa fue nula en el corto plazo y negativa en el largo plazo y que para el año 2016 la rentabilidad relativa fue positiva en el corto plazo, pero negativa en el largo plazo. Sin embargo, esta visualización es muy general y solamente podremos obtener conclusiones y lecciones aprendidas que sirvan de guía para la toma de decisiones, cuando realicemos el análisis de los resultados por pozo.

4.3 Análisis de producción de pozos intervenidos

A continuación, se presenta las gráficas con y sin proyecto, obtenidas para cada uno de los pozos analizados. Los gráficos adicionales de análisis de producción para cada uno de los pozos se incluyen en el Anexo 2.

4.3.1 Pozo CYB-014 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica los dos pronósticos de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias (Línea verde oscura sin incremento de frecuencias y línea verde clara con incremento).

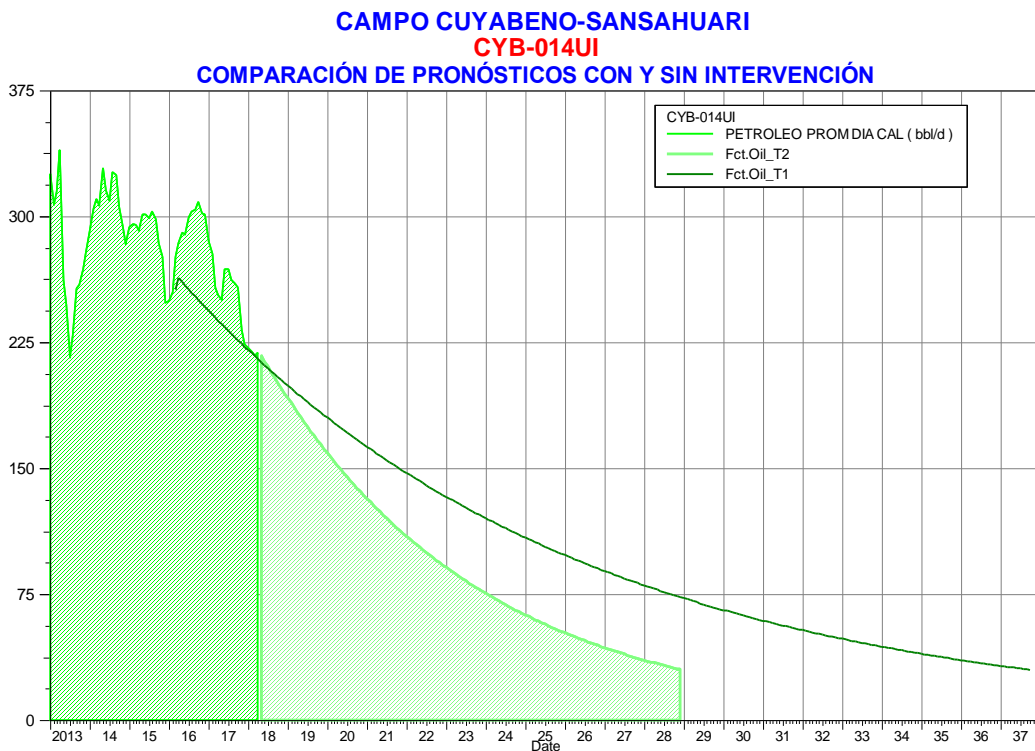


Figura 25. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYB-014 Yacimiento UI

4.3.2 Pozo CYBB-017 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias (Línea verde oscura sin incremento de frecuencias y línea verde clara con incremento).

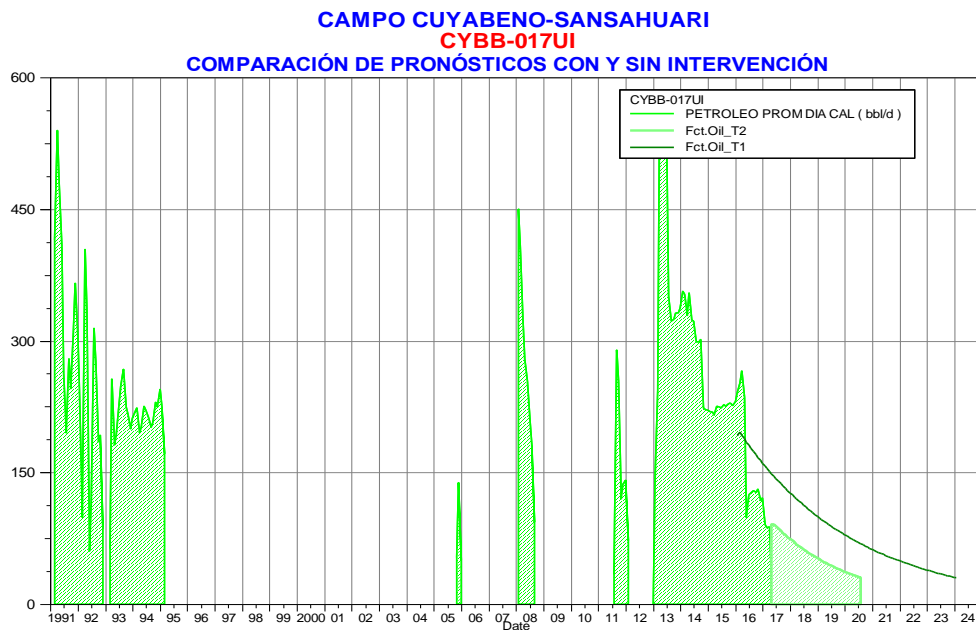


Figura 26. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBB-017 Yacimiento UI

4.3.3 Pozo CYBC-013 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

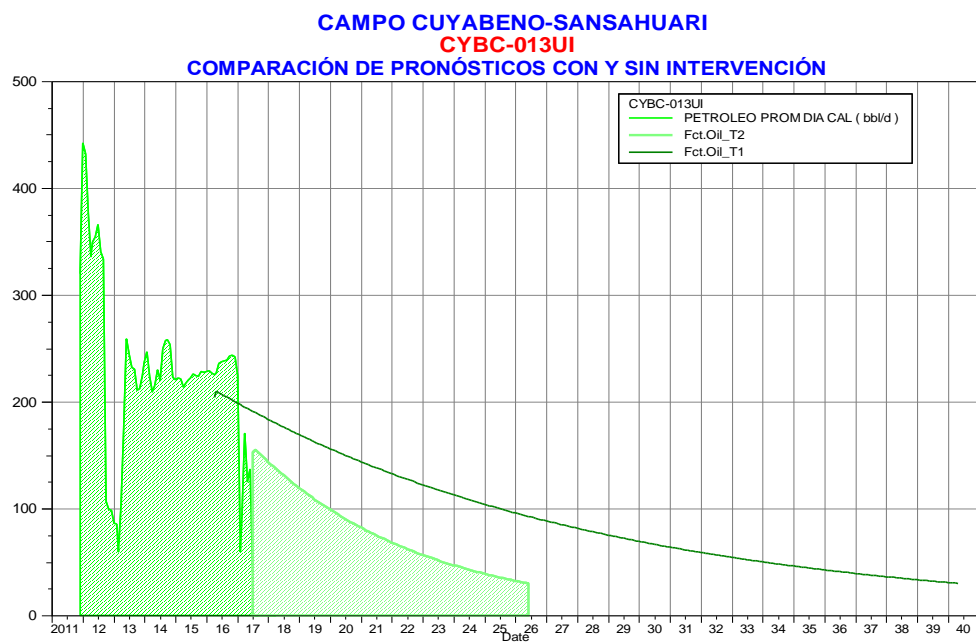


Figura 27. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-013 Yacimiento UI

4.3.4 Pozo CYBC-021 Yacimiento TS

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

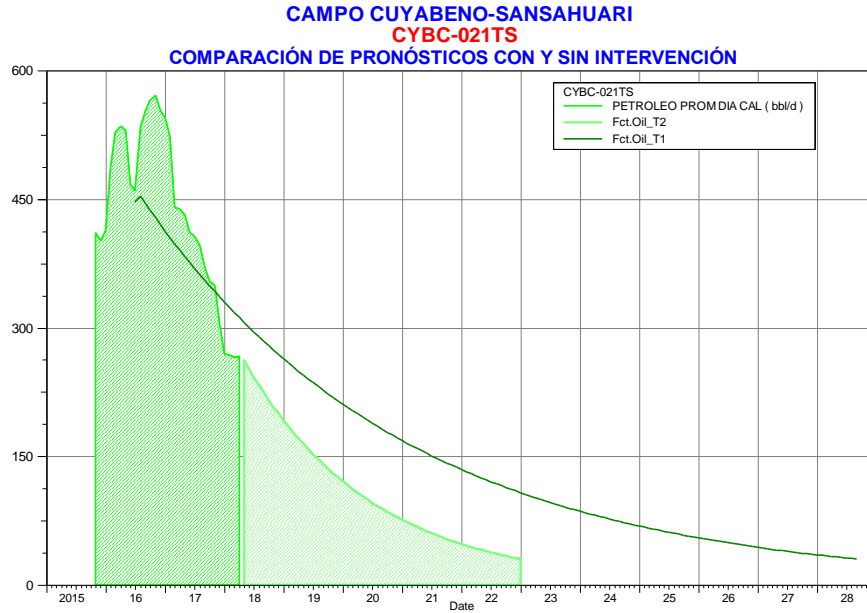


Figura 28. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-021 Yacimiento TS

4.3.5 Pozo CYBC-024 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

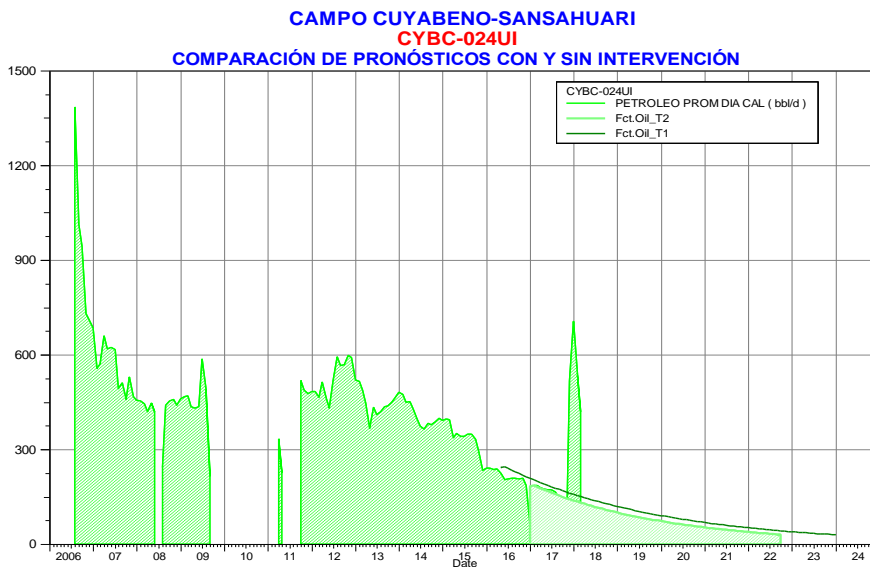


Figura 29. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-024 Yacimiento UI

4.3.6 Pozo CYBC-034 Yacimientos UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

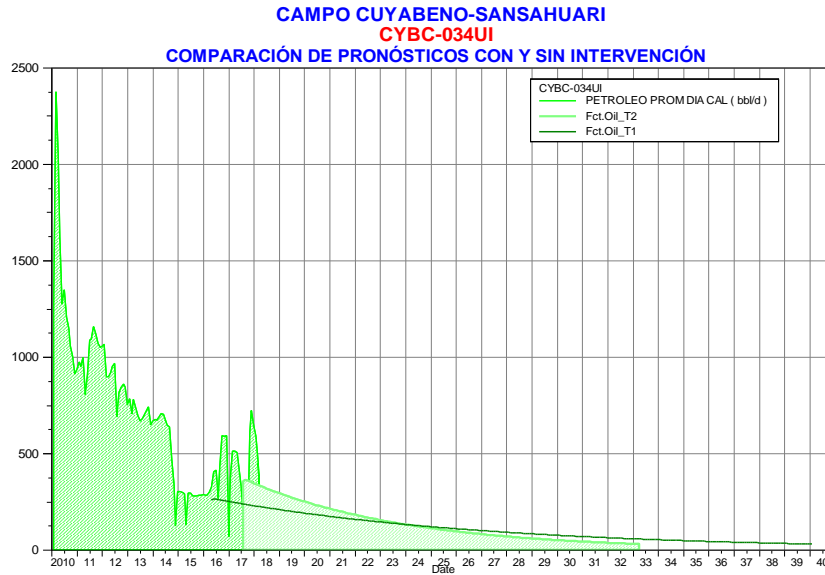


Figura 30. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-034 Yacimiento UI

4.3.7 Pozo CYBC-060 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

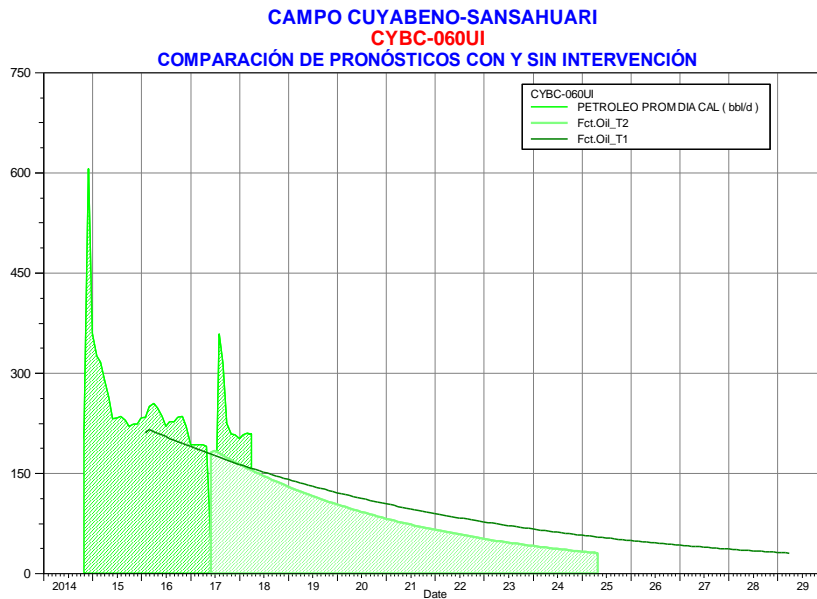


Figura 31. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBC-060 Yacimiento UI

4.3.8 Pozo CYBD-022 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

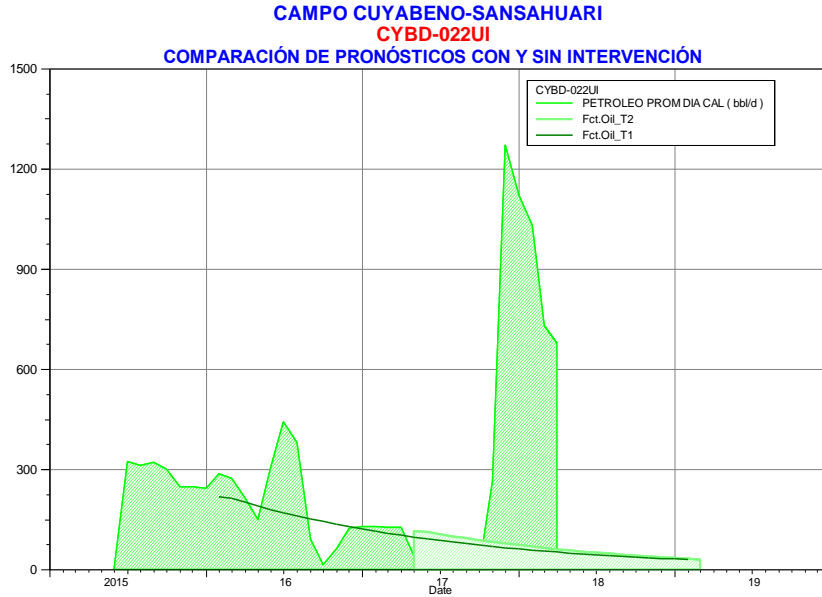


Figura 32. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-022 Yacimiento UI

4.3.9 Pozo CYBD-037 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

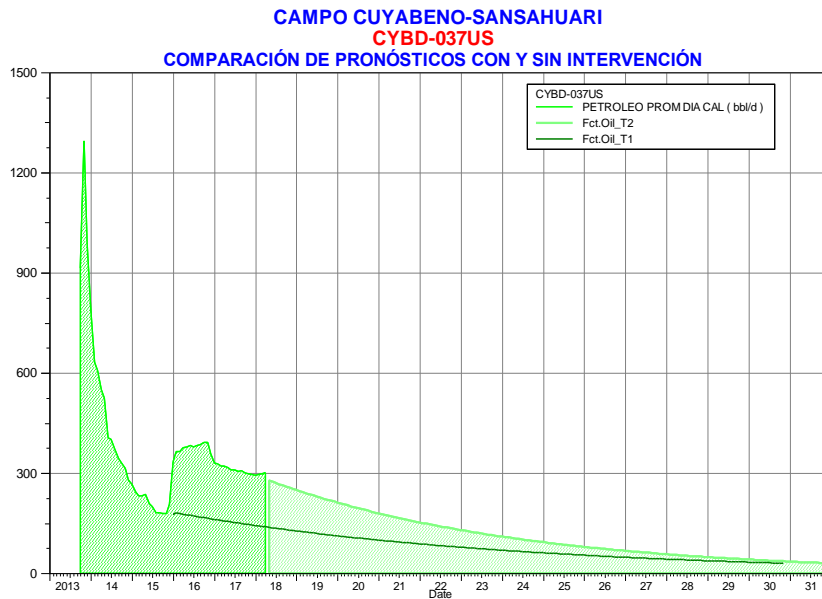


Figura 33. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-037 Yacimiento US

4.3.10 Pozo CYBD-038 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

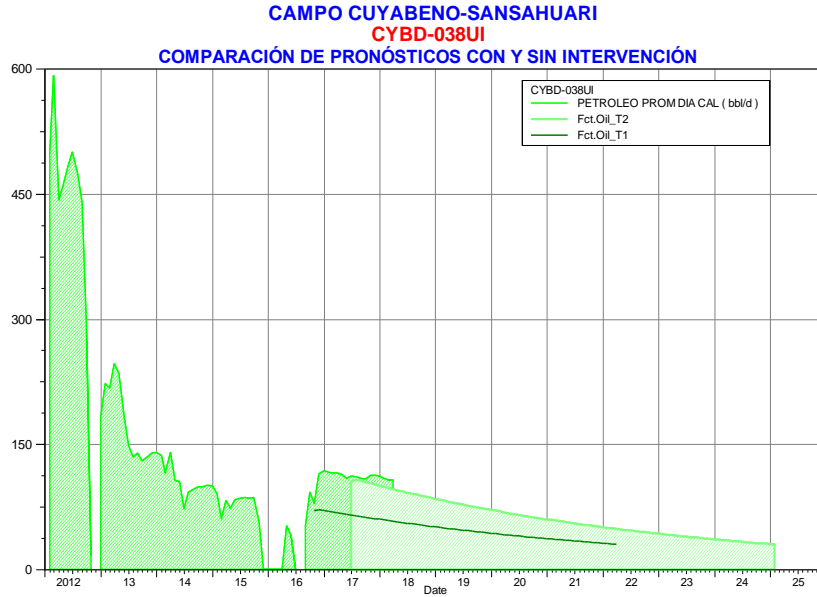


Figura 34. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-038 Yacimiento UI

4.3.11 Pozo CYBD-039 Yacimiento TS

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

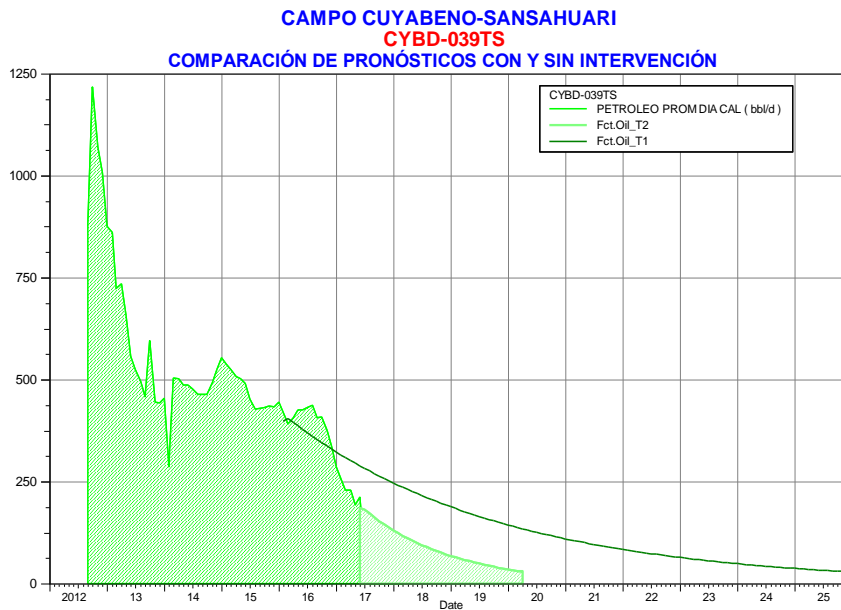


Figura 35. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-039 Yacimiento TS

4.3.12 Pozo CYBD-040 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

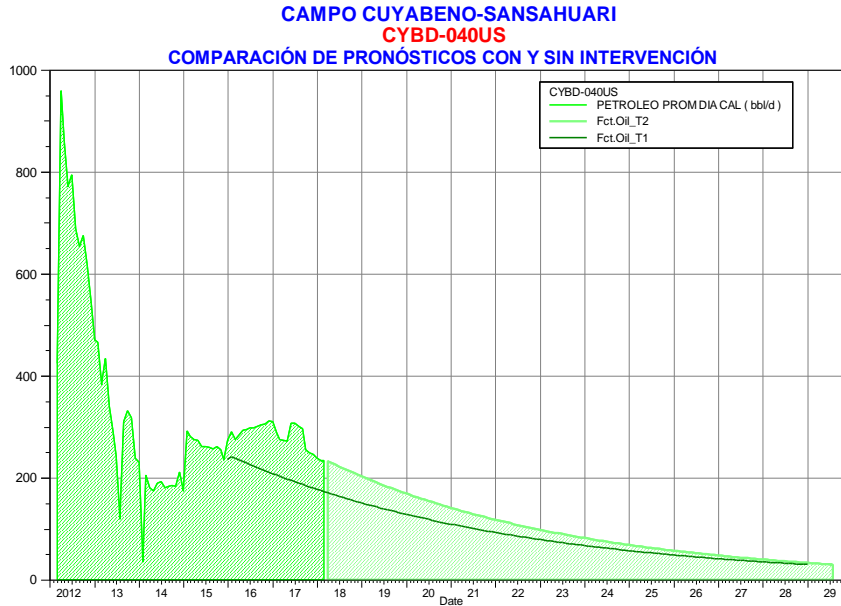


Figura 36. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBD-040 Yacimiento US

4.3.13 Pozo CYBE-031 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

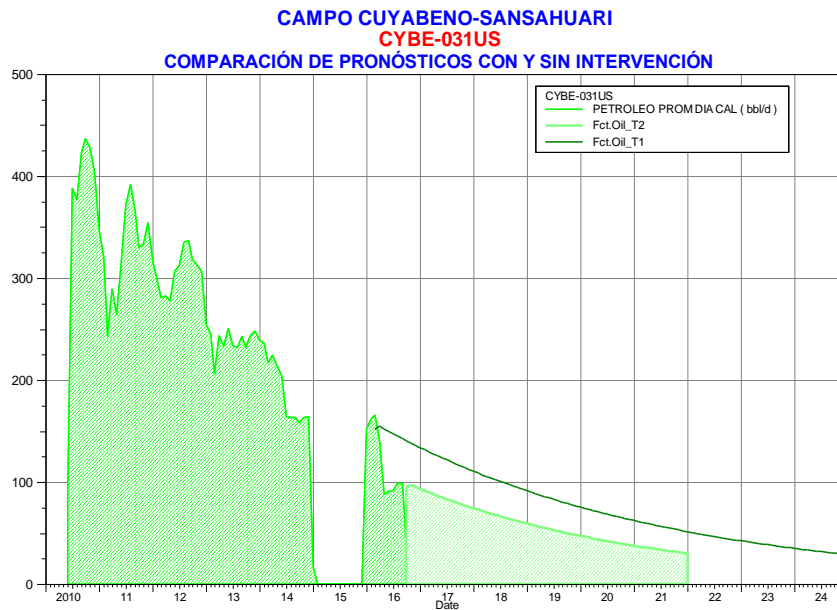


Figura 37. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBE-031 Yacimiento US

4.3.14 Pozo CYBG-042 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

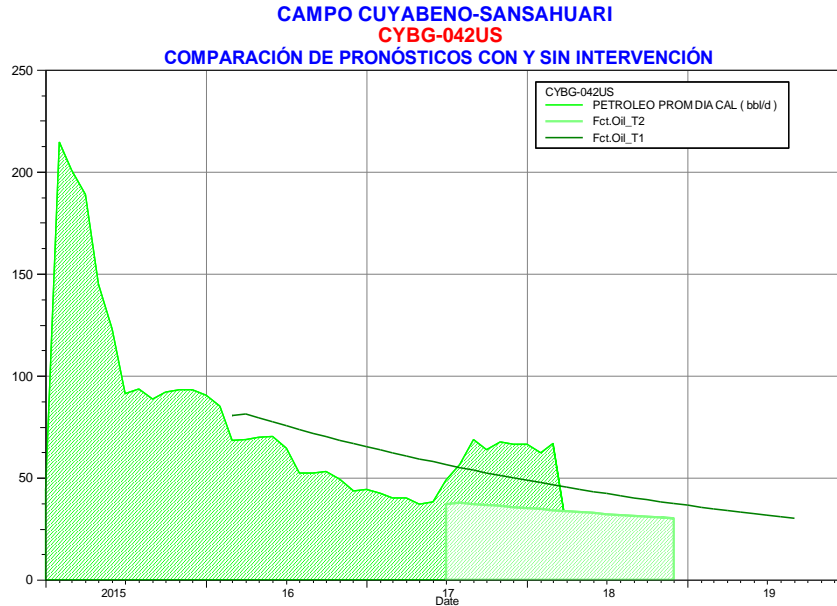


Figura 38. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBG-042 Yacimiento US

4.3.15 Pozo CYBG-052 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

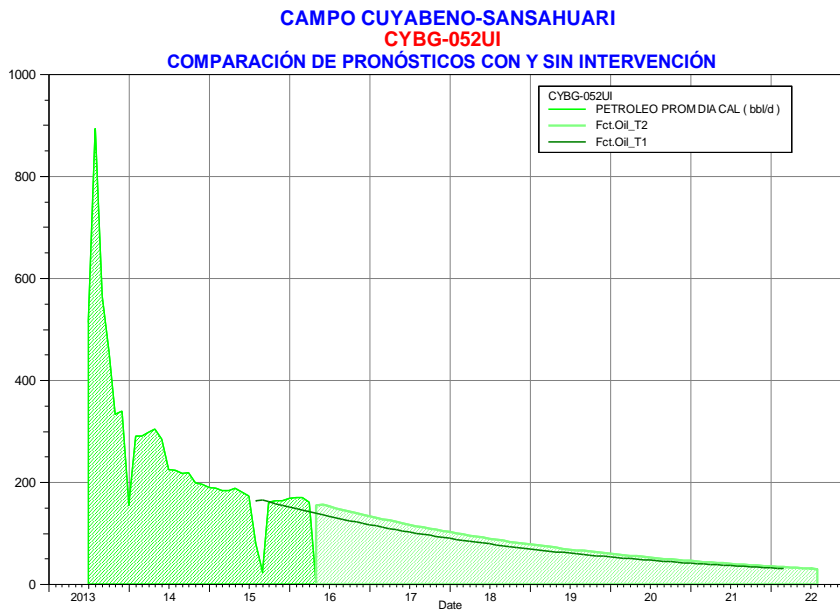


Figura 39. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBG-052 Yacimiento UI

4.3.16 Pozo CYBH-055 Yacimiento UM

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

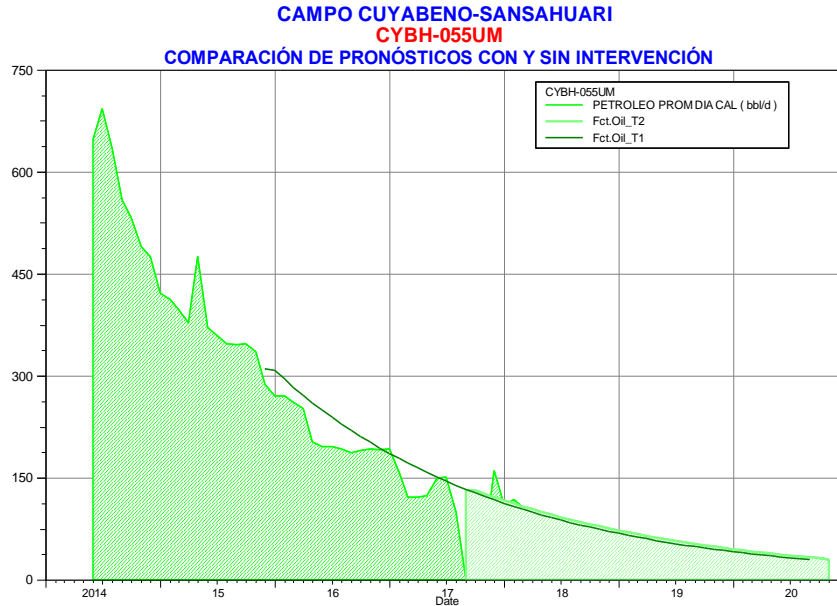


Figura 40. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBH-055 Yacimiento UM

4.3.17 Pozo CYBI-043 Yacimiento UM

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

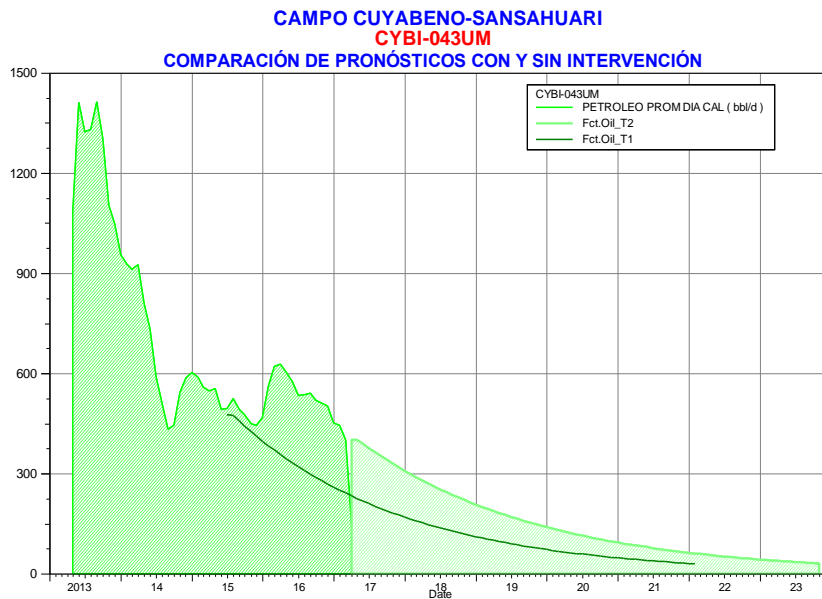


Figura 41. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-043 Yacimiento UM

4.3.18 Pozo CYBI-044 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

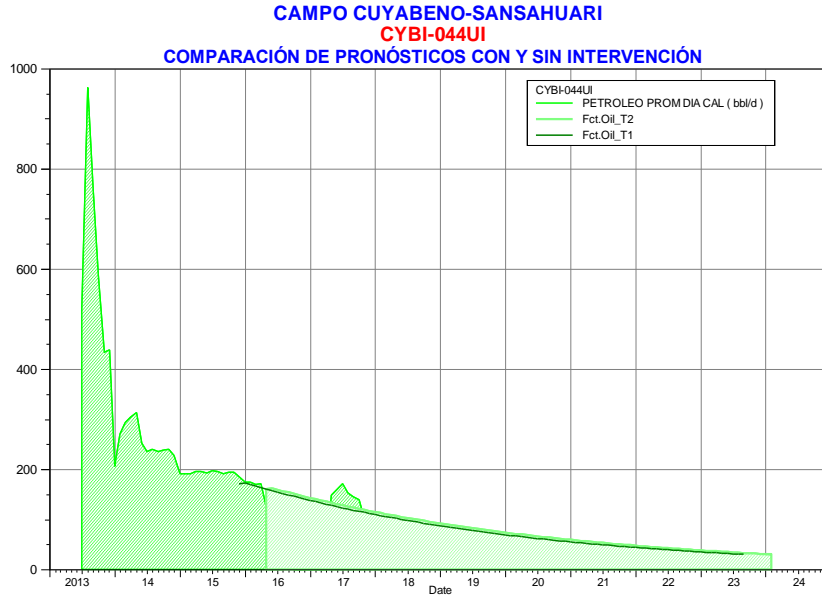


Figura 42. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-044 Yacimiento UI

4.3.19 Pozo CYBI-047 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

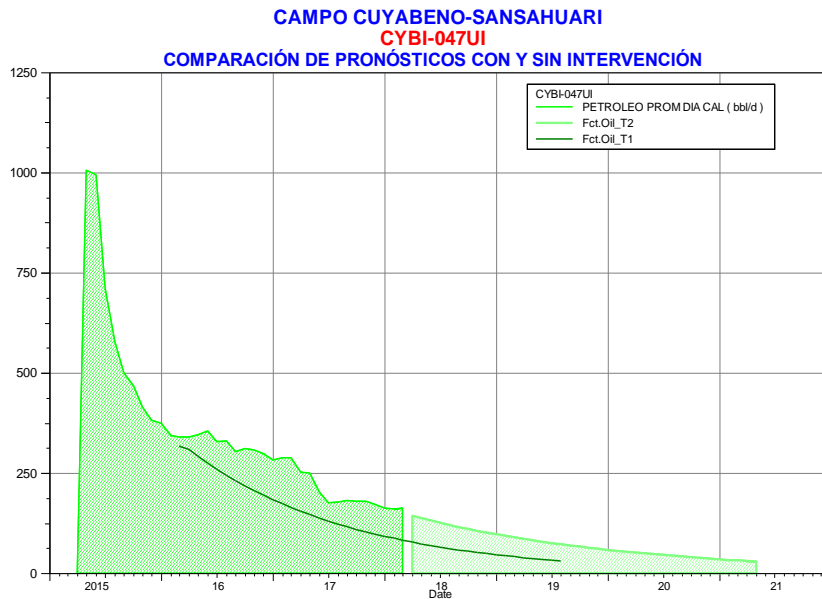


Figura 43. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-047 Yacimiento UI

4.3.20 Pozo CYBI-053 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

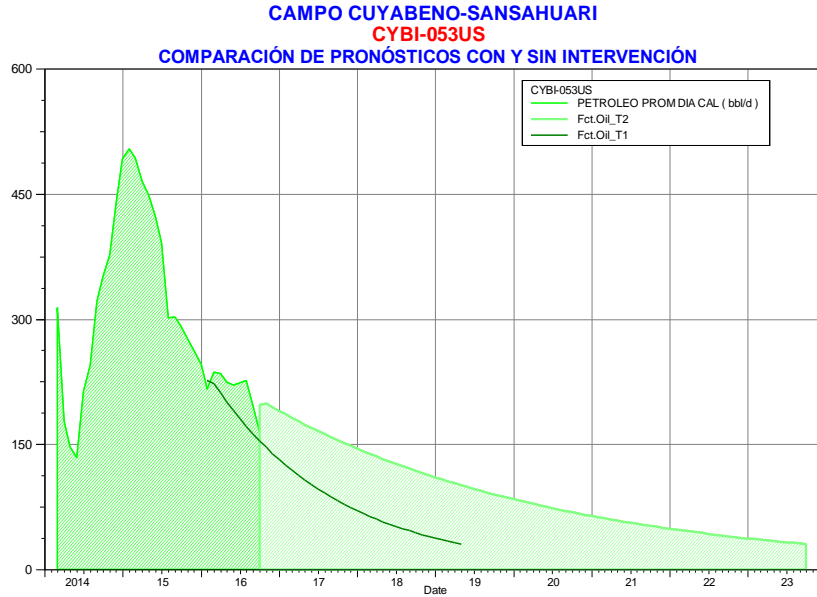


Figura 44. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBI-053 Yacimiento US

4.3.21 Pozo CYBK-025 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

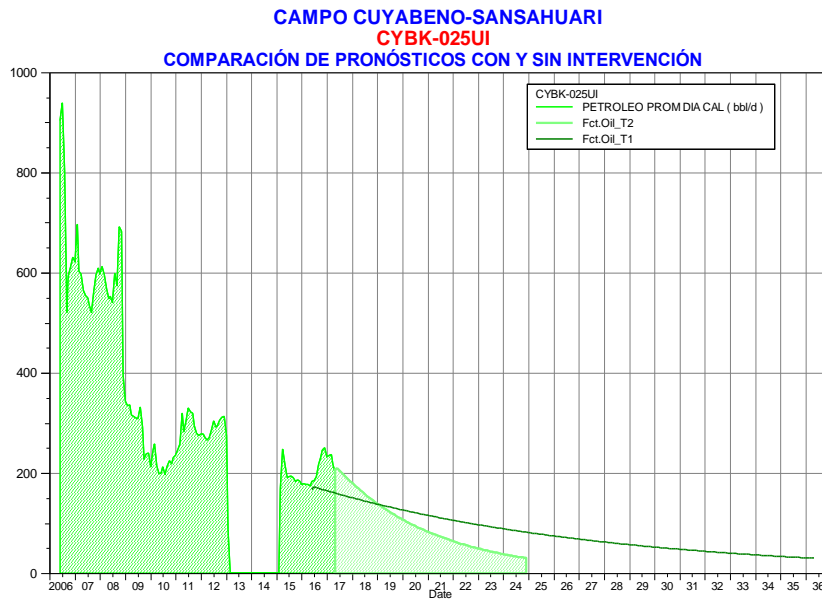


Figura 45. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-025 Yacimiento UI

4.3.22 Pozo CYBK-058 Yacimiento TS

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

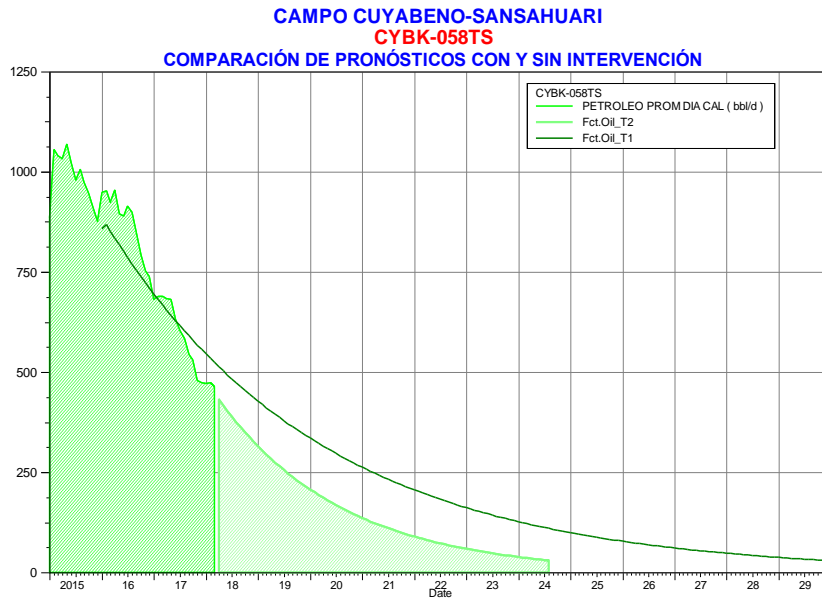


Figura 46. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-058 Yacimiento TS

4.3.23 Pozo CYBK-062 Yacimiento UI

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

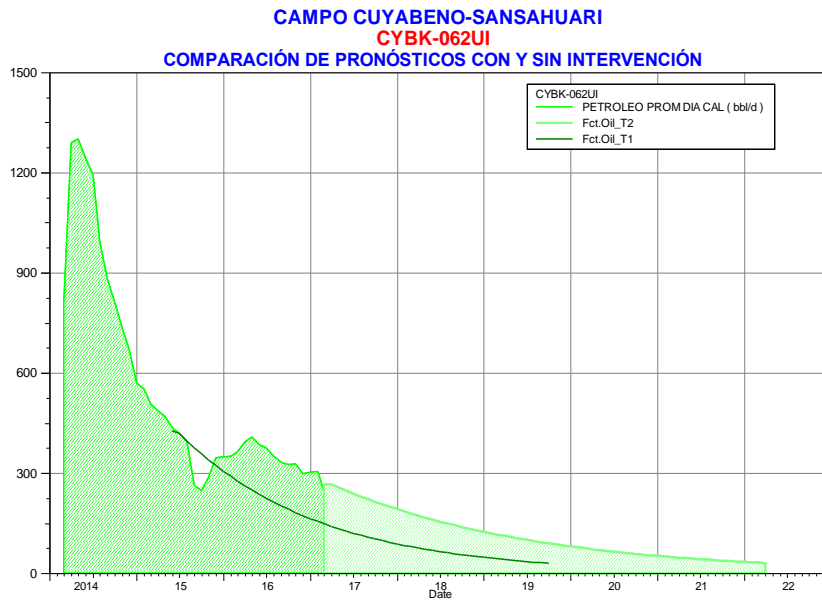


Figura 47. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo CYBK-062 Yacimiento UI

4.3.24 Pozo SNSA-013 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

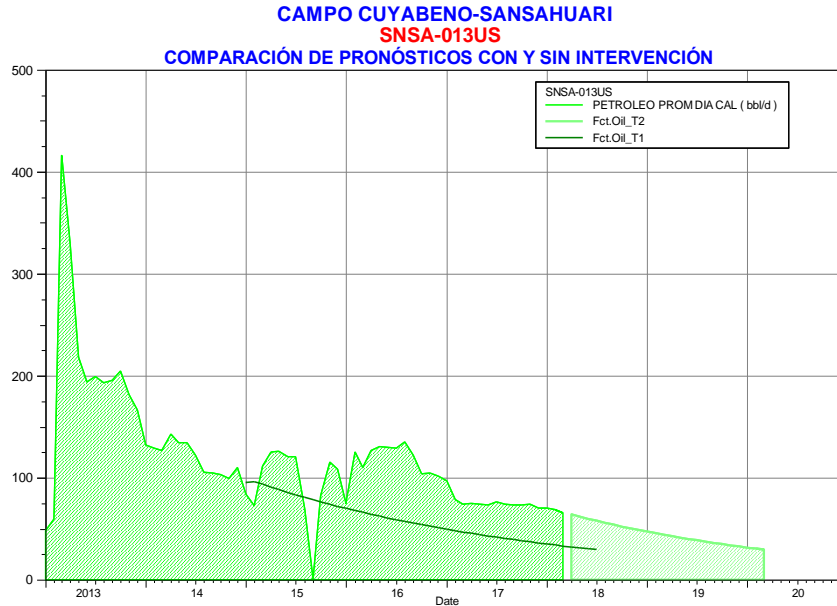


Figura 48. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSA-013 Yacimiento US

4.3.25 Pozo SNSB-012 Yacimiento UM

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

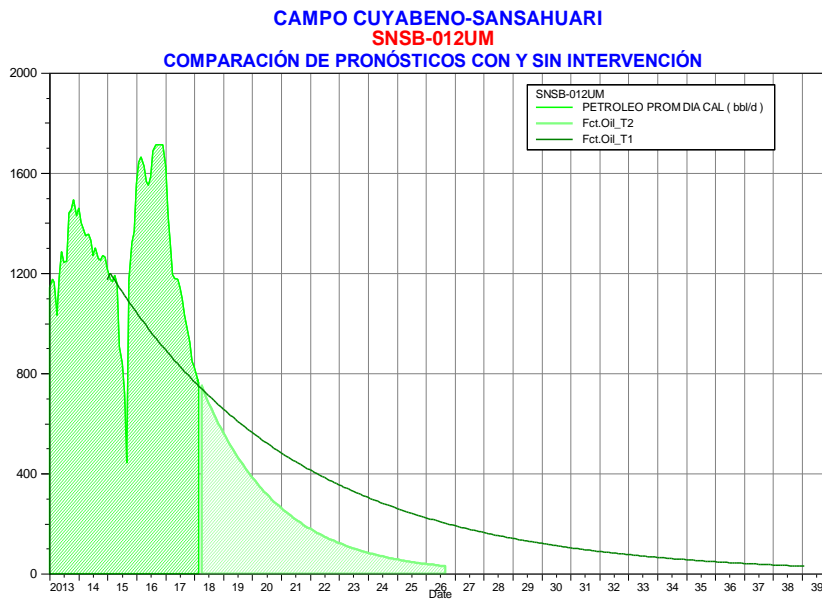


Figura 49. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSB-012 Yacimiento UM

4.3.26 Pozo SNSB-016 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

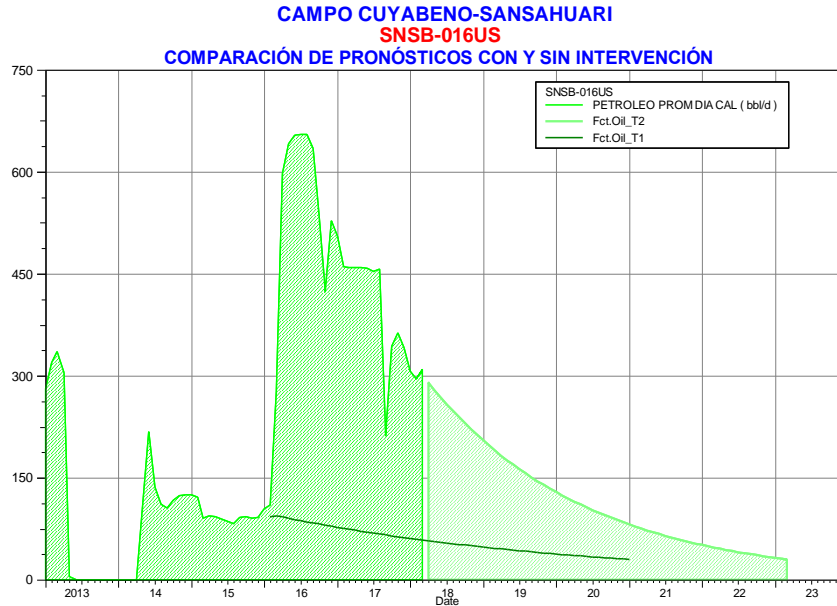


Figura 50. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSB-016 Yacimiento US

4.3.27 Pozo SNSE-017 Yacimiento US

En la gráfica siguiente se indica las tendencias de producción de petróleo, con y sin proyecto de incremento de frecuencias.

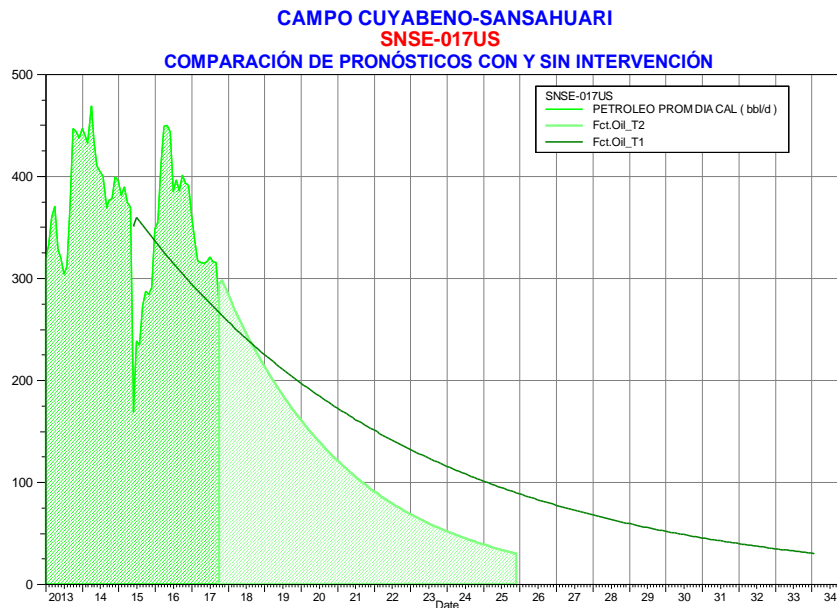


Figura 51. Pronóstico de producción con y sin intervención pozo SNSE-017 Yacimiento US

4.3.28 Resumen de resultados de declinación

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis de declinación, y se presentan las pruebas de producción antes y después de la aplicación del incremento de frecuencias.

Tabla 12. Resumen de resultados de análisis de producción

Identificación	Tasa de declinación		Prueba estabilizada anterior			Prueba estabilizada posterior		
	Dec Anterior (An.efec)	Dec Posterior (An.efec)	Fecha prueba Anterior	Qo Anterior (Bppd)	Qw Anterior (Bapd)	Fecha prueba Posterior	Qo Posterior (Bppd)	Qw Posterior (Bapd)
CYB-014UI	0.0961	0.1649	10-feb-16	225.06	1820.94	26-may-16	256.08	2071.92
CYBB-017UI	0.2107	0.2944	9-feb-16	207.60	1868.40	25-jun-16	109.92	2638.08
CYBC-013UI	0.0778	0.1699	14-mar-16	198.72	2285.28	1-may-16	208.32	2395.68
CYBC-021TS	0.2008	0.3712	22-may-16	479.88	1068.12	12-ago-16	465.40	1324.60
CYBC-024UI	0.2428	0.2741	4-ene-16	214.20	1927.80	26-sep-16	174.72	2009.28
CYBC-034UI	0.0879	0.1481	24-mar-16	256.32	1345.68	17-sep-16	502.08	2635.92
CYBC-060UI	0.1395	0.2060	21-dic-15	207.36	1088.64	20-oct-16	197.40	1776.60
CYBD-022UI	0.4910	0.5236	26-nov-15	224.64	711.36	30-jun-16	277.20	2032.80
CYBD-037US	0.1144	0.1513	1-nov-15	163.20	856.80	25-abr-16	336.00	1764.00
CYBD-038UI	0.1505	0.1569	15-sep-15	78.72	1889.28	6-ene-17	97.92	2350.08
CYBD-039TS	0.2362	0.4804	1-feb-16	389.12	826.88	26-abr-16	377.52	1074.48
CYBD-040US	0.1491	0.1657	2-nov-15	244.20	865.80	18-abr-16	261.36	1190.64
CYBE-031US	0.1742	0.2031	21-ene-16	144.00	1056.00	7-abr-16	160.56	1177.44
CYBG-042US	0.2522	0.1574	16-ene-16	76.68	349.32	8-abr-16	62.16	381.84
CYBG-052UI	0.2295	0.2358	8-jun-15	158.40	1281.60	15-oct-15	147.36	1694.64
CYBH-055UM	0.3944	0.3779	28-oct-15	310.08	145.92	11-ene-16	241.92	136.08
CYBI-043UM	0.3461	0.3282	23-dic-15	406.62	1099.38	9-mar-16	567.36	1796.64
CYBI-044UI	0.2046	0.1977	10-dic-15	174.24	2003.76	14-ene-16	154.44	2419.56
CYBI-047UI	0.4989	0.4019	23-ene-16	335.40	782.60	6-jun-16	329.76	1044.24
CYBI-053US	0.4660	0.2380	24-dic-15	238.08	505.92	2-may-16	201.24	572.76
CYBK-025UI	0.0844	0.2278	1-ago-16	162.48	1868.52	14-feb-17	203.70	2706.30
CYBK-058TS	0.2159	0.3429	21-nov-15	807.84	380.16	26-jun-16	799.68	628.32
CYBK-062UI	0.4634	0.3527	7-jun-15	391.92	460.08	7-jul-16	331.20	1048.80
SNSA-013US	0.2923	0.3319	28-sep-14	100.00	900.00	3-jul-16	121.04	1391.96
SNSB-012UM	0.1426	0.3173	30-ene-15	1150.00	100.00	27-feb-16	1517.67	15.33
SNSB-016US	0.2106	0.3697	11-ene-16	102.30	362.70	11-jun-16	583.00	2067.00
SNSE-017US	0.1249	0.2471	19-may-15	326.92	1159.08	18-mar-16	370.44	1687.56

(Fuente Activo Cuyabeno, Elaborado por el autor)

4.4 Resultados del Análisis Financiero por pozo

4.4.1 Costos operativos del campo Cuyabeno-Sansahuari

Los costos operativos del campo Cuyabeno-Sansahuari fueron tomados de la información disponible en el área financiera de Petroamazonas EP. En la siguiente tabla se indica los valores utilizados para la preparación del flujo de caja para cada uno de los pozos analizados.

Tabla 13. Costos de producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari

Costos Operativos	
Parámetros:	
Costos de Levantamiento artificial (usd/bbl)	1.00
Costo de Tratamiento de agua (usd/bbl)	0.05
Costo de Tratamiento de crudo (usd/bbl)	0.36
Costo de energía (usd/kwh)	0.09
Consumo de energía BES (kw/bbl)	0.10
Consumo de energía Reinyección (kwh/bbl)	0.04
Costo Ingeniería de operaciones (usd/bbl crudo)	0.17
Costo de manejo de Fluido	0.41
Costos de Workover (usd/bbl crudo)	2.74
Costos Indirectos (usd/bbl crudo)	2.37

(Petroamazonas EP Finanzas, 2018)

4.4.2 Resultados financieros en el corto plazo

El análisis financiero de corto plazo compara el pronóstico de producción sin intervención con la producción real obtenida luego de la intervención, en el lapso de un año calendario.

Para obtener los resultados financieros en el corto plazo, el precio WTI del barril de petróleo fue tomado de los reportes del Banco Central del Ecuador, correspondientes a los meses posteriores a la intervención. El promedio de la inflación correspondiente a los años 2015 y 2016 fue inferior a la unidad porcentual: 0.7% anual. Para el cálculo inflacionario en el corto plazo se utilizó ese valor.

En el Anexo 3 se presentan los resultados financieros en el corto plazo para cada uno de los pozos analizados. El resumen de resultados se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 14. Resumen de resultados financieros en el corto plazo

Identificación	Análisis Económico en el corto plazo		
	Completo	VAN Sin inter. (MU\$D)	VAN Con inter. (MU\$D)
CYB-014UI	1,661	1,958	297
CYBB-017UI	1,022	476	-547
CYBC-013UI	1,173	1,275	102
CYBC-021TS	3,465	4,207	742
CYBC-024UI	1,492	1,185	-307
CYBC-034UI	1,961	3,279	1,318
CYBC-060UI	1,334	1,431	97
CYBD-022UI	1,102	1,199	97
CYBD-037US	1,063	2,370	1,307
CYBD-038UI	128	416	288
CYBD-039TS	2,673	2,872	199
CYBD-040US	1,485	1,924	439
CYBE-031US	934	493	-442
CYBG-042US	523	374	-150
CYBG-052UI	677	579	-98
CYBH-055UM	1,741	1,529	-212
CYBI-043UM	2,661	3,424	763
CYBI-044UI	585	387	-198
CYBI-047UI	1,796	2,420	624
CYBI-053US	1,237	1,444	207
CYBK-025UI	1,018	1,387	369
CYBK-058TS	5,783	6,347	564
CYBK-062UI	2,455	2,540	84
SNSA-013US	541	679	138
SNSB-012UM	10,373	9,612	-761
SNSB-016US	591	3,852	3,261
SNSE-017US	2,263	1,886	-376
TOTAL	51,739	59,543	7,804

(Elaborado por el autor)

Como puede apreciarse en la tabla resumen, en el corto plazo, en la mayoría de pozos (18 de 27) el Valor Actual Neto con intervención es mayor que el Valor Actual neto sin intervención. Esto indica que en el corto plazo, la decisión de intervenir los pozos e incrementar la frecuencia de los mismos, fue financieramente rentable. Una estimación de la ganancia obtenida por la empresa para este caso es la sumatoria de la diferencia de Valores actuales netos, la cual alcanza 7,804 MUSD. Es decir que la empresa, si se

analiza el corto plazo, obtuvo una ganancia superior a 7.8 millones de USD por las intervenciones realizadas en los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari, para contrarrestar la caída de producción por la baja de precios del petróleo.

4.4.3 Resultados financieros en el mediano plazo

El análisis en el mediano plazo evalúa los resultados obtenidos con las intervenciones en los pozos, considerando un horizonte de ocho años a partir de Enero 2018 (2018-2025). Se debe tomar en cuenta que en este caso se están evaluando pronósticos y por tanto existe un nivel de incertidumbre puesto que la validez de la evaluación guarda relación con la calidad de los pronósticos realizados.

Para este caso se utiliza el precio del barril pronosticado por la consultora internacional Ryder Scott, caracterizada por ser conservadora en sus análisis. Además se utiliza una tasa de inflación aplicable a los costos de producción, que fue obtenida de la base de datos del banco Central del Ecuador: 2.17% anual correspondiente al promedio de los años 2000 a 2017.

En el Anexo 4 se presentan los resultados financieros en el mediano plazo para cada uno de los pozos analizados. El resumen de resultados se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 15. Resumen de resultados financieros en el mediano plazo

Identificación	Análisis Económico mediano plazo		
	VAN Sin inter. (MU\$D)	VAN Con inter. (MU\$D)	VAN Con -VAN Sin (MU\$D)
CYB-014UI	10,340	7,341	-2,999
CYBB-017UI	2,133	-83	-2,216
CYBC-013UI	8,282	4,302	-3,980
CYBC-021TS	12,235	5,665	-6,570
CYBC-024UI	2,755	3,318	564
CYBC-034UI	12,068	15,437	3,369
CYBC-060UI	6,590	3,963	-2,627
CYBD-022UI	434	4,268	3,834
CYBD-037US	6,631	11,582	4,951
CYBD-038UI	265	1,187	922
CYBD-039TS	7,849	1,303	-6,547
CYBD-040US	8,149	9,763	1,614
CYBE-031US	3,188	1,197	-1,991
CYBG-042US	713	444	-270
CYBG-052UI	1,349	1,365	15

CYBH-055UM	1,937	2,103	166
CYBI-043UM	2,794	5,634	2,839
CYBI-044UI	1,575	1,382	-192
CYBI-047UI	743	2,217	1,474
CYBI-053US	635	4,132	3,497
CYBK-025UI	6,758	2,940	-3,818
CYBK-058TS	20,839	11,491	-9,348
CYBK-062UI	917	3,145	2,228
SNSA-013US	113	659	546
SNSB-012UM	39,258	23,350	-15,908
SNSB-016US	1,400	4,644	3,244
SNSE-017US	12,231	6,731	-5,500
TOTAL	172,183	139,478	-32,705

(Elaborado por el autor)

Como puede apreciarse en la tabla resumen, en el mediano plazo, solo en 14 de los 27 pozos, el Valor Actual Neto con intervención es mayor que el Valor Actual Neto sin intervención. Esto indica que en el mediano plazo, la decisión de intervenir los pozos e incrementar la frecuencia de los mismos, no es financieramente rentable en el 48% de los pozos. Una estimación de la pérdida obtenida por la empresa para este caso es la sumatoria de las diferencias de valores actuales netos por pozo, la cual alcanza 32,705 MUSD. Es decir que la empresa, si se analiza el mediano plazo, obtendrá una pérdida de 32.7 millones de USD por las intervenciones realizadas en los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari, para contrarrestar la caída de producción por la baja de precios del petróleo. En esta afirmación se debe tomar en cuenta que se trabaja con pronósticos, y que los mismos están sujetos a incertidumbre.

4.5 Resultados del Cuadro de Mando Integral por pozo

4.5.1 Indicadores para el Cuadro de Mando Integral por pozo

Con el fin de visualizar los resultados, se han definido dos indicadores para el Cuadro de Mando Integral por pozo: Uno para el corto plazo y otro para el mediano plazo. En las siguientes tablas se indica la definición de cada uno de estos indicadores. Estos indicadores se definen como una relación que tiene como denominador la evaluación financiera sin intervención, con el fin de comparar resultados entre pozos evitando la influencia de los parámetros petrofísicos de la roca y fluidos, así como características mecánicas de la completación del pozo.

Tabla 16. Definición del indicador de resultados financieros en el corto plazo

Denominación	RENTABILIDAD FINANCIERA DE INTERVENCIÓN A POZOS, EN EL CORTO PLAZO
Definición	Muestra la diferencia entre la evaluación financiera con intervención al pozo y la evaluación financiera sin intervención al pozo, en el corto plazo.
Indicador	Valor Actual Neto con intervención menos Valor Actual Neto sin intervención, dividido el resultado para el Valor Actual Neto sin intervención
Target	Valor mayor que 15% (Se asigna semáforo verde)
Tolerancia	De 0 a 15% (Se asigna semáforo amarillo)
Responsable	Gerente de Activo.
Interpretación:	Semáforo verde cuando supera el target, semáforo amarillo entre 0 y 15% y semáforo en rojo para valores negativos
Dimensiones	<ul style="list-style-type: none"> • Compañía, Activo, Campo, Pozo • Pozos intervenidos • USD
Periodicidad / Fecha Carga	Diaria la producción anual o por evento el indicador
Métricas	Porcentaje o fracción
Fuente Actual	OFM (TOW) Área Financiera
Fuente Target	Automático la producción y elaborado la declinación
Responsable de Manual	N/A
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar la sumatoria anual
Reportes	<i>Para todos los Activos / Campos</i>
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	-Pozos intervenidos -Cubo Producción
Peso del Indicador	Peso = 5% Objetivo = Eficiencia
Observación	La evaluación financiera se realiza considerando un periodo de un año a partir de la intervención al pozo

Tabla 17. Definición del indicador de resultados financieros en el mediano plazo

Denominación	RENTABILIDAD FINANCIERA DE INTERVENCIÓN A POZOS, EN EL MEDIANO PLAZO
Definición	Muestra la diferencia entre la evaluación financiera con intervención al pozo y la evaluación financiera sin intervención al pozo, en el mediano plazo.
Indicador	Valor Actual Neto con intervención menos Valor Actual Neto sin intervención, dividido el resultado para el Valor Actual Neto sin intervención
Target	Valor mayor que 15% (Se asigna semáforo verde)
Tolerancia	De 0 a 15% (Se asigna semáforo amarillo)
Responsable	Gerente de Activo.
Interpretación:	Semáforo verde cuando supera el target, semáforo amarillo entre 0 y 15% y semáforo en rojo para valores negativos
Dimensiones	<ul style="list-style-type: none"> • Compañía, Activo, Campo, Pozo • Pozos intervenidos • USD
Periodicidad / Fecha Carga	Diaria la producción, anual o por evento el indicador
Métricas	Porcentaje o fracción
Fuente Actual	OFM (TOW) Área Financiera
Fuente Target	Automático la producción y elaborado la declinación
Responsable de Manual	N/A
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar la sumatoria anual
Reportes	<i>Para todos los Activos / Campos</i>
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	-Pozos intervenidos -Cubo Producción
Peso del Indicador	Peso = 5% Objetivo = Eficiencia
Observación	La evaluación financiera se realiza considerando un periodo de 8 años a partir de la fecha de análisis

4.5.2 Aplicación de la semaforización a los resultados

En la siguiente tabla se puede apreciar los resultados obtenidos con las intervenciones en los pozos, tanto en el corto plazo como en el mediano plazo.

Tabla 18. Resultados de intervenciones en el corto y mediano plazos utilizando el sistema de semaforización

Identificación			Indicador corto plazo			Indicador mediano plazo		
Completación	Pozo	Reservorio	Semáforo	Color	Semáforo	Color	Semáforo	Color
CYB-014UI	CYB-014	UI		0.18	Verde		-0.29	Rojo
CYBB-017UI	CYBB-017	UI		-0.53	Rojo		-1.04	Rojo
CYBC-013UI	CYBC-013	UI		0.09	Amarillo		-0.48	Rojo
CYBC-021TS	CYBC-021	TS		0.21	Verde		-0.54	Rojo
CYBC-024UI	CYBC-024	UI		-0.21	Rojo		0.20	Verde
CYBC-034UI	CYBC-034	UI		0.67	Verde		0.28	Verde
CYBC-060UI	CYBC-060	UI		0.07	Amarillo		-0.40	Rojo
CYBD-022UI	CYBD-022	UI		0.09	Amarillo		8.83	Verde
CYBD-037US	CYBD-037	US		1.23	Verde		0.75	Verde
CYBD-038UI	CYBD-038	UI		2.24	Verde		3.48	Verde
CYBD-039TS	CYBD-039	TS		0.07	Amarillo		-0.83	Rojo
CYBD-040US	CYBD-040	US		0.30	Verde		0.20	Verde
CYBE-031US	CYBE-031	US		-0.47	Rojo		-0.62	Rojo
CYBG-042US	CYBG-042	US		-0.29	Rojo		-0.38	Rojo
CYBG-052UI	CYBG-052	UI		-0.15	Rojo		0.01	Amarillo
CYBH-055UM	CYBH-055	UM		-0.12	Rojo		0.09	Amarillo
CYBI-043UM	CYBI-043	UM		0.29	Verde		1.02	Verde
CYBI-044UI	CYBI-044	UI		-0.34	Rojo		-0.12	Rojo
CYBI-047UI	CYBI-047	UI		0.35	Verde		1.98	Verde
CYBI-053US	CYBI-053	US		0.17	Verde		5.51	Verde
CYBK-025UI	CYBK-025	UI		0.36	Verde		-0.56	Rojo
CYBK-058TS	CYBK-058	TS		0.10	Amarillo		-0.45	Rojo
CYBK-062UI	CYBK-062	UI		0.03	Amarillo		2.43	Verde
SNSA-013US	SNSA-013	US		0.25	Verde		4.84	Verde
SNSB-012UM	SNSB-012	UM		-0.07	Rojo		-0.41	Rojo
SNSB-016US	SNSB-016	US		5.52	Verde		2.32	Verde
SNSE-017US	SNSE-017	US		-0.17	Rojo		-0.45	Rojo

(Elaborado por el autor)





En la siguiente tabla se presenta el resumen anual de resultados financieros para el corto y mediano plazos.

Tabla 19. Resumen anual de resultados financieros

Año	Análisis Económico en el corto plazo			Análisis Económico mediano plazo		
	VAN Sin inter. (MU\$D)	VAN Con inter. (MU\$D)	VAN Con -VAN Sin (MU\$D)	VAN Sin inter. (MU\$D)	VAN Con inter. (MU\$D)	VAN Con -VAN Sin (MU\$D)
2015	25,480	25,927	447	84,851	61,807	-23,043
2016	26,259	33,616	7,357	87,332	77,671	-9,661

En la siguiente tabla se presenta el resumen anual de resultados semaforizados para el corto y mediano plazos. Si el indicador de rentabilidad relativa anual es igual o mayor que 0.15, se tendrá una valoración anual positiva (Verde); si el indicador está entre 0 y 0.15 se tendrá una valoración intermedia correspondiente a una semaforización amarilla y si el indicador es negativo, se tendrá una valoración negativa (Rojo).

Tabla 20. Resumen anual de resultados de intervenciones en el corto y mediano plazos utilizando el sistema de semaforización

Año	Indicador corto plazo		Indicador mediano plazo	
	Semáforo	Color	Semáforo	Color
2015	 0.02	Amarillo	 -0.27	Rojo
2016	 0.28	Verde	 -0.11	Rojo

En el año 2015 la rentabilidad relativa fue nula en el corto plazo y negativa en el largo plazo y en el año 2016 la rentabilidad relativa fue positiva en el corto plazo, pero negativa en el largo plazo.

4.6 Análisis Estadístico

Se realiza el análisis estadístico con el fin de extraer conclusiones que sirvan de base para la toma de decisiones gerenciales relacionadas con la intervención a pozos con sistema de levantamiento tipo BES.

En primer lugar se desea determinar los resultados de la intervención en pozos con relación al yacimiento al cual se ha intervenido. Para ello se filtra de los resultados para cada uno de los yacimientos. En este análisis se considera casos positivos los semaforizados en verde o amarillo y casos negativos los semaforizados en rojo. En la siguiente grafica se indica el porcentaje de intervenciones por yacimiento, realizadas en el campo Cuyabeno-Sansahuari en el periodo de estudio.

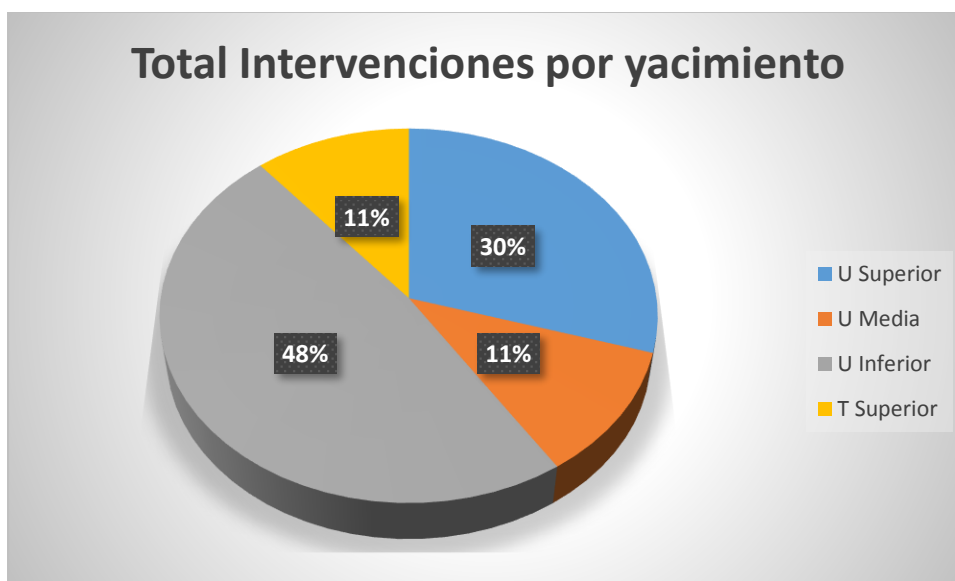


Figura 52. Total de intervenciones por yacimiento

4.6.1 Yacimiento U Superior (US)

En la tabla siguiente se indica los resultados semaforizados de la intervención de pozos en el yacimiento U Superior.

Tabla 21. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Superior







Identificación			Indicador corto plazo		Indicador mediano plazo		
Completación	Pozo	Reservorio	Semáforo	Color	Semáforo	Color	
CYBD-037US	CYBD-037	US	● 1.23	Verde	● 0.75	Verde	
CYBD-040US	CYBD-040	US	● 0.30	Verde	● 0.20	Verde	
CYBE-031US	CYBE-031	US	● -0.47	Rojo	● -0.62	Rojo	
CYBG-042US	CYBG-042	US	● -0.29	Rojo	● -0.38	Rojo	
CYBI-053US	CYBI-053	US	● 0.17	Verde	● 5.51	Verde	
SNSA-013US	SNSA-013	US	● 0.25	Verde	● 4.84	Verde	
SNSB-016US	SNSB-016	US	● 5.52	Verde	● 2.32	Verde	
SNSE-017US	SNSE-017	US	● -0.17	Rojo	● -0.45	Rojo	

De las 8 intervenciones realizadas, 5 tienen resultados positivos en el corto plazo y 5 en el mediano plazo.

4.6.2 Yacimiento U Media (UM)

En la tabla siguiente se indica los resultados semaforizados de la intervención de pozos en el yacimiento U Media.

Tabla 22. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Media



























Identificación			Indicador corto plazo		Indicador mediano plazo		
Completación	Pozo	Reservorio	Semáforo	Color	Semáforo	Color	
CYBH-055UM	CYBH-055	UM	 -0.12	Rojo	 0.09	Amarillo	
CYBI-043UM	CYBI-043	UM	 0.29	Verde	 1.02	Verde	
SNSB-012UM	SNSB-012	UM	 -0.07	Rojo	 -0.41	Rojo	

De las 3 intervenciones realizadas, 1 tiene resultado positivo en el corto plazo y 2 en el mediano plazo.

4.6.3 Yacimiento U Inferior (UI)

En la tabla siguiente se indica los resultados semaforizados de la intervención de pozos en el yacimiento U Inferior.

Tabla 23. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento U Inferior







Identificación			Indicador corto plazo		Indicador mediano plazo		
Completación	Pozo	Reservorio	Semáforo	Color	Semáforo	Color	
CYB-014UI	CYB-014	UI	 0.18	Verde	 -0.29	Rojo	
CYBB-017UI	CYBB-017	UI	 -0.53	Rojo	 -1.04	Rojo	
CYBC-013UI	CYBC-013	UI	 0.09	Amarillo	 -0.48	Rojo	
CYBC-024UI	CYBC-024	UI	 -0.21	Rojo	 0.20	Verde	
CYBC-034UI	CYBC-034	UI	 0.67	Verde	 0.28	Verde	
CYBC-060UI	CYBC-060	UI	 0.07	Amarillo	 -0.40	Rojo	
CYBD-022UI	CYBD-022	UI	 0.09	Amarillo	 8.83	Verde	
CYBD-038UI	CYBD-038	UI	 2.24	Verde	 3.48	Verde	
CYBG-052UI	CYBG-052	UI	 -0.15	Rojo	 0.01	Amarillo	
CYBI-044UI	CYBI-044	UI	 -0.34	Rojo	 -0.12	Rojo	
CYBI-047UI	CYBI-047	UI	 0.35	Verde	 1.98	Verde	
CYBK-025UI	CYBK-025	UI	 0.36	Verde	 -0.56	Rojo	
CYBK-062UI	CYBK-062	UI	 0.03	Amarillo	 2.43	Verde	

De las 13 intervenciones realizadas, 9 tienen resultados positivos en el corto plazo y 7 en el mediano plazo.

4.6.4 Yacimiento T Superior (TS)

En la tabla siguiente se indica los resultados semaforizados de la intervención de pozos en el yacimiento T Superior.

Tabla 24. Resumen de resultados de intervenciones en el yacimiento T Superior

Identificación			Indicador corto plazo		Indicador mediano plazo		
Completación	Pozo	Reservorio	Semáforo	Color	Semáforo	Color	
CYBC-021TS	CYBC-021	TS	 0.21	Verde	 -0.54	Rojo	
CYBD-039TS	CYBD-039	TS	 0.07	Amarillo	 -0.83	Rojo	
CYBK-058TS	CYBK-058	TS	 0.10	Amarillo	 -0.45	Rojo	

De las 3 intervenciones realizadas, 3 tienen resultados positivos en el corto plazo y 0 en el mediano plazo.

En la siguiente tabla se indica el número de intervenciones positivas en el corto y mediano plazos para cada uno de los reservorios productores.

Tabla 25. Intervenciones positivas en el corto y mediano plazos

Yacimiento	Total Intervenciones	Positivas en el Corto plazo	Positivas en el Mediano plazo
U Superior	8	5	5
U Media	3	1	2
U Inferior	13	9	7
T Superior	3	3	0

En la siguiente figura se muestra el porcentaje de intervenciones positivas en el corto y mediano plazos, para cada uno de los yacimientos.

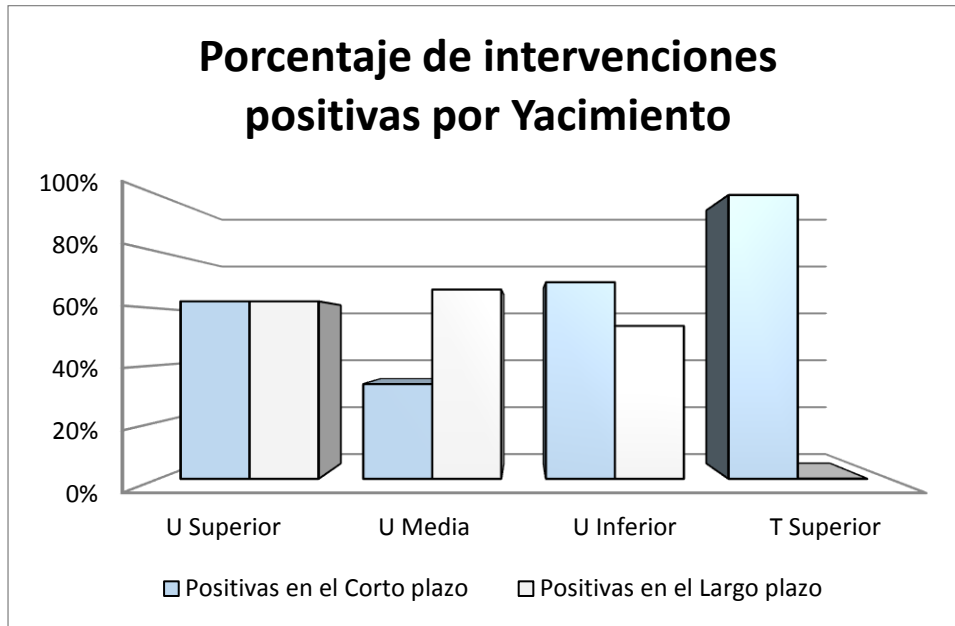


Figura 53. Porcentaje de Intervenciones positivas en el corto y mediano plazo

La conclusión que podemos extraer del análisis anterior es que en el corto plazo las intervenciones en pozos productores de T Superior son muy positivas, seguidas por las intervenciones en U Inferior y U Superior. En el largo plazo se puede esperar resultados aceptables en pozos productores de U Media y U Superior, pero no esperaríamos resultados positivos en la T Superior.

4.6.5 Efecto del tipo de empuje en los resultados de las intervenciones

Para analizar los efectos del tipo de empuje o mecanismo de producción en los resultados de las intervenciones de los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari, se utilizó el Valor Actual Neto diferencial, que es el VAN con proyecto menos el VAN sin proyecto. En este caso en particular no se utiliza el indicador de rentabilidad financiera incluido en el Cuadro de Mando Integral, porque ese indicador anula los efectos de las características de los pozos, pero en este caso queremos justamente determinar el efecto de una característica particular que es la presencia de acuífero de fondo.

En el campo Cuyabeno-Sansahuari, el mecanismo de producción predominante en el yacimiento U Inferior es el empuje de agua de fondo. Para los yacimientos U Superior, U Media y T Superior, el mecanismo de producción predominante es el empuje de agua lateral.

Corto Plazo

Para determinar el efecto del tipo de empuje en el corto plazo se filtraron los valores correspondientes a los pozos con empuje de agua de fondo, que corresponde a los pozos productores del reservorio U Inferior. Posteriormente se filtraron los valores correspondientes a empuje de agua lateral, y se sumaron los valores actuales netos diferenciales de los pozos incluidos en cada caso. Los resultados se muestran en la figura siguiente.

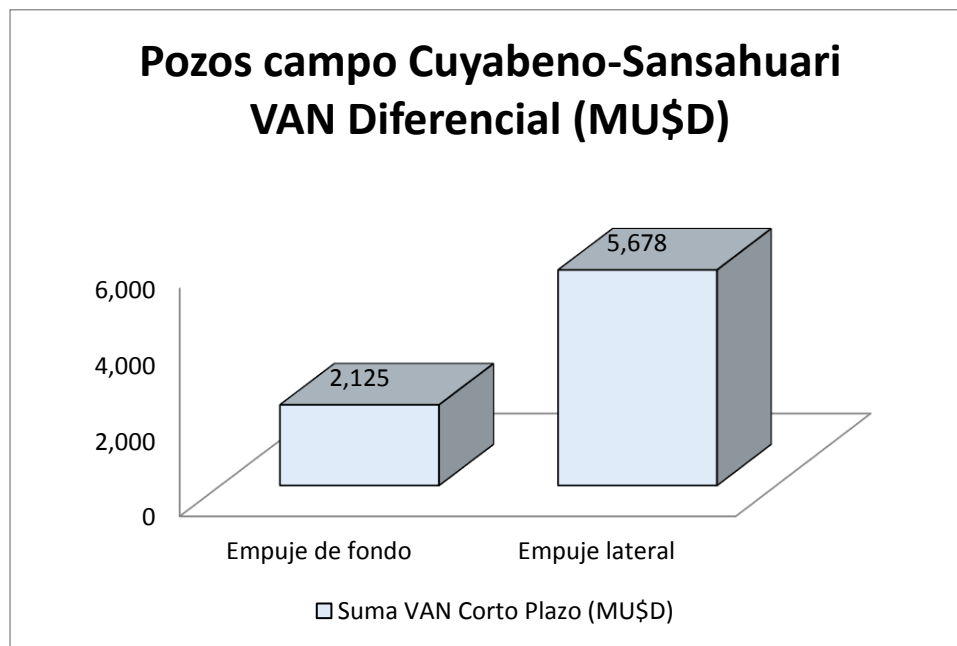


Figura 54. Valor Actual Neto diferencial según el tipo de empuje, para el corto plazo

Los resultados muestran que se intervinieron 13 pozos con empuje de agua de fondo con una sumatoria de Valor Actual Neto diferencial de 2,125 MU\$D y 14 pozos con empuje de agua lateral con un una sumatoria de Valor Actual Neto Diferencial de 5,678 MU\$D.

Mediano Plazo

Para determinar el efecto del tipo de empuje en el mediano plazo se filtraron los valores correspondientes a los pozos con empuje de agua de fondo, que corresponde a los pozos productores del reservorio U Inferior y los correspondientes a empuje de agua lateral, y se sumaron los valores actuales netos diferenciales de los pozos incluidos en cada caso. Los resultados se muestran en la figura siguiente.

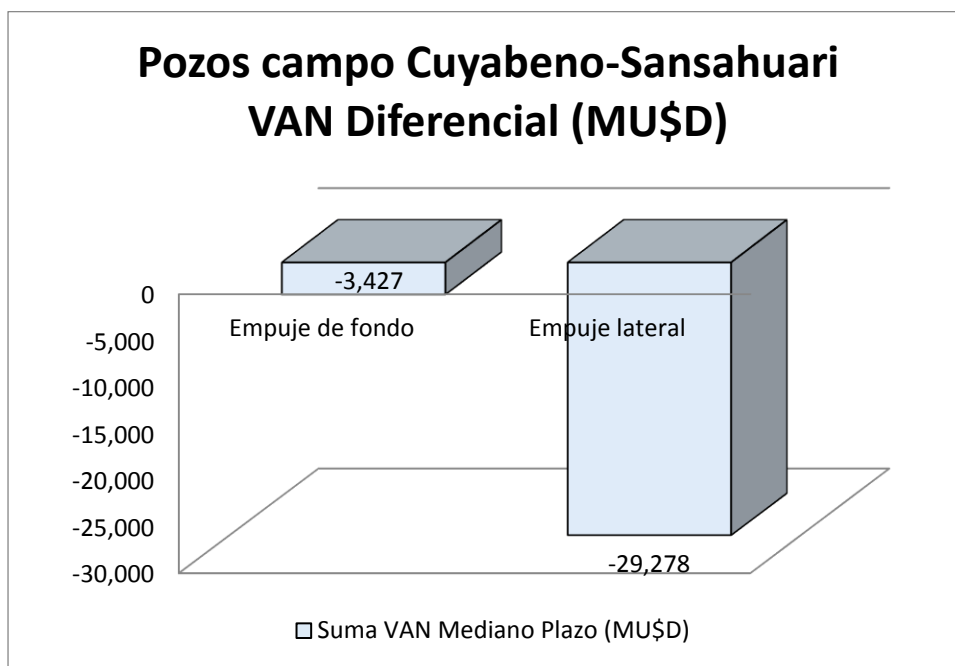


Figura 55. Valor Actual Neto diferencial según el tipo de empuje, para el mediano plazo

Los resultados muestran que se intervinieron 13 pozos con empuje de agua de fondo con una sumatoria de Valor Actual Neto diferencial de -3,427 MU\$D (Valor negativo) y 14 pozos con empuje de agua lateral con un una sumatoria de Valor Actual Neto Diferencial de -29,278 MU\$D (Valor negativo).

4.6.6 Efecto de BSW de partida en el resultado de las intervenciones

Para analizar los efectos del porcentaje de BSW de partida en los resultados de las intervenciones de los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari, al igual que en el caso anterior, se utilizó el indicador financiero Valor Actual Neto diferencial, que es el VAN con proyecto menos el VAN sin proyecto.

Corto Plazo

Para determinar el efecto del porcentaje de BSW de partida, se filtraron los valores correspondientes a los pozos con porcentajes de BSW iguales o superiores al 80% y los correspondientes a BSW inferiores al 80%, y se sumaron los valores actuales netos diferenciales de los pozos incluidos en cada caso. Los resultados se muestran en la figura siguiente.

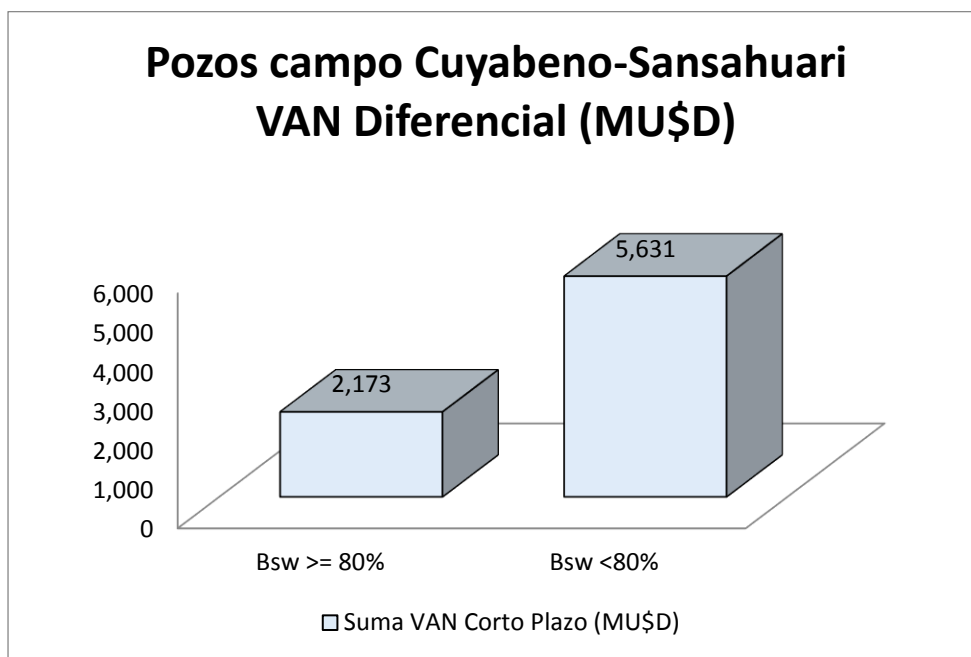


Figura 56. Valor Actual Neto diferencial según el BSW de partida, para el corto plazo

Los resultados muestran que se intervinieron 14 pozos con BSW iguales o mayores al 80% con una sumatoria de Valor Actual Neto diferencial de 2,173 MU\$D y 13 pozos con BSW menores al 80% con un una sumatoria de Valor Actual Neto Diferencial de 5,631 MU\$D.

Mediano Plazo

Para determinar el efecto del BSW de partida en el mediano plazo se filtraron los valores correspondientes a los pozos con BSW iguales o superiores al 80% y los correspondientes a BSW menores al 80%, y se sumaron los valores actuales netos diferenciales de los pozos incluidos en cada caso. Los resultados se muestran en la figura siguiente.

Los resultados muestran que se intervinieron 14 pozos con BSW de partida iguales o mayores al 80% con una sumatoria de Valor Actual Neto diferencial de -7,726 MU\$D (Valor negativo) y 13 pozos con BSW inferiores al 80% con un una sumatoria de Valor Actual Neto Diferencial de -24,978 MU\$D (Valor negativo).

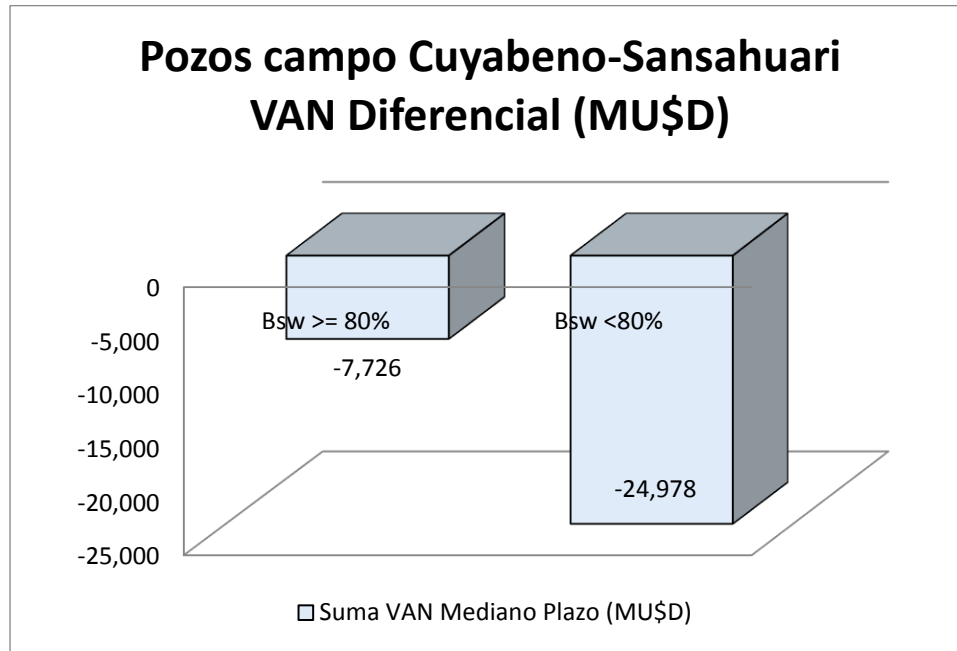


Figura 57. Valor Actual Neto diferencial según el Bsw de partida, para el mediano plazo

4.6.7 Prueba de Hipótesis

La hipótesis que se quiere comprobar o rechazar con el estudio es que los incrementos indiscriminados de frecuencia en pozos con levantamiento artificial eléctrico permiten un incremento de la producción de petróleo en el corto plazo que se traduce en un resultado financiero positivo, pero en el mediano plazo afectan negativamente a la rentabilidad financiera de la empresa.

La demostración estadística de esta hipótesis requiere la subdivisión de la misma en dos partes: a) Que los incrementos indiscriminados de frecuencia en pozos con levantamiento artificial eléctrico permiten un incremento de la producción de petróleo en el corto plazo y por tanto una rentabilidad financiera positiva para la empresa y b) Que en el mediano plazo estos incrementos de frecuencia afectan negativamente a la rentabilidad financiera de la empresa.

Corto Plazo

Para comprobar la primera parte de la hipótesis, se planteó la hipótesis nula de que cuando se realiza un incremento de frecuencia a la BES de un pozo, en la mitad o mas de los casos los resultados serán financieramente negativos. La hipótesis alternativa será que en la mayoría de los casos los resultados serán financieramente positivos. Esta

hipótesis alternativa es la que nos interesa si queremos confirmar la hipótesis general de la investigación.

Ho: Resultados negativos en el corto plazo $\geq 50\%$

Ha: Resultados positivos en el corto plazo $> 50\%$

Para confirmar o no la hipótesis nula, se utiliza el análisis estadístico, partiendo del histograma de frecuencias de los resultados financieros en el corto plazo.

Tabla 26. Ordenamiento de los datos para preparar el histograma de frecuencias

Completación	Corto plazo	(xi-x)²	
CYBB-017UI	-0.53	0.33	
CYBE-031US	-0.47	0.26	
CYBI-044UI	-0.34	0.14	
CYBG-042US	-0.29	0.10	
CYBC-024UI	-0.21	0.06	
SNSE-017US	-0.17	0.04	
CYBG-052UI	-0.15	0.03	
CYBH-055UM	-0.12	0.03	
SNSB-012UM	-0.07	0.01	
CYBK-062UI	0.03	0.00	
CYBC-060UI	0.07	0.00	
CYBD-039TS	0.07	0.00	
CYBC-013UI	0.09	0.00	
CYBD-022UI	0.09	0.00	
CYBK-058TS	0.10	0.00	
CYBI-053US	0.17	0.02	
CYB-014UI	0.18	0.02	
CYBC-021TS	0.21	0.03	
SNSA-013US	0.25	0.05	
CYBI-043UM	0.29	0.06	
CYBD-040US	0.30	0.07	
CYBI-047UI	0.35	0.10	
CYBK-025UI	0.36	0.11	
CYBC-034UI	0.67	0.40	
CYBD-037US	1.23	1.42	(*)
CYBD-038UI	2.24	4.85	(*)
SNSB-016US	5.52	30.04	(*)
Promedio:	0.037		

En base a los datos de la tabla anterior se prepara el histograma de frecuencias, que se presenta en la figura siguiente. Se utiliza el programa Minitab para obtener los gráficos estadísticos.

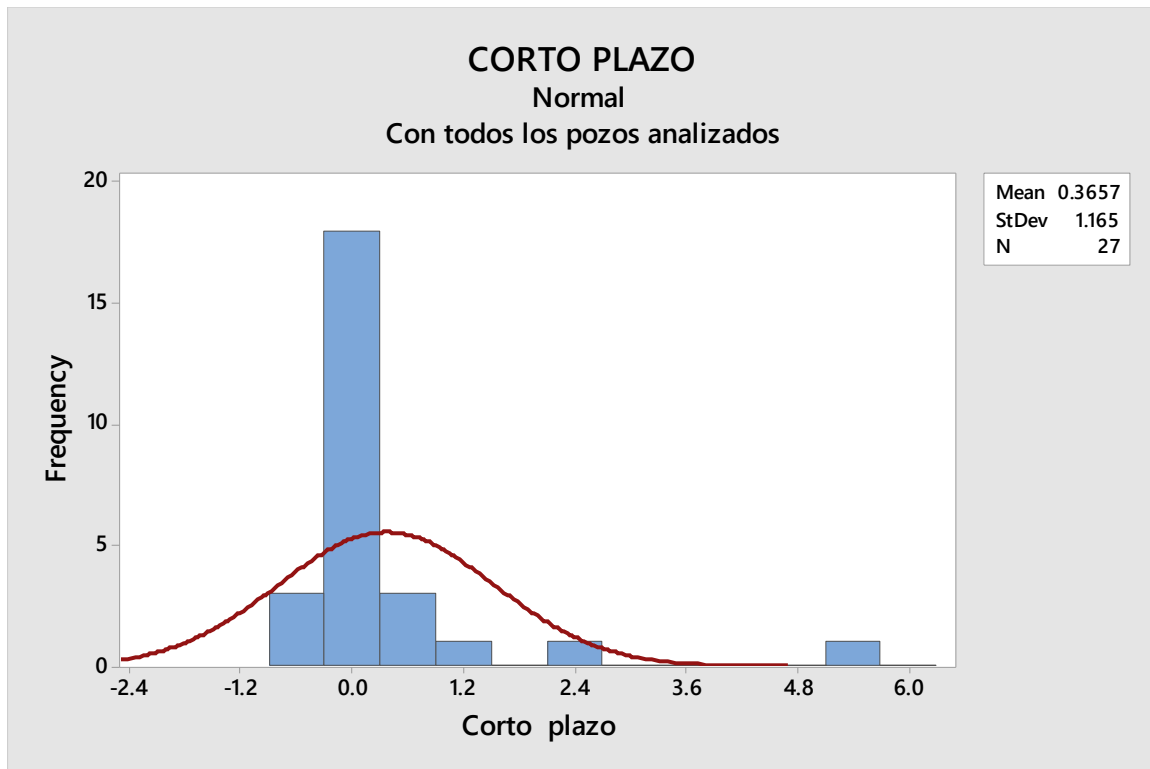


Figura 58. Histograma de frecuencia de resultados en el corto plazo con todos los valores
(Graficación realizada con el programa Minitab)

Con el fin de comprobar si los datos se acercan a una distribución normal, se realiza la prueba de normalidad de Anderson-Darling, la cual grafica los datos obtenidos y los compara con datos normales correspondientes.

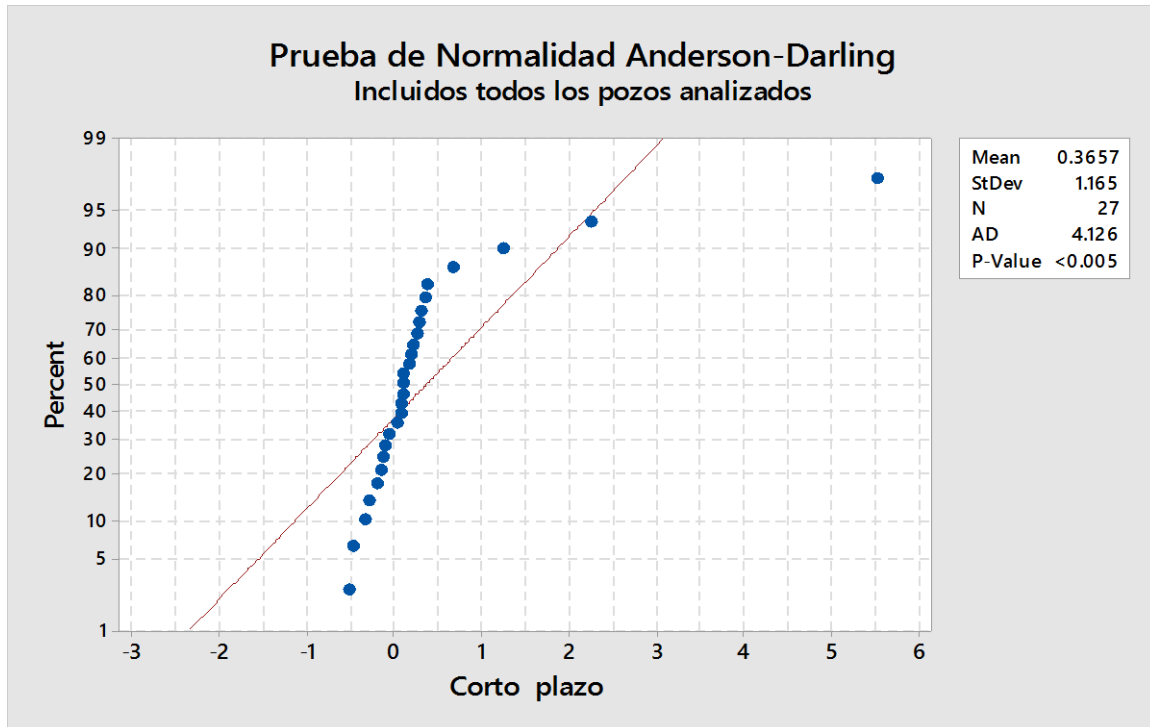


Figura 59. Prueba de normalidad para el corto plazo con todos los valores
(Graficación realizada con el programa Minitab)

El gráfico indica que existen tres puntos superiores atípicos, los cuales son eliminados con el fin de tener una distribución normal. Eliminando estos tres puntos, obtenemos el siguiente histograma de frecuencias.

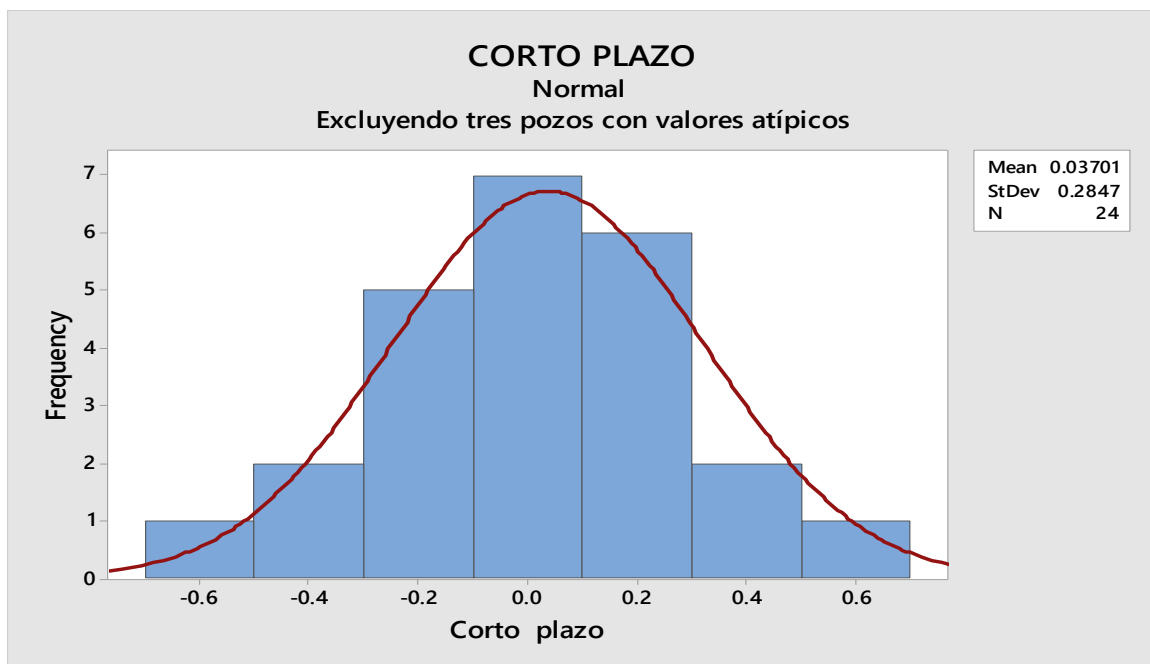


Figura 60. Histograma de frecuencia de resultados en el corto plazo excluyendo tres valores
(Graficación realizada con el programa Minitab)

La prueba de normalidad correspondiente cuando se eliminan tres valores atípicos, se presenta a continuación.

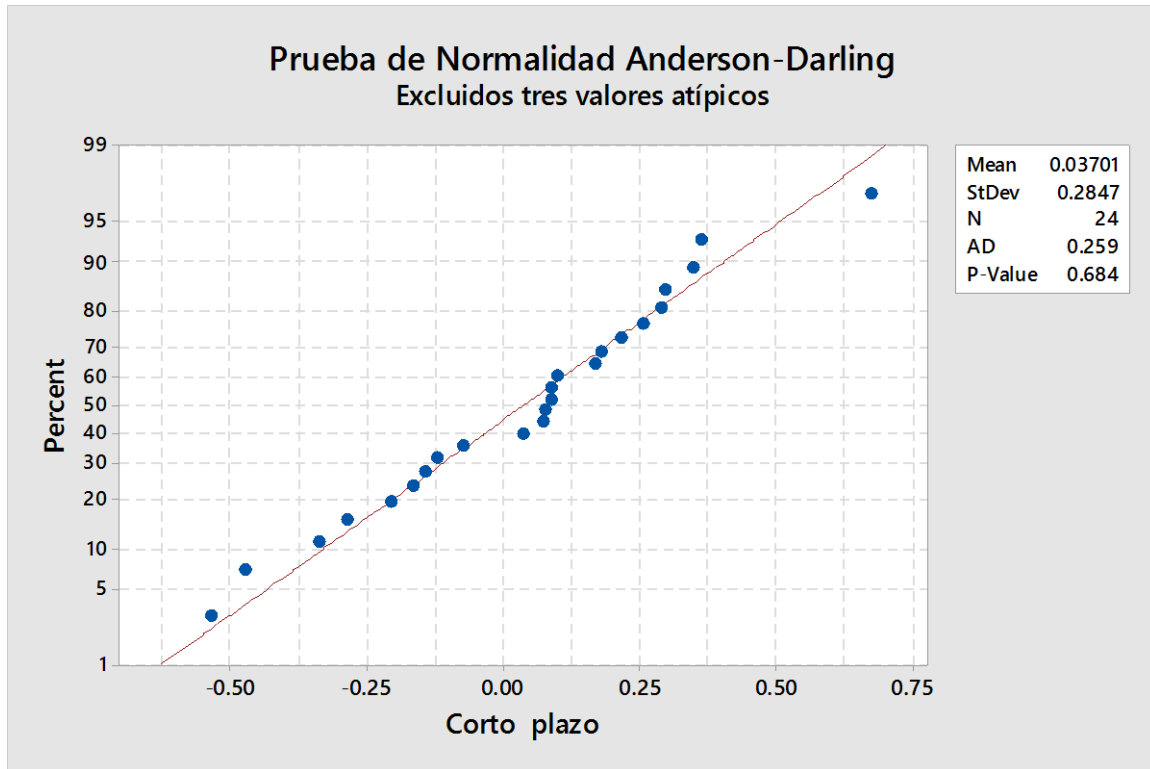


Figura 61. Prueba de normalidad para el corto plazo sin valores atípicos
(Graficación realizada con el programa Minitab)

Excluyendo los valores atípicos, se puede decir que los resultados de los incrementos de frecuencia tienen un comportamiento normal. De la población de intervenciones a pozos, se ha tomado una muestra de 24 indicadores, que presentan una media muestral de 0.037 y una desviación estándar de 0.2847. Se utiliza esta información para rechazar o no la hipótesis nula.

Una manera de escribir las hipótesis nula y alternativa correspondientes al corto plazo es la siguiente.

Ho: Promedio muestral ≤ 0

Ha: Promedio muestral > 0

Se utiliza el estadístico “t” de una cola superior y un nivel de significancia del 5% para rechazar o no la hipótesis nula. Para ese nivel de significancia, el valor crítico de

aceptación es 1.7139, y el valor de t calculado es 0.6369 (Figura 62). En vista de que 0.6369 es menor que 1.7139 se concluye que no hay suficiente evidencia para rechazar la hipótesis nula, a pesar de que el promedio de trabajos es financieramente positivo. Por lo tanto no se confirma la hipótesis de investigación de que en el corto plazo la mayoría de intervenciones son financieramente positivas.

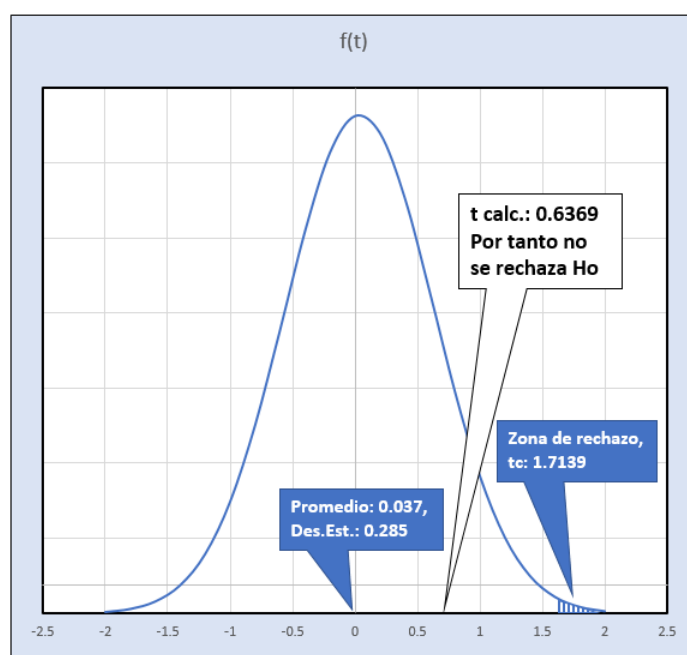


Figura 62. Prueba de hipótesis para el corto plazo

Mediano Plazo

Para probar la segunda parte de la hipótesis general de la investigación, se plantea la hipótesis nula de que cuando se realiza un incremento de frecuencia en el mediano plazo, en la mitad o mas de los casos los resultados serán financieramente positivos. La hipótesis alternativa será que en la mayoría de los casos los resultados serán negativos.

H_0 : Resultados positivos en el mediano plazo $\geq 50\%$

H_a : Resultados negativos en el mediano plazo $> 50\%$

Se debe notar que en este caso las hipótesis nula y alternativa difieren de las planteadas en el corto plazo para aplicar la norma comúnmente utilizada en prueba de hipótesis de que la hipótesis alternativa coincide con la hipótesis de investigación.

Para confirmar o no la hipótesis nula, se utiliza el análisis estadístico, partiendo del histograma de frecuencias de los resultados financieros en el mediano plazo.

Tabla 27. Ordenamiento de los datos para preparar el histograma de frecuencias

Completación	Mediano plazo	(xi-x)²	
CYBB-017UI	-1.04	0.51	
CYBD-039TS	-0.83	0.26	
CYBE-031US	-0.62	0.09	
CYBK-025UI	-0.56	0.06	
CYBC-021TS	-0.54	0.05	
CYBC-013UI	-0.48	0.03	
SNSE-017US	-0.45	0.02	
CYBK-058TS	-0.45	0.02	
SNSB-012UM	-0.41	0.01	
CYBC-060UI	-0.40	0.01	
CYBG-042US	-0.38	0.00	
CYB-014UI	-0.29	0.00	
CYBI-044UI	-0.12	0.04	
CYBG-052UI	0.01	0.11	
CYBH-055UM	0.09	0.17	
CYBD-040US	0.20	0.27	
CYBC-024UI	0.20	0.28	
CYBC-034UI	0.28	0.36	
CYBD-037US	0.75	1.14	(*)
CYBI-043UM	1.02	1.79	(*)
CYBI-047UI	1.98	5.31	(*)
SNSB-016US	2.32	6.97	(*)
CYBK-062UI	2.43	7.57	(*)
CYBD-038UI	3.48	14.45	(*)
SNSA-013US	4.84	26.60	(*)
CYBI-053US	5.51	33.96	(*)
CYBD-022UI	8.83	83.73	(*)
Promedio:	-0.322		

En base a los datos de la tabla anterior se prepara el histograma de frecuencias, que se presenta en la figura siguiente.

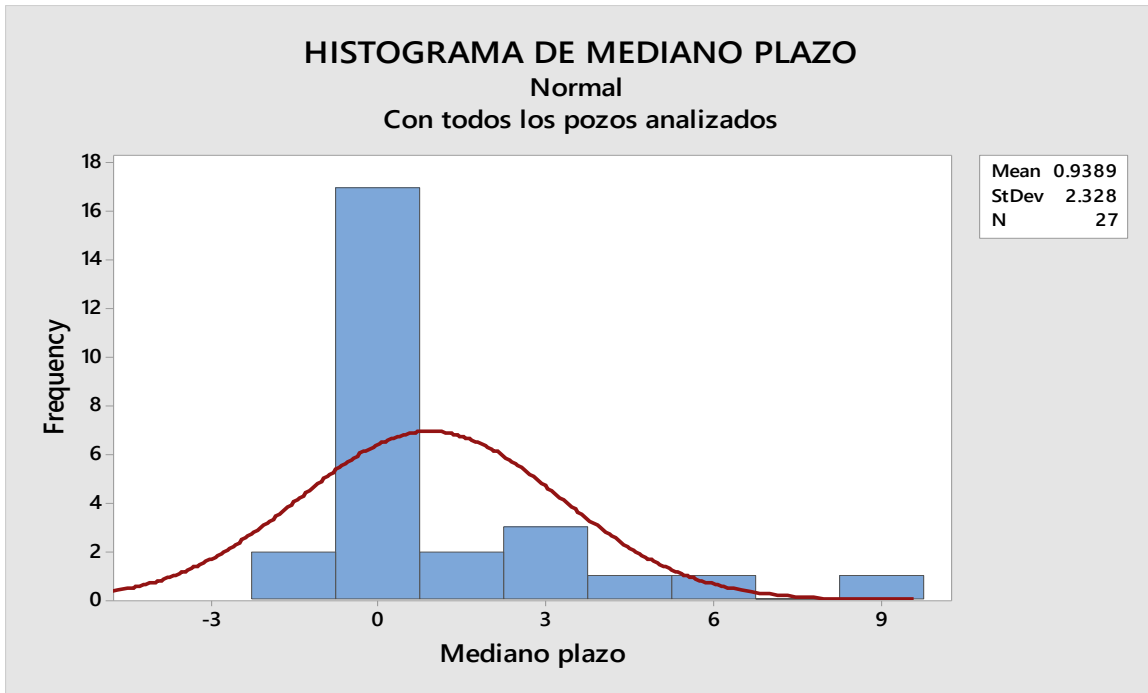


Figura 63. Histograma de frecuencia de resultados en el mediano plazo con todos los valores
(Graficación realizada con el programa Minitab)

Con el fin de comprobar si los datos se acercan a una distribución normal, se realiza la prueba de normalidad de Anderson-Darling

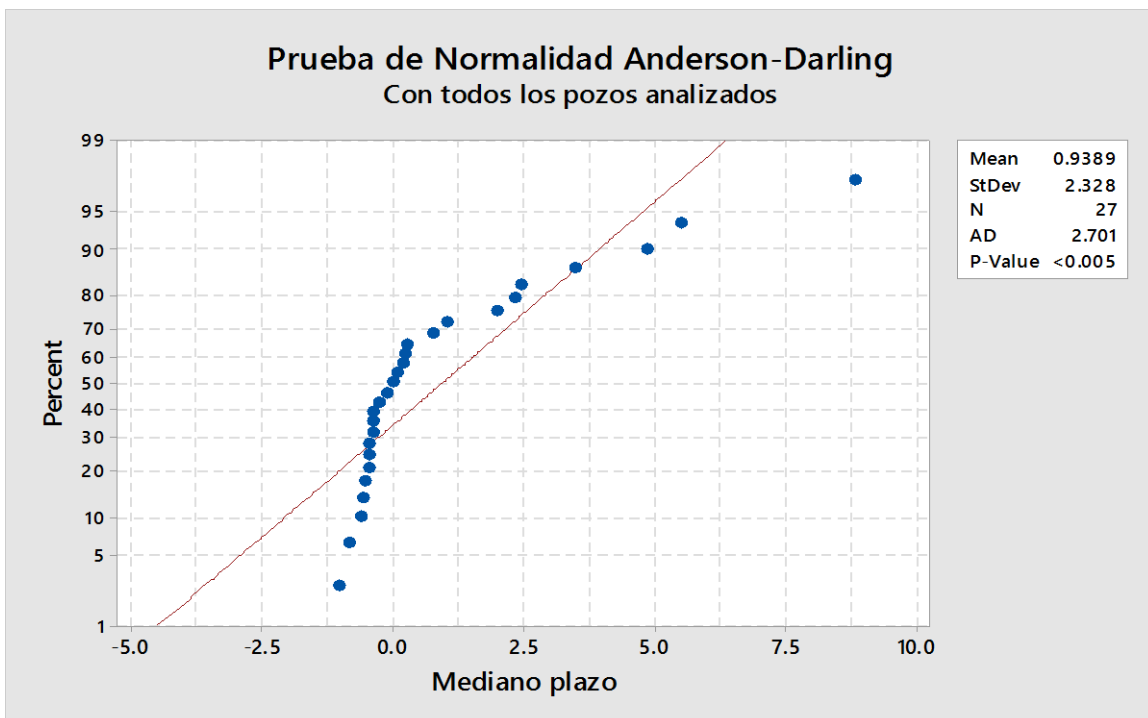


Figura 64. Prueba de normalidad para el mediano plazo con todos los valores
(Graficación realizada con el programa Minitab)

El gráfico indica que existen nueve puntos superiores atípicos, los cuales son eliminados con el fin de tener una distribución normal. Eliminando estos nueve puntos, obtenemos el siguiente histograma de frecuencias.

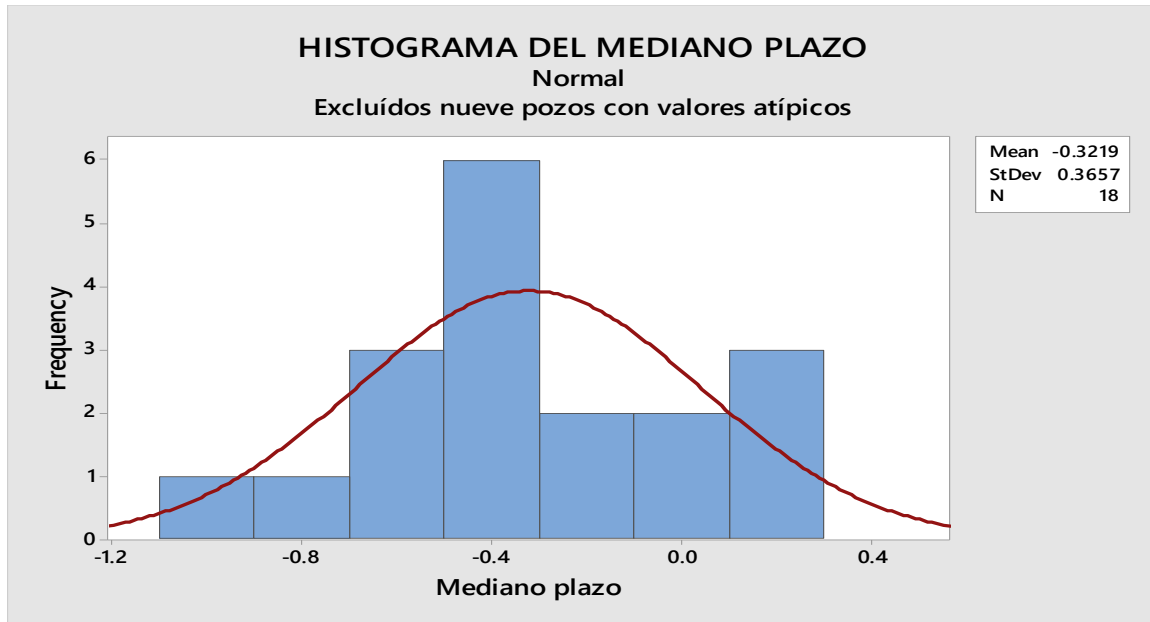


Figura 65. Histograma de frecuencia de resultados en el mediano plazo excluyendo nueve valores (Graficación realizada con el programa Minitab)

La prueba de normalidad correspondiente cuando se eliminan nueve valores atípicos, se presenta a continuación.

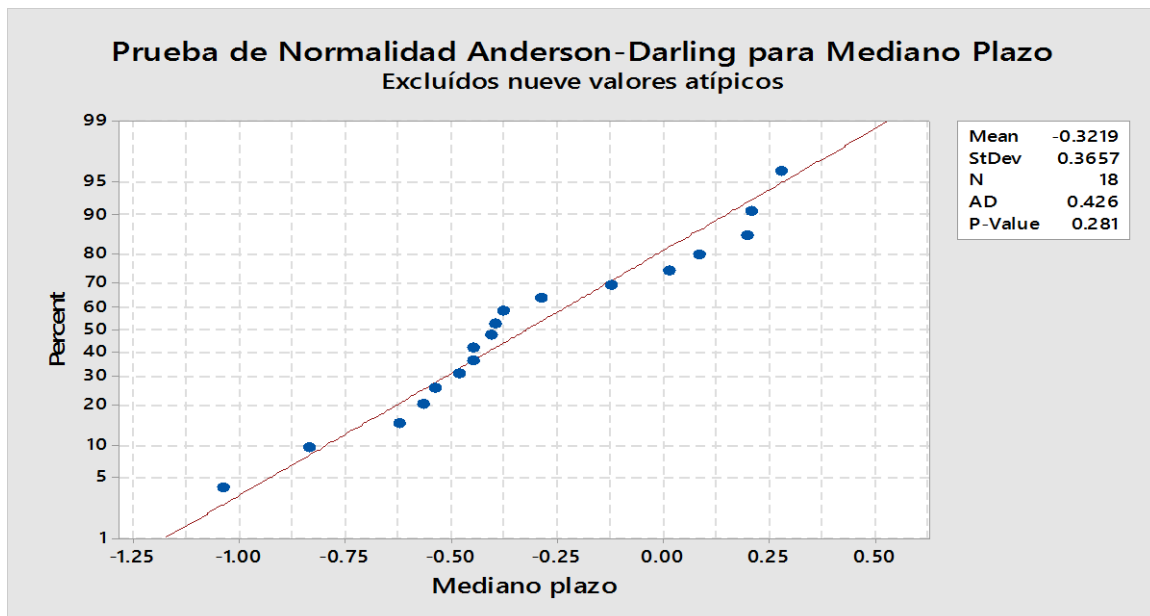


Figura 66. Prueba de normalidad para el mediano plazo sin valores atípicos (Graficación realizada con el programa Minitab)

Excluyendo los valores atípicos, se puede decir que los resultados de los incrementos de frecuencia en el mediano plazo tienen un comportamiento normal. De la población de indicadores de intervención a pozos, se ha tomado una muestra de 18 indicadores, que presentan una media muestral de -0.3219 y una desviación estándar de 0.3657. Se utiliza esta información para rechazar o no la hipótesis nula.

Una manera de escribir las hipótesis nula y alternativa correspondientes al mediano plazo es la siguiente.

Ho: Promedio muestral ≥ 0

Ha: Promedio muestral < 0

Se utiliza el estadístico “t” de una cola inferior y un nivel de significancia del 5% para rechazar o no la hipótesis nula. Para ese nivel de significancia, el valor crítico de aceptación es -1.7396, y el valor de t calculado es -3.7345 (Figura 67). En vista de que -3.7345 es menor que -1.7396 se concluye que se rechaza la hipótesis nula, es decir que se confirma la parte de la hipótesis de investigación de que en el mediano plazo la mayoría de trabajos serán negativos financieramente.

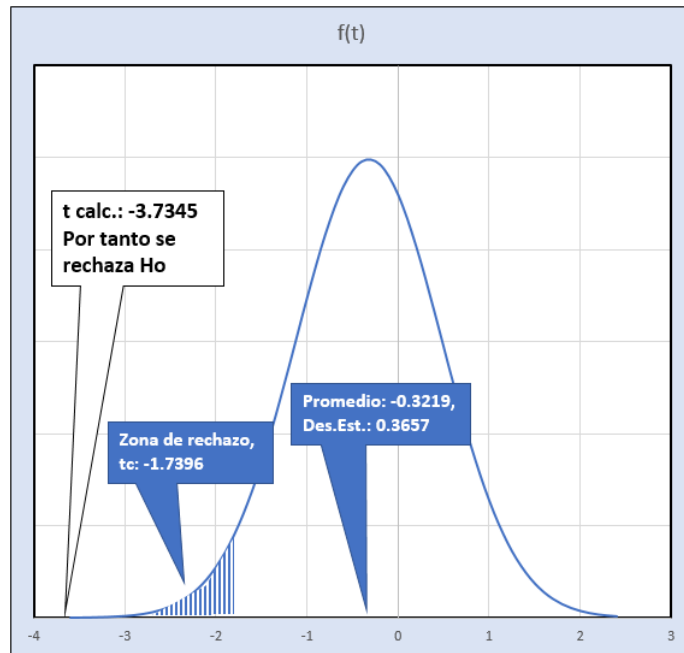


Figura 67. Prueba de hipótesis para el mediano plazo

4.7 Discusión de resultados

4.7.1 Análisis de los resultados de intervención por reservorio

El análisis estadístico con el fin de determinar si los resultados de la intervención en los pozos dependen del yacimiento al cual se está interviniendo indicó que en el corto plazo se espera un mayor porcentaje de éxito en intervenciones realizadas en pozos productores del reservorio T Superior. En el mediano plazo se espera un mayor porcentaje de éxito en intervenciones realizadas en pozos productores del reservorio U Media. También se puede inferir que se espera porcentajes de éxito bajos en U Media en el corto plazo y T Superior en el largo plazo.

4.7.2 Análisis de las diferencias del VAN con y sin intervención

El resultado del valor actual neto del flujo de caja sin intervención al pozo menos el valor actual neto del flujo de fondos con intervención al pozo se diferencia del valor relativo que se incluye como indicador del Cuadro de Mando Integral, porque este último se lo obtiene dividiendo la diferencia de VAN para el valor actual neto del flujo de caja sin intervención.

Cuando se analiza las diferencias de valor actual neto absoluto, los valores obtenidos en ciertos pozos pueden tener demasiada influencia en los promedios, porque no es lo mismo intervenir a un pozo que produce 100 Bppd que a un pozo que produce 500 Bppd, este segundo tendrá una influencia probablemente cinco veces mayor que el anterior. Por este motivo, se pueden presentar diferencias de interpretación si se analizan valores absolutos o valores relativos.

Corto Plazo

En el corto plazo la sumatoria de las diferencias de valor actual neto absoluto da un valor de 7,804 MUSD (7.8 Millones de dólares) para los 27 pozos analizados, lo cual indica que el promedio esperado de ganancia en el corto plazo, para un pozo que se someta al proceso de intervención, es de 289 MUSD.

Si se eliminan los valores extremos, con un valor absoluto mayor a 1,000 MUSD, correspondientes a las completaciones CYBC-034UI, CYBD-037US y SNSB-016US, el promedio esperado de ganancia en el corto plazo, para un pozo que se someta al proceso de intervención, es de 80 MUSD.

Mediano Plazo

En el mediano plazo la sumatoria de las diferencias de valor actual neto absoluto da un valor de -32,705 MUSD (32.7 Millones de dólares que se dejan de ganar) para los 27 pozos analizados, lo cual indica que el promedio esperado de pérdida en el mediano plazo, para un pozo que se someta al proceso de intervención, es de 1,211 MUSD.

Si se eliminan los valores extremos, con un valor absoluto mayor a 8,000 MUSD, correspondientes a las completaciones CYBK-058TS y SNSB-012UM, el promedio esperado de pérdida en el mediano plazo, para un pozo que se someta al proceso de intervención, es de 298 MUSD.

4.7.3 Análisis de promedios de valores de rentabilidad diferencial relativa

El valor de rentabilidad diferencial relativa se lo obtiene dividiendo el valor absoluto para el valor actual neto del flujo de caja sin intervención al pozo. Los valores de rentabilidad diferencial relativa, son incluidos como indicadores en el Cuadro de Mando Integral.

Corto Plazo

En el corto plazo el promedio de rentabilidad relativa, para un pozo que se someta al proceso de intervención, fue 0.366, es decir que la rentabilidad fue 36.6% mayor a la que se hubiera obtenido si no se intervenía a los pozos.

Si se eliminan los valores atípicos, con valores de rentabilidad relativa mayores a 1.00, correspondientes a las completaciones CYBD-037US, CYBD-038UI y SNSB-016US, el promedio de rentabilidad relativa en el corto plazo, es de 0.037, que es un valor muy cercano al valor de cero.

En el primer caso el valor es positivo, sin embargo, si se excluyen los valores atípicos, la prueba de hipótesis indica que no se puede asegurar que se va a obtener una ganancia en el corto plazo al realiza un incremento de frecuencia.

Mediano Plazo

En el mediano plazo el promedio de rentabilidad relativa, para pozos intervenidos, es de 0.939. Este resultado contrasta con el resultado de valores absolutos, en el cual el promedio es negativo. La diferencia se debe a que en la rentabilidad relativa, se acentúa

el efecto de los valores positivos que alcanzan porcentajes superiores al 200% y que son los que arrastran la tendencia al valor promedio positivo.

Si se eliminan los nueve valores atípicos, superiores a 1.00, correspondientes a las completaciones CYBD-037US, CYBI-043UM, CYBI-047UI, SNSB-016US, CYBK-062UI, CYBD-038UI, SNSA-013US, CYBI-053US y CYBD-022UI, el promedio esperado de rentabilidad relativa en el mediano plazo, para un pozo que se someta al proceso de intervención con incremento de frecuencia, es de -0.322, lo que significa que se tendría pérdida financiera. La diferencia con el promedio obtenido con todos los pozos, indica que en el mediano plazo, existe alta incertidumbre sobre la rentabilidad financiera al someter un pozo a incremento de frecuencia de la BES.

4.7.4 Análisis del efecto del tipo de empuje

Los resultados indican que en el corto plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con proyecto menos VAN sin proyecto da valores positivos mayores cuando se interviene pozos con empuje de agua lateral. Esto indica que como regla de actuación, si se prioriza el corto plazo, las empresas operadoras deben evitar realizar incrementos de frecuencia en pozos que producen de reservorios con empuje de agua de fondo como es el caso de la arenisca U Inferior del campo Cuyabeno-Sansahuari.

En el mediano plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con proyecto menos VAN sin proyecto da valores negativos superiores cuando se interviene pozos productores de reservorios con empuje de agua lateral. Por tanto, si se prioriza el mediano plazo, la empresa operadora debe tener presente que los incrementos de frecuencia en pozos que producen de reservorios con empuje de agua lateral, pueden ser mas perjudiciales que las intervenciones en pozos productores de reservorios con empuje de agua de fondo.

4.7.5 Análisis del efecto del BSW de partida

Los resultados indican que en el corto plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con proyecto menos VAN sin proyecto da valores superiores cuando se incrementa frecuencias en pozos con BSW menores al 80%. Por tanto, si se prioriza el corto plazo, la empresa operadora debe propender a realizar incrementos de frecuencia en pozos con bajo BSW.

En el mediano plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con proyecto menos VAN sin proyecto da valores negativos en los dos casos, cuando se interviene pozos con BSW

menores y mayores al 80%, pero los valores son mas negativos en casos de BSW menores al 80%. Por tanto, si se prioriza el mediano plazo, la empresa operadora debe tener presente que, sin importar el BSW del pozo, los incrementos de frecuencia no contribuyen a los objetivos empresariales e inclusive puede ser más desfavorable financieramente, intervenir pozos con BSW bajos.

4.7.6 Análisis de pruebas de hipótesis

En base a la información del Cuadro de Mando Integral por pozo, considerando los indicadores de rentabilidad relativa, se plantearon dos hipótesis nulas con el fin de comprobar que los incrementos de frecuencia en pozos con levantamiento artificial tipo BES son positivos en el corto plazo pero en el mediano plazo no contribuyen a la estrategia empresarial.

Las pruebas de hipótesis han sido aplicadas a los resultados obtenidos en pozos intervenidos, sin considerar los valores atípicos en el corto y mediano plazos, de tal manera que el comportamiento corresponda a una curva normal.

En el corto plazo, la hipótesis nula de que los resultados negativos serán mayores al 50% no se rechaza pues no hay la suficiente evidencia para hacerlo, consecuentemente no se confirma la hipótesis alternativa de que los resultados positivos en el corto plazo serán mayores que el 50%. Para el mediano plazo, no se acepta la hipótesis nula de que los resultados positivos serán mayores al 50%, por lo que se confirma la hipótesis alternativa de que en el mediano plazo los resultados negativos serán mayores al 50%.

Las pruebas de hipótesis realizadas utilizando el indicador de rentabilidad relativa, permiten comprobar parcialmente la hipótesis de investigación. Existe evidencia estadística para afirmar que en el mediano plazo (Ocho años) los incrementos de frecuencia afectan negativamente la rentabilidad de la empresa, sin embargo no existe suficiente evidencia estadística para afirmar que en el corto plazo (Un año) los incrementos de frecuencia permiten un incremento de producción de petróleo.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Las medidas operativas tomadas por Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari, para contrarrestar los efectos de la baja del precio del petróleo en el mercado internacional fueron fundamentalmente el incremento de frecuencia en pozos con sistemas de levantamiento artificial tipo BES.

En el corto plazo, en 18 de los 27 pozos intervenidos, la producción de petróleo y por tanto el Valor Actual Neto con intervención es mayor que el Valor Actual Neto sin intervención. Lo cual indica que en más de la mitad de los casos la decisión de intervenir los pozos fue financieramente positiva.

En el mediano plazo, en 13 de los 27 pozos, el Valor Actual Neto con intervención es mayor que el Valor Actual Neto sin intervención, lo cual indica que en el mediano plazo, la decisión de intervenir los pozos e incrementar la frecuencia de los mismos, no es rentable en más de la mitad de los casos.

El tipo de empuje influye en los resultados de las intervenciones a pozos con incremento de frecuencia: Los resultados indican que en el corto plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con intervención menos VAN sin intervención da valores positivos menores cuando se incrementa frecuencias de la BES en pozos con empuje de agua de fondo.

El porcentaje de BSW de partida influye en los resultados de las intervenciones a pozos: Los resultados indican que en el corto plazo, la sumatoria de las diferencias de VAN con proyecto menos VAN sin proyecto da valores superiores cuando se incrementa frecuencias en pozos con BSW menores al 80%.

La prueba de hipótesis realizada con los valores de rentabilidad incremental relativa en el corto plazo, indica que no existe evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula de que los resultados negativos son mayores al 50%.

Para el mediano plazo, la prueba de hipótesis indica que existe suficiente evidencia para rechazar la hipótesis nula de que los resultados positivos son mayores al 50%, por lo que se confirma la hipótesis alternativa de que en el mediano plazo los resultados negativos son mayores al 50%.

Los resultados permiten comprobar parcialmente la hipótesis de investigación, de que los incrementos indiscriminados de frecuencia en pozos con levantamiento artificial eléctrico afectan negativamente a la rentabilidad financiera de la empresa en el mediano plazo, sin embargo no existe suficiente evidencia estadística para afirmar que en el corto plazo los incrementos de frecuencia permiten un incremento de producción de petróleo

Los indicadores de gestión de rentabilidad incremental relativa muestran que el desempeño de la empresa estatal Petroamazonas EP en el campo Cuyabeno-Sansahuari, considerando las medidas operativas frente a la baja de precios del petróleo, en los años 2015 y 2016, fue neutral a positivo en el corto plazo, pero negativo en el mediano plazo.

La lección aprendida que deja el presente estudio es que los incrementos de frecuencia en los pozos con sistema de bombeo tipo BES deben realizarse tomando en cuenta los objetivos de la empresa tanto en el corto plazo y también los objetivos estratégicos en el mediano plazo.

5.2 Recomendaciones

Incorporar el indicador de rentabilidad financiera relativa de intervención a pozos en el corto y mediano plazos, en el Cuadro de Mando Integral de la empresa Petroamazonas EP, con el fin de evaluar los resultados de intervenciones en pozos de una manera sistemática y mejorar la calidad de las inversiones de la empresa.

Minimizar el número de incrementos de frecuencia en pozos que producen de reservorios con empuje de agua de fondo como es el caso de la arenisca U Inferior del campo Cuyabeno-Sansahuari, puesto que en el corto plazo son menos rentables que los realizados en pozos con empuje de agua lateral.

Propender a realizar incrementos de frecuencia en pozos con bajo BSW que resultan más rentables en el corto plazo. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que, si bien el incremento de frecuencia en pozos con bajo BSW es beneficioso en el corto plazo, en el mediano plazo puede producir resultados financieros negativos.

Aplicar el procedimiento de análisis de curvas de declinación, evaluación financiera con proyecto y sin proyecto y análisis estadístico, para evaluar resultados de otros eventos operacionales como cambios de zona, fracturamientos, repunzonamientos, así como los resultados de la aplicación de contratos de prestación de servicios firmados en la última década.

Realizar el análisis económico con pronósticos de producción antes de ejecutar las intervenciones en pozos, considerando los escenarios del corto y mediano plazos, con el fin de optimizar el uso de los recursos empresariales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Activo Cuyabeno. (2018). *Informe de reservas y Recursos del Activo Cuyabeno al 31 de diciembre 2017*. Quito: Petroamazonas EP.
- Anderson, D. R., Sweeney, D. J., & Williams, T. A. (2008). *Estadística para administración y economía* (10a. ed.). (S. R. González, Ed., & M. d. Roa, Trad.) México, D.F., México: Cengage Learning Editores, S.A.
- Arps, J. J. (1944). Analysis of Decline Curves. *Petroleum Technology*, 228 - 247.
- Cosentino, L. (2001). *Integrated Reservoir Studies*. Paris, Francia: Institut Francais du Petrole Publications.
- Dake, L. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. The Hague, The Netherlands: Elsevier Science B.V.
- Economides, M. J. (2013). *Petroleum Production Systems* (2nd ed. ed.). Westford, Massachusetts: Pearson Education, Inc.
- Erreyes, F. F. (2013). *Diseño de un plan estratégico basado en el Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard) y orientado a la innovación de la Dirección de Supervisión y Control del Conelec*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Fontaine, E. R. (2008). *Evaluación Social de Proyectos*. México: Pearson Educación de México S.A.
- González, M. M., & Erazo, H. J. (2014). *Aplicación de la filosofía de gestión Lean y un Cuadro de Mando Integral en la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP para ampliar el mercado del servicio de internet en la provincia de Pichincha*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Granja, D. E. (2008). *Propuesta de un Cuadro de Mando Integral que incorpore indicadores del Sistema de Gestión de Calidad y Sistema de Salud y Seguridad Ocupacional de la Cía. Insepeca (Servicios e Inspecciones Petroleras Cabrera)*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

- Guevara, S. A., & León, M. G. (2006). *Diseño de un cuadro de mando integral (Balanced Scorecard) para el área de embotellado de la empresa Cervecería Andina S.A.* Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2010). *Metodología de la Investigación* (Quinta ed.). Mexico D.F.: McGraw-Hill / Interamericana Editores, S.A.
- Jiménez, M. A. (2007). *Diseño del Cuadro de Mando Integral (CMI) para la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Kaplan, R. S. (2010). Conceptual Foundations of the Balanced Scorecard. *Harvard Business School (Working paper 10-074)*, 1-36.
- Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (1996). *Translating Strategy into Action: Balanced Scorecard*. Boston, Massachusetts, USA: Harvard Business School Press.
- Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (2004). Putting the Balanced Scorecard to Work. *Harvard Business Review*, 2-18.
- Levin, R. I., & Rubin, D. S. (2004). *Estadística para Administración y Economía* (Séptima ed.). (M. G. Osuna, Trad.) México: Pearson Educación. Obtenido de ISBN: 970-26-0497-4
- OPEC. (October de 2015). Crude Oil Price Movements. *Monthly Oil Market Report*, 5-11.
- OPEC. (2016). *Annual Statistical Bulletin*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Viena, Austria: OPEC.
- OPEC. (2017). *World Oil Outlook 2017-2040*. Viena, Austria: Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- OPEC. (2018a). *Annual Statistical Bulletin 2017*. Viena, Austria: Organization of the Production Exporting Countries.
- OPEC. (2018b). *Monthly Oil Market Report, 12 February 2018*. Viena, Austria: Organization of the Petroleum Exporting Countries.

- Orbe, A. (2012). *Diseño y Desarrollo del Cuadro de Mando Integral como herramienta de control estratégico en una empresa de servicios de telecomunicaciones del Ecuador*. Quito, Ecuador: Universidad Andina Simón Bolívar.
- Petroamazonas EP. (2016). *Reporte Gerencial 2016*. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (12 de Junio de 2018a). *Intranet PAM: Nosotros Quiénes somos?*
Obtenido de <http://intranetpam/institucion/quienes-somos>
- Petroamazonas EP. (2018c). *Información campo Cuyabeno-Sansahuari ronda Campos Oil & Gas 2018*. Quito: Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP Finanzas. (2018). *Evaluación económica de las reservas del Activo Cuyabeno*. Quito: Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP Gerencias de Activos. (2016). *Informe Final de Estrategia Gerencias de Activos*. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- Prieto, C. A. (2010). *Análisis Financiero*. Bogotá, Colombia: Fundación para la Educación Superior San Mateo.
- Registro Oficial del Ecuador. (2 de Enero de 2013). Decreto Ejecutivo N° 1351-A. *Registro Oficial, Segundo Suplemento*. Quito, Pichincha, Ecuador: Registro Oficial de la República del Ecuador.
- Schlumberger. (2014). *OFM User Guide*. Quito, Ecuador: Schlumberger.
- Society of Petroleum Engineers SPE, AAPG, WPC y SPEE. (2007). *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*. SPE.
- Society of Petroleum Engineers SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. SPE.
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook, Third Edition*. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing.

ANEXOS

Anexo 1. Definición de Indicadores Generales

(Tomado del Informe Final de Estrategias de Petroamazonas EP)

INDICADOR #1

Denominación	PRODUCCIÓN DE CRUDO
Definición	Muestra la producción de petróleo de campo de Petroamazonas en barriles acumulados por día, registrada para cada Activo.
Indicador	Producción acumulada real de petróleo en barriles por día, registrada para cada Activo.
Target	100 % del Presupuesto de producción de petróleo acumulado en barriles por día (sin considerar la de Pozos Exploratorios generalmente no presupuestada), para cada Activo:
Tolerancia	2.5%
Responsable	Gerentes de Activos.
Interpretación:	Es positivo cuando supera el target
Dimensiones	1) Compañía, Activo, Campo, Pozo 2) Año, Mes, Día 3) Crudo (Volúmenes)
Periodicidad / Fecha Carga	Diaria
Métricas	Bppd (Barriles promedio por día)
Fuente Actual	EDM (DB Oracle) LOCACIONES
Fuente Target	Automático
Responsable de Manual	N/A
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar el último mes del período
Reportes	<i>Para todos los Activos / Campos:</i>
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	-Produccion Indicador -Cubo Produccion (Sin Exploratorios)
Peso del Indicador	Peso = 20% Objetivo = Crecimiento
Observación	Este indicador es un Short Cut al indicador PRODUCCIÓN DE PETROAMAZONAS en el BSC de PAM EP
Otros	N/A

INDICADOR # 2

Denominación	MANEJO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN Y OTRAS AGUAS
Definición	Muestra en porcentaje el Volumen de Agua Inyectada y/o Reinyectada, en relación a la cantidad total de agua disponible para inyectar y/o reinyectar, conforme con cumplimiento de Normas de Protección Ambiental.
Indicador	Volumen Agua Reinyectada + Volumen Agua Inyectada / Volumen Agua Producida (de Formación) + Volumen Otras Aguas (dulce, grises, etc.)
Target	100%
Tolerancia	2.5 %
Responsable	Gerentes de Activos
Interpretación	On Target
Dimensiones	Compañía, Activo, Campo, Pozo Año, Mes, Día
Periodicidad / Fecha Carga	Diaria
Métricas	Ratio (%)
Fuente Actual	EDM (DB Oracle) LOCACIONES: - Gerencia de Operaciones Norte: ACTIVOS:
Fuente Target	Manual
Responsable de Manual	Gestores Analíticos Activos
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	No
Subtotales en List View	Debe mostrar el promedio del periodo
Reportes	<i>Para todos los Activos:</i>
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	Cubo Capacidad Recepción (Necesitará re-formatearse / nombrarse en función de nueva fórmula arriba descrita).
Peso del Indicador	Peso = 15% Objetivo = Crecimiento
Observación	Para fines de calcular el Manejo de Agua , es importante considerar los volúmenes de agua existentes en Tanques Deshidratadores de Crudo y Tanques de Almacenamiento, para determinar las diferencias entre lo captado vs lo finalmente inyectado y/o re-inyectado.
Otros	En estricta adhesión al cumplimiento de Normas de Protección Ambiental, las instalaciones del Activo deben garantizar el NO envío de agua al entorno.

INDICADOR #3

Denominación	REDUCCIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DE WO
Definición	Muestra la reducción del costo estándar de WO definido en base al costo promedio del año anterior.
Indicador	Costo Promedio Real de WO – OPEX en el Período.
Target	Costo estándar de WO promedio del año anterior
Tolerancia	10%
Responsable	Gerentes de Activos
Interpretación	Below
Dimensiones	N/A
Periodicidad / Fecha Carga	Anual
Métricas	US\$
Fuente Actual	ORACLE FINACIAL
Fuente Target	ORACLE FINANCIAL
Responsable de Manual	PLN&CDG
Responsable Aprobación	PLN&CDG
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar el último valor del período
Reportes	<u>Para todos los Activos:</u> ACTIVO - Reduccion Costo Estandar WO - por LOCACIÓN
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	Cubo Reduccion Costo Estandar WO
Peso del Indicador	Peso = 10 % Objetivo = Eficiencia

INDICADOR #4

Denominación	COSTO OPERATIVO
Definición	Muestra los costos operativos acumulados de los Activos, por barril de crudo producido.
Indicador	Gastos Reales Acumulados de las Gerencias de Activos que incluyen: (Gastos de Operación + Mantenimiento + Reacondicionamiento de Pozos) / Producción Acumulada Real por Activo.
Target	Gastos Presupuestados Acumulados de las Gerencias de Activos que incluyen: (Gastos de Operación + Mantenimiento + Reacondicionamiento de Pozos) / Producción Acumulada Presupuestada por Activo.
Tolerancia	5%
Responsable	Gerentes de Activos
Interpretación	Below
Dimensiones	Compañía, Activo, Campo Año, Mes 3) Compañía, Cuenta, Centro de costo, Locación (=Campo)
Periodicidad / Fecha Carga	Mensual
Métricas	US\$/Bbl
Fuente Actual	EDM (DB Oracle) y Oracle Financial (DB Oracle)
Fuente Target	Automático
Responsable de Manual	N/A
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar el último mes del periodo
Reportes	<i>Para todos los Activos:</i>
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	Cubo Costo Barril Activos (Sin Exploratorios)
Peso del Indicador	Peso = 15% Objetivo = Eficiencia
Observación	N/A
Otros	N/A

INDICADOR #5

Denominación	ÍNDICE DE ACCIDENTABILIDAD
Definición	Muestra el nivel de incidentes acumulados que se producen a nivel de las Gerencias de Activos.
Indicador	200.000 horas trabajadas * (n° de accidentes (importantes y significativos con afectación a las personas)) / Número de horas hombre (H-H Petroamazonas + H-H Contratistas) trabajadas totales.
Target	Por activo
Tolerancia	3%
Responsable	Gerentes de Activos
Interpretación	Below
Dimensiones	1) Compañía, Activo, Campo 2) Año, Mes
Periodicidad / Fecha Carga	Mensual
Métricas	Ratio
Fuente Actual	Sistema de Incidentes y condiciones substandard (DB Lotus Notes)
Fuente Target	Manual
Responsable de Manual	PLN & CDG
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar el último mes del período
Reportes	N/A
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	N/A
Peso del Indicador	Peso = 5% Objetivo = SSA
Observación	N/A
Otros	N/A

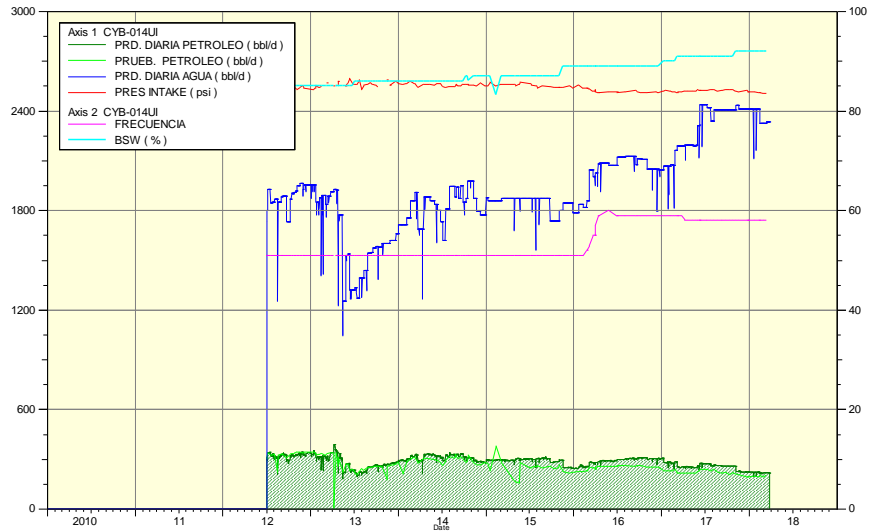
INDICADOR #6

Denominación	EXPEDIENTES ADMINISTRATIVOS
Definición	Mide la cantidad de expedientes administrativos levantados en contra de Petroamazonas EP, por organismos de control, debido a incumplimientos relacionados con cada uno de los Activos.
Indicador	Cantidad de expedientes administrativos levantados en contra de Petroamazonas EP, por organismos de control, debido a incumplimientos relacionados con cada uno de los Activos.
Target	0 expedientes
Tolerancia	1 expediente
Responsable	Gerentes de Activos
Interpretación:	OT
Dimensiones	Fecha Institución Categoría, Subcategoría
Periodicidad / Fecha Carga	Mensual
Métricas	Cantidad de Expedientes
Fuente Actual	Sistema de Correspondencia y Sistema de Trámites Legales
Fuente Target	Manual
Responsable de Manual	Gestores Analíticos Activos
Responsable Aprobación	N/A
Acumulado	SI
Subtotales en List View	Debe mostrar el último mes del periodo
Reportes	N/A
Mapa estratégico y Causa-Efecto	N/A
Cubo	Cubo Expedientes Administrativos
Peso del Indicador	Peso = 5% Objetivo = Marco Legal
Observación	N/A
Otros	N/A

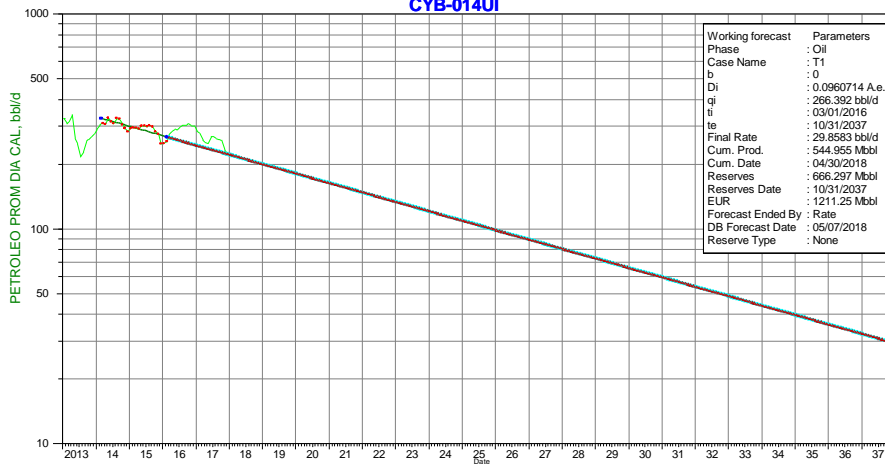
Anexo 2. Análisis de declinación de los pozos intervenidos

Pozo CYB-014 Reservorio UI

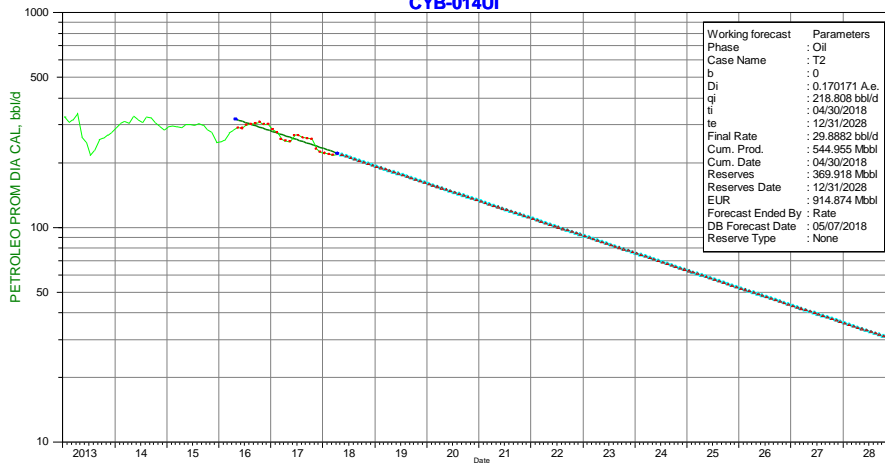
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYB-014UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYB-014UI



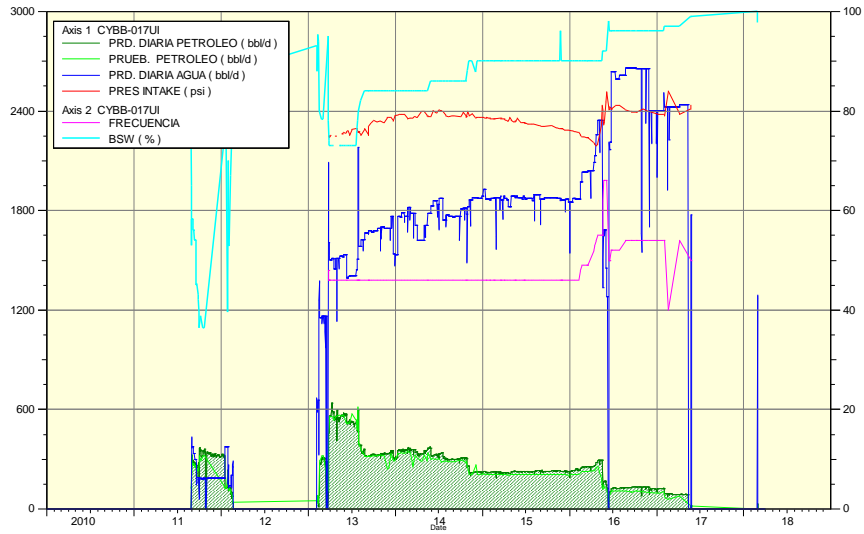
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYB-014UI



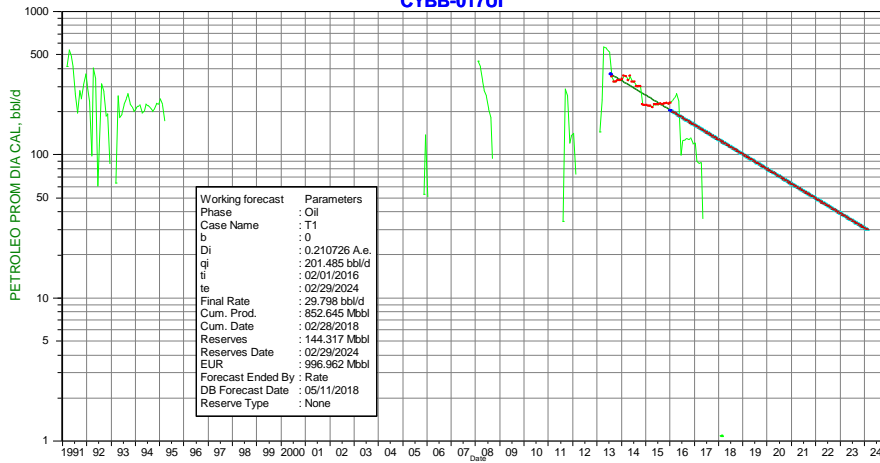
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBB-017 Reservorio UI

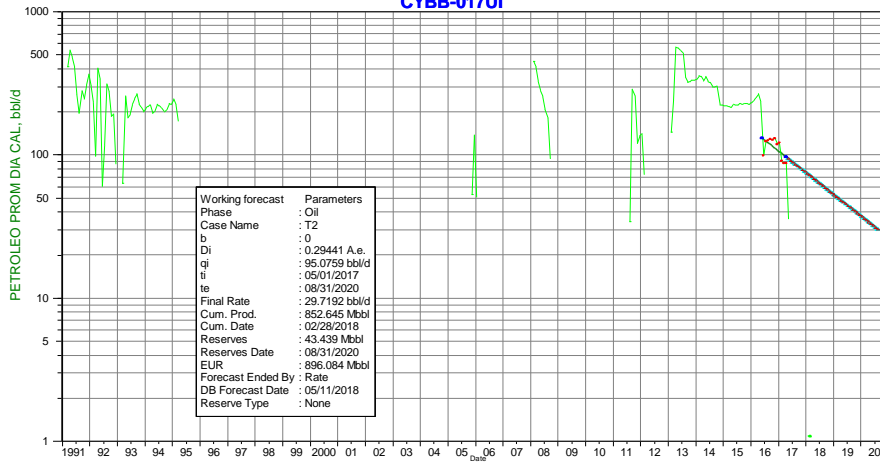
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBB-017UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBB-017UI



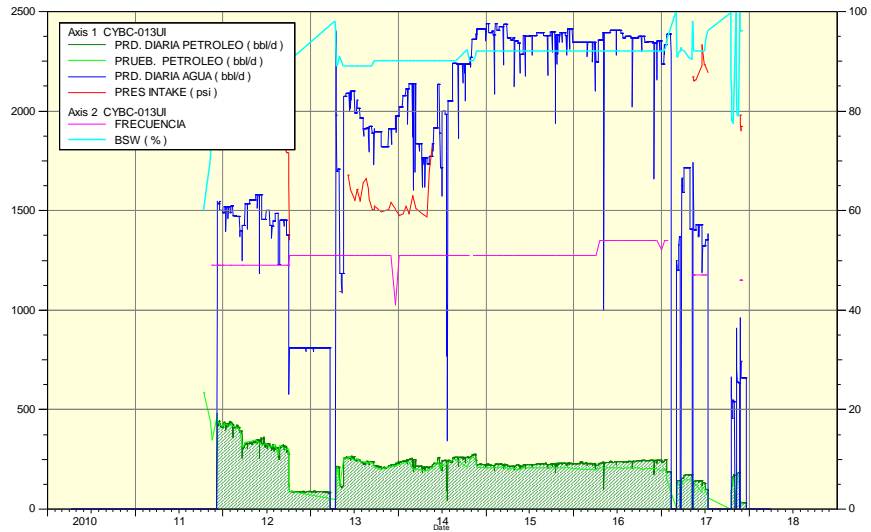
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBB-017UI



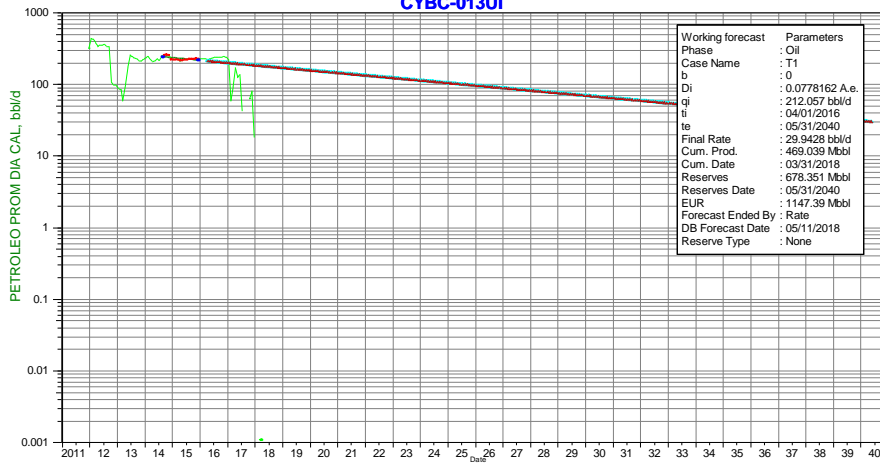
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBC-013 Reservorio UI

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBC-013UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-013UI



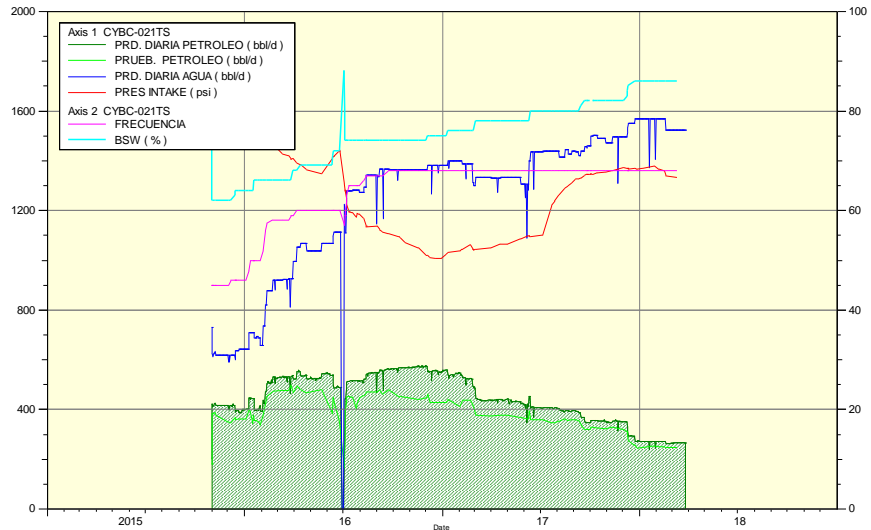
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-013UI



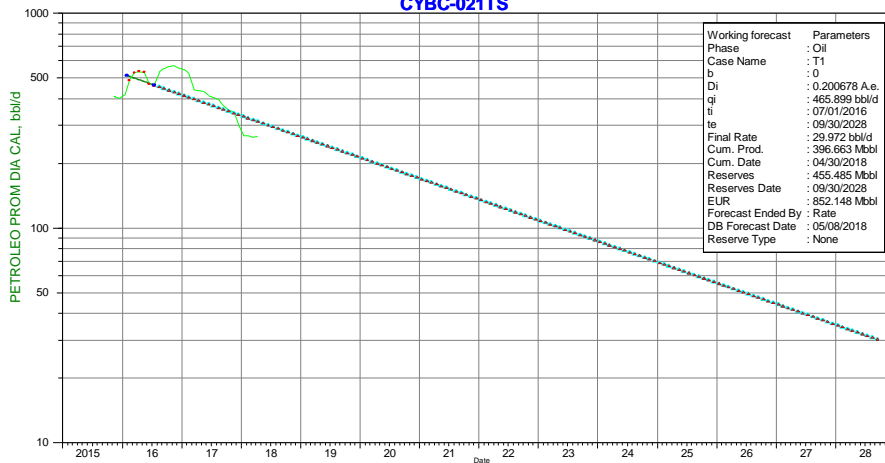
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBC-021 Reservorio TS

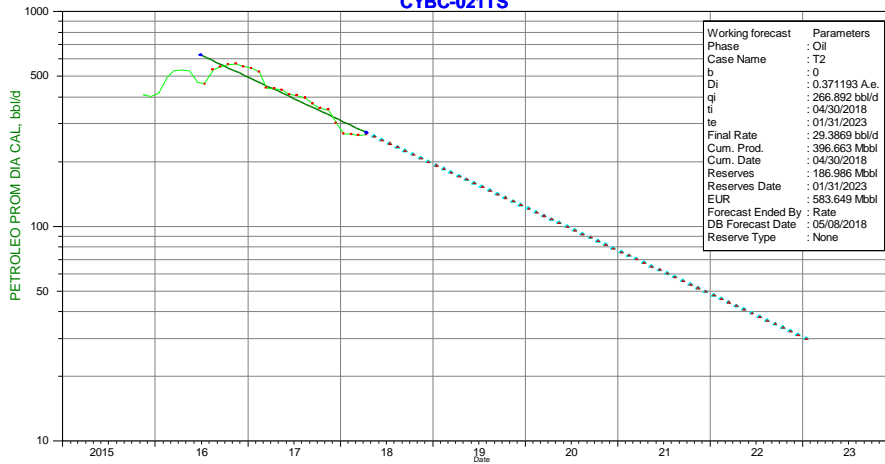
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBC-021TS



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-021TS



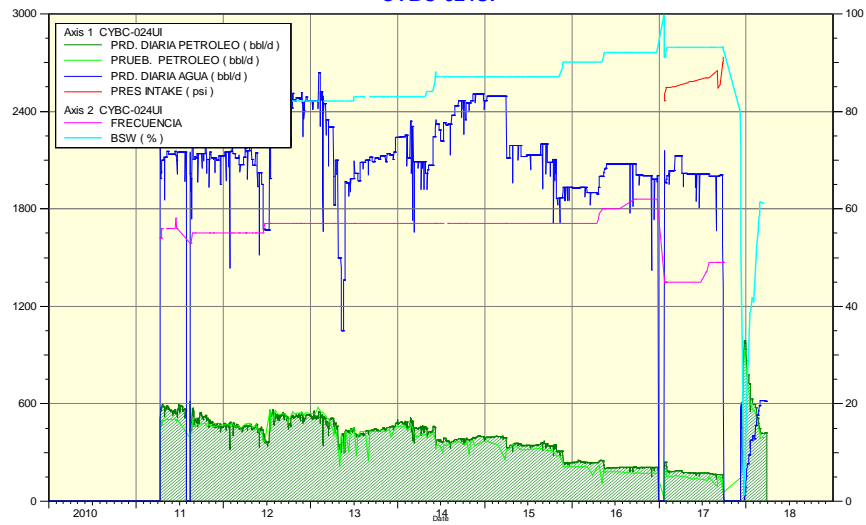
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-021TS



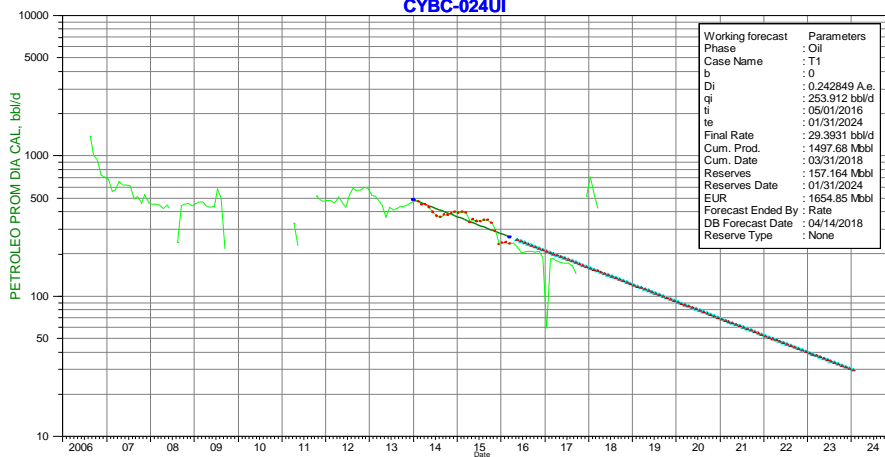
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBC-024 Reservorio UI

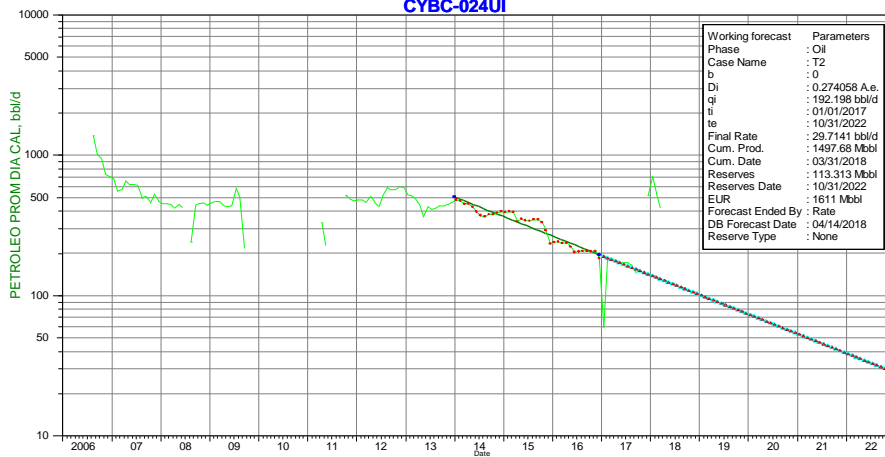
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBC-024UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-024UI



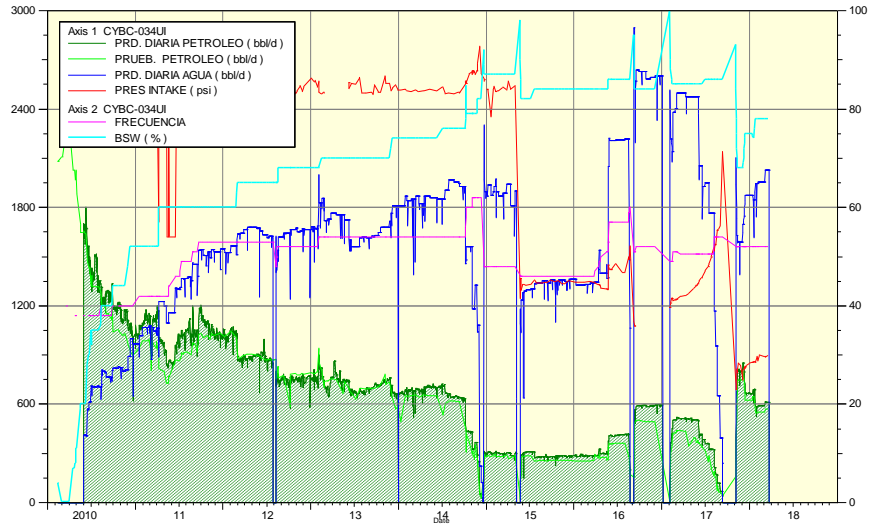
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-024UI



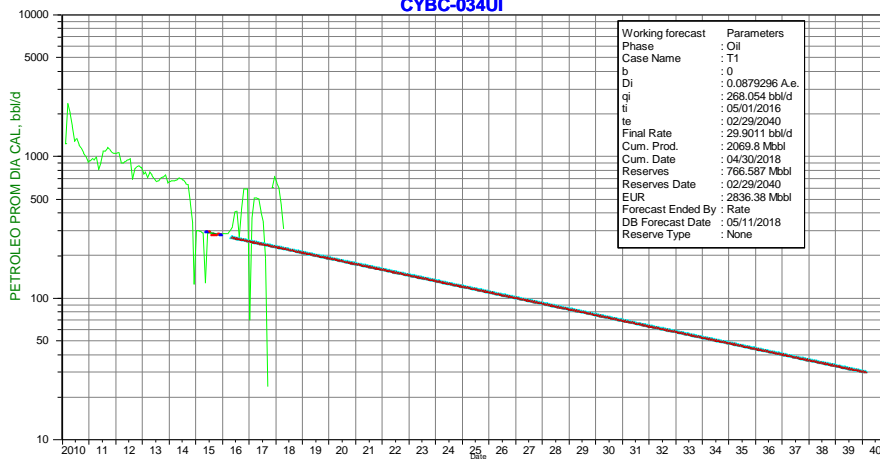
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBC-034 Reservorio UI

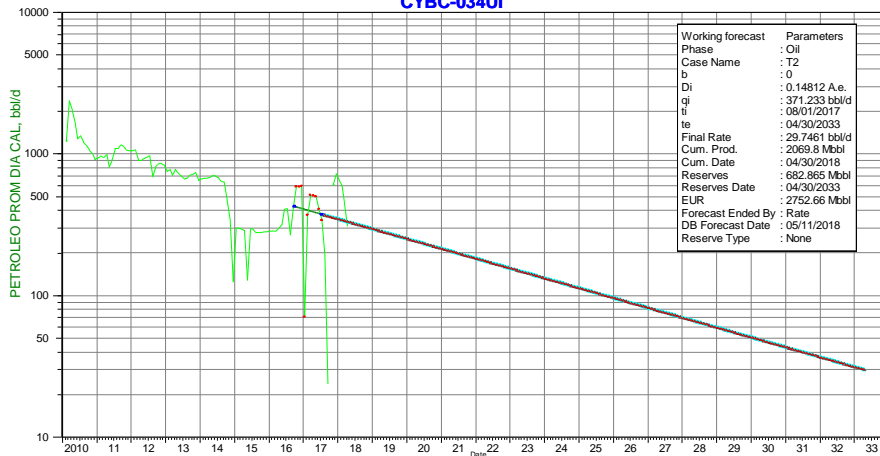
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBC-034UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-034UI



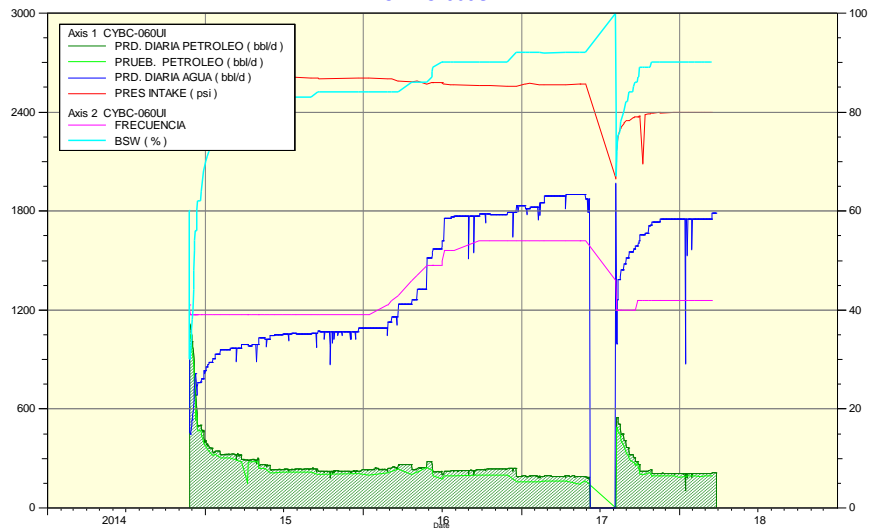
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-034UI



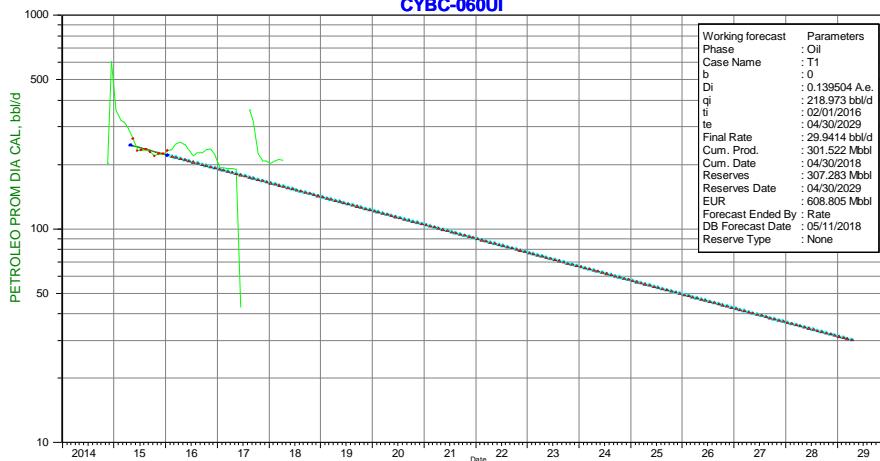
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBC-060 Reservorio UI

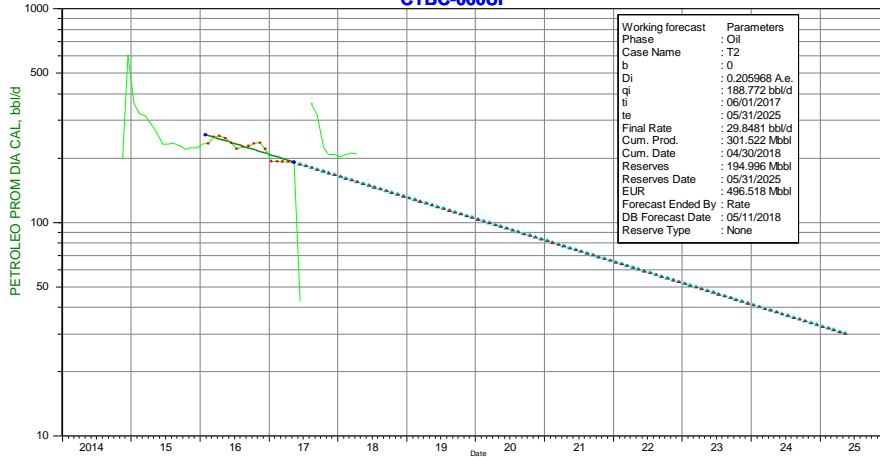
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBC-060UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-060UI



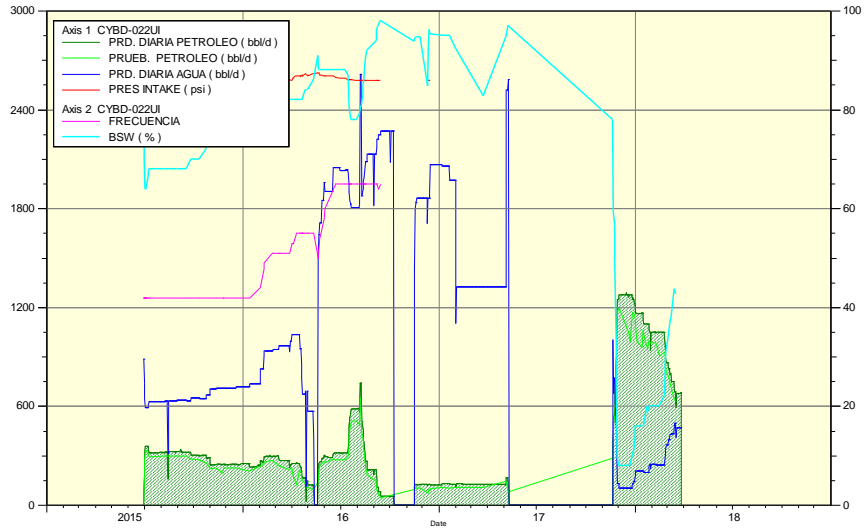
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBC-060UI



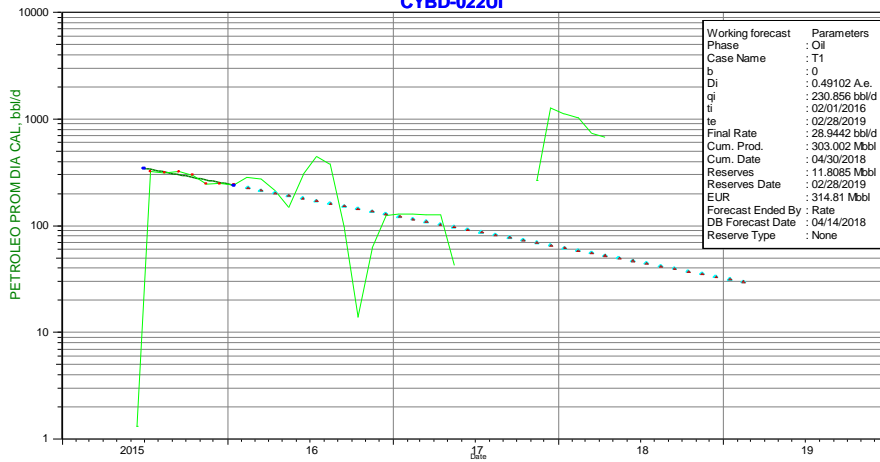
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBD-022 Reservorio UI

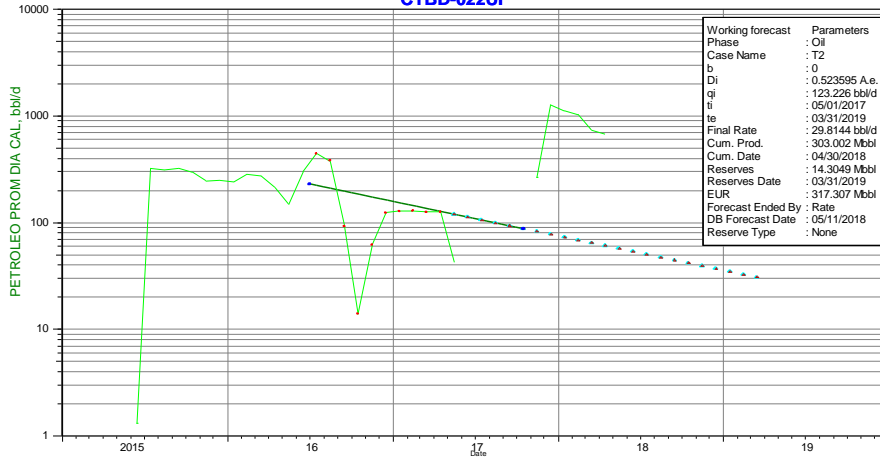
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBD-022UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-022UI



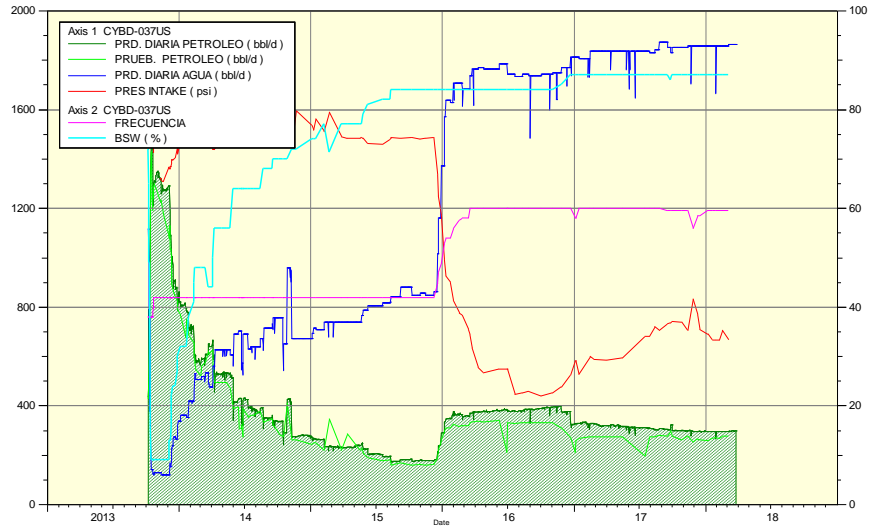
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-022UI



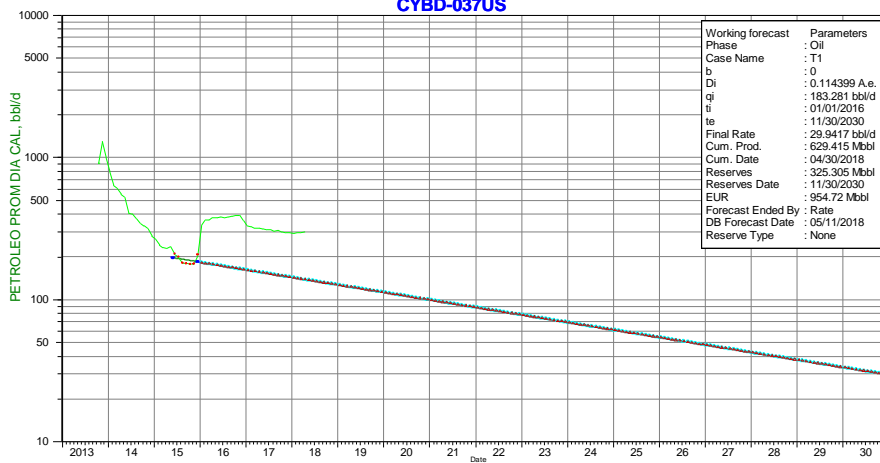
Graf.1: Historia Prod., **Graf.2:** Declinación sin intervención, **Graf.3:** Declinación con intervención

Pozo CYBD-037 Reservorio US

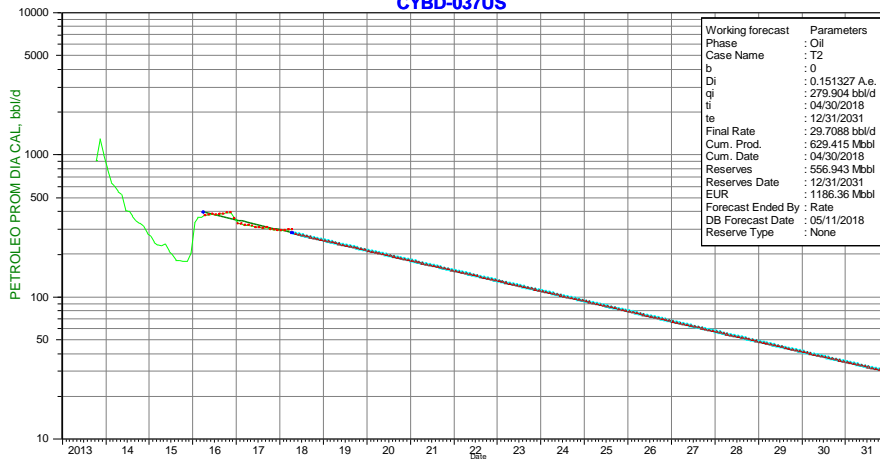
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBD-037US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-037US



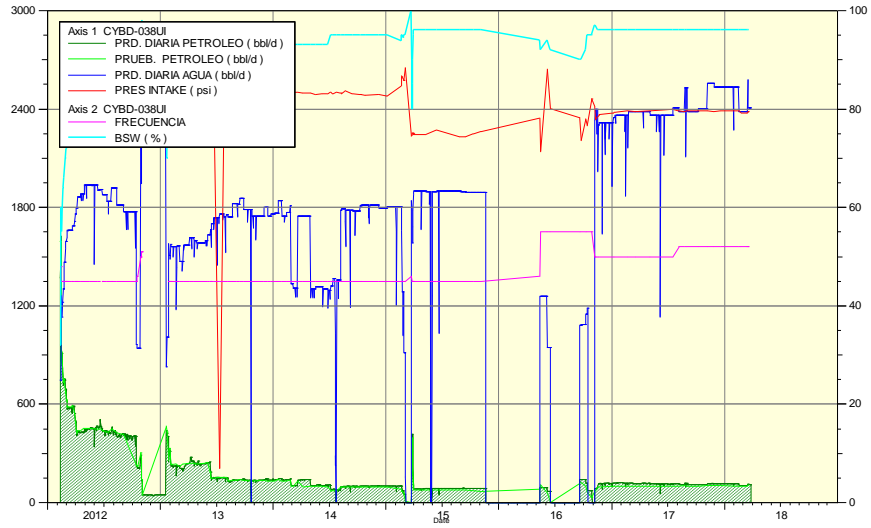
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-037US



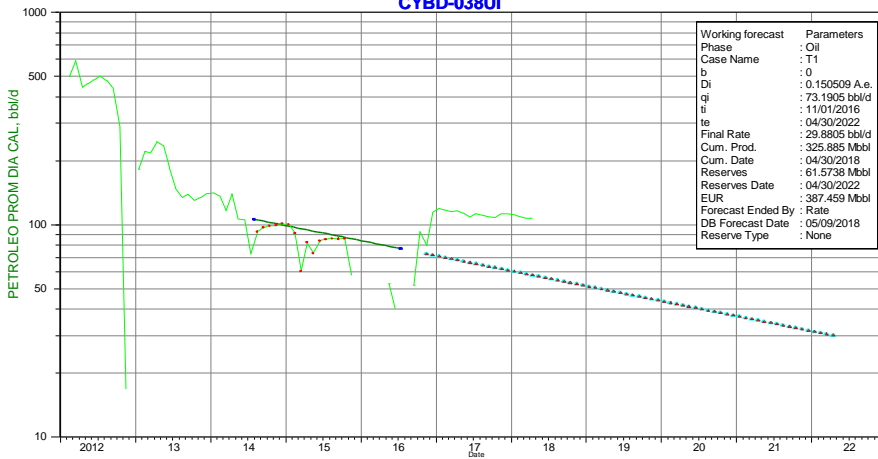
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBD-038 Reservorio UI

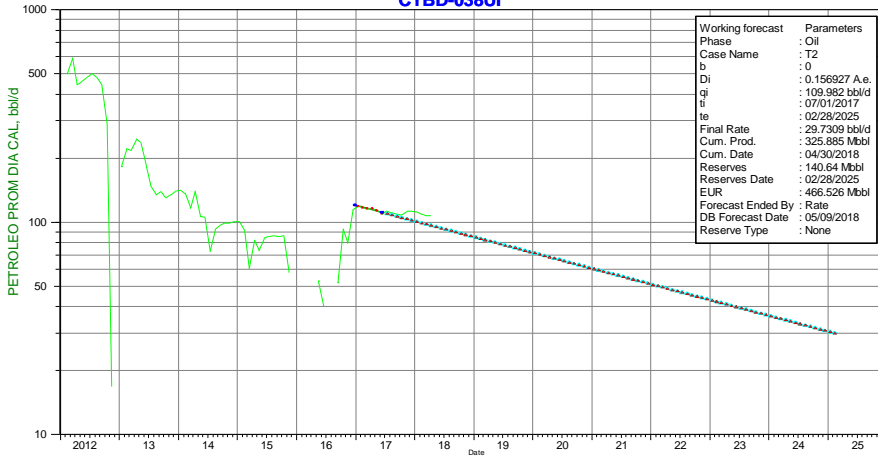
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBD-038UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-038UI



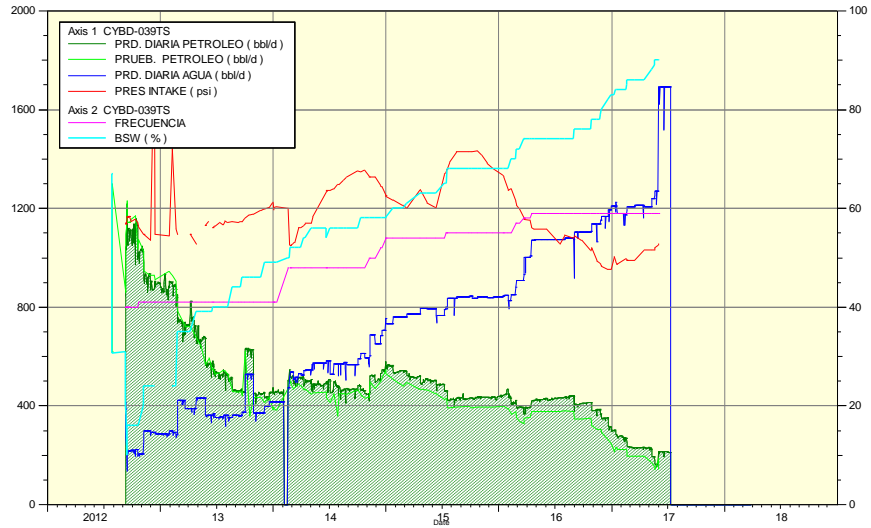
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-038UI



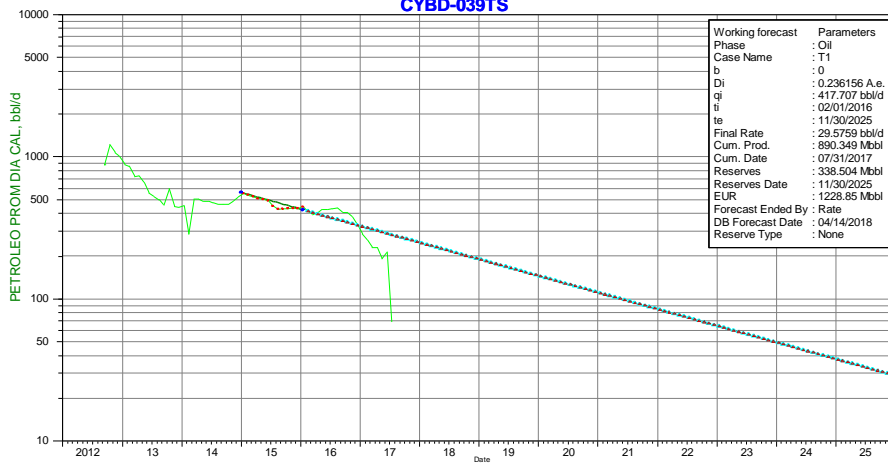
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBD-039 Reservorio TS

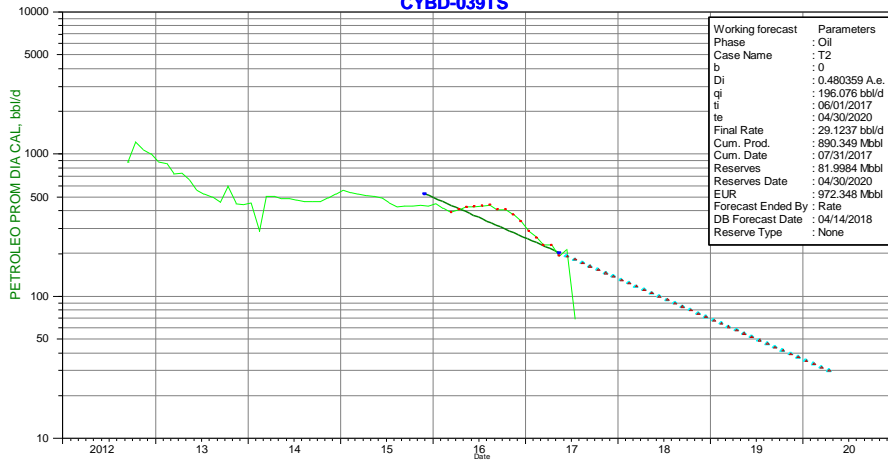
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBD-039TS



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-039TS



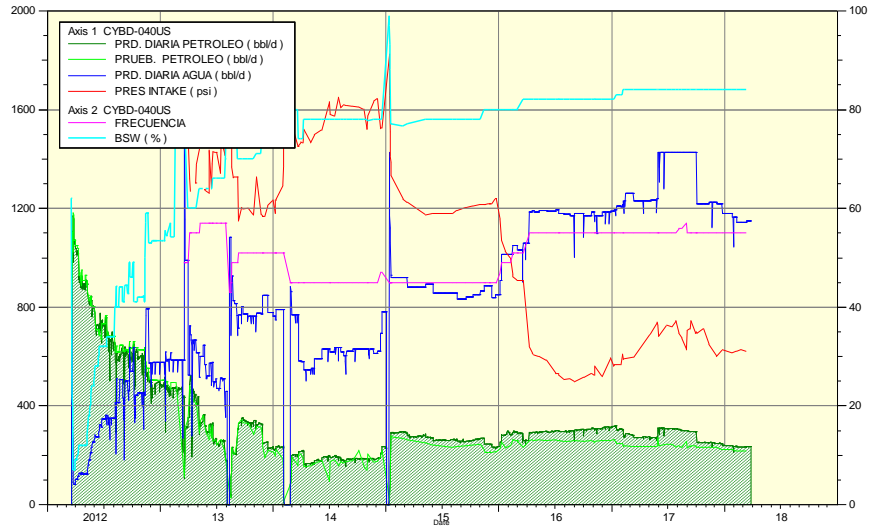
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-039TS



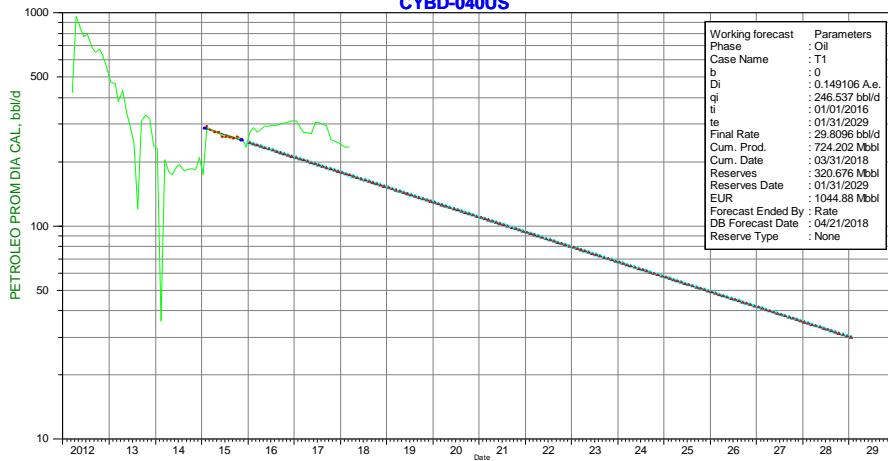
Graf.1: Historia Prod., **Graf.2:** Declinación sin intervención, **Graf.3:** Declinación con intervención

Pozo CYBD-040 Reservoirio US

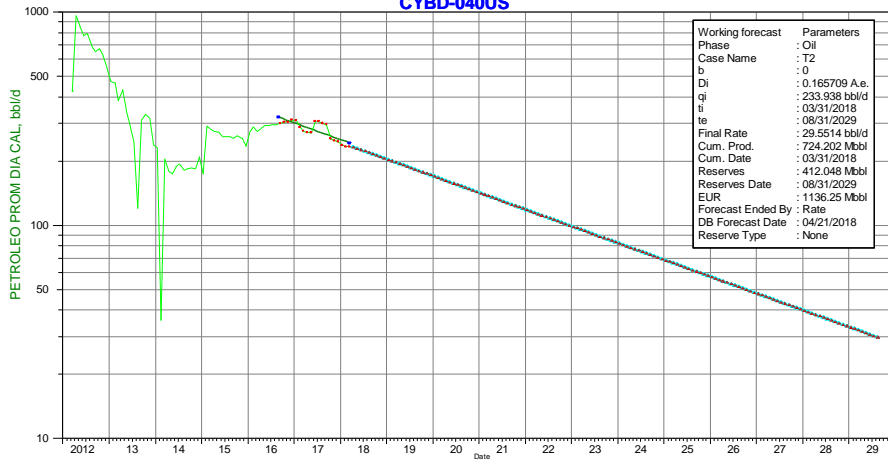
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBD-040US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-040US



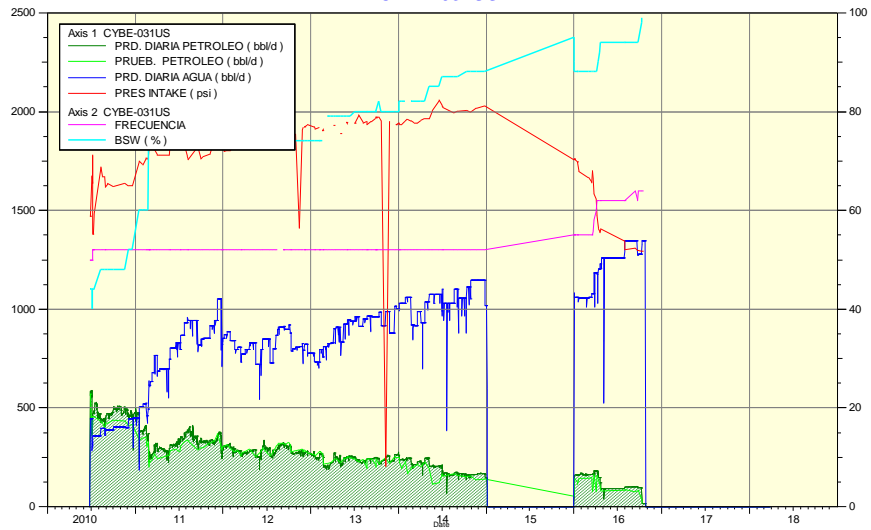
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBD-040US



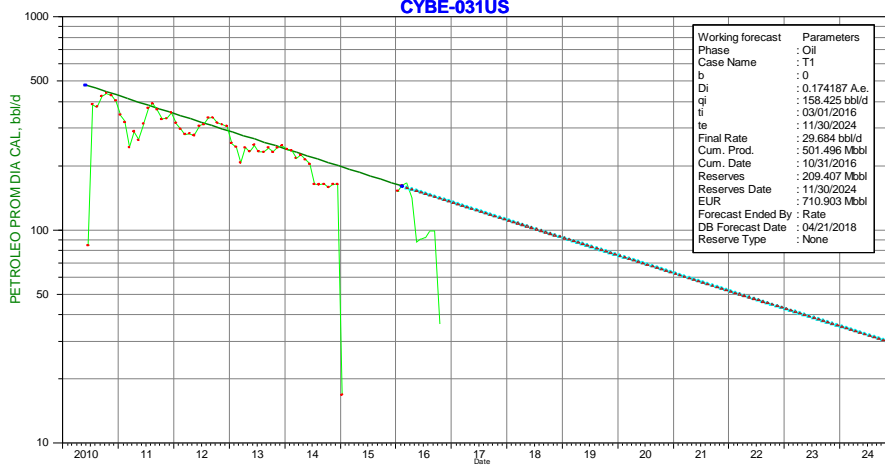
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBE-031 Reservorio US

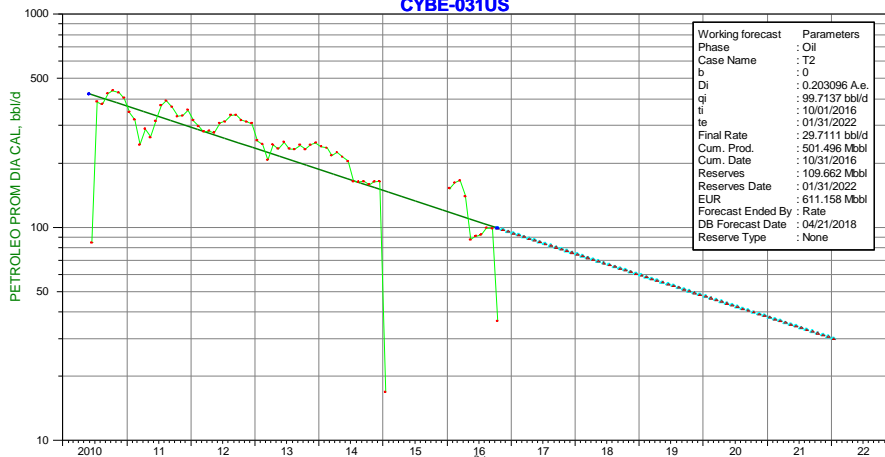
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBE-031US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBE-031US



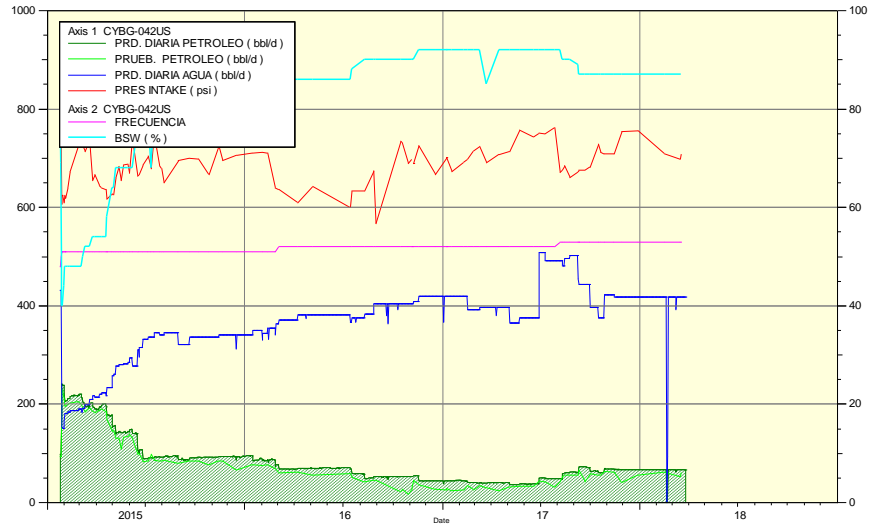
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBE-031US



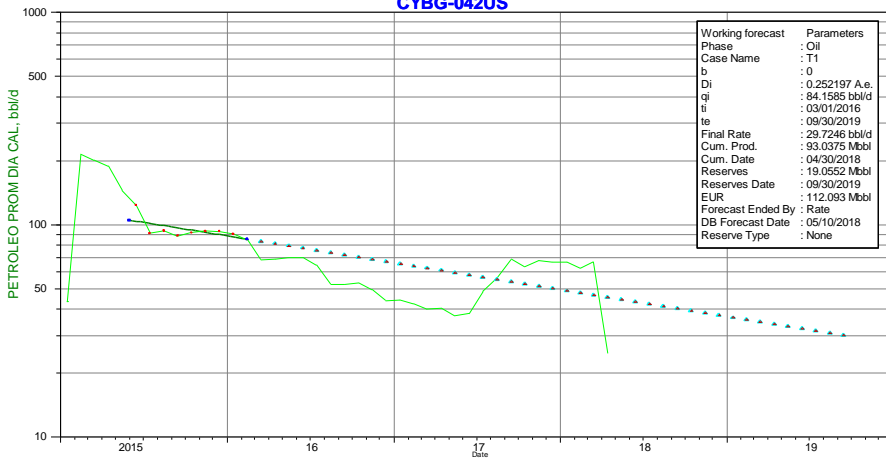
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBG-042 Reservorio US

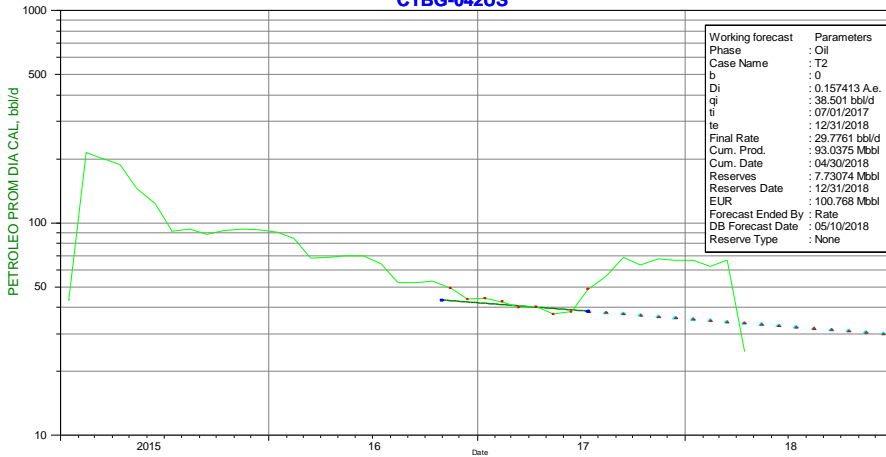
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBG-042US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBG-042US



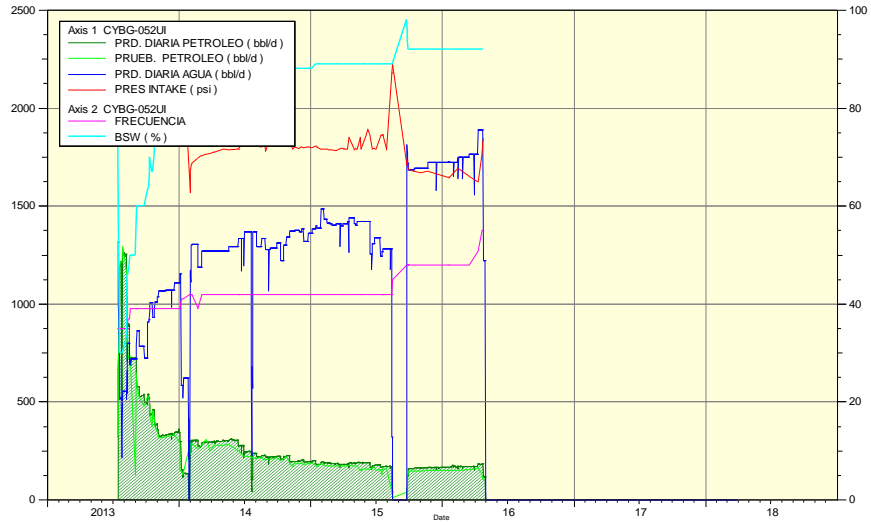
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBG-042US



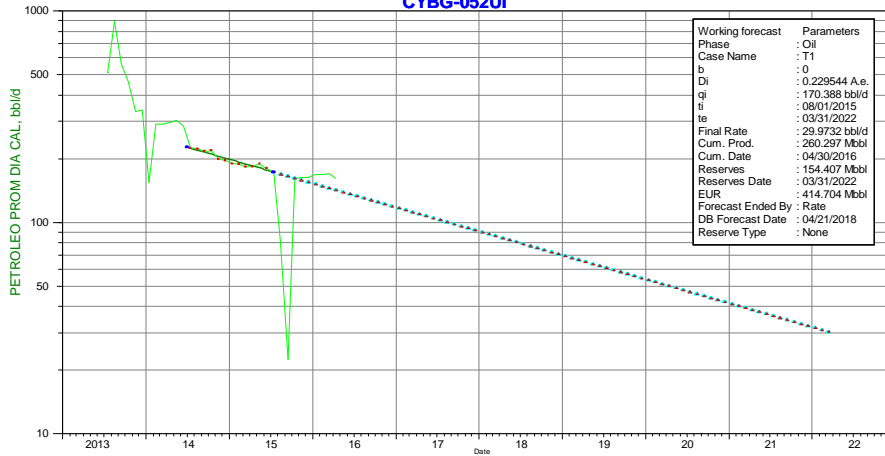
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBG-052 Reservorio UI

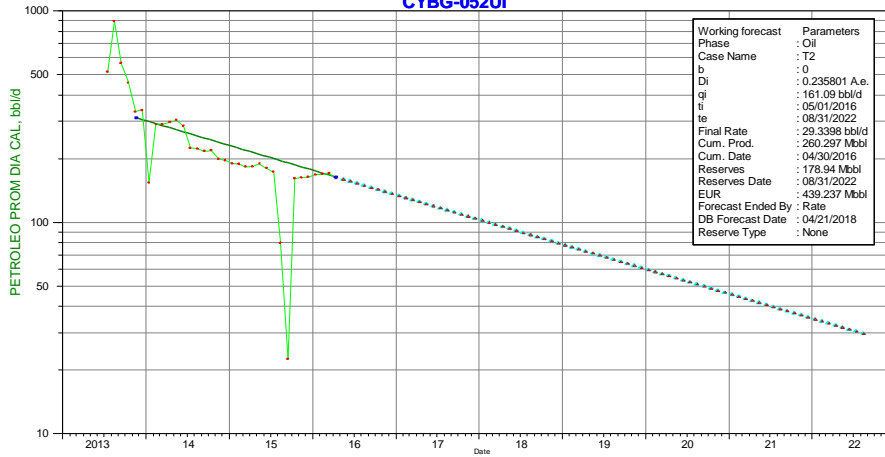
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBG-052UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBG-052UI



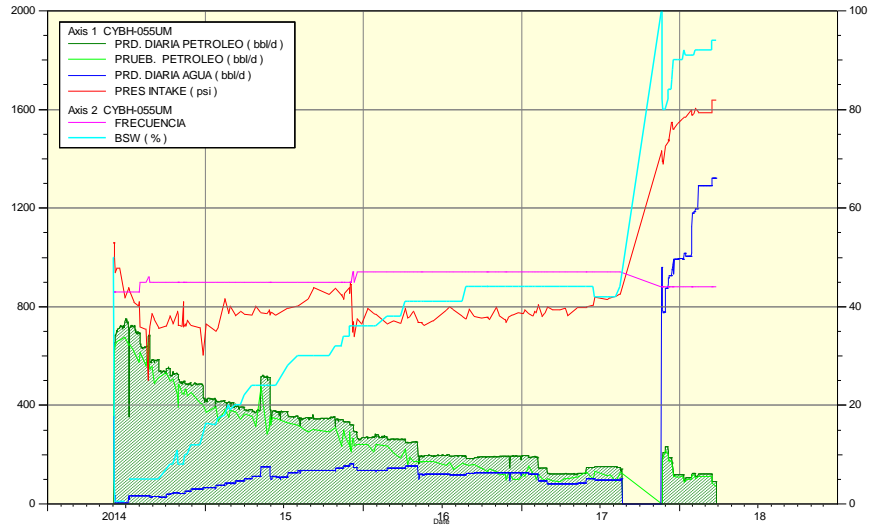
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBG-052UI



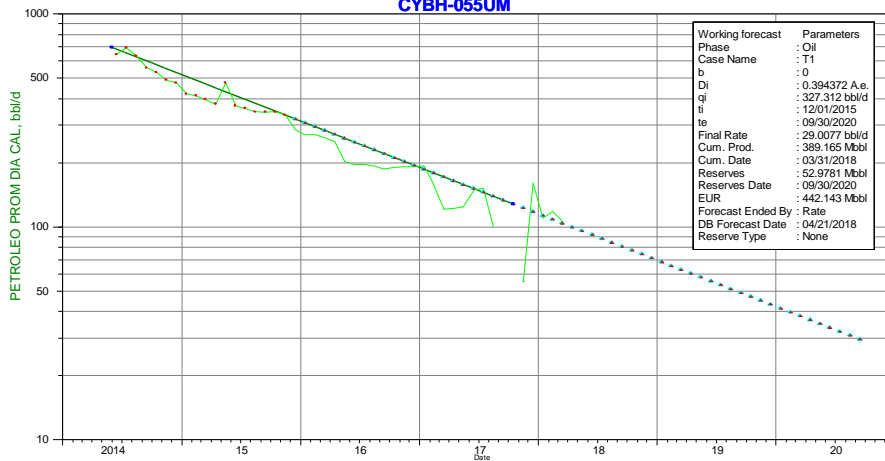
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBH-055 Reservorio UM

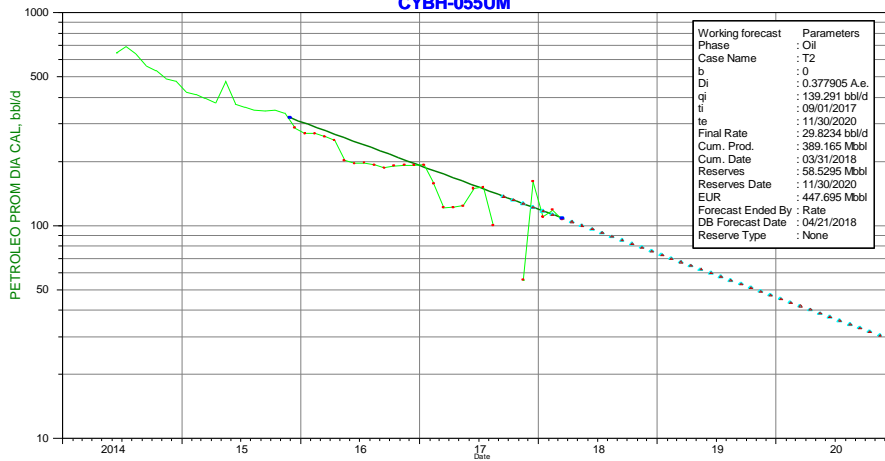
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBH-055UM



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBH-055UM



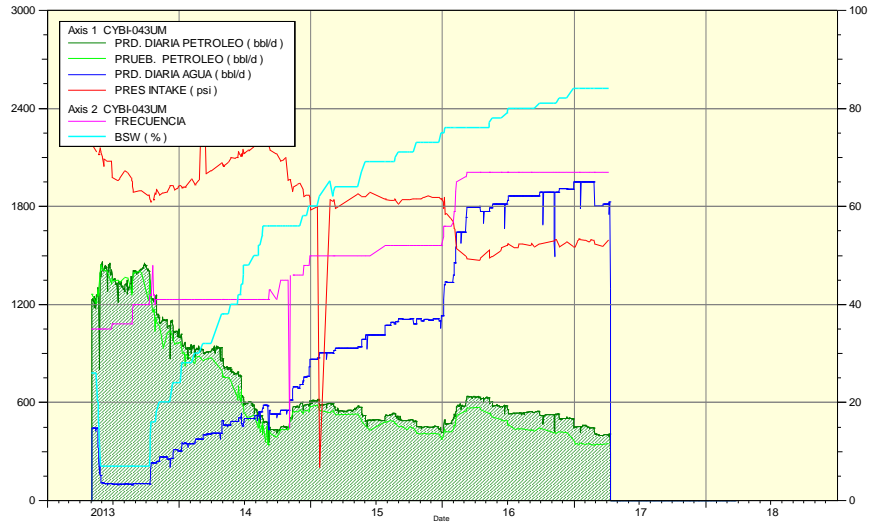
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBH-055UM



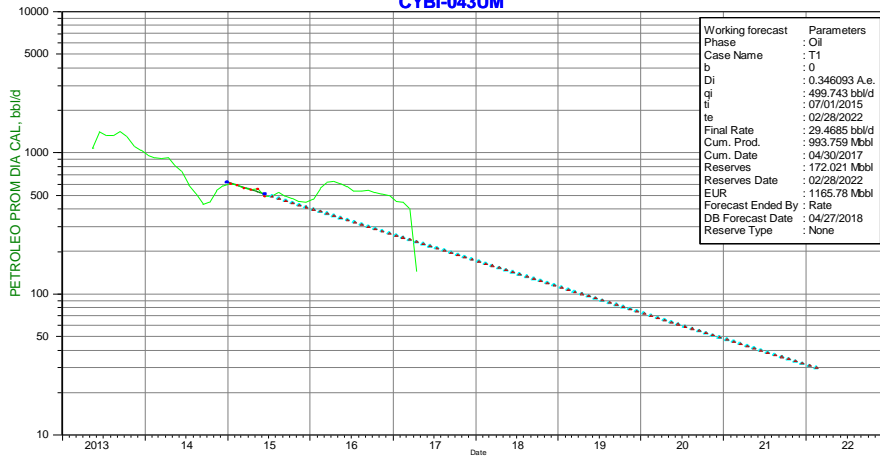
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBI-043 Reservorio UM

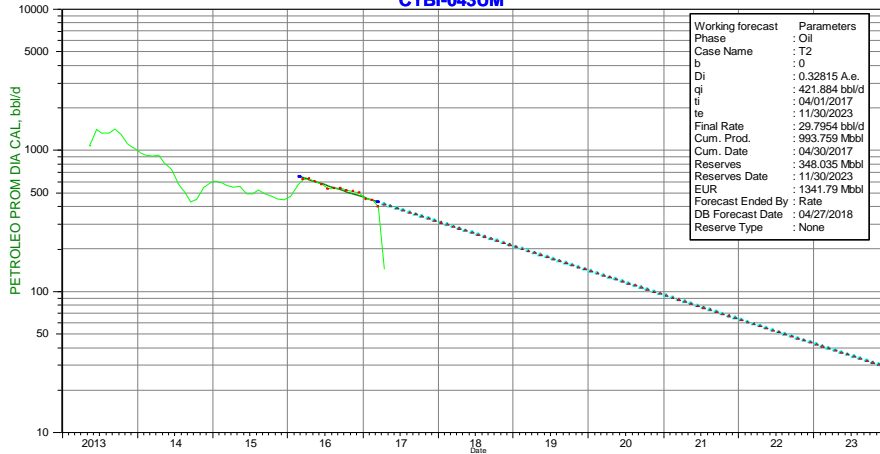
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBI-043UM



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-043UM



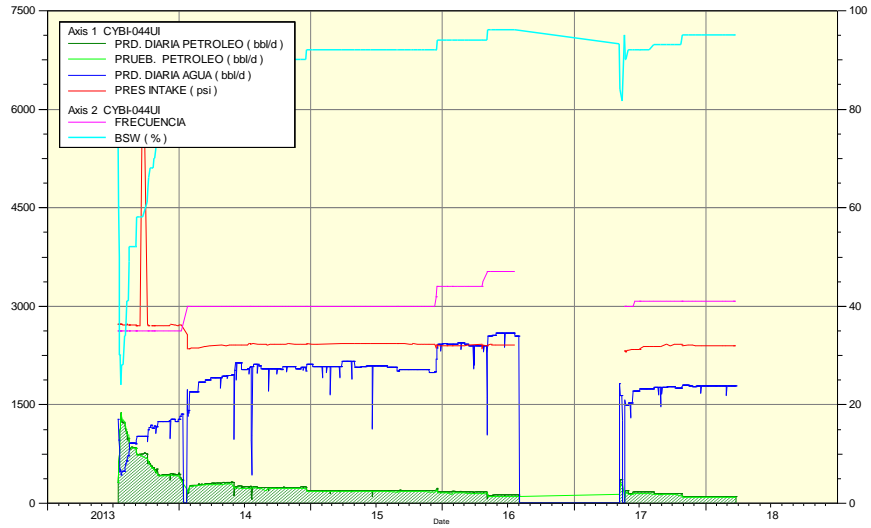
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-043UM



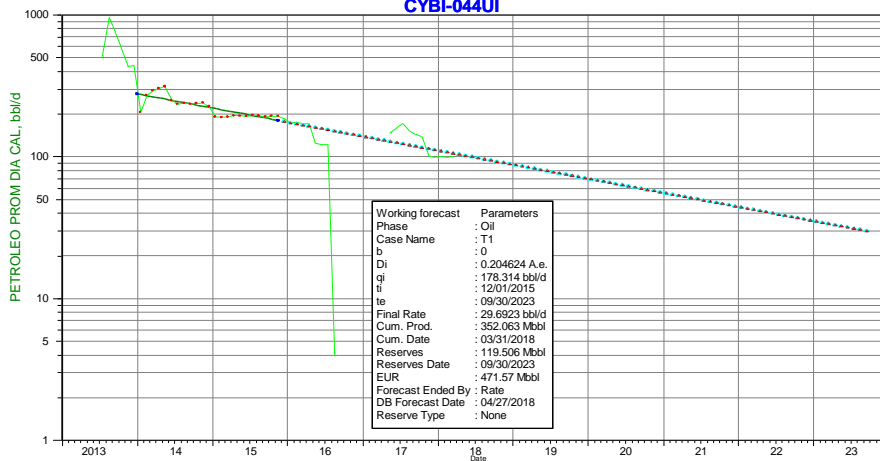
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBI-044 Reservorio UI

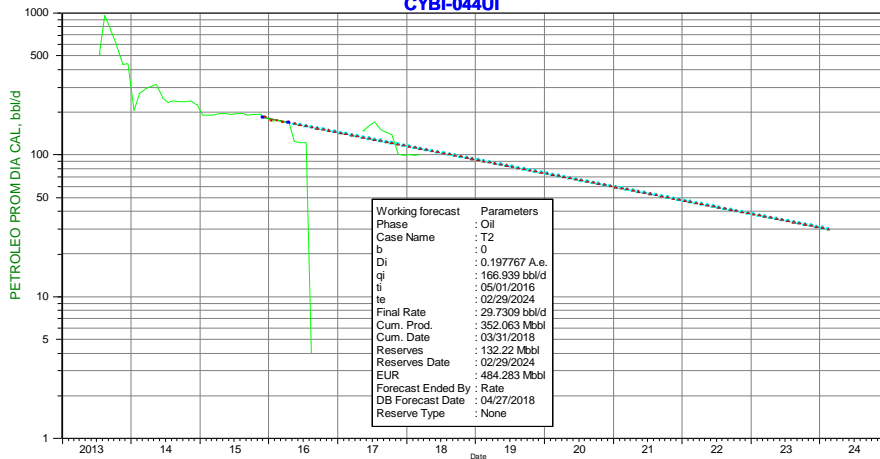
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBI-044UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-044UI



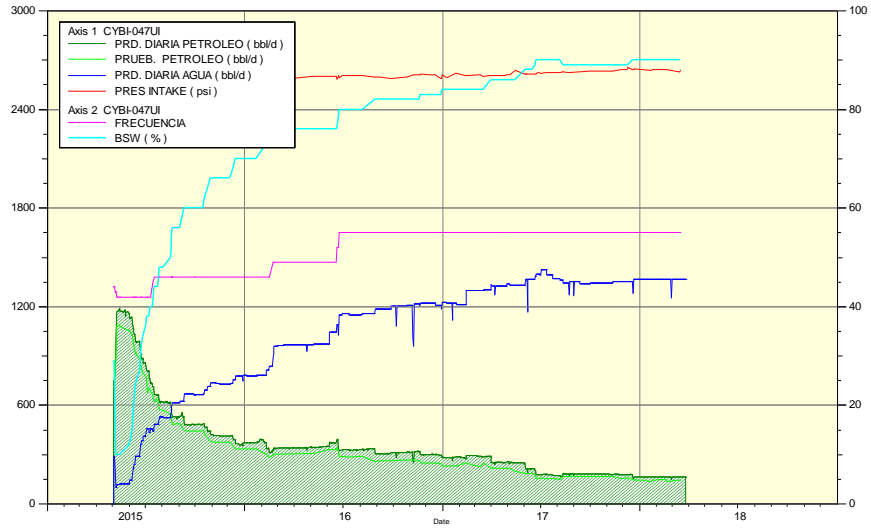
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-044UI



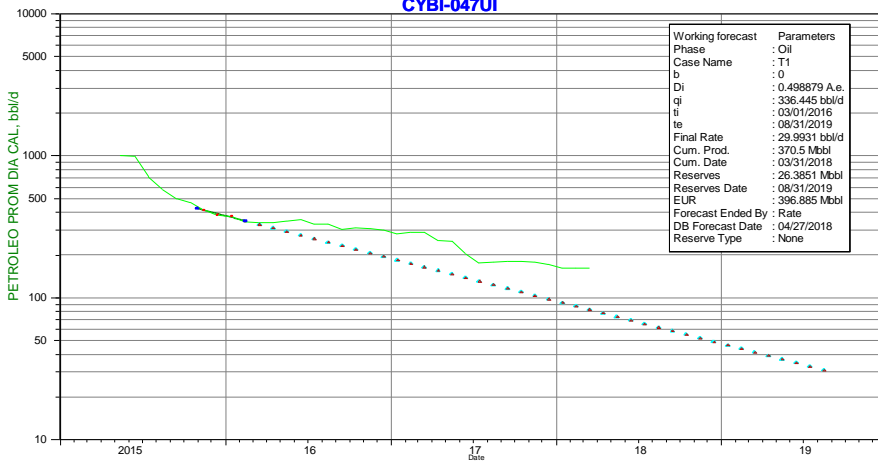
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBI-047 Reservorio UI

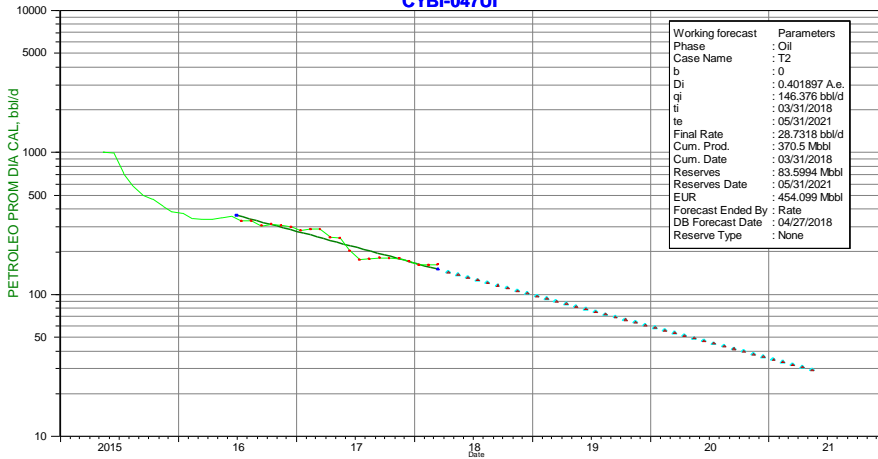
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBI-047UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-047UI



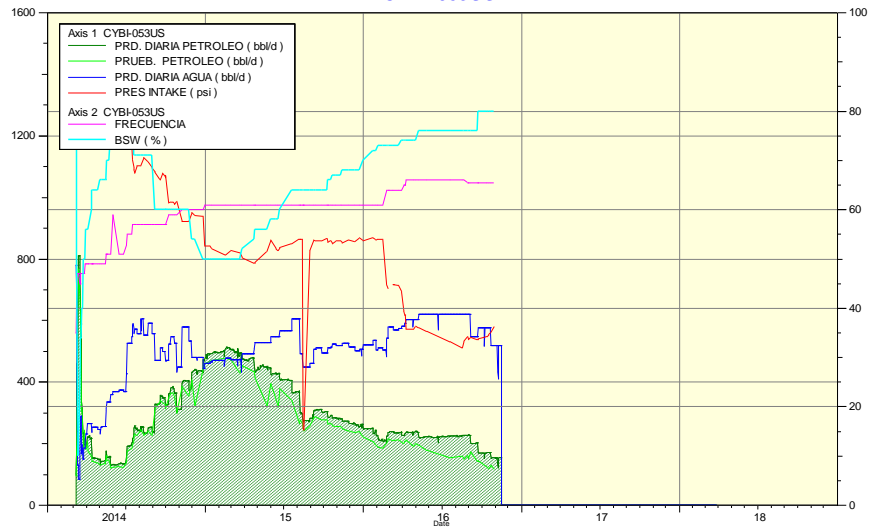
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-047UI



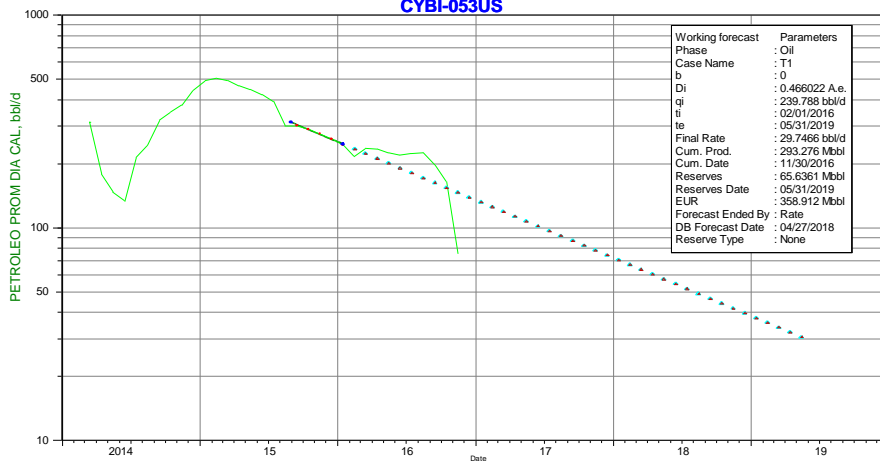
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBI-053 Reservorio US

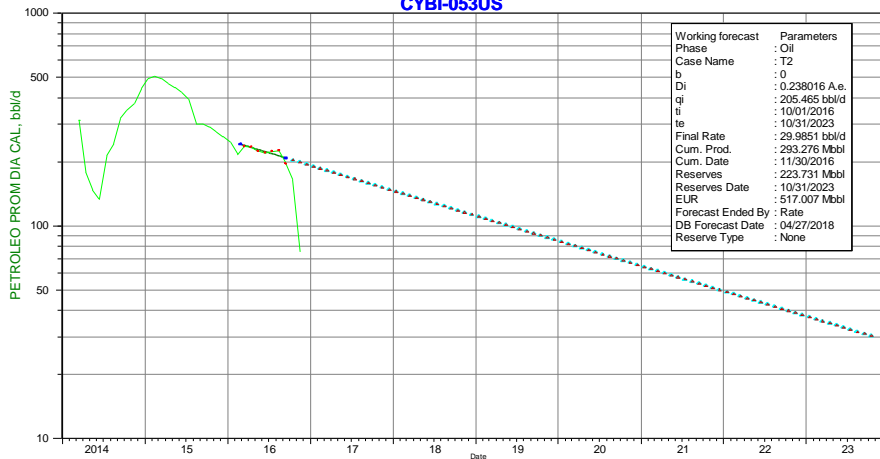
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBI-053US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-053US



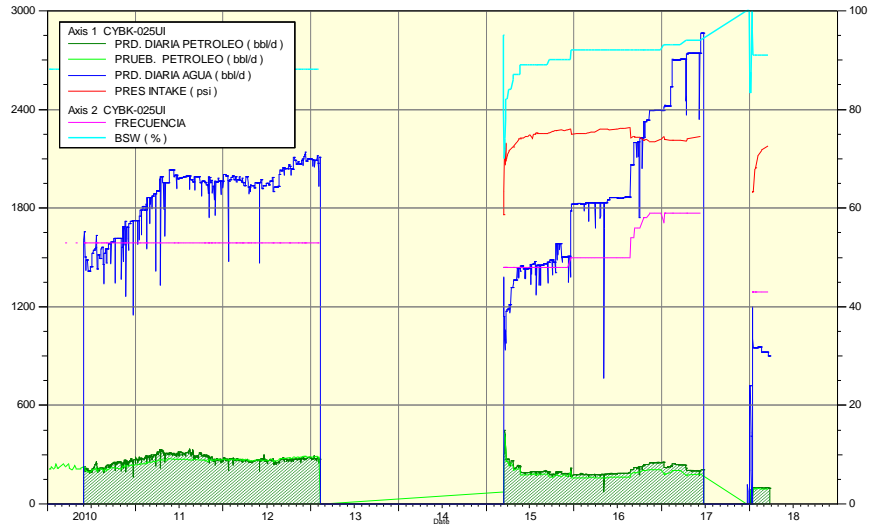
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBI-053US



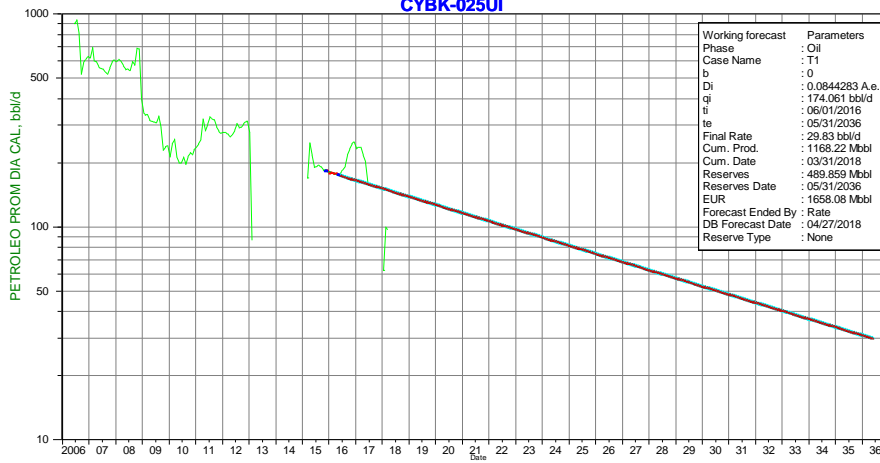
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBK-025 Reservorio UI

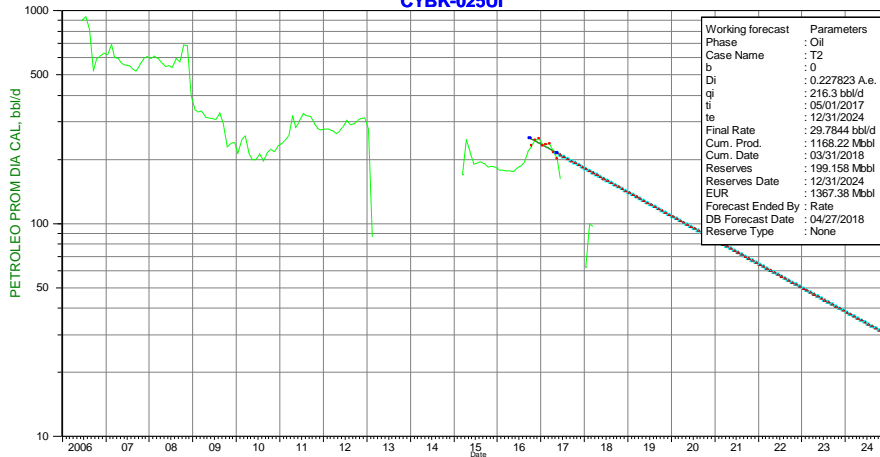
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBK-025UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-025UI



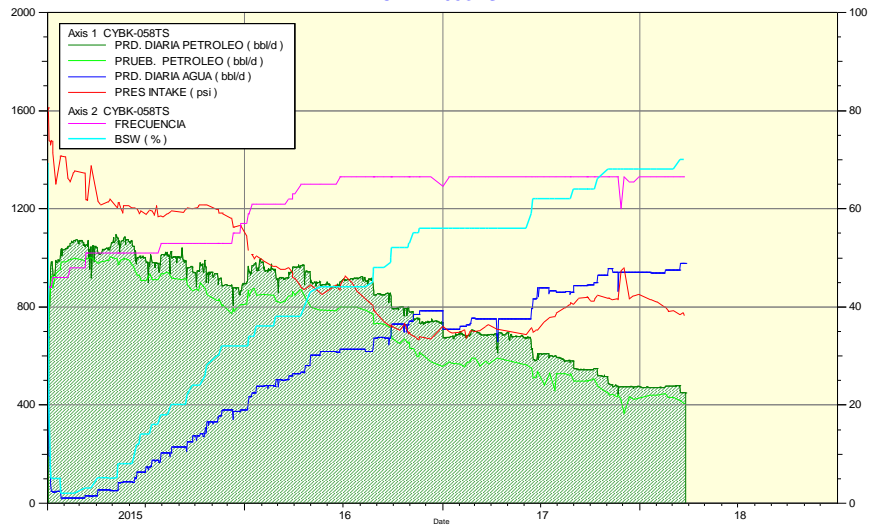
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-025UI



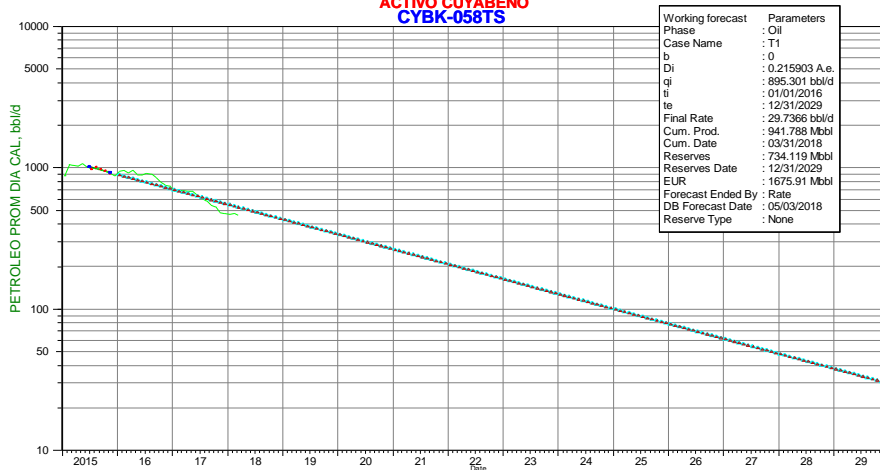
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBK-058 Reservorio TS

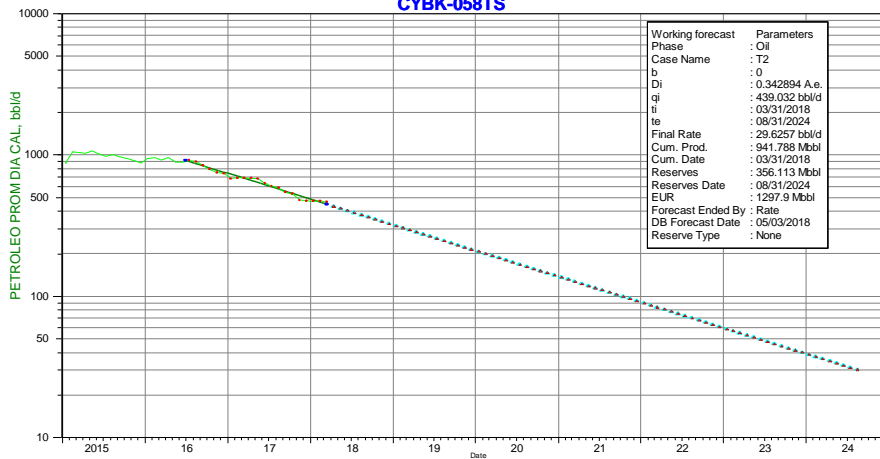
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBK-058TS



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-058TS



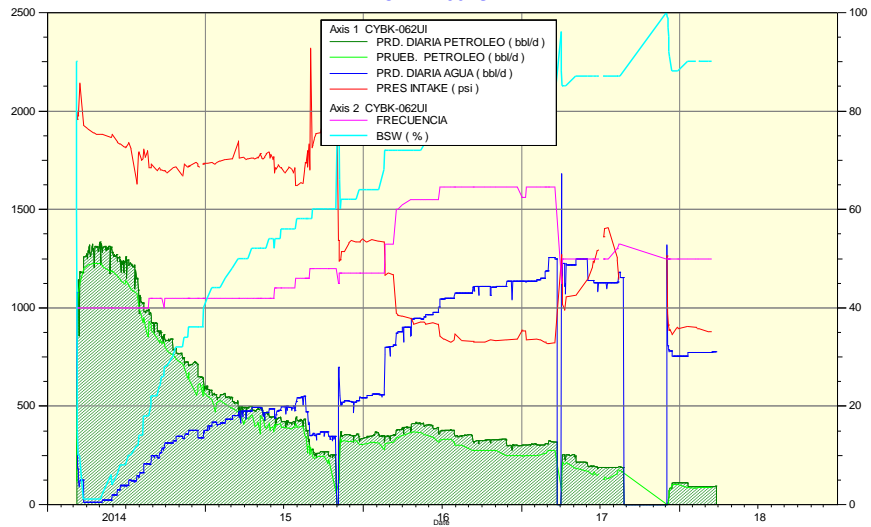
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-058TS



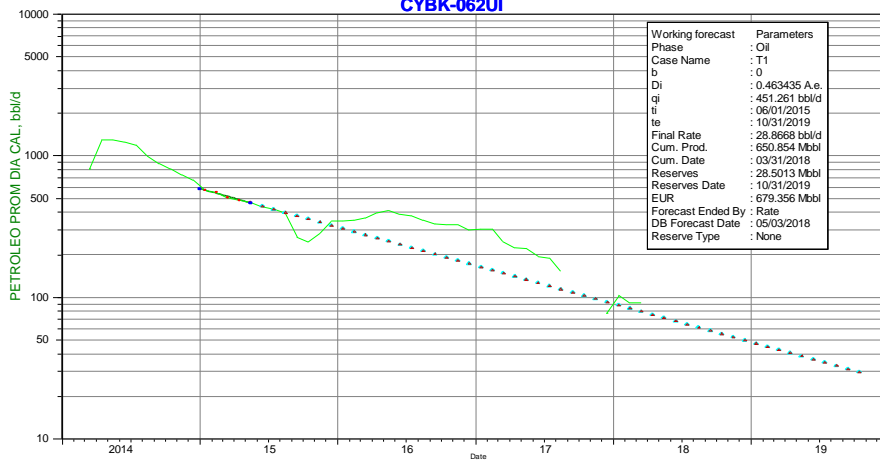
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo CYBK-062 Reservorio UI

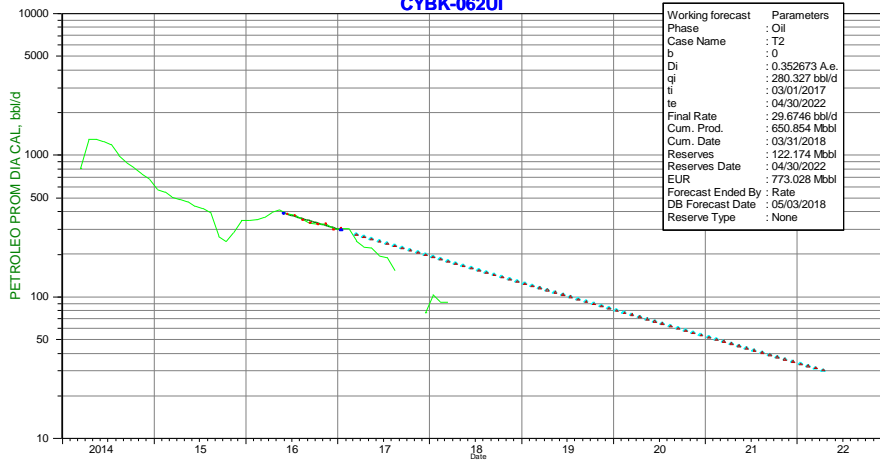
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO CYBK-062UI



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-062UI



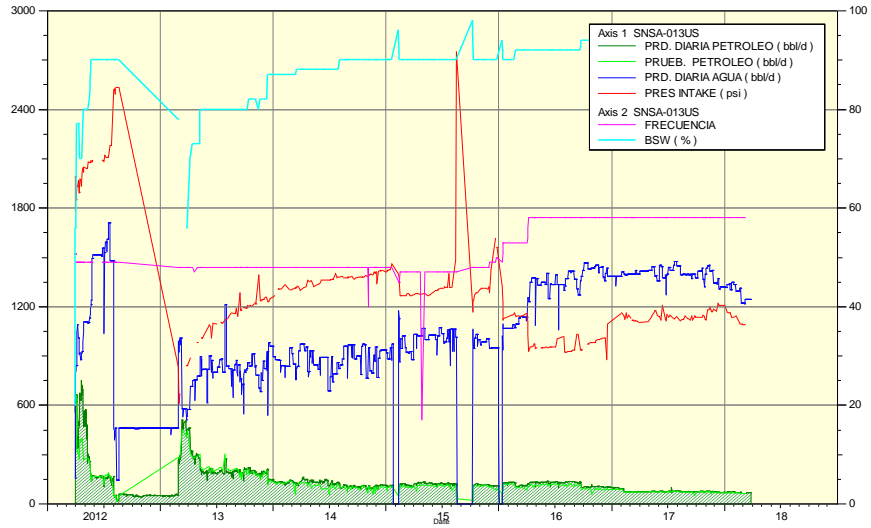
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO CYBK-062UI



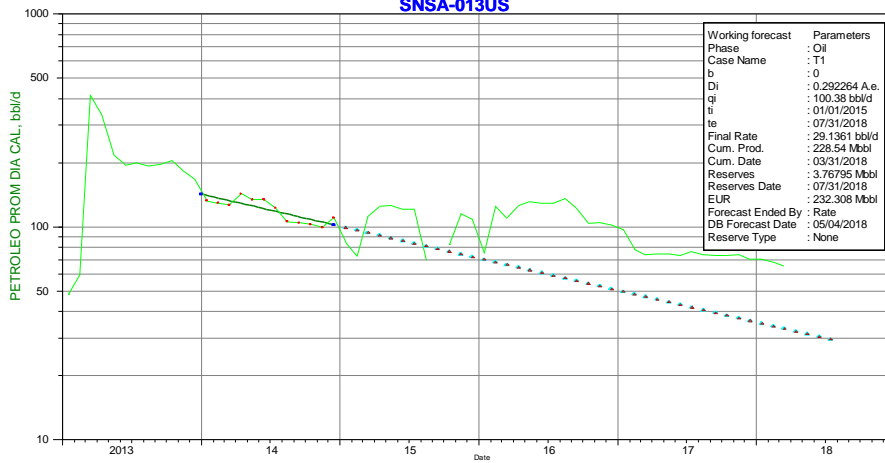
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo SNSA-013 Reservorio US

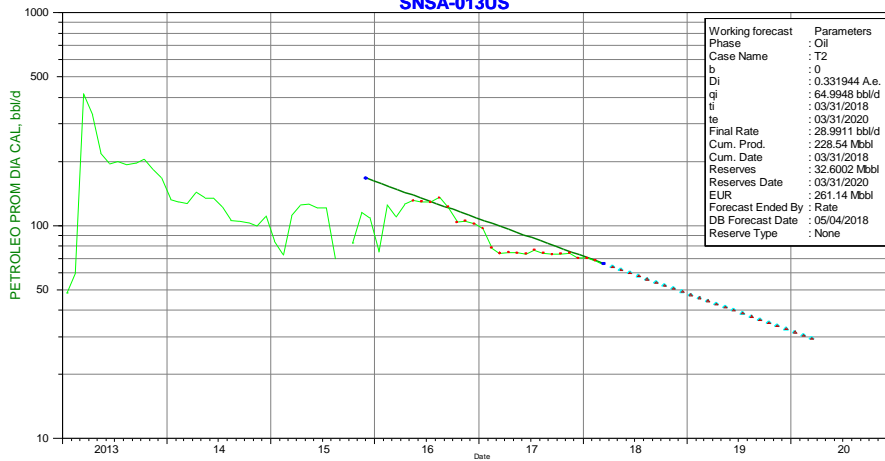
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO SNSA-013US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSA-013US



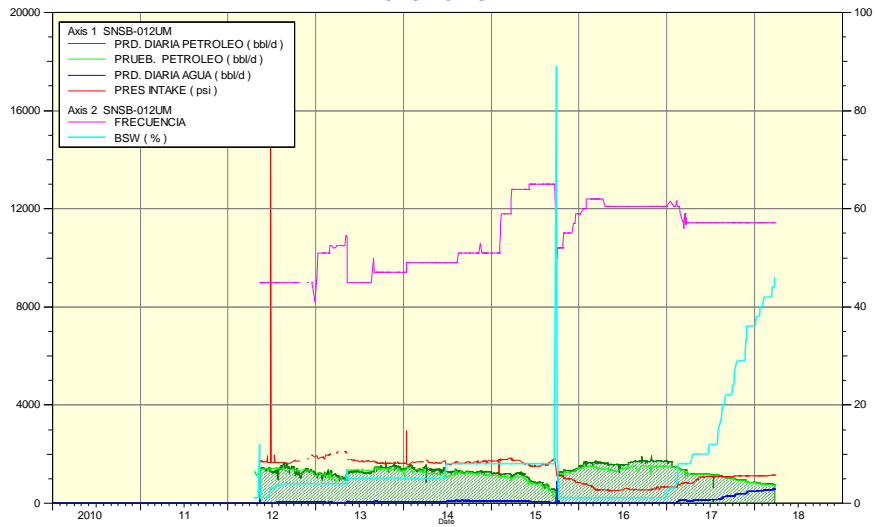
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSA-013US



Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo SNSB-012 Reservorio UM

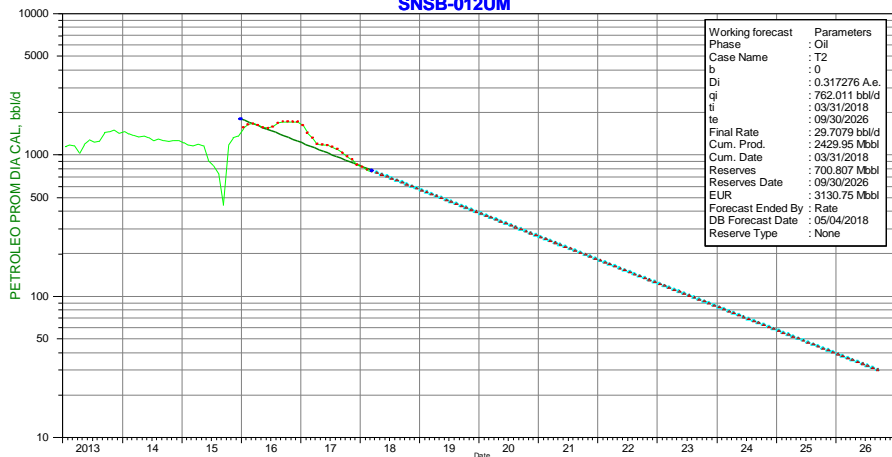
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO SNSB-012UM



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSB-012UM



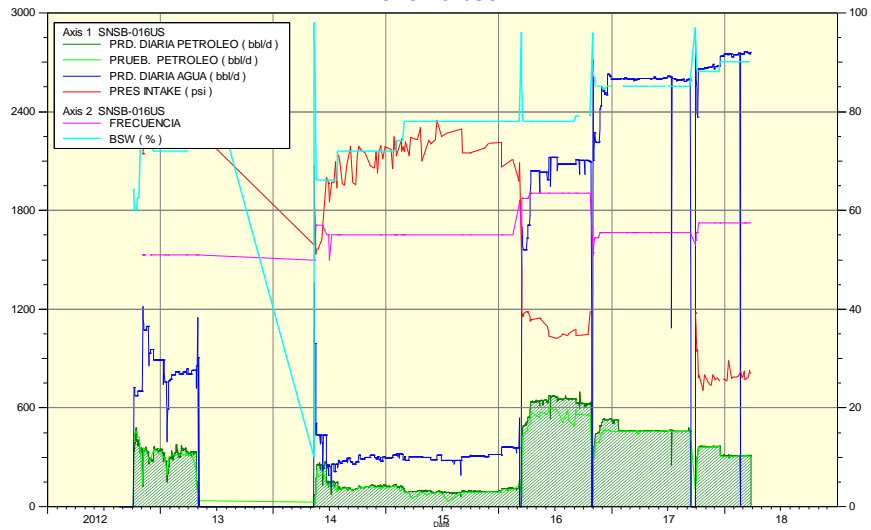
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSB-012UM



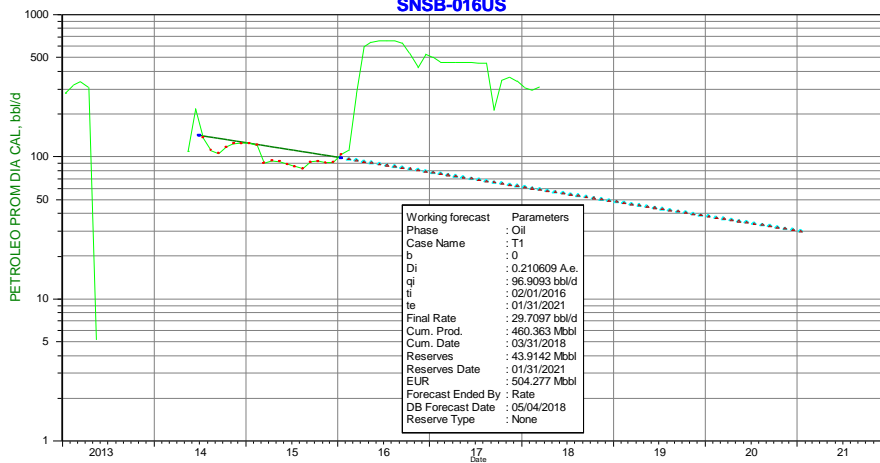
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo SNSB-016 Reservorio U

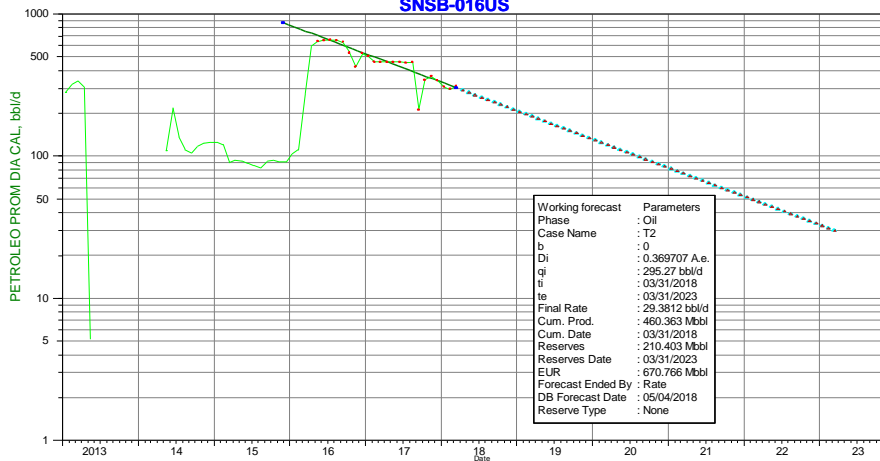
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO SNSB-016US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSB-016US



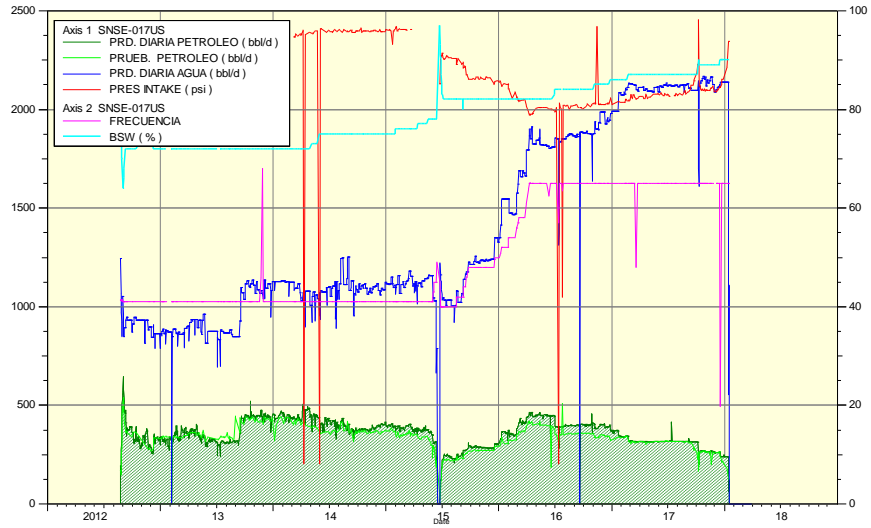
PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSB-016US



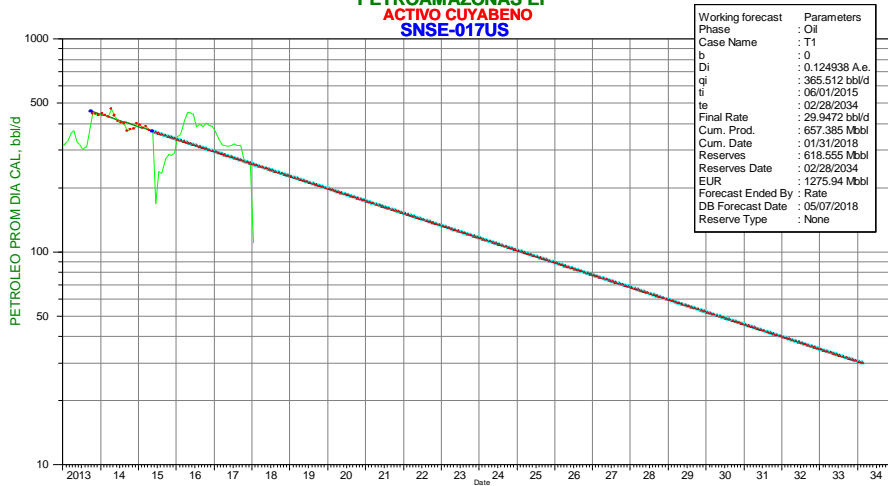
Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Pozo SNSE-017 Reservorio US

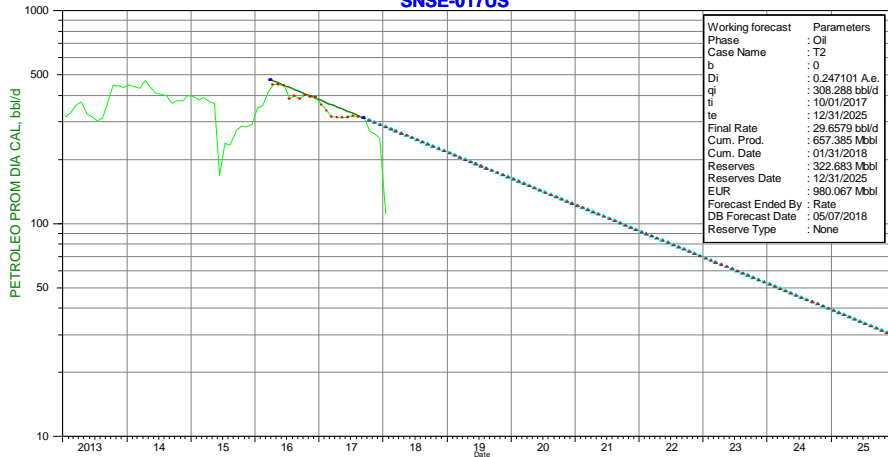
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ACTIVO CUYABENO SNSE-017US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSE-017US



PETROAMAZONAS EP ACTIVO CUYABENO SNSE-017US



Graf.1: Historia Prod., Graf.2: Declinación sin intervención, Graf.3: Declinación con intervención

Anexo 3. Evaluación financiera de corto plazo

Evaluación económica por pozo corto plazo - Pozo CYB-014UI

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	7,959	7,893	8,088	7,761	7,952	7,885	7,566	7,752	7,439	7,623	7,558	6,771
Producción de Agua (bbls):	56,028	56,022	57,883	56,009	57,869	57,861	55,986	57,844	55,969	57,825	57,814	52,210
Producción de Fluido (bbls):	63,986	63,915	65,970	63,770	65,821	65,745	63,552	65,596	63,408	65,448	65,372	58,981
Regalías	1,472	1,460	1,496	1,436	1,471	1,459	1,400	1,434	1,376	1,410	1,398	1,253
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,486	6,433	6,591	6,325	6,481	6,426	6,166	6,318	6,063	6,213	6,160	5,518
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	207,239	226,134	270,815	271,984	253,624	250,488	242,914	279,004	241,964	287,670	288,191	263,190
(-) ley 10 y Ley 40	6,811	6,754	6,921	6,641	6,805	6,747	6,475	6,634	6,366	6,523	6,468	5,794
(-) Transp y Comercialización	4,476	4,439	4,548	4,364	4,472	4,434	4,255	4,360	4,184	4,287	4,250	3,808
Ingreso Neto	195,952	214,941	259,346	260,978	242,346	239,307	232,185	268,010	231,415	276,860	277,473	253,588
(-) Tratamiento Crudo	2,865	2,843	2,915	2,799	2,870	2,847	2,733	2,802	2,691	2,759	2,737	2,452
(-) Tratamiento Agua	2,801	2,803	2,898	2,805	2,900	2,901	2,809	2,904	2,811	2,906	2,908	2,626
(-) Levantamiento artificial	7,959	7,898	8,097	7,775	7,971	7,907	7,592	7,784	7,474	7,663	7,602	6,810
(-) Energía Bes	14,277	14,270	14,737	14,254	14,721	14,712	14,230	14,696	14,214	14,680	14,671	13,237
(-) Energía Reinyección	4,792	4,795	4,957	4,799	4,961	4,964	4,806	4,968	4,810	4,972	4,974	4,492
(-) Ingeniería de operaciones	1,353	1,343	1,376	1,322	1,355	1,344	1,291	1,323	1,271	1,303	1,292	1,158
(-) Fluido	26,234	26,220	27,079	26,191	27,049	27,034	26,147	27,004	26,119	26,974	26,959	24,323
(-) Workover	21,807	21,639	22,186	21,302	21,840	21,667	20,803	21,328	20,479	20,996	20,829	18,661
(-) Indirectos	18,862	18,717	19,190	18,426	18,891	18,741	17,994	18,448	17,714	18,161	18,016	16,141
(-) IVA												
Costos Totales	100,950	100,527	103,435	99,673	102,559	102,117	98,406	101,258	97,582	100,414	99,988	89,899
Renta Petrolera	95,002	114,414	155,911	161,305	139,788	137,189	133,779	166,752	133,833	176,446	177,485	163,689
Inversiones												
Flujo de caja	95,002	114,414	155,911	161,305	139,788	137,189	133,779	166,752	133,833	176,446	177,485	163,689
Flujo de caja descontado	95,002	113,339	152,994	156,799	134,606	130,862	126,410	156,085	124,094	162,068	161,490	147,538
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,661,285											

Evaluación económica por pozo corto plazo - Pozo CYB-014UI

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	8,549	8,520	8,994	8,668	9,278	9,389	9,123	9,556	9,047	9,343	8,835	7,768
Producción de Agua (bbls):	61,981	61,766	64,630	62,158	65,719	65,880	63,287	65,431	61,448	62,948	63,499	58,169
Producción de Fluido (bbls):	70,531	70,286	73,624	70,826	74,997	75,269	72,410	74,987	70,495	72,291	72,335	65,937
Regalías	1,582	1,576	1,664	1,604	1,716	1,737	1,688	1,768	1,674	1,728	1,635	1,437
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,968	6,944	7,330	7,064	7,562	7,652	7,435	7,788	7,374	7,614	7,201	6,331
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	222,624	244,098	301,157	303,766	295,899	298,293	292,904	343,924	294,264	352,574	336,904	301,947
(-) ley 10 y Ley 40	7,316	7,291	7,696	7,418	7,940	8,035	7,807	8,178	7,742	7,995	7,561	6,648
(-) Transp y Comercialización	4,808	4,791	5,058	4,874	5,217	5,280	5,130	5,374	5,088	5,254	4,969	4,368
Ingreso Neto	210,500	232,016	288,403	291,474	282,742	284,978	279,966	330,372	281,434	339,325	324,375	290,931
(-) Tratamiento Crudo	3,078	3,069	3,242	3,126	3,348	3,390	3,296	3,454	3,272	3,381	3,199	2,813
(-) Tratamiento Agua	3,099	3,090	3,235	3,113	3,294	3,304	3,175	3,285	3,087	3,164	3,193	2,925
(-) Levantamiento artificial	8,549	8,525	9,004	8,683	9,300	9,417	9,155	9,595	9,090	9,392	8,887	7,813
(-) Energía Bes	15,737	15,692	16,447	15,831	16,773	16,843	16,213	16,800	15,803	16,215	16,234	14,798
(-) Energía Reinyección	5,302	5,286	5,535	5,326	5,634	5,651	5,432	5,620	5,280	5,413	5,463	5,005
(-) Ingeniería de operaciones	1,453	1,449	1,531	1,476	1,581	1,601	1,556	1,631	1,545	1,597	1,511	1,328
(-) Fluido	28,918	28,834	30,221	29,089	30,821	30,950	29,792	30,870	29,038	29,795	29,830	27,192
(-) Workover	23,426	23,358	24,671	23,791	25,481	25,802	25,084	26,291	24,905	25,733	24,350	21,409
(-) Indirectos	20,262	20,204	21,340	20,579	22,040	22,317	21,697	22,741	21,542	22,259	21,062	18,518
(-) IVA												
Costos Totales	109,824	109,508	115,225	111,014	118,271	119,275	115,401	120,288	113,562	116,947	113,729	101,800
Renta Petrolera	100,676	122,508	173,177	180,460	164,471	165,703	164,566	210,085	167,872	222,377	210,646	189,131
Inversiones												
Flujo de caja	100,676	122,508	173,177	180,460	164,471	165,703	164,566	210,085	167,872	222,377	210,646	189,131
Flujo de caja descontado	100,676	121,357	169,937	175,419	158,374	158,060	155,500	196,645	155,656	204,257	191,663	170,469
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,958,013											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	296,727											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBB-017UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,837	5,538	5,611	5,499	5,218	5,286	5,016	5,082	4,980	4,413	4,794	4,548
Producción de Agua (bbls):	59,214	57,404	59,418	59,519	57,692	59,710	57,873	59,893	59,983	54,253	60,148	58,288
Producción de Fluido (bbls):	65,051	62,942	65,029	65,018	62,910	64,996	62,889	64,974	64,963	58,666	64,942	62,836
Regalías	1,080	1,025	1,038	1,017	965	978	928	940	921	816	887	841
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,757	4,514	4,573	4,482	4,253	4,308	4,088	4,141	4,059	3,597	3,907	3,707
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	195,463	194,089	178,949	174,713	167,526	190,253	163,134	191,764	189,913	171,549	171,306	168,057
(-) ley 10 y Ley 40	4,995	4,739	4,802	4,706	4,465	4,524	4,292	4,349	4,262	3,777	4,102	3,892
(-) Transp y Comercialización	3,283	3,114	3,155	3,093	2,934	2,973	2,821	2,858	2,801	2,482	2,696	2,558
Ingreso Neto	187,185	186,236	170,993	166,914	160,127	182,757	156,022	184,558	182,850	165,291	164,507	161,607
(-) Tratamiento Crudo	2,101	1,995	2,022	1,983	1,883	1,909	1,812	1,837	1,801	1,597	1,736	1,647
(-) Tratamiento Agua	2,961	2,872	2,974	2,981	2,891	2,994	2,904	3,007	3,013	2,727	3,025	2,931
(-) Levantamiento artificial	5,837	5,542	5,618	5,509	5,230	5,302	5,033	5,102	5,004	4,437	4,822	4,575
(-) Energía Bes	14,515	14,052	14,527	14,533	14,070	14,545	14,081	14,557	14,563	13,159	14,575	14,102
(-) Energía Reinyección	5,065	4,913	5,088	5,100	4,946	5,122	4,968	5,144	5,155	4,665	5,175	5,015
(-) Ingeniería de operaciones	992	942	955	937	889	901	856	867	851	754	820	778
(-) Fluido	26,671	25,821	26,693	26,704	25,853	26,726	25,874	26,748	26,759	24,179	26,781	25,913
(-) Workover	15,994	15,184	15,392	15,095	14,330	14,527	13,791	13,980	13,710	12,156	13,212	12,535
(-) Indirectos	13,834	13,133	13,314	13,056	12,395	12,565	11,929	12,092	11,859	10,515	11,428	10,842
(-) IVA												
Costos Totales	87,971	84,454	86,583	85,897	82,488	84,591	81,248	83,334	82,714	74,188	81,572	78,338
Renta Petrolera	99,214	101,781	84,410	81,017	77,639	98,166	74,774	101,224	100,136	91,102	82,935	83,269
Inversiones												
Flujo de caja	99,214	101,781	84,410	81,017	77,639	98,166	74,774	101,224	100,136	91,102	82,935	83,269
Flujo de caja descontado	99,214	100,825	82,830	78,754	74,761	93,638	70,655	94,748	92,850	83,679	75,461	75,053
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,022,467											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBB-017UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	7,300	2,971	3,854	3,913	3,880	3,950	3,925	3,671	3,757	2,530	2,709	2,637
Producción de Agua (bbls):	62,969	50,682	80,974	81,435	79,834	80,237	79,076	73,359	74,059	67,129	75,235	73,099
Producción de Fluido (bbls):	70,269	53,652	84,828	85,348	83,714	84,187	83,001	77,030	77,816	69,658	77,945	75,737
Regalías	1,350	550	713	724	718	731	726	679	695	468	501	488
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,949	2,421	3,141	3,189	3,162	3,219	3,199	2,992	3,062	2,062	2,208	2,149
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	244,438	104,105	122,902	124,308	124,568	142,157	127,666	138,535	143,256	98,334	96,819	97,447
(-) ley 10 y Ley 40	6,247	2,542	3,298	3,348	3,320	3,380	3,359	3,141	3,215	2,165	2,319	2,257
(-) Transp y Comercialización	4,105	1,671	2,167	2,200	2,182	2,221	2,207	2,064	2,113	1,423	1,524	1,483
Ingreso Neto	234,086	99,892	117,437	118,760	119,066	136,556	122,100	133,329	137,929	94,747	92,977	93,707
(-) Tratamiento Crudo	2,628	1,070	1,389	1,411	1,400	1,426	1,418	1,327	1,359	916	981	955
(-) Tratamiento Agua	3,148	2,536	4,053	4,079	4,001	4,024	3,968	3,683	3,720	3,374	3,784	3,676
(-) Levantamiento artificial	7,300	2,972	3,858	3,920	3,889	3,962	3,939	3,686	3,774	2,543	2,725	2,653
(-) Energía Bes	15,679	11,978	18,949	19,077	18,722	18,839	18,584	17,258	17,444	15,624	17,493	16,997
(-) Energía Reinyección	5,386	4,338	6,934	6,978	6,845	6,883	6,787	6,300	6,364	5,772	6,473	6,289
(-) Ingeniería de operaciones	1,241	505	656	666	661	673	670	627	642	432	463	451
(-) Fluido	28,810	22,010	34,820	35,054	34,402	34,617	34,149	31,711	32,053	28,710	32,144	31,233
(-) Workover	20,002	8,144	10,571	10,740	10,656	10,855	10,793	10,100	10,342	6,968	7,467	7,268
(-) Indirectos	17,301	7,044	9,144	9,290	9,217	9,389	9,335	8,736	8,945	6,027	6,459	6,287
(-) IVA												
Costos Totales	101,495	60,598	90,375	91,213	89,793	90,667	89,643	83,427	84,644	70,366	77,988	75,810
Renta Petrolera	132,591	39,294	27,062	27,546	29,273	45,888	32,457	49,903	53,285	24,381	14,988	17,897
Inversiones												
Flujo de caja	132,591	39,294	27,062	27,546	29,273	45,888	32,457	49,903	53,285	24,381	14,988	17,897
Flujo de caja descontado	132,591	38,925	26,556	26,777	28,188	43,772	30,669	46,710	49,407	22,394	13,638	16,131
Valor Actual Neto con intervención al pozo	475,758											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-546,709											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-013UI

Meses	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,130	6,509	6,257	6,422	6,378	6,131	6,292	6,048	6,207	6,165	5,532	6,085
Producción de Agua (bbls):	68,397	73,009	70,552	72,797	72,689	70,242	72,477	70,036	72,265	72,157	65,081	71,951
Producción de Fluido (bbls):	74,527	79,518	76,808	79,219	79,067	76,372	78,769	76,084	78,472	78,322	70,613	78,036
Regalías	1,134	1,204	1,158	1,188	1,180	1,134	1,164	1,119	1,148	1,141	1,023	1,126
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,996	5,305	5,099	5,234	5,198	4,996	5,128	4,929	5,059	5,024	4,509	4,959
Precio de Exportación (usd/bbl)	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85
Ingresos Totales	175,622	217,958	219,269	204,803	202,614	196,826	226,445	196,710	234,254	235,080	215,030	217,433
(-) ley 10 y Ley 40	5,246	5,570	5,354	5,495	5,458	5,246	5,384	5,176	5,312	5,276	4,734	5,207
(-) Transp y Comercialización	3,447	3,660	3,519	3,611	3,586	3,447	3,538	3,401	3,491	3,467	3,111	3,422
Ingreso Neto	166,929	208,727	210,396	195,697	193,570	188,133	217,523	188,133	225,451	226,338	207,185	208,804
(-) Tratamiento Crudo	2,207	2,345	2,255	2,316	2,301	2,213	2,273	2,186	2,245	2,231	2,003	2,203
(-) Tratamiento Agua	3,420	3,653	3,532	3,646	3,643	3,522	3,637	3,516	3,630	3,627	3,273	3,619
(-) Levantamiento artificial	6,130	6,513	6,264	6,433	6,392	6,148	6,314	6,073	6,236	6,197	5,564	6,120
(-) Energía Bes	16,629	17,753	17,158	17,707	17,683	17,090	17,637	17,046	17,591	17,567	15,848	17,514
(-) Energía Reinyección	5,850	6,249	6,042	6,238	6,232	6,026	6,221	6,015	6,210	6,204	5,599	6,190
(-) Ingeniería de operaciones	1,042	1,107	1,065	1,094	1,087	1,045	1,073	1,032	1,060	1,054	946	1,040
(-) Fluido	30,556	32,622	31,528	32,536	32,493	31,404	32,408	31,322	32,324	32,280	29,120	32,181
(-) Workover	16,796	17,845	17,164	17,626	17,515	16,846	17,301	16,639	17,088	16,981	15,246	16,769
(-) Indirectos	14,528	15,435	14,846	15,246	15,150	14,572	14,964	14,392	14,780	14,688	13,187	14,505
(-) IVA												
Costos Totales	97,158	103,521	99,853	102,841	102,497	98,867	101,828	98,221	101,164	100,829	90,786	100,141
Renta Petrolera	69,771	105,206	110,543	92,855	91,073	89,265	115,694	89,912	124,287	125,509	116,398	108,663
Inversiones												
Flujo de caja	69,771	105,206	110,543	92,855	91,073	89,265	115,694	89,912	124,287	125,509	116,398	108,663
Flujo de caja descontado	69,771	104,217	108,475	90,262	87,697	85,148	109,321	84,160	115,242	115,282	105,909	97,941
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,173,425											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-013UI

Meses	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,755	7,039	7,071	7,363	7,373	7,173	7,525	7,298	7,504	6,950	1,663	2,907
Producción de Agua (bbls):	69,596	71,882	72,076	74,128	73,536	70,725	73,231	70,448	71,859	71,724	21,372	30,381
Producción de Fluido (bbls):	76,351	78,921	79,148	81,491	80,909	77,898	80,756	77,746	79,363	78,674	23,035	33,288
Regalías	1,250	1,302	1,308	1,362	1,364	1,327	1,392	1,350	1,388	1,286	308	538
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,505	5,737	5,763	6,000	6,009	5,846	6,133	5,948	6,116	5,664	1,356	2,370
Precio de Exportación (usd/bbl)	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85
Ingresos Totales	193,516	235,708	247,813	234,809	234,248	230,297	270,815	237,369	283,189	265,010	64,649	103,898
(-) ley 10 y Ley 40	5,780	6,024	6,051	6,300	6,310	6,138	6,439	6,245	6,422	5,947	1,423	2,488
(-) Transp y Comercialización	3,798	3,958	3,977	4,140	4,146	4,034	4,232	4,104	4,220	3,908	935	1,635
Ingreso Neto	183,938	225,726	237,785	224,369	223,791	220,125	260,144	227,019	272,547	255,155	62,291	99,775
(-) Tratamiento Crudo	2,432	2,536	2,549	2,655	2,661	2,590	2,718	2,638	2,714	2,515	602	1,053
(-) Tratamiento Agua	3,480	3,596	3,608	3,713	3,685	3,547	3,674	3,537	3,610	3,605	1,075	1,528
(-) Levantamiento artificial	6,755	7,043	7,080	7,375	7,391	7,194	7,551	7,328	7,539	6,986	1,673	2,924
(-) Energía Bes	17,036	17,620	17,681	18,215	18,095	17,432	18,082	17,418	17,791	17,647	5,170	7,471
(-) Energía Reinyección	5,953	6,152	6,172	6,352	6,305	6,067	6,286	6,050	6,175	6,167	1,839	2,614
(-) Ingeniería de operaciones	1,148	1,197	1,204	1,254	1,256	1,223	1,284	1,246	1,282	1,188	284	497
(-) Fluido	31,304	32,376	32,488	33,469	33,250	32,031	33,226	32,006	32,691	32,426	9,500	13,728
(-) Workover	18,507	19,299	19,398	20,208	20,250	19,711	20,690	20,078	20,657	19,143	4,584	8,013
(-) Indirectos	16,008	16,693	16,778	17,480	17,516	17,049	17,896	17,367	17,868	16,558	3,965	6,931
(-) IVA												
Costos Totales	102,622	106,511	106,957	110,721	110,408	106,844	111,408	107,668	110,326	106,234	28,691	44,758
Renta Petrolera	81,316	119,214	130,828	113,648	113,383	113,281	148,736	119,351	162,221	148,921	33,600	55,016
Inversiones												
Flujo de caja	81,316	119,214	130,828	113,648	113,383	113,281	148,736	119,351	162,221	148,921	33,600	55,016
Flujo de caja descontado	81,316	118,094	128,380	110,473	109,180	108,056	140,542	111,716	150,416	136,786	30,572	49,588
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,275,119											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	101,695											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-021TS

Meses	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017	6/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	13,849	14,046	13,341	13,530	12,851	13,033	12,788	11,343	12,333	11,714	11,880	11,284
Producción de Agua (bbls):	33,905	35,166	34,154	35,414	34,385	35,645	35,755	32,387	35,954	34,889	36,144	35,065
Producción de Fluido (bbls):	47,755	49,212	47,495	48,944	47,236	48,678	48,543	43,730	48,288	46,603	48,025	46,349
Regalías	2,562	2,598	2,468	2,503	2,377	2,411	2,366	2,098	2,282	2,167	2,198	2,088
Producción de crudo sin regalías (bbls)	11,287	11,447	10,873	11,027	10,473	10,622	10,422	9,245	10,052	9,547	9,683	9,197
Precio de Exportación (usd/bbl)	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82	39.40
Ingresos Totales	441,689	446,228	428,317	486,929	417,969	491,834	487,620	440,910	440,726	432,841	414,594	362,384
(-) ley 10 y Ley 40	11,851	12,020	11,416	11,578	10,997	11,153	10,943	9,707	10,554	10,025	10,167	9,656
(-) Transp y Comercialización	7,788	7,899	7,502	7,609	7,227	7,329	7,191	6,379	6,936	6,588	6,681	6,346
Ingreso Neto	422,049	426,309	409,399	467,743	399,745	473,352	469,485	424,825	423,236	416,229	397,746	346,382
(-) Tratamiento Crudo	4,986	5,059	4,808	4,879	4,637	4,706	4,620	4,100	4,461	4,239	4,302	4,086
(-) Tratamiento Agua	1,695	1,759	1,710	1,774	1,723	1,787	1,794	1,626	1,806	1,754	1,818	1,763
(-) Levantamiento artificial	13,849	14,054	13,356	13,554	12,881	13,071	12,832	11,389	12,391	11,776	11,950	11,350
(-) Energía Bes	10,655	10,987	10,610	10,940	10,564	10,893	10,869	9,797	10,825	10,453	10,778	10,402
(-) Energía Reinyección	2,900	3,010	2,925	3,034	2,948	3,058	3,069	2,782	3,090	3,000	3,110	3,017
(-) Ingeniería de operaciones	2,354	2,389	2,271	2,304	2,190	2,222	2,182	1,936	2,106	2,002	2,031	1,929
(-) Fluido	19,579	20,189	19,496	20,102	19,412	20,016	19,972	18,002	19,890	19,207	19,805	19,114
(-) Workover	37,947	38,508	36,596	37,137	35,293	35,814	35,161	31,207	33,951	32,266	32,742	31,099
(-) Indirectos	32,823	33,308	31,654	32,122	30,527	30,978	30,413	26,993	29,366	27,909	28,321	26,899
(-) IVA												
Costos Totales	126,789	129,263	123,425	125,846	120,175	122,545	120,912	107,832	117,886	112,605	114,857	109,660
Renta Petrolera	295,260	297,046	285,974	341,896	279,570	350,807	348,573	316,993	305,350	303,623	282,890	236,721
Inversiones												
Flujo de caja	295,260	297,046	285,974	341,896	279,570	350,807	348,573	316,993	305,350	303,623	282,890	236,721
Flujo de caja descontado	295,260	294,254	280,623	332,346	269,206	334,627	329,370	296,714	283,130	278,883	257,396	213,364
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	3,465,173											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-021TS

Meses	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017	6/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	14,249	16,549	16,566	17,526	17,117	17,152	16,895	14,655	13,661	13,121	13,371	12,335
Producción de Agua (bbls):	36,591	40,842	40,424	42,213	40,892	42,627	43,184	38,592	41,279	39,879	41,179	41,338
Producción de Fluido (bbls):	50,841	57,391	56,991	59,739	58,009	59,780	60,079	53,247	54,940	53,000	54,550	53,673
Regalías	2,636	3,062	3,065	3,242	3,167	3,173	3,126	2,711	2,527	2,427	2,474	2,282
Producción de crudo sin regalías (bbls)	11,613	13,487	13,502	14,284	13,950	13,979	13,769	11,944	11,134	10,694	10,897	10,053
Precio de Exportación (usd/bbl)	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82	39.40
Ingresos Totales	454,453	525,754	531,879	630,760	556,709	647,286	644,233	569,654	488,161	484,818	466,597	396,113
(-) ley 10 y Ley 40	12,194	14,162	14,177	14,998	14,647	14,678	14,458	12,541	11,690	11,228	11,442	10,555
(-) Transp y Comercialización	8,013	9,306	9,316	9,856	9,625	9,646	9,501	8,241	7,682	7,379	7,519	6,936
Ingreso Neto	434,245	502,286	508,386	605,906	532,437	622,962	620,274	548,871	468,789	466,211	447,636	378,622
(-) Tratamiento Crudo	5,130	5,961	5,971	6,321	6,176	6,193	6,103	5,297	4,941	4,748	4,841	4,466
(-) Tratamiento Agua	1,830	2,043	2,024	2,114	2,049	2,138	2,167	1,937	2,074	2,004	2,071	2,079
(-) Levantamiento artificial	14,249	16,559	16,586	17,557	17,156	17,202	16,954	14,715	13,724	13,190	13,449	12,406
(-) Energía Bes	11,344	12,813	12,731	13,353	12,974	13,377	13,452	11,929	12,316	11,888	12,243	12,046
(-) Energía Reinyección	3,130	3,496	3,462	3,617	3,506	3,657	3,707	3,314	3,547	3,429	3,543	3,557
(-) Ingeniería de operaciones	2,422	2,815	2,820	2,985	2,917	2,924	2,882	2,502	2,333	2,242	2,286	2,109
(-) Fluido	20,845	23,544	23,393	24,536	23,839	24,581	24,719	21,920	22,630	21,844	22,496	22,134
(-) Workover	39,044	45,371	45,444	48,106	47,008	47,134	46,454	40,319	37,605	36,140	36,849	33,994
(-) Indirectos	33,771	39,244	39,308	41,610	40,661	40,769	40,181	34,874	32,527	31,260	31,873	29,403
(-) IVA												
Costos Totales	131,765	151,845	151,738	160,199	156,286	157,976	156,619	136,809	131,697	126,746	129,651	122,194
Renta Petrolera	302,481	350,441	356,648	445,707	376,151	464,987	463,655	412,062	337,091	339,464	317,985	256,428
Inversiones												
Flujo de caja	302,481	350,441	356,648	445,707	376,151	464,987	463,655	412,062	337,091	339,464	317,985	256,428
Flujo de caja descontado	302,481	347,147	349,975	433,256	362,206	443,540	438,113	385,702	312,561	311,803	289,329	231,126
Valor Actual Neto con intervención al pozo	4,207,240											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	742,067											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-024UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	7,531	7,361	7,432	7,258	6,863	6,929	6,551	6,614	6,460	5,705	6,176	5,840
Producción de Agua (bbls):	57,117	57,286	59,368	59,540	57,779	59,865	58,087	60,177	60,329	54,619	60,610	58,790
Producción de Fluido (bbls):	64,648	64,646	66,799	66,798	64,641	66,794	64,638	66,791	66,789	60,324	66,785	64,629
Regalías	1,393	1,362	1,375	1,343	1,270	1,282	1,212	1,224	1,195	1,055	1,143	1,080
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,138	5,999	6,057	5,915	5,593	5,647	5,339	5,391	5,265	4,650	5,033	4,759
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	252,182	257,959	237,014	230,584	220,337	249,361	213,073	249,602	246,322	221,756	220,690	215,766
(-) ley 10 y Ley 40	6,445	6,299	6,360	6,211	5,873	5,929	5,606	5,660	5,528	4,882	5,285	4,997
(-) Transp y Comercialización	4,235	4,139	4,179	4,082	3,859	3,896	3,684	3,719	3,633	3,208	3,473	3,284
Ingreso Neto	241,502	247,520	226,475	220,291	210,605	239,535	203,783	240,223	237,161	213,665	211,932	207,485
(-) Tratamiento Crudo	2,711	2,651	2,678	2,617	2,476	2,502	2,367	2,391	2,336	2,065	2,236	2,114
(-) Tratamiento Agua	2,856	2,866	2,972	2,982	2,896	3,002	2,914	3,021	3,031	2,745	3,048	2,957
(-) Levantamiento artificial	7,531	7,365	7,440	7,271	6,879	6,949	6,574	6,641	6,490	5,735	6,212	5,874
(-) Energía Bes	14,425	14,433	14,922	14,930	14,457	14,947	14,473	14,964	14,972	13,531	14,989	14,505
(-) Energía Reinyección	4,886	4,903	5,084	5,102	4,954	5,136	4,986	5,168	5,184	4,696	5,215	5,058
(-) Ingeniería de operaciones	1,280	1,252	1,265	1,236	1,169	1,181	1,118	1,129	1,103	975	1,056	999
(-) Fluido	26,506	26,520	27,420	27,435	26,565	27,465	26,594	27,496	27,511	24,862	27,542	26,652
(-) Workover	20,635	20,180	20,386	19,922	18,848	19,040	18,013	18,197	17,782	15,714	17,020	16,094
(-) Indirectos	17,849	17,455	17,633	17,232	16,303	16,469	15,580	15,739	15,381	13,592	14,722	13,920
(-) IVA												
Costos Totales	98,679	97,626	99,801	98,726	94,546	96,691	92,619	94,746	93,791	83,915	92,039	88,172
Renta Petrolera	142,823	149,894	126,674	121,565	116,059	142,844	111,164	145,477	143,370	129,751	119,893	119,313
Inversiones												
Flujo de caja	142,823	149,894	126,674	121,565	116,059	142,844	111,164	145,477	143,370	129,751	119,893	119,313
Flujo de caja descontado	142,823	148,485	124,304	118,169	111,757	136,256	105,040	136,170	132,937	119,178	109,088	107,541
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,491,749											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-024UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,930	6,109	6,391	6,451	6,224	6,389	6,232	5,721	1,835	5,171	5,720	5,368
Producción de Agua (bbls):	63,021	62,266	64,341	64,341	61,372	62,175	60,161	54,771	17,933	56,509	65,275	61,134
Producción de Fluido (bbls):	69,951	68,375	70,732	70,793	67,597	68,564	66,393	60,492	19,768	61,680	70,995	66,502
Regalías	1,282	1,130	1,182	1,194	1,152	1,182	1,153	1,058	339	957	1,058	993
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,648	4,979	5,208	5,258	5,073	5,207	5,079	4,663	1,495	4,214	4,662	4,375
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	232,054	214,086	203,815	204,958	199,841	229,937	202,701	215,898	69,955	200,990	204,406	198,330
(-) ley 10 y Ley 40	5,930	5,228	5,469	5,521	5,327	5,467	5,333	4,896	1,570	4,425	4,895	4,593
(-) Transp y Comercialización	3,897	3,435	3,594	3,628	3,500	3,593	3,505	3,217	1,032	2,908	3,217	3,018
Ingreso Neto	222,227	205,423	194,752	195,809	191,014	220,877	193,863	207,785	67,354	193,657	196,294	190,718
(-) Tratamiento Crudo	2,495	2,200	2,303	2,327	2,246	2,307	2,251	2,068	664	1,871	2,071	1,944
(-) Tratamiento Agua	3,151	3,115	3,221	3,223	3,076	3,118	3,019	2,750	901	2,840	3,283	3,075
(-) Levantamiento artificial	6,930	6,112	6,398	6,463	6,239	6,408	6,254	5,744	1,843	5,198	5,753	5,399
(-) Energía Bes	15,608	15,265	15,801	15,823	15,118	15,343	14,866	13,552	4,431	13,835	15,933	14,925
(-) Energía Reinyección	5,391	5,329	5,510	5,513	5,262	5,334	5,164	4,704	1,541	4,859	5,616	5,260
(-) Ingeniería de operaciones	1,178	1,039	1,088	1,099	1,061	1,089	1,063	977	313	884	978	918
(-) Fluido	28,680	28,050	29,034	29,076	27,779	28,193	27,316	24,903	8,143	25,421	29,278	27,425
(-) Workover	18,988	16,748	17,531	17,708	17,095	17,557	17,136	15,740	5,050	14,242	15,765	14,793
(-) Indirectos	16,424	14,487	15,163	15,317	14,786	15,186	14,822	13,614	4,368	12,319	13,636	12,795
(-) IVA												
Costos Totales	98,845	92,346	96,048	96,547	92,661	94,535	91,891	84,052	27,254	81,469	92,313	86,532
Renta Petrolera	123,381	113,077	98,704	99,262	98,353	126,342	101,972	123,734	40,100	112,188	103,981	104,186
Inversiones												
Flujo de caja	123,381	113,077	98,704	99,262	98,353	126,342	101,972	123,734	40,100	112,188	103,981	104,186
Flujo de caja descontado	123,381	112,014	96,857	96,490	94,707	120,515	96,354	115,818	37,182	103,046	94,611	93,906
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,184,882											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-306,868											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-034UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	8,011	7,951	8,153	8,090	7,769	7,966	7,650	7,845	7,784	6,978	7,669	7,365
Producción de Agua (bbls):	40,553	40,558	41,914	41,919	40,571	41,927	40,578	41,933	41,936	37,880	41,940	40,588
Producción de Fluido (bbls):	48,564	48,509	50,067	50,009	48,340	49,894	48,228	49,778	49,720	44,858	49,609	47,953
Regalías	1,482	1,471	1,508	1,497	1,437	1,474	1,415	1,451	1,440	1,291	1,419	1,362
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,529	6,480	6,645	6,593	6,332	6,493	6,235	6,394	6,344	5,687	6,250	6,002
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	268,261	278,639	260,021	257,008	249,426	286,702	248,824	296,046	296,808	271,255	274,040	272,122
(-) ley 10 y Ley 40	6,856	6,804	6,977	6,923	6,648	6,817	6,547	6,713	6,661	5,972	6,563	6,302
(-) Transp y Comercialización	4,505	4,471	4,585	4,549	4,369	4,480	4,302	4,412	4,377	3,924	4,313	4,142
Ingreso Neto	256,900	267,364	248,459	245,535	238,409	275,405	237,975	284,921	285,770	261,359	263,165	261,678
(-) Tratamiento Crudo	2,884	2,864	2,938	2,917	2,803	2,876	2,764	2,836	2,815	2,525	2,777	2,667
(-) Tratamiento Agua	2,028	2,029	2,098	2,100	2,033	2,102	2,036	2,105	2,107	1,904	2,109	2,041
(-) Levantamiento artificial	8,011	7,956	8,162	8,104	7,787	7,990	7,677	7,877	7,820	7,015	7,713	7,408
(-) Energía Bes	10,836	10,830	11,184	11,178	10,811	11,165	10,799	11,152	11,146	10,062	11,134	10,762
(-) Energía Reinyección	3,469	3,471	3,589	3,592	3,478	3,597	3,483	3,601	3,604	3,257	3,608	3,492
(-) Ingeniería de operaciones	1,362	1,352	1,388	1,378	1,324	1,358	1,305	1,339	1,329	1,193	1,311	1,259
(-) Fluido	19,911	19,900	20,552	20,539	19,865	20,516	19,843	20,492	20,480	18,488	20,458	19,775
(-) Workover	21,951	21,798	22,365	22,205	21,336	21,891	21,035	21,583	21,427	19,221	21,135	20,297
(-) Indirectos	18,987	18,855	19,345	19,206	18,455	18,935	18,195	18,668	18,534	16,626	18,281	17,556
(-) IVA												
Costos Totales	89,439	89,055	91,622	91,219	87,893	90,431	87,136	89,653	89,261	80,291	88,527	85,257
Renta Petrolera	167,461	178,309	156,836	154,317	150,515	184,974	150,839	195,268	196,509	181,068	174,638	176,421
Inversiones												
Flujo de caja	167,461	178,309	156,836	154,317	150,515	184,974	150,839	195,268	196,509	181,068	174,638	176,421
Flujo de caja descontado	167,461	176,633	153,902	150,006	144,936	176,443	142,530	182,776	182,209	166,314	158,900	159,013
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,961,122											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-034UI

Meses	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	10,050	12,179	12,759	8,328	12,677	18,288	17,622	18,360	2,189	10,371	15,838	15,302
Producción de Agua (bbls):	49,369	66,310	68,616	44,531	63,115	81,248	77,656	80,265	9,536	55,164	77,081	74,331
Producción de Fluido (bbls):	59,420	78,490	81,375	52,859	75,792	99,536	95,278	98,625	11,725	65,536	92,919	89,633
Regalías	1,859	2,253	2,360	1,541	2,345	3,383	3,260	3,397	405	1,919	2,930	2,831
Producción de crudo sin regalías (bbls)	8,191	9,926	10,398	6,788	10,332	14,905	14,362	14,963	1,784	8,453	12,908	12,471
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34
Ingresos Totales	336,533	426,826	406,907	264,591	407,021	658,161	573,151	692,864	83,478	403,133	565,971	565,393
(-) ley 10 y Ley 40	8,600	10,423	10,918	7,127	10,849	15,650	15,080	15,712	1,873	8,875	13,554	13,095
(-) Transp y Comercialización	5,652	6,849	7,175	4,684	7,129	10,284	9,910	10,325	1,231	5,832	8,907	8,605
Ingreso Neto	322,281	409,555	388,814	252,780	389,044	632,227	548,161	666,827	80,374	388,425	543,511	543,694
(-) Tratamiento Crudo	3,618	4,387	4,598	3,003	4,574	6,603	6,366	6,637	792	3,753	5,735	5,541
(-) Tratamiento Agua	2,468	3,317	3,435	2,230	3,163	4,074	3,896	4,030	479	2,773	3,877	3,738
(-) Levantamiento artificial	10,050	12,186	12,774	8,343	12,707	18,341	17,684	18,435	2,199	10,426	15,931	15,391
(-) Energía Bes	13,258	17,523	18,178	11,815	16,951	22,274	21,334	22,096	2,628	14,700	20,854	20,116
(-) Energía Reinyección	4,223	5,675	5,876	3,816	5,411	6,970	6,666	6,894	819	4,743	6,632	6,395
(-) Ingeniería de operaciones	1,709	2,072	2,171	1,418	2,160	3,118	3,006	3,134	374	1,772	2,708	2,616
(-) Fluido	24,362	32,199	33,402	21,710	31,147	40,929	39,201	40,601	4,830	27,011	38,319	36,964
(-) Workover	27,538	33,391	34,999	22,860	34,817	50,255	48,453	50,512	6,026	28,566	43,650	42,171
(-) Indirectos	23,819	28,882	30,273	19,773	30,115	43,468	41,910	43,691	5,213	24,709	37,755	36,477
(-) IVA												
Costos Totales	111,045	139,634	145,707	94,969	141,046	196,031	188,515	196,028	23,361	118,452	175,460	169,410
Renta Petrolera	211,236	269,921	243,107	157,812	247,998	436,195	359,646	470,800	57,013	269,973	368,051	374,284
Inversiones												
Flujo de caja	211,236	269,921	243,107	157,812	247,998	436,195	359,646	470,800	57,013	269,973	368,051	374,284
Flujo de caja descontado	211,236	267,384	238,558	153,403	238,804	416,077	339,834	440,682	52,865	247,975	334,883	337,353
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,279,054											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	1,317,931											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-060UI

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,096	6,668	6,372	6,503	6,215	6,341	6,261	5,984	6,106	5,835	5,955	5,879
Producción de Agua (bbls):	30,045	33,344	32,348	33,507	32,504	33,666	33,746	32,732	33,899	32,878	34,048	34,123
Producción de Fluido (bbls):	36,141	40,012	38,720	40,010	38,718	40,008	40,007	38,715	40,005	38,714	40,003	40,002
Regalías	1,128	1,234	1,179	1,203	1,150	1,173	1,158	1,107	1,130	1,080	1,102	1,088
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,968	5,434	5,193	5,300	5,065	5,168	5,103	4,877	4,976	4,756	4,853	4,792
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	121,506	173,626	182,566	217,740	217,787	202,243	198,911	192,107	219,751	189,792	224,719	224,181
(-) ley 10 y Ley 40	5,217	5,706	5,453	5,565	5,318	5,427	5,358	5,120	5,225	4,994	5,096	5,031
(-) Transp y Comercialización	3,428	3,750	3,583	3,657	3,495	3,566	3,521	3,365	3,434	3,281	3,349	3,306
Ingreso Neto	112,862	164,170	173,530	208,518	208,974	193,250	190,032	183,621	211,092	181,517	216,275	215,844
(-) Tratamiento Crudo	2,195	2,402	2,297	2,345	2,242	2,290	2,262	2,163	2,208	2,112	2,156	2,129
(-) Tratamiento Agua	1,502	1,668	1,619	1,678	1,629	1,688	1,693	1,643	1,703	1,653	1,712	1,716
(-) Levantamiento artificial	6,096	6,672	6,380	6,514	6,229	6,360	6,283	6,008	6,135	5,866	5,990	5,913
(-) Energía Bes	8,064	8,933	8,650	8,943	8,659	8,953	8,958	8,674	8,968	8,683	8,978	8,978
(-) Energía Reinyección	2,570	2,854	2,770	2,871	2,787	2,888	2,897	2,811	2,913	2,827	2,929	2,936
(-) Ingeniería de operaciones	1,036	1,134	1,085	1,107	1,059	1,081	1,068	1,021	1,043	997	1,018	1,005
(-) Fluido	14,818	16,414	15,894	16,433	15,911	16,451	16,460	15,938	16,478	15,956	16,497	16,496
(-) Workover	16,703	18,280	17,480	17,848	17,067	17,426	17,215	16,462	16,809	16,073	16,411	16,203
(-) Indirectos	14,448	15,812	15,120	15,438	14,763	15,073	14,891	14,239	14,539	13,902	14,195	14,015
(-) IVA												
Costos Totales	67,432	74,169	71,294	73,177	70,347	72,209	71,726	68,959	70,795	68,068	69,887	69,391
Renta Petrolera	45,430	90,001	102,236	135,341	138,627	121,041	118,306	114,663	140,297	113,448	146,388	146,453
Inversiones												
Flujo de caja	45,430	90,001	102,236	135,341	138,627	121,041	118,306	114,663	140,297	113,448	146,388	146,453
Flujo de caja descontado	45,430	89,155	100,323	131,560	133,488	115,458	111,788	107,328	130,088	104,204	133,196	132,003
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,334,020											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBC-060UI

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,776	7,750	7,612	7,665	7,047	6,830	7,021	6,820	7,238	7,059	6,819	5,978
Producción de Agua (bbls):	31,646	36,462	37,279	41,817	46,676	53,811	54,796	52,621	55,121	53,330	55,867	56,471
Producción de Fluido (bbls):	38,422	44,212	44,891	49,482	53,723	60,641	61,816	59,441	62,359	60,390	62,686	62,448
Regalías	1,254	1,434	1,408	1,418	1,304	1,263	1,299	1,262	1,339	1,306	1,262	1,106
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,523	6,317	6,203	6,247	5,743	5,566	5,722	5,558	5,899	5,753	5,558	4,872
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	135,061	201,814	218,072	256,676	246,962	217,814	223,040	218,950	260,473	229,602	257,335	227,940
(-) ley 10 y Ley 40	5,799	6,632	6,514	6,560	6,030	5,844	6,008	5,836	6,194	6,041	5,835	5,115
(-) Transp y Comercialización	3,811	4,358	4,280	4,311	3,963	3,841	3,948	3,835	4,070	3,970	3,835	3,362
Ingreso Neto	125,452	190,823	207,278	245,806	236,968	208,129	213,084	209,280	250,209	219,591	247,665	219,463
(-) Tratamiento Crudo	2,439	2,792	2,743	2,764	2,543	2,466	2,536	2,465	2,618	2,555	2,469	2,165
(-) Tratamiento Agua	1,582	1,824	1,866	2,094	2,339	2,698	2,749	2,642	2,769	2,681	2,810	2,840
(-) Levantamiento artificial	6,776	7,755	7,620	7,679	7,063	6,849	7,045	6,847	7,271	7,096	6,859	6,013
(-) Energía Bes	8,573	9,871	10,028	11,060	12,015	13,570	13,841	13,317	13,979	13,545	14,069	14,015
(-) Energía Reinyección	2,707	3,121	3,192	3,583	4,002	4,616	4,703	4,519	4,737	4,586	4,807	4,858
(-) Ingeniería de operaciones	1,152	1,318	1,295	1,305	1,201	1,164	1,198	1,164	1,236	1,206	1,166	1,022
(-) Fluido	15,753	18,137	18,427	20,323	22,078	24,935	25,433	24,470	25,686	24,890	25,851	25,753
(-) Workover	18,567	21,248	20,880	21,040	19,354	18,768	19,304	18,762	19,923	19,444	18,793	16,474
(-) Indirectos	16,059	18,379	18,060	18,199	16,740	16,233	16,697	16,228	17,233	16,818	16,255	14,250
(-) IVA												
Costos Totales	73,609	84,445	84,113	88,047	87,334	91,300	93,506	90,415	95,452	92,821	93,079	87,390
Renta Petrolera	51,843	106,379	123,165	157,759	149,634	116,829	119,578	118,865	154,757	126,770	154,586	132,073
Inversiones												
Flujo de caja	51,843	106,379	123,165	157,759	149,634	116,829	119,578	118,865	154,757	126,770	154,586	132,073
Flujo de caja descontado	51,843	105,379	120,861	153,352	144,087	111,440	112,990	111,261	143,495	116,441	140,655	119,041
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,430,845											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	96,824											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-022UI

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,299	6,604	6,041	5,900	5,396	5,271	4,977	4,552	4,446	4,067	3,972	3,751
Producción de Agua (bbls):	20,864	23,384	22,894	23,911	23,368	24,364	24,569	23,956	24,925	24,273	25,226	25,360
Producción de Fluido (bbls):	27,163	29,988	28,935	29,811	28,764	29,635	29,546	28,508	29,372	28,340	29,198	29,110
Regalías	1,165	1,222	1,118	1,091	998	975	921	842	823	752	735	694
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,134	5,382	4,923	4,808	4,398	4,296	4,056	3,710	3,624	3,314	3,237	3,057
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	125,558	171,971	173,069	197,560	189,117	168,094	158,118	146,153	160,019	132,272	149,895	143,020
(-) ley 10 y Ley 40	5,391	5,652	5,169	5,049	4,618	4,510	4,259	3,896	3,805	3,480	3,399	3,210
(-) Transp y Comercialización	3,542	3,714	3,397	3,318	3,035	2,964	2,799	2,560	2,500	2,287	2,234	2,109
Ingreso Neto	116,625	162,606	164,502	189,193	181,464	160,620	151,060	139,698	153,714	126,504	144,262	137,701
(-) Tratamiento Crudo	2,268	2,379	2,177	2,128	1,947	1,903	1,798	1,645	1,608	1,472	1,438	1,358
(-) Tratamiento Agua	1,043	1,170	1,146	1,198	1,171	1,222	1,233	1,203	1,252	1,220	1,269	1,275
(-) Levantamiento artificial	6,299	6,608	6,048	5,910	5,409	5,286	4,994	4,571	4,467	4,088	3,995	3,773
(-) Energía Bes	6,061	6,695	6,464	6,663	6,433	6,632	6,616	6,387	6,584	6,357	6,553	6,533
(-) Energía Reinyección	1,785	2,001	1,961	2,049	2,003	2,090	2,109	2,057	2,142	2,087	2,170	2,182
(-) Ingeniería de operaciones	1,071	1,123	1,028	1,005	920	899	849	777	759	695	679	641
(-) Fluido	11,137	12,302	11,877	12,244	11,821	12,186	12,156	11,736	12,098	11,680	12,041	12,005
(-) Workover	17,260	18,106	16,571	16,194	14,821	14,484	13,685	12,524	12,240	11,201	10,947	10,337
(-) Indirectos	14,930	15,661	14,333	14,007	12,819	12,528	11,837	10,833	10,587	9,689	9,469	8,941
(-) IVA												
Costos Totales	61,854	66,046	61,605	61,397	57,344	57,228	55,276	51,733	51,738	48,489	48,561	47,045
Renta Petrolera	54,772	96,560	102,898	127,796	124,120	103,392	95,784	87,965	101,976	78,015	95,701	90,656
Inversiones												
Flujo de caja	54,772	96,560	102,898	127,796	124,120	103,392	95,784	87,965	101,976	78,015	95,701	90,656
Flujo de caja descontado	54,772	95,652	100,972	124,226	119,519	98,623	90,507	82,338	94,555	71,658	87,077	81,711
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,101,610											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-022UI

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	8,280	8,452	6,363	4,595	9,113	13,731	11,814	2,775	431	1,862	3,844	3,964
Producción de Agua (bbls):	26,128	29,923	26,275	27,718	59,223	59,728	64,381	66,761	17,968	27,419	61,105	62,882
Producción de Fluido (bbls):	34,408	38,374	32,638	32,313	68,336	73,459	76,195	69,536	18,399	29,281	64,949	66,846
Regalías	1,532	1,564	1,177	850	1,686	2,540	2,186	513	80	344	711	733
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,748	6,888	5,186	3,745	7,427	11,191	9,628	2,262	351	1,518	3,133	3,231
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	165,032	220,073	182,300	153,858	319,347	437,922	375,318	89,094	15,519	60,564	145,051	151,152
(-) ley 10 y Ley 40	7,085	7,232	5,445	3,932	7,798	11,750	10,110	2,375	369	1,593	3,289	3,392
(-) Transp y Comercialización	4,656	4,753	3,578	2,584	5,124	7,722	6,643	1,561	242	1,047	2,161	2,229
Ingreso Neto	153,290	208,088	173,277	147,343	306,425	418,450	358,565	85,159	14,907	57,924	139,601	145,531
(-) Tratamiento Crudo	2,981	3,044	2,293	1,657	3,288	4,958	4,268	1,003	156	674	1,392	1,435
(-) Tratamiento Agua	1,306	1,497	1,315	1,388	2,968	2,995	3,230	3,352	903	1,378	3,073	3,162
(-) Levantamiento artificial	8,280	8,456	6,370	4,603	9,134	13,771	11,855	2,786	433	1,872	3,866	3,987
(-) Energía Bes	7,677	8,567	7,291	7,222	15,283	16,439	17,061	15,579	4,125	6,568	14,576	15,002
(-) Energía Reinyección	2,235	2,561	2,250	2,375	5,077	5,124	5,526	5,734	1,544	2,358	5,257	5,410
(-) Ingeniería de operaciones	1,408	1,438	1,083	782	1,553	2,341	2,015	474	74	318	657	678
(-) Fluido	14,107	15,743	13,397	13,271	28,083	30,206	31,349	28,626	7,579	12,068	26,784	27,567
(-) Workover	22,687	23,171	17,455	12,612	25,026	37,733	32,483	7,635	1,187	5,129	10,593	10,925
(-) Indirectos	19,623	20,042	15,098	10,909	21,647	32,638	28,097	6,604	1,027	4,436	9,163	9,449
(-) IVA												
Costos Totales	80,304	84,519	66,553	54,820	112,059	146,204	135,884	71,791	17,027	34,801	75,362	77,615
Renta Petrolera	72,986	123,570	106,724	92,522	194,365	272,246	222,681	13,368	-2,119	23,123	64,239	67,916
Inversiones												
Flujo de caja	72,986	123,570	106,724	92,522	194,365	272,246	222,681	13,368	-2,119	23,123	64,239	67,916
Flujo de caja descontado	72,986	122,408	104,727	89,938	187,160	259,690	210,414	12,513	-1,965	21,239	58,450	61,214
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,198,773											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	97,163											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-037US

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,471	5,237	5,543	5,310	5,431	5,203	5,322	5,268	5,046	5,162	4,945	5,058
Producción de Agua (bbls):	25,292	24,497	26,237	25,441	26,340	25,539	26,440	26,490	25,682	26,587	25,775	26,682
Producción de Fluido (bbls):	30,763	29,734	31,780	30,750	31,771	30,742	31,762	31,757	30,729	31,749	30,720	31,740
Regalías	1,012	969	1,025	982	1,005	963	985	974	934	955	915	936
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,459	4,268	4,517	4,327	4,426	4,241	4,338	4,293	4,113	4,207	4,030	4,122
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	114,126	104,385	144,332	152,123	181,865	182,346	169,745	167,346	162,017	185,768	160,832	190,887
(-) ley 10 y Ley 40	4,682	4,482	4,743	4,544	4,648	4,453	4,555	4,508	4,318	4,417	4,232	4,329
(-) Transp y Comercialización	3,077	2,945	3,117	2,986	3,054	2,926	2,993	2,962	2,838	2,903	2,781	2,845
Ingreso Neto	106,368	96,959	136,471	144,593	174,163	174,967	162,197	159,877	154,861	178,448	153,819	183,714
(-) Tratamiento Crudo	1,970	1,886	1,998	1,915	1,960	1,879	1,923	1,904	1,825	1,868	1,791	1,832
(-) Tratamiento Agua	1,265	1,226	1,313	1,274	1,320	1,281	1,327	1,330	1,290	1,336	1,296	1,342
(-) Levantamiento artificial	5,471	5,240	5,549	5,319	5,444	5,218	5,341	5,289	5,070	5,189	4,974	5,088
(-) Energía Bes	6,864	6,638	7,099	6,873	7,105	6,879	7,112	7,115	6,888	7,121	6,895	7,123
(-) Energía Reinyección	2,163	2,097	2,247	2,180	2,258	2,191	2,269	2,275	2,207	2,286	2,218	2,296
(-) Ingeniería de operaciones	930	891	943	904	925	887	908	899	862	882	846	865
(-) Fluido	12,613	12,198	13,045	12,630	13,056	12,641	13,068	13,074	12,657	13,085	12,669	13,089
(-) Workover	14,991	14,358	15,205	14,574	14,916	14,298	14,634	14,492	13,891	14,218	13,628	13,940
(-) Indirectos	12,967	12,419	13,152	12,606	12,902	12,367	12,658	12,535	12,015	12,298	11,788	12,058
(-) IVA												
Costos Totales	59,234	56,953	60,551	58,275	59,887	57,642	59,240	58,912	56,707	58,283	56,103	57,633
Renta Petrolera	47,134	40,006	75,920	86,318	114,276	117,326	102,957	100,964	98,154	120,165	97,716	126,081
Inversiones												
Flujo de caja	47,134	40,006	75,920	86,318	114,276	117,326	102,957	100,964	98,154	120,165	97,716	126,081
Flujo de caja descontado	47,134	39,630	74,499	83,907	110,039	111,914	97,285	94,505	91,011	110,374	88,910	113,640
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,062,850											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-037US

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	10,382	10,558	11,269	11,266	11,728	11,464	11,737	11,849	11,533	12,134	11,754	11,099
Producción de Agua (bbls):	48,649	49,306	53,015	52,996	54,684	53,343	53,948	53,948	51,911	53,909	52,321	55,128
Producción de Fluido (bbls):	59,031	59,864	64,284	64,262	66,412	64,807	65,685	65,798	63,443	66,043	64,075	66,227
Regalías	1,921	1,953	2,085	2,084	2,170	2,121	2,171	2,192	2,134	2,245	2,175	2,053
Producción de crudo sin regalías (bbls)	8,461	8,605	9,184	9,182	9,558	9,343	9,566	9,657	9,399	9,889	9,580	9,046
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	216,561	210,435	293,442	322,777	392,701	401,752	374,331	376,451	370,266	436,691	382,305	418,858
(-) ley 10 y Ley 40	8,884	9,035	9,644	9,641	10,036	9,810	10,044	10,140	9,869	10,384	10,059	9,498
(-) Transp y Comercialización	5,838	5,937	6,337	6,336	6,595	6,447	6,600	6,664	6,485	6,824	6,610	6,242
Ingreso Neto	201,839	195,463	277,461	306,800	376,070	385,495	357,686	359,647	353,912	419,484	365,637	403,118
(-) Tratamiento Crudo	3,737	3,803	4,062	4,063	4,232	4,139	4,240	4,283	4,171	4,391	4,256	4,019
(-) Tratamiento Agua	2,432	2,467	2,654	2,654	2,741	2,675	2,707	2,708	2,608	2,710	2,631	2,772
(-) Levantamiento artificial	10,382	10,564	11,282	11,286	11,755	11,497	11,778	11,898	11,586	12,198	11,823	11,164
(-) Energía Bes	13,171	13,365	14,360	14,364	14,853	14,502	14,707	14,741	14,222	14,813	14,380	14,863
(-) Energía Reinyección	4,161	4,220	4,540	4,541	4,688	4,576	4,631	4,633	4,461	4,635	4,501	4,743
(-) Ingeniería de operaciones	1,765	1,796	1,918	1,919	1,998	1,955	2,002	2,023	1,970	2,074	2,010	1,898
(-) Fluido	24,203	24,558	26,387	26,393	27,292	26,648	27,025	27,087	26,133	27,220	26,424	27,311
(-) Workover	28,446	28,945	30,913	30,923	32,208	31,503	32,272	32,600	31,747	33,422	32,395	30,589
(-) Indirectos	24,605	25,036	26,739	26,747	27,859	27,249	27,914	28,198	27,460	28,908	28,020	26,459
(-) IVA												
Costos Totales	112,903	114,754	122,855	122,890	127,626	124,744	127,277	128,171	124,357	130,370	126,441	123,819
Renta Petrolera	88,935	80,709	154,606	183,910	248,444	260,751	230,409	231,476	229,555	289,114	239,196	279,300
Inversiones												
Flujo de caja	88,935	80,709	154,606	183,910	248,444	260,751	230,409	231,476	229,555	289,114	239,196	279,300
Flujo de caja descontado	88,935	79,951	151,713	178,772	239,234	248,725	217,716	216,668	212,851	265,555	217,640	251,741
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,369,501											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	1,306,651											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-038UI

Meses	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017	6/1/2017	7/1/2017	8/1/2017	9/1/2017	10/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,109	2,224	2,194	1,956	2,137	2,040	2,079	1,985	2,023	1,995	1,905	1,942
Producción de Agua (bbls):	54,579	58,361	58,379	52,744	58,411	56,543	58,444	56,574	58,475	58,490	56,617	58,518
Producción de Fluido (bbls):	56,688	60,585	60,572	54,699	60,548	58,583	60,523	58,559	60,498	60,485	58,522	60,460
Regalías	390	411	406	362	395	377	385	367	374	369	352	359
Producción de crudo sin regalías (bbls)	1,719	1,813	1,788	1,594	1,741	1,662	1,695	1,618	1,649	1,626	1,553	1,583
Precio de Exportación (usd/bbl)	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82	39.40	40.91	42.28	43.98	45.85
Ingresos Totales	68,585	83,938	83,644	76,012	76,348	75,366	72,557	63,740	67,471	68,768	68,278	72,563
(-) ley 10 y Ley 40	1,805	1,903	1,877	1,673	1,828	1,745	1,779	1,698	1,731	1,708	1,630	1,662
(-) Transp y Comercialización	1,186	1,251	1,234	1,100	1,201	1,147	1,169	1,116	1,138	1,122	1,071	1,092
Ingreso Neto	65,595	80,784	80,533	73,239	73,318	72,473	69,609	60,926	64,601	65,938	65,576	69,809
(-) Tratamiento Crudo	759	801	791	705	771	736	751	717	732	722	690	703
(-) Tratamiento Agua	2,729	2,920	2,922	2,642	2,927	2,835	2,932	2,840	2,937	2,940	2,847	2,943
(-) Levantamiento artificial	2,109	2,226	2,196	1,959	2,141	2,046	2,086	1,993	2,033	2,006	1,916	1,953
(-) Energía Bes	12,649	13,526	13,531	12,226	13,541	13,110	13,552	13,119	13,562	13,567	13,134	13,569
(-) Energía Reinyección	4,668	4,995	4,999	4,519	5,008	4,851	5,017	4,859	5,025	5,029	4,871	5,035
(-) Ingeniería de operaciones	358	378	373	333	364	348	355	339	346	341	326	332
(-) Fluido	23,242	24,854	24,863	22,466	24,882	24,089	24,901	24,107	24,920	24,929	24,134	24,933
(-) Workover	5,778	6,098	6,017	5,367	5,868	5,605	5,717	5,461	5,570	5,496	5,250	5,352
(-) Indirectos	4,998	5,275	5,205	4,643	5,075	4,848	4,945	4,723	4,818	4,754	4,541	4,629
(-) IVA												
Costos Totales	57,290	61,072	60,898	54,861	60,579	58,467	60,255	58,158	59,942	59,784	57,709	59,449
Renta Petrolera	8,305	19,711	19,635	18,378	12,739	14,006	9,353	2,768	4,660	6,154	7,867	10,360
Inversiones												
Flujo de caja	8,305	19,711	19,635	18,378	12,739	14,006	9,353	2,768	4,660	6,154	7,867	10,360
Flujo de caja descontado	8,305	19,526	19,268	17,865	12,267	13,360	8,838	2,591	4,320	5,653	7,158	9,338
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	128,488											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-038UI

Meses	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017	6/1/2017	7/1/2017	8/1/2017	9/1/2017	10/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,378	3,539	3,677	3,268	3,579	3,473	3,511	3,281	3,473	3,442	3,263	3,352
Producción de Agua (bbls):	53,294	70,720	72,475	65,279	73,931	71,440	73,203	69,175	73,809	74,626	71,827	74,340
Producción de Fluido (bbls):	55,672	74,259	76,152	68,547	77,509	74,912	76,715	72,456	77,282	78,068	75,090	77,693
Regalías	440	655	680	605	662	642	650	607	643	637	604	620
Producción de crudo sin regalías (bbls)	1,938	2,884	2,996	2,663	2,917	2,830	2,862	2,674	2,831	2,805	2,659	2,732
Precio de Exportación (usd/bbl)	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82	39.40	40.91	42.28	43.98	45.85
Ingresos Totales	77,347	133,540	140,195	127,024	127,881	128,307	122,537	105,351	115,817	118,627	116,954	125,259
(-) ley 10 y Ley 40	2,035	3,028	3,146	2,796	3,062	2,972	3,005	2,807	2,972	2,946	2,792	2,868
(-) Transp y Comercialización	1,337	1,990	2,068	1,838	2,012	1,953	1,975	1,845	1,953	1,936	1,835	1,885
Ingreso Neto	73,975	128,522	134,981	122,390	122,806	123,383	117,557	100,699	110,892	113,745	112,326	120,506
(-) Tratamiento Crudo	856	1,275	1,325	1,178	1,291	1,254	1,269	1,186	1,256	1,246	1,182	1,214
(-) Tratamiento Agua	2,665	3,538	3,628	3,270	3,705	3,582	3,673	3,473	3,708	3,751	3,612	3,739
(-) Levantamiento artificial	2,378	3,541	3,681	3,274	3,587	3,483	3,524	3,294	3,489	3,460	3,282	3,372
(-) Energía Bes	12,422	16,579	17,011	15,321	17,335	16,764	17,177	16,233	17,324	17,511	16,852	17,436
(-) Energía Reinyección	4,559	6,053	6,206	5,593	6,338	6,128	6,283	5,941	6,343	6,417	6,180	6,396
(-) Ingeniería de operaciones	404	602	626	557	610	592	599	560	593	588	558	573
(-) Fluido	22,826	30,464	31,258	28,153	31,853	30,803	31,563	29,828	31,833	32,176	30,967	32,040
(-) Workover	6,516	9,702	10,086	8,970	9,828	9,542	9,655	9,025	9,561	9,481	8,993	9,238
(-) Indirectos	5,636	8,391	8,724	7,758	8,501	8,254	8,351	7,806	8,270	8,201	7,779	7,991
(-) IVA												
Costos Totales	58,261	80,144	82,545	74,075	83,049	80,403	82,093	77,346	82,377	82,830	79,404	81,998
Renta Petrolera	15,713	48,378	52,436	48,315	39,757	42,980	35,464	23,353	28,515	30,915	32,922	38,508
Inversiones												
Flujo de caja	15,713	48,378	52,436	48,315	39,757	42,980	35,464	23,353	28,515	30,915	32,922	38,508
Flujo de caja descontado	15,713	47,924	51,455	46,965	38,284	40,998	33,510	21,859	26,440	28,396	29,955	34,708
Valor Actual Neto con intervención al pozo	416,206											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	287,719											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-039TS

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	11,576	12,540	11,866	11,989	11,344	11,461	11,202	10,600	10,709	10,133	10,238	10,007
Producción de Agua (bbls):	24,034	26,806	26,132	27,194	26,496	27,559	27,735	27,004	28,066	27,314	28,376	28,527
Producción de Fluido (bbls):	35,610	39,346	37,998	39,182	37,840	39,020	38,938	37,603	38,776	37,447	38,615	38,533
Regalías	2,142	2,320	2,195	2,218	2,099	2,120	2,072	1,961	1,981	1,875	1,894	1,851
Producción de crudo sin regalías (bbls)	9,434	10,220	9,671	9,771	9,245	9,341	9,130	8,639	8,728	8,259	8,344	8,156
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	230,730	326,546	339,958	401,442	397,546	365,532	355,887	340,311	385,416	329,586	386,359	381,575
(-) ley 10 y Ley 40	9,906	10,731	10,154	10,259	9,708	9,808	9,586	9,071	9,164	8,672	8,761	8,563
(-) Transp y Comercialización	6,510	7,052	6,673	6,742	6,379	6,445	6,300	5,961	6,022	5,699	5,757	5,627
Ingreso Neto	214,314	308,763	323,131	384,441	381,460	349,278	340,001	325,280	370,229	315,216	371,841	367,385
(-) Tratamiento Crudo	4,167	4,517	4,277	4,323	4,093	4,138	4,047	3,831	3,873	3,667	3,707	3,623
(-) Tratamiento Agua	1,202	1,341	1,308	1,362	1,328	1,382	1,392	1,356	1,410	1,373	1,427	1,435
(-) Levantamiento artificial	11,576	12,548	11,880	12,010	11,370	11,495	11,241	10,643	10,759	10,187	10,298	10,065
(-) Energía Bes	7,946	8,784	8,488	8,758	8,463	8,732	8,718	8,425	8,692	8,399	8,666	8,648
(-) Energía Reinyección	2,056	2,294	2,238	2,330	2,272	2,364	2,381	2,319	2,412	2,349	2,441	2,454
(-) Ingeniería de operaciones	1,968	2,133	2,020	2,042	1,933	1,954	1,911	1,809	1,829	1,732	1,751	1,711
(-) Fluido	14,600	16,141	15,597	16,093	15,550	16,045	16,020	15,480	15,972	15,434	15,924	15,891
(-) Workover	31,718	34,381	32,550	32,906	31,155	31,495	30,801	29,161	29,480	27,911	28,216	27,578
(-) Indirectos	27,435	29,738	28,155	28,463	26,948	27,242	26,642	25,223	25,499	24,142	24,406	23,854
(-) IVA												
Costos Totales	102,667	111,878	106,513	108,286	103,112	104,847	103,153	98,248	99,927	95,193	96,836	95,260
Renta Petrolera	111,647	196,885	216,618	276,154	278,348	244,431	236,848	227,032	270,302	220,023	275,005	272,124
Inversiones												
Flujo de caja	111,647	196,885	216,618	276,154	278,348	244,431	236,848	227,032	270,302	220,023	275,005	272,124
Flujo de caja descontado	111,647	195,034	212,565	268,440	268,029	233,157	223,800	212,509	250,632	202,094	250,222	245,274
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,673,403											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-039TS

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	12,112	12,113	12,203	13,177	12,779	13,368	13,545	12,180	12,639	11,294	10,427	8,872
Producción de Agua (bbls):	24,661	28,857	31,117	33,309	32,234	33,309	33,433	32,845	34,358	34,077	36,395	37,086
Producción de Fluido (bbls):	36,773	40,970	43,320	46,485	45,013	46,676	46,979	45,025	46,997	45,371	46,822	45,958
Regalías	2,241	2,241	2,258	2,438	2,364	2,473	2,506	2,253	2,338	2,089	1,929	1,641
Producción de crudo sin regalías (bbls)	9,871	9,872	9,945	10,739	10,414	10,895	11,040	9,927	10,301	9,205	8,498	7,230
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	241,412	315,415	349,610	441,219	447,822	426,325	430,332	391,061	454,876	367,347	393,484	338,287
(-) ley 10 y Ley 40	10,365	10,366	10,443	11,276	10,935	11,439	11,592	10,423	10,816	9,665	8,923	7,592
(-) Transp y Comercialización	6,811	6,812	6,862	7,410	7,186	7,517	7,617	6,850	7,108	6,351	5,864	4,989
Ingreso Neto	224,236	298,237	332,305	422,534	429,701	407,368	411,123	373,789	436,953	351,331	378,697	325,707
(-) Tratamiento Crudo	4,360	4,363	4,398	4,752	4,611	4,826	4,893	4,403	4,571	4,087	3,776	3,212
(-) Tratamiento Agua	1,233	1,444	1,558	1,668	1,615	1,670	1,678	1,649	1,726	1,713	1,830	1,865
(-) Levantamiento artificial	12,112	12,120	12,217	13,200	12,808	13,406	13,593	12,230	12,698	11,354	10,488	8,923
(-) Energía Bes	8,205	9,147	9,677	10,390	10,067	10,445	10,519	10,087	10,535	10,177	10,508	10,314
(-) Energía Reinyección	2,109	2,470	2,665	2,854	2,764	2,857	2,870	2,821	2,953	2,930	3,131	3,191
(-) Ingeniería de operaciones	2,059	2,060	2,077	2,244	2,177	2,279	2,311	2,079	2,159	1,930	1,783	1,517
(-) Fluido	15,077	16,808	17,782	19,092	18,498	19,193	19,329	18,536	19,359	18,700	19,309	18,953
(-) Workover	33,186	33,209	33,475	36,167	35,095	36,734	37,244	33,510	34,793	31,109	28,736	24,450
(-) Indirectos	28,705	28,724	28,954	31,283	30,356	31,773	32,215	28,985	30,095	26,908	24,856	21,148
(-) IVA												
Costos Totales	107,047	110,345	112,802	121,650	117,991	123,184	124,651	114,300	118,888	108,908	104,417	93,573
Renta Petrolera	117,189	187,893	219,503	300,884	311,709	284,184	286,472	259,489	318,064	242,423	274,281	232,133
Inversiones												
Flujo de caja	117,189	187,893	219,503	300,884	311,709	284,184	286,472	259,489	318,064	242,423	274,281	232,133
Flujo de caja descontado	117,189	186,127	215,396	292,479	300,154	271,077	270,691	242,889	294,919	222,669	249,563	209,229
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,872,381											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	198,978											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-040US

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	7,347	7,010	7,395	7,061	7,198	6,873	7,007	6,911	6,599	6,728	6,423	6,548
Producción de Agua (bbls):	24,938	23,940	25,411	24,416	25,048	24,066	24,690	24,509	23,548	24,157	23,209	23,809
Producción de Fluido (bbls):	32,286	30,951	32,806	31,476	32,247	30,939	31,697	31,421	30,146	30,885	29,632	30,357
Regalías	1,359	1,297	1,368	1,306	1,332	1,271	1,296	1,279	1,221	1,245	1,188	1,211
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,988	5,714	6,027	5,755	5,867	5,601	5,711	5,633	5,378	5,483	5,235	5,337
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	153,261	139,732	192,563	202,292	241,033	240,853	223,469	219,573	211,861	242,120	208,916	247,122
(-) ley 10 y Ley 40	6,287	5,999	6,328	6,042	6,160	5,881	5,996	5,914	5,647	5,757	5,497	5,604
(-) Transp y Comercialización	4,132	3,942	4,159	3,971	4,048	3,865	3,940	3,887	3,711	3,783	3,612	3,683
Ingreso Neto	142,842	129,790	182,076	192,279	230,825	231,107	213,533	209,772	202,504	232,580	199,807	237,836
(-) Tratamiento Crudo	2,645	2,525	2,665	2,546	2,597	2,481	2,531	2,498	2,387	2,435	2,326	2,371
(-) Tratamiento Agua	1,247	1,198	1,272	1,223	1,255	1,207	1,239	1,230	1,183	1,214	1,167	1,197
(-) Levantamiento artificial	7,347	7,015	7,404	7,073	7,215	6,893	7,031	6,940	6,630	6,763	6,461	6,587
(-) Energía Bes	7,204	6,910	7,329	7,036	7,212	6,923	7,097	7,039	6,758	6,927	6,650	6,813
(-) Energía Reinyección	2,133	2,049	2,176	2,092	2,148	2,065	2,119	2,105	2,024	2,077	1,997	2,048
(-) Ingeniería de operaciones	1,249	1,192	1,259	1,202	1,227	1,172	1,195	1,180	1,127	1,150	1,098	1,120
(-) Fluido	13,237	12,697	13,466	12,928	13,252	12,722	13,041	12,935	12,418	12,729	12,220	12,519
(-) Workover	20,132	19,220	20,286	19,380	19,769	18,886	19,266	19,015	18,165	18,530	17,702	18,047
(-) Indirectos	17,413	16,624	17,547	16,763	17,099	16,336	16,664	16,447	15,712	16,028	15,312	15,610
(-) IVA												
Costos Totales	72,607	69,430	73,403	70,244	71,774	68,684	70,185	69,389	66,402	67,854	64,934	66,313
Renta Petrolera	70,235	60,360	108,673	122,035	159,052	162,423	143,348	140,383	136,102	164,726	134,874	171,523
Inversiones												
Flujo de caja	70,235	60,360	108,673	122,035	159,052	162,423	143,348	140,383	136,102	164,726	134,874	171,523
Flujo de caja descontado	70,235	59,792	106,640	118,626	153,155	154,932	135,451	131,403	126,198	151,304	122,719	154,598
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,485,052											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBD-040US

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	8,452	8,409	8,531	8,503	9,110	8,836	9,211	9,211	9,021	9,415	9,161	9,664
Producción de Agua (bbls):	30,177	29,923	32,116	34,706	36,861	35,677	36,738	36,388	35,234	36,295	35,032	36,657
Producción de Fluido (bbls):	38,629	38,332	40,647	43,209	45,971	44,513	45,949	45,599	44,254	45,710	44,193	46,321
Regalías	1,564	1,556	1,578	1,573	1,685	1,635	1,704	1,704	1,669	1,742	1,695	1,788
Producción de crudo sin regalías (bbls)	6,889	6,853	6,953	6,930	7,425	7,201	7,507	7,507	7,352	7,673	7,466	7,876
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	176,314	167,610	222,140	243,617	305,060	309,654	293,774	292,620	289,619	338,837	297,962	364,682
(-) ley 10 y Ley 40	7,233	7,196	7,300	7,277	7,796	7,561	7,883	7,882	7,719	8,057	7,840	8,270
(-) Transp y Comercialización	4,753	4,729	4,797	4,782	5,123	4,969	5,180	5,180	5,073	5,295	5,152	5,434
Ingreso Neto	164,328	155,685	210,042	231,558	292,140	297,123	280,711	279,558	276,827	325,485	284,971	350,978
(-) Tratamiento Crudo	3,043	3,029	3,075	3,066	3,287	3,190	3,328	3,329	3,263	3,407	3,317	3,499
(-) Tratamiento Agua	1,509	1,497	1,608	1,738	1,847	1,789	1,843	1,827	1,770	1,824	1,762	1,844
(-) Levantamiento artificial	8,452	8,414	8,541	8,518	9,131	8,862	9,244	9,248	9,063	9,464	9,215	9,720
(-) Energía Bes	8,619	8,558	9,080	9,658	10,281	9,961	10,288	10,216	9,920	10,253	9,918	10,396
(-) Energía Reinyección	2,581	2,561	2,750	2,974	3,160	3,061	3,153	3,125	3,028	3,121	3,014	3,154
(-) Ingeniería de operaciones	1,437	1,430	1,452	1,448	1,552	1,506	1,571	1,572	1,541	1,609	1,566	1,652
(-) Fluido	15,838	15,725	16,685	17,747	18,892	18,303	18,905	18,772	18,229	18,839	18,225	19,102
(-) Workover	23,160	23,054	23,402	23,339	25,020	24,281	25,327	25,340	24,832	25,932	25,248	26,633
(-) Indirectos	20,032	19,941	20,242	20,188	21,642	21,002	21,907	21,918	21,479	22,431	21,838	23,036
(-) IVA												
Costos Totales	84,672	84,210	86,834	88,676	94,814	91,955	95,567	95,348	93,123	96,881	94,103	99,036
Renta Petrolera	79,656	71,474	123,209	142,882	197,326	205,169	185,144	184,210	183,703	228,605	190,868	251,942
Inversiones												
Flujo de caja	79,656	71,474	123,209	142,882	197,326	205,169	185,144	184,210	183,703	228,605	190,868	251,942
Flujo de caja descontado	79,656	70,802	120,903	138,890	190,011	195,706	174,945	172,426	170,335	209,977	173,667	227,083
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,924,402											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	439,350											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBE-031US

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	4,716	4,642	4,721	4,496	4,572	4,498	4,284	4,357	4,150	4,220	4,152	3,693
Producción de Agua (bbls):	32,462	32,531	33,687	32,669	33,827	33,896	32,867	34,028	32,993	34,156	34,220	30,962
Producción de Fluido (bbls):	37,177	37,173	38,408	37,165	38,399	38,394	37,151	38,385	37,143	38,376	38,371	34,654
Regalías	872	859	873	832	846	832	793	806	768	781	768	683
Producción de crudo sin regalías (bbls)	3,843	3,783	3,847	3,664	3,726	3,666	3,492	3,551	3,382	3,439	3,384	3,010
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	122,795	132,990	158,073	157,566	145,819	142,912	137,552	156,806	134,965	159,254	158,316	143,534
(-) ley 10 y Ley 40	4,035	3,972	4,040	3,848	3,913	3,850	3,666	3,729	3,551	3,611	3,553	3,160
(-) Transp y Comercialización	2,652	2,610	2,655	2,528	2,571	2,530	2,409	2,450	2,334	2,373	2,335	2,077
Ingreso Neto	116,108	126,408	151,379	151,190	139,335	136,533	131,476	150,627	129,080	153,269	152,428	138,298
(-) Tratamiento Crudo	1,698	1,672	1,701	1,621	1,650	1,624	1,548	1,575	1,501	1,527	1,503	1,337
(-) Tratamiento Agua	1,623	1,628	1,686	1,636	1,695	1,700	1,649	1,708	1,657	1,717	1,721	1,557
(-) Levantamiento artificial	4,716	4,645	4,726	4,504	4,583	4,512	4,299	4,375	4,169	4,242	4,176	3,714
(-) Energía Bes	8,295	8,299	8,580	8,307	8,588	8,592	8,318	8,600	8,326	8,608	8,612	7,777
(-) Energía Reinyección	2,777	2,784	2,885	2,799	2,900	2,908	2,821	2,922	2,835	2,937	2,944	2,664
(-) Ingeniería de operaciones	802	790	803	766	779	767	731	744	709	721	710	631
(-) Fluido	15,243	15,250	15,765	15,264	15,780	15,787	15,285	15,802	15,299	15,817	15,824	14,291
(-) Workover	12,921	12,726	12,950	12,341	12,557	12,362	11,780	11,987	11,423	11,624	11,442	10,177
(-) Indirectos	11,176	11,008	11,201	10,674	10,861	10,692	10,189	10,368	9,880	10,054	9,897	8,803
(-) IVA												
Costos Totales	59,250	58,801	60,298	57,913	59,393	58,943	56,621	58,081	55,800	57,246	56,830	50,952
Renta Petrolera	56,857	67,607	91,080	93,277	79,942	77,590	74,855	92,546	73,280	96,023	95,599	87,346
Inversiones												
Flujo de caja	56,857	67,607	91,080	93,277	79,942	77,590	74,855	92,546	73,280	96,023	95,599	87,346
Flujo de caja descontado	56,857	66,971	89,376	90,671	76,978	74,011	70,732	86,626	67,947	88,198	86,983	78,728
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	934,080											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBE-031US

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,133	4,184	2,712	2,717	2,852	3,076	2,957	1,120	2,909	2,949	2,893	2,566
Producción de Agua (bbls):	33,730	36,146	37,732	37,732	39,113	41,787	39,725	31,665	38,225	39,502	39,504	35,682
Producción de Fluido (bbls):	38,863	40,330	40,444	40,449	41,965	44,862	42,683	32,785	41,134	42,451	42,397	38,248
Regalías	950	774	502	503	528	569	547	207	538	546	535	475
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,183	3,410	2,210	2,215	2,324	2,507	2,410	913	2,371	2,404	2,358	2,091
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	133,660	119,866	90,818	95,231	90,948	97,707	94,941	40,320	94,608	111,301	110,323	99,727
(-) ley 10 y Ley 40	4,393	3,580	2,321	2,325	2,440	2,632	2,531	959	2,489	2,524	2,476	2,196
(-) Transp y Comercialización	2,887	2,353	1,525	1,528	1,604	1,730	1,663	630	1,636	1,659	1,627	1,443
Ingreso Neto	126,381	113,933	86,972	91,378	86,904	93,346	90,747	38,731	90,483	107,118	106,221	96,089
(-) Tratamiento Crudo	1,848	1,507	978	980	1,029	1,110	1,068	405	1,052	1,067	1,048	929
(-) Tratamiento Agua	1,687	1,808	1,889	1,890	1,960	2,095	1,993	1,590	1,920	1,985	1,987	1,795
(-) Levantamiento artificial	5,133	4,186	2,715	2,722	2,858	3,084	2,967	1,125	2,922	2,965	2,910	2,581
(-) Energía Bes	8,672	9,004	9,035	9,041	9,385	10,039	9,557	7,345	9,221	9,522	9,515	8,584
(-) Energía Reinyección	2,885	3,094	3,231	3,233	3,353	3,585	3,410	2,720	3,285	3,397	3,399	3,070
(-) Ingeniería de operaciones	873	712	462	463	486	524	504	191	497	504	495	439
(-) Fluido	15,934	16,545	16,601	16,613	17,246	18,447	17,561	13,497	16,943	17,496	17,484	15,773
(-) Workover	14,064	11,470	7,440	7,459	7,832	8,451	8,131	3,082	8,007	8,124	7,974	7,071
(-) Indirectos	12,165	9,921	6,435	6,451	6,774	7,310	7,033	2,666	6,926	7,027	6,897	6,116
(-) IVA												
Costos Totales	63,260	58,248	48,786	48,852	50,924	54,647	52,225	32,620	50,774	52,087	51,708	46,357
Renta Petrolera	63,121	55,685	38,186	42,526	35,980	38,699	38,523	6,111	39,709	55,032	54,513	49,732
Inversiones												
Flujo de caja	63,121	55,685	38,186	42,526	35,980	38,699	38,523	6,111	39,709	55,032	54,513	49,732
Flujo de caja descontado	63,121	55,162	37,472	41,338	34,646	36,914	36,401	5,720	36,820	50,548	49,600	44,825
Valor Actual Neto con intervención al pozo	492,565											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-441,515											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBG-042US

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,495	2,436	2,457	2,321	2,341	2,283	2,157	2,175	2,055	2,072	2,022	1,784
Producción de Agua (bbls):	10,541	10,597	11,008	10,707	11,118	11,172	10,862	11,275	10,959	11,372	11,419	10,354
Producción de Fluido (bbls):	13,036	13,033	13,465	13,027	13,459	13,456	13,019	13,450	13,013	13,444	13,441	12,138
Regalías	462	451	454	429	433	422	399	402	380	383	374	330
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,033	1,985	2,002	1,891	1,908	1,861	1,758	1,773	1,675	1,689	1,648	1,454
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	64,965	69,791	82,265	81,322	74,645	72,544	69,243	78,286	66,829	78,205	77,095	69,329
(-) ley 10 y Ley 40	2,135	2,085	2,102	1,986	2,003	1,954	1,846	1,861	1,758	1,773	1,730	1,526
(-) Transp y Comercialización	1,403	1,370	1,382	1,305	1,316	1,284	1,213	1,223	1,155	1,165	1,137	1,003
Ingreso Neto	61,427	66,337	78,781	78,031	71,326	69,306	66,185	75,201	63,915	75,267	74,228	66,800
(-) Tratamiento Crudo	898	877	885	837	845	824	779	786	743	750	732	646
(-) Tratamiento Agua	527	530	551	536	557	560	545	566	550	572	574	521
(-) Levantamiento artificial	2,495	2,437	2,460	2,325	2,346	2,290	2,164	2,184	2,064	2,083	2,034	1,794
(-) Energía Bes	2,909	2,910	3,008	2,912	3,010	3,011	2,915	3,013	2,917	3,016	3,017	2,724
(-) Energía Reinyección	902	907	943	917	953	958	932	968	942	978	982	891
(-) Ingeniería de operaciones	424	414	418	395	399	389	368	371	351	354	346	305
(-) Fluido	5,345	5,347	5,527	5,350	5,531	5,533	5,356	5,537	5,360	5,541	5,543	5,006
(-) Workover	6,836	6,679	6,739	6,369	6,428	6,275	5,930	5,985	5,656	5,708	5,572	4,916
(-) Indirectos	5,913	5,777	5,829	5,509	5,560	5,428	5,129	5,176	4,892	4,937	4,820	4,252
(-) IVA												
Costos Totales	26,248	25,878	26,360	25,151	25,628	25,269	24,119	24,587	23,477	23,939	23,620	21,053
Renta Petrolera	35,179	40,459	52,421	52,880	45,697	44,037	42,065	50,614	40,438	51,328	50,608	45,747
Inversiones												
Flujo de caja	35,179	40,459	52,421	52,880	45,697	44,037	42,065	50,614	40,438	51,328	50,608	45,747
Flujo de caja descontado	35,179	40,079	51,440	51,403	44,003	42,006	39,748	47,376	37,496	47,146	46,048	41,233
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	523,156											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBG-042US

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,121	2,067	2,170	2,104	2,002	1,624	1,566	1,647	1,481	1,355	1,368	1,189
Producción de Agua (bbls):	11,491	11,375	11,837	11,455	11,678	11,917	12,083	12,542	12,372	12,977	12,924	11,374
Producción de Fluido (bbls):	13,612	13,442	14,007	13,559	13,680	13,541	13,648	14,189	13,853	14,332	14,293	12,563
Regalías	392	382	401	389	370	301	290	305	274	251	253	220
Producción de crudo sin regalías (bbls)	1,729	1,684	1,768	1,715	1,631	1,324	1,276	1,342	1,207	1,105	1,115	969
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	55,230	59,211	72,653	73,731	63,839	51,606	50,268	59,264	48,163	51,146	52,177	46,234
(-) ley 10 y Ley 40	1,815	1,769	1,857	1,800	1,713	1,390	1,340	1,409	1,267	1,160	1,171	1,018
(-) Transp y Comercialización	1,193	1,162	1,220	1,183	1,126	913	880	926	833	762	769	669
Ingreso Neto	52,222	56,280	69,576	70,748	61,000	49,303	48,048	56,929	46,063	49,224	50,237	44,547
(-) Tratamiento Crudo	764	744	782	759	722	586	566	595	536	490	495	431
(-) Tratamiento Agua	575	569	593	574	585	598	606	630	621	652	650	572
(-) Levantamiento artificial	2,121	2,068	2,172	2,108	2,006	1,629	1,571	1,653	1,488	1,362	1,376	1,196
(-) Energía Bes	3,037	3,001	3,129	3,031	3,059	3,030	3,056	3,179	3,105	3,215	3,208	2,820
(-) Energía Reinyección	983	974	1,014	982	1,001	1,022	1,037	1,077	1,063	1,116	1,112	979
(-) Ingeniería de operaciones	361	352	369	358	341	277	267	281	253	232	234	203
(-) Fluido	5,581	5,514	5,749	5,569	5,622	5,568	5,615	5,841	5,706	5,907	5,894	5,181
(-) Workover	5,812	5,666	5,952	5,775	5,497	4,464	4,305	4,530	4,076	3,733	3,771	3,278
(-) Indirectos	5,027	4,901	5,148	4,995	4,755	3,861	3,724	3,919	3,526	3,229	3,262	2,835
(-) IVA												
Costos Totales	24,259	23,789	24,908	24,149	23,590	21,035	20,747	21,706	20,374	19,936	20,002	17,495
Renta Petrolera	27,963	32,491	44,668	46,598	37,410	28,267	27,301	35,223	25,688	29,288	30,234	27,052
Inversiones												
Flujo de caja	27,963	32,491	44,668	46,598	37,410	28,267	27,301	35,223	25,688	29,288	30,234	27,052
Flujo de caja descontado	27,963	32,186	43,832	45,297	36,023	26,964	25,797	32,970	23,819	26,902	27,509	24,383
Valor Actual Neto con intervención al pozo	373,644											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-149,511											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBG-052UI

Meses	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,057	4,950	5,005	4,739	4,792	4,687	4,291	4,490	4,252	4,299	4,071	4,116
Producción de Agua (bbls):	41,773	41,845	43,313	41,985	43,453	43,520	40,771	43,644	42,294	43,762	42,404	43,872
Producción de Fluido (bbls):	46,830	46,795	48,318	46,724	48,244	48,207	45,063	48,134	46,546	48,061	46,475	47,987
Regalías	936	916	926	877	886	867	794	831	787	795	753	761
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,122	4,034	4,079	3,862	3,905	3,820	3,498	3,660	3,465	3,503	3,318	3,354
Precio de Exportación (usd/bbl)	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13
Ingresos Totales	152,449	160,225	165,209	142,467	122,648	97,766	85,536	116,926	121,817	143,945	142,657	131,256
(-) ley 10 y Ley 40	4,328	4,236	4,283	4,055	4,100	4,011	3,672	3,843	3,639	3,679	3,484	3,522
(-) Transp y Comercialización	2,844	2,784	2,815	2,665	2,695	2,636	2,413	2,525	2,391	2,417	2,289	2,314
Ingreso Neto	145,277	153,206	158,111	135,746	115,853	91,120	79,450	110,559	115,787	137,849	136,885	125,420
(-) Tratamiento Crudo	1,821	1,783	1,804	1,709	1,729	1,692	1,550	1,623	1,538	1,556	1,474	1,490
(-) Tratamiento Agua	2,089	2,093	2,168	2,103	2,178	2,182	2,046	2,191	2,125	2,200	2,133	2,206
(-) Levantamiento artificial	5,057	4,953	5,011	4,747	4,803	4,701	4,306	4,509	4,272	4,321	4,094	4,140
(-) Energía Bes	10,449	10,447	10,794	10,444	10,790	10,788	10,090	10,784	10,434	10,780	10,430	10,770
(-) Energía Reinyección	3,573	3,581	3,709	3,597	3,725	3,733	3,500	3,748	3,635	3,763	3,648	3,774
(-) Ingeniería de operaciones	860	842	852	807	816	799	732	766	726	735	696	704
(-) Fluido	19,200	19,197	19,833	19,190	19,826	19,822	18,540	19,816	19,173	19,808	19,166	19,789
(-) Workover	13,857	13,571	13,730	13,008	13,160	12,879	11,800	12,354	11,705	11,840	11,219	11,342
(-) Indirectos	11,986	11,738	11,876	11,251	11,383	11,140	10,206	10,686	10,124	10,242	9,704	9,811
(-) IVA												
Costos Totales	68,892	68,207	69,776	66,857	68,410	67,737	62,770	66,476	63,730	65,244	62,564	64,027
Renta Petrolera	76,385	84,999	88,335	68,889	47,444	23,383	16,680	44,082	52,057	72,605	74,321	61,393
Inversiones												
Flujo de caja	76,385	84,999	88,335	68,889	47,444	23,383	16,680	44,082	52,057	72,605	74,321	61,393
Flujo de caja descontado	76,385	84,200	86,682	66,965	45,685	22,304	15,762	41,262	48,269	66,689	67,623	55,335
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	677,162											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBG-052UI

Meses	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,469	676	4,979	4,883	5,071	5,201	4,900	5,271	4,824	4,780	4,675	4,724
Producción de Agua (bbls):	18,478	10,387	52,379	51,060	53,246	53,401	50,124	54,318	49,729	50,785	50,875	52,663
Producción de Fluido (bbls):	20,947	11,063	57,358	55,943	58,317	58,601	55,023	59,589	54,553	55,564	55,550	57,387
Regalías	457	125	921	903	938	962	906	975	892	884	865	874
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,013	551	4,058	3,979	4,133	4,238	3,993	4,296	3,932	3,895	3,810	3,850
Precio de Exportación (usd/bbl)	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13
Ingresos Totales	74,440	21,868	164,339	146,787	129,798	108,481	97,657	137,252	138,208	160,045	163,842	150,654
(-) ley 10 y Ley 40	2,113	578	4,260	4,178	4,339	4,450	4,193	4,511	4,128	4,090	4,001	4,042
(-) Transp y Comercialización	1,389	380	2,800	2,746	2,852	2,925	2,755	2,964	2,713	2,688	2,629	2,656
Ingreso Neto	70,938	20,910	157,279	139,862	122,607	101,106	90,709	129,778	131,367	153,267	157,212	143,955
(-) Tratamiento Crudo	889	243	1,794	1,761	1,830	1,878	1,770	1,905	1,745	1,730	1,693	1,710
(-) Tratamiento Agua	924	520	2,622	2,557	2,668	2,678	2,515	2,727	2,498	2,553	2,559	2,648
(-) Levantamiento artificial	2,469	676	4,984	4,891	5,083	5,216	4,917	5,292	4,846	4,805	4,702	4,751
(-) Energía Bes	4,674	2,470	12,813	12,504	13,042	13,114	12,320	13,350	12,229	12,463	12,467	12,879
(-) Energía Reinyección	1,580	889	4,486	4,375	4,565	4,581	4,302	4,665	4,273	4,367	4,377	4,531
(-) Ingeniería de operaciones	420	115	847	832	864	887	836	900	824	817	799	808
(-) Fluido	8,588	4,538	23,544	22,977	23,966	24,096	22,638	24,531	22,471	22,901	22,908	23,666
(-) Workover	6,766	1,852	13,657	13,402	13,927	14,291	13,472	14,501	13,279	13,165	12,885	13,019
(-) Indirectos	5,853	1,602	11,813	11,592	12,046	12,361	11,653	12,543	11,486	11,387	11,145	11,261
(-) IVA												
Costos Totales	32,164	12,905	76,561	74,892	77,991	79,101	74,422	80,415	73,652	74,186	73,535	75,273
Renta Petrolera	38,774	8,005	80,718	64,971	44,615	22,005	16,287	49,363	57,715	79,081	83,677	68,682
Inversiones												
Flujo de caja	38,774	8,005	80,718	64,971	44,615	22,005	16,287	49,363	57,715	79,081	83,677	68,682
Flujo de caja descontado	38,774	7,930	79,208	63,156	42,961	20,990	15,390	46,205	53,515	72,638	76,136	61,905
Valor Actual Neto con intervención al pozo	578,807											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-98,355											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBH-055UM

Meses	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	9,620	9,533	8,558	8,779	8,147	8,074	7,493	7,425	7,116	6,604	6,544	6,073
Producción de Agua (bbls):	4,940	5,504	5,502	6,243	6,382	6,933	7,022	7,566	7,867	7,888	8,423	8,404
Producción de Fluido (bbls):	14,560	15,037	14,060	15,022	14,530	15,006	14,515	14,991	14,983	14,492	14,967	14,477
Regalías	1,780	1,764	1,583	1,624	1,507	1,494	1,386	1,374	1,316	1,222	1,211	1,124
Producción de crudo sin regalías (bbls)	7,840	7,769	6,975	7,155	6,640	6,580	6,107	6,051	5,799	5,382	5,333	4,950
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91
Ingresos Totales	246,233	198,850	170,575	228,606	233,423	270,347	262,585	236,807	226,063	212,016	235,516	197,529
(-) ley 10 y Ley 40	8,232	8,158	7,323	7,513	6,972	6,909	6,412	6,354	6,089	5,651	5,600	5,197
(-) Transp y Comercialización	5,410	5,361	4,813	4,937	4,582	4,540	4,214	4,176	4,002	3,714	3,680	3,415
Ingreso Neto	232,591	185,331	158,439	216,156	221,869	258,898	251,959	226,277	215,973	202,651	226,235	188,917
(-) Tratamiento Crudo	3,463	3,434	3,084	3,166	2,940	2,915	2,707	2,684	2,574	2,390	2,370	2,199
(-) Tratamiento Agua	247	275	275	313	320	348	352	380	395	396	424	423
(-) Levantamiento artificial	9,620	9,538	8,568	8,795	8,166	8,097	7,519	7,455	7,149	6,638	6,582	6,109
(-) Energía Bes	3,249	3,357	3,141	3,358	3,250	3,358	3,250	3,358	3,359	3,250	3,359	3,249
(-) Energía Reinyección	423	471	471	535	547	595	603	650	676	678	725	723
(-) Ingeniería de operaciones	1,635	1,622	1,457	1,495	1,388	1,377	1,278	1,267	1,215	1,129	1,119	1,038
(-) Fluido	5,970	6,169	5,771	6,170	5,971	6,170	5,972	6,171	6,172	5,973	6,172	5,970
(-) Workover	26,359	26,135	23,476	24,097	22,376	22,186	20,602	20,428	19,588	18,189	18,035	16,738
(-) Indirectos	22,799	22,606	20,306	20,843	19,354	19,190	17,820	17,669	16,943	15,733	15,600	14,477
(-) IVA												
Costos Totales	73,764	73,607	66,549	68,771	64,312	64,236	60,103	60,063	58,070	54,376	54,386	50,926
Renta Petrolera	158,827	111,724	91,890	147,385	157,557	194,662	191,856	166,214	157,902	148,275	171,850	137,991
Inversiones												
Flujo de caja	158,827	111,724	91,890	147,385	157,557	194,662	191,856	166,214	157,902	148,275	171,850	137,991
Flujo de caja descontado	158,827	110,674	90,170	143,268	151,716	185,684	181,287	155,581	146,412	136,193	156,363	124,375
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,740,551											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBH-055UM

Meses	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	8,912	8,394	7,845	8,108	7,556	6,272	5,871	6,085	5,976	5,594	5,908	5,764
Producción de Agua (bbls):	4,576	4,216	3,984	4,453	4,570	3,872	3,616	3,702	3,689	3,768	3,928	3,802
Producción de Fluido (bbls):	13,488	12,611	11,829	12,561	12,125	10,144	9,488	9,788	9,665	9,362	9,837	9,566
Regalías	1,649	1,553	1,451	1,500	1,398	1,160	1,086	1,126	1,106	1,035	1,093	1,066
Producción de crudo sin regalías (bbls)	7,263	6,842	6,394	6,608	6,158	5,112	4,785	4,960	4,871	4,559	4,815	4,698
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91
Ingresos Totales	228,110	175,105	156,361	211,121	216,465	210,027	205,759	194,076	189,860	179,595	212,633	187,479
(-) ley 10 y Ley 40	7,626	7,184	6,713	6,938	6,466	5,367	5,024	5,207	5,114	4,787	5,056	4,933
(-) Transp y Comercialización	5,012	4,721	4,412	4,559	4,249	3,527	3,302	3,422	3,361	3,146	3,323	3,241
Ingreso Neto	215,472	163,201	145,237	199,624	205,751	201,132	197,433	185,447	181,385	171,662	204,255	179,305
(-) Tratamiento Crudo	3,208	3,024	2,827	2,924	2,726	2,265	2,121	2,200	2,161	2,024	2,139	2,087
(-) Tratamiento Agua	229	211	199	223	229	194	181	186	185	189	198	191
(-) Levantamiento artificial	8,912	8,399	7,854	8,122	7,573	6,290	5,892	6,110	6,004	5,623	5,943	5,798
(-) Energía Bes	3,010	2,815	2,642	2,808	2,712	2,270	2,124	2,193	2,167	2,100	2,208	2,147
(-) Energía Reinyección	391	361	341	382	392	332	310	318	317	324	338	327
(-) Ingeniería de operaciones	1,515	1,428	1,335	1,381	1,287	1,069	1,002	1,039	1,021	956	1,010	986
(-) Fluido	5,530	5,173	4,855	5,159	4,983	4,171	3,903	4,029	3,981	3,859	4,057	3,945
(-) Workover	24,419	23,014	21,520	22,254	20,750	17,236	16,144	16,742	16,451	15,407	16,283	15,886
(-) Indirectos	21,121	19,907	18,614	19,249	17,948	14,908	13,964	14,481	14,230	13,327	14,084	13,741
(-) IVA												
Costos Totales	68,335	64,333	60,188	62,500	58,601	48,736	45,641	47,297	46,517	43,810	46,259	45,107
Renta Petrolera	147,137	98,868	85,048	137,124	147,150	152,396	151,792	138,150	134,869	127,853	157,995	134,197
Inversiones												
Flujo de caja	147,137	98,868	85,048	137,124	147,150	152,396	151,792	138,150	134,869	127,853	157,995	134,197
Flujo de caja descontado	147,137	97,939	83,457	133,293	141,695	145,367	143,430	129,312	125,054	117,435	143,757	120,956
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,528,832											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-211,719											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-043UM

Meses	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	14,734	14,694	13,725	13,688	12,785	12,751	12,299	11,111	11,470	10,713	10,684	9,980
Producción de Agua (bbls):	30,559	32,102	31,555	33,094	32,482	34,018	34,462	32,627	35,278	34,520	36,049	35,240
Producción de Fluido (bbls):	45,293	46,796	45,280	46,782	45,266	46,768	46,761	43,738	46,748	45,233	46,734	45,220
Regalías	2,726	2,718	2,539	2,532	2,365	2,359	2,275	2,056	2,122	1,982	1,977	1,846
Producción de crudo sin regalías (bbls)	12,008	11,976	11,186	11,156	10,420	10,392	10,024	9,056	9,348	8,731	8,708	8,133
Precio de Exportación (usd/bbl)	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00
Ingresos Totales	545,732	442,946	444,251	451,830	384,336	326,367	256,550	221,464	298,673	306,936	357,771	349,731
(-) ley 10 y Ley 40	12,608	12,575	11,745	11,714	10,941	10,911	10,525	9,508	9,815	9,168	9,143	8,540
(-) Transp y Comercialización	8,285	8,263	7,718	7,697	7,190	7,170	6,916	6,248	6,450	6,025	6,008	5,612
Ingreso Neto	524,838	422,108	424,788	432,419	366,206	308,285	239,109	205,708	282,407	291,744	342,620	335,579
(-) Tratamiento Crudo	5,304	5,293	4,947	4,936	4,613	4,604	4,443	4,016	4,148	3,877	3,869	3,614
(-) Tratamiento Agua	1,528	1,606	1,580	1,658	1,628	1,706	1,729	1,638	1,772	1,735	1,813	1,772
(-) Levantamiento artificial	14,734	14,703	13,741	13,712	12,815	12,788	12,342	11,156	11,523	10,769	10,747	10,038
(-) Energía Bes	10,106	10,448	10,115	10,457	10,124	10,466	10,470	9,799	10,479	10,146	10,488	10,149
(-) Energía Reinyección	2,614	2,747	2,702	2,836	2,785	2,918	2,958	2,802	3,032	2,968	3,101	3,032
(-) Ingeniería de operaciones	2,505	2,499	2,336	2,331	2,178	2,174	2,098	1,897	1,959	1,831	1,827	1,706
(-) Fluido	18,570	19,198	18,586	19,214	18,602	19,231	19,239	18,006	19,256	18,643	19,273	18,648
(-) Workover	40,370	40,286	37,649	37,571	35,112	35,038	33,817	30,568	31,574	29,508	29,446	27,503
(-) Indirectos	34,919	34,846	32,565	32,497	30,371	30,307	29,250	26,441	27,311	25,524	25,470	23,789
(-) IVA												
Costos Totales	130,650	131,626	124,221	125,211	118,228	119,231	116,347	106,323	111,055	105,001	106,034	100,251
Renta Petrolera	394,188	290,483	300,567	307,207	247,979	189,054	122,762	99,384	171,353	186,742	236,586	235,328
Inversiones												
Flujo de caja	394,188	290,483	300,567	307,207	247,979	189,054	122,762	99,384	171,353	186,742	236,586	235,328
Flujo de caja descontado	394,188	287,752	294,943	298,626	238,786	180,335	115,999	93,027	158,883	171,526	215,265	212,108
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,661,438											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-043UM

Meses	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	15,349	16,227	14,749	14,792	13,490	13,783	14,475	16,263	19,255	18,829	18,660	17,261
Producción de Agua (bbls):	31,733	33,607	33,279	34,193	33,165	34,362	40,316	45,837	54,638	53,424	55,593	54,347
Producción de Fluido (bbls):	47,082	49,833	48,028	48,985	46,656	48,145	54,791	62,101	73,893	72,253	74,253	71,608
Regalías	2,840	3,002	2,729	2,737	2,496	2,550	2,678	3,009	3,562	3,483	3,452	3,193
Producción de crudo sin regalías (bbls)	12,509	13,225	12,020	12,056	10,995	11,233	11,797	13,255	15,693	15,346	15,208	14,068
Precio de Exportación (usd/bbl)	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00
Ingresos Totales	568,525	489,137	477,404	488,279	405,548	352,782	301,944	324,162	501,399	539,448	624,849	604,914
(-) ley 10 y Ley 40	13,135	13,886	12,621	12,658	11,544	11,794	12,387	13,917	16,478	16,113	15,969	14,771
(-) Transp y Comercialización	8,632	9,125	8,294	8,318	7,586	7,751	8,140	9,146	10,828	10,588	10,494	9,707
Ingreso Neto	546,758	466,126	456,488	467,302	386,417	333,237	281,417	301,098	474,093	512,747	598,387	580,436
(-) Tratamiento Crudo	5,526	5,845	5,316	5,335	4,868	4,976	5,229	5,879	6,964	6,814	6,757	6,250
(-) Tratamiento Agua	1,587	1,681	1,666	1,713	1,662	1,723	2,023	2,301	2,745	2,685	2,796	2,733
(-) Levantamiento artificial	15,349	16,236	14,766	14,818	13,522	13,823	14,526	16,330	19,345	18,928	18,769	17,362
(-) Energía Bes	10,505	11,126	10,729	10,949	10,434	10,774	12,268	13,913	16,564	16,206	16,665	16,071
(-) Energía Reinyección	2,714	2,876	2,850	2,930	2,843	2,948	3,460	3,937	4,695	4,594	4,783	4,676
(-) Ingeniería de operaciones	2,609	2,760	2,510	2,519	2,299	2,350	2,469	2,776	3,289	3,218	3,191	2,951
(-) Fluido	19,304	20,444	19,714	20,119	19,173	19,797	22,543	25,565	30,437	29,779	30,621	29,531
(-) Workover	42,056	44,487	40,459	40,602	37,050	37,874	39,800	44,744	53,006	51,862	51,428	47,571
(-) Indirectos	36,377	38,479	34,996	35,119	32,047	32,760	34,426	38,702	45,848	44,859	44,483	41,147
(-) IVA												
Costos Totales	136,028	143,934	133,006	134,103	123,898	127,024	136,745	154,146	182,893	178,944	179,492	168,292
Renta Petrolera	410,730	322,192	323,483	333,199	262,519	206,213	144,672	146,953	291,200	333,803	418,894	412,144
Inversiones												
Flujo de caja	410,730	322,192	323,483	333,199	262,519	206,213	144,672	146,953	291,200	333,803	418,894	412,144
Flujo de caja descontado	410,730	319,163	317,430	323,892	252,787	196,702	136,702	137,552	270,010	306,603	381,144	371,477
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,424,193											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	762,755											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-044UI

Meses	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,299	5,372	4,932	5,174	4,913	4,980	4,728	4,793	4,701	4,463	4,525	4,296
Producción de Agua (bbls):	61,148	63,205	59,143	63,238	61,211	63,264	61,233	63,283	63,291	61,254	63,300	61,260
Producción de Fluido (bbls):	66,447	68,578	64,076	68,412	66,124	68,244	65,961	68,077	67,991	65,717	67,825	65,556
Regalías	980	994	912	957	909	921	875	887	870	826	837	795
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,319	4,378	4,020	4,217	4,004	4,059	3,853	3,906	3,831	3,637	3,688	3,501
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91
Ingresos Totales	135,646	112,063	98,305	134,734	140,743	166,761	165,692	152,868	149,343	143,293	162,842	139,716
(-) ley 10 y Ley 40	4,535	4,597	4,221	4,428	4,204	4,262	4,046	4,102	4,023	3,819	3,872	3,676
(-) Transp y Comercialización	2,980	3,021	2,774	2,910	2,763	2,801	2,659	2,695	2,644	2,510	2,544	2,416
Ingreso Neto	128,131	104,445	91,310	127,396	133,777	159,699	158,988	146,071	142,677	136,963	156,425	133,625
(-) Tratamiento Crudo	1,908	1,935	1,778	1,866	1,773	1,798	1,708	1,733	1,700	1,615	1,638	1,555
(-) Tratamiento Agua	3,057	3,162	2,961	3,167	3,068	3,172	3,072	3,177	3,179	3,079	3,183	3,081
(-) Levantamiento artificial	5,299	5,375	4,938	5,183	4,924	4,995	4,745	4,813	4,723	4,487	4,551	4,321
(-) Energía Bes	14,826	15,310	14,314	15,291	14,788	15,272	14,769	15,252	15,241	14,740	15,222	14,713
(-) Energía Reinyección	5,230	5,409	5,065	5,419	5,248	5,427	5,256	5,435	5,439	5,267	5,446	5,271
(-) Ingeniería de operaciones	901	914	839	881	837	849	807	818	803	763	774	735
(-) Fluido	27,243	28,133	26,302	28,098	27,174	28,062	27,139	28,025	28,006	27,085	27,970	27,035
(-) Workover	14,520	14,729	13,529	14,202	13,492	13,685	13,000	13,187	12,940	12,293	12,470	11,839
(-) Indirectos	12,560	12,740	11,703	12,284	11,670	11,837	11,245	11,406	11,193	10,633	10,786	10,240
(-) IVA												
Costos Totales	85,545	87,708	81,427	86,392	82,973	85,097	81,740	83,846	83,225	79,962	82,041	78,788
Renta Petrolera	42,585	16,737	9,883	41,004	50,804	74,602	77,248	62,225	59,452	57,002	74,384	54,836
Inversiones												
Flujo de caja	42,585	16,737	9,883	41,004	50,804	74,602	77,248	62,225	59,452	57,002	74,384	54,836
Flujo de caja descontado	42,585	16,580	9,698	39,859	48,920	71,161	72,992	58,245	55,126	52,357	67,680	49,426
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	584,629											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-044UI

Meses	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,749	5,384	5,060	5,278	5,128	3,868	3,645	3,797	122	4,611	4,678	4,444
Producción de Agua (bbls):	68,041	75,317	70,517	74,096	71,979	75,983	77,544	79,782	2,540	71,370	73,740	71,351
Producción de Fluido (bbls):	73,791	80,701	75,577	79,374	77,107	79,851	81,189	83,579	2,662	75,981	78,418	75,795
Regalías	1,064	996	936	976	949	716	674	702	22	853	865	822
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,686	4,388	4,124	4,302	4,179	3,152	2,971	3,094	99	3,758	3,812	3,622
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91
Ingresos Totales	147,159	112,309	100,854	137,438	146,906	129,516	127,749	121,092	3,861	148,041	168,353	144,546
(-) ley 10 y Ley 40	4,920	4,607	4,330	4,517	4,388	3,310	3,119	3,249	104	3,946	4,003	3,803
(-) Transp y Comercialización	3,233	3,028	2,845	2,968	2,884	2,175	2,050	2,135	68	2,593	2,631	2,499
Ingreso Neto	139,006	104,674	93,678	129,953	139,634	124,031	122,580	115,708	3,688	141,502	161,719	138,244
(-) Tratamiento Crudo	2,070	1,939	1,824	1,903	1,850	1,396	1,317	1,372	44	1,669	1,694	1,609
(-) Tratamiento Agua	3,402	3,768	3,530	3,711	3,607	3,810	3,891	4,005	128	3,587	3,708	3,588
(-) Levantamiento artificial	5,749	5,387	5,066	5,287	5,140	3,879	3,658	3,812	122	4,635	4,705	4,470
(-) Energía Bes	16,465	18,017	16,883	17,742	17,245	17,869	18,179	18,725	597	17,042	17,599	17,011
(-) Energía Reinyección	5,820	6,446	6,039	6,349	6,171	6,518	6,656	6,852	218	6,137	6,344	6,139
(-) Ingeniería de operaciones	977	916	861	899	874	659	622	648	21	788	800	760
(-) Fluido	30,254	33,107	31,022	32,600	31,687	32,834	33,404	34,407	1,096	31,316	32,339	31,257
(-) Workover	15,753	14,761	13,880	14,487	14,082	10,629	10,023	10,446	335	12,700	12,892	12,248
(-) Indirectos	13,626	12,768	12,006	12,531	12,181	9,194	8,670	9,035	289	10,985	11,151	10,594
(-) IVA												
Costos Totales	94,116	97,109	91,111	95,510	92,837	86,789	86,419	89,303	2,850	88,860	91,233	87,676
Renta Petrolera	44,890	7,565	2,567	34,444	46,797	37,242	36,161	26,405	839	52,642	70,486	50,568
Inversiones												
Flujo de caja	44,890	7,565	2,567	34,444	46,797	37,242	36,161	26,405	839	52,642	70,486	50,568
Flujo de caja descontado	44,890	7,494	2,519	33,481	45,062	35,525	34,169	24,716	778	48,353	64,134	45,579
Valor Actual Neto con intervención al pozo	386,700											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-197,929											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-047UI

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	9,812	9,271	9,043	8,261	8,058	7,599	6,941	6,770	6,185	6,033	5,689	4,859
Producción de Agua (bbls):	24,920	25,461	26,846	26,470	27,830	28,288	27,787	29,114	28,541	29,850	30,193	27,549
Producción de Fluido (bbls):	34,733	34,732	35,889	34,730	35,887	35,886	34,728	35,884	34,726	35,883	35,882	32,409
Regalías	1,815	1,715	1,673	1,528	1,491	1,406	1,284	1,253	1,144	1,116	1,052	899
Producción de crudo sin regalías (bbls)	7,997	7,556	7,370	6,732	6,567	6,193	5,657	5,518	5,041	4,917	4,637	3,960
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	255,511	265,611	302,807	289,489	256,975	241,407	222,851	243,660	201,159	227,656	216,935	188,887
(-) ley 10 y Ley 40	8,397	7,934	7,739	7,069	6,895	6,503	5,940	5,794	5,293	5,162	4,868	4,158
(-) Transp y Comercialización	5,518	5,213	5,085	4,645	4,531	4,273	3,903	3,807	3,478	3,392	3,199	2,733
Ingreso Neto	241,596	252,464	289,983	277,775	245,549	230,632	213,008	234,059	192,388	219,101	208,867	181,996
(-) Tratamiento Crudo	3,532	3,339	3,259	2,979	2,907	2,744	2,508	2,447	2,237	2,183	2,060	1,760
(-) Tratamiento Agua	1,246	1,274	1,344	1,326	1,395	1,418	1,394	1,462	1,434	1,500	1,518	1,385
(-) Levantamiento artificial	9,812	9,276	9,054	8,275	8,076	7,621	6,965	6,798	6,214	6,064	5,722	4,888
(-) Energía Bes	7,750	7,754	8,017	7,763	8,026	8,031	7,776	8,039	7,785	8,048	8,053	7,273
(-) Energía Reinyección	2,132	2,179	2,299	2,268	2,386	2,427	2,385	2,500	2,453	2,567	2,598	2,370
(-) Ingeniería de operaciones	1,668	1,577	1,539	1,407	1,373	1,296	1,184	1,156	1,056	1,031	973	831
(-) Fluido	14,240	14,248	14,731	14,264	14,748	14,756	14,288	14,773	14,304	14,789	14,797	13,365
(-) Workover	26,886	25,417	24,807	22,673	22,129	20,881	19,085	18,627	17,025	16,616	15,679	13,392
(-) Indirectos	23,255	21,985	21,457	19,612	19,141	18,061	16,508	16,111	14,726	14,372	13,562	11,584
(-) IVA												
Costos Totales	90,522	87,050	86,507	80,566	80,181	77,234	72,093	71,913	67,234	67,171	64,962	56,849
Renta Petrolera	151,073	165,414	203,476	197,208	165,368	153,397	140,915	162,146	125,155	151,930	143,905	125,147
Inversiones												
Flujo de caja	151,073	165,414	203,476	197,208	165,368	153,397	140,915	162,146	125,155	151,930	143,905	125,147
Flujo de caja descontado	151,073	163,859	199,669	191,699	159,237	146,322	133,152	151,773	116,047	139,550	130,937	112,799
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,796,119											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-047UI

Meses	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	10,543	10,207	10,696	10,661	10,185	10,229	9,131	9,668	9,202	9,249	8,746	8,081
Producción de Agua (bbls):	29,918	28,961	30,082	31,955	35,669	35,919	35,663	37,271	36,003	37,683	37,719	35,295
Producción de Fluido (bbls):	40,462	39,169	40,778	42,616	45,854	46,148	44,795	46,940	45,204	46,932	46,465	43,376
Regalías	1,951	1,888	1,979	1,972	1,884	1,892	1,689	1,789	1,702	1,711	1,618	1,495
Producción de crudo sin regalías (bbls)	8,593	8,319	8,717	8,688	8,301	8,336	7,442	7,880	7,499	7,538	7,128	6,586
Precio de Exportación (usd/bbl)	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69
Ingresos Totales	274,545	292,436	358,155	373,597	324,838	324,962	293,164	347,952	299,280	349,017	333,500	314,093
(-) ley 10 y Ley 40	9,023	8,735	9,153	9,123	8,716	8,753	7,814	8,274	7,874	7,914	7,484	6,915
(-) Transp y Comercialización	5,929	5,740	6,015	5,995	5,728	5,752	5,135	5,437	5,175	5,201	4,918	4,544
Ingreso Neto	259,593	277,961	342,987	358,479	310,394	310,457	280,215	334,241	286,231	335,902	321,097	302,634
(-) Tratamiento Crudo	3,796	3,677	3,855	3,844	3,675	3,693	3,299	3,495	3,328	3,347	3,167	2,926
(-) Tratamiento Agua	1,496	1,449	1,506	1,601	1,788	1,801	1,789	1,871	1,809	1,894	1,897	1,775
(-) Levantamiento artificial	10,543	10,213	10,708	10,679	10,209	10,259	9,163	9,708	9,244	9,297	8,797	8,128
(-) Energía Bes	9,028	8,745	9,109	9,525	10,255	10,327	10,030	10,516	10,133	10,527	10,428	9,735
(-) Energía Reinyección	2,559	2,479	2,576	2,738	3,058	3,081	3,061	3,201	3,094	3,240	3,245	3,037
(-) Ingeniería de operaciones	1,792	1,736	1,820	1,815	1,736	1,744	1,558	1,650	1,572	1,580	1,495	1,382
(-) Fluido	16,589	16,068	16,739	17,503	18,844	18,976	18,430	19,324	18,620	19,343	19,162	17,888
(-) Workover	28,889	27,984	29,341	29,261	27,973	28,108	25,107	26,599	25,330	25,474	24,104	22,270
(-) Indirectos	24,988	24,205	25,379	25,309	24,195	24,313	21,716	23,007	21,909	22,034	20,849	19,262
(-) IVA												
Costos Totales	99,681	96,556	101,034	102,276	101,733	102,301	94,153	99,371	95,039	96,736	93,144	86,402
Renta Petrolera	159,913	181,405	241,954	256,203	208,661	208,156	186,062	234,870	191,191	239,166	227,953	216,233
Inversiones												
Flujo de caja	159,913	181,405	241,954	256,203	208,661	208,156	186,062	234,870	191,191	239,166	227,953	216,233
Flujo de caja descontado	159,913	179,700	237,427	249,046	200,925	198,555	175,812	219,845	177,279	219,677	207,411	194,897
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,420,487											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	624,368											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-053US

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,555	6,899	6,336	6,213	5,705	5,595	5,305	4,871	4,777	4,387	4,302	4,079
Producción de Agua (bbls):	15,141	17,094	16,856	17,724	17,432	18,285	18,547	18,183	19,018	18,614	19,437	19,632
Producción de Fluido (bbls):	21,696	23,993	23,192	23,936	23,137	23,880	23,851	23,055	23,795	23,000	23,739	23,711
Regalías	1,213	1,276	1,172	1,149	1,055	1,035	981	901	884	812	796	755
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,342	5,623	5,164	5,063	4,650	4,560	4,323	3,970	3,893	3,575	3,506	3,324
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	130,657	179,648	181,518	208,034	199,945	178,426	168,528	156,401	171,912	142,683	162,330	155,526
(-) ley 10 y Ley 40	5,610	5,904	5,422	5,317	4,882	4,788	4,540	4,169	4,088	3,754	3,681	3,490
(-) Transp y Comercialización	3,686	3,880	3,563	3,494	3,208	3,146	2,983	2,739	2,686	2,467	2,419	2,294
Ingreso Neto	121,361	169,864	172,533	199,224	191,855	170,492	161,006	149,493	165,138	136,462	156,230	149,742
(-) Tratamiento Crudo	2,360	2,485	2,284	2,240	2,059	2,020	1,916	1,761	1,728	1,588	1,558	1,477
(-) Tratamiento Agua	757	855	844	888	874	917	931	913	955	936	978	987
(-) Levantamiento artificial	6,555	6,903	6,343	6,224	5,719	5,611	5,323	4,891	4,799	4,410	4,327	4,102
(-) Energía Bes	4,841	5,357	5,181	5,350	5,175	5,344	5,341	5,165	5,334	5,159	5,328	5,321
(-) Energía Reinyección	1,295	1,463	1,443	1,519	1,494	1,569	1,592	1,562	1,634	1,600	1,672	1,689
(-) Ingeniería de operaciones	1,114	1,174	1,078	1,058	972	954	905	832	816	750	736	697
(-) Fluido	8,895	9,843	9,520	9,831	9,508	9,819	9,813	9,491	9,801	9,480	9,790	9,778
(-) Workover	17,961	18,914	17,380	17,053	15,669	15,374	14,586	13,402	13,149	12,083	11,855	11,241
(-) Indirectos	15,536	16,360	15,033	14,750	13,553	13,298	12,616	11,592	11,374	10,451	10,254	9,723
(-) IVA												
Costos Totales	59,315	63,354	59,105	58,912	55,023	54,905	53,023	49,609	49,591	46,456	46,496	45,016
Renta Petrolera	62,046	106,510	113,428	140,312	136,832	115,587	107,983	99,885	115,547	90,005	109,734	104,726
Inversiones												
Flujo de caja	62,046	106,510	113,428	140,312	136,832	115,587	107,983	99,885	115,547	90,005	109,734	104,726
Flujo de caja descontado	62,046	105,509	111,305	136,392	131,759	110,256	102,034	93,495	107,139	82,671	99,845	94,393
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,236,845											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBI-053US

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	6,267	7,321	7,035	6,964	6,611	6,934	7,001	5,883	5,087	2,253	6,021	5,884
Producción de Agua (bbls):	14,994	17,794	17,939	19,111	18,553	19,225	19,225	16,938	17,220	7,582	20,036	20,153
Producción de Fluido (bbls):	21,261	25,115	24,974	26,074	25,164	26,159	26,226	22,822	22,307	9,834	26,057	26,038
Regalías	1,159	1,354	1,301	1,288	1,223	1,283	1,295	1,088	941	417	1,114	1,089
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,108	5,966	5,733	5,676	5,388	5,652	5,706	4,795	4,146	1,836	4,907	4,796
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	124,911	190,626	201,544	233,186	231,665	221,156	222,410	188,890	183,068	73,268	227,234	224,370
(-) ley 10 y Ley 40	5,363	6,265	6,020	5,959	5,657	5,934	5,991	5,035	4,353	1,928	5,153	5,035
(-) Transp y Comercialización	3,524	4,117	3,956	3,916	3,717	3,900	3,937	3,308	2,861	1,267	3,386	3,309
Ingreso Neto	116,024	180,245	191,568	223,310	222,290	211,322	212,482	180,546	175,855	70,074	218,695	216,026
(-) Tratamiento Crudo	2,256	2,637	2,535	2,511	2,385	2,504	2,529	2,127	1,840	815	2,180	2,131
(-) Tratamiento Agua	750	890	898	957	930	964	965	850	865	381	1,008	1,014
(-) Levantamiento artificial	6,267	7,325	7,043	6,976	6,626	6,955	7,025	5,907	5,111	2,265	6,057	5,918
(-) Energía Bes	4,744	5,607	5,579	5,828	5,628	5,854	5,872	5,113	5,000	2,206	5,848	5,844
(-) Energía Reinyección	1,283	1,523	1,536	1,637	1,591	1,649	1,650	1,455	1,480	652	1,724	1,734
(-) Ingeniería de operaciones	1,065	1,245	1,197	1,186	1,126	1,182	1,194	1,004	869	385	1,030	1,006
(-) Fluido	8,717	10,303	10,251	10,709	10,341	10,757	10,790	9,395	9,188	4,053	10,746	10,738
(-) Workover	17,171	20,070	19,298	19,114	18,155	19,056	19,249	16,186	14,003	6,205	16,595	16,216
(-) Indirectos	14,853	17,360	16,692	16,533	15,703	16,482	16,650	14,000	12,112	5,367	14,354	14,027
(-) IVA												
Costos Totales	57,106	66,961	65,029	65,453	62,485	65,402	65,924	56,037	50,467	22,328	59,540	58,627
Renta Petrolera	58,918	113,284	126,539	157,858	159,805	145,920	146,558	124,509	125,388	47,746	159,155	157,399
Inversiones												
Flujo de caja	58,918	113,284	126,539	157,858	159,805	145,920	146,558	124,509	125,388	47,746	159,155	157,399
Flujo de caja descontado	58,918	112,219	124,172	153,448	153,881	139,190	138,484	116,544	116,263	43,855	144,812	141,869
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,443,655											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	206,810											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-025UI

Meses	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,030	5,338	5,299	5,090	5,221	5,015	5,144	5,106	4,579	5,034	4,836	4,960
Producción de Agua (bbls):	54,946	58,614	58,489	56,484	58,244	56,246	57,998	57,874	52,166	57,637	55,660	57,393
Producción de Fluido (bbls):	59,976	63,953	63,788	61,574	63,465	61,262	63,143	62,980	56,746	62,671	60,496	62,354
Regalías	931	988	980	942	966	928	952	945	847	931	895	918
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,100	4,351	4,318	4,148	4,255	4,088	4,193	4,162	3,732	4,103	3,941	4,043
Precio de Exportación (usd/bbl)	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82
Ingresos Totales	176,280	170,249	168,331	163,413	187,899	163,125	194,139	194,712	178,003	179,891	178,677	173,101
(-) ley 10 y Ley 40	4,305	4,568	4,534	4,356	4,468	4,292	4,402	4,370	3,919	4,308	4,138	4,245
(-) Transp y Comercialización	2,829	3,002	2,980	2,862	2,936	2,820	2,893	2,872	2,575	2,831	2,719	2,789
Ingreso Neto	169,146	162,679	160,817	156,196	180,495	156,012	186,844	187,471	171,509	172,752	171,819	166,067
(-) Tratamiento Crudo	1,811	1,923	1,910	1,836	1,884	1,811	1,858	1,846	1,656	1,822	1,751	1,796
(-) Tratamiento Agua	2,747	2,932	2,928	2,829	2,919	2,820	2,910	2,905	2,620	2,897	2,799	2,886
(-) Levantamiento artificial	5,030	5,341	5,305	5,099	5,233	5,030	5,162	5,127	4,601	5,060	4,864	4,989
(-) Energía Bes	13,382	14,278	14,249	13,763	14,194	13,709	14,138	14,110	12,721	14,057	13,577	13,994
(-) Energía Reinyección	4,700	5,017	5,009	4,840	4,994	4,825	4,978	4,970	4,483	4,956	4,789	4,938
(-) Ingeniería de operaciones	855	908	902	867	890	855	878	872	782	860	827	848
(-) Fluido	24,590	26,236	26,183	25,289	26,081	25,190	25,979	25,927	23,374	25,830	24,948	25,714
(-) Workover	13,782	14,635	14,535	13,970	14,339	13,782	14,145	14,048	12,606	13,866	13,327	13,670
(-) Indirectos	11,921	12,659	12,572	12,084	12,403	11,921	12,235	12,151	10,904	11,993	11,527	11,824
(-) IVA												
Costos Totales	78,820	83,929	83,593	80,576	82,936	79,944	82,284	81,957	73,747	81,342	78,409	80,661
Renta Petrolera	90,327	78,750	77,225	75,619	97,560	76,068	104,560	105,514	97,762	91,410	93,410	85,406
Inversiones												
Flujo de caja	90,327	78,750	77,225	75,619	97,560	76,068	104,560	105,514	97,762	91,410	93,410	85,406
Flujo de caja descontado	90,327	78,010	75,780	73,507	93,943	72,560	98,800	98,764	90,648	83,962	84,992	76,979
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,018,270											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-025UI

Meses	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017	2/1/2017	3/1/2017	4/1/2017	5/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,490	5,732	5,966	6,512	7,205	7,381	7,754	7,190	6,587	7,345	6,485	6,244
Producción de Agua (bbls):	55,962	57,704	59,486	64,217	70,115	71,247	74,248	74,778	72,819	83,800	80,939	84,972
Producción de Fluido (bbls):	61,452	63,436	65,452	70,730	77,320	78,628	82,002	81,968	79,406	91,145	87,424	91,216
Regalías	1,016	1,060	1,104	1,205	1,333	1,365	1,434	1,330	1,219	1,359	1,200	1,155
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,475	4,671	4,862	5,308	5,872	6,015	6,320	5,860	5,368	5,986	5,285	5,089
Precio de Exportación (usd/bbl)	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79	47.69	43.85	45.34	42.82
Ingresos Totales	192,407	182,795	189,535	209,088	259,313	240,062	292,618	274,171	256,029	262,453	239,610	217,888
(-) ley 10 y Ley 40	4,698	4,905	5,105	5,573	6,166	6,316	6,636	6,153	5,637	6,285	5,549	5,343
(-) Transp y Comercialización	3,087	3,223	3,355	3,662	4,052	4,151	4,360	4,043	3,704	4,130	3,647	3,511
Ingreso Neto	184,621	174,667	181,075	199,852	249,095	229,595	281,622	263,975	246,688	252,038	230,414	209,034
(-) Tratamiento Crudo	1,977	2,065	2,150	2,349	2,600	2,665	2,801	2,599	2,382	2,658	2,348	2,261
(-) Tratamiento Agua	2,798	2,887	2,978	3,216	3,514	3,573	3,725	3,754	3,658	4,212	4,071	4,273
(-) Levantamiento artificial	5,490	5,735	5,973	6,524	7,222	7,402	7,781	7,219	6,617	7,383	6,523	6,280
(-) Energía Bes	13,712	14,163	14,621	15,809	17,292	17,595	18,361	18,364	17,800	20,444	19,621	20,471
(-) Energía Reinyección	4,787	4,939	5,094	5,502	6,011	6,112	6,373	6,422	6,258	7,206	6,964	7,311
(-) Ingeniería de operaciones	933	975	1,015	1,109	1,228	1,258	1,323	1,227	1,125	1,255	1,109	1,068
(-) Fluido	25,195	26,024	26,867	29,050	31,775	32,331	33,738	33,744	32,708	37,565	36,053	37,617
(-) Workover	15,043	15,714	16,366	17,875	19,789	20,283	21,320	19,781	18,132	20,230	17,872	17,208
(-) Indirectos	13,012	13,592	14,156	15,461	17,116	17,544	18,441	17,110	15,683	17,498	15,459	14,884
(-) IVA												
Costos Totales	82,947	86,092	89,220	96,896	106,548	108,763	113,864	110,221	104,364	118,450	110,018	111,372
Renta Petrolera	101,674	88,576	91,855	102,957	142,547	120,832	167,758	153,754	142,324	133,587	120,396	97,662
Inversiones												
Flujo de caja	101,674	88,576	91,855	102,957	142,547	120,832	167,758	153,754	142,324	133,587	120,396	97,662
Flujo de caja descontado	101,674	87,743	90,136	100,081	137,263	115,259	158,516	143,918	131,967	122,702	109,546	88,025
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,386,832											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	368,562											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-058TS

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	26,592	25,206	26,411	25,046	25,360	24,049	24,351	23,853	22,619	22,904	21,719	21,992
Producción de Agua (bbls):	11,160	11,264	12,547	12,629	13,543	13,573	14,498	14,968	14,923	15,863	15,770	16,720
Producción de Fluido (bbls):	37,753	36,470	38,958	37,675	38,903	37,622	38,849	38,821	37,542	38,766	37,490	38,712
Regalías	4,920	4,663	4,886	4,633	4,692	4,449	4,505	4,413	4,185	4,237	4,018	4,069
Producción de crudo sin regalías (bbls)	21,673	20,543	21,525	20,412	20,669	19,600	19,846	19,440	18,435	18,667	17,701	17,923
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	554,705	502,401	687,739	717,554	849,190	842,782	776,601	757,806	726,220	824,282	706,408	829,925
(-) ley 10 y Ley 40	22,756	21,570	22,602	21,433	21,702	20,580	20,838	20,412	19,357	19,600	18,586	18,820
(-) Transp y Comercialización	14,954	14,175	14,852	14,084	14,261	13,524	13,694	13,414	12,720	12,880	12,214	12,367
Ingreso Neto	516,994	466,657	650,285	682,037	813,227	808,678	742,070	723,979	694,143	791,802	675,608	798,738
(-) Tratamiento Crudo	9,573	9,079	9,519	9,032	9,151	8,683	8,797	8,622	8,181	8,289	7,864	7,963
(-) Tratamiento Agua	558	564	628	633	679	681	727	751	750	797	793	841
(-) Levantamiento artificial	26,592	25,221	26,442	25,089	25,419	24,119	24,436	23,951	22,725	23,024	21,846	22,120
(-) Energía Bes	8,424	8,142	8,703	8,421	8,701	8,419	8,698	8,697	8,416	8,695	8,414	8,688
(-) Energía Reinyección	955	964	1,074	1,082	1,161	1,164	1,244	1,285	1,282	1,364	1,357	1,439
(-) Ingeniería de operaciones	4,521	4,287	4,495	4,265	4,321	4,100	4,154	4,072	3,863	3,914	3,714	3,760
(-) Fluido	15,479	14,961	15,991	15,474	15,987	15,470	15,984	15,982	15,464	15,978	15,460	15,965
(-) Workover	72,863	69,104	72,451	68,744	69,649	66,085	66,953	65,624	62,266	63,085	59,857	60,609
(-) Indirectos	63,024	59,773	62,668	59,461	60,244	57,161	57,912	56,763	53,858	54,567	51,774	52,425
(-) IVA												
Costos Totales	201,989	192,096	201,972	192,202	195,311	185,881	188,906	185,747	176,805	179,713	171,080	173,810
Renta Petrolera	315,005	274,561	448,313	489,835	617,916	622,797	553,164	538,232	517,339	612,090	504,528	624,928
Inversiones												
Flujo de caja	315,005	274,561	448,313	489,835	617,916	622,797	553,164	538,232	517,339	612,090	504,528	624,928
Flujo de caja descontado	315,005	271,980	439,924	476,152	595,009	594,072	522,691	503,801	479,693	562,214	459,061	563,266
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	5,782,867											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-058TS

Meses	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	29,409	27,624	28,620	28,612	27,742	26,678	28,312	27,874	25,376	24,537	22,532	22,901
Producción de Agua (bbls):	13,673	13,905	15,719	16,207	18,884	18,578	19,475	19,598	20,381	22,524	23,025	24,269
Producción de Fluido (bbls):	43,082	41,529	44,339	44,819	46,626	45,255	47,787	47,472	45,757	47,062	45,557	47,170
Regalías	5,441	5,110	5,295	5,293	5,132	4,935	5,238	5,157	4,695	4,539	4,168	4,237
Producción de crudo sin regalías (bbls)	23,968	22,514	23,326	23,319	22,610	21,742	23,075	22,718	20,681	19,998	18,364	18,664
Precio de Exportación (usd/bbl)	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30
Ingresos Totales	613,452	550,603	745,261	819,740	928,943	934,911	902,953	885,551	814,717	883,077	732,860	864,225
(-) ley 10 y Ley 40	25,167	23,639	24,492	24,485	23,740	22,829	24,228	23,853	21,715	20,998	19,282	19,597
(-) Transp y Comercialización	16,538	15,534	16,095	16,090	15,601	15,002	15,921	15,675	14,270	13,799	12,671	12,878
Ingreso Neto	571,748	511,429	704,675	779,165	889,602	897,080	862,804	846,023	778,732	848,281	700,907	831,750
(-) Tratamiento Crudo	10,587	9,951	10,315	10,318	10,010	9,632	10,228	10,076	9,178	8,880	8,159	8,292
(-) Tratamiento Agua	684	696	787	812	946	932	977	984	1,024	1,132	1,158	1,221
(-) Levantamiento artificial	29,409	27,640	28,654	28,662	27,806	26,755	28,411	27,988	25,494	24,666	22,664	23,034
(-) Energía Bes	9,613	9,272	9,905	10,018	10,428	10,127	10,700	10,635	10,257	10,556	10,224	10,586
(-) Energía Reinyección	1,170	1,190	1,346	1,389	1,619	1,594	1,672	1,683	1,751	1,937	1,981	2,088
(-) Ingeniería de operaciones	4,999	4,699	4,871	4,873	4,727	4,548	4,830	4,758	4,334	4,193	3,853	3,916
(-) Fluido	17,664	17,037	18,200	18,408	19,161	18,609	19,661	19,543	18,848	19,397	18,787	19,453
(-) Workover	80,580	75,734	78,511	78,534	76,190	73,309	77,847	76,687	69,854	67,585	62,099	63,114
(-) Indirectos	69,699	65,508	67,909	67,929	65,901	63,410	67,335	66,331	60,421	58,459	53,713	54,592
(-) IVA												
Costos Totales	224,404	211,726	220,499	220,943	216,789	208,915	221,661	218,685	201,161	196,804	182,638	186,296
Renta Petrolera	347,344	299,703	484,176	558,222	672,813	688,165	641,143	627,338	577,570	651,477	518,269	645,453
Inversiones												
Flujo de caja	347,344	299,703	484,176	558,222	672,813	688,165	641,143	627,338	577,570	651,477	518,269	645,453
Flujo de caja descontado	347,344	296,886	475,117	542,628	647,871	656,425	605,823	587,206	535,541	598,391	471,563	581,766
Valor Actual Neto con intervención al pozo	6,346,561											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	563,694											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-062UI

Meses	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	12,768	12,969	12,301	11,301	11,087	10,185	9,992	9,477	8,424	8,556	7,861	7,711
Producción de Agua (bbls):	13,669	15,262	15,898	15,959	17,052	17,016	18,086	18,569	17,785	19,431	19,194	20,215
Producción de Fluido (bbls):	26,438	28,231	28,200	27,260	28,138	27,201	28,077	28,046	26,209	27,987	27,055	27,926
Regalías	2,362	2,399	2,276	2,091	2,051	1,884	1,848	1,753	1,558	1,583	1,454	1,427
Producción de crudo sin regalías (bbls)	10,406	10,570	10,026	9,211	9,036	8,301	8,143	7,724	6,865	6,973	6,406	6,285
Precio de Exportación (usd/bbl)	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09
Ingresos Totales	563,497	480,363	370,815	365,809	365,956	306,190	255,747	197,692	167,904	222,794	225,206	258,213
(-) ley 10 y Ley 40	10,926	11,098	10,527	9,671	9,487	8,716	8,550	8,110	7,209	7,322	6,727	6,599
(-) Transp y Comercialización	7,180	7,293	6,918	6,355	6,235	5,728	5,619	5,330	4,737	4,811	4,420	4,336
Ingreso Neto	545,390	461,972	353,370	349,783	350,234	291,746	241,578	184,252	155,958	210,661	214,059	247,277
(-) Tratamiento Crudo	4,597	4,672	4,434	4,076	4,000	3,677	3,610	3,426	3,047	3,096	2,846	2,792
(-) Tratamiento Agua	683	764	796	799	855	853	907	932	893	977	965	1,017
(-) Levantamiento artificial	12,768	12,976	12,316	11,321	11,112	10,215	10,027	9,516	8,463	8,601	7,906	7,756
(-) Energía Bes	5,899	6,303	6,299	6,093	6,293	6,087	6,287	6,283	5,875	6,277	6,072	6,267
(-) Energía Reinyección	1,169	1,306	1,361	1,367	1,462	1,460	1,552	1,595	1,528	1,671	1,651	1,739
(-) Ingeniería de operaciones	2,171	2,206	2,094	1,925	1,889	1,737	1,705	1,618	1,439	1,462	1,344	1,319
(-) Fluido	10,839	11,581	11,575	11,196	11,564	11,185	11,552	11,546	10,796	11,535	11,157	11,517
(-) Workover	34,985	35,555	33,745	31,020	30,448	27,989	27,473	26,074	23,189	23,566	21,664	21,252
(-) Indirectos	30,261	30,754	29,188	26,831	26,336	24,209	23,763	22,553	20,058	20,384	18,738	18,382
(-) IVA												
Costos Totales	103,373	106,117	101,809	94,628	93,959	87,412	86,875	83,542	75,288	77,569	72,344	72,041
Renta Petrolera	442,018	355,855	251,562	255,155	256,275	204,334	154,703	100,710	80,670	133,091	141,715	175,236
Inversiones												
Flujo de caja	442,018	355,855	251,562	255,155	256,275	204,334	154,703	100,710	80,670	133,091	141,715	175,236
Flujo de caja descontado	442,018	352,510	246,855	248,027	246,775	194,910	146,181	94,268	74,800	122,246	128,944	157,946
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,455,478											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo CYBK-062UI

Meses	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	13,037	12,984	12,303	7,933	7,643	8,564	10,699	10,783	10,138	11,285	11,847	12,654
Producción de Agua (bbls):	14,374	15,350	15,645	10,783	10,496	14,068	16,339	17,115	18,587	26,004	27,294	29,465
Producción de Fluido (bbls):	27,411	28,334	27,947	18,716	18,139	22,632	27,039	27,898	28,726	37,289	39,141	42,118
Regalías	2,412	2,402	2,276	1,468	1,414	1,584	1,979	1,995	1,876	2,088	2,192	2,341
Producción de crudo sin regalías (bbls)	10,625	10,582	10,027	6,466	6,229	6,980	8,720	8,788	8,263	9,197	9,655	10,313
Precio de Exportación (usd/bbl)	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09
Ingresos Totales	575,333	480,937	370,852	256,788	252,300	257,463	273,862	224,935	202,077	293,862	339,417	423,718
(-) ley 10 y Ley 40	11,156	11,111	10,528	6,789	6,541	7,329	9,156	9,228	8,676	9,657	10,138	10,829
(-) Transp y Comercialización	7,331	7,302	6,918	4,461	4,298	4,816	6,017	6,064	5,701	6,346	6,662	7,116
Ingreso Neto	556,846	462,524	353,406	245,538	241,461	245,318	258,690	209,643	187,700	277,858	322,616	405,774
(-) Tratamiento Crudo	4,693	4,677	4,434	2,861	2,758	3,092	3,865	3,898	3,667	4,084	4,290	4,582
(-) Tratamiento Agua	719	768	783	540	526	705	820	859	934	1,307	1,373	1,482
(-) Levantamiento artificial	13,037	12,992	12,317	7,947	7,661	8,589	10,737	10,827	10,186	11,344	11,916	12,728
(-) Energía Bes	6,116	6,326	6,243	4,183	4,057	5,065	6,054	6,250	6,439	8,364	8,784	9,453
(-) Energía Reinyección	1,230	1,314	1,340	924	900	1,207	1,402	1,470	1,597	2,236	2,348	2,535
(-) Ingeniería de operaciones	2,216	2,209	2,094	1,351	1,302	1,460	1,825	1,841	1,732	1,929	2,026	2,164
(-) Fluido	11,238	11,624	11,472	7,687	7,454	9,306	11,125	11,485	11,832	15,369	16,141	17,369
(-) Workover	35,720	35,598	33,749	21,775	20,992	23,535	29,419	29,667	27,909	31,084	32,650	34,874
(-) Indirectos	30,897	30,791	29,191	18,835	18,157	20,357	25,446	25,661	24,140	26,886	28,241	30,165
(-) IVA												
Costos Totales	105,865	106,297	101,622	66,103	63,807	73,316	90,693	91,958	88,436	102,603	107,769	115,350
Renta Petrolera	450,981	356,227	251,783	179,435	177,654	172,002	167,997	117,686	99,264	175,256	214,847	290,423
Inversiones												
Flujo de caja	450,981	356,227	251,783	179,435	177,654	172,002	167,997	117,686	99,264	175,256	214,847	290,423
Flujo de caja descontado	450,981	352,879	247,072	174,422	171,068	164,068	158,742	110,157	92,041	160,975	195,486	261,767
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,539,658											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	84,180											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSA-013US

Meses	1/1/2015	2/1/2015	3/1/2015	4/1/2015	5/1/2015	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,969	2,696	2,903	2,729	2,740	2,576	2,586	2,511	2,361	2,371	2,229	2,238
Producción de Agua (bbls):	27,331	25,544	28,319	27,440	28,389	27,505	28,451	28,480	27,586	28,530	27,631	28,572
Producción de Fluido (bbls):	30,300	28,240	31,221	30,170	31,130	30,081	31,038	30,991	29,948	30,900	29,859	30,809
Regalías	549	499	537	505	507	477	478	465	437	439	412	414
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,420	2,197	2,366	2,224	2,233	2,100	2,108	2,047	1,924	1,932	1,816	1,824
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.54	45.03	42.02	48.73	53.62	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41
Ingresos Totales	100,520	98,956	99,418	108,389	119,735	113,690	95,797	75,701	76,432	78,250	66,999	57,274
(-) ley 10 y Ley 40	2,541	2,307	2,484	2,335	2,345	2,204	2,213	2,149	2,021	2,029	1,907	1,915
(-) Transp y Comercialización	1,670	1,516	1,632	1,535	1,541	1,449	1,454	1,412	1,328	1,333	1,253	1,258
Ingreso Neto	96,310	95,133	95,302	104,519	115,849	110,037	92,129	72,140	73,084	74,889	63,839	54,100
(-) Tratamiento Crudo	1,069	971	1,046	984	989	930	934	908	854	858	807	810
(-) Tratamiento Agua	1,367	1,278	1,418	1,374	1,423	1,379	1,428	1,430	1,386	1,434	1,390	1,437
(-) Levantamiento artificial	2,969	2,698	2,906	2,734	2,746	2,584	2,595	2,522	2,372	2,383	2,242	2,251
(-) Energía Bes	6,761	6,305	6,974	6,743	6,962	6,731	6,950	6,943	6,713	6,931	6,701	6,915
(-) Energía Reinyección	2,338	2,186	2,425	2,351	2,434	2,359	2,442	2,446	2,371	2,453	2,377	2,458
(-) Ingeniería de operaciones	505	459	494	465	467	439	441	429	403	405	381	383
(-) Fluido	12,423	11,585	12,816	12,391	12,793	12,369	12,770	12,758	12,336	12,736	12,314	12,705
(-) Workover	8,136	7,392	7,963	7,491	7,525	7,079	7,111	6,909	6,500	6,529	6,142	6,167
(-) Indirectos	7,037	6,394	6,888	6,479	6,509	6,123	6,151	5,976	5,622	5,648	5,313	5,334
(-) IVA												
Costos Totales	42,603	39,267	42,930	41,013	41,848	39,994	40,822	40,320	38,557	39,377	37,667	38,459
Renta Petrolera	53,707	55,866	52,372	63,506	74,001	70,042	51,307	31,820	34,526	35,512	26,172	15,641
Inversiones												
Flujo de caja	53,707	55,866	52,372	63,506	74,001	70,042	51,307	31,820	34,526	35,512	26,172	15,641
Flujo de caja descontado	53,707	55,341	51,392	61,732	71,258	66,812	48,480	29,784	32,014	32,618	23,813	14,098
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	541,049											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSA-013US

Meses	1/1/2015	2/1/2015	3/1/2015	4/1/2015	5/1/2015	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,615	2,040	3,453	3,762	3,898	3,627	3,735	2,152	0	2,561	3,461	3,364
Producción de Agua (bbls):	22,184	18,099	28,677	30,845	31,760	30,897	31,395	18,651	0	23,020	29,739	29,401
Producción de Fluido (bbls):	24,799	20,139	32,129	34,607	35,658	34,524	35,130	20,803	0	25,581	33,199	32,766
Regalías	484	377	639	696	721	671	691	398	0	474	640	622
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,132	1,662	2,814	3,066	3,177	2,956	3,044	1,754	0	2,087	2,820	2,742
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.54	45.03	42.02	48.73	53.62	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41
Ingresos Totales	88,546	74,857	118,253	149,423	170,316	160,055	138,351	64,871	0	84,533	104,029	86,117
(-) ley 10 y Ley 40	2,238	1,745	2,955	3,220	3,335	3,104	3,196	1,842	0	2,191	2,961	2,879
(-) Transp y Comercialización	1,471	1,147	1,942	2,116	2,192	2,039	2,100	1,210	0	1,440	1,946	1,892
Ingreso Neto	84,837	71,965	113,357	144,088	164,789	154,912	133,054	61,819	0	80,902	99,122	81,345
(-) Tratamiento Crudo	942	735	1,244	1,357	1,406	1,309	1,349	778	0	927	1,253	1,218
(-) Tratamiento Agua	1,109	905	1,435	1,545	1,592	1,549	1,575	936	0	1,157	1,496	1,479
(-) Levantamiento artificial	2,615	2,041	3,457	3,769	3,907	3,637	3,748	2,161	0	2,574	3,481	3,384
(-) Energía Bes	5,533	4,496	7,177	7,735	7,975	7,726	7,866	4,661	0	5,738	7,451	7,354
(-) Energía Reinyección	1,898	1,549	2,456	2,643	2,723	2,650	2,695	1,602	0	1,979	2,559	2,530
(-) Ingeniería de operaciones	445	347	588	641	664	618	637	367	0	438	592	575
(-) Fluido	10,168	8,262	13,188	14,214	14,654	14,196	14,454	8,564	0	10,543	13,691	13,512
(-) Workover	7,166	5,592	9,472	10,327	10,704	9,966	10,270	5,921	0	7,054	9,537	9,272
(-) Indirectos	6,199	4,836	8,193	8,932	9,259	8,620	8,883	5,121	0	6,101	8,249	8,020
(-) IVA												
Costos Totales	36,075	28,763	47,210	51,162	52,884	50,273	51,478	30,110	0	36,511	48,308	47,344
Renta Petrolera	48,762	43,202	66,147	92,926	111,905	104,640	81,576	31,709	0	44,391	50,814	34,001
Inversiones												
Flujo de caja	48,762	43,202	66,147	92,926	111,905	104,640	81,576	31,709	0	44,391	50,814	34,001
Flujo de caja descontado	48,762	42,796	64,909	90,330	107,757	99,813	77,082	29,680	0	40,774	46,235	30,646
Valor Actual Neto con intervención al pozo	678,785											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	137,736											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSB-012UM

Meses	1/1/2015	2/1/2015	3/1/2015	4/1/2015	5/1/2015	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	36,473	33,629	36,772	35,132	35,839	34,240	34,930	34,477	32,939	33,602	32,103	32,750
Producción de Agua (bbls):	3,718	3,644	4,226	4,277	4,609	4,640	4,977	5,157	5,159	5,501	5,485	5,830
Producción de Fluido (bbls):	40,191	37,272	40,998	39,409	40,448	38,881	39,907	39,634	38,098	39,103	37,588	38,580
Regalías	6,748	6,221	6,803	6,499	6,630	6,334	6,462	6,378	6,094	6,216	5,939	6,059
Producción de crudo sin regalías (bbls)	29,726	27,407	29,969	28,632	29,209	27,906	28,468	28,099	26,845	27,386	26,164	26,691
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.54	45.03	42.02	48.73	53.62	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41
Ingresos Totales	1,234,791	1,234,276	1,259,388	1,395,281	1,566,076	1,511,105	1,293,794	1,039,276	1,066,188	1,109,175	965,089	838,274
(-) ley 10 y Ley 40	31,212	28,778	31,468	30,064	30,669	29,301	29,891	29,504	28,187	28,755	27,472	28,026
(-) Transp y Comercialización	20,511	18,911	20,679	19,756	20,154	19,255	19,643	19,388	18,523	18,896	18,053	18,417
Ingreso Neto	1,183,069	1,186,587	1,207,241	1,345,461	1,515,252	1,462,549	1,244,260	990,384	1,019,477	1,061,524	919,563	791,831
(-) Tratamiento Crudo	13,130	12,113	13,253	12,669	12,932	12,362	12,619	12,462	11,913	12,160	11,625	11,859
(-) Tratamiento Agua	186	182	212	214	231	233	250	259	259	277	276	293
(-) Levantamiento artificial	36,473	33,648	36,815	35,193	35,923	34,340	35,052	34,618	33,092	33,778	32,290	32,941
(-) Energía Bes	8,968	8,321	9,158	8,809	9,046	8,701	8,935	8,880	8,540	8,771	8,436	8,658
(-) Energía Reinyección	318	312	362	366	395	398	427	443	443	473	472	502
(-) Ingeniería de operaciones	6,200	5,720	6,258	5,983	6,107	5,838	5,959	5,885	5,626	5,742	5,489	5,600
(-) Fluido	16,478	15,290	16,829	16,186	16,622	15,987	16,419	16,316	15,693	16,116	15,501	15,910
(-) Workover	99,937	92,196	100,872	96,428	98,428	94,091	96,042	94,852	90,673	92,553	88,476	90,258
(-) Indirectos	86,442	79,746	87,251	83,407	85,136	81,385	83,073	82,044	78,429	80,055	76,528	78,070
(-) IVA												
Costos Totales	268,133	247,529	271,010	259,255	264,820	253,336	258,776	255,758	244,669	249,925	239,093	244,091
Renta Petrolera	914,935	939,058	936,232	1,086,206	1,250,432	1,209,214	985,484	734,626	774,808	811,599	680,470	547,740
Inversiones												
Flujo de caja	914,935	939,058	936,232	1,086,206	1,250,432	1,209,214	985,484	734,626	774,808	811,599	680,470	547,740
Flujo de caja descontado	914,935	930,231	918,714	1,055,863	1,204,076	1,153,442	931,195	687,631	718,426	745,466	619,147	493,694
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	10,372,822											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSB-012UM

Meses	1/1/2015	2/1/2015	3/1/2015	4/1/2015	5/1/2015	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	37,629	32,899	36,192	35,716	35,865	27,219	25,986	22,344	13,254	36,402	39,647	42,300
Producción de Agua (bbls):	3,081	2,636	2,904	2,829	2,823	2,241	2,111	1,852	1,071	2,335	383	415
Producción de Fluido (bbls):	40,710	35,535	39,096	38,544	38,688	29,460	28,097	24,196	14,325	38,737	40,030	42,715
Regalías	6,961	6,086	6,696	6,607	6,635	5,036	4,807	4,134	2,452	6,734	7,335	7,826
Producción de crudo sin regalías (bbls)	30,668	26,813	29,497	29,108	29,230	22,184	21,179	18,211	10,802	29,668	32,312	34,475
Precio de Exportación (usd/bbl)	41.54	45.03	42.02	48.73	53.62	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41
Ingresos Totales	1,273,927	1,207,515	1,239,534	1,418,479	1,567,214	1,201,256	962,518	673,544	429,015	1,201,608	1,191,870	1,082,730
(-) ley 10 y Ley 40	32,201	28,154	30,971	30,564	30,692	23,293	22,238	19,121	11,342	31,151	33,928	36,199
(-) Transp y Comercialización	21,161	18,501	20,353	20,085	20,169	15,307	14,613	12,565	7,453	20,471	22,296	23,788
Ingreso Neto	1,220,565	1,160,860	1,188,210	1,367,831	1,516,353	1,162,656	925,667	641,858	410,220	1,149,986	1,135,647	1,022,744
(-) Tratamiento Crudo	13,547	11,851	13,044	12,880	12,942	9,827	9,388	8,077	4,794	13,174	14,356	15,317
(-) Tratamiento Agua	154	132	145	142	141	112	106	93	54	117	19	21
(-) Levantamiento artificial	37,629	32,919	36,234	35,778	35,949	27,299	26,077	22,435	13,316	36,593	39,878	42,547
(-) Energía Bes	9,084	7,933	8,734	8,615	8,653	6,593	6,291	5,421	3,211	8,689	8,984	9,587
(-) Energía Reinyección	264	226	249	242	242	192	181	159	92	201	33	36
(-) Ingeniería de operaciones	6,397	5,596	6,160	6,082	6,111	4,641	4,433	3,814	2,264	6,221	6,779	7,233
(-) Fluido	16,691	14,578	16,048	15,831	15,899	12,114	11,560	9,961	5,901	15,966	16,508	17,615
(-) Workover	103,104	90,197	99,282	98,032	98,499	74,798	71,451	61,473	36,485	100,266	109,266	116,579
(-) Indirectos	89,182	78,017	85,875	84,794	85,198	64,698	61,802	53,172	31,558	86,726	94,511	100,836
(-) IVA												
Costos Totales	276,051	241,448	265,771	262,396	263,634	200,273	191,289	164,604	97,674	267,952	290,335	309,771
Renta Petrolera	944,514	919,412	922,438	1,105,435	1,252,719	962,383	734,378	477,254	312,546	882,034	845,311	712,973
Inversiones												
Flujo de caja	944,514	919,412	922,438	1,105,435	1,252,719	962,383	734,378	477,254	312,546	882,034	845,311	712,973
Flujo de caja descontado	944,514	910,770	905,179	1,074,556	1,206,279	917,995	693,922	446,724	289,802	810,162	769,133	642,623
Valor Actual Neto con intervención al pozo	9,611,657											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-761,165											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSB-016US

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	2,689	2,921	2,771	2,808	2,664	2,699	2,645	2,510	2,543	2,413	2,444	2,396
Producción de Agua (bbls):	9,854	10,957	10,650	11,052	10,739	11,142	11,186	10,867	11,270	10,946	11,350	11,390
Producción de Fluido (bbls):	12,543	13,878	13,421	13,859	13,403	13,841	13,831	13,376	13,813	13,359	13,795	13,785
Regalías	497	540	513	519	493	499	489	464	470	446	452	443
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,191	2,380	2,259	2,288	2,171	2,200	2,156	2,045	2,072	1,966	1,992	1,952
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	53,594	76,057	79,401	94,015	93,360	86,074	84,038	80,580	91,517	78,469	92,244	91,351
(-) ley 10 y Ley 40	2,301	2,499	2,372	2,403	2,280	2,310	2,264	2,148	2,176	2,065	2,092	2,050
(-) Transp y Comercialización	1,512	1,643	1,558	1,579	1,498	1,518	1,488	1,411	1,430	1,357	1,375	1,347
Ingreso Neto	49,781	71,915	75,470	90,034	89,582	82,246	80,286	77,021	87,911	75,048	88,777	87,954
(-) Tratamiento Crudo	968	1,052	999	1,013	961	974	956	907	920	873	885	867
(-) Tratamiento Agua	493	548	533	554	538	559	561	546	566	550	571	573
(-) Levantamiento artificial	2,689	2,923	2,775	2,813	2,670	2,707	2,654	2,520	2,555	2,425	2,459	2,410
(-) Energía Bes	2,799	3,098	2,998	3,098	2,998	3,097	3,097	2,997	3,096	2,996	3,096	3,094
(-) Energía Reinyección	843	938	912	947	921	956	960	933	969	941	977	980
(-) Ingeniería de operaciones	457	497	472	478	454	460	451	428	434	412	418	410
(-) Fluido	5,142	5,693	5,509	5,692	5,508	5,691	5,691	5,507	5,690	5,506	5,689	5,685
(-) Workover	7,368	8,008	7,602	7,706	7,316	7,416	7,273	6,905	7,000	6,645	6,737	6,602
(-) Indirectos	6,373	6,926	6,576	6,666	6,328	6,415	6,291	5,972	6,055	5,748	5,827	5,711
(-) IVA												
Costos Totales	27,131	29,683	28,376	28,966	27,695	28,275	27,935	26,715	27,285	26,097	26,657	26,332
Renta Petrolera	22,651	42,232	47,095	61,068	61,887	53,971	52,352	50,305	60,627	48,951	62,120	61,622
Inversiones												
Flujo de caja	22,651	42,232	47,095	61,068	61,887	53,971	52,352	50,305	60,627	48,951	62,120	61,622
Flujo de caja descontado	22,651	41,835	46,214	59,362	59,593	51,482	49,468	47,087	56,215	44,962	56,522	55,542
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	590,93											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSB-016US

Meses	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016	6/1/2016	7/1/2016	8/1/2016	9/1/2016	10/1/2016	11/1/2016	12/1/2016	1/1/2017
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	3,197	8,581	17,941	19,872	19,601	20,319	20,291	19,015	16,524	12,720	16,359	15,639
Producción de Agua (bbls):	10,418	29,713	57,257	63,018	62,305	64,829	64,561	62,981	55,707	68,615	79,449	80,531
Producción de Fluido (bbls):	13,616	38,294	75,198	82,890	81,906	85,148	84,851	81,995	72,231	81,335	95,808	96,170
Regalías	591	1,588	3,319	3,676	3,626	3,759	3,754	3,518	3,057	2,353	3,026	2,893
Producción de crudo sin regalías (bbls)	2,606	6,994	14,622	16,196	15,975	16,560	16,537	15,497	13,467	10,367	13,333	12,746
Precio de Exportación (usd/bbl)	24.46	31.95	35.15	41.09	43.00	39.13	38.98	39.39	44.16	39.91	46.30	46.79
Ingresos Totales	63,727	223,456	514,015	665,426	686,919	648,025	644,626	610,494	594,680	413,715	617,349	596,347
(-) ley 10 y Ley 40	2,736	7,344	15,353	17,006	16,774	17,388	17,364	16,272	14,140	10,885	13,999	13,383
(-) Transp y Comercialización	1,798	4,826	10,089	11,175	11,023	11,426	11,410	10,693	9,292	7,153	9,199	8,795
Ingreso Neto	59,193	211,286	488,573	637,245	659,123	619,210	615,852	583,528	571,247	395,676	594,150	574,169
(-) Tratamiento Crudo	1,151	3,091	6,466	7,166	7,073	7,336	7,330	6,873	5,976	4,603	5,924	5,663
(-) Tratamiento Agua	521	1,487	2,866	3,156	3,123	3,251	3,239	3,162	2,798	3,449	3,996	4,050
(-) Levantamiento artificial	3,197	8,586	17,962	19,907	19,647	20,378	20,362	19,092	16,601	12,787	16,454	15,730
(-) Energía Bes	3,038	8,549	16,798	18,527	18,318	19,054	18,999	18,370	16,192	18,243	21,502	21,583
(-) Energía Reinyección	891	2,543	4,903	5,400	5,342	5,561	5,542	5,409	4,787	5,900	6,835	6,928
(-) Ingeniería de operaciones	544	1,460	3,054	3,384	3,340	3,464	3,461	3,246	2,822	2,174	2,797	2,674
(-) Fluido	5,582	15,710	30,867	34,044	33,660	35,012	34,911	33,755	29,753	33,522	39,510	39,659
(-) Workover	8,760	23,527	49,216	54,545	53,832	55,836	55,791	52,313	45,487	35,036	45,085	43,101
(-) Indirectos	7,577	20,350	42,570	47,179	46,563	48,296	48,257	45,249	39,344	30,305	38,997	37,281
(-) IVA												
Costos Totales	31,262	85,303	174,703	193,310	190,896	198,189	197,892	187,470	163,761	146,018	181,100	176,671
Renta Petrolera	27,931	125,984	313,870	443,935	468,227	421,021	417,960	396,059	407,486	249,658	413,050	397,498
Inversiones												
Flujo de caja	27,931	125,984	313,870	443,935	468,227	421,021	417,960	396,059	407,486	249,658	413,050	397,498
Flujo de caja descontado	27,931	124,800	307,997	431,534	450,869	401,602	394,936	370,722	377,834	229,315	375,827	358,277
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,851,644											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	3,260,713											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSE-017US

Meses	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016
Cálculos por mes, sin intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	10,544	11,148	11,023	10,549	10,780	10,316	10,542	10,423	9,645	10,197	9,759	9,972
Producción de Agua (bbls):	33,343	35,687	35,732	34,620	35,816	34,700	35,896	35,934	33,650	36,006	34,878	36,073
Producción de Fluido (bbls):	43,887	46,835	46,754	45,169	46,595	45,016	46,438	46,358	43,294	46,203	44,637	46,046
Regalías	1,951	2,062	2,039	1,952	1,994	1,909	1,950	1,928	1,784	1,886	1,805	1,845
Producción de crudo sin regalías (bbls)	8,593	9,086	8,983	8,597	8,785	8,408	8,592	8,495	7,860	8,311	7,954	8,127
Precio de Exportación (usd/bbl)	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09
Ingresos Totales	465,324	412,928	332,268	341,455	355,826	310,131	269,839	217,428	192,233	265,528	279,595	333,927
(-) ley 10 y Ley 40	9,023	9,540	9,433	9,027	9,225	8,828	9,021	8,920	8,253	8,726	8,351	8,534
(-) Transp y Comercialización	5,929	6,269	6,199	5,932	6,062	5,801	5,928	5,862	5,424	5,734	5,488	5,608
Ingreso Neto	450,372	397,118	316,637	326,495	340,539	295,502	254,890	202,646	178,557	251,068	265,756	319,786
(-) Tratamiento Crudo	3,796	4,016	3,973	3,804	3,890	3,725	3,808	3,768	3,488	3,690	3,534	3,611
(-) Tratamiento Agua	1,667	1,785	1,789	1,734	1,795	1,740	1,801	1,804	1,690	1,810	1,754	1,814
(-) Levantamiento artificial	10,544	11,155	11,035	10,567	10,805	10,346	10,579	10,466	9,689	10,251	9,816	10,031
(-) Energía Bes	9,792	10,456	10,444	10,096	10,421	10,074	10,398	10,386	9,705	10,363	10,018	10,334
(-) Energía Reinyección	2,852	3,054	3,060	2,966	3,071	2,977	3,081	3,086	2,892	3,096	3,001	3,104
(-) Ingeniería de operaciones	1,792	1,896	1,876	1,796	1,837	1,759	1,798	1,779	1,647	1,743	1,669	1,705
(-) Fluido	17,994	19,214	19,192	18,552	19,149	18,510	19,106	19,084	17,833	19,042	18,408	18,989
(-) Workover	28,890	30,564	30,237	28,954	29,605	28,349	28,986	28,677	26,549	28,087	26,896	27,484
(-) Indirectos	24,989	26,437	26,154	25,045	25,607	24,521	25,072	24,804	22,964	24,294	23,264	23,772
(-) IVA												
Costos Totales	102,316	108,577	107,760	103,515	106,179	102,001	104,630	103,854	96,459	102,375	98,358	100,843
Renta Petrolera	348,056	288,541	208,877	222,980	234,360	193,501	150,259	98,792	82,098	148,692	167,398	218,942
Inversiones												
Flujo de caja	348,056	288,541	208,877	222,980	234,360	193,501	150,259	98,792	82,098	148,692	167,398	218,942
Flujo de caja descontado	348,056	285,829	204,969	216,751	225,672	184,576	141,981	92,472	76,124	136,576	152,313	197,339
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,262,659											

Evaluación económica por pozo en el corto plazo - Pozo SNSE-017US

Meses	6/1/2015	7/1/2015	8/1/2015	9/1/2015	10/1/2015	11/1/2015	12/1/2015	1/1/2016	2/1/2016	3/1/2016	4/1/2016	5/1/2016
Cálculos por mes, con intervención al pozo:												
Producción de Crudo (bbls):	5,055	7,393	7,276	8,183	8,901	8,521	9,021	10,793	10,302	12,737	13,458	13,944
Producción de Agua (bbls):	21,669	32,001	31,582	34,457	37,994	37,066	39,909	46,311	43,130	51,727	55,165	56,816
Producción de Fluido (bbls):	26,724	39,394	38,858	42,640	46,895	45,587	48,931	57,104	53,432	64,464	68,623	70,760
Regalías	935	1,368	1,346	1,514	1,647	1,576	1,669	1,997	1,906	2,356	2,490	2,580
Producción de crudo sin regalías (bbls)	4,120	6,025	5,930	6,669	7,255	6,945	7,352	8,796	8,396	10,381	10,969	11,364
Precio de Exportación (usd/bbl)	54.15	45.45	36.99	39.72	40.50	36.89	31.41	25.59	24.46	31.95	35.15	41.09
Ingresos Totales	223,077	273,842	219,338	264,886	293,825	256,164	230,911	225,136	205,343	331,664	385,580	466,921
(-) ley 10 y Ley 40	4,326	6,327	6,227	7,003	7,617	7,292	7,720	9,236	8,816	10,900	11,517	11,933
(-) Transp y Comercialización	2,843	4,158	4,092	4,602	5,006	4,792	5,073	6,069	5,793	7,163	7,568	7,841
Ingreso Neto	215,908	263,358	209,019	253,282	281,202	244,080	218,118	209,830	190,733	313,602	366,495	447,147
(-) Tratamiento Crudo	1,820	2,663	2,623	2,951	3,212	3,077	3,259	3,901	3,726	4,609	4,873	5,049
(-) Tratamiento Agua	1,083	1,601	1,581	1,726	1,904	1,859	2,002	2,325	2,167	2,600	2,774	2,857
(-) Levantamiento artificial	5,055	7,397	7,285	8,198	8,922	8,546	9,053	10,837	10,350	12,804	13,537	14,025
(-) Energía Bes	5,963	8,795	8,680	9,531	10,488	10,201	10,956	12,793	11,978	14,459	15,401	15,881
(-) Energía Reinyección	1,853	2,739	2,705	2,952	3,257	3,180	3,426	3,977	3,706	4,448	4,746	4,888
(-) Ingeniería de operaciones	859	1,258	1,238	1,394	1,517	1,453	1,539	1,842	1,760	2,177	2,301	2,384
(-) Fluido	10,957	16,161	15,950	17,513	19,272	18,745	20,132	23,508	22,009	26,569	28,299	29,181
(-) Workover	13,850	20,269	19,960	22,462	24,446	23,416	24,805	29,693	28,360	35,082	37,091	38,430
(-) Indirectos	11,980	17,532	17,265	19,429	21,145	20,254	21,455	25,684	24,530	30,345	32,082	33,240
(-) IVA												
Costos Totales	53,420	78,415	77,287	86,155	94,164	90,730	96,626	114,562	108,586	133,093	141,105	145,936
Renta Petrolera	162,489	184,943	131,732	167,127	187,038	153,350	121,492	95,269	82,148	180,509	225,390	301,211
Inversiones												
Flujo de caja	162,489	184,943	131,732	167,127	187,038	153,350	121,492	95,269	82,148	180,509	225,390	301,211
Flujo de caja descontado	162,489	183,204	129,267	162,458	180,104	146,277	114,799	89,174	76,170	165,800	205,078	271,491
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,886,313											
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-376,346											

Anexo 4. Evaluación financiera de mediano plazo

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYB-014UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	76,845	69,467	62,961	56,753	51,304	46,378	42,035	37,890
Producción de Agua (bbls):	677,787	674,991	673,459	667,740	663,422	658,712	655,442	648,291
Producción de Fluido (bbls):	754,632	744,459	736,420	724,493	714,727	705,090	697,476	686,181
Regalías	14,216	12,851	11,648	10,499	9,491	8,580	7,776	7,010
Producción de crudo sin regalías (bbls)	62,629	56,616	51,313	46,254	41,813	37,798	34,258	30,880
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,624,144	3,162,129	3,046,870	2,816,331	2,693,358	2,587,040	2,465,514	2,300,175
(-) ley 10 y Ley 40	65,760	59,446	53,879	48,566	43,904	39,688	35,971	32,424
(-) Transp y Comercialización	43,214	39,065	35,406	31,915	28,851	26,081	23,638	21,307
Ingreso Neto	3,515,170	3,063,618	2,957,585	2,735,850	2,620,603	2,521,271	2,405,905	2,246,444
(-) Tratamiento Crudo	27,664	25,551	23,660	21,790	20,126	18,588	17,213	15,852
(-) Tratamiento Agua	33,889	34,482	35,150	35,608	36,145	36,668	37,277	37,671
(-) Levantamiento artificial	76,845	70,974	65,723	60,528	55,905	51,633	47,813	44,034
(-) Energía Bes	168,380	169,714	171,525	172,408	173,775	175,152	177,021	177,933
(-) Energía Reinyección	57,975	58,989	60,132	60,915	61,835	62,728	63,771	64,444
(-) Ingeniería de operaciones	13,064	12,066	11,173	10,290	9,504	8,778	8,128	7,486
(-) Fluido	309,399	311,851	315,178	316,802	319,314	321,844	325,277	326,954
(-) Workover	210,556	194,470	180,081	165,848	153,179	141,476	131,008	120,653
(-) Indirectos	182,123	168,210	155,764	143,452	132,494	122,371	113,317	104,360
(-) IVA								
Costos Totales	1,079,895	1,046,307	1,018,386	987,642	962,276	939,238	920,825	899,387
Renta Petrolera	2,435,275	2,017,311	1,939,198	1,748,208	1,658,327	1,582,033	1,485,080	1,347,057
Inversiones								
Flujo de caja	2,435,275	2,017,311	1,939,198	1,748,208	1,658,327	1,582,033	1,485,080	1,347,057
Flujo de caja descontado	2,435,275	1,801,170	1,545,917	1,244,340	1,053,897	897,688	752,388	609,340
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	10,340,015							

Pozo CYB-014UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	76,674	64,293	53,493	44,262	36,735	30,487	25,366	20,989
Producción de Agua (bbls):	844,423	823,329	808,267	787,823	768,934	749,604	731,996	710,292
Producción de Fluido (bbls):	921,098	887,622	861,760	832,085	805,669	780,091	757,362	731,282
Regalías	14,185	11,894	9,896	8,188	6,796	5,640	4,693	3,883
Producción de crudo sin regalías (bbls)	62,490	52,399	43,597	36,073	29,939	24,847	20,673	17,106
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,616,097	2,926,615	2,588,685	2,196,473	1,928,503	1,700,587	1,487,813	1,274,193
(-) ley 10 y Ley 40	65,614	55,019	45,777	37,877	31,436	26,089	21,707	17,962
(-) Transp y Comercialización	43,118	36,155	30,082	24,891	20,658	17,144	14,264	11,803
Ingreso Neto	3,507,365	2,835,441	2,512,827	2,133,705	1,876,409	1,657,354	1,451,842	1,244,428
(-) Tratamiento Crudo	27,603	23,648	20,102	16,994	14,410	12,219	10,387	8,781
(-) Tratamiento Agua	42,221	42,060	42,186	42,012	41,894	41,727	41,631	41,273
(-) Levantamiento artificial	76,674	65,688	55,840	47,206	40,029	33,941	28,853	24,393
(-) Energía Bes	205,523	202,351	200,718	198,012	195,886	193,783	192,220	189,628
(-) Energía Reinyección	72,229	71,952	72,169	71,870	71,669	71,383	71,219	70,607
(-) Ingeniería de operaciones	13,035	11,167	9,493	8,025	6,805	5,770	4,905	4,147
(-) Fluido	377,650	371,822	368,822	363,849	359,943	356,079	353,205	348,443
(-) Workover	210,088	179,986	153,001	129,345	109,679	92,999	79,057	66,836
(-) Indirectos	181,719	155,681	132,340	111,879	94,869	80,441	68,381	57,811
(-) IVA								
Costos Totales	1,206,741	1,124,356	1,054,671	989,193	935,185	888,342	849,858	811,920
Renta Petrolera	2,300,624	1,711,085	1,458,156	1,144,512	941,225	769,012	601,984	432,507
Inversiones								
Flujo de caja	2,300,624	1,711,085	1,458,156	1,144,512	941,225	769,012	601,984	432,507
Flujo de caja descontado	2,300,624	1,527,754	1,162,433	814,641	598,165	436,358	304,984	195,644
Valor Actual Neto con intervención al pozo	7,340,604							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-2,999,411							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBB-017UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	41,641	32,872	26,011	20,471	16,159	12,756	1,823	0
Producción de Agua (bbls):	720,988	728,212	735,608	737,527	740,303	742,174	122,129	0
Producción de Fluido (bbls):	762,629	761,083	761,619	757,998	756,463	754,930	123,952	0
Regalías	7,704	6,081	4,812	3,787	2,989	2,360	337	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	33,937	26,790	21,199	16,684	13,170	10,396	1,486	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,963,848	1,496,310	1,258,751	1,015,865	848,325	711,559	106,932	0
(-) ley 10 y Ley 40	35,634	28,130	22,259	17,518	13,828	10,916	1,560	0
(-) Transp y Comercialización	23,417	18,485	14,627	11,512	9,087	7,173	1,025	0
Ingreso Neto	1,904,797	1,449,695	1,221,865	986,835	825,410	693,469	104,347	0
(-) Tratamiento Crudo	14,991	12,091	9,775	7,860	6,339	5,113	747	0
(-) Tratamiento Agua	36,049	37,201	38,394	39,329	40,334	41,314	6,946	0
(-) Levantamiento artificial	41,641	33,585	27,152	21,833	17,608	14,202	2,074	0
(-) Energía Bes	170,164	173,504	177,394	180,382	183,923	187,533	31,459	0
(-) Energía Reinyección	61,670	63,640	65,681	67,282	69,000	70,676	11,882	0
(-) Ingeniería de operaciones	7,079	5,709	4,616	3,712	2,993	2,414	353	0
(-) Fluido	312,678	318,815	325,963	331,453	337,960	344,594	57,806	0
(-) Workover	114,096	92,023	74,397	59,822	48,247	38,913	5,682	0
(-) Indirectos	98,689	79,596	64,350	51,744	41,732	33,658	4,915	0
(-) IVA								
Costos Totales	857,056	816,164	787,722	763,416	748,136	738,415	121,863	0
Renta Petrolera	1,047,741	633,531	434,142	223,418	77,274	-44,946	-17,516	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,047,741	633,531	434,142	223,418	77,274	-44,946	-17,516	0
Flujo de caja descontado	1,047,741	565,653	346,095	159,025	49,109	-25,504	-8,874	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,133,245							

Pozo CYBB-017UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	21,223	16,382	8,166	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	824,971	894,204	673,294	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	846,193	910,587	681,460	0	0	0	0	0
Regalías	3,926	3,031	1,511	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	17,296	13,352	6,655	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,000,896	745,722	395,174	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	18,161	14,019	6,988	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	11,935	9,213	4,592	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	970,800	722,490	383,594	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	7,640	6,026	3,069	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	41,249	45,680	35,142	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	21,223	16,738	8,524	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	188,809	207,586	158,724	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	70,565	78,146	60,117	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	3,608	2,845	1,449	0	0	0	0	0
(-) Fluido	346,939	381,442	291,656	0	0	0	0	0
(-) Workover	58,150	45,862	23,356	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	50,298	39,669	20,202	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	788,480	823,995	602,239	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	182,320	-101,505	-218,646	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	182,320	-101,505	-218,646	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	182,320	-90,629	-174,303	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	-82,612							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-2,215,857							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBC-013UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	64,526	59,508	55,025	50,602	46,667	43,037	39,795	36,596
Producción de Agua (bbls):	827,788	812,867	800,169	783,173	768,477	753,893	741,439	725,071
Producción de Fluido (bbls):	892,314	872,375	855,194	833,775	815,144	796,930	781,234	761,667
Regalías	11,937	11,009	10,180	9,361	8,633	7,962	7,362	6,770
Producción de crudo sin regalías (bbls)	52,589	48,499	44,845	41,240	38,033	35,075	32,433	29,826
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,043,145	2,708,777	2,662,820	2,511,080	2,449,894	2,400,669	2,334,165	2,221,630
(-) ley 10 y Ley 40	55,218	50,924	47,088	43,302	39,935	36,829	34,055	31,317
(-) Transp y Comercialización	36,286	33,464	30,943	28,456	26,243	24,202	22,379	20,580
Ingreso Neto	2,951,641	2,624,390	2,584,790	2,439,322	2,383,716	2,339,638	2,277,732	2,169,733
(-) Tratamiento Crudo	23,229	21,888	20,678	19,428	18,306	17,249	16,296	15,311
(-) Tratamiento Agua	41,389	41,525	41,764	41,764	41,869	41,966	42,168	42,132
(-) Levantamiento artificial	64,526	60,799	57,439	53,968	50,851	47,914	45,266	42,530
(-) Energía Bes	199,100	198,875	199,189	198,414	198,190	197,966	198,278	197,507
(-) Energía Reinyección	70,806	71,038	71,446	71,446	71,626	71,792	72,138	72,076
(-) Ingeniería de operaciones	10,969	10,336	9,765	9,175	8,645	8,145	7,695	7,230
(-) Fluido	365,849	365,435	366,012	364,588	364,176	363,765	364,339	362,922
(-) Workover	176,801	166,589	157,382	147,872	139,332	131,284	124,028	116,533
(-) Indirectos	152,926	144,093	136,130	127,904	120,517	113,556	107,280	100,797
(-) IVA								
Costos Totales	1,105,595	1,080,579	1,059,804	1,034,558	1,013,514	993,637	977,489	957,038
Renta Petrolera	1,846,046	1,543,811	1,524,985	1,404,763	1,370,202	1,346,002	1,300,243	1,212,695
Inversiones								
Flujo de caja	1,846,046	1,543,811	1,524,985	1,404,763	1,370,202	1,346,002	1,300,243	1,212,695
Flujo de caja descontado	1,846,046	1,378,402	1,215,709	999,883	870,788	763,758	658,744	548,561
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	8,281,890							

Pozo CYBC-013UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	48,214	40,026	33,311	27,571	22,888	19,001	15,813	13,088
Producción de Agua (bbls):	557,448	594,258	580,270	562,744	546,625	530,445	515,699	498,268
Producción de Fluido (bbls):	605,662	634,284	613,581	590,314	569,512	549,446	531,511	511,355
Regalías	8,920	7,405	6,162	5,101	4,234	3,515	2,925	2,421
Producción de crudo sin regalías (bbls)	39,295	32,621	27,148	22,470	18,654	15,486	12,887	10,666
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,273,862	1,821,978	1,612,011	1,368,191	1,201,553	1,059,892	927,486	794,501
(-) ley 10 y Ley 40	41,259	34,252	28,506	23,594	19,586	16,260	13,532	11,200
(-) Transp y Comercialización	27,113	22,509	18,732	15,505	12,871	10,685	8,892	7,360
Ingreso Neto	2,205,490	1,765,217	1,564,773	1,329,092	1,169,096	1,032,947	905,062	775,942
(-) Tratamiento Crudo	17,357	14,722	12,518	10,586	8,978	7,615	6,475	5,475
(-) Tratamiento Agua	27,872	30,358	30,286	30,009	29,782	29,528	29,330	28,953
(-) Levantamiento artificial	48,214	40,895	34,772	29,405	24,940	21,154	17,986	15,210
(-) Energía Bes	135,140	144,598	142,913	140,478	138,468	136,488	134,898	132,599
(-) Energía Reinyección	47,682	51,934	51,811	51,337	50,949	50,513	50,175	49,531
(-) Ingeniería de operaciones	8,196	6,952	5,911	4,999	4,240	3,596	3,058	2,586
(-) Fluido	248,321	265,700	262,605	258,129	254,437	250,799	247,877	243,652
(-) Workover	132,107	112,051	95,276	80,570	68,336	57,962	49,283	41,675
(-) Indirectos	114,268	96,920	82,410	69,690	59,108	50,135	42,628	36,047
(-) IVA								
Costos Totales	779,158	764,129	718,503	675,202	639,238	607,790	581,711	555,728
Renta Petrolera	1,426,332	1,001,088	846,270	653,890	529,858	425,157	323,352	220,214
Inversiones								
Flujo de caja	1,426,332	1,001,088	846,270	653,890	529,858	425,157	323,352	220,214
Flujo de caja descontado	1,426,332	893,829	674,642	465,426	336,734	241,246	163,820	99,614
Valor Actual Neto con intervención al pozo	4,301,642							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-3,980,248							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBC-021TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	108,877	87,041	69,754	55,594	44,446	35,531	28,475	22,695
Producción de Agua (bbls):	436,150	440,482	442,204	438,547	433,827	427,383	420,781	410,926
Producción de Fluido (bbls):	545,027	527,523	511,958	494,141	478,273	462,913	449,255	433,621
Regalías	20,142	16,103	12,904	10,285	8,222	6,573	5,268	4,199
Producción de crudo sin regalías (bbls)	88,734	70,938	56,849	45,309	36,223	28,958	23,207	18,496
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	5,134,805	3,962,087	3,375,606	2,758,830	2,333,303	1,981,957	1,670,159	1,377,735
(-) ley 10 y Ley 40	93,171	74,485	59,692	47,575	38,035	30,406	24,367	19,421
(-) Transp y Comercialización	61,227	48,947	39,226	31,263	24,994	19,981	16,013	12,762
Ingreso Neto	4,980,407	3,838,654	3,276,687	2,679,992	2,270,274	1,931,571	1,629,779	1,345,552
(-) Tratamiento Crudo	39,196	32,015	26,213	21,345	17,435	14,240	11,660	9,495
(-) Tratamiento Agua	21,807	22,502	23,080	23,386	23,636	23,791	23,931	23,878
(-) Levantamiento artificial	108,877	88,930	72,814	59,292	48,431	39,557	32,389	26,375
(-) Energía Bes	121,611	120,259	119,244	117,591	116,285	114,993	114,022	112,442
(-) Energía Reinyección	37,307	38,495	39,484	40,007	40,435	40,699	40,940	40,849
(-) Ingeniería de operaciones	18,509	15,118	12,378	10,080	8,233	6,725	5,506	4,484
(-) Fluido	223,461	220,978	219,111	216,075	213,675	211,301	209,516	206,613
(-) Workover	298,322	243,667	199,511	162,461	132,701	108,386	88,746	72,267
(-) Indirectos	258,038	210,763	172,569	140,523	114,782	93,750	76,762	62,509
(-) IVA								
Costos Totales	1,127,126	992,727	884,405	790,761	715,614	653,441	603,471	558,911
Renta Petrolera	3,853,280	2,845,927	2,392,283	1,889,230	1,554,659	1,278,130	1,026,308	786,641
Inversiones								
Flujo de caja	3,853,280	2,845,927	2,392,283	1,889,230	1,554,659	1,278,130	1,026,308	786,641
Flujo de caja descontado	3,853,280	2,541,007	1,907,113	1,344,717	988,014	725,245	519,960	355,836
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	12,235,172							

Pozo CYBC-021TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	88,302	57,107	35,998	22,566	14,194	929	0	0
Producción de Agua (bbls):	560,000	561,475	556,043	540,979	523,731	43,615	0	0
Producción de Fluido (bbls):	648,301	618,582	592,041	563,545	537,925	44,544	0	0
Regalías	16,336	10,565	6,660	4,175	2,626	172	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	71,966	46,542	29,338	18,391	11,568	757	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,164,458	2,599,513	1,742,040	1,119,818	745,136	51,825	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	75,564	48,870	30,805	19,311	12,146	795	0	0
(-) Transp y Comercialización	49,656	32,114	20,243	12,690	7,982	522	0	0
Ingreso Neto	4,039,237	2,518,529	1,690,991	1,087,817	725,008	50,507	0	0
(-) Tratamiento Crudo	31,789	21,005	13,528	8,664	5,568	372	0	0
(-) Tratamiento Agua	28,000	28,683	29,022	28,848	28,535	2,428	0	0
(-) Levantamiento artificial	88,302	58,346	37,577	24,067	15,466	1,034	0	0
(-) Energía Bes	144,654	141,018	137,896	134,108	130,788	11,065	0	0
(-) Energía Reinyección	47,900	49,069	49,648	49,351	48,815	4,153	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	15,011	9,919	6,388	4,091	2,629	176	0	0
(-) Fluido	265,804	259,122	253,386	246,424	240,325	20,332	0	0
(-) Workover	241,947	159,869	102,961	65,944	42,378	2,834	0	0
(-) Indirectos	209,275	138,281	89,057	57,039	36,655	2,451	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,072,681	865,312	719,463	618,536	551,160	44,847	0	0
Renta Petrolera	2,966,556	1,653,217	971,528	469,281	173,848	5,660	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	2,966,556	1,653,217	971,528	469,281	173,848	5,660	0	0
Flujo de caja descontado	2,966,556	1,476,086	774,496	334,025	110,483	3,212	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	5,664,858							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-6,570,314							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBC-024UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	50,882	38,533	29,250	22,081	16,722	12,664	922	0
Producción de Agua (bbls):	735,142	747,244	758,430	763,199	768,310	772,121	65,719	0
Producción de Fluido (bbls):	786,024	785,776	787,680	785,280	785,032	784,784	66,641	0
Regalías	9,413	7,129	5,411	4,085	3,094	2,343	171	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	41,469	31,404	23,839	17,996	13,628	10,321	751	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,399,676	1,754,001	1,415,494	1,095,752	877,865	706,390	54,076	0
(-) ley 10 y Ley 40	43,542	32,974	25,031	18,896	14,310	10,837	789	0
(-) Transp y Comercialización	28,613	21,669	16,449	12,417	9,404	7,121	518	0
Ingreso Neto	2,327,520	1,699,358	1,374,015	1,064,439	854,152	688,432	52,769	0
(-) Tratamiento Crudo	18,317	14,173	10,992	8,478	6,560	5,075	378	0
(-) Tratamiento Agua	36,757	38,173	39,585	40,698	41,860	42,981	3,738	0
(-) Levantamiento artificial	50,882	39,369	30,533	23,550	18,221	14,098	1,049	0
(-) Energía Bes	175,384	179,133	183,464	186,874	190,869	194,949	16,914	0
(-) Energía Reinyección	62,881	65,303	67,719	69,624	71,611	73,528	6,394	0
(-) Ingeniería de operaciones	8,650	6,693	5,191	4,003	3,098	2,397	178	0
(-) Fluido	322,270	329,159	337,117	343,383	350,723	358,221	31,079	0
(-) Workover	139,416	107,871	83,661	64,526	49,927	38,630	2,873	0
(-) Indirectos	120,590	93,304	72,364	55,813	43,185	33,413	2,485	0
(-) IVA								
Costos Totales	935,148	873,178	830,625	796,949	776,053	763,293	65,088	0
Renta Petrolera	1,392,372	826,180	543,389	267,489	78,099	-74,861	-12,319	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,392,372	826,180	543,389	267,489	78,099	-74,861	-12,319	0
Flujo de caja descontado	1,392,372	737,661	433,187	190,394	49,633	-42,478	-6,241	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,754,527							

Pozo CYBC-024UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	81,373	31,678	23,055	16,687	10,352	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	612,030	765,439	774,888	777,724	715,407	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	693,404	797,117	797,943	794,411	725,759	0	0	0
Regalías	15,054	5,860	4,265	3,087	1,915	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	66,319	25,818	18,790	13,600	8,437	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,837,696	1,441,990	1,115,719	828,083	543,447	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	69,635	27,109	19,730	14,280	8,859	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	45,760	17,814	12,965	9,384	5,821	0	0	0
Ingreso Neto	3,722,301	1,397,067	1,083,024	804,419	528,767	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	29,294	11,652	8,664	6,407	4,061	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	30,602	39,102	40,444	41,473	38,978	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	81,373	32,366	24,067	17,797	11,280	0	0	0
(-) Energía Bes	154,718	181,719	185,854	189,047	176,457	0	0	0
(-) Energía Reinyección	52,351	66,893	69,189	70,949	66,680	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	13,833	5,502	4,091	3,026	1,918	0	0	0
(-) Fluido	284,296	333,910	341,509	347,376	324,242	0	0	0
(-) Workover	222,963	88,682	65,943	48,764	30,907	0	0	0
(-) Indirectos	192,854	76,707	57,038	42,179	26,734	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,062,284	836,533	796,800	767,017	681,257	0	0	0
Renta Petrolera	2,660,018	560,534	286,224	37,402	-152,490	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	2,660,018	560,534	286,224	37,402	-152,490	0	0	0
Flujo de caja descontado	2,660,018	500,477	228,176	26,622	-96,910	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,318,382							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	563,855							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBC-034UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	80,177	73,132	66,880	60,829	55,483	50,608	46,282	42,094
Producción de Agua (bbls):	493,551	492,714	492,710	489,555	487,338	484,756	483,163	478,640
Producción de Fluido (bbls):	573,728	565,845	559,589	550,383	542,821	535,364	529,445	520,735
Regalías	14,833	13,529	12,373	11,253	10,264	9,362	8,562	7,787
Producción de crudo sin regalías (bbls)	65,344	59,602	54,507	49,575	45,219	41,246	37,720	34,307
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,781,275	3,328,942	3,236,516	3,018,592	2,912,736	2,822,984	2,714,627	2,555,412
(-) ley 10 y Ley 40	68,611	62,582	57,232	52,054	47,480	43,308	39,606	36,022
(-) Transp y Comercialización	45,087	41,126	37,610	34,207	31,201	28,459	26,026	23,672
Ingreso Neto	3,667,576	3,225,234	3,141,673	2,932,331	2,834,056	2,751,216	2,648,995	2,495,718
(-) Tratamiento Crudo	28,864	26,899	25,133	23,355	21,765	20,283	18,952	17,611
(-) Tratamiento Agua	24,678	25,170	25,716	26,106	26,552	26,984	27,479	27,813
(-) Levantamiento artificial	80,177	74,719	69,814	64,875	60,458	56,343	52,644	48,920
(-) Energía Bes	128,015	128,996	130,338	130,975	131,979	132,990	134,374	135,031
(-) Energía Reinyección	42,216	43,059	43,993	44,660	45,423	46,163	47,009	47,580
(-) Ingeniería de operaciones	13,630	12,702	11,868	11,029	10,278	9,578	8,949	8,316
(-) Fluido	235,229	237,031	239,497	240,669	242,513	244,371	246,914	248,121
(-) Workover	219,685	204,729	191,290	177,758	165,655	154,379	144,245	134,041
(-) Indirectos	190,019	177,083	165,459	153,754	143,286	133,532	124,766	115,941
(-) IVA								
Costos Totales	962,512	930,388	903,108	873,182	847,908	824,623	805,333	783,374
Renta Petrolera	2,705,065	2,294,846	2,238,565	2,059,149	1,986,147	1,926,593	1,843,662	1,712,343
Inversiones								
Flujo de caja	2,705,065	2,294,846	2,238,565	2,059,149	1,986,147	1,926,593	1,843,662	1,712,343
Flujo de caja descontado	2,705,065	2,048,970	1,784,571	1,465,661	1,262,232	1,093,201	934,057	774,577
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	12,068,333							

Pozo CYBC-034UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	136,157	99,786	85,230	72,399	61,682	52,552	44,885	38,128
Producción de Agua (bbls):	649,070	658,997	651,809	639,612	628,064	615,627	604,145	588,863
Producción de Fluido (bbls):	785,227	758,784	737,039	712,011	689,746	668,179	649,031	626,991
Regalías	25,189	18,460	15,768	13,394	11,411	9,722	8,304	7,054
Producción de crudo sin regalías (bbls)	110,968	81,326	69,462	59,005	50,271	42,830	36,582	31,075
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	6,421,411	4,542,253	4,124,542	3,592,753	3,238,158	2,931,400	2,632,727	2,314,644
(-) ley 10 y Ley 40	116,517	85,392	72,936	61,955	52,784	44,971	38,411	32,628
(-) Transp y Comercialización	76,568	56,115	47,929	40,714	34,687	29,552	25,241	21,441
Ingreso Neto	6,228,326	4,400,746	4,003,677	3,490,084	3,150,687	2,856,876	2,569,075	2,260,575
(-) Tratamiento Crudo	49,017	36,703	32,029	27,797	24,197	21,062	18,380	15,952
(-) Tratamiento Agua	32,453	33,665	34,020	34,108	34,219	34,269	34,360	34,217
(-) Levantamiento artificial	136,157	101,952	88,969	77,215	67,213	58,506	51,056	44,311
(-) Energía Bes	175,206	172,980	171,669	169,438	167,702	165,983	164,725	162,585
(-) Energía Reinyección	55,519	57,591	58,199	58,349	58,539	58,625	58,780	58,537
(-) Ingeniería de operaciones	23,147	17,332	15,125	13,127	11,426	9,946	8,679	7,533
(-) Fluido	321,943	317,852	315,443	311,344	308,153	304,996	302,684	298,751
(-) Workover	373,071	279,347	243,776	211,569	184,163	160,308	139,893	121,412
(-) Indirectos	322,693	241,625	210,857	183,000	159,294	138,660	121,002	105,017
(-) IVA								
Costos Totales	1,489,207	1,259,046	1,170,087	1,085,947	1,014,906	952,355	899,559	848,314
Renta Petrolera	4,739,119	3,141,699	2,833,591	2,404,137	2,135,781	1,904,521	1,669,515	1,412,261
Inversiones								
Flujo de caja	4,739,119	3,141,699	2,833,591	2,404,137	2,135,781	1,904,521	1,669,515	1,412,261
Flujo de caja descontado	4,739,119	2,805,089	2,258,921	1,711,217	1,357,327	1,080,676	845,828	638,835
Valor Actual Neto con intervención al pozo	15,437,013							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	3,368,680							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBC-060UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	55,669	47,908	41,333	35,467	30,521	26,267	22,662	19,445
Producción de Agua (bbls):	415,118	422,742	430,466	434,905	439,711	443,828	448,582	450,372
Producción de Fluido (bbls):	470,787	470,650	471,799	470,372	470,232	470,094	471,243	469,817
Regalías	10,299	8,863	7,647	6,561	5,646	4,859	4,192	3,597
Producción de crudo sin regalías (bbls)	45,370	39,045	33,686	28,905	24,875	21,407	18,469	15,848
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,625,438	2,180,760	2,000,226	1,760,013	1,602,298	1,465,181	1,329,221	1,180,449
(-) ley 10 y Ley 40	47,639	40,997	35,371	30,351	26,119	22,478	19,393	16,640
(-) Transp y Comercialización	31,305	26,941	23,244	19,945	17,164	14,771	12,744	10,935
Ingreso Neto	2,546,494	2,112,822	1,941,611	1,709,718	1,559,016	1,427,932	1,297,084	1,152,874
(-) Tratamiento Crudo	20,041	17,621	15,533	13,617	11,973	10,527	9,280	8,135
(-) Tratamiento Agua	20,756	21,596	22,468	23,192	23,957	24,706	25,512	26,170
(-) Levantamiento artificial	55,669	48,948	43,146	37,826	33,258	29,243	25,777	22,598
(-) Energía Bes	105,046	107,294	109,890	111,935	114,330	116,777	119,602	121,828
(-) Energía Reinyección	35,508	36,944	38,436	39,675	40,984	42,265	43,645	44,770
(-) Ingeniería de operaciones	9,464	8,321	7,335	6,430	5,654	4,971	4,382	3,842
(-) Fluido	193,023	197,154	201,924	205,682	210,082	214,578	219,771	223,860
(-) Workover	152,533	134,116	118,221	103,643	91,127	80,125	70,630	61,919
(-) Indirectos	131,935	116,006	102,257	89,648	78,822	69,306	61,092	53,558
(-) IVA								
Costos Totales	723,974	687,999	659,208	631,648	610,187	592,498	579,691	566,680
Renta Petrolera	1,822,521	1,424,823	1,282,404	1,078,070	948,829	835,434	717,393	586,194
Inversiones								
Flujo de caja	1,822,521	1,424,823	1,282,404	1,078,070	948,829	835,434	717,393	586,194
Flujo de caja descontado	1,822,521	1,272,163	1,022,324	767,349	602,998	474,048	363,454	265,164
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	6,590,021							

Pozo CYBC-060UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	59,564	42,721	34,010	26,926	21,384	16,982	13,519	4,729
Producción de Agua (bbls):	676,940	699,724	705,427	705,497	706,086	705,568	706,103	349,345
Producción de Fluido (bbls):	736,504	742,445	739,437	732,423	727,470	722,550	719,622	354,073
Regalías	11,019	7,903	6,292	4,981	3,956	3,142	2,501	875
Producción de crudo sin regalías (bbls)	48,545	34,817	27,718	21,945	17,428	13,840	11,018	3,854
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,809,144	1,944,646	1,645,823	1,336,209	1,122,608	947,288	792,963	287,068
(-) ley 10 y Ley 40	50,972	36,558	29,104	23,042	18,299	14,532	11,569	4,047
(-) Transp y Comercialización	33,496	24,024	19,125	15,142	12,025	9,550	7,603	2,659
Ingreso Neto	2,724,676	1,884,064	1,597,595	1,298,025	1,092,284	923,205	773,792	280,362
(-) Tratamiento Crudo	21,443	15,713	12,781	10,338	8,389	6,806	5,536	1,978
(-) Tratamiento Agua	33,847	35,745	36,819	37,621	38,470	39,276	40,159	20,300
(-) Levantamiento artificial	59,564	43,648	35,502	28,718	23,301	18,906	15,378	5,496
(-) Energía Bes	164,335	169,255	172,227	174,296	176,874	179,489	182,641	91,814
(-) Energía Reinyección	57,903	61,150	62,987	64,360	65,811	67,190	68,700	34,727
(-) Ingeniería de operaciones	10,126	7,420	6,035	4,882	3,961	3,214	2,614	934
(-) Fluido	301,967	311,008	316,469	320,270	325,007	329,814	335,605	168,710
(-) Workover	163,206	119,595	97,274	78,686	63,846	51,804	42,135	15,058
(-) Indirectos	141,167	103,446	84,139	68,061	55,224	44,808	36,445	13,024
(-) IVA								
Costos Totales	953,557	866,981	824,232	787,232	760,883	741,308	729,214	352,041
Renta Petrolera	1,771,119	1,017,083	773,362	510,793	331,401	181,897	44,578	-71,679
Inversiones								
Flujo de caja	1,771,119	1,017,083	773,362	510,793	331,401	181,897	44,578	-71,679
Flujo de caja descontado	1,771,119	908,110	616,520	363,572	210,611	103,213	22,585	-32,424
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,963,306							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-2,626,715							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBD-022UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	16,826	1,804	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	308,689	49,739	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	325,516	51,543	0	0	0	0	0	0
Regalías	3,113	334	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	13,713	1,471	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	793,554	82,134	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	14,399	1,544	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	9,462	1,015	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	769,693	79,575	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	6,057	664	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	15,434	2,541	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	16,826	1,844	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	72,632	11,750	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	26,404	4,347	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	2,860	313	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	133,461	21,591	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	46,104	5,051	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	39,878	4,369	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	359,658	52,470	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	410,035	27,105	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	410,035	27,105	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	410,035	24,201	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	434,236							

Pozo CYBD-022UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	118,038	2,944	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	346,765	146,844	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	464,803	149,788	0	0	0	0	0	0
Regalías	21,837	545	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	96,201	2,399	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	5,566,864	134,011	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	101,011	2,519	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	66,379	1,656	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	5,399,475	129,836	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	42,494	1,083	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	17,338	7,502	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	118,038	3,008	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	103,711	34,147	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	29,661	12,833	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	20,066	511	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	190,569	62,746	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	323,424	8,242	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	279,750	7,129	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,125,050	137,200	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	4,274,424	-7,363	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	4,274,424	-7,363	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	4,274,424	-6,574	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	4,267,850							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	3,833,614							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBD-037US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	49,416	43,766	38,863	34,320	30,396	26,921	23,905	21,111
Producción de Agua (bbls):	323,328	328,353	333,649	336,550	339,852	342,706	346,113	347,277
Producción de Fluido (bbls):	372,744	372,118	372,512	370,870	370,248	369,627	370,017	368,387
Regalías	9,142	8,097	7,190	6,349	5,623	4,980	4,422	3,905
Producción de crudo sin regalías (bbls)	40,274	35,669	31,673	27,971	24,773	21,941	19,482	17,205
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,330,519	1,992,204	1,880,679	1,703,098	1,595,710	1,501,709	1,402,119	1,281,555
(-) ley 10 y Ley 40	42,287	37,452	33,257	29,369	26,011	23,038	20,456	18,065
(-) Transp y Comercialización	27,789	24,612	21,854	19,300	17,093	15,139	13,443	11,872
Ingreso Neto	2,260,443	1,930,140	1,825,568	1,654,430	1,552,606	1,463,531	1,368,220	1,251,618
(-) Tratamiento Crudo	17,790	16,098	14,604	13,177	11,924	10,790	9,789	8,832
(-) Tratamiento Agua	16,166	16,774	17,414	17,947	18,516	19,077	19,685	20,179
(-) Levantamiento artificial	49,416	44,715	40,568	36,603	33,121	29,972	27,191	24,534
(-) Energía Bes	83,170	84,832	86,764	88,256	90,020	91,819	93,911	95,526
(-) Energía Reinyección	27,656	28,695	29,791	30,702	31,676	32,635	33,675	34,521
(-) Ingeniería de operaciones	8,401	7,602	6,896	6,222	5,631	5,095	4,622	4,171
(-) Fluido	152,825	155,879	159,430	162,172	165,413	168,719	172,562	175,530
(-) Workover	135,399	122,520	111,155	100,292	90,752	82,123	74,503	67,222
(-) Indirectos	117,115	105,975	96,145	86,749	78,498	71,033	64,442	58,145
(-) IVA								
Costos Totales	607,936	583,090	562,768	542,120	525,551	511,264	500,381	488,661
Renta Petrolera	1,652,507	1,347,050	1,262,800	1,112,310	1,027,055	952,267	867,839	762,957
Inversiones								
Flujo de caja	1,652,507	1,347,050	1,262,800	1,112,310	1,027,055	952,267	867,839	762,957
Flujo de caja descontado	1,652,507	1,202,723	1,006,697	791,720	652,712	540,342	439,674	345,123
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	6,631,497							

Pozo CYBD-037US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	100,552	84,408	71,823	60,781	51,589	43,787	37,259	31,531
Producción de Agua (bbls):	688,364	703,050	714,919	720,956	727,306	732,276	738,098	738,894
Producción de Fluido (bbls):	788,916	787,458	786,742	781,737	778,895	776,063	775,358	770,425
Regalías	18,602	15,616	13,287	11,245	9,544	8,101	6,893	5,833
Producción de crudo sin regalías (bbls)	81,950	68,793	58,536	49,537	42,045	35,687	30,366	25,698
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,742,198	3,842,250	3,475,757	3,016,245	2,708,310	2,442,515	2,185,434	1,914,133
(-) ley 10 y Ley 40	86,047	72,232	61,463	52,014	44,147	37,471	31,885	26,982
(-) Transp y Comercialización	56,545	47,467	40,390	34,180	29,011	24,624	20,953	17,731
Ingreso Neto	4,599,605	3,722,551	3,373,904	2,930,050	2,635,151	2,380,421	2,132,596	1,869,419
(-) Tratamiento Crudo	36,199	31,046	26,991	23,337	20,237	17,550	15,257	13,192
(-) Tratamiento Agua	34,418	35,915	37,314	38,446	39,626	40,763	41,978	42,935
(-) Levantamiento artificial	100,552	86,240	74,974	64,825	56,215	48,749	42,382	36,644
(-) Energía Bes	176,029	179,517	183,245	186,031	189,377	192,783	196,787	199,778
(-) Energía Reinyección	58,880	61,441	63,834	65,770	67,789	69,733	71,813	73,451
(-) Ingeniería de operaciones	17,094	14,661	12,746	11,020	9,557	8,287	7,205	6,229
(-) Fluido	323,455	329,864	336,715	341,834	347,982	354,240	361,598	367,095
(-) Workover	275,512	236,297	205,430	177,620	154,029	133,572	116,125	100,404
(-) Indirectos	238,308	204,389	177,689	153,635	133,230	115,535	100,444	86,845
(-) IVA								
Costos Totales	1,260,448	1,179,370	1,118,939	1,062,517	1,018,041	981,212	953,590	926,572
Renta Petrolera	3,339,158	2,543,181	2,254,965	1,867,533	1,617,110	1,399,208	1,179,006	942,847
Inversiones								
Flujo de caja	3,339,158	2,543,181	2,254,965	1,867,533	1,617,110	1,399,208	1,179,006	942,847
Flujo de caja descontado	3,339,158	2,270,697	1,797,644	1,329,273	1,027,703	793,948	597,321	426,496
Valor Actual Neto con intervención al pozo	11,582,241							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	4,950,744							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBD-038UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	20,109	17,084	14,552	12,326	2,713	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	690,364	691,633	694,349	692,888	168,979	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	710,473	708,716	708,901	705,214	171,691	0	0	0
Regalías	3,720	3,161	2,692	2,280	502	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	16,389	13,923	11,860	10,046	2,211	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	948,360	777,652	704,197	611,669	142,415	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	17,208	14,619	12,453	10,548	2,321	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	11,308	9,607	8,183	6,932	1,526	0	0	0
Ingreso Neto	919,844	753,426	683,562	594,189	138,568	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	7,239	6,284	5,468	4,733	1,064	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	34,518	35,332	36,241	36,949	9,207	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	20,109	17,455	15,190	13,146	2,956	0	0	0
(-) Energía Bes	158,526	161,566	165,115	167,821	41,744	0	0	0
(-) Energía Reinyección	59,051	60,443	61,997	63,209	15,750	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	3,418	2,967	2,582	2,235	503	0	0	0
(-) Fluido	291,294	296,879	303,400	308,372	76,705	0	0	0
(-) Workover	55,098	47,825	41,621	36,020	8,100	0	0	0
(-) Indirectos	47,658	41,367	36,000	31,156	7,006	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	676,911	670,118	667,615	663,640	163,034	0	0	0
Renta Petrolera	242,933	83,307	15,947	-69,451	-24,466	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	242,933	83,307	15,947	-69,451	-24,466	0	0	0
Flujo de caja descontado	242,933	74,382	12,712	-49,434	-15,549	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	265,045							

Pozo CYBD-038UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	34,320	28,156	23,800	20,008	16,870	14,225	12,024	838
Producción de Agua (bbls):	852,222	842,952	845,309	842,374	841,188	839,532	839,774	64,150
Producción de Fluido (bbls):	886,542	871,108	869,109	862,383	858,058	853,757	851,798	64,988
Regalías	6,349	5,209	4,403	3,702	3,121	2,632	2,224	155
Producción de crudo sin regalías (bbls)	27,970	22,947	19,397	16,307	13,749	11,593	9,799	683
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,618,569	1,281,669	1,151,775	992,905	885,631	793,462	705,243	50,875
(-) ley 10 y Ley 40	29,369	24,095	20,367	17,122	14,436	12,173	10,289	717
(-) Transp y Comercialización	19,300	15,834	13,384	11,252	9,487	7,999	6,762	471
Ingreso Neto	1,569,901	1,241,741	1,118,024	964,531	861,708	773,290	688,192	49,686
(-) Tratamiento Crudo	12,355	10,356	8,944	7,682	6,618	5,701	4,924	351
(-) Tratamiento Agua	42,611	43,062	44,120	44,921	45,831	46,733	47,761	3,728
(-) Levantamiento artificial	34,320	28,767	24,845	21,339	18,383	15,836	13,677	974
(-) Energía Bes	197,812	198,586	202,430	205,222	208,624	212,083	216,188	16,852
(-) Energía Reinyección	72,896	73,667	75,476	76,847	78,404	79,947	81,706	6,377
(-) Ingeniería de operaciones	5,834	4,890	4,224	3,628	3,125	2,692	2,325	166
(-) Fluido	363,482	364,905	371,967	377,098	383,349	389,704	397,247	30,966
(-) Workover	94,036	78,822	68,074	58,470	50,368	43,392	37,474	2,669
(-) Indirectos	81,337	68,178	58,882	50,574	43,567	37,532	32,414	2,308
(-) IVA								
Costos Totales	904,683	871,235	858,962	845,781	838,268	833,620	833,714	64,389
Renta Petrolera	665,218	370,505	259,062	118,751	23,440	-60,330	-145,522	-14,703
Inversiones								
Flujo de caja	665,218	370,505	259,062	118,751	23,440	-60,330	-145,522	-14,703
Flujo de caja descontado	665,218	330,808	206,523	84,524	14,897	-34,233	-73,726	-6,651
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,187,360							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	922,315							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBD-039TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	79,821	60,982	46,700	35,567	27,172	20,759	15,898	11,202
Producción de Agua (bbls):	357,720	365,800	370,714	370,457	368,868	365,543	361,925	325,453
Producción de Fluido (bbls):	437,540	426,782	417,414	406,024	396,040	386,302	377,823	336,655
Regalías	14,767	11,282	8,640	6,580	5,027	3,840	2,941	2,072
Producción de crudo sin regalías (bbls)	65,054	49,700	38,061	28,987	22,146	16,919	12,957	9,129
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,764,476	2,775,890	2,259,970	1,764,997	1,426,491	1,157,980	932,495	680,018
(-) ley 10 y Ley 40	68,307	52,185	39,964	30,437	23,253	17,765	13,605	9,586
(-) Transp y Comercialización	44,887	34,293	26,262	20,001	15,280	11,674	8,940	6,299
Ingreso Neto	3,651,282	2,689,411	2,193,745	1,714,560	1,387,958	1,128,541	909,950	664,133
(-) Tratamiento Crudo	28,735	22,430	17,550	13,656	10,659	8,320	6,510	4,687
(-) Tratamiento Agua	17,886	18,687	19,349	19,755	20,097	20,348	20,584	18,911
(-) Levantamiento artificial	79,821	62,305	48,749	37,933	29,609	23,112	18,084	13,018
(-) Energía Bes	97,628	97,294	97,223	96,622	96,291	95,962	95,892	87,298
(-) Energía Reinyección	30,598	31,968	33,101	33,795	34,381	34,810	35,213	32,352
(-) Ingeniería de operaciones	13,570	10,592	8,287	6,449	5,034	3,929	3,074	2,213
(-) Fluido	179,392	178,778	178,648	177,544	176,936	176,331	176,203	160,410
(-) Workover	218,709	170,716	133,573	103,937	81,129	63,326	49,549	35,670
(-) Indirectos	189,175	147,664	115,535	89,902	70,173	54,774	42,858	30,853
(-) IVA								
Costos Totales	855,512	740,433	652,014	579,592	524,309	480,911	447,968	385,411
Renta Petrolera	2,795,770	1,948,978	1,541,731	1,134,967	863,649	647,630	461,983	278,722
Inversiones								
Flujo de caja	2,795,770	1,948,978	1,541,731	1,134,967	863,649	647,630	461,983	278,722
Flujo de caja descontado	2,795,770	1,740,159	1,229,058	807,847	548,865	367,483	234,055	126,080
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	7,849,316							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2028 - Pozo CYBD-039TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	35,859	18,642	3,935	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	479,138	484,604	160,347	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	514,996	503,246	164,282	0	0	0	0	0
Regalías	6,634	3,449	728	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	29,225	15,193	3,207	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,691,162	848,586	190,438	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	30,686	15,953	3,368	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	20,165	10,483	2,213	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	1,640,310	822,150	184,858	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	12,909	6,857	1,479	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	23,957	24,756	8,369	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	35,859	19,047	4,108	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	114,910	114,725	38,264	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	40,984	42,351	14,317	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	6,096	3,238	698	0	0	0	0	0
(-) Fluido	211,149	210,808	70,311	0	0	0	0	0
(-) Workover	98,253	52,188	11,256	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	84,985	45,141	9,736	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	629,102	519,110	158,537	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	1,011,209	303,040	26,320	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,011,209	303,040	26,320	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,011,209	270,571	20,983	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,302,762							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-6,546,554							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBD-040US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	60,180	51,212	43,691	37,071	31,547	26,846	22,903	19,433
Producción de Agua (bbls):	244,898	224,015	205,252	186,869	170,480	155,414	141,951	128,864
Producción de Fluido (bbls):	305,078	275,227	248,943	223,939	202,027	182,259	164,854	148,297
Regalías	11,133	9,474	8,083	6,858	5,836	4,966	4,237	3,595
Producción de crudo sin regalías (bbls)	49,047	41,738	35,608	30,213	25,711	21,879	18,666	15,838
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,838,207	2,331,182	2,114,331	1,839,609	1,656,131	1,497,488	1,343,352	1,179,718
(-) ley 10 y Ley 40	51,499	43,825	37,388	31,723	26,996	22,973	19,599	16,630
(-) Transp y Comercialización	33,842	28,799	24,570	20,847	17,740	15,097	12,879	10,928
Ingreso Neto	2,752,865	2,258,558	2,052,373	1,787,039	1,611,394	1,459,418	1,310,874	1,152,160
(-) Tratamiento Crudo	21,665	18,837	16,419	14,233	12,375	10,760	9,378	8,130
(-) Tratamiento Agua	12,245	11,444	10,713	9,965	9,288	8,651	8,073	7,488
(-) Levantamiento artificial	60,180	52,324	45,608	39,537	34,375	29,888	26,051	22,584
(-) Energía Bes	68,071	62,743	57,983	53,291	49,120	45,275	41,840	38,455
(-) Energía Reinyección	20,948	19,577	18,327	17,047	15,890	14,800	13,811	12,810
(-) Ingeniería de operaciones	10,231	8,895	7,753	6,721	5,844	5,081	4,429	3,839
(-) Fluido	125,082	115,292	106,544	97,923	90,258	83,194	76,882	70,661
(-) Workover	164,894	143,367	124,965	108,331	94,189	81,892	71,380	61,881
(-) Indirectos	142,627	124,007	108,090	93,702	81,470	70,834	61,741	53,525
(-) IVA								
Costos Totales	625,943	556,486	496,401	440,750	392,809	350,374	313,586	279,372
Renta Petrolera	2,126,922	1,702,072	1,555,973	1,346,289	1,218,585	1,109,044	997,287	872,787
Inversiones								
Flujo de caja	2,126,922	1,702,072	1,555,973	1,346,289	1,218,585	1,109,044	997,287	872,787
Flujo de caja descontado	2,126,922	1,519,707	1,240,412	958,262	774,433	629,302	505,257	394,805
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	8,149,099							

Pozo CYBD-040US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	81,297	68,144	57,002	47,420	39,567	33,014	27,616	22,973
Producción de Agua (bbls):	420,795	422,818	425,027	423,255	421,293	418,236	415,424	409,630
Producción de Fluido (bbls):	502,092	490,962	482,028	470,675	460,860	451,251	443,040	432,604
Regalías	15,040	12,607	10,545	8,773	7,320	6,108	5,109	4,250
Producción de crudo sin regalías (bbls)	66,257	55,537	46,456	38,648	32,247	26,907	22,507	18,723
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	3,834,105	3,101,908	2,758,478	2,353,204	2,077,177	1,841,579	1,619,785	1,394,644
(-) ley 10 y Ley 40	69,570	58,314	48,779	40,580	33,860	28,252	23,632	19,660
(-) Transp y Comercialización	45,717	38,321	32,055	26,667	22,251	18,566	15,530	12,919
Ingreso Neto	3,718,817	3,005,273	2,677,644	2,285,958	2,021,067	1,794,761	1,580,623	1,362,066
(-) Tratamiento Crudo	29,267	25,064	21,421	18,207	15,521	13,232	11,308	9,612
(-) Tratamiento Agua	21,040	21,600	22,184	22,571	22,953	23,281	23,627	23,803
(-) Levantamiento artificial	81,297	69,623	59,502	50,575	43,115	36,755	31,412	26,699
(-) Energía Bes	112,031	111,925	112,273	112,007	112,051	112,096	112,444	112,178
(-) Energía Reinyección	35,993	36,951	37,950	38,612	39,267	39,828	40,419	40,720
(-) Ingeniería de operaciones	13,820	11,836	10,115	8,598	7,330	6,248	5,340	4,539
(-) Fluido	205,858	205,662	206,302	205,814	205,895	205,977	206,617	206,128
(-) Workover	222,754	190,766	163,036	138,575	118,135	100,709	86,069	73,154
(-) Indirectos	192,674	165,006	141,020	119,862	102,182	87,110	74,447	63,276
(-) IVA								
Costos Totales	914,734	838,433	773,803	714,820	666,450	625,237	591,683	560,108
Renta Petrolera	2,804,083	2,166,840	1,903,841	1,571,137	1,354,617	1,169,525	988,940	801,957
Inversiones								
Flujo de caja	2,804,083	2,166,840	1,903,841	1,571,137	1,354,617	1,169,525	988,940	801,957
Flujo de caja descontado	2,804,083	1,934,678	1,517,730	1,118,304	860,884	663,620	501,028	362,765
Valor Actual Neto con intervención al pozo	9,763,093							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	1,613,994							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBE-031US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	37,049	30,599	25,335	20,862	17,231	14,231	10,871	0
Producción de Agua (bbls):	413,828	419,647	425,514	428,126	431,131	433,504	399,515	0
Producción de Fluido (bbls):	450,877	450,247	450,849	448,988	448,363	447,736	410,386	0
Regalías	6,854	5,661	4,687	3,860	3,188	2,633	2,011	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	30,195	24,939	20,648	17,003	14,043	11,598	8,860	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,747,295	1,392,882	1,226,056	1,035,279	904,594	793,834	637,609	0
(-) ley 10 y Ley 40	31,705	26,185	21,681	17,853	14,746	12,178	9,302	0
(-) Transp y Comercialización	20,835	17,208	14,247	11,732	9,690	8,003	6,113	0
Ingreso Neto	1,694,756	1,349,489	1,190,128	1,005,694	880,158	773,653	622,193	0
(-) Tratamiento Crudo	13,338	11,255	9,521	8,010	6,759	5,704	4,451	0
(-) Tratamiento Agua	20,691	21,438	22,209	22,830	23,489	24,131	22,722	0
(-) Levantamiento artificial	37,049	31,263	26,447	22,250	18,776	15,844	12,365	0
(-) Energía Bes	100,603	102,643	105,010	106,846	109,013	111,223	104,157	0
(-) Energía Reinyección	35,397	36,674	37,993	39,056	40,184	41,282	38,871	0
(-) Ingeniería de operaciones	6,298	5,315	4,496	3,783	3,192	2,693	2,102	0
(-) Fluido	184,859	188,607	192,958	196,331	200,312	204,373	191,389	0
(-) Workover	101,514	85,662	72,464	60,965	51,447	43,412	33,880	0
(-) Indirectos	87,806	74,094	62,679	52,733	44,500	37,550	29,305	0
(-) IVA								
Costos Totales	587,557	556,951	533,778	512,804	497,672	486,211	439,242	0
Renta Petrolera	1,107,199	792,538	656,351	492,889	382,486	287,442	182,951	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,107,199	792,538	656,351	492,889	382,486	287,442	182,951	0
Flujo de caja descontado	1,107,199	707,624	523,239	350,829	243,077	163,102	92,689	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	3,187,758							

Pozo CYBE-031US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	24,526	19,548	15,618	12,409	930	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	463,864	461,559	459,605	454,439	38,398	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	488,390	481,107	475,223	466,848	39,328	0	0	0
Regalías	4,537	3,616	2,889	2,296	172	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	19,989	15,931	12,729	10,114	758	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,156,695	889,804	755,804	615,805	48,823	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	20,988	16,728	13,365	10,619	796	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	13,792	10,993	8,783	6,978	523	0	0	0
Ingreso Neto	1,121,915	862,083	733,656	598,207	47,504	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	8,829	7,190	5,869	4,765	365	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	23,193	23,579	23,988	24,233	2,092	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	24,526	19,972	16,303	13,235	1,013	0	0	0
(-) Energía Bes	108,973	109,678	110,688	111,096	9,562	0	0	0
(-) Energía Reinyección	39,677	40,337	41,037	41,457	3,579	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	4,169	3,395	2,772	2,250	172	0	0	0
(-) Fluido	200,240	201,534	203,389	204,141	17,570	0	0	0
(-) Workover	67,202	54,723	44,671	36,263	2,777	0	0	0
(-) Indirectos	58,127	47,333	38,639	31,367	2,402	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	534,937	507,740	487,356	468,807	39,532	0	0	0
Renta Petrolera	586,978	354,343	246,300	129,401	7,972	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	586,978	354,343	246,300	129,401	7,972	0	0	0
Flujo de caja descontado	586,978	316,378	196,349	92,105	5,066	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,196,875							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-1,990,883							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBG-042US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	15,644	9,063	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	142,024	108,598	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	157,668	117,661	0	0	0	0	0	0
Regalías	2,894	1,677	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	12,750	7,387	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	737,796	412,568	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	13,387	7,756	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	8,797	5,097	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	715,611	399,715	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	5,632	3,334	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	7,101	5,548	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	15,644	9,260	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	35,180	26,823	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	12,148	9,491	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	2,659	1,574	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	64,644	49,288	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	42,864	25,373	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	37,076	21,947	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	222,949	152,637	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	492,662	247,079	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	492,662	247,079	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	492,662	220,606	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	713,267							

Pozo CYBG-042US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	14,337	0	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	140,504	0	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	154,840	0	0	0	0	0	0	0
Regalías	2,652	0	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	11,684	0	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	676,144	0	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	12,269	0	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	8,062	0	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	655,813	0	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	5,161	0	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	7,025	0	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	14,337	0	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	34,549	0	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	12,018	0	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	2,437	0	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	63,485	0	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	39,283	0	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	33,978	0	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	212,273	0	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	443,540	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	443,540	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	443,540	0	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	443,540							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-269,727							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBG-052UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	29,146	22,460	17,349	13,327	2,786	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	525,802	527,428	529,011	526,564	173,635	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	554,948	549,888	546,360	539,892	176,421	0	0	0
Regalías	5,392	4,155	3,210	2,466	515	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	23,754	18,305	14,139	10,862	2,271	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,374,571	1,022,358	839,557	661,362	146,265	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	24,942	19,220	14,846	11,405	2,384	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	16,390	12,630	9,756	7,495	1,567	0	0	0
Ingreso Neto	1,333,240	990,508	814,955	642,463	142,314	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	10,493	8,261	6,520	5,117	1,093	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	26,290	26,944	27,611	28,080	9,460	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	29,146	22,947	18,110	14,214	3,036	0	0	0
(-) Energía Bes	123,824	125,358	127,256	128,479	42,894	0	0	0
(-) Energía Reinyección	44,975	46,093	47,235	48,036	16,184	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	4,955	3,901	3,079	2,416	516	0	0	0
(-) Fluido	227,529	230,346	233,835	236,081	78,819	0	0	0
(-) Workover	79,860	62,875	49,621	38,946	8,318	0	0	0
(-) Indirectos	69,076	54,384	42,920	33,687	7,195	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	616,147	581,109	556,186	535,056	167,515	0	0	0
Renta Petrolera	717,092	409,399	258,769	107,407	-25,202	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	717,092	409,399	258,769	107,407	-25,202	0	0	0
Flujo de caja descontado	717,092	365,535	206,289	76,450	-16,016	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,349,350							

Pozo CYBG-052UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	32,929	25,169	19,283	14,694	7,808	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	638,599	644,253	649,862	650,528	433,908	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	671,528	669,422	669,146	665,222	441,716	0	0	0
Regalías	6,092	4,656	3,567	2,718	1,444	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	26,837	20,513	15,716	11,975	6,363	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,552,979	1,145,687	933,186	729,158	409,876	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	28,179	21,538	16,502	12,574	6,681	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	18,518	14,154	10,844	8,263	4,391	0	0	0
Ingreso Neto	1,506,282	1,109,995	905,841	708,322	398,804	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	11,854	9,257	7,247	5,642	3,063	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	31,930	32,912	33,919	34,690	23,641	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	32,929	25,715	20,129	15,671	8,508	0	0	0
(-) Energía Bes	149,837	152,608	155,855	158,304	107,397	0	0	0
(-) Energía Reinyección	54,623	56,303	58,025	59,345	40,443	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	5,598	4,372	3,422	2,664	1,446	0	0	0
(-) Fluido	275,326	280,419	286,386	290,884	197,342	0	0	0
(-) Workover	90,225	70,459	55,155	42,939	23,311	0	0	0
(-) Indirectos	78,041	60,945	47,707	37,140	20,163	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	730,363	692,989	667,845	647,279	425,313	0	0	0
Renta Petrolera	775,919	417,006	237,996	61,043	-26,509	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	775,919	417,006	237,996	61,043	-26,509	0	0	0
Flujo de caja descontado	775,919	372,326	189,729	43,449	-16,847	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,364,577							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	15,227							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBH-055UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	33,051	20,024	9,650	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	141,304	153,249	119,715	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	174,356	173,272	129,365	0	0	0	0	0
Regalías	6,114	3,704	1,785	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	26,937	16,319	7,865	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,558,753	911,473	466,979	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	28,284	17,135	8,258	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	18,586	11,260	5,427	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	1,511,883	883,077	453,295	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	11,898	7,365	3,626	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	7,065	7,829	6,248	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	33,051	20,458	10,073	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	38,904	39,501	30,131	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	12,087	13,393	10,689	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	5,619	3,478	1,712	0	0	0	0	0
(-) Fluido	71,486	72,583	55,367	0	0	0	0	0
(-) Workover	90,560	56,055	27,600	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	78,331	48,486	23,873	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	349,002	269,148	169,320	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	1,162,881	613,930	283,974	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,162,881	613,930	283,974	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,162,881	548,152	226,383	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,937,415							

Pozo CYBH-055UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	34,511	21,526	12,518	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	193,173	125,284	134,101	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	227,684	146,810	146,620	0	0	0	0	0
Regalías	6,385	3,982	2,316	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	28,127	17,544	10,203	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,627,607	979,881	605,807	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	29,533	18,421	10,713	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	19,407	12,105	7,040	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	1,578,667	949,354	588,055	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	12,424	7,918	4,704	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	9,659	6,400	6,999	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	34,511	21,994	13,068	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	50,803	33,468	34,150	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	16,523	10,949	11,974	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	5,867	3,739	2,222	0	0	0	0	0
(-) Fluido	93,350	61,498	62,751	0	0	0	0	0
(-) Workover	94,561	60,262	35,805	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	81,792	52,125	30,970	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	399,489	258,353	202,644	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	1,179,177	691,001	385,411	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,179,177	691,001	385,411	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,179,177	616,966	307,247	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,103,390							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	165,975							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBI-043UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	51,341	33,582	22,014	14,351	1,800	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	496,841	513,629	525,723	530,922	86,250	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	548,182	547,212	547,737	545,274	88,049	0	0	0
Regalías	9,498	6,213	4,073	2,655	333	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	41,843	27,370	17,941	11,696	1,467	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,421,323	1,528,662	1,065,322	712,183	94,475	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	43,935	28,738	18,838	12,281	1,540	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	28,872	18,885	12,380	8,071	1,012	0	0	0
Ingreso Neto	2,348,516	1,481,039	1,034,104	691,831	91,923	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	18,483	12,352	8,273	5,510	706	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	24,842	26,239	27,439	28,312	4,699	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	51,341	34,311	22,980	15,306	1,961	0	0	0
(-) Energía Bes	122,315	124,748	127,577	129,759	21,408	0	0	0
(-) Energía Reinyección	42,498	44,887	46,941	48,434	8,039	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	8,728	5,833	3,907	2,602	333	0	0	0
(-) Fluido	224,754	229,225	234,425	238,434	39,337	0	0	0
(-) Workover	140,674	94,012	62,964	41,939	5,373	0	0	0
(-) Indirectos	121,678	81,317	54,462	36,276	4,647	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	755,313	652,925	588,968	546,572	86,504	0	0	0
Renta Petrolera	1,593,204	828,115	445,137	145,259	5,419	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,593,204	828,115	445,137	145,259	5,419	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,593,204	739,388	354,860	103,392	3,444	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	2,794,288							

Pozo CYBI-043UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	94,289	63,365	42,678	28,587	19,211	12,003	0	0
Producción de Agua (bbls):	781,619	812,354	835,250	846,755	855,942	862,962	0	0
Producción de Fluido (bbls):	875,907	875,719	877,928	875,341	875,154	874,965	0	0
Regalías	17,443	11,723	7,896	5,289	3,554	2,221	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	76,845	51,643	34,783	23,298	15,657	9,782	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,446,804	2,884,383	2,065,339	1,418,599	1,008,552	669,538	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	80,687	54,225	36,522	24,463	16,440	10,271	0	0
(-) Transp y Comercialización	53,023	35,634	24,000	16,076	10,804	6,750	0	0
Ingreso Neto	4,313,094	2,794,525	2,004,817	1,378,060	981,308	652,517	0	0
(-) Tratamiento Crudo	33,944	23,307	16,038	10,976	7,536	4,811	0	0
(-) Tratamiento Agua	39,081	41,499	43,595	45,154	46,635	48,037	0	0
(-) Levantamiento artificial	94,289	64,740	44,551	30,488	20,934	13,363	0	0
(-) Energía Bes	195,439	199,638	204,484	208,306	212,781	217,351	0	0
(-) Energía Reinyección	66,857	70,993	74,578	77,246	79,779	82,178	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	16,029	11,006	7,574	5,183	3,559	2,272	0	0
(-) Fluido	359,122	366,836	375,742	382,764	390,987	399,385	0	0
(-) Workover	258,351	177,389	122,069	83,538	57,359	36,615	0	0
(-) Indirectos	223,464	153,435	105,585	72,257	49,614	31,670	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,286,574	1,108,843	994,216	915,913	869,182	835,682	0	0
Renta Petrolera	3,026,519	1,685,682	1,010,601	462,147	112,126	-183,165	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	3,026,519	1,685,682	1,010,601	462,147	112,126	-183,165	0	0
Flujo de caja descontado	3,026,519	1,505,073	805,645	328,947	71,258	-103,933	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	5,633,509							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	2,839,221							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBI-044UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	36,106	28,723	22,905	18,165	14,451	8,841	0	0
Producción de Agua (bbls):	742,654	738,669	735,342	726,955	719,793	533,318	0	0
Producción de Fluido (bbls):	778,760	767,392	758,246	745,120	734,244	542,158	0	0
Regalías	6,680	5,314	4,237	3,361	2,673	1,636	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	29,427	23,409	18,667	14,805	11,778	7,205	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,702,832	1,307,466	1,108,427	901,436	758,644	493,140	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	30,898	24,580	19,601	15,545	12,366	7,565	0	0
(-) Transp y Comercialización	20,304	16,152	12,880	10,215	8,127	4,972	0	0
Ingreso Neto	1,651,630	1,266,733	1,075,946	875,676	738,151	480,603	0	0
(-) Tratamiento Crudo	12,998	10,565	8,607	6,974	5,669	3,543	0	0
(-) Tratamiento Agua	37,133	37,735	38,380	38,766	39,217	29,687	0	0
(-) Levantamiento artificial	36,106	29,346	23,910	19,374	15,747	9,842	0	0
(-) Energía Bes	173,763	174,942	176,608	177,317	178,520	134,678	0	0
(-) Energía Reinyección	63,524	64,554	65,658	66,317	67,089	50,787	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	6,138	4,989	4,065	3,294	2,677	1,673	0	0
(-) Fluido	319,292	321,458	324,520	325,822	328,033	247,472	0	0
(-) Workover	98,931	80,409	65,512	53,084	43,146	26,968	0	0
(-) Indirectos	85,572	69,551	56,666	45,915	37,320	23,326	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	833,457	793,548	763,925	736,862	717,418	527,978	0	0
Renta Petrolera	818,173	473,185	312,021	138,813	20,734	-47,375	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	818,173	473,185	312,021	138,813	20,734	-47,375	0	0
Flujo de caja descontado	818,173	422,487	248,742	98,805	13,177	-26,882	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,574,500							

Pozo CYBI-044UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	36,754	30,389	24,442	19,552	15,687	12,586	1,816	0
Producción de Agua (bbls):	809,812	856,855	852,226	841,941	833,229	823,937	134,521	0
Producción de Fluido (bbls):	846,567	887,243	876,668	861,494	848,916	836,523	136,337	0
Regalías	6,800	5,622	4,522	3,617	2,902	2,328	336	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	29,955	24,767	19,920	15,935	12,785	10,258	1,480	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,733,401	1,383,285	1,182,809	970,265	823,538	702,088	106,543	0
(-) ley 10 y Ley 40	31,453	26,005	20,916	16,732	13,424	10,771	1,554	0
(-) Transp y Comercialización	20,669	17,089	13,745	10,995	8,822	7,078	1,021	0
Ingreso Neto	1,681,280	1,340,191	1,148,149	942,538	801,292	684,239	103,967	0
(-) Tratamiento Crudo	13,232	11,177	9,185	7,507	6,154	5,045	744	0
(-) Tratamiento Agua	40,491	43,772	44,481	44,897	45,397	45,865	7,651	0
(-) Levantamiento artificial	36,754	31,048	25,514	20,853	17,094	14,013	2,066	0
(-) Energía Bes	188,893	202,265	204,191	205,011	206,401	207,802	34,603	0
(-) Energía Reinyección	69,268	74,882	76,094	76,807	77,662	78,462	13,088	0
(-) Ingeniería de operaciones	6,248	5,278	4,337	3,545	2,906	2,382	351	0
(-) Fluido	347,092	371,663	375,202	376,709	379,265	381,838	63,583	0
(-) Workover	100,707	85,072	69,908	57,137	46,837	38,395	5,661	0
(-) Indirectos	87,108	73,584	60,468	49,421	40,512	33,210	4,897	0
(-) IVA								
Costos Totales	889,793	898,742	869,381	841,887	822,227	807,011	132,644	0
Renta Petrolera	791,486	441,449	278,768	100,651	-20,935	-122,771	-28,677	0
Inversiones								
Flujo de caja	791,486	441,449	278,768	100,651	-20,935	-122,771	-28,677	0
Flujo de caja descontado	791,486	394,151	222,232	71,641	-13,305	-69,664	-14,528	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	1,382,013							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-192,487							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBI-047UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	24,972	9,252	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	397,329	306,527	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	422,301	315,779	0	0	0	0	0	0
Regalías	4,620	1,712	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	20,352	7,541	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,177,729	421,166	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	21,370	7,918	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	14,043	5,203	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	1,142,316	408,045	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	8,990	3,403	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	19,866	15,659	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	24,972	9,453	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	94,227	71,988	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	33,986	26,788	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	4,245	1,607	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	173,143	132,279	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	68,424	25,902	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	59,184	22,404	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	487,038	309,483	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	655,278	98,562	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	655,278	98,562	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	655,278	88,002	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	743,280							

Pozo CYBI-047UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	47,935	28,375	17,012	4,834	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	507,693	524,229	534,256	221,774	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	555,628	552,603	551,268	226,609	0	0	0	0
Regalías	8,868	5,249	3,147	894	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	39,067	23,125	13,865	3,940	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,260,716	1,291,604	823,265	239,895	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	41,021	24,282	14,558	4,137	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	26,957	15,956	9,567	2,719	0	0	0	0
Ingreso Neto	2,192,739	1,251,366	799,140	233,040	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	17,257	10,436	6,393	1,856	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	25,385	26,780	27,885	11,826	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	47,935	28,990	17,758	5,156	0	0	0	0
(-) Energía Bes	123,976	125,977	128,400	53,926	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	43,426	45,813	47,703	20,232	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	8,149	4,928	3,019	876	0	0	0	0
(-) Fluido	227,808	231,484	235,936	99,090	0	0	0	0
(-) Workover	131,343	79,433	48,658	14,127	0	0	0	0
(-) Indirectos	113,607	68,707	42,087	12,219	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	738,886	622,550	557,839	219,309	0	0	0	0
Renta Petrolera	1,453,853	628,816	241,301	13,731	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,453,853	628,816	241,301	13,731	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,453,853	561,443	192,364	9,773	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,217,433							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	1,474,154							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBI-053US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	19,570	5,128	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	253,923	129,071	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	273,493	134,199	0	0	0	0	0	0
Regalías	3,620	949	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	15,950	4,180	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	922,966	233,437	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	16,747	4,388	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	11,005	2,884	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	895,214	226,165	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	7,045	1,886	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	12,696	6,594	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	19,570	5,240	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	61,024	30,593	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	21,720	11,280	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	3,327	891	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	112,132	56,216	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	53,623	14,356	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	46,382	12,418	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	337,518	139,473	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	557,695	86,692	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	557,695	86,692	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	557,695	77,404	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	635,099							

Pozo CYBI-053US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	46,772	35,647	27,232	20,690	15,768	10,229	0	0
Producción de Agua (bbls):	255,914	264,401	271,012	274,143	276,494	254,979	0	0
Producción de Fluido (bbls):	302,686	300,049	298,244	294,833	292,262	265,208	0	0
Regalías	8,653	6,595	5,038	3,828	2,917	1,892	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	38,120	29,052	22,194	16,862	12,851	8,336	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,205,866	1,622,653	1,317,824	1,026,708	827,784	570,568	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	40,026	30,505	23,304	17,705	13,493	8,753	0	0
(-) Transp y Comercialización	26,302	20,046	15,314	11,635	8,867	5,752	0	0
Ingreso Neto	2,139,538	1,572,102	1,279,207	997,368	805,423	556,063	0	0
(-) Tratamiento Crudo	16,838	13,111	10,233	7,944	6,185	4,100	0	0
(-) Tratamiento Agua	12,796	13,507	14,145	14,619	15,064	14,194	0	0
(-) Levantamiento artificial	46,772	36,421	28,426	22,066	17,182	11,388	0	0
(-) Energía Bes	67,538	68,402	69,466	70,162	71,059	65,881	0	0
(-) Energía Reinyección	21,890	23,107	24,198	25,009	25,771	24,281	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	7,951	6,192	4,832	3,751	2,921	1,936	0	0
(-) Fluido	124,101	125,689	127,644	128,923	130,572	121,056	0	0
(-) Workover	128,156	99,793	77,888	60,461	47,078	31,202	0	0
(-) Indirectos	110,851	86,317	67,370	52,296	40,721	26,989	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	536,894	472,539	424,205	385,230	356,554	301,026	0	0
Renta Petrolera	1,602,645	1,099,563	855,002	612,138	448,869	255,037	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,602,645	1,099,563	855,002	612,138	448,869	255,037	0	0
Flujo de caja descontado	1,602,645	981,753	681,602	435,707	285,264	144,715	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	4,131,686							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	3,496,588							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBK-025UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	52,890	48,427	44,458	40,591	37,166	34,030	31,240	28,523
Producción de Agua (bbls):	656,540	639,761	624,927	606,952	590,989	575,317	561,457	544,834
Producción de Fluido (bbls):	709,430	688,188	669,385	647,542	628,154	609,348	592,698	573,357
Regalías	9,785	8,959	8,225	7,509	6,876	6,296	5,779	5,277
Producción de crudo sin regalías (bbls)	43,106	39,468	36,233	33,081	30,290	27,735	25,461	23,246
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,494,391	2,204,381	2,151,449	2,014,284	1,951,110	1,898,257	1,832,393	1,731,554
(-) ley 10 y Ley 40	45,261	41,441	38,045	34,735	31,805	29,121	26,734	24,409
(-) Transp y Comercialización	29,743	27,233	25,001	22,826	20,900	19,137	17,568	16,040
Ingreso Neto	2,419,387	2,135,707	2,088,403	1,956,722	1,898,406	1,849,998	1,788,091	1,691,105
(-) Tratamiento Crudo	19,040	17,812	16,707	15,585	14,579	13,639	12,793	11,933
(-) Tratamiento Agua	32,827	32,682	32,617	32,366	32,199	32,025	31,932	31,659
(-) Levantamiento artificial	52,890	49,478	46,408	43,291	40,498	37,886	35,535	33,148
(-) Energía Bes	158,294	156,886	155,911	154,096	152,726	151,369	150,428	148,677
(-) Energía Reinyección	56,158	55,910	55,799	55,370	55,084	54,786	54,627	54,160
(-) Ingeniería de operaciones	8,991	8,411	7,889	7,359	6,885	6,441	6,041	5,635
(-) Fluido	290,866	288,280	286,488	283,154	280,636	278,142	276,412	273,195
(-) Workover	144,919	135,569	127,159	118,617	110,965	103,809	97,366	90,827
(-) Indirectos	125,350	117,262	109,987	102,599	95,981	89,791	84,218	78,562
(-) IVA								
Costos Totales	889,336	862,290	838,966	812,437	789,553	767,888	749,352	727,796
Renta Petrolera	1,530,051	1,273,417	1,249,438	1,144,285	1,108,853	1,082,110	1,038,739	963,309
Inversiones								
Flujo de caja	1,530,051	1,273,417	1,249,438	1,144,285	1,108,853	1,082,110	1,038,739	963,309
Flujo de caja descontado	1,530,051	1,136,980	996,044	814,480	704,696	614,019	526,257	435,752
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	6,758,279							

Pozo CYBK-025UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	50,385	45,210	35,000	26,947	20,812	16,073	12,443	0
Producción de Agua (bbls):	793,797	936,016	919,416	896,325	874,816	852,740	832,630	70,401
Producción de Fluido (bbls):	844,182	981,226	954,416	923,272	895,628	868,813	845,074	70,401
Regalías	9,321	8,364	6,475	4,985	3,850	2,974	2,302	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	41,063	36,846	28,525	21,962	16,962	13,100	10,141	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,376,222	2,057,954	1,693,771	1,337,244	1,092,569	896,579	729,842	0
(-) ley 10 y Ley 40	43,117	38,689	29,951	23,060	17,810	13,755	10,648	0
(-) Transp y Comercialización	28,334	25,424	19,682	15,154	11,704	9,039	6,997	0
Ingreso Neto	2,304,771	1,993,842	1,644,137	1,299,030	1,063,056	873,786	712,196	0
(-) Tratamiento Crudo	18,138	16,629	13,153	10,346	8,164	6,442	5,095	0
(-) Tratamiento Agua	39,690	47,816	47,988	47,798	47,663	47,468	47,355	4,091
(-) Levantamiento artificial	50,385	46,191	36,536	28,740	22,678	17,894	14,154	0
(-) Energía Bes	188,361	223,690	222,300	219,712	217,759	215,823	214,481	18,256
(-) Energía Reinyección	67,898	81,800	82,093	81,768	81,538	81,205	81,011	6,998
(-) Ingeniería de operaciones	8,565	7,852	6,211	4,886	3,855	3,042	2,406	0
(-) Fluido	346,115	411,033	408,478	403,723	400,134	396,576	394,111	33,545
(-) Workover	138,054	126,564	100,108	78,747	62,137	49,031	38,781	0
(-) Indirectos	119,411	109,473	86,590	68,114	53,747	42,410	33,544	0
(-) IVA								
Costos Totales	976,617	1,071,048	1,003,456	943,834	897,674	859,891	830,937	62,890
Renta Petrolera	1,328,154	922,793	640,681	355,196	165,382	13,895	-118,741	-62,890
Inversiones								
Flujo de caja	1,328,154	922,793	640,681	355,196	165,382	13,895	-118,741	-62,890
Flujo de caja descontado	1,328,154	823,923	510,747	252,821	105,103	7,884	-60,158	-28,448
Valor Actual Neto con intervención al pozo	2,940,027							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-3,818,252							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBK-058TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	178,417	139,919	109,994	85,995	67,440	52,888	41,577	32,505
Producción de Agua (bbls):	271,514	306,245	333,641	352,718	367,601	378,510	387,377	391,690
Producción de Fluido (bbls):	449,931	446,164	443,635	438,713	435,041	431,398	428,953	424,195
Regalías	33,007	25,885	20,349	15,909	12,476	9,784	7,692	6,013
Producción de crudo sin regalías (bbls)	145,410	114,034	89,645	70,086	54,964	43,103	33,885	26,492
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	8,414,448	6,369,109	5,322,954	4,267,440	3,540,446	2,950,145	2,438,662	1,973,280
(-) ley 10 y Ley 40	152,680	119,736	94,128	73,590	57,712	45,259	35,579	27,816
(-) Transp y Comercialización	100,333	78,684	61,855	48,359	37,925	29,741	23,381	18,279
Ingreso Neto	8,161,434	6,170,690	5,166,971	4,145,491	3,444,810	2,875,145	2,379,702	1,927,185
(-) Tratamiento Crudo	64,230	51,464	41,335	33,018	26,455	21,197	17,025	13,599
(-) Tratamiento Agua	13,576	15,645	17,414	18,809	20,028	21,070	22,031	22,760
(-) Levantamiento artificial	178,417	142,956	114,820	91,715	73,487	58,881	47,292	37,776
(-) Energía Bes	100,392	101,712	103,330	104,401	105,774	107,164	108,869	109,998
(-) Energía Reinyección	23,224	26,763	29,790	32,177	34,263	36,045	37,690	38,936
(-) Ingeniería de operaciones	30,331	24,302	19,519	15,592	12,493	10,010	8,040	6,422
(-) Fluido	184,472	186,897	189,870	191,838	194,360	196,915	200,048	202,122
(-) Workover	488,863	391,699	314,606	251,300	201,355	161,333	129,581	103,506
(-) Indirectos	422,848	338,805	272,123	217,365	174,165	139,547	112,083	89,529
(-) IVA								
Costos Totales	1,506,353	1,280,242	1,102,807	956,215	842,380	752,161	682,659	624,648
Renta Petrolera	6,655,081	4,890,448	4,064,163	3,189,275	2,602,429	2,122,985	1,697,042	1,302,537
Inversiones								
Flujo de caja	6,655,081	4,890,448	4,064,163	3,189,275	2,602,429	2,122,985	1,697,042	1,302,537
Flujo de caja descontado	6,655,081	4,366,471	3,239,926	2,270,063	1,653,891	1,204,639	859,775	589,201
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	20,839,047							

Pozo CYBK-058TS

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	145,751	95,400	62,844	41,169	27,060	17,786	8,344	0
Producción de Agua (bbls):	375,126	424,104	455,442	473,079	484,582	491,265	372,097	0
Producción de Fluido (bbls):	520,877	519,504	518,286	514,247	511,643	509,051	380,441	0
Regalías	26,964	17,649	11,626	7,616	5,006	3,290	1,544	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	118,787	77,751	51,218	33,553	22,054	14,496	6,800	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	6,873,870	4,342,580	3,041,214	2,042,983	1,420,592	992,134	489,419	0
(-) ley 10 y Ley 40	124,727	81,638	53,779	35,230	23,157	15,220	7,140	0
(-) Transp y Comercialización	81,963	53,648	35,340	23,151	15,217	10,002	4,692	0
Ingreso Neto	6,667,181	4,207,294	2,952,095	1,984,601	1,382,218	966,911	477,586	0
(-) Tratamiento Crudo	52,470	35,089	23,616	15,807	10,615	7,129	3,417	0
(-) Tratamiento Agua	18,756	21,665	23,771	25,227	26,402	27,347	21,162	0
(-) Levantamiento artificial	145,751	97,470	65,601	43,908	29,486	19,802	9,491	0
(-) Energía Bes	116,222	118,431	120,717	122,376	124,398	126,454	96,557	0
(-) Energía Reinyección	32,087	37,063	40,666	43,157	45,166	46,782	36,203	0
(-) Ingeniería de operaciones	24,778	16,570	11,152	7,464	5,013	3,366	1,613	0
(-) Fluido	213,560	217,619	221,820	224,867	228,583	232,360	177,424	0
(-) Workover	399,358	267,068	179,747	120,307	80,793	54,256	26,006	0
(-) Indirectos	345,430	231,004	155,474	104,061	69,883	46,930	22,494	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,348,413	1,041,979	842,565	707,174	620,339	564,425	394,368	0
Renta Petrolera	5,318,767	3,165,315	2,109,530	1,277,427	761,879	402,486	83,219	0
Inversiones								
Flujo de caja	5,318,767	3,165,315	2,109,530	1,277,427	761,879	402,486	83,219	0
Flujo de caja descontado	5,318,767	2,826,174	1,681,704	909,248	484,188	228,381	42,161	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	11,490,624							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-9,348,424							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo CYBK-062UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	24,536	11,499	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	295,315	251,749	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	319,851	263,248	0	0	0	0	0	0
Regalías	4,539	2,127	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	19,997	9,371	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,157,152	523,415	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	20,997	9,840	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	13,798	6,466	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	1,122,358	507,109	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	8,833	4,229	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	14,766	12,861	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	24,536	11,748	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	71,368	60,013	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	25,260	22,001	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	4,171	1,997	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	131,139	110,274	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	67,228	32,190	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	58,150	27,843	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	405,451	283,155	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	716,907	223,953	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	716,907	223,953	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	716,907	199,958	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	916,865							

Pozo CYBK-062UI

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	49,685	37,370	24,251	15,650	3,828	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	408,905	459,927	465,330	463,705	191,923	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	458,589	497,298	489,581	479,355	195,751	0	0	0
Regalías	9,192	6,914	4,486	2,895	708	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	40,493	30,457	19,765	12,755	3,120	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	2,343,207	1,701,090	1,173,578	776,616	200,963	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	42,518	31,980	20,753	13,392	3,276	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	27,940	21,015	13,638	8,801	2,153	0	0	0
Ingreso Neto	2,272,749	1,648,095	1,139,188	754,423	195,535	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	17,886	13,745	9,113	6,009	1,502	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	20,445	23,495	24,287	24,728	10,457	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	49,685	38,181	25,315	16,691	4,171	0	0	0
(-) Energía Bes	102,324	113,369	114,032	114,073	47,594	0	0	0
(-) Energía Reinyección	34,976	40,194	41,549	42,302	17,888	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	8,446	6,491	4,304	2,837	709	0	0	0
(-) Fluido	188,022	208,316	209,534	209,610	87,454	0	0	0
(-) Workover	136,136	104,617	69,363	45,733	11,429	0	0	0
(-) Indirectos	117,752	90,490	59,996	39,558	9,886	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	675,672	638,898	557,493	501,540	191,091	0	0	0
Renta Petrolera	1,597,077	1,009,197	581,695	252,883	4,444	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	1,597,077	1,009,197	581,695	252,883	4,444	0	0	0
Flujo de caja descontado	1,597,077	901,069	463,724	179,997	2,824	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	3,144,691							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	2,227,826							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo SNSA-013US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	6,840	0	0	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	195,356	0	0	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	202,196	0	0	0	0	0	0	0
Regalías	1,265	0	0	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	5,575	0	0	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	322,586	0	0	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	5,853	0	0	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	3,846	0	0	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	312,887	0	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	2,462	0	0	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	9,768	0	0	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	6,840	0	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	45,116	0	0	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	16,710	0	0	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	1,163	0	0	0	0	0	0	0
(-) Fluido	82,901	0	0	0	0	0	0	0
(-) Workover	18,742	0	0	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	16,211	0	0	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	199,912	0	0	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	112,975	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	112,975	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	112,975	0	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	112,975							

Pozo SNSA-013US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	21,551	14,410	2,775	0	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	458,408	439,452	106,724	0	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	479,959	453,863	109,500	0	0	0	0	0
Regalías	3,987	2,666	513	0	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	17,564	11,744	2,262	0	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	1,016,393	655,948	134,301	0	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	18,442	12,331	2,375	0	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	12,119	8,104	1,561	0	0	0	0	0
Ingreso Neto	985,831	635,513	130,365	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	7,758	5,300	1,043	0	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	22,920	22,449	5,570	0	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	21,551	14,723	2,897	0	0	0	0	0
(-) Energía Bes	107,092	103,467	25,504	0	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	39,210	38,405	9,529	0	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	3,664	2,503	492	0	0	0	0	0
(-) Fluido	196,783	190,122	46,864	0	0	0	0	0
(-) Workover	59,050	40,341	7,938	0	0	0	0	0
(-) Indirectos	51,076	34,893	6,866	0	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	509,107	452,203	106,704	0	0	0	0	0
Renta Petrolera	476,724	183,311	23,661	0	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	476,724	183,311	23,661	0	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	476,724	163,670	18,863	0	0	0	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	659,257							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	546,282							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo SNSB-012UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	260,987	223,795	192,388	164,484	141,044	120,944	103,971	88,891
Producción de Agua (bbls):	109,046	117,561	123,340	125,946	126,879	126,214	124,632	121,395
Producción de Fluido (bbls):	370,033	341,356	315,728	290,431	267,922	247,157	228,603	210,286
Regalías	48,283	41,402	35,592	30,430	26,093	22,375	19,235	16,445
Producción de crudo sin regalías (bbls)	212,705	182,393	156,796	134,055	114,951	98,569	84,736	72,446
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	12,308,605	10,187,094	9,310,238	8,162,441	7,404,461	6,746,386	6,098,360	5,396,297
(-) ley 10 y Ley 40	223,340	191,512	164,636	140,757	120,698	103,497	88,973	76,069
(-) Transp y Comercialización	146,766	125,851	108,189	92,498	79,316	68,013	58,468	49,988
Ingreso Neto	11,938,499	9,869,731	9,037,413	7,929,185	7,204,447	6,574,876	5,950,918	5,270,241
(-) Tratamiento Crudo	93,955	82,314	72,298	63,153	55,329	48,473	42,575	37,190
(-) Tratamiento Agua	5,452	6,006	6,438	6,716	6,913	7,026	7,088	7,054
(-) Levantamiento artificial	260,987	228,651	200,828	175,426	153,691	134,648	118,264	103,305
(-) Energía Bes	82,565	77,819	73,538	69,114	65,141	61,397	58,020	54,529
(-) Energía Reinyección	9,327	10,274	11,013	11,490	11,826	12,019	12,126	12,067
(-) Ingeniería de operaciones	44,368	38,871	34,141	29,822	26,127	22,890	20,105	17,562
(-) Fluido	151,714	142,993	135,128	126,998	119,698	112,817	106,612	100,198
(-) Workover	715,106	626,504	550,269	480,668	421,112	368,935	324,043	283,056
(-) Indirectos	618,540	541,903	475,963	415,760	364,247	319,115	280,285	244,833
(-) IVA								
Costos Totales	1,982,015	1,755,333	1,559,615	1,379,148	1,224,083	1,087,320	969,118	859,795
Renta Petrolera	9,956,484	8,114,397	7,477,797	6,550,037	5,980,364	5,487,556	4,981,801	4,410,445
Inversiones								
Flujo de caja	9,956,484	8,114,397	7,477,797	6,550,037	5,980,364	5,487,556	4,981,801	4,410,445
Flujo de caja descontado	9,956,484	7,244,998	5,961,254	4,662,187	3,800,629	3,113,787	2,523,935	1,995,062
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	39,258,336							

Pozo SNSB-012UM

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	253,196	173,485	118,740	80,822	55,193	37,691	25,798	17,559
Producción de Agua (bbls):	229,627	306,990	361,538	396,640	420,770	436,778	448,477	453,934
Producción de Fluido (bbls):	482,822	480,475	480,278	477,461	475,963	474,469	474,275	471,493
Regalías	46,841	32,095	21,967	14,952	10,211	6,973	4,773	3,248
Producción de crudo sin regalías (bbls)	206,354	141,391	96,773	65,870	44,982	30,718	21,025	14,311
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	11,941,128	7,897,029	5,746,196	4,010,726	2,897,505	2,102,459	1,513,159	1,065,956
(-) ley 10 y Ley 40	216,672	148,460	101,612	69,163	47,231	32,254	22,076	15,026
(-) Transp y Comercialización	142,385	97,560	66,774	45,450	31,038	21,196	14,507	9,874
Ingreso Neto	11,582,072	7,651,010	5,577,811	3,896,113	2,819,236	2,049,009	1,476,575	1,041,056
(-) Tratamiento Crudo	91,150	63,810	44,622	31,031	21,651	15,106	10,564	7,346
(-) Tratamiento Agua	11,481	15,683	18,870	21,151	22,925	24,314	25,506	26,377
(-) Levantamiento artificial	253,196	177,250	123,949	86,198	60,142	41,962	29,344	20,406
(-) Energía Bes	107,731	109,534	111,865	113,622	115,723	117,863	120,372	122,262
(-) Energía Reinyección	19,641	26,829	32,281	36,184	39,218	41,594	43,634	45,124
(-) Ingeniería de operaciones	43,043	30,133	21,071	14,654	10,224	7,134	4,989	3,469
(-) Fluido	197,957	201,270	205,553	208,782	212,643	216,575	221,184	224,658
(-) Workover	693,756	485,665	339,621	236,183	164,789	114,976	80,403	55,913
(-) Indirectos	600,074	420,083	293,760	204,289	142,537	99,450	69,546	48,363
(-) IVA								
Costos Totales	2,018,030	1,530,255	1,191,592	952,094	789,853	678,974	605,543	553,920
Renta Petrolera	9,564,042	6,120,755	4,386,219	2,944,019	2,029,383	1,370,036	871,032	487,136
Inversiones								
Flujo de caja	9,564,042	6,120,755	4,386,219	2,944,019	2,029,383	1,370,036	871,032	487,136
Flujo de caja descontado	9,564,042	5,464,959	3,496,667	2,095,494	1,289,710	777,395	441,292	220,355
Valor Actual Neto con intervención al pozo	23,349,915							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-15,908,421							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo SNSB-016US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	20,035	15,818	12,519	930	0	0	0	0
Producción de Agua (bbls):	140,411	143,359	145,830	12,424	0	0	0	0
Producción de Fluido (bbls):	160,445	159,177	158,349	13,354	0	0	0	0
Regalías	3,706	2,926	2,316	172	0	0	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	16,328	12,892	10,203	758	0	0	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	944,876	720,029	605,833	46,166	0	0	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	17,145	13,536	10,713	796	0	0	0	0
(-) Transp y Comercialización	11,267	8,895	7,040	523	0	0	0	0
Ingreso Neto	916,465	697,598	588,079	44,847	0	0	0	0
(-) Tratamiento Crudo	7,213	5,818	4,705	357	0	0	0	0
(-) Tratamiento Agua	7,021	7,323	7,611	663	0	0	0	0
(-) Levantamiento artificial	20,035	16,161	13,068	992	0	0	0	0
(-) Energía Bes	35,800	36,288	36,882	3,178	0	0	0	0
(-) Energía Reinyección	12,010	12,528	13,021	1,133	0	0	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	3,406	2,747	2,222	169	0	0	0	0
(-) Fluido	65,783	66,679	67,771	5,839	0	0	0	0
(-) Workover	54,895	44,282	35,807	2,719	0	0	0	0
(-) Indirectos	47,483	38,302	30,972	2,352	0	0	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	253,644	230,128	212,059	17,401	0	0	0	0
Renta Petrolera	662,820	467,470	376,021	27,445	0	0	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	662,820	467,470	376,021	27,445	0	0	0	0
Flujo de caja descontado	662,820	417,384	299,761	19,535	0	0	0	0
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	1,399,500							

Pozo SNSB-016US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	95,975	60,991	38,537	24,215	15,267	2,800	0	0
Producción de Agua (bbls):	1,007,955	1,030,570	1,042,023	1,039,618	1,034,986	254,099	0	0
Producción de Fluido (bbls):	1,103,930	1,091,561	1,080,560	1,063,833	1,050,253	256,899	0	0
Regalías	17,755	11,283	7,129	4,480	2,824	518	0	0
Producción de crudo sin regalías (bbls)	78,219	49,708	31,408	19,735	12,443	2,282	0	0
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,526,318	2,776,294	1,864,944	1,201,671	801,498	156,201	0	0
(-) ley 10 y Ley 40	82,130	52,193	32,978	20,722	13,065	2,396	0	0
(-) Transp y Comercialización	53,971	34,298	21,672	13,617	8,586	1,575	0	0
Ingreso Neto	4,390,217	2,689,803	1,810,294	1,167,331	779,847	152,230	0	0
(-) Tratamiento Crudo	34,551	22,433	14,482	9,297	5,989	1,122	0	0
(-) Tratamiento Agua	50,398	52,647	54,387	55,439	56,389	14,145	0	0
(-) Levantamiento artificial	95,975	62,314	40,228	25,826	16,636	3,118	0	0
(-) Energía Bes	246,318	248,843	251,681	253,162	255,353	63,817	0	0
(-) Energía Reinyección	86,216	90,064	93,041	94,840	96,467	24,197	0	0
(-) Ingeniería de operaciones	16,316	10,593	6,839	4,390	2,828	530	0	0
(-) Fluido	452,611	457,252	462,466	465,187	469,214	117,264	0	0
(-) Workover	262,970	170,741	110,225	70,764	45,583	8,542	0	0
(-) Indirectos	227,460	147,685	95,341	61,208	39,428	7,389	0	0
(-) IVA								
Costos Totales	1,472,814	1,262,572	1,128,689	1,040,114	987,889	240,123	0	0
Renta Petrolera	2,917,403	1,427,231	681,605	127,217	-208,042	-87,893	0	0
Inversiones								
Flujo de caja	2,917,403	1,427,231	681,605	127,217	-208,042	-87,893	0	0
Flujo de caja descontado	2,917,403	1,274,313	543,372	90,551	-132,214	-49,873	0	0
Valor Actual Neto con intervención al pozo	4,643,552							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	3,244,052							

Evaluación económica por pozo hasta el año 2025 - Pozo SNSE-017US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, sin intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	88,462	77,416	67,924	59,269	51,869	45,393	39,827	34,752
Producción de Agua (bbls):	430,741	431,338	431,943	429,186	426,756	423,601	420,975	415,530
Producción de Fluido (bbls):	519,202	508,754	499,867	488,456	478,626	468,993	460,802	450,282
Regalías	16,365	14,322	12,566	10,965	9,596	8,398	7,368	6,429
Producción de crudo sin regalías (bbls)	72,096	63,094	55,358	48,304	42,274	36,995	32,459	28,323
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,171,993	3,523,959	3,287,041	2,941,195	2,723,019	2,532,068	2,336,029	2,109,695
(-) ley 10 y Ley 40	75,701	66,249	58,126	50,720	44,387	38,845	34,082	29,739
(-) Transp y Comercialización	49,746	43,535	38,197	33,330	29,169	25,527	22,397	19,543
Ingreso Neto	4,046,546	3,414,175	3,190,718	2,857,146	2,649,463	2,467,697	2,279,550	2,060,413
(-) Tratamiento Crudo	31,846	28,474	25,525	22,756	20,347	18,193	16,309	14,539
(-) Tratamiento Agua	21,537	22,035	22,545	22,887	23,251	23,580	23,942	24,145
(-) Levantamiento artificial	88,462	79,096	70,904	63,212	56,520	50,536	45,302	40,387
(-) Energía Bes	115,849	115,980	116,427	116,238	116,371	116,503	116,952	116,762
(-) Energía Reinyección	36,844	37,696	38,568	39,153	39,776	40,339	40,959	41,306
(-) Ingeniería de operaciones	15,038	13,446	12,054	10,746	9,608	8,591	7,701	6,866
(-) Fluido	212,873	213,115	213,937	213,589	213,832	214,076	214,901	214,552
(-) Workover	242,385	216,723	194,276	173,200	154,866	138,470	124,127	110,662
(-) Indirectos	209,654	187,457	168,042	149,812	133,953	119,771	107,366	95,718
(-) IVA								
Costos Totales	974,487	914,022	862,277	811,594	768,525	730,059	697,559	664,938
Renta Petrolera	3,072,059	2,500,153	2,328,441	2,045,552	1,880,938	1,737,638	1,581,991	1,395,475
Inversiones								
Flujo de caja	3,072,059	2,500,153	2,328,441	2,045,552	1,880,938	1,737,638	1,581,991	1,395,475
Flujo de caja descontado	3,072,059	2,232,279	1,856,219	1,455,983	1,195,370	985,982	801,486	631,242
Valor Actual Neto sin intervención al pozo	12,230,621							

Pozo SNSE-017US

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cálculos por año, con intervención al pozo:								
Producción de Crudo (bbls):	85,899	68,742	51,889	38,952	29,333	22,089	16,673	12,517
Producción de Agua (bbls):	741,448	794,443	809,679	816,309	821,998	825,331	829,159	827,123
Producción de Fluido (bbls):	827,346	863,185	861,568	855,262	851,331	847,420	845,832	839,640
Regalías	15,891	12,717	9,599	7,206	5,427	4,086	3,084	2,316
Producción de crudo sin regalías (bbls)	70,007	56,025	42,290	31,746	23,906	18,002	13,588	10,201
Precio de Exportación (usd/bbl)	57.87	55.85	59.38	60.89	64.41	68.44	71.97	74.49
Ingresos Totales	4,051,130	3,129,142	2,511,065	1,932,984	1,539,908	1,232,143	977,941	759,842
(-) ley 10 y Ley 40	73,508	58,826	44,404	33,333	25,102	18,903	14,268	10,711
(-) Transp y Comercialización	48,305	38,657	29,180	21,905	16,495	12,422	9,376	7,039
Ingreso Neto	3,929,317	3,031,658	2,437,481	1,877,746	1,498,311	1,200,819	954,297	742,092
(-) Tratamiento Crudo	30,924	25,284	19,500	14,956	11,507	8,853	6,827	5,237
(-) Tratamiento Agua	37,072	40,584	42,260	43,531	44,785	45,943	47,157	48,062
(-) Levantamiento artificial	85,899	70,234	54,165	41,543	31,963	24,592	18,965	14,546
(-) Energía Bes	184,604	196,780	200,674	203,528	206,988	210,509	214,673	217,726
(-) Energía Reinyección	63,420	69,428	72,295	74,469	76,615	78,595	80,673	82,221
(-) Ingeniería de operaciones	14,603	11,940	9,208	7,062	5,434	4,181	3,224	2,473
(-) Fluido	339,212	361,586	368,740	373,984	380,343	386,812	394,465	400,074
(-) Workover	235,363	192,441	148,413	113,829	87,579	67,381	51,964	39,857
(-) Indirectos	203,580	166,455	128,372	98,458	75,753	58,282	44,947	34,474
(-) IVA								
Costos Totales	1,194,677	1,134,732	1,043,627	971,360	920,967	885,147	862,895	844,671
Renta Petrolera	2,734,640	1,896,926	1,393,854	906,386	577,344	315,672	91,402	-102,579
Inversiones								
Flujo de caja	2,734,640	1,896,926	1,393,854	906,386	577,344	315,672	91,402	-102,579
Flujo de caja descontado	2,734,640	1,693,684	1,111,172	645,148	366,913	179,121	46,307	-46,402
Valor Actual Neto con intervención al pozo	6,730,583							
Diferencia de VAN con int. - sin Int.	-5,500,038							

PAGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO