



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS
PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA
HERRAMIENTA COMPUTACIONAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

VÍCTOR DANIEL RAMÍREZ ESCALANTE

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN
POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA
HERRAMIENTA COMPUTACIONAL**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

VÍCTOR DANIEL RAMÍREZ ESCALANTE

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. MARLLELIS GUTIEREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



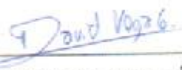
Ing. CARLOS PORTILLA LAZO, Msc.
DOCENTE TUTOR



Ing. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. SADI ITURRALDE KURE, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a Dios, por su guía incondicional.

A mis padres, por su apoyo e inmenso cariño.

A mis hermanos y amigos, que día a día confiaron en mí.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL**”, elaborado por el estudiante **VÍCTOR DANIEL RAMÍREZ ESCALANTE**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 5% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

Tesis_Final_Victor_Ramírez_para_Compilatio

5% Similitudes  **< 1%** Texto entre comillas
0% similitudes entre comillas
3% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis_Final_Victor_Ramírez_para_Compilatio.docx ID del documento: 34ec70207ba82c00dc697b1a96e19b9590ee9439 Tamaño del documento original: 308.8 KB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 3/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/8/2023	Número de palabras: 9219 Número de caracteres: 58.066
--	--	--

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 0980787159

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Víctor Daniel Ramírez Escalante, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



VÍCTOR DANIEL RAMÍREZ ESCALANTE

Autor de Tesis

C.I. 2450431628

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Víctor Daniel Ramírez Escalante, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc.

TUTOR

Ab. Enzo Olimpo Navia Cedeño, Mgtr.

Celular: 0986756949

Correo: agendalegislativa7@hotmail.com

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, ENZO OLIMPO NAVIA CEDEÑO, en mi calidad de ABOGADO DE LOS TRIBUNALES Y JUZGADOS DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, MAGÍSTER EN DOCENCIA UNIVERSITARIA MENCIÓN CIENCIAS JURÍDICAS, por medio de la presente, tengo a bien indicar, que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado

«CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL», del estudiante: VÍCTOR DANIEL RAMÍREZ ESCALANTE.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo con las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

Es cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 28 de julio del 2023



Ab. Enzo Olimpo Navia Cedeño
C.I. 0917083651

ABOGADO DE LOS TRIBUNALES Y JUZGADOS DE LA REPÚBLICA DEL
ECUADOR MAGÍSTER EN DOCENCIA UNIVERSITARIA MENCIÓN EN
CIENCIAS JURÍDICAS N° DE REGISTRO DE SENECYT 1042-2020-2152806

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por su infinita bondad y sobre todo por permitir un logro más en mi vida profesional.

Un agradecimiento muy especial a mis padres, por el apoyo incondicional y sus enseñanzas en diario vivir.

Y agradecido completamente con mi Universidad y sus docentes, cuáles fueron artífices inigualables en mi proceso de formación.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
GLOSARIO DE TERMINOS	xvi
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	19
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	19
1.2 ANTEDECENTES	20
1.3 HIPÓTESIS	21
1.4 OBJETIVOS.....	21
1.4.1 Objetivo General.....	21

1.4.2	Objetivos Específicos.	21
1.5	ALCANCE	22
1.6	VARIABLES.....	22
1.6.1	Variables Dependientes.	22
1.6.2	Variables Independientes.....	22
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		23
2.1	ANTECEDENTES DEL CAMPO SACHA.....	23
2.1.1	Estratigrafía local.....	24
2.1.2	Estructura local.	26
2.1.3	Actualidad del campo Sacha.....	28
2.2	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS	29
2.2.1	Produciendo el pozo.	29
2.2.2	Sistema de producción.....	29
2.2.3	Balance de energía en el pozo.	31
2.3	OPERACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO FLUYENTE.....	32
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		41
3.1	FLUJO DE TRABAJO IMPLEMENTADO	41
3.2	IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN.....	42
3.3	CÁLCULO DE VOLUMEN DE PÉRDIDAS	43
3.3.1	Estimación del potencial de producción en el pozo.	43
3.4	CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN.....	44
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		45

4.1 VARIABLES DE INGRESO	45
4.2 POTENCIALES TEÓRICOS DE PRODUCCIÓN A PARTIR DE LAS PRUEBAS BUILDUP	46
4.2.1 Estimación del IPR.	46
4.3 IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN.....	49
4.4 CUANTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	52
4.5 PROPUESTA DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	59
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
5.1 CONCLUSIONES.....	64
5.2 RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de Oriente, Ecuador, y mapa paleogeográfico	24
Figura 2. Registro típico de las formaciones cretácicas Hollín y Napo, Campo Sacha.....	26
Figura 3. Mapa de contorno de topes de la formación Hollín-cretácico del Campo Sacha	27
Figura 4. Historial de producción del campo Sacha	28
Figura 5. Sistema de producción y pérdidas de presión asociadas.....	30
Figura 6. Ilustración del cálculo de pérdidas	34
Figura 7. Antigua estructura de clasificación de las pérdidas de producción, enfoque alineado por localizador técnico	39
Figura 8. Implantación de la estructura de clasificación de pérdidas de producción, enfoque alineado con el proceso de producción	40
Figura 10. Comportamiento del IPR estimado para los pozos en estudio.....	47
Figura 11. Potenciales de producción estimados de los pozos en estudio.....	48
Figura 12. Ilustración de potencial e historial de producción SACHA - 169, año 2022.	50
Figura 13. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 169, año 2022.	50
Figura 14. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 331, año 2022.	51
Figura 15. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 445, año 2022.	51

Figura 16. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 169, año 2022.	54
Figura 17. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 331, año 2022.	55
Figura 18. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 445, año 2022.	56
Figura 19. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 169, año 2022.	58
Figura 20. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 331, año 2022.	58
Figura 21. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 445, año 2022.	59
Figura 22. Ventana de seguridad de la aplicación SGPP.	60
Figura 23. Ventana del menú principal de aplicación SGPP.....	60
Figura 24. Interfaz general del historial de producción.....	61
Figura 25. Interfaz específica del historial de producción.....	62
Figura 26. Ventana del potencial de producción.	62
Figura 27. Ventana de reportes IPR y pérdidas globales de producción.....	63
Figura 28. Ventana de reporte individual y general.	63

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de prueba Buildup en algunos pozos del campo Sacha de la Arena U. .	45
Tabla 2. Variables para determinar el comportamiento IPR de los pozos seleccionados.	46
Tabla 3. Estimaciones de presión de fondo fluyente y caudal para los pozos seleccionados.	46
Tabla 4. Estimaciones de caudal vs tiempo.	48
Tabla 5. Pérdidas globales de producción para los pozos estudiados.	53
Tabla 6. Pérdidas específicas de producción para los pozos estudiados.	57

GLOSARIO DE TERMINOS

BES: Bombeo electrosumergible.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

CI: Causas identificadas.

IPR: Rendimiento de flujo de entrada.

J: Índice de productividad.

MTBF: Tiempo medio entre fallas.

NI: Pérdida no identificada.

Np: Petróleo producido acumulado.

Pb: Presión de burbuja.

PR: Presión del reservorio.

Pwf: Presión fluyente.

Qo: Tasa de petróleo.

S: Factor de daño.

SGPP: Sistema de gestión de pérdidas de producción.

“CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SACHA A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL”

Autor: Ramírez Escalante Víctor

Tutor: Carlos Portilla Lazo

RESUMEN

El campo Sacha presenta problemas de pérdida de producción debido a los diferentes comportamientos del flujo ocasionado por la naturaleza del reservorio, mecanismos de producción y factores externos. El objetivo de este estudio es, estimar las pérdidas diferidas de producción mediante una herramienta computacional para la prevención de eventos que optimicen la producción de pozos petroleros con sistema de bombeo electrosumergible (BES) del campo Sacha. Para aquello, la metodología plantea la identificación y clasificación de pérdidas de producción (causas identificadas y no identificadas); y cálculo de volumen de pérdidas. Los resultados del estudio establecen que las pérdidas de producción de los tres pozos seleccionados se explican por causas identificadas (CI), que superan el 75% de ellas y menor al 21% por causas no identificadas (NI). Entre las causas identificadas fueron; (1) sólidos en descarga, (2) falla mecánica, (3) corrosión en motor, (4) falla en cable, (5) fase tierra, (6) problemas de comunicación casing-tubing, (7) baja producción y (8) aislamiento. Se propone una herramienta computacional para la gestión de pérdidas de producción (SGPP), la misma que identifica y calcula pérdidas, realiza cálculos de IPR y potencial de producción. Se concluye que la causa identificada más frecuente para la muestra es por sólidos en descarga, siendo más significativo para el pozo Sacha – 169, donde el 32% de las pérdidas es explicado por esta causa.

PALABRAS CLAVE: IPR, potencial de producción, bombeo electrosumergible, pérdidas de producción.

“CONTROL AND MANAGEMENT OF PRODUCTION LOSSES IN OIL WELLS OF THE SACHA FIELD THROUGH A COMPUTER TOOL”

Autor: Ramírez Escalante Víctor

Tutor: Carlos Portilla Lazo

ABSTRACT

The Sacha field presents production loss problems due to the different flow behaviours caused by the nature of the reservoir, production mechanisms and external factors. This study aims to estimate deferred production losses using a computational tool to prevent events that optimise oil wells' production with electro submersible pumping system (BES) in the Sacha field. For this purpose, the methodology proposes the identification and classification of production losses (identified and unidentified causes); and calculation of the volume of losses. The results of the study establish that the production losses of the three selected wells are explained by identified causes (IC), which exceed 75% of them and less than 21% by unidentified causes (NI). Among the identified causes were: (1) solids in discharge, (2) mechanical failure, (3) motor corrosion, (4) cable failure, (5) ground phase, (6) casing-tubing communication problems, (7) low production and (8) insulation. A proposed computational tool for managing production losses (SGPP), the same one that identifies and calculates losses and performs IPR calculations and production potential. It is concluded that the most frequent cause identified for the sample is solids in discharge, being more significant for the Sacha-169 well, where 32% of the losses are explained by this cause.

KEYWORDS: IPR, production potential, electric submersible pumping, production losses.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Para la mayoría de campos maduros, donde se realiza la actividad intensiva de producción; de nuevos pozos e intervenciones y proyectos de recuperación mejorada de petróleo, es importante disponer de datos de producción precisos para afinar modelos o herramientas tecnológicas que evalúen y estimen los impactos de la optimización y reducción de pérdidas de producción. El monitoreo y la gestión de la producción siempre ha sido difícil de lograr debido a diferentes problemáticas en las instalaciones de superficie como líneas de producción compartidas, producción inestable de pozos.

De acuerdo con Castillo (2018), el bloque 60 o campo Sacha que en la actualidad es operado por la empresa estatal EP Petroecuador, presenta problemas de pérdida de producción debido a los diferentes comportamientos del flujo ocasionado por la naturaleza propia de cada reservorio, mecanismos de producción y factores externos, ya que este campo es maduro y ha sido sometido a estimulaciones ácidas matriciales para la remoción del daño existente en las formaciones productoras.

Además, en base a los reportes de producción diaria de petróleo y gas natural de EP Petroecuador, para la fecha 04 de marzo de 2022 la producción del campo fue de 67.855,11 bppd y se reportaron que en el pozo sachá 311D estuvo cerrado por 12 horas por falla mecánica en el equipo de Bombeo electro sumergible debido a posible atascamiento, mientras que el pozo sachá 99A se mantuvo cerrado por 8 horas por sustracción de cable de potencia. También, para la fecha 06 de abril de 2022 la producción del campo fue de 68.001,26 bppd y se reportó que el pozo sachá-169 registra pérdidas de producción por bajo aporte. Por otra parte, el decline de la producción es ocasionado porque las tuberías de completación, se encuentran dañadas por la corrosión y el daño que es ocasionado producto del reacondicionamiento a los pozos que tienen sistema BES (daño al cable y taponamiento).

Por tal razón se implementa una herramienta computacional para permitir la identificación temprana de eventos y estimación de pérdidas de producción.

1.2 ANTEDECENTES

Tarmoom & Khan (2006) discutieron los elementos de pérdidas de producción a través del modelo de capacidad efectiva que predice pérdidas de producción durante periodos específicos. Este modelo utilizó el potencial de producción permisible del campo petrolero, capacidad real de instalaciones de separación y procesamiento, potencial del mantenimiento permisible de presión del yacimiento y un plan de actividades que posiblemente afecten a la producción. Los resultados presentaron una mejora superior al 15% en las pérdidas de producción mediante acciones a mediano y largo plazo.

Looyeh et al. (2020) estudiaron la forma de mitigar la congelación del petróleo en sus operaciones de producción mediante una herramienta integral de predicción y prevención en tiempo real con la finalidad de eliminar las pérdidas de producción. La herramienta utilizó la reología del petróleo, modelado no newtoniano y otras variables como temperatura, presión y caudal. Los resultados demostraron la contribución al control y gestión de pérdidas de producción para la prevención adecuada en forma de soluciones mecánicas, térmicas y químicas de cualquier problemática de producción.

García et al. (2010) implementaron un proceso para la cuantificación y calificación de pérdidas de producción mediante una plataforma confiable de análisis de resultados históricos. Esta plataforma identifica eventos (anomalías o problemáticas), calcula pérdidas y clasifica los resultados mediante gráficos de producción y datos potenciales de pozos. Los resultados respaldaron las acciones correctivas que deben considerarse para minimizar la recurrencia de pérdidas de producción.

Otro estudio, examinó las causas de la pérdida de producción y su tiempo de duración como el potencial de alteración de la presión, momento de cierre de la fractura, carga de fluido e interacción roca-fluido, mediante la identificación de la presión transitoria. Las operaciones correctivas clasificaron de forma probabilística las causas potenciales de pérdidas de producción en diferentes campos petroleros (King et al., 2017).

Finalmente, otros autores identificaron el volumen perdido de producción durante eventos de operación en los pozos de petróleo utilizando big data y un medidor de flujo virtual que clasificó los pozos críticos. Estas herramientas identificaron y redujeron las pérdidas de producción en un promedio de 475 barriles de petróleo por día (Quevedo et al., 2022).

1.3 HIPÓTESIS

¿Se puede controlar y gestionar las pérdidas de producción ocasionada por la caída de presión producto de las actividades de reacondicionamiento de los pozos con sistemas de levantamiento artificial BES mediante análisis de datos?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Estimar las pérdidas diferidas de producción mediante una herramienta computacional para la prevención de eventos que optimicen la producción de pozos petroleros con sistema de bombeo electro sumergible del campo Sacha.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Realizar un análisis nodal en los pozos para la detección de las pérdidas en los pozos con sistema BES.
- Emplear la técnica de análisis de datos para la identificación de eventos comunes de todo el sistema de producción.
- Demostrar la eficacia de los métodos de diagnóstico, predictivo y casual en la toma de decisiones.
- Determinar el incremento de producción de los pozos y la influencia en relación con el tiempo.

1.5 ALCANCE

El alcance de la investigación es tipo correlacional de enfoque cuantitativo y cualitativo, por la información medible proveniente de cada pozo y por consideraciones teóricas que abarcan los procesos de industria petrolera. Por lo tanto, se relacionará variables que influyen en la producción; es decir, las variables de fondo con las de superficie. Con la herramienta computacional, se determinará el incremento de producción y su proyección en base al tiempo, además, permitirá identificar las variables operacionales que ocasionan un impacto considerable en el comportamiento del flujo del reservorio hasta las facilidades y por ende la solución al decline de producción de los pozos con sistema BES.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Cuantificación de pérdidas diferidas de producción en base al planteamiento teórico y actividades operacionales reales en los pozos.

1.6.2 Variables Independientes.

- Características petrofísicas del reservorio U inferior.
- Parámetros de bombas eléctricas electro-sumergibles.
- Condiciones mecánicas de las tuberías del sistema de producción de superficie y fondo.
- Pruebas de pozos (como buildup).
- Diagrama de los pozos.
- Registro de eventos de las actividades operacionales en los pozos.
- Historiales de producción

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha, situado en el sector norte-central del área conocida actualmente como Cuenca Oriente (Figura 1), es una gran estructura de muy bajo relieve. La estructura se descubrió mediante estudios sísmicos analógicos-digitales, y el primer pozo (Sacha 1) se perforó con un helicóptero a principios de 1969. El pozo se completó oficialmente a partir de la formación Hollín el 25 de febrero de 1969, con 1328 bbl/día de petróleo de 29,9° API a través de un estrangulador de 1/4 de pulgada. Las arenas "T" y "U" de Napo contenían petróleo según el análisis de los registros, pero no se probaron en el pozo descubridor. Posteriormente se perforaron tres pozos adicionales con una plataforma helitransportada para delimitar el yacimiento y determinar si el descubrimiento era lo suficientemente grande como para justificar la construcción de una carretera hasta la zona para su explotación (Canfield et al., 1982; Merino, 2013).

Las perforaciones de desarrollo se iniciaron en marzo de 1971 y el yacimiento se puso en producción en julio de 1972. En noviembre de 1981, Sacha producía unos 60000 bbl/día. El yacimiento se desarrolló originalmente con un espaciamiento de 250 acres (100 ha) y posteriormente se realizaron perforaciones de relleno a lo largo de la cresta con un espaciamiento de 87 acres (35 ha). La profundidad media de los pozos es de unos 3.020 m (9.900 pies). Hasta diciembre de 1981, el yacimiento había producido 190,655.560 barriles de petróleo de bajo contenido en azufre, de lo cual la formación Hollín representaba aproximadamente el 80%. Las reservas primarias recuperables del yacimiento se estiman en 632'430 000 barriles procedentes de todos los yacimientos. La recuperación secundaria, especialmente por inundación de las arenas de Napo, podría aumentar considerablemente esta cantidad (Canfield et al., 1982; Landázuri, 2015).



Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de Oriente, Ecuador, y mapa paleogeográfico (Estupiñán et al., 2010).

2.1.1 Estratigrafía local.

La Figura 2 muestra la sección estratigráfica del Cretácico en la que penetraron los primeros pozos de Sacha y un registro eléctrico típico.

La Formación Hollín inferior consiste en una arenisca de grano grueso a conglomerática separada de la arenisca Hollín principal por una lutita fina persistente. También hay un cambio en la salinidad del agua, desde una arena basal salobre o salina hasta la arenisca principal, muy dulce (menos de 500 ppm de C1) (Pérez, 2013).

La arenisca principal de Hollín es clara a blanca y espumosa, generalmente de grano fino a medio, pero ocasionalmente de grano grueso, de dureza media a friable, cuarzosa, porosa y permeable, bastante bien clasificada y generalmente subangular a sub-redondeada. Unas pocas vetas tienen cemento calcáreo, pero en general la sección no es calcárea (Jaramillo & Pareja, 2019).

Las areniscas Hollín superiores son discontinuas y tienen agua intersticial salina. Numerosos esquistos negros, calcáreos y duros están intercalados con las areniscas, y normalmente están presentes unos pocos lechos finos de calizas glauconitas y limolitas calcáreas de color marrón a beige, densas. Estas arenas son generalmente de grano muy fino a medio, y tienen una clasificación de pobre a regular. No son tan porosas y permeables como las principales areniscas Hollín. Las pizarras, que comprenden aproximadamente el 50% de la sección, son eléctricamente resistivas, presentan densidades aparentes generalmente superiores a las de las areniscas y no son propensas a la espeleología (Canfield et al., 1982).

El Hollin está separado de la zona de arena "T" del Napo por unos 30 m de esquisto gris oscuro a negro, firme, en su mayor parte no calcáreo y ligeramente fisible. La zona de arena " T " contiene múltiples lechos de arenisca, con los más gruesos y productivos situados en la parte inferior de la zona. La arena "T" inferior o principal suele ser de color gris a tostado, pero en algunos lugares es verdosa en la parte basal debido a la presencia de glauconita. Es de grano fino a medio, firme a friable, bien clasificada, subangular a sub-redondeada, no calcárea y cuarzosa. La arena es mayoritariamente continental, y los núcleos convencionales de la unidad presentan restos vegetales y ámbar localmente abundante. Las arenas "T" superiores son ligeramente calcáreas, glauconíticas a muy gluconíticas y arcillosas. Generalmente son menos permeables que las arenas inferiores y son lateralmente discontinuas (Leiva, 2018).

Inmediatamente por encima de la zona de arena "T" se encuentra la caliza "B", cuyo espesor oscila entre 4,5 y 9 m (15 y 30 pies). Su color varía del gris claro al marrón y del gris oscuro al negro, y sólo es arcillosa y glauconita. Por encima de la caliza "B" hay otro esquisto gris oscuro a negro, firme, astillado, generalmente no calcáreo. Este esquisto tiende a ceder, pero no tanto como el que recubre la Formación Hollín. Por encima de este esquisto se encuentra la segunda zona importante de arenas del Napo.

Las arenas "U" son más continuas que las de la zona "T" en Sacha y la unidad es una zona productora más importante, aunque inferior a la Hollín. Las arenas son generalmente grises, de grano muy fino a medio, sub-redondeadas, y muestran una clasificación de pobre a regular. Las arenas superiores de la zona son glauconitas y a menudo arcillosas.

Por encima de la Formación Napo, la arena basal de la Formación Tena es un yacimiento menor en Sacha, distribuido irregularmente por la zona y con un espesor que oscila entre unos pocos pies y unos 30 pies (9 m). La arena es de grano fino a medio, firme, angular a subangular, y comúnmente arcillosa (Aguilar, 2018).

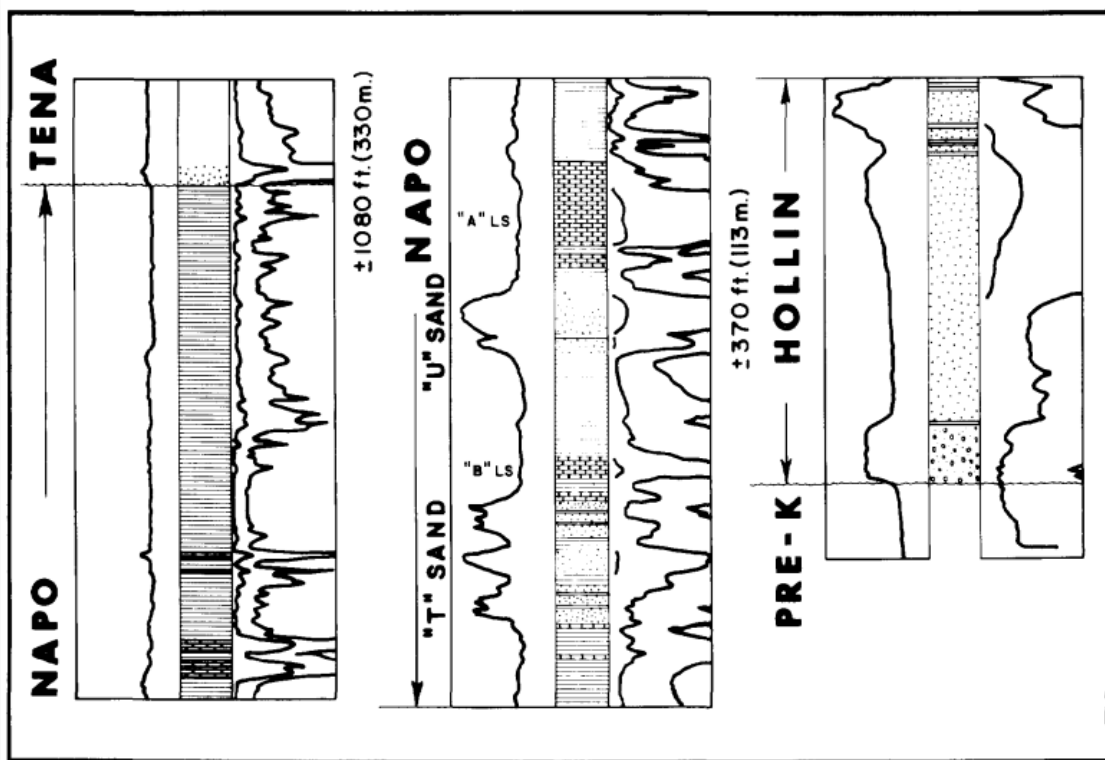


Figura 2. Registro típico de las formaciones cretácicas Hollín y Napo, Campo Sacha (Canfield et al., 1982).

2.1.2 Estructura local.

La Figura 3 muestra la estructura Sacha en la parte superior del yacimiento principal, la Formación Hollín. El mapa se basa en datos sísmicos y de control de pozos y muestra que el yacimiento tiene una longitud aproximada de 28 km y una anchura que oscila entre 9 y 4 km. Hay aproximadamente 41.000 acres (16.600 ha.) bajo un cierre vertical de 200 pies (60 m).

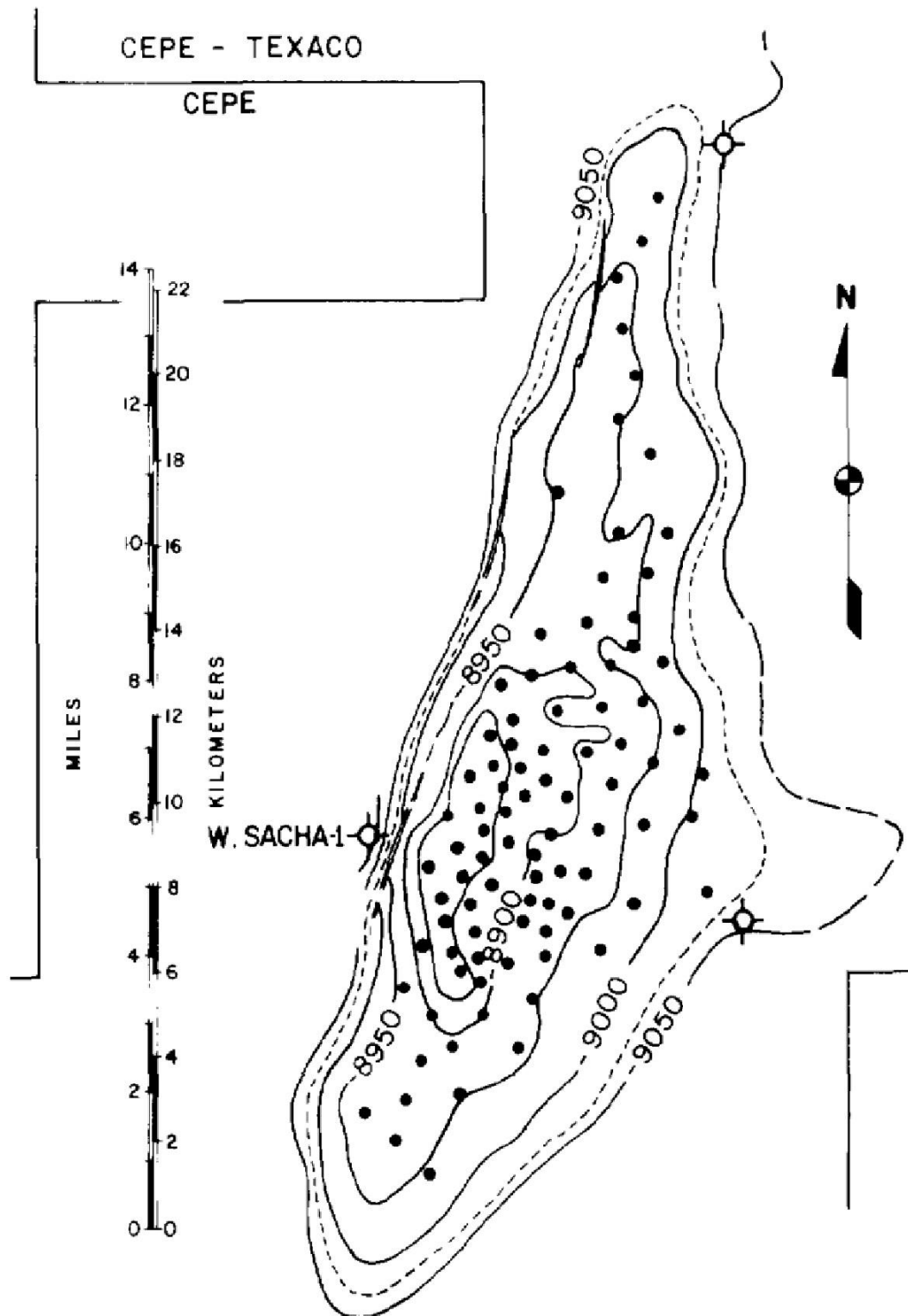


Figura 3. Mapa de contorno de topes de la formación Hollín-cretácico del Campo Sacha (PetroAmazonas EP, 2022).

2.1.3 Actualidad del campo Sacha.

El campo Sacha está ubicado en el bloque 60 en la provincia de Orellana, cantón Joya de los Sachas en Ecuador (Rivadeneira & Barragán, 2004). La producción de petróleo inició en el año 1972 con 29.000 barriles de petróleo por día (BPPD), teniendo su pico más alto en el mismo año con 117.600 BPPD y declinó hasta 69.000 BPPD en el año 2022 (Mayorga et al., 2022).

Históricamente, la presión inicial del reservorio se encontraba por encima de la presión de burbuja, por lo que el petróleo, el agua connata y la roca son los únicos materiales presentes. Como la presión del yacimiento declina, la roca y los fluidos se expanden debido a sus compresibilidades individuales (Ahmed, 2010); siendo el mecanismo de producción primaria del campo Sacha. Al transcurrir el tiempo se requirió de energía adicional, lo cual, en el año 1986, dio lugar al proyecto piloto de recuperación secundaria (waterflooding) en las formaciones Napo: areniscas UI y “T Inferior” (TI); y formación Tena: arena “Basal Tena” (BT). En la Figura 4 se muestra el historial de producción del campo Sacha, se segmentan con color rojo los periodos de incidencia del proyecto piloto de recuperación secundaria a partir del año 1986 con seis pozos inyectoros y su repotenciación en el año 2017 con la inclusión de diez pozos inyectoros distribuidos en el sector norte, centro y sur del campo Sacha (Mera & Villacís, 2018).

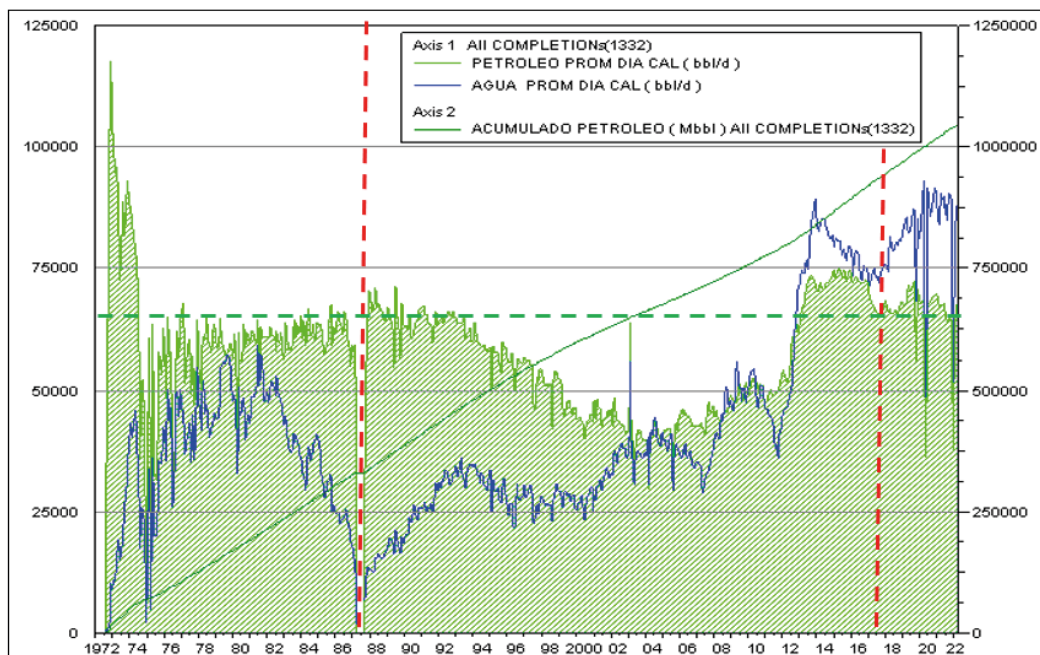


Figura 4. Historial de producción del campo Sacha (Mera & Villacís, 2018).

2.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

2.2.1 Produciendo el pozo.

Producir el pozo significa llevar los fluidos (petróleo, gas, etc.) que fluyen de la formación al pozo y del fondo del pozo a la superficie. Los fluidos deben llevarse a la superficie a la velocidad deseada y con la presión suficiente para fluir a través de las instalaciones de tratamiento de superficie. Algunos yacimientos poseen una presión tan alta que pueden producir los caudales deseados a presiones de fondo de pozo elevadas que podrían empujar los fluidos a la superficie a la presión de boca de pozo deseada. Este modo de producción se conoce como flujo natural (Toporov, 2018).

Los pozos de flujo natural son básicamente pozos de gas y se presentan generalmente sólo al principio del desarrollo del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento disminuye, se puede inyectar agua o gas en el yacimiento para mantener el flujo natural a las velocidades y presiones de superficie deseadas. En algunos casos, sin embargo, la presión de apoyo puede no ser suficiente para mantener el flujo natural deseado. Esto suele ocurrir debido al aumento de la producción de agua, que incrementa la carga hidrostática y las pérdidas por fricción en la tubería. Por lo tanto, los fluidos pueden llegar a la superficie a presiones inferiores a las deseadas, o puede que ni siquiera lleguen a la superficie. En tales casos, se necesitarán medios externos para elevar los fluidos a la superficie. Estos medios se conocen como métodos de elevación artificial (Fahim et al., 2003).

2.2.2 Sistema de producción.

La Figura 5 muestra el sistema de producción de un sistema de pozo único. Los elementos básicos del sistema de producción incluyen el yacimiento, el pozo, tubería y el equipo asociado; el cabezal del pozo de superficie, las líneas de flujo y el equipo de procesamiento; y el equipo de levantamiento artificial.

El yacimiento es la fuente de fluidos para el sistema de producción. Es un medio poroso y permeable en el que se almacenan los fluidos del yacimiento y a través del cual los fluidos fluyen hacia el pozo. También proporciona la energía primaria para el sistema de

producción. El pozo sirve de conducto para acceder al yacimiento desde la superficie, que normalmente está cementado y revestido (Larry W. Lake, 2006).

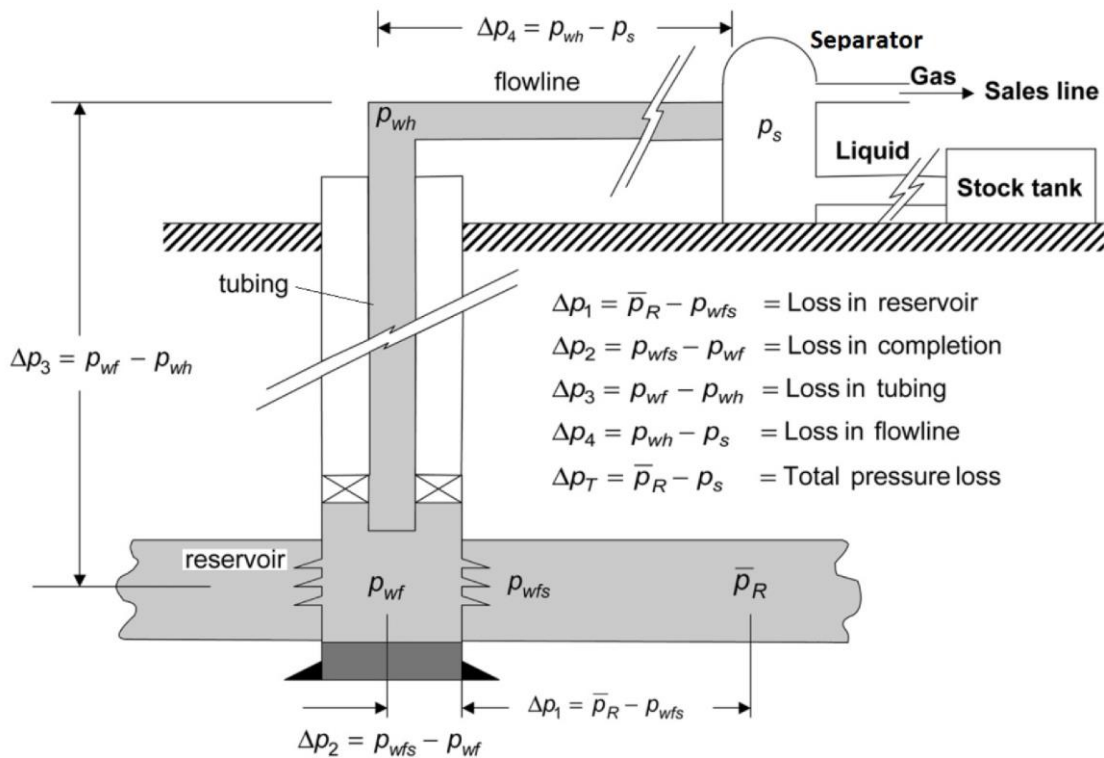


Figura 5. Sistema de producción y pérdidas de presión asociadas.

La boca del pozo, las líneas de flujo y el equipo de procesamiento representan el equipo mecánico de superficie necesario para controlar y procesar los fluidos del yacimiento en la superficie y prepararlos para su transferencia a un comprador. Los equipos mecánicos de superficie incluyen los equipos de boca de pozo y sus variantes; estranguladores, colectores, líneas de flujo, separadores, equipos de tratamiento, dispositivos de medición y recipientes de almacenamiento (Larry W. Lake, 2006).

En muchos casos, un yacimiento es incapaz de suministrar energía suficiente para producir fluidos a la superficie, a un ritmo rentable durante toda la vida del yacimiento. Cuando esto ocurre, se utilizan equipos de elevación artificial para aumentar las tasas de producción añadiendo energía al sistema de producción. Este componente del sistema se compone de elementos de superficie y de subsuelo. Esta energía adicional puede suministrarse directamente al fluido mediante bombas subterráneas, reduciendo la contrapresión en el yacimiento con equipos de compresión de superficie para reducir la

presión en boca de pozo, o inyectando gas en la sarta de producción para reducir el gradiente de flujo del fluido (Larry W. Lake, 2006).

A medida que el fluido fluye desde el yacimiento hacia el sistema de producción y a través de éste, experimenta una caída de presión continua (Figura 5). La presión comienza a la presión media del yacimiento y termina en la planta de separación, ya sea a la presión de la línea de transferencia o a una presión cercana a la atmosférica en el tanque de almacenamiento. La reducción de presión depende de la tasa de producción y, al mismo tiempo, la tasa de producción depende del cambio de presión. Comprender la relación entre la presión y la tasa de producción es importante para predecir el rendimiento de los distintos pozos de petróleo y gas (Larry W. Lake, 2006).

2.2.3 Balance de energía en el pozo.

La elevación del líquido y el gas desde el fondo del pozo hasta la superficie es lo más importante en el funcionamiento de los pozos. Este proceso puede llevarse a cabo tanto por la energía natural W_N , que llega al fondo del pozo con el líquido y el gas, como por la energía W_A inyectada en el pozo desde la superficie terrestre (Fahim et al., 2003).

La mezcla de gas y líquido se extrae del yacimiento del equipo de producción de pozos; empezando por el subsuelo (tubería, revestimiento) hasta la superficie (árbol de Navidad). A continuación, se alimenta a través de la tubería de pequeño diámetro (a menudo llamada flowline) a la planta separadora. Para que el flujo pueda pasar del pozo a la planta separadora, el PH de la boca del pozo o la presión intermedia debe ser superior a cero $P_H > 0$.

Basándonos en lo anterior, podemos elaborar la siguiente ecuación del balance energético (Larry W. Lake, 2006):

$$W_1+W_2+W_3=W_N+W_A \tag{1}$$

Donde W_1 , es la energía que se gasta en elevar el líquido y el gas desde el yacimiento hasta la boca del fondo del pozo;

W_2 , la energía que se gasta en la mezcla de gas y líquido al atravesar la tubería y el equipo de control del pozo;

W_3 , la energía que se extrae por el flujo de gas-líquido fuera del pozo en la línea de flujo;

W_N , la energía de los estratos debido a la presión de formación (energía natural);

W_A , la energía, que obtiene un flujo de gas-líquido de la superficie de la tierra (energía artificial).

Si la elevación de la mezcla de gas y líquido desde el fondo hasta la superficie se debe únicamente a la energía natural ($W_A = 0$). En presencia de energía procedente de la superficie terrestre W_A , se trata de producción de petróleo mecanizada. Una gran mayoría de los pozos petrolíferos se explotan por medios mecanizados. La transferencia de energía W_A en el pozo se realiza de varias maneras:

- gas o aire comprimido;
- mediante el uso de dispositivos mecanizados especiales (bombas de profundidad).

Los pozos que utilizan el primer método de transferencia de energía se denominan pozos compresores y los pozos que utilizan el segundo método se denominan pozos de bombeo de fondo, respectivamente (Espín, 2019).

2.3 OPERACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO FLUYENTE

Algunos yacimientos poseen una presión tan alta que pueden producir fluidos de yacimiento con altas presiones de fondo de pozo y podrían empujar estos fluidos a la superficie a la presión de boca de pozo deseada. Este modo de producción se conoce como flujo natural de fluidos (Guerra, 2018). Los yacimientos con presiones iniciales elevadas y con un fuerte soporte de presión (es decir, del agua del fondo) pueden producir con flujo natural durante largos periodos de tiempo (Larry W. Lake, 2006).

El pozo fluyente se produce si la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión del fondo del pozo (depresión) es suficiente para superar la contrapresión de la columna de líquido y las pérdidas de presión por fricción (Plúa & Rivas, 2018). Es decir, el flujo se produce bajo la acción de la presión hidrostática del fluido o de la energía del gas en

expansión. La mayoría de los pozos brotan debido a la energía del gas y a la presión hidrostática al mismo tiempo.

El gas contenido en el petróleo tiene una fuerza de elevación que se manifiesta en forma de presión sobre el petróleo. Pero fluir sólo por la presión hidrostática del yacimiento es un fenómeno muy poco frecuente en la práctica de la explotación de pozos petrolíferos.

En la mayoría de los casos, el gas juega un papel principal en el pozo para que fluya. Al operar el pozo perforado en dicho depósito, el gas libre del petróleo comienza a fluir sólo en tubos de elevación y en tales profundidades, donde la presión está por debajo de la presión de saturación del petróleo por el gas (presión del punto de burbuja). En este caso, la subida del petróleo en el pozo se llevará a cabo por la presión hidrostática y la energía del gas comprimido, que aparece sólo en la parte superior del pozo.

2.4 CÁLCULO DE VOLUMEN DE PÉRDIDAS

Un sistema realiza cálculos del volumen de pérdidas para un flujo de trabajo seleccionado a corto plazo limitado por el balance de masa diario:

$$\begin{aligned} \text{Potencial de plataforma} & \\ &= \text{Producción de plataforma} + \text{Pérdidas de producción de plataforma} \end{aligned} \quad (2)$$

El cálculo de la pérdida de producción se realiza integrando la curva de producción del pozo y sus eventos asociados, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Umbral de límite de evento: Este umbral separa las pérdidas de producción causadas por un problema continuo y por un evento único. Las pérdidas de producción por problema continuo se promedian a lo largo del día de producción, ignorando los periodos de evento seleccionados por el usuario (Figura 6).
- El área entre el umbral de límite de evento (un límite de producción dependiente de la rentabilidad entre los costos y la ganancia) y la curva de producción para el periodo definido por el usuario se calcula para obtener el volumen de petróleo perdido en el evento. Sin embargo, el área entre la curva de potencial y el umbral límite de evento, cuando el potencial es superior para el periodo seleccionado como evento, se considera una pérdida de producción no identificada.

- La pérdida de producción no identificada también se representa en el gráfico por cualquier área entre la curva de potencial del pozo y su curva de producción, donde el potencial es superior a la producción en un período de tiempo que no tiene eventos definidos por el usuario.

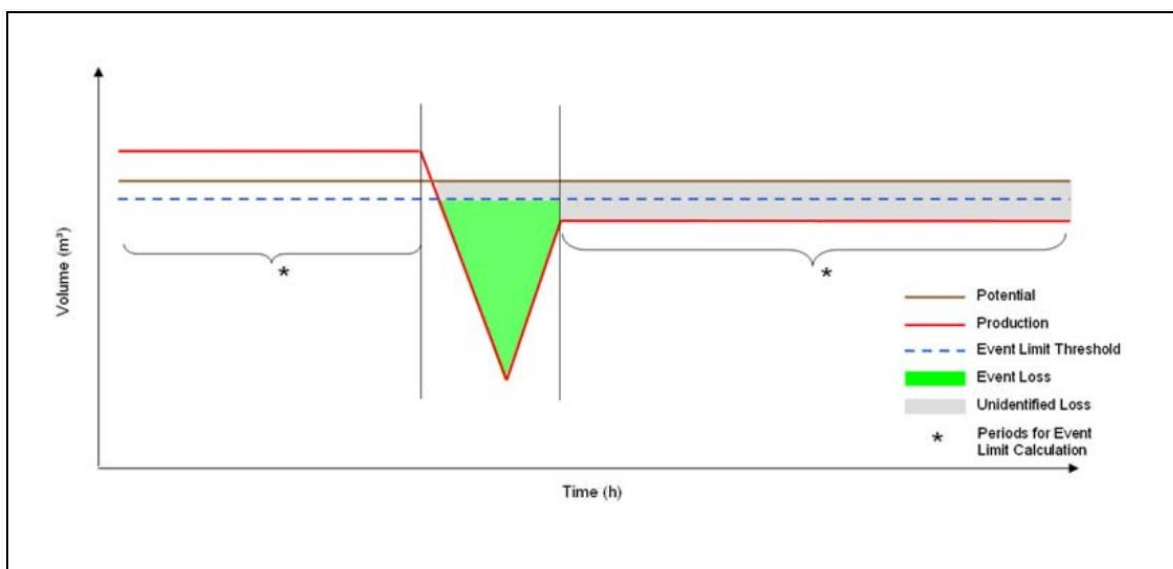


Figura 6. Ilustración del cálculo de pérdidas (García et al., 2010).

Dado que el balance de masa diario de la Ecuación 2 debe ser certero, el potencial debe ajustarse siempre que la suma de los eventos de producción y pérdida sea superior al potencial. El ajuste considera que el potencial del pozo no puede disminuir a menos que se valide durante la prueba de producción, y cualquier pérdida no identificada debe ser cero.

La secuencia para el equilibrio es:

1. Se comprueba, para cada pozo, si la suma de la producción con los eventos identificados por el usuario es superior al potencial. Si esta comprobación es verdadera, el pozo tiene una ganancia total de:

$$\text{Ganancia prod. en pozo} = \text{Prod. de pozo} + \sum \text{Pérdidas}_{\text{evento en pozos}} - \text{Pot. pozo} \quad (3)$$

Si es falsa, entonces el pozo tiene una pérdida no identificada (NI) de

$$NI \text{ de pozo} = \text{Potencial de pozo} - (\text{Prod. pozo} + \sum \text{Pérdidas}_{\text{eventos pozos}}) \quad (4)$$

2. Minimizar las ganancias de producción compensando las pérdidas de producción no identificadas. Como resultado, la producción de los pozos con ganancias disminuye y aumenta la de los pozos con pérdidas de producción no identificadas.
3. Se comprueba el resultado para el nivel de la plataforma. Si al final del segundo paso las ganancias son cero, la Ecuación 2 es cierta y

$$\text{Pérdidas de prod plataforma} = \sum \text{Pérdidas}_{\text{eventos pozos}} + NI_{\text{plataforma}} \quad (5)$$

Por lo tanto, no es necesario ajustar el potencial. Sin embargo, si las ganancias no se reducen a cero, la Ecuación 2 no es cierta y

$$\text{Potencial plataforma} < \text{Prod. plataforma} + \text{Pérdidas}_{\text{prod. platafotma}} \quad (6)$$

Donde las pérdidas de plataforma anteriores están relacionadas con las pérdidas de eventos; finalizando:

$$\text{Potencial plataforma}^* = \text{Prod. plataforma} + \text{Pérdidas de prod. plataforma} \quad (7)$$

4. Se ajusta las pérdidas no identificadas o el nuevo potencial para el nivel del pozo. En el primer caso, las pérdidas no identificadas se dividen proporcionalmente por las pérdidas no identificadas al final del segundo paso. En el segundo caso, el potencial aumentado se divide proporcionalmente por la ganancia del pozo en el segundo paso.

Es importante señalar que durante el proceso de balance no se modifican los valores de pérdidas calculados para los sucesos.

2.4.1 Estimación del potencial de producción en el pozo.

Cuando se considera el rendimiento de los pozos petrolíferos, se suele suponer que el rendimiento de un pozo puede estimarse mediante el índice de productividad. Sin embargo, Evinger & Muskat (1942) señalaron que, en el caso del flujo multifásico, existía

una relación curva entre el caudal y la presión, y que el índice de productividad lineal no era aplicable al flujo multifásico. Para presiones del yacimiento inferiores a la presión del punto de burbuja, el fluido del yacimiento existe en dos fases, vapor y líquido, y deben aplicarse técnicas distintas del índice de productividad para predecir el rendimiento del pozo. Por lo tanto, hay que identificar el tipo de reservorio que se está refiriendo, sea subsaturado (una fase) o saturado (dos fases).

Vogel (1968) fue el primero en presentar un método fácil de utilizar para predecir el rendimiento de los pozos petrolíferos. Su relación empírica de rendimiento del flujo de entrada (IPR) se basa en resultados de simulación por ordenador. Se propone el método de Vogel (1968) para los dos casos de reservorio.

En el artículo original de Vogel, sólo se consideraron los casos en los que el yacimiento estaba saturado. Este método puede aplicarse también a yacimientos subsaturados aplicando la ecuación de Vogel sólo para los valores $P_{wf} < P_b$.

- **Reservorios saturados con factor cero de daño.**

Cuando la presión de reservorio es menor a la presión de burbuja, $P_R < P_b$. Aquí el flujo está constituido por las dos fases y la tasa de petróleo esta descrito por:

$$q_o = q_{o(max)} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad (8)$$

- **Reservorios subsaturados con factor cero de daño.**

Cuando la presión de reservorio es mayor a la presión de burbuja, $P_R > P_b$. Aquí el flujo está constituido por una fase, pero la presión de fondo fluyente abre dos posibilidades.

Si $P_{wf} > P_b$, la tasa de petróleo por debajo de la P_b esta descrito por:

$$q_o = q_b + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (9)$$

Donde $q_b = J(P_R - P_b)$ y la tasa de petróleo por encima de P_b esta descrito por:

$$q_o = J(P_R - Pwf) \quad (10)$$

- **Reservorios saturados con factor de daño diferente de cero.**

Standing (1971) propuso un procedimiento para modificar el método de Vogel a fin de tener en cuenta el daño o la estimulación alrededor del pozo. El grado de permeabilidad puede expresarse en términos de una relación de productividad PR o de eficiencia de flujo FE. Así la tasa de petróleo puede expresarse como:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}^{FE=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'wf}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P'wf}{P_R} \right)^2 \quad (11)$$

Donde $P'wf = P_R - FE(P_R - Pwf)$ y $FE = \frac{J}{J'} = \frac{\text{Potencial ideal}}{\text{Potencial actual}}$.

La ecuación 11 también puede presentarse como:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}^{FE=1}} = 1.8(FE) \left(1 - \frac{Pwf}{P_R} \right) - 0.8(FE^2) \left(1 - \frac{Pwf}{P_R} \right)^2 \quad (12)$$

La ecuación 11 sólo es válida si $q_o \leq q_{o_{max}}^{FE=1}$ o si $Pwf \geq P_R(1 - \frac{1}{FE})$. Las dos condiciones pueden cumplirse si $FE < 1$. Si $FE > 1$ una relación entre $q_{o_{max}}^{actual}$ y $q_{o_{max}}^{FE=1}$ es:

$$q_{o_{max}}^{actual} = q_{o_{max}}^{FE=1}(0.624 + 0.376 \cdot FE) \quad (13)$$

- **Reservorios subsaturados con factor de daño diferente de cero.**

Standing (1971) modificó el método de Vogel cuando la eficiencia de flujo es diferente de uno puede ser aplicado a reservorios subsaturados.

Si $P_{wf} > P_b$, la tasa de petróleo por debajo de la P_b esta descrito por:

$$q_o = J(P_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot FE \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (14)$$

Donde la tasa de petróleo por encima de P_b esta descrito por la ecuación 10.

A este punto hay que incorporar la variable del tiempo para construir las curvas de pronóstico. El tiempo es simplemente $t = \Delta N_p / q$, donde q es la tasa promedio de flujo calculada en un intervalo (Economides et al., 1994). Si la tasa de producción inicial y final son conocidas, entonces la siguiente ecuación puede ser empleada para calcular la producción de petróleo o gas entre estos puntos como diferencial de N_p (Economides et al., 1994):

$$N_p = \frac{(q_i - q)}{-\ln(1 - d)} \quad (15)$$

Donde q_i es la tasa inicial de producción, q es la tasa final de producción y d es la tasa de declinación. Si relacionamos N_p en la ecuación 11 y la declinación anual, podemos reescribirla como:

$$t = \frac{365 \cdot (q_i - q)}{-\ln(1 - d)q} \quad (16)$$

2.5 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

El proceso de clasificación de las pérdidas de producción es el último paso del flujo de trabajo. Aunque el operador haya realizado un excelente trabajo de identificación y cálculo de las pérdidas de producción, un fallo en la descripción/codificación del motivo de la pérdida puede poner en peligro cualquier tarea de análisis y tratamiento de estas pérdidas de producción. La correcta clasificación de las pérdidas de producción mediante la asignación de descripciones adecuadas y códigos de pérdida correctos es fundamental para el futuro análisis y tratamiento de estas pérdidas de producción.

Este sistema despliega un nuevo concepto y una nueva estructura de clasificación de las pérdidas de producción en comparación con la utilizada anteriormente por el activo, que se centraba en los síntomas y no en las causas profundas. Sin embargo, la clasificación correcta depende siempre del operario.

En la antigua estructura utilizada para la clasificación, el primer nivel de la estructura era un conjunto de opciones que caracterizaban una pérdida "por una localización técnica". Además, los operadores están acostumbrados a clasificar un siniestro desde una perspectiva de observador, describiendo más los síntomas que las causas, del equipo o departamento responsable implicado y, por tanto, dificultando a los usuarios de ingeniería la determinación de las acciones adecuadas para remediar determinados sucesos (Figura 7).

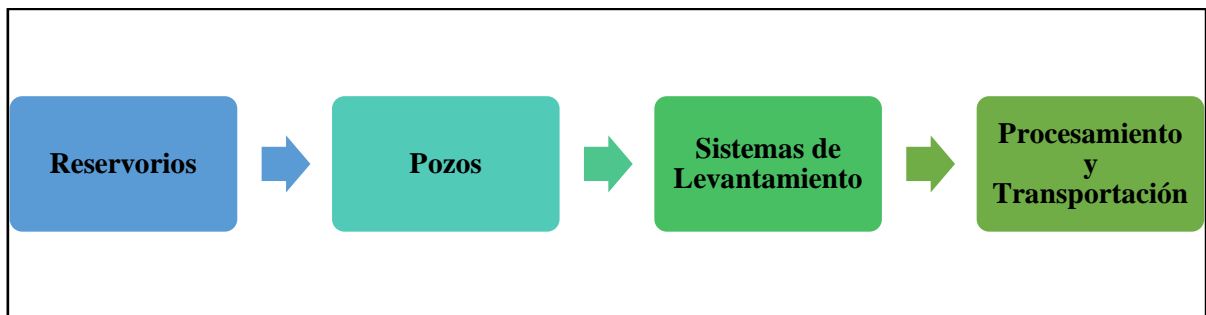


Figura 7. Antigua estructura de clasificación de las pérdidas de producción, enfoque alineado por localizador técnico (García et al., 2010).

La estructura de clasificación de pérdidas de producción desarrollada se basa en los siguientes cambios:

- Modificar la estructura de clasificación de pérdidas de producción para que esté alineada con el proceso desde el primer nivel de clasificación; (Figura 8).
- Aumentar los niveles de clasificación detallando la causa inmediata y la causa raíz. Esta estructura crea un historial causa-efecto que permite al ingeniero reconocer rápidamente las posibles acciones para hacer frente a un siniestro. La estructura se subdivide en ocho niveles:
 - ✓ Proceso
 - ✓ Subproceso

- ✓ Sistema/Equipo
 - ✓ Causa
 - ✓ Acción (tomada para restablecer la producción)
 - ✓ Responsable (de eliminar la pérdida de producción)
 - ✓ Causa raíz
 - ✓ Responsable (de la pérdida de producción)
- Estandarizar en todos los activos y alinear con las directrices corporativas

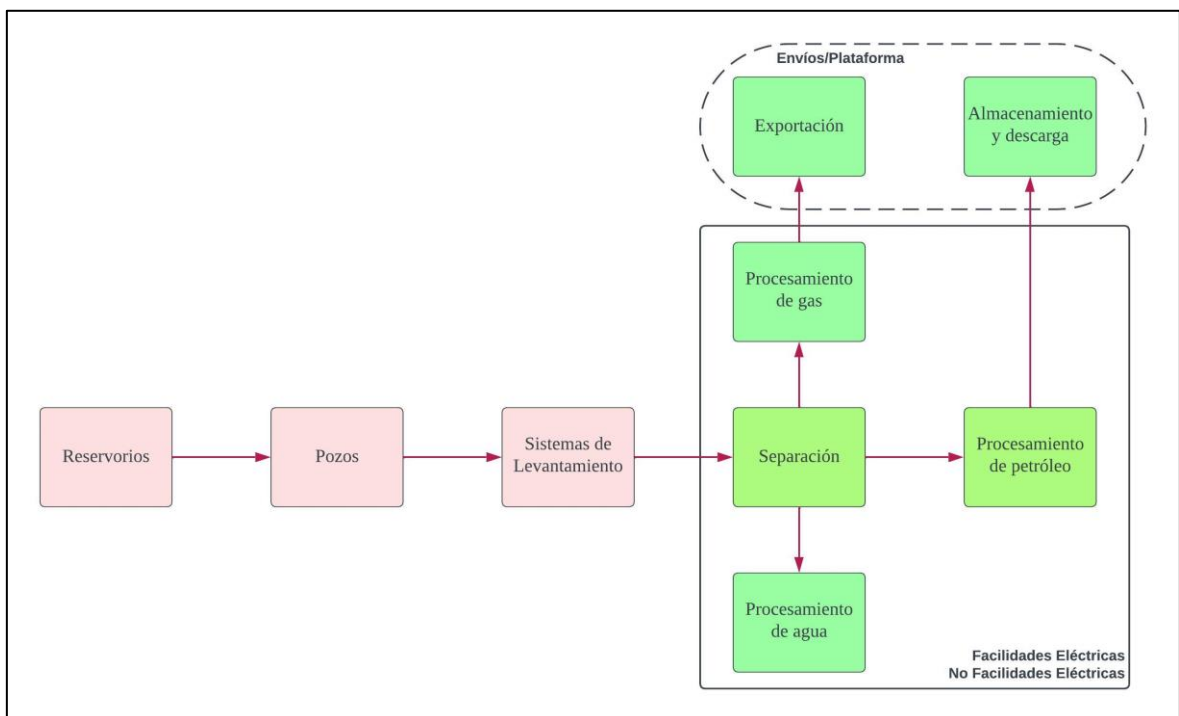


Figura 8. Implantación de la estructura de clasificación de pérdidas de producción, enfoque alineado con el proceso de producción (García et al., 2010).

La clasificación se realiza por evento, y el operador selecciona la mejor opción para cada nivel de clasificación.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 FLUJO DE TRABAJO IMPLEMENTADO

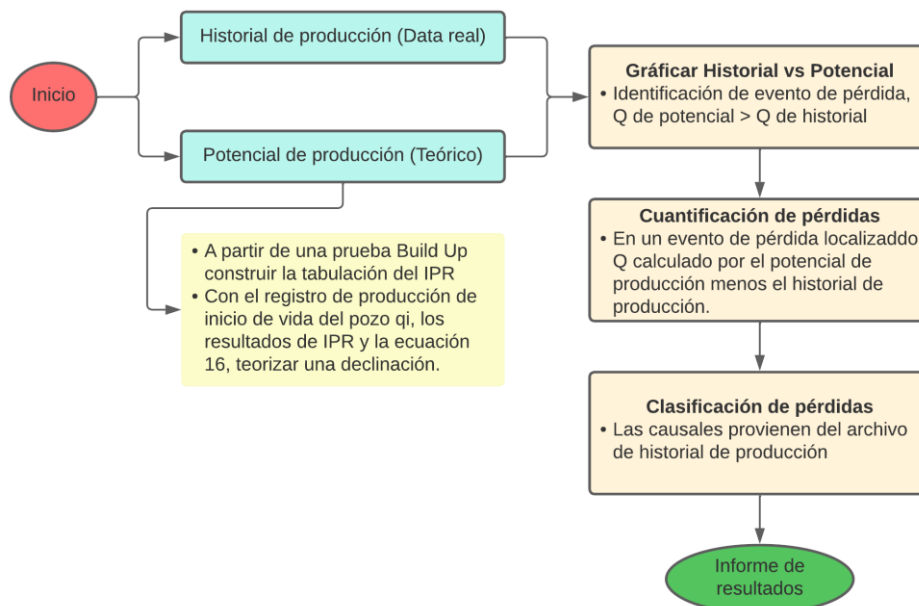


Figura 9. Flujo de trabajo aplicado para la cuantificación de pérdidas de producción

La metodología desarrollada e implementada para el sistema de control de pérdidas de producción se puede aplicar para (García et al., 2010):

- Un flujo de trabajo a corto plazo para apoyar la consolidación diaria de la brecha entre la producción medida por la plataforma y el potencial de producción; y
- Un flujo de trabajo a largo plazo para poder analizar las pérdidas de producción históricas.

El flujo de trabajo a corto plazo consta de tres pasos (apoyarse con la figura 6 y 9). Mediante la ejecución diaria de este flujo de trabajo, el activo puede crear una base de datos potente y fiable con información sobre pérdidas de producción. Los tres pasos son:

- **Identificación de pérdidas de producción** - el operador necesita una herramienta que le ayude a identificar las pérdidas y le permita asignarlas a los pozos adecuados.
- **Cálculo de pérdidas de producción** - El cálculo del volumen de pérdidas de producción debe realizarse analizando cada pozo de forma precisa y fiable. Antes de

esta metodología, el activo calculaba el volumen de eventos-pérdida basándose en la duración del evento en relación con el potencial.

- **Clasificación** - Una clasificación que detalla el motivo de la pérdida y sus causas inmediatas.

El flujo de trabajo a largo plazo está representado por un paso de análisis que no se realiza necesariamente a diario, sino que se basa en la correcta aplicación de los pasos 1 a 3 del flujo de trabajo a corto plazo.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

No existen procedimientos normalizados, utilizados para apoyar el cálculo y la identificación de las pérdidas de producción en las plataformas. El cálculo de las pérdidas de producción lo realizan manualmente los operarios mediante una aplicación de modelos y/o ecuaciones en hojas de cálculo. También, utilizan datos de medición de sensores históricos para analizar el comportamiento de algunas variables del proceso, como el caudal de gas, la presión y la temperatura. Ahora, con esta metodología, el activo ha definido un procedimiento estándar apoyado en una tecnología fiable que ayuda a la consolidación diaria de la producción.

El sistema proporciona una interfaz en la que el operador puede revisar una o varias curvas de producción de pozos y compararlas con el potencial, basado en el día de producción que se está consolidando. Mediante el análisis gráfico de las curvas de producción de los pozos, el operador puede identificar los problemas operativos que se produjeron en la plataforma y asociar con mayor precisión los pozos que se encuentran bajo inestabilidad operativa. Asimismo, mediante las herramientas de análisis gráfico, el operador puede identificar las tendencias de pérdida de producción por pozo. La metodología de identificación de pérdidas de producción se ejecuta de la siguiente manera:

1. En el sistema, el operador actualiza el potencial del pozo estimado en las pruebas de producción, así como sus pérdidas fijas (pérdidas conocidas). Además de actualizar el potencial teórico y la pérdida fija, el operador puede acceder a la producción estimada de cada pozo para ese día de producción. Así, el operador puede visualizar los pozos con pérdida de producción.

2. Mediante el análisis gráfico, el operador puede identificar los eventos de pérdida de producción que tuvieron lugar en uno o varios pozos (figura 6).

El operador debería, analizar el comportamiento de la curva de producción e identificar una pérdida de producción para uno o varios pozos que puedan estar perdiendo producción debido al mismo evento.

Si el operador sólo identifica pérdidas aisladas (sin una causa) en algunos pozos, puede analizar individualmente las curvas de producción de cada pozo en relación con su potencial.

3. Para cada suceso, el operador podría enfocarse en un intervalo de tiempo a analizar, esto para descripción de sucesos e indicar qué pozos están asociados a ellos. El operador puede introducir tantos sucesos como desee. Una vez introducidos todos los sucesos, el sistema realiza los cálculos de pérdidas de producción.

En este sistema de control de pérdidas de producción, el análisis gráfico (figura 6) permite al operador tener un mejor conocimiento de los pozos e identificar eventos como paradas, producción de slugs, inestabilidades del proceso, paso de pigs e incrustaciones. La fiabilidad de la identificación de eventos varía en función de la calidad de los datos.

3.3 CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS

El paso inicial es identificar un evento de pérdida, tal y como se menciona en la figura 6 y 9, este evento ocurre cuando la curva de potencial es mayor al perfil de historial de producción. Para este caso de estudio no se tomó en cuenta un límite de producción por que este varía de acuerdo a las condiciones del mercado del petróleo. Además, identificar los causales de pérdidas de producción se logró más fácilmente porque ya estaban especificados en el historial, por lo tanto, las ecuaciones 2 a 7 se reducen sólo a lo que se describe al inicio de este párrafo.

El potencial de producción se construyó en base a la teoría de declinación, aseverando que son lo mismo. Para desarrollarla, se parte desde una prueba buildup y empleando las ecuaciones 8 a 14 (dependiendo de las circunstancias) se calcula una curva IPR. Luego si se dispone de la tasa inicial de petróleo con las tasas descritas en la IPR y empleando la ecuación 16 puede extrapolarse una curva de declinación.

La ecuación 15 puede emplearse para determinar el volumen de petróleo entre un intervalo de tiempo cuando se está produciendo, pero esta misma puede aplicarse para calcular el volumen de petróleo perdido teniendo en cuenta los valores que en ese momento registra la curva de potencial y la de historial.

3.4 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

Esta etapa se desarrolló fácilmente porque en el historial de producción venían especificado las causas de las paradas de los pozos, por consiguiente, se clasificó y cuantificó las pérdidas por estas causas, que se denominaron como causas identificadas. Entre las causas identificadas tenemos:

- Sólidos en descarga
- Falla mecánica
- Corrosión en motor
- Falla en cable
- Fase tierra
- Comunicación casing/tubing
- Baja Producción
- Aislamiento

En otros puntos de interés donde la condición de identificación de pérdida se cumplía pero que no representa causas de pérdida es cuando el historial disminuía, pero no llega a cero, entonces no ocurría una parada de operación. Para esta condición se denominó causa no identificada.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 VARIABLES DE INGRESO

Se dispone del historial de producción de fluidos del año 2022 de los pozos; Sacha 169, Sacha 311 y Sacha 445. La información correspondiente a petrofísica y condiciones de pozo se la tomó de pozos cercanos por la indisponibilidad de esta y sólo centrándonos en el desarrollo del método.

Tabla 1. Datos de prueba Buildup en algunos pozos del campo Sacha de la Arena U.

POZO	RESULTADOS DE BUILDUP, ARENA U						
	Presión Reservorio (P_R), psi	Presión Burbuja (P_b), psi	Presión Fluyente (P_{wf}), psi	Tasa petróleo (q_o), bbl/d	Factor de Daño, (S)	Índice de productividad (J), bbl/d/psi	
						Ideal	Actual
SACHA – 169 (buildup 2014)	1240		642	504	6.8	3.61	1.12
SACHA – 311 (buildup 2012)	1557	930	1163	408	3.25	2.65	1.036
SACHA – 445 (buildup 2013)	1237		970	527	11.43	5.02	2.01

4.2 POTENCIALES TEÓRICOS DE PRODUCCIÓN A PARTIR DE LAS PRUEBAS BUILDUP

4.2.1 Estimación del IPR.

Siguiendo la metodología, se identificó el tipo de yacimiento para cada pozo y el cálculo de unas variables para desarrollar las curvas IPR, las variables mencionadas se presentan a continuación.

Tabla 2. Variables para determinar el comportamiento IPR de los pozos seleccionados.

POZO	Tasa inicial, [bbld]	Declinación anual, [%]	VARIABLES ESTIMADAS						N° Ecuación empleada para determinar:	
			Criterio de presión.	Yacimiento	EF estimada	IP teórico ideal (bbld/psi)	EF nueva	IP	q_o	
SACHA – 169	800	6	$P_R > P_b$	Subsaturado	3.22	1.07	0.96	10	14	
SACHA – 311	800	15	$P_R > P_b$	Subsaturado	2.56	1.04	1.00	14	14	
SACHA – 445	600	12	$P_R > P_b$	Subsaturado	2.50	1.97	0.98	14	14	

La construcción de los perfiles de la presión de fondo fluente para diferentes caudales (IPR) se muestran en la Tabla 3 y su representación en la Figura 10.

Tabla 3. Estimaciones de presión de fondo fluente y caudal para los pozos seleccionados.

Sacha – 169		Sacha – 331		Sacha – 445	
Presión, psi	q_o , bpd	Presión, psi	q_o , bpd	Presión, psi	q_o , bpd
1240.00	0	1557.00	0	1237.00	0

1200.00	73	1200.00	371	1200.00	43
1100.00	270	1163.00	410	1100.00	150
1000.00	467	1100.00	475	1000.00	257
970.00	526	1000.00	579	930.00	332
930.00	605	930.00	652	900.00	361
900.00	659	900.00	681	800.00	463
800.00	846	800.00	779	700.00	554
700.00	1013	700.00	867	642.00	599
600.00	1148	600.00	938	500.00	700
500.00	1279	500.00	1006	400.00	761
400.00	1390	400.00	1064	300.00	812
300.00	1482	300.00	1111	200.00	850
200.00	1548	200.00	1145	0.00	902
0.00	1639	0.00	1189		

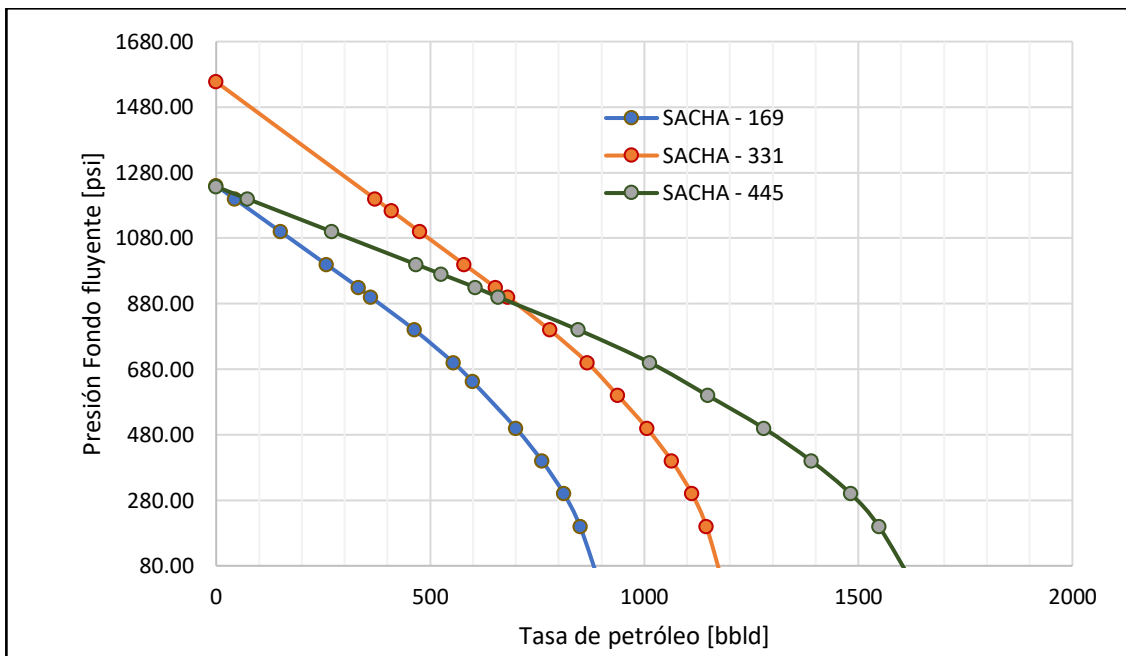


Figura 10. Comportamiento del IPR estimado para los pozos en estudio.

Para desarrollar los perfiles de potenciales de producción se los determinó mediante la Ecuación 16, empleando los resultados de IPR, los datos de la prueba buildup y la tasa inicial de petróleo del pozo, para calcular la variable del tiempo.

Tabla 4. Estimaciones de caudal vs tiempo.

Sacha – 445		Sacha – 331		Sacha – 169	
Tiempo, días	q_o , bpd	Tiempo, días	q_o , bpd	Tiempo, días	q_o , bpd
653	812	0	779	1957	605
1048	761	323	681	2386	526
1597	700	437	652	2801	467
2751	599	776	579	5500	270
3400	554	1437	475	6011	250
5100	463	2021	410		
6213	418	2470	371		
		4307	267		
		6085	210		

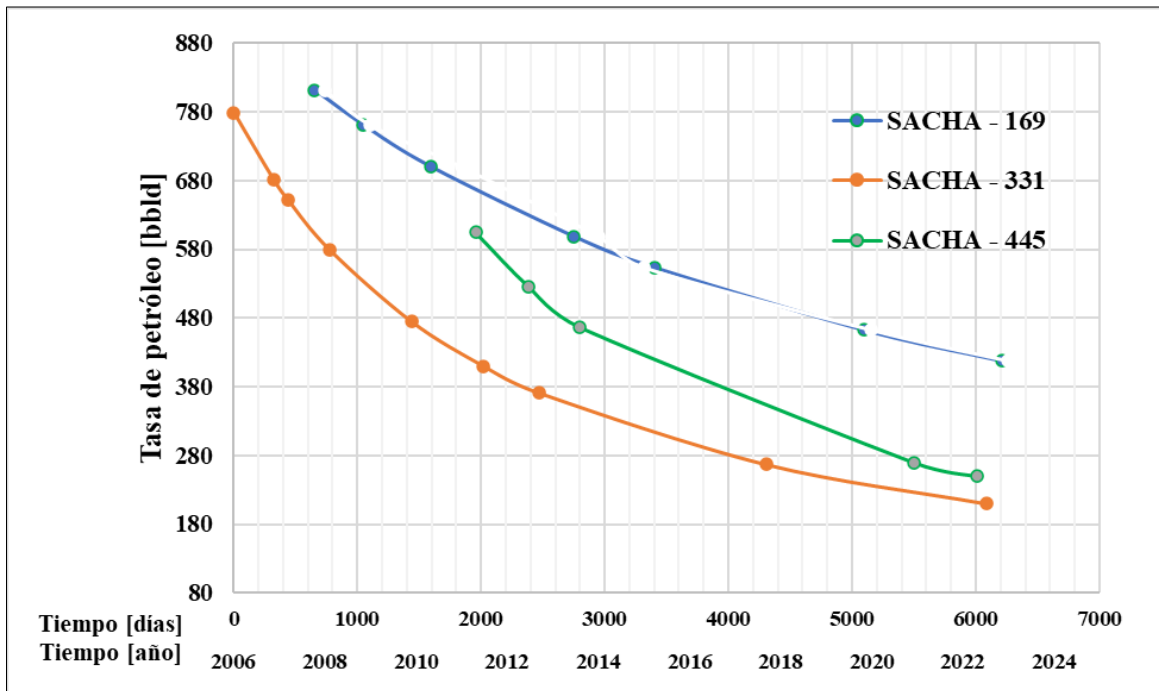


Figura 11. Potenciales de producción estimados de los pozos en estudio.

4.3 IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

Como el historial de producción de los pozos en estudio, corresponden al transcurso solamente del año 2022. Se realizó un contraste entre el historial y el potencial de producción, para ese año en específico. De acuerdo con la metodología, un evento de pérdida se localiza cuando la curva de potencial es mayor a la producción real en un mismo intervalo evaluado.

Se evalúa como ejemplo el pozo SACHA – 169. En la figura 12 se observa como en algunos tramos la curva de potencial (color azul) es mayor a la curva de producción (color verde) donde representaría una pérdida (figura 13, área roja). El mismo principio se aplicó para los pozos SACHA – 331 (figura 14) y SACHA – 445 (figura 15).

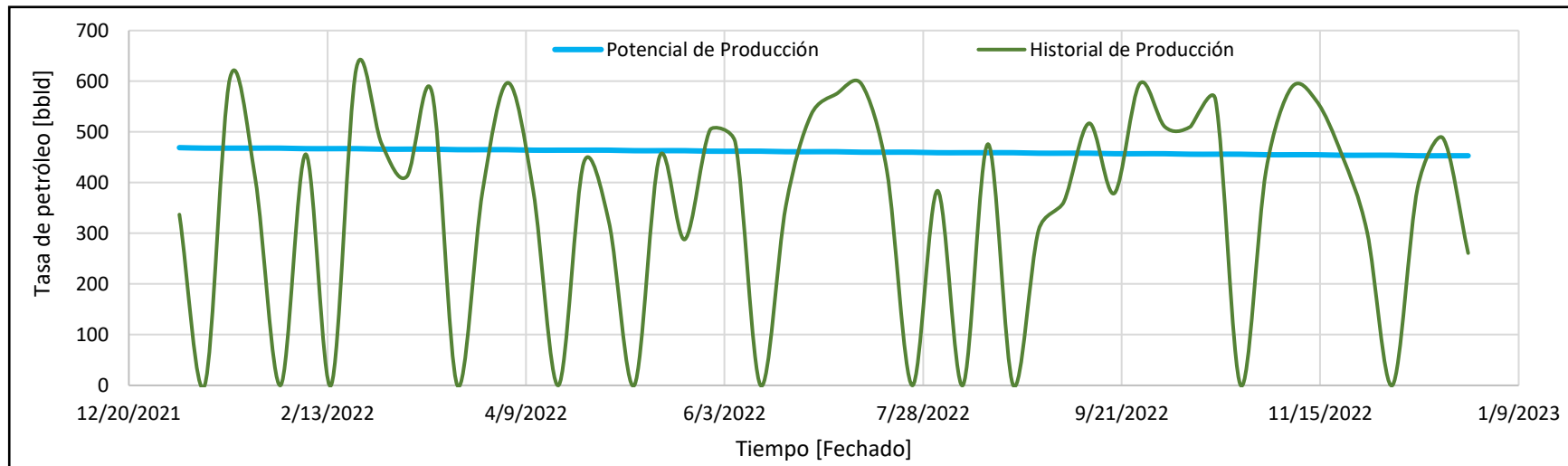


Figura 12. Ilustración de potencial e historial de producción SACHA - 169, año 2022.

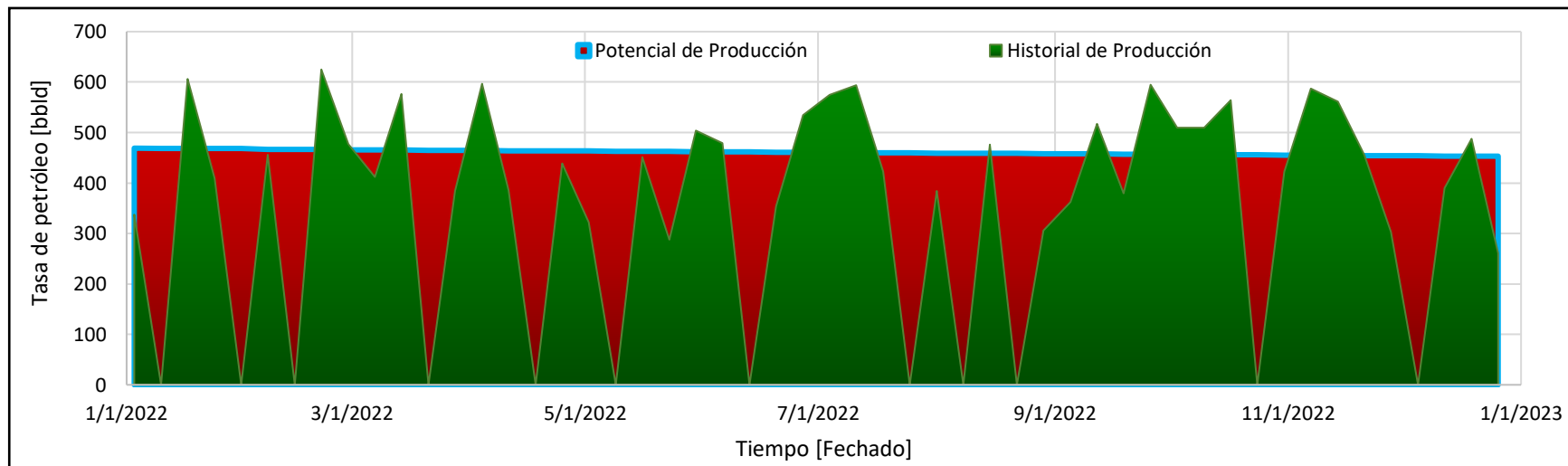


Figura 13. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 169, año 2022.

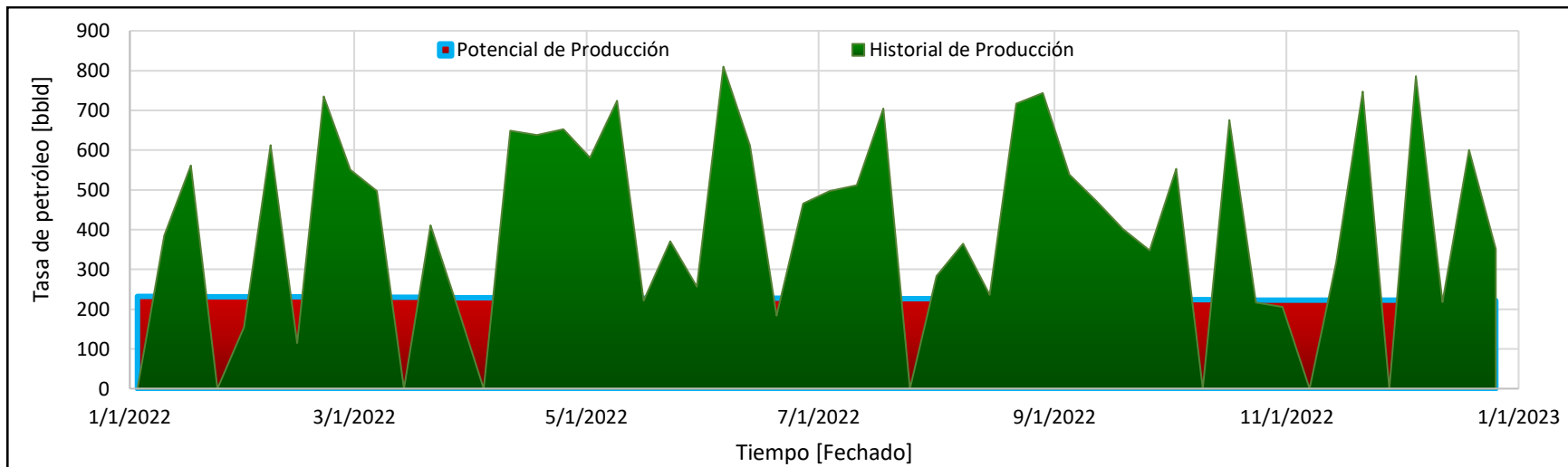


Figura 14. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 331, año 2022.

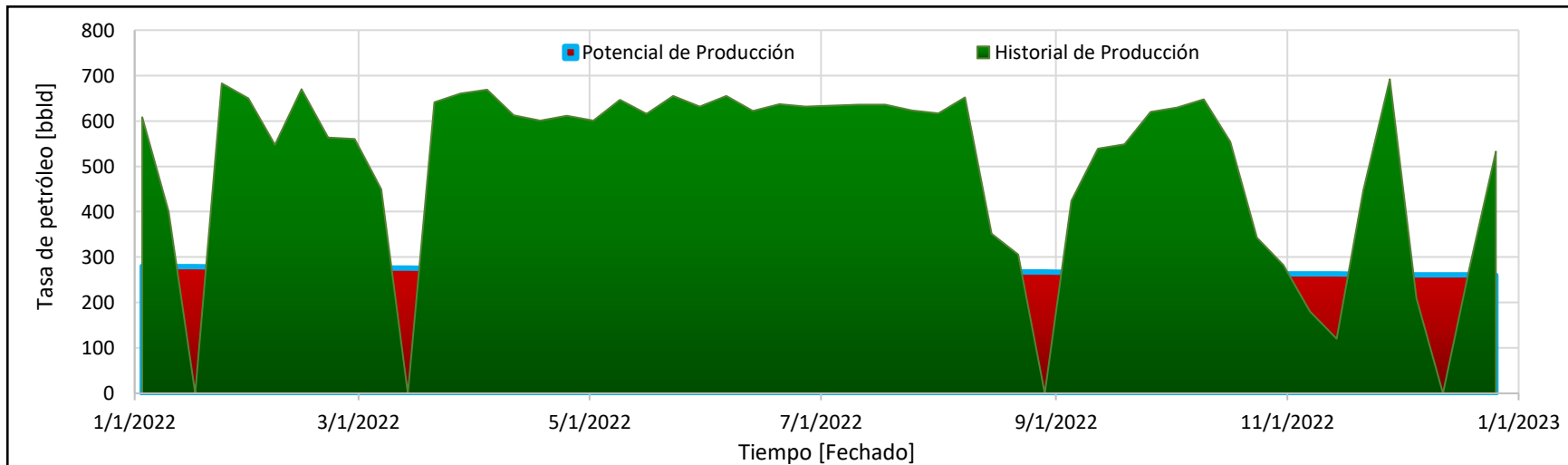


Figura 15. Identificación de pérdidas de producción SACHA – 445, año 2022.

4.4 CUANTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

En el cálculo de pérdidas de producción, conceptualmente es una resta entre la curva de potencial y la de producción real del pozo, siempre y cuando el potencial de producción sea mayor a la tasa de producción. Hasta ahora se trazó curvas del potencial con algunos puntos que se lograron determinar, pero es imperioso modelar esos comportamientos. A continuación, se presentan las ecuaciones que modelan las curvas de potencial de producción.

$$\text{SACHA} - 169 \quad q_o = -1.5 \cdot 10^{-9} t^3 + 2 \cdot 10^{-5} t^2 - 0.1313t + 811.12 \quad (17)$$

$$\text{SACHA} - 331 \quad q_o = -3.35 \cdot 10^{-9} t^3 + 5 \cdot 10^{-5} t^2 - 0.2705t + 767.22 \quad (18)$$

$$\text{SACHA} - 445 \quad q_o = 581.24e^{-2 \cdot 10^{-4} t} \quad (19)$$

Para validar de mejor manera las pérdidas de producción, se evalúa de acuerdo con la cantidad específica de petróleo producido y perdido. Cuando la curva de producción fue mayor al potencial, el petróleo producido se determinó por $N_p = q \cdot \Delta t$; pero si el potencial era mayor a la producción real, se determinó por una resta entre ambos.

Las figuras 13, 14 y 15 muestran las primeras pautas, donde el pozo SACHA – 169 presenta más pérdidas de producción y así se pudo verificar con los cálculos realizados. Los pozos Sacha – 169, 331 y 445, se estiman pérdidas de 49.7, 14.76 y 9.52 Mbbl (miles de barriles de petróleo).

Para el pozo Sacha – 169 significan 28% de producción acumulada menos de lo que pudiera haber logrado. Un análisis similar para los pozos Sacha – 331 y 445 con sus 9% y 5%, de producción acumulada pérdida, respectivamente.

Siguiendo con el Sacha – 169, se observó que el 79% de sus pérdidas globales se deben a causas identificadas (CI) que obligaron a realizar labores de mantenimiento con un periodo global de 84 días durante la evaluación del año 2022 y el 21% de las pérdidas se deben a causas no identificadas (NI) posiblemente por la misma naturaleza del pozo y que son eventos no pronosticados.

Con estas estimaciones es evidente que el Sacha – 169 tiene altos índices de pérdidas de petróleo, visiblemente podemos apreciarla con el área sombreada de color naranja de la figura 16. En los otros pozos (figura 17 y 18), sus pérdidas de petróleo no superan el 10% por lo que podría estar en lo normal o pronosticado.

Tabla 5. Pérdidas globales de producción para los pozos estudiados.

POZO	VARIABLES ESTIMADAS (evaluación del año 2022)					
	N_p , producido [MBBL]	N_p , perdido [MBBL]	% N_p , perdido	Paradas por CI (días)	% N_{loss} , CI	% N_{loss} , NI
SACHA – 169	126.27	49.74	28.3	84	79	21
SACHA – 331	143.70	14.76	9.3	56	87	11
SACHA – 445	179.15	9.52	5.0	35	91	9

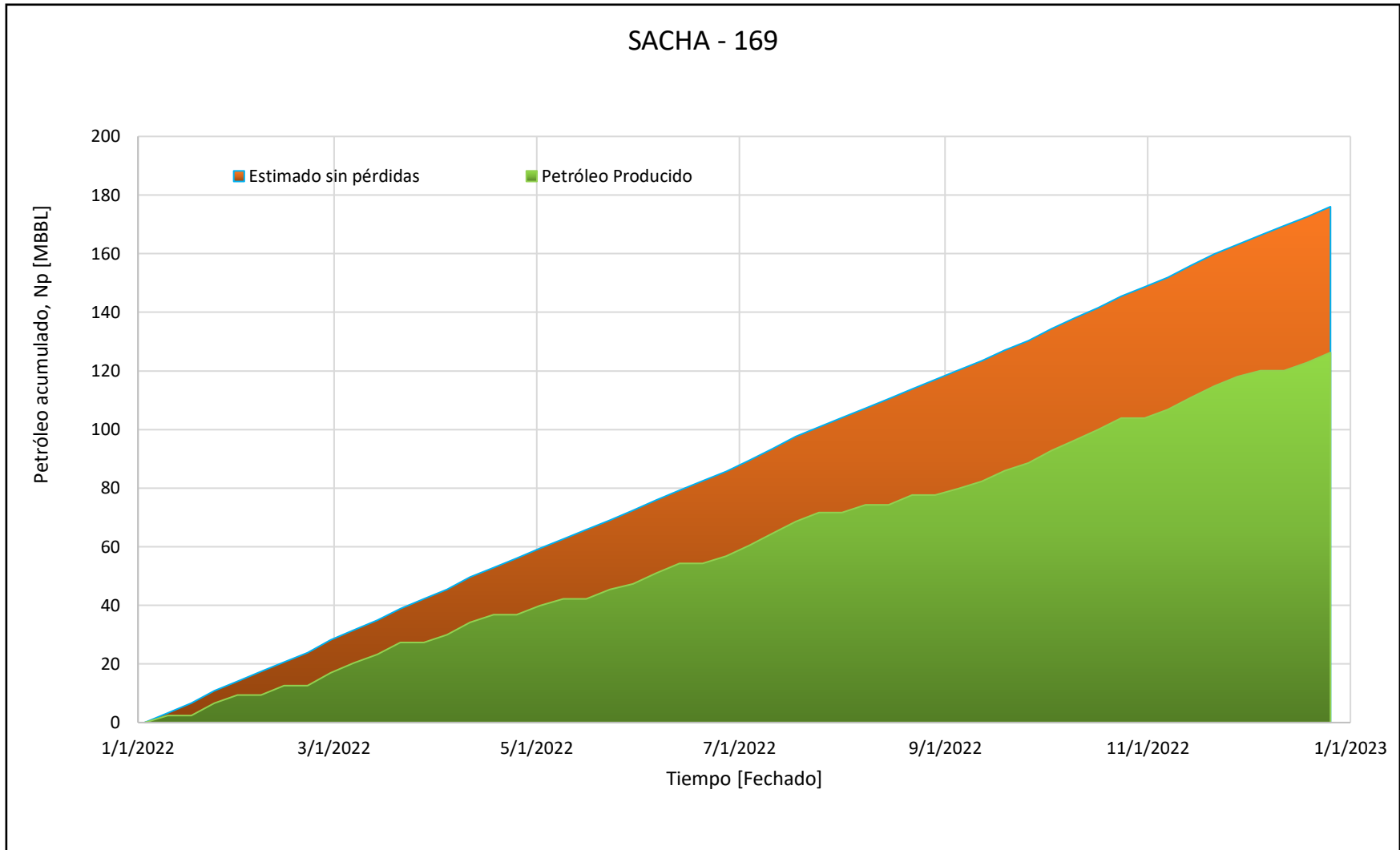


Figura 16. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 169, año 2022.

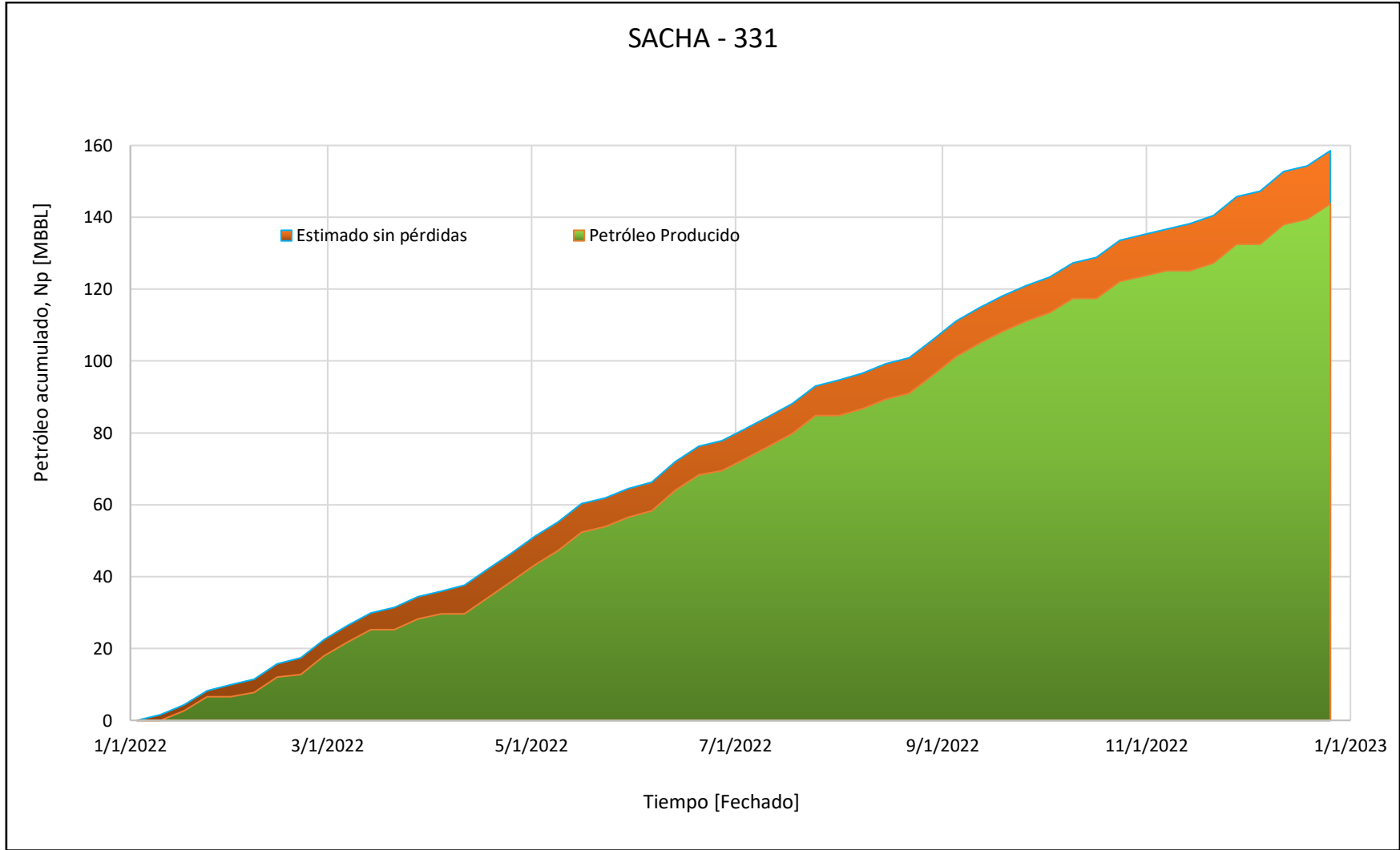


Figura 17. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 331, año 2022.

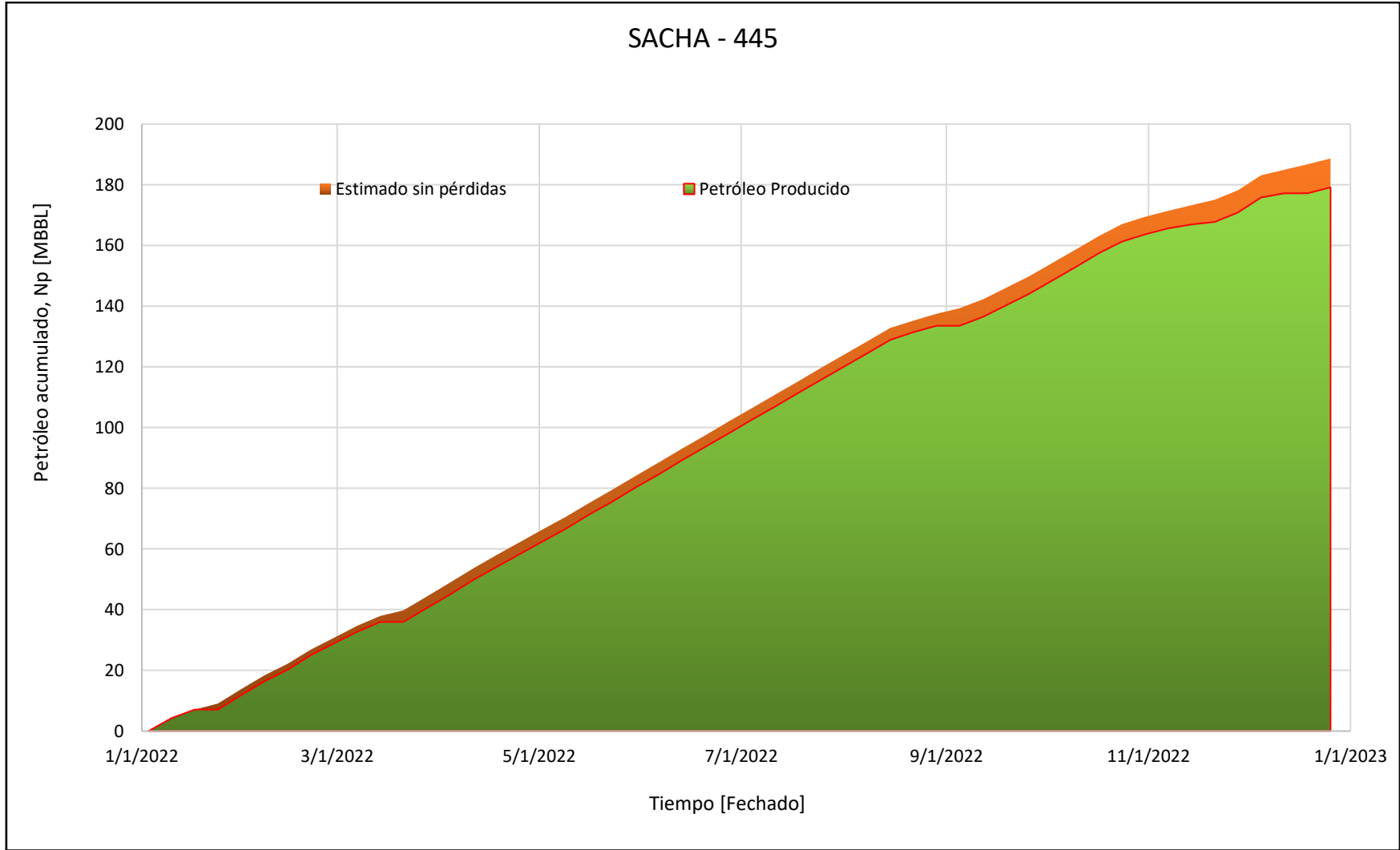


Figura 18. Cuantificación de pérdidas acumuladas de petróleo SACHA – 445, año 2022.

De la tabla 5 se concluye que gran parte de las pérdidas estimadas son explicadas por causas identificadas ya que superan el 70%. Con esto también se puede inferir que las cuantificaciones de pérdidas se acercan a la realidad. Un análisis más detallado se llevó a cabo al definir que causas en específico representan más índices de pérdidas de producción.

La tabla 6, indica que una de las causas con mayor frecuencia en labores de mantenimiento es por “sólidos en descarga” con incidencias del 32%, 22% y 30% en la pérdida de producción de los pozos Sacha – 169, Sacha 331 y Sacha 445; respectivamente. En la figura 19, la causa de mayor incidencia en pérdidas de producción para el Sacha – 169 es por “sólidos en descarga”. Para el Sacha 331 (figura 20), es por problemas de comunicación en el casing-tubing y en el Sacha – 445 por “falla en cable” (figura 21).

Tabla 6. Pérdidas específicas de producción para los pozos estudiados.

CAUSAS IDENTIFICADAS [CI]	VARIABLES ESTIMADAS (evaluación del año 2022)					
	SACHA – 169		SACHA – 331		SACHA – 445	
	% $N_{P_{loss}}$	Paradas obligatorias (días)	% $N_{P_{loss}}$	Paradas obligatorias (días)	% $N_{P_{loss}}$	Paradas obligatorias (días)
Sólidos en descarga	32	35	22	14	30	14
Falla mecánica	7	7	0	0	0	0
Corrosión en motor	7	7	0	0	21	7
Falla en cable	13	14	0	0	40	14
Fase tierra	7	7	11	7	0	0
Comunicación casing/tubing	13	14	32	21	0	0
Baja Producción	0	0	11	7	0	0
Aislamiento	0	0	11	7	0	0

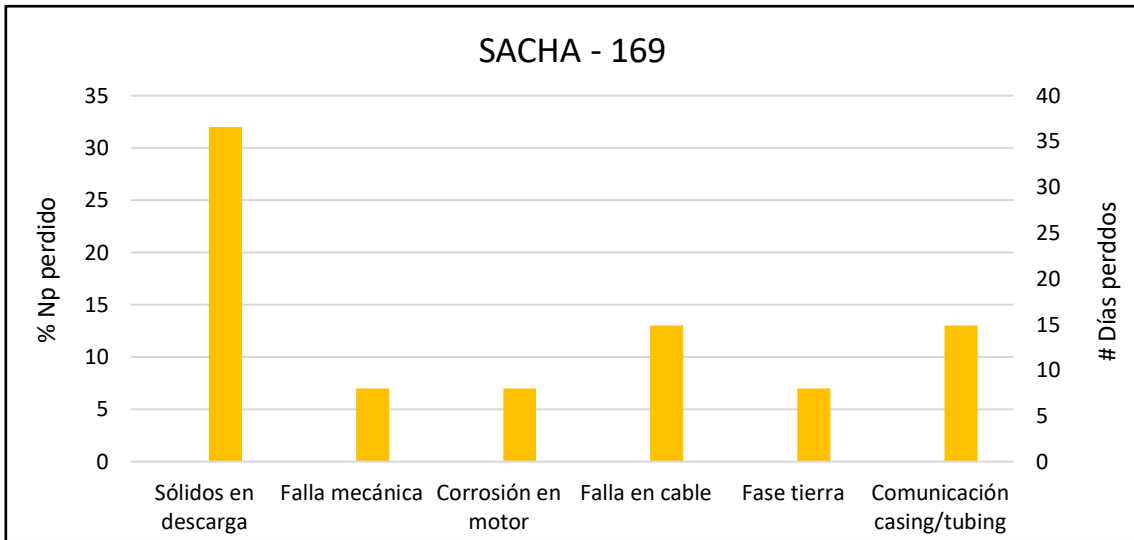


Figura 19. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 169, año 2022.

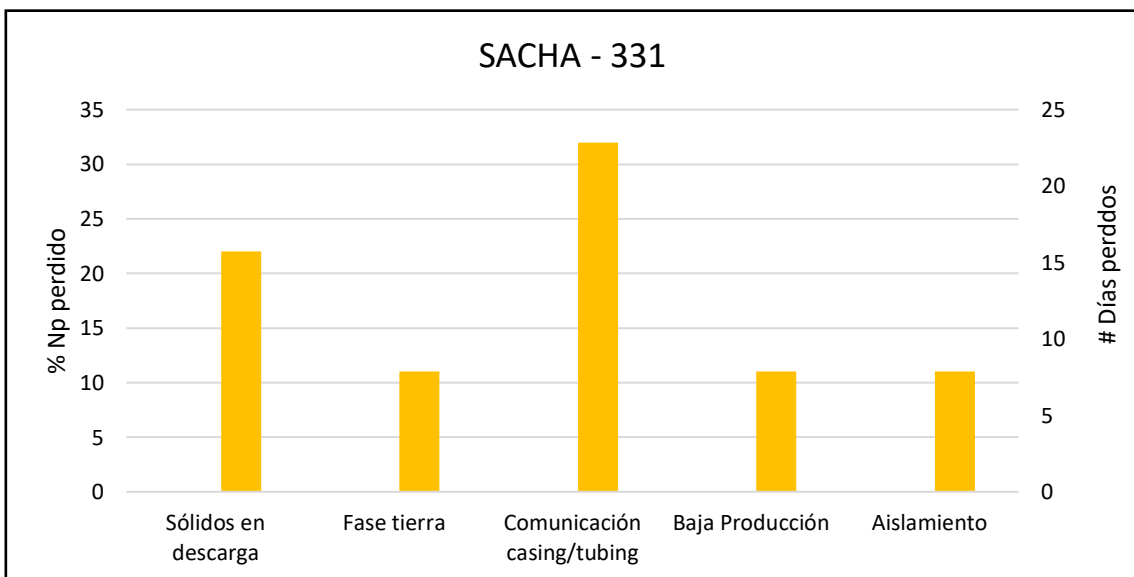


Figura 20. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 331, año 2022.

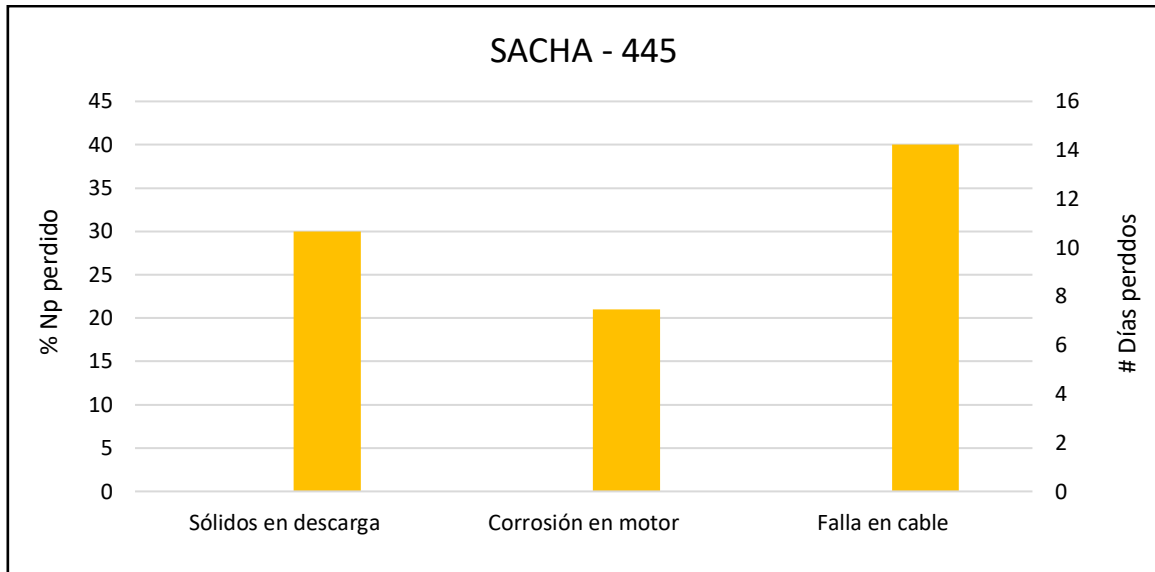


Figura 21. Incidencia de causas específicas en las pérdidas de producción SACHA – 445, año 2022.

4.5 PROPUESTA DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA CONTROL Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación propone una herramienta computacional denominada Sistema de Gestión de Pérdidas de Producción (SGPP). Desarrollada en plataforma Apache Netbeans IDE 18, base de datos Postgree SQL, y generador de reportes (ofimático Microsoft Excel). Este programa permite calcular y proyectar gráficamente diversos procesos involucrados en el control y gestión de pérdidas de producción.

SGPP dispone de una interfaz gráfica, amigable y de fácil uso para los operadores. Cuenta con una ventana principal de seguridad, conectada con una base de datos que contiene la información de los usuarios y sus perfiles de ingreso. Además, utiliza dos idiomas (español e inglés) para la interacción con cada una de sus bondades (Figura 22).

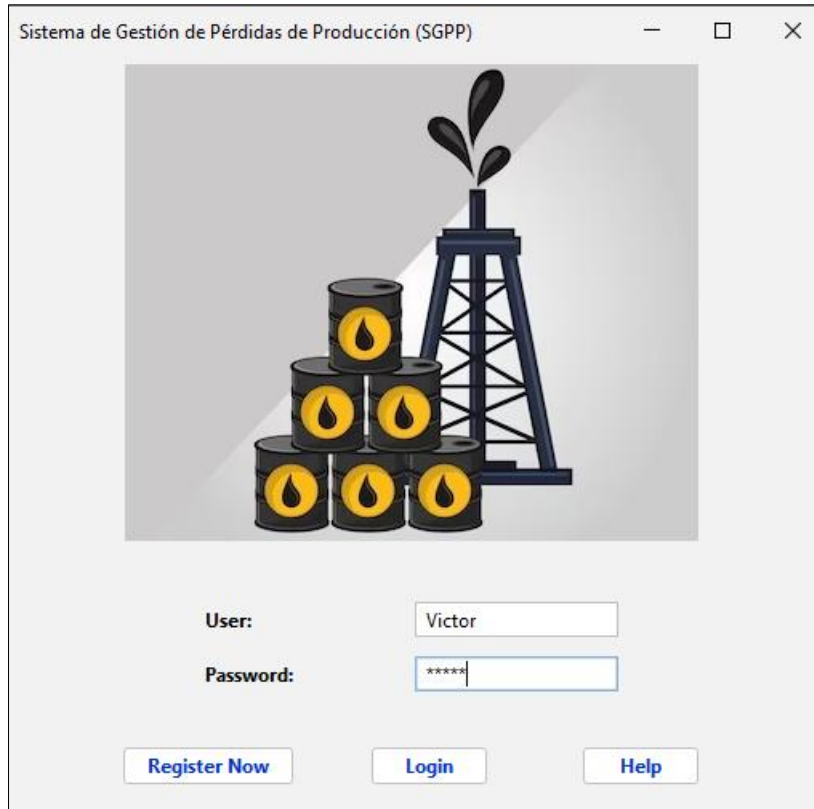


Figura 22. Ventana de seguridad de la aplicación SGPP.

Por otro lado, esta herramienta posee un menú general para los procesos de control y gestión. Las diferentes opciones que brinda esta aplicación son: File, Edit, Modification, Reports y Help. Cada una con sus respectivos submenús (Figura 23).

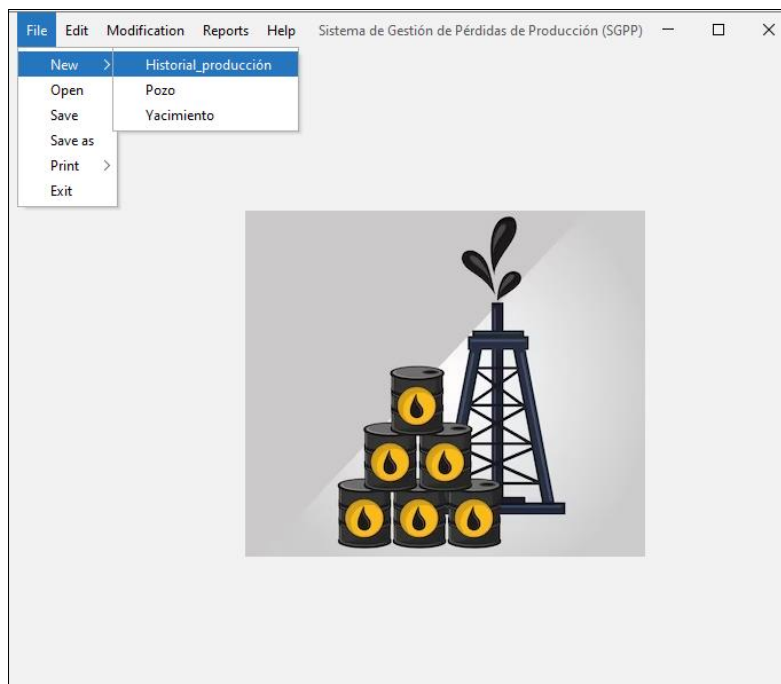


Figura 23. Ventana del menú principal de aplicación SGPP.

El menú principal de la aplicación responde a las tareas básicas de un programa computacional, como por ejemplo abrir, crear, guardar, salir e imprimir archivos. Esta ventana ofrece ingresar pozos petroleros, reservorios, historial de producción, así como guardar estos datos para que puedan ser utilizados por otros procesos.

La figura 24 presenta las opciones de ingreso del historial de producción, necesarias para realizar los cálculos de pérdidas de producción. Datos generales como yacimiento, nombre del pozo y su estado. Datos de superficie, como tasa de producción, temperatura y presión del casing. Datos de fondo, como vibración, temperatura del motor y presión de descarga (Figura 25). Además, esta ventana permite visualizar las curvas de producción de agua y petróleo.

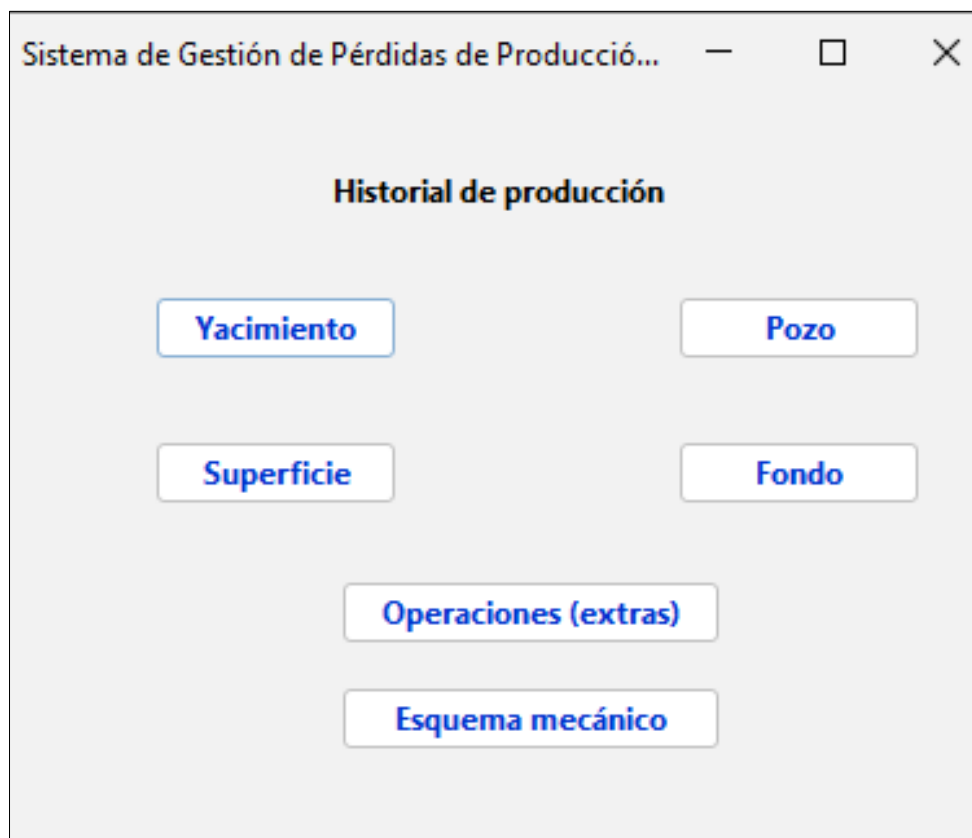


Figura 24. Interfaz general del historial de producción.

Sistema de Gestión de Pérdidas de Producción (SGPP)

Datos Generales		Superficie	
Yacimiento	Sacha	Tasa producción (BPPD)	337
Pozo	Item 1	Tasa producción (BWPD)	150
Estado	Activo	Presión_cabeza	216
Fecha	0	Temperatura	212
		Presión_casing	74
		Presión_línea_flujo	223
Fondo		Operaciones Extra	
Vibración	0.55	Pulling	
Temperatura_motor	279	Razones_parada_pozo	It... ▾
Intensidad_eléctrica	84	Esquema mecánico	
Temperatura_Intake	228	Casing_superficial	13318
Frecuencia	55	Casing_intermedio	9578
Presión_entrada	1585	Liner_producción	7
Presión_descarga	3561	Tubería_producción	5
Curve_Oil_Production		Curve_Water_Production	

Figura 25. Interfaz específica del historial de producción.

Otra de las bondades de la herramienta se basa en el cálculo del potencial de producción. Para aquello, primero se deben ingresar los parámetros de declinación, índice de productividad teórico y nueva eficiencia de flujo, además, los datos de la prueba buildup. Posteriormente, se realizan los cálculos con los botones de acción respectivos (Figura 26).

Sistema de Gestión de Pérdidas de Producción (SGPP)

Potencial de Producción	
Parámetros iniciales	
qi	
Declinación	
Tipo_yacimiento	Item 1 ▾
Eficiencia_flujo	
Indice_productividad_teórico	
Nueva_eficiencia_flujo	
Prueba_Buildup	
Pozo	It... ▾
Fecha	It... ▾
PR	
Pb	
Pwf	
Qo	
J	
J'	
Cálculos	
IPR	
History	
Potencial_producción	
Reports	
Tasa_petróleo_Vs_Tiempo	
Potencial_producción_Vs_Tiempo	
Historial_producción_Vs_Tiempo	

Figura 26. Ventana del potencial de producción.

Finalmente, este programa permite la visualización de reportes lineales, gráficos y bidimensionales que reflejan las curvas IPR, la relación entre la presión de fondo fluuyente y la tasa de petróleo, así como la relación entre la tasa de petróleo y el tiempo. Además, genera las pérdidas de producción y las estimaciones respectivas de producción ante parada de pozos petroleros (Figura 27).

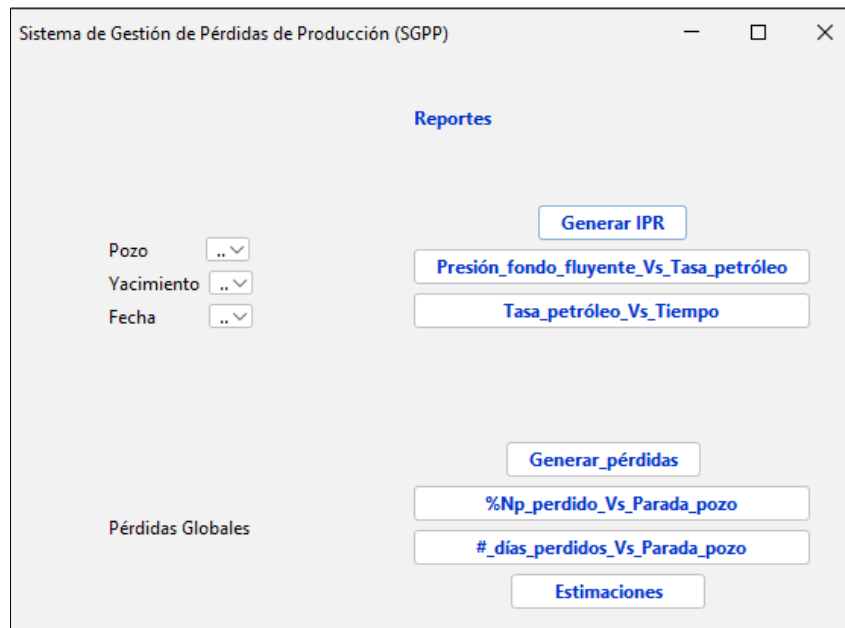


Figura 27. Ventana de reportes IPR y pérdidas globales de producción.

La aplicación muestra resultados individuales y generales, dependiendo del reservorio y los pozos que se pretende analizar (Figura 28).

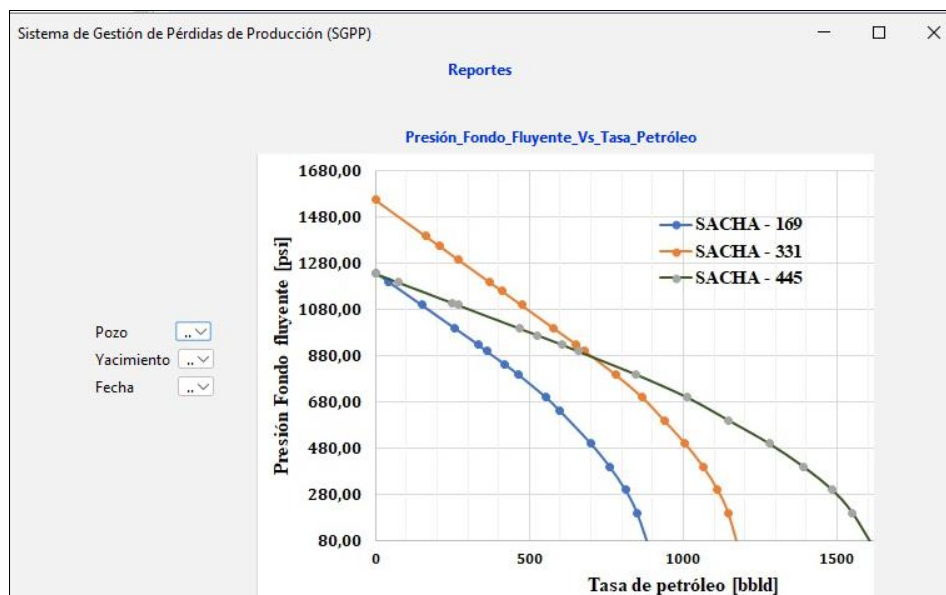


Figura 28. Ventana de reporte individual y general.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La identificación de pérdidas de producción se basó en lo expuesto en la teoría de la figura 6, donde una pérdida se presenta cuando la curva de potencial es mayor a la curva de producción real. La clasificación de eventos comunes causantes de paradas de producción fue fácilmente identificada en ocho eventos de acuerdo al historial de producción y a su frecuencia: (1) sólidos en descarga, (2) falla mecánica, (3) corrosión en motor, (4) falla en cable, (5) fase tierra, (6) problemas de comunicación casing-tubing, (7) baja producción y (8) aislamiento; además se registró escenarios donde las pérdidas no caían en paradas obligatorias, para lo cual se asignaron como pérdidas por causas no identificadas (NI).
- La identificación y estimación de pérdidas de producción son accesiblemente programables, haciendo posible el diagnóstico predictivo para otros pozos, en especial a las causas identificadas. Por lo general, los eventos comunes identificados como causantes de pérdidas de producción para estos pozos suelen presentarse en campos del Oriente ecuatoriano por lo que, si se conocen, deben analizarse de inmediato las directrices de solución (teóricas y/o recopiladas de situaciones iguales) para reducir el tiempo de paradas no deseadas.
- Las siguientes aseveraciones se realizaron por el periodo evaluado del año 2022 del historial de producción y con las estimaciones expuestas en las tablas 5 y 6:
 - En los pozos Sacha – 311 y Sacha – 445 se estimaron pérdidas de producción menor al 10% (9.3% y 5%, respectivamente), que podrían interpretarse como

normales, debido a la naturaleza de la industria petrolera. Pero el pozo Sacha – 169 estima pérdidas del 28% que sí son representativas, y si se toma en cuenta sólo el 18% (el otro 10% puede ser normal) significan una pérdida de 31.68 Mbbl de petróleo, para ese período evaluado.

- Con respecto a los tres pozos seleccionados, sus pérdidas de producción pueden fácilmente ser explicadas por causas identificadas CI, porque superan el 75% de ellas (79% Sacha–169, 87% Sacha–331 y 91% Sacha – 445) y menor al 21% por causas no identificadas NI (21% Sacha–169, 11% Sacha–331 y 9% Sacha – 445) (Tabla 5). Para el pozo Sacha – 169, ocurren paradas por CI por un total de 84 días durante todo el periodo, siendo el más significativo.
- La causa identificada más frecuente entre los tres pozos es por sólidos en descarga siendo más significativo para Sacha - 169. Del 100% de pérdida para cada pozo; 32% para Sacha – 169, 22% Sacha 331 y 30% Sacha – 445, es por esta causa. Con respecto al Sacha – 331, su problema más frecuente es la comunicación entre casing-tubing (32%), y para el Sacha – 445 es por falla en cable (40%).

5.2 RECOMENDACIONES

- Las estimaciones para identificar y cuantificar pérdidas de producción son accesiblemente programables, pero podría abordarse al enfoque de control en tiempo real lo cuál sería de mayor ayuda a la toma de decisiones, pero al considerar este punto aparece otro, el cual es la masiva cantidad de datos que debería monitorear y analizar, donde podría buscarse ayuda a las modernas técnicas de análisis de datos masivos.
- A la metodología debería considerarse el límite de producción diario rentable para que las decisiones sean aún más precisas. Este límite depende del mercado, costos de producción y performance anticipado. Otro parámetro por considerar podría ser el tiempo medio entre fallas (MTBF) para trabajos de mantenimiento preventivo.
- Si se logra determinar las pérdidas de producción en tiempo real, la causa de ello y la directriz a ponerse en marcha, reduce en gran medida los tiempos de parada, los tiempos MTBF, optimiza la vida útil del sistema de producción y la producción misma; y mantiene los ingresos en positivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, J. (2018). *Caracterización de daño de formación y opciones de solución en el yacimiento Hollín de la zona norte del campo Sacha*.
- Ahmed, T. H. (2010). *Reservoir engineering handbook*. 1454.
- Canfield, R., Guido, B., & Robbins Raymond. (1982). Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente. *AAPG Bulletin*, 66(8), 1076–1090. <https://doi.org/10.1306/03B5A642-16D1-11D7-8645000102C1865D>
- Castillo, R. , R. D. , O. B. , & A. S. (2018). *Aplicaciones de fluido de control y estimulaciones ácido matriciales en los campos de Petroamazonas EP, Palo Azul y Sacha*.
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. PTR Prentice Hall. <https://books.google.com.ec/books?id=UrVTAAAAMAAJ>
- Espín, J. (2019). *Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo mecánico en pozos del campo Lago Agrio*.
- Estupiñan, J., Marfil, R., Scherer, M., & Permanyer, A. (2010). Reservoir sandstones of the cretaceous napo formation U And T members in the oriente basin, ecuador: Links between diagenesis and sequence stratigraphy. *Journal of Petroleum Geology*, 33(3), 221–245. <https://doi.org/10.1111/J.1747-5457.2010.00475.X>
- Evinger, H. H., & Muskat, M. (1942). Calculation of Theoretical Productivity Factor. *Transactions of the AIME*, 146(01), 126–139. <https://doi.org/10.2118/942126-G>
- Fahim, M. A., Abdel-Aal, H. K., & Aggour, M. (2003). Chapter 1. Oil and Gas: From Formation to Production. In *Petroleum and Gas Field Processing*. (Marcel Dekker Inc). <http://www.dekker.com>
- García, A., Machado, L., Singh, G., Martins, D., de Sousa, P. S., & Herdeiro, M. (2010, March 23). Methodology for Oil Production-Loss Control in a Digital Oilfield Implementation. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/127517-MS>

- García, A., Machado, L., Singh, G., Martins, D., Sérgio De Sousa, P., & Herdeiro, M. (2010). Methodology for Oil Production-Loss Control in a Digital Oilfield Implementation. In *the SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*.
- Guerra, M. (2018). *Modelamiento teórico de sistema auxiliar de levantamiento hidráulico tipo JET, para producir un yacimiento mediante fluido motriz proveniente de un yacimiento inferior de mayor presión, en el mismo pozo.*
- Jaramillo, T., & Pareja, C. (2019). *Análisis de aplicabilidad de fluidos de control para evitar la generación del daño de formación durante las operaciones de reacondicionamiento en las areniscas U y T del campo Sacha.*
- King, G. E., Rainbolt, M. F., & Swanson, C. (2017, October 9). Frac Hit Induced Production Losses: Evaluating Root Causes, Damage Location, Possible Prevention Methods and Success of Remedial Treatments. *Day 3 Wed, October 11, 2017.* <https://doi.org/10.2118/187192-MS>
- Landázuri, S. (2015). *Diagnóstico y optimización del sistema de reinyección de agua de formación en el campo Sacha.*
- Larry W. Lake. (2006). *Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering: Vol. IV.*
- Leiva, L. (2018). *Estudio de factibilidad para la utilización del gas asociado que se produce en tres plataformas del campo Sacha para generación eléctrica.*
- Looyeh, R., Arora, V., Syukirman, S., Han, J., & Nugroho Prasetyo, J. (2020, October 25). New Integrated and Real-Time Prediction and Prevention Tool to Prevent Oil Congealing and Production Loss. *Day 3 Thu, October 31, 2019.* <https://doi.org/10.2118/196516-MS>
- Mayorga, C., Paucar, M., & Padilla, W. (2022). Realidad, desafíos y perspectivas de la recuperación secundaria del reservorio “U Inferior” en el campo Sacha - Bloque 60, Ecuador. *El Reventón Energético*, 23–41. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13826/12712>
- Mera, G., & Villacís, M. (2018). *Optimización del sistema de producción mediante el uso de tanque bota en el campo Sacha.*

- Merino, L. (2013). *Estudio técnico económico para la perforación horizontal de pozos de producción de petróleo en la Arena “U” del campo Sacha Sur.*
- Pérez, A. (2013). *Diseño óptimo de esquemas mecánicos aplicados en pozos verticales y direccionales del campo Sacha mediante el uso del software de ingeniería EDEM.*
- PetroAmazonas EP. (2022). *Campo Sacha.* <https://www.gob.ec/peetroamazonas>.
- Plúa, C., & Rivas, F. (2018). *Análisis y optimización del sistema power oil del campo Lago Agrio.*
- Quevedo, H., Marchán, L., Sepúlveda, W., Calvache, G., Bonilla, C., Dávalos, S., Guillén, W., Tacuri, J., Ramos, G., Cattani, M., Chicango, E., & Pineda, A. (2022, October 31). Digital Solution for Production Optimization and Production Losses Estimation Using Data Analytics in Real Time in a Brown Field. *Day 1 Mon, October 31, 2022.* <https://doi.org/10.2118/211820-MS>
- Rivadeneira, M., & Barragán, M. (2004). *La cuenca oriente : geología y petróleo.*
- Standing, M. B. (1971). Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 23(09), 1141–1142. <https://doi.org/10.2118/3332-PA>
- Tarmoom, I. O., & Khan, A. M. (2006, November 5). Efficient Management of Production Losses to Increase Production. *All Days.* <https://doi.org/10.2118/100754-MS>
- Toporov, V. (2018). *OIL AND GAS PRODUCTION TECHNOLOGY Training Manual.*
- Vogel, J. V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 20(01), 83–92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>