



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

TEMA:

“EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JONATHAN PEDRO TOALA SÁNCHEZ

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE
LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL
DESARROLLO DE UN ALGORITMO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JONATHAN PEDRO TOALA SÁNCHEZ

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

ING. XAVIER VARGAS G., MSc
DOCENTE TUTOR

ING. SADI ITURRALDE KURE, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

LCDA. ERICA LORENZO, PhD.
DOCENTE GUIA DE LA UIC

ING. DAVID VEGA GONZALEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Dedico este trabajo de investigación a Dios, nuestro creador, por permitirme cumplir una meta profesional, su guía y bendición han sido las bases de todas mis vivencias.

A mis padres, por el amor, cariño y respeto que me brindan día a día. Su apoyo moral, económico y afectivo ha sido una fortaleza para mi formación académica.

A mis hermanos, para demostrarles con ejemplo mi espíritu de superación. Han sido muchos obstáculos, pero su presencia y estima sumaron mis éxitos.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO, elaborado por el estudiante JONATHAN PEDRO TOALA SÁNCHEZ, 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 URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 1% de la valoración permitida.

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

Tesis_Jonathan_27_02_2023_COMPILATIO

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

Nombre del documento: Tesis_Jonathan_27_02_2023_COMPILATIO.docx ID del documento: 15c0f5599c9205ba0c0388cec52393dbdc4a7ed Tamaño del documento original: 1,01 Mo	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ Fecha de depósito: 12/2/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 12/2/2023	Número de palabras: 11.225 Número de caracteres: 91.565
---	---	--

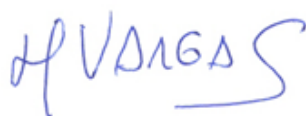
Ubicación de las similitudes en el documento:

☰ Fuentes

Fuentes con similitudes fortuitas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	 Modelo Depositacional de la Arenisca T en la Cuenca Oriente /var/dspace/bitstream/15000/2417/6/CD-3148.pdf.txt	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (14 palabras)
2	 Análisis de los Procedimientos del Control de Pozos en operaciones de Reacondicio... /var/dspace/bitstream/15000/7209/3/CD-5385.pdf.txt	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (10 palabras)

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

C.I.: 090639249-3

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jonathan Pedro Toala Sánchez, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO”**, 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 mi 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,



JONATHAN PEDRO TOALA SÁNCHEZ

Autor de Tesis

C.I. 092286925-0

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de tutor del presente trabajo **EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO** previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Jonathan Pedro Toala Sánchez, 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. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

TUTOR

Lcdo. Dennys Mauricio Panchana Yagual, Mgtr.

Celular: 0939211033

Correo: dennys.panchana@educacion.gob.ec

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **DENNYS MAURICIO PANCHANA YAGUAL**, en mi calidad de **LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN Y LIDERAZGO EDUCACIONAL**, 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 PETRÓLEOS**, denominado **“EVALUACIÓN TÉCNICA OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO”** del estudiante: **TOALA SÁNCHEZ JONATHAN PEDRO**

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 a 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, 25 de febrero del 2023



Lcdo. Dennys Panchana Yagual, Mgtr.

CI. 0919400176

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGISTER EN GERENCIA Y LIDERAZGO EDUCACIONAL
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1031-2018-1947613

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento incondicional y eterno a Dios, quien hizo posible esta experiencia inolvidable.

A mi madre, Johanna Mariuxi Sánchez Rivas por sus consejos y guía, inculcándome valores en mí, para llegar a ser un hombre de bien. Por su apoyo absoluto al darme los consejos de superación que constantemente los tengo presente, mis hermanos, Alexander, Abel, Amy que sigan adelante pese a todas las adversidades de la vida.

Durante toda esta travesía logre rodearme de personas muy maravillosas que pudieron inculcarme muy buenos valores, logrando no desfallecer mi espíritu académico, este agradecimiento va dirigido especialmente hacia la Dra. Jakeline Campos Benavides y Cap. Edwin Galarza Chauca no hay palabras que puedan decir, todo lo que pudiera explicar que, tan feliz me siento por cumplir este nuevo objetivo.

Agradezco de igual manera al Dr. Juan Carlos Santana y su esposa Dra. Johana Campos Benavides, siempre estaré en gratitud por contar con personas maravillosas que me brindaron su apoyo y su confianza total.

Quiero expresar también mis más sinceros agradecimientos a la M Sc. Kathyuska Tomala quien con sus consejo y ejemplo de superación ha contribuido con la consecuencia de este logro.

Gracias por creer en mí y ayudarme en mi carrera, ustedes son una parte muy importante de esto, gracias por guiarme al camino correcto de mi vida. En ustedes tengo un claro ejemplo de la constancia y dedicación y buenos frutos de ello. Espero que siempre estén orgullosos de mí, así como yo de ustedes.

A mi docente tutor, por su apoyo moral y académico en esta fase profesional.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xviii
GLOSARIO DE TERMINOS	xix
RESUMEN	xx
ABSTRACT	xxi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	22
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	22
1.2 ANTEDECENTES	23
1.3 HIPÓTESIS	24
1.4 OBJETIVOS	24
1.4.1 Objetivo General.....	24
1.4.2 Objetivos Específicos.	24

1.5 ALCANCE	25
1.6 VARIABLES	25
1.6.1 Variables Dependientes.	25
1.6.2 Variables Independientes.....	25
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	26
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PETROLERO	26
2.1.1 Ubicación del campo.	26
2.1.2 Historia del campo petrolero.	27
2.1.3 Descripción geológica del campo.....	27
2.1.4 Principales reservorios del campo Lago Agrio.....	31
2.1.5 Datos de los pozos con problemas operacionales.....	31
2.2 PERFORACIÓN DE POZOS	34
2.2.1 Proceso para el desarrollo de la perforación.....	34
2.2.2 Ventana de perforación.....	36
2.2.3 Tipos de perforación de pozos.....	37
2.2.4 Secuencia de operaciones de perforación de pozos.....	38
2.3 PROBLEMAS DE PERFORACIÓN DE POZOS	40
2.4 INESTABILIDAD DEL POZO	41
2.4.1 Presiones anormales.	43
2.4.2 Exponente de perforabilidad.....	44
2.4.3 Modelos para el cálculo de densidades.....	45
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	52

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	52
3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	53
3.3 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	53
3.4 POBLACIÓN	53
3.5 MUESTRA	53
3.6 PROCESO GENERAL DE ANÁLISIS	54
3.7 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	55
3.7.1 Intervalo de análisis de los pozos con problemas.....	55
3.7.2 Información requerida para densidades y esfuerzos.....	55
3.8 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA CREACIÓN DEL SOFTWARE	57
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	58
4.1 SOFTWARE OWDRILES (Oil Well Drilling Evaluation System).....	58
4.2 PRESIONES ANORMALES	62
4.3 ESFUERZOS EN LOS POZOS	72
4.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	78
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
5.1 CONCLUSIONES.....	80
5.2 RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
ANEXO A	86
ANEXO B.....	96
ANEXO C.....	101

ANEXO D	104
---------------	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Lago Agrio, (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).	26
Figura 2. Mapa estructural del campo Lago Agrio, (Baby et al., 2014).	28
Figura 3. Ciclo sedimentario de la cuenca Oriente del Ecuador, (Baby et al., 2014).	29
Figura 4. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente y sistemas petrolíferos, (Baby et al., 2014).	30
Figura 5. Flujo de efectivo típico de un proyecto, (Allain et al., 2018).	35
Figura 6. Gradientes de poro y fractura, (Zhang y Yin, 2017).	36
Figura 7. Clasificación general de diversos tipos de pozos, (Especialistas Petroleros Mexicanos A.C., 2022).	38
Figura 8. Programa de revestimiento para diferentes profundidades, (Islam y Hossain, 2021).	39
Figura 9. Compartimiento de la presión de fractura del pozo (falla por colapso). (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).	41
Figura 10. Compartimiento de la presión de colapso del pozo. (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).	42

Figura 11. Compartimiento de la presión de colapso del pozo. (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).....	42
Figura 12. Comportamiento de las presiones anormales, (Guan et al., 2021).....	43
Figura 13. Comportamiento del exponente de perforabilidad, (Bernt y Reza, 2019). ...	44
Figura 14. Ruta de la investigación. Fuente: (Hernández & Mendoza, 2018).	52
Figura 15. Esquema general de la metodología, procedimiento de análisis y obtención de resultados.....	54
Figura 16. Diagrama de flujo para la creación del software.....	57
Figura 17. Interfaz de seguridad de OWDRILES.....	58
Figura 18. Menú principal de OWDRILES.....	59
Figura 19. Interfaz gráfica de registro de campos petroleros.	59
Figura 20. Propiedades físicas.....	60
Figura 21. Esquema de la profundidad del pozo.	60
Figura 22. Presión anormal y ventana de perforación.....	61
Figura 23. Reporte bidimensional profundidad, densidad y presión normal.....	62
Figura 24. Presiones del pozo W-P1.	63
Figura 25. Presiones del pozo W-P2.	64
Figura 26. Presiones del pozo W-P3.	65
Figura 27. Presiones del pozo W-P4.	66
Figura 28. Presiones del pozo W-P5.	67
Figura 29. Presiones del pozo W-P6.	68
Figura 30. Presiones del pozo W-P7.	69

Figura 31. Presiones del pozo W-P8.	70
Figura 32. Presiones del pozo W-P9.	71
Figura 33. Presiones del pozo W-P10.	72
Figura 34. Esfuerzos del pozo W-P1.	73
Figura 35. Esfuerzos del pozo W-P2.	73
Figura 36. Esfuerzos del pozo W-P3.	74
Figura 37. Esfuerzos del pozo W-P4.	74
Figura 38. Esfuerzos del pozo W-P5.	75
Figura 39. Esfuerzos del pozo W-P6.	75
Figura 40. Esfuerzos del pozo W-P7.	76
Figura 41. Esfuerzos del pozo W-P8.	76
Figura 42. Esfuerzos del pozo W-P9.	77
Figura 43. Esfuerzos del pozo W-P10.	77
Figura 44. Registro del pozo W-P1.	96
Figura 45. Registro del pozo W-P2.	96
Figura 46. Registro del pozo W-P3.	97
Figura 47. Registro del pozo W-P4.	97
Figura 48. Registro del pozo W-P5.	98
Figura 49. Registro del pozo W-P6.	98
Figura 50. Registro del pozo W-P7.	99
Figura 51. Registro del pozo W-P8.	99
Figura 52. Registro del pozo W-P9.	100

Figura 53. Registro del pozo W-P10.	100
Figura 54. Comparación de diámetros del pozo W-P1.....	101
Figura 55. Comportamientos de diámetros del pozo W-P2.....	101
Figura 56. Comportamiento de diámetros del pozo W-P3.....	101
Figura 57. Comportamiento de diámetros del pozo W-P4.....	102
Figura 58. Comportamiento de diámetros del pozo W-P5.....	102
Figura 59. Comportamiento de diámetros del pozo W-P6.....	102
Figura 60. Comportamiento de diámetros del pozo W-P7.....	103
Figura 61. Comportamiento de diámetros del pozo W-P8.....	103
Figura 62. Comportamiento de diámetros del pozo W-P9.....	103
Figura 63. Comportamiento de diámetros del pozo W-P10.....	103
Figura 64. Densidades del pozo W-P1.	104
Figura 65. Densidades del pozo W-2.....	104
Figura 66. Densidades del pozo W-P3.	105
Figura 67. Densidades del pozo W-P4.	105
Figura 68. Densidades del pozo W-P5.	106
Figura 69. Densidades del pozo W-P6.	106
Figura 70. Densidades del pozo W-P7.	107
Figura 71. Densidades del pozo W-P8.	107
Figura 72. Densidades del pozo W-P9.	108
Figura 73. Densidades del pozo W-P10.	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Datos del esquema mecánico de los pozos.....	32
Tabla 2: Propiedades del reservorio y comportamiento de cada pozo.	33
Tabla 3: Tipos de casing y diámetros comunes (Allain et al., 2018).	40
Tabla 4: Intervalos de análisis para cada pozo.	55
Tabla 5: Comportamiento de las presiones anormales.	78
Tabla 6: Soluciones con el desarrollo del algoritmo.	79
Tabla 7: Historial de perforación del pozo P-W1.....	86
Tabla 8: Historial de perforación del pozo P-W2.....	87
Tabla 9: Historial de perforación del pozo W-P3.....	88
Tabla 10: Historial de perforación del pozo W-P4.....	89
Tabla 11: Historial de perforación del pozo W-P5.....	90
Tabla 12: Historial de perforación del pozo W-P6.....	91
Tabla 13: Historial de perforación del pozo W-P7.....	92
Tabla 14: Historial de perforación del pozo W-P8.....	93
Tabla 15: Historial de perforación del pozo W-P9.....	94
Tabla 16: Historial de perforación del pozo W-P10.....	95

GLOSARIO DE TERMINOS

MACBETH: Medición mediante técnica basada en categorías.

API: Gravedad Api o grados API. Instituto americano de petróleo.

CO₂: Dióxido de carbono.

CAPEX: Gastos de capital.

OPEX: Costos operativos.

DCF: Flujo de caja descontado.

EMV: Efectivo estimado del proyecto.

HSSE: Estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

RFT: Probador de formación de repetición.

ROP: Tasa de penetración.

RPM: Revoluciones por minuto. Número de rotaciones de la broca en la perforación.

WOB: Peso sobre la broca.

**“EVALUACIÓN TÉCNICA-OPERACIONAL DE LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE
LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR MEDIANTE EL
DESARROLLO DE UN ALGORITMO”**

Autor: Toala Sánchez Jonathan Pedro

Tutor: Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo, proponer una metodología de evaluación técnica-operacional de la perforación de pozos a través de un algoritmo para prevenir conflictos operacionales de los equipos y fluidos de perforación en los pozos del bloque 56 perteneciente al campo Lago Agrio de la cuenca Oriente. La metodología de investigación se fundamenta en el diseño cuantitativo ya que se implementa información de los historiales de perforación, registros de pozos y propiedades del medio poroso automatizadas en un algoritmo. Posteriormente, se utiliza el método de la solución de Kirsch, para su respectivo análisis de inestabilidad de pozos. En cuanto a los resultados, se determinó que las densidades del lodo de perforación eran bajas producto de las zonas de arena compactadas con presencia de lutitas y arcillas. En conclusión, las variables medibles de perforación a tiempo real fueron afectadas por el colapso, fractura, esfuerzos horizontales máximos, mínimos, tangenciales y radiales que actúan en el pozo.

PALABRAS CLAVE: Inestabilidad del pozo, presiones anormales, esfuerzos del pozo, densidades óptimas del lodo, evaluación, perforación.

“TECHNICAL-OPERATIONAL EVALUATION OF THE DRILLING OF OIL WELLS IN A FIELD IN THE EAST BASIN OF ECUADOR THROUGH THE DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM”

Autor: Toala Sánchez Jonathan Pedro

Tutor: Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

ABSTRACT

The objective of this research is to propose a methodology for the technical-operational evaluation of well drilling through an algorithm to prevent operational conflicts of the equipment and drilling fluids in the wells of block 56 belonging to the Lago Agrio field of the basin East. The research methodology is based on the quantitative design since the information from drilling histories, well logs and properties of the porous medium are implemented in an automated algorithm. Subsequently, the Kirsch solution method is used for its respective well instability analysis. Regarding the results, it was determined that the drilling mud densities were low due to the compacted sand zones with shales and clays. In conclusion, the measurable drilling variables in real time were affected by the collapse, fracture, maximum, minimum, tangential and radial horizontal stresses acting in the well.

KEYWORDS: Wellbore instability, Abnormal pressures, Wellbore stress, Optimal mud weights, evaluation, drilling.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Gran parte de los riesgos de operación en la perforación de pozos petroleros del campo Lago Agrio, son consecuencias de la inestabilidad del pozo, operación inadecuada de herramientas, circulación del fluido operacional y problemas de yacimiento. En proyectos de perforación de pozos petroleros es oportuno disponer de un historial de problemas con sus respectivas características (causas y efectos). Además, disponer de evaluaciones de procesos de perforación de pozos que permitan prevenir las diferentes problemáticas con la finalidad de disminuir los riesgos técnicos-operativos en esta actividad (Hernández y Bustillos, 2016). Además, en los reportes de perforación se denota que, en varios intervalos cortos de profundidad de los registros eléctricos, existen cambios en las tasas de penetración, revoluciones por minuto, en consecuencia, la densidad del lodo también cambia.

El parámetro que permite identificar el problema es el diámetro de la broca, para las condiciones ideales el diámetro de la broca y el diámetro del hoyo medido por el registro caliper deben coincidir lo cual no sucede en el conjunto de 10 pozos que presentan problemas, por lo que es necesario contar con una evaluación técnico-operacional de estos aspectos de perforación y que permitan optimizar con las tecnologías actuales (Hernández y Bustillos, 2016). Es necesario comprender las razones por las cuales se originan la inestabilidad del pozo para optimizar las densidades de del fluido en presencia de formaciones consolidadas o con intercalaciones de lutita, los esfuerzos; para evitar que se contaminen con el agua dulce y pueden generar problemas asociados con el torque y arrastre, exceso de recortes en superficie y la mala limpieza del hoyo.

1.2 ANTEDECENTES

Zohreh et al. (2014) realizaron una evaluación de la condición y mecanismo de falla del pozo mediante herramientas de registro de imágenes. Los registros de imágenes mostraron las pérdidas por fallas y permitieron la acción correctiva. Estos registros proporcionaron soluciones con respecto a la estabilidad del pozo.

Otro estudio evaluó el desempeño de un proyecto de perforación de pozos de petróleo y gas en Indonesia, mediante el método MACBETH (medición mediante una técnica basada en categorías). Los resultados presentaron criterios de efectividad, eficiencia, tiempo, costo e informes del campo. Los autores concluyeron que estos criterios requieren de vigilancia absoluta para su implementación (Dachyar y Pratama, 2014).

Por otro lado, Dahooie et al. (2018) identificaron un conjunto de criterios de desempeño de proyectos en perforación de petróleo y gas. Los autores propusieron un modelo de evaluación mediante el método difuso de Delphi. Los resultados revelaron seis criterios generales de evaluación: número de pozos planificados, número de pozos perforados, materiales y equipos, recursos humanos, calidad y planificación. Además, otros subcriterios como: tipo de equipos de perforación, cantidad de expertos operativos tipo de pozos perforados y porcentaje del cumplimiento de costo real con el costo planificado.

Hegde y Gray (2018) evaluaron modelos para la optimización de la perforación, en función de criterios como tasa de penetración, peso de las barrenas, caudal y energía mecánica específica. Los resultados mostraron una vida útil más extensa de las brocas y ahorros en el tiempo.

Abbaspour et al. (2018) propusieron un modelo dinámico de sistema para evaluar operaciones de perforación y voladura. Para aquello, utilizaron parámetros como la densidad de la roca, la resistencia de la compresión uniaxial, vida útil de la broca y diversos costos operativos. Los resultados mostraron un enfoque determinista de evaluación que depende de las incertidumbres de los parámetros.

Otro estudio, introdujo una metodología de comparación de rendimiento de perforación basada en la tasa de penetración. Demostró la necesidad de metodologías para evaluar el

desempeño de la perforación de pozos de petróleo y datos disponibles de los proyectos de perforación (Eren y Kok, 2018).

Finalmente, Merey (2019) evaluó parámetros de perforación en pozos de exploración de gas tales como tasa de penetración, peso sobre la broca, registro de lodos, entre otros, mediante registros de resistividad. Los resultados mostraron que los valores de alta resistividad y los picos de metano fueron buenos indicadores de la existencia de gas. También López (2020) evaluó operaciones de cañoneo en la cuenca de los Llanos Orientales, mediante el análisis del índice de productividad, la permeabilidad y datos petrofísicos. Los resultados encontraron la mejor operación técnica y económica de cañoneo aplicada en esta cuenca.

1.3 HIPÓTESIS

Un algoritmo basado en parámetros de perforación y fluidos de perforación evalúa de forma técnica y operacional la futura perforación de pozos petroleros.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Proponer una metodología de evaluación técnica-operacional de la perforación de pozos a través de un algoritmo para prevenir conflictos operacionales de los equipos y fluidos de perforación de pozos de petróleo.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar los reportes finales de perforación y fluidos de perforación de diversos pozos de petróleo del campo Lago Agrio.
- Seleccionar los parámetros técnicos-operacionales importantes para la evaluación de la perforación de pozos de petróleo.
- Desarrollar el algoritmo mediante el lenguaje de programación de código abierto Python, considerando los parámetros de evaluación.

- Realizar un análisis de los problemas operacionales en la perforación, para la obtención de ventajas y desventajas técnico-operacionales.

1.5 ALCANCE

La presente investigación permite conocer las condiciones operativas adecuadas en cuanto a las densidades del fluido de perforación, para los intervalos que tienen presiones anormales y secciones posteriores de perforación mediante la validación de un algoritmo que se definen variables del fenómeno estudiado para conocer predicciones y determinan las causas de la inestabilidad del pozo; el alcance es de tipo descriptivo, correlacional y explicativo. También, el software de automatización se instalará en el laboratorio de simulación de petróleos de la UPSE, de tal forma que se siga alimentando el algoritmo para obtener mayor eficiencia en la evaluación de la perforación de los pozos. Además, contribuirá en las asignaturas de Perforación de la carrera de Petróleos.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Problemas técnicos operacionales de perforación.

1.6.2 Variables Independientes.

- Tuberías de revestimiento.
- Peso sobre la broca.
- Profundidad.
- Tasa de penetración.
- Registro del pozo.
- Revoluciones por minuto.
- Diámetro del pozo.
- Densidades de circulación.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PETROLERO

2.1.1 Ubicación del campo.

El campo Lago Agrio también conocido como bloque 56, se encuentra en la cuenca Oriente correspondiente a la región amazónica. Se extiende con una latitud $00^{\circ} 09' N$ hasta $00^{\circ} 10' N$ y longitud $76^{\circ} 50' W$ hasta $76^{\circ} 57' W$ (Manoto, 2019). Posee un área promedio que se extiende desde 36 km^2 hasta 41.8 km^2 . Actualmente, el bloque 56 es operado por la empresa estatal EP PETROECUADOR (Figura 1) (Carpenter, 2017).

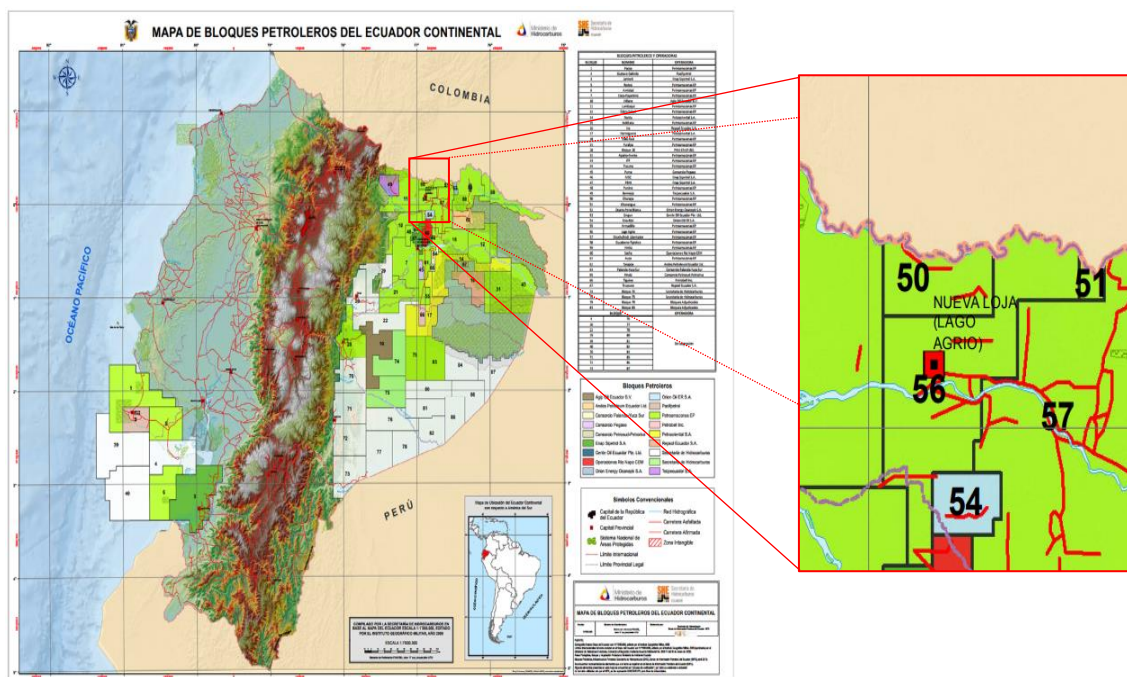


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Lago Agrio, (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).

2.1.2 Historia del campo petrolero.

El campo Lago Agrio, fue descubierto en el año 1976 por la exploración que realizó la empresa Texaco del consorcio Texaco-Gulf. El pozo Lago Agrio 1, fue perforado con una torre helitransportable y alcanzó una profundidad de 10,175 ft (Benalcázar y Thurber, 2008).

La tasa de producción a flujo natural registrada fue de 2,955 bpd con 29° API, correspondientes a la Formación Hollín (Hernández et al., 2016). Este pozo continuó produciendo a inicios de 2003 a una tasa promedio de 85 bpd. Además, es el primer campo de la cuenca Oriente que se incorporó con una producción promedio de 10,450 barriles de petróleo crudo, alcanzó una producción máxima de 53,618 bpd y el decline bajo de producción registrado es de 4,893 bpd (Baby et al., 2014).

2.1.3 Descripción geológica del campo.

La estructura del campo Lago Agrio se encuentra a nivel de la caliza “A”, limitada en el flanco oriental por la falla transpresional. Además, en la dirección sur se extiende hasta la estructura Palo Rojo y en la dirección norte se intercepta con el flanco oriental del campo Charapa (Tarco et al., 2015). La Figura 2 muestra la falla con rechazos variables de tal manera que en la parte de mayor altura posee un salto de 80 mseg.

El anticlinal del campo tiene una orientación de Norte, Norte, Este – Sur, Sur, Oeste con una longitud que oscila los 11 km con un ancho promedio de 4,5 km. Adicionalmente existe un alto norte de elevado relieve y desarrollo areal y la estructura se cierra en la base de la caliza “A” con 55 mseg. En la parte sur posee menores dimensiones y relieve estructural (Baby et al., 2014).

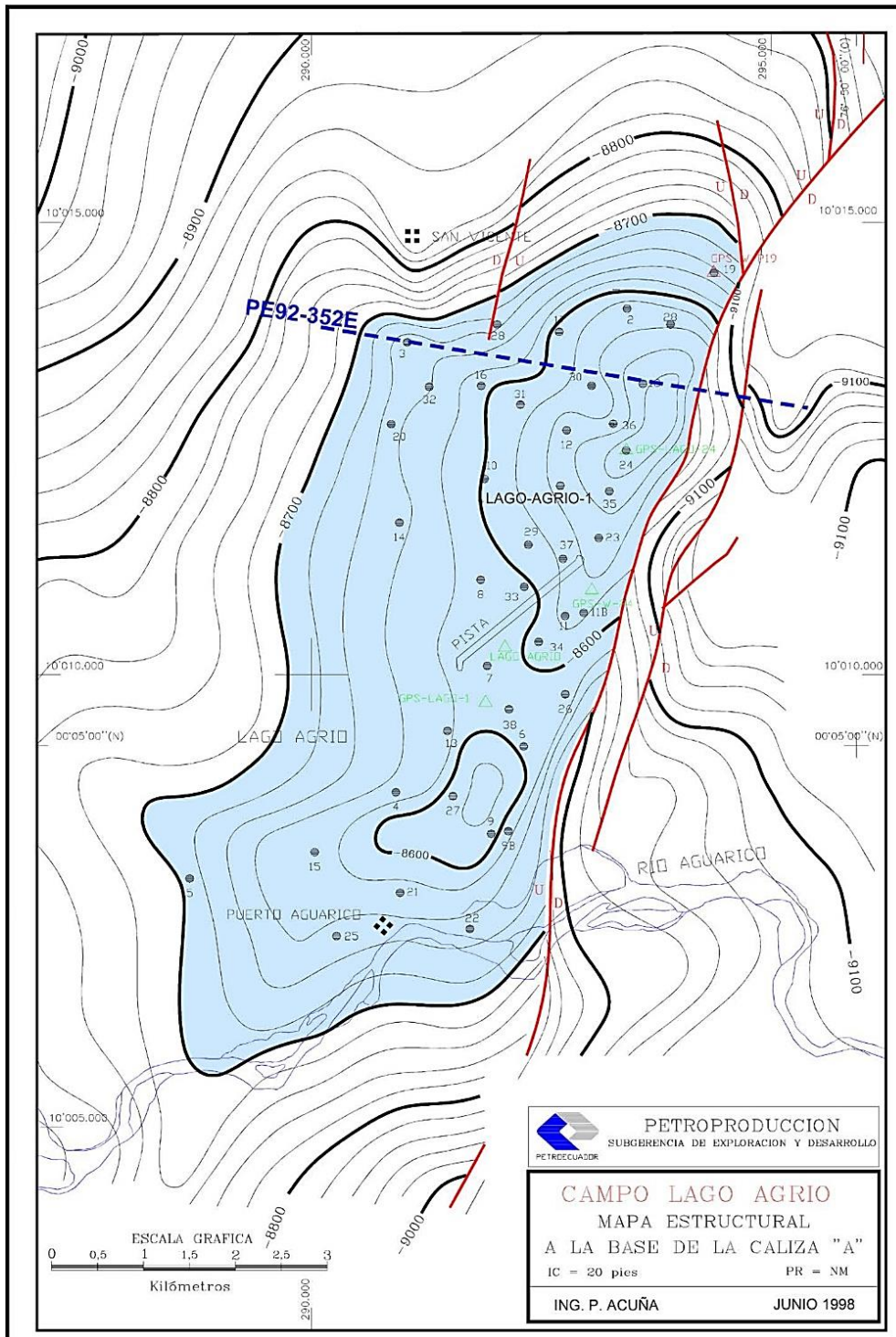


Figura 2. Mapa estructural del campo Lago Agrio, (Baby et al., 2014).

La estructura del campo Lago Agrio crece en dos etapas producto de los esfuerzos transpresivos que reactivan la falla oriental, representado por las líneas de color rojo (Figura 3), lo que da origen a la formación de la estructura, en el Mastrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena inferior y aparece en el Mío-Plioceno (Baby et al., 2014).

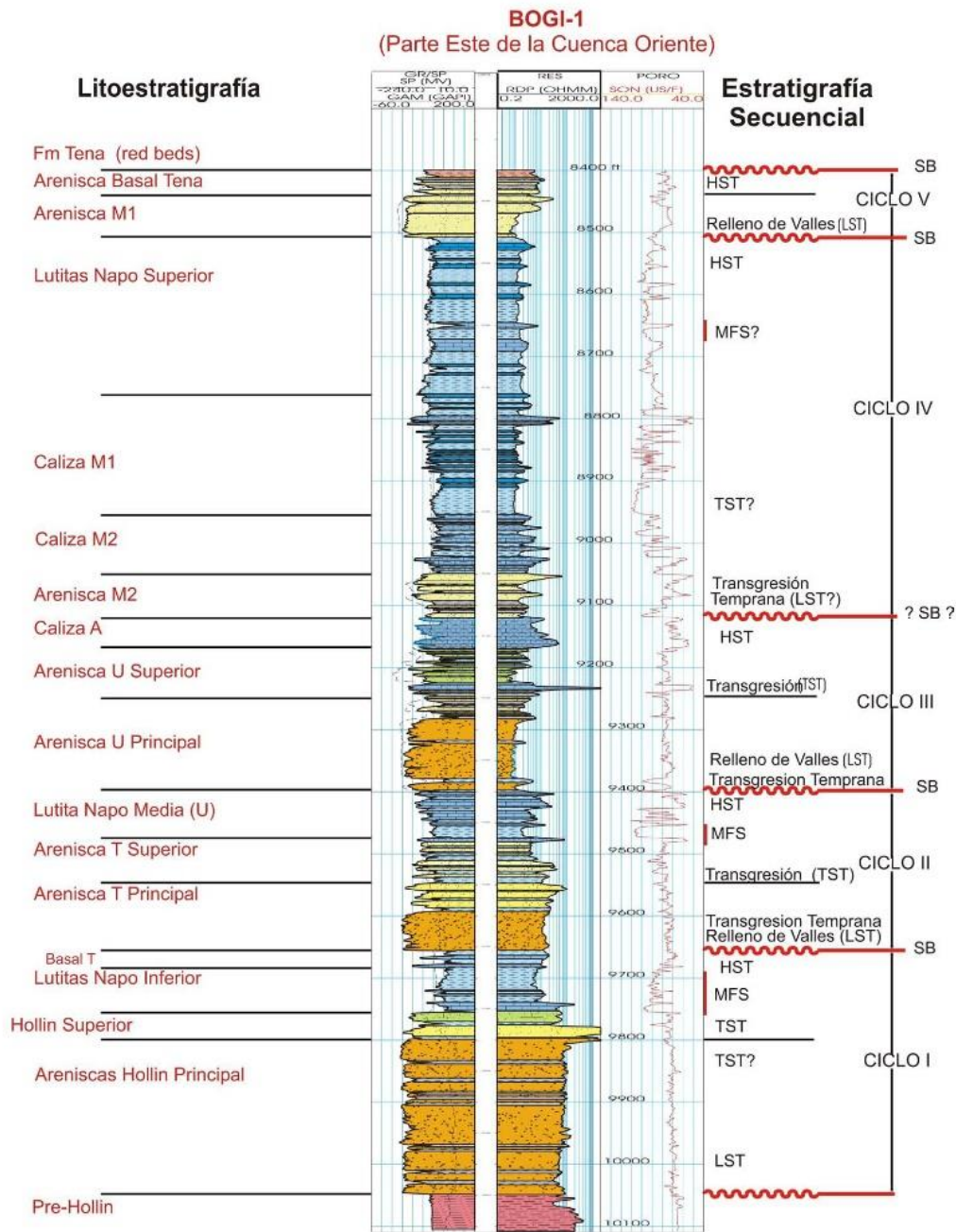


Figura 3. Ciclo sedimentario de la cuenca Oriente del Ecuador, (Baby et al., 2014).

La estratigrafía del relleno cretácico de la cuenca Oriente ha subdividido a la formación Hollín en Hollín Principal y Hollín Superior y exhibe características bien definidas, así como también las formaciones Napo y Basal, que están dentro del modelo de estratigrafía cíclica secuencial de areniscas, calco-arenitas, calizas y lutitas (Rodríguez et al., 2015).

La Figura 3, detalla que la formación Hollín Principal se formó en el ciclo sedimentario I, de la era Aptiano Superior - Albiano inferior tardío en términos estratigráficos clásicos;

la arenisca Hollín Superior en la era Albiano medio temprano – tardío (Figura 4). Posteriormente al periodo de erosión, la serie jurásica y paleozoica de la cuenca Oriente, tiene lugar la depositación de ríos entrelazados progradantes y diacrónicos del sistema fluvial de la formación Hollín Principal, la arenisca Hollín Superior representa los depósitos del sistema transgresivo (TST). Debido a la deposición de los ambientes fluviales con cuerpos arenosos hacia el este de la cuenca estuarina y hacia el centro que evolucionan hacia facies distales con depósitos finos hacia la parte oeste (Baby et al., 2014).

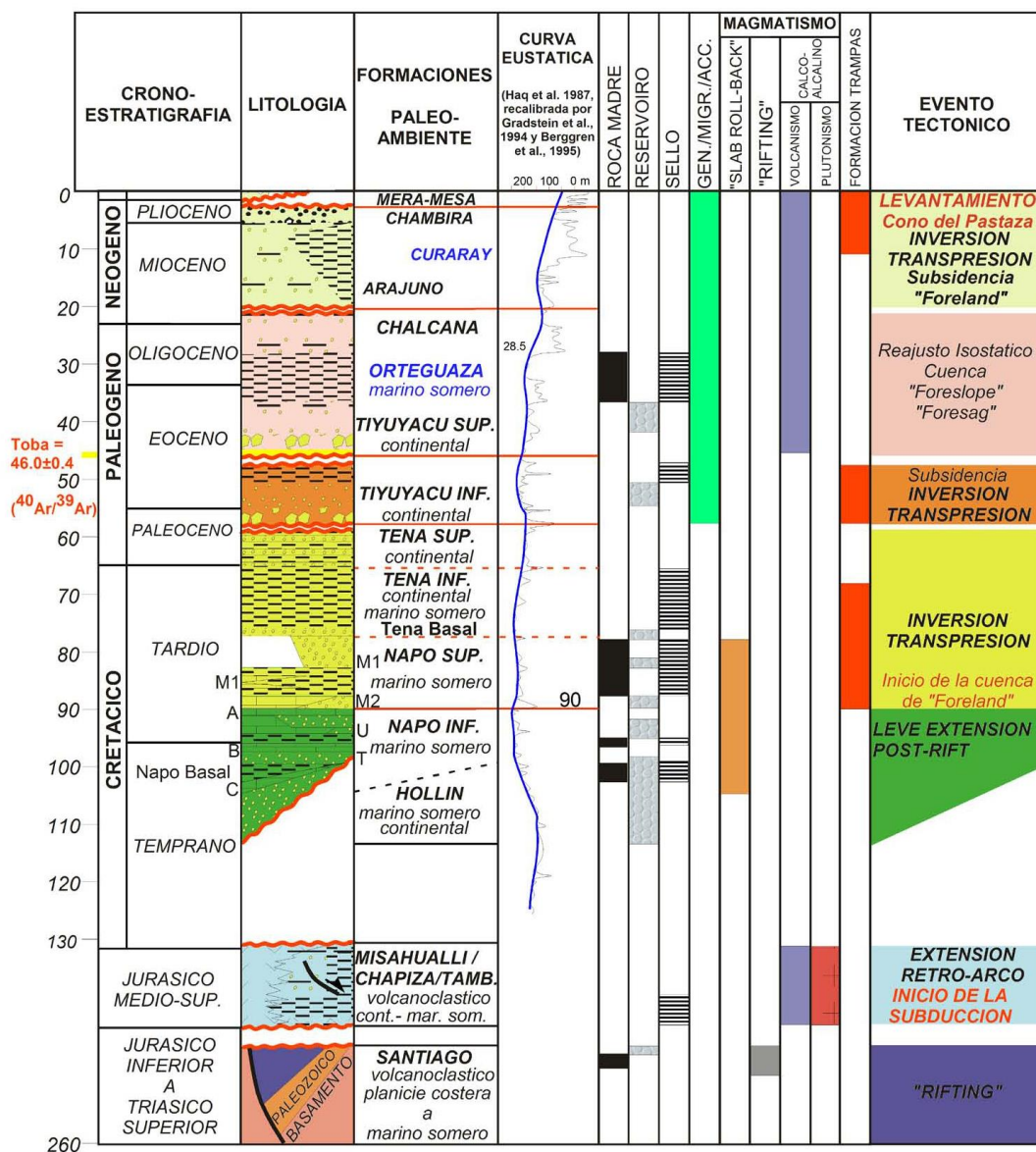


Figura 4. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente y sistemas petrolíferos, (Baby et al., 2014).

2.1.4 Principales reservorios del campo Lago Agrio.

Hollín Principal: contiene areniscas de grano medio con presencia de arcilla, material orgánico, capas de lodo, niveles de carbón (Bocchicchio y Paz, 2015). El tope de la zona petrolífera es aproximadamente a los 9,994 ft y la base a 10,161 ft, el espesor oscila desde 184 ft a 295 ft, la porosidad fluctúa desde el 8% hasta 20% (Vásquez H., 2018) .

Hollín Superior: contiene areniscas con flujos glauconíticas, con intercalación de lutitas y calizas, grano de medio a fino, la matriz de tipo arcillosa, cemento calcáreo y con mayor presencia de glauconita; las areniscas tienen discontinuidad vertical de manera continua en el área del campo Lago Agrio (Lin et al., 2015). El tope de la zona petrolífera empieza en los 9,903 ft y la base en 10,0048 ft, el espesor varía desde los 16 ft a 70 ft y la porosidad promedio es de 12.9% (Vásquez H., 2018).

Los crudos de la formación Hollín tiene gravedad API de 28 a 32 grados, el contenido de azufre es de 0.29%, 0.51% y 0.57% en peso; la relación pristano/fitano es de 1.17 para una muestra orgánica. El reservorio Hollín Principal contiene la siguiente composición de gas: 52% de CO₂, 27% de C₁ y N₂, 21% de C₂-C₆ y 0.12 de C₇₊. Para el reservorio Hollín Superior la composición de gas es: 34% de CO₂, 29% de C₁ y N₂, 37% de C₂-C₆ y 0,3 de C₇₊ (Baby et al., 2014).

2.1.5 Datos de los pozos con problemas operacionales.

La información que se detalla en la Tabla 1 y Tabla 2 corresponde a los datos que se implementaran para el desarrollo metodológico, la información adicional como el historial de producción se encuentra en el Anexo A y los registros eléctricos de los pozos se encuentran en el Anexo B.

Tabla 1: Datos del esquema mecánico de los pozos.

Pozo	Casing de superficie (20 in)	Casing intermedio (13 3/8 in)	Casing de producción (9 5/8 in)	Liner de producción (7 in)
W-P1		350	3600	8100
W-P2		4100	7700	9800
W-P3		600	4200	8020
W-P4		400	4100	9750
W-P5		380	3500	9470
	800			
W-P6		500	3750	9160
W-P7		420	3650	8270
W-P8		380	3560	8720
W-P9		360	3620	9050
W-P10		355	3580	8774

Los valores de la tabla 1 corresponden a las profundidades de asentamiento para cada casing en pies (ft).

Tabla 2: Propiedades del reservorio y comportamiento de cada pozo.

Propiedad	Pozos									
	W-P1	W-P2	W-P3	W-P4	W-P5	W-P6	W-P7	W-P8	W-P9	W-P10
Ø	0.22	0.18	0.12	0.17	0.2	0.25	0.14	0.19	0.13	0.15
WOR	0,8	0,83	0,7	0,83	0,78	0,83	0,79	0,82	0,79	0,68
ppm Cl	5350	4500	3800	4200	4450	12500	18000	42000	31000	34600
°API	26	25	23.6	22.9	23.1	30	28	32.8	26.2	33
μ cp	23,18	34,25	38,51	14,22	43,29	15,44	26,6	29,26	40,33	28,62
GOR, scf/stb	4298	3547	847	2248	2821	3809	701	1103	992	2143
FWHP, Psi	120	120	92	130	140	120	102	65	136	146
THP, Psi	324	332	310	320	330	325	334	315	335	336
K, md	425	450	480	410	380	433	480	410	360	490
J, bbl/Psi	0,86	0,9	0,83	0,82	0,85	0,88	0,83	0,84	0,83	0,85
P _b , Psi	450	800	1150	600	1100	1200	900	1250	1300	600
P _i , Psi	2850	3600	2900	3000	3900	3800	3450	3520	4000	2700
P _{wf} , Psi	1650	1300	1800	1000	1600	1435	1380	2000	1850	1800
T, °F	215	220	219	223	232	225	218	218	233	219
B _o , bbly/bbls	1,15	1,2	1,25	1,28	1,19	1,16	1,27	1,14	1,24	1,22
S _o	0,25	0,33	0,28	0,32	0,31	0,29	0,24	0,26	0,33	0,23
ρ _m , gr/cc	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
ρ _r , gr/cc	0,7	0,8	0,84	0,9	0,75	0,86	0,74	0,89	0,77	0,73

2.2 PERFORACIÓN DE POZOS

Una plataforma de perforación es un conjunto completo de equipos de perforación para la exploración y el desarrollo de petróleo y gas rentable para economía del país. Es una unidad de trabajo mixta multifuncional compuesta por varios tipos de máquinas. Para satisfacer la demanda de tecnología de perforación, las plataformas de perforación incluyen seis sistemas básicos tales como sistema de energía, elevación, circulación de fluidos, rotación, control de pozos y sistema de vigilancia (Mickael et al., 2013).

Se deben poseer diversas habilidades de perforación, como la perforación rotatoria y circulación de fluidos de perforación, implementadas con el fin de adaptarse a diferentes entornos geográficos y condiciones geológicas. En los últimos años han surgido varias plataformas de perforación especiales, como plataformas de perforación para desiertos, grupales para pozos direccionales, pozos inclinados, top drive, hoyo delgado y plataforma de perforación con tubería flexible conocidas como individuales (Guan et al., 2021).

2.2.1 Proceso para el desarrollo de la perforación.

La ingeniería de pozos es fundamental para la rentabilidad de un proyecto de desarrollo de petróleo o gas. La Figura 5 muestra los flujos de efectivo nominales para proyectos durante su vida útil, alrededor de 30 años. Por lo general, las inversiones de CAPEX se realizaron en equipos de producción de pozos en los primeros años, seguidos de pozos laterales para áreas remotas del campo. Los costos operativos (OPEX) se incurren a lo largo del ciclo de vida de la operación de la planta y el mantenimiento de los pozos, y estos costos se compensan con los ingresos por producción (Allain et al., 2018).

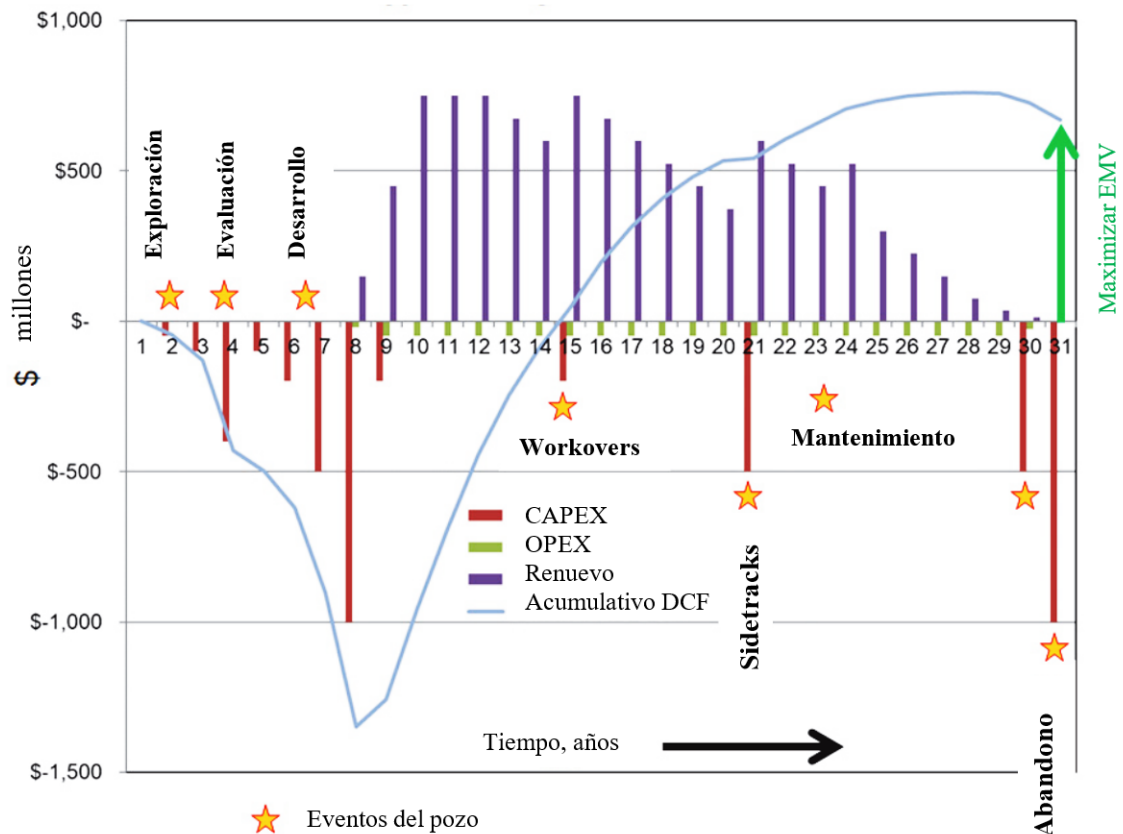


Figura 5. Flujo de efectivo típico de un proyecto, (Allain et al., 2018).

El resultado neto proporciona el flujo de caja descontado (DCF) y proporciona el valor en efectivo estimado del proyecto (EMV) (Ali et al., 2021). Durante el proyecto, se puede influir en los siguientes factores para maximizar la rentabilidad del proyecto:

- Maximizar la recuperación de hidrocarburos con nuevos pozos aledaños.
- Recopilación óptima de datos de perforación.
- Gestionar los riesgos en todas las actividades.
- Cumplir o superar los estándares de HSSE.
- Competencias adecuadas de tipo técnicas y comerciales.
- Selección de socios adecuados e inversionistas.
- Gestión administrativa.
- Tecnología e innovación apropiadas.
- Equipos multidisciplinarios.
- Procesos comerciales claros y gestión del cambio energético.
- Responsabilidades y liderazgo claro.

2.2.2 Ventana de perforación.

La Figura 6, describe curvas que definen las profundidades de asentamiento de los casing, el número de secciones y las densidades de los fluidos para lubricar las paredes del hoyo. Se pueden realizar interpretaciones para predecir la presencia de presiones anormales, que por lo general suelen ocurrir en formaciones de gran profundidad, lo cual permite prevenir ajustar el peso del lodo para evitar la entrada de fluidos al pozo, golpes y explosiones del pozo; este tipo de presiones deben ser detectadas a tiempo real, en relación con los registros de pozo donde no coincide el diámetro de la broca con el diámetro del hoyo (Mickael et al., 2013).

Por otro lado, la línea roja representa la presión de poro, la línea púrpura la presión de sobrecarga, la línea negra el peso del lodo y los cuadros negros son las presiones de mayor precisión con la herramienta llamada prueba de formación repetida (RFT) (Zhang y Yin, 2017).

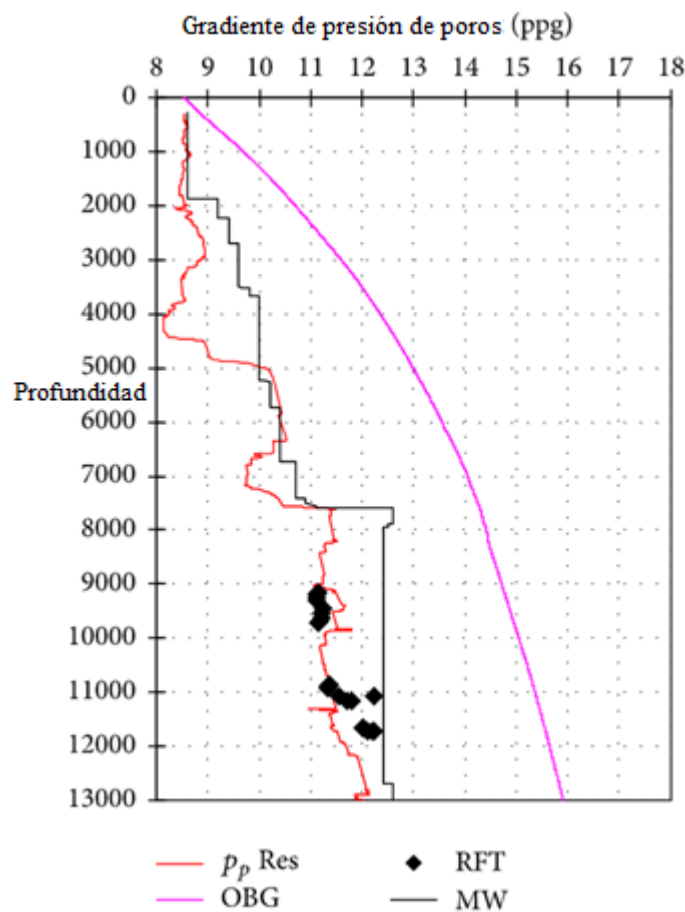


Figura 6. Gradientes de poro y fractura, (Zhang y Yin, 2017).

2.2.3 Tipos de perforación de pozos.

La identificación de formaciones de hidrocarburos del subsuelo a partir de estudios sísmicos primarios aporta a la toma de decisión para desarrollar el campo, obtener más información de la exploración, o declarar el campo en abandono. Si el campo se decide como un área potencial de producción de hidrocarburos, es necesaria la perforación real de uno o más pozos para determinar si existen o no suficientes acumulaciones de hidrocarburos en cantidades comerciales. Con base a estas estrategias, decisiones y resultados primarios, los pozos de perforación se pueden clasificar en cuatro tipos, tales como pozo de exploración, evaluación, desarrollo y pozos de abandono (Cargnel y Luzardo, 1999).

La perforación se realiza con la esperanza de obtener información referente a las rocas del yacimiento, es decir si poseen petróleo o gas. El objetivo principal de esta perforación es determinar la presencia de hidrocarburos, proporcionar datos geológicos como: núcleos y registros de pozos.

Para la evaluación se realizan pruebas de flujo a través del pozo y determinar su potencial de producción y obtener muestras de fluidos para análisis de laboratorio. Una vez que se encuentran los hidrocarburos, se realizan perforaciones adicionales para verificar que el campo sea comercialmente viable.

Los pozos de evaluación se utilizan para determinar el volumen del yacimiento, también ayudan a recopilar información, justifican la inversión en infraestructura y recuperan el petróleo y gas a gran escala. Adicionalmente la información de los pozos se analiza para evitar posibles desastres ambientales (Islam y Hossain, 2021).

Por otro lado, dependiendo de la localización y condiciones geológicas de los reservorios con presencia de hidrocarburos o actividades complementarias que son necesarias para la producción de hidrocarburos como pozos inyectores, pueden clasificarse como se detalla en la Figura 7, el pozo que se suele utilizar con frecuencia el tipo “Sidetrack” debido a que en las operaciones petroleras las herramientas se quedan en el fondo y es imposible recuperarlas. Por tal razón se sella con cemento y se desvía por otra trayectoria para acceder al reservorio. Otra característica es que permite acceder a lugares inaccesibles

que pueden ser reservorios bajos ciudades, domos salinos entre otros (Especialistas Petroleros Mexicanos A.C., 2022).

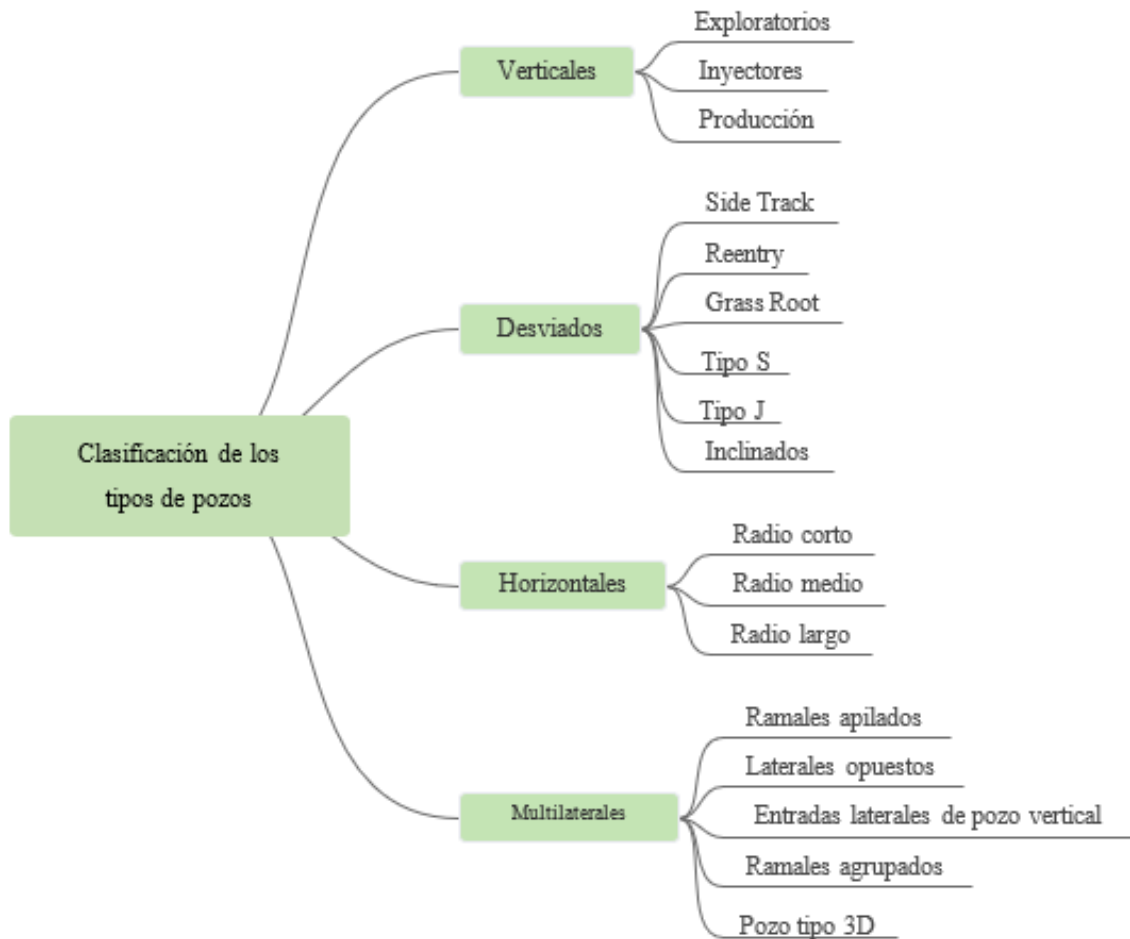


Figura 7. Clasificación general de diversos tipos de pozos, (Especialistas Petroleros Mexicanos A.C., 2022).

2.2.4 Secuencia de operaciones de perforación de pozos.

La secuencia de perforación se clasifica en tres pasos principales. El primer paso consiste en acelerar la perforación del hoyo en la superficie de la tierra para la extracción del hidrocarburo. El segundo paso considera las operaciones de revestimiento. El tercer paso se refiere a la completación del pozo. Sin embargo, cuando se perfora un pozo en zonas de alta presión, formaciones débiles o fracturadas, formaciones no consolidadas o lutitas desprendidas, el segundo paso debe completarse a cabalidad para evitar una destrucción sustancial de la plataforma, independientemente de la trayectoria del pozo (Figura 8) (Islam y Hossain, 2021).

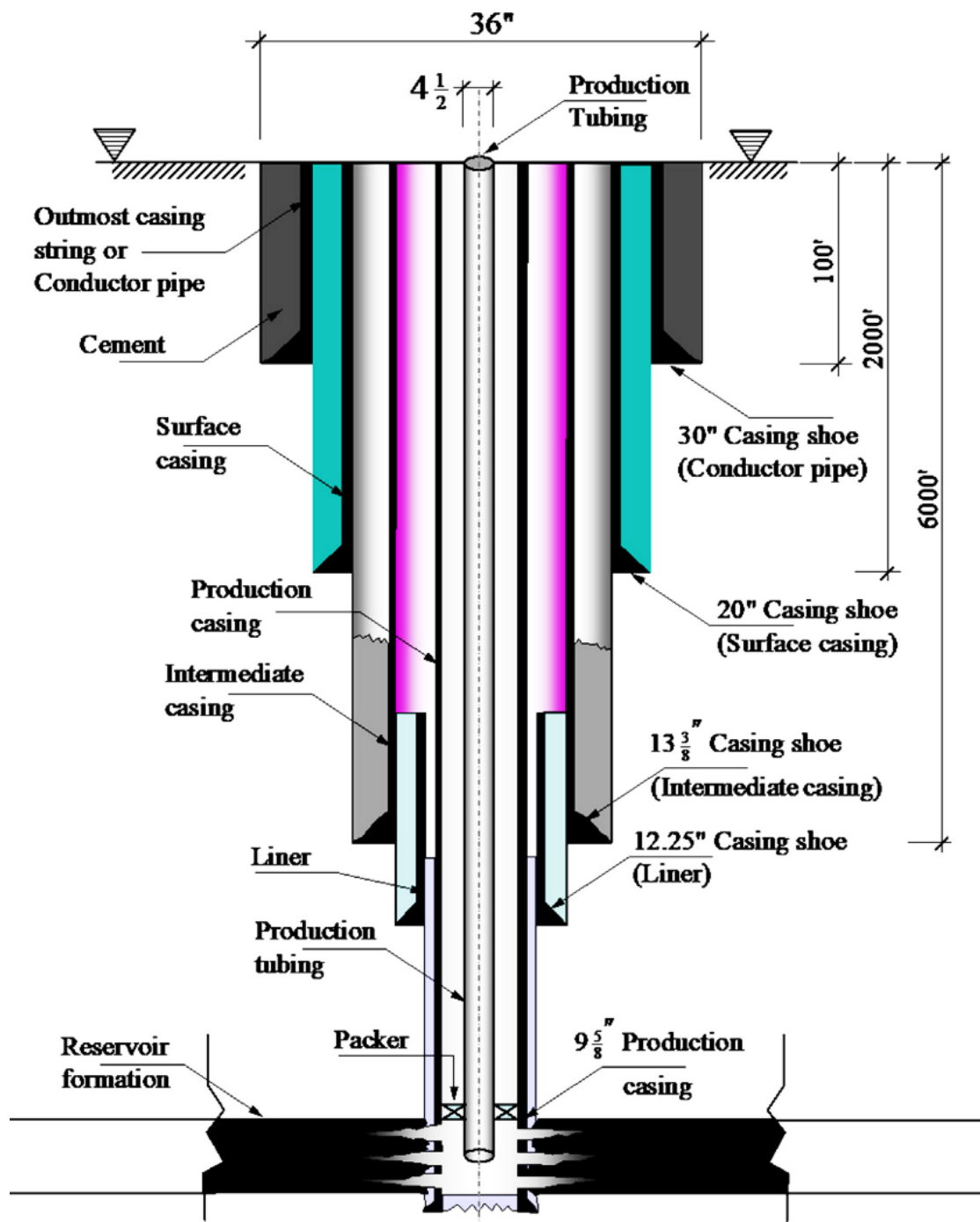


Figura 8. Programa de revestimiento para diferentes profundidades, (Islam y Hossain, 2021).

El casing de producción puede variar de 4 1/2" a 9 5/8" de diámetro, el packer se instala encima de la zona productiva, los sellos de goma se expanden para sellar el espacio anular entre la tubería de producción y el casing (Tabla 3).

Tabla 3: Tipos de casing y diámetros comunes (Allain et al., 2018).

Nombre de casing	Diámetro externo	Diámetro interno	Tamaño del hoyo requerido
Conductor	30"	28"	36"
Superficial	20"	19,124"	25"
Intermedio	13 ³ / ₈ "	12,415"	17 ¹ / ₂ "
Producción	9 ⁵ / ₈ "	8,681"	12 ¹ / ₄ "
Liner	7"	6,184"	8 ¹ / ₂ "

2.3 PROBLEMAS DE PERFORACIÓN DE POZOS

La industria del petróleo y el gas es ampliamente reconocida como una de las industrias más peligrosas del mundo (extracción de hidrocarburos en yacimientos). Por lo tanto, es importante identificar las causas fundamentales de sus riesgos e incertidumbres. Gran parte de estos riesgos están asociados a las actividades de perforación de pozos. Por lo que, los problemas de perforación brindan un excelente punto de referencia para la ingeniería petrolera, así como para otras prácticas en otras disciplinas. Sin embargo, la clave para lograr con éxito los objetivos de perforación es desarrollar un plan de perforación basado en la predicción de posibles problemas de perforación. Cuanto más completa sea la lista de problemas, más precisa será la solución y se obtendrá ahorros en costos de operación (Islam y Hossain, 2021). A continuación, se detalla los problemas que ocurren en la ingeniería de perforación:

- Operaciones de perforación (rocas abrasivas, acuíferos, huecos y revote de la broca).
- Sistema de lodos (pérdida de circulación, contaminación, daño y limpieza de ripios).
- Hidráulica de la perforación (vibraciones, infraestructura, tuberías y desviación).
- Preventor de reventones en superficie (estallido del pozo e influjo).

- Ensamble de la sarta de perforación y fondo del hoyo (tensiones, fatiga y pesca).
- Problemas del casing y cementación (Temperatura, litología y zonas contaminadas)
- Inestabilidad del hoyo (presiones anormales, esfuerzos axiales y derrumbes).

La tecnología cambia debido a los impactos hacia el medio ambiente y la competencia entre las organizaciones, lo cual la convierte en un reto para salvar el planeta. Por lo tanto, el concepto de sostenibilidad es el vínculo primordial para la investigación y el desarrollo del futuro próximo tecnológico. Una organización sostenible se puede definir como una organización que tiene impulsores y limitaciones para los aspectos:

- Políticos y de seguridad.
- Sociales, culturales y de las partes interesadas.
- Económicas y financieras.
- Ecológicas.

2.4 INESTABILIDAD DEL POZO

La mayoría de problemas operacionales relacionados a la perforación y completación de pozos petroleros son ocasionados por la inestabilidad del pozo. Es el resultado de muchos fenómenos, interacciones entre el material rocoso y el fluido de perforación, condiciones de esfuerzos desafiantes y complejas desviaciones, irregularidad del reservorio, prácticas de perforación y operaciones inadecuadas o inexistentes, operaciones en aguas profundas y reservorios de alta presión y alta temperatura (Figura 9-11) (Bernt y Reza, 2019).

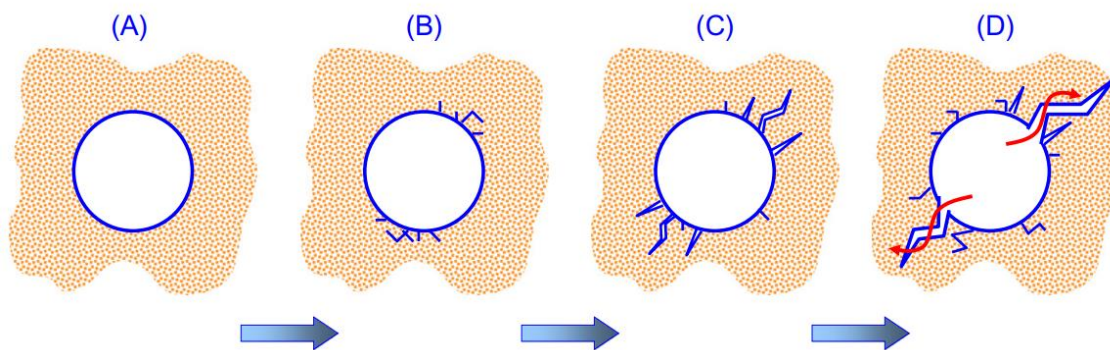


Figura 9. Compartimiento de la presión de fractura del pozo (falla por colapso). (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).

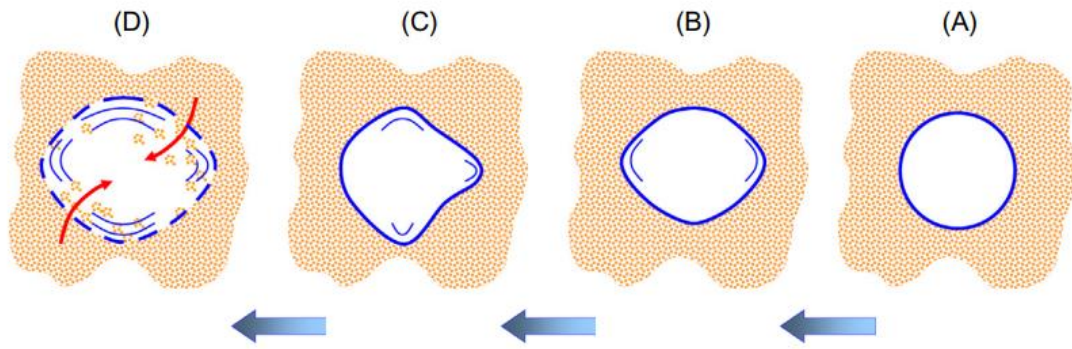


Figura 10. Compartimiento de la presión de colapso del pozo. (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).

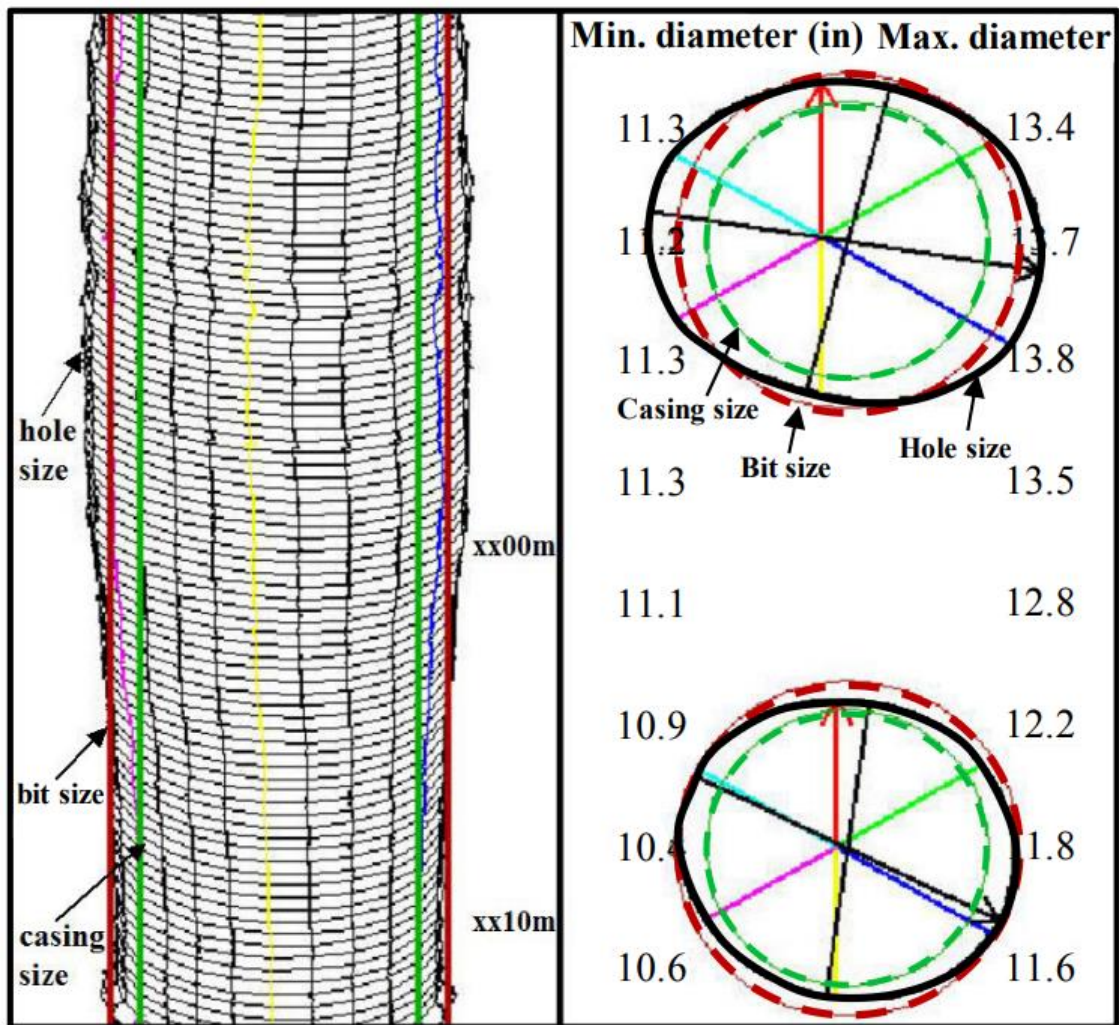


Figura 11. Compartimiento de la presión de colapso del pozo. (A) el pozo es estable. (B) desprendimiento asimétrico. (C) desprendimiento no asimétrico. (D) ruptura excesiva y falla por colapso, (Bernt y Reza, 2019).

2.4.1 Presiones anormales.

Las presiones de formación anormalmente altas/bajas se denominan colectivamente como presión de formación anormal. En las operaciones de perforación de todo el mundo, los casos de formaciones con presiones anormalmente bajas son menores que aquellos con presiones anormalmente altas. En general, se cree que el yacimiento desarrollado durante muchos años producirá una baja presión anormal sin un suplemento energético suficiente. La baja presión anormal también ocurre en áreas con bajos niveles de agua subterránea, en tal área, el gradiente normal de presión hidrostática comienza en la superficie del suelo (Figura 12) (Guan et al., 2021).

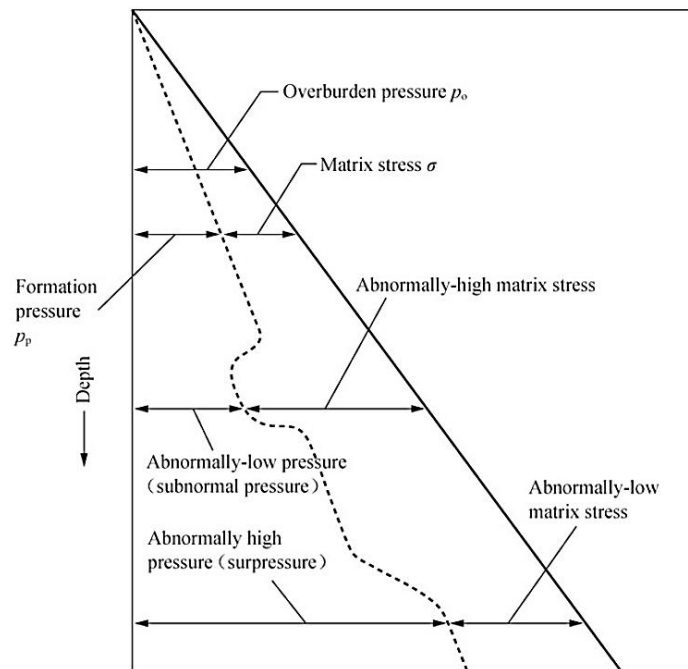


Figura 12. Comportamiento de las presiones anormales, (Guan et al., 2021).

El mecanismo de formación de presión anormal es complejo y puede ser diferente en diferentes regiones. Para formaciones sedimentarias, el sistema normal de presión de fluido puede considerarse como un sistema hidráulico "abierto". Esta formación permeable y con fluidos permite el establecimiento o restablecimiento de las condiciones de presión hidrostática. En contraste, el sistema de presión en formaciones anormales de alta presión está esencialmente "cerrado". Hay una barrera entre la presión anormal y la presión normal que impide o al menos restringe en gran medida el flujo de fluido. De esta manera, la gravedad de la roca superior es soportada en parte por el fluido en los poros de la roca, lo que resulta en una compactación insuficiente (Bernt y Reza, 2019).

2.4.2 Exponente de perforabilidad.

El exponente d , de la perforabilidad normaliza la ROP al eliminar los efectos de los parámetros de perforación externos, como la presión y la resistencia de la roca. Este exponente aumenta con la profundidad en formaciones normalmente presionadas, proporcionalmente a la resistencia de la roca. Sin embargo, al perforar lutitas con presiones anormales, el exponente disminuirá con la profundidad. La broca de perforación encuentra una sección subcompactada, donde la disminución de la densidad y el aumento de la porosidad dan como resultado una formación más perforable. Si todos los demás parámetros de perforación no cambian, la tasa de penetración aumentará en esta sección. La ROP también aumenta al tener un diferencial de presión menor entre el fluido de perforación y la presión intersticial (Figura 13). Estas zonas de presión anormales se detectan mucho antes con una broca sin desgaste que con una broca desgastada. Una broca desafilada puede estar muy dentro de la zona de presión anormal antes de que se detecte la transición (Bernt y Reza, 2019).

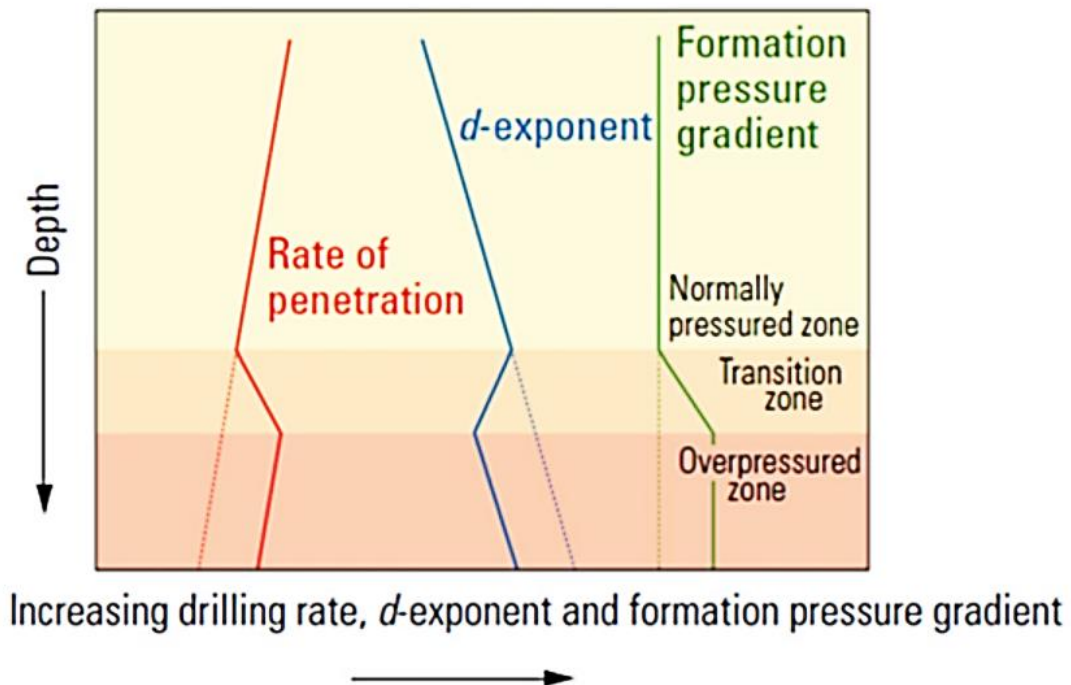


Figura 13. Comportamiento del exponente de perforabilidad, (Bernt y Reza, 2019).

$$d = \frac{\log(\text{ROP}/60 \text{ RPM})}{\log(12 \text{ WOB}/10^6 d_b)} \quad (1)$$

Donde:

- d : Exponente de perforabilidad, adimensional.
- ROP : Tasa de penetración, ft/h.
- RPM : Revoluciones por minuto, rpm.
- WOB : Peso en la broca, lb.
- d_b : Diámetro de la broca o del hoyo del pozo, in.

$$d_c = d \left(\frac{NPP}{ECD} \right) \quad (2)$$

Donde:

- d_c : Exponente de perforabilidad corregido, adimensional.
- NPP : Densidad del lodo actual, lb/gal.
- ECD : Densidad de circulación equivalente, lb/gal.

2.4.3 Modelos para el cálculo de densidades

➤ Densidad de la roca

$$\rho_b = (\emptyset)(\rho_f) + (1-\emptyset)\rho_m \quad (3)$$

Donde:

- ρ_b : Densidad de la roca, gr/cc.
- ρ_f : Densidad del fluido, gr/cc.
- \emptyset : Porosidad, porcentaje.
- ρ_m : Densidad de la matriz, gr/cc.

➤ Gradiente de sobrecarga

$$\sigma_{ovg} = 0,433 [(1-\emptyset)\rho_m + (\emptyset \rho_f)] \quad (4)$$

Donde:

- σ_{ovg} : Gradiente de sobrecarga, Psi/ft.

➤ **Gradiente de formación**

$$\sigma_p = \sigma_{ovg} - (\sigma_{ovg} - \sigma_n) \left(\frac{d_c}{d_{ce}} \right)^m \quad (5)$$

Donde:

- σ_p : Gradiente de formación, Psi/ft.
- σ_n : Gradiente normal (0,463), Psi/ft.
- d_{ce} : Exponente de perforabilidad extrapolado, adimensional.
- m : Exponente con parámetro d_c en la ecuación ($m=1,2$), adimensional.

➤ **Densidad del poro**

$$\rho_p = \frac{\sigma_p}{0,052} \quad (6)$$

Donde:

- ρ_p : Densidad del poro, gr/cc.

➤ **Presión de poro**

$$P_p = (0,052) \rho_p (h) \quad (7)$$

Donde:

- P_p : Presión del poro, Psi.
- h : Profundidad, ft.

➤ **Presión de sobrecarga**

$$P_{ovg} = \sigma_{ovg}(h) \quad (8)$$

Donde:

- P_{ovg} : Presión de sobrecarga, Psi.

➤ **Relación de Poisson**

$$v=(0,0645) \ln(h)-0,0673 \quad (9)$$

Donde:

- v : Relación de Poisson, adimensional.
- h : Profundidad en metros, m.

➤ **Presión de fractura**

$$P_f=P_P+\left[\left(\frac{v}{v-1}\right)\left(P_{ovg}-P_P\right)\right] \quad (10)$$

Donde:

- P_f : Presión de fractura, Psi.

➤ **Gradiente de fractura**

$$\sigma_f=\frac{P_f}{h} \quad (11)$$

Donde:

- σ_f : Gradiente de fractura, Psi/ft.

➤ **Densidad de fractura**

$$\rho_f=\frac{\sigma_f}{0,052} \quad (12)$$

Donde:

- ρ_f : Densidad de fractura, gr/cc.

➤ **Solución de Kirsch**

El método de Kirsch, analiza la tensión de la roca y la deformación de apertura alrededor del pozo, que es la base teórica para el método de medición de tensión in situ, basado en la tensión de apertura. Debido a que el pozo se deformará hasta cierto punto bajo la tensión. La geometría del hoyo deformado refleja las características de tensión sobre de la pared del hoyo (Fang et al., 2022).

La solución de Kirsch permite calcular las tensiones normales y de corte alrededor de un derrumbe circular en un sólido elástico lineal homogéneo. La solución completa de Kirsch, asume la acción independiente de múltiples factores, a saber, esfuerzo isotrópico de campo lejano, esfuerzo desviador, presión de pozo y presión intersticial. Considerando un pozo vertical que está sometido a esfuerzos horizontales máximo y mínimos, las tensiones verticales, presión de poro y la presión del pozo. Las siguientes ecuaciones permiten predecir el comportamiento de las deformaciones tomando una sección del derrumbe como un sólido lineal elástico e isotrópico.

$$\sigma_{rr} = (P_w - P_p) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin}}{2} \left(1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\theta) \quad (13)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = -(P_w - P_p) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin}}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\theta) \quad (14)$$

$$\sigma_{r\theta} = \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin}}{2} \left(1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin(2\theta) \quad (15)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_v - 2\nu(\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin}) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) \cos(2\theta) \quad (16)$$

Donde:

- P_w : Presión en el pozo, Psi.
- σ_{rr} : Esfuerzo radial efectivo, Psi.
- $\sigma_{\theta\theta}$: Esfuerzo tangencial efectivo, Psi.
- $\sigma_{r\theta}$: Esfuerzo de corte en el plano perpendicular a r en dirección tangencial a θ , Psi.
- σ_{zz} : Esfuerzo vertical efectivo en dirección z , Psi.
- σ_{Hmax} : Esfuerzo horizontal máximo, Psi.
- σ_{hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, Psi.
- σ_v : Esfuerzo vertical, Psi.
- r : Distancia verdadera medida desde el centro del pozo, in.
- a : Diámetro ideal del pozo, in.

- θ : Ángulo entre la dirección del esfuerzo horizontal máximo y el punto que se considera la tensión.

A continuación, se describen las ecuaciones complementarias para la solución de Kirsch:

➤ **Coefficiente de Biot**

El coeficiente de Biot α , se describe como la fuerza del acoplamiento poro elástico y es adimensional.

$$\alpha = 1 - (1 - \phi)^{3,8} \quad (17)$$

➤ **Esfuerzo vertical**

$$\sigma_v = \int_0^h (\rho_b)(g)dh \quad (18)$$

Donde:

- ρ_b : Densidad de la roca, lb/ft^3 .
- g : Gravedad, ft/s^2 .

➤ **Esfuerzo horizontal máximo**

$$\sigma_{Hmax} = \frac{1-\nu}{\nu} [\sigma_v - (\alpha)(P_p)] + (\alpha)(P_p) \quad (19)$$

Donde:

- σ_{Hmax} : Esfuerzo horizontal máximo, Psi.

➤ **Esfuerzo horizontal mínimo**

$$\sigma_{Hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} [\sigma_v - (\alpha)(P_p)] + (\alpha)(P_p) \quad (20)$$

Donde:

- σ_{Hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, Psi.

➤ **Presión en el pozo**

$$P_w = (NPP)(g)(h) \quad (21)$$

Donde:

- P_w : Presión en el pozo, *Psi*.
- NPP : Densidad del lodo actual, lb/ft^3 .
- g : Gravedad, ft/s^2 .

➤ **Resistencia a la compresión uniaxial**

$$UCS = 147.536 - 395.292\phi - 15.295\rho_b + 7.724S_w \quad (22)$$

Donde:

- UCS : Resistencia a la compresión uniaxial, *Psi*.
- ρ_b : Densidad de la roca, lb/ft^3 .
- S_w : Saturación de agua, fracción.

➤ **Ángulo de fricción interna**

$$\phi = 57,8 - 105\phi \quad (23)$$

Donde:

- ϕ : Ángulo de fricción interna, *grados*.

➤ **Coefficiente de fricción**

$$q = \frac{(1 + \sin(\phi))}{(1 - \sin(\phi))} \quad (24)$$

Donde:

- q : Coeficiente de fricción, adimensional.

➤ **Presión cortante en el pozo**

$$P_{cp} = P_p + \frac{3\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin} - UCS}{1+q} \quad (25)$$

Donde:

- P_{cp} : Presión cortante del pozo, Psi.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo se fundamenta en la investigación descriptiva que corresponde a las bases teóricas que permitirá identificar una solución concreta a la problemática considerando estudios recientes. Investigación deductiva, ya que es parte de un conocimiento general de la problemática (inestabilidad del pozo) a lo específico. Investigación explicativa debido al análisis de los resultados relacionado a la identificación de los motivos del problema. En cuanto al diseño de la investigación se establece como se detalla en la Figura 14, ya que la recolección de datos se la realiza en una sola etapa que corresponde a los datos del pozo, propiedades del fluido y registros de pozos (Hernández y Mendoza, 2018).

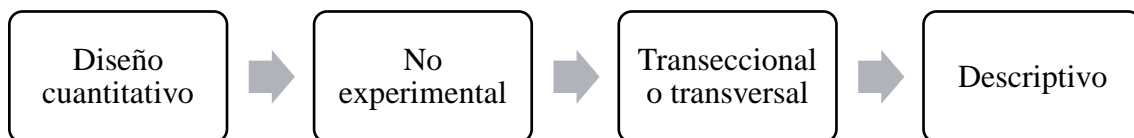


Figura 14. Ruta de la investigación. Fuente: (Hernández & Mendoza, 2018).

Las características principales del diseño transversal son:

- Describe variables de un grupo de casos correspondiente a la muestra o población para determinar el nivel de variables en un determinado momento.
- Evaluar el fenómeno, situación o contexto en un punto del tiempo.
- Analizar la incidencia de ciertas variables y la relación de las mismas.

3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método que asocia a esta investigación es hipotético – deductivo del modelo científico, puesto que se parte de una hipótesis para obtener conclusiones propias, en general los aspectos metodológicos ayudan a resolver la primera hipótesis que será sometida con el transcurso del tiempo o la experiencia; también, permite descartar las hipótesis que contienen variables no relacionadas al objeto común de la problemática (Cohen y Gómez, 2019).

3.3 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información técnica y operativa de los pozos con problemas de inestabilidad del hoyo, son provenientes de la fuente directa de la empresa operadora privada que presta servicios a las empresas públicas y privadas de la región amazónica. La utilización de los mismos como registros de pozos, tasas de penetración, pruebas de las propiedades geomecánicas de las rocas, se la realiza respetando las políticas de confidencialidad y privacidad.

3.4 POBLACIÓN

De acuerdo a Ricardo y Ramirez (2017) la población de la investigación, es de tipo finita y durante el desarrollo está determinada con condiciones de selección, en este caso la información tiene un número limitado correspondiente a 10 pozos de petróleo.

3.5 MUESTRA

El muestreo adecuado para esta investigación es el muestreo por conveniencia, intencional o accidental, del muestreo no probabilístico, ya que no tienen planificación y las unidades se eligen de circunstancias fortuitas, es decir queda a decisión del investigador (Ricardo y Ramirez, 2017).

3.6 PROCESO GENERAL DE ANÁLISIS

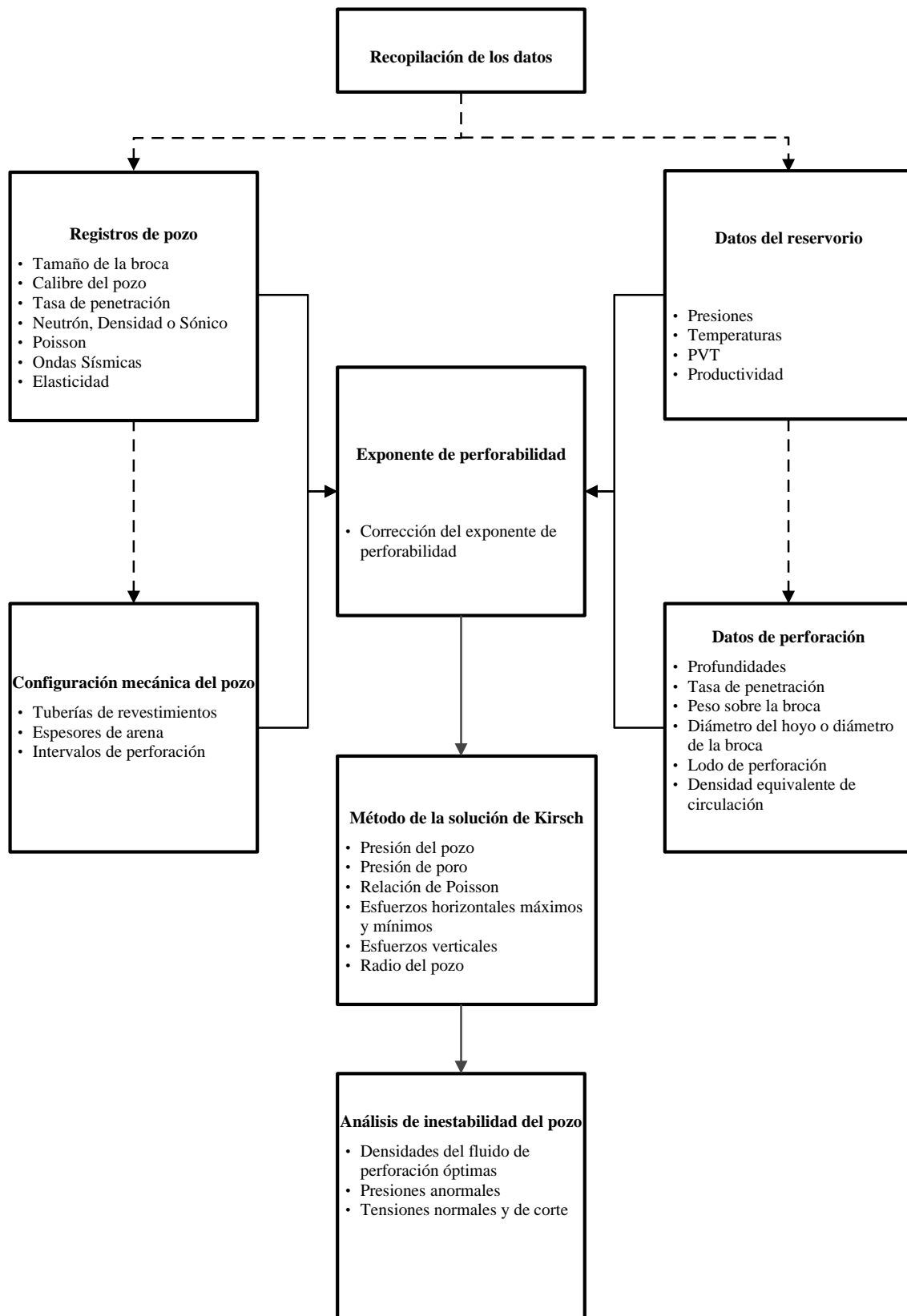


Figura 15. Esquema general de la metodología, procedimiento de análisis y obtención de resultados.

3.7 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

3.7.1 Intervalo de análisis de los pozos con problemas.

En base a los registros eléctricos del Anexo B, se establecieron las secciones con problemas de inestabilidad del hoyo, detalladas en la Tabla 4; basándose en los intervalos donde el diámetro de la broca es diferente a 8.5 pulgadas; en la mayoría de los casos los valores son superiores.

Tabla 4: Intervalos de análisis para cada pozo.

Nombre del pozo	Tope de perforación (ft)	Base de perforación (ft)	Espesor (ft)	Tope de intervalo para análisis (ft)	Base de intervalo para análisis (ft)
W-P1	7860	7930	70	7630	8090
W-P2	9704	9738	34	9486	9816
W-P3	7874	7906	32	7710	8018
W-P4	9565	9600	35	9160	9780
W-P5	9240	9268	28	9146	9466
W-P6	8870	8930	60	8720	9160
W-P7	8086	8170	84	8026	8264
W-P8	8670	8710	40	8160	8720
W-P9	8868	8898	30	8730	9050
W-P10	8498	8534	36	8456	8776

3.7.2 Información requerida para densidades y esfuerzos

Luego de haber definido los intervalos; para estimar las densidades adecuadas en las secciones correspondientes, se requiere del historial de perforación detallado en el Anexo

A y los datos generales del campo Lago Agrio detallados en las Tabla 1 y Tabla 2. Además, las ecuaciones desde la 1 hasta la 12, se aplican para cada profundidad.

Posteriormente, se determinó los esfuerzos que actúan en cada pozo; para ello, se requiere de la misma información detallada en el párrafo anterior. Por consiguiente, se implementará la solución de Kirsch y sus complementos desde las ecuaciones 13 hasta la 25.

La Figura 16, describe los procedimientos y condiciones a detalle para la creación del software; en relación al proceso general de análisis de la Figura 15, por lo que se dividieron en:

- Recopilación: Disponibilidad de los datos
- Inicio del software: Toma en consideración el sistema de unidades y orden de los datos.
- Cálculo del exponente de perforabilidad: Modelos del exponente d y d_c y correlaciones asociadas.
- Identificación de presiones anormales y cálculo de la pendiente: Permite visualizar las curvas y verificar zonas con anomalías; Además, se extrapolan de manera lineal los valores del exponente “d” para predecir el comportamiento normal.
- Cálculo de densidades: Permite conocer la variación de densidades y relaciona con la que se perforó.
- Solución de Kirsch: Estima la tensión de la roca en el pozo en: tangencial, vertical, corte perpendicular y radial.
- Resultados: Comprende la parte gráfica de los procesos mencionados.

3.8 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA CREACIÓN DEL SOFTWARE

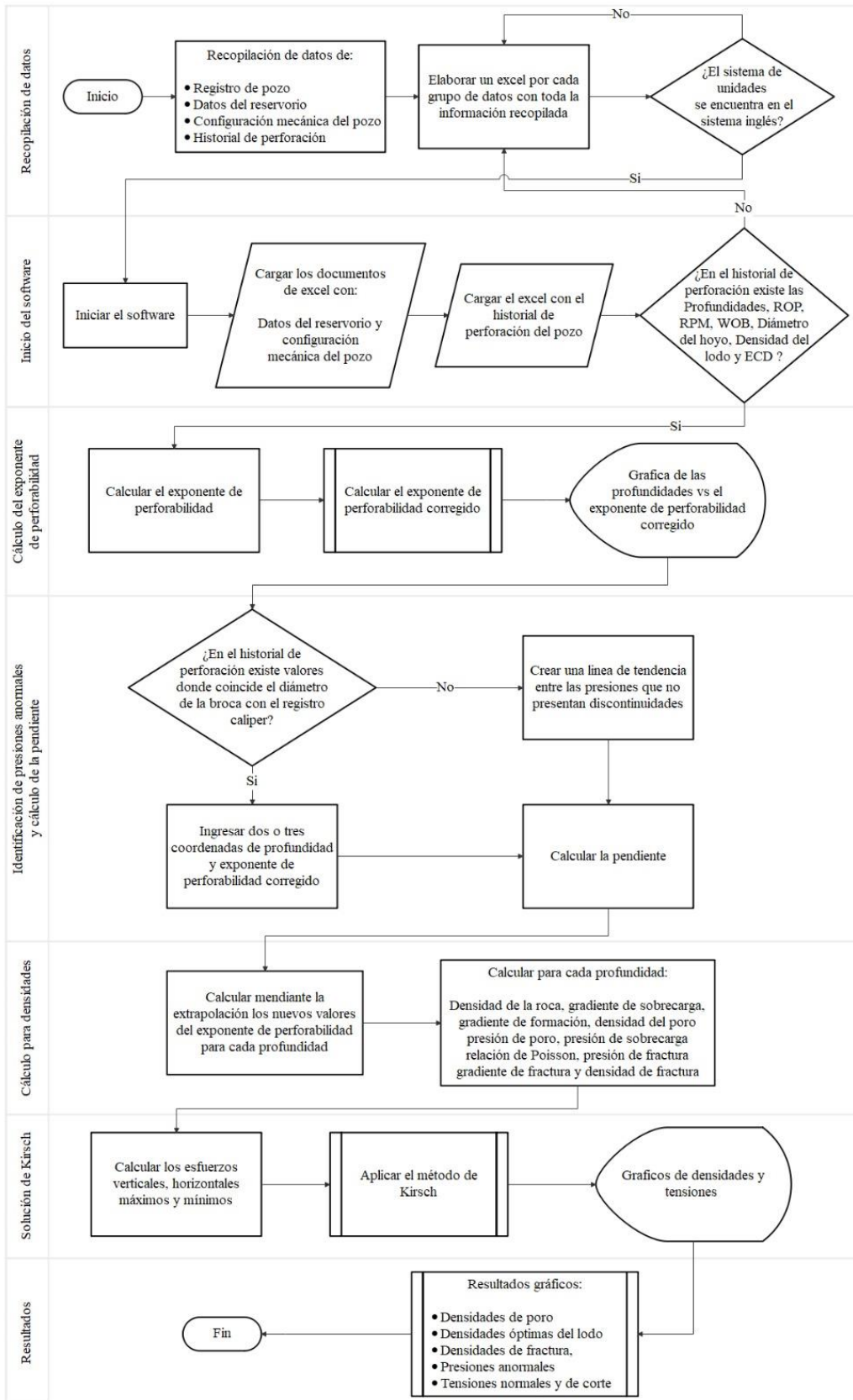


Figura 16. Diagrama de flujo para la creación del software.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 SOFTWARE OWDRILES (Oil Well Drilling Evaluation System)

OWDRILES es un sistema de evaluación de perforación de pozos de petróleo. Este sistema cuenta con una interfaz principal de seguridad para los usuarios, validando el nombre del usuario con su respectiva contraseña para el acceso a los datos y a la aplicación (Figura 17).

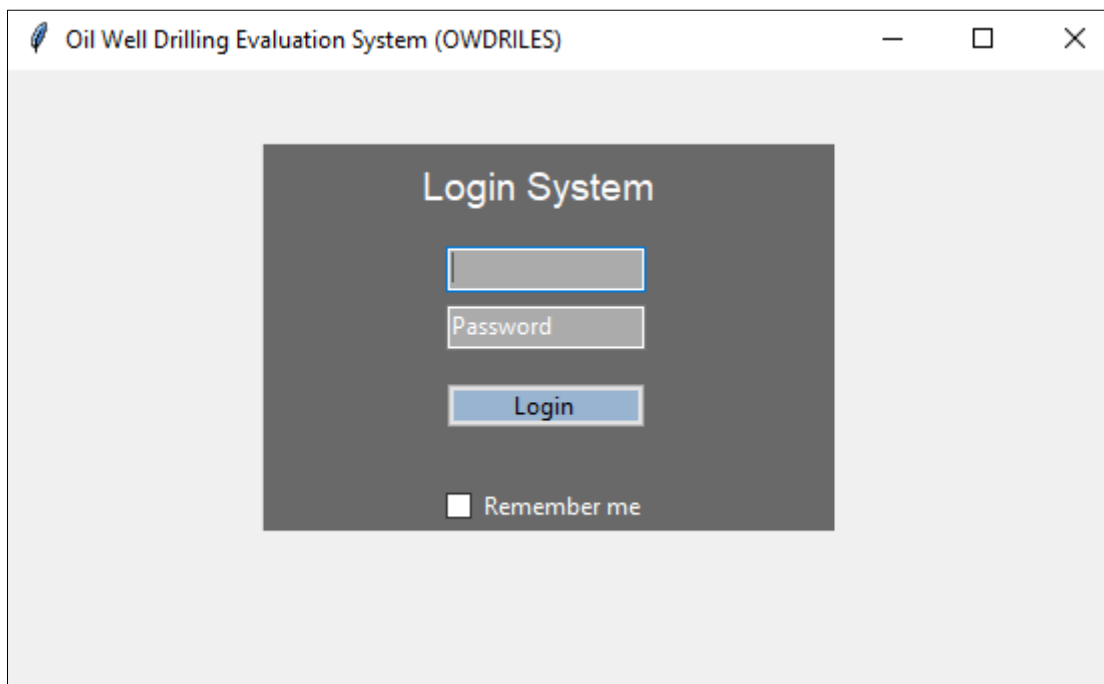


Figura 17. Interfaz de seguridad de OWDRILES.

La aplicación posee un menú principal formado por: ingresos, procesos, consultas, edición, reportes y ayuda. La funcionalidad de cada uno de estas opciones permite una valoración del pozo según sus propiedades físicas, historial de producción y profundidades esquemáticas del pozo (Figura 18).

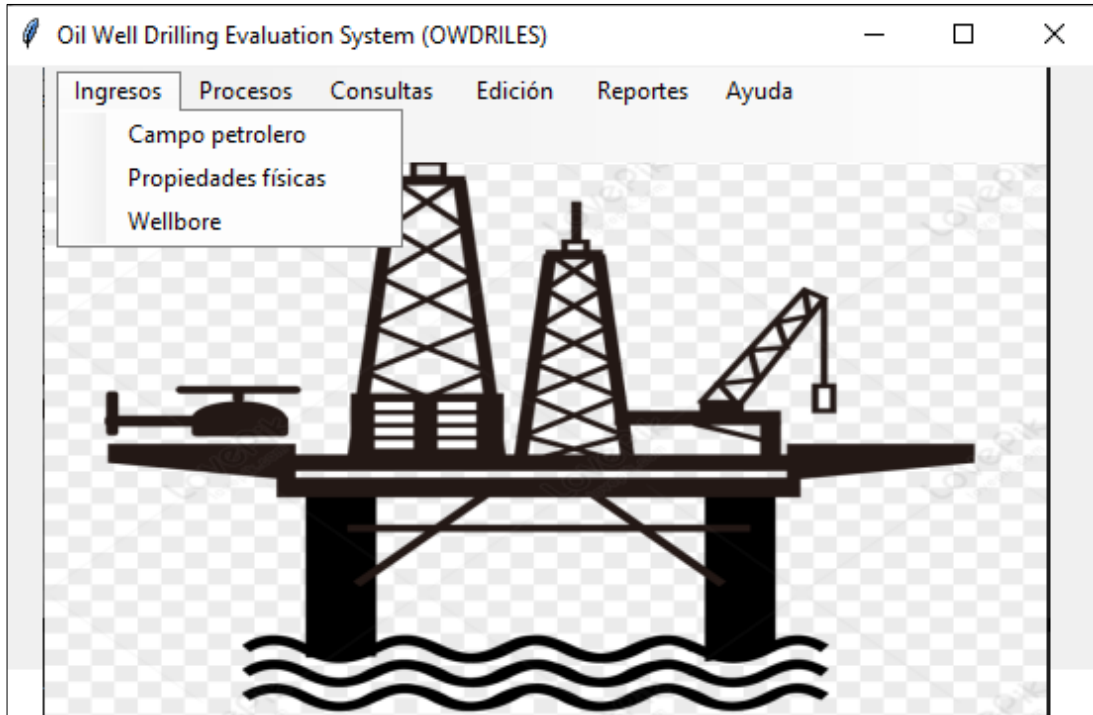


Figura 18. Menú principal de OWDRILES.

El menú ingreso cuenta con opciones que permiten el registro de los campos petroleros, con sus respectivos pozos y localización (Figura 19). Además, permite registrar la información de las propiedades físicas de la formación como porosidad, viscosidad, presión, GOR, permeabilidad, saturación, entre otros (Figura 20).

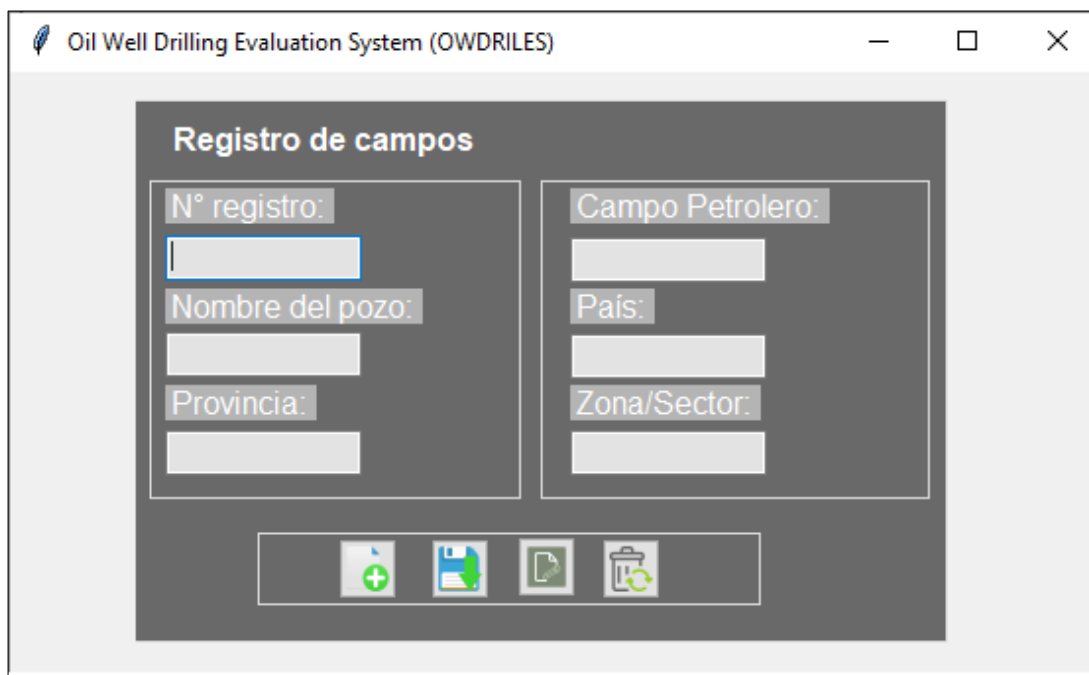


Figura 19. Interfaz gráfica de registro de campos petroleros.

Oil Well Drilling Evaluation System (OWDRILES)

Formation physical

Porosidad:	GOR:
Viscosidad:	Presión:
Api:	Permeabilidad:
Temperatura:	Saturación:
Presión de burbuja:	Densidad:

Figura 20. Propiedades físicas.

En cuanto, al esquema de la profundidad del pozo, esta aplicación permite ingresar la densidad del fluido, el revestimiento de producción y las perforaciones base, intermedio y top (Figura 21).

Oil Well Drilling Evaluation System (OWDRILES)

Wellbore Schematic depth in feet

Densidad del fluido:	Perforaciones Top:
Casing:	Perforaciones Base:
Superficie casing:	Intervalo de análisis top:
Producción casing:	Intervalo de análisis base:
Revestimiento de producción:	Casing Intermedio:

Figura 21. Esquema de la profundidad del pozo.

Owdriles, procesa la información y realiza cálculos de los exponentes de perforabilidad y ventana de perforación. Para el cálculo de las presiones anormales, se necesita el ingreso de la profundidad del pozo, la tasa de penetración y el gradiente de presión intersticial (Figura 22).

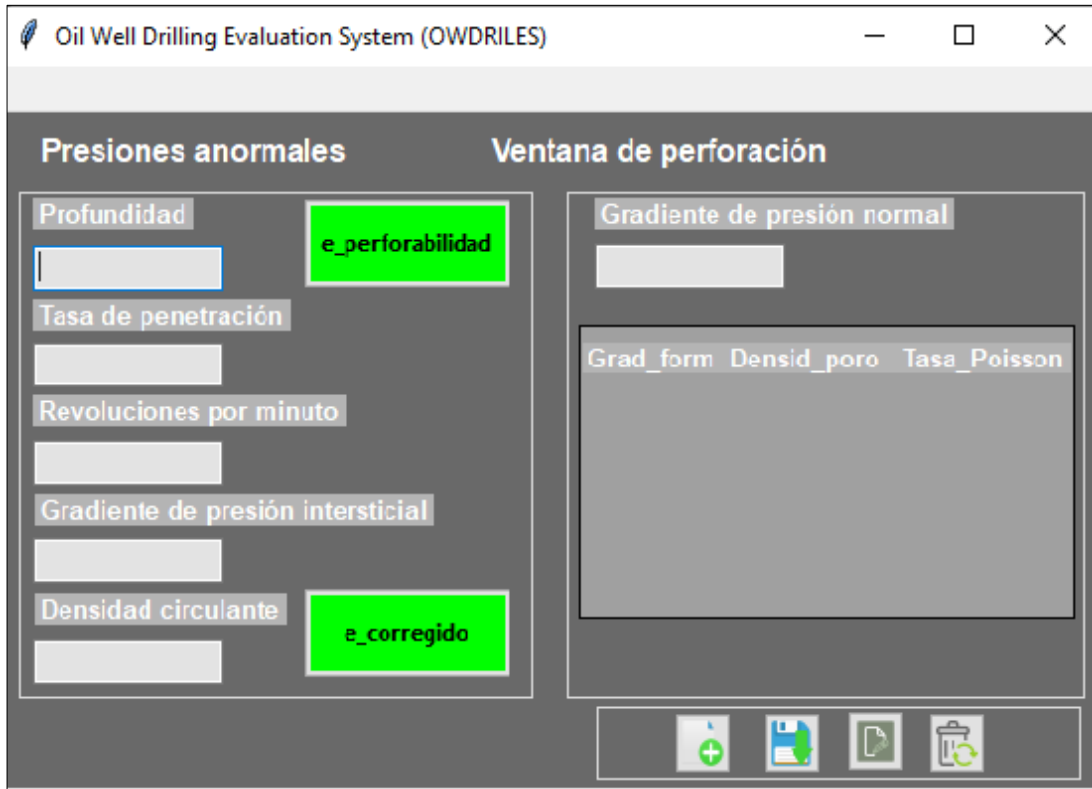


Figura 22. Presión anormal y ventana de perforación.

Entre los reportes más relevantes para la evaluación de la perforación, esta aplicación muestra gráficos bidimensionales para determinar la relación entre las profundidades, densidad y presión de cada pozo petrolero.

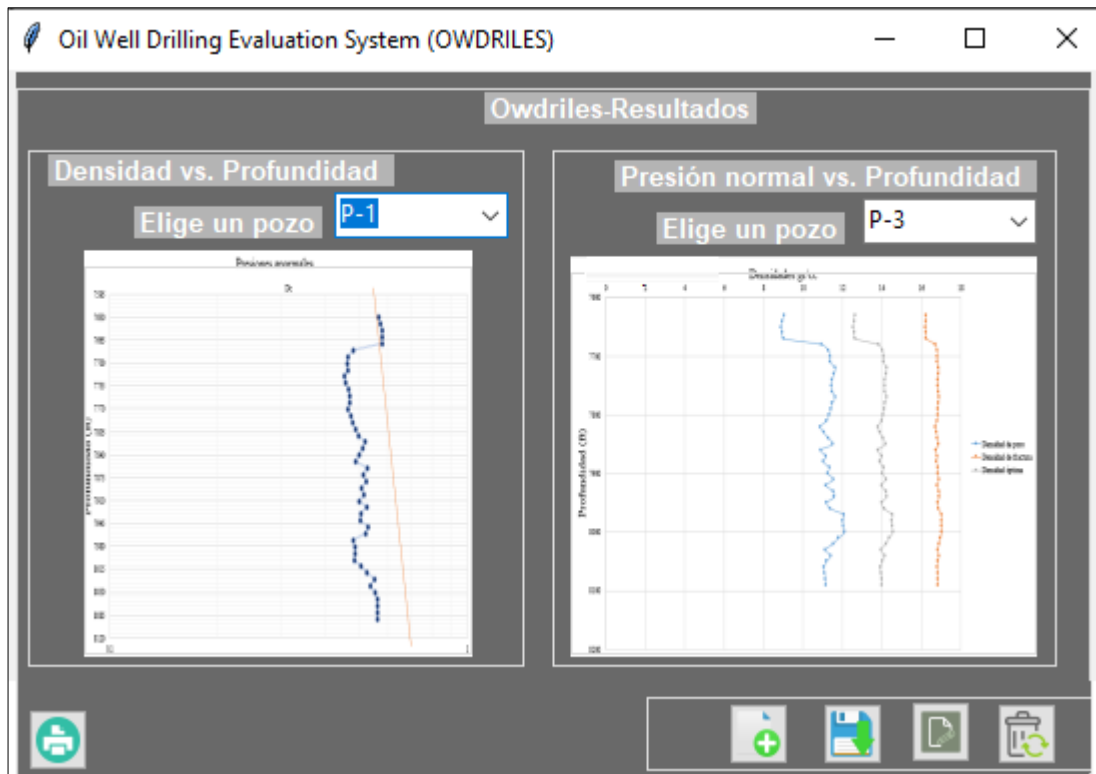


Figura 23. Reporte bidimensional profundidad, densidad y presión normal.

4.2 PRESIONES ANORMALES

Para el pozo W-P1, las presiones anormales surgen a partir de los 7680 pies, lo cual se detalla en la Figura 24; en base al comportamiento de la curva se trata de presiones subnormales o anormalmente bajas ya que se alejan a la izquierda de la curva de presión normal, ocasionado por el incremento de la tasa de penetración y la variación de densidad del lodo de perforación. Además, en la figura 54 del Anexo C, se puede observar que existe una fractura del pozo tipo desprendimiento no asimétrico.

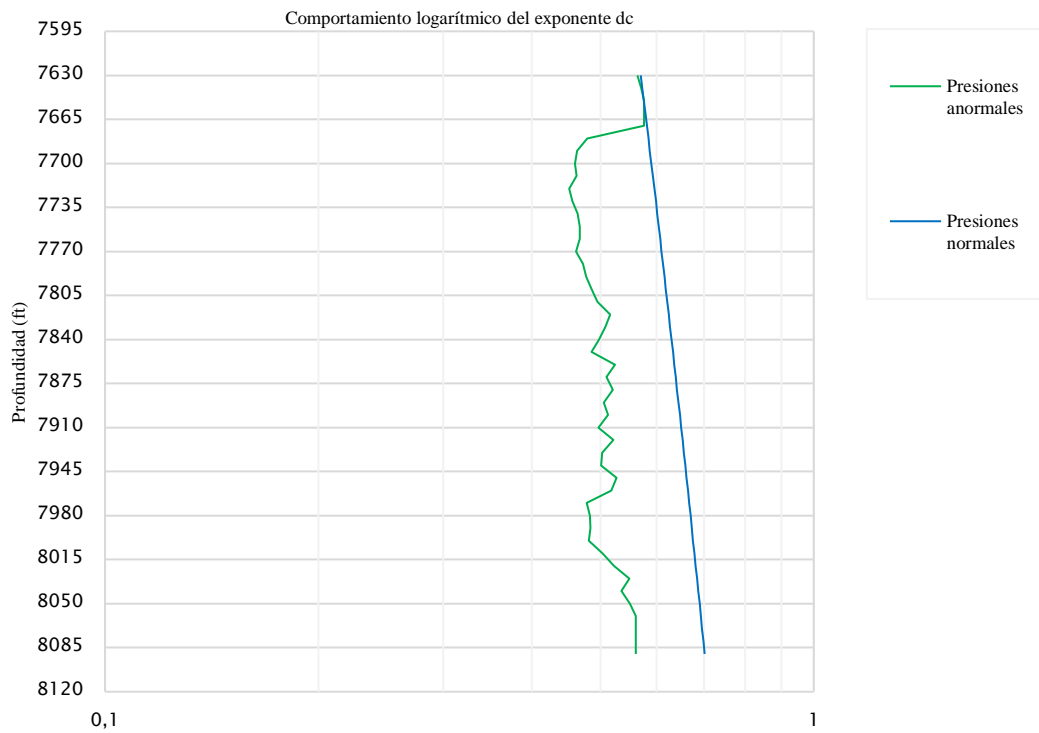


Figura 24. Presiones del pozo W-P1.

El pozo W-P2, posee un intervalo corto de presiones anormales altas, que parte de 9486 pies hasta 9496 pies detallado en la Figura 25. Luego, las presiones declinan por la reducción de la tasa de penetración y el peso sobre la broca; también, existe fractura del pozo tipo desprendimiento no asimétrico, porque la densidad de lodo de perforación siguió incrementando con la profundidad. A partir de los 9516 pies, existen presiones subnormales, que han creado una costra en el diámetro del hoyo como se observa en la Figura 55 del Anexo C.

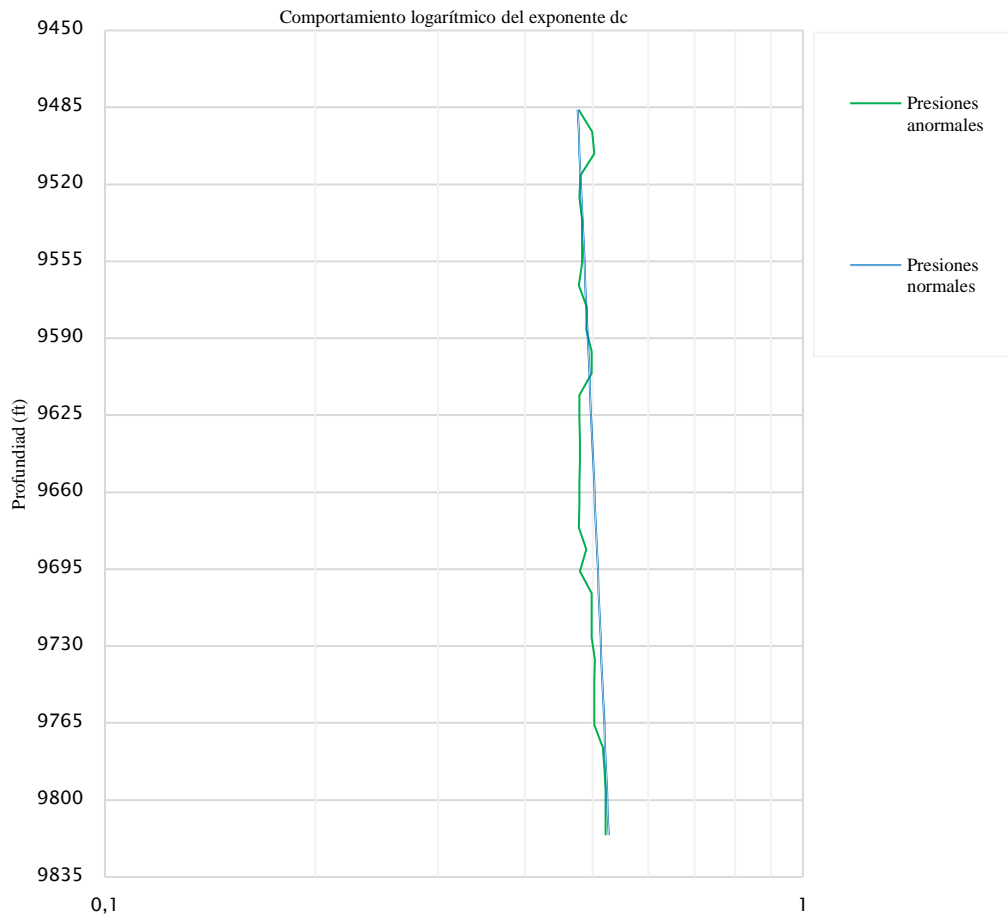


Figura 25. Presiones del pozo W-P2.

En el caso del pozo W-P3, existen cuatro intervalos, dónde las presiones anormales se interceptan con pendiente de presiones normales; tal y como se muestra en la Figura 26, esto sucede porque en cada intervalo los diámetros del hoyo son iguales o menores al diámetro de la broca de 8.5 pulgadas. Tal comportamiento se debe al cambio constante de la tasa de penetración y la densidad del lodo, que ocasionó el derrumbe de las paredes del pozo hasta 12.3 pulgadas de diámetro, y de forma no asimétrica descrito en la Figura 56 del Anexo C.

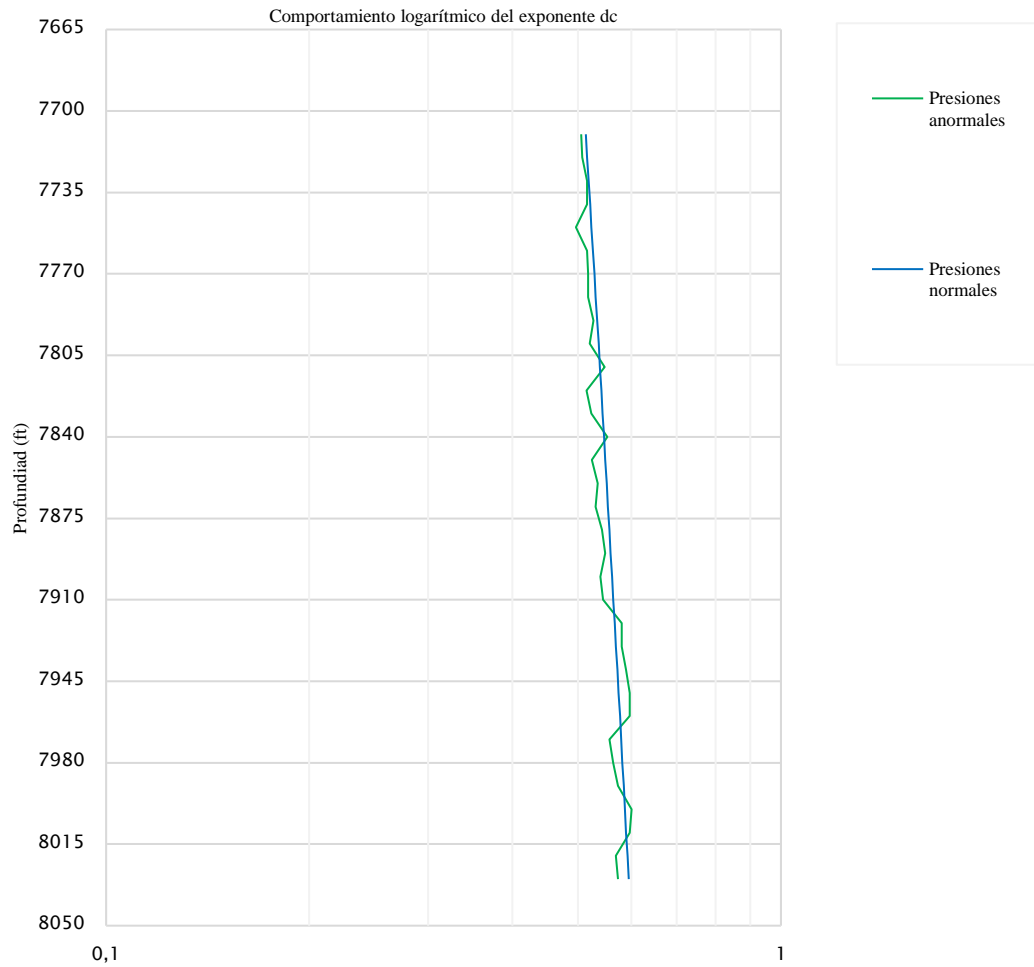


Figura 26. Presiones del pozo W-P3.

De acuerdo a la Figura 27, en el pozo W-P4 existen dos puntos dónde el diámetro del pozo coincide con el diámetro de la broca; las secciones rectas de las presiones anormales, se debe a que la densidad del lodo de perforación, se mantiene constante e incrementa con la profundidad. Además, existe una separación considerable de 0.3 unidades en los puntos finales del exponente d_c a la profundidad de 9790 pies; ocasionado por, las altas tasas de penetración y peso sobre la broca. Tomando en consideración la Figura 57 del Anexo C, el pozo tiene fallas por colapso y desprendimiento no asimétrico.

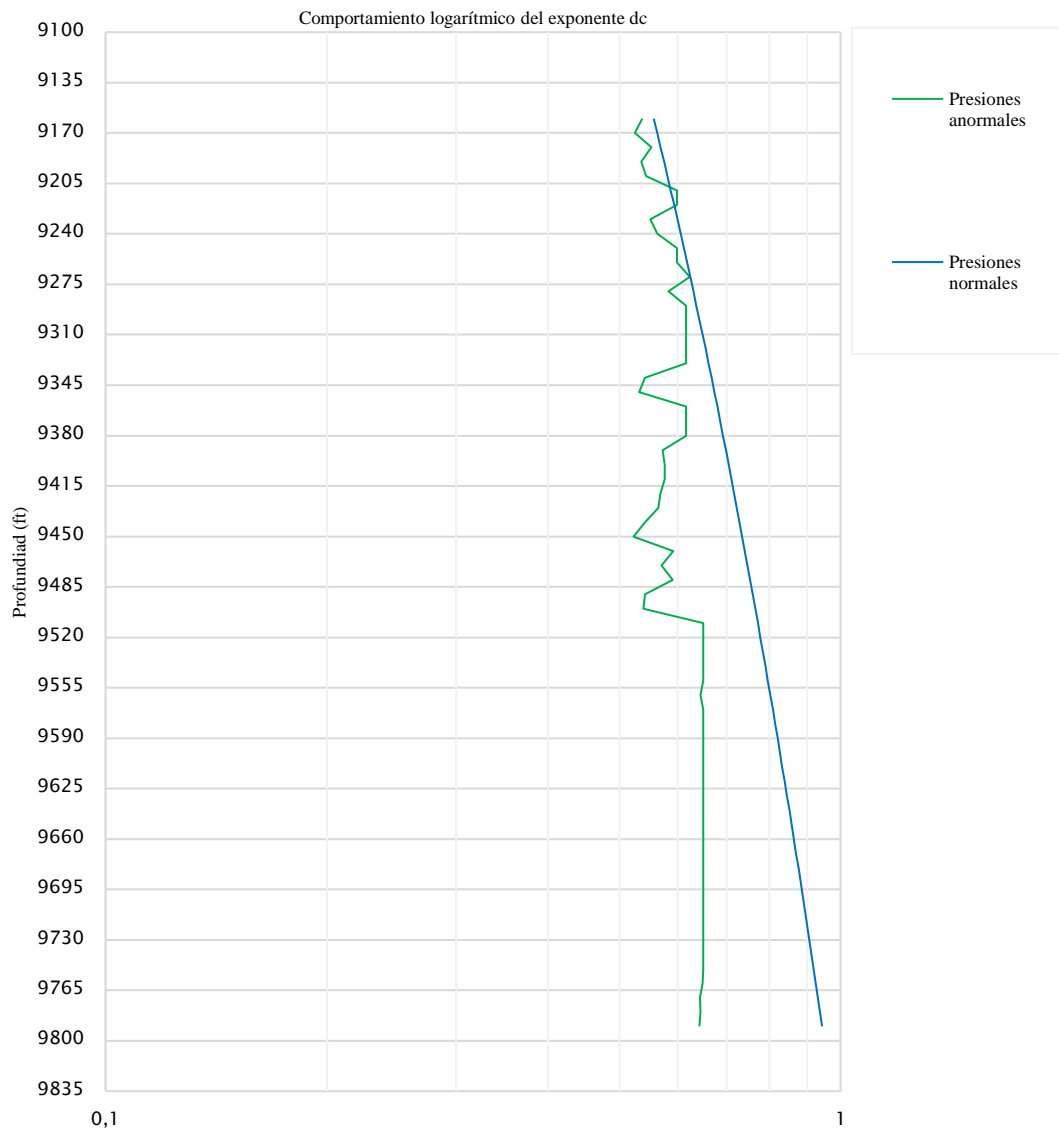


Figura 27. Presiones del pozo W-P4.

El comportamiento de las presiones de la Figura 28 del pozo W-P5, varía alrededor de 0.5 unidades del exponente d_c , de acuerdo al registro de perforación de este pozo y el registro eléctrico, presenta valores elevados de diámetro del pozo a la profundidad de 9156 pies a 9166 pies. Además, en la Figura 58 del Anexo C, el pozo presenta tres derrumbes fracturados por un desprendimiento tipo no asimétrico y alrededor del 80% tiene una costra que reduce el diámetro del pozo.

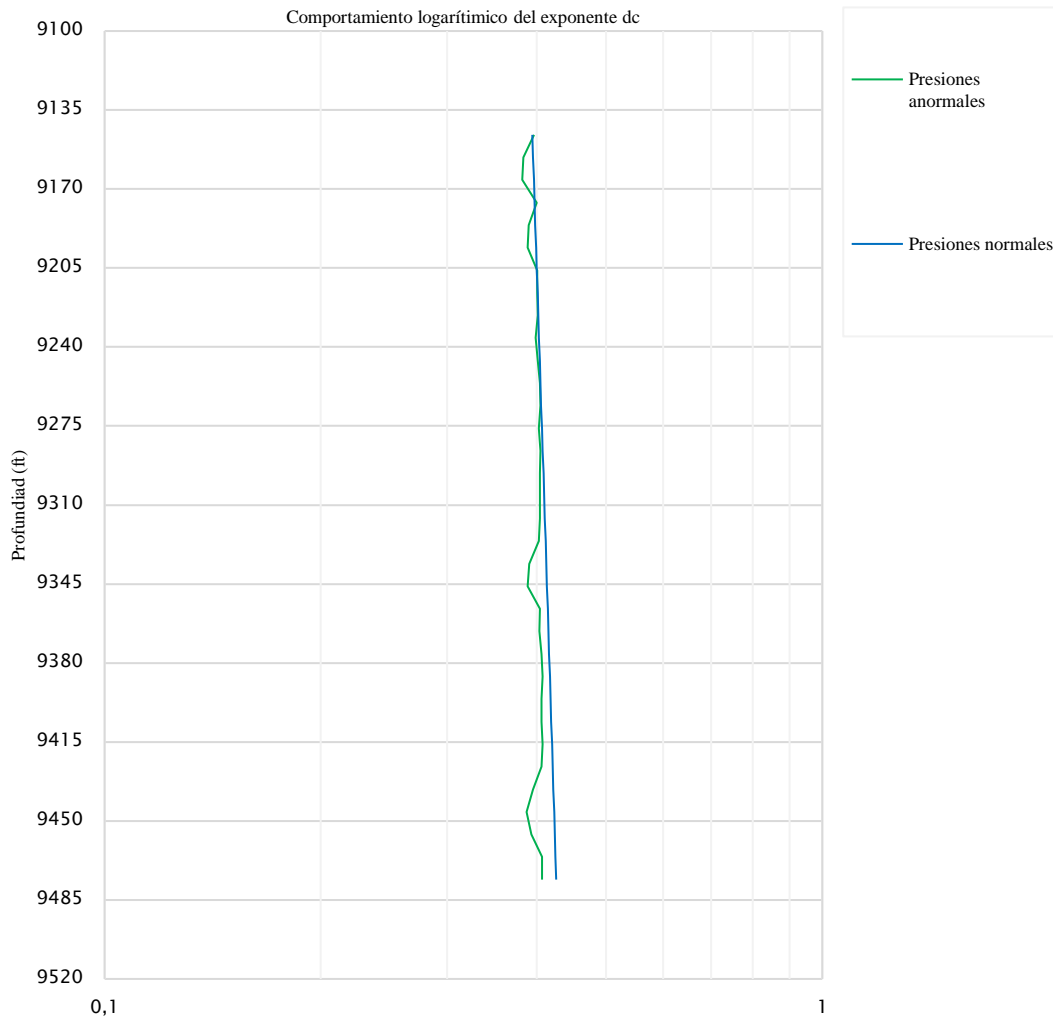


Figura 78. Presiones del pozo W-P5.

Las presiones que actúan en el pozo W-P6 se detalla en la Figura 29, la cual presenta dos intervalos críticos de inestabilidad, el primero de 8770 pies a 8850 pies y el segundo corresponde de 9080 pies a 9160 pies que predominan las presiones subnormales. La ruptura excesiva por colapso y no asimétrico del pozo se visualiza en la Figura 59 del Anexo C, el cual también, crea una costra de 0.5 pulgadas en el diámetro del pozo producto de la variación en las revoluciones por minuto y tasa de penetración.

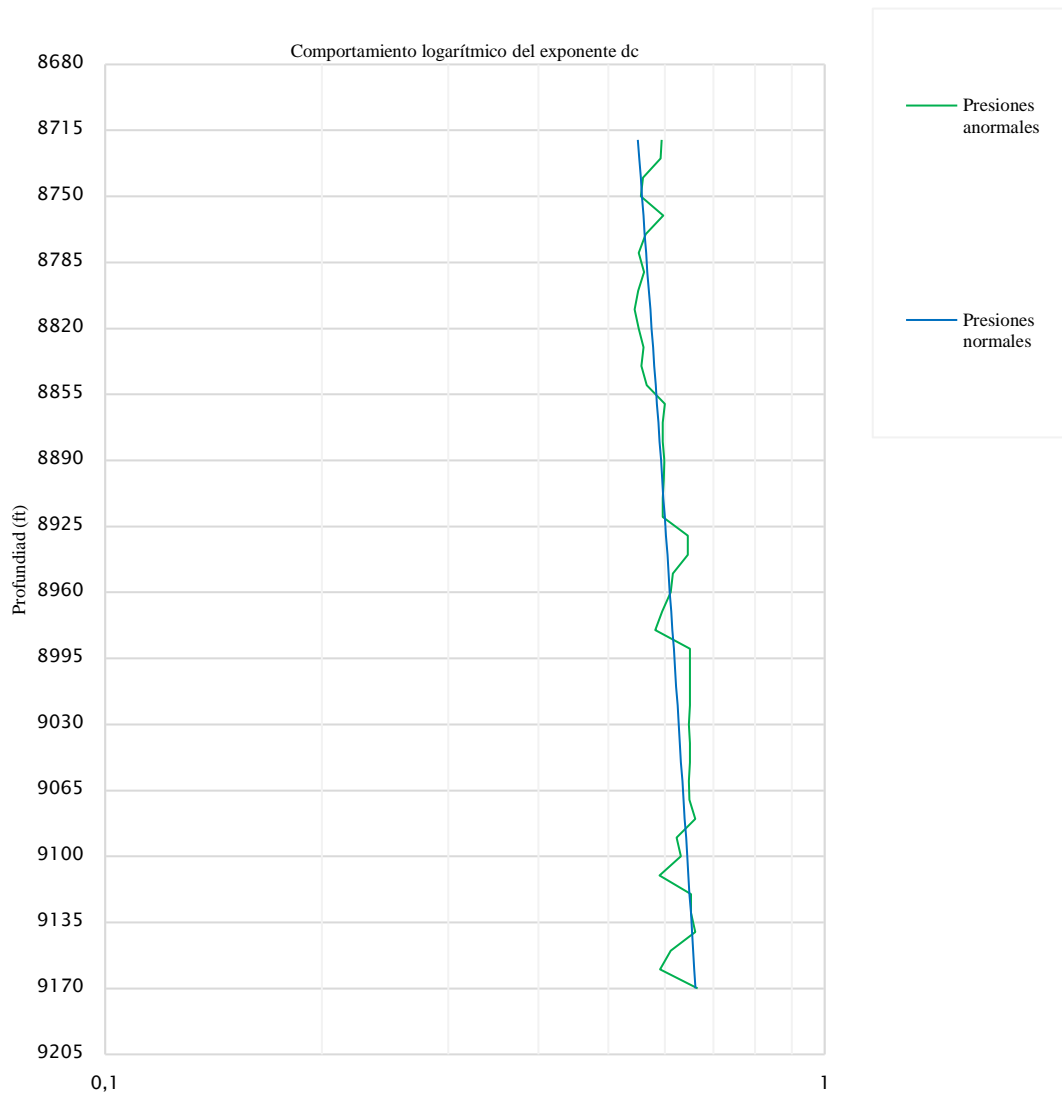


Figura 89. Presiones del pozo W-P6.

De acuerdo a la Figura 30 para el pozo W-P7, tiene un primer intervalo crítico desde 8036 pies hasta 8046 pies, el segundo intervalo de 8176 pies hasta 8266 pies, las demás secciones poseen una capa de roca de alrededor de 0.3 pulgadas reduciendo así en diámetro, producto de las presiones subnormales que actúan en el pozo, esto también se puede observar en la Figura 60 del Anexo C, que existe un desprendimiento asimétrico en un extremo del radio del pozo.

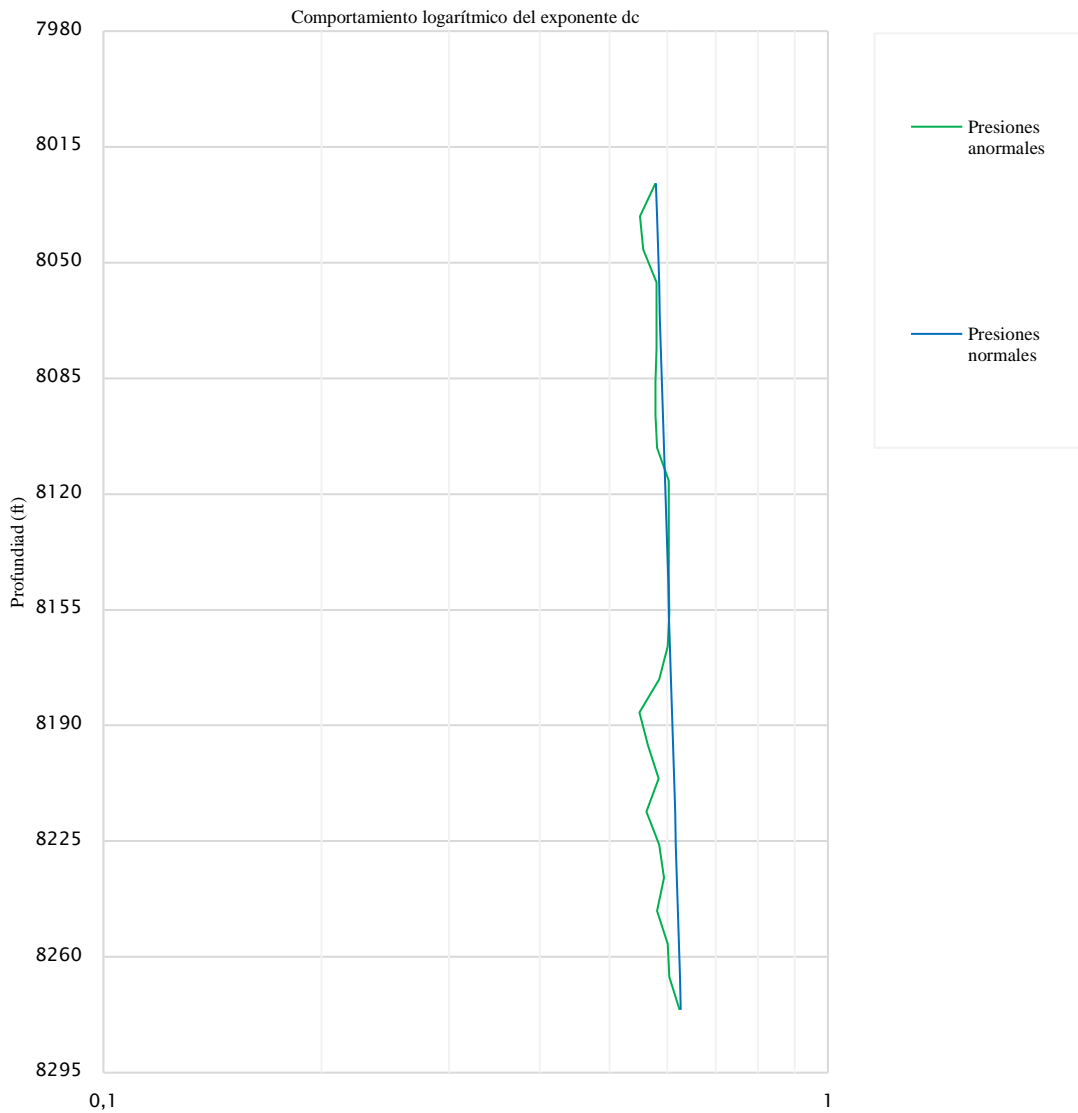


Figura 30. Presiones del pozo W-P7.

El 88% de las presiones anormales del Pozo W-P8 de la Figura 31, son afectadas por presiones subnormales y en menor proporción las presiones anormales altas. En consecuencia, existe dos derrumbes principales en cada extremo y derrumbes cortos que se generan por una ruptura excesiva y falla por colapso, ver Figura 61 del Anexo C. Además, las consideraciones mencionadas se deben al cambio continuo de la tasa de penetración y densidad de circulación del lodo.

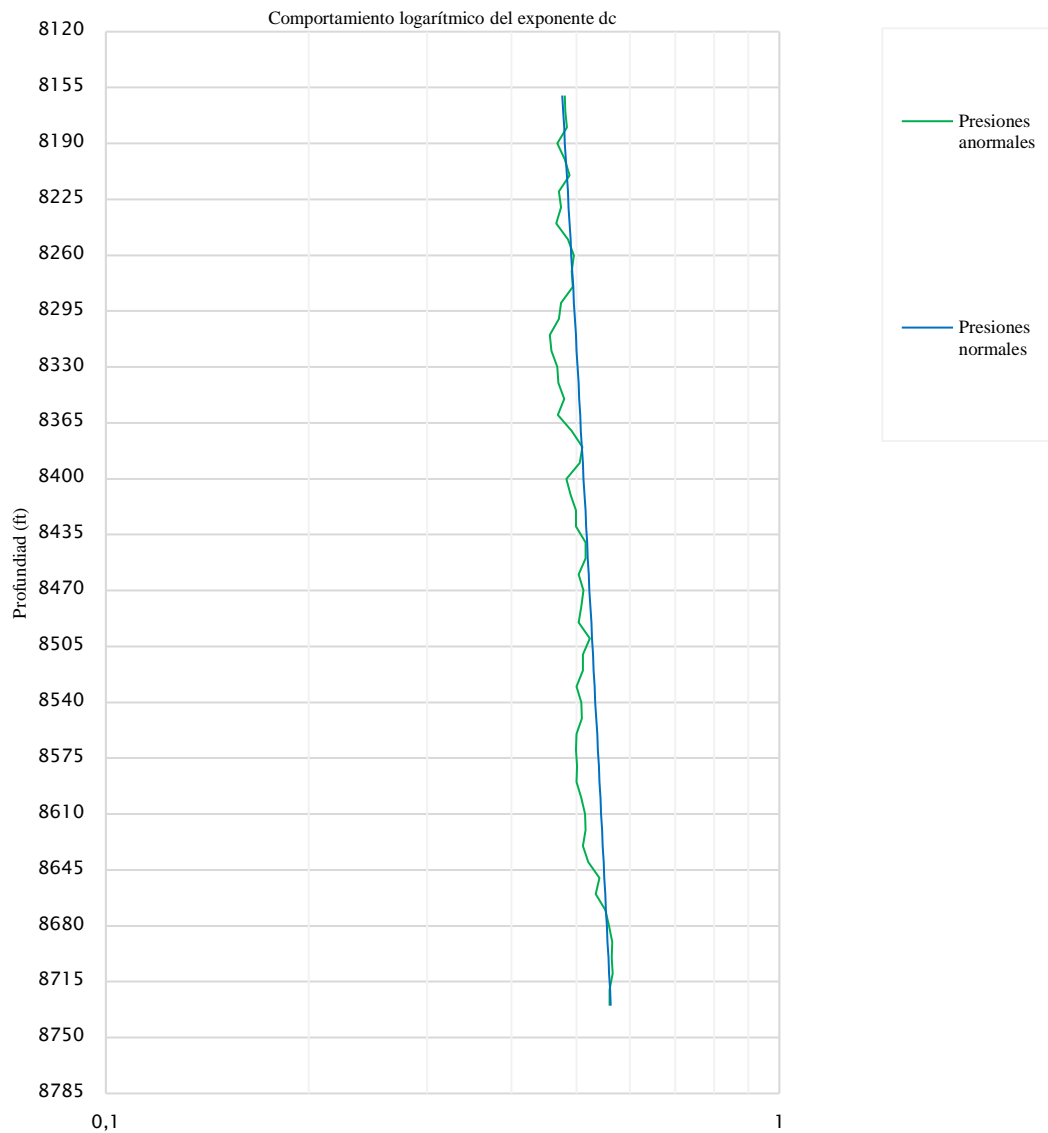


Figura 31. Presiones del pozo W-P8.

La Figura 32 del pozo W-P9, permite comprender como afectan las presiones anormales en el diámetro del pozo, como se observa en la Figura 62 (Anexo C) que presenta irregularidades en derrumbes y expansión rocosa. En este caso en particular, existe variación en la tasa de penetración y densidad del lodo, pero se mantienen constantes las revoluciones por minuto y el peso sobre la broca; es decir que esta sección se perforó con rotación.

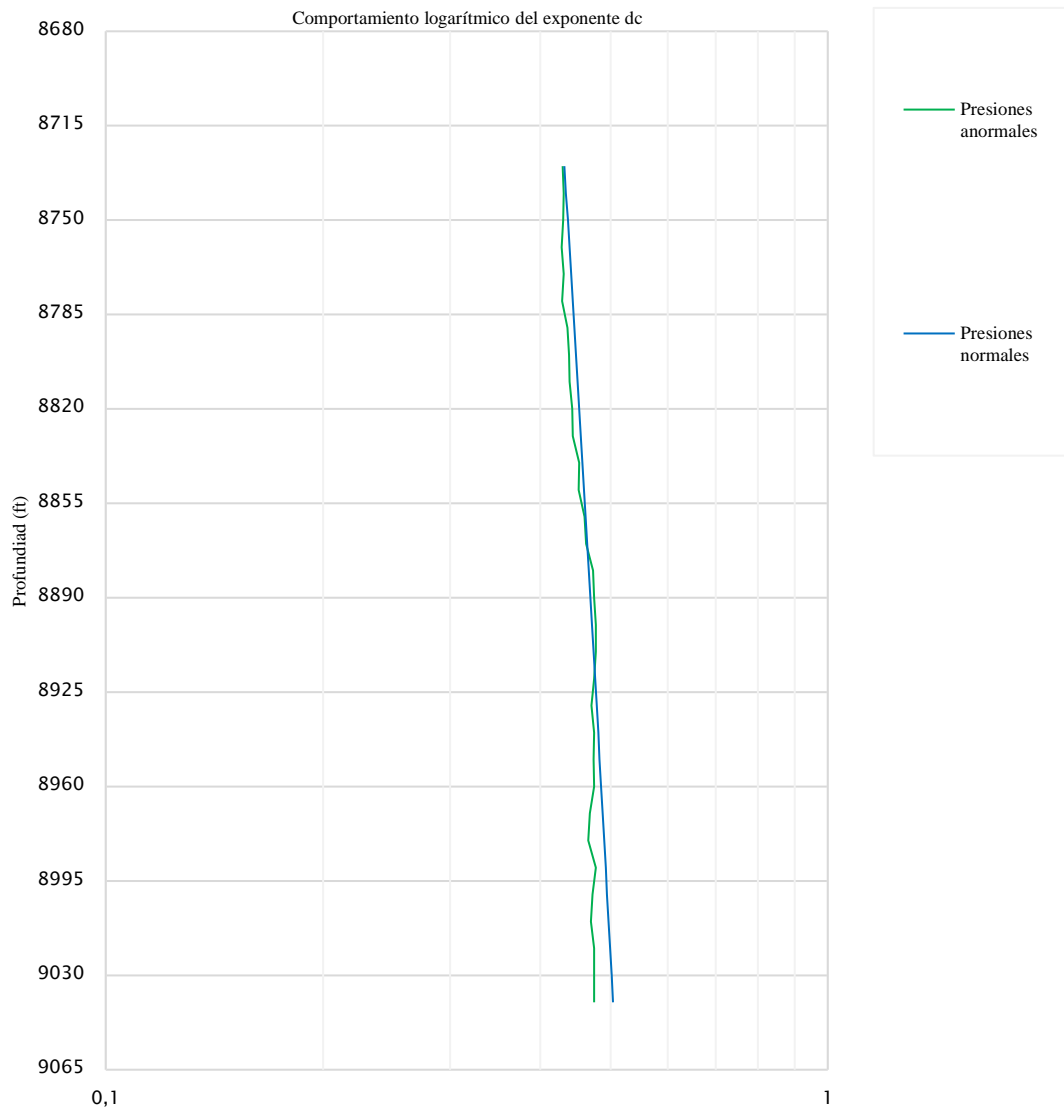


Figura 32. Presiones del pozo W-P9.

Para el pozo 10, la Figura 33 muestra un intervalo crítico de presiones anormales de 8466 pies hasta 8676 pies; producido por los cambios repentinos en la tasa de penetración y densidad del lodo; se perforó deslizando debido a que se mantuvieron las revoluciones y el peso sobre la broca. Además, en la Figura 63 del Anexo C, se observa derrumbes por colapso no asimétrico.

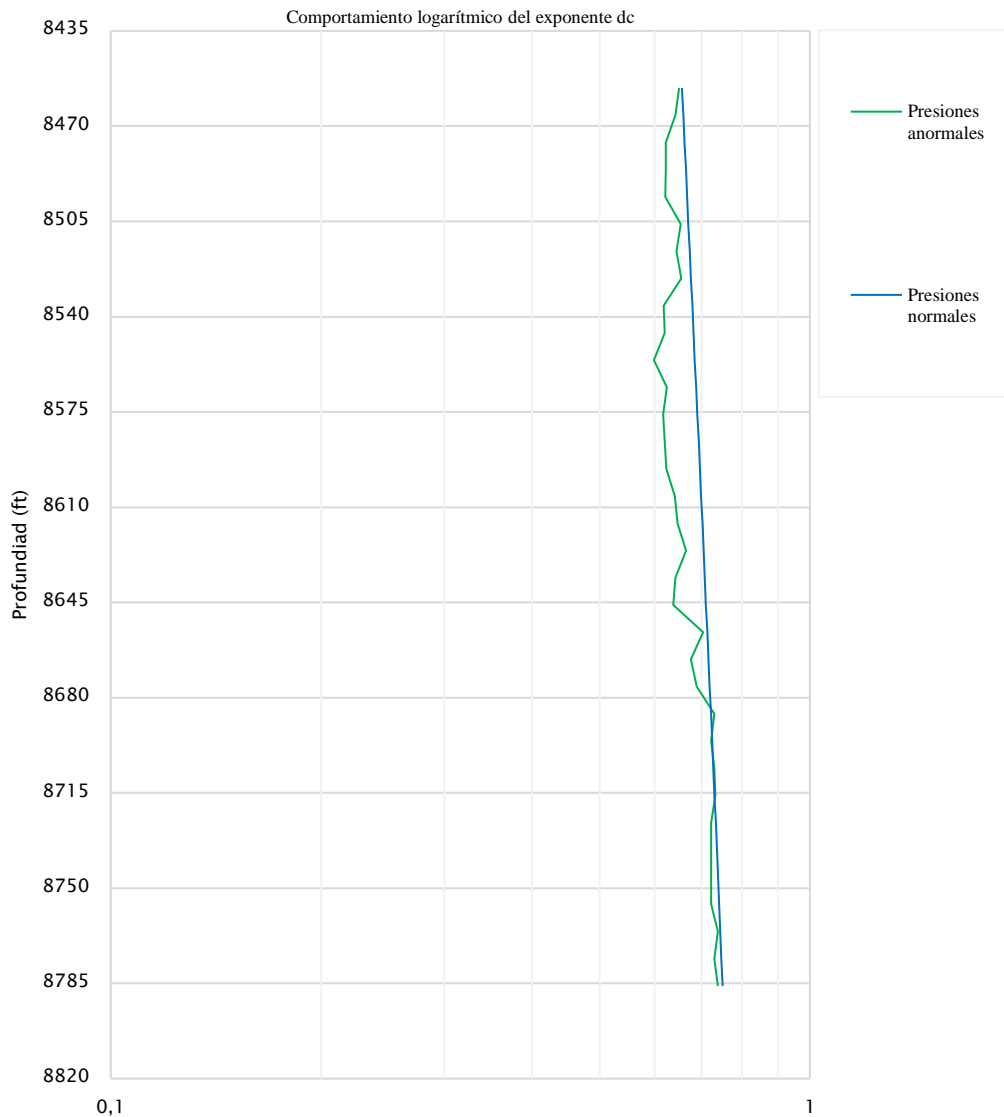


Figura 33. Presiones del pozo W-P10.

4.3 ESFUERZOS EN LOS POZOS

Los esfuerzos que actúan en el pozo W-P1 se pueden observar en la Figura 34, donde predomina el esfuerzo tangencial efectivo y vertical, lo cual se considera riesgoso, ocasionado por una densidad baja del lodo de perforación; esto se puede comprobar en la Figura 64 del Anexo D, debido a que la densidad de circulación en promedio es de 10,2 *ppg* y es menor a la densidad óptima determinada por la simulación que es de 14 *ppg*.

Por lo tanto, existe colapso del pozo porque tiene mayor influencia el esfuerzo horizontal máximo y con el peso insuficiente del lodo se generan los derrumbes.

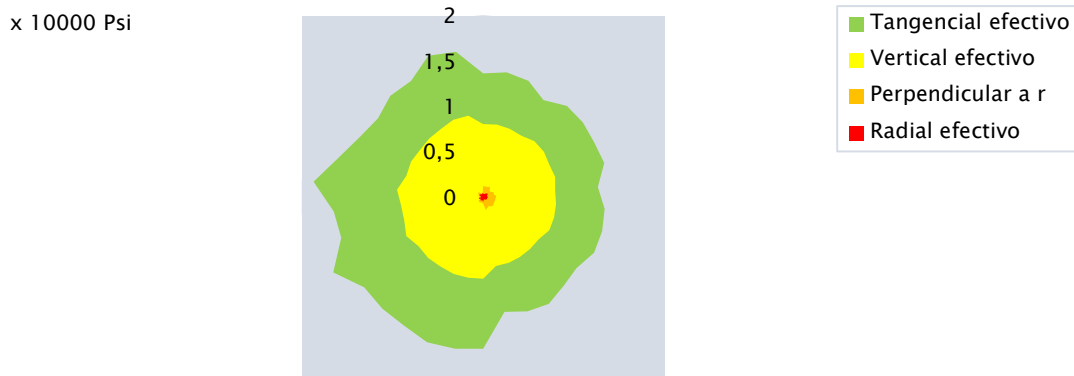


Figura 34. Esfuerzos del pozo W-P1.

En el caso del pozo W-P2, predominan los esfuerzos tangenciales efectivo, vertical y radial como se detalla en la Figura 35. Además, por la distribución se puede observar que existe presencia de lavado y dilatación, otro aspecto de este pozo es que existe arrastre lo que reduce el diámetro del hoyo ocasionado por el colapso con desprendimiento no asimétrico. En cuanto a las densidades de la Figura 65 del Anexo D, el lodo de perforación utilizado tiene un promedio de 12 *ppg* y el que se debería utilizar es de 14 *ppg*.

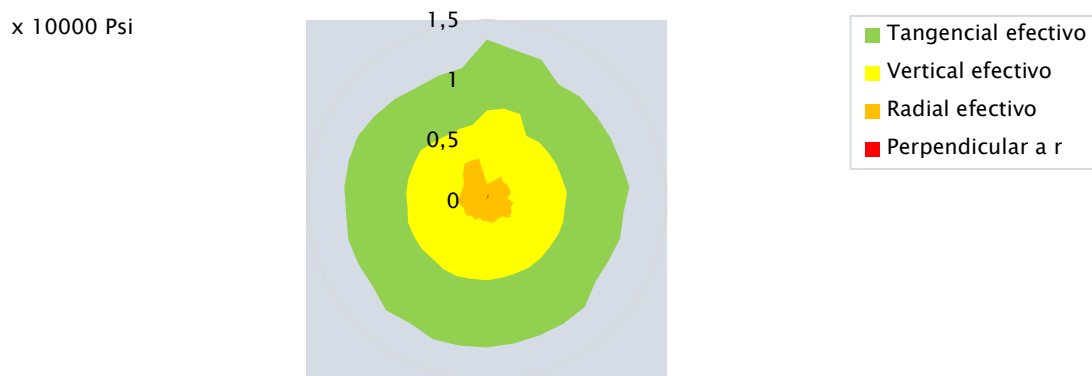


Figura 35. Esfuerzos del pozo W-P2.

Para el pozo W-P3, en la Figura 36 se visualiza que actúan los cuatro esfuerzos del método de Kirsch. Además, por la distribución y configuración de diámetros predominan los esfuerzos horizontales máximos y en poca proporción los esfuerzos horizontales mínimos. Con la Figura 66 del Anexo D, existe una intersección a la profundidad de 1920

pies, antes de la interacción ocurrió derrumbes en el pozo y posterior se fracturan las paredes del pozo y también, se generan fracturas a causa de la alta presión del fluido.

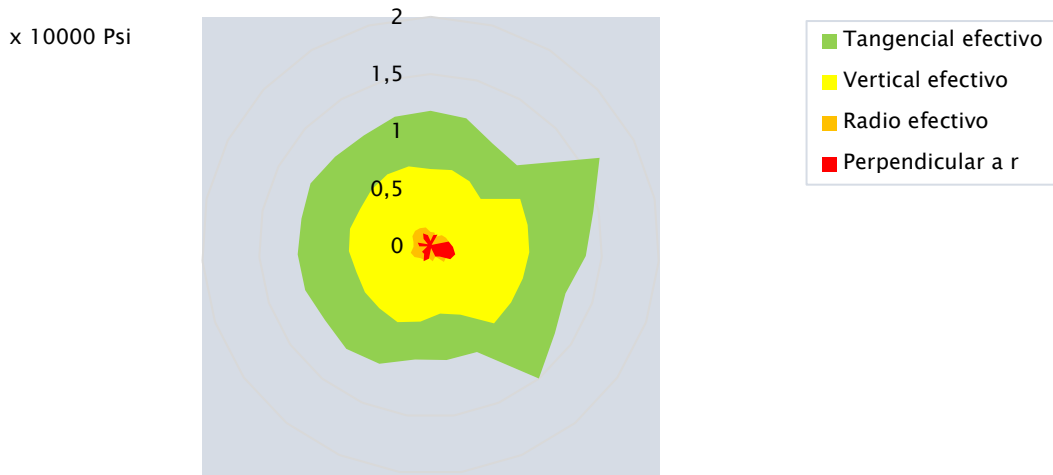


Figura 36. Esfuerzos del pozo W-P3.

En la Figura 37 para el pozo W-P4, se observa que los picos que existen en el radio del pozo son ocasionados por el esfuerzo tangencial efectivo; sin embargo, existe dilatación de arenas con intercalaciones de lutitas, y la densidad de circulación promedio oscila en 11 *ppg* y la que se determinó en la simulación es de 14,5 *ppg* para evitar el derrumbe excesivo de las paredes del pozo y contrastar las presiones que ejercen los esfuerzos horizontales máximos.

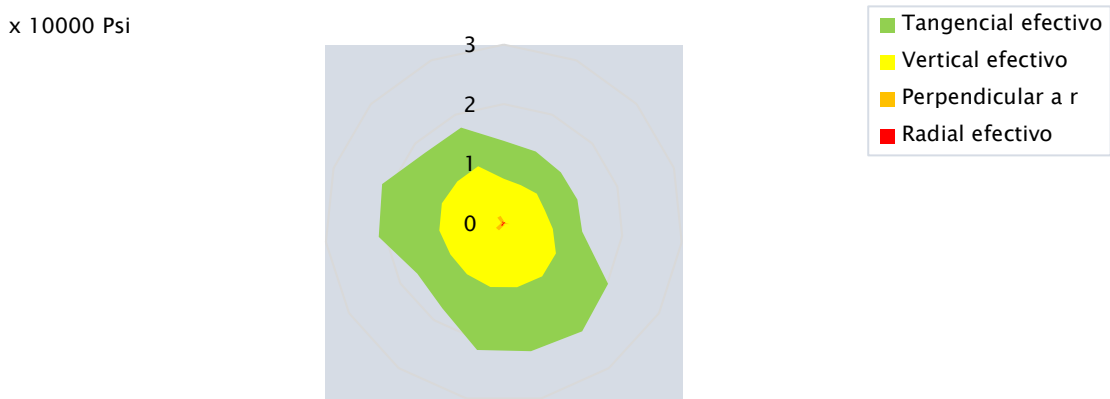


Figura 37. Esfuerzos del pozo W-P4.

Los esfuerzos que actúan mayoritariamente en el pozo W-P5, es el tangencial y vertical efectivo se detallan en la Figura 38, y el esfuerzo radial y perpendicular al radio actúan poco en las paredes del pozo; por tal razón, existen brotes de arena producidos por un colapso con desprendimiento asimétrico lo cual reduce el diámetro y por ende la densidad de circulación es menor a la densidad que se determinó con la simulación, esto se detalla en la Figura 68 del Anexo D.

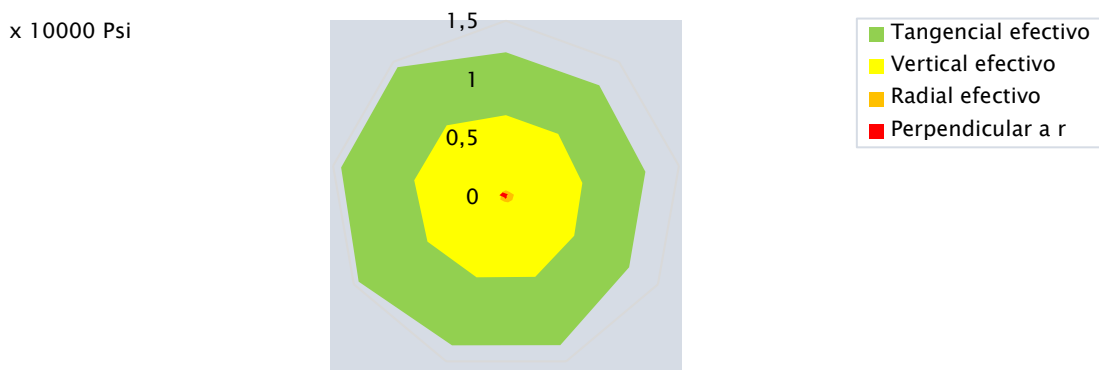


Figura 38. Esfuerzos del pozo W-P5.

En la Figura 39 se observa la influencia de los esfuerzos en el daño del pozo, los cuatro derrumbes grandes que existen son ocasionados por el tangencial que interactúa con el esfuerzo horizontal máximo y mínimo y en el vertical también interactúa la distribución de Poisson con el esfuerzo vertical del medio areal del pozo. El comportamiento de densidades que existen en el pozo están en la Figura 69 del Anexo D, donde los derrumbes han sido ocasionados por el incremento descontrolado de la densidad del lodo de circulación, en la parte final a partir de los 9080 pies.

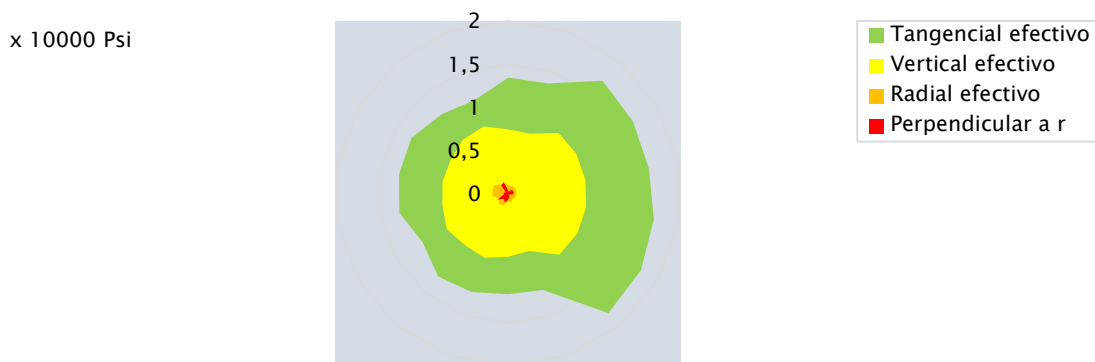


Figura 39.9 Esfuerzos del pozo W-P6.

En el pozo W-P7 existe derrumbes ocasionados por colapso donde intervienen los esfuerzos tangencial efectivo y vertical efectivo, el brote que existe en la Figura 40, oscila los 15 MPsi y empiezan a partir de los 8156 pies detectado por las presiones anormales del medio; también, se utilizaron densidades del lodo bajas de circulación y el comportamiento se puede observar en la Figura 70 y por último la dilatación y lavado o “Washout” por los esfuerzos horizontales máximos.

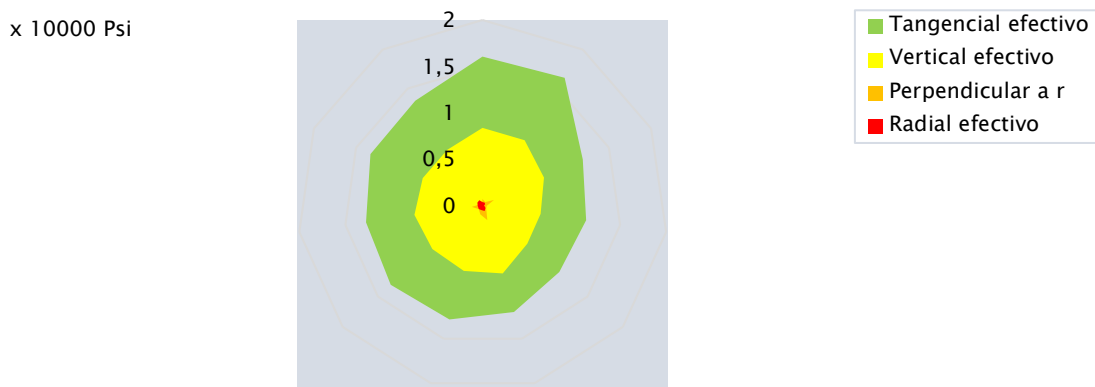


Figura 40. Esfuerzos del pozo W-P7.

El pozo W-P8, es uno de los pozos que presenta problemas de derrumbes y mal formaciones en la Figura 41, se puede observar que los cuatro esfuerzos actúan en el pozo, pero a diferencia de los otros pozos, en este también intervienen los esfuerzos radiales y perpendiculares al radio; el colapso se originó porque la densidad de circulación es baja hasta los 8500 pies, y posteriormente la densidad incrementa lo cual genera fracturas en todas las direcciones.

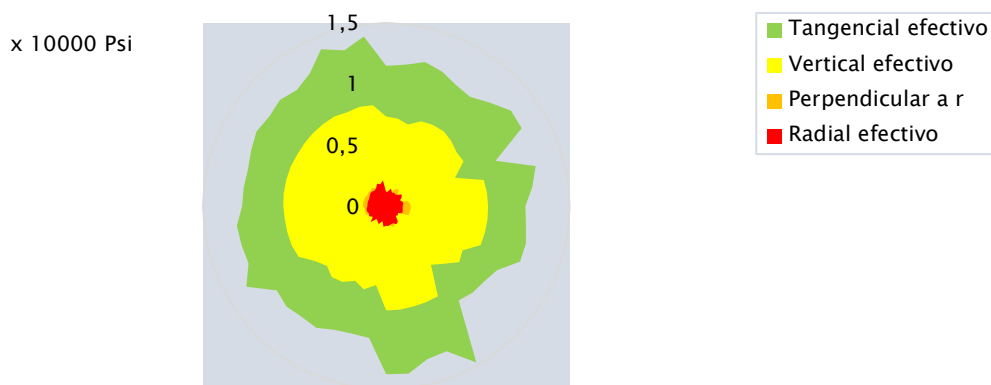


Figura 41. Esfuerzos del pozo W-P8.

En la Figura 42 del pozo W-P9, se puede comprobar que existen pocos derrumbes que no exceden los 0.5 pulgadas de diámetro del pozo; pero si hay problemas de flujo plástico, deslizamiento y baja presión del fluido de circulación que con el tiempo se reduce considerablemente el diámetro del pozo y por ende la perforación se ve afectada. También, la densidad del lodo fue baja en comparación a la densidad requerida, ver Figura 72 del Anexo D.

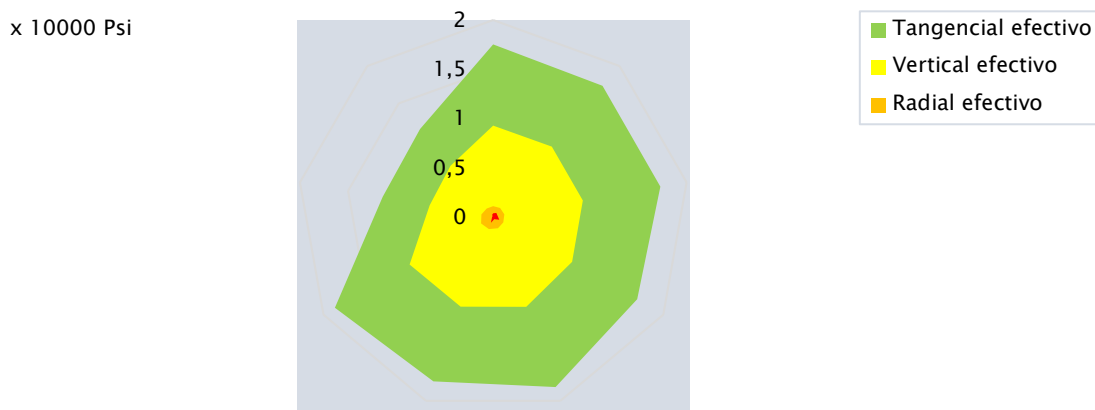


Figura 42. Esfuerzos del pozo W-P9.

El pozo W-P10, se ve afectado por el esfuerzo radial y perpendicular por lo que ocasionó el colapso no asimétrico con la densidad de circulación baja y al incrementar la densidad las fracturas generaron pérdida de circulación del fluido (Figura 43); por lo tanto, se puede notar el problema de deslizamiento a partir de los 8686 pies. La Figura 73 del Anexo D muestra que la densidad de circulación coincide con la densidad óptima.

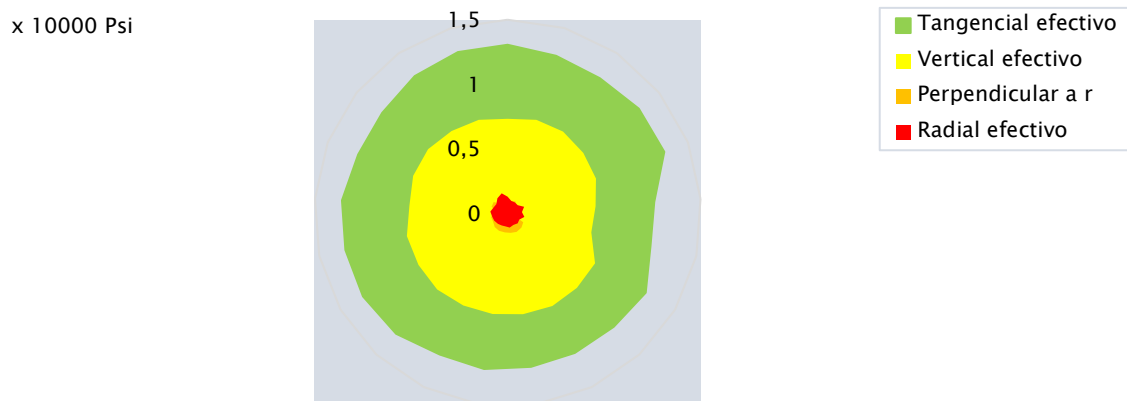


Figura 43. Esfuerzos del pozo W-P10.

4.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En base a los resultados obtenidos por la creación del software y desarrollo del algoritmo, se identificaron las zonas donde existen presiones anormales; también como actúan las densidades del lodo circulación y los esfuerzos que existen en el entorno a la profundidad de cada pozo y lo que ocasiona la inestabilidad del pozo.

De acuerdo a los registros de perforación del Anexo A, las densidades de circulación que se determinaron para los intervalos correspondientes a los diez pozos, fueron bajas en comparación a las densidades de circulación. Por otra parte, se puede notar la influencia de los esfuerzos en el comportamiento de la curva y la aparición de las presiones anormales, en la Tabla 5, se puede observar el tipo de presión para cada variable medible de perforación.

Tabla 5: Comportamiento de las presiones anormales.

Tasa de penetración (ROP)	Revoluciones por minuto (RPM)	Peso sobre la broca (WOB)	Tipo de presión anormal
Bajo	Bajo	Bajo	Sobrepresión
Alto	Bajo	Bajo	Presión subnormal
Bajo	Alto	Bajo	Sobrepresión
Bajo	Bajo	Alto	Sobrepresión
Alto	Alto	Bajo	Presión subnormal
Alto	Bajo	Alto	Presión subnormal
Bajo	Alto	Alto	Sobrepresión
Alto	Alto	Alto	Presión subnormal

La Tabla 6, muestra la solución a problemas comunes que tiene la industria del petróleo y deben ser consideradas en tiempo real, ya que en el fondo del pozo existen esfuerzos horizontales máximos, mínimos y verticales que pueden ser detectados a tiempo. Adicionalmente hay otros esfuerzos que actúan en relación a los anteriores como los esfuerzos tangenciales y radiales determinados por la solución de Kirsch.

Tabla 6: Soluciones con el desarrollo del algoritmo.

Aspectos	Ventaja	Discutible	Desventaja
Reducción del colapso del pozo	•		
Reducción de recortes en el pozo	•	•	
Reducción de las vibraciones en la sarta	•		
Reducción del lavado o “Washout”	•		
Optimización del diámetro del pozo	•		
Eliminar fracturas en las arenas	•		
Disminuir la hinchazón de arcillas intercaladas	•		
Reducción de la pérdida de circulación		•	
Precio del lodo		•	•
Correcta estimación de la presión intersticial	•	•	
Limpieza del hoyo		•	
Densidades del lodo de perforación óptimas	•		
Visualización del diámetro del pozo	•		
Reducción de la pega de tubería	•	•	
Reducción de fracturas a la roca	•		
Optimización de la tasa de penetración		•	•
Pozos tipo S, J, horizontales y multilaterales		•	•

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Con el análisis de los reportes de perforación se determinó la perforación del pozo W-P1 fue sobre balance ya que las presiones del pozo son mayores a las del poro hasta los 7680 pies de profundidad y se determinó que no había presencia de presiones subnormales por la coincidencia de los exponentes de perforabilidad corregido y extrapolado $d_c = d_{ce}$; posteriormente, hasta los 8090 pies la perforación fue bajo balance, debido a que el promedio de la presión de poro es de 4666 Psi.
- De acuerdo con la aplicación del método de Kirsch, se identificó que los pozos W-P1, W-P8, W-P10 y W-P3 tienen mayor afectación de falla de corte y ruptura que ocurre cuando la anisotropía de la tensión correspondiente a la relación de esfuerzos de tangencial efectivo.
- Siendo los resultados de los pozos W-P6, W-P4 y W-P7 W-P7 los cuales presentaron una afectación media con las mismas características, pero en menor proporción de derrumbes en cuanto a la longitud de profundidad.
- Por otra parte, los pozos W-P2, W-P5 y W-P9 presentan poca afectación de derrumbes de 12 pies, de 10 pies y 60 pies; debido al sobre balance de la perforación en estos pozos, las presiones anormales y el gradiente de poro se ve afectado por la concentración de sal o la alta salinidad en la densidad del fluido de perforación que existe en las arenas de la cuenca Oriente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Emplear información correspondiente a los análisis de laboratorio de fluidos de perforación, núcleos o pruebas de fugas de los pozos, como métodos adicionales para estimar los esfuerzos que interactúan en el medio poroso a las condiciones de profundidad y temperatura diferentes. Con el fin de evitar problemas con los procesos de cementación y tener un control total del pozo.
- Emplear algoritmos actuales en la perforación de nuevos pozos con la finalidad de incluir modelos matemáticos renovados donde se relacionen a las propiedades de los fluidos, reservorio y parámetros operativos de la perforación como las ROP, RPM y WOB, para estimar las densidades adecuadas a tiempo real y que ayuden a minimizar el colapso, fractura, lavado, invasión del diámetro definido por la broca.
- Comprobar que las unidades de los datos del campo cumplan con los estándares del sistema inglés, para obtener resultados con menor grado de variabilidad. Además, en futuras investigaciones se deberá incluir indicadores, que relacionen las características diferentes a un pozo vertical debido a que en la Cuenca Oriente existen pozos de diferente trayectoria. Todas estas consideraciones se deberán incluir en el análisis económico para proyectos futuros de perforación de gran escala.
- Establecer en los programas de perforación varios escenarios del fluido de perforación para prevenir los derrumbes por la perforación bajo balance de esta manera se garantizará la limpieza del pozo y se evitará el atascamiento de la broca de este modo el tiempo de perforación se acortará.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbaspour, H., Drebenstedt, C., Badroddin, M., y Maghaminik, A. (2018). Optimized design of drilling and blasting operations in open pit mines under technical and economic uncertainties by system dynamic modelling. *International Journal of Mining Science and Technology*, 28(6), 839–848. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.06.009>
- Ali, M. Y., Bouchaala, F., Bouzidi, Y., Takam Takougang, E. M., Mohamed, A. A. I., y Sultan, A. (2021). Integrated Fracture Characterization of Thamama Reservoirs in Abu Dhabi Oil Field, United Arab Emirates. *SPE Reservoir Evaluation y Engineering*, 24(04), 708–720. <https://doi.org/10.2118/206737-PA>
- Allain, O., Dyson, M., Jing, X., Pentland, C., Polikar, M., y Suicmez, V. S. (2018). *The Imperial College Lectures in Petroleum Engineering*. WORLD SCIENTIFIC (EUROPE). <https://doi.org/10.1142/q0115>
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo* (P. Baby, M. Rivadeneira, y R. Barragán, Eds.). Institut français d'études andines. <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>
- Benalcazar, F. L., y Thurber, M. W. (2008, April 15). Building Stakeholder Consensus for an Oil Pipeline in Lago Agrio, Ecuador. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/111539-MS>
- Bernt, A., y Reza, L. (2019). *Petroleum Rock Mechanics*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2017-0-03371-2>
- Bocchicchio, F. ., y Paz, M. . (2015, November 18). Work Inclusion Breaking Down Barriers. *Day 2 Thu, November 19, 2015*. <https://doi.org/10.2118/177167-MS>
- Cargnel, R. D., y Luzardo, J. P. (1999, April 21). Particle Size Distribution Selection of CaCO₃ in Drill-In Fluids: Theory and Applications. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/53937-MS>

- Carpenter, C. (2017). Use of Modern Reservoir Characterization in Mature Fields To Unravel Hidden Reserves. *Journal of Petroleum Technology*, 69(01), 56–58. <https://doi.org/10.2118/0117-0056-JPT>
- Cohen, N., y Gómez, G. (2019). *METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN, ¿PARA QUÉ?* (Vol. 1).
- Dachyar, M., y Pratama, N. R. (2014). Performance evaluation of a drilling project in oil and gas service company in Indonesia by MACBETH method. *Journal of Physics: Conference Series*, 495(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/495/1/012012>
- Dahooie, J. H., Zavadskas, E. K., Abolhasani, M., Vanaki, A., y Turskis, Z. (2018). A novel approach for evaluation of projects using an interval-valued fuzzy additive ratio assessment (ARAS) method: A case study of oil and gas well drilling projects. *Symmetry*, 10(2). <https://doi.org/10.3390/sym10020045>
- Eren, T., y Kok, M. V. (2018). A new drilling performance benchmarking: ROP indexing methodology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 387–398. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.002>
- Especialistas Petroleros Mexicanos A.C. (2022). *POZOS PETROLEROS*. <https://Epmex.Org/Pozos-Petroleros/>.
- Fang, X., Feng, H., Wang, Y., y Fan, T. (2022). Prediction method and distribution characteristics of in situ stress based on borehole deformation—A case study of coal measure stratum in Shizhuang block, Qinshui Basin. *Frontiers in Earth Science*, 10. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.961311>
- Guan, Z., Chen, T., y Liao, H. (2021). *Theory and Technology of Drilling Engineering*. Springer Singapore. <https://doi.org/10.1007/978-981-15-9327-7>
- Hegde, C., y Gray, K. (2018). Evaluation of coupled machine learning models for drilling optimization. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 56, 397–407. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.006>
- Hernandez, R., y Bustillos, S. (2016, May 30). Integrated Productivity Analysis for Revitalizing a Mature Field in Ecuador. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/180093-MS>

- Hernandez, R., Medina, D., Calderon, F., Enriquez, N., y Moran, M. (2016, May 30). First Sealant Application in a Multilayered Reservoir With Water Entry in One Zone, in Lago Agrio Field, Ecuador. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/180091-MS>
- Hernández, R., y Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación. Las rutas cuantitativas, cualitativas y mixtas*. (Vol. 1).
- Islam, M. R., y Hossain, M. E. (2021). State-of-the-art of drilling. In *Drilling Engineering* (pp. 17–178). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820193-0.00002-2>
- Lin, J., Zhang, X., HU, Q., Zhao, X., Good, D., Tong, X., Orozco, R., Zhang, Z., y Xie, Y. (2015, November 18). Model Experiments to Simulate Compressional-Strike Fault Pattern in Oriente Basin, Ecuador. *Day 2 Thu, November 19, 2015*. <https://doi.org/10.2118/177175-MS>
- López, J. (2020). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA MEJOR OPCIÓN DE CAÑONEO EN LOS CAMPOS DE LA GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO APIAY (GDA) DE ECOPETROL*.
- Manoto, M. (2019). *Estudio del sistema tipo JET en el campo Lago Agrio, utilizando el modelo propuesto por la Universidad de Tulsa para incrementar la producción*.
- Merey, Ş. (2019). Evaluation of drilling parameters in gas hydrate exploration wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 855–877. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.079>
- Mickael, M., Barnett, C., Maranuk, C., Nye, R., Diab, M., Carreira, J. A., Morales, V. A., Batista, E. N., y Chi, J. E. (2013, September 30). Imagen de representación sónica en la adquisición de registros durante la perforación (LWD) en tiempo real y cambios significativos en las aplicaciones sísmicas de LWD: un estudio de caso desde América Latina (México). *All Days*. <https://doi.org/10.2118/166493-SP>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2018). *XII Ronda Petrolera Intracampos Ecuador*.
- Ricardo, R., y Ramirez, R. (2017). *Metodología para la investigación y redacción Primera edición*. <http://www.eumed.net/libros/libro.php?id=1662>
- Rodriguez, M. ., Abad, F. ., Rodriguez, L. ., Gaibor, J. ., Moran, M. ., y Verdezoto, A. . (2015, November 18). Application of Modern Reservoir Characterization in Mature

Fields to Unravel Hidden Reserves. *Day 3 Fri, November 20, 2015*.
<https://doi.org/10.2118/177195-MS>

Tarco, J. A., Arteaga, G. R., Merino, S. A., y Estrella, J. M. (2015, November 18). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador. *Day 3 Fri, November 20, 2015*. <https://doi.org/10.2118/177105-MS>

Vásquez H. (2018). *Análisis multicriterio para la recuperación mejorada del campo Lago Agrio*.

Zhang, J., y Yin, S. (2017). Real-Time Pore Pressure Detection: Indicators and Improved Methods. *Geofluids*, 2017, 1–12. <https://doi.org/10.1155/2017/3179617>

Zohreh, M., Junin, R., y Jeffreys, P. (2014). Evaluate the borehole condition to reduce drilling risk and avoid potential well bore damages by using image logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 318–330.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.027>

ANEXO A

Tabla 7: Historial de perforación del pozo P-W1.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
7630	30	80	35	8,5	9,8	8,9
7640	30	85	35	8,5	9,8	8,9
7650	30	85	35	8,5	9,9	8,9
7660	30	85	35	8,5	9,9	8,9
7670	30	85	35	8,5	9,9	8,9
7680	70	80	35	8,5	10	8,9
7690	72	80	35	11,1	10	8,9
7700	75	80	35	10,8	10	8,9
7710	76	80	35	11	10,1	8,9
7720	80	80	35	12,3	10,1	8,9
7730	78	80	35	11,8	10,1	8,9
7740	76	80	35	11,7	10,2	8,9
7750	75	80	35	11,2	10,2	8,9
7760	75	80	35	11,2	10,2	8,9
7770	80	80	35	12	10,3	8,9
7780	75	80	35	11,2	10,3	8,9
7790	72	80	35	11	10,3	8,9
7800	70	80	35	11	10,4	8,9
7810	65	80	35	10,8	10,4	8,9
7820	55	80	35	10,5	10,4	8,9
7830	60	80	35	10	10,4	8,9
7840	65	80	35	10,3	10,4	8,9
7850	70	80	35	11	10,4	8,9
7860	53	80	35	9,7	10,4	8,9
7870	60	80	35	9,6	10,4	8,9
7880	55	80	35	9,5	10,4	8,9
7890	62	80	35	9,8	10,4	8,9
7900	58	80	35	9,9	10,4	8,9
7910	66	80	35	10	10,4	8,9
7920	55	80	35	9,3	10,4	8,9
7930	62	80	35	10,3	10,4	8,9
7940	63	80	35	10,2	10,4	8,9
7950	53	80	35	9,2	10,4	8,9
7960	56	80	35	9,7	10,4	8,9
7970	74	80	35	11,2	10,4	8,9
7980	70	80	35	11,5	10,4	8,9
7990	71	80	35	11	10,4	8,9
8000	72	80	35	11,2	10,4	8,9
8010	62	80	35	10,1	10,4	8,9
8020	52	80	35	10,4	10,4	8,9
8030	45	80	35	8,7	10,4	8,9
8040	50	80	35	9	10,4	8,9
8050	45	80	35	8,5	10,4	8,9
8060	42	80	35	8,2	10,4	8,9
8070	42	80	35	8,2	10,4	8,9
8080	42	80	35	8,2	10,4	8,9
8090	42	80	35	8,2	10,4	8,9

Tabla 8: Historial de perforación del pozo P-W2.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
9486	25	50	26	8,5	11,5	11,3
9496	25	55	28	9,2	11,8	11,3
9506	25	54	20	9	12,3	11,3
9516	22	40	20	7,8	12	11,3
9526	22	40	20	8	12	11,3
9536	22	40	20	8	12,1	11,3
9546	22	40	20	8	12,1	11,3
9556	22	40	20	8	12,1	11,3
9566	22	40	20	8,2	12	11,3
9576	22	40	20	8	12,3	11,3
9586	22	40	20	8,1	12,3	11,3
9596	22	40	20	8,1	12,5	11,3
9606	22	40	20	8	12,5	11,3
9616	22	40	20	8	12	11,3
9626	22	40	20	8	12	11,3
9636	22	40	20	7,9	12	11,3
9646	22	40	20	7,9	12	11,3
9656	22	40	20	8	12	11,3
9666	22	40	20	8	12	11,3
9676	22	40	20	8,1	12	11,3
9686	22	40	20	8,1	12,3	11,3
9696	22	40	20	7,9	12	11,3
9706	22	40	20	8,1	12,5	11,3
9716	22	40	20	8,1	12,5	11,3
9726	22	40	20	8,1	12,5	11,3
9736	22	40	20	7,9	12,6	11,3
9746	22	40	20	8	12,6	11,3
9756	22	40	20	8	12,6	11,3
9766	22	40	20	8	12,6	11,3
9776	22	40	20	8,2	13	11,3
9786	22	40	20	7,8	13	11,3
9796	22	40	20	7,5	13	11,3
9806	22	40	20	7,5	13	11,3
9816	22	40	20	7,5	13	11,3

Tabla 9: Historial de perforación del pozo W-P3.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Díámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
7710	25	110	10	8,8	12,2	12
7720	25	110	10	9,3	12,3	12
7730	25	110	10	8,5	12,4	12
7740	25	110	10	7,8	12,3	12
7750	26	110	10	10	12,2	12
7760	26	110	10	8,6	12,5	12
7770	26	110	10	8,3	12,5	12
7780	26	110	10	8,2	12,5	12
7790	24	110	10	8,6	12,6	12
7800	24	110	10	10	12,6	12
7810	18	110	10	10,7	12,7	12
7820	24	110	10	12,3	12,7	12
7830	24	110	10	11,2	12,8	12
7840	20	110	10	9,5	12,9	12
7850	25	110	10	10	12,8	12
7860	25	110	10	8,7	12,9	12
7870	25	110	10	10,3	13	12
7880	25	110	10	8,2	13	12
7890	23	110	10	8,5	13	12
7900	25	110	10	10,2	13,2	12
7910	25	110	10	9,3	13,2	12
7920	18	110	10	9,3	13,3	12
7930	18	110	10	8,7	13,2	12
7940	17	110	10	8,8	13,3	12
7950	17	110	10	8,4	13,4	12
7960	17	110	10	8,3	13,4	12
7970	25	110	10	9,4	13,5	12
7980	23	110	10	9,6	13,5	12
7990	23	110	10	8,7	13,6	12
8000	17	110	10	9,2	13,6	12
8010	18	110	10	9,7	13,7	12
8020	25	110	10	9,3	13,8	12
8030	25	110	10	8,6	13,8	12

Tabla 10: Historial de perforación del pozo W-P4.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
9160	17	60	22	8,5	10	9,6
9170	20	60	25	9	10	9,6
9180	16	60	26	8,5	10	9,6
9190	19	60	27	8,7	10	9,6
9200	16	60	22	8,5	10	9,6
9210	12	60	20	8	10,5	9,6
9220	12	60	20	8	10,5	9,6
9230	19	60	20	8,7	10,5	9,6
9240	22	60	40	9,6	10,5	9,6
9250	12	60	20	8	10,5	9,6
9260	12	60	20	8	10,5	9,6
9270	12	60	30	8	10,5	9,6
9280	18	60	37	9,2	10,5	9,6
9290	12	60	20	8	10,8	9,6
9300	12	60	20	8	10,8	9,6
9310	12	60	20	8	10,8	9,6
9320	12	60	20	8	10,8	9,6
9330	12	60	20	8	10,8	9,6
9340	30	60	40	10	10,8	9,6
9350	32	60	42	11	10,8	9,6
9360	12	60	20	8	10,8	9,6
9370	12	60	20	8	10,8	9,6
9380	12	60	20	8	10,8	9,6
9390	19	60	20	8,7	11	9,6
9400	18	60	19	8,6	11	9,6
9410	18	60	19	8,6	11	9,6
9420	20	60	21	8,8	11	9,6
9430	21	60	22	8,9	11	9,6
9440	32	60	42	11	11	9,6
9450	39	60	48	11,7	11	9,6
9460	21	60	36	9,1	11	9,6
9470	20	60	22	8,9	11	9,6
9480	21	60	35	9	11	9,6
9490	32	60	42	11	11	9,6
9500	33	60	43	11,1	11	9,6
9510	12	60	20	8	11,4	9,6
9520	12	60	20	8	11,4	9,6
9530	12	60	20	8	11,4	9,6
9540	12	60	20	8	11,4	9,6
9550	12	60	20	8	11,4	9,6
9560	12,5	60	20,2	8,2	11,4	9,6
9570	12	60	20	8	11,4	9,6
9580	12	60	20	8	11,4	9,6
9590	12	60	20	8	11,4	9,6
9600	12	60	20	8	11,4	9,6
9610	12	60	20	8	11,4	9,6
9620	12	60	20	8	11,4	9,6
9630	12	60	20	8	11,4	9,6
9640	12	60	20	8	11,4	9,6
9650	12	60	20	8	11,4	9,6
9660	12	60	20	8	11,4	9,6
9670	12	60	20	8	11,4	9,6
9680	12	60	20	8	11,4	9,6
9690	12	60	20	8	11,4	9,6
9700	12	60	20	8	11,4	9,6
9710	12	60	20	8	11,4	9,6
9720	12	60	20	8	11,4	9,6
9730	12	60	20	8	11,4	9,6
9740	12	60	20	8	11,4	9,6
9750	12	60	20	8	11,4	9,6
9760	12	60	20	8,2	11,4	9,6
9770	12,5	60	20,2	8,3	11,4	9,6
9780	12,5	60	20,2	8,2	11,4	9,6
9790	12,6	60	20,4	8,4	11,4	9,6

Tabla 31: Historial de perforación del pozo W-P5.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
9146	70	60	20	8,2	10,5	10
9156	80	60	20	9	10,6	10
9166	81	60	20	9	10,6	10
9176	70	60	20	8,2	10,6	10
9186	76	60	20	8,6	10,6	10
9196	77	60	20	8,7	10,6	10
9206	70	60	20	8,1	10,6	10
9216	70	60	20	8	10,6	10
9226	70	60	20	8	10,6	10
9236	70	60	20	8,5	10,6	10
9246	70	60	20	8	10,6	10
9256	70	60	20	8,1	10,7	10
9266	70	60	20	8	10,7	10
9276	70	60	20	8,4	10,7	10
9286	70	60	20	8	10,7	10
9296	70	60	20	8,1	10,7	10
9306	70	60	20	8,2	10,7	10
9316	70	60	20	8,2	10,7	10
9326	70	60	20	8,5	10,7	10
9336	78	60	20	8,7	10,7	10
9346	79	60	20	8,8	10,7	10
9356	70	60	20	8,2	10,7	10
9366	70	60	20	8,3	10,7	10
9376	70	60	20	8,5	10,8	10
9386	70	60	20	8,2	10,8	10
9396	70	60	20	8,5	10,8	10
9406	70	60	20	8,5	10,8	10
9416	70	60	20	8,2	10,8	10
9426	70	60	20	8,5	10,8	10
9436	77	60	20	8,7	10,8	10
9446	82	60	20	9,2	10,8	10
9456	78	60	20	9	10,8	10
9466	70	60	20	8,4	10,8	10
9476	70	60	20	8,4	10,8	10

Tabla 42: Historial de perforación del pozo W-P6.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
8720	15	125	12	8,3	11	10,5
8730	15	125	12	8,7	11	10,5
8740	23	138	12	8,8	11	10,5
8750	24	137	12	8,7	11	10,5
8760	15	125	12	7,9	11	10,5
8770	22	135	12	8,5	11	10,5
8780	25	140	12	9	11	10,5
8790	22	135	12	8,5	11	10,5
8800	25	140	12	9,2	11	10,5
8810	27	142	12	9,3	11	10,5
8820	25	140	12	9	11	10,5
8830	23	138	12	8,7	11	10,5
8840	24	137	12	8,6	11	10,5
8850	22	136	12	8,2	11	10,5
8860	15	125	12	7,5	11	10,5
8870	15	125	12	8	11	10,5
8880	15	125	12	8	11	10,5
8890	15	125	12	7,6	11	10,5
8900	15	125	12	7,7	11	10,5
8910	15	125	12	8	11	10,5
8920	15	125	12	8	11	10,5
8930	15	125	12	8,7	12	10,5
8940	15	125	12	8,6	12	10,5
8950	22	135	12	8,5	12	10,5
8960	24	137	12	8	12	10,5
8970	27	142	12	9,2	12	10,5
8980	30	145	12	10	12	10,5
8990	15	125	12	8	12	10,5
9000	15	125	12	8	12	10,5
9010	15	125	12	8	12	10,5
9020	15	125	12	8	12	10,5
9030	15	125	12	8,3	12	10,5
9040	15	125	12	8	12	10,5
9050	15	125	12	8,1	12	10,5
9060	15	125	12	8,3	12	10,5
9070	15	125	12	8,2	12	10,5
9080	24	137	12	8	13	10,5
9090	32	147	12	10,2	13	10,5
9100	30	143	12	9,5	13	10,5
9110	42	156	12	12,2	13	10,5
9120	25	140	12	9	13	10,5
9130	25	140	12	9	13	10,5
9140	23	138	12	8,8	13	10,5
9150	35	150	12	11	13	10,5
9160	42	157	12	12,3	13	10,5
9170	22	135	12	8,5	13	10,5

Tabla 53: Historial de perforación del pozo W-P7.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
8026	40	130	25	8,5	10	8,9
8036	50	130	25	9	10	8,9
8046	48	130	25	8,8	10	8,9
8056	40	130	25	8,2	10	8,9
8066	40	130	25	8,2	10	8,9
8076	40	130	25	8,2	10	8,9
8086	40	130	25	8,5	10	8,9
8096	40	130	25	8	10	8,9
8106	40	130	25	8	10	8,9
8116	40	130	25	8,2	10,4	8,9
8126	40	130	25	8,2	10,4	8,9
8136	40	130	25	8,2	10,4	8,9
8146	40	130	25	8,2	10,4	8,9
8156	40	130	25	8,1	10,4	8,9
8166	40	130	25	8,5	10,4	8,9
8176	47	130	25	8,2	10,4	8,9
8186	57	130	25	10,5	10,4	8,9
8196	53	130	25	9,2	10,4	8,9
8206	54	130	25	9,3	10,8	8,9
8216	60	130	25	11	10,8	8,9
8226	53	130	25	9,5	10,8	8,9
8236	50	130	25	9	10,8	8,9
8246	54	130	25	9,8	10,8	8,9
8256	48	130	25	8,7	10,8	8,9
8266	47	130	25	8,6	10,8	8,9
8276	40	130	25	8,5	10,8	8,9

Tabla 64: Historial de perforación del pozo W-P8.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
8160	37	70	24	8,5	12	11,5
8170	37	70	24	8,2	12	11,5
8180	37	70	24	8,5	12,1	11,5
8190	41	70	24	10,3	12,2	11,5
8200	39	70	24	9,7	12,3	11,5
8210	38	70	24	8,6	12,3	11,5
8220	42	70	24	10,2	12,3	11,5
8230	42	70	24	11	12,4	11,5
8240	43	70	24	11,5	12,4	11,5
8250	38	70	24	10	12,4	11,5
8260	37	70	24	8,6	12,4	11,5
8270	38	70	24	8,8	12,4	11,5
8280	38	70	24	9,2	12,5	11,5
8290	42	70	24	11	12,5	11,5
8300	42	70	24	12	12,5	11,5
8310	46	70	24	13,5	12,5	11,5
8320	47	70	24	13,2	12,6	11,5
8330	44	70	24	12,5	12,6	11,5
8340	45	70	24	12,4	12,7	11,5
8350	43	70	24	11	12,7	11,5
8360	45	70	24	12,5	12,7	11,5
8370	41	70	24	10,2	12,8	11,5
8380	37	70	24	8,8	12,8	11,5
8390	38	70	24	9,1	12,8	11,5
8400	43	70	24	11,2	12,8	11,5
8410	42	70	24	11	12,9	11,5
8420	40	70	24	10	12,9	11,5
8430	40	70	24	10,1	12,9	11,5
8440	37	70	24	8,5	12,9	11,5
8450	38	70	24	8,7	13	11,5
8460	40	70	24	10	13	11,5
8470	39	70	24	8,8	13	11,5
8480	39	70	24	9,5	13	11,5
8490	40	70	24	10	13	11,5
8500	38	70	24	8,7	13,2	11,5
8510	40	70	24	10	13,2	11,5
8520	40	70	24	10	13,2	11,5
8530	43	70	24	11,5	13,3	11,5
8540	43	70	24	11,3	13,5	11,5
8550	43	70	24	11,2	13,5	11,5
8560	45	70	24	12,3	13,5	11,5
8570	45	70	24	12,4	13,5	11,5
8580	44	70	24	12,5	13,5	11,5
8590	45	70	24	12,1	13,5	11,5
8600	43	70	24	11,5	13,5	11,5
8610	43	70	24	11,7	13,7	11,5
8620	43	70	24	11,4	13,7	11,5
8630	44	70	24	12	13,7	11,5
8640	42	70	24	11	13,7	11,5
8650	38	70	24	9,2	13,7	11,5
8660	40	70	24	10	13,8	11,5
8670	36	70	24	9	13,8	11,5
8680	36	70	24	8	13,8	11,5
8690	36	70	24	8,2	14	11,5
8700	36	70	24	8,3	14	11,5
8710	36	70	24	8,1	14	11,5
8720	37	70	24	8,5	14	11,5
8730	37	70	24	8,5	14	11,5

Tabla 75: Historial de perforación del pozo W-P9.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
8730	57	83	17	8,2	11	10,8
8740	56	83	17	8,3	11	10,8
8750	56	83	17	8,4	11	10,8
8760	57	83	17	8,5	11	10,8
8770	56	83	17	8,2	11	10,8
8780	57	83	17	8,4	11	10,8
8790	57	83	17	8,5	11,2	10,8
8800	58	83	17	8,7	11,3	10,8
8810	59	83	17	8,8	11,4	10,8
8820	59	83	17	8,8	11,5	10,8
8830	60	83	17	9	11,6	10,8
8840	58	83	17	8,7	11,7	10,8
8850	60	83	17	9	11,8	10,8
8860	58	83	17	8,6	11,9	10,8
8870	57	83	17	8,5	11,9	10,8
8880	55	83	17	8	12	10,8
8890	56	83	17	8,1	12,1	10,8
8900	55	83	17	8	12,1	10,8
8910	55	83	17	8	12,1	10,8
8920	56	83	17	8,2	12,1	10,8
8930	57	83	17	8,5	12,1	10,8
8940	56	83	17	8,2	12,1	10,8
8950	56	83	17	8,3	12,1	10,8
8960	56	83	17	8,2	12,1	10,8
8970	58	83	17	8,6	12,1	10,8
8980	59	83	17	8,8	12,1	10,8
8990	55	83	17	8	12,1	10,8
9000	57	83	17	8,2	12,1	10,8
9010	58	83	17	8,3	12,1	10,8
9020	56	83	17	8,2	12,1	10,8
9030	56	83	17	8,2	12,1	10,8
9040	56	83	17	8,2	12,1	10,8

Tabla 86: Historial de perforación del pozo W-P10.

Profundidad (ft)	ROP (ft/h)	RPM (rev/min)	WOB (M-lbs)	Diámetro de la broca (in)	Lodo de perforación (lb/gal)	ECD (lb/gal)
8456	20	95	28	8,5	12	10,3
8466	22	95	28	8,7	12,1	10,3
8476	25	95	28	9,5	12,1	10,3
8486	26	95	28	9,7	12,2	10,3
8496	27	95	28	9,2	12,2	10,3
8506	22	95	28	8,7	12,3	10,3
8516	24	95	28	9,2	12,4	10,3
8526	23	95	28	8,8	12,5	10,3
8536	31	95	28	10,3	12,6	10,3
8546	31	95	28	10,8	12,7	10,3
8556	35	95	28	11,2	12,6	10,3
8566	31	95	28	10,8	12,8	10,3
8576	32	95	28	10,7	12,7	10,3
8586	31	95	28	10,8	12,7	10,3
8596	32	95	28	10,4	12,8	10,3
8606	28	95	28	10	12,8	10,3
8616	28	95	28	10	12,9	10,3
8626	25	95	28	9,2	12,9	10,3
8636	30	95	28	10,2	13	10,3
8646	31	95	28	10,3	13	10,3
8656	20	95	28	8,5	13	10,3
8666	25	95	28	9,3	13,1	10,3
8676	23	95	28	8,8	13,1	10,3
8686	18	95	28	8,2	13,2	10,3
8696	19	95	28	8,3	13,2	10,3
8706	18	95	28	8,2	13,2	10,3
8716	18	95	28	8	13,2	10,3
8726	19	95	28	8,4	13,2	10,3
8736	19	95	28	8,3	13,2	10,3
8746	19	95	28	8,4	13,2	10,3
8756	19	95	28	8,4	13,2	10,3
8766	17	95	28	8,1	13,2	10,3
8776	18	95	28	8,2	13,2	10,3
8786	17	95	28	8,1	13,2	10,3

ANEXO B

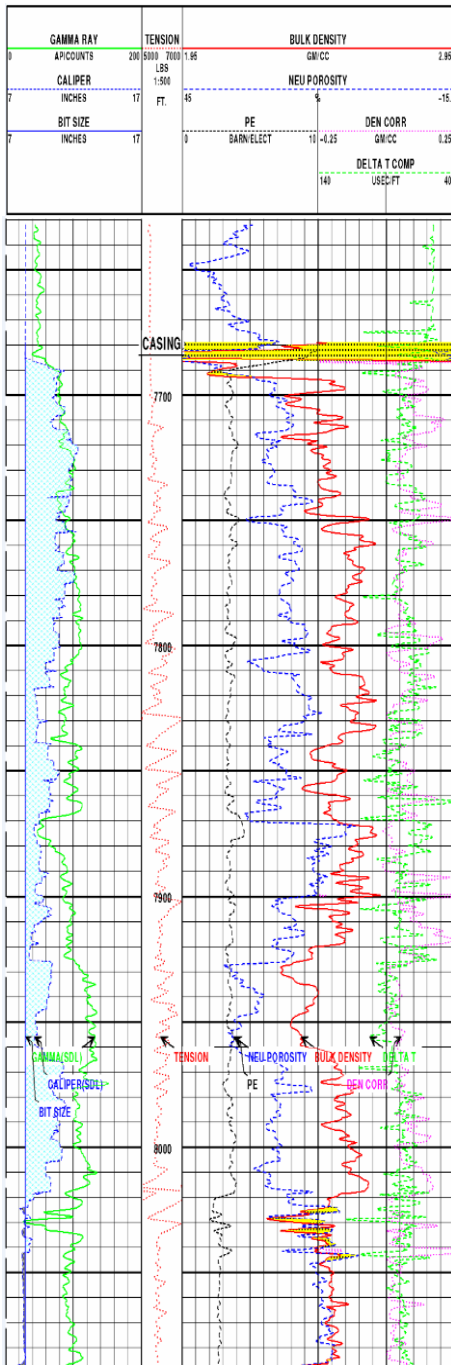


Figura 44. Registro del pozo W-P1.

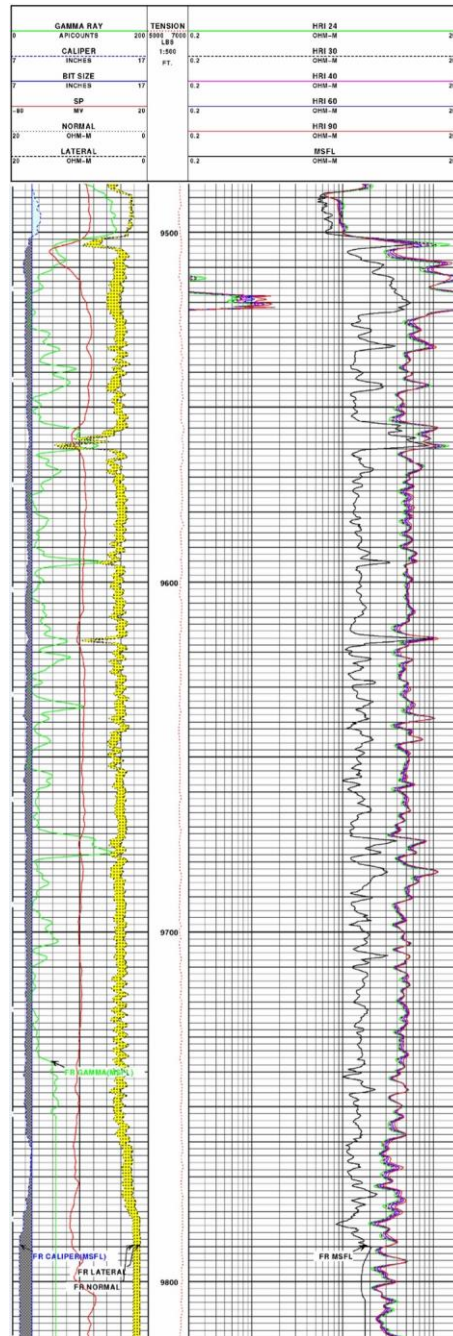


Figura 45. Registro del pozo W-P2.

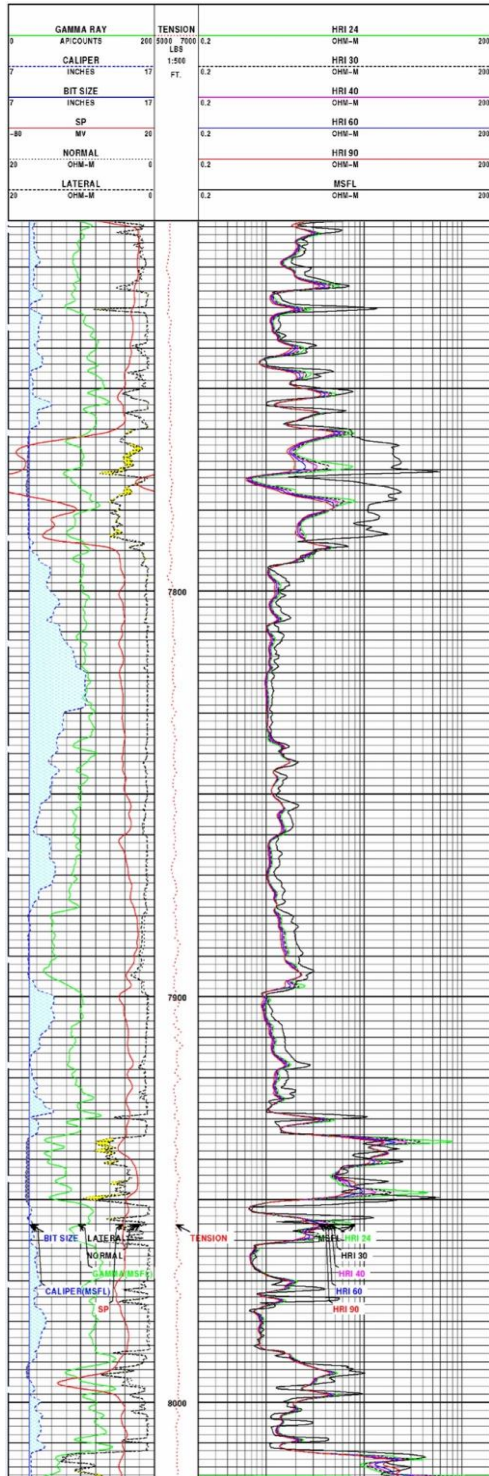


Figura 46. Registro del pozo W-P3.

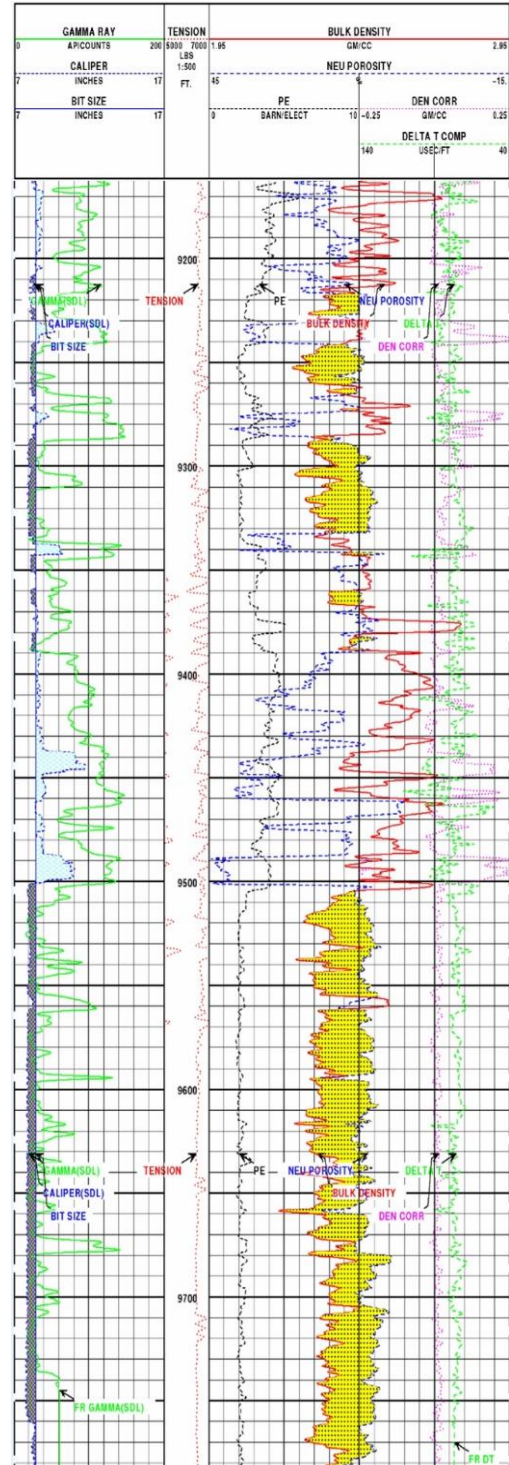


Figura 47. Registro del pozo W-P4.

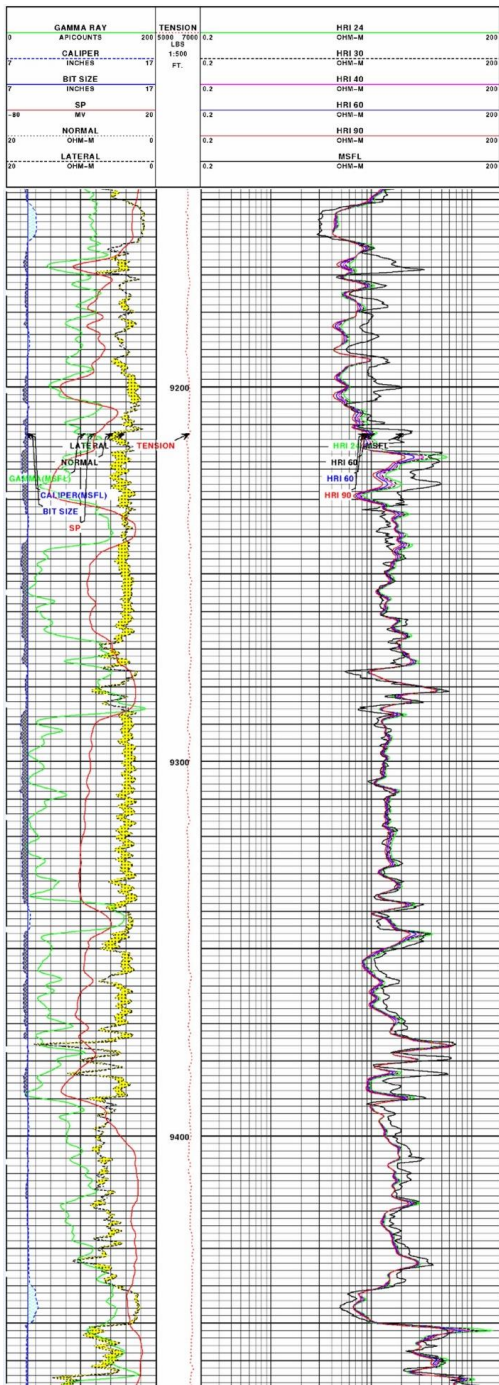


Figura 108. Registro del pozo W-P5.

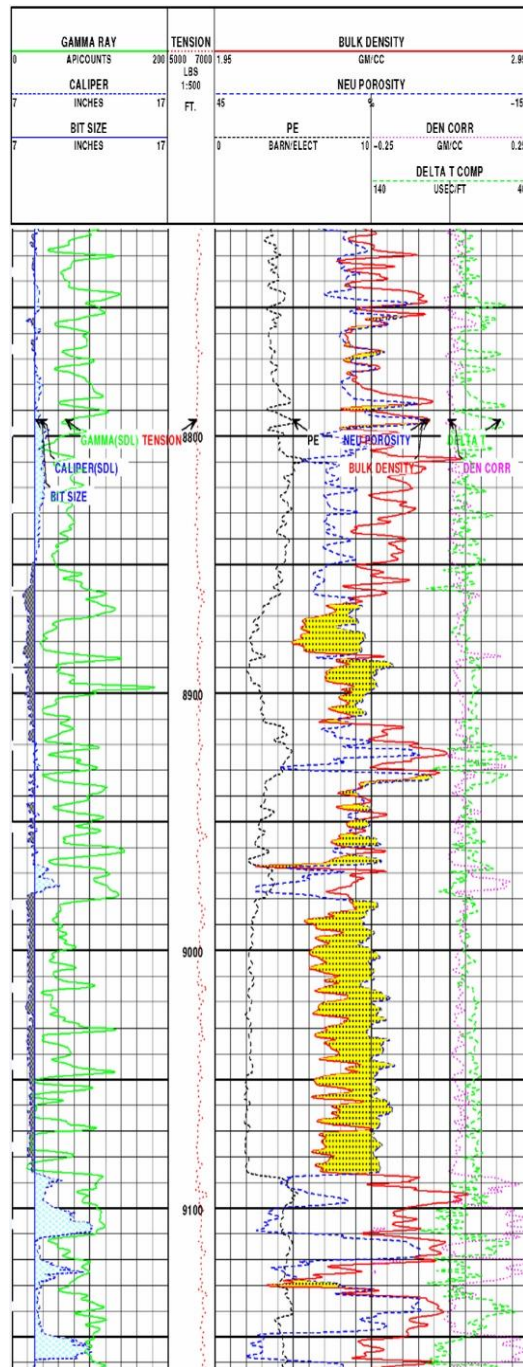


Figura 119. Registro del pozo W-P6.

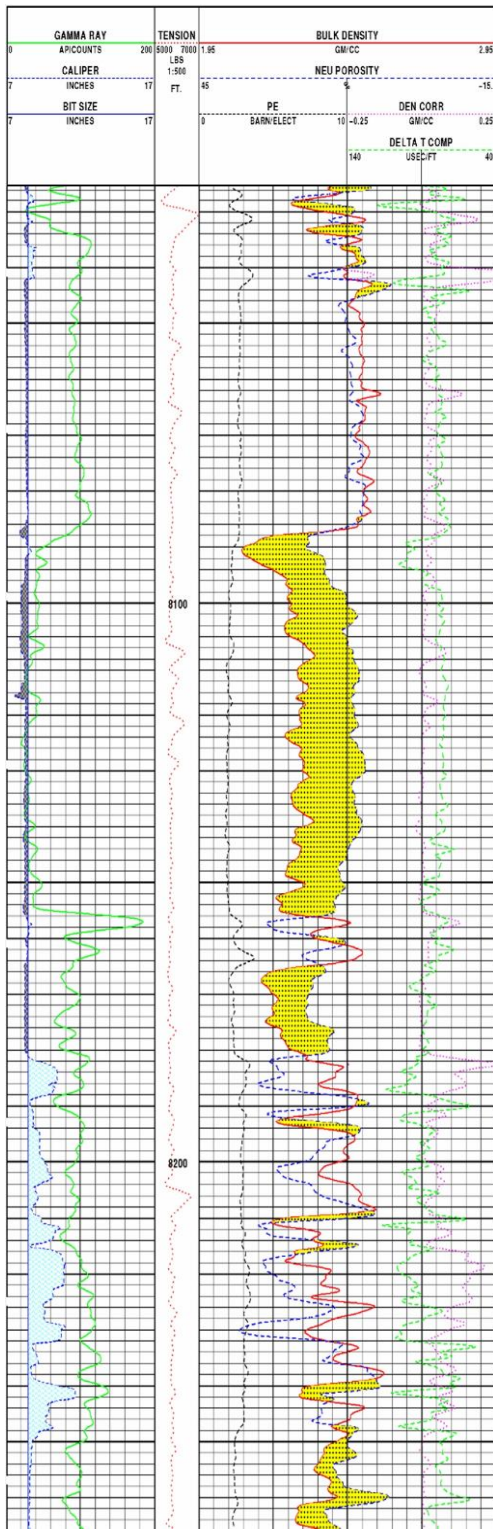


Figura 50. Registro del pozo W-P7.

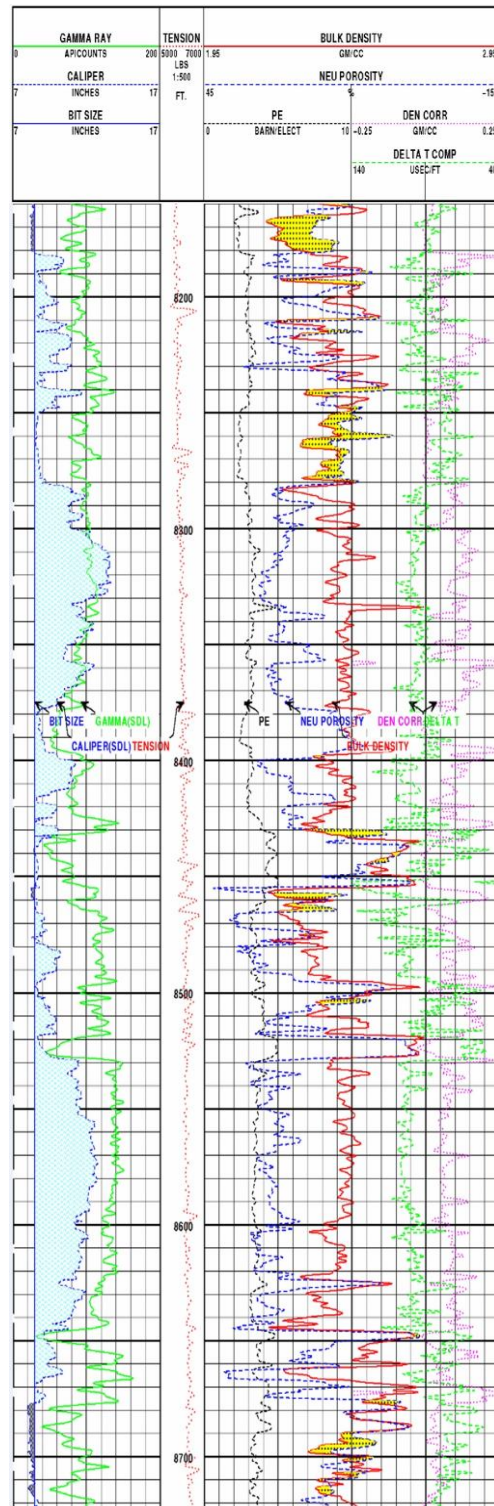


Figura 51. Registro del pozo W-P8.

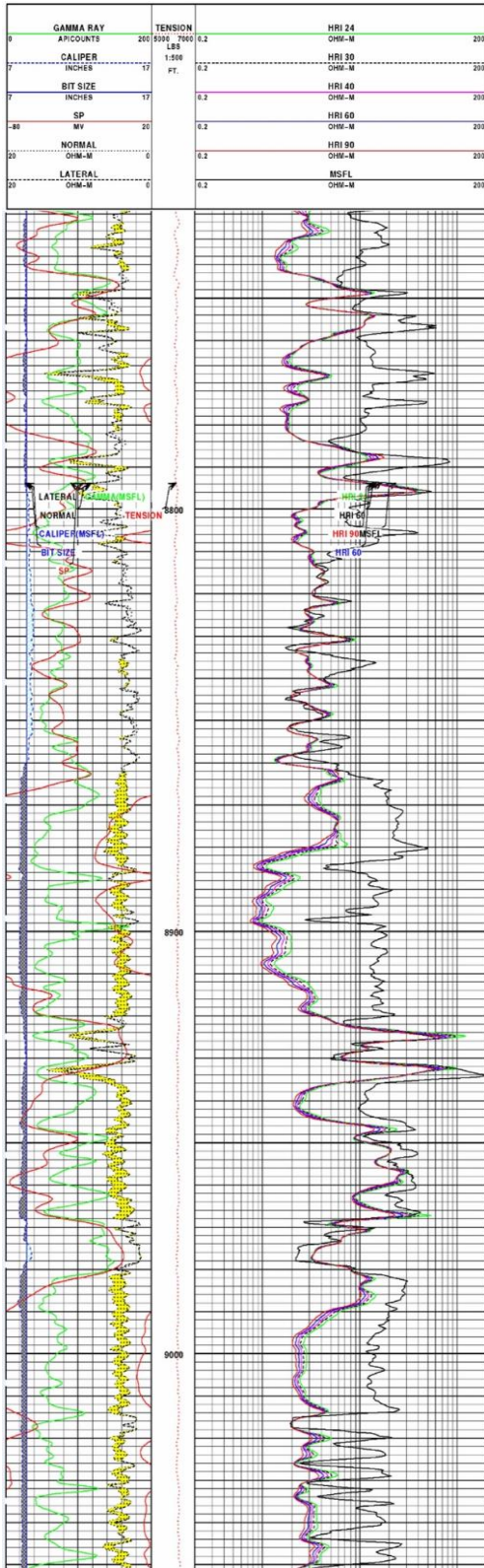


Figura 52. Registro del pozo W-P9.

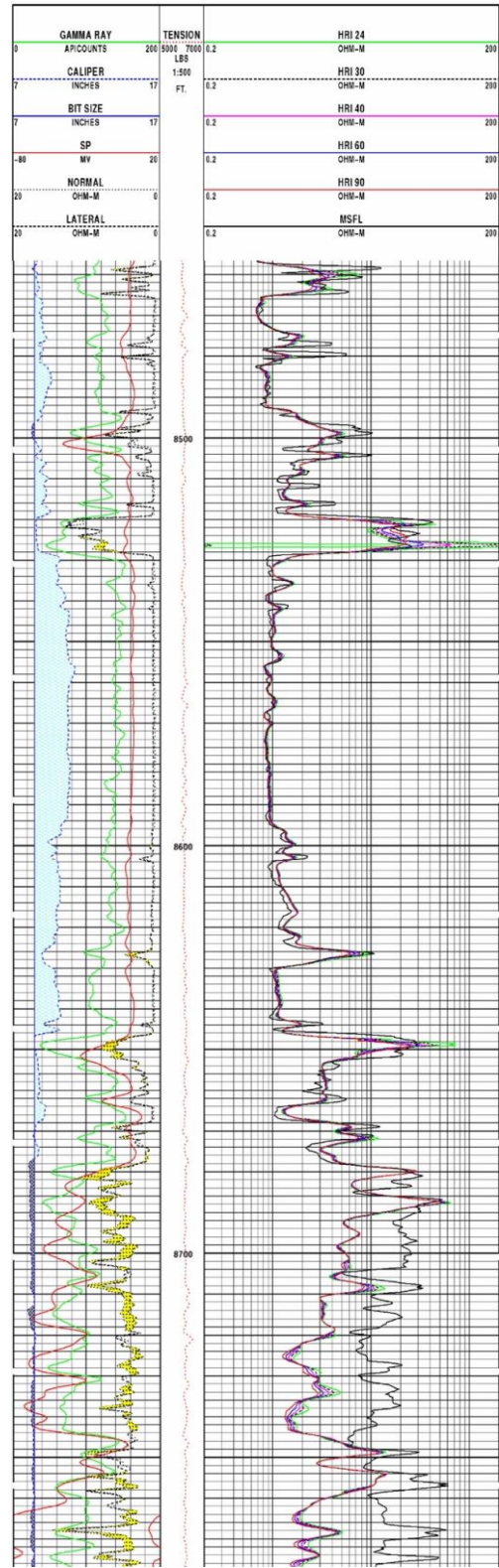


Figura 53. Registro del pozo W-P10.

ANEXO C

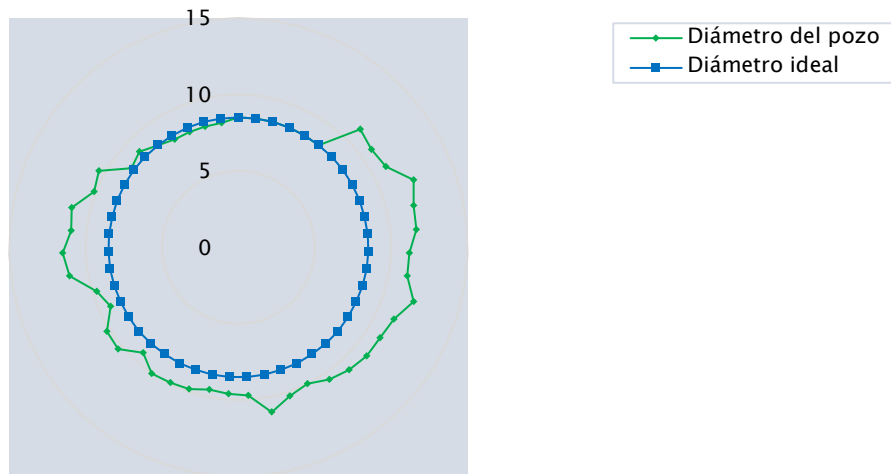


Figura 54. Comparación de diámetros del pozo W-P1.

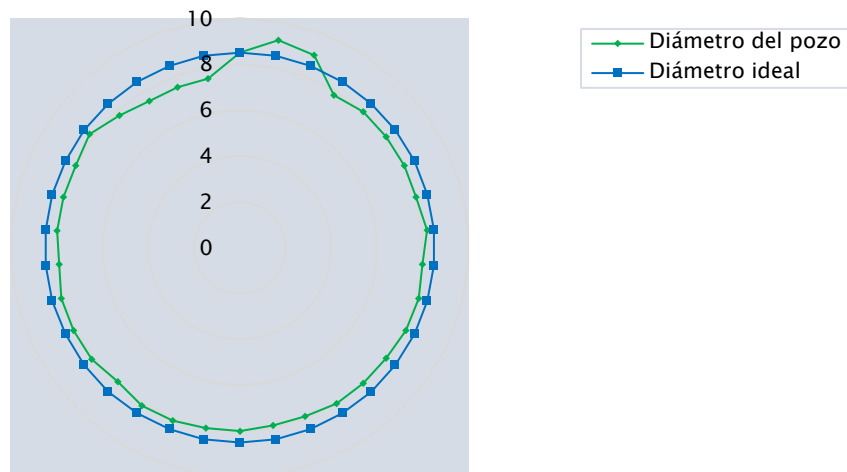


Figura 55. Comportamientos de diámetros del pozo W-P2.

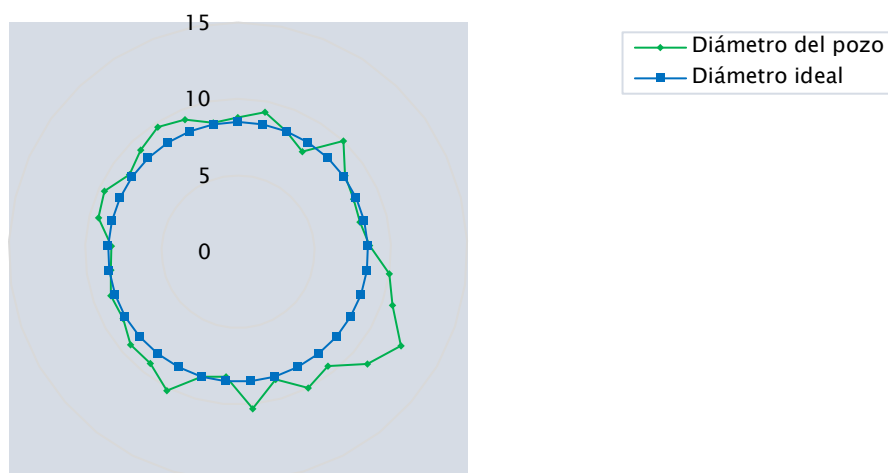


Figura 56. Comportamiento de diámetros del pozo W-P3.

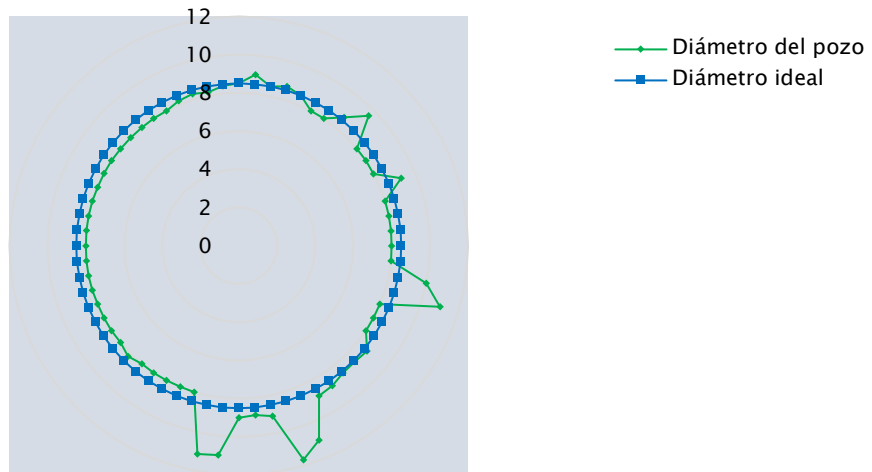


Figura 57. Comportamiento de diámetros del pozo W-P4.

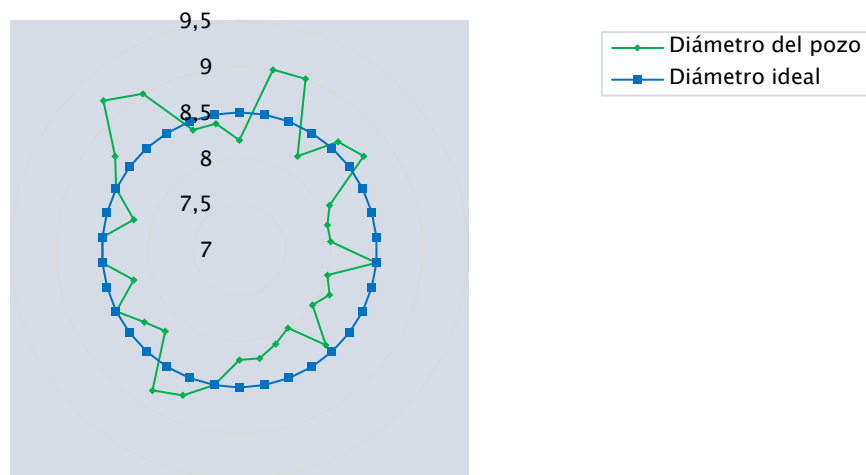


Figura 58. Comportamiento de diámetros del pozo W-P5.

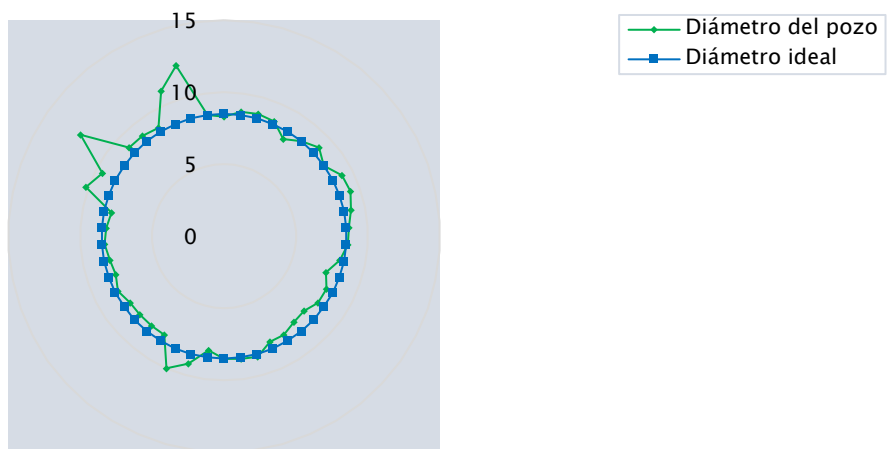


Figura 59. Comportamiento de diámetros del pozo W-P6.

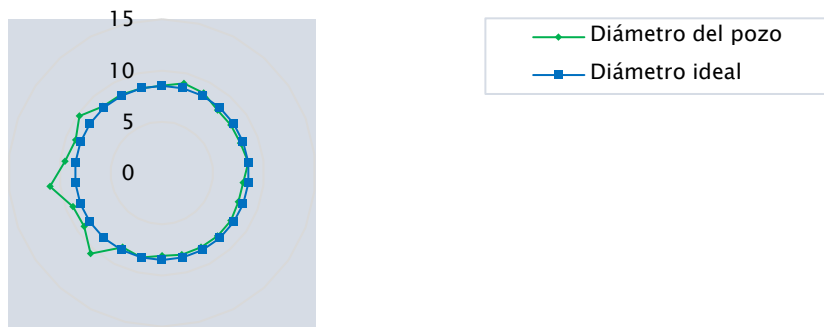


Figura 60. Comportamiento de diámetros del pozo W-P7.

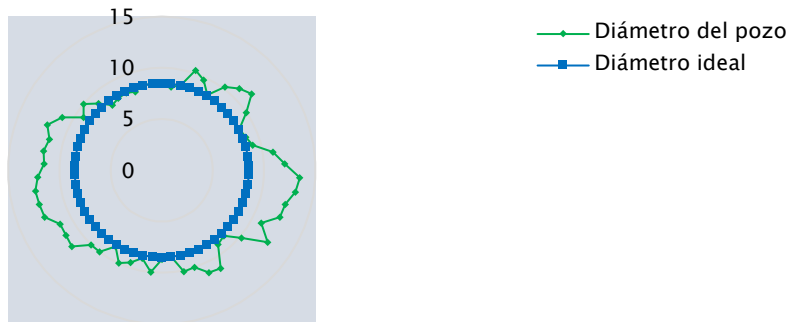


Figura 61. Comportamiento de diámetros del pozo W-P8.

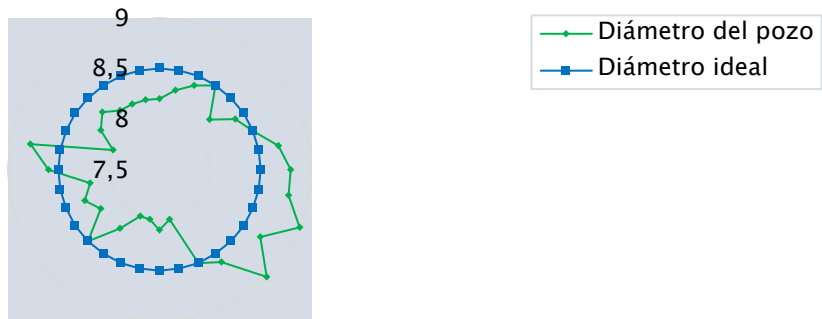


Figura 62. Comportamiento de diámetros del pozo W-P9.

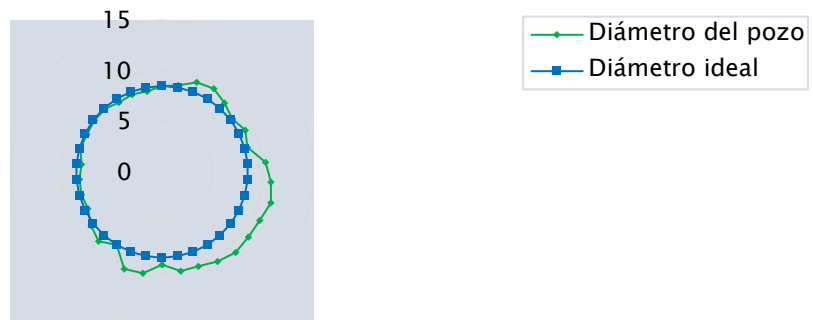


Figura 63. Comportamiento de diámetros del pozo W-P10.

ANEXO D

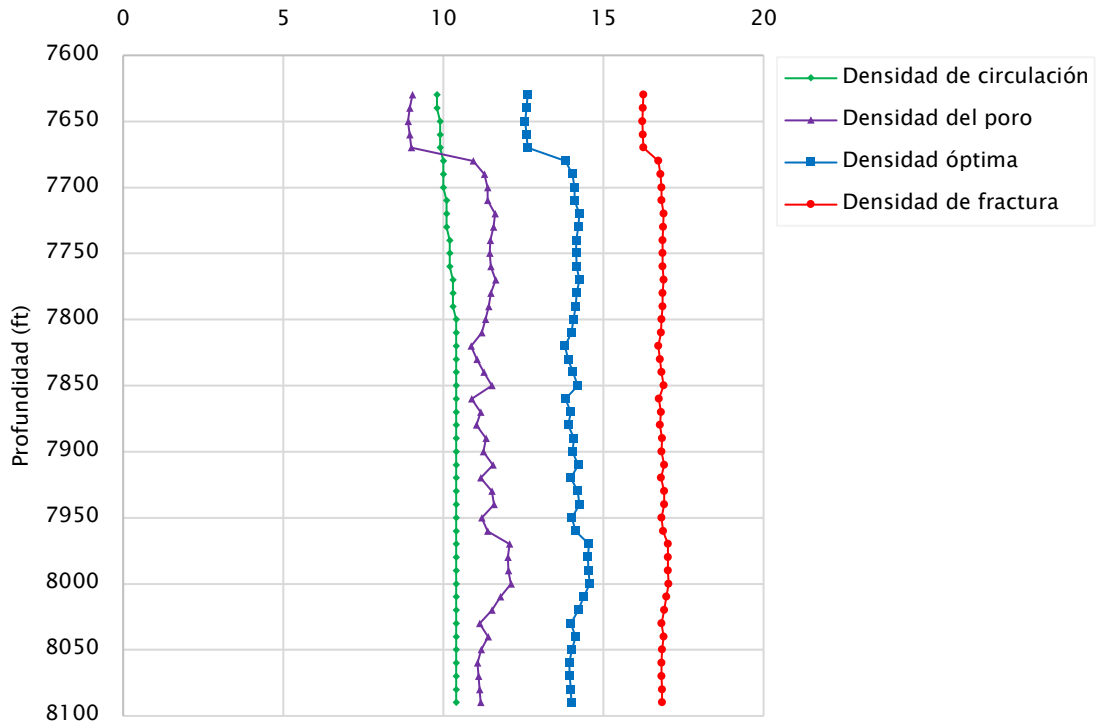


Figura 64. Densidades del pozo W-P1.

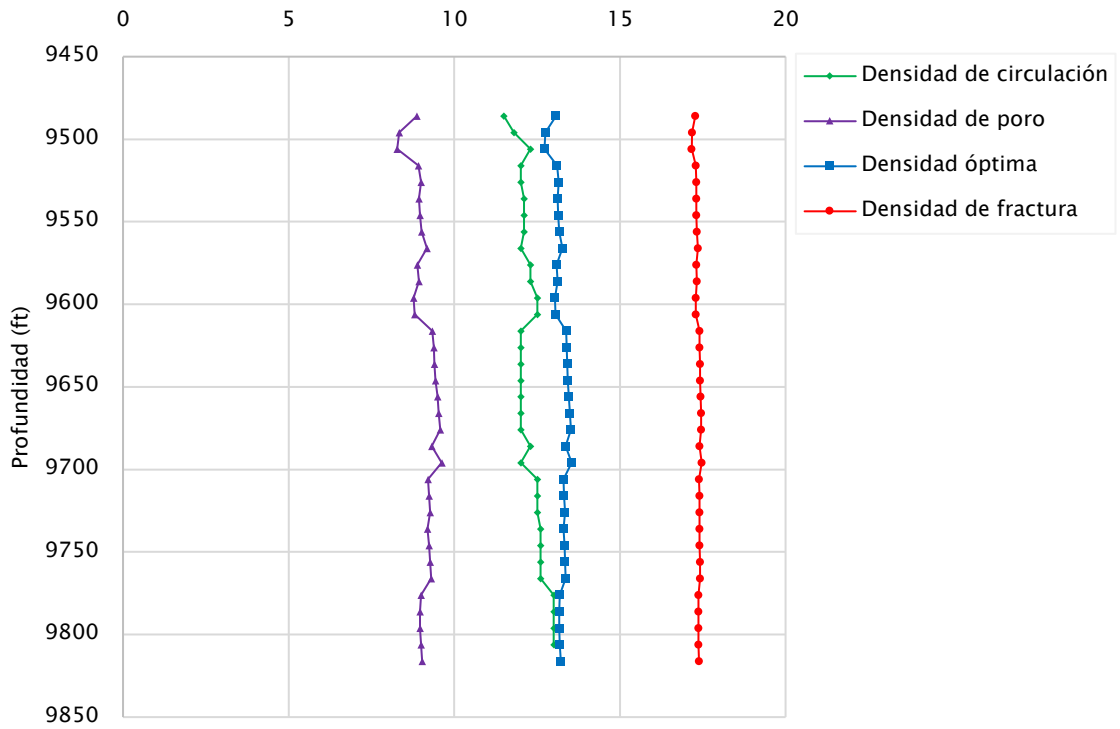


Figura 65. Densidades del pozo W-2.

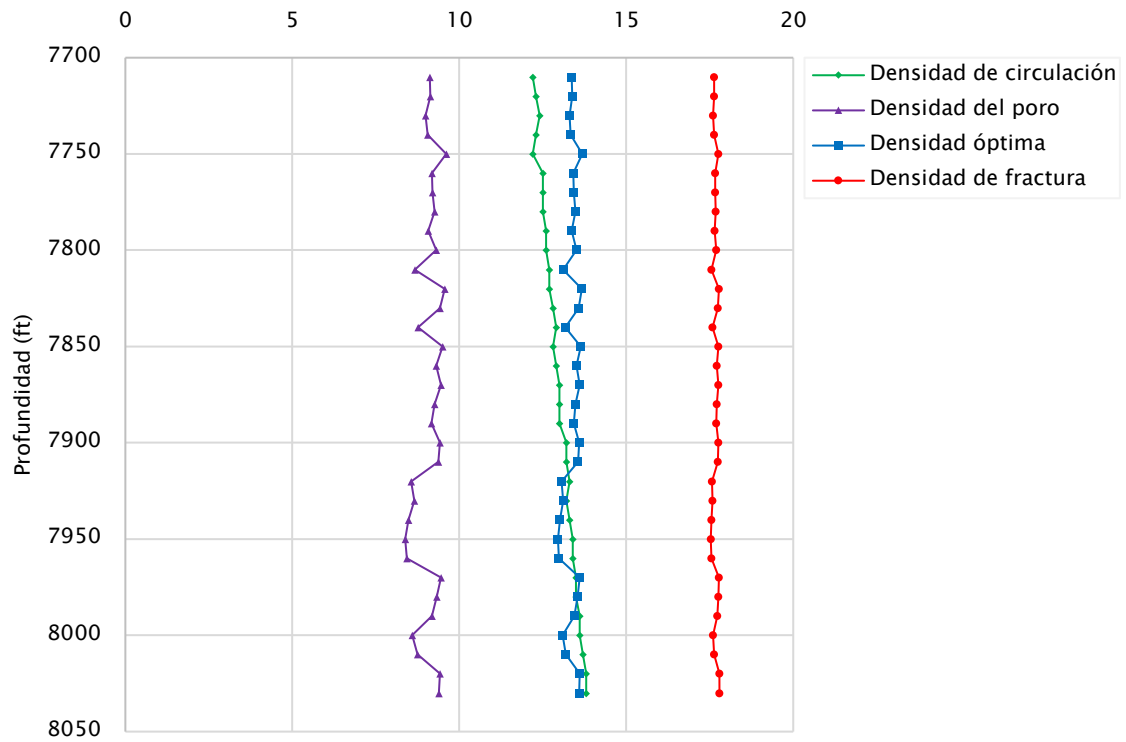


Figura 66. Densidades del pozo W-P3.

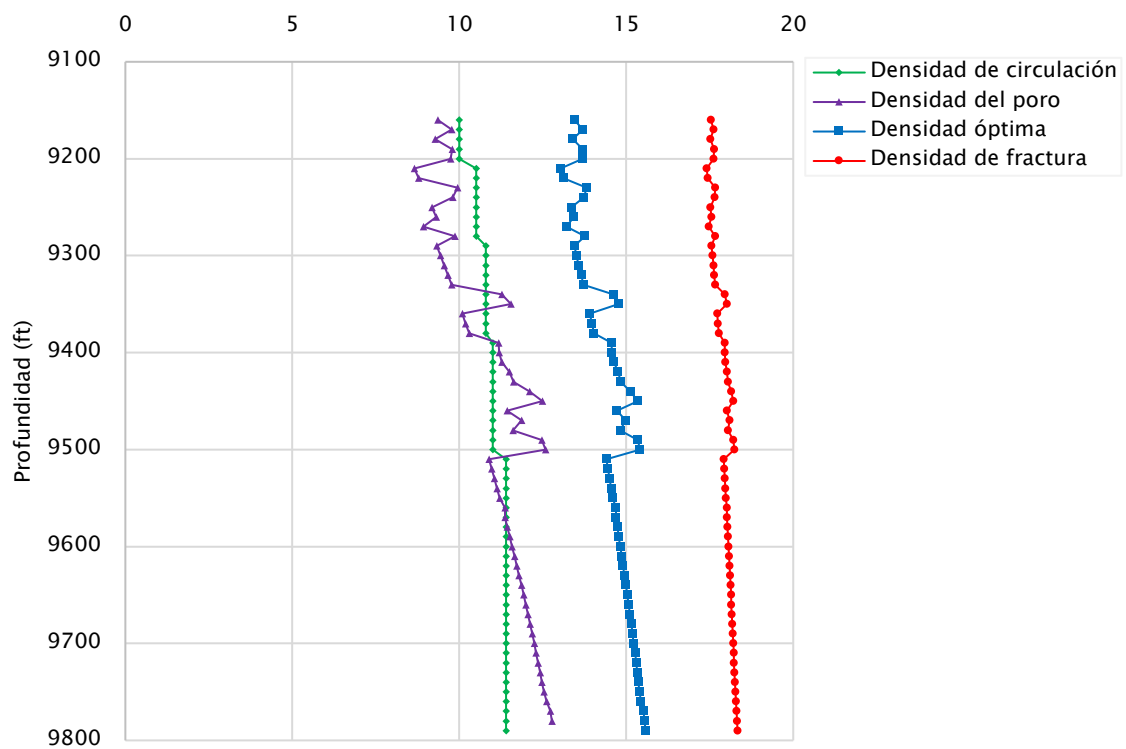


Figura 67. Densidades del pozo W-P4.

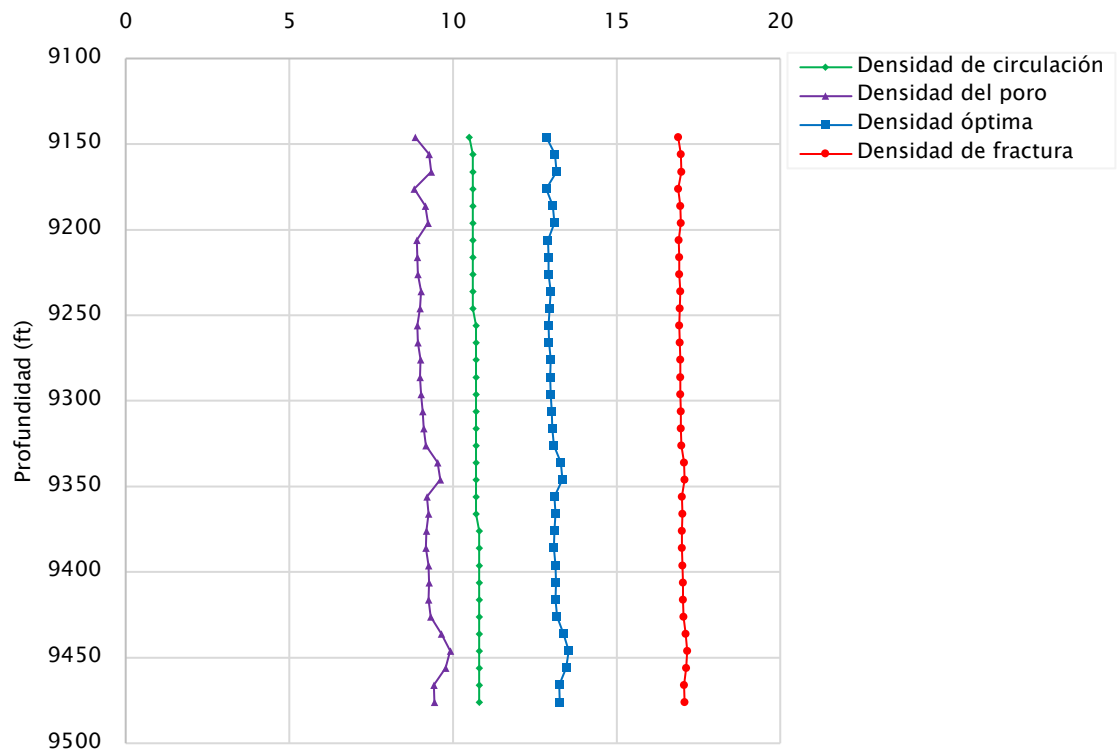


Figura 128. Densidades del pozo W-P5.

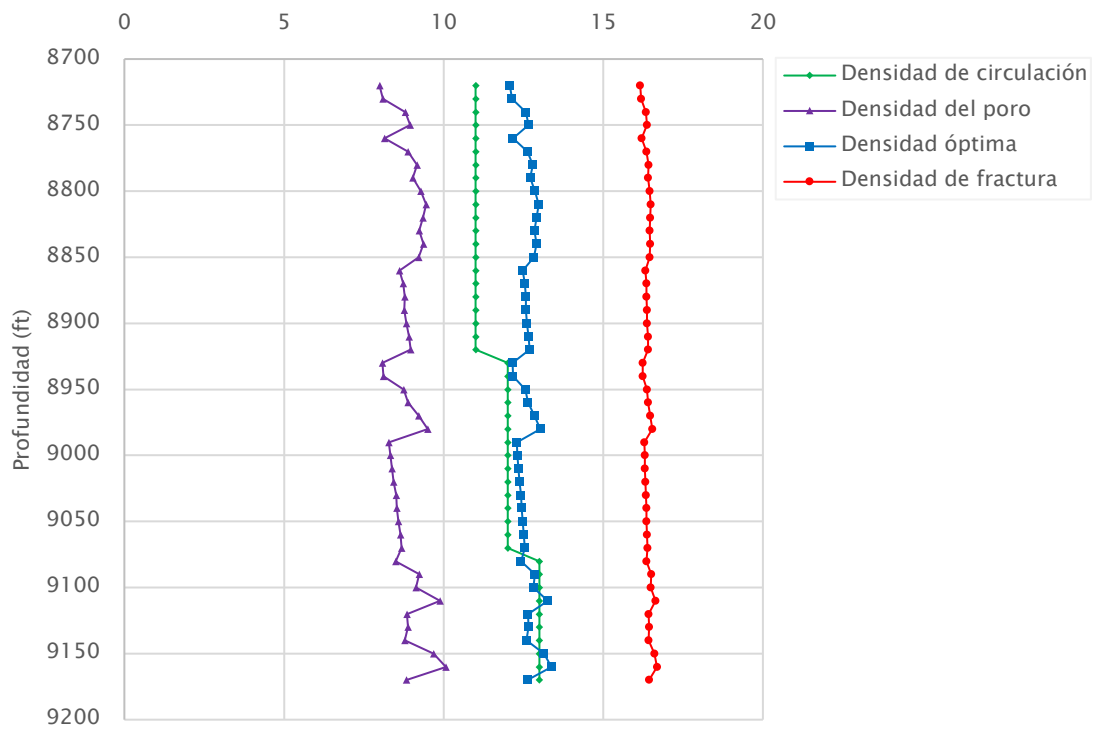


Figura 69. Densidades del pozo W-P6.

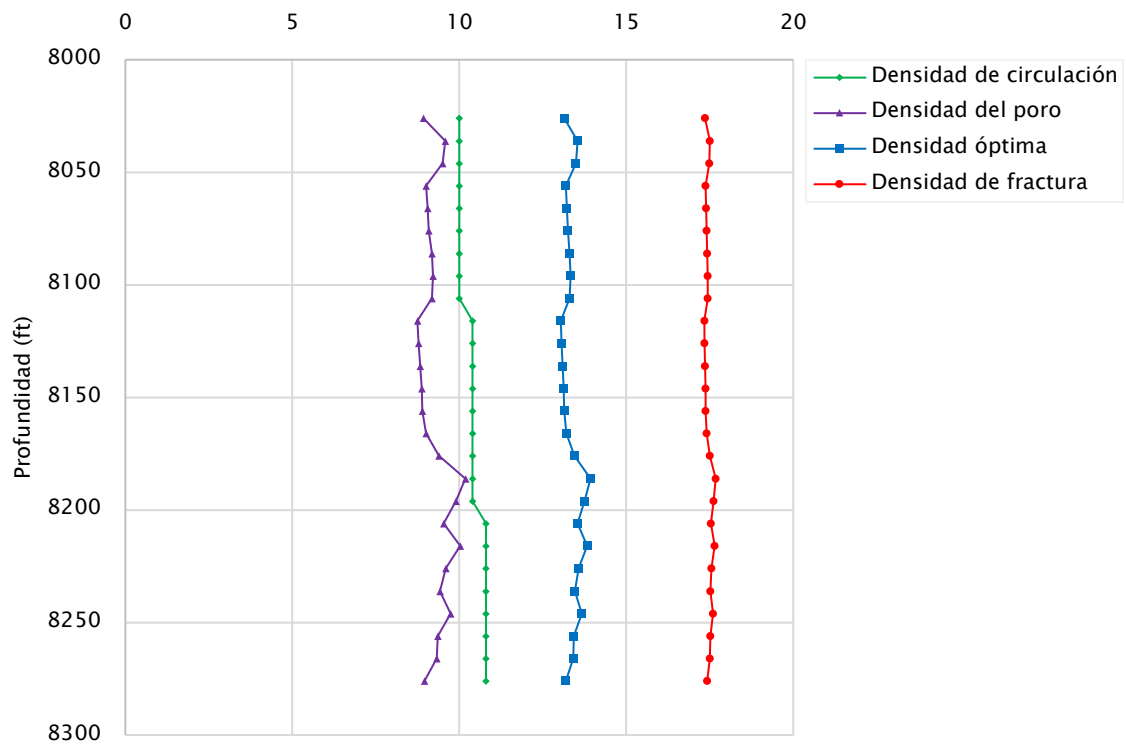


Figura 70. Densidades del pozo W-P7.

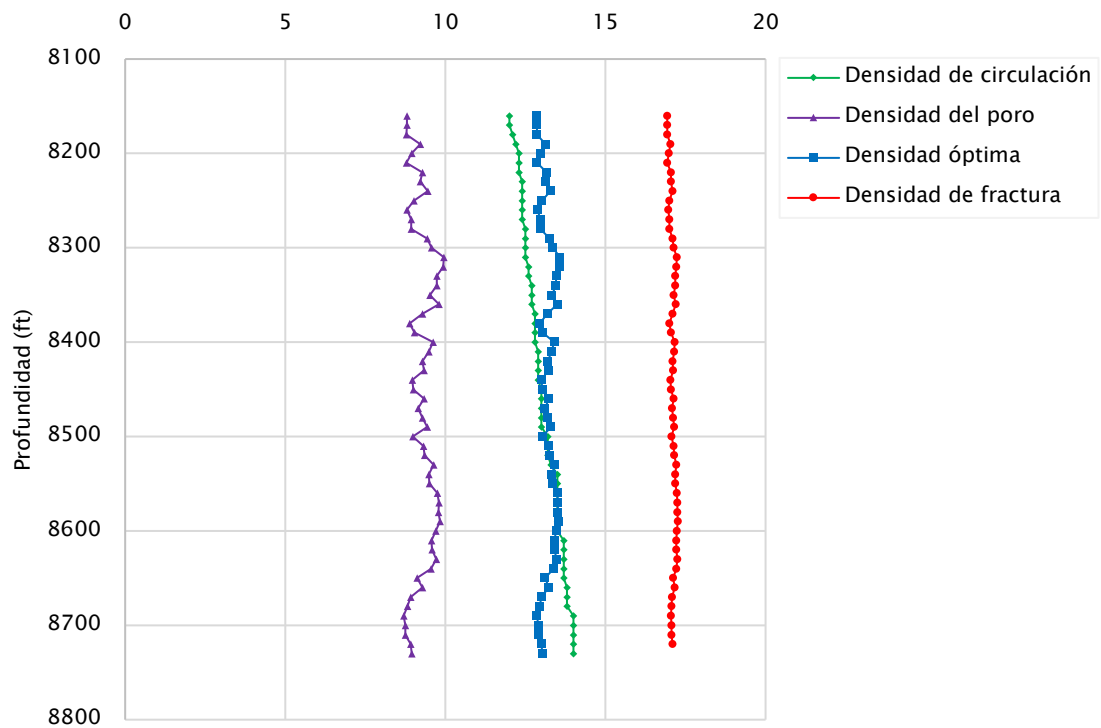


Figura 71. Densidades del pozo W-P8.

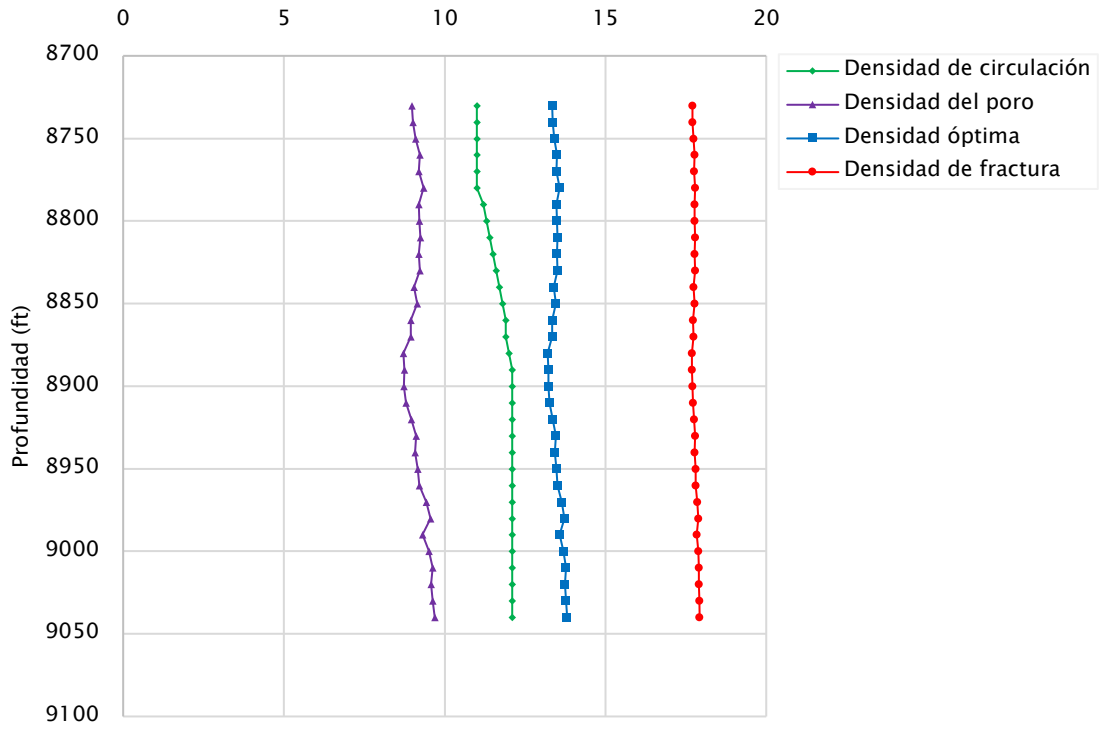


Figura 72. Densidades del pozo W-P9.

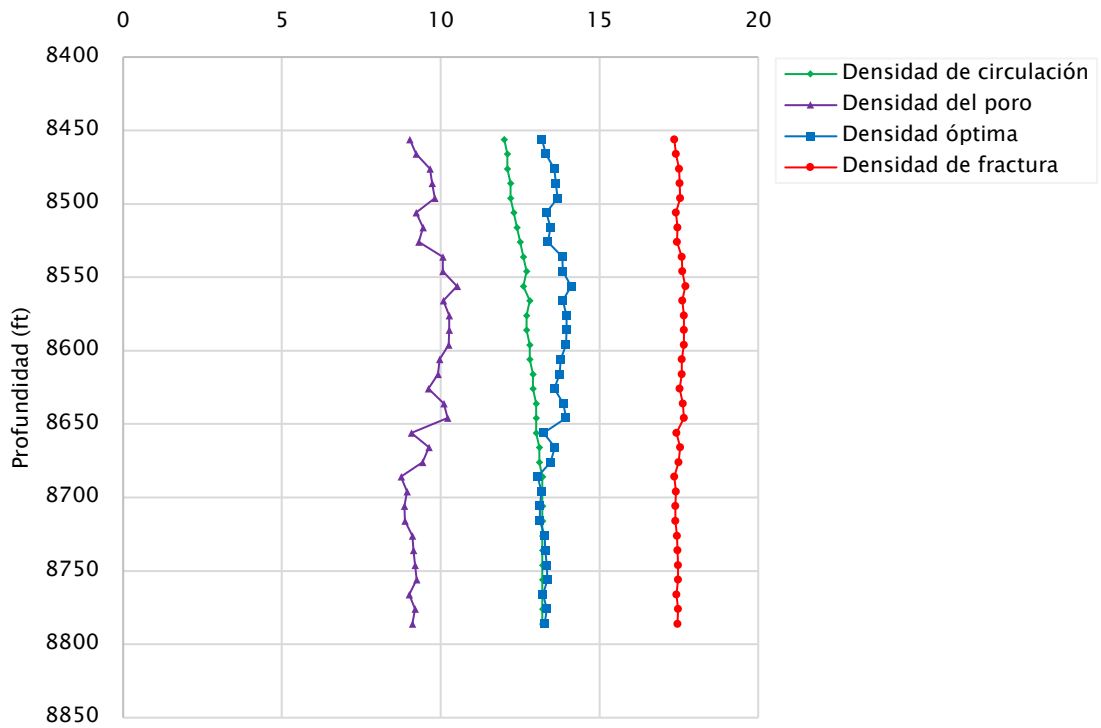


Figura 73. Densidades del pozo W-P10.