

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA

**DESARROLLO DE UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL PARA LA
PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA CORROSIVA E INCRUSTANTE EN
TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO

BRYAN ALEXANDER PERALTA ARBOLEDA

DIRECTOR: ING. MARCELO FERNANDO SALVADOR QUIÑONES

Quito, abril 2020

© Escuela Politécnica Nacional (2020)
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo Bryan Alexander Peralta Arboleda, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Bryan Alexander Peralta Arboleda

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Bryan Alexander Peralta Arboleda, bajo mi supervisión.

Ing. Marcelo Fernando Salvador Quiñones M.Sc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco sinceramente a mi madre, Olga Arboleda por dedicar todo su trabajo, sacrificio y cariño durante todos estos años, fue gracias a su apoyo que se me ha permitido llegar hasta este punto y convertirme en lo que soy. Ha sido causa de orgullo el poder llamarme su hijo.

Agradezco a todas aquellas personas que han formado parte de este trayecto de vida, en especial a dos personas de las que tengo el gusto llamar amigos, como lo son Elizabeth Sánchez y David Laverde que han tenido la paciencia y el afecto suficiente como para apoyarme en los días más difíciles y compartir una sonrisa en las mejores de las ocasiones.

Agradezco a todos los profesores que tanto dentro y fuera de la universidad compartieron su conocimiento, valores y destrezas forjando una mejor persona en mí, en especial al Magister Marcelo Salvador por haber apoyado y guiado este proceso de aprendizaje, brindar su tiempo, conocimiento, paciencia y consejo durante toda mi carrera profesional y en la realización de este trabajo de investigación.

Agradezo al señor Freddy Escobar que con su iniciativa y visión planteo las bases de lo que se convertiría este proyecto y que posteriormente me brindo la información necesaria durante el proceso de investigación, de igual manera al señor Oscar Fierro y el señor Cristian Goyes por compartir conmigo parte de sus conocimientos.

Finalmente agradezco a cualquier persona que pudiese leer este apartado y la presente tesis, por permitir que el conocimiento que he adquirido, las experiencias vividas y las investigaciones realizadas se vuelvan parte de su repertorio de conocimiento.

DEDICATORIA

Dedico este logro a mi familia, amigos y aquella persona que ya no se encuentra, quienes fueron, son y serán el mayor de mis apoyos emocionales durante el tiempo que continúe aprendiendo.

A mis maestros quienes muchas veces vieron más en mi de lo que yo era capaz de reconocer, que con su apoyo desinteresado e infinita paciencia no solo depositaron conocimientos, sino que también me dieron grandes ejemplos de vida. A mis maestros cuyas expectativas no pienso defraudar sin importar que tan arduo sea el camino.

Dedico esta investigación a todos los estudiantes y la comunidad universitaria como un primer y pequeño escalón dentro las aplicaciones de la inteligencia artificial al campo de la ingeniería química en nuestro país.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	xv
1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	1
1.1 Redes neuronales artificiales	1
1.1.1 Fundamentos biológicos de las redes neuronales	1
1.1.2 Modelos de neuronas artificiales	2
1.1.2.1 Unidades de procesamiento	3
1.1.2.2 Conexiones entre unidades	3
1.1.2.3 Activación y reglas de salida	4
1.1.3 Arquitectura de la red neural	5
1.1.4 Aprendizaje y esquemas	8
1.1.4.1 Esquema de aprendizaje supervisado	9
1.1.4.2 Aprendizaje por refuerzo/programación neurodinámica	10
1.1.4.3 Aprendizaje no supervisado	12
1.1.5 Aprendizaje automático	12
1.1.5.1 Tarea	14
1.1.5.2 Algoritmo	14
1.1.5.3 Modelos	14
1.1.5.4 Datos e inconsistencias en el aprendizaje automático	15
1.2 Tipos de corrosión interna en tuberías de petróleo	17
1.2.1 Corrosión en la industria petrolera	17
1.2.2 Tipos de corrosión y agentes asociados en la industria del petróleo y gas	18
1.2.2.1 Reacción anódica	19
1.2.2.2 Corrosión dulce (corrosión por dióxido de carbono (CO ₂))	20

1.2.2.3	Corrosión agria (corrosión por ácido sulfhídrico (H ₂ S))	21
1.2.2.3	Corrosión por oxígeno	22
1.2.2.4	Corrosión galvánica	23
1.2.2.5	Corrosión en grietas	23
1.2.2.6	Corrosión por erosión	24
1.2.2.7	Corrosión inducida microbiológicamente (CIM)	24
1.2.2.8	Corrosión bajo tensión (CBT)	25
1.3	Tendencia incrustante en tuberías de petróleo	25
1.3.1	Naturaleza de la incrustación	25
1.3.2	Incrustación en la industria petrolera	27
2.	PARTE EXPERIMENTAL	30
2.1	Caracterizar física y químicamente el crudo de cuatro pozos productores con la finalidad de crear una base de datos	31
2.2	Generación de la base de datos	32
2.2.1	Base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo	33
2.2.2	Base de datos dedicada a la tendencia corrosiva de cabeza	33
2.3	Desarrollar y evaluar un modelo computacional con base en el comportamiento de cada pozo de estudio con respecto a la velocidad de corrosión y la tendencia incrustante	34
2.4	Desarrollo y ajuste del árbol de decisión neural (MADN)	34
2.4.1	Tendencia incrustante de fondo	36
2.4.2	Tendencia corrosiva de cabeza	36
2.5	Evaluar y validar las predicciones realizadas por el modelo computacional contrastando la predicción realizada con la información obtenida de la caracterización fisicoquímica de los pozos productores y la predicción generada por el software French Creek	38
2.5.1	Clasificación de información desde la base de datos para validación externa	38
2.5.2	Validación externa con el programa ScaleSoftPitzer	38

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	40
3.1 Generación de la base de datos	40
3.1.1 Base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo	41
3.1.2 Base de datos dedicada a la tendencia corrosiva de cabeza	44
3.2 Selección del algoritmo clasificador	47
3.2.1 Estructura del modelo de árbol de decisión neural (MADN)	47
3.3 Desarrollo y ajuste del árbol de decisión neural (MADN)	48
3.3.1 Tendencia incrustante de fondo	48
3.3.2 Tendencia corrosiva de cabeza	60
3.3.3 Desempeño de los modelos de árbol de decisión neural	72
3.4 Validación externa de la predicción generada por el árbol de decisión neural (madn) utilizando un programa dedicado	73
3.4.1 Clasificación de información desde la base de datos para validación externa	73
3.4.2 Validación externa con el programa ScaleSoftPitzer™ (French Creek)	75
3.4.2.1 Tendencia incrustante de fondo	75
3.4.2.2 Tendencia corrosiva de cabeza	76
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
4.1 Conclusiones	79
4.2 Recomendaciones	81
BIBLIOGRAFÍA	84
ANEXOS	91

ÍNDICE DE TABLAS

		PÁGINA
Tabla 1.1.	Clasificación de las redes neuronales artificiales	7
Tabla 1.2.	Iones presentes en el petróleo, gas y agua	26
Tabla 2.1.	Ensayo realizado y procedimiento respectivo para cada análisis aplicable	32
Tabla 3.1.	Predictores retirados	40
Tabla 3.2.	Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia incrustante de fondo	42
Tabla 3.3.	Resumen de características de predictor y respuesta cualitativos para tendencia incrustante de fondo	43
Tabla 3.4.	Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia corrosiva de cabeza	44
Tabla 3.5.	Resumen de características de predictor y respuesta cualitativos para tendencia corrosiva de cabeza	46
Tabla 3.6.	Resultados de la última evaluación de desempeño de la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima para el MADN de tendencia incrustante de fondo	49
Tabla 3.7.	Rendimiento del modelo de árbol de decisión neural para la tendencia incrustante de fondo	51
Tabla 3.8.	Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia incrustante de fondo	56
Tabla 3.9.	Resultados de la última evaluación de desempeño de la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima para el MADN de tendencia corrosiva de cabeza	61
Tabla 3.10.	Rendimiento del modelo de árbol de decisión neural de tendencia corrosiva de cabeza	62
Tabla 3.11.	Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia corrosiva de cabeza	65

Tabla 3.12.	Características de la base de datos filtrada para la validación externa	74
Tabla 3.13.	Tasa de aciertos de la validación externa para la predicción de la tendencia incrustante de fondo	76
Tabla 3.14.	Tasa de aciertos de la validación externa para la predicción de la tendencia corrosiva de cabeza	77
Tabla AIV.1.	Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia incrustante de fondo	138
Tabla AIV.2.	Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia corrosiva de cabeza	141
Tabla AIV.3.	Comparación externa de la predicción de tendencia incrustante de fondo	143
Tabla AIV.4.	Comparación externa de la predicción de tendencia corrosiva de cabeza	144

ÍNDICE DE FIGURAS

		PÁGINA
Figura 1.1.	Neurona biológica	1
Figura 1.2.	Componentes básicos de una red neuronal artificial	3
Figura 1.3.	Funciones de activación para una unidad	5
Figura 1.4.	Red neural con estructura de capas de nodos	6
Figura 1.5.	Clasificación de la red neuronal dependiendo de la arquitectura de capas. a) Red neuronal de una sola capa b) Red neural multicapa (superficial) c) Red neuronal profunda	7
Figura 1.6.	Concepto de aprendizaje supervisado	10
Figura 1.7.	Diagrama de bloques de aprendizaje por refuerzo	11
Figura 1.8.	Diagrama de bloques de aprendizaje no supervisado	12
Figura 1.9.	Sistema de aprendizaje automático utilizando inteligencia artificial	13
Figura 1.10.	Categorías de modelos de aprendizaje	15
Figura 1.11.	Aprendizaje automático	16
Figura 1.12.	Esquema de celda de corrosión	17
Figura 1.13.	Caminos del mecanismo de corrosión por H ₂ S. Después de la absorción inicial de H ₂ S en la superficie del hierro, una capa delgada de FeS amorfo puede formarse tanto por el camino 1 como el camino 2	22
Figura 1.14.	Mecánismo de corrosión galvánica	23
Figura 1.15.	Corrosión en grietas	24
Figura 1.16.	Corrosión por erosión en tubería	24
Figura 1.17.	Corrosión inducida microbiológicamente (CIM)	25
Figura 1.18.	Nucleación a) homogénea b) heterogénea	27
Figura 2.1.	Esquema de desarrollo de modelo de árbol de decisión neural (MADN)	35
Figura 3.1.	Árbol de decisión simple	48

Figura 3.2.	Objetivo mínimo vs. Número de evaluaciones de la función del algoritmo clasificador para la tendencia incrustante de fondo	49
Figura 3.3.	Modelo de función objetivo para la tendencia incrustante de fondo	50
Figura 3.4.	Estimación de la importancia de los predictores para el MADN de tendencia incrustante de fondo	52
Figura 3.5.	Equilibrio trifásico en el sistema CO ₂ /Carbonato	54
Figura 3.6.	Árbol de decisión para tendencia incrustante de fondo	55
Figura 3.7.	Objetivo mínimo vs. Número de evaluaciones de la función del algoritmo clasificador para la tendencia corrosiva de cabeza	60
Figura 3.8.	Modelo de función objetivo para la tendencia corrosiva de cabeza	61
Figura 3.9.	Estimación de la importancia de los predictores para el MADN de tendencia corrosiva de cabeza	63
Figura 3.10.	Árbol de decisión para tendencia corrosiva de cabeza	68
Figura AI.1.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 1 al 12)	92
Figura AI.2.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 12 al 25)	93
Figura AI.3.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 26 al 27)	93
Figura AI.4.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 1 al 9)	94
Figura AI.5.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 10 al 17)	95
Figura AI.6.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Drago (Ensayos del 1 al 9)	96

Figura AL7.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Drago (Ensayos del 10 al 21)	96
Figura AL8.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Suroeste	97
Figura AL9.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Sur	97
Figura AL10.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 1 al 14)	98
Figura AL11.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 15 al 30)	98
Figura AL12.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 31 al 47)	99
Figura AL13.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 48 al 65)	99
Figura AL14.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 66 al 82)	100
Figura AL15.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 83 al 101)	100
Figura AL16.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 102 al 121)	101
Figura AL17.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 122 al 139)	101
Figura AL18.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 140 al 155)	102
Figura AL19.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 156 al 173)	102
Figura AL20.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 174 al 190)	103
Figura AL21.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 191 al 207)	103
Figura AL22.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 208 al 224)	104

Figura AL23.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 225 al 241)	104
Figura AL24.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 242 al 259)	105
Figura AL25.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 260 al 275)	105
Figura AL26.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 276 al 292)	106
Figura AL27.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 293 al 309)	106
Figura AL28.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 310 al 326)	107
Figura AL29.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 327 al 343)	107
Figura AL30.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 344 al 360)	108
Figura AL31.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 361 al 377)	108
Figura AL32.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 378 al 395)	109
Figura AL33.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 396 al 409)	109
Figura AL34.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 1 al 4)	110
Figura AL35.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 5 al 8)	110
Figura AL36.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 9 al 12)	111

Figura AI.37.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 13 al 16)	111
Figura AI.38.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 17 al 20)	112
Figura AI.39.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 21 al 24)	112
Figura AI.40.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 25 al 28)	113
Figura AI.41.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 29 al 32)	113
Figura AI.42.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 33 al 36)	114
Figura AI.43.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 37 al 40)	114
Figura AI.44.	Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 41 al 44)	115
Figura AII.1.	Base de datos (Ensayos desde 1 al 80)	116
Figura AII.2.	Base de datos (Ensayos desde 81 al 120)	117
Figura AII.3.	Base de datos (Ensayos desde 121 al 140)	118
Figura AII.4.	Base de datos (Ensayos desde 141 al 180)	119
Figura AII.5.	Base de datos (Ensayos desde 181 al 220)	120
Figura AII.6.	Base de datos (Ensayos desde 221 al 260)	121
Figura AII.7.	Base de datos (Ensayos desde 261 al 300)	122
Figura AII.8.	Base de datos (Ensayos desde 301 al 340)	123

Figura AII.9.	Base de datos (Ensayos desde 341 al 380)	124
Figura AII.10.	Base de datos (Ensayos desde 381 al 420)	125
Figura AII.11.	Base de datos (Ensayos desde 421 al 460)	126

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO I	
Análisis fisicoquímicos y condiciones de operación de tuberías de extracción de petróleo	92
ANEXO II	
Generación de la base de datos y discriminación de la información perteneciente a predictores y respuestas	116
ANEXO III	
Desarrollo del modelo de árbol de decisión neural (MADN)	129
ANEXO IV	
Validación externa	135

RESUMEN

El presente proyecto tuvo por objetivo el diseñar una red neuronal artificial para generar predicciones sobre la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza en tuberías de extracción de petróleo en la región amazónica del Ecuador. Para este fin, se recolectó la información de los análisis fisicoquímicos del petróleo y gas, además de las condiciones de operación de los pozos de extracción.

Una vez recolectada la información, se generó una base de datos en donde la información de los análisis y mediciones se consideró como predictores, y la tendencia incrustante y corrosiva asociada a cada conjunto de información se consideró como respuesta. Se inspeccionó a los predictores separando de la base de datos aquellos que presentasen ausencia de información, en consecuencia, la base de datos redujo su cantidad de predictores a 19 tanto para la tendencia incrustante de fondo como para la tendencia corrosiva de cabeza. Se creó una base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo con un total de 460 ensayos y para la tendencia corrosiva de cabeza con un total de 423 ensayos, para ambos casos se separó el 85 % de las mismos para su empleo en el entrenamiento de la red neural y el restante 15 % para la fase de prueba de la red neural.

Tras la estructuración de la base de datos se procedió a seleccionar el algoritmo clasificador utilizado por la red neural artificial. Con base en la presencia de un predictor con información cualitativa y la información de respuesta de la tendencia incrustante y la tendencia corrosiva siendo de carácter cualitativo, se desarrolló el modelo de árbol de decisión neural (MADN) que presentó las mejores características para el manejo de información cualitativa y compensación frente a ausencias parciales de información dentro de la base de datos dedicada al entrenamiento de la red neural.

Una vez establecido el algoritmo clasificador, árbol de decisión, dentro de la arquitectura de la red neural artificial se sometió a la misma a una etapa de refinamiento en busca de mejorar la calidad de las predicciones realizadas. Resultado de la etapa de refinamiento al modelo de árbol de decisión neural para

la tendencia incrustante de fondo obtuvo una tasa de acierto de sus predicciones del 83,45 %; mientras que las predicciones realizadas por el modelo de árbol de decisión neural para la tendencia corrosiva de cabeza obtuvieron una tasa de acierto en sus predicciones del 63,97 %.

Finalmente se realizó una validación externa utilizando el programa ScaleSoftPitzerTM para un conjunto de 40 ensayos previamente seleccionados, obteniendo una diferencia en la tasa de predicción del 10,0 % para la tendencia incrustante de fondo y del 4,5 % para la tendencia corrosiva de cabeza. Esto validó los árboles de decisión neural desarrollados para generar predicciones de tendencia incrustante y corrosiva para casos dentro del campo de la actividad petrolera de la región amazónica del Ecuador.

INTRODUCCIÓN

La presente investigación estudia la tendencia incrustante y corrosiva en líneas de tuberías de extracción de petróleo y gas, cuya existencia es asociada con la mayoría de las causas de daño en la integridad de los equipos y facilidades dentro de la industria del petróleo y gas

Para analizar esta problemática es necesario mencionar dos de las dificultades dentro del petróleo y gas natural que son la corrosión y la incrustación. La corrosión es el deterioro de los materiales, generalmente los metales, provocada por una reacción química con el medio que los rodea y cuya consecuencia es la pérdida de integridad del material en cuestión y su consecuente pérdida de funcionalidad (Hassani, Roberts, Shirazi, Shadley, y Rybicki, 2011, p.4). La incrustación es el fenómeno resultante que ocurre cuando una costra mineral se deposita sobre una superficie, debido a la precipitación de sustancias disueltas o en suspensión en un fluido y que entorpecen o impiden el flujo del mismo cuando se da dentro de líneas de tubería (Zerpa, 2013, p.30).

Los efectos tanto de la corrosión como de la incrustación sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas significativas de capital. En los países industrializados con actividad petrolera se ha valorado hasta en un tres por ciento del producto interno bruto (PIB), siendo aún mayor la cifra en países en vías de desarrollo. Dicho porcentaje se toma sobre la valoración equivalente de la industria petrolera y de gas para llegar a una cuantificación estimada en relación al aspecto económico del total generado por dicha industria (Popoola, Grema, Latinwo, Gutti, y Balogun, 2013, p.2).

En países de Latinoamérica la fuente de energía de mayor uso son los combustibles fósiles y el gas natural. El petróleo y gas son las fuentes dominantes de energía para la producción y el desarrollo en Ecuador. Al igual que cualquier otro producto de consumo, es necesario mejorar los procesos asociados a la obtención del recurso, almacenamiento y transporte para mejorar la integridad de líneas de tubería dedicadas a la extracción de petróleo y gas. La investigación de esta problemática se realizó con el fin de asegurar que las instalaciones dedicadas a la

extracción realicen sus tareas de forma eficiente y segura, obteniendo información por adelantado de cualquier daño u obstrucción que pudiese presentar la tubería con el fin de implementar acciones de prevención antes que acción de corrección y reparación.

En la última década la importancia de prever la severidad de la corrosión o la facilidad a la formación de depósitos en la industria de petróleo y gas, ha motivado el interés del sector industrial a realizar investigaciones sobre nuevas herramientas enfocadas al uso de la inteligencia artificial con el fin de mejorar la comprensión de la tendencia corrosiva o incrustante.

En el marco del ejercicio de la ingeniería química y la búsqueda de integrar nuevas tecnologías al proceso investigativo, las propiedades fisicoquímicas del petróleo y gas; y las condiciones de operación de extracción se han utilizado en combinación con esquemas de aprendizaje automatizado para estudiar la tendencia corrosiva e incrustante en las tuberías de extracción del fluido.

Producto de la investigación se desarrolló una red neuronal artificial basada en árboles de decisión capaces de generar un algoritmo de discernimiento lógico que con base en la información alimentada fue capaz de realizar una predicción sobre la tendencia incrustante y corrosiva de la línea de tubería estudiada.

Durante el desarrollo de la investigación, uno de los obstáculos para generar modelos de árbol de decisión neural de gran fiabilidad fue la calidad de información suministrada para el desarrollo del algoritmo clasificador. La causa de esta dificultad fue un mal manejo de protocolos de ingreso y almacenamiento de información por el personal a cargo de ingresar los resultados de los análisis y las mediciones de las condiciones de operación.

Las tareas realizadas fueron el analizar la información aportada por diferentes empresas de servicios petroleros, clasificar la información y seleccionar el algoritmo de clasificación idóneo para la resolución del problema. Además, se planteó el generar dos modelos de árbol de decisión neural independientes que aportasen predicciones tanto para la tendencia incrustante de fondo, como para la tendencia

corrosiva de cabeza. Finalmente, se planteó el contrastar las predicciones obtenidas por el modelo de inteligencia artificial con un programa dedicado a la generación de predicciones de tendencia corrosivas e incrustantes con el fin de validar la calidad de predicción, de los modelos de árbol de decisión desarrollados tanto para la tendencia incrustante de fondo, como para la tendencia corrosiva de cabeza.

1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 REDES NEURONALES ARTIFICIALES

1.1.1 FUNDAMENTOS BIOLÓGICOS DE LAS REDES NEURONALES

La red neural artificial que se describirá en el presente trabajo está remotamente relacionada con su contraparte biológica. El cerebro consiste en un gran número de elementos altamente conectados, aproximadamente 10^{11} , llamadas neuronas con un promedio de 10^4 conexiones por elemento (Busch y Micheli-Tzanakou, 2009, p.32) .

En una neurona simplificada como se muestra en la Figura 1.1 la información es recibida por la neurona a través de la sinapsis ocurrida en cada una de sus dendritas, redes receptoras en forma de árbol de fibras nerviosas, como respuesta a un estímulo externo o proveniente de otra neurona. El cuerpo celular suma las señales recibidas y las envía a través del cuerpo celular mediante una fibra larga conocida como axón (Fyfe, 2012, p.8).

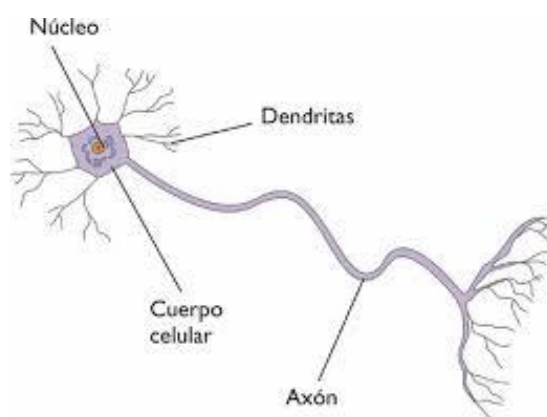


Figura 1.1. Neurona biológica
(Veelenturf, 2008, p.3)

Una transmisión electro-química ocurre en la sinapsis la cual permite que la información sea transferida de una neurona a otra. La información es enviada a lo largo de las dendritas hasta alcanzar el cuerpo celular en donde se reciben y acumulan los impulsos eléctricos tomados por el cuerpo de la célula, y se envía una

señal en específico producto de dicha acumulación que es conocida como función (Viñuela y Galván León, 2009, p.5).

1.1.2 MODELOS DE NEURONAS ARTIFICIALES

Una red neuronal artificial consiste en un conjunto de unidades de procesamiento simples que se comunican a través del envío de señales, utilizando un gran número de conexiones ponderadas, las cuales pueden tener conexiones que se dirigen hacia una única neurona o conexiones que en simultáneo pueden enviar señales a varias neuronas (Krose y Smagt, 2007, p.15). Otros conceptos relacionados son presentados a continuación y esquematizados en la Figura 1.2.

- Conjunto de unidades de procesamiento denominadas como: neuronas, células o nodos.
- Estado de activación y_k para cada unidad o la salida de la unidad o nodo;
- Conexiones entre nodos. En general, cada conexión se define por un peso w_{jk} que determina el efecto que tiene la señal del nodo j sobre el nodo k ;
- Regla de programación, la cual determina la salida efectiva s_k de una unidad a partir de sus entradas externas;
- Una función de activación \mathcal{F}_k , la cual determina el nuevo nivel de activación basado en las entradas efectivas $s_k(t)$ y la activación actual $y_k(t)$;
- Una entrada externa (aka, bias, offset) θ_k para cada unidad;
- Un método para recopilar información (regla de aprendizaje).

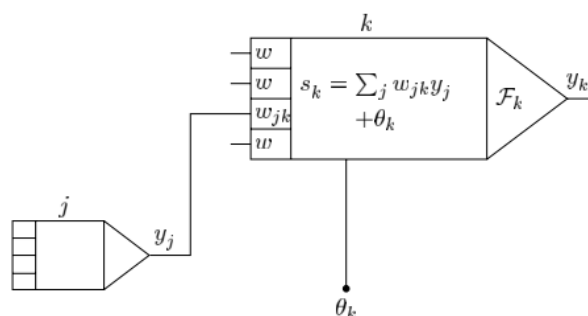


Figura 1.2. Componentes básicos de una red neuronal artificial (Krose y Smagt, 2007, p.15)

1.1.2.1 Unidades de procesamiento

Cada unidad de procesamiento recibe información de fuentes externas o unidades vecinas la cual es usada para calcular una señal de salida que se propaga a otras unidades, el sistema trabaja con varias unidades realizando cálculos en simultáneo. Una segunda tarea es el procesamiento y ajuste de pesos (Krose y Smagt, 2007, p.15).

Dentro de un sistema neural se distinguen tres tipos de unidades: unidades de entrada las cuales reciben información desde el exterior de la red neural, unidades de salida las cuales envían información fuera de la red neural, y las unidades escondidas cuyas señales de entrada y salida se mantienen dentro de la red neural (Krose y Smagt, 2007, p.15).

1.1.2.2 Conexiones entre unidades

Cada unidad proporciona una señal aditiva de entrada a la unidad adyacente conectada. La entrada total descrita en la Ecuación 1.1 en la unidad k es la suma ponderada de salidas separadas de cada una de las unidades conectadas a ella más una fuerza de conexión o peso θ_k (Krose y Smagt, 2007, p.16):

$$s_k(t) = \sum_j w_{jk}(t) \cdot y_j(t) + \theta_k(t) \quad [1.1]$$

El valor positivo del peso w_{jk} es considerado como una excitación y para valores negativos del peso w_{jk} como inhibición. Se llama a las unidades con una regla de programación definida, unidades sigma (Krose y Smagt, 2007, p.16).

1.1.2.3 Activación y reglas de salida

Es necesaria una regla que provea el efecto de la entrada total en la activación de la unidad. La función \mathcal{F}_k , descrita en la Ecuación 1.2, que utiliza la entrada total $s_k(t)$ y el valor de activación actual $y_k(t)$ y produce un nuevo valor de activación en la unidad k (Krose y Smagt, 2007, p.16).

$$y_k(t+1) = \mathcal{F}_k(y_k(t), s_k(t)) \quad [1.2]$$

Usualmente la función de activación es una función no decreciente de la entrada total de la unidad, cuya expresión expandida se desarrolla en la Ecuación 1.3 (Krose y Smagt, 2007, p.17).

$$y_k(t+1) = \mathcal{F}_k(s_k(t)) = \mathcal{F}_k\left(\sum_j w_{jk}(t) \cdot y_j(t) + \theta_k(t)\right) \quad [1.3]$$

Las funciones de activación no están restringidas a funciones no decreciente. En general, se utiliza una variedad de funciones de umbral cuyo comportamiento se muestra en la Figura 1.3. Para la función de limitación suave, a menudo una función sigmoidea (en forma de S), se emplea la Ecuación 1.4 (Krose y Smagt, 2007, p.17).

$$y_k = \mathcal{F}(s_k) = \frac{1}{1 + e^{-s_k}} \quad [1.4]$$

En algunas aplicaciones se utiliza una tangente hiperbólica, que produce valores de salida en el rango $[-1,+1]$ (Krose y Smagt, 2007, p.17).

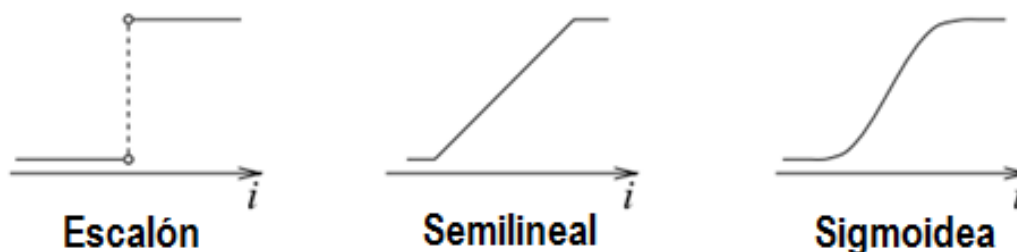


Figura 1.3. Funciones de activación para una unidad
(Krose y Smagt, 2007, p.17)

En algunos casos, la activación no se encuentra determinada por la entrada de la neurona, sin embargo, la entrada de la neurona determina la probabilidad p de que la neurona obtenga un valor de activación alto en base a la Ecuación 1.5 (Krose y Smagt, 2007, p.17).

$$p(y_k \leftarrow 1) = \frac{1}{1 + e^{\frac{-s_k}{T}}} \quad [1.5]$$

En donde la variable T , es un parámetro que determina la pendiente de la función de probabilidad (Krose y Smagt, 2007, p.17).

1.1.3 ARQUITECTURA DE LA RED NEURAL

Una red neuronal puede crearse utilizando uno o varios conjuntos de neuronas dependiendo de cómo estén organizados los nodos. Es posible que se necesiten varias redes neuronales operando en paralelo como se muestra en la Figura 1.4 (Busch y Micheli-Tzanakou, 2009, p.45; Kim, 2017, p.22).

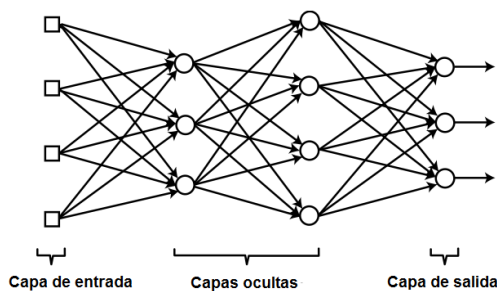


Figura 1.4. Red neuronal con estructura de capas de nodos
(Kim, 2017, p.22)

El grupo de nodos cuadrados en la Figura 1.4 recibe el nombre de capa de entrada. Los nodos de la capa de entrada actúan como receptores que transmiten las señales de entrada, provenientes de estímulos externos fuera de la red, a los siguientes nodos. Estos nodos no calculan la suma ponderada ni la función de activación, esta es la razón por la que se representan mediante cuadrados. En contraste, el grupo de nodos circulares forman la capa de salida. La salida de estos nodos se convierte en el resultado final de la red neuronal. Las capas entre las capas de entrada y salida se denomina capas ocultas y reciben esta denominación debido a que no son accesibles desde el exterior de la red neuronal (Haykin, 2008, p.22; Kim, 2017, p.43).

Las primeras aproximaciones al diseño de redes neuronales eran de arquitectura simple únicamente con capas de entrada y salida. La red neuronal multicapa consta de una capa de entrada, capa(s) oculta(s) y capa de salida y reciben la denominación de red neuronal profunda (Haykin, 2001, p.43).

La arquitectura de las redes neuronales se esquematiza en la Figura 1.5, las cuales tienen como aspecto en común la presencia imprescindible de una capa de entrada, responsable del ingreso de información, y una capa de salida necesaria, para la respuesta del algoritmo clasificador, que tiene por objetivo evaluar dicha respuesta dentro de su propia función y brindar una interpretación de la misma acorde a las necesidades del problema. Las redes neuronales artificiales contemporáneas utilizadas en aplicaciones prácticas propias del aprendizaje automático son redes neuronales profundas, empleando el aprendizaje automático para su desarrollo (Kim, 2017, p.22).

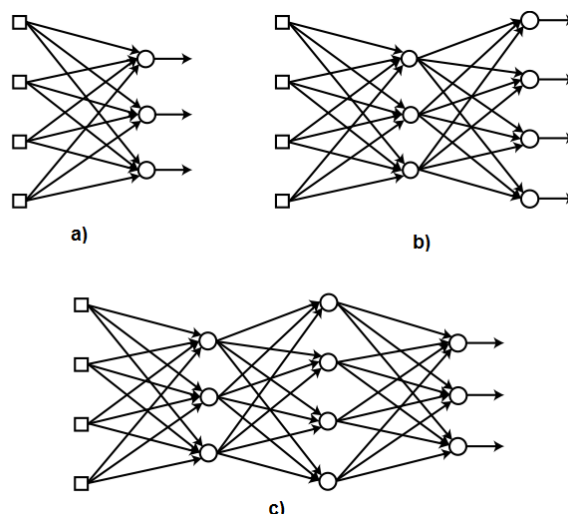


Figura 1.5. Clasificación de la red neuronal dependiendo de la arquitectura de capas. a) Red neuronal de una sola capa b) Red neural multicapa (superficial) c) Red neuronal profunda
(Kim, 2017, p.22)

La red neuronal se clasifica en dos tipos debido al trasfondo histórico en su desarrollo. Las redes neuronales artificiales iniciaron como red neuronal de capa única seguida por la red neuronal profunda. El uso extendido de la red neuronal profunda comenzó hasta mediados de la década de los 2000, después de décadas desde el desarrollo de redes neuronales superficiales (Kim, 2017, p.23). Durante un largo período de tiempo, la red neuronal de capas múltiples significó solo la red neuronal de capa oculta única (Andrej Krenker, Bešter, y Kos, 2011, p.4).

La Tabla 1.1 resume la clasificación de las redes neuronales con base en la arquitectura de la capa.

Tabla 1.1. Clasificación de las redes neuronales artificiales

Redes neuronales artificiales		Arquitectura
Red neuronal de una sola capa		Capa de entrada – Capa de salida
Red neuronal multicapa	Red neuronal superficial	Capa de entrada – Capa oculta – Capa de salida
	Red neuronal profunda	Capa de entrada – Capas ocultas – Capa de salida

Fuente: Andrej Krenker et al., 2011, p.5

1.1.4 APRENDIZAJE Y ESQUEMAS

El factor que determina qué tipo de problemas será capaz de resolver una red neuronal artificial es el esquema de aprendizaje. Las redes neuronales artificiales basan su sistema de aprendizaje en ejemplos. La capacidad de la red para resolver un problema estará ligada fundamentalmente al conjunto de ejemplos que dispone durante el proceso de aprendizaje. Enfocado en el proceso de aprendizaje, el conjunto de datos de entrada debe poseer las siguientes características (Viñuela y Galván León, 2009, p.10):

- Ser significativo. El número de ejemplos debe ser suficiente. Si se trabaja con un conjunto de aprendizaje reducido, la red no podrá adaptar sus pesos de forma eficaz.
- Ser representativo. Debe existir diversidad dentro de los componentes del conjunto de aprendizaje. Si existe una mayor cantidad de ejemplos de un tipo que del resto, la red se especializará en dicho subconjunto de datos y su aplicación no será general.

El aprendizaje de una red neuronal artificial se basa en la determinación de valores concisos para todas sus conexiones, que la acondicione para la resolución eficiente del problema (Busch y Micheli-Tzanakou, 2009, p.124). De forma general el aprendizaje se fundamenta en la introducción paulatina de todos los ejemplos del conjunto de aprendizaje, y el modificar los pesos de las conexiones siguiendo un determinado esquema de aprendizaje. Es posible modificar los pesos durante la introducción de cada ejemplo, o tras introducir todos ellos (Viñuela y Galván León, 2009, p.11).

El tipo de red neuronal utilizada o el tipo de problema a resolver determina el criterio de convergencia a emplearse. Para determinar la finalización del periodo de aprendizaje se pueden utilizar los siguientes criterios (Viñuela y Galván León, 2009, p.11):

- Mediante un número fijo de ciclos. Se decide con antelación cuántas veces será ingresado todo el conjunto de aprendizaje, tras superar dicho número se detiene el proceso y se da por válida la red resultante.
- Cuando el error desciende por debajo de una cantidad preestablecida. Para este caso se define en primer lugar una función de error, pudiendo ser a nivel de patrón individual, o a nivel de la totalidad del conjunto de entrenamiento. Se estipula un valor aceptable para dicho error, y el proceso es detenido únicamente cuando la red produzca un valor menor al error prefijado.
- Cuando las modificaciones de los pesos sean irrelevantes. Si el proceso de aprendizaje continúa, llegará un momento en que no se registren variaciones significativas de los valores de los pesos de ninguna conexión; en ese momento se dice que la red ha convergido y el proceso de aprendizaje es interrumpido.

1.1.4.1 Esquema de aprendizaje supervisado

Este tipo de esquema los datos del conjunto de aprendizaje tienen dos tipos de atributos: los datos de entrada e información asociada a la resolución del problema. Por ejemplo, si se trata de elaborar un clasificador para un conjunto de datos, en un sistema capaz de definir entre imágenes de superficies metálicas con cierto grado de corrosión, los ejemplos contendrán datos de la superficie, una imagen de la superficie, e información de la solución, de qué superficie se trata (una etiqueta que la distinga). El esquema de aprendizaje supervisado empleará esta información para modificar las conexiones internas de la red neuronal artificial (Haykin, 2008, p.85).

La manera usual de modificar los valores del peso de las conexiones es la representada en la Figura 1.6. En cada ocasión que un ejemplo es ingresado a la red neuronal y procesado para obtener una salida, dicha salida se contrasta con la

salida que debería generar. La diferencia entre la salida generada y la salida real influirá en cómo se han de modificar los pesos. La modificación en los pesos es directamente proporcional a la diferencia entre ambas señales de salida (Kim, 2017, p.28; Viñuela y Galván León, 2009, p.12).

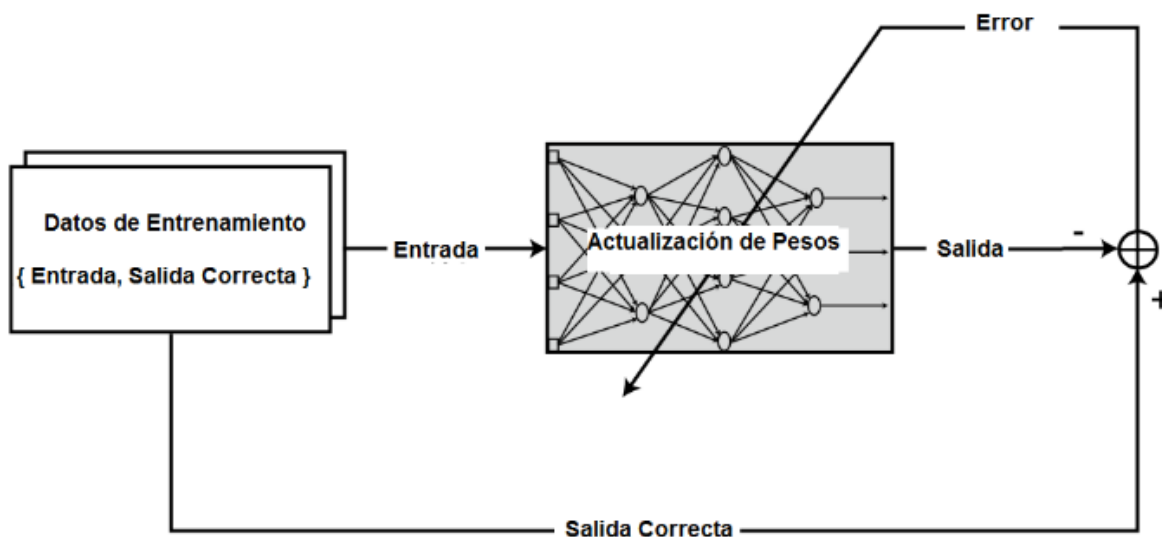


Figura 1.6. Concepto de aprendizaje supervisado
(Kim, 2017, p.28)

En este tipo de aprendizaje cuenta con un supervisor o profesor externo cuya función es determinar si el comportamiento de la red neuronal es el adecuado, mediante la comparación entre la salida producida y la esperada, y de realizar las modificaciones pertinentes a los valores de los pesos (Haykin, 2008, p.85).

1.1.4.2 Aprendizaje por refuerzo/programación neurodinámica

El aprendizaje por refuerzo realiza un mapeo de entrada y salida de las señales usando la interacción continua con el entorno para maximizar el índice escalar de rendimiento. La Figura 1.7 presenta el diagrama de bloques de un sistema de aprendizaje por refuerzo construido alrededor de un proceso de (Haykin, 2008, p.86).

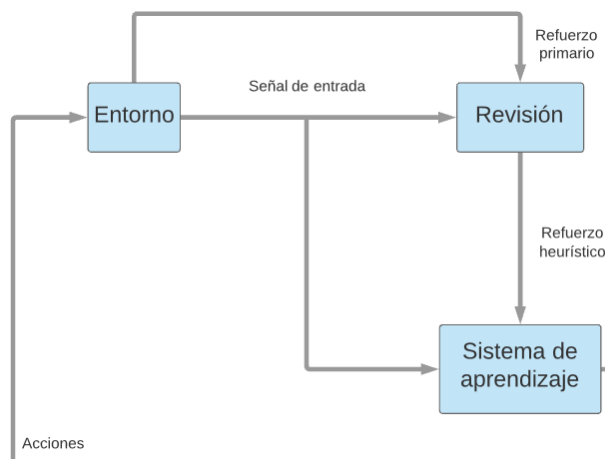


Figura 1.7. Diagrama de bloques de aprendizaje por refuerzo (Haykin, 2008, p.86)

El sistema está diseñado para aprender del refuerzo, lo que implica que el sistema evalúa una secuencia temporal de estímulos también recibidos del entorno, lo que eventualmente resulta en la generación de la señal de refuerzo heurístico. El objetivo del aprendizaje es reducir los recursos utilizados por la función clasificadora disminuyendo la expectativa de la demanda acumulada de recursos por las acciones tomadas en la secuencia de pasos realizada por la red neuronal en lugar de simplemente la demanda inmediata de recursos (Haykin, 2008, p.87).

Existe una mayor complejidad en la realización del aprendizaje por refuerzo por dos razones básicas (Haykin, 2008, p.87):

- No existe un maestro o supervisor que proporcione la respuesta esperada en cada paso del proceso de aprendizaje.
- La demora en la generación de la señal de refuerzo primaria implica que el sistema de aprendizaje debe resolver un problema temporal dentro de su estructura sujeto al proceso de revisión, una vez consolidadas las señales de refuerzo es posible generar la señal de salida.

El aprendizaje por refuerzo desarrolla la capacidad de aprender a realizar una tarea prescrita únicamente sobre la base de los resultados de la experiencia de productos de la interacción (Haykin, 2008, p.87).

1.1.4.3 Aprendizaje no supervisado

En el aprendizaje no supervisado se busca determinar cómo se organizan los datos. Se diferencia del aprendizaje supervisado y del aprendizaje por refuerzo en que la red neuronal artificial utiliza ejemplos sin clasificar (Andrej Krenker et al., 2011, p.14).

En este esquema de aprendizaje los datos del entorno o conjunto de aprendizaje sólo disponen de la información de los ejemplos y no existe nada que pueda guiar al proceso durante el aprendizaje el cual se describe con base en el diagrama de flujo de la Figura 1.8 (Viñuela y Galván León, 2009, p.12).

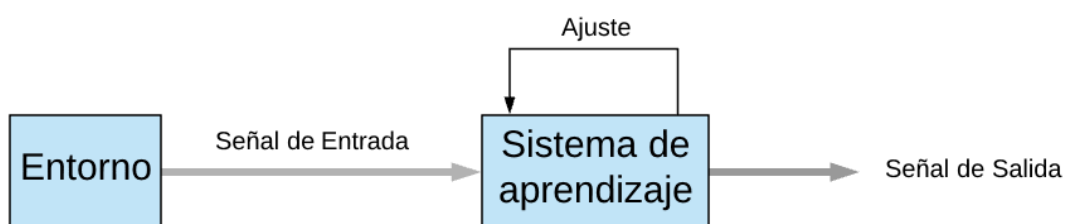


Figura 1.8. Diagrama de bloques de aprendizaje no supervisado
(Haykin, 2008, p.87)

El aprendizaje no supervisado se usa principalmente en aplicaciones que caen dentro del ámbito de los problemas de estimación, como el modelado estadístico, la comprensión, el filtrado, la separación de fuentes ciegas y la agrupación (Andrej Krenker et al., 2011, p.14).

1.1.5 APRENDIZAJE AUTOMÁTICO

El aprendizaje automático mejor conocido como *Machine Learning* induce a la máquina a un proceso de aprendizaje cada vez que cambia su estructura, programa o datos en función de sus entradas como respuesta a información externa con el

objetivo de mejorar su rendimiento futuro esperado (Smola y Vishwanathan, 2009, p.3).

Este tipo de aprendizaje generalmente se refiere a los cambios en los sistemas que realizan tareas asociadas con la inteligencia artificial. Estas tareas abarcan reconocimiento, diagnóstico, planificación, control de robots, predicción entre otros. Los cambios pueden ser mejoras a sistemas ya operativos o síntesis de nuevos sistemas (Nilsson, 2005, p.1).

El aprendizaje automático utiliza una amplia gama de algoritmos que aprenden iterativamente de los datos para mejorar, describir datos y predecir resultados. A medida que los algoritmos reciben datos de entrenamiento, es posible producir modelos más precisos basados en esos datos (Hurwitz, Kirsch, y Wiley, 2018, p.4). De manera más específica se muestra en la Figura 1.9 la arquitectura de un algoritmo de inteligencia artificial. Este algoritmo percibe, modela su entorno y calcula las acciones apropiadas intentando anticipar sus efectos. Los cambios realizados en cualquier etapa que se muestra en la Figura 1.9 puede ser definido como aprendizaje (Nilsson, 2005, p.2).

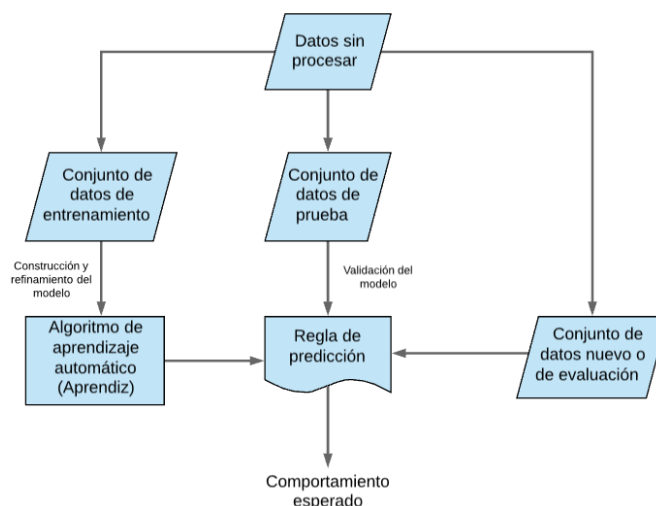


Figura 1.9. Sistema de aprendizaje automático utilizando inteligencia artificial (Gollapudi, 2016, p.6)

Un algoritmo predictivo creará un modelo predictivo. Posteriormente, cuando se proporcione datos al modelo predictivo, se recibirá una predicción basada en los datos que capacitaron al modelo (Hurwitz et al., 2018, p.4).

1.1.5.1 Tarea

Es el problema que el algoritmo de aprendizaje automático está diseñado para resolver. El grado en que la tarea es ejecutada satisfactoriamente se denomina rendimiento, que se interpreta como el alcance o la confianza con la que se resuelve el problema (Gollapudi, 2016, p.9).

1.1.5.2 Algoritmo

Los algoritmos se agrupan por subcampos de aprendizaje como: supervisado, no supervisado, de refuerzo, semi-supervisado o profundo; o las categorías de problemas como: clasificación, regresión, agrupación u optimización. Los algoritmos se aplican de forma iterativa en diferentes conjuntos de datos y se generan modelos de salida que evolucionan con nuevos datos (Gollapudi, 2016, p.9).

1.1.5.3 Modelos

Son la implementación del aprendizaje automático. El modelo describe la información que se observa en el sistema, son la salida de algoritmos aplicados a un conjunto de datos. De forma general los modelos se clasifican de la siguiente manera (Gollapudi, 2016, pp.10,11.; Smola y Vishwanathan, 2009, pp.27-32):

- Modelos lógicos: la naturaleza de estos modelos es algorítmica y son empleados para generar un conjunto de reglas ejecutando los algoritmos de forma iterativa. El literal a de la Figura 1.10 presenta un árbol de decisión como ejemplo de modelo lógico.
- Modelos geométricos: utilizan conceptos geométricos como distancias, líneas y planos. Estos modelos generalmente operan, o pueden operar en

grandes volúmenes de datos. En general, las transformaciones lineales facilitan la comparación de diferentes métodos de aprendizaje automático. El literal b de la Figura 1.10 presenta una aproximación a un modelo geométrico.

- Modelo probabilístico: son modelos estadísticos que emplean análisis estadístico, se basan en una estrategia para definir la relación entre dos variables. Dicha relación puede derivarse con certeza ya que implica el uso de un proceso de fondo aleatorio. El literal c de la Figura 1.10 presenta una aproximación de un modelo probabilístico.

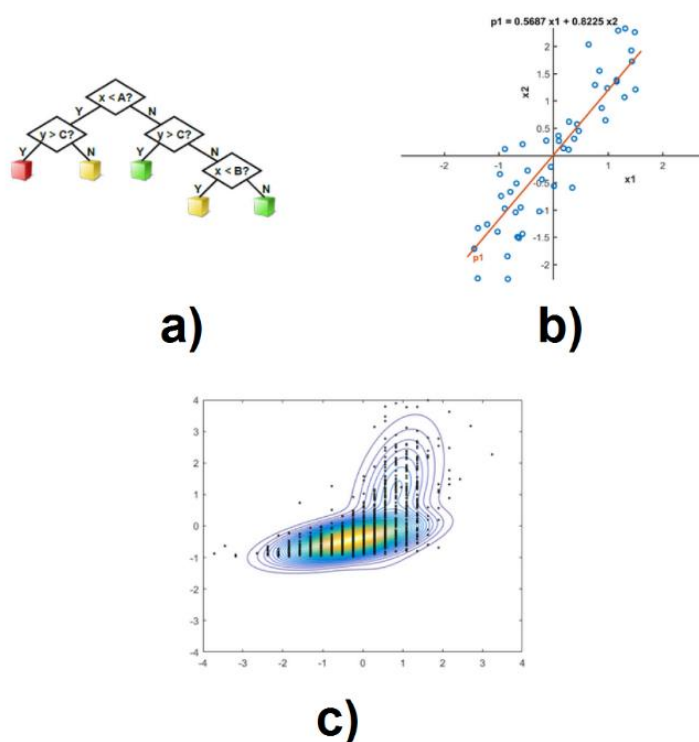


Figura 1.10. Modelo de aprendizaje automático a) Modelo lógico b) Modelo geométrico c) Modelo probabilístico
(Gollapudi, 2016, pp.10,11.; Smola y Vishwanathan, 2009, pp.27-32)

1.1.5.4 Datos e inconsistencias en el aprendizaje automático

Se detalla todas las posibles inconsistencias de datos que se pueden encontrar al implementar proyectos de aprendizaje automático (Gollapudi, 2016, pp.12,13):

- Ajuste insuficiente: se dice que un modelo no está ajustado cuando no tiene en cuenta suficiente información para modelar con precisión los datos reales.
- Sobreajuste: caso de naturaleza contraria al descrito anteriormente. Un conjunto de datos grande puede implicar que el modelo se ajuste demasiado a los datos.
- Inestabilidad de datos: los algoritmos de aprendizaje automático suelen ser sensibles a las desviaciones o ausencia de datos. Esto generará como resultado un sesgo de los datos, que creará un modelo incorrecto.
- Formatos de datos impredecibles: los inconvenientes inician cuando los nuevos datos que ingresan al sistema tienen formatos incompatibles con el sistema de aprendizaje automático.

La Figura 1.11 presenta una relación entre el error generado por el modelo y su complejidad, la cantidad y calidad de datos utilizados y la flexibilidad de los algoritmos generados.

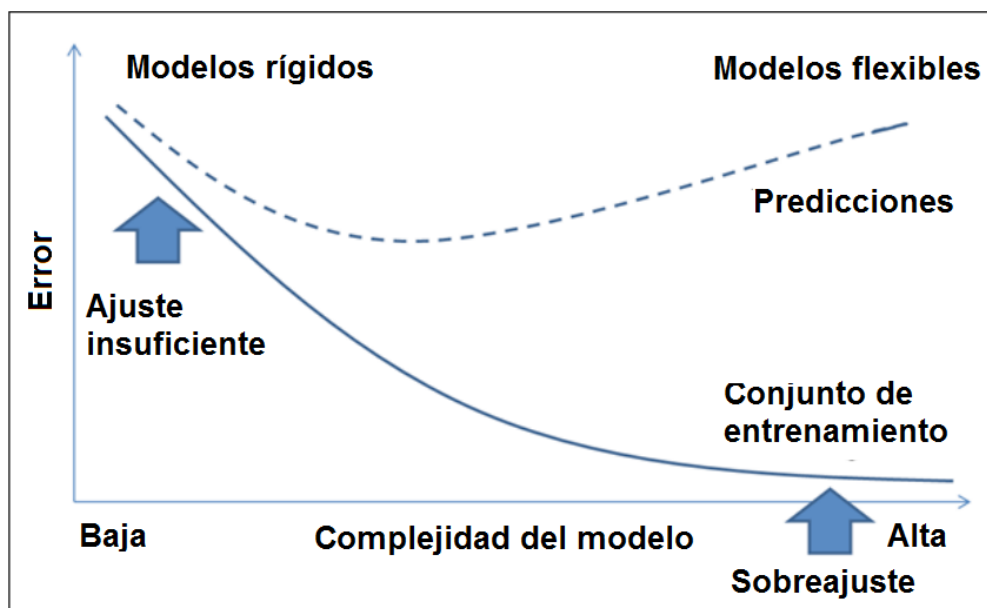


Figura 1.11. Aprendizaje automático
(Gollapudi, 2016, p.13)

1.2 TIPOS DE CORROSIÓN INTERNA EN TUBERÍAS DE PETRÓLEO

1.2.1 CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La corrosión es una reacción química destructiva de un material frente al entorno que está asociada y reconocida como un peligro potencial a las instalaciones de producción y transporte de petróleo y gas. Los oleoductos y gaseoductos pueden estar ubicados en tierra, pantanos o alta mar (Unueroh, Omonria, Efosa, y Awotunde, 2016).

El proceso de corrosión se compone de tres elementos: un ánodo, un cátodo y un electrolito. El ánodo es la superficie de metal que permite la transferencia de electrones del ánodo al cátodo, siendo el cátodo el conductor eléctrico en la celda que no es consumida durante el proceso de corrosión y que es ilustrado en la Figura 1.12 (Popoola et al., 2013, p.1). La corrosión afecta a equipos y construcciones metálicas en petróleo, gas y plantas de refinería elementos como los aceites crudos, gas natural, productos derivados de petróleo y combustibles, solventes, agua, atmósfera y suelo, cuyos procesos involucran sustancias agresivas ocurren en equipos metálicos a un rango de temperaturas de -196 a 1 400 °C y presiones de vacío de hasta 100 bar (Groisman, 2017).

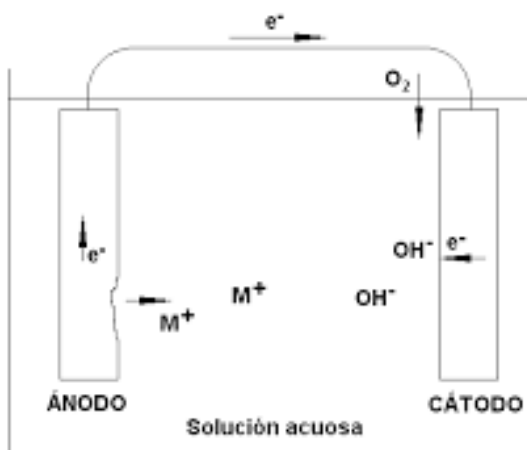


Figura 1.12. Esquema de celda de corrosión (Mackay, Jackson, Melot, Scheie, y Vittonato, 2015, p.37)

La estabilidad de los metales también está relacionada con la corrosión, tal es el caso de la corrosión galvánica que es un fenómeno electroquímico relacionado con el desplazamiento de los electrones a través de áreas con potenciales electroquímicos diferentes. Durante este fenómeno se forman óxidos metálicos conforme los electrones fluyen del ánodo al cátodo a través del electrolito que es el fluido que los pone en contacto (Mackay et al., 2015, p.38).

La corrosión en refinerías usualmente se presenta en corrosión a baja temperatura y corrosión a alta temperatura, tomándola a manera de una clasificación general y no estricta. El punto de separación se da alrededor de 260 °C, debido a que el acero al carbón común utilizado en los equipos tiene un extendido uso para el manejo de crudos y naftas a dicha temperatura (Prabha et al., 2014, p.302).

La corrosión por curdos agrios aumenta con mayor rapidez a temperaturas mayores a 427 °C y al incrementar el contenido de azufre (Prabha et al., 2014, p.302). Para aumentar la resistencia en medios con presencia de azufre se utiliza el cromo (Cr) como elemento de aleación en el acero que es usado como material para la construcción de las tuberías y equipos necesarios para la extracción de crudo (Prabha et al., 2014, p.302).

1.2.2 TIPOS DE CORROSIÓN Y AGENTES ASOCIADOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

En la industria de petróleo y gas existen varias clases de corrosión, dentro de ellas las más comunes son la exposición al ácido sulfhídrico (H_2S) conocida como corrosión ácida, la exposición al dióxido de carbono (CO_2) conocida como corrosión dulce, y la corrosión atribuida a actividad microbiana, denominada como corrosión influenciada microbiológicamente o corrosión microbiológica (MIC) (Vázquez, 2018, p.29).

Los materiales ferrosos pueden reaccionar con el dióxido de carbono (CO_2) formando carbonatos ferrosos ($FeCO_3$), o con el ácido sulfhídrico (H_2S) formando

sulfuros de hierro (Fe_xS_x). Tanto la corrosión ácida como dulce pueden ocurrir en ausencia de oxígeno (O_2) generando gas hidrógeno (H_2) (Silvia y Fundora, 2014, p.18).

1.2.2.1 Reacción anódica

La reacción anódica para el hierro y el acero se describe con la Ecuación 1.6 (Mackay et al., 2016, p.38):



Después de que los átomos metálicos en el sitio anódico ceden electrones, pueden ocurrir cuatro reacciones catódicas como se presenta en la Ecuación 1.7 a la Ecuación 1.10:

Reducción de oxígeno en solución ácida



Reducción de oxígeno en solución neutra o básica



Generación de hidrógeno desde una solución ácida



Generación de hidrógeno desde medio acuoso neutro



En la industria del petróleo y gas se hallan usualmente presentes el dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) en un medio acuoso y favoreciendo la

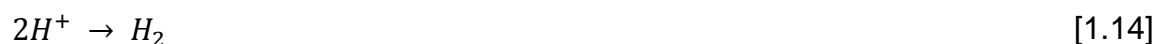
corrosión. Las siguientes reacciones son representadas en la Ecuación 1.11 y Ecuación 1.12 (Mackay et al., 2016, p.39):



Ambas reacciones pueden ocurrir en simultáneo si ambos gases se encuentran presentes.

1.2.2.2 Corrosión dulce (corrosión por dióxido de carbono (CO₂))

El dióxido de carbono seco no tiene gran potencial corrosivo a temperaturas ambiente en los sistemas de producción de petróleo y gas, sin embargo, lo es cuando éste se disuelve en una fase acuosa mediante la cual se facilita una reacción electroquímica entre la superficie metálica y la fase acuosa en contacto (Popoola et al., 2013). Se han postulado varios mecanismos para el proceso de corrosión por dióxido de carbono los cuales involucran ácido carbónico o el ion bicarbonato formado por la disolución de dióxido de carbono en agua. El daño por corrosión dulce aparece principalmente como ataque por picadura y ataque focalizado propio de condiciones de flujo medio cuyo mecanismo se explica desde la Ecuación 1.13 a la Ecuación 1.16 (Papavinasam, Doiron, Li, Park, y Liu, 2002, p.114):



Con el hierro como reactivo



En conjunto



1.2.2.3 Corrosión agria (corrosión por ácido sulfhídrico (H₂S))

La corrosión agria sobre elementos metálicos es producida por la presencia de ácido sulfhídrico (H₂S) con humedad, cuyo daño se concentra en tuberías de perforación. El ácido sulfhídrico cuando es disuelto en agua se vuelve un ácido débil capaz de producir iones de hidrógeno lo que aumenta su potencial corrosivo. Las formas de corrosión agria son uniformes, picaduras y grietas escalonadas. La ecuación general de corrosión agria es descrita en la Ecuación 1.15 (Papavinasam et al., 2002, p.115):



Otro mecanismo probable de disolución del hierro en soluciones acuosas de película delgada que contienen ácido sulfhídrico es presentado en la Figura 1.13 (Sun, 2006, p.90).

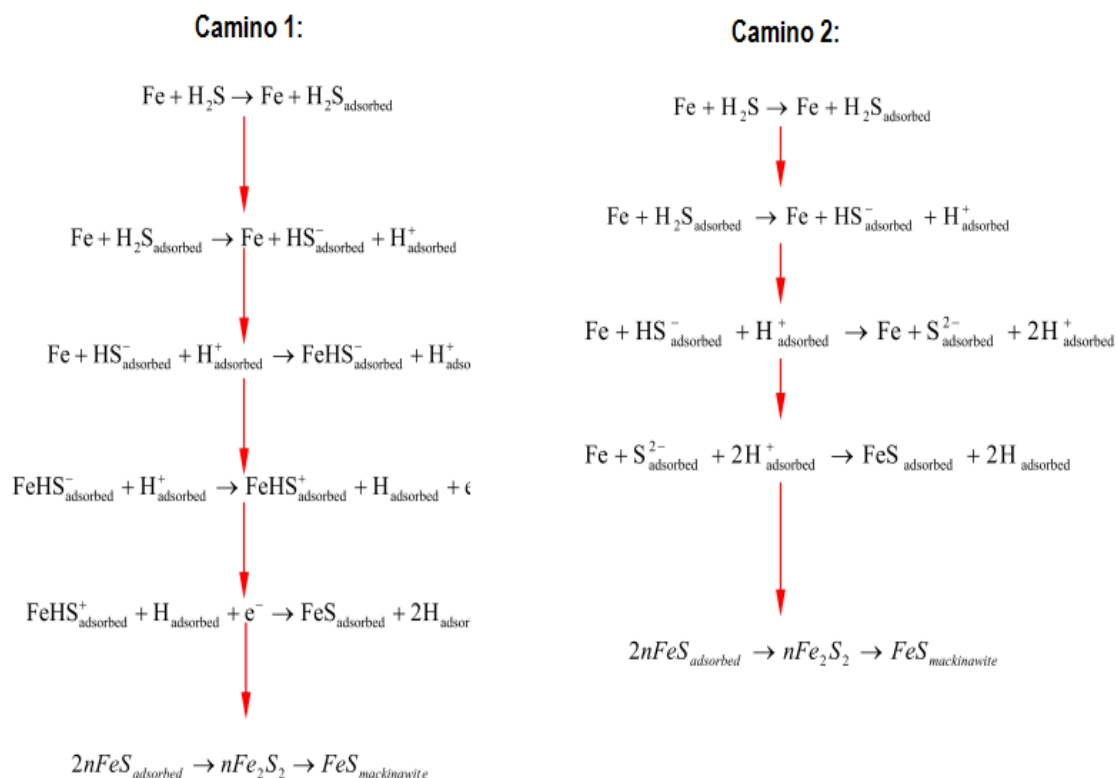


Figura 1.13. Caminos del mecanismo de corrosión por H₂S. Después de la absorción inicial de H₂S en la superficie del hierro, una capa delgada de FeS amorfo puede formarse tanto por el camino 1 como el camino 2 (Sun, 2006, p.90)

1.2.2.3 Corrosión por oxígeno

El oxígeno disuelto en los fluidos de perforación es la causa de la corrosión en las tuberías de perforación. El ingreso de oxígeno dentro de los fluidos de pozo es consecuencia de fugas en el sellado de la bomba, carcasa, ventanillas de proceso y demás equipos afines en contacto con oxígeno (Prabha et al., 2014, p.304). El oxígeno provoca la destrucción anódica del metal, la que es favorecida por las altas velocidades de los fluidos de perforación sobre las superficies de equipos de perforación continuando suministrando oxígeno al metal con potencial destructivo a concentraciones tan bajas como 5 ppb (Popoola et al., 2013, p.4). Las formas de corrosión asociadas a este fenómeno son principalmente corrosión por picaduras y corrosión uniforme (Popoola et al., 2013, p.4).

1.2.2.4 Corrosión galvánica

Esta reacción ocurre cuando dos materiales metálicos con potencial electroquímico diferente entran en contacto y se hallan expuestos a un medio electrolítico. El metal de menor potencial se convierte en el ánodo que pierde iones metálicos para equilibrar el flujo de electrones cuyo esquema es presentado en la Figura 1.14, este reacción genera deterioro intergranular, aumentando el daño cuando la proporción del área de cátodo a ánodo es grande (Thacker et al., 2010, p.1162).

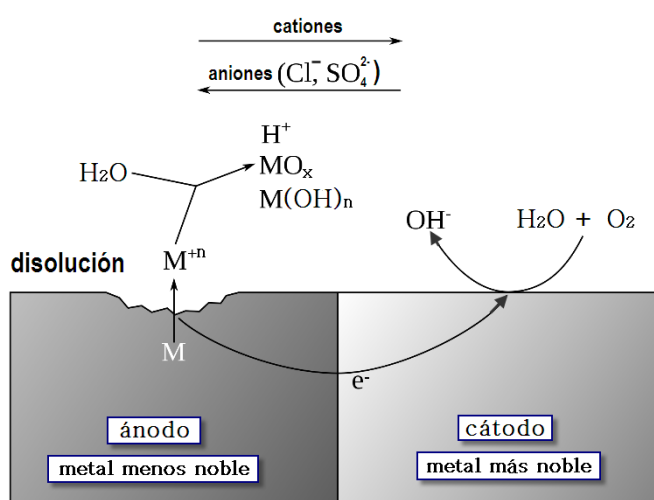


Figura 1.14. Mecanismo de corrosión galvánica (Thacker et al., 2010, p.1162)

1.2.2.5 Corrosión en grietas

Este tipo de corrosión se localiza en espacios estrechos o grietas del metal en cuyo espacio el fluido se estanca y cuyo ejemplo puede observarse en la Figura 1.15. El daño es causado por diferencias de concentración de sustancias corrosivas sobre una superficie metálica, o diferencias de potencial electroquímico capaces de provocar grietas focalizadas o picaduras. La presencia de oxígeno promueve el ataque de grietas y picaduras de metal en las áreas protegidas de la sarta de perforación y es causa frecuente de la destrucción debajo de protectores de tubería de goma (Hassani et al, 2011, p.11).



Figura 1.15. Corrosión en grietas
(Hassani et al., 2011, p.11)

1.2.2.6 Corrosión por erosión

Este mecanismo aumenta la velocidad de reacción de la corrosión al desgastar paulatinamente la capa pasiva de productos de corrosión de la superficie metálica presentado en la Figura 1.16. Esta corrosión se experimenta cuando hay un régimen de flujo de alta turbulencia aumentando significativamente la tasa de corrosión. Este tipo de corrosión es usualmente ignorada o se atribuye sus efectos al desgaste (Popoola et al., 2013, p.6).

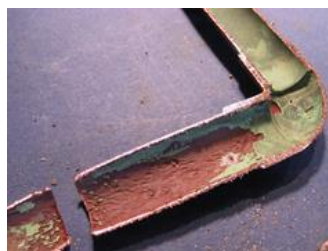


Figura 1.16. Corrosión por erosión en tubería
(Popoola et al., 2013, p.6)

1.2.2.7 Corrosión inducida microbiológicamente (CIM)

Este tipo de corrosión es causada por actividad bacteriana. Las bacterias producen productos de desecho como H_2S , CO_2 y ácidos orgánicos capaces de corroer la tubería. La formación de las colonias es estimulada por agua neutra especialmente al estar estancada. La corrosión inducida microbiológicamente (CIM) es reconocible por la aparición de un material de desecho negro y viscoso o por nódulos en la superficie de la tubería, así como la presencia de picadura en la pared de la tubería

debajo de estos depósitos, tal como se ilustra en la Figura 1.17 (Naili. K., 2010, p.12).

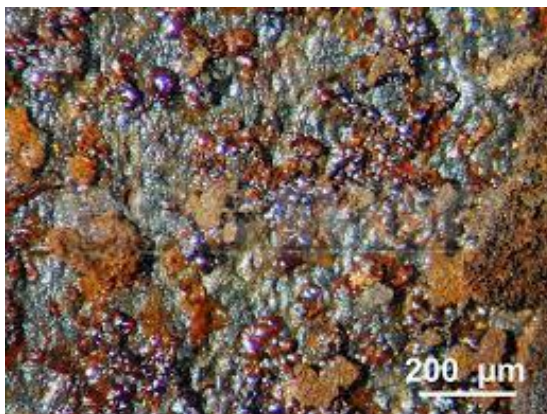


Figura 1.17. Corrosión inducida microbiológicamente (CIM)
(Naili. K., 2010, p.12)

1.2.2.8 Corrosión bajo tensión (CBT)

La corrosión bajo tensión es el agrietamiento inducido por la influencia de un medio corrosivo y el esfuerzo de tracción cuyos efectos sobre el material. Este tipo de corrosión es un deterioro localizado que producen grietas en los metales propagándose a un rango de velocidades desde 10^{-3} a 10 mm/h. El alto pH del entorno es un indicativo de la posible presencia de este tipo de corrosión (Sun et al., 2017, p.147).

1.3 TENDENCIA INCRUSTANTE EN TUBERÍAS DE PETRÓLEO

1.3.1 NATURALEZA DE LA INCRUSTACIÓN

La sobresaturación es la responsable de la incrustación mineral, la cual provoca la formación de sales poco solubles en la solución a granel o en una superficie en contacto con el fluido (Zerpa, 2013, p.10). La sobresaturación se puede entender como la condición en que la solución contiene más iones de las que el disolvente

puede mantener en un estado disuelto, ocasionando que estos iones al combinarse o en solitario precipiten y formen depósitos (Neville, 2012, p.4158).

La cristalización de los iones inorgánicos que se encuentran dentro del crudo y que se enlistan en la Tabla 1.2 requiere la nucleación de un cristal seguido de su posterior crecimiento (Guo et al., 2014, p.174).

Tabla 1.2. Iones presentes en el petróleo, gas y agua

Iones cargados negativamente		Iones cargados positivamente	
Cloruro	Cl ⁻	Sodio	Na ⁺
Sulfuro	S ⁻²	Potasio	K ⁺
Sulfato	SO ₄ ⁻²	Calcio	Ca ⁺²
Bromuro	Br ⁻	Magnesio	Mg ⁺²
Bicarbonato	HCO ₃ ⁻	Estroncio	Sr ⁺²
Carbonato	CO ₃ ⁻²	Bario	Ba ⁺²
		Hierro	Fe ⁺² y Fe ⁺³
		Aluminio	Al ⁺³

Fuente: Guo et al., 2014, p.174

Diferentes sustancias pueden formarse de la combinación de cationes y aniones. La solubilidad de cada ion está relacionada con las variaciones de la presión y temperatura, los iones en exceso precipitan de la fase líquida y forman sólidos como depósitos o incrustaciones. Por ejemplo, el calcio y el carbonato formarían depósitos de carbonato de calcio cuya reacción se presenta en la Ecuación 1.18 (Guo et al., 2014, p.174).



Los sulfatos y los iones de bario pueden formar depósitos de sulfato de bario acorde a la reacción descrita en la Ecuación 1.19.



La nucleación homogénea describe la formación del cristal a partir de los arreglos de átomos y moléculas en la solución a granel para formar un tamaño de racimo crítico, que se convierte en el núcleo estable del cristal (Neville, 2012, p.4158).

La nucleación heterogénea consiste en la formación de un núcleo en una superficie sólida existente, generalmente la superficie es un objeto extraño dentro del fluido o una superficie que tenga interfaz con el fluido. La formación de núcleos en partículas existentes de la misma especie se denomina nucleación secundaria. Los principales mecanismos de nucleación se muestran en la Figura 1.18.

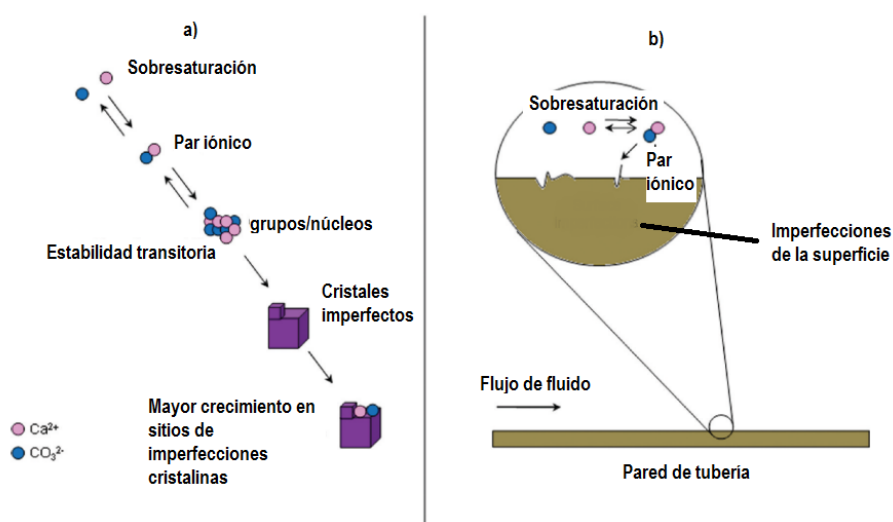


Figura 1.18. Nucleación a) homogénea b) heterogénea (Neville, 2012, p.4160)

1.3.2 INCRUSTACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Durante diez años, el enfoque en el estudio de las superficies y la deposición mineral sobre ellas ha cobrado relevancia en el sector del petróleo y gas. El manejo del problema de incrustación es decisivo y se buscan soluciones que permitan predecir la severidad del problema antes de que ocurra y de esta manera implementar medidas correctivas (Neville, 2012, p.4158).

En casos que involucran recipientes separadores, tuberías e intercambiadores de calor, la deposición de incrustaciones en la superficie incide en la eficiencia de los

equipos y operaciones, aunque la seguridad del proceso no se ve comprometida en la mayoría de los casos, es necesario considerar que el lidiar con la incrustación a partir de experiencias anteriores y sus soluciones recopiladas como estudios externos no siempre es apropiado (Lyons, 2005, p.1314).

El petróleo y gas se genera a partir de yacimientos de dolomita ($MgCO_3 \cdot CaCO_3$) y piedra caliza ($CaCO_3$), a partir de estados relativamente puros o en forma de arenas silíceas (SiO_2) o carbonatos cementadas en presencia de material calcáreo o dolomita (Guo, Song, Ghalambor, y Tian Ran, 2014, p.87; Sandrine, Laurent, y Vuataz, 2007, P.46).

En la exploración y explotación de petróleo y gas que contienen agua, usualmente la deposición de minerales es un problema que afecta severamente la producción en los pozos (Kan y Tomson, 2012, p.362). La variación de las condiciones de producción, como las reacciones químicas en la solución de electrolitos y el cambio de fase entre petróleo, gas y agua facilitan la formación de cristales minerales en el fluido. Las condiciones de incrustación de las sales inorgánicas no dependen únicamente del cambio de presión y temperatura, sino también de la precipitación, disolución y evaporación de los componentes del petróleo y gas que afectarán sensiblemente la tendencia de incrustación de las sales inorgánicas (Zheng y Pu, 2019, P.1).

En pozos maduros, donde la presión es insuficiente para elevar el petróleo, espontáneamente se debe inyectar agua para incrementar la presión, al existir depósitos dentro la tubería la presión es aún mayor y por ende la producción de petróleo disminuye, donde una incrustación severa es capaz de estrangular una tubería de producción en un lapso de 24 horas (Vallejo, 2011, P.15). En consecuencia, con el fin de prevenir daños catastróficos y una parada total en tuberías de producción es de suma importancia implementar herramientas que brinden información sobre la tendencia de un pozo a la formación de depósitos minerales.

El método actual de predicción de incrustación incluye el método de índice de saturación, el método de solubilidad termodinámica, el método de predicción de

escala del compuesto de sulfato y el método de coeficiente de saturación, los cuales se basan en el principio de equilibrio químico de la solución y que consideran únicamente el cambio de la solubilidad del gas ácido con una reacción química e ignoran el efecto integral del cambio de fase en la interface del fluido (Zheng y Pu, 2019, p.1).

2. PARTE EXPERIMENTAL

El proyecto tiene por finalidad el generar una red neuronal artificial asistida por un algoritmo clasificador basado en un árbol de decisión, que permita realizar una predicción de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza de tuberías de extracción de petróleo y gas pertenecientes a la región Amazónica Ecuatoriana.

El primer paso fue la recolección de información de las propiedades fisicoquímicas del petróleo y gas, además de condiciones de operación de los pozos de extracción de petróleo y gas, a través de una línea de tiempo cuyo inicio se localiza en el año 2012 y que toma como información 18 datos entre análisis y condiciones de operación, información que fue proporcionada por empresas de servicios petroleros.

Los análisis fisicoquímicos del petróleo y gas fueron realizados utilizando procesos estandarizados de acuerdo con normas HACH y ASTM.

El segundo paso fue utilizar la información recolectada para generar una base de datos dentro de una hoja electrónica de Microsoft Excel apta para ser ingresada dentro del programa utilizado para generar la red neuronal artificial, recurriendo a la plataforma de Matlab y una librería especializada en la creación y desarrollo de redes neuronales artificiales. En el programa se hace una división entre la información de análisis y condiciones de operación, siendo catalogadas como predictores, y la información de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza considerándolas como la respuesta.

Posteriormente dentro de la plataforma de Matlab se realizó una clasificación entre información cualitativa y cuantitativa tanto de los predictores y de las respuestas para seleccionar el algoritmo clasificador idóneo. Al estar presente la información cualitativa dentro de los predictores y siendo ambas respuestas de la misma naturaleza, y al encontrarse información no registrada dentro de la base de datos se procedió a seleccionar como algoritmo clasificador el árbol de decisión siendo el

más apto para discernir entre ambos tipos de información y compensar faltas de información.

Una vez realizado el análisis de la información de la base de datos y seleccionado el algoritmo clasificador se procedió a generar el código para la generación de la red neuronal artificial. El código fue desarrollado bajo el esquema del modelo de árbol de decisión neural (ADN) (Lee y Yen, 2002, p.116), generando por separado un modelo para la predicción de la tendencia incrustante de fondo y un modelo para la predicción de la tendencia corrosiva de cabeza, utilizando el 85 % de la base de datos para el aprendizaje supervisado de la red y el restante 15 % para la prueba de desempeño.

Finalmente, se evaluó el desempeño del árbol de decisión neural contrastándolo con el programa de predicción de tendencia incrustante y corrosiva ScaleSoftPitzer™, para lo cual se utilizó 40 entradas del conjunto de datos de prueba. La información se utilizó para generar predicciones tanto en el modelo como en el programa dedicado, las predicciones fueron comparadas con la información de tendencia real obteniendo una tasa de acierto para ambos métodos de predicción.

2.1 CARACTERIZAR FÍSICA Y QUÍMICAMENTE EL CRUDO DE CUATRO POZOS PRODUCTORES CON LA FINALIDAD DE CREAR UNA BASE DE DATOS

El primer conjunto de información recibida fue proporcionado por una empresa de servicios petroleros, provenientes de las análisis fisicoquímicos y mediciones de las condiciones de operación de los pozos de producción ubicados en la municipalidad de Shushufindi en la provincia de Sucumbíos, proveniente del bloque 57, de las estaciones Aguarico, Shushufindi central, Drago, Shushufindi Suroeste y Shushufindi Sur.

El segundo conjunto de información provino del bloque petrolero 21, localizado en el cantón Tena, en la provincia Napo.

Las versiones integra de la información recolectada pueden ser consultadas en el Anexo I. La Tabla 2.1 presenta la normativa utilizada para los análisis fisicoquímicos realizados sobre el petróleo y gas.

Tabla 2.1. Ensayo realizado y procedimiento respectivo para cada análisis aplicable

Ensayo	Procedimiento aplicado
Dureza cálcica	HACH 8204 ¹
Dureza total	HACH 8213 ²
Alcalinidad	HACH 8203 ³
Concentración de cloruros	HACH 8207 ⁴
Concentración de sulfatos	HACH 8051 ⁵
Concentración de hierro	HACH 8008 ⁶
Dióxido de carbono en agua	HACH 8205 ⁷
Gases disueltos en crudo	ASTM D2505 ⁸
Concentración de azufre	ASTM D2622 ⁹
pH	ASTM 1293-12 ¹⁰

¹(Hach, 2015c)

²(Hach, 2015d)

³(Hach, 2018a)

⁴(Hach, 2015b)

⁵(Hach, 2018b)

⁶(Hach, 2014)

⁷(Hach, 2015a)

⁸(ASTM-D2505, 2015)

⁹(ASTM-D2622, 2016)

¹⁰(ASTM-D1293, 2018)

2.2 GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Se redactó y transcribió la información de los diferentes ensayos realizados prescindiendo de ensayos con una ausencia de información superior al 70 % dentro de los registros originales proporcionados, sobre las condiciones de operación de

pozos petroleros y análisis fisicoquímicos del petróleo y gas transportado, depositando la información en una hoja electrónica de Microsoft Excel, abarcando un total de 24 predictores y 2 respuestas, siendo éstas la tendencia corrosiva de cabeza y la tendencia incrustante de fondo, de un total de 460 ensayos.

La base de datos preparada para su exportación a la plataforma de Matlab puede ser consultada en el Anexo II.

2.2.1 BASE DE DATOS DEDICADA A LA TENDENCIA INCRUSTANTE DE FONDO

A partir de la base de datos original, se creó una base de datos dedicada con los valores de los 19 predictores restantes y la respuesta perteneciente a la tendencia incrustante de fondo, la cual contiene los 460 ensayos.

2.2.2 BASE DE DATOS DEDICADA A LA TENDENCIA CORROSIVA DE CABEZA

A partir de los 460 ensayos presentes en la base de datos original se extrajeron los últimos 37 ensayos, los cuales no aportaban una respuesta a la tendencia corrosiva de cabeza. La base de datos interna generada constó de 423 ensayos manteniendo 19 predictores y una respuesta.

2.3 DESARROLLAR Y EVALUAR UN MODELO COMPUTACIONAL CON BASE EN EL COMPORTAMIENTO DE CADA POZO DE ESTUDIO CON RESPECTO A LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN Y LA TENDENCIA INCRUSTANTE

Para el desarrollo del modelo computacional y la realización de la selección del algoritmo clasificador, se enfocó el estudio hacia el campo del aprendizaje supervisado debido a que se tenía a disposición la información del fenómeno sobre el cual se quería realizar la predicción y un conjunto de predictores asociados al mismo. Al analizar los predictores y las respuestas se encontró la presencia de valores de origen tanto cuantitativo como cualitativo y ausencia de información en uno o más campos de diversos ensayos.

2.4 DESARROLLO Y AJUSTE DEL ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN)

Tras estructurar la base de datos y seleccionar el algoritmo clasificador se procedió a desarrollar el modelo de red neuronal utilizando el esquema de resolución presentado en la Figura 2.1 en donde se presentan las acciones tomadas durante la parte experimental.

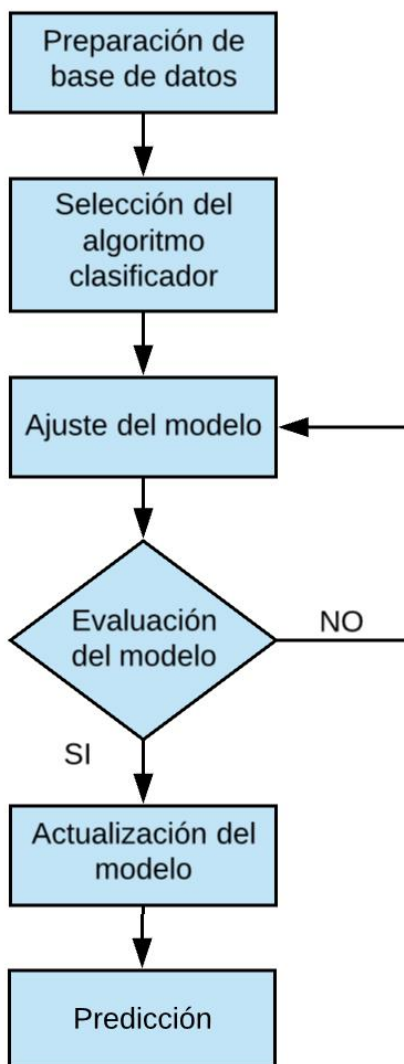


Figura 2.1. Esquema de desarrollo de modelo de árbol de decisión neural (MADN)

Se utilizó la caja de herramientas de Matlab para el desarrollo de redes neurales artificiales para realizar una partición sobre la base de datos dedicada a la tendencia incrustante, separando el 85 % de la misma para el proceso de aprendizaje de la red neural, considerando este conjunto como datos de entrenamiento, y el restante 15 % como información utilizada en la fase evaluación donde se evaluó la calidad de la predicción de cada uno de los modelos de árbol de decisión neural al ser comparados con la respuesta real. La caja de herramientas garantiza la aleatoriedad en la selección de datos con el fin de evitar la concentración de datos de valores similares en uno solo de los conjuntos (Beale, Hagan, y Demuth, 2010, p.129).

2.4.1 TENDENCIA INCRUSTANTE DE FONDO

El ajuste del modelo comenzó con la optimización de parámetros configurando las relaciones entre el par predictor(es)-respuesta, de la base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo, en la cual la red neural durante un número de 30 evaluaciones definidas por defecto generó una función respuesta, en la última capa oculta de la red y sin ser evaluada por la capa de salida, capaz de generar una predicción. Cada evaluación contrasta el valor generado por la función respuesta de la red neural, conocida como observación estimada mínima, y el valor asignado al valor real de la respuesta dentro de la base de datos, conocida como observación objetiva mínima (Beale et al., 2010, p.315).

Una vez establecida la arquitectura de la red neuronal y generado el algoritmo clasificador se sometió a la misma a un proceso de refinamiento. La acción de mejora de la red se implementó utilizando una función capaz de remover de la red neuronal artificial entradas (predictores), capas y salidas (respuestas) de tamaño cero (Roe et al., 2005, p.580). Esto generó una red con una cantidad menor de entradas y salidas, con igual competencia para implementar las mismas operaciones, ya que se prescindía de entradas y salidas de tamaño cero que no transmiten ninguna información (Matlab, 2019).

Finalmente se realizó una estimación de la importancia de cada uno de los predictores que influyeron dentro de los criterios de discernimiento del algoritmo clasificador.

El código empleado para generar el árbol de decisión neural se encuentra en la primera sección del Anexo III.

2.4.2 TENDENCIA CORROSIVA DE CABEZA

El ajuste del modelo para predicción de tendencia corrosiva emuló la optimización de parámetros, utilizado en el modelo de árbol de decisión neural anterior, se

configuró las relaciones entre el par predictor(es)-respuesta, de la base de datos dedicada a la tendencia corrosiva de cabeza que tuvo ausencia de 37 ensayos a comparación de la base de datos dedicada a la tendencia incrustante de cabeza, en la cual la red neural durante un número de 30 evaluaciones predeterminadas generó una función respuesta, en la última capa oculta de la red y sin ser evaluada por la capa de salida, capaz de generar una predicción. Cada evaluación contrasta el valor generado por la función respuesta de la red neural, conocida como observación estimada mínima, y el valor asignado al valor real de la respuesta dentro de la base de datos, conocida como observación objetiva mínima (Beale et al., 2010, p.315).

Una vez establecida la arquitectura de la red neuronal y generado el algoritmo clasificador se sometió a la misma a un proceso de refinamiento. La acción de mejora de la red se implementó utilizando una función capaz de eliminar de la misma entradas (predictores), capas y salidas (respuestas) de tamaño cero (Roe et al., 2005, p.580) durante tres ocasiones hasta encontrar el número correcto de información a eliminarse para mejorar el desempeño de la red neural. Esto generó una red con una cantidad menor de entradas y salidas, con igual competencia para implementar las mismas operaciones, ya que se prescindió de entradas y salidas de tamaño cero que no transmiten ninguna información (Matlab, 2019).

Finalmente, se realizó una estimación de la importancia de cada uno de los predictores que influyeron dentro de los criterios de discernimiento del algoritmo clasificador.

El código empleado para generar el árbol de decisión neural se encuentra en la segunda sección del Anexo III.

2.5 EVALUAR Y VALIDAR LAS PREDICCIONES REALIZADAS POR EL MODELO COMPUTACIONAL CONTRASTANDO LA PREDICCIÓN REALIZADA CON LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LOS POZOS PRODUCTORES Y LA PREDICCIÓN GENERADA POR EL SOFTWARE FRENCH CREEK

2.5.1 CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DESDE LA BASE DE DATOS PARA VALIDACIÓN EXTERNA

Se utilizó el entorno de Matlab para tratar la base de datos con la finalidad de filtrar todos aquellos ensayos que tuvieran ausencia de datos en uno o varios de sus predictores, esta acción redujo la cantidad de ensayos disponibles para ser evaluados dentro del modelo árbol de decisión neural (MADN) y el programa dedicado. Esta selección se hizo con la finalidad de aportar la mayor cantidad de información disponible al programa dedicado al que no le es posible realizar una predicción si la información es insuficiente.

El código utilizado para la realización de la clasificación de datos y la generación de una nueva hoja de electrónica de Excel está disponible en la primera sección del Anexo IV.

2.5.2 VALIDACIÓN EXTERNA CON EL PROGRAMA ScaleSoftPitzer

El código de generación del modelo de árbol de decisión neural (MADN) tuvo dentro de sus líneas de programación las instrucciones necesarias para que, tras separar los 177 ensayos seleccionados para conformar la nueva base de datos para la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza, se seleccionaron para ambos casos los 40 primeros ensayos generando una hoja electrónica de Excel individual para cada una de las tendencias.

Se ordenó al árbol de decisión neural realizar las predicciones de tendencia tanto para la incrustación de fondo como para la corrosividad de cabeza con los 40 ensayos obtenidos.

La información de los ensayos que fue alimentada a los modelos de árbol de decisión neural se encuentran detallados en la segunda sección del Anexo IV.

Los valores de predicción de las tendencias se exportaron a una hoja electrónica de Excel por separado, a continuación, la información de cada uno de los ensayos fue ingresada al programa French Creek, dentro del subprograma ScaleSoftPitzaer™, donde se evaluó la tendencia incrustante y corrosiva. Finalmente, las predicciones realizadas por el programa externo fueron contrastadas con las predicciones realizadas por los modelos de árbol de decisión neural, obteniendo la tasa de acierto de cada una de las predicciones por separado con respecto al valor real de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza.

Adicionalmente se comparó la tasa de coincidencia entre ambas predicciones.

Las predicciones tanto del modelo de árbol de decisión neural y del programa externo se presentan en la tercera sección del Anexo IV

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se presentan los resultados producto del tratamiento de la información obtenida de análisis fisicoquímicos y condiciones de operación de diferentes pozos de extracción de petróleo.

El tratamiento de la información para generar la base de datos idónea en el desarrollo del modelo de árbol de decisión neural (MADN) para generar predicciones de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza, la tasa de acierto en las predicciones realizadas y la validación externa de la fiabilidad de la respuesta generada al ser validada con la predicción de un programa externo, ScaleSoftPitzer™.

3.1 GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS

La información presente en la base de datos se conformó de tal manera que una fila representa un ensayo realizado y las primeras 24 columnas corresponden al valor del predictor y las 2 últimas a los valores reales de la tendencia incrustante de fondo y tendencia corrosiva de cabeza.

Tras el análisis de la información recolectada se redujo la cantidad de predictores en 19, con el fin de reducir los errores generados en la etapa de aprendizaje de la red al construir algoritmos con información en su mayoría ausente, mismos que aparecen citados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Predictores eliminados

Predictor	Unidades	Tipo
Bario	(mg/L)	Cuantitativo
TDS (Calculado)	(mg/L)	Cuantitativo
TDS (Medido)	(mg/L)	Cuantitativo
CO ₂ Agua	(mg/L)	Cuantitativo

Tabla 3.1. Predictores eliminados (continuación...)

Predictor	Unidades	Tipo
H ₂ S Agua	(mg/L)	Cuantitativo
Ácidos carboxílicos	(mg HCO ₃ /L)	Cuantitativo

La hoja electrónica de Matlab contenedora del código, denominado script, generada para la exportación de la hoja electrónica de Microsoft Excel al entorno de Matlab puede ser revisado en la segunda sección del Anexo II.

Se generó un script en el programa Matlab para evaluar las características de los predictores y respuestas contenidas en la base de datos (Base_Datos.xlsx), la que fue exportada dentro del programa. El script trabajo de manera simultánea para la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza.

En primer lugar, se asignaron los nombres a los predictores y respuestas con base en la información contenida en la primera fila de la base de datos, las cuales fueron guardadas como propiedades de la base de datos de carácter no modificable. Después, se hizo una discriminación entre predictores y respuestas de valor cualitativo y se les asignó la propiedad de variable categórica y guardadas en propiedades de la tabla (Attaway, 2009, p.223).

El código generado inspeccionó los predictores y eliminó aquellos que presentasen una fuerte ausencia de información en comparación con el resto de predictores.

3.1.1 BASE DE DATOS DEDICADA A LA TENDENCIA INCRUSTANTE DE FONDO

El resumen de características se muestra en la Tabla 3.2 para los 18 predictores cuantitativos y la Tabla 3.3 para el predictor y respuesta cualitativa.

Tabla 3.2. Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia incrustante de fondo

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Cantidad de análisis ausentes
			Mínimo	Media	Máximo	
Sodio	Na	mg/L	0,00	8 935,00	48 625,00	0
Magnesio	Mg		1,22	238,80	7 226,60	0
Calcio	Ca		16,80	1,13	11 528,00	0
Hierro	Fe		0,28	19,75	338,00	1
Cloro	Cl		110,00	16 325,00	94 900,00	0
Sulfato	SO ₄		2,88	150,00	1 625,00	0
Bicarbonatos	Bicar		0,00	549,00	2 806,00	93
pH Condiciones normales	pH		---	5,24	6,76	62,00
CO ₂ gas	CO ₂ gas	%	1,00	10,00	98,00	0
H ₂ S Gas	H ₂ Sgas	ppm	0,00	10,00	300,00	1
Densidad API	API	---	14,90	27,60	33,20	54
Temperatura de perforación	TempFo	°F	0,00	231,00	320,00	15
Temperatura de cabeza	TempCab	°F	0,00	163,00	245,00	2
Presión de perforación	PresFo	psia	0,00	1 440,00	9 740,00	17
Presión de cabeza	PresCab	psia	0,00	120,00	2 750,00	3

Tabla 3.2. Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia incrustante de fondo (continuación...)

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Cantidad de análisis ausentes
			Mínimo	Media	Máximo	
Índice de saturación de fondo	Sif	---	- 228,00	0,48	389,00	40
Índice de saturación de cabeza	Sic	---	- 1,50	0,30	2,53	29

Tabla 3.3. Resumen de características de predictor y respuesta cualitativos para tendencia incrustante de fondo

Predictor				
	Variable	Tipo	Cantidad	Cantidad de análisis ausentes
Arena Productora	ArProd	BT	17	0
		BT+TI	3	
		BT+UI	1	
		HI	25	
		HP	12	
		HS+TI	1	
		T	15	
		TI	90	
		TI+TS	3	
		TI+UI	6	
		TS	35	
		TS+TI	5	
		UI	193	

Tabla 3.3. Resumen de características de predictor y respuesta cualitativos para tendencia incrustante de fondo (continuación...)

Predictor				
	Variable	Tipo	Cantidad	Cantidad de análisis ausentes
		UI+TS	2	0
		US	38	
		US+UI	14	
Respuesta				
Tendencia incrustante de fondo	TnIF	NSPD*	118	0
		LEVE	197	
		MODERADA	41	
		SEVERA	104	

*No se producen depósitos

3.1.2 BASE DE DATOS DEDICADA A LA TENDENCIA CORROSIVA DE CABEZA

Las características de los predictores cuantitativos se presentan en la Tabla 3.4, de igual manera las características del predictor cualitativo y la respuesta cualitativa se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.4. Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia corrosiva de cabeza

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Cantidad de análisis ausentes
			Mínimo	Media	Máximo	
Sodio	Na	mg/L	0	10 282,00	48 625,00	0
Magnesio	Mg		14,40	276,00	7 226,60	0
Calcio	Ca		156,00	1 344,00	11 528,00	0
Hierro	Fe		0,50	22,56	338,00	1

Tabla 3.4. Resumen de características de predictores cuantitativos para tendencia corrosiva de cabeza (continuación...)

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Cantidad de análisis ausentes
			Mínimo	Media	Máximo	
Sodio	Na	mg/L	0	10 282,00	48 625,00	0
Cloro	Cl		3 200,00	19 750,00	94 900,00	0
Sulfato	SO ₄		2,88	165,00	1 625,00	0
Bicarbonatos	Bicar		183,00	677,10	2 806,00	93
pH Condiciones normales	pH	---	5,24	6,75	62,00	0
CO ₂ gas	CO ₂ gas	%	1,00	11,00	98,00	0
H ₂ S Gas	H ₂ Sgas	ppm	0,00	9,00	150,00	1
Densidad API	API	---	15,10	27,80	33,20	54
Temperatura de perforación	TempFo	°F	0,00	231,00	320,00	4
Temperatura de cabeza	TempCab	°F	80,00	165,00	245,00	2
Presión de perforación	PresFo	psia	313,00	1 407,70	9 740,00	17
Presión de cabeza	PresCab	psia	0,00	110,00	410,00	3
Índice de saturación de fondo	Sif	---	- 228,00	0,49	389,00	40
Índice de saturación de cabeza	Sic	---	- 1,50	0,30	2,53	29

Tabla 3.5. Resumen de características de predictor y respuesta cualitativos para tendencia corrosiva de cabeza

Predictor				
	Variable	Tipo	Cantidad	Cantidad de análisis ausentes
Arena Productora	ArProd	BT	17	---
		BT+TI	3	
		BT+UI	1	
		HS+TI	1	
		T	15	
		TI	90	
		TI+TS	3	
		TI+UI	6	
		TS	35	
		TS+TI	5	
		UI	193	
		UI+TS	2	
		US	38	
		US+UI	14	
Respuesta				
	Variable	Tipo	Cantidad	Cantidad de análisis ausentes
Tendencia corrosiva de cabeza	TnCc	LEVE	244	0
		MODERADA	142	
		SEVERA	37	

3.2 SELECCIÓN DEL ALGORITMO CLASIFICADOR

Al tener un predictor con información cualitativa los modelos probabilísticos fueron descartados, debido a que estos realizan una valoración estadística de la información alimentada como predictor para generar un modelo de dispersión de distribuciones de los valores de los predictores, lo cual sirve como criterio complementario durante el desarrollo del algoritmo clasificador e influye sobre la predicción que se genera (Shalev-Shwartz y Ben-David, 2014, p.54).

Los algoritmos clasificadores en base a modelos geométricos no fueron seleccionados debido a que la información proveniente de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza que son de carácter cualitativo. Estos algoritmos clasificadores tiene por objetivo el desarrollo de una función capaz de generar una predicción de valor numérico al encontrar la relación matemática entre predictores estrictamente cuantitativos (Hurwitz et al., 2018, p.47).

Según Lee y Yen (2002) el algoritmo clasificador más versátil para manejar bancos de datos con presencia de información cualitativa y ausencia parcial de información en uno o más predictores es el modelo clasificador lógico asistido por un árbol de decisión. Estos conjuntos de características determinaron la selección de dicho algoritmo para el desarrollo de la red neuronal artificial.

3.2.1 ESTRUCTURA DEL MODELO DE ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN)

Los árboles de decisión de modelos clasificadores lógicos que fueron generados usando el entorno de Matlab son de naturaleza binaria. En donde cada paso en la predicción implica la revisión de la información contenida en un predictor, pudiendo ser esta cualitativa o cuantitativa, tal como se ilustra en la Figura 3.1 (Roe et al., 2005, p.579).

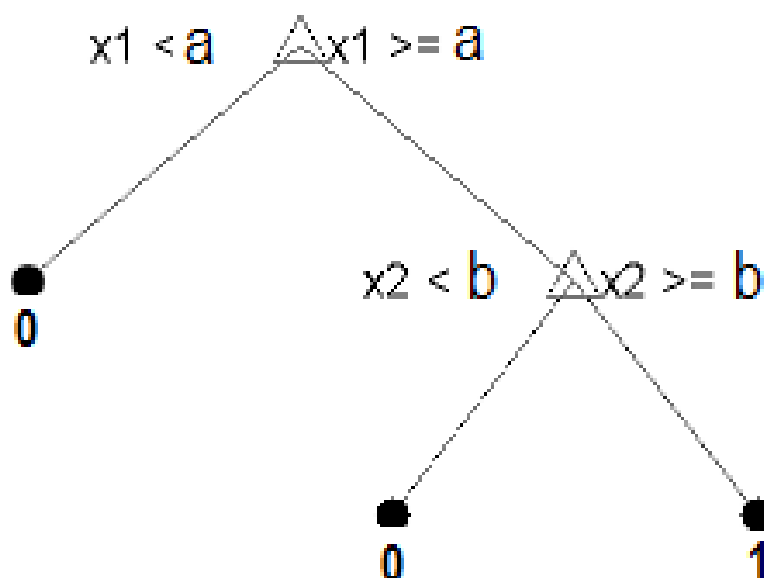


Figura 3.1. Árbol de decisión simple

El árbol de clasificación de la Figura 3.1 predice clasificaciones basadas en dos predictores, x_1 y x_2 . La predicción comienza con el nodo superior, representado por un triángulo. La primera decisión es si x_1 es menor que a . Si la condición se cumple, se opta por seguir la rama izquierda y es posible visualizar la clasificación de los tipos como tipo 0. Sin embargo, si x_1 excede a , entonces se sigue la rama derecha. En este punto el árbol pregunta si x_2 es menor que b . Si la respuesta es afirmativa el árbol clasifica los datos como tipo 0, caso contrario los clasifica como tipo 1 (Roe et al., 2005, pp.579-581).

3.3 DESARROLLO Y AJUSTE DEL ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN)

3.3.1 TENDENCIA INCRUSTANTE DE FONDO

Las evaluaciones de la red neural se generaron hasta que los valores de las observaciones obtuvieron la menor desviación posible durante el proceso de entrenamiento, cada una de las evaluaciones de desempeño de la función clasificadora fue registrada y son mostradas en la Figura 3.2.

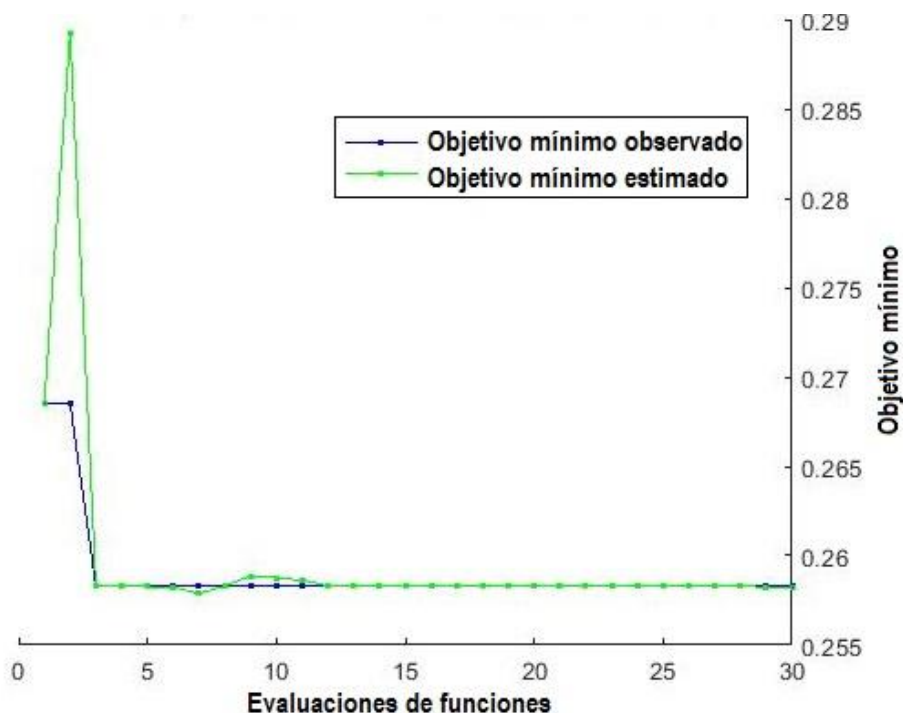


Figura 3.2. Objetivo mínimo vs. Número de evaluaciones de la función del algoritmo clasificador para la tendencia incrustante de fondo

Los resultados de la última evaluación de desempeño entre la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima se presentan en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Resultados de la última evaluación de desempeño de la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima para el MADN de tendencia incrustante de fondo

Observación	Valor
Estimada mínima	0,25819
Objetiva mínima	0,25843

La Figura 3.2 muestra el seguimiento realizado del comportamiento de la función del modelo de árbol de decisión neural, recopilando el valor estimado de la función objetivo generado a través de los puntos observables o información recopilada del ajuste de la red neural, la respuesta media del modelo y la respuesta generada para el conjunto de predictores siguientes, en simultáneo se recopila información de las desviaciones generadas durante el proceso de entrenamiento y el valor de respuesta mínimo factible en cada uno de los nodos de decisión dentro de la red neural en contraste con la cantidad de nodos de decisión empleados, hasta

encontrar el número de nodos mínimo capaces de ser eliminados a partir del cual la desviación entre la respuesta y la predicción generada comienza a disminuir.

La evolución del proceso de refinamiento del modelo de árbol de decisión neural (MADN) para la tendencia incrustante de fondo se presenta en la Figura 3.3.

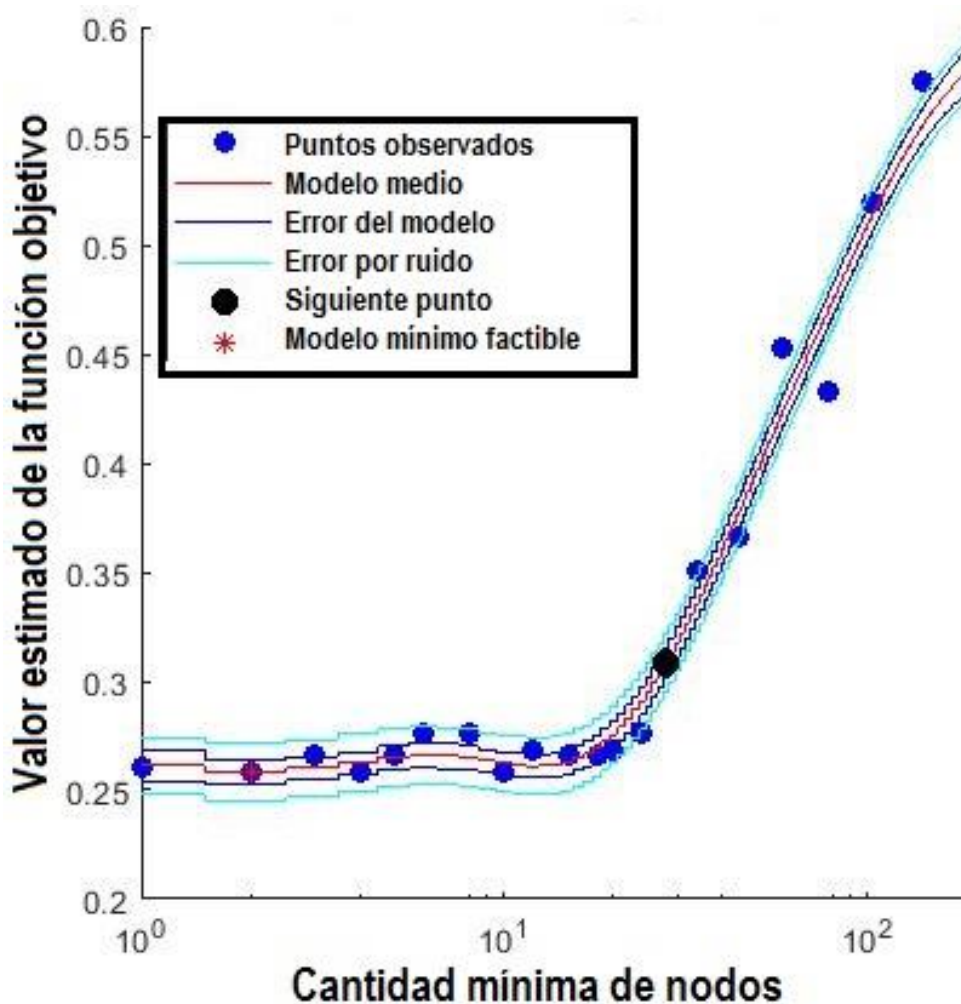


Figura 3.3. Modelo de función objetivo para la tendencia incrustante de fondo

El conjunto de datos de prueba previamente separado de la base de datos original dedicada, con un total de 69 ensayos, se utilizó para probar la calidad de la predicción generada por el modelo de árbol de decisión neural en dos etapas, la primera implementada sobre el algoritmo clasificador antes del refinamiento y la segunda tras implementar el refinamiento, el cual se basa en la información aportada por la Figura 3.3 en donde se separó de la red neural 2 nodos de decisión

dentro de la arquitectura interna del algoritmo clasificador. El porcentaje de acierto obtenidos en ambas etapas se presenta en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Rendimiento del modelo de árbol de decisión neural para la tendencia incrustante de fondo

Etapas	Refinamiento	Acierto (%)
1	No	74,18
2	Si	83,45

Utilizando el árbol de decisión neural refinado se realizó el análisis de importancia de los 17 predictores cuantitativos dentro del desarrollo del algoritmo clasificador representados en un gráfico de barras con un rango de valor unitario presentado en la Figura 3.4, que es entendido como la influencia individual de la información de entrada como complemento del proceso de clasificación para generar una respuesta. De los 17 predictores originales han sido seleccionados 10 de ellos de manera individual o agrupados en parejas con base en su interacción con el algoritmo calificador. El valor de los predictores que actúan en conjunto como el sodio (Na) y magnesio (Mg) fue del 0,1748 %; el magnesio (Mg) y el calcio (Ca) fue del 0,2397 %; el hierro (Fe) y cloro (Cl) fue del 0,5071 %; el cloro (Cl) y sulfatos (SO₄) fue del 0,1157 % y el dióxido de carbono gaseoso (CO_{2(g)}) y el ácido sulfhídrico gaseoso (H₂S_(g)) fue del 1,956 %. Individualmente el sulfato (SO₄) presenta una influencia del 0,0026 %. Finalmente, el resto de predictores y sus emparejamientos presentan influencias despreciables.

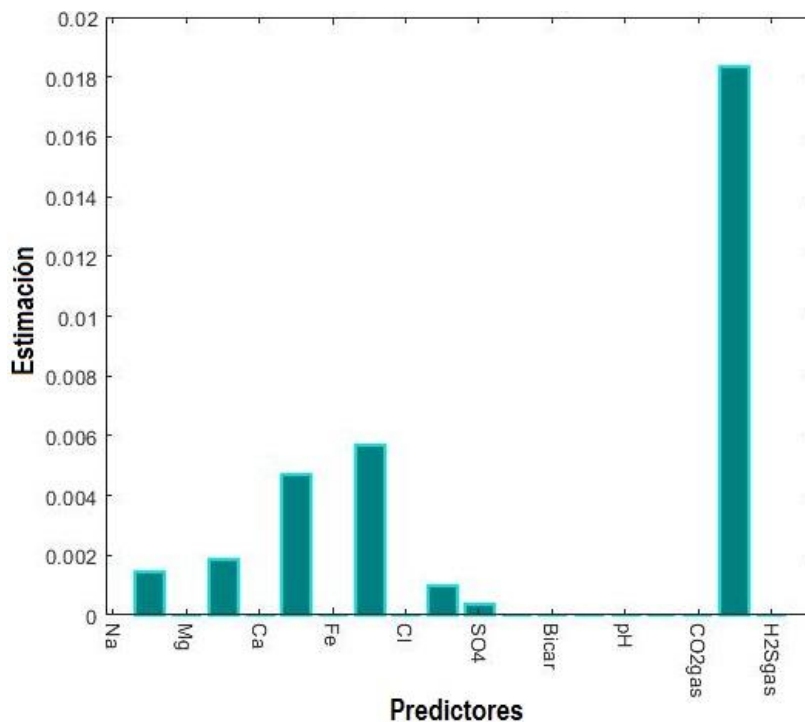


Figura 3.4. Estimación de la importancia de los predictores para el MADN de tendencia incrustante de fondo

Dentro de la producción de petróleo y gas el riesgo de bloqueo de la línea de flujo del fluido por la presencia de hidratos es alto, debido a ello la industria emplea como una de las técnicas de remediación el uso de antiaglomerantes de hidratos con el fin de reducir e inclusive frenar la formación de aglutinamientos de las distintas especies químicas presentes en el fluido (Lyons, 2005, p.1112). Además, una herramienta complementaria para favorecer la degradación y facilitar la extracción del petróleo y gas es el uso de biosurfactantes que aumentan la solubilización en medios acuosos (Raiger lustman y López, 2009, p.146).

Uno de los criterios que pudo influenciar en el depósito de formaciones minerales es la posible presencia de dos o más aguas incompatibles y su mezcla. El agua utilizada en los procesos de extracción de petróleo y gas, es un agua tratada con una baja concentración de iones sulfato (SO_4^{2-}), iones bario (Ba) e iones calcio (Ca), en comparación al agua de formación que contiene una baja concentración de iones sulfato (SO_4^{2-}) y una alta concentración de iones bario (Ba) e iones calcio (Ca). Las cuales conforman un ejemplo típico de aguas o salmueras incompatibles (BinMerhdah, Yassin, y Muherei, 2010, p.80).

La primera asociación hecha por el algoritmo clasificador de la red neuronal artificial relacionó a los iones de sodio (Na) y magnesio (Mg), este emparejamiento puede estar motivado desde el punto de vista fisicoquímico por la tendencia de estos iones a asociarse con iones de cloro (Cl) presentes en la solución para formar sales como el cloruro de sodio (NaCl) y el cloruro de magnesio (MgCl₂).

Según York y Firoozabadi (2009) la adición de sales minerales como el cloruro de sodio (NaCl) y el cloruro de magnesio (MgCl₂) pueden repercutir en la efectividad de los antiaglomerantes, siendo más perjudicial la sal bivalente (MgCl₂), en contraposición los biosurfactantes no iónicos son más efectivos a bajas concentraciones de sal que los tensoactivos aniónicos (York y Firoozabadi, 2009. p. 2939). Sustentado por estos criterios se justificó la importancia dada por el algoritmo clasificador a la relación entre los iones de sodio (Na) y magnesio (Mg).

La interacción del cloro (Cl) con hierro (Fe) puede formar cloruro de hierro III (FeCl₃) que es una especie química utilizada ampliamente dentro del tratamiento de agua y efluentes como coagulante (Nelson y Avijit, 2004, p.452), lo que implica que dentro del fluido la aparición de esta molécula puede propiciar una mayor tasa de formación de depósitos, justificando la importancia asignada por el algoritmo clasificador para dicho par de predictores.

Con base en la investigación de Peng, Ferguson, y Korshin (2013) las variaciones de las concentraciones de aniones como el cloruro (Cl⁻) y sulfato (SO₄⁻²) en presencia de materia orgánica, en la fase acuosa, afectan a la liberación de escamas de hierro en superficies comprometidas y la retención dentro del fluido de especies inorgánicas. El algoritmo clasificador pudo generar una relación empírica validada por una investigación externa.

El último par de predictores emparejados fueron el dióxido de carbono gaseoso (CO_{2(g)}) y el ácido sulfhídrico gaseoso (H₂S_(g)). El primero puede penetrar en la fase líquida del fluido y reaccionar con el agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃), a través de una serie de mecanismos como se presentan en la Figura 3.5, el ácido carbónico se transforma en bicarbonato (HCO₃⁻), posteriormente puede convertirse

en un ion carbonato (CO_3^{2-}) capaz de formar carbonatos con sales minerales como el calcio, precipitando y formando depósitos (Chang, 2002, p.367).

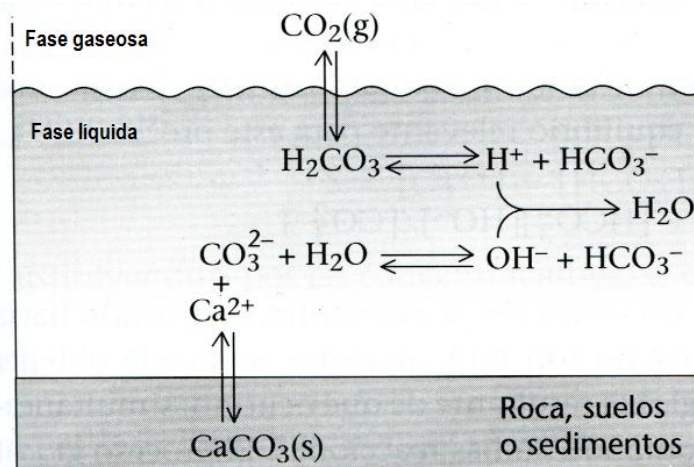


Figura 3.5. Equilibrio trifásico en el sistema $\text{CO}_2/\text{Carbonato}$ (Chang, 2002, p.367)

El ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}(\text{g})$) es un poderoso agente corrosivo cuya relación con la formación de depósitos se halla en las escamas de óxido que se desprenden de las superficies afectadas y que se acumulan con el resto de especies minerales. En comparación con el resto de predictores y la importancia que el algoritmo clasificador les adjudicó, tanto el dióxido de carbono gaseoso ($\text{CO}_2(\text{g})$) y el ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}(\text{g})$) se les atribuyó el mayor porcentaje con base en la facilidad de estas dos especies para formar especies minerales, como en el caso del dióxido de carbono gaseoso ($\text{CO}_2(\text{g})$), o la capacidad de corroer la superficie con la que entra en contacto como lo hace el ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}(\text{g})$).

Una vez finalizado el refinamiento de la red neural con la mejor tasa de acierto de las predicciones realizadas y la estimación de la importancia de los predictores cuantitativos se genera el árbol de decisión mostrado en la Figura 3.6. Las especificaciones y valores de criterio para los predictores son detalladas en la Tabla 3.8.

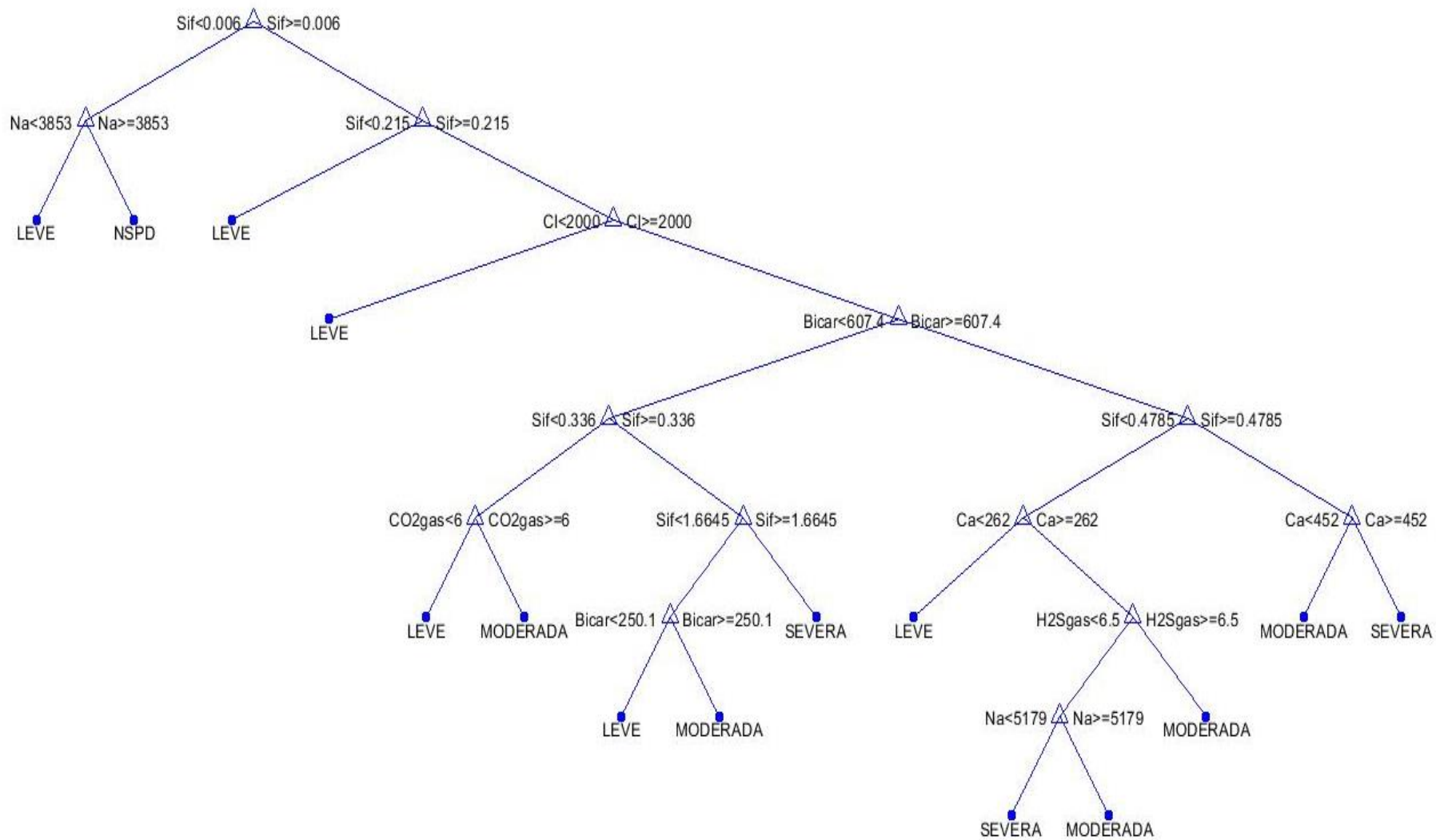


Figura 3.6. Árbol de decisión para tendencia incrustante de fondo

Tabla 3.8. Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia incrustante de fondo

Nivel	Nodo	Predictor	Variable	Valor	Unidades
1	1	Índice de saturación de fondo	Sif	0,0060	---
2	2	Sodio	Na	3 853,0	mg/L
	3	Índice de saturación de fondo	Sif	0,2150	---
3	4	Cloro	Cl	2 000,0	mg/L
4	5	Bicarbonatos	Bicar	607,4	mg/L
5	6	Índice de saturación de fondo	Sif	0,3360	---
	7	Índice de saturación de fondo	Sif	0,4785	---
6	8	Dióxido de carbono gaseoso	CO2gas	6,0	%
	9	Índice de saturación de fondo	Sif	1,6645	---
	10	Calcio	Ca	262,0	mg/L
	11	Calcio	Ca	452,0	mg/L
7	12	Bicarbonatos	Bicar	250,1	mg/L
	13	Ácido sulfhídrico gaseoso	H2Sgas	6,5	ppm
8	14	Sodio	Na	5 179,0	mg/L

La incrustación en tuberías de extracción de petróleo y gas es un fenómeno estrechamente ligado a la presencia de iones minerales en el fluido, la correcta caracterización del petróleo permite evaluar la posible aparición de precipitados inorgánicos y proporciona información para estimar la concentración de los mismo, acorde con Zerpa (2013) estos sólidos minerales precipitan en la fase acuosa del fluido causados por cambios en las condiciones de operación. Los depósitos más comunes encontrados en tuberías son el carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de bario (BaSO_4), sulfato de estroncio (SrSO_4) y sulfato de calcio (anhidrita, CaSO_4) (Guo et al., 2014).

La presencia de estos compuestos inorgánicos es favorecida por la existencia de iones inorgánicos como el calcio, magnesio, sodio y gases como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico lo que apoya la decisión de tomar a dichos iones como criterios relevantes en el momento de la clasificación de importancia de los

predictores tal como se observa en la Figura 3.4. Sin embargo, aunque estos predictores fueron evaluados en principio por el algoritmo clasificador, la generación de la respuesta fue una suma de los procesos internos del algoritmo que con base en la información de entrada generó un conjunto de funciones en las que uno o más predictores pudieron ser utilizados para ajustar la respuesta a la predicción deseada.

Adicionalmente, dentro de los predictores seleccionados para formar parte de los nodos clasificadores se añadió el índice de saturación de fondo que representa el contenido de agua e hidrocarburos presentes en el espacio poroso de la roca de yacimiento, ya que cuando este fluido es extraído la cantidad de mineral presente en el petróleo transportado aumenta (Fink, 2012, p.130) .

La mezcla de dos aguas incompatibles puede conducir a la precipitación de sulfato de bario (BaSO_4) y sulfato de calcio (CaSO_4) (Olajire, 2015, p.4), lo que sustenta la predicción de la tendencia incrustante entre moderada y severa para altas concentraciones de calcio como se aprecia en el nodo de decisión 11 del modelo de árbol de decisión neural presente en la Tabla 3.8. Otras incompatibilidades entre distintos tipos de agua podrían propiciar la aparición de costras minerales de sulfuro, donde el sulfuro de hidrógeno (H_2S) puede reaccionar con hierro (Fe), zinc (Zn) y plomo (Pb) (Olajire, 2015, p.6), fenómeno que valida la selección del algoritmo clasificador en su decisión de situar al sulfuro de hidrógeno como nodo de decisión y atribuirle a la concentración del mismo la capacidad de generar tendencias incrustantes entre moderadas y severas como se registra en el nodo de decisión 13 de la Tabla 3.8 y se puede apreciar en el árbol de decisión de la Figura 3.6.

Cabe resaltar que, en los pozos de inyección de agua, la solubilidad de ciertas sales minerales en el agua inyectada saturada puede disminuir a medida que se desplaza hacia la zona de alta temperatura, lo que podría ocasionar la aparición de incrustaciones a lo largo de las picaduras del pozo (Olajire, 2015, p.10). Análogo, una disminución en la presión puede disminuir la solubilidad de varios minerales en el agua. Según Kamal, Hussein, Mahmoud, Sultan, y Saad, (2018), la solubilidad de los minerales puede reducirse en un factor de 2, adicionalmente la solubilidad

de algunos minerales, como los carbonatos, cambia ante la presencia de gases ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y al ácido sulfhídrico (H_2S), justificando la presencia de dichos elementos dentro del árbol de decisión neural y su efecto sobre la tendencia incrustante de fondo.

Se desarrolló satisfactoriamente el árbol de decisión neural siguiendo la arquitectura propuesta por Lee y Yen (2002) en donde un nodo de decisión puede derivar en una respuesta o la conexión con otros dos nodos en un nivel inferior, pero nunca una respuesta puede sustentarse con base en dos nodos de decisión (Lee y Yen, 2002, p.115), el modelo de árbol de decisión neural generado tuvo una tasa de acierto del 74,18 %. Se sometió al algoritmo a un proceso de refinamiento en el cual se eliminaron nodos de decisión que partían de predictores con información incompleta o que generaban una respuesta no concluyente siguiendo el proceso de mejora estipulado por Roe et al. (2005), de tal manera que la tasa de acierto mejoró hasta alcanzar el 83,45 %. La cantidad de niveles y nodos de decisión requeridos por la red neuronal artificial definitiva al igual que sus características se presentaron en la Tabla 3.8 y el árbol de decisión generado se presentó en la Figura 3.6.

Se realizó una inspección del árbol de decisión presentado en la Figura 3.6, el primer nivel tomó como criterio de decisión el índice de incrustación de fondo (sif) con el valor mínimo de discernimiento de todos los niveles subsecuentes, el segundo nivel de decisión evaluó la cantidad de iones de sodio (Na) presentes en el fluido y se registró un aumento en el valor del índice de incrustación de fondo (sif), en este nivel las primeras predicciones de tendencias incrustantes pueden ser realizadas teniendo la posibilidad de que no se generen depósitos o que haya una formación leve de los mismos en dos de las tres predicciones posibles. El tercer nivel constó de un nodo de decisión único con el criterio sobre la concentración de cloro (Cl) con una predicción leve para el caso de valores menores al valor de criterio establecido y generando un cuarto nivel si los valores son mayores, el cuarto nivel genera dos nodos de decisión tomando valores mayores del índice de saturación de fondo y sin salida a una respuesta.

En el quinto nivel el primer nodo de decisión genera una predicción de tendencia al evaluar el porcentaje de dióxido de carbono gaseosos ($\text{CO}_{2(g)}$) presente en el fluido, el segundo nodo de decisión tomó un valor aún mayor de índice de saturación de fondo (sif) partiendo de él un nivel posterior y una predicción. El tercer nodo de decisión tomó como criterio de decisión a la concentración de calcio (Ca) generando una predicción y un siguiente nodo de decisión, el cuarto nodo de decisión tomó un mayor valor de concentración de calcio (Ca) en el fluido generando una predicción con base en el valor de discernimiento.

El séptimo nivel del árbol de decisión constó de dos nodos de decisión, el primer nodo tomó como criterio de discernimiento el valor de la concentración de bicarbonatos en el fluido (Bicar) generando una predicción en caso de cumplirse las condiciones estipuladas, el segundo nodo de decisión utilizó como criterio de discernimiento a la concentración en partes por millón (ppm) del ácido sulfhídrico en el fluido, generando una respuesta y un último nivel. El nivel final constó de un solo nodo de decisión cuyo criterio fue la concentración de sodio (Na) en el fluido generando dos predicciones de la tendencia.

Las predicciones de tendencia más benévolas, siendo la no producción de depósitos (NSPD) y producción leve de depósitos (LEVE), pueden ser encontradas en el segundo y tercer nivel del árbol de tendencia en donde se registró los valores de índice de incrustación de fondo (sif), concentración de sodio (Na) y concentración de cloro (Cl) menores. El cuarto y quinto nivel sólo aportaron criterios de discernimiento, en el sexto y séptimo nivel la tendencia a la incrustación aumenta y se encontraron predicciones entre leve y moderada, de igual manera se pudo apreciar que los valores de la concentración de los diferentes iones inorgánicos presentes en el fluido fueron mayores, también se incluyó a las interacciones de las especies gaseosas como el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S) como criterios de decisión. El último nivel tuvo un único nodo de decisión utilizando la concentración del ion sodio como valor para generar una predicción, siendo éste el único nivel donde la predicción puede tornarse severa.

3.3.2 TENDENCIA CORROSIVA DE CABEZA

La arquitectura del modelo de árbol de decisión neural se construyó y probó durante un período de 30 evaluaciones hasta que se obtuvo la menor desviación posible durante el proceso de entrenamiento, cada una de las evaluaciones de desempeño de la función clasificadora fue registrado y mostradas en la Figura 3.7.

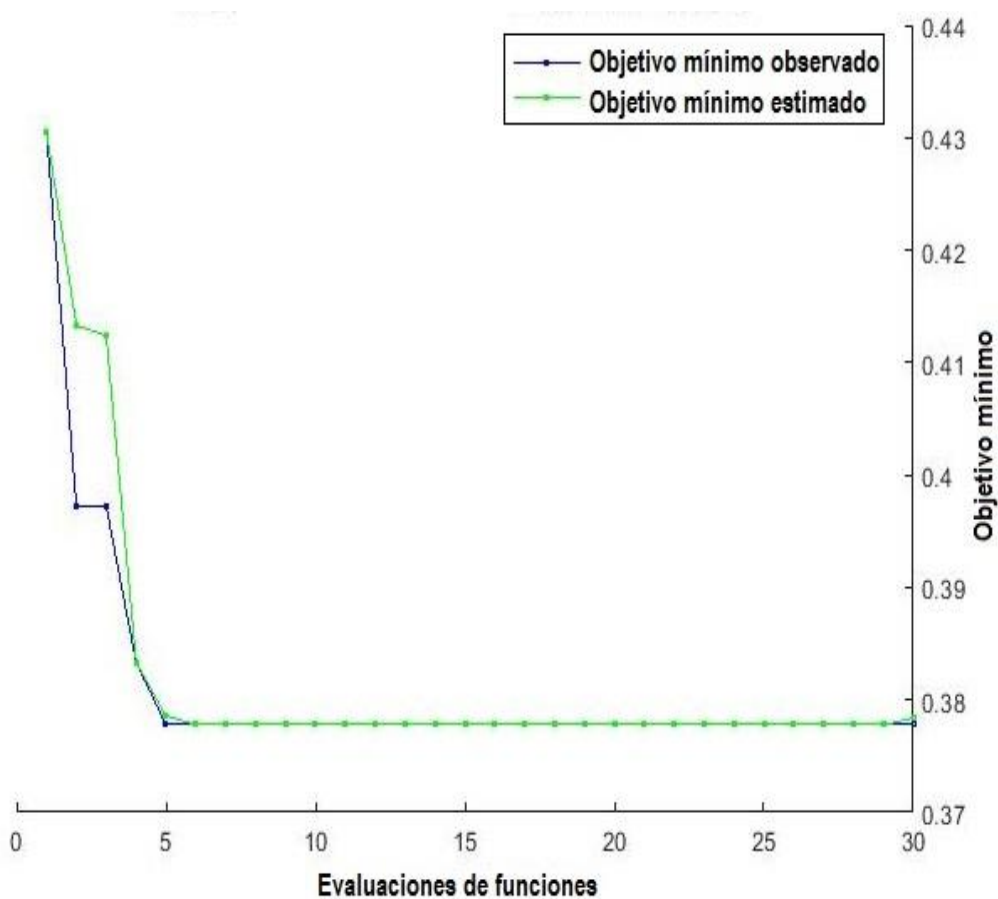


Figura 3.7. Objetivo mínimo vs. Número de evaluaciones de la función del algoritmo clasificador para la tendencia corrosiva de cabeza

Los resultados de la última evaluación de desempeño entre la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima se presentan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Resultados de la última evaluación de desempeño de la observación estimada mínima y la observación objetiva mínima para el MADN de tendencia corrosiva de cabeza

Observación	Valor
Estimada mínima	0,3777
Objetiva mínima	0,3784

La Figura 3.8 muestra el seguimiento realizado del comportamiento de la función del modelo de árbol de decisión neural, recopilando el valor estimado de la función objetivo generado a través de los puntos observables o información recopilada del ajuste de la red neural, la respuesta media del modelo y la respuesta generada para el conjunto de predictores siguientes, en simultáneo se recopila información de las desviaciones generadas durante el proceso de entrenamiento y el valor de respuesta mínimo factible en cada uno de los nodos de decisión dentro de la red neural en contraste con la cantidad de nodos de decisión empleados, hasta encontrar el número de nodos mínimo capaces de ser removidos a partir del cual la desviación entre la respuesta y la predicción generada comienza a disminuir.

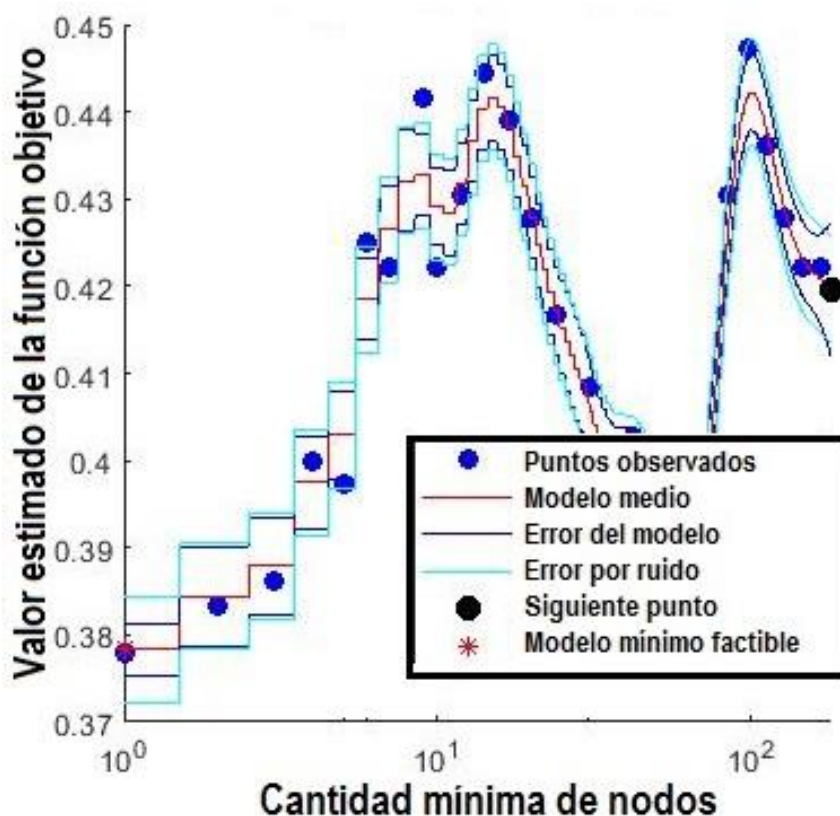


Figura 3.8. Modelo de función objetivo para la tendencia corrosiva de cabeza

El conjunto de datos de prueba previamente separado de la base de datos original dedicada, con un total de 63 ensayos, se utilizó para probar la calidad de la predicción generada por el modelo de árbol de decisión neural en dos etapas, la primera implementada sobre el algoritmo clasificador antes del refinamiento y la segunda tras implementar el refinamiento, el cual se basa en la información aportada por la Figura 3.8 en donde se separó de la red neural 2 nodos de decisión dentro de la arquitectura interna del algoritmo clasificador a pesar que el programa sugería el no eliminar ningún nodo lo que no hubiese aportado una modificación y potencial mejora a la red neural. El porcentaje de acierto obtenidos en ambas etapas se presenta en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Rendimiento del modelo de árbol de decisión neural de tendencia corrosiva de cabeza

Etapas	Refinamiento	Acierto (%)
1	No	54,82
2	Si	63,97

Utilizando el árbol de decisión neural refinado se realizó el análisis de importancia de los 17 predictores cuantitativos dentro del desarrollo del algoritmo clasificador representados en una gráfica de barras con un rango de valor unitario presentado en la Figura 3.9, que es entendido como la influencia individual de la información de entrada como complemento del proceso de clasificación para generar una respuesta. De los 17 predictores originales han sido seleccionados 10 de ellos de manera individual o agrupados en parejas con base en su interacción con el algoritmo calificador. El valor de los predictores que han sido seleccionados por el algoritmo clasificador y actúan en conjunto como el magnesio (Mg) y sodio (Na) fue de 0,78 %; magnesio (Mg) y calcio (Ca) fue de 0,61 %; hierro (Fe) y calcio (Ca) fue de 0,43 %; hierro (Fe) y cloro (Cl) 0,23 %; cloro (Cl) y sulfato (SO₄) 0,82 %; sulfato (SO₄) y bicarbonatos 0,72 %; bicarbonatos y el valor de pH a condiciones normales 0,23 %; dióxido de carbono gaseoso (CO_{2(g)}) y pH a condiciones normales 1,90 %. Individualmente las especies químicas como el calcio (Ca) presenta una influencia de 0,36 %; cloro (Cl) de 0,48 %; sulfatos (SO₄) de 0,60 %; bicarbonatos de 0,68 %; pH a condiciones normales 1,47 %; dióxido de carbono gaseoso (CO_{2(g)}) 0,94 % y

ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S_{gas}) de 0,39 %. Finalmente, el resto de predictores y sus emparejamientos presentan influencias despreciables.

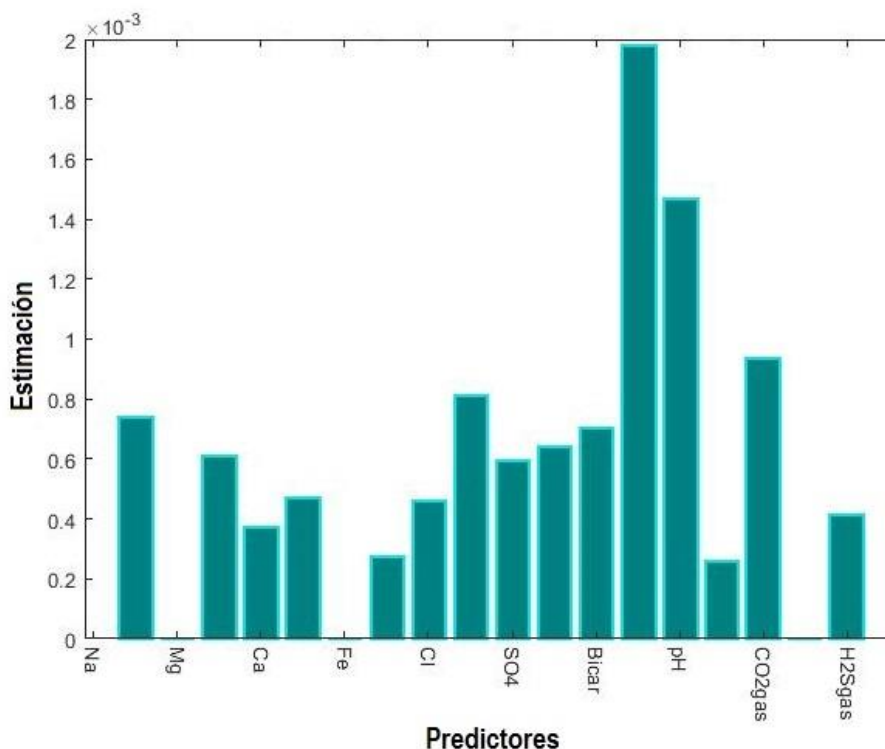


Figura 3.9. Estimación de la importancia de los predictores para el MADN de tendencia corrosiva de cabeza

El agua de formación presente en la extracción de petróleo y gas suele contener iones tales como nitrato (NO_3^-), sulfato (SO_4^{2-}), cloro (Cl), sodio (Na), bicarbonato (HCO_3^-), calcio (Ca) y magnesio (Mg). También están presentes en partes por millón iones de hierro (Fe) o manganeso (Mg) y en menor concentración sales de potasio cuyo comportamiento es muy similar a las sales sódicas (Pei, Wang, y Liu, 2014, p.2).

Las asociaciones realizadas por el algoritmo clasificador dedicado a la tendencia corrosiva de cabeza respecto a la importancia de los iones minerales tanto en conjunto como en solitario son validadas con base en los siguientes conceptos. Primero, las sales de potasio y sodio tienden a disminuir la tasa de corrosión en aleaciones de acero, según Abd El Salam Abd El Aleem, S. Al-Mutaz, y Al-Arifi, (2011), el aumento en la tasa de corrosión incrementa con la concentración de sales presentes en la solución hasta un valor alrededor del 3,0 % en peso, momento en

el cual la tasa de corrosión obtiene una relación inversamente proporcional respecto a la concentración de sales. A pesar de que una mejora en la conductividad de la solución permite mayores tasas de corrosión, una concentración mayor de sales, por encima del 3,0 % disminuye la solubilidad del oxígeno disuelto afectando la velocidad de corrosión.

Segundo, la formación de depósitos minerales en los que intervienen iones presentes en el agua de formación y que forman moléculas como el carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), hidróxido de magnesio (Mg(OH)_2), además de partículas suspendidas como óxido de silicio (SiO_2), productos de corrosión como el óxido de hierro y sales de cobre se depositan de forma heterogénea sobre las superficies de las tuberías de extracción causando corrosión por picadura (Pei et al., 2014, p.3).

La asociación hecha por el algoritmo clasificador entre el pH y los bicarbonatos se sustenta en que, dentro de la industria del petróleo y gas, los valores de pH de los fluidos que pasan a través de las tuberías de extracción se reducen mediante la dosificación de ácidos para minimizar la formación de incrustaciones, generalmente provenientes de bicarbonatos y otras especies minerales, los que son disueltos mediante el empleo de ácido clorhídrico (HCl) (Guo et al., 2014, p.149). Además, el uso de ácido acético (CH_3COOH) y ácido cítrico ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$) permite prevenir la precipitación de óxidos de metal. Sin embargo, la adición de ácidos estimula la velocidad de corrosión (Fink, 2012, p.41).

El par de predictores asociados por el algoritmo clasificador, pH y dióxido de carbono gaseoso ($\text{CO}_{2(g)}$), sustenta su decisión con base en la investigación realizada por Tanupabrungsun, Brown, y Nesic (2013), donde se demostró que a valores de pH menores a 4 las tasas de corrosión son mayores que a valores de pH de 6. Además, para el rango de pH de 4 a 6, las tasas de corrosión disminuyeron debido a la formación de capas protectoras sobre la superficie del acero, producto de la reacción de iones de hierro y moléculas de dióxido de carbono, estas capas estuvieron constituidas por moléculas de carbonato ferroso (FeCO_3) y un aumento en la presencia de carbonato ferroso (FeCO_3) y óxido férrico (Fe_3O_4) al operar a temperaturas por sobre los 150 °C.

Otro factor capaz de alterar el valor del pH en el fluido son las soluciones acuosas de sales que se hidrolizan e influyen sobre la reacción de corrosión. Las soluciones ácidas que parten de la hidrólisis de sales ácidas como el bicarbonato de litio (LiHCO_3) y bicarbonato ferroso ($\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$) provocan corrosión asociada con desprendimiento de hidrógeno y depolarización por oxígeno al actuar en simultáneo para mismos valores de pH (Silvia y Fundora, 2014, p.41).

Finalmente, la asignación de importancia del ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}_{(g)}$) en solitario hecha por el algoritmo clasificador, se apoya en la investigación realizada por Kannan, Jithinraj, y Natesan, (2018), los que mencionan la capacidad del ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}_{(g)}$) para acidificar el agua con la que entra en contacto, siendo esto el principal responsable de la corrosión por picadura en tuberías de acero al carbono. Además de resaltar que la combinación de dicha molécula con oxígeno (O_2) y dióxido de carbono (CO_2) puede aumentar rápidamente la reacción de corrosión.

Una vez concluido el refinamiento de la red neural con la mejor tasa de acierto de las predicciones realizadas y la estimación de la importancia de los predictores cuantitativos se genera el árbol de decisión mostrado en la Figura 3.10. Las especificaciones y valores de criterio para los predictores son detalladas en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia corrosiva de cabeza

Nivel	Nodo	Predictor	Variable	Valor	Unidades
1	1	Temperatura de fondo	TempFo	229,5	°F
2	2	Temperatura de cabeza	TempCab	185,5	°F
	3	Presión de cabeza	PresCab	107,5	psia
3	4	Dióxido de carbono gaseoso	CO2gas	62,5	%
	5	Sodio	Na	9 269,5	mg/L
	7	Cloro	Cl	6 475,0	mg/L
	8	Densidad API	API	31,80	---

Tabla 3.11. Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia corrosiva de cabeza (continuación...)

Nivel	Nodo	Predictor	Variable	Valor	Unidades
4	9	Hierro	Fe	243,000	mg/L
	10	Sodio	Na	32 866,0	mg/L
	11	Arena productora	Arprod	HS+TI, TI+TS, UI	---
				Resto de arenas productoras	
	12	pH a condiciones normales	pH	6,055	---
13	Calcio	Ca	680,0	mg/L	
5	14	Calcio	Ca	10 340,0	mg/L
	15	Temperatura de cabeza	TempCab	185,5	°F
	16	Temperatura de fondo	TempFo	256,5	°F
	17	Bicarbonatos	Bicar	355,5	mg/L
	18	Índice de saturación de cabeza	Sic	- 0,1025	---
6	19	Presión de fondo	PresFo	2535	psia
	20	Temperatura de cabeza	TempCab	130,5	°F
	21	Arena productora	ArProd	BT, HP, TI+UI, UI+TS	---
HS+TI, TI+TS, TS, TS+TI, UI					
7	22	Ácido sulfhídrico gaseoso	H2Sgas	5,5	ppm
	23	Índice de saturación de cabeza	Sic	- 0,4355	---
	24	Ácido sulfhídrico gaseoso	H2Sgas	8,5	ppm
	25	Densidad API	API	25,85	---
8	28	Dióxido de carbono gaseoso	CO2gas	4,5	%

Tabla 3.11. Especificaciones y valores de criterio para el árbol de decisión de tendencia corrosiva de cabeza (continuación...)

Nivel	Nodo	Predictor	Variable	Valor	Unidades
9	29	Presión de cabeza	PresCab	405,0	psia
10	30	Sodio	Na	3 443,0	mg/L
11	31	Hierro	Fe	158,375	mg/L

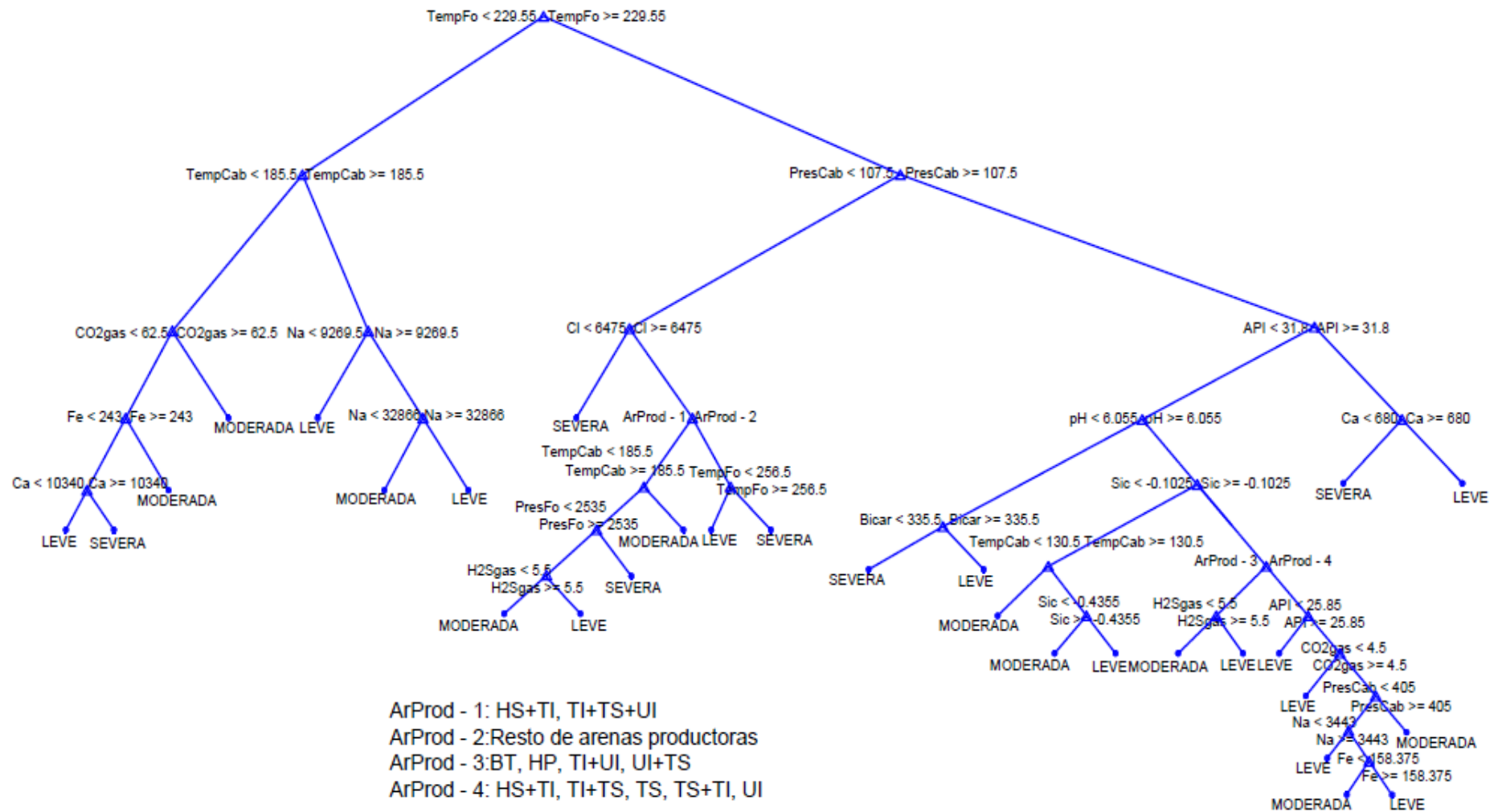


Figura 3.10. Árbol de decisión para tendencia corrosiva de cabeza

La corrosión en tuberías de extracción de petróleo y gas es un fenómeno favorecido por la presencia de ciertas especies químicas y condiciones del medio que favorecen que este mecanismo de degradación estructural aumente. El transporte de petróleo y gas y sus derivados suele ir acompañado de partículas de arena y agua que afectan negativamente a la tubería, acorde con Sun et al. (2017) la corrosión es un problema recurrente en la industria petrolera, especialmente en un entorno con presencia de ácido sulfhídrico (H_2S) donde estas moléculas en contacto con la superficie de la tubería forman productos corrosivos en forma de película de óxido que es afectada directamente por estrés mecánico induciendo una corrosión bajo tensión.

En general, especies como el oxígeno (O_2) y el dióxido de carbono (CO_2) junto con iones minerales como el sodio (Na), magnesio (Mg), calcio (Ca) y cloro (Cl) permiten que el agua dentro del fluido pueda condensarse generando un medio corrosivo fuerte que afecta directamente a la superficie con la que entra en contacto (Groysman, 2017, p.103). Los iones de hierro (Fe) provenientes de la corrosión de la tubería o presentes dentro del fluido puede aumentar el proceso de corrosión y generar depósitos (Thacker et al., 2010. p.1163). Además, la corrosión electroquímica de metales en ácidos ocurre con depolarización de hidrógeno, la cual por un aumento de la temperatura hace que el electrolito disminuya la carga voltaica del hidrógeno generando una dependencia exponencial de la velocidad de corrosión con la temperatura (Silvia y Fundora, 2014, p.43).

En la fase acuosa del fluido existe una mayor liberación de productos de corrosión, lo que estimula que la formación de carbonato ferroso ($FeCO_3$) sea cinéticamente favorable. Al aumentar la temperatura, la tasa de corrosión inicial crece, sin embargo, la cinética de la precipitación de carbonato ferroso ($FeCO_3$) también aumenta con la temperatura. En consecuencia, al formarse una película de carbonato ferroso ($FeCO_3$) sobre la superficie del acero, la tasa de corrosión disminuye ya que se forma una barrera de difusión (Tanupabrungsun et al., 2013, p.8), validando el criterio de decisión con base en la temperatura de cabeza presente en más de un nivel del árbol de decisión neural de la tendencia corrosiva de cabeza.

Hassani et al., (2011), estipularon que la solubilidad del dióxido de carbono (CO_2) en un medio acuoso depende de la temperatura y la concentración de cloruro de sodio (NaCl), lo que implica que al aumentar la concentración en molalidad (m) de cloruro de sodio (NaCl) a una temperatura constante se reduce la solubilidad del dióxido de carbono (CO_2) en el fluido, lo que implica una relación indirecta no considerada en su conjunto por la función de asignación de importancia del algoritmo clasificador y que se detalla en la Figura 3.9, pero presente de manera individual en el árbol de decisión neural.

La cantidad de ácido carbónico disociado en bicarbonatos que actúa como sustancia amortiguadora y el rango de pH pueden modificar el mecanismo de corrosión de la superficie de la tubería en un medio de ácido sulfhídrico, para valores de pH mayores a 8,5; en donde los productos de corrosión favorecen la presencia de cavidades o picaduras (Papavinasam et al., 2002, p.17). Finalmente, la presencia de sulfatos (SO_4^{2-}) aunque de naturaleza poco corrosiva son parte del ciclo del azufre capaz de producir ácido sulfhídrico (H_2S) (Sun et al., 2017, p.85). La interacción de estas especies químicas sustenta la asignación de importancia de los diferentes predictores realizadas por el modelo de árbol de decisión neural y que se presenta en la Figura 3.10.

De forma complementaria, aunque estos predictores fueron evaluados en un inicio por el algoritmo clasificador, la respuesta obtenida fue una suma del proceso interno del algoritmo que tras recibir la información de entrada creó un conjunto de funciones, en las que uno o más predictores pudieron ser empleados para obtener una predicción con el mayor porcentaje de precisión.

Se desarrolló satisfactoriamente el árbol de decisión neural siguiendo la arquitectura propuesta por Lee y Yen (2002) en donde un nodo de decisión puede derivar en una respuesta o la conexión con otros dos nodos en un nivel inferior, pero nunca una respuesta puede sustentarse con base en dos nodos de decisión (Lee y Yen, 2002, p.115).

El modelo generado tuvo una tasa de acierto del 54,82 %. Después, se sometió al algoritmo a un proceso de refinamiento en el cual se eliminaron nodos de decisión

que partían de predictores con información incompleta o que generaban una respuesta no concluyente siguiendo el proceso de mejora estipulado por Roe et al. (2005), de tal manera que la tasa de acierto mejoró hasta alcanzar el 63,97 %. La cantidad de niveles y nodos de decisión requeridos por la red neuronal artificial definitiva al igual que sus características se presentaron en la Tabla 3.11 y el árbol de decisión generado se presentó en la Figura 3.10.

Tras realizar una inspección del árbol de decisión de tendencia corrosiva de cabeza presentado en la Figura 3.8, el nodo de decisión del primer nivel tomó como predictor la temperatura de perforación (TempFo) con el valor mínimo de discernimiento de todos los niveles subsecuentes, el segundo nivel se enfocó a las condiciones de operación de la parte superior del pozo, con un total de dos nodos, el primero la temperatura de cabeza (TempCab) y el segundo la presión de cabeza (PresCab). El tercer nivel presenta tres nodos que enlazan a un nivel inferior y generan una respuesta como lo son el dióxido de carbono gaseoso ($\text{CO}_{2(g)}$), el sodio (Na) y el cloro (Cl), además de un nodo sin salida a la respuesta que usa como criterio de discernimiento la densidad API (API).

El cuarto nivel consta de cinco nodos de decisión, tres de ellos aportan una respuesta a la predicción de tendencia y enlazan a un nivel inferior, tomando como predictores de discernimiento al hierro (Fe), sodio (Na) y calcio (Ca), los dos nodos restantes se enlazan a nodos de decisión en un nivel inferior y usan como predictores de discernimiento la arena productora (ArProd) y el valor de pH a condiciones normales (pH). El quinto nivel tiene a su disposición cinco nodos de decisión, tres de ellos generando sólo respuestas y usando a los predictores de concentración de calcio (Ca), bicarbonatos (Bicar) y temperatura de fondo (TempFo), el resto de nodos genera una respuesta y da paso a un nivel inferior para lo cual se usaron como predictores de discernimiento la temperatura de cabeza (TempCab) y el índice de saturación de cabeza.

El sexto nivel posee tres nodos de decisión, dos de ellos generando una respuesta y enlazando a un nivel inferior los cuales son la presión de fondo (PresFo) y temperatura de cabeza (TempCab), el tercer nodo de decisión utiliza como criterio de discernimiento a nueve tipos de arena productora y enlaza al completo con el

nivel inferior. El séptimo nivel presentó cuatro nodos de decisión, tres de ellos generan una predicción de tendencia utilizando como criterio de discernimiento la concentración en partes por millón de ácido sulfhídrico ($H_2S_{(g)}$) para dos de ellos y el índice de saturación de cabeza (Sic), el nodo restante genera la decisión con base en el valor de densidad API (API) y enlaza a un nivel inferior.

El octavo nivel tuvo un nodo de decisión basado en el porcentaje de dióxido de carbono gaseoso ($CO_{2(g)}$) generando una respuesta y enlazando al nivel siguiente. El noveno nivel generó la respuesta tomando el valor de la presión de cabeza (PresCab) y enlazando a un nivel inferior. El décimo nivel utilizó como criterio de discernimiento a la concentración de sodio (Na) y enlaza al undécimo y nivel final con un nodo de decisión cuyo criterio de discernimiento es la concentración de hierro (Fe).

3.3.3 DESEMPEÑO DE LOS MODELOS DE ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL

El porcentaje de acierto en la predicción para el árbol de decisión neural para la tendencia incrustante de fondo es mayor al de su contraparte dedicado a la tendencia corrosiva de cabeza debido a una disminución de la cantidad de ensayos disponibles para conformar el conjunto de datos de entrenamiento, que afectó sensiblemente la etapa de aprendizaje de la red neural. De igual manera tras observar la Figura 3.4 que menciona la importancia de los predictores de la tendencia incrustante de fondo dentro del algoritmo clasificador y las Tablas 3.2 y 3.3 en donde se hallan la cantidad de información faltante respecto a cada predictor se pudo concluir que mientras menor sea la cantidad de datos ausentes y cuya importancia es relevante dentro de la estructura de la red neural se puede obtener un aprendizaje más sólido y valores más altos en la tasa de predicción.

En contraste, la base de datos dedica a la tendencia corrosiva de cabeza cuyas características están en las Tablas 3.4 y 3.5 muestran una mayor cantidad de ausencia de información en predictores considerados de mayor importancia como

se aprecia en la Figura 3.9, esto pudo generar asaciones de predictor(es)-respuesta poco concluyentes que repercutieron en la calidad del algoritmo clasificador, lo que generó fallos en la calidad de predicción a pesar de someter a la red neural a un proceso de afinamiento, ya que una base de datos con una calidad de información deficiente no puede generar un modelo de árbol de decisión neural con un desempeño deseable.

Al comparar las tasas de acierto de la predicción del modelo de árbol de decisión neural de la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza, tomando en consideración que la primera base de datos tuvo 37 ensayos más que la segunda, y que de la cantidad total de ensayos el 15 % fue separado como conjunto de datos de prueba. Es posible afirmar que un aumento del 8 % de la información contenida en la base de datos para el desarrollo de un árbol de decisión neural (MADN) puede aumentar la tasa de acierto de la predicción en 19,48 %

3.4 VALIDACIÓN EXTERNA DE LA PREDICCIÓN GENERADA POR EL ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN) UTILIZANDO UN PROGRAMA DEDICADO

3.4.1 CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DESDE LA BASE DE DATOS PARA VALIDACIÓN EXTERNA

Tras la clasificación de la base de datos se crearon dos nuevos conjuntos de información con un total de 177 ensayos, 19 predictores y 1 respuesta. Los conjuntos de información se exportaron a una hoja electrónica de Microsoft Excel individual, guardándola bajo la etiqueta C_TendenciaIncrustante.xlsx y C_TendenciaCorrosiva.xlsx, cuyas características se hallan resumidas en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Características de la base de datos filtrada para la validación externa

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Tipo
			Mínimo	Media	Máximo	
Sodio	Na	mg/L	2 643	9 653	47 021	Cuantitativo
Magnesio	Mg		24,0	257,6	7 226,6	
Calcio	Ca		156	1 300	11 528	
Hierro	Fe		1,12	19,50	338,00	
Cloro	Cl		4 940	17 200	92 000	
Sulfato	SO4		2,88	200	825	
Bicarbonatos	Bicar		195,2	597,8	2 769,4	
pH Condiciones normales	pH	---	5,24	6,90	8,25	
CO _{2(gas)}	CO ₂ gas	%	2	12	90	
H ₂ S _(gas)	H ₂ Sgas	ppm	1	10	150	
Densidad API	API	---	17,8	27,6	33,1	
Temperatura de perforación	TempFo	°F	190	233	320	
Temperatura de cabeza	TempCab	°F	94	182	245	
Presión de perforación	PresFo	psia	360	1 447	3 130	
Presión de cabeza	PresCab	psia	10	126	410	
Índice de saturación de fondo	Sif	---	- 228,000	0,417	21,095	
Índice de saturación de cabeza	Sic	---	- 1,500	0,265	2,407	
Arena productora	ArProd	---	BT			Cualitativo
			BT+TI			
			HS+TI			
			TI			

Tabla 3.12. Características de la base de datos filtrada para la validación externa (continuación...)

Predictor	Variable	Unidades	Valor			Tipo
			Mínimo	Media	Máximo	
Arena productora	ArProd	---	TI+TS			Cualitativo
			TI+UI			
			TS			
			TS+TI			
			UI			
			US			
			US+UI			
Respuesta						
Tendencia incrustante de cabeza	TnIF	---	NSPD*			Cualitativo
			LEVE			
			MODERADA			
			SEVERA			
Tendencia corrosiva de cabeza	TnCc	---	LEVE			Cualitativo
			MODERADA			
			SEVERA			

*No se producen depósitos

3.4.2 VALIDACIÓN EXTERNA CON EL PROGRAMA ScaleSoftPitzer™ (French Creek)

3.4.2.1 Tendencia incrustante de fondo

Los resultados de la tasa de acierto de las predicciones de tendencia incrustante para los 40 ensayos que conformaron la base de datos dedicada, tanto para la respuesta generada por el árbol de decisión neural (MADN) como por el programa ScaleSoftPitzer™ se presentan en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13. Tasa de aciertos de la validación externa para la predicción de la tendencia incrustante de fondo

	MADN	ScaleSoftPitzer™
Tasa de acierto (%)	80,00	70,00

Se pudo apreciar que el porcentaje de predicciones correctas realizadas por el árbol de decisión neural se mantuvieron sobre el 80 % y superaron a la predicción realizada por el software externo, lo que implica que, para el análisis de la tendencia incrustante de crudos ecuatorianos, el algoritmo de clasificación generado por la red neuronal artificial tiene una precisión mayor que su contraparte, la cual presentó una tasa de acierto del 70 %. La menor tasa de éxito de las predicciones realizadas por el programa ScaleSoftPitzer™ puede ser adjudicada a que los criterios de clasificación utilizados son una generalización de la tendencia de incrustación en tuberías de extracción de petróleo localizadas en el continente europeo y que dentro de las posibles predicciones de la tendencia incrustante, el programa no contempla la posibilidad de que no se generen depósitos trabajando con tres opciones de respuesta mientras que el algoritmo clasificador del MADN incluye esta cuarta opción, además que el árbol de decisión neural desarrollado está estrechamente ligado a las características del petróleo y condiciones de operación de la industria ecuatoriana.

Se contrastó el número de coincidencias en la predicción realizada entre el árbol de decisión neural y el programa ScaleSoftPitzer™, con un porcentaje de similitud del 55 % lo que implica que en el caso de realizar dos mediciones hipotéticas utilizando el MADN y el programa dedicado en más de la mitad de los casos una respuesta coincidirá y en el resto puede existir una coincidencia completa.

3.4.2.2 Tendencia corrosiva de cabeza

Los resultados de la tasa de acierto de las predicciones de tendencia corrosiva para los 40 ensayos que conformaron la base de datos dedicada, tanto para la respuesta

generada por el árbol de decisión neural (MADN) como por el programa ScaleSoftPitzer™ se presentan en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Tasa de aciertos de la validación externa para la predicción de la tendencia corrosiva de cabeza

	MADN	ScaleSoftPitzer™
Tasa de acierto (%)	45,50	50,00

Se pudo apreciar que las tasas de predicciones correctas realizadas por el árbol de decisión neural obtuvo un acierto del 45,50 % superando la tasa de acierto de la fase de prueba, pero manteniéndose por debajo de la predicción realizada por el software externo, lo que implica que para el análisis de la tendencia corrosiva de crudos ecuatorianos el algoritmo de clasificación generado por la red neuronal artificial tiene una precisión menor que su contraparte, la cual presentó una tasa de acierto del 50,00 %. La mayor tasa de éxito de las predicciones realizadas por el software ScaleSoftPitzer se debe a que los criterios de clasificación utilizados tienen una mejor estructura que la que posee el algoritmo clasificador del modelo de árbol de decisión neural de la tendencia corrosiva en tuberías de extracción de petróleo.

Se contrastó el número de coincidencias en la predicción realizada entre el árbol de decisión neural y el programa ScaleSoftPitzer™, con un porcentaje de similitud del 52,50 % lo que implica que en el caso de hacer dos mediciones hipotéticas utilizando el MADN y el programa dedicado solo se podrá obtener una coincidencia en los resultados en la mitad de las ocasiones.

El mecanismo de predicción al no tratarse de un modelo físico o químico verificable mediante ensayos en laboratorio. Debido a las características de la propuesta de esta investigación obligaron a plantear una metodología de verificación.

El método de validación planteó un método de verificación estadístico, basado en la comprobación de la respuesta generada por el algoritmo clasificador con la respuesta generada por el programa dedicado, con base en una serie de ensayos seleccionados estratégicamente para garantizar la mayor fiabilidad de la respuesta dentro del campo de aplicación de la investigación desarrollada. Este método

consistió en contrastar las respuestas de la implementación del programa sobre una serie de datos de prueba, tras lo cual se examinó la respuesta del software y su comportamiento operacional, lo que permitió comprobar el desempeño y contrastarlo con las especificaciones previamente establecidas.

Mediante el uso de esta metodología se obtuvo un desempeño satisfactorio y que superó al programa dedicado en el caso de las predicciones de la tendencia inconstante de fondo. Además, para las predicciones de la tendencia corrosiva de cabeza hechas por el algoritmo clasificador desarrollado el comportamiento esperado no alcanzó las expectativas planteadas, aunque una inspección del programa generado permite atribuir su deficiencia en el proceso de clasificación a la calidad de datos utilizada para construir el algoritmo clasificador.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El entrenamiento del modelo de árbol de decisión neural requiere de una cantidad masiva de datos de diferentes categorías y condiciones. En esta investigación la exactitud de la predicción generada está ligada estrechamente con la información alimentada de los ensayos, con base en esto es posible aseverar que mientras menos información contengan los ensayos realizados la calidad de predicción será menor y la aparición de asociaciones erróneas entre al par predictor(es)-respuesta aumentarán dentro del algoritmo clasificador disminuyendo la tasa de acierto de la predicción generada.
- El árbol de decisión generado por la red neural artificial es presentado con el fin de brindar una herramienta visual de reconocimiento para una determinada observación facilitando la inspección visual y la obtención de la predicción.
- Para la predicción de la tendencia incrustante de fondo utilizando el árbol de decisión neural (MADN) se pudo asumir que para valores bajos de concentración de sodio e índice de saturación de fondo la tendencia a la formación de depósitos es ninguna o leve.
- Para la predicción de la tendencia incrustante de fondo utilizando el modelo árbol de decisión neural (MADN) conforme la concentración de iones minerales aumenta y el porcentaje de dióxido de carbono gaseoso ($\text{CO}_{2(g)}$) supera el 6 % puede ocurrir una formación de depósitos entre leve y moderada. Finalmente, si la concentración de ácido sulfhídrico gaseoso ($\text{H}_2\text{S}_{(g)}$) aumenta a las 6,5 ppm y la concentración de sodio (Na) alcanza y no supera los 5 179 mg/L la tendencia a formar depósitos minerales se vuelva severa.

- Es posible encontrar mayor formación de depósitos minerales en pozos de extracción que presenten altas tasas de corrosión, debido a que la formación de productos de corrosión estimula la sedimentación de moléculas minerales.
- Para la predicción de la tendencia corrosiva de cabeza utilizando el modelo de árbol de decisión neural (MADN) se pudo observar una relación entre las condiciones de perforación del pozo y el fenómeno de corrosión, observable en el primer nodo de decisión donde se utiliza la temperatura de perforación.
- Para la tendencia incrustante de cabeza las condiciones de operación en la parte superior del pozo condicionan el camino dentro de la estructura del árbol de decisión lo que implica que la corrosión bajo tensión es uno de los mecanismos de pérdida de integridad estructural relevantes dentro del proceso corrosivo de las tuberías.
- La tasa de éxito de predicción de la validación externa del árbol de decisión neural (MADN) para la tendencia incrustante de fondo superó el desempeño del programa dedicado al mismo propósito, en un 10 %. En contraposición, la tasa de éxito de la predicción de la tendencia corrosiva de cabeza fue superada por el programa dedicado por un margen del 4,5 %. Para ambos casos el objeto de estudio fue petróleo y gas extraído dentro del ámbito de la industria petrolera ecuatoriana.
- La diferencia positiva de la tasa de acierto de la tendencia incrustante de fondo al ser validada la ratifican como un mecanismo plausible y complementario para la determinación de la formación de depósitos minerales en tuberías de extracción de crudo en pozos ecuatorianos.
- La proximidad de la tasa de acierto entre el árbol de decisión neural para la tendencia corrosiva de cabeza y el programa dedicado indican que los criterios mediante los cuales se generan la respuesta no se ajustan a las condiciones de operación de la industria petrolera ecuatoriana lo que genera la respuesta errónea, mientras que al algoritmo clasificador se le puede

atribuir su fallo debido a la calidad y cantidad de información suministrada para su generación que no abarca todos los aspectos del fenómeno dentro del ámbito de la extracción de crudo ecuatoriano.

- Las principales ventajas en el uso de modelos de árbol de decisión neural son: i) velocidad: la estimación de las predicciones de tendencia se calcula instantáneamente y es apropiada para la aplicación en tiempo real y ii) economía y simplicidad: reducción de costos operativos y medición en dispositivos.

4.2 RECOMENDACIONES

- Crear y asistir en un proceso de recolección de información de análisis fisicoquímicos y condiciones de operación de tuberías de extracción de petróleo de diferentes pozos con el fin de garantizar la creación de una base de datos de mayor calidad que mejore el proceso de entrenamiento en el desarrollo de modelos de árboles de decisión neural.
- La incompatibilidad de aniones y cationes en el agua empleada en los procesos de extracción es una de las causas principales de la formación de depósitos minerales. Por lo tanto, controlar la salinidad de las aguas de los campos petroleros antes de la inyección de agua juega un papel fundamental en la exploración y producción de petróleo y gas.
- La deposición mineral sobre superficies es un proceso de cristalización, y las estrategias para su prevención y control, ya sea en aspectos críticos o no dentro de la implementación de seguridad en la industria, debe sustentarse en una comprensión del proceso y qué parámetros en la superficie, en la interfaz fluido/superficie y en el fluido a granel afectan a la deposición mineral.

- Se recomienda crear un formato para el ingreso de la información de los análisis fisicoquímicos y condiciones de operación de la extracción de petróleo y gas para agilizar la transcripción de las mediciones y disminuir la aparición de incongruencias generadas para un mismo análisis o medición.
- Se recomienda probar diferentes porcentajes de partición de la base de datos para generar el subconjunto de entrenamiento y el subconjunto de prueba durante el desarrollo de una red neural artificial ya que el fenómeno asociado puede necesitar más información que validación para generar un algoritmo capaz de brindar una respuesta fiable.
- Se recomienda que en la etapa de refinamiento se empiece extrayendo un mínimo de 2 nodos de decisión y se continúe aumentando este número siempre contrastando el porcentaje de predicción, hasta obtener la configuración correcta entre partición de la base de datos y nodos extraídos que entreguen la mayor tasa de acierto de la predicción
- Se alienta a mantener una comunicación con las empresas encargadas de realizar los análisis fisicoquímicos del petróleo y gas y las condiciones de operación para aumentar el tamaño de la base de datos que tras un subsecuente proceso de entrenamiento podría generar redes neuronales artificiales con algoritmos de clasificación más robustos.
- Se debe tomar en cuenta que las redes neuronales artificiales desarrolladas dentro de un computador pueden tener mínimas variaciones cuando son exportadas a otros sistemas operativos.
- Se propone incluir en una investigación futura un criterio de recolección de información más estricto con el fin de disminuir la cantidad de información ausente y prevenir las asociaciones erróneas del algoritmo clasificador durante el proceso de entrenamiento de la red neuronal artificial.
- En una futura investigación complementaria se propone utilizar el esquema del modelo de árbol de decisión neural desarrollado para realizar

predicciones sobre diferentes fenómenos y condiciones de producción dentro de la industria del petróleo y gas.

- Se recomienda examinar con mayor rigurosidad las debilidades y fortalezas de las diferentes etapas del desarrollo de la red neural artificial, así como los factores que influyen en la extracción del gas y petróleo, como son el flujo volumétrico de los fluidos que pasan a través de la tubería y la cantidad medida y calculada de los sólidos disueltos (TSD) presentes en el fluido.

BIBLIOGRAFÍA

1. Abd El Salam Abd El Aleem, F., S. Al-Mutaz, I., y Al-Arifi, A. (2011). Corrosion and Scale Formation Problems in Water Systems. *Sustainable Water and Environmental System*, 1–6.
2. Andrej Krenker, Bešter, J., y Kos, A. (2011). Introduction to the Artificial Neural Networks, In: Suzuki K (ed), *Artificial Neural Networks: Methodological Advances and Biomedical Applications*. *InTech*,
3. ASTM-D1293. (2018). Standard Test Methods for pH of Water. doi: 10.1520/D1293/18
4. ASTM-D2505. (2015). Standard Test Method for Ethylene, Other Hydrocarbons, and Carbon Dioxide in High-Purity Ethylene by Gas Chromatography. doi:10.1520/D2505-88R15
5. ASTM-D2622. (2016). Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry e. doi: 10.1520/D2622-16
6. Attaway, S. (2009). *Matlab: a Practical Introduction to Programming and Problem Solving* (3rd ed.). Boston: Elsevier Inc.
7. Beale, M. H., Hagan, M. T., y Demuth, H. B. (2010). *Neural Network Toolbox™ 7 User's Guide* (11th ed.). Natick: MathWorks.
8. BinMerdhah, A. B., Yassin, A. A. M., y Muherei, M. A. (2010). Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70(1–2), 79–88. doi: 10.1016/j.petrol.2009.10.001
9. Busch, N. A., y Micheli-Tzanakou, E. (2009). *Neural network design: Methodology*. *IJCNN Int Jt Conf Neural Network* (6th ed.). Texas.
10. Chang, R. (2002). *Química General* (7th ed.). Atlampa: McGraw-Hill.
11. Enani, J. (2010). Corrosion control in oil and gas pipeline. *Pipeline and Gas Journal*, 237(3), 1161–1164. Recuperado de <https://www.ijser.org/researchpaper/Corrosion-control-in-oil-and-gas->

pipelines.pdf (noviembre, 2019)

12. Fink, J. (2012). *Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids* (1st ed.). Waltham: Elsevier Inc.
13. Fyfe, C. (2012). *Artificial Neural Networks* (7th ed.). Paisley: University of Paisley.
14. Gollapudi, S. (2016). *Practical Machine Learning. Tackle the real-world complexities of modern machine learning with innovative and cutting-edge techniques*. Packt Publishing (1st ed.). Birmingham: Packt Publishing. doi: 10.1088/1751-8113/44/8/085201
15. Groysman, A. (2017). Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry. *Israeli Society of Chemical Engineers y Chemists*, 61(3), 100–117. doi: 10.1515/kom-2017-0013
16. Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., y Tian Ran, L. (2014). *Offshore pipelines: design, installation, and maintenance*. *Offshore Pipelines*. doi: 10.1016/B978-075067847-6/50061-5
17. Hach. (2014). Iron, total, ferrover method 8008, powder pillows or accuvac ampuls, iron, total, ferrover method 8008, powder pillows or accuvac ampuls, dr300 and pocket colorimeter. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=8008> (noviembre, 2019)
18. Hach. (2015a). Carbon dioxide, digital titrator using sodium hydroxide method 8205. Recuperado de https://www.fondriest.com/pdf/hach_digital_titrator_manual.pdf (noviembre, 2019)
19. Hach. (2015b). Chloride, silver nitrate method 8207. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=8203> (noviembre, 2019)
20. Hach. (2015c). Hardness, calcium, titration method using edta method 8204, digital titrat. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=8204> (noviembre, 2019)

21. Hach. (2015d). Hardness, total, titration using edta method 8213. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=8213> (noviembre, 2019)
22. Hach. (2018a). Alkalinity, phenolphthalein and total alkalinity method 8203. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=8203> (noviembre, 2019)
23. Hach. (2018b). Sulfato, analizadores de sulfato de la serie ez4000: valoración automática en continuo de sulfato en aplicaciones de control de aguas, analizadores de sulfato de la serie ez1000: mediciones colorimétricas en continuo de sulfato en aplicaciones industriale. Recuperado de <https://latam.hach.com/quick.search-download.search.jsa?keywords=sulfato> (noviembre, 2019)
24. Hassani, S., Roberts, K. p., Shirazi, S. A., Shadley, J. R., y Rybicki, E. F. (2011). Flow Loop Study of Chloride Concentration Effect on Erosion, Corrosion and Erosion-Corrosion of carbon Steel in CO₂ Saturated Systems. *One Petro*, (11237), 1–17. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/NACE-11237> (octubre, 2019)
25. Haykin, S. (2008). *Neural Networks a Comprehensive Foundation* (5th ed.). Canada: Pearson Education.
26. Hurwitz, J., Kirsch, D., y Wiley, J. (2018). *Machine Learning. John Wiley y Sons, Inc.* (1st ed.). United States of America: IBM.
27. Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., Sultan, A. S., y Saad, M. A. S. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171(July), 127–139. doi: 10.1016/j.petrol.2018.07.037
28. Kan, A. T., y Tomson, M. B. (2012). Scale prediction for oil and gas production. *SPE Journal*, 17(2), 362–378. doi: 10.2118/132237-PA
29. Kannan, p., Jithinraj, p., y Natesan, M. (2018). Multiphasic inhibition of mild steel corrosion in H₂ S gas environment. *Arabian Journal of Chemistry*, 7(1), 388–404. doi: 10.1016/j.arabjc.2014.10.032
30. Kim, p. (2017). *MATLAB Deep Learning: With Machine Learning, Neural*

Networks and Artificial Intelligence. Library of Congress Control Number (1st ed.). New York: Apress. doi: 10.1007/978-1-4842-2845-6

31. Krose, B., y Smagt, p. Van Der. (2007). *An introduction to Neural Networks* (8th ed.). Amsterdam.
32. Lee, Y. S., y Yen, S.-J. (2002). Neural-based approaches for improving the accuracy of decision trees. *Lecture Notes in Computer Science (Including Subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics)*, 2454 LNCS, 114–123. doi: 10.1007/3-540-46145-0_12
33. Lyons, W. C. (2005). *Standard Handbook of Petroleum e Natural Gas Engineering*. (W. Lyons y G. Plisga, Eds.) (2nd ed.). Burlington: Elsevier Inc.
34. Mackay, B., Jackson, J. E., Melot, D., Scheie, J., y Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 36–51. Recuperado de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish> (noviembre, 2019)
35. Matlab. (2019). Delete neural inputs, layers, and outputs with sizes of zero - MATLAB prune. Recuperado de https://www.mathworks.com/help/deeplearning/ref/prune.html?searchHighlight=pruneys_tid=doc_srchtile (octubre, 2019)
36. Naili. K. (2010). Corrosion and its Mitigation in the Oil y Gas Industry – An Overview. *Petromin Pipeliner*, 10–16. Recuperado de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118162569.app6> (octubre, 2019)
37. Nelson, L., y Avijit, D. (2004). *Tratamiento de vertidos industriales y peligrosos* (5th ed.). Madrid: DiazdeSantos.
38. Neville, A. (2012). Surface scaling in the oil and gas sector: Understanding the process and means of management. *Energy and Fuels*, 26(7), 4158–4166. doi: 10.1021/ef300351w
39. Nilsson, N. J. (2005). *Introduction to Machine Learning An Early Draft of A Proposed* (1st ed.). Stanford.

40. Olajire, A. A. (2015). A review of oilfield scale management technology for oil and gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 723–737. doi: 10.1016/j.petrol.2015.09.011
41. Papavinasam, S., Doiron, A., Li, J., Park, D.-Y., y Liu, p. (2002). Sour and sweet corrosion of carbon steel: general or pitting or localized or all of the above? *One Petro*, 4(2), 111–116. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/NACE-10332> (noviembre, 2019)
42. Pei, G., Wang, C., y Liu, L. (2014). Experimental study on the cause of inorganic scale formation in the water injection pipeline of tarim oilfield. *Journal of Chemistry*, 2014, 1–4. doi: 10.1155/2014/619834
43. Peng, C. Y., Ferguson, J. F., y Korshin, G. V. (2013). Effects of chloride, sulfate and natural organic matter (NOM) on the accumulation and release of trace-level inorganic contaminants from corroding iron. *Water Research*, 47(14), 5257–5269. doi: 10.1016/j.watres.2013.06.004
44. Popoola, L. T., Grema, A. S., Latinwo, G. K., Gutti, B., y Balogun, A. S. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4(1), 1–15. doi: 10.1186/2228-5547-4-35
45. Prabha, S., Rathish, R., Dorothy, R., Brindha, G., Pandiarajan, M., Al-Hashem, A., y Rajendran, S. (2014). Corrosion problems in petroleum industry and their solution. *European chemistry*, 3, 300–307. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/260383261_CORROSION_PROBLEMS_IN_PETROLEUM_INDUSTRY_AND_THEIR_SOLUTION_S_Santhaana_Prabhaa_R_Joseph_Rathishb_R_Dorothyb_GBrindhac_M_Pandiarajand_Abdulameed_Al-Hasheme_and_SRajendran (noviembre, 2019)
46. Raiger lustman, L., y López, N. (2009). Los biosurfactantes y la industria petrolera. *Química Viva*, 3(3), 146–161. Recuperado de www.quimicaviva.qb.fcen.uba.ar%0ARevista (noviembre, 2019)
47. Roe, B. p., Yang, H. J., Zhu, J., Liu, Y., Stancu, I., y McGregor, G. (2005). Boosted decision trees as an alternative to artificial neural networks for

- particle identification. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research, Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment*, 543(2–3), 577–584. doi: 10.1016/j.nima.2004.12.018
48. Sandrine, p., Laurent, A., y Vuataz, F.-D. (2007). Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems. *Deep Heat Mining Association*, (28), 1–32. Recuperado de http://www.researchgate.net/profile/Laurent_Andre/publication/242777466_Review_on_chemical_stimulation_techniques_in_oil_industry_and_applications_to_geothermal_systems/links/5490202c0cf214269f26552d.pdf (diciembre, 2019)
49. Shalev-Shwartz, S., y Ben-David, S. (2014). *Understanding machine learning: From theory to algorithms. Understanding Machine Learning: From Theory to Algorithms* (1st ed., Vol. 9781107057). Cambridge: Cambridge University Press.
50. Silvia, D., y Fundora, G. (2014). Fundamentos de la Corrosión y Protección de Metales. *Revista de La Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez,”* 117. Recuperado de https://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/fcm12_2.html (noviembre, 2019)
51. Smola, A., y Vishwanathan, S. (2009). *Introduction to Machine Learning. University Press, Cambridge* (1st ed., Vol. I). Cambridge: Cambridge University Press.
52. Sun, F., Ren, S., Li, Z., Liu, Z., Li, X., y Du, C. (2017). Comparative study on the stress corrosion cracking of X70 pipeline steel in simulated shallow and deep sea environments. *Materials Science and Engineering A*, 685(October 2016), 145–153. doi: 10.1016/j.msea.2016.12.118
53. Sun, W. (2006). *Kinetics of iron carbonate and iron sulfide scale formation in co2/h2s corrosion. Transportation*. Russ College of Engineering and Technology of Ohio University
54. Tanupabrungsun, T., Brown, B., y Nescic, S. (2013). Effect of pH on CO2

- corrosion of mild steel at elevated temperatures. *NACE - International Corrosion Conference Series*, (2348), 1–11. Recuperado de http://www.icmt.ohio.edu/documents/NACE2013/NACE2013-Paper%202348_Tanupabrungsun.pdf (noviembre, 2019)
55. Unueroh, U., Omonria, G., Efosa, O., y Awotunde, M. (2016). Pipeline Corrosion Control in Oil and Gas Industry: a Case Study of Nnpc/Ppmc System 2a Pipeline. *Nigerian Journal of Technology*, 35(2), 1161-1164. doi: 10.4314/njt.v35i2.11
56. Vallejo, M. L. (2011). *Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros*. Instituto Politécnico Nacional de México.
57. Vázquez, M. (2018). *La Corrosión. El peor de los villanos cuando dominan los metales. Tecnología industrial II* (1st ed.). Mar del Plata: Universidad Nacional de Mar del Plata.
58. Veelenturf, L. (2008). *Analysis and Applications of Artificial Neural Networks* (5th ed.). London: Prentice Hall.
59. Viñuela, p., y Galván León, I. (2009). *Redes de Neuronas Artificiales. Un enfoque práctico* (4th ed.). Madrid.
60. York, J. D., y Firoozabadi, A. (2009). Effect of brine on hydrate antiagglomeration. *Energy and Fuels*, 23(6), 2937–2946. doi: 10.1021/ef800937p
61. Zerpa, L. (2013). *A practical model to predict gas hydrate formation, dissociation and transportability in oil and gas flowlines*. Colorado School of Mines.
62. Zheng, H., y Pu, C. (2019). Comprehensive Research of Scaling Prediction for Gas Reservoir Fluid considering Phase State. *Geofluids*, 2019(1), 1–13. doi: 10.1155/2019/5067345

ANEXOS

ANEXO I

ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN DE TUBERÍAS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

Se detallan en su formato original la información de los análisis fisicoquímicos del petróleo y gas; y condiciones de operación del proceso de extracción, cedida por las empresas de servicios petroleros.

AI.1. INFORMACIÓN CEDIDA POR INTEROC

Las Figuras AI.1, AI.2 y AI.3 se presenta la información recolectada de la estación central de Sushufindi, donde se detalla la localización y pozo de su procedencia.

Fecha:			3-Mar-H	7-Mar-H	7-Mar-H	3-Mar-H	3-Mar-H	10-Mar-H	3-Mar-H	10-Mar-H	10-Mar-H	10-Mar-H	
Ingeniero	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	
Pozo:	SHS-008TS	SHS-019TI-TS	SHS-42B TI	SHS-072US	SHS-73US	SHS-074TI-TS	SHS-077TI-II	SHS-00US-II	SHS-01TI	SHS-09UI	SHSE-12BUI	SHSE-04UI	
Localización	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	SHS-CENTRAL	
Campo:	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	
Na ⁺	(mg/l)*	PENDIENTE	PENDIENTE	7,389	POZO CON	28,132	5,882	POZO EN VO	POZO CON	6,505	21,070	22,094	9,757
Mg ²⁺	(mg/l)	ANALISIS	ANALISIS	245	BAJO BSV	559	131		BAJO BSV	136	486	389	170
Ca ²⁺	(mg/l)	POR TORRE EN	POR TORRE EN	976		4640	728			504	3200	3960	1400
Ba ²⁺	(mg/l)	LOCACIÓN	LOCACIÓN	0		0				0	0	0	0
Total Fe	(mg/l)			7		7,75	4			8	3	7,75	1,25
Cl ⁻	(mg/l)			12900		52600	9640			10350	39250	42000	17450
SO ₄ ²⁻	(mg/l)			195		195	210			170	5	75	75
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)			1293		817	1647			1476	610	342	995
Ácidos carbonílicos	(mg/l)			260		163	229			205	140	180	68
TDS (Calculado)	(mg/l)*			24,822		87,025	18,885			19,788	64,776	68,939	30,009
TDS (Medido)	(mg/l)*			20,200		78,800	15,000			17,200	54,210	58,170	25,970
pH Condiciones Normales	---			6,13		6,41	6,44			6,40	6,33	6,09	6,59
CO ₂ Gas	(%)			33		5	80			36	6	6	5
CO ₂ Agua	(mg/l)			530		720	530			330	120	275	350
H ₂ S Gas	(ppm)			36		9	14			15	5	8	5
H ₂ S Agua	(mg/l)			0,1		0	0,2			0,1	0	0	0
Gas/Día	(MSCFPD)			534		143	492			503	182	42	106
DH/Día	(BOPD)			139		326,2	525			274	720,72	340,66	359,1
Agua/Día	(BVPD)			1247		1304,8	3513			2468	203,28	2755,44	270,9
Arena Productora	ARENA			TI		US	TI-TS			TI	UI	UI	UI
Densidad API	API			30,7		26,6	27,8			29,8	26,6	32	26,4
Temperatura de Perforación	(F)			220		220	220			220	220	220	220
Temperatura de Intake o Surveyor	(F)			217		215,1	224			215,5	211	215	216
Temperatura de cabeza	(F)			160		176	188			166	128	170	142
Presión de Perforación	(psia)			2500		2000	2500			2500	2000	2000	2000
Presión de Intake o Surveyor	(psia)			1386		850	1263			1432	468	1589	700
Presión de cabeza	(psia)			100		300	210			220	80	85	82
Índice de saturación perforación	SI			-0,42		0,4	0,07			-0,26	1,55	0,12	0,27
Potencial de deposición perforación	PTB			0		57	26			0	113	7	62
Índice de saturación intake	SI			-0,22		0,59	0,31			-0,87	1,51	0,11	0,54
Potencial de deposición intake	PTB			0		75	101			0	112	6	108
Índice de saturación cabeza	SI			0,26		0,6	0,58			0,08	0,94	0,2	0,65
Potencial de deposición cabeza	PTB			72		75	166			23	89	10	122
Tendencia Inerstante perforación	-----	N/A	N/A	N/A	N/A	LEVE	LEVE	N/A	N/A	N/A	MODERADA	LEVE	LEVE
Tendencia Inerstante intake	-----	N/A	N/A	N/A	N/A	LEVE	MODERADA	N/A	N/A	N/A	MODERADA	LEVE	MODERADA
Tendencia Inerstante cabeza	-----	N/A	N/A	LEVE	N/A	LEVE	MODERADA	N/A	N/A	LEVE	LEVE	LEVE	MODERADA

Figura AI.1. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 1 al 12)

19-Mar-14	19-Mar-14	19-Mar-14	19-Mar-14	7-Mar-14	7-Mar-14	7-Mar-14	7-Mar-14	19-Mar-14	19-Mar-14	10-Mar-14	19-Mar-14	7-Mar-14
INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC
SHSF-138UI	SHSF-140TI	SHSF-141UI	SHSF-191TI	SHSG-188UI	SHSG-195UI	SHSG-160TI	SHSG-189UI	SHSL-191TI	SHSL-134UI	SHSL-162US	SHSL-164UI	SHSL-166TI
SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH
PENDIENTE	PENDIENTE	PENDIENTE	PENDIENTE	34.815	32.485	POZO CON	POZO CON	8.114	23.829	POZO EN VO	7.795	3.587
ANALISIS	ANALISIS	ANALISIS	ANALISIS	957	797	BAJO BSV	BAJO BSV	156	399		122	88
POR TORRE EN LOCACIÓN	POR TORRE EN LOCACIÓN	POR TORRE EN LOCACIÓN	POR TORRE EN LOCACIÓN	5144	6488			664	4704		952	292
				0	0			0	0		0	0
				128	38.25			5.25	22		70.8	15
				65900	63500			13500	45900		13700	5900
				135	50			160	100		65	110
				555	915			927	537		634	732
				215	190			190	109		132	120
				106.979	104.162			23.951	75.656		23.468	10.953
				96.400	91500			20.300	62.810		19.830	9.830
				6.44	6.54			6.3	6.24		6.65	6.71
				5	4			25	6		7	6
				760	570			400	390		520	720
				5	5			13	4		2	9
				0	0			0.1	0		0	0.3
				1907	198			194	86		45	257
				69.6	9912			342.72	286.8		24.6	893.2
				162.4	424.8			1789.28	1147.2		221.4	1876.8
				UI	UI			TI	UI		UI	TI
				30.9	23.8			28.3	21.1		17.1	33.2
				220	220			220	220		220	220
				219.9	214.5			227	218		214	214.9
				97	147			172	195		147	163
				2000	2000			2500	2000		2000	2500
				1622.2	1625.6			1096	1172		1165	998.4
				90	80			145	140		180	200
				-1.57	-0.27			-0.33	0.33		-0.09	-0.14
				0	0			0	40		0	0
				-1.47	-0.25			-0.05	0.44		0.03	0.01
				0	0			0	51		5	1
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A			N/A	LEVE		N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A			N/A	LEVE		LEVE	LEVE
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	LEVE			LEVE	LEVE		LEVE	N/A

Figura AI.2. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 12 al 25)

10-Mar-14	10-Mar-14
INTEROC	INTEROC
SHSU-065US	SHSV-90UI-US
SHS-CENTRAL BL-57SH	SHS-CENTRAL BL-57SH
POZO CON	32.733
BAJO BSV	486
	6400
	0
	40
	63000
	93
	397
	195
	103.206
	90.250
	6.54
	7
	320
	15
	0
	50
	108
	432
	UI-US
	27
	220
	215
	150
	2000
	318
	40
	0.43
	35
	0.61
	44
	LEVE
	LEVE
	LEVE

c)

Figura AI.3. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 26 al 27)

En las Figuras AI.4 y AI.5 se presenta la información recolectada de la estación Aguarico de Sushufindi, donde se detalla la localización y pozo de su procedencia.

Fecha :	24-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14	8-Mar-14	8-Mar-14
Ingeniero	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC
Pozo :	AGR-00IUI	AGRA-03IUI	AGRA-11IUI	AGRA-12IUI	AGRA-13IUS	AGRA-16US	AGRB-14II	AGRC-18UI	AGRC-46UI	
Locación	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO
Campo :	BL-57SH	BL-57SH	B57	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH
Na ⁺	(mg/l)*	PENDIENTE	34.818	34.023	33.018	31.690	POZO CON	6.212	40.170	38.518
Mg ⁺⁺	(mg/l)	ANALISIS	462	851	1157	729	BAJO BSW	87	1169	1604
Ca ⁺⁺	(mg/l)		7120	7240	6496	6080		960	7736	8264
Ba ⁺⁺	(mg/l)		0	0	0	0		0	0	0
Total Fe	(mg/l)		29.5	39.5	40.75	38.5		23.75	70.25	41.5
Cl	(mg/l)		67500	67750	65500	61500		10800	78550	78400
SO ₄ ²⁻	(mg/l)		55	20	135	65		75	170	75
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)		300	134	464	488		1208	830	586
Ácidos carboxílicos	(mg/l)		107	99	112	98		218	140	137
TDS (Calculado)	(mg/l)*		110.388	110.056	106.879	100.781		20.251	129.161	127.810
TDS (Medido)	(mg/l)*		94.812	96.360	91.314	86.320		17.543	116.300	115.200
pH Condiciones Normales			6.11	6.68	6.52	6.18		6.15	5.89	5.97
CO ₂ Gas	(%)		20	10	9	10		55	5	10
CO ₂ Agua	(mg/l)		290	260	680	270		300	1100	1260
H ₂ S Gas	(ppm)		8	6	6	2		14	3	6
H ₂ S Agua	(mg/l)		0	0	0	0		0.2	0	0
Gas/Día	(MBCFPD)		154	312	221	152		100	84	543
Oil/Día	(BOPD)		287	395	1377	280.5		423	346.41	2043.56
Agua/Día	(BWPD)		669	446	153	50		319	936.59	1012.64
Área Productora	ARENA		UI	UI	UI	US		UI	UI	UI
Densidad API	* API		24.6	25.7	23.6	24		29.8	23	27.8
Temperatura de Perforación	(°F)		220	220	220	220		220	220	220
Temperatura de Intake o Surveyor	(°F)		215	235	228	220		229	226.8	229.1
Temperatura de cabeza	(°F)		140	156	146	112		120	167	136
Presión de Perforación	(psia)		2000	2000	2000	2000		2500	2000	2000
Presión de Intake o Surveyor	(psia)		974	1605	960	574		993	1001.5	1356.3
Presión de cabeza	(psia)		96	150	145	150		120	100	175
Índice de saturación perforación	SI		-0.14	-0.036	0.52	0.01		-0.08	0.41	0.18
Potencial de deposición perforación	PTB		0	0	48	1		0	81	28
Índice de saturación intake	SI		0.03	-0.21	0.74	0.44		0.13	0.53	0.34
Potencial de deposición intake	PTB		2	0	62	47		38	96	47
Índice de saturación cabeza	SI		0.24	-0.01	0.74	0.07		-0.18	0.86	0.32
Potencial de deposición cabeza	PTB		14	0	59	25		0	128	42
Tendencia Incrustante perforación	-----		N/A	N/A	LEVE	LEVE		N/A	LEVE	LEVE
Tendencia Incrustante intake	-----		LEVE	N/A	LEVE	LEVE		LEVE	LEVE	LEVE
Tendencia Incrustante cabeza	-----		LEVE	N/A	LEVE	LEVE		N/A	MODERADA	LEVE

Figura AI.4. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 1 al 9)

	15-Mar-14	15-Mar-14			23-Mar-14	23-Mar-14	23-Mar-14
INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC
ACRC-047HS1UI	ACRD-20UI	ACRD-34UI	AGRE-023US	AGRF-039UI	ACRF-44UI	ACRG-05BUI	ACRG-40UI
SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO	SHS-AGUARICO
BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH
POZO EN WO	28,254	33,030	POZO CON	PENDIENTE	35,300	31,476	37,279
	486	851	BAJO BSW	ANALISIS	365	865	510
	4760	6480		POR TORRE EN	6920	6096	7080
	0	0		LOCACIÓN	0	0	0
	49.3	6.25			36.5	30.5	42.5
	53150	64350			67500	61650	71350
	75	275			105	130	40
	488	671			427	305	366
	51	166			94	105	119
	87,358	106,031			110,788	100,485	116,763
	73,290	89,520			96,710	89,320	101,214
	6.54	6			6.24	6.75	6.22
	5	8			8	10	18
	380	470			280	360	380
	3	8			8	5	2
	0	0			0	0	0.7
	331	110			456	192	421
	1612.8	887.64			1453	1778	1621
	179.2	1388.36			1638	1236	1223
	UI	UI			UI	UI	UI
	29.2	27.5			28	27.1	27
	220	220			220	220	220
	226	235			222	222	223
	160	138			172	160	152
	2000	2000			2000	2000	2000
	1791	797			1697	1757	2033
	180	200			140	195	140
	46	0.45			0.22	0.72	0.13
	53	63			23	33	11
	0.53	0.63			0.28	0.74	0.14
	58	82			28	34	12
	0.72	0.28			0.7	0.75	0.43
	71	42			54	34	29
N/A	LEVE	LEVE	N/A	N/A	LEVE	LEVE	LEVE
N/A	LEVE	LEVE	N/A	N/A	LEVE	LEVE	LEVE
N/A	LEVE	LEVE	N/A	N/A	LEVE	LEVE	LEVE

Figura AI.5. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo central (Ensayos del 10 al 17)

En la Figura AI.6 y AI.7 se presenta la información recolectada de la estación Drago de Sushufindi, donde se detalla la localización y pozo de su procedencia.

En la Figura AI.8 se presenta la información recolectada de la estación Suroeste de Sushufindi, donde se detalla la localización y pozo de su procedencia.

Fecha :	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14
Ingeniero	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC
Pozo:	SHS-241T-TS	SHS-201T-TS	SHS-301U	SHS-110U	SHS-120U	SHS-180U	SHS-1250U	SHS-270U	SHS-311I	SHS-351T-TS	SHS-341U	
Localización	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE	SHS-SUROESTE
Campo:	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH
Na ⁺	(mg/l)	2,650	2,473	21,389	31,767	30,827	32,840	POZO COM	31,128	2,523	5,731	22,660
Mg ²⁺	(mg/l)	182	385	894	894	812	505	BAJO BVS	630	73	207	1361
Ca ²⁺	(mg/l)	660	520	4380	5328	5344	6440		5904	680	720	4480
Ba ²⁺	(mg/l)	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0
Total Fe	(mg/l)	0.75	3.25	22.8	9.75	13.25	5		5.25	3.75	10.75	315
Cl ⁻	(mg/l)	4350	4360	42500	61750	62000	62340		60900	4500	10000	46600
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	140	120	75	90	90	75		125	125	200	200
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1440	1403	305	598	451	888		561	1208	1038	268
Ácidos carbonílicos	(mg/l)	175	189	98	80	105	84		106	143	28	85
TDS (Calculado)	(mg/l)	10,141	10,233	63,586	101,250	98,513	104,215		98,661	9,567	18,468	75,649
TDS (Medido)	(mg/l)	8,620	8,720	60,440	85,650	82,320	87,410		83,600	8,120	15,790	67,260
pH Condiciones Normales	---	6.91	6.62	6.33	6.2	6.04	6.2		6.35	6.66	6.37	6.24
CO ₂ Gas	(%)	32	35						3	32	10	8
CO ₂ Agua	(mg/l)	160	130	320	760	360	720		300	440	220	280
H ₂ S Gas	(ppm)	20	10	10	7	10	3		0	10	4	15
H ₂ S Agua	(mg/l)	0.1	0	0	0.3	0.1	0.1		0	0	0	0.1
Gas/Día	(MSCFPD)	194	70	136	160	50	140		0	124	242	55
Dil/Día	(BOPD)	152	128	571	5511	319.2	1665.1		278.88	1816	426.4	231.36
Agua/Día	(BVPD)	1761	1465	571	1285.9	1808.8	549.9		219.12	1634.4	2852.6	2680.64
Área Productora	ARENA	Ti-TS	Ti-TS	Ui	Ui	Ui	Ui		Ui	Ti	Ti-TS	Ui
Densidad API	API	27.4	30.4	16.4	15.1	15.8	17.7		17.6	30.2	28.2	25.4
Temperatura de Perforación	(F)	220	220						220	220	220	220
Temperatura de Intake o Survey	(F)	218	221	210	227	218	223		225	214	218	214
Temperatura de cabeza	(F)	170	168	160	165	163	121		118	142	178	180
Presión de Perforación	(psia)	2500	2500							2500	2500	2000
Presión de Intake o Survey	(psia)	1723	1739	1397	1086	1093	971		1181	1555	1536	1768
Presión de cabeza	(psia)	50	75	60	150	110	100		10	70	290	70
Índice de saturación perforación	SI	0.6	0.42	-0.88	0.28	0.3	0.77		1.72	0.3	-0.02	0.16
Potencial de deposición perforación	PTB	161	104	0	42	30	165		110	75	0	9
Índice de saturación intake	SI	0.68	0.5	-0.05	0.48	0.32	0.85		1.77	0.38	0.08	0.13
Potencial de deposición intake	PTB	166	122	0	67	33	186		111	32	21	7
Índice de saturación cabeza	SI	1.45	0.88	0.59	0.88	0.55	0.77		1.18	0.65	0.2	0.55
Potencial de deposición cabeza	PTB	267	186	30	82	47	162		91	138	52	25
Tendencia Incrustante perforación	-----	MODERADA	MODERADA	N/A	LEVE	LEVE	MODERADA		MODERADA	LEVE	N/A	LEVE
Tendencia Incrustante intake	-----	MODERADA	MODERADA	N/A	LEVE	LEVE	MODERADA		MODERADA	LEVE	LEVE	LEVE
Tendencia Incrustante cabeza	-----	SEVERA	MODERADA	LEVE	LEVE	LEVE	MODERADA		LEVE	MODERADA	LEVE	LEVE

Figura AI.8. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Suroeste

En la Figura AI.9 se presenta la información recolectada de la estación Sur de Sushufindi, donde se detalla la localización y pozo de su procedencia.

Fecha :	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14	10-Mar-14
Ingeniero	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC	INTEROC
Pozo:	SHS-221I	SHS-471I	SHS-711I	SHS-711I	SHS-820U-105	SHS-821T-5	SHS-911I	SHS-911I	SHS-911I	SHS-1041I	SHS-1224U	SHS-1211I	SHS-1831I	SHS-1831I
Localización	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR	SHS-SUR
Campo:	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH	BL-57SH
Na ⁺	(mg/l)	7,316	2,076	2,343	6,096	29,845	5,890	4,335	3,781	2,639	25,513	6,553	2,812	6,138
Mg ²⁺	(mg/l)	267	170	112	413	875	184	282	128	972	146	122	243	97
Ca ²⁺	(mg/l)	800	600	488	880	3560	880	800	320	360	5200	1080	1120	1040
Ba ²⁺	(mg/l)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Fe	(mg/l)	8.75	6.5	5.5	27	28	5	16.25	37.25	10	29.25	5.25	10.75	2.5
Cl ⁻	(mg/l)	13900	4000	4590	14400	54900	10750	9090	6090	6090	4900	5100	1750	1050
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	200	90	75	225	175	140	250	35	430	190	80	120	25
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1330	1220	439	1220	366	525	1220	1029	1220	464	1038	1464	1183
Ácidos carbonílicos	(mg/l)	161	160	210	210	69	180	270	172	186	280	102	39	57
TDS (Calculado)	(mg/l)	24,538	8,406	8,032	25,838	89,607	16,422	16,827	11,734	9,286	83,441	21,798	11,928	20,861
TDS (Medido)	(mg/l)	20,940	7,390	6,890	21,640	77,640	15,320	14,250	9,370	7,330	70,430	18,230	9,330	17,340
pH Condiciones Normales	---	6.4	6.55	6.66	6.3	6.11	6.7	6.86	6.6	6.61	6.33	6.06	6.8	6.61
CO ₂ Gas	(%)	33	32	22	20	5	20	32	32	30	10	15	28	20
CO ₂ Agua	(mg/l)	510	370	430	300	200	130	110	220	250	340	140	300	200
H ₂ S Gas	(ppm)	15	15	10	12	5	8	12	10	16	5	2	10	10
H ₂ S Agua	(mg/l)	0.1	0.1	0	0.1	0	0	0	0	0.2	0	0.1	0.1	0.1
Gas/Día	(MSCFPD)	97	280	860	230	278	30	90	68	226	45	82	100	404
Dil/Día	(BOPD)	348	328.8	411.84	638.4	880.8	470.72	222.88	125.2	44.48	869	376.8	339.04	846.08
Agua/Día	(BVPD)	2952	2959.2	1480.16	2653.6	1212	547.28	573.12	116.8	511.62	711	2195.2	964.36	1797.92
Área Productora	ARENA	Ti	Ti	Ti	Ti	U4US	Ti-TS	Ti	Ti	Ui	Ui	Ti	Ti	Ti
Densidad API	API	26.4	28.9	31	26.6	28.9	23.4	28.9	28.6	31.1	19.4	28.4	21.7	31.6
Temperatura de Perforación	(F)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Temperatura de Intake o Survey	(F)	218	215	218	217	215	220	226	212	217	218	212	214	213
Temperatura de cabeza	(F)	140	172	140	140	146	180	142	185	174	185	178	178	164
Presión de Perforación	(psia)	2500	2500	2500	2500	2000	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Presión de Intake o Survey	(psia)	1655	1440	1873	1873	947	1341	127	1680	1847	837	1325	1676	1407
Presión de cabeza	(psia)	98	140	150	150	55	145	98	50	48	105	70	70	145
Índice de saturación perforación	SI	0.18	0.33	-0.50	-0.2	-0.41	-0.15	0.00	0.19	-0.43	0.28	-0.35	0.45	-0.32
Potencial de deposición perforación	PTB	51	81	0	0	0	0	105	39	0	16	0	144	0
Índice de saturación intake	SI	0.35	0.33	-0.26	0.0	-0.12	0.16	0.52	0.39	-0.36	0.44	-0.12	0.67	-0.04
Potencial de deposición intake	PTB	33	81	0	0	0	16	114	75	0	25	0	186	0
Índice de saturación cabeza	SI	0.34	0.63	-0.33	0.2	0.29	0.39	0.45	0.77	0.52	0.43	0.5	1.22	0.42
Potencial de deposición cabeza	PTB	91	135	0	7.0	23	33	38	131	99	22	83	283	111
Tendencia Incrustante perforación	-----	LEVE	LEVE	N/A	N/A	N/A	N/A	LEVE	LEVE	N/A	LEVE	N/A	MODERADA	N/A
Tendencia Incrustante intake	-----	LEVE	LEVE	N/A	N/A	N/A	N/A	LEVE	MODERADA	N/A	LEVE	N/A	MODERADA	N/A
Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	MODERADA	N/A	LEVE	LEVE	LEVE	LEVE	MODERADA	LEVE	LEVE	LEVE	SEVERA	MODERADA

Figura AI.9. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de estación Shushufindi, campo Sur

AI.2. INFORMACIÓN CEDIDA POR TECPETROL S.A.

En las Figuras AI.10 hasta AI.33 se presenta la información recolectada del bloque petrolero 21, en los que se detalla los análisis fisicoquímicos y condiciones de operación.

Fecha:	Unidad	28-Jun-13	8-Jul-13	13-Jul-13	13-Jul-13	21-Jul-13	22-Jul-13	4-Aug-13	4-Aug-13	5-Aug-13	12-Aug-13	14-Aug-13	19-Aug-13	20-Aug-13	20-Aug-13
Pozo:		AXX-102	AXX-103	AXX-104	AXX-105	AXX-106	AXX-107	AXX-108	AXX-109	AXX-110	AXX-111	AXX-112	AXX-113	AXX-114	AXX-115
Na ⁺	(mg/l)*	12200	6363	4928	45280	11681	19783	18235	17744	5121	7863	24204	15374	10276	19007
Mg ²⁺	(mg/l)	168.0	124.8	144.0	1272.0	388.8	374.4	398.4	297.6	96.0	129.6	744.0	408.0	288.0	984.0
Ca ²⁺	(mg/l)	1216	1192	552	11280	1296	2792	2280	2304	304	744	3480	1920	1528	3320
Ba ²⁺	(mg/l)														
Fe ²⁺	(mg/l)	6.37	128.5	9.25	177	79	16.1	21.25	15.5	5.75	51.25	28.25	11.25	225	21.75
Cl	(mg/l)	21050	11250	7700	93450	20600	36000	32950	31750	7650	12850	45000	27750	19350	37650
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	125	262	420	120	225	300	75	150	335	200	350	350	150	200
Bicarbonatos	mg/l HCO ₃	549.0	1732.4	1720.2	366.0	1342.0	585.6	585.6	805.2	1415.2	1525.0	756.4	524.6	378.2	524.6
Ácidos carboxílicos															
TDS (calculado)	(mg/l)*														
TDS (medido)	(mg/l)*														
pH (st. c.)	---	6.92	7.1	7.5	7	7	7	7	7	8	7.5	6.7	7.85	7	7.42
CO ₂ gas	(%)	8	30	5	10	55	16	15	24	56	24	9	5	4	3
CO ₂ agua	(mg/l)														
H ₂ S gas	(ppm)	15	6		2	6	1	10	20	21	10	6	8	12	18
H ₂ S agua	(mg/l)														
Arena productora		UI	UI	TI	UI	UI	UI	UI	UI	T	T	UI	UI	UI	UI
Densidad API	* API	27.0													
Temp. de fondo	(°F)	244	220	220	230	225	232	233	230	240	262	235	230	230	225
Temp. de cabeza	(°F)	187	112	185	198	109	138	153	185	202	167	187	183	114	143
Press. de fondo	(psia)	2593	875	1305	2303	813	832	1123	1694	1861	1507	1887	1565	900	1762
Press. de Intake o Surveyvor	(psia)														
Press. de cabeza	(psia)	70	70	108	150	50	200	80	70	178	80	205	100	130	68
IS - índice de saturación fondo	SI	0.539	0.763	2.779	0.964	0.223	0.168	0.142	0.253	0.002	0.926	0.890	0.478	0.271	0.888
IS - índice de saturación cabeza	SI	0.598	0.098	2.414	1.224	-0.492	-0.662	-0.098	0.530	0.195	0.593	0.711	0.619	-0.684	0.594
Tendencia incrustante fondo	---	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	LEVE	LEVE	MODERADA	NSPD	SEVERA	SEVERA	MODERADA	LEVE	MODERADA
Corrosividad en cabeza	---	BAJA	ND	BAJA	ALTA	BAJA	ND	BAJA	MODERADA	BAJA	ND	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA

Figura AI.10. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 1 al 14)

20-Aug-13	20-Aug-13	20-Aug-13	23-Aug-13	20-Aug-13	23-Aug-13	24-Aug-13	24-Aug-13	24-Aug-13	24-Aug-13	24-Aug-13	8-Sep-13	14-Sep-13	15-Sep-13	16-Sep-13	18-Sep-13	18-Sep-13
AXX-116	AXX-117	AXX-118	AXX-119	AXX-120	AXX-121	AXX-122	AXX-123	AXX-124	AXX-125	AXX-126	AXX-127	AXX-128	AXX-129	AXX-130	AXX-131	
19799	20040	16305	4860	10626	12823	17074	43042	9229	25733	7306	12632	4306	5312	17375	15871	
816.0	816.0	912.0	237.6	648.0	840.0	720.0	1440.0	720.0	912.0	134.4	331.2	96.0	81.6	816.0	792.0	
3280	3760	2650	568	2160	2560	3920	8800	1520	4360	856	1960	208	504	2920	2480	
24.75	27.75	25.25	0.5	18.75	26	22.62	35	8.75	29.5	11.25	38.5	6	12.5	76.5	46.25	
38400	39500	31500	7550	21500	26250	35000	89900	18300	49600	12350	23600	6450	7300	34850	30750	
125	200	225	600	450	350	250	125	475	375	300	75	500	675	75	250	
463.6	585.6	438.2	1744.6	524.6	512.4	390.4	390.4	683.2	402.6	1061.4	536.8	1183.4	2647.4	549.0	536.8	
7.15	7.12	7.04	7.23	7.23	7.2	6.83	6.65	7.35	6.99	7.9	6.57	7.66	6.7	6.61	6.85	
38	8	3	90	5	5	4	5	6	4	22	20	1	90	3	8	
4	20	10	19	12	22	15	30	12	28	12	9	1	18	4	5	
UI	BT	UI	TI	UI	UI	UI	UI	UI	UI	TI	T	UI	TI	US	US	
220	220	235	230	232	232	230	220	232	225	232	230	235	235	230	233	
121	112	128	158	157	133	138	128	152	128	209	125	153	137	162	156	
3480	2273	1920	2400	753	1090	3400	1200	3130	1200	1821	2100	2661	3064	9740	759	
54	70	78	95	100	50	88	98	86	86	105	25	10	100	220	200	
-0.436	0.352	0.811		1.005	0.866	0.440	1.177	1.251	1.065	0.350	-0.620	3.289	0.110	2.326	0.397	
-0.843	-0.975	0.093	-0.009	0.430	0.296	0.108	0.515	0.820	0.162	0.907	-0.206	2.532	-0.035	1.481	-0.204	
NSPD	MODERADA	MODERADA	NSPD	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	NSPD	MODERADA	LEVE	SEVERA	MODERADA	
BAJA	BAJA	MODERADA	ELEVADA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	ALTA	ALTA	ALTA	MODERADA	

Figura AI.11. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 15 al 30)

29-Sep-13	12-Oct-13	12-Oct-13	13-Oct-13	13-Oct-13	22-Oct-13	24-Oct-13	24-Oct-13	26-Oct-13	30-Oct-13	30-Oct-13	30-Oct-13	30-Oct-13	31-Oct-13	31-Oct-13	4-Nov-13	5-Nov-13	7-Nov-13
AXX-132	AXX-133	AXX-134	AXX-135	AXX-136	AXX-137	AXX-138	AXX-139	AXX-140	AXX-141	AXX-142	AXX-143	AXX-144	AXX-145	AXX-146	AXX-147	AXX-148	
36415	22066	7723	41903	41079	5612	4186	7089	9192	37317	12721	16043	4951	6087	5012	7373	16440	
667.2	888.0	192.0	1824.0	1320.0	300.0	67.2	120.0	81.6	1152.0	36.0	636.0	72.0	72.0	86.4	158.4	552.0	
6944	3240	472	9680	10320	680	256	832	536	10240	2200	3600	680	1400	454	616	2320	
				nd										nd	nd	nd	
52.75	199	10.5	78	76	0.75	2.25	7.5	6.8	120	48.25	34.75	85.23	3	12.25	5.25	48.5	
70200	42350	12400	86900	85300	9500	5750	11950	14400	78000	22500	31000	7700	10750	6750	12000	30800	
100	75	225	25	25	525	300	200	500	100	150	120	725	600	590	250	100	
329.4	366.0	1293.2	500.2	463.6	1464.0	1952.0	1146.8	1024.8	1952.0	1830.0	1952.0	1586.0	1525.0	2806.0	1281.0	451.4	
														nd	nd	nd	
														nd	nd	nd	
														nd	nd	nd	
7.0	6.6	7.6	6.2	6.5	6.7	7.0	7.0	6.8	6.0	6.6	6.3	6.7	6.8	6.8	7.0	6.7	
15	3	10	3	10	34	10	6	3.5	6	4	8	42	40	98	56	5	
														nd	nd	nd	
2	1	6	1	1	15	6	12	6	2	3	1	1	7	6	8	1	
														nd	nd	nd	
UI+US	US	UI	US	US	TS	UI	UI	US	UI	UI	UI	UI	T	UI	TS	Us	
														21.7	30.0	29.0	
232	239	229	230	230	234	235	235	241	233	231	231	230	230	230	240	233	
180	134	190	173	162	115	175	139	108	116	164	162	110	166	176	200	152	
1704	1456	1510	2303	1585	914	2660	3050	622	897	1222	1824	914	1312	2120	1518	759	
														nd	nd	nd	
100	260	100	150	75	160	10	160	135	105	45	140	190	78	94	110	200	
0.081	0.357	0.473	1.678	1.083	0.551	2.832	2.795	1.240	2.438	1.580	1.511	0.444	0.893	0.371	-0.003	0.422	
0.312	-0.482	0.891	1.521	1.012	-0.567	2.383	1.631	-0.159	1.555	1.940	1.325	-0.682	0.728	0.590	0.367	-0.235	
LEVE	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	SE PRODUCE	MODERADA	
BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	ALTA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	ALTA	

Figura AI.12. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 31 al 47)

18-Nov-13	18-Nov-13	21-Nov-13	21-Nov-13	23-Nov-13	24-Nov-13	24-Nov-13	26-Nov-13	28-Nov-13	29-Nov-13	29-Nov-13	12-Dec-13	14-Dec-13	14-Dec-13	18-Dec-13	19-Dec-13	21-Dec-13
AXX-149	AXX-150	AXX-151	AXX-152	AXX-153	AXX-154	AXX-155	AXX-156	AXX-157	AXX-158	AXX-159	AXX-160	AXX-161	AXX-162	AXX-163	AXX-164	AXX-165
23040	12635	7946	7720	50721	5640	9042	45641	23421	48625	44651	39326	6089	11168	36719	4051	8270
888.0	744.0	153.6	177.6	480.0	163.2	192.0	993.6	518.4	1108.8	304.0	1272.0	129.6	331.2	1272.0	480.0	187.2
5200	1600	1400	952	5616	504	1200	8768	3864	10136	11520	10000	704	768	11320	1440	600
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
77.0	88.5	40.5	31.8	125.0	3.8	64.5	135	115	120	127.5	74.0	44.3	294	140.0	21.0	29.5
47150	24200	14300	12700	89360	7850	15500	88300	43500	94900	90000	82000	10150	19550	80300	9250	13900
100	125	435	600	250	500	400	425	825	1625	87	25	250	150	25	200	175
634.4	549.0	1049.2	1732.4	256.2	2891.4	1573.8	512.4	878.4	390.4	500.2	268.4	1293.2	451.4	451.4	1439.6	634.4
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
6.7	6.2	7.0	7.0	7.0	7.5	7.4	6.9	6.6	6.0	6.8	6.2	7.1	6.8	6.0	6.7	7.2
6	8	45	60	3	55	30	3	4	6	4	1	24	5	7	28	11
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
1	1	2	10	3	5	6	2	2	2	12	1	2	1	2	6	9
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
UI+US	UI	UI	TS	Us	Uinf	T inf	Uinf	Ui	Ui	Ui	Ui	Ti	Us	Ui	T	UI
27.9	27.1	27.4	31.7	23.6	27.4	29.4	27.3	25.3	27.7	27.5	31.0	24.5	22.8	33.0	27.6	
232	232	231	234	230	226	224	228	230	230	232	235	235	235	231	233	241
208	201	171	124	90	212	208	195	102	205	206	155	165	113	190	110	197
1704	1832	1201	1081	900	2108	2550	750	800	2204	1359	1718	1202	863	2076	1032	1632
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd	nd	nd	nd	4055	nd	nd
120	155	70	85	38	150	72	120	100	170	90	180	100	50	220	70	105
0.990	0.008	0.373	0.407	0.800	0.502	0.273	3.360	2.032	1.309	1.867	1.560	0.464	0.202	0.836	0.930	0.291
1.401	0.460	0.350	-0.296	-0.038	1.170	1.270	2.961	0.489	1.565	2.179	1.044	0.385	-0.538	1.062	0.077	0.425
SEVERA	NO SE PRODUCE	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	moderada	SEVERA	SEVERA	Moderada	SEVERA	MODERADA	SEVERA	LEVE	MODERADA	SEVERA	MODERADA
RA 18									RA 18	RA 18	RA 18	MODERADA	RA 18	RA 18	RA 18	RA 18

Figura AI.13. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 48 al 65)

21-Dec-13	22-Dec-13	25-Dec-13	25-Dec-13	26-Dec-13	29-Dec-13	29-Dec-13	29-Dec-13	9-Jan-14	10-Jan-14	16-Jan-14	16-Jan-14	17-Jan-14	17-Jan-14	17-Jan-14	19-Jan-14	19-Jan-14	19-Jan-14
AXX-166	AXX-167	AXX-168	AXX-169	AXX-170	AXX-171	AXX-172	AXX-173	AXX-174	AXX-175	AXX-176	AXX-177	AXX-178	AXX-179	AXX-180	AXX-181	AXX-182	
9962	36873	40112	38268	13867	14787	4596	6692	12915	11316	6653	5761	5295	6148	32550	4889	4828	
225.6	624.0	1368.0	720.0	244.8	336.0	105.6	158.4	187.2	456.0	153.6	124.8	120.0	144.0	360.0	33.6	124.8	
960	4560	10240	5520	1344	2040	296	720	1104	1120	384	712	744	352	2360	760	744	
Nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	83.5	33.4	38	234	25	25	50	1	2	1	
94.5	nd	84.0	20.5	37.0	40.8	30.0	50.3	71.5	84.8	126.5	15.6	15.8	14.5	22.9	5.0	3.0	
17500	65000	83950	70700	70700	27100	7250	11250	22150	20350	10950	9500	9250	9650	32550	7300	8250	
125	25	25	75	100	150	112	362	182	425	550	625	125	325	250	225	262	
427.0	463.6	195.2	268.4	341.6	353.8	1073.6	1037.0	378.2	366.0	329.4	976.0	878.4	1122.4	512.4	1756.8	1183.4	
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	
6.4	6.6	6.2	6.6	7.0	6.5	6.7	6.7	6.6	6.6	6.1	7.1	6.7	7.4	6.7	7.1	7.3	
4	5	5	3	3	14	36	50	4	5	3	80	42	22	6	12	10	
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	
7	3	4	5	2	11	2	10	2	1	1	40	24	6	6	10	4	
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	
UI	US	UI	US	UI	UI	UI	Ti	UI	UI	US	TS	TS	UI	UI	T	Ti	
27.6	31.2	29.8	30.5	28.0	18.1	29.5	26.4	29.0	27.9	23.1	24.1	26.7	24.3	30.4	29.2		
230	232	229	226	236	229	225	237	238	232	220	230	225	234	227	235	235	
172	132	160	114	209	171	138	184	176	98	102	107	118	136	170	150	187	
1267	1155	2382	502	1854	1604	1106	1144	1233	874	400	1385	2095	3106	1166	1140	1942	
Nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	
100	180	160	45	150	60	144	180	130	40	80	35	115	60	90	80	130	
0.158	0.678	0.455	0.771	0.520	-0.404	0.155	0.138	0.571	0.118	0.335	-0.214	-0.078	0.374	0.448	1.218	0.335	
0.235	-0.115	0.216	0.069	0.669	-0.121	-0.589	-0.063	0.171	-0.707	-0.909	-0.750	-0.806	-0.105	0.419	0.971	0.898	
LEVE	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	NO SE PRODUCE	LEVE	LEVE	MODERADA	LEVE	LEVE	NO SE PRODUCE	NO SE PRODUCE	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	
BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	

Figura AI.14. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 66 al 82)

19-Jan-14	19-Jan-14	20-Jan-14	20-Jan-14	21-Jan-14	24-Jan-14	7-Feb-14	7-Feb-14	7-Feb-14	8-Feb-14	8-Feb-14	8-Feb-14	7-Feb-14	8-Feb-14	15-Feb-14	18-Feb-14	18-Feb-14	21-Feb-14
AXX-183	AXX-184	AXX-185	AXX-186	AXX-187	AXX-188	AXX-189	AXX-190	AXX-191	AXX-192	AXX-193	AXX-194	AXX-195	AXX-196	AXX-197	AXX-198	AXX-199	AXX-200
40682	34240	36654	34722	5285	38036	24745	7333	23927	11612	8412	43029	5285	5626	17449	35230	11817	8364
2520.0	1200.0	1296.0	2112.0	192.0	1392.0	873.6	180.0	57.6	177.6	124.8	1020.0	192.0	518.4	624.0	2232.0	220.8	148.8
10680	8400	10200	10280	584	10000	5552	1060	6744	672	480	10300	584	3400	3400	9560	952	608
30	1	34	26	0	37	25	150	22	1	12	18	0	42	12.5	ND	125	38
113.0	78.0	49.5	86.5	14.4	128.0	31.5	167.0	51.5	20.5	10.5	88.0	14.4	24.0	21.9	66.4	8.63	23.25
89000	70900	78250	77850	8000	80250	50100	12600	48400	18250	12800	87350	8000	11300	34350	77500	20100	13650
38	100	50	75	312	62.5	300	120	337	690	700	10	312	612	175	37	137.5	225
288.6	549.0	356.5	268.4	2122.8	536.8	463.6	2122.8	719.8	1561.6	1512.8	573.4	2122.8	1625.0	524.6	634.4	610	708
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd
6.1	6.5	6.1	5.9	6.7	6.3	6.8	6.7	6.5	6.8	6.9	6.3	6.7	6.6	6.5	6.2	7.1	7.0
3	5	2	6	38	2	6	82	11	10	60	5	38	20	5	9	5	5
nd	nd	nd	nd	970	nd	600	1720	920	3140	660	620	970	4400	800	ND	210	520
3	4	5	4	10	3	1	6	4	2	6	3	10	6	10	1	4	1
nd	nd	nd	nd	0.1	nd	0.2	0.5	0.3	1	1	0.2	0.1	0.3	0.3	ND	0.1	0.1
UI	UI	UI	UI	TS	UI	UI+US	TS	UI+US	UI	UI+TS	US	TS	T	UI	UI	Ui	UI
27.7	29.4	27.5	22.8	31.7	30.2	29.1	32.0	27.9	28.7	28.0	30.3	31.7	33.0	26.1	25.3	28.0	28
232	230	235	231	234	233	233	235	235	231	233	230	234	233	233	258	236	190
190	185	198	200	120	113	180	140	180	193	185	172	120	117	187	190	182.9	190
1406	1981	1594	1995	1135	972	1134	970	1794	2614	1478	2276	1135	903	2252	2116	1540	1596
nd	nd	nd	nd	nd	nd	3723	ND	3766	ND	ND	3970	nd	2847	nd	ND	nd	nd
135	150	200	160	110	120	160	85	195	100	110	170	110	70	70	180	150	100
1.350	1.369	1.211	0.808	0.735	1.789	0.801	0.795	0.898	0.835	-0.071	1.282	0.735	1.047	0.346	1.688	0.439	0.759
1.380	1.318	1.313	0.977	-0.087	0.818	0.613	0.119	0.847	1.126	0.267	1.358	-0.087	0.261	0.508	1.335	0.172	0.772
MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	NO SE PRODUCE	SEVERA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	SEVERA
MODERADA	MODERADA	ALTA	ALTA	MODERADA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	ELEVADA

Figura AI.15. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 83 al 101)

21-Feb-14	21-Feb-14	21-Feb-14	24-Feb-14	5-Mar-14	8-Mar-14	5-Mar-14	9-Mar-14	11-Mar-14	11-Mar-14	13-Mar-14	15-Mar-14	22-Mar-14	23-Mar-14	29-Mar-14	29-Mar-14	3-Apr-14
AXX-201	AXX-202	AXX-203	AXX-204	AXX-205	AXX-206	AXX-207	AXX-208	AXX-209	AXX-210	AXX-211	AXX-212	AXX-213	AXX-214	AXX-215	AXX-216	AXX-217
11432	10295	11737	6904	19694	17897	9514	5663	4581	38007	5324	5986	41049	5531	19491	6660	4746
244.8	148.8	120.0	96.0	196.8	552.0	456.0	144.0	55.2	1176.0	105.6	105.6	998.4	91.2	1554.0	285.6	91.2
2096	656	640	640	3032	3520	2000	688	144	9240	536	1176	10096	624	4040	1104	552
100	63	25	100	37	5	125	75	40	75	6	10	81	9	16	19	98
75	10.25	7.25	25.75	36.12	23.5	145	11	1.75	113.25	5.25	12.5	300	19.5	48.25	90	59.0
21800	16520	18100	10950	36000	35150	18850	9000	6350	79550	8300	10750	84150	8950	39500	11850	7150
162.5	300	350	262.5	160	50	440	225	225	25	312	250	62.5	225	75	50	150
390	1159	2111	1610.4	378.2	500.2	963.8	2098.4	1659.2	390.4	1622.6	1207.8	463.6	1390.8	549.0	549.0	2366.8
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd
nd	ND	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd
7.1	7.1	7.2	7.0	6.7	6.7	6.8	7.0	7.7	6.5	6.8	6.7	6.7	6.8	6.9	7.0	6.9
5	50	70	7	3	8	6	40	14	2	80	42	5	65	14	85	46
560	820	680	490	1380	940	980	1200	840	1400	960	580	590	550	800	1560	1680
4	10	6	10	2	3	3	4	6	1	18	4	1	15	2	3	2
0.1	0.5	0.5	0.1	0.5	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.5	0.7	0.5	0.7
UI	TS	T	T	UI	UI+US	TI	TI	UI	US	TI+TS	T	UI	TI	US	TS	TS
30	30	29	26.5	29.0		30.1	27.0	25.4		25.7	20.0	27.7	30.1	27.9	32.0	31.7
269	269	260	279	232	235	235	235	236	236	222	218	236	nd	236	238	233
150	120	nd	176	203	180	117	124	163	162	193	157	163.5	189	183	137	110
1264	1462	2736	1740	2179	2480	1218	2650	2580	2533	2130	1703	1354	1139	1882	735	1415
nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd
50	120	nd		210	100	40	125	20	20	160	64	132	170	200	85	175
1.321	0.437	0.697	2.361	0.64	2.155	1.129	0.432	0.589	1.652	0.72	0.38	1.387	0.288	0.332	1.387	0.656
0.337	0.437	0.347	0.72	0.754	0.411	0.605	-0.075	1.028	1.981	0.6	0.384	0.933	0.203	0.103	0.933	-0.375
MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	SEVERA	LEVE	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA
ELEVADA	MODERADA	BAJA	MODERADA									MODERADA		BAJA	MODERADA	MODERADA

Figura AI.16. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 102 al 121)

4-Apr-14	14-Apr-14	19-Apr-14	22-Apr-14	23-Apr-14	29-Apr-14	31-May-14	4-May-14	9-May-14	10-May-14	12-May-14	27-May-14	29-May-14	30-May-14	31-May-14	4-Jun-14	7-Jun-14
AXX-218	AXX-219	AXX-220	AXX-221	AXX-222	AXX-223	AXX-224	AXX-225	AXX-226	AXX-227	AXX-228	AXX-229	AXX-230	AXX-231	AXX-232	AXX-233	AXX-234
6017	23478	24566	24233	5346	5951	5962	6960	6829	43442	12870	35070	5969	5268	4441	5372	5053
180.0	739.2	614.4	696.0	57.6	91.2	81.6	96.0	108.0	1387.2	28.8	1416.0	480.0	76.8	67.2	33.6	91.2
724	4684	3840	3840	728	504	560	992	640	9680	560	7080	1240	344	400	384	512
75	15	19	29	24	15	20	5	50	22	23	76	500	10	10	12	9
9.0	55.0	66.8	58.3	37.7	4.3	30.9	6.8	31.3	75.0	59.3	9.5	131.3	75.0	1.3	34.8	33.8
9600	46350	46800	45900	8450	9150	9300	11650	10950	88150	19800	70500	12000	7800	6750	7850	8050
300	175	50	62	125	250	162	125	275	47	75	25	75	225	475	325	125
2196.0	378.2	561.2	573.4	1781.2	1720.2	1793.4	1781.2	1488.4	183.0	1939.8	451.4	1586.0	1866.6	1122.4	1744.6	1488.4
nd	nd	ND	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	ND	ND	ND	nd
nd	nd	ND	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	ND	ND	ND	nd
nd	nd	ND	nd	nd	nd	ND	nd	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	nd
7.0	7.2	6.9	6.5	6.8	7.0	7.0	7.1	7.7	6.3	7.9	6.5	6.9	7.0	7.4	7.3	7.6
60	4	16	12	55	85	37	45	36	8	60	5	18	9	60	15	76
1200	280	360	920	1440	1320	1560	1140	700	310	4650	960	1980	1040	800	1080	530
6	2	6	6	4	14	12	4	10	4	5	2	4	2	50	12	10
0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.1	0.5	0.5	0.3	0.1	0.5	0.1	0.3
TI	UI+US	UI	UI	TI	UI+TS	TI	TI	TI	UI	TI	US	TS	T	UI	T	TS
27.0	29.1	25.7	25.7	28.9	28.0	32.0	27.4	32.0	22.8	28.7	28.9	31.8	31.4	23.1	31.4	31.7
235	233	206	206	216	233	236	225	238	231	220	235	232	235	216	235	234
125	158	163	168	165	197	145	194	151	199	130	134	140	134	148	130	120
2850	1134	1491	2299	2782	2879	ND	2879	ND	2898	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1031
nd	nd	ND	1491	1905	1634	2189	2103	2203	2037	2319	1038	1030	1370	499	1370	nd
50	185	55	55	74	140	85	120	100	240	60	120	60	160	245	100	170
0.184	0.677	0.076	0.219	0.394	0.378	0.271	0.551	0.255	0.255	-0.302	1.104	0.975	0.935	0.121	0.697	0.443
0.169	0.143	0.361	0.576	0.518	0.424	0.774	0.879	0.070	0.390	-0.320	0.339	0.666	0.289	-0.666	0.186	-0.762
LEVE	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	LEVE	NSPD	MODERADA	SEVERA	SEVERA	LEVE	MODERADA	MODERADA
MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	ELEVADA	ELEVADA	ELEVADA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA		

Figura AI.17. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 122 al 139)

7-Jun-14	12-Jun-14	17-Jun-14	17-Jun-14	17-Jun-14	18-Jun-14	19-Jun-14	19-Jun-14	20-Jun-14	20-Jun-14	23-Jun-14	1-Jul-14	2-Jul-14	2-Jul-14	4-Jul-14	6-Jul-14
AXX-235	AXX-236	AXX-237	AXX-238	AXX-239	AXX-240	AXX-241	AXX-242	AXX-243	AXX-244	AXX-245	AXX-246	AXX-247	AXX-248	AXX-249	AXX-250
7671	33021	42240	36432	36422	4543	37228	4875	4800	5022	5224	20954	19772	41403	5621	5280
43.2	312.0	1344.0	1488.0	1488.0	144.0	1320.0	144.0	64.8	100.8	100.8	446.4	518.4	1089.6	67.2	76.8
840	4360	10480	9720	9720	496	9760	736	452	448	528	2864	3048	10464	664	656
41	15	83	27	30	15	140	55	16	16	16	15	20	45	12	12
157.0	35.0	115.0	56.8	69.5	6.5	117.0	25.1	2.9	4.1	23.0	28.0	33.5	87.5	28.5	25.3
12200	59300	87500	77650	77650	7200	78350	8200	6350	6650	8300	38400	37200	85500	9450	8200
125	175	25	25	25	212	87	187	637	675	200	88	110	50	213	400
2318.0	268.4	451.4	280.6	280.6	1647.0	512.4	1640.4	2708.4	2903.6	1488.4	305.0	280.6	244.0	805.2	1830.0
nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	nd	nd	nd
nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	nd	nd	nd
nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	nd	nd	nd
6.8	7.4	6.4	6.4	6.41	7.1	6.4	6.9	6.9	7.6	7.6	6.9	7.0	6.5	7.2	7.1
75	2	5	4	8	10	3	45	90	98	45	5	4	6	15	75
580	420	1220	900	720	1000	1200	840	1460	1240	1000	280	240	330	280	540
15	3	4	6	4	10	5	12	14	7	4	3	3	5	10	8
0.3	0.1	0.1	0.5	0.3	0.1	0.5	0.1	0.5	0.7	0.5	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5
TI	US	UI	UI	UI	TI	UI	TI	UI	UI	T	UI	UI	UI	T	T
33.0	31.2	27.7	27.5	22.8	30.4	30.2	29.2	23.6	21.7	28.1	29.0	26.6	29.8	26.5	29.0
229	232	237	235	231	235	233	235	226	230	235	231	284	230	235	238
90	130	176	200	197	145	110	193	190	166	147	192	169	178	175	196
1338	1166	1340	1460	2055	1190	1015	2004	2017	2340	708	2200	2130	1935	1461	2479
nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	nd	nd	nd
100	100	130	230	210	110	105	125	130	230	140	250	160	200	94	140
0.607	0.623	1.382	0.838	0.534	1.007	1.414	0.195	0.241	0.279	0.598	0.218	0.768	0.512	0.403	0.511
-0.657	-0.031	1.287	0.941	0.871	0.632	0.563	0.729	0.666	-0.001	-0.148	0.123	-0.088	0.499	0.409	0.627
SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	LEVE	MODERADA	LEVE	MODERADA	SEVERA
														BAJA	MODERADA

Figura AI.18. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 140 al 155)

11-Jul-14	14-Jul-14	15-Jul-14	21-Jul-14	22-Jul-14	31-Jul-14	31-Jul-14	1-Aug-14	1-Aug-14	2-Aug-14	5-Aug-14	5-Aug-14	13-Aug-14	26-Aug-14	26-Aug-14	27-Aug-14	5-Sep-14	15-Sep-14
AXX-251	AXX-252	AXX-253	AXX-254	AXX-255	AXX-256	AXX-257	AXX-258	AXX-259	AXX-260	AXX-261	AXX-262	AXX-263	AXX-264	AXX-265	AXX-266	AXX-267	AXX-268
23006	18250	32151	5061	35469	44935	5529	5435	23201	18901	5527	5397	6112	6245	5940	40664	17097	40563
504.0	456.0	480.0	86.4	1200.0	1353.6	86.4	52.8	460.8	364.8	43.2	57.6	192.0	91.2	124.8	936.0	552.0	640.0
4416	2680	3520	744	8240	9720	560	688	2728	2280	576	416	800	616	616	6080	1808	4600
ND	40	35	18	8	19	14	18	39	2	10	10	21	15	21	28	68	21
118	25.5	42.0	28.12	51.5	110	16.75	92.5	57.25	34	53.25	3.75	53	4.87	3.75	23.5	51	49.5
44500	33500	57000	8100	72700	90400	8500	8600	41700	34050	8900	8350	10800	9950	9600	76000	29550	72400
150	175	25	150	37	25	288	288	188	75	237	250	25	200	200	12	88	12.5
610.0	1073.6	414.8	2061.8	244.0	329.4	1854.4	1817.8	317.2	317.2	1134.6	1195.6	1122.4	1537.2	1500.6	390.4	540.0	402.6
ND	nd	ND	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd
ND	nd	ND	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd
ND	nd	ND	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	8130	nd
6.8	7.4	6.8	6.6	6.1	6.7	7.2	7.0	6.8	7.0	7.4	7.7	6.8	6.43	5.69	6.09	8.2	7.6
4	18	3	92	5	5	70	80	3	10	30	80	90	65	61	4	15	4
430	800	560	1140	500	610	570	450	240	150	500	310	1320	840	740	760	200	780
2	2	2	8	6	2	18	15	6	6	12	18	20	14	20	7	8	4
0.0	0.3	0.3	0.3	0.5	0.1	0.5	0.3	0.1	0.0	0.1	0.5	0.5	1.0	0.3	0.1	0.3	0.7
UI+US	BT+UI	US	Ts	UI	US	TS+TI	TS+TI	US+UI	UI	T	T	TS	TI	UI	UI	UI+TI	US
27.9	24.7	31.2	23.8	29.4	26.2	31.2	31.9	27.0		31.4	27.0		29.5	26.4	30.5	25.4	31.0
291	230	232	220	232	236	232	234	230	238	237	236	224	237	238	227	237	232
165.5	113	144	101	180	155	127	172	129	164	171	206.5	108	172	188	98	183	157
ND	571	1344	1266	1793	2647	1213	2562	628	1112	2070	1694	1256	960	1200	535	1282	1087
1931	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd
130	100	200	85	145	10	20	290	162	58	180	180	50	130	160	42	120	210
1.047	0.871	0.682	0.118	0.354	1.232	0.84	0.219	0.904	-0.243	0.063	-0.191	-0.514	0.396	0.237	1.037	0.204	0.847
0.716	-0.244	0.006	-0.591	0.487	1.779	0.932	-0.063	-0.288	-0.178	0.01	0.094	-0.823	0.087	0.235	0.155	0.323	0.267
SEVERA	SEVERA	MODERADA	LEVE	LEVE	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	NSPD	LEVE	NSPD	NSPD	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA
ELEVADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	BAJA	ALTA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA

Figura AI.19. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 156 al 173)

17-Sep-14	20-Sep-14	25-Sep-14	26-Sep-14	29-Sep-14	5-Oct-14	15-Oct-14	17-Oct-14	19-Oct-14	21-Oct-14	24-Oct-14	25-Oct-14	25-Oct-14	1-Nov-14	11-Nov-14	21-Nov-14	23-Nov-14
AXX-269	AXX-270	AXX-271	AXX-272	AXX-273	AXX-274	AXX-275	AXX-276	AXX-277	AXX-278	AXX-279	AXX-280	AXX-281	AXX-282	AXX-283	AXX-284	AXX-285
14336	20852	4841	5170	4504	4383	4880	29230	8977	5962	4720	8400	8674	6481	19369	9297	7063
600.0	432.0	72.0	105.6	16.8	67.2	14.4	384.0	148.8	96.0	48.0	408.0	139.2	81.6	336.0	139.2	105.6
2040	3480	456	288	300	552	224	3560	712	624	424	3800	656	616	3040	648	392
29	25	16	9	12	9	85	18	25	15	5	25	3	20	18	2	9
145	35.25	18.62	2.12	2.25	3.8	0.8	41.8	113.3	41.3	8.8	31.5	4.8	11.0	49.5	88.0	15.8
27150	39350	7100	7500	6100	7000	7250	51800	15200	9450	7250	19750	14400	9650	36000	15400	11150
87	62	175	338	338	20	140	625	25	100	250	200	175	400	100	150	225
768.6	390.4	2196.0	1793.4	2025.2	1596.0	1073.6	488.0	793.0	1903.2	1281.0	1976.4	719.8	2381.0	378.2	841.8	1024.8
nd	ND	ND	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd	ND
nd	ND	ND	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND
7600	9300	5600	7590	6430	8656	4790	6810	6120	7990	8080	9800	5430	4430	42100	5520	1310
6.9	6.4	6.9	6.9	6.3	6.7	6.8	6.0	6.4	6.6	6.8	6.6	7.0	6.9	6.3	6.9	6.7
3	6	55	10	40	50	15	5	5	80	60	3	40	80	2	12	32
800	420	740	480	580	700	nd	580	380	430	410	1440	180	430	400	280	270
3	7	21	8	20	0	7	5	1	6	18	5	10	12	1	5	10
0.5	0.3	0.3	0.5	0.5	15	nd	0.4	0.4	0.1	0.3	0.1	0.5	0.5	0.3	0.5	0.5
UI	UI	TI	UI	UI	TI	UI	UI	US	TS	T	US	UI	TI	UI	UI	UI
28.0	26.6	33.1	29.2	22.0	30.4		30.2	27.2	31.7	27.0	28.6	27.6	26.0	29.0	27.8	27.4
231	260	235	219	225	ND	233	231	232	234	236	231	242	233	232	232	233
125	198	157	146	156	160	103	166	106	124	178	125	178	110	178	157	179
384	1794	1926	3116	2100	1598	1254	2026	689	669	1102	1067	1620	894	1967	1233	2013
nd	ND	nd	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd	ND
240	250	190	70	140	105	35	190	140	150	110	100	110	110	175	158	130
1.304	-0.033	0.328	0.864	0.368	0.467	0.238	0.591	0.692	0.640	0.013	2.191	-0.173	1.802	0.738	0.376	0.042
-0.044	0.319	0.057	0.725	0.161	0.233	-0.346	0.285	-0.508	-0.506	0.039	1.491	-0.307	0.304	0.803	-0.117	-0.038
SEVERA	NSPD	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	LEVE	MODERADA	SEVERA	SEVERA	LEVE	SEVERA	NSPD	SEVERA	MODERADA	MODERADA	LEVE
BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	BAJA

Figura AI.20. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 174 al 190)

23-Nov-14	2-Dec-14	2-Dec-14	3-Dec-14	3-Dec-14	6-Dec-14	6-Dec-14	7-Dec-14	9-Dec-14	9-Dec-14	9-Dec-14	9-Dec-14	10-Dec-14	10-Dec-14	12-Dec-14	12-Dec-14	17-Dec-14
AXX-286	AXX-287	AXX-288	AXX-289	AXX-290	AXX-291	AXX-292	AXX-293	AXX-294	AXX-295	AXX-296	AXX-297	AXX-298	AXX-299	AXX-300	AXX-301	AXX-302
29794	24588	7412	9988	16711	5341	6018	6828	4415	9803	40379	20996	5432	6065	10867	13555	5210
547.2	648.0	172.8	144.0	230.4	76.8	117.6	172.8	48.0	124.8	1368.0	600.0	40.8	100.8	624.0	360.0	144.0
3904	4760	840	2560	1832	184	268	704	176	784	9440	4040	180	256	3200	1320	736
67	29	7	9	50	5	17	9	7	4	38	44	19	6	6	18	55
97.5	58.9	48.4	16.8	81.3	60.5	14.6	2.6	1.25	12.4	52.75	82.0	74.8	14.8	30.9	74.0	25.1
54350	47850	12450	20000	29150	8000	9350	11150	6300	16500	82900	40900	8000	9350	36300	24100	8750
75	100	150	100	63	62	200	325	225	37	25	137	75	175	87	137	26
292.8	671.0	1589.0	549.0	1012.6	1403.0	1061.4	1537.2	1366.4	610.0	244.0	671.0	1464.0	1098.0	451.4	317.2	1640.4
ND	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
ND	ND	ND	ND	ND	15286	17046	21225	12540	27878	ND	ND	15286	17073	59570	39893.3	ND
4690	40600	40600	18000	2990	10800	11400	13100	10500	10500	5280	6740	12500	13000	7650	10500	ND
6.6	6.9	7.2	6.9	6.7	7.1	7.0	7.2	6.99	6.99	6.34	6.63	6.99	6.95	6.8	6.7	7.2
4	7	22	8	9	10	10	49	35	5	8	3.5	16	15	4	5	24
750	780	960	560	2960	920	520	680	600	430	540	1000	840	650	480	360	1200
5	1	16	6	2	1	8	11	20	3	8	1	1	8	4	12	12
0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.5	0.1	1.0	1.0	0.1	0.5	0.3	0.3	0.1	0.4	0.1	0.3
US+BT	UI+US	TI	TI	US	UI	UI	UI	UI	US	US	US	UI	UI	UI	US	TI
29.5	25.7			25.6	25.3	26.2	28.1	25.4	27.2	26.2	25.6	25.3	26.2	26.6	28.6	29.2
233	233	234	236	232	232	233	234	235	232	236	232	232	233	255	240	231
100	167	130	122	100	119	107	172	167	94	175	75	122	119	207	201	193
779	1536	1400	974	767	542	985	1548	2502	673	2589	767	650	911	1502	1115	1817
ND	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
250	130	110	110	150	45	40	190	35	160	20	110	40	40	320	200	125
0.349	1.082	0.740	0.489	0.814	0.827	0.483	0.420	-0.14	0.480	0.7	1.340	0.370	0.220	0.950	-0.150	0.608
-1.156	0.727	0.067	-0.289	-0.504	0.073	-0.213	0.098	0.47	-0.250	1.35	0.630	0.390	0.220	0.970	0.190	0.861
LEVE	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	NSPD	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	NSPD	SEVERA
																MODERADA

Figura AI.21. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 191 al 207)

25-Dec-14	25-Dec-14	8-Jan-15	13-Jan-15	27-Jan-15	27-Jan-15	28-Jan-15	1-Feb-15	1-Feb-15	3-Feb-15	5-Feb-15	22-Feb-15	5-Mar-15	8-Mar-15	28-Mar-15	29-Mar-15	30-Mar-15
AXX-303	AXX-304	AXX-305	AXX-306	AXX-307	AXX-308	AXX-309	AXX-310	AXX-311	AXX-312	AXX-313	AXX-314	AXX-315	AXX-316	AXX-317	AXX-318	AXX-319
19119	26618	38566	5300	8053	7934	4950	8169	17037	4371	11635	7500	2643	37955	4996	7671	21502
480.0	513.6	1224.0	105.6	158.4	100.8	124.8	312.0	672.0	124.8	552.0	177.6	144.0	1224.0	24.0	75.8	480.0
2800	3844	8820	496	1456	704	728	1560	4360	672	1536	880	11480	9880	560	1552	3600
19	8	38	5	27	33	6	9	10	31	8	14	26	21	33	6	35
31.5	69.0	66.5	12.12	21.62	120	50	12.5	15.75	57.3	13.37	10.75	50.5	59.25	5.12	27.0	78.8
35500	48700	78750	8300	15150	12450	8400	15950	36650	6800	21050	13100	24700	79500	6700	14200	40600
125	88	25	275	100	175	250	162	50	300	112	325	25	25	825	312	175
500.2	244.0	292.8	1317.6	451.4	2318.0	1317.6	378.2	512.4	2318.0	523.0	756.4	329.4	292.8	2513.2	695.4	524.6
ND	ND	nd	19	74	49	34	29	135	32	74	55	169	154	47	43	41
58577	79794	127882	15635	18456	23835	15827	26500	58417	14688	18300	22728	39403	128961	15666	24545	67000
41000	38600	60700	10800	15200	13600	10800	16500	33100	8230	18300	14700	33500	33800	7680	13600	25800
6.4	6.6	6.6	6.0	6.8	6.7	7.0	6.36	6.4	6.4	6.8	6.99	6.75	6.41	6.98	6.98	6.95
5	6	7	79	7	50	22	10	15	70	17	38	7	5	50	10	6
320	180	600	620	320	2000	860	600	580	1200	540	230	540	580	980	460	600
3	10	10	24	6	8	14	3	10	14	13	21	5	4	10	5	5
0.3	0.1	0.5	1.0	0.7	0.2	1.0	0.1	0.5	0.5	0.3	0.5	0.5	0.3	0.3	0.1	0.3
UI	UI	US	TI+TS	BT+TI	TI	TI	TI	TI	TI	LI	UI	US	UI	UI	TI	UI
29.0	30.2	30.3	25.7	25.7		32.8	32.9		30.9	25.4	26.0	26.2	27.5	28.4	32.9	30.1
232	231	230	227	227	236	236	234	233	234	237	239	236	235	232	234	232
187	174	178	212	212	117	160	107	110	141	130	125	165	191	152	122	181
2048	1978	2400	2189	2189	635	1474	1001	929	948	1282	2900	2587	1460	2830	1410	1902
ND	ND	nd	nd	nd	nd	nd	ND	ND	nd	nd	ND	nd	nd	nd	nd	ND
195	320	160	145	145	120	70	170	100	180	120	70	15	250	180	180	220
0.500	-0.080	0.695	0.35	0.433	0.776	0.608	-0.02	0.196	0.785	-0.322	0.618	0.822	0.863	0.601	0.437	0.576
0.800	0.090	0.593	0.01	-0.187	0.28	0.62	-0.53	-0.703	-0.018	-0.177	-0.413	1.327	0.765	0.288	-0.439	0.422
MODERADA	NSPD	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	NSPD	LEVE	SEVERA	NSPD	SEVERA	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA
		MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	ALTA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	BAJA	MODERADA

Figura AI.22. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 208 al 224)

4-Apr-15	4-Apr-15	11-Apr-15	21-Apr-15	22-Apr-15	24-Apr-15	1-May-15	4-May-15	13-May-15	22-May-15	22-May-15	23-May-15	27-May-15	29-May-15	30-May-15	1-Jun-15	14-Jun-15
AXX-320	AXX-321	AXX-322	AXX-323	AXX-324	AXX-325	AXX-326	AXX-327	AXX-328	AXX-329	AXX-330	AXX-331	AXX-332	AXX-333	AXX-334	AXX-335	AXX-336
4422	17071	41661	9153	11827	24868	11747	9653	16093	5800	4549	8102	5559	4614	5184	8085	7686
120.0	624.0	1344.0	220.8	920.0	432.0	398.4	139.2	201.6	81.6	134.4	163.2	91.2	110.4	153.6	120.0	134.4
688	3320	10784	704	2000	2320	1920	728	4504	1352	792	856	736	576	472	816	600
20	6	74	25	39	12	44	30	225	6	18	12	4	2	2	21	17
4.25	11.9	77.0	58.3	12.3	12.3	46.75	40.3	315.0	7.1	5.4	5.9	4.75	5.62	5.62	175	18.75
7100	34350	87600	15300	22650	43050	21150	15900	33100	10650	7800	13950	8950	7550	7200	12950	12700
337	187	75	325	150	100	262	263	250	200	225	187	287	125	712	262	200
2111	524.6	451.4	927.8	1122.4	288	510.0	690.0	854.0	1354.2	1464.0	685.4	1895.8	14.15.2	2684.0	2305.8	829.6
42	149	155	117	155	170	16	26	20	28	32	53	22	50	61	72	27
nd	nd	ND	26719	38722	71086	36500	22450	55547	19479.4	15020.5	24024	17350	14448	16474	24807	22213
8040	23800	35100	11300	10800	22900	14200	11700	16600	8160	6030	10500	6350	6030	6140	8730	7960
7.0	6.8	6.5	6.6	6.6	6.6	6.98	8.0	6.8	6.97	6.8	6.99	7.01	6.77	7.00	6.84	7.56
82	9	5	15	16	3	12	10	22	40	65	11	40	80	90	55	60
760	200	360	380	960	420	640	140	470	600	1100	400	520	760	1016	1800	230
17	8	7	6	2	4	5	5	5	10	15	8	6	10	8	3	20
0.3	0.3	0.3	0.1	0.5	0.5	0.7	0.1	0.1	0.5	0.7	0.3	0.5	0.1	0.7	0.5	0.5
T	UI	UI	UI	TI	US	UI	UI	TI+TS	TI	TI	UI	TI	TI	TI	TI	TS
29	26.1	27.7		32.0	32.5	27.8	28.0		25.9	28.9	27.6	26.5	28.7	21.7	30.0	30.1
260	233	237	234	ND	ND	233	232	229	220	217	233	235	229	223	236	236
nd	187	176	130	134	183	150	158	135	175	181	190	192	122	182	128	214
2736	2252	1340	1238	1259	1684	1431	1233	789	700	1777	1282	1212	1597	2316	685	1641
nd	nd	ND	ND	ND	ND	nd	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
nd	70	130	248	90	200	150	158	95	70	84	120	95	62	300	85	220
1.67	0.346	0.723	0.540	0.572	0.322	0.660	0.476	0.674	0.672	0.110	0.448	0.614	0.100	0.118	0.801	-0.345
0.662	0.508	1.267	-0.583	0.139	0.162	0.736	-0.563	0.026	0.782	0.656	0.498	0.893	-0.417	0.184	0.015	-0.090
SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	LEVE	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	LEVE	MODERADA	SEVERA	LEVE	LEVE	SEVERA	NSPD
MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	ALTA	MODERADA	MODERAD

Figura AI.23. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 225 al 241)

15-Jun-15	20-Jun-15	1-Jul-15	8-Jul-15	8-Jul-15	8-Jul-15	10-Jul-15	10-Jul-15	11-Jul-15	15-Jul-15	17-Jul-15	24-Jul-15	26-Jul-15	2-Aug-15	7-Aug-15	8-Aug-15	12-Aug-15	12-Aug-15
AXX-337	AXX-338	AXX-339	AXX-340	AXX-341	AXX-342	AXX-343	AXX-344	AXX-345	AXX-346	AXX-347	AXX-348	AXX-349	AXX-350	AXX-351	AXX-352	AXX-353	AXX-354
25759	21989	19219	15502	17262	21018	42294	7037	5043	4492	4988	4918	12710	6311	8848	36637	18152	16804
316.8	552.0	977.6	240.0	331.2	81.6	571.2	1123.2	105.6	100.8	115.2	120.0	190.0	64.0	96.0	739.2	504.0	576.0
2896	3480	3736	2192	2160	672	4752	9844	784	656	504	320	1180	1136	712	8040	1800	2080
16	5	15	7	6	4	10	12	75	3	2	1	17	12	9	8	3	5
16.25	21	51.25	15	17.5	14	41.25	83	338	7.12	8.25	8	165.8	9.5	5.3	10.5	14.3	17.5
45550	41400	37300	27400	31050	7650	42250	85300	11750	6900	6650	6700	22100	11200	14300	72400	32400	30700
25	37	88	188	200	563	100	50	325	287	750	550	37	188	300	400	87	112
378.2	488.0	452.0	439.2	402.6	1988.6	390.4	305.0	1695.8	1805.6	2732.8	1971.1	744.2	1098.0	1146.8	366.0	353.8	366.0
21	123	44	85	13	33	28	12	31	173	26	0	78	142	74	179	98	103
74978	68095	61880	46068	51442		44500	103466	20147	14425	15686	4710	37144	20085.4	743	118607	11700	12500
13600	12700	12000	1040	1400	525	43800	1990	664	5400	5400	12538	4850	572		1770		
7.60	6.37	6.8	8.3	7.4	7.4	7.0	6.4	7.2	6.96	6.99	6.98	7.0	7.56	7.97	7.57	6.96	6.99
3	5	15	5	8	90	5	8	27	62	80	35	6	18	34	5	5	4
160	800	190	130	220	410	210	360	360	900	740	1006	1000	310	140	180	560	420
4	45	6	12	10	20	9	9	11	15	2	9	1	11	22	7	6	5
0.3	0.5	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.3	0.5	0.3	0.2	0.1	0.3	0.5	0.1	0.3	0.1
BT	BT	UI+US	UI	UI	TI+UI	UI+US	US	TI	TI	UI	UI	UI	TI	TS	BT	US	US
17.9	22.0	27.9	30.1	24.3	31.9	29.0	26.0	33.0		24.0	29.2	26.5	25.9	30.0	20.9	31.2	32.5
225	225	280	230	227	232	233	238	229	265	226	232	280	220	238	221	232	234
200	131	188.5	202	171	188	183	194	94	211	208	148	185	185	205	210	223	216
1091	1200	ND	1525	1259	3130	854	1772	640	1650	1656	2670	921	923	1430	1432	1314	1776
ND	ND	1620	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND
65	100	190	100	94	220	145	115	100	120	80	90	320	74	112	270	200	200
0.759	1.863	0.498	0.191	0.135	0.028	0.812	0.929	0.753	389	1.583	0.25	0.831	0.961	0.340	2.057	0.214	0.247
1.112	0.684	0.024	0.689	0.071	0.268	0.583	1.017	-0.485	1.119	2.407	1.351	0.573	0.597	0.588	1.996	0.583	0.618
MODERADA	SEVERA	MODERADA	LEVE	LEVE	NSPD	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	LEVE	LEVE
MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	ALTA	BAJA	MODERADA	MODERADA	ALTA	ALTA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	BAJA	BAJA

Figura AI.24. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 242 al 259)

20-Aug-15	20-Aug-15	21-Aug-15	3-Sep-15	3-Sep-15	3-Sep-15	11-Sep-15	12-Sep-15	17-Sep-15	17-Sep-15	17-Sep-15	19-Sep-15	21-Sep-15	28-Sep-15	28-Sep-15	28-Sep-15
AXX-355	AXX-356	AXX-357	AXX-358	AXX-359	AXX-360	AXX-361	AXX-362	AXX-363	AXX-364	AXX-365	AXX-366	AXX-367	AXX-368	AXX-369	AXX-370
24117	13157	6002	4855	10680	12791	23940	18037	4150	4097	4524	4022	5010	21509	17166	18024
1260.0	1050.0	108.0	124.8	302.4	172.8	624.0	504.0	102.0	84.0	228.0	744.0	3240.0	441.6	240.0	273.6
3360	1380	376	560	1864	1104	2960	2280	156	160	224	1344	10936	3112	2632	2176
11	7	97	15	7	9	17	5	40	3	35	7	6	9	4	6
28.0	8.5	75.0	19.8	13.5	5.3	16.6	16.8	1.8	2.5	47.3	4.62	25.0	65.0	52.3	84.5
44400	22600	8950	7650	20300	21700	43750	33100	6350	6200	7000	8600	23200	39700	31600	32300
62.5	100	275	325	86	188	25	25	225	237	287	187	138	138	150	50
302.4	470.4	1444.8	1683.6	549.0	597.8	402.6	390.4	1659.2	1467.2	1422.4	1209.6	548.8	390.4	317.2	366.0
124	65	34	33	19	20	150	104	9	28	17	19	134	123	55	94
52345	31245	14890	15266	33400	28200	48200	41000	8250	9120	12900	25700	10100	65495	52216	53377
46700	28900	13000	11200	31200	25500	43600	35900	8150	8750	12200	24200	9100	41300	33600	35100
7.0	6.9	7.3	7.9	7.3	7.4	7.1	7.2	7.2	7.0	7.2	7.38	6.6	7.3	7.6	7.4
5	5	22	60	5	6	2	5	18	10	5	12	6	6	12	6
540	360	440	380	190	180	320	380	440	720	480	160	280	130	110	100
8	12	5	25	13	12	4	5	60	1	2	12	6	7	4	3
0.5	0.5	0.1	0.5	0.1	0.1	0.5	0.7	1	1	0.7	0.5	0.1	0.3	0.1	0.1
BT	UI	UI	TI	UI	UI	BT	BT	UI	UI	UI	UI	UI	UI	US+UI	BT
19.8	28.0	28.5	27.0	28.1	27.0	19.9	17.9	25.4	25.3	26.0	27.8	27.3	32.7		19.2
228	320	230	236	226	236	216	225	235	232	233	233	237	236	234	232
155	216	133	130	128	193	165	186	163	119	107	150	176	143.5	196.2	162.6
469	921	2160	498	962	2794	672	1487	2530	600	942	1240	1183	1107	1314	1487
ND	2102	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	ND	ND	ND	ND
100	200	105	75	50	80	90	190	20	45	40	150	130	90	300	100
0.331	21.085	0.075	0.622	0.490	0.485	0.765	0.287	0.601	0.589	0.483	0.660	0.723	-0.858	-0.113	-0.077
-0.386	0.863	-0.093	-0.162	0.205	0.767	1.116	0.228	1.028	0.073	-0.213	0.736	1.287	-1.154	-0.278	-0.080
LEVE	SEVERA	LEVE	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	NSPD	NSPD	NSPD
BAJA	MODERADA	ELEVADA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	MODERADA	ALTA	ALTA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA

Figura AI.25. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 260 al 275)

12-Oct-15	12-Oct-15	18-Oct-15	23-Oct-15	23-Oct-15	23-Oct-15	25-Oct-15	27-Oct-15	1-Nov-15	4-Nov-15	6-Nov-15	6-Nov-15	16-Nov-15	18-Nov-15	18-Nov-15	18-Nov-15	18-Nov-15
AXX-371	AXX-372	AXX-373	AXX-374	AXX-375	AXX-376	AXX-377	AXX-378	AXX-379	AXX-380	AXX-381	AXX-382	AXX-383	AXX-384	AXX-385	AXX-386	AXX-387
7571	22555	4736	8795	39519	40473	12912	41368	18486	4208	4532	5148	4927	ND	ND	19526	24810
139.2	408.0	115.2	408.0	2400.0	2820.0	540.0	1094.4	360.0	115.2	129.6	134.4	25.4	ND	ND	436.8	518.4
984	3880	536	888	10000	10480	1360	8752	3000	808	464	792	784	ND	ND	2696	3256
8	20	12	13	9	10	7	8	7	6	31	6	15	ND	ND	13	6
27.8	71.3	6.3	2.7	26.3	23.1	14.1	30.2	32.0	3.0	74.6	9.1	13.8	ND	ND	43.8	76.0
13100	42600	7500	15000	81250	84000	23500	82250	34500	7350	7350	8350	8100	ND	ND	36050	45400
162	75	200	120	60	180	130	170	200	187	112	200	2.88	ND	ND	138	150
1098.0	475.8	1545.7	828.8	313.6	268.8	976.0	268.4	451.4	1329.8	1454.0	2147.0	1127.4	ND	ND	353.8	378.2
62	130	2	34	22	12	20	15	160	3	100	48	112	ND	ND	81	13
23172	45300	9200	16900	84600	85000	26900	133955	57195	14010	14257	16835	9200	ND	ND	ND	45300
16700	41700	8450	16500	83200	82000	23500	80400	34000	7570	7400	8560	8345	ND	ND	42100	41700
7.2	6.4	6.9	7.2	6.1	6.9	7.63	6.7	6.83	6.94	6.92	6.74	7.1	ND	ND	6.6	7.2
46	7	12	10	9	6	12	10	8	70	72	70	80	3	18	2	18
520	460	800	350	310	400	240	420	210	740	780	1120	330	ND	ND	210	140
20	16	10	9	12	9	8	12	8	11	15	10	18	3	8	1	50
0.1	0.1	1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	0.5	1	0.1	ND	ND	0.1	0.1
TI	UI	BTI	UI	UI	UI	UI	UI	UI	TI	TI	TS	TI	UI	UI	UI	UI
27.6	30.1	30.4	28.7	25.3	29.8	26.5	29.4	26.1	27.4	28.7	23.8	27.0	29.0	27.4	29.0	30.1
233	234	246	232	238	254	230	240	232	219	229	226	235	ND	ND	232	234
214	196	125	200.5	205	188	161	182	204	201	150	110	148	100.2	76	178.5	205
1754	1476	1100	1734	1903	1918	1258	1040	1632	2190	1300	800	2650	ND	ND	1897	1702
ND	ND	nd	nd	nd	nd	nd	ND	ND	nd	nd	nd	nd	ND	ND	nd	ND
130	250	112	200	158	240	80	120	217	170	62	30	50	110	40	250	150
0.923	0.695	0.959	0.620	0.991	0.664	0.861	0.697	0.32	-0.068	0.156	0.481	0.014	ND	ND	0.337	0.094
0.958	0.544	0.199	0.497	0.493	0.434	-0.433	0.520	0.452	0.471	-0.008	0.170	0.012	ND	ND	0.178	0.027
SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	LEVE	LEVE	SEVERA	LEVE			MODERADA	LEVE
MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	ND	ND	LEVE	MODERADA

Figura AI.26. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 276 al 292)

1-Dec-15	4-Dec-15	5-Dec-15	8-Dec-15	11-Dec-15	11-Dec-15	15-Dec-15	15-Dec-15	19-Dec-15	22-Dec-15	22-Dec-15	25-Dec-15	26-Dec-15	4-Jan-16	9-Jan-16	13-Jan-16	28-Jan-16
AXX-388	AXX-389	AXX-390	AXX-391	AXX-392	AXX-393	AXX-394	AXX-395	AXX-396	AXX-397	AXX-398	AXX-399	AXX-400	AXX-401	AXX-402	AXX-403	AXX-404
6746	4331	4572	5699	5710	5288	10775	15420	13638	13664	5673	9795	36478	5186	10226	5210	ND
105.6	144.0	110.4	108.0	136.4	111.6	434.0	768.8	408.0	228.0	110.4	110.4	1224.0	264.0	244.8	144.0	ND
664	336	312	440	560	480	792	2080	1580	1620	544	936	10000	424	704	736	ND
24	14	7	8	22	11	16	22	9	8	10	14	17	7	17	55	ND
37.6	1.1	3.1	13.24	7.25	8.8	12.75	22.75	12.1	12.2	12.6	11.37	96.0	6.25	21.25	25.1	ND
11000	6250	7000	7500	7900	7000	17000	27950	24550	24250	9150	16550	77500	7000	17200	8750	ND
275	450	162	800	700	800	288	188	150	125	362	287	12.5	800	225	26	ND
1256.6	1915.4	1390.8	2769.4	2430.4	2441.6	605	425.6	475.8	475.8	1085.8	890.6	280.6	2525.4	671.0	1640.4	ND
49	18	66	58	127	280	67	226	63	68	6	38	138	13	37	ND	ND
20158	13664	13630	12500	12450	11500	21350	34800	40590	40451	16953.8	28646	125667	11450	29346	ND	ND
11800	7980	8340	11300	11300	10700	19700	29000	27100	25800	10300	19000	55400	10800	17200	ND	ND
7.4	6.8	7.0	7.07	7.46	7.3	7.9	7.2	7.1	7.2	7.0	7.6	6.2	7.31	7.25	7.2	ND
45	50	32	80	70	40	20	7	9	10	60	35	5	60	14	24	18
800	780	520	440	310	480	150	160	340	420	560	300	480	780	520	1200	ND
12	45	7	48	30	30	30	49	5	10	28	17	1	15	11	12	12
0.3	1.0	0.5	2	1	0.5	0.1	0.3	0.1	0.5	1.0	1.0	0.5	0.5	1.0	0.3	ND
TS+TI	UI	UI	TI	TI	UI	UI	UI	UI	UI	TI	UI	UI	UI	UI	TI	UI+US
30.1	22.3	18.1	20.3	22.3	23.1	26	29.0	28.6	27.5	27.9	28.7	30.2	28.4	27.6	29.2	27.1
236	225	225	235	225	230	190	233	221	233	230	231	229	232	225	231	ND
202	154	140	131.2	128	245	207.5	131	125	195	205	207	107	180	189	193	ND
1901	2000	824	3084	1990	499	1596	739	780	739	1943	2448	1215	2258	1554	1817	ND
ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	ND	ND
180	75	145	50	75	245	130	180	78	210	150	410	80	160	280	125	190
0.272	0.574	0.304	0.191	0.14	0.580	0.255	0.304	-0.050	0.256	-0.189	-0.029	0.706	0.527	0.379	0.608	ND
0.372	0.316	-0.636	0.239	0.324	0.361	0.218	-0.408	-0.547	0.102	0.229	0.024	-0.091	0.265	0.043	0.861	ND
MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	NSPD	MODERADA	NSPD	NSP	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	ND
BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	ALTA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	ND

Figura AI.27. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 293 al 309)

20-Jan-16	1-Feb-16	3-Feb-16	8-Feb-16	9-Feb-16	11-Feb-16	16-Feb-16	17-Feb-16	18-Feb-16	16-Mar-16	16-Mar-16	24-Mar-16	29-Mar-16	2-Apr-16	5-Apr-16	7-Apr-16	11-Apr-16
AXX-405	AXX-406	AXX-407	AXX-408	AXX-409	AXX-410	AXX-411	AXX-412	AXX-413	AXX-414	AXX-415	AXX-416	AXX-417	AXX-418	AXX-419	AXX-420	AXX-421
ND	13017	29095	17156	4396	23813	11156	26939	47021	7135	10035	15530	13688	6695	28535	7997	14361
ND	252	1860.0	1164.0	81.6	1200.0	187.2	408.0	796.8	57.6	484.8	1200.0	300.0	300.0	110.4	840.0	240.0
ND	1500	7360	2872	648	3712	768	3112	9576	686	2776	3344	1680	568	672	7560	1296
ND	11	17	25	16	22	19	14	20	14	34	7	12	4	4	6	10
ND	19.1	77.5	107.5	7.5	23.5	13.8	20.0	151.0	11.8	17.3	60.8	88	22.25	30.1	38.0	47.5
ND	23200	59800	38150	6850	44400	18500	48000	91650	8550	33800	31050	24900	11100	13000	59600	24750
ND	112	275	150	300	88	250	88	200	400	188	100	150	225	250	225	175
ND	354	268.8	366.0	1867	438.2	756	342	366	1928	390	390.4	549.0	780.8	1195.6	231.8	549.0
ND	19	19	55	53	20	55	163	112	160	155	48	57	84	42	136	25
ND	38502	68790	52216	nd	52500	31727	79000	149000	18964	55886	39800	38547	1545	23301	97186	
ND	23600	62300	39500	6500	35800	19200	36300	55000	11000	28900	32500	21600	11300	13100	33100	21900
ND	7	6.75	7.5	7.0	7.2	7.0	7.0	6.9	6.9	6.7	6.4	5.2	5.5	6.5	6.5	6.6
10	10	6	6	76	3	20	5	8	65	10	10	5	20	62	5	12
ND	1040	760	180	470	170	190	170	270	520	220	340	700	560	620	550	320
2	18	5	5	20	9	22	10	5	12	6	8	1	15	40	15	10
ND	1.0	0.5	0.1	0.3	0	0.3	0.1	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	2.0	1.0	2.0	0.3
US	UI	BT	US+UI	TI	UI	UI	BT	US	TS+TI	UI	UI	UI	BT+TI	TI+TS	BT	UI
27.3	28.0	20.9	24.0	29	27.9	28	19.8	26.0	31.2	26.1	30.1	28.6	26.6	26.7	20.9	26.5
ND	230	221	234	260	225	238	228	237	232	232	234	221	227	227	236	231
ND	182	208	214.3	212.5	112.5	200	158	184	125	208	210.5	128	167	216	212	207
ND	2098	1807	832	2387	1200	1066	360	1620	1200	1100	1702	780	2169	1499	1402	941
ND	ND	ND	ND	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd	ND	ND	ND
110	200	240	290	400	98	160	150	126	30	200	200	110	200	300	280	120
	-0.79	0.748	0.178	1.678	0.343	0.886	0.863	0.995	0.689	0.211	0.401	-0.050	-0.25	-0.183	0.880	-0.97
ND	-0.030	0.490	0.118	1.149	0.634	0.419	-0.084	0.908	0.206	0.322	0.041	-0.547	-0.249	0.139	0.886	0.381
ND	NSP	MODERADA	LEVE	SEVERA	MODERADA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	LEVE	MODERADA	NSPD	NSPD	NSPD	MODERADA	NSPD
ND	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA	

Figura AI.28. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 310 al 326)

11-Apr-16	22-Apr-16	24-Apr-16	26-Apr-16	29-Apr-16	2-May-16	2-May-16	3-May-16	12-May-16	14-May-16	21-May-16	26-May-16	26-May-16	5-Jun-16	13-Jun-16	19-Jun-16	22-Jun-16
AXX-421	AXX-422	AXX-423	AXX-424	AXX-425	AXX-426	AXX-427	AXX-428	AXX-429	AXX-430	AXX-431	AXX-432	AXX-433	AXX-434	AXX-435	AXX-436	AXX-437
14361	4393	9153	4385	nd	4580	43210	5009	8992	2700	5669	5890	4546	4220	7074	39558	8182
240.0	324.0	276.0	108.0	nd	1628.0	1080.0	110.4	72.0	888.0	132.0	520.8	186.0	120.0	129.6	1392.0	211.6
1296	504	448	656	nd	4360	10760	600	784	10440	224	736	640	624	608	9880	1224
10	6	38	12	nd	29	32	5	4	15	7	41	8	2	11	20	8
47.5	60.5	111.3	19	nd	11.5	25	50.25	45.25	31.5	111.5	86.87	21.87	11.8	31.5	85.75	18.3
24750	8750	11800	7100	nd	39800	88700	8400	14850	25100	8550	13900	7050	6600	11500	82500	14550
175	250	290	275	nd	75	25	300	310	75	230	237	300	312	310	52	75
549.0	862.4	1008.0	1232	nd	515.2	280.6	1744.0	756.0	280.0	1220.0	1061.4	1891.0	1976.4	1159.0	244.0	1451.8
25	21	246	37	nd	33	17	112	27	116	76	152	124	17	41	121	11
	9250	16500	9200	nd	42300	90250	16650	28855	39655	12500	15800	10230	9100	20876	128961	25732
21900	8820	13800	7100	nd	38500	46400	6580	14400	30800	10250	13900	6883	6750	12800	133800	14050
6.6	6.25	6.4	6.5	nd	6.6	5.8	5.7	6.6	6.2	6.8	6.11	6.58	6.39	6.86	5.99	6.5
12	40	15	76	55	7	5	60	30	7	20	50	80	82	30	5	50
320	30	26	75	nd	700	660	1100	360	860	270	1200	920	1200	460	800	940
10	6	18	38	14	6	3	20	15	10	10	5	22	12	12	4	6
0.3	0.1	0.3	0.5	nd	0.3	1.0	0.7	0.3	0.3	0.1	0.3	0.5	0.1	0.1	0.1	0.3
UI	TI	UI	TI	TI	UI+US	US	TI	UI	US	UI	TI+UI	TI	TI+UI	TS	UI	TI
26.5	26.5	27.0	29	28.6	29.0	23.6	27.0	28.7	26.2	26.0	28.1	33.1	27.6	30.0	27.5	28.6
231	235	234	260	234	233	235	231	230	229	233	237	265	233	231	235	234
207	184.3	145.8	209	170	167	144	144	200	175	145.9	183	190	191	210	183.5	163
941	1212	1238	2387	1033	1536	1784	1390	1946	2455	1264	960	1650	1349	1436	1134	613
ND	ND	ND	nd	nd	nd	nd	ND	ND	ND	nd	ND	ND	ND	ND	nd	nd
120	120	162	210	160	130	110	120	220	164	30	100	130	60	114	170	90
	-0.97	0.252	0.409	0.417	nd	1.082	1.282	0.514	-0.212	0.55	0.286	0.458	0.229	1.331	-0.148	0.571
0.381	0.453	-0.463	0.535	nd	0.727	0.911	-0.064	-0.029	0.38	-0.382	0.124	0.542	1.152	0.688	0.619	0.271
NSPD	SEVERA	MODERADA	MODERADA	nd	SEVERA	MODERADA	SEVERA	NSPD	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	SEVERA	NSPD	LEVE	SEVERA
	SEVERA	SEVERA	MODERADA	nd	SEVERA	SEVERA	BAJA	BAJA	SEVERA	MODERADA	BAJA	ALTA	BAJA	BAJA	MODERADA	BAJA

Figura AI.29. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 327 al 343)

2-Jul-16	18-Jul-16	23-Jul-16	2-Aug-16	3-Aug-16	3-Aug-16	13-Aug-16	19-Aug-16	19-Aug-16	26-Aug-16	9-Sep-16	12-Sep-16	2-Oct-16	3-Oct-16	6-Oct-16	6-Oct-16	6-Oct-16
AXX-438	AXX-439	AXX-440	AXX-441	AXX-442	AXX-443	AXX-444	AXX-445	AXX-446	AXX-447	AXX-448	AXX-449	AXX-450	AXX-451	AXX-452	AXX-453	AXX-454
7654	18037	5043	5792	23300	10282	20041	4089	10282	15840	4331	10184	8560	41660	38644	14216	ND
276.0	504.0	105.6	110.4	441.6	201.6	920.0	152.0	1240.0	312.0	48.0	158.4	336.0	912.0	1008.0	240.0	ND
1300	2280	568	728	3376	928	4000	544	3160	1700	672	888	1560	10680	10320	1680	ND
9	5	19	7	3	2	13	22	29	9	2	5	9	8	12	10	ND
7.0	16.8	8.1	31.8	32.0	19.5	63.75	96.0	71.5	31.9	18.75	34.75	70.25	23.5	24	60.3	ND
13900	33100	8200	9650	43100	17600	40750	7200	44200	28100	6850	17350	16650	88500	80500	25350	ND
212	25	337	187	130	230	150	337	137	100	340	200	120	210	220	80	ND
1488.4	390.4	1122.4	1366.4	280.6	585.6	304.8	1332.8	280.0	366.0	1586.0	244.0	512.4	341.6	317.2	439.2	ND
22	104	94	147	16	41	31	12	17	111	71	29	50	14	24	80	ND
24669	41000	15497	18019	70759	29889	47810	9250	54800	46580	9500	26100	22200	83100	90200	32500	ND
32000	36900	14100	23200	36600	14000	46700	8100	53200	31200	6130	25300	20100	80100	80100	22400	ND
6.8	7.2	6.4	6.7	6.3	6.6	6.17	6.2	6.2	6.3	6.66	6.84	6.24	6.80	6.76	6.9	ND
65	5	34	38	10	13	10	40	22	5	50	15	10	15	12	5	80
1140	380	800	800	420	460	540	960	580	360	660	360	720	520	460	150	ND
20	5	12	10	13	11	5	20	20	10	20	48	10	12	10	35	5
1	0.7	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.5	0.1	0.1	0.3	0.1	0.5	0.5	0.7	0.5	ND
TI	BT	TI	TI+UI	UI	UI	TI+UI	TI	UI	US	TI	UI	UI	UI	UI	BT	TS
28.6	17.9	26.5	20.8	30.1	27.6	32.5	30.4	30.1	32.0	33.1	27.6	28.6	29.8	29.8	19.2	32.8
225	225	238	226	234	235	234	234	234	234	265	234	238.0	230	254	232	236
165	186	194	188	193	193	198.7	155	203	215	193	198	155.0	162	177	194	ND
616	1487	1321	1677	1447	981	1251	2483	1447	1860	1336	1319	1873.0	1878	1973	1068	1709
ND	ND	ND	ND	ND	ND	nd	nd	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
80	190	90	90	160	110	220	80	150	300	140	90	110.0	245	245	90	100
0.325	0.267	0.242	0.173	0.169	0.126	-0.742	0.245	0.229	0.102	0.426	-0.236	0.444	0.589	0.589	0.599	ND
0.284	0.228	0.391	0.374	0.020	0.258	-1.5	0.179	0.022	0.317	0.652	0.174	-0.01	0.156	0.264	0.259	ND
SEVERA	LEVE	MODERADA	MODERADA	LEVE	LEVE	NSPD	MODERADA	MODERADA	LEVE	SEVERA	NSPD	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	ND
MODERADA	MODERADA	MODERADA		MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	MODERADA	BAJA	SEVERA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	SEVERA	ND

Figura AI.30. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 344 al 360)

14-Oct-16	14-Oct-16	21-Oct-16	30-Oct-16	3-Nov-16	1-Nov-16	14-Nov-16	24-Nov-16	23-Dec-16	13-Jan-17	13-Jan-17	16-Jan-17	18-Jan-17	27-Jan-17	27-Jan-17	27-Jan-17	8-Feb-17
AXX-455	AXX-456	AXX-457	AXX-458	AXX-459	AXX-460	AXX-461	AXX-462	AXX-463	AXX-464	AXX-465	AXX-466	AXX-467	AXX-468	AXX-469	AXX-470	AXX-471
4666	9727	12648	5566	23940	19219	15840	9278	47061	8846	27241	5127	6280	6232	17508	8878	14918
81.6	134.4	240.0	96.0	624.0	977.6	312.0	86.4	759	173	672	86	86	106	374	149	360
634	632	1240	408	2960	3736	1700	632	10720	912	4800	576	640	546	2807	1742	1580
6	7	8	4	17	15	9	4	23	7	52	11	7	10	17	19	14
5	51.6	19.8	19.3	16.6	51.25	31.9	6.3	140.5	14.5	49.8	4.5	5.3	17.3	33.5	20.0	14.8
7150	15900	22000	8500	43750	37300	28100	15000	93850	15100	52200	7950	9950	9650	32300	17000	26600
350	250	200	360	25	88	100	310	70	275	50	450	400	410	200	290	100
1952.0	829.6	475.8	1451.8	402.6	452.0	366.0	780.8	232	817	512	1549	1427	1488	354	671	342
78	143	180	220	150	44	111	22	68	97	39	10	21	220	115	43	87
10220	22450	38980		48200	61880	46580	8500	85200	26241	85615	9100	9045	10200	55886	24545	44018
6935	15737	23200	3810	43600	12000	31200	6580	72300	13800	45200	7150	8100	8000	29900	13600	23700
6.73	6.6	6.9	7.0	7.1	6.8	6.3	6.8	6.3	6.8	5.6	7.25	7.3	6.3	6.2	6.0	7.0
73	30	12	50	2	15	5	28	7	10	4	46	32	35	7	40	5
760	820	680	700	320	190	360	360	860	500	720	560	820	660	260	680	280
18	2	10	20	4	6	10	21	8	11	1	13	22	10	10	22	20
0.3	0.5	0.3	0.5	0.5	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.3
TI	UI	UI	TS	BT	UI+US	US	UI	UI	UI+TI	UI	TI	TI	TS	UI	HS+TI	US
33.1	28.0	26.5		19.9	27.9	32.0		ND	28.1	26.0	30.4	26.5	ND	26.1	29.3	32.0
285	232	231		218	280	234	230	235	235	233	310	236	234	237	234	234
185	101	204	190	165	188.5	215	200	174	184	132	165	199	192	203	118	205
1650	1233	834	2385	672	ND	1860	1915	1600	1054	1031	2355	1310	2149	1199	1224	1380
ND	ND	ND	ND	ND	ND	1620	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
140	170	100	130	30	190	300	240	180	80	290	130	100	100	250	50	320
0.637	0.216	0.258	0.144	0.765	0.498	0.102	-0.256	0.641	0.568	0.897	0.138	0.403	0.343	0.380	-0.28	0.077
0.502	-0.907	0.410	0.316	1.116	0.024	0.317	-0.101	0.483	0.714	-0.140	0.159	0.809	0.635	0.246	-0.672	0.071
SEVERA	MODERADA	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	LEVE	NSPD	MODERADA	SEVERA	SEVERA	LEVE	MODERADA	MODERADA	MODERADA	NSPD	LEVE
MODERADA	MODERADA	BAJA		BAJA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA

Figura AI.31. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 361 al 377)

9-Feb-17	12-Feb-17	14-Feb-17	22-Feb-17	26-Feb-16	17-Mar-17	24-Mar-17	28-Mar-17	3-Apr-17	15-Apr-17	18-Apr-17	28-Apr-17	22-Apr-17	22-Apr-17	27-Apr-17	27-Apr-17	3-May-17
AXX-472	AXX-473	AXX-474	AXX-475	AXX-476	AXX-477	AXX-478	AXX-479	AXX-480	AXX-481	AXX-482	AXX-483	AXX-484	AXX-485	AXX-486	AXX-487	AXX-488
22299	4848	13927	5142	2864	4983	5387	4918	12598	16512	16014	8767	4612	15821	12191	7274	42817
576	101	264.5	69.0	82.8	69.0	105.8	64.4	276.0	506.0	529.0	437.0	253.0	184.0	276.0	124.8	864.0
4560	384	1760	510	713	572	387.2	448.8	1320	3212	2420	1276	616	1188	1340	816	10720
16	20	5	12	29	12	8	18	5	22	50	45	13	33	3	3	32
48.0	33.5	14.5	1.75	15.0	13.4	6.0	13.0	6.5	28.8	20.3	18.8	11.8	12.3	9.9	3.4	120.0
43900	6500	24900	7250	4940	7500	8300	7050	20000	31950	27650	16350	7050	26520	21750	12200	87500
100	700	75	270	330	400	290	290	237	100	125	360	690	180	75	325	37
403	2537	305.0	2586.4	1122.4	1781.2	1281.0	375.0	1159.0	329.4	390.4	549.0	2293.6	390.4	317.2	1012.6	280.6
52	121	80	13	41	16	22	47	110	51	77	77	88	66	27	99	242
71958	15244	32500	11550	20876	28200	ND	ND	55800	78900	63000	38000	20400	59000	45000	27100	138000
38200	9500	22400	10900	12800	25500	ND	ND	29800	77600	61700	36900	19600	57900	43200	25500	133000
5.8	7.0	7.1	6.9	6.97	7.1	7.0	7.3	6.9	6.7	7.0	6.9	7.2	6.9	6.9	6.9	6.2
7	60	10	70	52	60	40	60	62	9	6	11	60	8	16	50	8
640	1240	300	1340	660	920	860	1180	740	320	420	1400	780	400	360	440	860
3	18	150	10	20	20	11	6	18	31	38	22	10	24	50	20	2
0.1	0.3	0.3	0.1	0.7	0.3	0.3	0.3	1	0.7	0.7	ND	0.1	ND	0.5	0.2	0.3
UI+US	TI	BT	UI	TS	TS+TI	UI	UI	TI	UI	UI	UI	TI	UI	UI	TI	US
29.0	24.8	19.2	28.4	30.0	27.0	26.2	28.4	27.0	28.4	30.0	27.9	22.3	22.7	28.0	27.6	26.0
233	233	219	232	233	219	237	237	235	228	229	198	225	230	230	232	233
165	165	202	153	210	163	207	182	176	109	138	115	121	118	205	203	192
981	1038	930	2288	1434	1663	1199	2284.3	3100	1375	2300	1500	1990	1100	2120	1923	1684
ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
64	75	80	100	200	48	70	100	180	120	85	54	80	100	150	180	115
0.622	0.455	-0.011	0.380	0.381	1.216	0.131	0.388	0.121	0.046	2.172	-0.600	0.325	-0.252	-0.434	0.024	0.877
0.466	0.849	0.265	0.282	0.613	0.589	0.189	0.566	-0.149	-1.022	1.750	-0.489	-0.063	-1.038	-0.174	0.232	0.966
MODERADA	MODERADA	NO DEPOSITO	MODERADA	MODERADA	SEVERA	LEVE	MODERADA	LEVE	LEVE	SEVERA	NSPD	MODERADO	NSPD	NSPD	LEVE	MODERADA
MODERADA	BAJA	MODERADA	baja	BAJA	ALTA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA	SEVERA	MODERADA	MODERADA

Figura AI.32. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 378 al 395)

16-May-17	17-May-17	4-Jun-17	7-Jun-17	9-Jun-17	26-Jun-17	5-Jul-17	10-Jul-17	26-Jul-17	26-Jul-17	7-Aug-17	14-Aug-17	13-Aug-17	26-Aug-17
AXX-489	AXX-490	AXX-491	AXX-492	AXX-493	AXX-494	AXX-495	AXX-496	AXX-497	AXX-498	AXX-499	AXX-500	AXX-501	AXX-502
8765	41341	44873	44229	11297	12144	5445	38200	6207	21162	5340	7790	5060	13268
524.4	7226.6	1392.0	1104.0	163.2	340.8	257.6	667.00	81.6	480.0	133.4	519.8	676.2	324.0
695.2	11413.6	10960	10080	1216	1672	2428.8	11528.00	496	3760	853.6	774.4	915.2	1320.0
7	39	54	27	7	2	9	42.00	12	14	5	3.00	13.0	4.0
4.8	82.0	120.3	71.5	19.5	12.1	19.5	99.00	31.4	38.5	23.0	24.00	19.25	13.75
15700	85800	92000	89200	19600	22400	12560	81200.00	9700	40400	9000	14300	10750	23600
240	20	25	37	175	137	200	90.00	237	137	250	200	270	5.0
	463.6	195.2	256.2	524.6	341.6	671.0	280.60	1464.0	414.8	2086.2	1000.4	1000.4	268.4
121	21	93	145	223	301	70	117.00	52	131	87	81.0	32	18
55800	ND	149712	145153	33200	37425	21285	132061	24300	82000	12300	12300	12300	46200
32600	ND	120400	110000	36600	42800	60700	ND	20300	78800	17800	29800	27400	49200
7.1	6.0	6.5	6.1	6.9	6.9	6.8	6.44	7.0	7.0	6.8	7	6.76	6.90
18	10	6	6	8	14	42	9.00	5	3	19.29	14.0	42.0	6.0
220	1520	980	800	520	640	1940	500.00	880	760	620	360	440	560
11	15	7	4	1	75	10	6.00	2	1	0.0014	20.0	20.0	35.00
0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.1	0.50	0.5	0.7	0.1	0.5	0.1	0.5
UI	Us	UI	US	UI	BT	TS	UI	UI	BT	TI	TI+UI	TI	US
28.0	24.0	26.1	26.2	27.6	20.4	31.8	27.50	28.5	19.8		28.10	27.60	32.00
232	235	234	235	235	218	241.7	271.00	221	220	285	283	273	230
188	179	182	180	184	190	159	136.00	166	153	133	184	211	230
1233	1784	1623	2328	1920	1179	1626	2100.00	1684	1088	856	1243	856	1797
ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	887.7	ND	887.7	ND
190	30	150	50	170	240	80	160.00	60	10	40	200	150	220
-0.234	1.094	0.541	0.943	0.376	-0.730	0.447	0.89	1.489	1.303	1.030	0.68	0.71	-0.43
-0.194	1.655	0.583	1.186	0.184	-0.208	0.025	-0.14	0.952	1.400	1.200	0.700	1.100	-0.160
NSPD	MODERADA	LEVE	MODERADA	MODERADA	NSPD	MODERADO	MODERADO	SEVERA	MODERADA	SEVERA	MODERADO	MODERADO	NSPD
BAJA	BAJA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	MODERADA	BAJA	BAJA	BAJA	BAJA			BAJA

Figura AI.33. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación del bloque petrolero 21 (Ensayos del 396 al 409)

AI.3. INFORMACIÓN CEDIDA POR PETROAMAZONAS EP

En las Figuras AI.34 hasta AI.44 se presenta la información recolectada por Petroamazonas EP, asistida por la empresa de servicios petroleros INTEROC, de diferentes pozos de extracción de petróleo y gas de la Amazonía ecuatoriana.

Fecha : 10-Aug-18		Fecha : 29-Aug-18		Fecha : 10-Aug-18		Fecha : 10-Aug-18	
Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC	
Pozo : YRCA-004HP		Pozo : YRCA-005HP		Pozo : YRCA-007HP		Pozo : YRCA-008HP	
Locación : PAD A		Locación : PAD A		Locación : PAD A		Locación : PAD A	
Campo : BL-21		Campo : BL-21		Campo : BL-21		Campo : BL-21	
Ns+	(mg/l) 136	Ns+	(mg/l) 305	Ns+	(mg/l) 140	Ns+	(mg/l) 163
Mg2+	(mg/l) 2	Mg2+	(mg/l) 2.4	Mg2+	(mg/l) 5	Mg2+	(mg/l) 2
Ca2+	(mg/l) 36	Ca2+	(mg/l) 32	Ca2+	(mg/l) 24	Ca2+	(mg/l) 28
Ba2+	(mg/l) 2	Ba2+	(mg/l) 1	Ba2+	(mg/l) 2	Ba2+	(mg/l) 2
Total Fe	(mg/l) 0.23	Total Fe	(mg/l) 0.38	Total Fe	(mg/l) 0.67	Total Fe	(mg/l) 0.53
Manganesos	(mg/l) 0.057	Manganesos	(mg/l) 0.243	Manganesos	(mg/l) 0.135	Manganesos	(mg/l) 0.179
Cl-	(mg/l) 155	Cl-	(mg/l) 400	Cl-	(mg/l) 140	Cl-	(mg/l) 180
SO42-	(mg/l) 17	SO42-	(mg/l) 30	SO42-	(mg/l) 8	SO42-	(mg/l) 20
Bicarbonatos	(mg/l) 207	Bicarbonatos	(mg/l) 195	Bicarbonatos	(mg/l) 214	Bicarbonatos	(mg/l) 214
Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -
TDS (Calculado)	(mg/l) 735	TDS (Calculado)	(mg/l) 966	TDS (Calculado)	(mg/l) 538	TDS (Calculado)	(mg/l) 616
TDS (Medido)	(mg/l) 301	TDS (Medido)	(mg/l) 719	TDS (Medido)	(mg/l) 435	TDS (Medido)	(mg/l) 450
pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---
CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%) 1	CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%) 3
CO2 Agua	(mg/l) 160	CO2 Agua	(mg/l) 116	CO2 Agua	(mg/l) 100	CO2 Agua	(mg/l) 100
H2S Gas	(ppm) 15	H2S Gas	(ppm) 15	H2S Gas	(ppm) 40	H2S Gas	(ppm) 40
H2S Agua	(mg/l) 0.15	H2S Agua	(mg/l) 0.05	H2S Agua	(mg/l) 0.33	H2S Agua	(mg/l) 0.27
Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0
Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0
Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0
Gas/Día	MSCF/D 0.0221	Gas/Día	MSCF/D 4.89	Gas/Día	MSCF/D 0.0239	Gas/Día	MSCF/D 0.021
Oil/Día	(BOPD) 223	Oil/Día	(BOPD) 128.43	Oil/Día	(BOPD) 106	Oil/Día	(BOPD) 181
Agua/Día	(EVPD) 1853	Agua/Día	(EVPD) 8433.31	Agua/Día	(EVPD) 1653	Agua/Día	(EVPD) 3442
ARENA PRODUCTORA	ARENA HP	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HP	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI
DENSIDAD API	API 18.2	DENSIDAD API	API 11.8	DENSIDAD API	API 17.3	DENSIDAD API	API 17.3
Temperatura Motor	(F) 220	Temperatura Motor	(F) 214	Temperatura Motor	(F) 184	Temperatura Motor	(F) 221
Temperatura Intake	(F) 183	Temperatura Intake	(F) 174	Temperatura Intake	(F) 177	Temperatura Intake	(F) 173
Temperatura Cabeza	(F) 170	Temperatura Cabeza	(F) 0	Temperatura Cabeza	(F) 165	Temperatura Cabeza	(F) 173
Presión fondo	(psia) 2835	Presión fondo	(psia) 3000	Presión fondo	(psia) 2636	Presión fondo	(psia) 2385
Presión Intake	(psia) 1303	Presión Intake	(psia) 2878	Presión Intake	(psia) 2235	Presión Intake	(psia) 2385
Presión cabeza	(psia) 160	Presión cabeza	(psia) 300	Presión cabeza	(psia) 230	Presión cabeza	(psia) 230
Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.53	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.14	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI -0.13	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.03
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 12.63	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 2.33	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.70
Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.30	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.52	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.15	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.21
Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 7.37	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 0.00
Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE	Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE	Tendencia Incrustante fondo	----- N/A	Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE
Tendencia Incrustante cabeza	----- LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	----- N/A	Tendencia Incrustante cabeza	----- N/A	Tendencia Incrustante cabeza	----- N/A

Figura AI.34. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 1 al 4)

Fecha : 10-Aug-18		Fecha : 26-Jul-18		Fecha : 10-Aug-18		Fecha : 6-Aug-18	
Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC		Ingeniero INTEROC	
Pozo : YRCA-010HP		Pozo : YRCA-011HP		Pozo : YRCA-012HP		Pozo : YRCA-013HP	
Locación : PAD A		Locación : PAD A		Locación : PAD A		Locación : PAD B	
Campo : BL-21		Campo : BL-21		Campo : BL-21		Campo : BL-21	
Ns+	(mg/l) 126	Ns+	(mg/l) 1,216	Ns+	(mg/l) 152	Ns+	(mg/l) 177
Mg2+	(mg/l) 5	Mg2+	(mg/l) 15	Mg2+	(mg/l) 2	Mg2+	(mg/l) 3
Ca2+	(mg/l) 32	Ca2+	(mg/l) 207	Ca2+	(mg/l) 26	Ca2+	(mg/l) 28
Ba2+	(mg/l) 2	Ba2+	(mg/l) 1	Ba2+	(mg/l) 2	Ba2+	(mg/l) 2
Total Fe	(mg/l) 0.33	Total Fe	(mg/l) 0.8	Total Fe	(mg/l) 0.88	Total Fe	(mg/l) 0.87
Manganesos	(mg/l) 0.155	Manganesos	(mg/l) 0.038	Manganesos	(mg/l) 0.149	Manganesos	(mg/l) 0.162
Cl-	(mg/l) 155	Cl-	(mg/l) 2,060	Cl-	(mg/l) 135	Cl-	(mg/l) 220
SO42-	(mg/l) 16	SO42-	(mg/l) 8	SO42-	(mg/l) 8	SO42-	(mg/l) 9
Bicarbonatos	(mg/l) 207	Bicarbonatos	(mg/l) 378	Bicarbonatos	(mg/l) 256	Bicarbonatos	(mg/l) 193
Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -	Acidos carboxilicos	(mg/l) -
TDS (Calculado)	(mg/l) 525	TDS (Calculado)	(mg/l) 3,885	TDS (Calculado)	(mg/l) 583	TDS (Calculado)	(mg/l) 623
TDS (Medido)	(mg/l) 246	TDS (Medido)	(mg/l) 7,142	TDS (Medido)	(mg/l) 429	TDS (Medido)	(mg/l) 597
pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---	pH Condiciones Normales	---
CO2 Gas	(%) 1	CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%) 1	CO2 Gas	(%) 1
CO2 Agua	(mg/l) 110	CO2 Agua	(mg/l) 836	CO2 Agua	(mg/l) 30	CO2 Agua	(mg/l) 110
H2S Gas	(ppm) 35	H2S Gas	(ppm) 35	H2S Gas	(ppm) 10	H2S Gas	(ppm) 25
H2S Agua	(mg/l) 0.43	H2S Agua	(mg/l) 0.40	H2S Agua	(mg/l) 0.14	H2S Agua	(mg/l) 0.03
Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0	Acetate en agua	(ppm) 0
Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspendedos	(ppm) 0
Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0	Orizgeo Disuelto	(ppb) 0
Gas/Día	MSCF/D 0.0233	Gas/Día	MSCF/D 0.0654	Gas/Día	MSCF/D 0.0218	Gas/Día	MSCF/D 0.0218
Oil/Día	(BOPD) 113	Oil/Día	(BOPD) 65	Oil/Día	(BOPD) 32	Oil/Día	(BOPD) 127
Agua/Día	(EVPD) 519	Agua/Día	(EVPD) 34	Agua/Día	(EVPD) 1020	Agua/Día	(EVPD) 1025
ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI
DENSIDAD API	API 11.2	DENSIDAD API	API 16.2	DENSIDAD API	API 16	DENSIDAD API	API 18.2
Temperatura Motor	(F) 240	Temperatura Motor	(F) 196	Temperatura Motor	(F) 206	Temperatura Motor	(F) 222
Temperatura Intake	(F) 183	Temperatura Intake	(F) 112	Temperatura Intake	(F) 188	Temperatura Intake	(F) 184
Temperatura Cabeza	(F) 140	Temperatura Cabeza	(F) 119	Temperatura Cabeza	(F) 162	Temperatura Cabeza	(F) 164
Presión fondo	(psia) 3104	Presión fondo	(psia) 152	Presión fondo	(psia) 2884	Presión fondo	(psia) 3106
Presión Intake	(psia) 193	Presión Intake	(psia) 152	Presión Intake	(psia) 1766	Presión Intake	(psia) 1753
Presión cabeza	(psia) 140	Presión cabeza	(psia) 142	Presión cabeza	(psia) 140	Presión cabeza	(psia) 154
Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.14	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 100.00	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.43	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.28
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 13.68	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 5.47	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.04
Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.10	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.54	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.21	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.04
Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 1.15	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 3.54	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB 0.70
Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE	Tendencia Incrustante fondo	----- MODERADA	Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE	Tendencia Incrustante fondo	----- LEVE
Tendencia Incrustante cabeza	----- LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	----- N/A	Tendencia Incrustante cabeza	----- LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	----- LEVE

Figura AI.35. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 5 al 8)

Fecha:		6-Ago-18	Fecha:		6-Ago-18	Fecha:		6-Ago-18	Fecha:		6-Ago-18
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo:		YRCB-003HP	Pozo:		YRCB-0043HP	Pozo:		YRCB-0053HP	Pozo:		YRCB-006HP
Locación:		PAD B	Locación:		PAD B	Locación:		PAD B	Locación:		PAD B
Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21
Ns+	(mg/l)	163	Ns+	(mg/l)	187	Ns+	(mg/l)	149	Ns+	(mg/l)	180
Mg2+	(mg/l)	1	Mg2+	(mg/l)	3	Mg2+	(mg/l)	3	Mg2+	(mg/l)	5
Ca2+	(mg/l)	24	Ca2+	(mg/l)	26	Ca2+	(mg/l)	25	Ca2+	(mg/l)	24
Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2
Total Fe	(mg/l)	0.34	Total Fe	(mg/l)	0.46	Total Fe	(mg/l)	0.31	Total Fe	(mg/l)	0.38
Manganesos	(mg/l)	0.57	Manganesos	(mg/l)	0.53	Manganesos	(mg/l)	0.193	Manganesos	(mg/l)	0.244
Cl-	(mg/l)	180	Cl-	(mg/l)	210	Cl-	(mg/l)	180	Cl-	(mg/l)	195
SD42-	(mg/l)	8	SD42-	(mg/l)	11	SD42-	(mg/l)	8	SD42-	(mg/l)	3
Bicarbonatos	(mg/l)	195	Bicarbonatos	(mg/l)	220	Bicarbonatos	(mg/l)	171	Bicarbonatos	(mg/l)	232
Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-
TDS (Calculado)	(mg/l)	574	TDS (Calculado)	(mg/l)	639	TDS (Calculado)	(mg/l)	538	TDS (Calculado)	(mg/l)	647
TDS (Medido)	(mg/l)	392	TDS (Medido)	(mg/l)	538	TDS (Medido)	(mg/l)	474	TDS (Medido)	(mg/l)	511
pH Condiciones Normales	---	7.00	pH Condiciones Normales	---	7.02	pH Condiciones Normales	---	7.00	pH Condiciones Normales	---	7.00
CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1
CO2 Agua	(mg/l)	120	CO2 Agua	(mg/l)	90	CO2 Agua	(mg/l)	78	CO2 Agua	(mg/l)	78
H2S Gas	(ppm)	12	H2S Gas	(ppm)	32	H2S Gas	(ppm)	20	H2S Gas	(ppm)	0.002
H2S Agua	(mg/l)	0.0012	H2S Agua	(mg/l)	0.41	H2S Agua	(mg/l)	0.22	H2S Agua	(mg/l)	0.27
Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0
Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0
Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0
Gas/Día	MSCFPC	0.021	Gas/Día	MSCFPC	0.031	Gas/Día	MSCFPC	0.021	Gas/Día	MSCFPC	0.021
Oil/Día	(BOPD)	66	Oil/Día	(BOPD)	114	Oil/Día	(BOPD)	73	Oil/Día	(BOPD)	123
Agua/Día	(BVPD)	833	Agua/Día	(BVPD)	322	Agua/Día	(BVPD)	1498	Agua/Día	(BVPD)	145
ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI
DENSIDAD API	API	16	DENSIDAD API	API	17	DENSIDAD API	API	16.6	DENSIDAD API	API	17.1
Temperatura Motor	(F)	206	Temperatura Motor	(F)	210	Temperatura Motor	(F)	215	Temperatura Motor	(F)	242
Temperatura Intake	(F)	184	Temperatura Intake	(F)	182	Temperatura Intake	(F)	180	Temperatura Intake	(F)	186
Temperatura Cabeza	(F)	162	Temperatura Cabeza	(F)	161	Temperatura Cabeza	(F)	163	Temperatura Cabeza	(F)	177
Presión fondo	(psia)	2873	Presión fondo	(psia)	2804	Presión fondo	(psia)	2300	Presión fondo	(psia)	3152
Presión Intake	(psia)	1303	Presión Intake	(psia)	1434	Presión Intake	(psia)	1430	Presión Intake	(psia)	635
Presión cabeza	(psia)	180	Presión cabeza	(psia)	128	Presión cabeza	(psia)	270	Presión cabeza	(psia)	140
Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.13	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.35	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.17	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.60
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	2.81	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	3.35	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	2.45	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	3.47
Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.05	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.17	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.00	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.23
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.70	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	2.81	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	4.56
Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE
Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	-----	N/A	Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE

Figura AI.36. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 9 al 12)

Fecha:		6-Ago-18	Fecha:		1-Sep-18	Fecha:		28-Jul-18	Fecha:		1-Sep-18
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo:		YRCB-001HP	Pozo:		YRCB-001HP	Pozo:		YRCB-003HP	Pozo:		YRCB-004HP
Locación:		PAD B	Locación:		PAD D	Locación:		PAD D	Locación:		PAD D
Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21
Ns+	(mg/l)	136	Ns+	(mg/l)	167	Ns+	(mg/l)	652	Ns+	(mg/l)	144
Mg2+	(mg/l)	1	Mg2+	(mg/l)	5	Mg2+	(mg/l)	49	Mg2+	(mg/l)	5
Ca2+	(mg/l)	23	Ca2+	(mg/l)	36	Ca2+	(mg/l)	236	Ca2+	(mg/l)	24
Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	3
Total Fe	(mg/l)	0.33	Total Fe	(mg/l)	0.65	Total Fe	(mg/l)	0.53	Total Fe	(mg/l)	0.42
Manganesos	(mg/l)	0.112	Manganesos	(mg/l)	0.134	Manganesos	(mg/l)	0.187	Manganesos	(mg/l)	0.039
Cl-	(mg/l)	114	Cl-	(mg/l)	205	Cl-	(mg/l)	1,430	Cl-	(mg/l)	160
SD42-	(mg/l)	3	SD42-	(mg/l)	15	SD42-	(mg/l)	10	SD42-	(mg/l)	20
Bicarbonatos	(mg/l)	232	Bicarbonatos	(mg/l)	207	Bicarbonatos	(mg/l)	222	Bicarbonatos	(mg/l)	183
Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-
TDS (Calculado)	(mg/l)	517	TDS (Calculado)	(mg/l)	639	TDS (Calculado)	(mg/l)	2,600	TDS (Calculado)	(mg/l)	540
TDS (Medido)	(mg/l)	461	TDS (Medido)	(mg/l)	263	TDS (Medido)	(mg/l)	849	TDS (Medido)	(mg/l)	242
pH Condiciones Normales	---	7.00	pH Condiciones Normales	---	7.10	pH Condiciones Normales	---	7.10	pH Condiciones Normales	---	7.12
CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	6	CO2 Gas	(%)	3
CO2 Agua	(mg/l)	110	CO2 Agua	(mg/l)	90	CO2 Agua	(mg/l)	604	CO2 Agua	(mg/l)	90
H2S Gas	(ppm)	10	H2S Gas	(ppm)	20	H2S Gas	(ppm)	40	H2S Gas	(ppm)	10
H2S Agua	(mg/l)	0.13	H2S Agua	(mg/l)	0.25	H2S Agua	(mg/l)	0.21	H2S Agua	(mg/l)	0.13
Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0	Acete en agua	(ppm)	0
Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	0
Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0	Orizeno Disuelto	(ppb)	0
Gas/Día	MSCFPC	0.021	Gas/Día	MSCFPC	0.021	Gas/Día	MSCFPC	0.021	Gas/Día	MSCFPC	0.0593
Oil/Día	(BOPD)	153	Oil/Día	(BOPD)	186	Oil/Día	(BOPD)	82	Oil/Día	(BOPD)	51
Agua/Día	(BVPD)	2303	Agua/Día	(BVPD)	2478	Agua/Día	(BVPD)	1567	Agua/Día	(BVPD)	675
ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI
DENSIDAD API	API	16.2	DENSIDAD API	API	18	DENSIDAD API	API	17.3	DENSIDAD API	API	17.3
Temperatura Motor	(F)	215	Temperatura Motor	(F)	219	Temperatura Motor	(F)	213	Temperatura Motor	(F)	231
Temperatura Intake	(F)	182	Temperatura Intake	(F)	180	Temperatura Intake	(F)	180	Temperatura Intake	(F)	184
Temperatura Cabeza	(F)	145	Temperatura Cabeza	(F)	172	Temperatura Cabeza	(F)	161	Temperatura Cabeza	(F)	157
Presión fondo	(psia)	2250	Presión fondo	(psia)	3155	Presión fondo	(psia)	2626	Presión fondo	(psia)	3234
Presión Intake	(psia)	1774	Presión Intake	(psia)	2246	Presión Intake	(psia)	2626	Presión Intake	(psia)	2141
Presión cabeza	(psia)	145	Presión cabeza	(psia)	148	Presión cabeza	(psia)	170	Presión cabeza	(psia)	140
Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.45	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.49	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.32	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	-0.12
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	7.02	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	8.77	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	14.04	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.00
Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.01	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.33	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.03	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	-0.52
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.70	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	5.36	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	4.21	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.00
Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	LEVE	Tendencia Incrustante fondo	-----	N/A
Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Incrustante cabeza	-----	N/A

Figura AI.37. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 13 al 16)

Fecha :		28-Jul-18	Fecha :		31-Aug-18	Fecha :		31-Aug-18	Fecha :		31-Aug-18
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo :		YRCE-0055HP	Pozo :		YRCE-001HP	Pozo :		YRCE-003HP	Pozo :		YRCE-004HP
Locación:		PAD D	Locación:		PAD A	Locación:		PAD E	Locación:		PAD E
Campo :		BL-21	Campo :		BL-21	Campo :		BL-21	Campo :		BL-21
Ns+	(mg/l)*	1,204	Ns+	(mg/l)*	162	Ns+	(mg/l)*	140	Ns+	(mg/l)*	148
Mg2+	(mg/l)	46	Mg2+	(mg/l)	2	Mg2+	(mg/l)	2	Mg2+	(mg/l)	2
Ca2+	(mg/l)	108	Ca2+	(mg/l)	36	Ca2+	(mg/l)	40	Ca2+	(mg/l)	32
Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2
Total Fe	(mg/l)	0.62	Total Fe	(mg/l)	0.42	Total Fe	(mg/l)	0.47	Total Fe	(mg/l)	0.35
Manganesos	(mg/l)	0.163	Manganesos	(mg/l)	0.146	Manganesos	(mg/l)	0.117	Manganesos	(mg/l)	0.224
Cl-	(mg/l)	1,340	Cl-	(mg/l)	178	Cl-	(mg/l)	150	Cl-	(mg/l)	150
SO42-	(mg/l)	12	SO42-	(mg/l)	12	SO42-	(mg/l)	14	SO42-	(mg/l)	12
Bicarbonatos	(mg/l)	407	Bicarbonatos	(mg/l)	232	Bicarbonatos	(mg/l)	232	Bicarbonatos	(mg/l)	232
Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-
TDS (Calculado)	(mg/l)*	3,120	TDS (Calculado)	(mg/l)*	624	TDS (Calculado)	(mg/l)*	591	TDS (Calculado)	(mg/l)*	579
TDS (Medido)	(mg/l)	6,854	TDS (Medido)	(mg/l)	583	TDS (Medido)	(mg/l)	436	TDS (Medido)	(mg/l)	471
pH Condiciones Normales	---	6.80	pH Condiciones Normales	---	7.04	pH Condiciones Normales	---	7.01	pH Condiciones Normales	---	7.01
CO2 Gas (%)	(%)	6	CO2 Gas (%)	(%)	3	CO2 Gas (%)	(%)	2	CO2 Gas (%)	(%)	2
CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	630	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	100	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	100	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	110
H2S Gas (ppm)	(ppm)	55	H2S Gas (ppm)	(ppm)	50	H2S Gas (ppm)	(ppm)	60	H2S Gas (ppm)	(ppm)	12
H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.35	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.35	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.51	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.10
Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0
Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0
Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0
Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.1343	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.045	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.021	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.021
Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	73	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	340	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	147	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	59
Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	1438	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	3308	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	1683	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	1523
ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI
DENSIDAD API	API	17.5	DENSIDAD API	API	18.3	DENSIDAD API	API	18.1	DENSIDAD API	API	17
Temperatura Motor (F)	(F)	214	Temperatura Motor (F)	(F)	198	Temperatura Motor (F)	(F)	210	Temperatura Motor (F)	(F)	212
Temperatura Intake (F)	(F)	182	Temperatura Intake (F)	(F)	176	Temperatura Intake (F)	(F)	178	Temperatura Intake (F)	(F)	178
Temperatura Cabeza (F)	(F)	166	Temperatura Cabeza (F)	(F)	173	Temperatura Cabeza (F)	(F)	165	Temperatura Cabeza (F)	(F)	164
Presión fondo (psia)	(psia)	2406	Presión fondo (psia)	(psia)	2547	Presión fondo (psia)	(psia)	2635	Presión fondo (psia)	(psia)	2586
Presión Intake (psia)	(psia)	2406	Presión Intake (psia)	(psia)	1482	Presión Intake (psia)	(psia)	1911	Presión Intake (psia)	(psia)	1911
Presión cabeza (psia)	(psia)	425	Presión cabeza (psia)	(psia)	170	Presión cabeza (psia)	(psia)	360	Presión cabeza (psia)	(psia)	154
Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.46	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.01	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.33	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.23
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	24.35	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.35	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.07	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.26
Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.22	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	-0.02	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.13	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.03
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	12.63	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	3.16	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.70
Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE
Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE	Tendacia Inestante cabeza	-----	N/A	Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE	Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE

Figura AI.38. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 17 al 20)

Fecha :		31-Aug-18	Fecha :		31-Aug-18	Fecha :		27-Jul-18	Fecha :		10-Aug-18
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo :		YRCE-005HP	Pozo :		YRCE-006HP	Pozo :		YRCE-001HP	Pozo :		YRCE-004HP
Locación:		PAD E	Locación:		PAD E	Locación:		PAD F	Locación:		PAD F
Campo :		BL-21	Campo :		BL-21	Campo :		BL-21	Campo :		BL-21
Ns+	(mg/l)*	124	Ns+	(mg/l)*	124	Ns+	(mg/l)*	763	Ns+	(mg/l)*	72
Mg2+	(mg/l)	5	Mg2+	(mg/l)	2	Mg2+	(mg/l)	53	Mg2+	(mg/l)	10
Ca2+	(mg/l)	24	Ca2+	(mg/l)	28	Ca2+	(mg/l)	84	Ca2+	(mg/l)	28
Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2	Ba2+	(mg/l)	2
Total Fe	(mg/l)	0.35	Total Fe	(mg/l)	0.28	Total Fe	(mg/l)	12.25	Total Fe	(mg/l)	0.53
Manganesos	(mg/l)	0.157	Manganesos	(mg/l)	0.168	Manganesos	(mg/l)	0.008	Manganesos	(mg/l)	0.041
Cl-	(mg/l)	155	Cl-	(mg/l)	130	Cl-	(mg/l)	884	Cl-	(mg/l)	180
SO42-	(mg/l)	10	SO42-	(mg/l)	18	SO42-	(mg/l)	23	SO42-	(mg/l)	15
Bicarbonatos	(mg/l)	183	Bicarbonatos	(mg/l)	183	Bicarbonatos	(mg/l)	1015	Bicarbonatos	(mg/l)	0
Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-	Acidos carboxilicos	(mg/l)	-
TDS (Calculado)	(mg/l)*	483	TDS (Calculado)	(mg/l)*	488	TDS (Calculado)	(mg/l)*	2,836	TDS (Calculado)	(mg/l)*	308
TDS (Medido)	(mg/l)	459	TDS (Medido)	(mg/l)	223	TDS (Medido)	(mg/l)	435	TDS (Medido)	(mg/l)	614
pH Condiciones Normales	---	7.03	pH Condiciones Normales	---	7.01	pH Condiciones Normales	---	7.30	pH Condiciones Normales	---	7.02
CO2 Gas (%)	(%)	1	CO2 Gas (%)	(%)	1	CO2 Gas (%)	(%)	4	CO2 Gas (%)	(%)	2
CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	70	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	70	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	850	CO2 Agua (mg/l)	(mg/l)	0
H2S Gas (ppm)	(ppm)	30	H2S Gas (ppm)	(ppm)	5	H2S Gas (ppm)	(ppm)	20	H2S Gas (ppm)	(ppm)	15
H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.34	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.06	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.28	H2S Agua (mg/l)	(mg/l)	0.14
Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0	Acetite en agua (ppm)	(ppm)	0
Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0	Sólidos Totales Suspendidos (ppm)	(ppm)	0
Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0	Orizgeo Disuelto (ppb)	(ppb)	0
Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.017	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.035	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.017	Gas/Día (MSCF/D)	(MSCF/D)	0.021
Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	20	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	43	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	340	Oil/Día (BOFPD)	(BOFPD)	268
Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	452	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	1391	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	3308	Agua/Día (BWFPD)	(BWFPD)	850
ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA	HI
DENSIDAD API	API	15.7	DENSIDAD API	API	18	DENSIDAD API	API	16.1	DENSIDAD API	API	17.5
Temperatura Motor (F)	(F)	241	Temperatura Motor (F)	(F)	200	Temperatura Motor (F)	(F)	228	Temperatura Motor (F)	(F)	189
Temperatura Intake (F)	(F)	183	Temperatura Intake (F)	(F)	178	Temperatura Intake (F)	(F)	189	Temperatura Intake (F)	(F)	184
Temperatura Cabeza (F)	(F)	141	Temperatura Cabeza (F)	(F)	161	Temperatura Cabeza (F)	(F)	153	Temperatura Cabeza (F)	(F)	150
Presión fondo (psia)	(psia)	3223	Presión fondo (psia)	(psia)	3538	Presión fondo (psia)	(psia)	1904	Presión fondo (psia)	(psia)	2846
Presión Intake (psia)	(psia)	1774	Presión Intake (psia)	(psia)	2520	Presión Intake (psia)	(psia)	1904	Presión Intake (psia)	(psia)	1738
Presión cabeza (psia)	(psia)	150	Presión cabeza (psia)	(psia)	600	Presión cabeza (psia)	(psia)	235	Presión cabeza (psia)	(psia)	42
Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.40	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.08	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	1.62	Indice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.43
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	6.32	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	1.40	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	67.02	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	5.45
Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	-0.16	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.02	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	1.13	Indice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.31
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	3.86	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	56.43	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	3.64
Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE	Tendacia Inestante fondo	-----	LEVE
Tendacia Inestante cabeza	-----	N/A	Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE	Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE	Tendacia Inestante cabeza	-----	LEVE

Figura AI.39. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 21 al 24)

Fecha :	27-Jul-18	Fecha :	26-Jul-18	Fecha :	26-Jul-18	Fecha :	10-Ago-18
Ingeniero	INTEROC	Ingeniero	INTEROC	Ingeniero	INTEROC	Ingeniero	INTEROC
Pozo :	YRCF-005HRHP	Pozo :	YRCF-006HP	Pozo :	YRCF-007HP	Pozo :	YRCF-005HP
Locación :	PAD F	Locación :	PAD A	Locación :	PAD A	Locación :	PAD F
Campo :	BL-21	Campo :	BL-21	Campo :	BL-21	Campo :	BL-21
Na ⁺	(mg/l) 338	Na ⁺	(mg/l) 637	Na ⁺	(mg/l) 456	Na ⁺	(mg/l) 91
Mg ²⁺	(mg/l) 63	Mg ²⁺	(mg/l) 22	Mg ²⁺	(mg/l) 20	Mg ²⁺	(mg/l) 9
Ca ²⁺	(mg/l) 64	Ca ²⁺	(mg/l) 51	Ca ²⁺	(mg/l) 52	Ca ²⁺	(mg/l) 36
Ba ²⁺	(mg/l) 1	Ba ²⁺	(mg/l) 2	Ba ²⁺	(mg/l) 2	Ba ²⁺	(mg/l) 2
Total Fe	(mg/l) 1135	Total Fe	(mg/l) 143	Total Fe	(mg/l) 138	Total Fe	(mg/l) 123
Manganesos	(mg/l) 0.14	Manganesos	(mg/l) 0.206	Manganesos	(mg/l) 0.197	Manganesos	(mg/l) 0.15
Cl ⁻	(mg/l) 610	Cl ⁻	(mg/l) 830	Cl ⁻	(mg/l) 760	Cl ⁻	(mg/l) 225
SO4 ²⁻	(mg/l) 15	SO4 ²⁻	(mg/l) 8	SO4 ²⁻	(mg/l) 8	SO4 ²⁻	(mg/l) 7
Bicarbonatos	(mg/l) 412	Bicarbonatos	(mg/l) 522	Bicarbonatos	(mg/l) 156	Bicarbonatos	(mg/l) 0
Ácidos carboxílicos	(mg/l) -	Ácidos carboxílicos	(mg/l) -	Ácidos carboxílicos	(mg/l) -	Ácidos carboxílicos	(mg/l) -
TDS (Calculado)	(mg/l) 1,636	TDS (Calculado)	(mg/l) 2,074	TDS (Calculado)	(mg/l) 1,456	TDS (Calculado)	(mg/l) 310
TDS (Medido)	(mg/l) 627	TDS (Medido)	(mg/l) 388	TDS (Medido)	(mg/l) 655	TDS (Medido)	(mg/l) 631
pH Condiciones Normales	--- 7.20	pH Condiciones Normales	--- 7.20	pH Condiciones Normales	--- 7.00	pH Condiciones Normales	--- 7.02
CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%) 1	CO2 Gas	(%) 2
CO2 Agua	(mg/l) 730	CO2 Agua	(mg/l) 632	CO2 Agua	(mg/l) 464	CO2 Agua	(mg/l) 0
H2S Gas	(ppm) 30	H2S Gas	(ppm) 30	H2S Gas	(ppm) 65	H2S Gas	(ppm) 65
H2S Agua	(mg/l) 0.07	H2S Agua	(mg/l) 0.43	H2S Agua	(mg/l) 0.66	H2S Agua	(mg/l) 0.14
Acéite en agua	(ppm) 0	Acéite en agua	(ppm) 0	Acéite en agua	(ppm) 0	Acéite en agua	(ppm) 0
Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 0
Orizogeo Disuelto	(ppb) 0	Orizogeo Disuelto	(ppb) 0	Orizogeo Disuelto	(ppb) 0	Orizogeo Disuelto	(ppb) 0
Gas/Día	MSCFPC 0.0341	Gas/Día	MSCFPC 0.0363	Gas/Día	MSCFPC 0.0235	Gas/Día	MSCFPC 0.0451
OH/Día	(BOPD) 88	OH/Día	(BOPD) 121	OH/Día	(BOPD) 50	OH/Día	(BOPD) 198
Agua/Día	(BWPD) 888	Agua/Día	(BWPD) 2308	Agua/Día	(BWPD) 953	Agua/Día	(BWPD) 298
ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	ARENA PRODUCTORA	ARENA HI
DENSIDAD API	API 16.7	DENSIDAD API	API 16.4	DENSIDAD API	API 15.8	DENSIDAD API	API 16.3
Temperatura Motor	(F) 0	Temperatura Motor	(F) 230	Temperatura Motor	(F) 208	Temperatura Motor	(F) 211
Temperatura Intake	(F) 0	Temperatura Intake	(F) 184	Temperatura Intake	(F) 188	Temperatura Intake	(F) 182
Temperatura Cabeza	(F) 161	Temperatura Cabeza	(F) 163	Temperatura Cabeza	(F) 164	Temperatura Cabeza	(F) 165
Presión fondo	(psia) 0	Presión fondo	(psia) 2065	Presión fondo	(psia) 1801	Presión fondo	(psia) 2516
Presión Intake	(psia) 0	Presión Intake	(psia) 2065	Presión Intake	(psia) 1891	Presión Intake	(psia) 1985
Presión cabeza	(psia) 1850.00	Presión cabeza	(psia) 50.00	Presión cabeza	(psia) 70	Presión cabeza	(psia) 145
Índice de saturación CaCO3 fondo	SI -0.44	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 1.11	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.00	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI 0.43
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 4.81	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 32.63	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 5.45
Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -1.10	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.17	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.08	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.31
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 24.21	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 3.64
Tendencia Inconstante fondo	----- LEVE	Tendencia Inconstante fondo	----- LEVE	Tendencia Inconstante fondo	----- N/A	Tendencia Inconstante fondo	----- LEVE
Tendencia Inconstante cabeza	----- N/A	Tendencia Inconstante cabeza	----- LEVE	Tendencia Inconstante cabeza	----- N/A	Tendencia Inconstante cabeza	----- LEVE

Figura AI.40. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 25 al 28)

Fecha :	20-Feb-18	Fecha :	27/11/2019	Fecha :	UNIDADES	28/11/2019	Fecha :	UNIDADES	19/2/2019
Ingeniero	INTEROC	Ingeniero	INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo :	CIMA-001HP	Pozo :	YRCA-001HRI	Pozo :		YRCF-002	Pozo :		YRD-003
Locación :	PAD CRONTA	Locación :	PAD A	Locación :		PADF	Locación :		PADD
Campo :	BL-21	Campo :	BL-021	Campo :		BL-21	Campo :		BL-21
Na ⁺	(mg/l) 200	Na ⁺	(mg/l) 1,639	Na ⁺	(mg/l)	257	Na ⁺	(mg/l)	48
Mg ²⁺	(mg/l) 17	Mg ²⁺	(mg/l) 81	Mg ²⁺	(mg/l)	10	Mg ²⁺	(mg/l)	53
Ca ²⁺	(mg/l) 44	Ca ²⁺	(mg/l) 80	Ca ²⁺	(mg/l)	64	Ca ²⁺	(mg/l)	52
Ba ²⁺	(mg/l) 0	Ba ²⁺	(mg/l) 0	Ba ²⁺	(mg/l)	1	Ba ²⁺	(mg/l)	1
Total Fe	(mg/l) 0.3	Total Fe	(mg/l) 0.76	Total Fe	(mg/l)	0.96	Total Fe	(mg/l)	0.40
Manganesos	(mg/l) 0.112	Manganesos	(mg/l) 2.800	Manganesos	(mg/l)	360	Manganesos	(mg/l)	160
Cl ⁻	(mg/l) 260	Cl ⁻	(mg/l) 13	Cl ⁻	(mg/l)	35	Cl ⁻	(mg/l)	10
SO4 ²⁻	(mg/l) 3	SO4 ²⁻	(mg/l) 354	SO4 ²⁻	(mg/l)	281	SO4 ²⁻	(mg/l)	268
Bicarbonatos	(mg/l) 233	Bicarbonatos	(mg/l) 354	Bicarbonatos	(mg/l)	281	Bicarbonatos	(mg/l)	268
Ácidos carboxílicos	(mg/l) -	Ácidos carboxílicos	(mg/l) 5,207	Ácidos carboxílicos	(mg/l)	1,124	Ácidos carboxílicos	(mg/l)	683
TDS (Calculado)	(mg/l) 823	TDS (Calculado)	(mg/l) 6	TDS (Calculado)	(mg/l)	0	TDS (Calculado)	(mg/l)	1,432
TDS (Medido)	(mg/l) 479	TDS (Medido)	(mg/l) 6.40	TDS (Medido)	(mg/l)	8.10	TDS (Medido)	(mg/l)	8.10
pH Condiciones Normales	--- 7.10	pH Condiciones Normales	--- 7.10	pH Condiciones Normales	--- 8.10	8.10	pH Condiciones Normales	--- 8.10	8.10
CO2 Gas	(%) 5	CO2 Gas	(%) 2	CO2 Gas	(%)	2	CO2 Gas	(%)	1
CO2 Agua	(mg/l) 36	CO2 Agua	(mg/l) 654	CO2 Agua	(mg/l)	69	CO2 Agua	(mg/l)	86
H2S Gas	(ppm) 30	H2S Gas	(ppm) 300	H2S Gas	(ppm)	10	H2S Gas	(ppm)	10
H2S Agua	(mg/l) 0.43	H2S Agua	(mg/l) 0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.1	H2S Agua	(mg/l)	0.1
Acéite en agua	(ppm) 0	Acéite en agua	(ppm) 0	Acéite en agua	(ppm)	7.85	Acéite en agua	(ppm)	7.85
Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 0	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm) 106.7	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	268.66	Sólidos Totales Suspensidos	(ppm)	82.2
Orizogeo Disuelto	(ppb) 0	Orizogeo Disuelto	(ppb) 81	Orizogeo Disuelto	(ppb)	288	Orizogeo Disuelto	(ppb)	1561
Gas/Día	MSCFPC 2.17	Gas/Día	ARENA HP 16.2	Gas/Día	MSCFPC 17.0	17.0	Gas/Día	MSCFPC 17.3	17.3
OH/Día	(BOPD) 52	Temperatura de fondo	(F) 180.00	OH/Día	(BOPD)	140.00	Temperatura de fondo	(F)	212.00
Agua/Día	(BWPD) 821	Temperatura de cabeza	(F) 110.00	Agua/Día	(BWPD)	110.00	Temperatura de cabeza	(F)	140.00
ARENA PRODUCTORA	ARENA HI	Presión de fondo	(psia) 115	ARENA PRODUCTORA	ARENA BT	1302	Presión de fondo	(psia)	2641
DENSIDAD API	API 14.3	Presión de cabeza	(psia) 200	DENSIDAD API	API 16.2	70	Presión de cabeza	(psia)	230
Temperatura Motor	(F) 0	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI -0.03	Temperatura Motor	(F) 0	0.00	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	-0.03
Temperatura Intake	(F) 0	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 11.76	Temperatura Intake	(F) 0	0.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.00
Temperatura Cabeza	(F) 82	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI 0.32	Temperatura Cabeza	(F) 82	0.30	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.52
Presión fondo	(psia) 0	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 0.00	Presión fondo	(psia) 0	0.00	Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	12.00
Presión Intake	(psia) 0	Tendencia Inconstante fondo	----- LEVE	Presión Intake	(psia) 0	N/A	Tendencia Inconstante fondo	-----	N/A
Presión cabeza	(psia) 65.00	Tendencia Inconstante cabeza	----- N/A	Presión cabeza	(psia) 0	N/A	Tendencia Inconstante cabeza	-----	LEVE
Índice de saturación CaCO3 fondo	SI -0.63			Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.00			
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB 0.00			Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.00			
Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI -0.16			Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.30			
Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB 0.00			Potencial de deposición CaCO3cabeza	PTB	0.00			
Tendencia Inconstante fondo	----- N/A			Tendencia Inconstante fondo	-----	N/A			
Tendencia Inconstante cabeza	----- N/A			Tendencia Inconstante cabeza	-----	N/A			

Figura AI.41. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 29 al 32)

Fecha:	UNIDADES	22/2/2019	Fecha:	UNIDADES	24/2/2019	Fecha:	UNIDADES	2-Feb-19	Fecha:	UNIDADES	2-Feb-19
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo:		YRBC-002HP	Pozo:		YRCE-003HP	Pozo:		YRCA-005	Pozo:		YRCE-001HP
Locación:		PAD B	Locación:		PAD B	Locación:		PAD A	Locación:		PAD E
Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-021	Campo:		BL-021
Na+	(mg/l)	78	Na+	(mg/l)	84	Na+	(mg/l)	119	Na+	(mg/l)	144
Mg2+	(mg/l)	32	Mg2+	(mg/l)	29	Mg2+	(mg/l)	12	Mg2+	(mg/l)	2
Ca2+	(mg/l)	64	Ca2+	(mg/l)	72	Ca2+	(mg/l)	24	Ca2+	(mg/l)	28
Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	1
Total Fe	(mg/l)	0.45	Total Fe	(mg/l)	0.48	Total Fe	(mg/l)	0.90	Total Fe	(mg/l)	0.89
Cl-	(mg/l)	110	Cl-	(mg/l)	150	Cl-	(mg/l)	110	Cl-	(mg/l)	130
SD42-	(mg/l)	25	SD42-	(mg/l)	40	SD42-	(mg/l)	3	SD42-	(mg/l)	3
Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	342	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	281	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	256	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	251
Acidos carbonilicos	(mg/l)	-	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	-	Acidos carbonilicos	(mg/l)	-
TDS (Calculado)	(mg/l)	590	TDS (Calculado)	(mg/l)	510	TDS (Calculado)	(mg/l)	485	TDS (Calculado)	(mg/l)	1873
TDS (Medido)	(mg/l)	534	TDS (Medido)	(mg/l)	657	TDS (Medido)	(mg/l)	432	TDS (Medido)	(mg/l)	1301
pH Condiciones Normales	---	8.20	pH Condiciones Normales	---	7.12	pH Condiciones Normales	---	6.40	pH Condiciones Normales	---	6.40
CO2 Gas	(%)	2	CO2 Gas	(%)	2	CO2 Gas	(%)	2	CO2 Gas	(%)	5
CO2 Agua	(mg/l)	160	CO2 Agua	(mg/l)	230	CO2 Agua	(mg/l)	60	CO2 Agua	(mg/l)	60
H2S Gas	(ppm)	25	H2S Gas	(ppm)	50	H2S Gas	(ppm)	10	H2S Gas	(ppm)	160
H2S Agua	(mg/l)	0.1	H2S Agua	(mg/l)	0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.1	H2S Agua	(mg/l)	0.1
Gas/Dia	(MSCFPD)	0	Gas/Dia	(MSCFPD)	0	Gas/Dia	(MSCFPD)	4.6	Gas/Dia	(MSCFPD)	8.4
Oil/Dia	(BOFPD)	125.3	Oil/Dia	(BOFPD)	127.34	Oil/Dia	(BOFPD)	128.56	Oil/Dia	(BOFPD)	341.38
Agua/Dia	(BVPD)	1019	Agua/Dia	(BVPD)	1019	Agua/Dia	(BVPD)	7434	Agua/Dia	(BVPD)	3926
Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP
Densidad API	API	16.2	Densidad API	API	16.1	Densidad API	API	17.8	Densidad API	API	16.3
Temperatura de fondo	(F)	221.70	Temperatura de fondo	(F)	210.00	Temperatura de fondo	(F)	207.00	Temperatura de fondo	(F)	176.00
Temperatura de cabeza	(F)	140.00	Temperatura de cabeza	(F)	170.00	Temperatura de cabeza	(F)	168.20	Temperatura de cabeza	(F)	160.00
Presion de fondo	(psia)	1189	Presion de fondo	(psia)	2630	Presion de fondo	(psia)	1385	Presion de fondo	(psia)	1620
Presion de cabeza	(psia)	190	Presion de cabeza	(psia)	158	Presion de cabeza	(psia)	200	Presion de cabeza	(psia)	224
Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.95	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.95	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	0.07	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	-0.52
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	27.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	27.01	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	5.96	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.00
Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.33	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.33	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.55	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	-0.52
Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	10.00	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	9.55	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	0.60	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	0.00
Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inrostante fondo	-----	N/A
Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inrostante cabeza	-----	N/A

Figura AI.42. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 33 al 36)

Fecha:	UNIDADES	2-Feb-19	Fecha:	UNIDADES	17/3/2019	Fecha:	UNIDADES	17/3/2019	Fecha:	UNIDADES	23/3/2019
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo:		YRCH-003HP	Pozo:		YRCH-003HP	Pozo:		YRCH-002HP	Pozo:		YRCH-003HP
Locación:		PAD E	Locación:		PAD H	Locación:		PAD H	Locación:		PAD B
Campo:		BL-021	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21
Na+	(mg/l)	204	Na+	(mg/l)	462	Na+	(mg/l)	429	Na+	(mg/l)	130
Mg2+	(mg/l)	2	Mg2+	(mg/l)	17	Mg2+	(mg/l)	23	Mg2+	(mg/l)	20
Ca2+	(mg/l)	21	Ca2+	(mg/l)	56	Ca2+	(mg/l)	50	Ca2+	(mg/l)	18
Ba2+	(mg/l)	1	Ba2+	(mg/l)	0	Ba2+	(mg/l)	0	Ba2+	(mg/l)	0
Total Fe	(mg/l)	0.33	Total Fe	(mg/l)	0.60	Total Fe	(mg/l)	0.64	Total Fe	(mg/l)	0.75
Cl-	(mg/l)	202	Cl-	(mg/l)	650	Cl-	(mg/l)	630	Cl-	(mg/l)	130
SD42-	(mg/l)	0	SD42-	(mg/l)	115	SD42-	(mg/l)	140	SD42-	(mg/l)	105
Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	268	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	220	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	146	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	146
Acidos carbonilicos	(mg/l)	-	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0
TDS (Calculado)	(mg/l)	663	TDS (Calculado)	(mg/l)	935	TDS (Calculado)	(mg/l)	1970	TDS (Calculado)	(mg/l)	553
TDS (Medido)	(mg/l)	627	TDS (Medido)	(mg/l)	1520	TDS (Medido)	(mg/l)	1419	TDS (Medido)	(mg/l)	551
pH Condiciones Normales	---	6.40	pH Condiciones Normales	---	7.80	pH Condiciones Normales	---	7.90	pH Condiciones Normales	---	6.00
CO2 Gas	(%)	3	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1
CO2 Agua	(mg/l)	50	CO2 Agua	(mg/l)	230	CO2 Agua	(mg/l)	260	CO2 Agua	(mg/l)	150
H2S Gas	(ppm)	110	H2S Gas	(ppm)	30	H2S Gas	(ppm)	20	H2S Gas	(ppm)	10
H2S Agua	(mg/l)	0.1	H2S Agua	(mg/l)	0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.1
Gas/Dia	(MSCFPD)	3.5	Gas/Dia	(MSCFPD)	0	Gas/Dia	(MSCFPD)	0	Gas/Dia	(MSCFPD)	0
Oil/Dia	(BOFPD)	169.21	Oil/Dia	(BOFPD)	139	Oil/Dia	(BOFPD)	71	Oil/Dia	(BOFPD)	87.77
Agua/Dia	(BVPD)	338	Agua/Dia	(BVPD)	1019	Agua/Dia	(BVPD)	1019	Agua/Dia	(BVPD)	1019
Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP	Arena productora	ARENA	HP
Densidad API	API	16.3	Densidad API	API	16.0	Densidad API	API	16.0	Densidad API	API	16.6
Temperatura de fondo	(F)	190.00	Temperatura de fondo	(F)	0.00	Temperatura de fondo	(F)	0.00	Temperatura de fondo	(F)	207.00
Temperatura de cabeza	(F)	150.00	Temperatura de cabeza	(F)	124.00	Temperatura de cabeza	(F)	122.00	Temperatura de cabeza	(F)	160.00
Presion de fondo	(psia)	0	Presion de fondo	(psia)	0	Presion de fondo	(psia)	0	Presion de fondo	(psia)	1366
Presion de cabeza	(psia)	150	Presion de cabeza	(psia)	2750	Presion de cabeza	(psia)	2750	Presion de cabeza	(psia)	320
Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	-0.29	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	1.00	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	1.00	Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	1.00
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	0.00	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58
Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	-0.13	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.83	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.83	Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.83
Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	0.00	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86
Tendencia Inrostante fondo	-----	N/A	Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inrostante fondo	-----	LEVE
Tendencia Inrostante cabeza	-----	N/A	Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inrostante cabeza	-----	LEVE

Figura AI.43. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 37 al 40)

Fecha:	UNIDADES	23/3/2019	Fecha:	UNIDADES	24/3/2019	Fecha:	UNIDADES	24/3/2019	Fecha:	UNIDADES	25-Mar-19
Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC	Ingeniero		INTEROC
Pozo:		YRCEB-004HP	Pozo:		YRCE-006HP	Pozo:		YRCE-006HP	Pozo:		YCCA-001HP
Localización:		PAD B	Localización:		PAD E	Localización:		PAD E	Localización:		PAD CHONTA
Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21	Campo:		BL-21
Na+	(mg/l)	49	Na+	(mg/l)	52	Na+	(mg/l)	105	Na+	(mg/l)	133
Mg2+	(mg/l)	17	Mg2+	(mg/l)	41	Mg2+	(mg/l)	14	Mg2+	(mg/l)	39
Ca2+	(mg/l)	20	Ca2+	(mg/l)	17	Ca2+	(mg/l)	26	Ca2+	(mg/l)	39
Ba2+	(mg/l)	0	Ba2+	(mg/l)	0	Ba2+	(mg/l)	0	Ba2+	(mg/l)	0
Total Fe	(mg/l)	0.60	Total Fe	(mg/l)	0.28	Total Fe	(mg/l)	0.41	Total Fe	(mg/l)	0.65
Cl-	(mg/l)	180	Cl-	(mg/l)	128	Cl-	(mg/l)	130	Cl-	(mg/l)	180
SO42-	(mg/l)	75	SO42-	(mg/l)	15	SO42-	(mg/l)	5	SO42-	(mg/l)	15
Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	368	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	159	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	160	Bicarbonatos	(mg/l HCO3)	342
Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0	Acidos carbonilicos	(mg/l)	0
TDS (Calculado)	(mg/l)	728	TDS (Calculado)	(mg/l)	490	TDS (Calculado)	(mg/l)	300	TDS (Calculado)	(mg/l)	810
TDS (Medido)	(mg/l)	894	TDS (Medido)	(mg/l)	409	TDS (Medido)	(mg/l)	475	TDS (Medido)	(mg/l)	749
pH Condiciones Normales	---	6.50	pH Condiciones Normales	---	7.10	pH Condiciones Normales	---	7.30	pH Condiciones Normales	---	7.80
CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1	CO2 Gas	(%)	1
CO2 Agua	(mg/l)	200	CO2 Agua	(mg/l)	180	CO2 Agua	(mg/l)	80	CO2 Agua	(mg/l)	350
H2S Gas	(ppm)	15	H2S Gas	(ppm)	10	H2S Gas	(ppm)	15	H2S Gas	(ppm)	48
H2S Agua	(mg/l)	0.1	H2S Agua	(mg/l)	0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.3	H2S Agua	(mg/l)	0.3
Gas/Día	(MSCFPD)	0	Gas/Día	(MSCFPD)	0	Gas/Día	(MSCFPD)	0	Gas/Día	(MSCFPD)	0
Oil/Día	(BOPD)	114.05	Oil/Día	(BOPD)	20.28	Oil/Día	(BOPD)	45.13	Oil/Día	(BOPD)	89.88
Agua/Día	(BVFPD)	1019	Agua/Día	(BVFPD)	1019	Agua/Día	(BVFPD)	1459	Agua/Día	(BVFPD)	1707
Área productora	APEÑA	HP	Área productora	APEÑA	HP	Área productora	APEÑA	HP	Área productora	APEÑA	HP
Densidad API	API	17.0	Densidad API	API	16.7	Densidad API	API	18.0	Densidad API	API	14.9
Temperatura de fondo	(F)	182.00	Temperatura de fondo	(F)	141.00	Temperatura de fondo	(F)	200.00	Temperatura de fondo	(F)	216.00
Temperatura de cabeza	(F)	160.00	Temperatura de cabeza	(F)	136.00	Temperatura de cabeza	(F)	160.00	Temperatura de cabeza	(F)	160.00
Presión de fondo	(psia)	1490	Presión de fondo	(psia)	1783	Presión de fondo	(psia)	2513	Presión de fondo	(psia)	2799
Presión de cabeza	(psia)	169	Presión de cabeza	(psia)	200	Presión de cabeza	(psia)	500	Presión de cabeza	(psia)	70
Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	0.85	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	1.00	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	1.00	Índice de saturación CaCO3 fondo	SI	1.00
Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	18.91	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58	Potencial de deposición CaCO3 fondo	PTB	25.58
Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.43	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.83	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.83	Índice de saturación CaCO3 cabeza	SI	0.83
Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	9.01	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86	Potencial de deposición CaCO3 cabeza	PTB	20.86
Tendencia Inocultante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inocultante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inocultante fondo	-----	LEVE	Tendencia Inocultante fondo	-----	LEVE
Tendencia Inocultante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inocultante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inocultante cabeza	-----	LEVE	Tendencia Inocultante cabeza	-----	LEVE

Figura AI.44. Análisis fisicoquímico de petróleo y gas; y condiciones de operación de pozos explotados por Petroamazonas EP (Ensayos del 41 al 44)

4.331.000	48.000	672.000	2.000	18.750	6.850.000	340.000	1.586.000	71.000	9.500.000	6.150.000	6.660	50.000	660.000	20.000	0.340	TI	33.100	265.000	195.000	1.356.000	140.000	0.426	0.652	SEVERA
10.184.000	138.400	888.000	5.000	34.750	17.350.000	200.000	244.000	29.000	26.100.000	25.900.000	6.840	15.000	360.000	48.000	0.100	UI	27.600	234.000	198.000	1.319.000	90.000	-0.236	0.174	MODERADA
8.560.000	536.000	1.580.000	9.000	70.250	16.650.000	120.000	512.400	50.000	22.300.000	20.100.000	6.240	10.000	720.000	10.000	0.500	UI	28.600	256.000	155.000	1.875.000	110.000	0.444	-0.010	MODERADA
41.660.000	912.000	10.680.000	8.000	22.500	88.500.000	210.000	341.600	14.000	83.100.000	80.100.000	6.800	15.000	520.000	12.000	0.500	UI	29.800	290.000	162.000	1.978.000	245.000	0.589	0.156	MODERADA
38.644.000	1.008.000	10.320.000	12.000	24.000	80.500.000	220.000	317.200	24.000	90.200.000	80.100.000	6.760	12.000	460.000	10.000	0.700	UI	29.800	254.000	177.000	1.975.000	245.000	0.589	0.384	MODERADA
14.216.000	240.000	1.680.000	10.000	60.250	25.350.000	80.000	439.200	80.000	32.300.000	22.400.000	6.890	5.000	150.000	35.000	0.500	BT	19.200	232.000	194.000	1.068.000	90.000	0.599	0.259	MODERADA
4.666.000	81.600	634.000	6.000	5.000	7.150.000	350.000	1.952.000	78.000	10.230.000	6.955.000	6.730	75.000	760.000	18.000	0.300	TI	33.100	265.000	195.000	1.650.000	140.000	0.637	0.302	MODERADA
9.727.000	134.400	632.000	7.000	31.620	15.900.000	250.000	829.600	143.000	22.450.000	15.737.000	6.550	30.000	820.000	2.000	0.500	UI	28.000	232.000	101.000	1.235.000	170.000	0.216	-0.907	MODERADA
12.648.000	340.000	1.240.000	8.000	19.750	22.000.000	200.000	475.800	180.000	38.980.000	23.200.000	6.900	12.000	680.000	10.000	0.300	UI	26.500	231.000	204.000	854.000	100.000	0.258	0.410	MODERADA
23.940.000	624.000	2.960.000	17.000	16.620	43.750.000	25.000	402.600	150.000	48.200.000	43.600.000	7.130	2.000	320.000	4.000	0.500	BT	19.900	218.000	165.000	672.000	30.000	0.765	1.116	MODERADA
19.219.000	977.600	3.736.000	15.000	31.250	37.300.000	88.000	452.000	44.000	61.880.000	12.000.000	6.750	15.000	190.000	6.000	0.100	US+UI	27.900	280.000	188.500			0.498	0.024	MODERADA
15.840.000	312.000	1.700.000	9.000	31.870	28.100.000	100.000	780.800	111.000	46.300.000	31.200.000	6.330	5.000	360.000	10.000	0.100	US	32.000	234.000	215.000	1.860.000	300.000	0.102	0.317	LEVE
9.278.000	86.400	632.000	4.000	6.250	15.000.000	310.000	780.800	22.000	8.300.000	6.580.000	6.780	28.000	360.000	21.000	0.300	UI	230.000	230.000	200.000	1.915.000	240.000	-0.256	-0.101	MODERADA
47.061.000	759.000	10.720.000	23.000	140.500	93.850.000	70.000	231.800	68.000	85.020.000	72.300.000	6.320	7.000	860.000	8.000	0.100	UI	235.000	235.000	174.000	1.600.000	180.000	0.641	0.483	MODERADA
8.846.000	172.800	912.000	7.000	14.500	15.100.000	275.000	817.400	97.000	26.241.000	13.800.000	6.830	10.000	300.000	11.000	0.100	T+UI	28.100	235.000	184.000	1.054.000	80.000	0.588	0.714	SEVERA
27.241.000	672.000	4.800.000	52.000	49.750	52.200.000	50.000	512.400	39.000	85.615.000	45.200.000	5.600	4.000	720.000	1.000	0.500	UI	26.000	233.000	132.000	1.051.000	290.000	0.897	-0.140	SEVERA
5.127.000	86.400	576.000	11.000	4.500	7.950.000	450.000	1.549.000	10.000	9.100.000	7.150.000	7.250	46.000	560.000	15.000	0.100	TI	30.400	310.000	165.000	2.355.000	130.000	0.138	0.159	MODERADA
6.280.000	86.400	640.000	7.000	5.250	9.950.000	400.000	1.427.400	21.000	9.045.000	8.100.000	7.300	32.000	820.000	22.000	0.100	TI	26.500	236.000	199.000	1.310.000	100.000	0.403	0.809	MODERADA
6.232.000	105.600	545.600	10.000	17.250	9.650.000	410.000	1.498.400	220.000	10.200.000	8.000.000	6.270	35.000	660.000	10.000	0.300	TS	234.000	234.000	192.000	2.149.000	100.000	0.343	0.653	MODERADA
17.508.000	374.400	2.807.200	17.000	33.500	32.300.000	200.000	353.800	115.000	55.886.000	29.900.000	6.160	7.000	260.000	10.000	0.300	UI	26.100	237.000	205.000	1.199.000	250.000	0.380	0.246	MODERADA
8.878.000	148.800	1.742.400	19.000	20.000	17.000.000	290.000	671.000	43.000	24.545.000	15.600.000	5.960	40.000	600.000	22.000	0.100	HS+TI	29.500	234.000	118.000	1.224.000	50.000	-2.280.000	-0.672	NSPD
14.918.000	560.000	1.580.000	14.000	14.750	26.600.000	100.000	341.600	87.000	44.018.000	33.700.000	7.000	5.000	280.000	20.000	0.300	US	32.000	234.000	205.000	1.380.000	320.000	0.077	0.071	LEVE
22.299.000	576.000	4.560.000	16.000	48.000	43.900.000	100.000	402.600	52.000	71.958.000	38.200.000	5.770	7.000	640.000	3.000	0.100	US+UI	29.000	233.000	165.000	981.000	64.000	0.622	0.446	MODERADA
4.848.000	100.800	384.000	20.000	33.500	6.300.000	700.000	2.597.000	121.000	15.244.000	9.500.000	7.000	60.000	1.240.000	18.000	0.300	TI	24.800	233.000	185.000	1.038.000	75.000	0.455	0.849	MODERADA
13.977.000	364.500	1.760.000	5.000	14.500	24.900.000	75.000	305.000	80.000	32.500.000	22.400.000	7.120	10.000	300.000	150.000	0.300	BT	19.200	219.000	202.000	930.000	80.000	-0.011	0.365	NSPD
5.143.000	69.000	510.400	12.000	1.750	7.250.000	270.000	2.586.400	13.000	11.550.000	10.900.000	6.880	70.000	1.340.000	10.000	0.100	UI	28.400	232.000	153.000	2.258.000	100.000	0.560	0.392	MODERADA
2.864.000	82.800	712.800	29.000	15.000	4.940.000	330.000	1.122.400	41.000	20.876.000	12.800.000	6.970	52.000	660.000	20.000	0.700	TS	30.000	233.000	210.000	1.434.000	200.000	0.391	0.613	MODERADA
4.983.000	69.000	572.000	12.000	13.570	7.500.000	400.000	1.781.200	16.000	28.200.000	25.900.000	7.120	60.000	920.000	20.000	0.300	TS+TI	27.000	279.000	165.000	1.695.000	48.000	1.216	0.569	SEVERA
5.387.000	105.800	387.200	8.000	6.000	8.300.000	290.000	1.281.000	22.000			6.980	40.000	860.000	11.000	0.300	UI	26.200	237.000	207.000	1.199.000	70.000	0.131	0.189	LEVE
4.918.000	84.400	448.800	18.000	13.000	7.050.000	290.000	375.000	47.000			7.250	60.000	1.180.000	6.000	0.300	UI	28.400	237.000	182.000	2.284.300	100.000	0.398	0.566	MODERADA
12.958.000	276.000	1.320.000	5.000	6.500	20.000.000	257.000	1.159.000	110.000	55.800.000	29.800.000	6.920	62.000	740.000	18.000	1.000	TI	27.000	235.000	176.000	3.100.000	180.000	0.121	-0.149	LEVE
16.512.000	506.000	3.212.000	22.000	28.750	31.950.000	100.000	329.400	51.000	78.900.000	77.600.000	6.670	9.000	520.000	31.000	0.700	UI	28.400	228.000	109.000	1.575.000	120.000	0.046	-1.022	LEVE
16.014.000	529.000	2.420.000	50.000	20.250	27.850.000	125.000	390.400	77.000	63.000.000	61.700.000	7.000	6.000	420.000	38.000	0.700	UI	30.000	229.000	138.000	2.300.000	85.000	2.172	1.750	SEVERA
8.767.000	437.000	1.276.000	45.000	18.750	16.350.000	360.000	549.000	77.000	38.000.000	36.900.000	6.900	11.000	1.400.000	22.000		UI	27.900	198.000	115.000	1.500.000	54.000	-0.600	-0.489	NSPD
4.612.000	255.000	616.000	13.000	11.750	7.050.000	690.000	390.400	88.000	20.400.000	19.600.000	7.170	60.000	780.000	10.000	0.100	TI	22.300	225.000	121.000	1.990.000	80.000	0.325	-0.063	MODERADA
15.821.000	184.000	1.188.000	33.000	12.250	26.520.000	180.000	390.400	66.000	59.000.000	57.900.000	6.880	8.000	400.000	24.000		UI	22.700	230.000	118.000	1.100.000	100.000	-0.252	-1.038	LEVE
12.191.000	276.000	1.340.000	3.000	9.870	21.750.000	75.000	317.200	27.000	45.000.000	43.200.000	6.900	16.000	360.000	50.000	0.500	UI	28.000	230.000	205.000	2.120.000	150.000	-0.454	-0.174	NSPD
7.274.000	124.800	816.000	3.000	3.370	12.200.000	325.000	1.016.600	99.000	27.100.000	25.900.000	6.990	50.000	440.000	20.000	0.200	TI	27.600	232.000	203.000	1.923.000	180.000	0.024	0.332	LEVE
42.817.000	864.000	10.720.000	32.000	120.000	87.500.000	37.000	280.600	242.000	158.000.000	133.000.000	6.220	8.000	860.000	2.000	0.300	US	26.000	233.000	192.000	1.384.000	115.000	0.877	0.996	MODERADA
8.765.000	524.400	695.200	7.000	4.750	15.700.000	240.000	817.400	121.000	53.800.000	32.600.000	7.100	18.000	220.000	11.000	0.300	UI	28.000	232.000	188.000	1.233.000	190.000	-0.234	-0.194	LEVE

Figura AII.7. Base de datos (Ensayos desde 261 al 300)

41,341.000	7,226.600	11,413.600	39.000	82.000	85.800.000	20.000	463.600	21.000					6.000	10.000	1.320.000	15.000	0.300	US	24.000	235.000	179.000	1,784.000	30.000	1.094	1.655	MODERADA	LEVE
44,873.000	1,392.000	10,960.000	54.000	120.250	92.000.000	25.000	195.200	93.000	149,712.000	120,400.000		6.540	6.000	980.000	7.000	0.300	UI	26.100	234.000	182.000	1,623.000	150.000	0.541	0.583	MODERADA	LEVE	
44,229.000	1,104.000	10,080.000	27.000	71.500	89,200.000	37.000	256.200	145.000	145,155.000	110,000.000		6.140	6.000	800.000	4.000	1.000	US	26.200	235.000	180.000	2,238.000	50.000	0.945	1.186	MODERADA	MODERADA	
11,297.000	163.200	1,216.600	7.000	19.500	19,600.000	175.000	524.600	223.000	33,200.000	36,600.000	6.900	8.000	520.000	1.000	0.300	UI	27.600	235.000	184.000	1,920.000	170.000	0.376	0.184	MODERADA	MODERADA		
12,144.000	340.800	1,672.000	2.000	12.120	22,400.000	137.000	341.600	301.000	37,425.000	42,800.000	6.920	14.000	640.000	75.000	0.300	BT	20.400	218.000	190.000	1,179.000	240.000	-0.730	-0.208	MODERADA	MODERADA		
5,445.000	257.600	2,428.800	9.000	19.500	12,560.000	200.000	671.000	70.000	21,285.000	60,700.000	6.780	42.000	9.000	300.000	6.000	0.500	UI	31.800	241.700	159.000	1,626.000	80.000	0.447	0.025	MODERADA	MODERADA	
38,200.000	667.000	11,528.000	42.000	99.000	81,200.000	90.000	280.600	117.000	132,061.000		6.440	9.000	500.000	6.000	0.500	UI	27.500	271.000	156.000	2,100.000	160.000	0.887	-0.141	MODERADA	LEVE		
6,207.000	81.000	496.000	12.000	31.570	9,700.000	237.000	1,464.000	52.000	24,300.000	20,300.000	6.960	5.000	880.000	2.000	0.500	UI	28.500	221.000	166.000	1,684.000	60.000	1.489	0.952	SEVERA	LEVE		
21,162.000	480.000	3,760.000	14.000	38.500	40,400.000	137.000	414.800	131.000	82,000.000	78,800.000	6.980	3.000	760.000	1.000	0.700	BT	19.800	220.000	151.000	1,088.000	10.000	1.305	1.400	MODERADA	LEVE		
5,340.000	133.400	853.600	5.000	23.000	9,000.000	250.000	2,086.200	87.000	12,300.000	17,900.000	6.760	19.290	620.000	0.001	0.100	TI		285.000	133.000	856.000	40.000	1.030	1.200	SEVERA	LEVE		
13,268.000	324.000	1,320.000	4.000	13.750	23,600.000	5.000	268.400	18.000	46,200.000	49,200.000	6.900	6.000	560.000	35.000	0.500	US	32.000	230.000	230.000	1,197.000	220.000	-0.434	-0.160	NSPD	LEVE		
40,170.000	1,169.000	7,738.000		70.250	78,550.000	170.000		140.000		116,500.000	5.890	5.000	1.100.000	3.000	0.000	UI	25.000	226.800	167.000	1,001.500	100.000			0.860	MODERADA	LEVE	
38,518.000	1,604.000	8,264.000		41.500	78,400.000	75.000		137.000		113,200.000	5.970	10.000	1,260.000	6.000	0.000	UI	27.800	229.100	156.000	1,356.300	175.000			0.320	MODERADA	LEVE	
28,234.000	486.000	4,760.000		49.300	33,150.000	75.000		51.000		73,290.000	6.540	5.000	380.000	3.000	0.000	UI	29.200	226.000	160.000	1,791.000	180.000			0.720	MODERADA	LEVE	
33,060.000	851.000	6,480.000		6.250	64,350.000	275.000		166.000		89,520.000	6.000	8.000	470.000	8.000	0.000	UI	27.500	235.000	138.000	797.000	200.000			0.280	MODERADA	LEVE	
34,818.000	462.000	7,120.000		29.500	67,500.000	55.000		107.000		94,812.000	6.110	20.000	290.000	8.000	0.000	UI	24.600	215.000	140.000	974.000	96.000			0.240	LEVE	LEVE	
34,023.000	851.000	7,240.000		39.500	67,750.000	20.000		99.000		96,360.000	6.680	10.000	260.000	6.000	0.000	UI	25.700	235.000	156.000	1,605.000	150.000			-0.010	LEVE	LEVE	
33,018.000	1,157.000	6,496.000		40.750	65,500.000	135.000		112.000		91,314.000	6.520	9.000	680.000	6.000	0.000	UI	23.600	228.000	146.000	960.000	145.000			0.740	MODERADA	LEVE	
0.000	729.000	6,080.000		38.500	61,300.000	65.000		98.000		86,320.000	6.180	10.000	270.000	2.000	0.000	US	24.000	220.000	112.000	574.000	150.000			0.070	MODERADA	LEVE	
0.000	87.000	960.000		23.750	10,800.000	75.000		218.000		17,463.000	6.150	35.000	300.000	14.000	0.200	TI	29.800	229.000	120.000	995.000	120.000			-0.180	MODERADA	LEVE	
35,300.000	365.000	6,920.000		36.500	67,500.000	105.000		94.000		96,710.000	6.250	8.000	280.000	8.000	0.000	UI	28.000	222.000	172.000	1,697.000	140.000			0.700	MODERADA	LEVE	
31,476.000	865.000	6,096.000		30.500	61,650.000	130.000		105.000		89,320.000	6.750	10.000	360.000	5.000	0.000	UI	27.100	222.000	160.000	1,157.000	195.000			0.822	0.750	MODERADA	LEVE
37,279.000	510.000	7,088.000		42.500	71,250.000	40.000		119.000		101,214.000	6.220	18.000	380.000	2.000	0.700	UI	27.000	223.000	152.000	2,033.000	140.000			0.865	0.430	MODERADA	LEVE
7,309.000	245.000	976.000		7.000	12,900.000	105.000		260.000		20,200.000	6.130	33.000	530.000	36.000	0.100	TI	30.700	217.000	161.000	1,366.000	100.000			0.601	0.260	LEVE	LEVE
5,882.000	131.000	728.000		4.000	9,640.000	210.000		229.000		15,100.000	6.440	80.000	520.000	14.000	0.200	TS	27.800	224.000	188.000	1,263.000	210.000			0.457	0.580	MODERADA	LEVE
6,305.000	156.000	504.000		8.000	10,350.000	170.000		205.000		17,200.000	6.400	36.000	350.000	15.000	0.100	TI	29.800	213.500	166.000	1,432.000	220.000			0.576	0.080	LEVE	LEVE
28,123.000	559.000	4,640.000		7.750	52,800.000	115.000		165.000		78,800.000	6.410	5.000	720.000	9.000	0.000	US	26.600	215.100	176.000	850.000	300.000			1.670	0.600	MODERADA	LEVE
34,815.000	957.000	5,144.000		138.000	65,300.000	135.000		215.000		96,400.000	6.440	5.000	760.000	5.000	0.000	UI	30.900	219.900	97.000	1,622.200	90.000			0.346	-0.520	LEVE	LEVE
32,465.000	797.000	6,488.000		38.250	63,500.000	60.000		190.000		91,500.000	6.540	4.000	570.000	5.000	0.000	UI	23.800	214.500	147.000	1,826.600	80.000			0.723	0.390	LEVE	LEVE
3,687.000	68.000	292.000		1.500	5,900.000	110.000		120.000		9,830.000	6.710	6.000	720.000	9.000	0.300	TI	33.200	214.900	163.000	986.400	200.000			0.540	-0.010	LEVE	LEVE
21,070.000	486.000	3,200.000		3.000	39,250.000	5.000		140.000		54,210.000	6.330	6.000	120.000	5.000	0.000	UI	26.600	211.000	128.000	468.000	80.000			0.572	0.940	SEVERA	LEVE
22,094.000	389.000	3,960.000		7.750	42,000.000	75.000		180.000		58,170.000	6.090	6.000	275.000	8.000	0.000	UI	32.000	215.000	170.000	1,389.000	85.000			0.322	0.200	MODERADA	LEVE
9,757.000	170.000	1,400.000		3.250	17,450.000	75.000		68.000		23,970.000	6.590	5.000	350.000	5.000	0.000	UI	26.400	216.000	142.000	700.000	82.000			0.660	0.650	MODERADA	LEVE
27,104.000	365.000	3,800.000		2.250	49,250.000	100.000		63.000		69,220.000	6.240	15.000	330.000	10.000	0.000	US	27.000	210.000	124.000	591.000	80.000			0.476	0.340	MODERADA	LEVE
32,733.000	486.000	6,400.000		40.000	63,000.000	95.000		105.000		90,250.000	6.540	7.000	320.000	15.000	0.000	TS	27.000	215.000	150.000	918.000	40.000			0.674	1.030	MODERADA	LEVE
32,348.000	340.000	6,720.000		35.000	62,500.000	100.000		125.000		88,695.000	6.610	7.000	400.000	10.000	0.000	UI	27.400	210.000	132.000	550.000	40.000			0.672	1.210	MODERADA	LEVE
8,114.000	156.000	664.000		5.250	13,500.000	160.000		190.000		20,300.000	6.300	25.000	400.000	13.000	0.100	TI	28.500	227.000	172.000	1,066.000	145.000			0.110	0.080	LEVE	MODERADA
23,820.000	399.000	4,704.000		22.000	45,900.000	100.000		109.000		62,810.000	6.540	6.000	390.000	4.000	0.000	UI	21.100	218.000	185.000	1,172.000	140.000			0.448	0.810	MODERADA	LEVE
7,795.000	122.000	852.000		70.800	13,700.000	65.000		132.000		19,830.000	6.650	7.000	520.000	2.000	0.000	UI	17.100	214.000	147.000	1,166.000	180.000			0.614	0.080	LEVE	LEVE
32,929.000	875.000	6,960.000		30.000	65,500.000	15.000		77.000		99,450.000	6.310	8.000	490.000	6.000	0.000	UI	26.100	226.000	115.000	886.000	100.000			0.100	0.530	MODERADA	LEVE

Figura AII.8. Base de datos (Ensayos desde 301 al 340)

35,195.000	680.000	7,280.000					210.000	102,340.000	6.320	5.000	220.000	5.000	0.000	UT	25.440	221.000	108.000	1,028.000	100.000	0.118	0.180	MODERADA	LEVE	
34,569.000	1,166.000	7,600.000					240.000	100,760.000	6.520	7.000	330.000	5.000	0.000	UT	26.400	215.000	110.000	1,243.000	90.000	0.801	0.330	MODERADA	LEVE	
2,382.000	122.000	580.000					170.000	8,230.000	6.300	25.000	260.000	10.000	0.200	TI	30.000	223.000	112.000	1,623.000	100.000	-0.345	0.040	MODERADA	LEVE	
2,930.000	97.000	520.000					57.000	9,730.000	6.300	40.000	360.000	12.000	0.000	TI	29.700	224.000	130.000	969.000	90.000	0.759	-1.070	LEVE	LEVE	
31,767.000	876.000	6,080.000					57.000	86,560.000	6.390	5.000	450.000	2.000	0.000	UT	25.100	210.000	106.000	783.000	100.000	1.865	0.540	MODERADA	LEVE	
4,698.000	109.000	1,160.000					220.000	14,850.000	6.110	22.000	420.000	8.000	0.100	TS	27.300	0.000	122.000	313.000	140.000	0.498	-0.220	MODERADA	LEVE	
32,650.000	826.000	7,200.000					60.000	102,310.000	6.300	5.000	350.000	7.000	0.100	UT	25.200	222.000	135.000	381.000	150.000	0.191	0.540	MODERADA	LEVE	
4,957.000	117.000	648.000					220.000	14,800.000	6.290	26.000	290.000	10.000	0.100	TI	27.300	225.000	161.000	1,210.000	115.000	0.135	0.210	LEVE	LEVE	
6,139.000	65.000	1,156.000					160.000	18,250.000	6.050	32.000	580.000	13.000	0.300	TI	31.200	224.000	200.000	1,242.000	110.000	0.028	0.680	LEVE	LEVE	
30,908.000	797.000	6,200.000					160.000	88,900.000	6.290	4.000	810.000	0.000	0.000	TI	25.100	235.000	186.000	750.000	100.000	0.812	0.650	MODERADA	MODERADA	
0.000	141.000	888.000					90.000	22,800.000	6.020	30.000	570.000	9.000	1.500	TI	32.000	225.000	182.000	500.000	114.000	0.753	0.480	SEVERA	LEVE	
32,555.000	1,220.000	6,520.000					160.000	98,500.000	6.320	4.000	530.000	4.000	0.400	UT	22.300	226.000	124.000	780.000	100.000	0.750	0.670	MODERADA	LEVE	
3,904.000	97.000	520.000					105.000	11,300.000	6.380	70.000	620.000	18.000	0.100	UT	23.300	225.300	174.000	787.800	120.000	389.000	0.570	0.700	MODERADA	MODERADA
4,033.000	97.000	520.000					103.000	11,535.000	6.270	12.000	580.000	30.000	0.300	TS	25.300	270.200	185.000	1,739.000	40.000	1.383	0.870	MODERADA	LEVE	
9,870.000	134.000	1,160.000					238.000	26,400.000	6.510	5.000	114.000	5.000	0.000	UT	27.600	227.300	100.000	348.700	100.000	0.250	0.210	SEVERA	LEVE	
6,498.000	122.000	704.000					185.000	17,900.000	6.650	29.000	890.000	18.000	0.100	TI	29.000	219.600	174.000	1,408.300	120.000	0.631	0.780	SEVERA	LEVE	
7,052.000	170.000	920.000					240.000	19,300.000	6.700	35.000	130.000	17.000	0.100	UT	27.400	243.700	176.000	325.000	70.000	0.961	1.000	SEVERA	LEVE	
5,268.000	87.000	532.000					97.000	13,805.000	6.350	5.000	540.000	15.000	0.100	TI	30.400	221.000	152.000	1,159.300	70.000	0.340	0.290	LEVE	LEVE	
16,129.000	1,213.000	3,400.000					105.000	46,600.000	6.240	5.000	260.000	20.000	0.000	TS	25.200	214.000	92.000		40.000	2.057	0.070	LEVE	LEVE	
17,244.000	656.000	2,140.000					69.000	45,200.000	6.240	5.000	260.000	20.000	0.000	UT	27.900	216.000	96.000		80.000	0.214	-0.690	LEVE	LEVE	
31,170.000	1,307.000	6,400.000					40.000	89,300.000	6.100	5.000	510.000	13.000	0.100	UT	25.200	223.000	144.000		70.000	0.247	0.210	LEVE	LEVE	
33,175.000	1,001.000	6,032.000					253.000	88,740.000	6.200	5.000	820.000	6.000	0.300	UT	25.700	223.000	131.000		40.000	0.331	0.920	MODERADA	LEVE	
7,396.000	78.000	648.000					227.000	18,760.000	6.300	30.000	1,200.000	2.000	0.000	TI	24.000	209.000	80.000	497.000	120.000	21.095	0.240	SEVERA	LEVE	
30,817.000	1,302.000	6,488.000					75.000	89,200.000	6.050	16.000	430.000	5.000	0.100	UT	23.600	212.000	160.000	1,405.000	110.000	0.075	0.510	MODERADA	LEVE	
19,408.000	233.000	1,872.000					175.000	48,900.000	6.600	5.000	1,100.000	4.000	0.000	TS	23.900	211.000	131.000		120.000	0.622	0.330	MODERADA	LEVE	
10,699.000	301.000	1,616.000					169.000	28,140.000	6.200	38.000	900.000	15.000	0.100	TI	28.600	221.000	161.000	1,445.000	60.000	0.490	0.320	LEVE	LEVE	
5,768.000	228.000	592.000					218.000	15,290.000	6.320	52.000	1,030.000	17.000	0.300	TI	28.600	221.000	161.000	1,445.000	60.000	0.485	0.380	LEVE	LEVE	
18,573.000	345.000	1,936.000					142.000	45,700.000	6.700	5.000	470.000	11.000	0.000	TS	23.900	213.000	120.000		18.000	0.765	1.010	SEVERA	LEVE	
6,914.000	197.000	956.000					227.000	18,250.000	6.270	25.000	740.000	19.000	0.300	TS	32.300	230.000	140.000		110.000	0.267	0.010	MODERADA	LEVE	
4,202.000	241.000	824.000					205.000	11,930.000	6.700	30.000	1,150.000	10.000	0.100	TI	27.300	221.000	176.000	1,445.000	55.000	0.601	1.280	SEVERA	LEVE	
4,731.000	219.000	800.000					98.000	14,520.000	6.370	25.000	250.000	10.000	1.000	UT	28.300	229.000	133.000	951.000	50.000	0.389	0.530	LEVE	LEVE	
6,604.000	194.000	1,200.000					64.000	19,380.000	6.260	30.000	260.000	12.000	0.200	TI	31.700	220.000	150.000	1,053.000	250.000	0.483	0.090	MODERADA	LEVE	
7,961.000	267.000	800.000					161.000	20,840.000	6.400	33.000	510.000	15.000	0.100	TI	26.400	218.000	140.000	1,655.000	98.000	0.660	0.340	MODERADA	LEVE	
2,076.000	170.000	600.000					150.000	7,390.000	6.550	32.000	370.000	15.000	0.100	TI	28.900	215.000	172.000	1,440.000	140.000	0.723	0.630	MODERADA	LEVE	
2,445.000	112.000	488.000					210.000	6,800.000	6.660	22.000	400.000	10.000	0.000	TI	32.100	218.000	140.000	1,873.000	150.000	-0.856	-0.330	LEVE	LEVE	
8,096.000	413.000	880.000					210.000	21,540.000	6.300	20.000	300.000	12.000	0.100	TI	25.600	217.000	140.000	1,879.000	130.000			LEVE	LEVE	
29,845.000	875.000	3,560.000					89.000	77,640.000	6.110	5.000	200.000	5.000	0.000	TS	28.900	215.000	146.000	947.000	55.000			LEVE	LEVE	
5,850.000	194.000	800.000					190.000	15,920.000	6.700	20.000	130.000	8.000	0.000	TS	29.400	220.000	180.000	1,341.000	145.000			LEVE	LEVE	
4,935.000	292.000	800.000					270.000	14,260.000	6.380	32.000	110.000	12.000	0.000	TI	28.900	226.000	142.000	827.000	98.000			MODERADA	LEVE	
3,761.000	126.000	320.000					172.000	9,970.000	6.900	32.000	220.000	10.000	0.000	TI	28.600	212.000	142.000	1,680.000	50.000			MODERADA	LEVE	

Figura AII.9. Base de datos (Ensayos desde 341 al 380)

2.639.000	122.000	360.000	10.000	4.000.000	490.000		186.000		7.730.000	6.610	30.000	250.000	18.000	0,200	TI	31.100	217.000	140.000	1.847.000	48.000							LEVE	
25.513.000	972.000	5.200.000	29.250	51.100.000	100.000		280.000		70.450.000	6.350	10.000	340.000	5.000	0,000	UI	19.400	219.000	158.000	897.000	105.000							MODERADA	
6.533.000	146.000	1.080.000	5,250	11.750.000	90.000		102.000		18.250.000	6.060	15.000	140.000	2.000	0,100	TI	28.400	212.000	174.000	1.325.000	70.000							LEVE	
2.812.000	122.000	1.120.000	10,750	5.700.000	180.000		39.000		9.920.000	6.600	26.000	300.000	10.000	0,100	TI	21.700	214.000	165.000	1.675.000	70.000							SEVERA	
6.138.000	245.000	1.040.000	2,500	11.250.000	120.000		57.000		17.340.000	6,200	20.000	900.000	10.000	0,100	TI	31.600	213.000	178.000	1.407.000	145.000							LEVE	
2.742.000	97.000	360.000	6,250	4.500.000	25.000		180.000		7.740.000	6.610	25.000	200.000	10.000	0,000	TI	30.400	217.000	154.000	1.976.000	145.000							LEVE	
24.847.000	340.000	4.960.000	14.500	47.650.000	100.000		256.000		6.320.000	6.480	5.000	280.000	10.000	0,100	UI	21.500	219.000	125.000	688.000	100.000							MODERADA	
25.338.000	831.000	5.320.000	38.000	50.600.000	220.000		98.000		10.460.000	6.150	5.000	120.000	4.000	0,000	UI	21.400	215.000	138.000	1.194.000	98.000							MODERADA	
4.487	219.000	440.000	10,500	7.200.000	260.000		115.000		12.940.000	6,290	35.000	150.000	5.000	0,500	TI	25.800	217.000	140.000	963.000	70.000							LEVE	
25.152.000	729.000	5.400.000	7.000	50.000.000	515.000		292.000		70.150.000	6.600	5.000	470.000	8.000	0,000	UI	20.800	217.000	180.000	723.000	85.000							MODERADA	
28.862.000	539.000	5.200.000	22,750	55.100.000	35.000		257.000		75.810.000	6.100	5.000	210.000	8.000	0,200	UI	26.600	215.000	112.000	317.000	102.000							MODERADA	
31.141.000	996.000	5.320.000	22,500	60.000.000	75.000		210.000		82.540.000	6.600	5.000	310.000	5.000	0,000	UI	21.600	214.000	114.000	818.000	54.000							MODERADA	
29.239.000	841.000	7.136.000	19,750	59.800.000	10.000		138.000		83.415.000	6.600	10.000	1.200.000	9.000	0,300	TS	30.500	222.000	183.000	127.106.000	110.000							SEVERA	
27.976.000	1.064.000	4.766.000	121.500	54.100.000	250.000		157.000		75.320.000	6.110	17.000	1.200.000	5.000	0,000	UI	31.100	216.000	176.000	1.055.000	75.000							MODERADA	
2.650.000	182.000	660.000	0,750	4.850.000	140.000		175.000		8.620.000	6.910	32.000	160.000	20.000	0,100	TS	27.400	216.000	170.000	1.723.000	50.000							LEVE	
2.233.000	73.000	680.000	3,750	4.500.000	150.000		149.000		8.120.000	6.560	32.000	440.000	10.000	0,000	TI	30.200	214.000	142.000	1.555.000	70.000							MODERADA	
5.731.000	207.000	720.000	10,750	10.000.000	125.000		28.000		15.790.000	6,370	10.000	230.000	4.000	0,000	TS	28.200	216.000	178.000	1.536.000	290.000							MODERADA	
22.660.000	1.361.000	4.480.000	31.500	46.600.000	200.000		85.000		67.260.000	6.240	8.000	280.000	15.000	0,100	UI	25.400	214.000	180.000	1.768.000	70.000							LEVE	
2.473.000	365.000	520.000	3,250	4.900.000	120.000		189.000		8.720.000	6.620	35.000	130.000	10.000	0,000	TS	30.400	221.000	168.000	1.799.000	75.000							MODERADA	
21.339.000	365.000	4.890.000	22.800	42.500.000	75.000		98.000		60.440.000	6.350	4.000	330.000	10.000	0,000	UI	16.400	210.000	160.000	1.397.000	0.000							LEVE	
31.128.000	694.000	5.994.000	5,250	60.100.000	125.000		108.000		83.600.000	6.350	3.000	760.000	0.000	0,000	UI	17.600	225.000	118.000	1.181.000	10.000							SEVERA	
31.767.000	890.000	5.925.000	8,750	61.750.000	65.000		80.000		85.650.000	6.240	11.000	900.000	7.000	0,300	UI	15.100	227.000	165.000	1.086.000	150.000							MODERADA	
30.827.000	812.000	5.944.000	13.250	60.200.000	30.000		105.000		82.320.000	6.600	15.000	360.000	10.000	0,100	UI	15.800	218.000	169.000	1.359.000	110.000							MODERADA	
32.840.000	595.000	640.000	5.000	62.940.000	75.000		84.000		87.410.000	6.200	12.000	730.000	9.000	0,100	UI	17.700	223.000	121.000	971.000	100.000							SEVERA	
195.889	2.450	36.000	2,000	195.000	17.000		286.700		735.309	300,800	7.020	2.000	160.000	15.000	0,150	HP	18.200	220.000	170.000	2.895.000	160.000					0,500	0,300	LEVE
305.315	2.450	32.000	1,000	400.000	30.000		195.200		966.325	778,800	7,540	1.000	116.000	15.000	0,050	HI	17.800	214.000	0.000	3.900.000	300.000					0,156	-0,520	LEVE
169.985	2.450	28.000	2,000	180.000	20.000		213.500		615.545	449,920	7.010	3.000	100.000	40.000	0,270	HI	17.900	221.000	173.000	2.385.000	230.000					0,050	-0,210	LEVE
126.379	4.860	32.000	2,000	135.000	16.000		207.400		524.529	246,400	7.010	1.000	110.000	35.000	0,450	HI	17.200	240.000	140.000	3.104.000	140.000					0,740	0,100	LEVE
1.215.386	14.580	206.800	1,000	2.060.000	8.000		378.200		3.884.366	7.142,400	6.100	2.000	896.000	35.000	0,400	HI	16.200	196.000	119.000	152.000	142.000					2,710	-0,540	MODERADA
152.156	2.450	26.000	2,000	135.000	8.000		256.200		582.946	429,440	7.110	1.000	90.000	10.000	0,140	HI	16.000	206.000	162.000	2.864.000	140.000					0,450	0,310	LEVE
177.175	2.916	28.000	2,000	220.000	9.000		183.000		622.961	597,120	7.010	1.000	110.000	25.000	0,025	HI	18.200	222.000	164.000	3.106.000	134.000					0,290	0,040	LEVE
163.408	1.215	24.000	2,000	180.000	8.000		195.200		574.163	391,680	7.000	1.000	130.000	12.000	0,001	HI	16.000	206.000	162.000	2.879.000	160.000					0,190	0,050	LEVE
186.338	3.402	26.400	2,000	210.000	11.000		219.600		659.400	538,240	7.020	1.000	90.000	32.000	0,410	HI	17.000	210.000	161.000	2.994.000	128.000					0,360	0,170	LEVE
148.704	3.402	25.200	2,000	180.000	8.000		170.800		558.416	474,240	7.000	1.000	78.000	20.000	0,220	HI	16.600	215.000	169.000	2.900.000	270.000					0,170	0,000	LEVE
180.027	5.346	23.600	2,000	195.000	9.000		231.800		647.153	510,720	7.000	1.000	78.000	0.002	0,270	HI	17.100	242.000	177.000	3.152.000	140.000					0,600	0,290	LEVE
136.507	1.215	22.800	2,000	114.000	9.000		231.800		517.452	461,440	7.000	1.000	110.000	10.000	0,130	HI	16.200	215.000	145.000	2.520.000	145.000					0,450	0,006	LEVE
166.762	4.860	36.000	2,000	205.000	15.000		207.400		657.672	268,800	7.100	1.000	90.000	20.000	0,250	HI	18.000	219.000	172.000	3.155.000	148.000					0,480	0,330	LEVE
651.709	48.600	236.000	1,000	1.430.000	10.000		222.040		2.599.979	848,640	7.100	6.000	604.000	40.000	0,210	HI	17.300	213.000	161.000	2.626.000	170.000					0,320	0,090	LEVE
1.204.405	46.170	108.000	1,000	1.940.000	12.000		407.480		3.719.675	6.834,400	6.800	6.000	630.000	55.000	0,350	HI	17.500	214.000	166.000	2.406.300	425.000					0,460	0,220	LEVE
161.728	2.450	56.000	2,000	178.000	12.000		231.800		624.378	583,040	7.040	3.000	100.000	50.000	0,350	HI	18.300	198.000	173.000	2.547.000	170.000					0,010	-0,020	LEVE

Figura AII.10. Base de datos (Ensayos desde 381 al 420)

139.956	2.450	40.000	2.000	0.470	150.000	14.000	251.800		300.656	496.000	7.000	2.000	100.000	60.000	0.510	HL	18.100	210.000	165.000	2.655.000	360.000	0.330	0.150	LEVE
148.205	2.450	32.000	2.000	0.350	150.000	12.000	251.800		578.385	471.040	7.000	2.000	110.000	12.000	0.100	HL	17.000	212.000	164.000	2.586.000	154.000	0.230	0.050	LEVE
123.706	4.860	24.000	2.000	0.350	155.000	10.000	183.000		482.916	438.880	7.030	1.000	70.000	30.000	0.340	HL	15.700	241.000	141.000	3.323.000	150.000	0.400	-0.160	LEVE
124.336	2.450	28.000	2.000	0.280	130.000	18.000	183.000		480.046	223.360	7.000	1.000	70.000	5.000	0.060	HL	18.000	200.000	161.000	3.598.000	600.000	0.080	0.020	LEVE
162.948	53.460	84.000	2.000	12.250	884.000	22.500	1.015.040		2.836.198	455.200	7.500	4.000	850.000	20.000	0.280	HL	16.100	228.000	159.000	1.304.000	295.000	1.620	1.130	LEVE
72.392	9.720	28.000	2.000	0.350	180.000	15.000	0.000		307.642	614.400	7.020	2.000	0.000	15.000	0.140	HL	17.500	189.000	150.000	2.846.000	42.000	0.450	0.310	LEVE
398.472	63.180	64.000	1.000	11.950	670.000	15.000	412.360		1.653.962	627.200	7.200	2.000	790.000	50.000	0.070	HL	16.700	0.000	161.000	0.000	1.850.000	-0.444	-1.104	LEVE
637.498	21.870	50.800	2.000	1.490	830.000	8.000	522.160		2.073.818	387.840	7.200	2.000	632.000	30.000	0.450	HL	16.400	230.000	169.000	2.465.000	50.000	1.110	0.770	LEVE
53.748	6.075	28.000	2.000	0.320	145.000	9.000	0.000		244.345	462.080	7.050	3.000	0.000	30.000	0.140	HL	15.800	209.000	157.000	2.870.000	215.000	0.450	0.310	LEVE
90.527	8.505	36.000	2.000	1.290	225.000	7.000	0.000		370.322	631.040	7.020	2.000	0.000	65.000	0.140	HL	16.500	211.000	155.000	2.516.000	145.000	0.450	0.310	LEVE
1.689.574	87.480	80.000	0.000	0.760	2.800.000	13.000	353.800		5.206.877	6.565	6.400	2.000	654.000	300.000	0.300	HP	16.200		110.000	175.000	200.000	-0.052	0.515	LEVE
78.297	31.590	64.000	1.000	0.450	110.000	25.000	341.600		590.183	534.000	8.199	2.000	160.000	25.000	0.100	HP	18.200		140.000	1.189.000	190.000	0.950	0.330	LEVE
83.804	29.160	72.000	1.000	0.480	150.000	40.000	280.600		510.000	657.044	7.121	2.000	230.000	50.000	0.300	HP	18.100		170.000	2.650.000	138.000	0.947	0.325	LEVE
118.987	11.664	24.000	1.000	0.900	110.000	5.000	256.200		485.214	432.000	6.400	2.000	60.000	10.000	0.100	HP	17.800		168.200	1.366.000	280.000	0.071	0.555	LEVE
462.287	17.010	56.000	0.000	0.600	650.000	115.000	219.600		955.000	1.520.497	7.800	1.000	230.000	30.000	0.300	HP	16.600		124.000	0.000	2.750.000	0.998	0.832	LEVE
429.062	23.085	50.000	0.000	0.640	630.000	140.000	146.400		1.970.000	1.419.187	7.900	1.000	260.000	20.000	0.300	HP	16.600		122.000	0.000	2.750.000	0.998	0.832	LEVE
129.629	20.412	18.400	0.000	0.750	130.000	105.000	146.400		555.000	530.391	6.000	1.000	150.000	10.000	0.100	HP	16.600		168.000	1.366.000	320.000	0.998	0.832	LEVE
48.000	17.010	20.000	0.000	0.600	180.000	75.000	366.000		726.000	895.740	6.500	1.000	200.000	15.000	0.100	HP	17.000		160.000	1.480.000	189.000	0.850	0.451	LEVE
51.947	40.824	16.800	0.000	0.280	126.000	15.000	158.600		480.000	409.451	7.100	1.000	180.000	10.000	0.300	HP	15.700		136.000	1.783.000	200.000	0.998	0.832	LEVE
104.923	13.608	25.600	0.000	0.410	130.000	5.000	160.000		300.000	474.741	7.500	1.000	80.000	15.000	0.300	HP	18.000		160.000	2.513.000	500.000	0.998	0.832	LEVE
132.844	39.366	39.200	0.000	0.650	180.000	15.000	341.600		810.000	748.660	7.800	1.000	350.000	48.000	0.300	HP	14.500		150.000	2.399.000	70.000	0.998	0.832	LEVE

Figura AII.11. Base de datos (Ensayos desde 421 al 460)

AIL.2 CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN UTILIZADO EN MATLAB PARA ESTRUCTURAR LA BASE DA DATOS

El código de programación presentado permite exportar la hoja electrónica de Excel al entorno de Matlab, requiriendo que tanto el código como la hoja se encuentren en la misma carpeta. Además, tiene como función complementaria establecer las propiedades de la información acorde con los requerimientos del programa, genera una base de datos dedicada a cada uno de los modelos de redes neuronales predictivos y proporcionar información respecto a las características de los predictores y respuestas contenidas en la base de datos original.

```

%% Evaluación de propiedades de la base de datos

clc
clear

% Leer la base de datos
BD = readtable('Base_Datos.xlsx');

% Definir las propiedades de la base de datos
BDvars = BD.Properties.VariableNames;

% Transformar las variables cualitativas de la base de datos
en categorias
BD.ArProd = categorical(BD.ArProd);
TipArProd = categories(BD.ArProd);
BD.TnIF = categorical(BD.TnIF);
TipTnIF = categories(BD.TnIF);
BD.TnCc = categorical(BD.TnCc);
TipTnCc = categorical(BD.TnCc);

% Quitar los predictores con información insuficiente
BD =
removevars(BD, {'Ba', 'TDSCalc', 'TDSMed', 'CO2agua', 'H2Sagua',
'AcCarb'});

% Extraer del banco de datos todos los predictores
% Tendencia incrustante de fondo
BDdata1 = BD(:,1:end-2);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
BDdata2 = BD(1:423,1:end-2);

% Extrae de la base de datos las respuestas y la vuelve una
tabla
% individual
% Tendencia incrustante de fondo

```

```
RespTnIF = BD(:,end-1);  
% Tendencia corrosiva de Cabeza  
RespTnCc = BD(1:423,end);  
  
% Empata la base de datos con una sola respuesta  
% Tendencia incrustante de fondo  
DataN1 = [BDdata1 RespTnIF];  
% Tendencia corrosiva de Cabeza  
DataN2 = [BDdata2 RespTnCc];  
  
% Resumen de características de los predictores  
% Tendencia incrustante de fondo  
sum1= summary(DataN1);  
% Tendencia corrosiva de Cabeza  
sum2 = summary(DataN2);
```

ANEXO III

DESARROLLO DEL MODELO DE ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN)

Para el correcto funcionamiento de los códigos presentados todos los recursos que el entorno de Matlab exporte deben encontrarse en la misma carpeta contenedora.

AIII.1 MODELO DE ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN) PARA LA TENDENCIA INCRUSTANTE DE FONDO

Se presenta el script destinado a la generación del modelo de árbol de decisión neural (MADN) para la tendencia incrustante de fondo.

```

%% No borrar este comando. Cronometra el tiempo de
procesamiento
tic
%% Modelo de árbol de decisión neural (MADN)
% Tendencia incrustante de fondo

%% Inicio de la partición

% Leer la base de datos
BD = readtable('Base_Datos.xlsx');

% Definir las propiedades de la base de datos
BDvars = BD.Properties.VariableNames;

% Transformar las variables cualitativas de la base de datos
en categorías
BD.ArProd = categorical(BD.ArProd);
TipArProd = categories(BD.ArProd);
BD.TnIF = categorical(BD.TnIF);
TipTnIF = categories(BD.TnIF);
BD.TnCc = categorical(BD.TnCc);
TipTnCc = categories(BD.TnCc);

% Quitar los predictores con información insuficiente
BD =
removevars(BD, {'Ba', 'TDSCalc', 'TDSMed', 'CO2agua', 'H2Sagua', 'A
cCarb'});
% Extraer del banco de datos todos los predictores
BDdata = BD(:, 1:end-2);

```



```

% Extrae de la base de datos las respuestas y la vuelve una
tabla
% individual
% Tendencia incrustante Fondo
RespTF = BD(:,end-1);

%% Empata la base de datos con una sola respuesta
DataN1 = [BDdata RespTF];
sum = summary(DataN1);

%% Inicio de partición categórica

pt1 = cvpartition(DataN1.TnIF, 'HoldOut', 0.15);
DataN1Train = DataN1(training(pt1), :);
DataN1Test = DataN1(test(pt1), :);

% Despliega las propiedades de la partición
disp('Tendencia incrustante Fondo')
disp(['Observaciones originales: ', num2str(height(DataN1))])
disp([' + ', num2str(height(DataN1Train)), ' Observaciones de
entrenamiento'])
disp([' + ', num2str(height(DataN1Test)), ' Observaciones de
prueba'])

%% Crear un modelo clasificador en base a árbol de decisión

rng(1); % Para reproducibilidad
%Optimice la pérdida de validación cruzada del clasificador,
utilizando los
%datos en medias para predecir la respuesta en especies.

mdl1 =
fitctree(DataN1Train, 'TnIF', 'OptimizeHyperparameters', 'auto')
;

%% Reducir el nivel del model de predicción y reevaluar la
perdida

mdlPruned1 = prune(mdl1, 'Level', 2);

%% Visualización del árbol de decisión

view(mdlPruned1, 'mode', 'graph');

%% Estimación de la importancia de los predictores

imp = predictorImportance(mdlPruned1);
figure;
bar(imp, 'FaceColor', [0 .5 .5], 'EdgeColor', [0 .9
.9], 'LineWidth', 1.5);
title('Predictor Importance Estimates (Incrustation)');

```

```

ylabel('Estimation');
xlabel('Predictors');
h = gca;
h.XTickLabel = mdlPruned1.PredictorNames;
h.XTickLabelRotation = 270;
h.TickLabelInterpreter = 'none';

%% Propiedades de la red neuronal

whos mdl1
whos mdlPruned1

%% Determinar la perdida del clasificador

errTree1 = loss(mdl1,DataN1Test);
disp(['La perdida del calificador de Tendencia incrustante
Fondo es: ',num2str(errTree1)])

%% Perdida del clasificador

errTreePruned1 = loss(mdlPruned1,DataN1Test);
disp(['La perdida del clasificador reducido de Tendencia
incrustante Fondo es: ',num2str(errTreePruned1)])

%% Generador de predicciones

TPred1 = readtable('C_TendenciaIncrustante.xlsx');
BDPred = TPred1(1:40,1:end-1);
Pred = predict(mdlPruned1,BDPred);

%% No borrar este comando. Cronometra el tiempo de
procesamiento
Toc

```

AIII.2 MODELO DE ÁRBOL DE DECISIÓN NEURAL (MADN) PARA LA TENDENCIA CORROSIVA DE CABEZA

Se presenta el script destinado a la generación del modelo de árbol de decisión neural (MADN) para la tendencia corrosiva de cabeza.

```

%% No borrar este comando. Cronometra el tiempo de
procesamiento
tic
%% Modelo de árbol de decisión neural (MADN)
% Tendencia corrosiva de cabeza

%% Inicio de la partición

```

```

% Leer la base de datos
BD = readtable('Base_Datos.xlsx');

% Definir las propiedades de la base de datos
BDvars = BD.Properties.VariableNames;

% Transformar las variables cualitativas de la base de datos
en categorias
BD.ArProd = categorical(BD.ArProd);
TipArProd = categories(BD.ArProd);
BD.TnIF = categorical(BD.TnIF);
TipTnIF = categories(BD.TnIF);
BD.TnCc = categorical(BD.TnCc);
TipTnCc = categories(BD.TnCc);

% Quitar los predictores con información insuficiente
BD =
removevars(BD, {'Ba', 'TDSCalc', 'TDSMed', 'CO2agua', 'H2Sagua', 'A
cCarb'});

% Extraer del banco de datos todos los predictores
BDdata2 = BD(1:423,1:end-2);

% Extrae de la base de datos las respuestas y la vuelve una
tabla
% individual
% Tendencia incrustante Fondo
RespTnCc = BD(1:423,end);

%% Empata la base de datos con una sola respuesta
DataN2 = [BDdata2 RespTnCc];
sum2 = summary(DataN2);

%% Inicio de partición categórica

pt1 = cvpartition(DataN2.TnCc, 'HoldOut', 0.25);
DataN2Train = DataN2(training(pt1),:);
DataN2Test = DataN2(test(pt1),:);

% Despliega las propiedades de la partición
disp('Tendencia incrustante Fondo')
disp(['Observaciones originales: ', num2str(height(DataN2))])
disp([' + ', num2str(height(DataN2Train)), ' Observaciones de
entrenamiento'])
disp([' + ', num2str(height(DataN2Test)), ' Observaciones de
prueba'])

% Crear un modelo clasificador en base a árbol de decisión

rng(1); % Para reproducibilidad

```

```

%Optimice la pérdida de validación cruzada del clasificador,
utilizando los
%datos en medias para predecir la respuesta en especies.

mdl2 =
fitctree(DataN2Train,'TnC','OptimizeHyperparameters','auto')
;

%% Reducir el nivel del model de predicción y reevaluar la
perdida

mdlPruned2 = prune(mdl2,'Level',3);

%% Visualización del árbol de decisión

view(mdlPruned2,'mode','graph');

%% Estimación de la importancia de los predictores

imp = predictorImportance(mdlPruned2);
figure;
bar(imp,'FaceColor',[0 .5 .5],'EdgeColor',[0 .9
.9],'LineWidth',1.5);
title('Predictor Importance Estimates (Corrosión)');
ylabel('Estimation');
xlabel('Predictors');
h = gca;
h.XTickLabel = mdlPruned2.PredictorNames;
h.XTickLabelRotation = 270;
h.TickLabelInterpreter = 'none';

%% Propiedades de la red neuronal

whos mdl2
whos mdlPruned2

%% Determinar la perdida del clasificador

errTree2 = loss(mdl2,DataN2Test);
disp(['La perdida del calsificador de Tendencia corrosiva de
cabeza es: ',num2str(errTree2)])

%% Perdida del clasificador

errTreePruned2 = loss(mdlPruned2,DataN2Test);
disp(['La perdida del clasificador reducido de Tendencia
corrosiva de cabeza es: ',num2str(errTreePruned2)])

%% Generador de predicciones

TPred2 = readtable('C_TendenciaCorrosiva.xlsx');

```

```
BDPred2 = TPred2(1:40,1:end-1);  
Pred2 = predict mdlPruned2,BDPred2);  
  
%% No borrar este comando. Cronometra el tiempo de  
procesamiento  
toc
```

ANEXO IV

VALIDACIÓN EXTERNA

Se detalla la generación del código cuyo objetivo es el realizar un filtrado de la base datos con el fin de remover de la misma todos aquellos ensayos que presentaban ausencia de información en sus predictores y respuestas, también se pone a disposición la hoja electrónica de Microsoft Excel generada.

Toda la información presente ha sido empleada para la validación externa de la calidad de predicción del modelo de árbol de decisión neural (MADN) con el programa ScaleSoftPitzer™.

AIV.1 CÓDIGO PARA LA GENERACIÓN DE BASE DE DATOS FILTRADA DE INFORMACIÓN AUSENTE

El código descrito a continuación realiza una selección de los ensayos con información completa tanto en los predictores y respuestas, generando dos hojas electrónicas por separado para la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza.

```

%% Evaluación de propiedades de la base de datos

clc
clear

% Leer la base de datos
BD = readtable('Base_Datos.xlsx');

% Definir las propiedades de la base de datos
BDvars = BD.Properties.VariableNames;

% Transformar las variables cualitativas de la base de datos
en categorías
BD.ArProd = categorical(BD.ArProd);
TipArProd = categories(BD.ArProd);
BD.TnIF = categorical(BD.TnIF);
TipTnIF = categories(BD.TnIF);
BD.TnCc = categorical(BD.TnCc);

```

```

TipTnC = categorical(BD.TnC);

% Quitar los predictores con información insuficiente
BD =
removevars(BD,{'Ba','TDS Calc','TDS Med','CO2 agua','H2S agua','AcCarb'});

% Extraer del banco de datos todos los predictores
% Tendencia incrustante de fondo
BDdata1 = BD(:,1:end-2);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
BDdata2 = BD(1:423,1:end-2);

% Extrae de la base de datos las respuestas y la vuelve una
tabla
% individual
% Tendencia incrustante de fondo
RespTnIF = BD(:,end-1);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
RespTnC = BD(1:423,end);

% Empata la base de datos con una sola respuesta
% Tendencia incrustante de fondo
DataN1 = [BDdata1 RespTnIF];
% Tendencia corrosiva de Cabeza
DataN2 = [BDdata2 RespTnC];

% Resumen de características de los predictores
% Tendencia incrustante de fondo
sum1= summary(DataN1);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
sum2 = summary(DataN2);

%% Extracción de ensayos con predictores completos

% Reconocimiento de valores en blanco
ix1 = ismissing(DataN1);
ix2 = ismissing(DataN2);

% Crear una base de datos sólo con observaciones completas
% Tendencia incrustante de fondo
T1 = rmmissing(DataN1);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
T2 = rmmissing(DataN2);

%Resumen de características
% Tendencia incrustante de fondo
sum3= summary(T1);
% Tendencia corrosiva de Cabeza
sum4 = summary(T2);

```

```
%% Información a excel  
fileName1 = 'C_TendenciaIncrustante.xlsx';  
fileName2 = 'C_TendenciaCorrosiva.xlsx';  
writetable(T1, fileName1)  
writetable(T2, fileName2)
```

AIV.2 HOJAS ELECTRÓNICAS DE EXCEL GENERADAS POR EL CÓDIGO DE SELECCIÓN DE INFORMACIÓN

AIV.2.1 Tendencia incrustante de fondo

La Tabla AIV.1 presenta la base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo tras la selección de información realizada por el código descrito, conformada por los 40 primeros ensayos.

Tabla AIV.1. Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia incrustante de fondo

Cl	SO ₄	Bicar	AcCarb	pH	CO _{2(gas)}	H ₂ S _(gas)	ArProd	API	TempFo	TempCab	PresFo	PresCab	Sif	Sic	TnIF
8 300	275	1 317,6	19	5,98	79	24	TI+TS	25,7	227,00	212	2 169	145	0,350	0,010	MODERADA
15 150	100	451,4	74	6,81	7	6	BT+TI	25,7	227	212	2 169	145	0,433	-0,187	MODERADA
8 400	250	1 317,6	34	6,98	22	14	TI	32,8	236	160	1 474	70	0,608	0,620	SEVERA
15 950	162	378,2	29	6,36	10	3	TI	32,9	234	107	1 001	170	-0,020	-0,530	NSPD
6 800	300	2 318,0	32	6,35	70	14	TI	30,9	234	141	948	180	0,765	-0,018	SEVERA
21 050	112	523,0	74	6,76	17	13	UI	25,4	237	130	1 282	120	-0,322	-0,177	NSPD
13 100	325	756,4	55	6,99	38	21	UI	26,0	229	125	2 900	70	0,618	-0,413	SEVERA
24 700	25	329,4	169	6,75	7	5	US	26,2	236	165	2 587	15	0,822	1,327	SEVERA
79 500	25	292,8	154	6,41	5	4	UI	27,5	235	191	1 460	250	0,863	0,765	MODERADA
6 700	825	2 513,2	47	6,98	50	10	UI	28,4	232	152	2 830	180	0,601	0,268	SEVERA
14 200	312	695,4	43	6,98	10	5	TI	32,9	234	122	1 410	180	0,437	-0,439	SEVERA
40 600	175	524,6	41	6,95	6	5	UI	30,1	232	181	1 902	220	0,576	0,422	MODERADA
34 350	187	524,6	149	6,79	9	8	UI	26,1	233	187	2 252	70	0,346	0,508	MODERADA
87 600	75	451,4	155	6,45	5	7	UI	27,7	237	176	1 340	130	0,723	1,287	MODERADA
21 150	262	510,0	16	6,98	12	5	UI	27,8	233	150	1 431	150	0,660	0,736	SEVERA
15 900	263	690,0	26	7,95	10	5	UI	28,0	232	158	1 233	158	0,476	-0,563	MODERADA
10 650	200	1 354,2	28	6,97	40	10	TI	25,9	220	175	700	70	0,672	0,782	SEVERA
7 800	225	1 464,0	32	6,76	65	15	TI	28,9	217	181	1 777	64	0,110	0,656	LEVE
13 950	187	695,4	53	6,99	11	8	UI	27,6	233	190	1 282	120	0,448	0,498	MODERADA
8 950	287	1 695,8	22	7,01	40	6	TI	26,5	235	192	1 212	95	0,614	0,893	SEVERA
7 550	125	1 415,2	50	6,77	80	10	TI	28,7	229	122	1 597	62	0,100	-0,417	LEVE
7 200	712	2 684,0	61	7,00	90	8	UI	21,7	223	182	2 316	300	0,118	0,184	LEVE

Tabla AIV.1. Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia incrustante de fondo (continuación...)

Cl	SO ₄	Bicar	AcCarb	pH	CO _{2(gas)}	H ₂ S _(gas)	ArProd	API	TempFo	TempCab	PresFo	PresCab	Sif	Sic	TnIF
12 950	262	2 305,8	72	6,84	55	3	TI	30,0	236	128	685	85	0,801	0,015	SEVERA
12 700	200	829,6	27	7,56	60	20	TS	30,1	236	214	1 641	220	-0,345	-0,090	NSPD
45 550	25	378,2	21	7,60	3	4	BT	17,9	225	200	1 031	65	0,759	1,112	MODERADA
41 400	37	488,0	123	6,37	5	45	BT	22,0	225	131	1 200	100	1,863	0,684	SEVERA
27 400	188	439,2	85	8,25	5	12	UI	30,1	230	202	1 525	100	0,191	0,699	LEVE
31 050	200	402,6	13	7,35	8	10	UI	24,3	227	171	1 259	94	0,135	0,071	LEVE
7 650	563	1 988,6	33	7,37	90	20	TI+UI	31,9	232	188	3 130	220	0,028	0,268	NSPD
42 250	100	390,4	28	6,99	5	9	US+UI	29,0	233	183	954	145	0,812	0,583	MODERADA
85 300	50	305,0	12	6,40	8	9	US	26,0	238	194	1 772	115	0,929	1,017	MODERADA
11 750	325	1 695,8	31	7,24	27	11	TI	33,0	229	94	640	100	0,753	-0,485	SEVERA
6 650	750	2 732,8	26	6,99	80	2	UI	24,0	226	208	1 656	80	1,583	2,407	MODERADA
6 700	550	1 971,1	0	6,98	35	9	UI	29,2	232	148	26 70	90	0,250	1,351	MODERADA
22 100	37	744,2	78	6,99	6	1	UI	26,5	280	185	921	320	0,631	0,573	SEVERA
11 200	188	1 098,0	142	7,56	18	11	TI	25,9	220	185	923	74	0,961	0,597	SEVERA
14 300	300	1 146,8	74	7,97	34	22	TS	30,0	238	205	1 430	112	0,340	0,588	MODERADA
72 400	400	366,0	179	7,57	5	7	BT	20,9	221	210	1 432	270	2,057	1,996	MODERADA
32 400	87	353,8	98	6,96	5	6	US	31,2	232	223	1 314	200	0,214	0,563	LEVE
30 700	112	366,0	103	6,99	4	5	US	32,5	234	216	1 776	200	0,247	0,618	LEVE

AIV.2.2 Tendencia corrosiva de cabeza

La Tabla AIV.2 presenta la base de datos dedicada a la tendencia incrustante de fondo tras la selección de información realizada por el código descrito anteriormente, conformada por los 40 primeros ensayos.

Tabla AIV.2. Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia corrosiva de cabeza

Cl	SO ₄	Bicar	AcCarb	pH	CO _{2(gas)}	H ₂ S _(gas)	ArProd	API	TempFo	TempCab	PresFo	PresCab	Sif	Sic	TnCc
8 300	275	1 317,6	19	5,98	79	24	TI+TS	25,7	227	212	2 169	145	0,350	0,010	LEVE
15 150	100	451,4	74	6,81	7	6	BT+TI	25,7	227	212	2 169	145	0,433	-0,187	LEVE
8 400	250	1 317,6	34	6,98	22	14	TI	32,8	236	160	1 474	70	0,608	0,620	SEVERA
15 950	162	378,2	29	6,36	10	3	TI	32,9	234	107	1 001	170	-0,020	-0,530	LEVE
6 800	300	2 318,0	32	6,35	70	14	TI	30,9	234	141	948	180	0,765	-0,018	MODERADA
21 050	112	523,0	74	6,76	17	13	UI	25,4	237	130	1 282	120	-0,322	-0,177	MODERADA
13 100	325	756,4	55	6,99	38	21	UI	26,0	229	125	29 00	70	0,618	-0,413	LEVE
24 700	25	329,4	169	6,75	7	5	US	26,2	236	165	2 587	15	0,822	1,327	SEVERA
79 500	25	292,8	154	6,41	5	4	UI	27,5	235	191	1 460	250	0,863	0,765	MODERADA
6 700	825	2 513,2	47	6,98	50	10	UI	28,4	232	152	2 830	180	0,601	0,268	MODERADA
14 200	312	695,4	43	6,98	10	5	TI	32,9	234	122	1 410	180	0,437	-0,439	LEVE
40 600	175	524,6	41	6,95	6	5	UI	30,1	232	181	1 902	220	0,576	0,422	MODERADA
34 350	187	524,6	149	6,79	9	8	UI	26,1	233	187	2 252	70	0,346	0,508	MODERADA
87 600	75	451,4	155	6,45	5	7	UI	27,7	237	176	1 340	130	0,723	1,287	MODERADA
21 150	262	510,0	16	6,98	12	5	UI	27,8	233	150	1 431	150	0,660	0,736	MODERADA
15 900	263	690,0	26	7,95	10	5	UI	28,0	232	158	1 233	158	0,476	-0,563	MODERADA
10 650	200	1 354,2	28	6,97	40	10	TI	25,9	220	175	700	70	0,672	0,782	LEVE
7 800	225	1 464,0	32	6,76	65	15	TI	28,9	217	181	1 777	64	0,110	0,656	MODERADA
13 950	187	695,4	53	6,99	11	8	UI	27,6	233	190	1 282	120	0,448	0,498	MODERADA
8 950	287	1 695,8	22	7,01	40	6	TI	26,5	235	192	1 212	95	0,614	0,893	LEVE
7 550	125	1 415,2	50	6,77	80	10	TI	28,7	229	122	1 597	62	0,100	-0,417	LEVE
7 200	712	2 684,0	61	7,00	90	8	UI	21,7	223	182	2 316	300	0,118	0,184	SEVERA

Tabla AIV.2. Base de datos destinada a la validación externa de la tendencia corrosiva de cabeza (continuación...)

Cl	SO ₄	Bicar	AcCarb	pH	CO _{2(gas)}	H ₂ S _(gas)	ArProd	API	TempFo	TempCab	PresFo	PresCab	Sif	Sic	InCc
12 950	262	2 305,8	72	6,84	55	3	TI	30,0	236	128	685	85	0,801	0,015	MODERADA
12 700	200	829,6	27	7,56	60	20	TS	30,1	236	214	1 641	220	-0,345	-0,090	MODERADA
45 550	25	378,2	21	7,60	3	4	BT	17,9	225	200	1 031	65	0,759	1,112	MODERADA
41 400	37	488,0	123	6,37	5	45	BT	22,0	225	131	1 200	100	1,863	0,684	LEVE
27 400	188	439,2	85	8,25	5	12	UI	30,1	230	202	1 525	100	0,191	0,699	LEVE
31 050	200	402,6	13	7,35	8	10	UI	24,3	227	171	1 259	94	0,135	0,071	MODERADA
7 650	563	1 988,6	33	7,37	90	20	TI+UI	31,9	232	188	3 130	220	0,028	0,268	SEVERA
42 250	100	390,4	28	6,99	5	9	US+UI	29,0	233	183	954	145	0,812	0,583	LEVE
85 300	50	305,0	12	6,40	8	9	US	26,0	238	194	1 772	115	0,929	1,017	MODERADA
11 750	325	1 695,8	31	7,24	27	11	TI	33,0	229	94	640	100	0,753	-0,485	MODERADA
6 650	750	2 732,8	26	6,99	80	2	UI	24,0	226	208	1 656	80	1,583	2,407	SEVERA
6 700	550	1 971,1	0	6,98	35	9	UI	29,2	232	148	2 670	90	0,250	1,351	LEVE
22 100	37	744,2	78	6,99	6	1	UI	26,5	280	185	921	320	0,631	0,573	LEVE
11 200	188	1 098,0	142	7,56	18	11	TI	25,9	220	185	923	74	0,961	0,597	LEVE
14 300	300	1 146,8	74	7,97	34	22	TS	30,0	238	205	1 430	112	0,340	0,588	MODERADA
72 400	400	366,0	179	7,57	5	7	BT	20,9	221	210	1 432	270	2,057	1,996	LEVE
32 400	87	353,8	98	6,96	5	6	US	31,2	232	223	1 314	200	0,214	0,563	LEVE
30 700	112	366,0	103	6,99	4	5	US	32,5	234	216	1 776	200	0,247	0,618	LEVE

AIV.3 VALIDACIÓN EXTERNA UTILIZANDO EL PROGRAMA ScaleSoftPitzer™

AIV.3.1 Predicciones realizadas por el modelo de árbol de decisión neural y el programa ScaleSoftPitzer

Se levantaron las predicciones realizadas por el programa ScaleSoftPitzer y las realizadas por el árbol de decisión neural (MADN) tanto para la tendencia corrosiva de fondo como para la tendencia incrustante de cabeza. Se compararon la tendencia real de cada uno de los ensayos con las predicciones realizadas, asignando un valor de 1 si la tendencia real y la predicción coinciden, y de 0 si la predicción está errada.

Los resultados de todos los ensayos realizados para ambos mecanismos de predicción se presentan en las Tabla AIV.3 y Tabla AIV.4 para la tendencia incrustante de fondo y la tendencia corrosiva de cabeza, respectivamente.

Tabla AIV.3. Comparación externa de la predicción de tendencia incrustante de fondo

Ensayo	Tendencia real	Matlab (MADN)		ScaleSoftPitzer	
1	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
2	MODERADA	MODERADA	1	LEVE	0
3	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
4	NSPD	NSPD	1	LEVE	0
5	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
6	NSPD	NSPD	1	LEVE	0
7	SEVERA	SEVERA	1	MODERADA	0
8	SEVERA	MODERADA	0	SEVERA	1
9	MODERADA	MODERADA	1	LEVE	0
10	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
11	SEVERA	MODERADA	0	SEVERA	1
12	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
13	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
14	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
15	SEVERA	MODERADA	0	SEVERA	1
16	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
17	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
18	LEVE	MODERADA	0	LEVE	1
19	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
20	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
21	LEVE	LEVE	1	LEVE	1

Tabla AIV.3. Comparación externa de la predicción de tendencia incrustante de fondo
(continuación)

Ensayo	Tendencia real	Matlab (MADN)		ScaleSoftPitzer	
22	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
23	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
24	NSPD	NSPD	1	MODERADA	0
25	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
26	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
27	LEVE	MODERADA	0	LEVE	1
28	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
29	NSPD	LEVE	0	LEVE	0
30	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
31	MODERADA	MODERADA	1	MODERADA	1
32	SEVERA	SEVERA	1	MODERADA	0
33	MODERADA	SEVERA	1	SEVERA	0
34	MODERADA	MODERADA	1	LEVE	0
35	SEVERA	SEVERA	1	SEVERA	1
36	SEVERA	SEVERA	1	MODERADA	0
37	MODERADA	MODERADA	1	LEVE	0
38	MODERADA	SEVERA	0	MODERADA	1
39	LEVE	MODERADA	0	LEVE	1
40	LEVE	LEVE	1	LEVE	1

Tabla AIV.4. Comparación externa de la predicción de tendencia corrosiva de cabeza

Ensayo	Tendencia real	Matlab (MADN)		ScaleSoftPitzer	
1	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
2	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
3	SEVERA	LEVE	0	SEVERA	1
4	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
5	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
6	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
7	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
8	SEVERA	LEVE	0	MODERADA	0
9	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
10	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
11	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
12	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
13	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
14	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
15	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
16	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
17	LEVE	LEVE	1	LEVE	1

Tabla AIV.4. Comparación externa de la predicción de tendencia corrosiva de cabeza
(continuación...)

Ensayo	Tendencia real	Matlab (MADN)		ScaleSoftPitzer	
18	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
19	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
20	LEVE	LEVE	1	SEVERA	0
21	LEVE	LEVE	1	MODERADA	0
22	SEVERA	LEVE	0	SEVERA	1
23	MODERADA	LEVE	0	SEVERA	0
24	MODERADA	LEVE	0	LEVE	0
25	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
26	LEVE	LEVE	1	SEVERA	0
27	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
28	MODERADA	LEVE	0	LEVE	0
29	SEVERA	MODERADA	0	SEVERA	1
30	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
31	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
32	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
33	SEVERA	LEVE	0	MODERADA	0
34	LEVE	LEVE	1	SEVERA	0
35	LEVE	LEVE	1	MODERADA	0
36	LEVE	LEVE	1	SEVERA	0
37	MODERADA	LEVE	0	MODERADA	1
38	LEVE	LEVE	1	MODERADA	0
39	LEVE	LEVE	1	LEVE	1
40	LEVE	LEVE	1	MODERADA	0

AIV.3.4 Cálculo del porcentaje de acierto de la validación externa y porcentaje de coincidencia entre la predicción realizada por el modelo de árbol de decisión neural (MADN) y el programa ScaleSoftPitzer

El porcentaje de predicciones erróneas tanto del modelo de árbol de decisión neural como del programa ScaleSoftPitzer, del total de ensayos realizados se calcula mediante la Ecuación AIV.1

$$P = 100 \left(\frac{n_e - \sum c}{n_e} \right) \quad \text{[AIV.1]}$$

Donde:

P: porcentaje de predicciones erróneas

n_e : número de ensayos totales

c: predicciones acertadas

El porcentaje de aciertos generados para ambos mecanismos de predicción se calcula mediante la Ecuación AIV.2.

$$A = 100 - P \quad [AIV.2]$$

Donde:

A: porcentaje de predicciones acertadas

El porcentaje de coincidencia de predicciones entre el modelo de árbol de decisión neural (MADN) y el programa ScaleSoftPitzer para el total de ensayos realizados se obtiene mediante la Ecuación AIV.3.

$$c_p = 100 \cdot \left[1 - \left(\frac{\sum |P_M - P_S|}{n_e} \right) \right] \quad [AIV.3]$$

Donde:

c_p : porcentaje de coincidencia

P_M : acierto de la predicción realizada por el modelo de árbol de decisión neural

P_S : acierto de la predicción realizada por el programa ScaleSoftPitzer

n_e : número de ensayos realizados

Al reemplazar los valores en las Ecuaciones AIV.1, AIV.2 y AIV.3 para el conjunto de información de la tendencia incrustante de fondo, contando el número de aciertos del modelo de árbol de decisión neural (MADN) y el programa ScaleSoftPitzer listados en las Tabla AIV.3 con respecto al número total de ensayos utilizados para realizar la predicción, se tiene:

$$P = 100 \cdot \frac{40 - 32}{40}$$

$$P = 20 \%$$

$$A = 100 - 20$$

$$A = 80 \%$$

$$c_p = 100 \cdot \left[1 - \left(\frac{18}{40} \right) \right]$$

$$c_p = 55 \%$$