

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Matriz de Riesgo en Trabajos de Reacondicionamiento en Pozos

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Julio Francisco Bejarano Campuzano

Guayaquil – Ecuador

1S - 2022

# DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico principalmente a mis padres, ya que nada de esto sería posible sin su ayuda en mi desarrollo académico y profesional.

A mis hermanos por fomentar en mí valores importantes tales como la responsabilidad y el esfuerzo, permitiéndome desarrollar un carácter con el que puedo afrontar y superar desafíos.

A aquellos amigos que la vida y la universidad me regalaron por darme una mano en momentos de mucha presión, animarme a seguir caminando y nunca dudar de mis habilidades.

# AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a la compañía Schlumberger del Ecuador por permitirme colaborar con ellos en este proyecto.

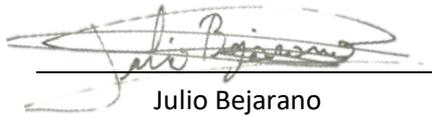
A los docentes con los que cursé materias durante mi vida universitaria que supieron instruirme y desarrollarme de manera efectiva en lo académico.

A los ingenieros Juan Carlos Barahona, Richard Torres y Nereida Medina por siempre compartir sus conocimientos conmigo y permitirme crecer de manera profesional.

Al resto del equipo del consorcio Shaya por la gran hospitalidad brindada durante el tiempo que compartí con ellos.

## DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Julio Francisco Bejarano Campuzano y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Julio Bejarano

# EVALUADORES

---

**Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**Xavier Vargas**

PROFESOR TUTOR

# Índice General

1. INTRODUCCION .....	10
1.1. Descripción del problema .....	11
1.2. Justificación del problema .....	12
1.3. Objetivos .....	13
1.3.1. Objetivo general .....	13
1.3.2. Objetivos específicos .....	13
1.4. Marco teórico.....	13
1.4.1. Dashboard .....	13
1.4.2. Pozo .....	14
1.4.3. Revestidor.....	17
1.4.4. Reservorio .....	18
1.4.5. Workover .....	19
2. METODOLOGÍA .....	11
2.1. Categorización .....	25
2.2. Matriz de Riesgo .....	25
2.2.1. Valoración .....	26
2.2.2. Pozo .....	26
2.2.3. Revestidor.....	31
2.2.4. Configuración.....	32
2.2.5. Integridad fuga .....	33
2.2.6. Integridad colapso.....	33
2.2.7. Reservorio .....	34
2.2.8. Operación .....	38
2.3. Valoración final del estado de un pozo .....	41
2.4. Contenido de Dashboard.....	42
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	44
3.1. Resultados en Matriz.....	44
3.2. Resultados en Dashboard .....	55
3.2.1. Gráficos por campo.....	55
3.2.2. Gráficos por pozos .....	56
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	59
5. Bibliografía.....	60

**Índice de figuras**

Figura 3.1 Promedio de Categorías en Campo (Campo – EJEM) .....55

Figura 3.2 Complejidad de Cada Pozo en Campo (Campo – EJEM) .....56

Figura 3.3 Evaluación Categoría Pozo (ACNF-136).....56

Figura 3.4 Evaluación Categoría Revestidor (ACNF-136).....57

Figura 3.5 Evaluación Categoría Reservorio (ACNF-136).....57

Figura 3.6 Evaluación Categoría Operación (ACNF-136) .....58

Figura 3.7 Evaluación Categorías y Complejidad Final de pozo (ACNF-136) ..58

## Índice de tablas

Tabla 2.1 Valorización de Matriz de Riesgo .....	26
Tabla 2.2 Ponderación de la Categoría Pozo .....	27
Tabla 2.3 Segmentación de la Subcategoría Fecha de Completación .....	28
Tabla 2.4 Segmentación de la Subcategoría completación.....	28
Tabla 2.5 Segmentación de la Subcategoría Tipo de Perforación .....	29
Tabla 2.6 Segmentación de la Subcategoría Inclinación Máxima.....	30
Tabla 2.7 Segmentación de la Subcategoría Max Dog Leg Severity Run BES ..	31
Tabla 2.8 Segmentación de la Subcategoría MAX Dog Leg Severity (DLS) Posición BES .....	31
Tabla 2.9 Ponderación de la Categoría Revestidor .....	32
Tabla 2.10 Segmentación de la Subcategoría Configuración.....	32
Tabla 2.11 Segmentación de la Subcategoría Integridad por Fuga .....	33
Tabla 2.12 Segmentación de la Subcategoría Integridad por Colapso.....	34
Tabla 2.13 Ponderación de la Categoría Reservorio .....	34
Tabla 2.14 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Daño .....	35
Tabla 2.15 Segmentación de la Subcategoría Producción de Sólidos .....	36
Tabla 2.16 Segmentación de la Subcategoría Modalidad Incrustante de Fondo 36	
Tabla 2.17 Segmentación de la Subcategoría Tendencia Corrosiva.....	37
Tabla 2.18 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Emulsión .....	37
Tabla 2.19 Segmentación de la Subcategoría Permeabilidad.....	38
Tabla 2.20 Ponderación de la Categoría Operación .....	38
Tabla 2.21 Segmentación de la Subcategoría Presión de Well Control .....	39
Tabla 2.22 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Pesca.....	40
Tabla 2.23 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Wash Out.....	40
Tabla 2.24 Segmentación de la Subcategoría Cementación.....	41
Tabla 2.25 Impacto de Cada Categoría .....	41
Tabla 3.1 Resultados de la Categoría Pozo para “TRSC-050” .....	45
Tabla 3.2 Resultados de la Categoría Revestidor para “TRSC-050” .....	45
Tabla 3.3 Resultados de la Categoría Reservorio para “TRSC-050” .....	46
Tabla 3.4 Resultados de la Categoría Operación para “TRSC-050”.....	47
Tabla 3.5 Estado final de Complejidad para “TRSC-050” .....	47
Tabla 3.6 Resultados de la Categoría Pozo para “VUC-024” .....	48
Tabla 3.7 Resultados de la Categoría Revestidor para “VUC-024” .....	49

Tabla 3.8 Resultados de la Categoría Reservorio para “VUC-024” .....49

Tabla 3.9 Resultados de la Categoría Operación para “VUC-024” ..... 50

Tabla 3.10 Estado Final de Complejidad para “VUC-024” ..... 50

Tabla 3.11 Resultados de la Categoría Pozo para “ACNF-136” .....51

Tabla 3.12 Resultados de la Categoría Revestidor para “ACNF-136” ..... 52

Tabla 3.13 Resultados de la Categoría Reservorio para “ACNF-136” .....53

Tabla 3.14 Resultados de la Categoría Operación para “ACNF-136” .....53

Tabla 3.15 Estado Final de Complejidad para “ACNF-136” .....54

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCION

El mundo entero se encuentra en la etapa de combustible fósil, es decir, el consumo energético a nivel mundial se centra en el hidrocarburo. La demanda de energía es una de las principales necesidades que se debe satisfacer, debido al uso que tiene para prácticamente la mayoría de las actividades que se realizan diariamente tanto en sector industrial, como en la vida cotidiana.

Por esto el comercio de energía es uno de los ingresos principales en países que pueden cubrir dicha demanda, la generación de energía mediante hidrocarburos es una de las utilidades que posee los combustibles fósiles, también puede ser usado como materia prima para muchos productos o procesos que se realizan en el mundo hoy en día.

Los países que comercian hidrocarburos son conocidos como países productores, estos países reciben grandes ingresos debido al comercio de petróleo y sus derivados. Por esto se realizan masivas inversiones para el desarrollo de tecnología y cuidado de los pozos productores en cada país productor.

Empresas estatales contratan empresas de servicios petroleros que poseen tecnología, procesos de cuidado y mantenimiento de pozos petroleros. Se requieren de dichos servicios para mantener e incrementar la producción de los países productores, debido que una declinación en la producción se puede traducir como una gran pérdida económica

Las actividades que ofrecen las empresas de servicios petroleros van desde el desarrollo de nueva tecnología que permite optimizar recursos, hasta la implementación de procesos para el desarrollo de actividades de reacondicionamiento de pozos. El desarrollo de cualquier servicio requiere de previa investigación, recopilación de datos que permitan evaluar el estado del pozo a intervenir.

Proyectos como cambio de sistema de levantamiento, cambio de equipo para mayor producción, son requeridos para aumentar el potencial de producción de un pozo, sin embargo, se puede recuperar la producción de algún pozo que haya tenido que ser cerrado por problema mecánico, eléctrico, bajo aporte, incluso producción excesiva de sólidos puede ser remediados mediante actividades de reacondicionamiento de pozos.

El tiempo y la data que se requiere para obtener una buena propuesta de reacondicionamiento es escaso debido a la pérdida de información a través del tiempo por falta de registro o cualquier otro problema que resulte en datos del pozo perdidos, el tiempo como se mencionó previamente juega un papel importante debido a que usualmente se trabaja bajo presión para presentar las versiones de propuestas necesarias previas a finalmente ser aprobada y comenzar con el proceso de ejecución del reacondicionamiento.

La implementación de las actividades de reacondicionamiento es importante para mantener una producción diaria estable que permita comercializar hidrocarburo y obtener ingresos considerables para el Estado, manteniendo como base la comunicación entre el Estado, empresas estatales y empresas de servicios petroleros es posible cumplir con las mayorías de los objetivos productivos planteados por un país para eficientes y optimizadas actividades de extracción y comercialización de hidrocarburos.

### **1.1. Descripción del problema**

Durante el tiempo de vida de un pozo se pueden presentar diversos problemas como mecánicos, eléctricos, bajo aporte por pérdida de presión, irrupción de agua, comunicación entre tubería y revestidor, entre otros factores que pueden desembocar en la pérdida de producción que usualmente presenta dicho pozo. Es por esto por lo que se realizan actividades de reacondicionamiento, con el fin de

mantener la producción y energía del pozo para recuperar su potencial previo al problema que haya presentado.

La realización de actividades de reacondicionamientos no se ven limitadas únicamente cuando los pozos presentan problemas, existen diversas actividades que proponen un incremento de potencial de recobro de un pozo o grupo de pozos como lo son el cambio de sistema de levantamiento con la finalidad de un aumento de producción de hidrocarburo, proyectos de pozos inyectores que se realizan con el propósito de aumentar la presión de pozos cercanos con el fin de aumentar la producción que se encuentren al alcance de la inyección.

El estudio previo a una actividad de reacondicionamiento es de vital importancia, debido a que este recopila y estudia datos de interés del pozo, dichos datos se ven reflejados en la propuesta de reacondicionamiento de la cual depende si el proyecto es aprobado o no. Con el paso del tiempo los datos registrados del pozo se pierden, dificultando el proceso investigativo y justificativo de las operaciones planeadas para cumplir con los objetivos requeridos durante el reacondicionamiento. La presión del escaso tiempo y la falta de información para tener todo preparado y presentar una propuesta de actividad que resulte aprobada, se convierte en una tarea complicada. Por tal motivo es necesario optimizar al máximo dichos factores para cumplir con lo requerido.

## **1.2. Justificación del problema**

Los países productores buscan mantener sus campos petroleros activos y produciendo, debido al gran impacto económico que estos indican a nivel mundial. Los ingresos producidos por hidrocarburos son uno de los principales en países productores, por esto existen grandes inversiones que son destinadas al mantenimiento y optimización de campos productores alrededor del mundo.

El estudio de los pozos petroleros cada vez gana más terreno, debido a la cantidad de datos necesarios para poder realizar operaciones de reacondicionamiento de manera acertada y optimizando recursos tanto económicos, como humanos. Para esto las empresas alrededor del mundo desarrolla procedimientos y tecnología que permita obtener datos con el fin de conocer en mayor porcentaje las características de un pozo.

Es por esto que, es posible hacer uso de dicha tecnología implementada y los datos obtenidos, se desea optimizar en la mayor medida posible el costo de actividades en los pozos, es decir, invertir poco tiempo y capital para obtener los

mejores resultados posibles. El objetivo del proyecto es obtener una matriz que evalúe el estado actual de un pozo, haciendo uso de datos proporcionados a través de varias actividades en las que se haya visto involucrado el pozo a estudiar, con la finalidad de poder optimizar el tiempo de respuesta en la planificación y ejecución de una intervención que se desee realizar en el pozo. Es posible obtener dicha optimización ya que la matriz presenta una vista general del estado del pozo, sin embargo, es posible apreciar no solo dicha ponderación final, sino que presenta el estado por secciones de interés de estudio, para un mejor análisis y enfoque en el área de complejidad que presente el pozo.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Categorizar la complejidad de la intervención de un pozo, previo a las operaciones de reacondicionamiento mediante una matriz de riesgo para optimizar el tiempo de ejecución.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Determinar las características relevantes de un pozo por medio de información histórica del mismo para el análisis del estado actual.
- Elaborar una matriz analizando documentos históricos de reacondicionamientos que permita contemplar el estado actual de un pozo a intervenir.
- Construir un formato de Dashboard por medio de datos obtenidos de una matriz de riesgo que represente de manera gráfica la complejidad de reacondicionamiento de un pozo o un campo petrolero.

### **1.4. Marco teórico**

#### **1.4.1. Dashboard**

Se denomina Dashboard a una interfaz o herramienta que permite a los usuarios visualizar y filtrar información de una base de datos previamente creada o en constante adquisición de datos. Permite mantener un control de la información que se desea analizar, debido a que es posible crear distintos tipos de vistas dependiendo del tipo de información procesada. (Brath & Peters, 2004)

La toma de decisión es una de las finalidades de diseñar un Dashboard, en base al comportamiento de las gráficas resultantes es posible tener un criterio

claro que requiera la toma de decisiones. Otra funcionalidad principal es el estudio de comportamientos normales o tendencias en los datos que se deseen analizar, no obstante, el estudio de aquellos datos anormales o aberrantes son necesarios y posibles de contabilizar o analizar en un Dashboard. (Brath & Peters, 2004)

#### **1.4.2. Pozo**

Con la finalidad de poder tener acceso a un reservorio de hidrocarburos se necesita de un conducto que permita el ingreso de equipo necesario para el estudio de dicho reservorio, dicha conexión entre la superficie y el reservorio se denomina pozo. Es utilizado en muchas actividades durante el tiempo de vida útil del reservorio, en caso de ser un reservorio económicamente viable se realizan las actividades de extracción de hidrocarburos y reacondicionamiento en caso de ser necesario. (Cortés, 2020)

El pozo es construido mediante la perforación del suelo desde la superficie hasta la profundidad en la que se encuentre la arenisca de interés que contenga reservas de hidrocarburos. El ingreso de herramientas y equipo es contemplado tomando en cuenta las dimensiones con las que se construyó el pozo. Existen distintos métodos para realizar los pozos, dichos métodos dependen de la ubicación del reservorio a explotar y el tipo de hidrocarburo que posee. (Cortés, 2020)

##### **1.4.2.1. Completación**

Previo a la etapa de producción se debe adecuar el pozo con todo lo necesario para dar paso a la fase de extracción de hidrocarburos. En este punto existe una previa investigación para el análisis de los equipos que serán utilizados, ya que dichos equipos son considerados evaluando características específicas que presenta el yacimiento sobre el que se procederá a producir hidrocarburo. (Leal, 2033)

Entre los equipos y procedimientos que consideran la etapa de completación se encuentra la adecuación de tuberías y adecuación de equipamiento que permita el acople y control tanto de los fluidos que se están extrayendo, como de aquellos fluidos que se deseen inyectar. En la superficie se instala el cabezal por el cual se mantiene el pozo sellado, dando la facilidad de estudio de presiones manejadas y caudal que se recibe. (Leal, 2033)

Dependiendo del tipo de proceso de producción y la magnitud del proyecto se establecen los equipos a utilizar, es decir, existe la posibilidad de que el pozo

haya sido construido estratégicamente en una zona que permita la producción de dos reservorios al mismo tiempo.

Como se mencionó previamente existe la etapa completación debe suplir necesidades tanto de producción como inyección, Para este último existe aquellas completaciones inyectoras sencillas o selectivas, que dependiendo de la complejidad del proyecto y objetivos planteados se debe implementar. (Leal, 2033)

Es necesario mencionar que mientras más compleja sea la completación a implementar, más compleja es la operación por realizar. Debido a esta relación directamente proporcional de objetivos y equipo, cada día se desarrolla distintas herramientas que facilite el manejo de estos tipos de operaciones; no obstante, grandes riesgos se asumen al implementar completaciones complejas. Es posible presentar complicaciones a futuro como lo es tubería rota, compleja extracción de la completación, entre otras. (Leal, 2033)

#### **1.4.2.2. Perforación**

Se denomina perforación al proceso en el cual se construye el pozo, que como su nombre indica, es durante esta etapa donde se perfora el suelo desde la superficie hasta llegar a la zona de interés o yacimiento al que se desea tener acceso para actividades tanto de estudio, como de extracción de hidrocarburo. (Espada, 2018)

Existen muchas técnicas de perforación para cumplir con el objetivo de alcanzar el yacimiento deseado, el tipo más básico de perforación es un tipo de perforación completamente vertical desde la superficie. Con el paso de los años el acceso a yacimientos de manera vertical resulta menos ideal, para lo que se desarrolla lo que se conoce hoy en día como perforación direccional. (Espada, 2018)

Hay una gran variedad de razones por las cuales se requiere desviar la trayectoria que se recorre, como lo es por obstáculos tantos de origen natural, como por equipo atascado que impida seguir la trayectoria menos complicada. El motivo principal del uso de la perforación es poder llegar a aquellos yacimientos con un acceso complicado. (Espada, 2018)

Cada técnica consta de una inclinación y una dirección que se emplea para poder llegar al objetivo, existen desviaciones de tipo “J”, que sugiere una ligera desviación en la perforación vertical. La técnica de tipo “S”, está sujeta a realizar

más de una desviación para finalmente llegar al yacimiento deseado. (Espada, 2018)

#### **1.4.2.3. Inclinación de pozo**

Comentar acerca de la inclinación que tiene un pozo es fundamental, debido a que es uno de los factores que podrían presentar complicaciones en futuras operaciones donde se desee intervenir el pozo con cualquier tipo de finalidad planteada. (Herrera, 2020)

El ángulo con el cual el pozo se desvía de la horizontal pudiendo obtener una trayectoria diferente a la vertical y evitar obstáculos. En las perforaciones de tipo “S” posee más de una inclinación. Los casos más extremos de inclinación se dan en los pozos horizontales que como su nombre menciona, posee una perforación de tipo horizontal. (Herrera, 2020)

A medida que el ángulo de inclinación incrementa, se vuelve más complicado el paso de equipo que permita realizar algún tipo de intervención en el pozo. La inclinación junto con las coordenadas de perforación queda guardada en registros para lectura de trayectoria. (Herrera, 2020), en archivos que se conocen como survey del pozo.

La cantidad de variación entre la dirección fijada y la inclinación se denomina “Dog Leg”, que se representa en grados. Cuando el cálculo de dicha cantidad de variación se realiza tomando en cuenta una determinada profundidad y se toma lecturas en cada tramo, se denomina “Dog Leg Severity”. Estimar dicho valor es importante para tener una visión clara de la sección en la que se desea ubicar equipos o para la planeación de tubería. (Schlumberger, s.f)

#### **1.4.2.4. Equipo BES**

A medida que pasa el tiempo un pozo productor necesita de ayuda para poder llevar los fluidos del yacimiento a superficie debido a la pérdida de presión que se da durante el transcurso de vida de un pozo, a estos sistemas se los denominan “Sistema de levantamiento artificial”. (Zambrano, 2020)

Usualmente el equipo que se usa para un levantamiento artificial son los equipos de bombeo electrosumergible denominados “BES”. Estos equipos se componen de varias partes como lo son en subsuelo se encuentra una cabeza de descarga, cable de potencia, bomba, separador de gas, protector, motor y sensor, además en superficie existen más partes. Es posible adecuar equipamiento a dichos sistemas en caso de ser necesario. (Zambrano, 2020)

### **1.4.3. Revestidor**

Se denomina como revestidor a aquella tubería que recubre el pozo; dicha tubería, debe poseer un diámetro considerable que lleve relación con el diámetro de perforación del pozo. Es ubicado ahí con la finalidad de brindar soporte ante distintas amenazas que podrían comprometer el estado del pozo, por esto dicha tubería de revestimiento se adhiere al pozo mediante técnica de cementación. (Schlumberger, s.f)

Se coloca la tubería de revestimiento mediante el proceso de “bajada de tubería”. Ofrece protección ante falla por tracción, salmueras, aplastamiento, formaciones de agua dulce. Permite separar formaciones que posean gradientes de presión, zonas de pérdida de circulación. (Schlumberger, s.f)

#### **1.4.3.1. Fuga**

Las fugas en las tuberías de revestimiento se encuentran asociadas a fisuras o presencia de grietas presentes en el casing y tubing de producción las cuales pueden generar considerables pérdidas económicas, así como graves daños a la formación.

Existen distintos tipos de fugas entre las cuales se puede tener la fuga por corrosión, fugas por viaje y rotación de la tubería, fugas por inadecuada cementación y por altas temperaturas y presiones. Indiferentemente del motivo por el cual se haya producido la fuga es indispensable la atención inmediata de la misma puesto que afecta y amenaza en gran medida a la integridad del pozo (Muñoz, 2020).

#### **1.4.3.2. Colapso**

La resistencia del colapso puede definirse cómo la capacidad de la tubería para mantener su forma al ser expuesta a un cambio de presión aplicado desde el exterior. Se pueden establecer parámetros y asunciones que ayuden a mantener un buen desempeño de resistencia en el revestidor; entre ellos se tienen, la resistencia al colapso en las conexiones debe ser asumida como un valor mayor al de la tubería, debe incluir las resistencias a la presión del fluido tanto en el exterior como el interior de la tubería, las cargas axiales pueden afectar a la resistencia al colapso en forma positiva si es de compresión y negativa si es de tensión (Ochoa, 2012).

#### **1.4.4. Reservorio**

Se puede definir a un reservorio como un cuerpo de roca ubicado en el subsuelo el cual posee una porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y permitir el flujo de fluidos a través de sí.

Las rocas reservorio más comunes son las sedimentarias, la mayoría de los yacimientos hidrocarburíferos se encuentran en este tipo de rocas. Esto se debe a que tienen una porosidad mayor a las rocas ígneas y metamórficas y se forman en condiciones de temperatura en la cual se puede conservar el hidrocarburo (Schlumberger, 2022).

##### **1.4.4.1. Daño**

Se conoce como daño a una formación productora a la pérdida de productividad o inyectabilidad ya sea total o parcial, ocasionado de forma natural o inducida dentro de un pozo, ya sea por el resultado de obstrucción de los canales permeables conectados y asociados con el proceso natural de producción o por el contacto de la roca con fluidos o materiales no compatibles.

Toda restricción al flujo de fluidos dentro del medio poroso que sea causado por la reducción de permeabilidad en torno al pozo es considerada un daño de formación, cuándo hay presencia de daño es necesario realizar trabajos de remediación como aplicación de tratamientos químicos (Gonzales, 2014).

##### **1.4.4.2. Producción de sólidos**

La producción de sólidos está asociada a la presencia de sedimentos dentro de los fluidos producidos en un pozo petrolero, sedimentos que son producto de la erosión y posterior meteorización de partículas y granos derivados de las rocas.

Por otro lado, también puede haber presencia de producción de sedimentos debido a las precipitaciones químicas de minerales como carbonatos y sulfatos que se encuentran presentes dentro de las areniscas productoras (Comunidad petrolera, s.f).

##### **1.4.4.3. Tendencia corrosiva**

La corrosión hace referencia al deterioro de materiales debido al contacto o interacción con factores de su entorno, en los procesos de extracción de petróleo y gas se puede encontrar tendencias de materiales a la corrosión en cualquier punto de las etapas.

De manera específica la tendencia a la corrosión es la facilidad con la que un material puede llegar a deteriorarse debido a la interacción con factores de su

entorno. Estos factores pueden ser el contenido de ácido sulfhídrico o de dióxido de carbono los cuales pueden llegar a acidificar la formación haciéndole así más propensa a producir corrosión en los materiales (Speight, 2014).

#### **1.4.4.4. Riesgo de emulsión**

Se puede definir a una emulsión como un sistema disperso estabilizado por medio de la añadidura de un emulgente adecuado, ambos fluidos de fases inmiscibles en las cuales los dos se encuentran en estado líquido, el tamaño de las partículas dentro de la fase interna de la emulsión varía entre 0.5 y 100 milésimas de milímetro.

Por tal motivo se resalta el riesgo a emulsiones debido a la dificultad de separar los fluidos emulsificados con las facilidades de superficie una vez se haya producido el pozo, pues implica costos de operación mayores instalación de separadores especiales para cada emulsión (Sanz, 2016).

Otro riesgo asociado a la formación de emulsiones es el aumento de la viscosidad en los fluidos de producción, traduciéndose en dificultad para trasladar los mismos de fondo a superficie.

#### **1.4.4.5. Permeabilidad**

La permeabilidad es la facilidad con la que los fluidos pueden desplazarse dentro de un sistema poroso. En otras palabras, se puede definir a la permeabilidad como la capacidad de producción del yacimiento o admisión al flujo de elementos usados en procesos de recuperación mejorada bajo ciertas condiciones de yacimiento las cuales pueden ser tamaño y forma del poro, propiedades de los fluidos, presión ejercida sobre un fluido y su concentración.

Aunque muchas veces se asocia a la permeabilidad con la porosidad son dos conceptos muy distintos pues se puede tener una buena porosidad con mala interconectividad lo que resultaría en una permeabilidad escasa, ya que la permeabilidad siempre se encontrará asociada al movimiento del fluido en poros interconectados (Instituto Mexicano del Petróleo, 2020).

#### **1.4.5. Workover**

En un pozo petrolero existe una diversidad de procesos a llevar a cabo, entre las operaciones a realizar pueden incluirse la medición, mantenimiento y reparación o workover, abandono.

Hay distintos motivos para realizar un workover ya que este es la reparación de un pozo, entre los principales motivos se encuentra la estimulación del pozo,

limpieza del pozo, reparación mecánica del pozo, fracturamiento hidráulico, cambios de reservorio productor, conversión de pozo productor a inyector entre otros (Collins, 2020).

#### **1.4.5.1. Well control**

Dentro del manejo de pozos petroleros existe un riesgo muy latente en el desarrollo de las etapas de perforación, terminación y mantenimiento, el cual hace referencia al origen de un brote es decir qué se origina un desbalance entre la presión de la formación y la presión hidrostática del fluido de control, estos eventos son repentinos y muy peligrosos pues se podría perder la integridad del pozo, así como se amenaza la seguridad de los miembros del equipo de trabajo y el ambiente. Por ello es necesario estar prevenidos ante estos eventos lo cual se lo tiene como un buen manejo de control de pozos.

El control de pozos es mantener la presión de la formación por debajo de la presión ejercida por el gradiente hidrostático que genera un fluido de control, lo que evita que se dé un reventón en superficie y se tenga consecuencias y pérdidas mayores (Gomez, 2020).

#### **1.4.5.2. Operaciones de taladros de workover**

Un taladro de workover es una herramienta utilizada en procesos de reacondicionamiento y reparación de pozos, las operaciones tanto de servicios y mantenimiento de pozos petroleros requieren de personal especializado y competente, así como maquinaria de alta tecnología adecuada para su objetivo.

Una cuadrilla de workover efectúa muchas de las funciones realizadas por una de perforación; sin embargo, utiliza unidades portátiles más pequeñas que un taladro de perforación rotatoria, los equipos pueden incluir elementos para elevar, suspender, bajar y rotar tubería, circular agua salada para limpiar el pozo. Los costos de operaciones y los continuos trabajos necesarios para la Completación y reparación de pozos hacen fundamental la presencia de taladros de menor capacidad conocidos como taladros de workover (EPN, 2021).

#### **1.4.5.3. Pesca**

Dentro de la Industria hidrocarburífera se realizan varias operaciones en el día a día, una de estas es la conocida como pesca la cual corresponde a una técnica para recuperar materiales, equipos, tuberías herramientas que fueron abandonadas en las diferentes operaciones del ciclo de vida de un pozo o que se encuentran atrapadas en una sección del pozo de manera accidental o no prevista.

Las razones más comunes para realizar una pesca son el desprendimiento accidental de una herramienta, ruptura de la tubería, por un incorrecto acondicionamiento del pozo, inadecuada manipulación de equipos, entre otros. El éxito dentro de una operación de pesca es identificar el objetivo y el lugar donde se encuentra el objeto que se intenta retirar, así se podrá establecer un plan específico y escoger una herramienta adecuada (Dynadrill, 2018).

#### **1.4.5.4. Cementación**

La cementación se encuentra básicamente distribuida en dos operaciones principales las cuales corresponden a la cementación primaria y a la cementación con fines de remediación. La cementación primaria es el proceso por el cual se envía una lechada de cemento en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación, con el objetivo de darle soporte a la formación y aislarla al mismo tiempo de los fluidos que circulan dentro de la tubería de revestimiento.

Por otro lado, los procesos de cementación con fines de remediación se los realiza después de la cementación primaria cuando los ingenieros inyectan cemento en lugares específicos del pozo con el objetivo de repararlos o abandonarlos. En cuanto reparaciones se puede dar debido a una reestructuración del cañoneo o un nuevo cañoneo para alejarse del contacto agua petróleo (Hanna Instruments, 2022), o aislar completamente un reservorio.

#### **1.4.5.5. Fractura**

La fractura es una técnica que tiene como objetivo posibilitar o aumentar la extracción de hidrocarburos del subsuelo. El objetivo de un trabajo de fracturamiento hidráulico es crear canales de alta permeabilidad a través de inyección de gel a alta presión de modo que se superé la resistencia de la roca y se abra fisura a través de la misma por la cual pueda fluir el hidrocarburo, en pocas palabras el proceso de factura tiene como objetivo aumentar la permeabilidad y productividad de una roca productora.

El gel a presión que se inyecta para crear las fisuras en la roca es mezclado con materiales apuntalantes y productos químicos que tienen como objetivo ampliar las fisuras existentes en el sustrato rocoso que contienen gas o petróleo los cuales son comúnmente de tamaños menores (Asociación Colombiana de Petroleo y Gas, 2022)

# CAPITULO 2

## 2. METODOLOGÍA

Con el objetivo de crear una matriz que evalúe la complejidad de una futura actividad de reacondicionamiento en un pozo determinado, inicialmente se necesitó establecer todos los parámetros que serían estudiados. Aquellos parámetros serían establecidos tomando en cuenta toda la información disponible del pozo que se desee estudiar, es decir, mediante documentos históricos del pozo ya sea información de perforación, completación o reacondicionamientos se determinaron dichos parámetros.

Una vez fijada la base de selección para los parámetros de estudio del pozo, se requería ser más específicos con estos, por lo que se fue seleccionando aquellas características que representarían riesgos en actividades de reacondicionamiento. Resultado del proceso anterior se establecieron cuatro secciones de estudio, las cuales serían características del pozo o presentes en el pozo, características concernientes a la sección del revestidor, características que posee el reservorio y finalmente características de estudio acerca de complicaciones durante operaciones previas.

Posterior a la selección de los parámetros de estudio fue necesario declarar con exactitud dichas características que comprendían cada uno de los parámetros. Fue posible completar la tarea anteriormente mencionada evaluando información que deberían poseer los pozos y que es de utilidad a la hora de realizar una propuesta de reacondicionamiento. Finalmente, los documentos utilizados fueron:

- Propuestas Técnicas de Reacondicionamiento, Completación y Pruebas Iniciales: La propuesta técnica debe realizarse debido que las empresas nacionales y extranjeras que realizan sus operaciones en el estado ecuatoriano deben tener un oficio y resolución aprobada para el reacondicionamiento y las pruebas iniciales realizadas en pozos, la propuesta técnica contendrá todos los procesos técnicos y acciones a llevar a cabo para lograr los objetivos planteados en dichos pozos ya sea de reacondicionamiento o testing (MERNNR, 2020)

- Programas Operacionales de Reacondicionamiento, Completación y Pruebas Iniciales: Los programas operacionales se encuentran dirigidos al encargado de supervisar todo el proceso operativo en el condicionamiento y pruebas iniciales de los pozos, el programa se detallará paso a paso las actividades y toda la logística que se deberá registrar para el desarrollo eficiente de las actividades de campo (MERNNR, 2020).
- Reportes Diarios de Reacondicionamientos, Completación y Pruebas Iniciales: En los reportes diarios de reacondicionamiento y pruebas iniciales se enviará la información sobre los procesos operacionales que se manejan día a día, estos deben cumplir la planificación dada en el programa de operaciones. Los encargados de desarrollar acondicionamiento en campo deben reportar el estado de sus operaciones, así como el estado final del pozo reacondicionado. Además, debe presentar informe sobre las pruebas iniciales de manera detallada para conocer la evolución del proceso (Pozo, 2019).
- Diagramas de completaciones de pozos: El diagrama de completación es un esquema en el cual se puede observar cada una de las etapas en las que se ha desarrollado la perforación del pozo, se puede encontrar información de los puntos clave como: datos sobre la tubería utilizada, valores en pies de la perforación, valores de la desviación máxima diámetros de casing y completación instalada.
- Historiales de pozos: Un historial de Pozo es la información de todos los procesos detallados de un pozo específico, se resalta todas las pruebas y procesos como reacondicionamiento, completación, estimulaciones y procesos relacionados con el historial de producción del pozo. Un historial de Pozo es sumamente importante pues encontramos en este toda la información referente a los procesos técnicos y operativos desarrollados en el mismo (Alava, Vazques, & Zambrano, 2014).
- Registros Open Hole y Cased Hole: El registro open hole o a hoyo abierto se da cuando se baja en herramientas de registros de pozos en una porción no entubada del mismo, todos los pozos al menos cuándo se perforan por primera vez tienen una sección descubierta en la cual

se puede correr registros. Mientras que los registros cased hole son los desarrollados en zonas del pozo las cuales se encuentran revestidas, es decir poseen un casing que presentan una división entre el hoyo y la formación (Schlumberger, 2021).

- Registros Masterlogs: Los registros masterlog, evalúan de los recortes (ripios de perforación) recuperados en superficie, los parámetros relacionados a la litología, cromatografía y fluorescencia. Estos registros permiten crear un modelo geológico de la sección en la cual se está explorando y navegando en la perforación (Rueda, 2020).
- Surveys Direccionales: El survey direccional es el encargado de obtener los parámetros y datos necesarios para poder graficar la trayectoria de un pozo en tres dimensiones, así como la geometría de este y los distintos puntos necesarios para conocer la generación de la perforación (Aguilar, 2015).
- Historial de producción de sólidos / finos por pozo: El historial de producción de sólidos es la recopilación de información en la cual se indica la cantidad de pequeñas o grandes partículas de sólidos que se han producido junto con los fluidos del yacimiento. Dichas partículas suelen desprenderse por la baja consolidación de la formación conductora haciendo así que estos se produzcan luego de la completación del pozo, la que se va produciendo a lo largo de la vida útil del pozo (Cordero, 2013).
- Historial de tendencia incrustante / corrosiva por pozo: El historial de tendencias incrustante se basa específicamente en la predicción de las escamas minerales para los escenarios de producción de petróleo y gas. Este historial muestra cómo van variando los valores calculados en la fase de separación y la tendencia de las salmueras a condiciones de presiones extremas y temperaturas usando un análisis físico químico del agua de formación (Marin, 2015).
- Sumarios de Reacondicionamientos y Pruebas Iniciales: El sumario de reacondicionamiento y pruebas iniciales se centra en la determinación de partes específicas del proyecto cómo pueden ser los objetivos y cada una de sus etapas, entre ellas están el control de pozo, recuperación de la completación existente, registros, actividades de optimización

(redisparos, estimulación, etc) y bajada de completación final, entre otros.

## **2.1. Categorización**

Fundamentalmente las características a estudiar se centraron en problemas de dos naturalezas, aquellos problemas que tuvieron lugar durante la última intervención de reacondicionamiento quedando pendientes en el pozo y aquellos problemas que por la configuración actual que presenta el pozo, es necesario ser más cuidadosos durante alguna etapa del reacondicionamiento, además de influir en la elección de la estrategia apropiada para realizar la futura intervención sin comprometer los objetivos del reacondicionamiento.

Las categorías establecidas quedarían consolidadas tomando en cuenta subcategorías, es decir, para el estudio de una categoría se evaluarán varias características denominadas subcategorías pertinentes a la categoría a estudiar. Finalmente, la ponderación final del estado de un pozo sería determinado tomando en cuenta el resultado obtenido en las categorías generales. Las categorías establecidas fueron:

- Pozo
- Revestidor
- Reservorio
- Operación

## **2.2. Matriz de Riesgo**

Teniendo clara las categorías que se van a estudiar y la fuente histórica de donde se obtendrá información de cualquier pozo que se desee estudiar, el siguiente paso fue seleccionar la herramienta en la que se implementará el diseño de la matriz y el orden de recopilación de los datos.

La matriz de riesgo fue elaborada en el software Excel, debido a la facilidad de procesamiento de datos y las distintas herramientas que dicho software posee para el manejo y edición de la matriz.

Posteriormente, fue necesario implementar los distintos métodos de evaluación de las categorías a medida que se ingresan en la matriz. El proceso de calificación evaluará subcategorías, que darán resultados en las categorías generales y con esto poder determinar finalmente el estado actual de cualquier pozo.

### 2.2.1. Valoración

Tomando en cuenta una evaluación de estado de un pozo mediante una matriz de riesgo, fue necesario implementar valores de categorización con la finalidad de poder determinar la complejidad de dicho estado. La categorización más óptima determinada para la evaluación resultó en una valoración numérica. Dicha ponderación sería aplicada tanto a el estado final del pozo como a cada categoría determinada, con la finalidad de mostrar al usuario dichas áreas que necesiten mayor atención para poder llevar a cabo la actividad de reacondicionamiento de la manera más óptima y cumplir los objetivos de la operación en la que se verá involucrado el pozo.

Una vez planteado los lineamientos de calificación de manera numérica, se procede a determinar una valoración secundaria más visual. El objetivo de plantear dicha valoración visual es permitir al usuario facilidad de comprensión al observar la ponderación numérica. La alternativa idónea y más llamativa, resultó en la implementación de un tipo de semaforización que comprende gamas rojas y verdes, contemplando la complejidad en tonos rojos para situaciones complejas y tonos verdes para procedimientos relativamente sencillos. Finalmente, la valoración queda determinada de la siguiente manera:

**Tabla 2.1 Valorización de Matriz de Riesgo**

Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
6	Muy simple	Verde
5	Simple	Verde claro
4	Medio bajo	Amarillo
3	Medio alto	Naranja
2	Complicado	Naranja claro
1	Muy complicado	Rojo

### 2.2.2. Pozo

Esta categoría contempla el estado actual del pozo, estudia aquello que incrementaría la complejidad de una actividad de reacondicionamiento en el pozo con la configuración actual que este posee. Estudia características desde el nacimiento del pozo y etapas de perforación y completación.

La categoría pozo es evaluada tomando en cuenta subcategorías referentes a los pozos, dichas subcategorías poseen una valoración porcentual en cuanto al impacto de

importancia que tiene en la calificación de la categoría general pozo. Las subcategorías y el porcentaje se ven representados de la siguiente manera:

**Tabla 2.2 Ponderación de la Categoría Pozo**

POZO	
Subcategoría	Porcentaje
Fecha de Completación (CPI)	25%
Tipo de Completación	33.33%
Tipo de Perforación	16.16%
Inclinación Máxima	8.33%
Máximo Dog Leg Severity Run BES	8.33%
Máximo Dog Leg Severity BES Position	8.33%

### 2.2.2.1. Fecha de Completación (CPI)

La subcategoría presente contempla el nacimiento del pozo, es decir, presenta la fecha de manera específica en la que se realizaron actividades de completación en el pozo y fue puesto en funcionamiento con la finalidad requerida por la empresa que haya realizado dicha operación.

En países productores es usual encontrar casos en los que pozos hasta cierta fecha poseen una configuración de completación estándar, esto se debe a la velocidad con la que se ha desarrollado tecnología enfocada en completación hasta la implementación en campos reales. No solo el tiempo de desarrollo de tecnología es un indicativo de contar con la misma configuración de completación durante ciertos años, sino también la facilidad de adquisición de dicha tecnología en países productores, como lo es el caso de Ecuador que en pozos denominados relativamente viejos se posee una configuración de un casing conductor de 10 ¾" y un casing productor de 7".

Poseer un pozo con configuración antigua es sinónimo de precaución a la hora de intervenir el pozo debido a la complejidad en la operación de reacondicionamiento que este puede presentar, por esto haciendo uso de la medida de calificación previamente establecida se subdividen las fechas de completación acorde al paso del tiempo de casi siempre 10 años, evidentemente aquellos pozos con fecha de completación más antiguos supondrán una mayor complejidad. La subcategoría Fecha de completación (CPI) queda segmentada de la siguiente manera:

**Tabla 2.3 Segmentación de la Subcategoría Fecha de Completación**

Años	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Mayor de 2015	6	Muy simple	
2010 - 2015	5	Simple	
2000 - 2009	4	Medio bajo	
1990 – 1999	3	Medio alto	
1980 – 1989	2	Complicado	
1970 - 1979	1	Muy complicado	

### 2.2.2.2. Tipo de Completación

La siguiente subcategoría en contemplar, representa una característica del estado actual del pozo. Específicamente comprende el tipo de completación que se encuentra implementado actualmente en el pozo que se desea estudiar, es necesario recordar que la completación asignada es acorde al tipo de pozo que se tiene y las actividades que este realiza o se tiene planeado que realice. Entre las principales actividades se encuentran que el pozo esté encargado de producir hidrocarburo o inyectar fluido, no obstante, existen pozos que pueden cumplir ambos objetivos.

Principalmente se analiza la complejidad tomando en cuenta aquellos factores que podrían resultar en pesca como resultado del uso de algún tipo de tubería frágil o de fácil rotura usada en algún tipo de completación, así como también del espacio que se encuentra libre entre la tubería de producción usada y el diámetro interno del pozo, denominado espacio anular (clearance).

En el caso de Ecuador la tecnología aplicada en campos nacionales que represente mayor complejidad son aquellos pozos que posean completación de tipo dual con la finalidad de producir dos arenas al mismo tiempo. Por otro lado, se encuentra la completación de tipo DumpFlooding que permite la producción de una arena e inyección en otra arena de manera simultánea. De esta manera la subcategoría completación queda establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.4 Segmentación de la Subcategoría completación**

Completación	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Abandonado	6	Muy simple	
Tubería libre	5	Simple	
Productor	5	Simple	
Inyector Sencillo	4	Medio bajo	

Relinyector	4	Medio bajo	
Y-Tool Connection	3	Medio alto	
Productor Y-Tool & Selectiva de Fondo	3	Medio alto	
Productor sencillo & Selectiva de Fondo	3	Medio alto	
Inyector Selectivo	2	Complicado	
DumpFlooding	1	Muy complicado	
Productor Dual	1	Muy complicado	

### 2.2.2.3. Tipo de Perforación

Esta subcategoría estudia la trayectoria que posee el pozo, es decir, el tipo de perforación que se realizó con la finalidad de obtener acceso al reservorio objetivo. Actualmente existen distintos tipos de perforaciones de tipo direccionales, cada una representa un grado de complejidad durante una actividad de reacondicionamiento debido al difícil recorrido que deben realizar las herramientas que se requieran durante el procedimiento.

Además, es importante conocer que la trayectoria del pozo puede variar, es decir, en caso de ser requerido existe una actividad que permite crear una perforación alterna a la perforación principal, a esto se denomina ReEntry; principalmente usada cuando por motivos varios se deja de tener acceso a un reservorio que se producía con normalidad, con el fin de tener acceso nuevamente a dicho reservorio se utiliza parcialmente la trayectoria inicial del pozo hasta cierto punto, luego se perfora una continuación alterna del pozo inicial que permita el acceso al reservorio que se tenía como objetivo.

Para el estudio de esta subcategoría se necesita conocer el tipo de perforación del pozo, ya sea mediante análisis de Surveys, registros microdogleg o revisión histórica del pozo que presente dicha información, finalmente la subcategoría queda establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.5 Segmentación de la Subcategoría Tipo de Perforación**

Tipo de Perforación	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Vertical	6	Muy simple	
Desviado Tipo J	5	Simple	
Desviado Tipo J (REE)	4	Medio bajo	
Horizontal	4	Medio bajo	
Desviado Tipo S	4	Medio bajo	
Horizontal (REE)	3	Medio alto	
Desviado Tipo S (REE)	3	Medio alto	

Desviado Tipo JHD	3	Medio alto	
Desviado Tipo JHD (REE)	2	Complicado	

#### 2.2.2.4. Inclinación Máxima

Una vez considerado el tipo de perforación que posee el pozo, es importante revisar la inclinación que presenta la perforación. Se denomina Intake a la sección por la que ingresa la producción del pozo dentro de la completación (especialmente en completaciones electrosumergibles). Se debe analizar los grados de inclinación en la profundidad de Intake y hasta la profundidad de asentamiento (landing depth) debido a las posibles complicaciones que se pueden presentar durante el proceso de bajada (runing) de la completación en operaciones de reacondicionamiento.

A medida que el grado de inclinación aumenta, también lo hará la complejidad de la operación de reacondicionamiento, la información de dicha inclinación se puede revisar en los surveys y registros microdogleg que presente el pozo en estudio. Finalmente, esta subcategoría queda definida de la siguiente manera:

**Tabla 2.6 Segmentación de la Subcategoría Inclinación Máxima**

Grado de Inclinación	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
0 - 30	6	Muy simple	
31 - 65	4	Medio bajo	
66 - 90	2	Complicado	
Mayor a 90	1	Muy complicado	

#### 2.2.2.5. Max Dog Leg Severity (DLS) Run BES

Otro factor muy importante en tomar en cuenta al momento de estudiar la perforación de un pozo además de su inclinación es el Dog Leg Severity (DLS), que se presenta como un concepto que va muy de la mano de la inclinación, por lo que también debe ser considerado como subcategoría.

Se estudia el comportamiento del Dog Leg Severity únicamente hasta la profundidad de asentamiento, debido a que hasta esa profundidad es en donde el DLS puede traducirse como inconvenientes en el momento de realizar una actividad de reacondicionamiento, complejidad que se ve afectada de manera directamente proporcional al aumento de grados en el DLS, debido a que incrementa la complejidad de entrada de herramientas necesarias en la actividad de reacondicionamiento como en ubicación del equipo de producción a utilizar.

**Tabla 2.7 Segmentación de la Subcategoría Max Dog Leg Severity Run BES**

Grado DLS	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
0 – 1	6	Muy simple	Verde
1 – 5	3	Medio alto	Amarillo
Mayor a 5	1	Muy complicado	Rojo

### 2.2.2.6. MAX Dog Leg Severity (DLS) Posición BES

La presente subcategoría pretende evaluar nuevamente el DLS, sin embargo, los valores de DLS que se tomarán en cuenta serán únicamente en la profundidad donde se encuentre ubicado el equipo que realice la operación de extracción. Usualmente dichos equipos son equipos de levantamiento artificial, conocidos como bombas electrosumergibles.

Es necesario conocer los valores de DLS en la profundidad de los equipos de levantamiento debido a que se quiere evitar esfuerzos innecesarios en el eje de la bomba que puedan ocasionar su rotura o un bending no manejable por los componentes del equipo BES. Una vez establecida la subcategoría a evaluar y el porqué de su elección, las ponderaciones quedan establecidas de la siguiente manera:

**Tabla 2.8 Segmentación de la Subcategoría MAX Dog Leg Severity (DLS) Posición BES**

Grado DLS (BES)	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
0 – 1	5	Simple	Verde
Mayor a 1	2	Complicado	Naranja

### 2.2.3. Revestidor

Esta categoría fue elegida principalmente tomando en cuenta historial del pozo, es decir, ciertas complicaciones que haya presentado el pozo y se encuentre registrado en la documentación que se requiere para el estudio de cualquier pozo. Analiza desde configuraciones establecidas de tubería de revestimiento, hasta complicaciones referente a las mismas.

Siguiendo la modalidad de la matriz de riesgos y lineamientos de ponderación se establecieron subcategorías, estas cuentan con la importancia de ponderación de la siguiente manera:

**Tabla 2.9 Ponderación de la Categoría Revestidor**

REVESTIDOR	
Subcategoría	Porcentaje
Configuración	25%
Integridad Fuga	37.5%
Integridad Colapso	37.5%

#### 2.2.4. Configuración

Esta subcategoría estudia directamente la configuración que presenta el pozo, analiza y evalúa los distintos tipos de tuberías que se utilizan para revestir el pozo. Las tuberías de revestimiento que comprende un pozo son tuberías de conducción, producción y liner; cabe mencionar que no siempre se encontraran estas tres tuberías debido a con el paso del tiempo se han usado distintas configuraciones.

La selección de la tubería adecuada depende de varios factores como pueden ser el tipo de pozo, entre los que están los pozos horizontales o ReEntry. También va ligada de la mano con el tiempo que posee el pozo, es decir, debido al avance tecnológico en temas relacionados a revestimiento con el pasar de los años se establecieron modelos óptimos de configuración de revestimiento que ofrece varias ventajas en su implementación.

Finalmente, una vez establecido el parámetro de estudio, procedió a establecer las valoraciones quedando de la siguiente manera:

**Tabla 2.10 Segmentación de la Subcategoría Configuración**

Configuración Revestidor	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Conductor 13 3/8 – Productor 9 5/8 – Liner 7 (Actual)	6	Muy simple	
Revestidor Pozo Horizontal (Liner Ranurado 4 1/2)	5	Simple	
Revestidor Pozo ReEntry (Liner 5 – 5 1/2)	4	Medio bajo	
Conductor 10 3/4 – Productor 7 (Antiguo)	2	Complicado	
Casing Hanger Inútil	1	Muy complicado	

### 2.2.5. Integridad por fuga

Tomando en cuenta incidentes ocurridos durante intervenciones pasadas ya sean de reacondicionamiento o de completación y pruebas iniciales, se estableció revisar mediante documentos históricos que represente lo ocurrido durante las intervenciones si existieron inconvenientes de fuga de presión.

El proceso de análisis contempló aquellos incidentes de fuga, ya sean estos inconvenientes solucionados durante la intervención donde se suscitó como también si no fue solucionado y la situación prevaleció. El análisis revisa también aquellos pozos que nunca presentaron ningún tipo de inconveniente de este tipo. Establecidos los parámetros de análisis para dicha subcategoría, las ponderaciones quedaron de la siguiente manera:

**Tabla 2.11 Segmentación de la Subcategoría Integridad por Fuga**

<b>Integridad por Fuga</b>	<b>Valoración numérica</b>	<b>Complejidad</b>	<b>Semaforización</b>
Sin fuga	6	Muy simple	
Fuga remediada	4	Medio bajo	
Fuga abierta	2	Complicado	

### 2.2.6. Integridad por colapso

El estudio de los inconvenientes suscitados durante operaciones en las que se vio involucrado cualquier pozo resultó en considerar otro inconveniente de importancia diferente a la subcategoría anterior. La actividad que se contempló fue la existencia de situaciones adversas provocadas por colapsos, la fuente utilizada para analizar dichos inconvenientes en cualquier pozo es la misma que para los inconvenientes de fuga, que son documentos históricos que detallen las actividades realizadas y percances presentados durante actividades de reacondicionamiento o completación y pruebas iniciales.

El análisis del colapso fue similar al de inconvenientes de fuga, es decir, se estudió situaciones de existencia de colapso y sin ningún tipo de inconveniente de colapso durante el tiempo de vida de cualquier pozo, por otro lado, en caso de existir colapso se analizaría situaciones en las que el inconveniente de colapso haya sido solucionado o no se haya podido solucionar.

Aclarados y determinados los parámetros de estudio para la presente subcategoría y siguiendo los lineamientos de ponderación de la matriz de riesgo que se desea establecer, las ponderaciones quedarían de la siguiente manera:

**Tabla 2.12 Segmentación de la Subcategoría Integridad por Colapso**

<b>Integridad por Colapso</b>	<b>Valoración numérica</b>	<b>Complejidad</b>	<b>Semaforización</b>
Sin Colapso	6	Muy simple	
Colapso remediado	4	Medio bajo	
Colapso identificado	2	Complicado	

### **2.2.7. Reservorio**

Uno de los factores de estudio principales a la hora de determinar el estado actual de un pozo es sin duda alguna el reservorio, ya que este debe ser estudiado con la finalidad de cumplir de manera más óptima con los objetivos planeados para el yacimiento que se desea intervenir.

Esta categoría comprende en su mayoría características del pozo que pueden poner en riesgo la integridad de los equipos utilizados ya sea para producción o inyección, además de estudiar documentos históricos del pozo con el fin de establecer el estado del reservorio luego de todas las intervenciones en las que cualquier pozo pudiera haber estado involucrado.

Es usual encontrar que empresas que realicen actividades con pozos petroleros cuenten con documentación con este tipo de información previamente clasificada y evaluada debido a la importancia que el reservorio representa, es por esto, que de ser el caso, se debe solicitar dicha documentación facilitando el proceso. Finalmente, las subcategorías de la categoría reservorio quedaron establecidas de la siguiente manera:

**Tabla 2.13 Ponderación de la Categoría Reservorio**

<b>RESERVORIO</b>	
<b>Subcategoría</b>	<b>Porcentaje</b>
Riesgo de Daño	25%
Producción de Sólidos	25%
Modalidad Incrustante de Fondo	8.33%
Tendencia Corrosiva	16.66%
Riesgo de Emulsiones	8.33%
Permeabilidad	16.66%

### 2.2.7.1. Riesgo de Daño

Existen varias actividades en las que se involucra la integridad del reservorio y otras que se realizan con la finalidad de arreglar o mejorar el estado del reservorio, esta subcategoría comprende el análisis de riesgo al daño que posee el reservorio durante cualquier tipo de actividad a la que haya sido sometido el pozo.

Principalmente se estudia el riesgo de daño que puede presentar el pozo, si este llega a ser circulado o se llega a bombear cualquier volumen de fluido de control, tomando en cuenta la presión de reservorio que posee el mismo y si fue o no sometido a una actividad de reacondicionamiento mediante fractura hidráulica. Tomando en cuenta las consideraciones previamente expuestas y siguiendo los parámetros de evaluación de la matriz en proceso, la subcategoría de riesgo de daño queda ponderada de la siguiente manera:

**Tabla 2.14 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Daño**

Riesgo de Daño	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Pr Anormal	6	Muy simple	Verde
Pr Normal	4	Medio bajo	Amarillo
Pr Subnormal	2	Complicado	Naranja
Fracturado con Pr Subnormal	1	Muy complicado	Rojo

### 2.2.7.2. Producción de sólidos

Luego de algún tipo de operación que involucre al reservorio o por característica propia del mismo es posible que se presente una alta cantidad de sólidos durante la producción del pozo, que puede atentar contra la integridad de los equipos, provocando daños prematuros, o merma de la producción al taponarse los perforados.

El no tomar en cuenta estos inconvenientes pueden resultar en grandes pérdidas económicas, debido al tiempo de pérdida de producción de hidrocarburo y también el alto costo de mantenimiento de los equipos afectados, por esto se consideró importante implementar el estudio de la producción de sólidos en la categoría relacionada al reservorio.

Revisando documentos históricos del pozo, específicamente el historial de producción de sólidos fue posible determinar la ponderación de esta subcategoría y siguiendo los parámetros de evaluación de la matriz en proceso, dicha ponderación quedó representada de la siguiente manera:

**Tabla 2.15 Segmentación de la Subcategoría Producción de Sólidos**

Producción de Sólidos PPM	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
0	6	Muy simple	
0 – 5	5	Simple	
5 – 10	4	Medio bajo	
10 – 100	3	Medio alto	
100 – 200	2	Complicado	
Mayor a 200	1	Muy complicado	

### 2.2.7.3. Modalidad incrustante de fondo

La modalidad incrustante se encuentra netamente relacionada con las escamas minerales presentes en el fondo del pozo, dichas escamas son compuestos minerales presentes en estructuras cristalinas orgánicas e inorgánicas las cuales tienen origen durante el proceso de extracción de petróleo y gas.

La formación de una modalidad incrustante puede darse por incompatibilidad entre las aguas de formación e inyección, esto produce que se altere el equilibrio iónico de las aguas presentes en el yacimiento produciendo un efecto de alteración en las propiedades termodinámicas de este (Marin, 2015).

Revisando documentos historiales de tendencias incrustantes fue posible determinar la ponderación de esta subcategoría y siguiendo los parámetros de evaluación de la matriz en proceso, dicha ponderación quedó representada de la siguiente manera:

**Tabla 2.16 Segmentación de la Subcategoría Modalidad Incrustante de Fondo**

Modalidad Incrustante de Fondo	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Nula	6	Muy simple	
Leve	4	Medio bajo	
Moderada	3	Medio alto	
Severa	1	Muy complicado	

### 2.2.7.4. Tendencia corrosiva

El daño en equipos debido a la corrosión es sin duda un factor a tomar en cuenta debido al impacto que tiene previo, durante y después de cualquier intervención de reacondicionamiento. Los equipos implementados deben ser seleccionados acordes a la tendencia corrosiva que presenta el reservorio.

El impacto económico que representa por deterioro y mantenimiento de equipos es lo que hizo de la tendencia corrosiva un factor de estudio y una subcategoría en la matriz de riesgo en proceso. La información necesaria se obtiene mediante documentación histórica del pozo, de manera específica en información concerniente al reservorio; por esto la ponderación en esta ocasión quedó establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.17 Segmentación de la Subcategoría Tendencia Corrosiva**

Tendencia Corrosiva	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Nula	6	Muy simple	
Baja	5	Simple	
Moderada	3	Medio alto	

#### 2.2.7.5. Riesgo de emulsión

A la mezcla de fluidos en el reservorio se la denomina emulsión y son un importante objeto de estudio cuando se habla de reservorios que puede resultar en inconvenientes para cumplir con los objetivos planeados para un pozo, especialmente por problemas relacionados a incrementos en viscosidad y pérdida de fluidez de los fluidos del pozo.

Para solucionar la creación de emulsión o romper la emulsificación y separar aquellos fluidos que la componen, se debe hacer uso de químicos que permitan tal separación (demulsificante). Por esto, mediante documentos que posean información de emulsiones acerca del reservorio que se desee intervenir, se debe contabilizar las gotas de químicos requeridas para romper la emulsificación.

Tomando en cuenta los criterios de calificación de la matriz en proceso y las consideraciones previamente expuestas, la subcategoría riesgo de emulsión quedó establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.18 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Emulsión**

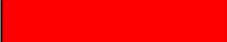
Riesgo de Emulsión	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Gotas (0 – 2)	6	Muy simple	
Gotas (3 – 5)	4	Medio bajo	
Gotas (6 – 8)	3	Medio alto	
Gotas (9 – 10)	1	Muy complicado	

### 2.2.7.6. Permeabilidad

Una de las características más importantes que posee el reservorio es la permeabilidad, debido a que esta es factor clave a la hora de diseñar el tipo de producción o inyección del reservorio. Existen varias actividades que tienen como objetivo mejorar el estado de la permeabilidad con la finalidad de obtener un mayor recobro de hidrocarburos o una mejor admisión de fluido en un reservorio.

Existen varios tipos de permeabilidades de las cuales la permeabilidad de interés resulta ser la permeabilidad efectiva que posee el reservorio. Mediante documentos concernientes al pozo, específicamente al reservorio en el que se trabaja; es posible medir aquellos valores de permeabilidad y siguiendo los parámetros de evaluación determinados por la matriz de riesgo en proceso, esta subcategoría quedó representada de la siguiente manera:

**Tabla 2.19 Segmentación de la Subcategoría Permeabilidad**

Permeabilidad mD	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Alta (Mayor a 100)	6	Muy simple	
Media (10 – 100)	3	Medio bajo	
Baja (0 – 10)	1	Muy complicado	

### 2.2.8. Operación

Esta categoría fue establecida luego de determinar que durante actividades de reacondicionamiento o actividades de completación y pruebas iniciales ciertas operaciones presentaron inconvenientes, también toma en cuenta el análisis del reservorio que se está produciendo o inyectando y el impacto que dicha actividad genera tanto en los equipos de producción como el riesgo que conlleva a futuras intervenciones.

Por lo previamente mencionado y respetando los parámetros de ponderación que establece la matriz de riesgo que se crea y evalúa el estado de cualquier pozo; la categoría de operación queda establecida con las siguientes subcategorías y ponderadas de la siguiente manera:

**Tabla 2.20 Ponderación de la Categoría Operación**

OPERACIÓN	
Subcategoría	Porcentaje
Presión Well Control	16.6%
Riesgo de Pesca	41.66%

Riesgo de Wash Out	16.66%
Cementación	25%

### 2.2.8.1. Presión de Well Control

Al inicio de cualquier actividad ya sea de reacondicionamiento o completación y pruebas iniciales, es necesario realizar un proceso denominado control de pozo o Well control que principalmente involucra análisis del reservorio que se desea producir o inyectar. Para poder llevar a cabo dicha operación es necesario conocer principalmente la presión de reservorio objetivo, para esto influye mucho la profundidad en la que este está, el método de empuje y la cantidad de gas que se está generando.

Existen ocasiones en las que se debe estudiar más de un reservorio, esto se suscita en aquellos pozos que tienen dos reservorios objetivos con la finalidad de realizar una producción dual, en conjunto (commingled) o realizar procesos de inyección y producción al mismo tiempo, entre otros procesos selectivos. Por esto, la subcategoría que analiza la presión necesaria para realizar una actividad de well control es importante y queda establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.21 Segmentación de la Subcategoría Presión de Well Control**

Presión Well Control	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Subnormal (Sin gas)	6	Muy simple	
Subnormal (Con gas)	4	Medio bajo	
Normal	3	Medio alto	
Anormal	1	Muy complicado	

### 2.2.8.2. Riesgo de pesca

Uno de los incidentes que presentan mayor riesgo es la pesca, debido al gran tiempo que este conlleva representando una gran pérdida económica, debido al incremento de los tiempos operativos. Dicho inconveniente de pesca puede tener lugar durante una actividad de reacondicionamiento, quedando atascado equipo necesario para el reacondicionamiento que se vaya a efectuar o equipo de levantamiento implementado en el pozo, es por esto, por lo que se evalúa como una subcategoría en este espacio.

Durante inconvenientes de pesca existe la posibilidad de comprometer la producción del pozo de manera permanente, debido a que existe la incertidumbre de que sea imposible recuperar el equipo atascado y bloquee el paso de la producción. Por esto

la ponderación de esta subcategoría quedó establecida estudiando el historial de actividades del pozo, específicamente sumarios con el fin de determinar si se han realizado actividades de pesca o se encuentra algún equipo pescado previo al nuevo reacondicionamiento que se desea llevar a cabo.

Expuesto lo anterior y tomando en cuenta las características de evaluación de la matriz que se está realizando, la subcategoría de pesca estudia principalmente el riesgo de tener que realizar una actividad de pesca durante el reacondicionamiento que se está planeando, quedando la ponderación establecida de la siguiente manera:

**Tabla 2.22 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Pesca**

Riesgo de Pesca	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Bajo	6	Muy simple	
Medio	4	Medio bajo	
Alto	2	Complicado	

### 2.2.8.3. Riesgo por Wash Out

Existen incidentes que se dan con cierta frecuencia y se requiere realizar la misma actividad de reacondicionamiento en variadas ocasiones, una de estas actividades es tener que realizar un cambio en la tubería de debido a la existencia de una comunicación o punto de fuga entre tubing y casing.

Existen varios factores que pueden desembocar en que se dé una comunicación de este tipo, sin embargo, la complejidad del incidente está en las repetidas ocasiones que se presenta y la manera de solucionarlo. Esta subcategoría evalúa principalmente la cantidad de intervenciones de reacondicionamiento ocasionadas por comunicación entre tubing y casing, además de la necesidad de implementar tubería de mayor calidad en caso de ser necesario para poder solucionar el inconveniente definitivamente.

Siguiendo lo establecido por la matriz de riesgo que se está creando referente al método de evaluación, esta subcategoría queda ponderada de la siguiente manera:

**Tabla 2.23 Segmentación de la Subcategoría Riesgo de Wash Out**

Riesgo de Wash Out	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Bajo (Una ocasión)	6	Muy simple	
Medio (Varias ocasiones)	4	Medio bajo	
Alto (Requirió mejora de tubería)	2	Complicado	

#### 2.2.8.4. Cementación

La cementación es un factor muy importante en cuanto al bienestar del pozo y es clave al momento de cumplir con los objetivos planeados con el reservorio objetivo que contiene el hidrocarburo. Todos los pozos necesitan cumplir con el proceso de cementación, por esto fue seleccionado como subcategoría y motivo de estudio en el área de operación.

El proceso de cementación es vigilado en todo momento durante su realización y queda representado en registros que demuestran el estado del cemento durante todo el proceso. Dichos registros de cementación son documentos con los que cualquier pozo debe contar y en base a esta información se estableció evaluar esta subcategoría.

Analizando los registros de cementación, corroborando el estado del cemento en zonas de interés y respetando los parámetros de evaluación de la matriz de riesgo en proceso, es como consideró la ponderación que se presenta a continuación:

**Tabla 2.24 Segmentación de la Subcategoría Cementación**

Estado Cemento	Valoración numérica	Complejidad	Semaforización
Bueno	6	Muy simple	
Normal	4	Medio bajo	
Malo	2	Complicado	

#### 2.3. Valoración final del estado de un pozo

Una vez establecidos todos los parámetros de estudio a considerar en cada categoría que evalúa la matriz de riesgo. Fue necesario representar la importancia de cada una de las categorías haciendo referencia al impacto que tiene en la determinación del estado final de un pozo y la complejidad que dicho pozo obtendría de manera global.

La mejor opción para establecer el impacto de cada categoría fue representando dicho impacto de manera porcentual, quedando constituida de la siguiente manera:

**Tabla 2.25 Impacto de Cada Categoría**

Complejidad Final Estado de Pozo	
Categoría	Porcentaje
Pozo	33.33%
Revestidor	16.16%
Reservorio	16.16%
Operación	33.33%

## **2.4. Contenido de Dashboard**

Una vez creada la matriz de riesgo y obtenida la complejidad de una intervención de reacondicionamiento futura de cualquier pozo que se desee estudiar, fue posible apreciar que la presentación de la información podría ser más didáctica y presentada de manera ordenada, ya sea para mostrar información de algún pozo en particular o información de un campo petrolero que comprenda varios pozos.

Por esto se decidió crear un Dashboard por medio del software Microsoft Excel, que permite manejar base de datos de manera amigable a los usuarios. Fue necesario adicionar dos celdas al inicio de la matriz indicando el nombre del pozo que se desee evaluar y el nombre del campo al que pertenece con la finalidad de mantener un orden en la matriz de riesgo.

Luego se seleccionó la información a utilizar y como dicha información sería presentada, para esto tomando en cuenta que los datos se encuentran de manera ordenada por pozos y por campos.

Las gráficas se presentaron mediante filtros, un filtro tanto para pozos como para campos. Posterior, en la información presentada para los pozos se implementaron seis gráficas; cuatro gráficos presentaban las categorías generales de evaluación de un pozo mostrando la ponderación de las subcategorías de manera detallada, es decir, se realizó un gráfico por cada categoría general en el cual se presentaba mediante diagrama de barras cada una de las subcategorías correspondientes y la ponderación obtenida por el pozo. Finalmente, en otro gráfico se presenta la ponderación de las cuatro categorías generales y la calificación final de complejidad del pozo mediante diagrama de barras, además de un gráfico extra que muestra únicamente la calificación de complejidad final del pozo.

Para los datos por campos se implementaron dos gráficos, el primero presenta un promedio de las cuatro categorías; este promedio abarca todos los pozos que se encuentren en el campo seleccionado, es decir, mediante un gráfico de barras se promedia cada categoría y de todos los pozos que se encuentren en el campo seleccionado con la finalidad de reconocer si el campo presenta alguna anomalía general en alguno de las categorías que estudia la matriz. El segundo gráfico muestra la ponderación final de todos los pozos que se encuentren en el campo seleccionado, a través de un diagrama de barras.

El Dashboard se implementó con el objetivo de poder obtener una visión mucho más clara de la evaluación de cualquier pozo que se desee intervenir a futuro, por esto, cada gráfica muestra de manera detallada toda la información contenida por la matriz de riesgo al instante y en tiempo real por si se desea agregar, editar o eliminar la información de algún pozo.

# CAPITULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la presente etapa del proyecto fue posible obtener la evaluación del estado de un pozo y visualizar la complejidad que dicho pozo posee previo a ser candidato a una actividad de reacondicionamiento. La presentación de datos se da mediante la matriz creada en el software Microsoft Excel, además de representar los resultados obtenidos en la matriz de manera gráfica por medio de un Dashboard en donde se puede visualizar gráficos de barras con la información requerida.

### 3.1. Resultados en Matriz

Los documentos estudiados para el análisis de las categorías presentes en la matriz de riesgo fueron los siguientes:

- Categoría Pozo: Diagramas de completaciones de pozos, surveys direccionales, historiales de pozos.
- Categoría Revestidor: Diagramas de completaciones de pozos, sumarios de reacondicionamientos, completación y pruebas iniciales, reportes diarios de reacondicionamientos, completación y pruebas iniciales, historiales de pozos,
- Categoría Reservorio: Propuestas técnicas de Reacondicionamiento, completación y pruebas iniciales, historial de producción de solidos / finos por pozo, historial de tendencia incrustante / corrosiva por pozo, registros masterlogs.
- Categoría Operación: Registros open hole y cased hole, sumarios de reacondicionamientos, completación y pruebas iniciales, diagramas de completaciones de pozos, historiales de pozos, reportes diarios de reacondicionamientos, completación y pruebas iniciales, programas operacionales de reacondicionamiento, completación y pruebas Iniciales.

Tomando en cuenta la metodología de clasificación de la complejidad final de un pozo se realizaron evaluaciones a tres pozos diferentes que comprenden las principales complejidades establecidas en el proyecto tomando en cuenta la valoración obtenida en las diferentes categorías y subcategorías que evalúa la matriz de riesgo creada.

Se evalúa el campo denominado "Tars" y se estudia uno de los pozos pertenecientes a dicho campo, a continuación, se presentan las tablas por categorías

evaluando del pozo “TRSC-050” con una complejidad final simple tomando en cuenta la clasificación de complejidad de la matriz de riesgo creada.

En la siguiente tabla se muestra la valoración obtenida en la categoría pozo para el pozo “TRSC-050”

**Tabla 3.1 Resultados de la Categoría Pozo para “TRSC-050”**

<b>Categoría Pozo (TRSC-050)</b>		
<b>Fecha de Completación (CPI)</b>	Mayor de 2015	6
<b>Tipo de Completación</b>	Productor	5
<b>Tipo de Perforación</b>	Desviado Tipo J	5
<b>Inclinación Máxima</b>	0 - 30	6
<b>MAX DLS RUN BES</b>	1 – 5	3
<b>MAX DLS BES Position</b>	0 – 1	5
<b>Calificación categoría Pozo</b>		5.17

Se puede apreciar un pozo que posee una fecha de completación superior al año 2015, tiene equipo de completación para realizar producción de hidrocarburos, además presenta una perforación direccional de tipo J con una inclinación máxima entre 0 – 30 grados, un Dog Leg Severity máximo hasta la profundidad del Intake entre 1 – 5 grados y un DLS en la profundidad que involucra al equipo BES entre 0 – 1 grados.

Posterior se presenta los resultados obtenidos en la categoría revestidor, concerniente a las características del pozo “TRSC-050”:

**Tabla 3.2 Resultados de la Categoría Revestidor para “TRSC-050”**

<b>Categoría Revestidor (TRSC-050)</b>		
<b>Configuración</b>	Conductor 13 3/8 Productor 9 5/8 Liner 7	6
<b>Integridad Fuga</b>	Sin Fuga	6

<b>Integridad Colapso</b>	Sin Colapso	6
<b>Calificación categoría Revestidor</b>		6

El pozo presenta una configuración de revestidor actual, contando con tubería conductora de 13 3/8", productora de 9 5/8" y liner de 7". Durante todo el tiempo de vida del pozo no ha presentado inconvenientes de fuga o colapso.

Luego, es necesario estudiar las características que presenta el reservorio del que produce el pozo, involucra la afectación por operaciones previas y todas aquellas características que el reservorio objetivo posee y que son importantes debido a la integridad de los equipos a utilizar durante una intervención de reacondicionamiento, además de aquellos equipos que quedan en uso posterior a la actividad:

**Tabla 3.3 Resultados de la Categoría Reservorio para "TRSC-050"**

<b>Categoría Reservorio (TRSC-050)</b>		
<b>Riesgo de Daño</b>	Pr Subnormal	2
<b>Producción de Sólidos</b>	0	6
<b>Modalidad Incrustante de Fondo</b>	Nula	6
<b>Tendencia Corrosiva</b>	Nula	6
<b>Riesgo de Emulsiones</b>	Gotas (0 – 2)	6
<b>Permeabilidad</b>	Alta (Mayor a 100)	6
<b>Calificación categoría Reservorio</b>		5

El reservorio que produce del pozo presenta una presión de reservorio subnormal, no posee ningún tipo de producción de sólidos, además de nula tendencia corrosiva y modalidad incrustante de fondo. Se necesitan como máximo 2 gotas de químicos para romper las emulsiones formadas y el reservorio tiene una permeabilidad mayor a 100 mD.

Como última categoría se evalúa la categoría operación del pozo “TRSC-050” que comprende aquellos factores operacionales a considerar previo a la intervención de reacondicionamiento planeada o aquellas actividades que pudieran ser necesarias realizar durante el proceso de reacondicionamiento al que se vaya a someter al pozo con la finalidad de cumplir con los objetivos planeados:

**Tabla 3.4 Resultados de la Categoría Operación para “TRSC-050”:**

<b>Categoría Operación (TRSC-050)</b>		
<b>Presión Well Control</b>	Subnormal (Sin gas)	6
<b>Riesgo de pesca</b>	Bajo	6
<b>Riesgo de Wash Out</b>	Bajo	6
<b>Cementación</b>	Buena	6
<b>Calificación categoría Operación</b>		6

De manera general el pozo no presenta características en esta categoría que requieran una atención especial que de no ser considerada podría poner en riesgo una actividad de reacondicionamiento.

Una vez evaluadas todas las categorías, es posible obtener el estado final de complejidad de un pozo. Para el caso del pozo “TRSC-050” de acuerdo con el estudio de su estado actual se posee la siguiente complejidad final:

**Tabla 3.5 Estado final de Complejidad para “TRSC-050”**

<b>Complejidad Final (TRSC-050)</b>		
<b>Calificación Categoría Pozo</b>		5.17
<b>Calificación Categoría Revestidor</b>		6
<b>Calificación Categoría Reservorio</b>		5

<b>Calificación Categoría Operación</b>		6
<b>Calificación Complejidad Final</b>		5.56

Como es posible apreciar el pozo “TRSC-050” posee una complejidad baja, es decir, en caso de ser candidato a una actividad de reacondicionamiento a futuro no existen factores destacables que pudieran entorpecer dicha actividad y por los cuales se deban contemplar de equipos, condiciones u operaciones especiales para realizar el reacondicionamiento.

Continuando con las evaluaciones de pozos se procede a estudiar el pozo “VUC-024” perteneciente al campo “Vulcano”, el cual presenta las siguientes características en la categoría pozo:

**Tabla 3.6 Resultados de la Categoría Pozo para “VUC-024”**

<b>Categoría Pozo (VUC-024)</b>		
<b>Fecha de Completación (CPI)</b>	2000 -2010	4
<b>Tipo de Completación</b>	Productor sencillo & Selectiva de fondo	3
<b>Tipo de Perforación</b>	Desviado Tipo S	4
<b>Inclinación Máxima</b>	0 - 30	6
<b>MAX DLS RUN BES</b>	1 – 5	3
<b>MAX DLS BES Position</b>	Mayor a 1	2
<b>Calificación categoría Pozo</b>		3.58

Es un pozo con fecha de completación entre los años 2000 a 2010, posee una completación productora sencilla y completación selectiva de fondo, es posible observar una perforación direccional de tipo S con inclinación máxima entre 0 – 30 grados, tiene

un Dog Leg Severity máximo hasta la profundidad del Intake de 1 – 5 grados y un DLS en la profundidad que involucra al equipo BES superior a 1 grado.

Luego se estudiaron las características de la categoría revestidor, en el pozo “VUC-024”:

**Tabla 3.7 Resultados de la Categoría Revestidor para “VUC-024”**

<b>Categoría Revestidor (VUC-024)</b>		
<b>Configuración</b>	Conductor 13 3/8 Productor 9 5/8 Liner 7	6
<b>Integridad Fuga</b>	Sin Fuga	6
<b>Integridad Colapso</b>	Sin Colapso	6
<b>Calificación categoría Revestidor</b>		6

El pozo es relativamente nuevo y por esto posee una configuración actual, la cual contiene revestidor conductor de 13 3/8, productor de 9 5/8 y un liner de 7. Este pozo no ha sufrido inconvenientes de fuga o colapso durante el tiempo que se ha mantenido activo.

Como siguiente punto se debió observar y evaluar la categoría reservorio y las subcategorías que conlleva:

**Tabla 3.8 Resultados de la Categoría Reservorio para “VUC-024”**

<b>Categoría Reservorio (VUC-024)</b>		
<b>Riesgo de Daño</b>	Pr Subnormal	2
<b>Producción de Sólidos</b>	5 - 10	4
<b>Modalidad Incrustante de Fondo</b>	Moderada	3
<b>Tendencia Corrosiva</b>	Nula	6
<b>Riesgo de Emulsiones</b>	Gotas (3 – 5)	4
<b>Permeabilidad</b>	Alta (Mayor a 100)	6

<b>Calificación categoría Reservorio</b>		4.08
------------------------------------------	--	------

El reservorio en el que se realiza operaciones en este pozo posee una presión de reservorio subnormal y una permeabilidad mayor a 100 mD. Tiene características nulas de tendencia corrosiva y moderada de modalidad incrustante de fondo, se necesitan entre 3 a 5 gotas para romper emulsiones y se tiene de 5 -10 PPM en producción de sólidos.

Finalmente, la última categoría requerida por la matriz es la de operación del pozo "VUC-024":

**Tabla 3.9 Resultados de la Categoría Operación para "VUC-024"**

<b>Categoría Operación (VUC-024)</b>		
<b>Presión Well Control</b>	Subnormal (Con gas)	4
<b>Riesgo de pesca</b>	Medio	4
<b>Riesgo de Wash Out</b>	Bajo	6
<b>Cementación</b>	Buena	6
<b>Calificación categoría Operación</b>		4.83

El pozo presenta una presión de well control subnormal con gas, además de un riesgo medio en pesca, posee una cementación buena y un bajo riesgo de riesgo de wash out en la tubería de producción.

Tomando en cuenta la evaluación de cada categoría y siguiendo el criterio de calificación de la matriz se obtiene una complejidad final para el pozo "VUC-024":

**Tabla 3.10 Estado Final de Complejidad para "VUC-024"**

<b>Complejidad Final (VUC-024)</b>		
<b>Calificación Categoría Pozo</b>		3.58

<b>Calificación Categoría Revestidor</b>		6
<b>Calificación Categoría Reservorio</b>		4.08
<b>Calificación Categoría Operación</b>		4.83
<b>Calificación Complejidad Final</b>		4.49

Se observa que es necesario prestar atención en la categoría pozo, ya que el pozo “VUC-024” en mención tiene una completación selectiva de fondo con un leve riesgo de pesca, además el DLS hasta llegar a la profundidad de Intake está entre 1-5 grados y el equipo BES está asentado en una zona con DLS superior a 1.

Como ultimo pozo se presenta el pozo “ACNF-136” perteneciente al campo “Arcan”, asumiendo que sea candidato a una intervención de reacondicionamiento, para esto debe ser evaluado en la matriz de riesgo con la finalidad de conocer que tan complejo sería dicha intervención a la que sería sometido el pozo y en que categoría requiere atención especial.

En primer lugar, se evalúa la categoría pozo que comprende tanto la fecha de completación como aquellas características centradas directamente en el estado actual del pozo obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 3.11 Resultados de la Categoría Pozo para “ACNF-136”**

<b>Categoría Pozo (ACNF-136)</b>		
<b>Fecha de Completación (CPI)</b>	2010 - 2015	5
<b>Tipo de Completación</b>	DumpFlooding	1
<b>Tipo de Perforación</b>	Desviado Tipo S	5
<b>Inclinación Máxima</b>	0 - 30	6

<b>MAX DLS RUN BES</b>	1 – 5	3
<b>MAX DLS BES Position</b>	0 – 1	5
<b>Calificación categoría Pozo</b>		3.42

El pozo comprende una fecha de completación entre 2010 a 2015, presenta una perforación de tipo direccional tipo S. Tiene un tipo de completación en el que se produce de un reservorio para inyectar en otro (DumpFlooding), no manifiesta inconvenientes en cuanto a grados de inclinación máxima y DLS en la profundidad a la que se encuentran el equipo BES; no obstante, durante la corrida del equipo BES hasta llegar a la profundidad Intake posee un DLS entre 1 a 5.

Como siguiente punto se estudia la categoría revestidor, tomando en cuenta datos obtenidos de documentación que posea el pozo “ACNF-136” como diagramas mecánicos e historiales de reacondicionamientos:

**Tabla 3.12 Resultados de la Categoría Revestidor para “ACNF-136”**

<b>Categoría Revestidor (ACNF-136)</b>		
<b>Configuración</b>	Conductor 13 3/8 Productor 9 5/8 Liner 7	6
<b>Integridad Fuga</b>	Fuga Abierta	2
<b>Integridad Colapso</b>	Sin Colapso	6
<b>Calificación categoría Revestidor</b>		4.5

Es posible evidenciar que el pozo presentó inconvenientes de fuga que no pudieron ser solucionados, por lo tanto, prevalece dicho inconveniente. Presenta una configuración actual de casing conductor de 13 3/8”, casing productor 9 5/8” y un liner de 7” y nunca ha sufrido problemas de colapso.

Posterior al estudio de características del revestimiento, se debe estudiar la categoría reservorio con la finalidad de conocer el estado del pozo en dicha área de interés:

**Tabla 3.13 Resultados de la Categoría Reservorio para “ACNF-136”**

<b>Categoría Reservorio (ACNF-136)</b>		
<b>Riesgo de Daño</b>	Fracturado con Pr Subnormal	1
<b>Producción de Sólidos</b>	5 - 10	4
<b>Modalidad Incrustante de Fondo</b>	Nula	6
<b>Tendencia Corrosiva</b>	Nula	6
<b>Riesgo de Emulsiones</b>	Gotas (0 – 2)	6
<b>Permeabilidad</b>	Media (10 - 100)	3
<b>Calificación categoría Reservorio</b>		3.75

El reservorio productor de agua posee una presión de reservorio anormal, motivo por el cual para controlar el pozo es necesario circular con fluido con densidad de control.

El reservorio inyector presenta un riesgo de daño elevado debido a que posee una presión de reservorio subnormal y lo más alarmante es el hecho de que la arenisca haya sido fracturada. El reservorio no posee inconvenientes en cuanto a riesgo de emulsiones, modalidad incrustante de fondo y tendencia corrosiva, sin embargo, posee una permeabilidad media entre 10 a 100 mD y una producción de sólidos entre 5 – 10 PPM.

Es necesario analizar la categoría operación para completar la evaluación del pozo “ACNF-136”:

**Tabla 3.14 Resultados de la Categoría Operación para “ACNF-136”**

<b>Categoría Operación (ACNF-136)</b>		
<b>Presión Well Control</b>	Anormal	1
<b>Riesgo de pesca</b>	Alto	1
<b>Riesgo de WashOut</b>	Alto	2
<b>Cementación</b>	Normal	4

<b>Calificación categoría Operación</b>		1.92
-----------------------------------------	--	------

Se requiere de mucho cuidado cuanto a características que comprende la categoría operación. El riesgo alto de tener que realizar una actividad de pesca durante un próximo reacondicionamiento es un factor de gran interés, además de la complejidad en cuanto a la presión durante actividad de well control y los incidentes de wash out presentados durante el tiempo de vida del pozo.

Recopilado todos los datos requeridos por cada categoría y evaluada cada una de ellas, se procede a conocer la complejidad final que presenta el pozo “ACNF-136”:

**Tabla 3.15 Estado Final de Complejidad para “ACNF-136”**

<b>Complejidad Final (ACNF-136)</b>		
<b>Calificación Categoría Pozo</b>		3.42
<b>Calificación Categoría Revestidor</b>		4.5
<b>Calificación Categoría Reservorio</b>		3.75
<b>Calificación Categoría Operación</b>		1.92
<b>Calificación Complejidad Final</b>		3.15

El pozo “ACNF-136” es un pozo que requiere de mucho cuidado a la hora de realizar una actividad de reacondicionamiento, se debe tomar en cuenta varias características que este pozo presenta entre las principales está el hecho de la compleja completación que posee ya que es una completación DumpFlooding, el riesgo de daño por haber sido su reservorio inyector sometido a una fractura, la presencia de una fuga que no fue remediada, el riesgo elevado de pesca es una característica de especial cuidado, además de una compleja actividad de well control debido a la presión anormal

del reservorio productor de agua y el historial de problemas de comunicación entre tubería y revestimiento.

### 3.2. Resultados en Dashboard

Con la finalidad de obtener una visualización de datos mucho más amigable con el usuario se desarrolló un Dashboard que represente de manera gráfica la información tanto por pozos como por campo.

#### 3.2.1. Gráficos por campo

En esta sección de gráficos mediante filtros se puede seleccionar distintos campos y presentar los datos promediados de todos los pozos que componen el campo seleccionado por cada categoría, además de un promedio final de la complejidad de todos los pozos. A continuación, asumiendo que los 3 pozos ejemplos presentados pertenecen al mismo campo y a dicho campo se lo denomina campo “EJEM”, se presentan los gráficos por campo:

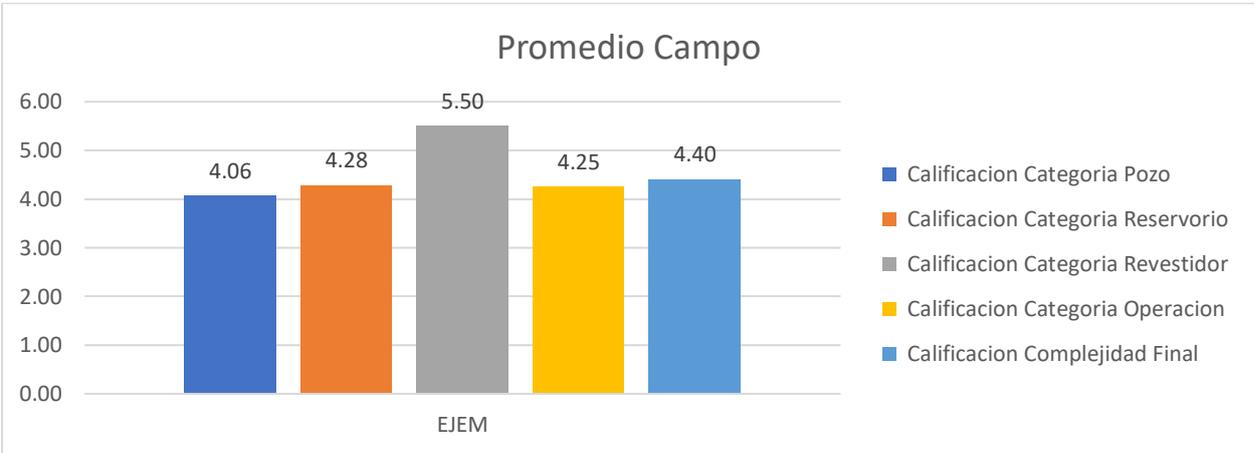
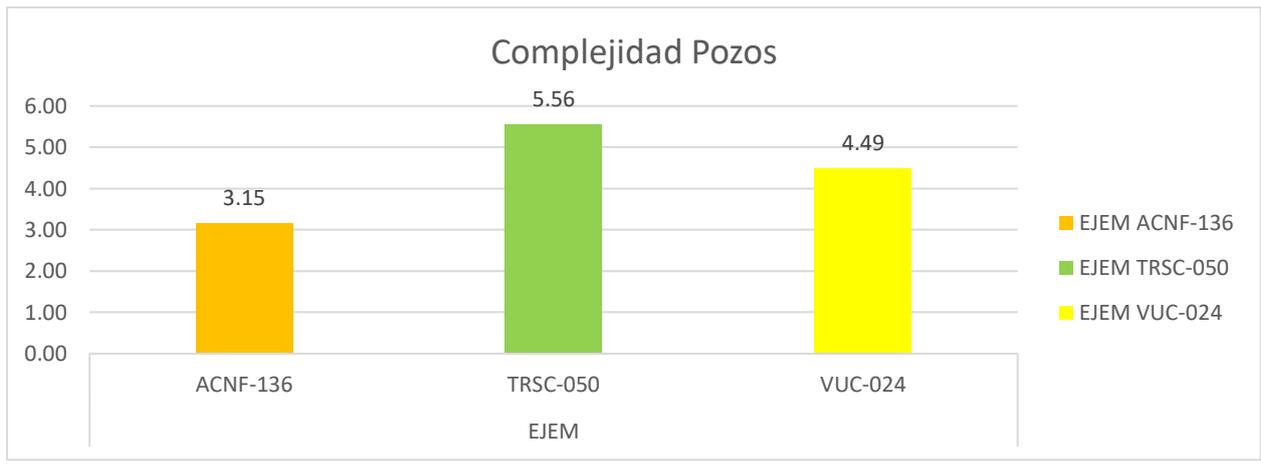


Figura 3.1 Promedio de Categorías en Campo (Campo – EJEM)

Además, se puede observar otro gráfico que incluye la complejidad final de cada pozo que se encuentre en el campo seleccionado. Se muestra dicho gráfico con los datos del campo “EJEM”:



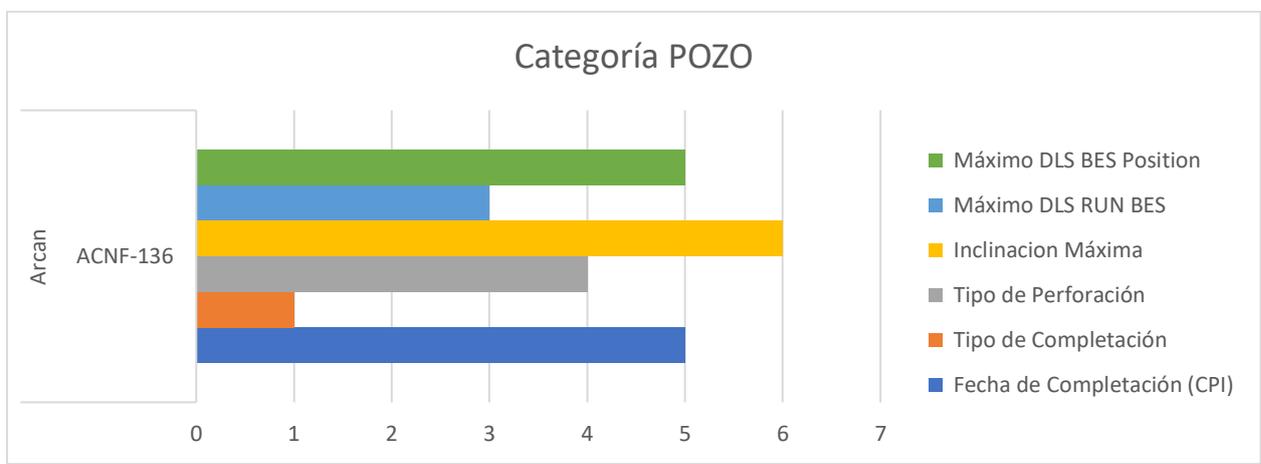
**Figura 3.2 Complejidad de Cada Pozo en Campo (Campo - EJEM)**

### 3.2.2. Gráficos por pozos

Esta sección permite seleccionar mediante un filtro el pozo deseado y presenta un gráfico por cada categoría que la matriz evalúa, además de mostrar un gráfico general con todas las categorías de estudio y la complejidad final que posee el pozo seleccionado.

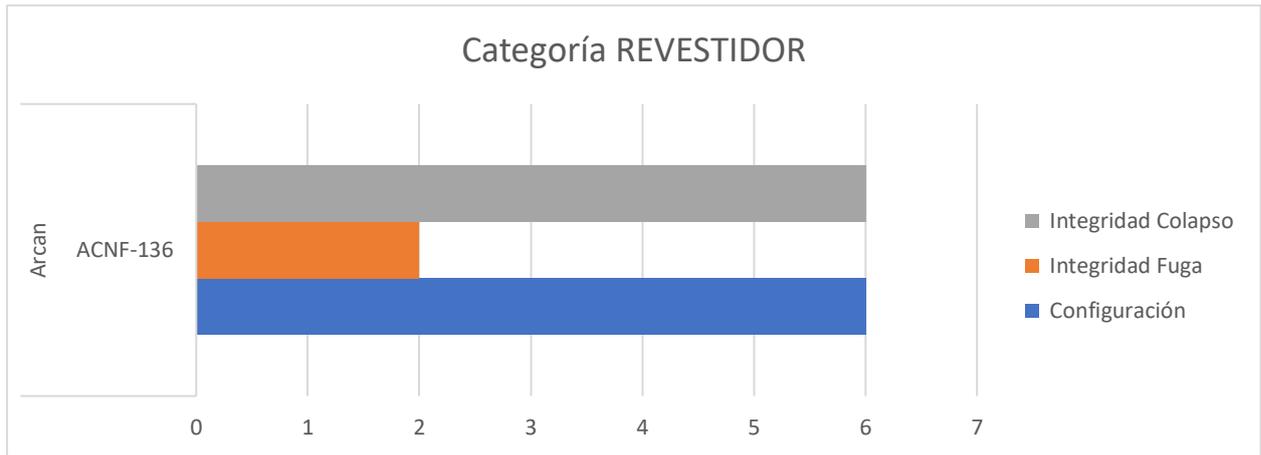
Los siguientes gráficos representan la información concerniente al pozo que contiene el campo "Arcan". Se presentan los gráficos de cada categoría evaluando el pozo "ACNF-136".

Siguiendo el orden con la que fue establecida la matriz de riesgo creada, se muestra un gráfico que representa los datos de la categoría pozo.



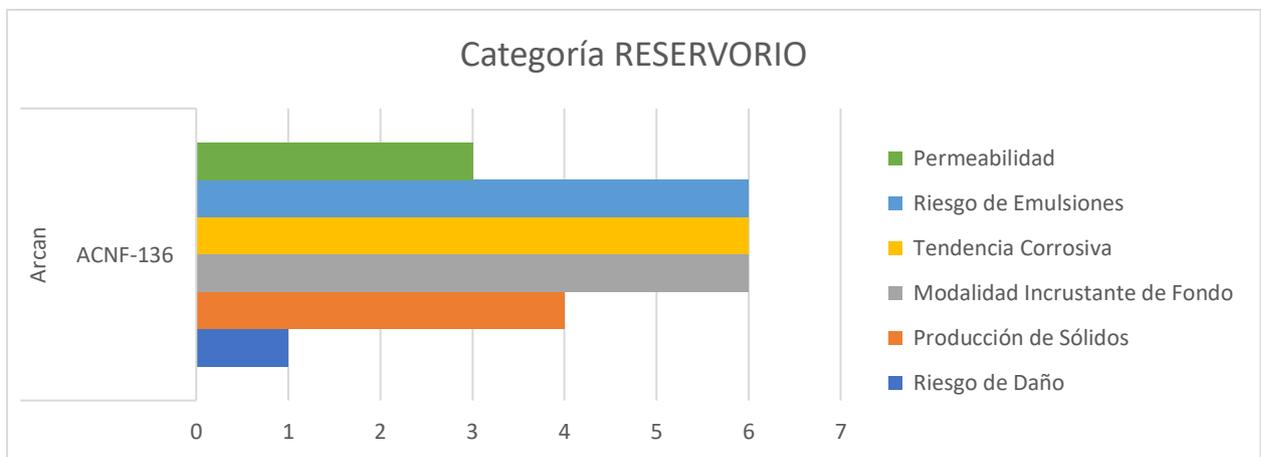
**Figura 3.3 Evaluación Categoría Pozo (ACNF-136)**

Como siguiente gráfico se contemplan aquellos datos de la categoría revestidor.



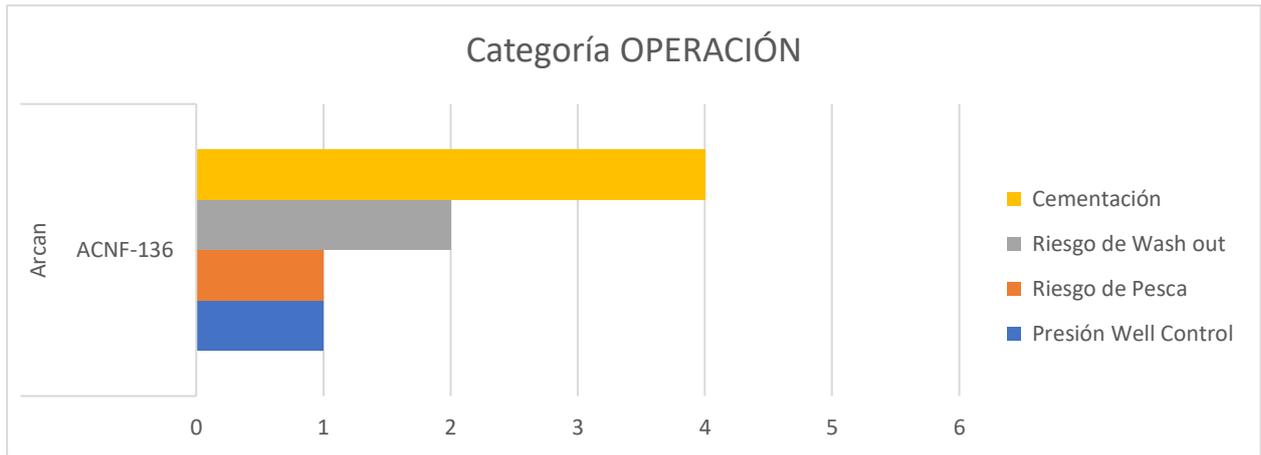
**Figura 3.4 Evaluación Categoría Revestidor (ACNF-136)**

Si siguiendo con la secuencia se muestran datos concernientes a la categoría reservorio.



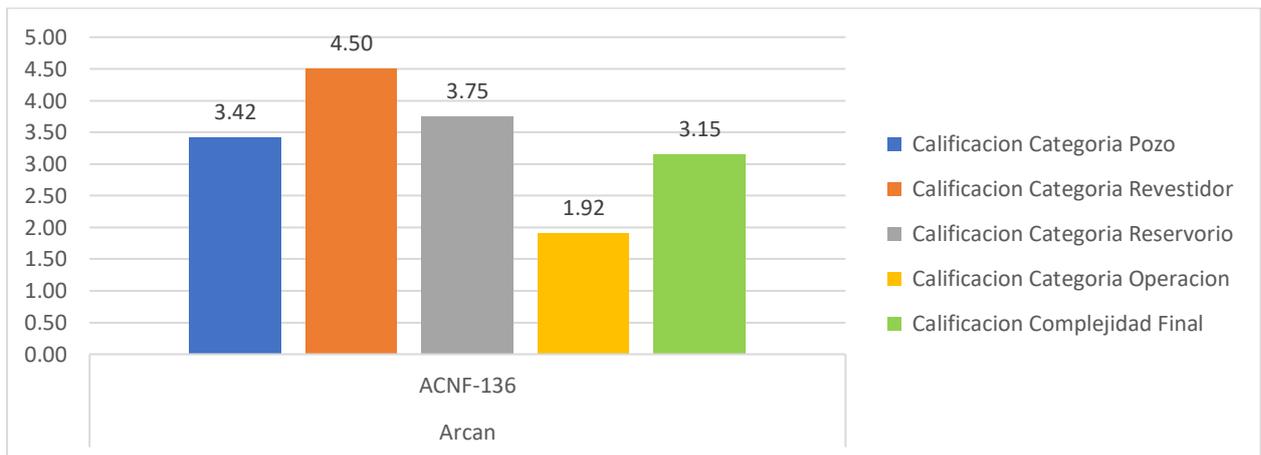
**Figura 3.5 Evaluación Categoría Reservorio (ACNF-136)**

Posterior se muestra un gráfico que contiene los datos obtenidos luego del análisis de la categoría operación.



**Figura 3.6 Evaluación Categoría Operación (ACNF-136)**

Finalmente se puede apreciar un gráfico en el que se muestra la calificación obtenida por el pozo en cada categoría de estudio que comprende la matriz de riesgo creada, además de mostrar la ponderación final de complejidad que posee el pozo seleccionado “ACNF-136”



**Figura 3.7 Evaluación Categorías y Complejidad Final de pozo (ACNF-136)**

# CAPITULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1. Conclusiones

- Fue posible determinar características importantes de un pozo mediante la revisión de documentos históricos que este posee.
- Tras el análisis de un pozo en la matriz de riesgo, se puede conocer la complejidad que puede llegar a tener una actividad de reacondicionamiento.
- En definitiva se pudo representar de manera gráfica el estado actual de un pozo, además de su respectiva complejidad tanto general como por categoría.
- Tal y como hemos podido comprobar fue posible tener una visión más clara de aquellas categorías que requieran especial atención mediante la revisión de gráficos presentados en Dashboard.

### 4.2. Recomendaciones

- Se recomienda archivar información que se obtenga de nuevos pozos con la finalidad de ser requerida para analizar las características que evalúa la matriz.
- Es recomendable modificar ciertas subcategorías o agregarlas en caso de ser necesario para campos con características diferentes o especiales.
- Se sugiere mantener actualizada la matriz agregando información de aquellos pozos que sean sometidos a nuevos reacondicionamientos.
- Es aconsejable elaborar gráficos que presenten información de manera ordenada y no aglomerada, en campos con una gran cantidad de pozos.

## 5. Bibliografía

(s.f.).

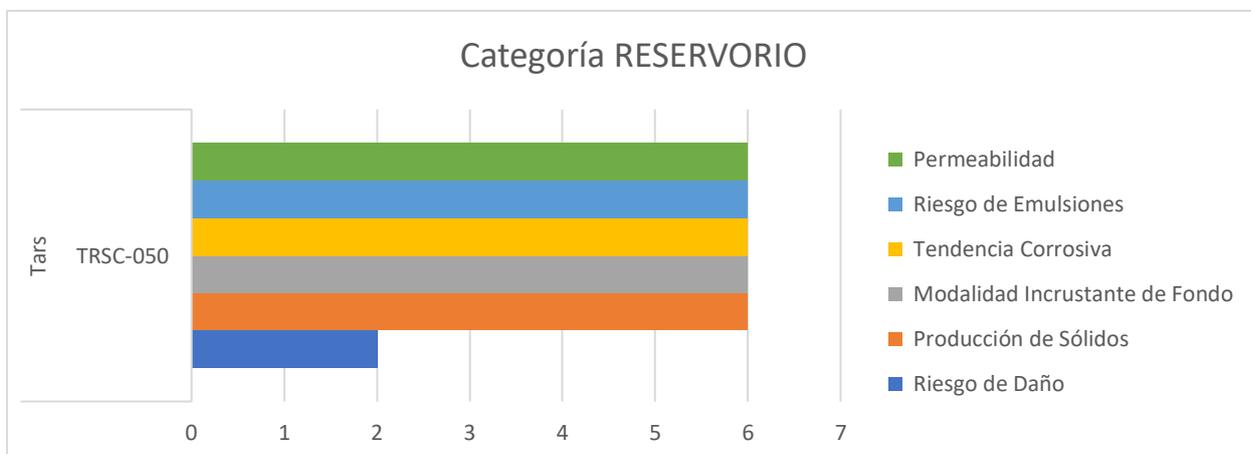
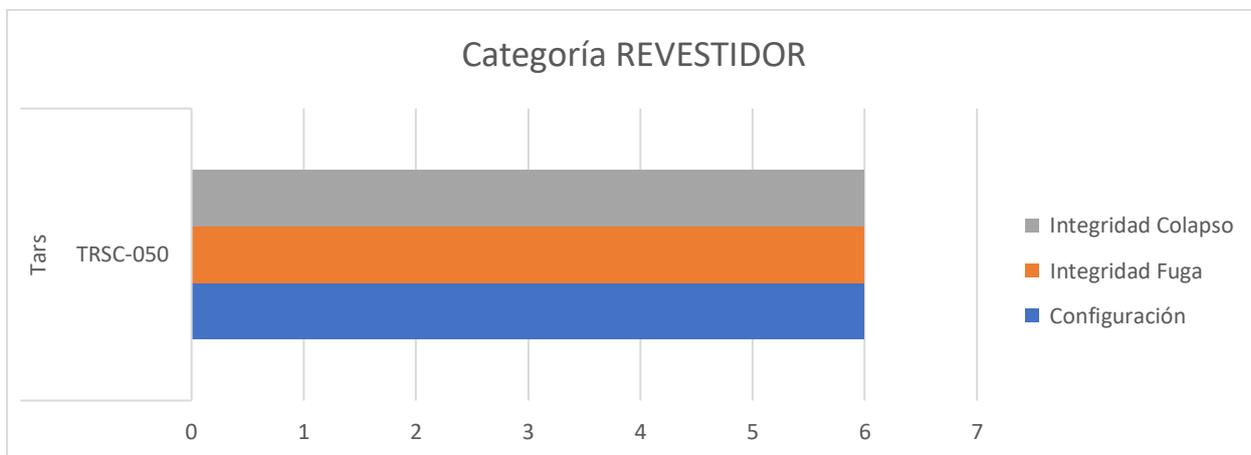
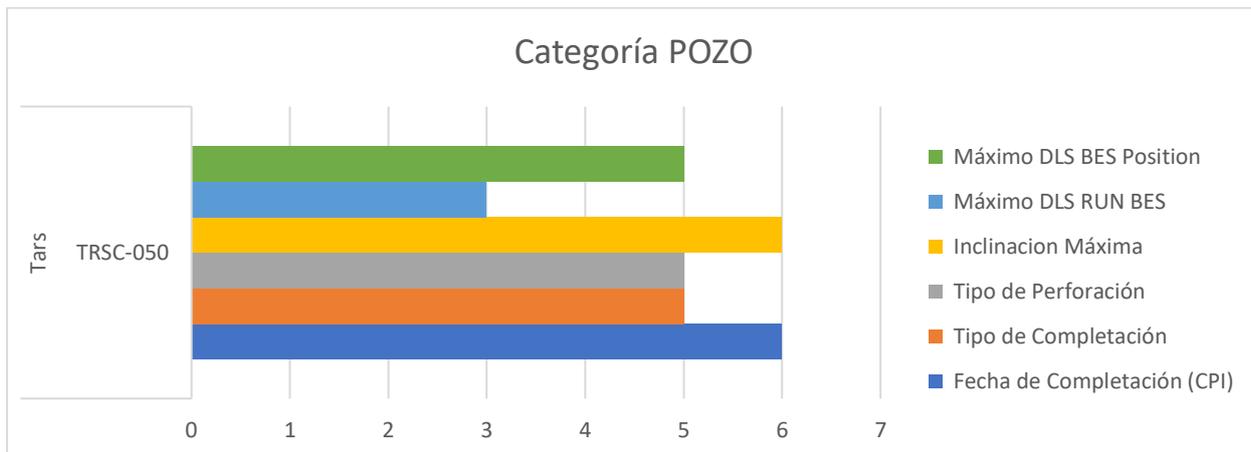
- Aguilar, R. (2015). *Survey Direccional*. Obtenido de <https://geosteeringschool.wordpress.com/2015/05/24/survey-direccional/#:~:text=Es%20el%20m%C3%A9todo%20usado%20para,la%20trayectoria%20de%20un%20pozo>.
- Alava, Vazques, & Zambrano. (2014). "PROCESOS ACTUALES PARA EJECUTAR PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION Y TRABAJOS DE COMPLETACION DE POZOS. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/91576/D-68958.pdf>
- Asociación colombiana de petróleo y gas . (2022). Obtenido de Fracturación hidráulica: <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/967-fracturacion-hidraulica>
- Brath, R., & Peters, M. (15 de 10 de 2004). Dashboard Design: Why Design is Important? *DM Review Online*, 1-3. Recuperado el 9 de 6 de 2022, de [http://cs.furman.edu/~pbatchelor/csc105/articles/TUN\\_DM\\_ONLINE.pdf](http://cs.furman.edu/~pbatchelor/csc105/articles/TUN_DM_ONLINE.pdf)
- Collins. (2020). *workover*. Obtenido de <https://www.collinsdictionary.com/es/diccionario/ingles/workover>
- Comunidad petrolera. (s.f). *La comunidad petrolera*. Obtenido de Sedimentos: <https://lacomunidadpetrolera.com/2010/03/sedimentos.html#:~:text=Sedimentos%20E2%80%93%20La%20Comunidad%20Petrolera&text=Es%20el%20producto%20de%20la,de%20mineral%20carbon%C3%A1ticos%20y%20sulf%C3%A1ticos>.
- Cordero, E. (2013). *METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN BASADOS EN ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS DE LABORATORIO DEL CAMPO COLIBRÍ, OCTUBRE 2013*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2274/1/T-UCE-0012-275.pdf>
- Cortés, P. (26 de 11 de 2020). *EPMEX*. Recuperado el 16 de 6 de 2022, de EPMEX Web site: <https://epmex.org/news/2020/11/26/pozos-petroleros/>
- Dynadrill. (2018). *PESCA O FISHING EN LA INDUSTRIA PETROLERA*. Obtenido de <https://www.dynadrill.com.ec/pesca-o-fishing/>
- EPN. (2021). *El taladro de Reacondicionamiento*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>
- Espada, S. (2018). *Perforación direccional*. Universidad de Aquino. Bolivia: Universidad de Aquino. Recuperado el 16 de 6 de 2022, de [https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56849523/perfo\\_Shir-with-cover-page-v2.pdf?Expires=1654807986&Signature=K~ux6Xp7SW3fvYoVH4ik2s3~id1IJXRUm5PpeSHSE0cW WuA6pviVaAKFvw3b7Sf8lQ8je5PwAYpeYMcP0wWRECT3FLaaLicYtfJSgirNabComMOZXHawJZUrlnwGo3wLGI1FRLh7S27hRrOTn](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56849523/perfo_Shir-with-cover-page-v2.pdf?Expires=1654807986&Signature=K~ux6Xp7SW3fvYoVH4ik2s3~id1IJXRUm5PpeSHSE0cW WuA6pviVaAKFvw3b7Sf8lQ8je5PwAYpeYMcP0wWRECT3FLaaLicYtfJSgirNabComMOZXHawJZUrlnwGo3wLGI1FRLh7S27hRrOTn)

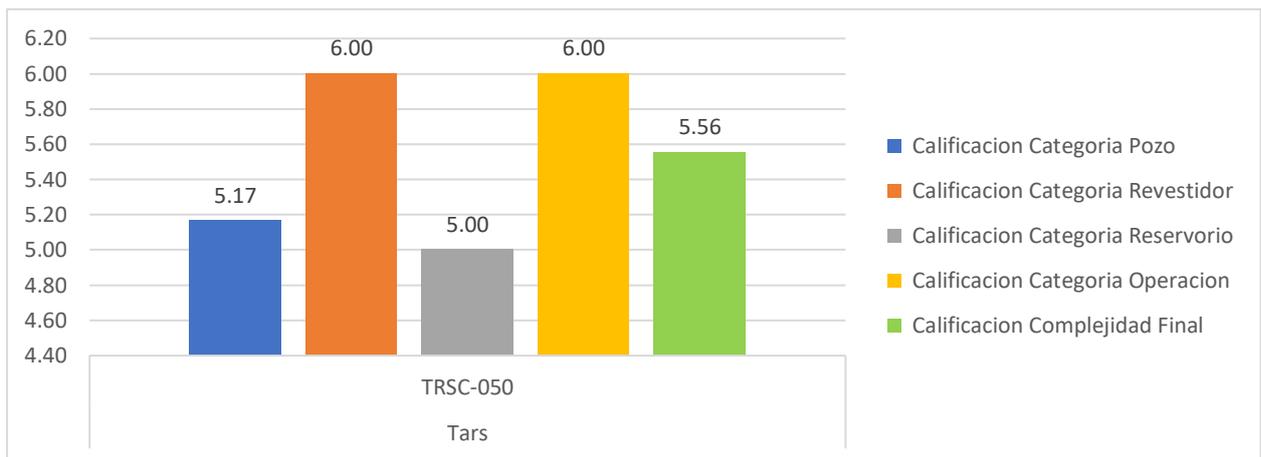
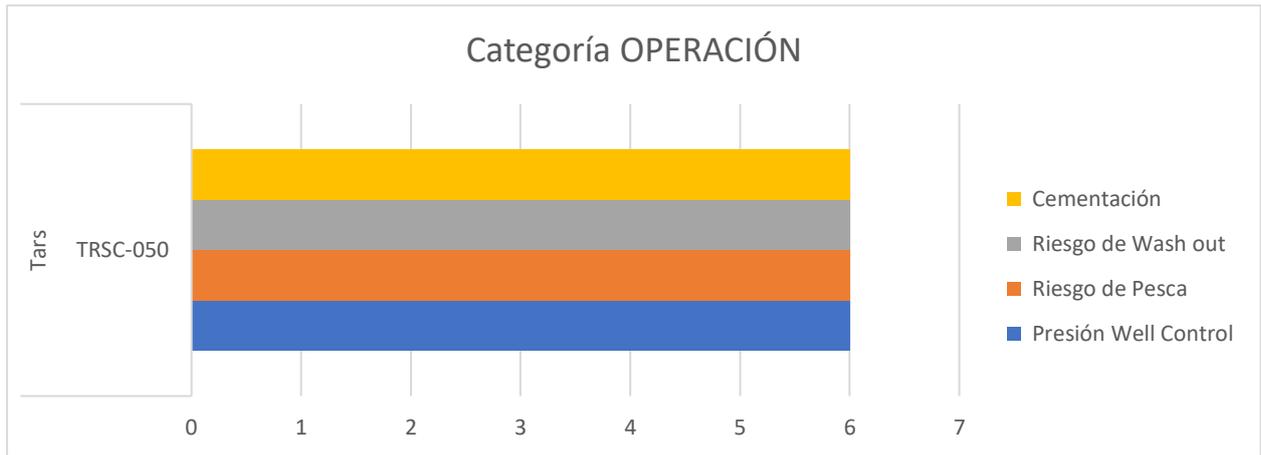
- Gomez. (2020). *Concepto de control de pozos*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1103/A4.pdf?sequence=4&isAllowed=y#:~:text=La%20definici%C3%B3n%20de%20control%20de,por%20un%20fluido%20de%20control>.
- Gonzales, J. (2014). Obtenido de Daño en pozos petroleros : <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4228/tesis%20.pdf?sequence=1#:~:text=Se%20define%20el%20da%C3%B1o%20a,rehabilitaci%C3%B3n%20del%20pozo%2C%20y%20que>
- Hanna Instruments. (2022). Obtenido de Calidad de agua en procesos de cementación de pozos: <https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos#:~:text=La%20cementaci%C3%B3n%20de%20los%20pozos,de%20revestimiento%20y%20la%20formaci%C3%B3n>.
- Herrera, J. (2020). *Técnicas de perforación direccional de pozos* (2nd ed., Vol. VI). Madrid: Escuela Politécnica de Madrid. doi:10.20868/UPM.book.62722
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2020). *Proyecto para estimar la permeabilidad en yacimientos carbonatados*. Obtenido de <https://www.gob.mx/imp/articulos/proyecto-para-estimar-la-permeabilidad-en-yacimientos-carbonatados?idiom=es#:~:text=La%20permeabilidad%20se%20refiere%20a,y%20forma%20de%20los%20poros%2C>
- Leal, T. (3 de 2033). *SLB*. Recuperado el 12 de 6 de 2022, de SLB Completions: [www.slb.com](http://www.slb.com)
- Marin, J. (2015). *Determinación de la tendencia incrustante de las aguas de producción* . Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/157807.pdf>
- Martinez. (2018). *SUMARIO DE REACONDICIONAMIENTO*. Obtenido de <https://1library.co/article/sumario-de-reacondicionamiento-reacondicionamiento-de-pozos.zke3r48z>
- MERNNR. (2020). *Aprobación para reacondicionamiento de pozos que requieran conversión de pozos productores a inyectoros o re inyectoros*. Obtenido de <https://gobecforms.gobiernoelectronico.gob.ec/mernnr/tramites/aprobacion-reacondicionamiento-pozos-requieran-conversion-pozos-productores-inyectoros-re-inyectoros>
- Muñoz, B. A. (2020). *Análisis técnico-económico comparativo del uso de sistema de tecnología Casing Patch y Cementación Forzada-SQZ en remediación de pozos petroleros para la optimización de trabajos de reacondicionamiento de pozos en el oriente*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/20637/1/T-UCE-0012-FIG-182.pdf>
- Ochoa, O. (2012). <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/125446.pdf>. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/125446.pdf>
- Pozo, R. (2019). *Optimización del tiempo de proceso en el reacondicionamiento de pozos en un campo de la cuenca oriente ecuatoriana aplicando herramientas de mejoramiento continuo* . Obtenido de <https://revistadigital.uce.edu.ec/index.php/RevFIG/article/view/2054>
- Rueda, V. M. (2020). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. Obtenido de [https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual\\_de\\_Registros\\_Geofisicos-1.pdf](https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf)

- Sanz, S. (2016). *EMULSIONES*. Obtenido de <https://botplusweb.portalfarma.com/documentos/2017/4/11/114468.pdf>
- Schlumberger. (2021). *hoyo abierto*. Obtenido de [https://glossary.slb.com/en/terms/o/open\\_hole](https://glossary.slb.com/en/terms/o/open_hole)
- Schlumberger. (2022). *glossary.oilfield.slb*. Obtenido de Washout: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/w/washout>
- Schlumberger. (2022). *Oilfield glossary*. Obtenido de Reservoir: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/r/reservoir>
- Schlumberger. (s.f). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 16 de 6 de 2022, de Tubería de Revestimiento: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/casing>
- Schlumberger. (s.f). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 15 de 6 de 2022, de Oilfield Glossary Dog Leg: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/d/dogleg>
- Speight, J. (2014). Obtenido de Chapter e1 - Corrosion: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128003466000016>
- Zambrano, A. (2020). *Diagnostico y Solución de las Fallas Operativas Presentadas en Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES)*. Unidades tecnológicas de Santander. Santander: Unidades tecnológicas de Santander. Recuperado el 15 de 6 de 2022, de [https://www.uts.edu.co/sitio/wp-content/uploads/2020/cartilla-inv.pdf?\\_t=1589235613#:~:text=Los%20equipos%20que%20conforman%20un,y%20controlador%20de%20frecuencia%20variable](https://www.uts.edu.co/sitio/wp-content/uploads/2020/cartilla-inv.pdf?_t=1589235613#:~:text=Los%20equipos%20que%20conforman%20un,y%20controlador%20de%20frecuencia%20variable)

# APÉNDICES

## Gráficas por pozo "TRSC-050"





### Gráficas por pozo "VUC-024"

