

Evaluación de los problemas de integridad de pozos

Ingrid Paola Sierra Marchena y Jeison Stiven Villota Narváz

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Dr. En ingeniería química

Co-Director

Wilson Raul Carreño Velasco

Maestría en diseño, gestión y dirección de proyectos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

Para ti Dios de mi vida por darme la fuerza mental, espiritual y la fortaleza de seguir adelante con sabiduría y perseverancia, por regalarme la capacidad de encontrar paz y calma cuando más lo necesitaba, por derramar tu infinito amor sobre mi e iluminarme el camino.

Quiero dedicarle este trabajo de grado a mis padres Hernando y Teresa por su infinito amor, comprensión, por darme un gran ejemplo de superación, por todo el apoyo, por darme ese abrazo fuerte cuando más lo necesitaba y esa frase que me llena y me llenará de orgullo por siempre “Mi querida Ingeniera” gracias por amarme a pesar de mis fallas y a mis hermanos, Carolina que siempre me apoya, y sobre todo me daba para las meriendas siempre, a Héctor por hacerme reír hasta el alma con el “BOFE” mi hermano Janer es el más correcto y serio muy poco se ríe, pero lo admiro tanto por su disciplina perseverancia y respeto.

También te la dedico compañero de vida y de mil batallas, la persona que tanto admiro y respeto la cual es mi ejemplo en esta vida y en la otra, el que estuvo en mis días malos y me enseñó que todo sacrificio tiene su recompensa Wilfran Socarras.

A las mejores personas que me pudo regalar la universidad, Luisa Ortiz, Jeison Villota, Carlos Gómez,

A mi compañero de tesis y amigo de toda la carrera, Jeison Villota por ser un gran ser humano, sin duda el mejor compañero.

A la universidad industrial de Santander y a la escuela ingeniería de petróleos por formarme y ser una excelente profesional.

*Ingrid Paola Sierra Marchena*

### **Dedicatoria**

A Dios por darme salud y conocimiento durante todo el transcurso de mi carrera.

A mis padres Edgar Villota y Yasmin Narváez por estar en cada momento de alegría, de tristeza y por ayudarme física y emocionalmente durante todo mi proceso de aprendizaje en la universidad.

A mis hermanos Daniel Narváez y Nathalia Villota por acompañarme y darme aliento para no echarme para atrás y poder cumplir con todos mis objetivos.

A mis abuelitos que nunca me dejaron solo.

A mi familia que me apoyo en toda mi carrera.

A mi novia Roxanna Ortiz por ser mi compañera de vida y ayudarme en los momentos más difíciles para que pueda seguir cumpliendo mis metas.

A mis compañeros que estuvieron durante todo este proceso importante en mi vida.

A mi compañera de tesis Paola Sierra por ser tan cumplida y responsable y estar en cada momento en el transcurso de nuestras carreras.

A mi abuelo Franco Eliseo Villota que en paz descanse.

A la Universidad Industrial de Santander.

*Jeison Estiven Villota Narváez*

### **Agradecimientos**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios por ser nuestra fortaleza y guía.

A nuestras familias por su apoyo.

A los expertos por su conocimiento y experiencia en el área de integridad de pozos, quienes diligenciaron la encuesta y con los resultados se logró plantear y consolidar el modelo de gestión de integridad analizando el método de jerarquización analítica.

Los ingenieros expertos en mención son: Luis Abaunza, Daniel Moreno, Jorge Sáchica, Oscar Arenas, Juan Santander, Oney Argel, Sergio Álvarez, Jaime Vesga, Jairo Dorado, Rodrigo Cáceres, Marco Díaz, Cesar Quesada, Juan Carrascal, German Acosta, Edison García, Remson Casas, Andrés Romero, Carlos Merchán, Daniel Moreno, Brayan Monroy y Erick Montes.

A nuestro director de trabajo de grado Emiliano Ariza León, por su dedicación y por regalarnos tantas enseñanzas, sabiduría en el desarrollo de este proyecto, en donde nos enseñó e inculcó siempre que las cosas se hacen bien o no se hacen.

A nuestro co-director de grado Wilson Raul Velasco, por su acompañamiento en el desarrollo de este proyecto.

A todos los compañeros, docentes e ingenieros que nos guiaron durante toda nuestra carrera, por sus conocimientos, tiempo y dedicación.

A la universidad industrial de Santander, a la escuela de ingeniería de petróleos, por darnos la oportunidad de crecer profesionalmente y vivir la experiencia más bonita que puede existir y permitir a ambos ser unos ingenieros de petróleos con buenas virtudes y profesionalismo.

Contenido	
Introducción .....	23
1. Objetivos .....	25
1.1. Objetivo General .....	25
1.2. Objetivos Específicos.....	25
2. Construcción de pozos y su ciclo de vida .....	26
2.1. Exploración .....	27
2.1.1. Métodos de exploración.....	27
2.1.2. Evaluación geológica y definición para la ejecución de un proyecto de explotación de hidrocarburos .....	29
2.2. Planeación y diseño de pozos .....	32
2.2.1. Estudios preliminares y de referencia .....	32
2.2.2. Estudio de presiones .....	36
2.2.3. Especificaciones del pozo .....	41
2.2.4. Geometría del pozo .....	43
2.2.5. Secciones del pozo .....	44
2.2.6. Programa de perforación.....	58
2.3. Construcción de pozos .....	63
2.3.1. Pruebas de integridad.....	63
2.4. Completamiento de pozos.....	66
2.5. Producción .....	66
2.5.1. Fase operacional.....	67
2.6. Mantenimiento de pozos .....	68
2.6.1. Mantenimiento mayor.....	69

2.7. Abandono.....	69
3. Integridad de pozos.....	70
3.1. Integridad en el diseño, perforación y completamiento.....	71
3.1.1. Objetivo de integridad en el diseño.....	71
3.1.2. Objetivos de integridad en la perforación y el completamiento.....	71
3.2. Barreras de integridad de pozos.....	71
3.2.1. Barreras durante la perforación del pozo.....	74
3.2.2. Barreras durante la etapa productiva del pozo.....	82
3.2.3. Verificación de barreras.....	83
3.2.4. Monitoreo de barreras.....	83
3.3. Límites operacionales.....	83
3.3.1. MASP.....	85
3.3.2. MOP.....	85
3.3.3. MAWOP.....	85
3.4. Presiones anulares.....	86
3.5. Problemas de integridad de pozos.....	86
3.5.1. Fallas potenciales en un pozo.....	86
3.5.2. Factores que afectan la integridad de pozos.....	87
3.5.3. Impacto de los problemas de integridad de pozos.....	87
3.5.4. Normatividad internacional y en Colombia sobre integridad de pozos.....	88
3.5.5. Casos de problemas de integridad de pozos a nivel mundial.....	89
3.5.6. Caso de problemas de integridad de pozos en Colombia.....	93
4. Modelo de gestión de integridad de pozos.....	96

4.1. Método de jerarquización analítica.....	96
4.1.1. Análisis jerárquico (AHP).....	96
4.2. Evaluación de las variables que afectan la integridad de pozos .....	101
4.2.1. Variables de susceptibilidad .....	102
4.2.2. Impactos .....	114
4.3. Jerarquización de las variables que afectan la integridad de pozos .....	116
5. Validación del modelo de jerarquización analítica (AHP) .....	128
6. Conclusiones.....	138
7. Recomendaciones .....	140
Referencias bibliográficas.....	141
Apéndices.....	146

**Lista de figuras**

Figura 1. Fases del ciclo de vida de la integridad del pozo .....	27
Figura 2. Pozo Vertical .....	34
Figura 3. Pozo Horizontal .....	35
Figura 4. Pozo Desviado .....	35
Figura 5. Pozos Multilaterales .....	36
Figura 6. Ventana del Lodo .....	39
Figura 7. Capas de revestimiento .....	45
Figura 8. Tubo conductor .....	46
Figura 9. Revestimiento de superficie .....	47
Figura 10. Revestimiento intermedio .....	48
Figura 11. Revestimiento de producción .....	49
Figura 12. Método del perforador .....	53
Figura 13. Cálculos del método esperar y pesar .....	54
Figura 14. Brocas tricónicas .....	60
Figura 15. Brocas de diamante .....	61
Figura 16. Brocas PDC .....	61
Figura 17. Well Barrier Schematics (WBS). Esquema de barreras de pozo .....	72
Figura 18. Sistema de Gestión de Integridad de pozos en modelo de queso suizo .....	73
Figura 19. Lodo de perforación .....	75
Figura 20. Preventor Hydril GK .....	77
Figura 21. Preventor Hydril GX .....	78
Figura 22. Preventor Hydril GL .....	78

Figura 23. Preventor anular Shaffer.....	79
Figura 24. Preventor anular Cameron tipo D.....	79
Figura 25. BOP de mordaza.....	80
Figura 26. Incidente de Macondo .....	91
Figura 27. IXTOC-1 well blowout.....	93
Figura 28. Evaluación de la agresividad de corrosión .....	106
Figura 29. Modelo conceptual de evaluación de integridad aplicando el método de jerarquización analítica (AHP) .....	116
Figura 30. Ejemplo de encuesta a expertos (1).....	117
Figura 31. Ejemplo de encuesta a expertos (2).....	118
Figura 32. Ejemplo de encuesta a expertos (3).....	119
Figura 33. Ejemplo de respuestas de los expertos .....	122
Figura 34. Polígono de frecuencias.....	122
Figura 35. Ponderación final de variables de primer y segundo nivel.....	126
Figura 36. Definición de criticidad integridad de pozos con valores porcentuales .....	126
Figura 37. Matriz para hallar la priorización .....	129
Figura 38. Priorización de los pozos.....	135
Figura 39. Diagrama de flujo del plan de evaluación y manejo de la integridad de pozos .....	137

**Lista de tablas**

Tabla 1. Gradientes promedio de presión de poro de formación normal.....	38
Tabla 2. Formaciones de las cuencas sedimentarias en Colombia .....	42
Tabla 3. Diámetros de barrena que se pueden usar de acuerdo con el diámetro de la tubería de revestimiento (TR), guía para la selección de la geometría del pozo .....	44
Tabla 4. Clasificación API del cemento .....	51
Tabla 5. Número de barreras.....	82
Tabla 6. Normatividad Internacional y Nacional.....	88
Tabla 7. Escala fundamental de números absolutos .....	97
Tabla 8. Índice de consistencia aleatoria de acuerdo con el orden de la matriz .....	100
Tabla 9. Escala de colores y valoración asignada.....	103
Tabla 10. Valoración de la susceptibilidad a fallar según el TSL .....	104
Tabla 11. Valoración de la susceptibilidad a fallar de acuerdo con el tiempo de construcción del pozo.....	104
Tabla 12. Valoración de la susceptibilidad a fallar de acuerdo con el tiempo de inactividad del pozo.....	105
Tabla 13. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el número de intervenciones del pozo en los últimos cinco años .....	105
Tabla 14. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la agresividad de corrosión del fluido del pozo .....	107
Tabla 15. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el resultado del monitoreo en cabeza de pozo .....	107

Tabla 16. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la existencia de la barrera cemento.....	109
Tabla 17. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la calidad de la barrera cemento .....	109
Tabla 18. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la pérdida de espesor del revestimiento.....	110
Tabla 19. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el daño mecánico del revestimiento.....	111
Tabla 20. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la estabilidad de la formación .....	111
Tabla 21. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el estado y calidad de las válvulas de superficie.....	112
Tabla 22. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el tipo de recobro del pozo ...	113
Tabla 23. Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el nivel de afectación.....	113
Tabla 24. Valoración del nivel de gravedad de acuerdo con las categorías de impacto.....	115
Tabla 25. Valores que se dieron a las opciones de respuesta.....	120
Tabla 26. Consistencia de las Matrices .....	123
Tabla 27. Pozos evaluados .....	129
Tabla 28. Escala de comparación de pozos .....	130
Tabla 29. Pozos para la validación del modelo AHP.....	131
Tabla 30. Susceptibilidad.....	132
Tabla 31. Priorización producto del impacto y la susceptibilidad .....	135

**Lista de ecuaciones**

Ecuación 1. Método de Matthews & Kelly.....	40
Ecuación 2. Método de Eaton. ....	40
Ecuación 3. Método de Daines. ....	41
Ecuación 4. Densidad estimada del fluido de integridad.....	65
Ecuación 5. Presión de integridad estimada. ....	66
Ecuación 6. Razón de consistencia. ....	99
Ecuación 7. Índice de consistencia. ....	99

**Lista de matrices**

Matriz 1. Matriz de comparaciones pareadas A.....	99
Matriz 2. Resultados encuesta a expertos, variables de primer nivel. ....	123
Matriz 3. Comparación pareada de los criterios de primer nivel. ....	125
Matriz 4. Comparación pareada de los pozos respecto a una variable de segundo nivel. ....	128
Matriz 5. Comparación pareada de los pozos respecto al criterio CC. ....	131
Matriz 6. Normalizada de los pozos respecto al criterio CC. ....	132
Matriz 7. Comparación pareada de los pozos respecto al impacto. ....	133
Matriz 8. Normalizada de los pozos respecto al impacto. ....	133

**Abreviaturas**

**°F:** Grados Fahrenheit

**AHP:** The Analytic Hierarchy Process (Proceso de Análisis Jerárquico)

**ALARP:** As Low as Reasonably Practicable (Tan Bajo Como sea Factible)

**API:** American Petroleum Institute (Instituto Americano del petróleo)

**APL:** Presión por fricción en el anular

**BES:** Bombeo Electro-Sumergible

**BHA:** Ensamblaje de fondo de pozo

**BOP:** Blow Out Preventers (Sistema preventor de reventones)

**BPD:** Barriles por día

**BS&W:** Basic sediment and Water (Sedimento básico y Agua)

**CBL:** Registro de Adherencia del Cemento

**CC:** Estado del cemento

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de Carbono

**CORR:** Agresividad de corrosión

**CV:** Estado de las válvulas en la superficie

**DM:** Daño mecánico

**EC:** Existencia del cemento

**ECD:** Densidad Equivalente de Circulación

**EF:** Estabilidad de la formación

**FCP:** Presión de Circulación Final

**Fm:** Formación

**gl/sx:** Galones por saco

**H<sub>2</sub>S:** Ácido Sulfhídrico

**HST:** Historia de pozos

**HWDP:** Heavy Weight Drill Pipe

**IC:** Índice de Consistencia

**IC<sub>Aleat</sub>:** Índice de Consistencia Aleatorio

**ICP:** Instituto Colombiano del Petróleo

**ICP:** Presión Circulatoria Inicial

**INT:** Número de intervenciones en los últimos cinco años

**ISO:** International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización)

**lb/gal:** Libras por galón

**LOT:** Leakof Test (Prueba de admisión)

**MASP:** Máxima presión permitida del anular en superficie

**MAWOP:** Máxima Presión Operativa en Cabeza de Pozo

**MMS:** Minerals Management Service (Servicio de Gestión de Minerales)

**MOP:** Máxima Presión Operativa

**mpy:** Milésimas de pulgada de penetración anual

**NA:** Afectación por recobro

**NPC:** National Petroleum Council

**P&A:** Plugging and Abandoning (Taponamiento y Abandono)

**PC:** Existencia de cemento

**PCP:** Bombeo por Cavidades Progresivas

**PD:** Pozo desviado

**PDC:** Diamond Compact Policristalino (Brocas de Diamante Policristalino)

**PE:** Perdida de espesor del revestimiento

**PH:** Pozo Horizontal

**PIT:** Prueba de Integridad Limitada

**PM:** Pozo Multilateral

**ppg:** Pounds Per Gallon (Libras por galón)

**ppm:** Partes por millón

**PV:** Pozo Vertical

**PyT:** Monitoreo en cabeza de pozo

**RC:** Razón de Consistencia

**RCB:** Afectación por recobro mejorado

**Rev:** Revestimiento

**RVTO:** Estado del revestimiento

**SLA:** Sistemas de Levantamiento Artificial

**SSSV:** Subsurface Safety Valve (Válvula de Seguridad Bajo Superficie)

**TC:** Tiempo de construcción

**TIA:** Tiempo de inactividad

**TR:** Tipo de recobro

**TR:** Tubería de Revestimiento

**TSL:** Tipo de levantamiento

**TVD:** True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)

**VIM:** Valle Inferior del Magdalena

**VMM:** Valle Medio del Magdalena

**VSM:** Valle Superior del Magdalena

### Glosario

**Abandono de pozo:** Es la actividad que se realiza al final de la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y prevención.

**Aceite:** Porción de petróleo que existe en la fase líquida del yacimiento y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura.

**Anular a:** Anillo entre la tubería de producción y el revestimiento.

**Anular b:** Anillo entre el revestimiento de producción y el revestimiento intermedio.

**Anular c:** Anillo entre el revestimiento intermedio y el revestimiento de superficie.

**Barrera de pozo:** Conjuntos de elementos que previene el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia las demás formaciones.

**Bombeo mecánico:** Es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hacia la superficie.

**Bombeo por cavidades progresivas:** Consiste en una bomba de desplazamiento positivo engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son: rotor y estator.

**Cabezal de pozo:** Conjunto de válvulas y conexiones que soporta las tuberías de un pozo del subsuelo y también permite controlar sus presiones y ponerlo en producción.

**Cementación:** Es la técnica por la cual se prepara y se bombea una mezcla de cemento y aditivos dentro del pozo.

**Cuenca:** Es una acumulación importante de sedimentos producto de erosión de la superficie de la tierra.

**Densidad:** Es el peso por unidad de volumen.

**Exploración:** Conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozo que se encuentran encaminadas en el descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo en un área definida.

**Fallas:** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

**Geofísica:** Ciencia derivada de la geología que trata el estudio de las propiedades física de la tierra.

**Gravimetría:** Medición de pequeñas variaciones en el campo de gravedad terrestre.

**Hidrocarburos:** Grupo de compuesto orgánico que contienen principalmente carbono e hidrogeno.

**Integridad de pozos:** Soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación descontrolada de los fluidos de la formación.

**Perforación:** Es el proceso de construir un hueco en el subsuelo para la extracción de recursos naturales como: agua, gas o petróleo.

**Permeabilidad:** Capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

**Porosidad:** Es el volumen del espacio vacío de la roca.

**Presión de poro anormal:** Se define como cualquier presión de poro que sea mayor que la presión hidrostática normal del agua de la formación (de salinidad normal promedio) que ocupa el espacio poroso.

**Presión de poro normal:** Es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo.

**Presión de poro subnormal:** Se define como cualquier presión de poro que sea menor que la presión hidrostática normal (de una columna de fluido de salinidad normal promediada) a una profundidad dada.

**Presión de poro:** Se define como la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca.

**Presión hidrostática:** Es la presión ejercida por una columna de fluido en el fondo.

**Tubería de producción:** tubería utilizada para producir el pozo y también puede repararse durante la vida útil del pozo.

**Tubería de revestimiento:** Son tuberías especiales que se insertan en el pozo perforado y después de esto son cementadas para proteger el pozo.

**Yacimiento:** Roca reservorio que contiene acumulación de petróleo o gas.

## Resumen

**Título:** Evaluación de los problemas de integridad de pozos\*.

**Autores:** Ingrid Paola Sierra Marchena y Jeison Steven Villota Narváez\*\*

**Palabras Clave:** Integridad, problemas, pozos, evaluación, perforación.

**Descripción:** La idea de llevar a cabo la evaluación de los problemas de integridad de pozos es dar a conocer algunas pautas que permitan minimizar los incidentes causados antes, durante y después de la perforación de un pozo petrolero. Con este proyecto se analizó la integridad durante el ciclo de vida de tres (3) pozos productores de un determinado campo, evaluando criterios tales como la historia de los pozos en donde se involucran el tiempo de construcción, el tiempo de inactividad, el número de intervenciones en los últimos cinco años, la agresividad de corrosión y la estabilidad de la formación; el sistema de levantamiento artificial en donde se presentan el tipo de levantamiento, el monitoreo en cabeza de pozo y el estado de las válvulas en la superficie; el estado del revestimiento en donde se evidencia la existencia del cemento, el estado del cemento, la pérdida de espesor del revestimiento y el daño mecánico; se evalúan los efectos del recobro mejorado en donde se involucran el tipo de recobro y la afectación por recobro y finalmente se evalúa el impacto que pueden ocasionar dichos pozos. Después de analizar los criterios, mediante el uso del modelo de jerarquización analítica se obtuvo la priorización de los pozos en donde se evidencio que el pozo de mayor priorización fue el pozo A2. Por último, se realizó un plan de evaluación y manejo de la integridad de pozos.

---

\*Evaluación de los problemas de integridad de pozos.

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Ingeniero de Petróleos. Dr. En Ingeniería química. Co-director: Wilson Raul Carreño Velazco. Ingeniero de Petróleos. Maestría en diseño, gestión y dirección de proyecto.

### Abstract

**Title:** Assessment of well Integrity problems\*

**Authors:** Ingrid Paola Sierra Marchena y Jeison Steven Villota Narváez\*\*

**Key Words:** Integrity, problems, wells, evaluation, drilling.

**Description:** The idea of conducting the assessment of well integrity problems is to provide some guidelines to minimize incidents before, during and after drilling an oil well. With this project, the integrity during the life cycle of three (3) producing wells of a given field was analyzed, evaluating criteria such as the history of the wells where construction time, downtime, the number of interventions in the last five years, the aggressiveness of corrosion and the stability of the formation are involved; the artificial lifting system where the type of lift, the wellhead monitoring and the state of the valves on the surface are presented; the condition of the coating where the existence of the cement is evident, the state of the cement, the loss of thickness of the coating and mechanical damage; the effects of improved recovery are evaluated where the type of recovery and the affectation by recovery are involved and finally the impact that these wells can cause is evaluated. After analyzing the criteria, using the analytical hierarchy model, the prioritization of the wells was obtained where it was evidenced that the well with the highest prioritization was the A2 well. Finally, a plan for the evaluation and management of the integrity of wells was carried out.

---

\*Assessment of well Integrity problems

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering Department. Director: Emiliano Ariza León. Petroleum engineer. PHD. In chemical engineering. Codirector: Wilson Raul Carreño Velazco. Petroleum engineer. Master in project design, management and direction.

## Introducción

Es bien sabido que la industria del petróleo es una de las de mayor riesgo, no solo en lo operacional sino también en lo ambiental, por esto, es de vital importancia conocer los parámetros que afectan la integridad de los pozos y establecer soluciones que permitan reducir los riesgos a los que puede estar sometido un campo en general en toda su vida de operación.

En el transcurso de los años la gestión de integridad de los pozos se ha limitado a realizar actividades para detectar el deterioro de los equipos, pero no se tenían en cuenta los efectos de los problemas que se presentaban durante el mantenimiento en la operación. Hoy en día se maneja el concepto de integridad como un método de operación controlado para así evitar fallos, y, por ende, pérdidas de vidas humanas y económicas.

Los problemas de integridad de pozos es un tema muy amplio ya que pueden darse en las diferentes etapas de la vida del pozo ya sea en el diseño, construcción, producción, inyección y las pruebas de abandono; estos problemas incluyen los factores geológicos como la presión, temperatura, fluidos de formación (velocidad de flujo, química, arena y partículas) los cuales pueden generar corrosión en los diferentes equipos.

Se plantea desarrollar este trabajo con el fin de conocer los problemas de integridad de pozos y las posibles soluciones que permitan una mayor eficiencia al momento de realizar algún proyecto petrolero.

En el segundo capítulo se habla acerca del ciclo de vida de los pozos, en donde se mencionan los términos relacionados con la vida útil de un pozo petrolero. En el tercer capítulo se da a conocer conceptos importantes relacionados con la integridad de los pozos antes, durante y después de la perforación, así como también algunos ejemplos de casos en donde la integridad de los pozos se

vio afectaba por diferentes problemas operacionales. En el cuarto capítulo se muestra el modelo de gestión de integridad en donde se analiza las variables que afectan la integridad de los pozos mediante un método de jerarquización analítica (AHP). Por último, en el quinto capítulo se plantean escenarios con el fin de proponer pautas que permitan mitigar los problemas de integridad.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo General**

Evaluar los problemas de integridad de pozos.

### **1.2. Objetivos Específicos**

- Analizar información detallada acerca de los problemas de integridad de pozos con sus causas y consecuencias.
- Identificar las variables que influyen en los problemas de integridad de pozos y clasificarlas de acuerdo con su impacto aplicando un método de jerarquización analítica.
- Plantear escenarios que permitan reducir los problemas de integridad de pozos.

## 2. Construcción de pozos y su ciclo de vida

En la **Figura 1** de acuerdo con (ISO, ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Part 1: Life cycle governance, 2017) se muestra el ciclo de vida de la integridad de pozos.

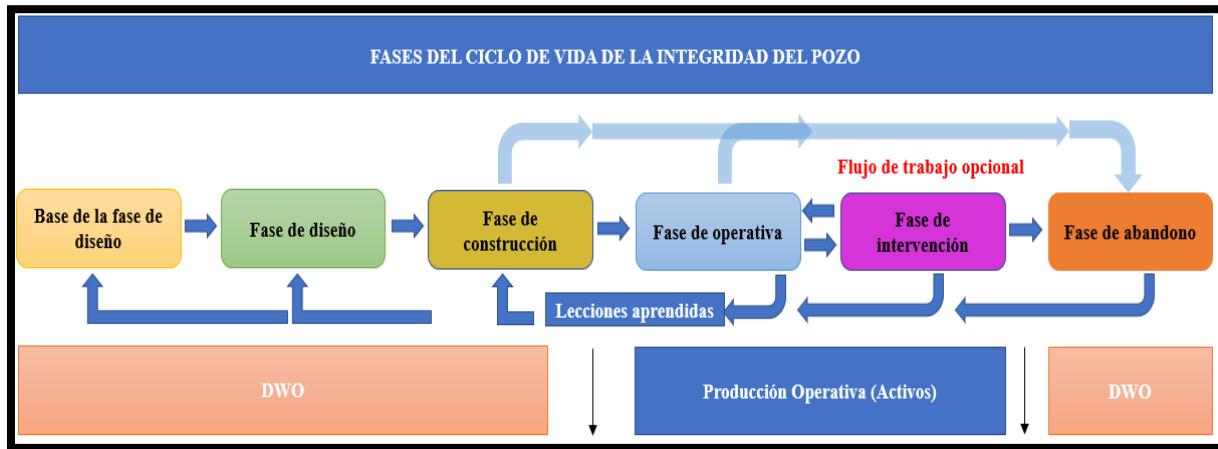
Existen seis fases del ciclo de vida del pozo las cuales son:

1. **Base de la fase de diseño:** Identificar los problemas ambientales y de seguridad a riesgos superficiales y/o subterráneos que se deben prevenir para poder desarrollar un buen método de control.
2. **Fase de diseño:** Definir el plan elaborado en el diseño del pozo, teniendo en cuenta el buen funcionamiento de las barreras para mitigar los riesgos y peligros hacia las personas y el medio ambiente.
3. **Fase de construcción:** Identificar y definir los elementos barrera que se construirán y llevar a cabo una verificación para asegurar que el elemento se pueda usar como barrera.
4. **Fase operativa:** Se incluyen las recomendaciones y los métodos de integridad en operaciones de producción.
5. **Fase de intervención:** Precisar los requerimientos mínimos para asegurar la extracción de pozos antes, durante y después de las intervenciones.
6. **Fase de abandono:** Definir los requisitos para el abandono permanente de un pozo.

La fase 1-3 del ciclo de vida es gestionada por el equipo de perforación y reacondicionamiento. La fase 4-5 la gestiona el equipo de operaciones de producción. Regresará al equipo de perforación y reacondicionamiento para su abandono si alcanza sus límites económicos de producción o si enfrenta graves problemas de integridad.

**Figura 1.**

*Fases del ciclo de vida de la integridad del pozo.*



**Fuente:** Well Integrity Life Cycle as per ISO 16530-1 (ISO – ISO 16530-1: 2017 – Petroleum and natural gas industries – Well Integrity – Part 1: Life cycle governance, 2017). Consultado en septiembre de 2021.

## 2.1. Exploración

Para (Barberii, 1998), la exploración consiste en actividades que se realizan para localizar algunos yacimientos petrolíferos en donde pueden encontrarse grandes volúmenes de hidrocarburos. Las operaciones están basadas en estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos, sismográficos y de perforación que ayudan a los especialistas a definir un punto en el cual es viable llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio, teniendo presente las normas ambientales.

Algunas etapas de la exploración son:

1. Identificación de áreas de interés
2. Detección de trampas
3. Verificación de la acumulación de yacimientos

### 2.1.1. Métodos de exploración

- **Análisis de muestras**

Para conocer el tipo de formación y la existencia de hidrocarburos, en el laboratorio se analizan los recortes que genera la broca, los cuales son transportados por el lodo hacia la superficie.

➤ **Extracción de núcleos**

En este caso se utilizan equipos especializados para retirar secciones cilíndricas las cuales son analizadas en el laboratorio en donde se puede obtener información de: permeabilidad, porosidad, inclinación, dirección y contenido de hidrocarburos.

➤ **Método eléctrico**

En este método se introduce una sonda con tres electrodos en el pozo en donde uno de ellos transmite la corriente a la pared de este. Los electrodos se cuelgan en distintas profundidades, pero desde un solo cable, y a la vez que sube y baja va registrando todas las medidas de profundidad y el tipo de formación que determinan la porosidad y resistividad de las rocas. Si los poros de la roca contienen agua salada la resistividad será baja, si contiene agua dulce será alta y si contiene hidrocarburo será muy alta.

➤ **Método magnético**

Este método se basa en la localización de cuencas sedimentarias, donde su principal función es encontrar rocas ígneas o metamórficas, las cuales tienen un alto contenido de minerales magnéticos como el cobalto, el níquel y el hierro. Con el uso de un magnetómetro el cual es operado por vía terrestre o aérea, se puede determinar zonas de alto interés.

➤ **Perfiles de pozos**

Este método utiliza sondas de alta tecnología y mide propiedades físicas de la roca como: conducción de electricidad, contenido de material radioactivo y la capacidad de

transmisión del sonido. Estas características se relacionan con otras propiedades para una completa evaluación de las rocas como depósitos comerciales de hidrocarburos.

➤ **Método gravimétrico**

Los análisis que se realizan en este método se describen para determinar las densidades características de cada roca, y su mayor base es la fuerza de gravedad. Estos estudios se realizan en extensas superficies siguiendo un modelo definido en donde se analiza la densidad y la fuerza de gravedad intrínseca de la roca.

Anteriormente se hacía uso de la balanza de torsión y péndulo, hoy en día se realizan mediciones más exactas de la atracción de gravedad en diferentes puntos del subsuelo lo cual permite medir las variaciones en los niveles de gravedad relacionados con la densidad de las rocas y los materiales.

➤ **Método sísmico**

Este método se relaciona con la medición del tiempo que demora una onda de sonido en viajar a través de los distintos estratos de una formación; las ondas acústicas son generadas mediante explosivos o equipos que producen vibraciones manejados por los humanos. Los equipos de medición que se utilizan son conocidos como geófonos o sismógrafos.

Hace algunos años solamente se hacía uso de carga de dinamita, hoy en día se hace uso de cañones de aire comprimido y camiones vibradores.

Otros métodos de exploración pueden ser fotografía aérea y geología del subsuelo.

### **2.1.2. Evaluación geológica y definición para la ejecución de un proyecto de explotación de hidrocarburos**

➤ **Planificación**

Con la planificación se busca llevar de la mejor manera todas las actividades que se presentan en un proyecto determinado para así poder cumplir con un objetivo y con esto lograr la estructuración del proyecto teniendo en cuenta las estrategias de ejecución, los roles que se asignen a las diferentes personas que actúan en el proceso y los recursos disponibles. Es importante que la realización del proyecto cumpla con los requisitos de tiempo, costo y calidad.

De acuerdo con el avance de un proyecto se verá si es o no necesario cambiar o modificar algunas actividades, esto va a depender del manejo tanto de los recursos como del tiempo.

La planificación de un pozo relaciona muchos procesos en los cuales se ven involucradas diferentes áreas como la ingeniería de perforación y la geocientífica. En la planificación de la perforación de un pozo petrolero se debe tener en cuenta las siguientes actividades (Martínez, 2015):

- ✓ Evaluación Geológica
- ✓ Perspectiva Geofísica
- ✓ Exploración de Perforación
- ✓ Evaluación de Perforación
- ✓ **Evaluación Geológica**

Se busca evaluar todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos y su estudio. Con el uso de diferentes métodos geológicos y geofísicos se obtienen algunos resultados los cuales al ser evaluados pueden dar una idea de la geología de las formaciones y estructuras que se presentan en un campo

determinado; dichos métodos pueden ser: gravimetría, magnetometría, sondeos eléctricos, sísmica, entre otros (Barberii, 1998).

✓ **Perspectiva Geofísica**

Se busca crear modelos de yacimiento que se ajusten de la mejor manera a la realidad, en lo composicional, lo geométrico y lo dinámico, por medio de estudios geofísicos los cuales dan una idea de los parámetros de la zona de interés, analizan las variaciones con respecto al tiempo y al espacio y tienen una gran relación con la evaluación geológica (Cerón , 2016).

✓ **Exploración de Perforación**

Con operaciones e investigaciones se busca realizar estudios que permitan localizar acumulación de hidrocarburos para así llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio teniendo en cuenta las leyes ambientales y territoriales que rigen en el lugar de interés.

Gracias a la exploración petrolera es posible determinar el hallazgo de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentran en el subsuelo, por esto es considerada de vital importancia a la hora de realizar un proyecto petrolero.

En la exploración de perforación existen tres etapas las cuales son:

- Investigación de tipo geológico.
- Identificación de áreas de interés.
- Perforación de un pozo exploratorio.

El resultado de estas etapas puede llevar a un buen o mal proyecto, es decir, existe la posibilidad de encontrar un pozo con buena acumulación de hidrocarburos o de lo contrario un pozo seco (Barberii, 1998).

### ✓ **Evaluación de Perforación**

Para realizar la planificación de la construcción de un pozo de tipo exploratorio es necesario tener en cuenta la evaluación de perforación en donde se determina la mejor alternativa para perforar dicho pozo y para ello se busca establecer tiempos precisos, optimización en los costos requeridos para las diferentes actividades y la identificación de riesgos que puede haber desde el punto de vista técnico, social, ambiental y económico.

La planificación de la perforación es una fase muy importante a la hora de realizar un proyecto petrolero y por ello se deben tener en cuenta los factores que se involucran en este proceso; dichos factores son (Martínez, 2015):

- Optimización de costos
- Estado óptimo de los equipos
- Seguridad del personal
- Seguridad ambiental

## **2.2. Planeación y diseño de pozos**

En el diseño es importante tener en cuenta la vida útil del pozo en donde se incluye una posible recuperación primaria, secundaria o terciaria, así como también saber que con el paso del tiempo el pozo puede cambiar su comportamiento de acuerdo con las condiciones del yacimiento y las operaciones de perforación o el mantenimiento. Este es un proceso sistemático y ordenado en el cual se requiere tecnología adecuada, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad (Antonio, s.f.).

### **2.2.1. Estudios preliminares y de referencia**

Para (Dols, 2017), los factores más relevantes en la realización del diseño de la perforación de un pozo es tener las características y los problemas claros durante la perforación de este y esto se

puede detallar de toda la información que se genera en el campo, la cantidad y calidad de información disponible definirá la calidad del proyecto a realizar.

Es importante tener un registro del historial de perforación de la zona de interés, puesto que brinda claridad acerca de algunos problemas encontrados, brocas usadas, equipo de perforación utilizado, entre otras cosas. Un resumen de las operaciones puede dar un enfoque del comportamiento del campo en general que puede minimizar errores cuando se vaya a realizar futuras operaciones de perforación.

En la industria de los hidrocarburos existen básicamente tres tipos de pozos:

- Pozos exploratorios
- Pozos de evaluación
- Pozos de desarrollo
- **Pozos exploratorios:** Son los primeros que se perforan en un proyecto. Su principal objetivo es brindar información acerca de la existencia de hidrocarburos mediante toma de datos geológicos, núcleos y registros.
- **Pozos de evaluación:** Se perforan entre las etapas de exploración y producción, estos permiten conocer el sistema de producción de la mayoría de los pozos, el tamaño del campo y las propiedades del yacimiento.
- **Pozos de desarrollo:** Su finalidad es poner en marcha la producción del campo. Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo:
  - ✓ **Pozos de producción:** Su objetivo principal es mejorar la productividad del pozo.
  - ✓ **Pozos de inyección:** En algunos casos se perforan con el fin de mantener la presión del yacimiento y en otros para eliminar los fluidos no deseados.

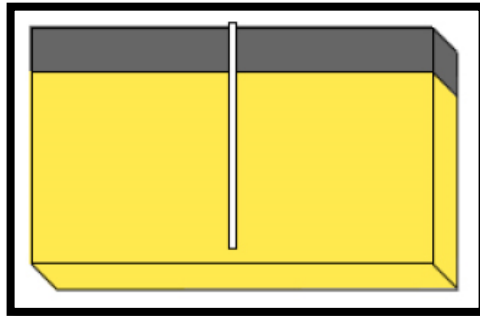
- ✓ **Pozos de observación:** Se usan para llevar un control de los parámetros del yacimiento.

De acuerdo con la columna geológica, el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, los pozos también pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Verticales
- Horizontales
- Desviados
- Multilaterales
- **Verticales:** Son los pozos más comunes (**Figura 2**) debido a que la perforación se hace cada vez más sencilla, se pueden perforar a menor costo y su diseño se da para poder aplicar un fracturamiento hidráulico.

**Figura 2.**

*Pozo Vertical.*



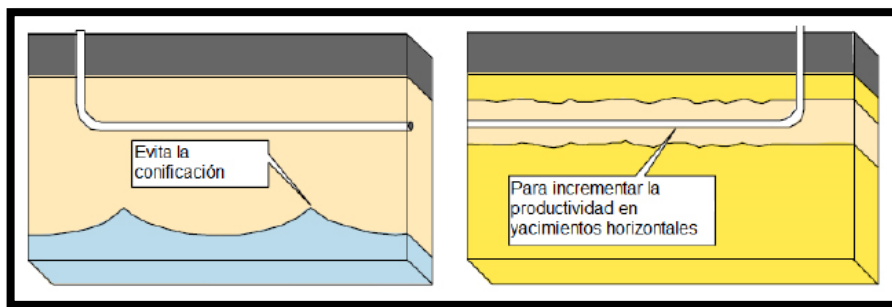
**Fuente:** José Luis Vásquez Dols. Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos. (Blog en línea). Febrero 24 de 2017. Consultado en junio de 2020.

- **Horizontales:** Son utilizados para interceptar una formación horizontal con el fin de mejorar la producción del yacimiento (**Figura 3**). Algunas características para tener en cuenta son las siguientes:

- ✓ Yacimientos propensos a la conificación de agua y gas.
- ✓ Yacimientos fracturados en donde el pozo horizontal da una mejor opción para interceptar las fracturas.
- ✓ Yacimientos propensos a la producción de arena.
- ✓ Para minimizar la perforación de otros pozos.

**Figura 3.**

*Pozo Horizontal.*

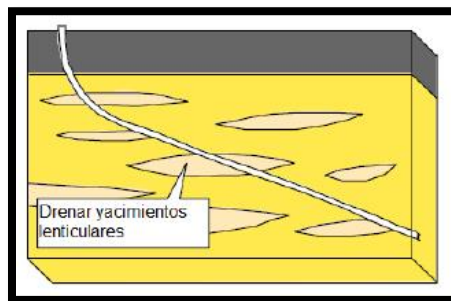


**Fuente:** José Luis Vásquez Dols. Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos. (Blog en línea). Febrero 24 de 2017. Consultado en junio de 2020.

- **Desviados:** Se pueden usar teniendo en cuenta las características de los pozos horizontales y otras condiciones como: yacimientos lenticulares y en capas (**Figura 4**).

**Figura 4.**

*Pozo Desviado.*

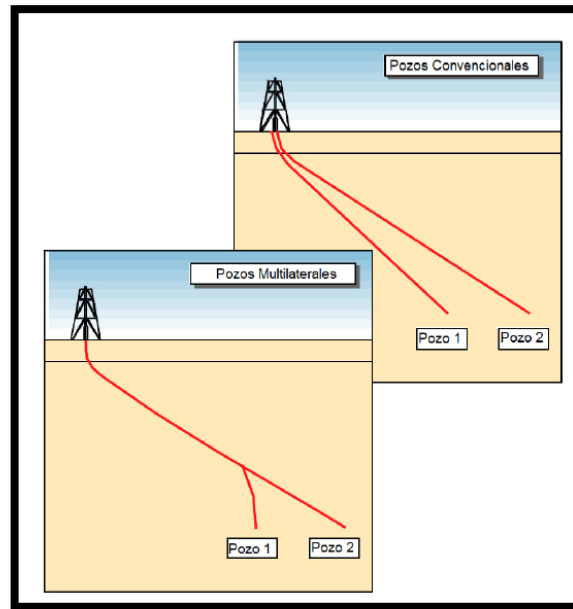


**Fuente:** José Luis Vásquez Dols. Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos. (Blog en línea). Febrero 24 de 2017. Consultado en junio de 2020.

- **Multilaterales:** Aumentan la productividad del pozo gracias al incremento de la longitud de sección del yacimiento. Un beneficio importante de estos pozos es que pueden drenar más de un yacimiento en un solo pozo (**Figura 5**).

**Figura 5.**

*Pozos Multilaterales.*



**Fuente:** José Luis Vásquez Dols. Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos. (Blog en línea). Febrero 24 de 2017. Consultado en junio de 2020.

Cada pozo es diferente y va a depender del programa que lleve cada uno, por esto, se debe evaluar todos los problemas que puedan ocurrir cuando se valla a llevar a cabo un determinado proyecto, para así poder tener un diagnóstico de los errores y solucionarlos de la mejor manera.

### 2.2.2. Estudio de presiones

- **Estimaciones de presiones de poro**

Basados en (Smith, 2014), se define presión de poro como la presión de los fluidos que ocurren naturalmente dentro de la tierra.

Existen tres tipos de presión de poro las cuales son:

- ✓ Presión de poro normal
- ✓ Presión de poro subnormal
- ✓ Presión de poro anormal
- ✓ **Presión de poro normal**

Definida como la presión hidrostática del agua que se desarrolla desde la superficie hasta la formación en el subsuelo. Teniendo en cuenta lo anterior el gradiente de presión normal en cualquier punto va a ser igual al gradiente de presión hidrostática del agua que está en los espacios porosos de las formaciones en dicho punto. Por lo general la presión normal se refiere a la columna de agua salada debido a que el agua presente casi siempre es de naturaleza marina. La presión de poro normal se encuentra entre 0.433 y 0.465 psi/ft.

- ✓ **Presión de poro subnormal**

Definida como la presión de formación menor que la presión hidrostática del fluido de poro correspondiente. La presión de poro subnormal es menor a 0.433 psi/ft.

- ✓ **Presión de poro anormal**

Se define como la presión de poro mayor a la presión de poro normal. También es conocida como sobrepresión y en algunos casos geopresión. La presión de poro anormal es mayor a 0.465 psi/ft.

En la **Tabla 1** se puede observar los gradientes promedio de presión de poro de formación normal.

*Tabla 1.**Gradientes promedio de presión de poro de formación normal.*

	<b>Peso del fluido (ppg)</b>	<b>Área de ejemplo</b>
<b>Agua dulce</b>	8.3	Montañas rocallosas y continente medio
<b>Agua salobre</b>	8.4	La mayoría de las cuencas sedimentaria en el mundo
<b>Agua salina</b>	8.5	
<b>Agua salina normal</b>	8.7	Mar del Norte, mar del sur de China
<b>Agua salina</b>	8.9	Golfo de México, USA
<b>Agua salina</b>	9.2	Algunas áreas del golfo de México

**Fuente:** RandySmith Training Solutions. Principios Fundamentales de control de pozos. (Diapositivas). Consultado

en junio de 2020. Pag 10.

### ➤ **Ventana del lodo**

De acuerdo con (Omar Karim Lobato Gonzales, 2019), es importante realizar el diseño de la ventana operativa de presión del lodo para poder modificar los esfuerzos originales de la formación.

La ventana del lodo permite determinar el peso del lodo que se debe usar en la perforación y también establece la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Esta ventana está diseñada entre el gradiente de presión de la formación y la presión de fractura (Ver **Figura 6**).

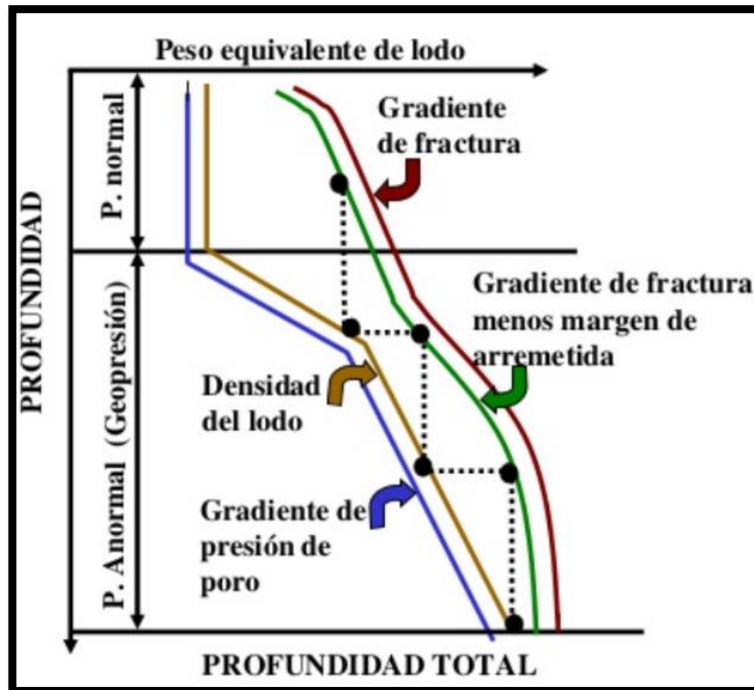
Existen dos fronteras que limitan el peso del lodo: la frontera superior determina la presión que causa la falla de tensión la cual provoca perdida de fluido durante la perforación y la frontera inferior representa la presión requerida para el confinamiento.

El objetivo del esfuerzo de confinamiento es crear una zona plástica para evitar la falla de corte, puesto que si se omite este procedimiento pueden existir influjos de los fluidos de la formación al pozo.

El diseño óptimo de perforación permite minimizar los daños a la formación, es por esto por lo que se debe tener un buen manejo de la ventana de lodo.

**Figura 6.**

*Ventana del Lodo.*



**Fuente:** NOUS Group. Fundamentos de Exploración y Producción. PERFORACIÓN DE POZOS. (Documento electrónico). Diciembre 10 de 2014. Consultado en junio de 2020. Pag 48.

### ➤ **Presión de fractura**

Es la presión que supera la presión de formación y la resistencia de la roca, el conocimiento de esta presión es de vital importancia ya que permite tener un mejor control del pozo y con esto evitar fallas mecánicas.

Los métodos más usados para determinar la presión de fractura dependen de los datos que se tiene del campo, algunos métodos son:

- ✓ **Método de Matthews & Kelly (1967)**

$$F = \frac{P}{D} + \frac{K_i \sigma}{D}$$

*Ecuación 1. Método de Matthews & Kelly.*

Donde:

F=Gradiente de fractura en el punto de interés,  $\frac{\text{psi}}{\text{ft}}$

P=Presión de formación en el punto de interés, psi

D=Profundidad de interés, ft

$\sigma$ =Esfuerzo matricial en el punto de interés, psi

$K_i$ =Coeficiente de tensión de la matriz para la profundidad a la que el valor  $\sigma$  sería, esfuerzo matricial normal, adimensional.

✓ **Método de Eaton (1969)**

$$F = \frac{S - P}{D} \left( \frac{\gamma}{1 - \gamma} \right) + \frac{P}{D}$$

*Ecuación 2. Método de Eaton.*

Donde:

F=Gradiente de fractura,  $\frac{\text{psi}}{\text{ft}}$

S=Esfuerzo de sobrecarga, psi

P=Presión del pozo, psi

D=Profundidad, ft

$\gamma$ =Relación de Poisson

✓ **Método de Daines (1982)**

$$P_{frac} = \sigma_1 + \frac{(\mu)\sigma}{(1 - \mu)} + FP$$

*Ecuación 3. Método de Daines.*

Donde:

$\sigma_1$ =Esfuerzo tectónico superimpuesto

$P_{frac}$ =presión de fractura,  $\frac{\text{psi}}{\text{ft}}$

$\mu$ =Relación de Poisson

$FP$ =Presión de formación, psi

$\sigma$ =Sobrecarga-presión de formación, psi

### 2.2.3. Especificaciones del pozo

En Colombia existe variedad de cuencas sedimentarias (Ver anexo 2 pág.147) en donde se encuentran diferentes campos petroleros, cada una de ellas tiene una locación y condiciones de superficie diferentes, además del estudio de suelos y las diferentes formaciones que las conforman (Mario Garcia Gonzales, 2009) (**Tabla 2**).

En cada sector del país se debe tener en cuenta los aspectos ambientales junto con las normas que rigen en dicho sector para cumplir con los requisitos que permitan el óptimo desempeño en un proyecto de desarrollo de un pozo petrolero. Es importante conocer cada uno de los aspectos mencionados anteriormente para llevar a cabo un buen proyecto de perforación y minimizar los posibles problemas tanto ambientales como operacionales que se puedan encontrar a lo largo del ciclo de vida del pozo.

Tabla 2.

Formaciones de las cuencas sedimentarias en Colombia.

<b>CUENCA</b>	<b>ROCA FUENTE (Fm.)</b>	<b>ROCA RESERVORIO (Fm.)</b>	<b>ROCA SELLO (Fm.)</b>
<b>LLANOS ORIENTALES</b>	GACHETA	MIRADOR	CARBONERA
	BARCO	BARCO	GUADALUPE
<b>CATATUMBO</b>	LA LUNA	BARCO	COLON
	CAPACHO		LOS CUERVOS
<b>VIM</b>	PORQUERO	CIÉNAGA DE ORO	CIÉNAGA DE ORO
	CIÉNAGA DE ORO		TUBARA
<b>VMM</b>	LA LUNA	LOS SANTOS	PAJA
	GRUPO CALCÁREO BASAL	ROSABLANCA	SIMITÍ
<b>VSM</b>	GRUPO VILLETA	CABALLOS	CABALLOS
	CENOMANIANO	GRUPO GUADALUPE	GRUPO VILLETA
<b>CAGUAN PUTUMAYO</b>	GRUPO VILLETA	CABALLOS	RUMIYACO
<b>VAUPÉS - AMAZONAS</b>	CALIZAS DE BERLÍN	ARARACUARA	ARCILLOSAS DEL NEOGENO
<b>SINÚ - SAN JACINTO</b>	CANSONA	SAN CAYETANO	MACO
<b>CAUCA – PATIA</b>	GUACHINTE - FERREIRA	CHIMBORAZO	GUACHINTE - FERREIRA
<b>CESAR - RANCHERIA</b>	LA LUNA (SUBCUENCA CESAR)	RIO NEGRO	MOLINO
	LA LUNA (SUBCUENCA RANCHERIA)		
<b>GUAJIRA Y GUAJIRA OFFSHORE</b>	LA LUNA	GRUPO COGOLLO	COLON
			SIAMANA
<b>CORDILLERA ORIENTAL</b>	UNE	UNE	SOCHA
	GUADUAS		
<b>URABA</b>	SHALES DEL MIOCENO	ARENISCAS DEL MIOCENO	ARCILLOLITAS INTERCALADAS DEL MIOCENO
<b>TUMACO</b>	LIMOLITAS DEL OLIGOCENO	ROCAS CALCAREAS DEL OLIGOCENO	LIMOLITAS DEL MIOCENO TARDIO
<b>CHOCO</b>	IRO	CONDOTO	ITSMINA

**Fuente:** Mario García Gonzales, Ricardo Mier Umaña, Luis Enrique Cruz Guevara, Mauricio Vásquez. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS. (INFORME EJECUTIVO). Abril 2009. Consultado en junio de 2020. Pag 5-6.

#### **2.2.4. Geometría del pozo**

Existen dos coordenadas que son muy importantes a la hora de perforar un pozo, la primera muestra la posición donde se va a iniciar la perforación y la segunda señala el punto objetivo; con esto se puede precisar si el pozo será horizontal o vertical.

Cuando se establecen los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento, se fija el arreglo de tuberías que se va a utilizar; esto dependerá de las presiones, las características de los fluidos de la formación y si el pozo fluye por sí solo o si es necesario instalar un sistema de levantamiento artificial (OilProduction, Diseño de la Perforación de Pozos, s.f.).

En la **Tabla 3** se puede evidenciar los diámetros de las brocas que se pueden usar teniendo en cuenta los diámetros de las tuberías de revestimiento.

**Tabla 3.**

*Diámetros de barrena que se pueden usar de acuerdo con el diámetro de la tubería de revestimiento (TR), guía para la selección de la geometría del pozo.*

DIÁMETRO DE TR (in)	DIÁMETRO DEL COPLE (in)	DIÁMETRO DE BARRENA A EMPLEAR (in)
4 ½	5.0	6, 6 1/8, 6 ¼
5	5.563	6 ½, 6 ¾
5 ½	6.050	7 7/8, 8 3/8
6	6.625	7 7/8, 8 3/8, 8 ½
6 5/8	7.390	8 ½, 8 5/8, 8 ¾
7	7.656	8 5/8, 8 ¾, 9 ½
7 5/8	8.500	9 7/8, 10 5/8, 11
8 5/8	9.625	11, 12 ¼
9 5/8	10.625	12 ¼, 14 ¾
10 ¾	11.750	15
13 3/8	14.375	17 ½
16	17.0	20
20	21.0	24, 26

**Fuente:** Diseño de la perforación de pozos. (Artículo). Consultado en junio de 2020. Pag 57.

### 2.2.5. Secciones del pozo

#### ➤ Programa de casings

Es necesario tener una variedad de capas en el pozo las cuales son llamadas capas de revestimiento o tuberías de revestimiento que están formadas por distintas tuberías de diferentes diámetros de acero y cemento llamados casing.

Las tuberías o casing se ordenan de forma descendente en el pozo siendo la primera tubería la de mayor diámetro y la última la de menor diámetro, cabe destacar que entre cada tubería debe existir una cantidad de cemento que permita la estabilidad del pozo.

Con la cementación es posible lograr la integridad del pozo gracias a que (hidrocarburos, 2011):

- ✓ Evita el flujo de fluidos entre las formaciones.
- ✓ Soporta y refuerza los casings a la formación.
- ✓ Protege el casing de la corrosión.
- ✓ La contaminación a los acuíferos se ve disminuida.

De acuerdo con (ConocoPhillips, 2018), un pozo típicamente presenta varias capas de revestimiento las cuales tienen un propósito particular, dichas capas o tuberías generalmente son:

- ✓ Tubo conductor
- ✓ Revestimiento de superficie
- ✓ Revestimiento intermedio
- ✓ Revestimiento de producción

En la **Figura 7** se pueden observar las capas de revestimiento.

**Figura 7.**

*Capas de revestimiento.*



**Fuente:** ConocoPhillips. Integridad de los pozos en tierra. (Artículo). 2018. Consultado en julio de

A continuación, basados en la publicación de (SlideToDoc, s.f.) se muestran las siguientes definiciones:

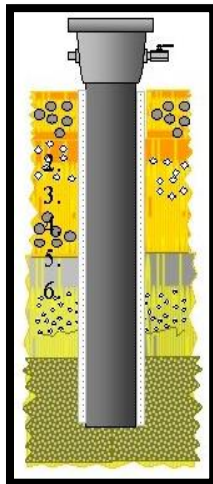
✓ **Tubo conductor**

Principalmente se instala antes de que llegue el equipo de perforación y generalmente se cementa hasta superficie. El objetivo principal del tubo conductor es mantener estable el sitio cercano a la superficie donde se encuentra dicho tubo, además permite la circulación de los fluidos de perforación.

En la **Figura 8** se puede observar el esquema del tubo conductor.

**Figura 8.**

*Tubo conductor.*



**Fuente:** Propósito de los Revestimientos. (Documento electrónico). Consultado en julio de 2020. Pag 3.

✓ **Revestimiento de superficie**

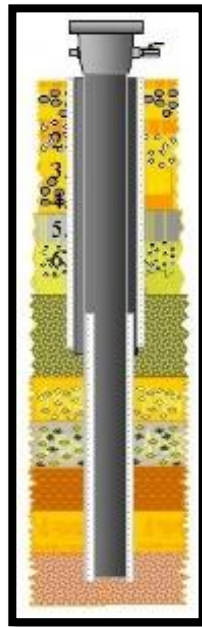
Principalmente se instala a través del tubo conductor y generalmente se cementa desde la superficie hasta una profundidad por debajo del nivel de agua dulce, esto dependerá de las regulaciones o normas gubernamentales y de la empresa operadora. El objetivo principal del revestimiento de superficie es aislar y proteger

el agua dulce de los fluidos de perforación del pozo y es una base para la instalación del cabezal del pozo y del sistema de preventor de reventones (BOP).

En la **Figura 9** se puede observar el esquema del revestimiento de superficie.

**Figura 9.**

*Revestimiento de superficie.*



**Fuente:** Propósito de los Revestimientos. (Documento electrónico). Consultado en julio de 2020. Pag 4.

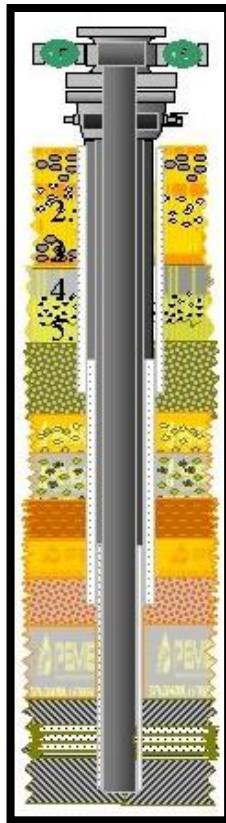
#### ✓ **Revestimiento intermedio**

Su objetivo principal es permitir que las perforaciones siguientes sean más sencillas teniendo en cuenta variaciones en la estabilidad del pozo, los esfuerzos de la roca y la presión de formación.

En la **Figura 10** se puede observar el esquema del revestimiento intermedio.

**Figura 10.**

*Revestimiento intermedio.*



**Fuente:** Propósito de los Revestimientos. (Documento electrónico). Consultado en julio de 2020. Pag 5.

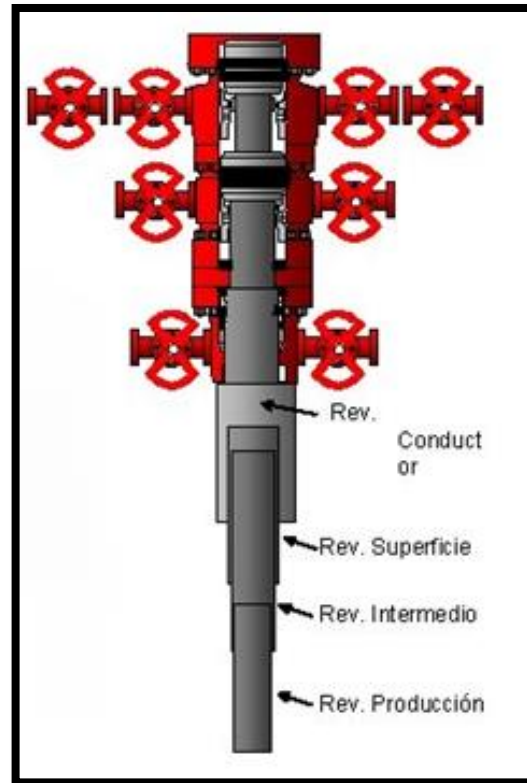
#### ✓ **Revestimiento de producción**

Instalada en la última sección del programa de casing cuyo objetivo es ser un conducto para la producción de hidrocarburos y también actúa como una barrera que protege el agua dulce y contiene los fluidos y presiones necesarias para actividades posteriores de completamiento como el fracturamiento hidráulico.

En la **Figura 11** se puede ver el esquema del revestimiento de producción.

**Figura 11.**

*Revestimiento de producción.*



**Fuente:** Propósito de los Revestimientos. (Documento electrónico). Consultado en julio de 2020. Pag 6.

### ➤ **Cementación**

(Walter Chiriboga Sánchez, 2010) interpreta la cementación como el proceso de poner una lechada de cemento en el espacio anular que existe entre las formaciones y el revestimiento.

#### ✓ **Tipos de cementación**

##### • **Cementación Primaria**

Se pone en marcha una vez finalizada la etapa de perforación con la tubería de revestimiento que ya se encuentra en el pozo y se procede a bombear cemento hacia el espacio anular.

Las principales funciones de la cementación primaria son:

- Evita el flujo de fluidos entre las formaciones.
- Fija la tubería de revestimiento con la formación.
- Evita surgencias descontroladas de alta presión detrás del revestimiento.
- Aísla la zapata del revestimiento.
- Aísla las zonas productoras previniendo el flujo cruzado entre los intervalos a diferentes presiones.

Hoy en día hay múltiples técnicas de cementación primaria algunas de ellas son:

- Cementación en una etapa.
- Cementación en dos etapas.
- Cementación de Liner.

- **Cementación Secundaria o forzada**

Consiste en el proceso de inyectar cemento a presión en el espacio anular mediante disparos en la tubería de revestimiento, con el fin de reparar una cementación primaria deficiente.

Las aplicaciones más comunes en la cementación secundaria son:

- Reparar un trabajo de cementación primaria defectuosa.
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de arriba, debajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas petróleo.
- Reparar tuberías fracturadas.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

- Prevenir la migración vertical de los fluidos del reservorio dentro de las zonas productoras.

✓ **Cemento**

Una mezcla quemada de arcillas y calizas se conocía como cemento Portland, el cual fue usado como primer cemento en los pozos petroleros.

• **Características del cemento**

Los componentes químicos y físicos más utilizados en la industria de los hidrocarburos para la fabricación del cemento son caliza (carbonato de calcio), sílice y arcilla molidos y calcinados. Las principales clases de cemento que se usan son (Ver **Tabla 4**):

- Clase A: Cemento usado en operaciones superficiales.
- Clase G y H: Cemento utilizado en cementaciones profundas.

**Tabla 4.**

*Clasificación API del cemento.*

Clase API	Agua de mezcla (gl/sx)	Densidad de lechada (lb/gal)	Profundidad (pies)	Temperatura de fondo (°F)
<b>A (Portland)</b>	5,2	15,6	0-6000	80-170
<b>B (Portland)</b>	5,2	15,6	0-6000	80-170
<b>C (Alta Temprana)</b>	6,3	14,8	0-6000	80-170
<b>D (Retardada)</b>	4,3	16,4	6000-10000	170-230
<b>E (California Básico)</b>	4,3	16,4	6000-10000	170-230
<b>F</b>	4,3	16,4	10000-16000	230-320
<b>G</b>	5	15,8	0-8000	80-200
<b>H</b>	4,3	16,4	0-8000	80-200

**Fuente:** Walter Chiriboga Sánchez, Walter Velasco Alvarado, Jorge Castro Arzube. Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada Utilizando Nuevas Tecnologías. (Tesis). Marzo 2010 (Guayaquil - Ecuador).

➤ **Control de presiones**

En el mundo existen muchos pozos petroleros y cada uno de ellos es diferente, es por ello por lo que se debe elaborar un plan de control y de contingencia aplicable a cada caso.

Basados en (Herrera, 2019), los métodos de control de presiones son:

✓ **Método del perforador**

Es un método que para controlar el pozo hace dos circulaciones, la primera circulación utiliza el mismo lodo que tiene el pozo para retirar el influjo y la segunda, si es necesario, se usa un lodo de mayor densidad con el fin de controlar completamente el pozo.

Las ventajas del método del perforador son:

- Mínimo tiempo de cierre.
- Menos probabilidades de tubería pegada.
- Menos probabilidades de utilizar los métodos volumétricos.
- Método preferido para pozos desviados y horizontales.
- Cuando no hay suministro adecuado de barita o material para aumentar el peso del lodo.
- Es ideal cuando no es posible mantener un peso constante del lodo debido a limitaciones en las facilidades de mezclado del equipo de perforación.

Las desventajas del método del perforador son:

- Toma más tiempo pues requiere de dos circulaciones completas.
- Se trabaja todo el tiempo con presiones más altas.

Los pasos a seguir para realizar el método del perforador se pueden ver en la

**Figura 12**

**Figura 12.***Método del perforador.*

**Fuente:** Q – Training & Supplies. Curso de control de pozos en operaciones de Workover. (Curso en línea). Consultado en agosto 2020.

### ✓ Esperar y pesar

En este caso se controla el pozo en una sola circulación. El lodo de matar se desplaza por la tubería de perforación y el influjo en el pozo se retira mientras se realiza el desplazamiento en el pozo (Herrera, 2019).

Las ventajas del método esperar y pesar son (Herrera, 2019):

- Cuando el lodo pesado llega a la broca se tiene control del pozo.
- Se tiene incremento de presión hidrostática a medida que se bombea el lodo pesado.
- Se necesita menos tiempo de circulación bajo condiciones de presión.

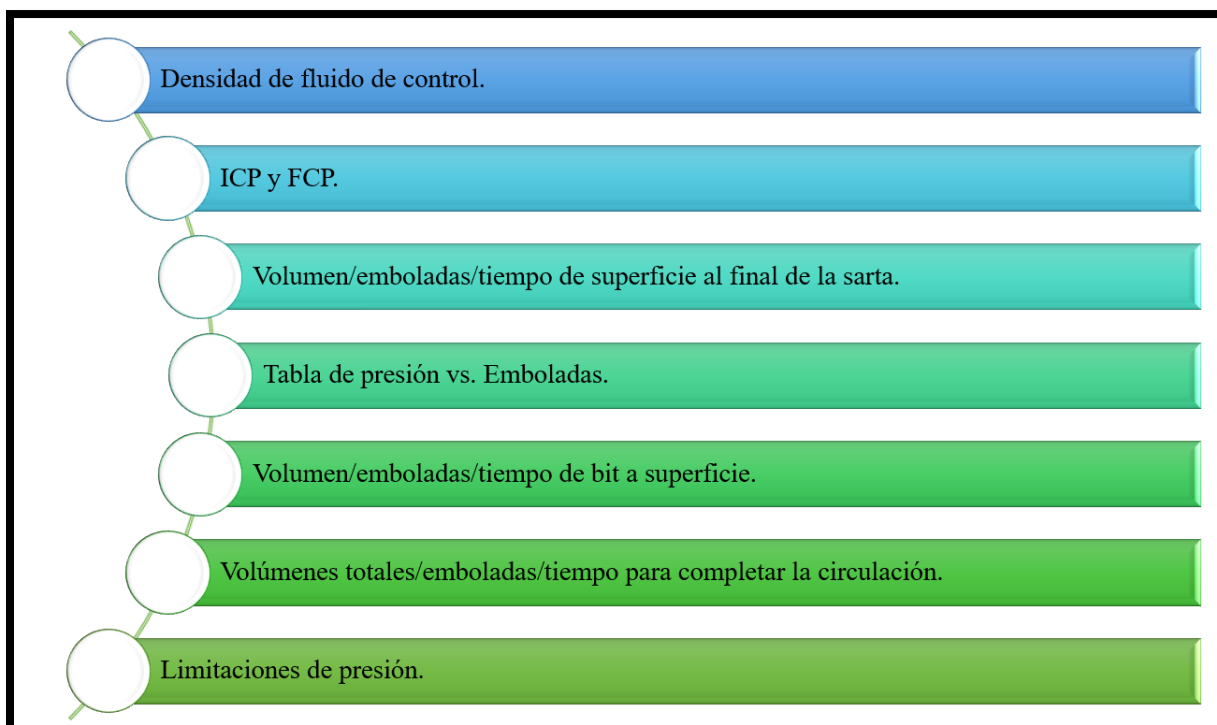
Las desventajas del método esperar y pesar son:

- Mayor tiempo de cierre con la tubería frente a la zona de amago.
- Aumento de las posibilidades de pega de tubería.
- Aumento de las posibilidades de la migración del gas.

Los cálculos necesarios para aplicar este método se pueden ver en la **Figura 13**.

**Figura 13.**

*Cálculos del método esperar y pesar.*



**Fuente:** Q – Training & Supplies. Curso de control de pozos en operaciones de Workover. (Curso en línea).

Consultado en agosto 2020.

### ✓ Concurrente

También llamado método de circular y pesar, o método de incrementar el peso lentamente. En este método se densifica el fluido de manera lenta mientras se está circulando el influjo; este es un método primario que se usa para controlar el pozo teniendo la presión de fondo constante.

Las ventajas del método concurrente son:

- Actividades relacionadas con aumento del peso del lodo se pueden iniciar inmediatamente se cierra el pozo.
- Se puede usar en equipos con facilidades de mezclado limitadas.
- Inicia la circulación inmediatamente.
- Menos probabilidad de pega de tubería.
- Limita la migración del gas.
- Permite no parar las bombas o arrancarlas de nuevo, se reducen las posibilidades de amagos adicionales o exceso de presión en el pozo.

Las desventajas del método concurrente son:

- Cálculos y manejo de presiones son más complicadas.
- Es necesario ajustar las presiones de circulación, cada vez que se cambia el peso del lodo.

✓ **Volumétrico**

El método volumétrico permite que el gas se extienda de manera controlada durante la migración.

Con el fin de mantener la presión en el fondo del pozo se busca remplazar un volumen por presión o viceversa.

No se usa para matar el pozo, pero si controla la presión de fondo y mediante a esto permite que el influjo circule sin causar daños.

✓ **Circulación en reversa**

Contrario a la circulación normal en donde la mayoría de la presión en las bombas se pierde en el anular debido a la fricción (APL\*, ECD\*\*).

Las ventajas del método de circulación en reversa son:

- Circulación más rápida hacia superficie.
- Desde el principio el problema se encuentra en la parte más resistente del pozo.
- El anular está lleno de fluido de control y mediante a esto se reduce el volumen de densificación.

Las desventajas del método de circulación en reversa son:

- Presión alta en la formación y revestimiento.
- Presiones altas causan pérdida de fluido o fallas en la formación.

#### ✓ **Bullhearding**

Es el método más sencillo y utilizado para controlar pozos antes de su reacondicionamiento.

Se puede usar este método siempre y cuando no exista obstrucción en el tubing, también el fluido que se inyecta a la formación no debe exceder la presión de fractura.

Se puede hacer uso de un viscosificante cuando exista migración de gas para poder minimizar el impacto del fluido.

#### ➤ **Sistemas de control de pozos**

---

\* Presión por fricción en el anular.

\*\* Densidad Equivalente de Circulación.

Según (Smith, 2014), es importante en un proceso de perforación tener muy bien controlado el pozo ya que pueden existir riesgos someros (gas somero, flujos de agua someros, desviadores) y presiones anormales; para ello se debe tener una preparación para poder controlar el pozo, dicha preparación involucra temas como:

- ✓ LOT\*, MASP\*\*, tolerancia del amago
- ✓ Tasa lenta de circulación
- ✓ Simulacros de control de pozos y asignaciones del personal

Para la preparación en control de pozos es importante tener en cuenta tres factores esenciales que son:

- ✓ Personal
- ✓ Equipo
- ✓ Pozo
- ✓ **Personal**

Se debe contar con personal capacitado en actividades de control de pozos y que este enterado del protocolo, además debe conocer sus responsabilidades y asignaciones de acuerdo con un plan de contingencia.

- ✓ **Equipo**

El sistema preventor de reventones debe mantenerse en buenas condiciones de trabajo, así como también probarse bajo presión de forma periódica, otro factor importante es que pueda clasificarse de acuerdo con la máxima presión que se pueda ejercer en superficie.

---

\* Prueba de admisión, para poder determinar la resistencia o la presión de fracturamiento de una formación abierta. (Schlumberger, Oilfield Glossary En Español, 2019).

\*\* Límite de diseño seguro: máxima presión permitida del anular en superficie. (Daniela Bernal Alvarado, 2020).

**✓ Pozo**

La presión de formación debe analizarse debido a que los pesos de lodo se ajustan con dicha presión, el peso del lodo es indispensable para mantener lleno el pozo todo el tiempo lo cual asegura el control de la presión hidrostática y así poder mantener la integridad del pozo.

Existen datos importantes que deben conocerse en la mesa del taladro, estos datos son: la presión de estallido del revestimiento, la integridad de la formación y la MASP\*.

Con todos estos factores se puede construir un árbol de decisiones el cual permite analizar las actividades más convenientes que se pueden realizar a la hora de controlar un pozo.

**2.2.6. Programa de perforación****➤ Perforación**

Conjunto de actividades que se realizan después de haber obtenido los permisos y acuerdos legales y se tienen en cuenta para la instalación de los equipos; estas actividades terminan cuando se inician tareas de acondicionamiento y abandono (Martínez, 2015).

Para saber si hay petróleo en algún sitio de interés la única manera de saber es perforando un pozo exploratorio el cual en la industria es conocido como pozo “A-3”. Dependiendo de las características del subsuelo como: la profundidad de la formación, las presiones anticipadas, la temperatura, el tipo de producción y las tasas que se esperan de la formación, se selecciona el equipo de perforación que cumpla con los requisitos para dichas

---

\* Presión de cabeza de pozo.

características. El taladro de perforación está conformado por los siguientes sistemas principales (Leon, 2019):

- ✓ Sistema de elevación.
- ✓ Sistema de rotación.
- ✓ Sistema de circulación.
- ✓ Sistema de generación y transmisión de potencia.
- ✓ Sistema de prevención de reventones o surgencias.

En la perforación existen muchos factores que se deben tener en cuenta para lograr una operación eficiente, dichos factores incluyen el tiempo de perforación, la circulación permanente de lodo, la calidad de tuberías, los registros, el revestimiento y las válvulas “preventoras”.

Algunos métodos de perforación son:

- ✓ Perforación por percusión o con cable.
- ✓ Perforación rotativa.
- ✓ Perforación rotopercutante.
- ✓ Electroperforación y turboperforación.
- ✓ Perforación direccional.
- ✓ Perforación abrasiva.

#### ➤ **Selección de brocas y equipos de perforación**

De acuerdo con (Antonio, s.f.), en la planeación de un pozo se tienen diferentes tipos de brocas las cuales se utilizan dependiendo a las características de la formación y el diseño que tenga el pozo. El objetivo principal de seleccionar una broca es la reducción de costos

al momento de realizar una perforación. Con el desarrollo de la tecnología se puede realizar la selección de una broca de manera más sencilla y eficaz.

Es recomendable realizar una buena planeación del programa de selección de brocas y para ello se debe tener en cuenta lo siguiente:

1. El ingeniero encargado debe seleccionar el tipo de broca a usar de acuerdo con los objetivos, los riesgos y la geometría.
2. Revisar el historial de registros de brocas que se encuentran en los pozos vecinos.
3. Los programas tanto de brocas como operacionales deben estar ligados y tiene que desarrollarse de la mejor manera para así lograr un óptimo proceso de perforación de un determinado pozo.

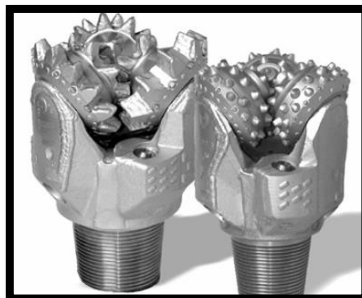
✓ **Tipos de brocas**

Existen diferentes tipos de brocas que se diferencian por algunas características específicas de cada una, como la estructura de corte o el sistema de rodamiento. Su clasificación es:

- **Brocas tricónicas:** En la **Figura 14** se puede observar una broca triconica.

**Figura 14.**

*Brocas tricónicas.*



**Fuente:** Antonio, Angulo Becker Estefany Francelis Ascencio Trejo Hansel Eduardo Méndez García Lázaro Valencia Hernández Juan Carlos Luna Mollinedo. Diseño de perforación de pozos petroleros. (Experiencia de Aprendizaje III). Consultado en septiembre de 2020. Pag 16.

- **Brocas de diamante:** En la **Figura 15** se puede observar una broca de diamante.

**Figura 15.**

*Brocas de diamante.*



**Fuente:** Antonio, Angulo Becker Estefany Francelis Ascencio Trejo Hansel Eduardo Méndez García Lázaro Valencia Hernández Juan Carlos Luna Mollinedo. Diseño de perforación de pozos petroleros. (Experiencia de Aprendizaje III). Consultado en septiembre de 2020. Pag 16.

- **Brocas de diamante policristalino (PDC):** En la **Figura 16** se puede observar una broca PDC.

**Figura 16.**

*Brocas PDC.*



**Fuente:** Antonio, Angulo Becker Estefany Francelis Ascencio Trejo Hansel Eduardo Méndez García Lázaro Valencia Hernández Juan Carlos Luna Mollinedo. Diseño de perforación de pozos petroleros. (Experiencia de Aprendizaje III). Consultado en septiembre de 2020. Pag 16.

- ✓ Factores para la selección de brocas:
  - Sistema de rotación.
  - Tipo de fluido de perforación.
  - Geometría del pozo.
  - Dureza y abrasividad de la formación.
  - Control direccional.

➤ **Programa general de lodos**

A la hora de realizar una perforación lo más importante es haber hecho una buena selección del fluido de perforación para poder minimizar los problemas que se pueden dar durante este proceso. Algunos de los problemas pueden ser: pérdida de circulación, brotes, pega de la sarta por inestabilidad de la formación, pega diferencial, entre otras.

Para determinar el fluido de perforación, éste debe estar sujeto a las condiciones y problemáticas específicas de cada campo que se vaya a perforar, además se debe analizar cada etapa del programa con el fin de llevar a cabo un trabajo eficiente.

Con el paso de los años algunos de los fluidos que eran utilizados para perforación los cuales daban buenos resultados, han sido remplazados por lodos a base de polímeros o cálcicos con el fin de reducir la contaminación al medio ambiente (OilProduction, Diseño de la Perforación de Pozos, s.f.).

➤ **Costos y procedimientos especiales**

En el proceso del diseño detallado de un pozo existen muchas actividades en las que se involucran personas, herramientas, equipos, tecnología, dinero, entre otras cosas. Por esto es de vital importancia tener en cuenta los costos que se van a llevar durante todo el proceso pensando en cada una de las actividades que se van a desarrollar y observando

posibilidades a futuro, es decir, si van a existir nuevos proyectos se deben llevar de la mejor manera con el propósito de minimizar riesgos y costos operacionales para así obtener un resultado eficiente.

### **2.3. Construcción de pozos**

Para la construcción de pozos es de vital importancia mantener la integridad y la instalación del revestimiento que pueda resistir las presiones durante toda su vida útil. Los cálculos y diseño que se realizan dependen del sitio del pozo y del cierre de este. Cuando se construye un pozo se tiene en cuenta la geología, el medio ambiente y las operaciones específicas que se encuentran en cada región.

La integridad debe estar garantizada en cada etapa del ciclo de vida de un pozo, dichas etapas son (hidrocarburos, 2011):

1. Diseño
2. Construcción
3. Operación (producción)
4. Mantenimiento
5. Inactividad
6. Abandono

#### **2.3.1. Pruebas de integridad**

Según (Jhon Alexander García Vacca, 2011), las principales características que se pueden conocer a partir de estas pruebas son las profundidades del casing, densidades máximas aplicadas a los fluidos de perforación y opciones de control de pozo.

Se realizan pruebas de admisión (LOT) o pruebas de integridad de la formación (PIT) para conocer la integridad de las formaciones.

Estos métodos realizan una verificación del sello del cemento entre la formación y el casing, y luego se determina la densidad y la presión del fluido que puede tolerar la zona de prueba debajo del casing.

➤ **Prueba de admisión (LOT)**

En este proceso se evalúa la presión o el peso de lodo máximo que se puede usar antes de fracturar la formación en el punto de prueba.

✓ **Técnica de admisión N°1**

Se procede bombeando fluido al pozo en incrementos de volumen aproximadamente medio barril o se aplica presión en incrementos de 100 psi. Durante cinco minutos aproximadamente la bomba se detiene y la presión se mantiene después de cada incremento, si la presión llega a mantenerse se sigue con el incremento, en caso contrario se presuriza nuevamente el pozo. Si después de varios intentos la presión no se mantiene o no se puede aumentar se puede decir que la prueba ha finalizado.

✓ **Técnica de admisión N°2**

Cuando el estrangulador del manifold se abre se comienza a operar la bomba en vacío. Luego de esto se cierra el estrangulador para poder aumentar la presión en incrementos de 100 psi. Para cada tramo se verifica los volúmenes que se encuentran en los tanques, hasta estar seguro de que la formación no reciba más fluido. La prueba se finaliza cuando se llega a la presión donde la formación empieza a recibir fluido de forma continua.

➤ **Prueba de integridad limitada (PIT)**

También conocida como prueba de jarro y es realizada cuando no aceptan realizar una fractura a la formación. Esta prueba también se usa en los pozos perforados en áreas de desarrollo, en donde los operadores deben tener buena información acerca de la resistencia de la formación para evitar estar cerca a las presiones de fractura. En esta prueba los pozos tienen que ser presurizados a un mismo valor de presión y densidad. Si la formación soporta las presiones aplicadas la prueba se considera buena.

Las pruebas LOT y PIT presentan ventajas y desventajas. En las pruebas LOT la presión a la que la formación comienza a admitir fluido es conocida; pero existe la posibilidad de fracturar la formación. En las pruebas PIT la formación no se fractura; pero no se conoce la presión a la que la formación comienza a admitir fluido.

➤ **Relación entre presión/densidad**

La presión aplicada causa daños o admisión a la formación. Por lo general esto es una combinación de presión hidrostática de un fluido, más una presión adicional. La densidad del fluido representa la presión total por encima de la cual el daño a la formación o la admisión pueden ocurrir.

Los cálculos para determinar la densidad de integridad estimada son:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Densidad estimada del fluido de integridad}_{ppg} \\
 & = (\textit{Presion de la prueba}_{psi} \div 0.052 \\
 & \div \textit{Profundidad de la prueba}_{pies TVD}) \\
 & + \textit{Densidad del fluido de prueba}_{ppg}
 \end{aligned}$$

*Ecuación 4. Densidad estimada del fluido de integridad.*

*Presión de integridad estimada* $a_{psi}$

$$= (\text{Densidad estimada del fluido de integridad}_{ppg} \\ - \text{Densidad del fluido de prueba}_{ppg}) * \text{Profundidad de la prueba}_{pies TVD} \\ * 0.052$$

*Ecuación 5. Presión de integridad estimada.*

#### ➤ **Prueba de integridad mecánica**

En esta prueba se realiza la evaluación de varios componentes de un pozo, algunos de ellos son: la cementación, el revestimiento, las tuberías de inyección y los tapones, esto se hace para garantizar que el fluido inyectado no esté fluyendo a las demás formaciones (Osinermin, 2010).

#### **2.4. Completamiento de pozos**

Es el diseño, la selección e instalación de tuberías, empacaduras y demás herramientas o equipos dentro del pozo con el propósito de producir el mismo de manera controlada, segura y rentable.

Esta etapa es el resultado de diferentes estudios realizados al pozo empezando por la exploración hasta la evaluación en flujo algún tiempo después de haber sido perforado (Abaúnza, 2019).

#### **2.5. Producción**

Esta etapa por lo general es la más larga de todo el ciclo de vida de un pozo, la cual se limita por cuestiones económicas y de integridad.

Gracias a la energía aportada por los mecanismos de producción que pueden venir acompañados de sistemas de levantamiento artificial (SLA), los fluidos que están en el yacimiento pueden llegar hasta superficie (Juan Felipe Cortes Carrillo, 2018).

### **2.5.1. Fase operacional**

Operaciones que ocurren mientras el pozo está desarrollando una función asignada, donde los fluidos que se encuentran en el pozo llegan a superficie o por el contrario se inyectan fluidos en el subsuelo. Esta es la fase de mayor duración en el ciclo de vida del pozo y puede incluir periodos en los que el pozo se encuentra cerrado (Martínez, 2015).

Cuando se inicia la perforación los hidrocarburos están a una determinada presión, dicha presión disminuye conforme se extrae petróleo o gas del subsuelo. Basados en (Naranjo, 2006), existen tres fases operacionales en la vida del pozo las cuales son:

- Producción primaria o primera fase
- Producción secundaria o segunda fase
- Tercera fase o fase de agotamiento o producción marginal
- **Producción primaria o primera fase**

La presión natural del yacimiento controla el flujo, esto es debido a que existe gas disuelto en el petróleo, gas que puede estar atrapado encima del petróleo y a la presión hidráulica del agua atrapada debajo del crudo.

- **Producción secundaria o segunda fase**

A medida que se extrae los hidrocarburos la presión natural del yacimiento va disminuyendo, por eso es necesario mantener dicha presión y para ello se realiza una inyección ya sea de agua o de gas para poder mantenerla.

➤ **Tercera fase o fase de agotamiento o producción marginal**

Esta fase tiene lugar cuando los pozos sólo producen intermitentemente. A principios del siglo XX se descubrió que mediante el bombeo de agua en un yacimiento se aumentaba la producción y con esto se evitaba que los pozos con el paso del tiempo se vuelvan improductivos generando pérdidas económicas. Para conservar los yacimientos petrolíferos existen dos medidas que son:

- ✓ Unificación
- ✓ Espaciado de los pozos
- ✓ **Unificación**

Se busca explotar un campo con el fin de implementar métodos de recuperación secundaria y con esto mantener la presión del yacimiento.

✓ **Espaciado de los pozos**

Con el fin de obtener la máxima producción sin llegar a depletar un campo por exceso de perforaciones en la misma locación, se busca delimitar y emplazar correctamente los pozos.

## **2.6. Mantenimiento de pozos**

En el ciclo de vida de los pozos es importante aprovechar la energía que estos tienen, y para ello se hace un sistema de control que permita eliminar problemas que impiden la producción o la inyección.

La intervención y mantenimiento es de vital importancia ya que involucra las actividades que permiten mantener la producción y la recuperación de hidrocarburos (Martínez, 2015).

Dependiendo de la intervención que se va a hacer se puede clasificar el mantenimiento como mayor o menor.

### **2.6.1. Mantenimiento mayor**

Características que se modifican de forma definitiva en las zonas de producción e inyección y estas modificaciones se realizan con equipos que pueden ser convencionales o especiales, algunos de estos equipos pueden ser (OilProduction, Terminación y Mantenimiento de Pozos, s.f.):

- Tubería flexible.
- Unidades de registros.

### **2.7. Abandono**

Actividades que se realizan en la compañía cuando se quiere abandonar o vender el pozo que ha estado en operación. Una vez terminada la fase de abandono la compañía ya no tiene interés alguno u obligaciones financieras con el pozo (Martínez, 2015).

El abandono de un pozo ya sea de crudo o de gas es conocido en la industria como P&A (plugging and abandoning). De acuerdo con la National Petroleum Council (NPC) el objetivo de esta actividad es el aislamiento de las zonas productoras de petróleo, gas o agua mediante tapones generalmente de cemento, para evitar contaminaciones tanto en superficie como en acuíferos y formaciones vecinas (ambiente, 2011).

Existen varios factores que pueden llevar al abandono de un pozo, algunas causas que comúnmente ocurren para decidir el cierre de pozos son (Luis Enrique Dick Bernal, 2017):

- Abandono debido a zonas agotadas.
- Abandono ocasionado por daños en el revestimiento.
- Abandono de pozos por “pescados”.

### 3. Integridad de pozos

De acuerdo con (Fetoui, 2017), la integridad de pozos puede definirse de acuerdo a cada norma de la siguiente manera:

La norma Norsok D-010, define integridad de pozos como la “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de un pozo”.

La norma ISO / TS 16530-2, define integridad de pozos como “contención y prevención del escape de fluidos (es decir, líquidos o gases) a formaciones o superficie subterráneas”.

De acuerdo a la norma API 65-2, la integridad del pozo se define como “una calidad o condición de un pozo estructuralmente sólido con sellos de presión competentes mediante la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas que reducen el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación en todo el ciclo de vida”.

Según (Martínez, 2015), el principio fundamental de la integridad de pozos se basa en la aplicación de soluciones técnicas y operativas donde se busca minimizar el riesgo de descargas no controladas que pueden ocasionar los fluidos del yacimiento.

El objetivo principal de mantener la integridad de todos los componentes que se involucran en un determinado pozo es determinar el riesgo que pueda presentar este durante su ciclo de vida, para así minimizarlo y obtener beneficios de tipo productivo y por ende económicos.

Las operaciones en campo están limitadas por factores tales como la temperatura, la presión, el caudal, los efectos de corrosión, erosión, desgaste y fatiga de los equipos de operación. Se prevé

que existan estrategias que permitan manejar situaciones en las que existen flujos incontrolados los cuales ocasionan pérdida de barreras o reventones.

### **3.1. Integridad en el diseño, perforación y completamiento**

De acuerdo con (Daniela Bernal Alvarado et al., 2020, quien citó a ECOPETROL S.A. 2015), el ciclo de vida de los pozos consta de cinco fases importantes: diseño, perforación, completamiento, operación, intervención y abandono.

#### **3.1.1. Objetivo de integridad en el diseño**

Precisar los límites operacionales para identificar riesgos potenciales en el pozo; las barreras que se propongan deben tener la capacidad de soportar esfuerzos y cargas que se llevarán a cabo durante el ciclo de vida del pozo y tener actualizada la etapa de diseño para poder identificar los riesgos y llevar a cabo el proceso de verificación e instalación de cada elemento de la barrera en el programa de perforación y completamiento.

#### **3.1.2. Objetivos de integridad en la perforación y el completamiento**

Mediante el proceso de control de pozos es necesario realizar un arreglo del plan de perforación y completamiento, y con esto garantizar que los riesgos identificados se minimicen. Para llevar a cabo la actualización de riesgos se debe haber instalado y verificado las barreras de pozo, teniendo en cuenta lo realizado en el proceso de diseño, al final del proceso se debe presentar un reporte del pozo.

### **3.2. Barreras de integridad de pozos**

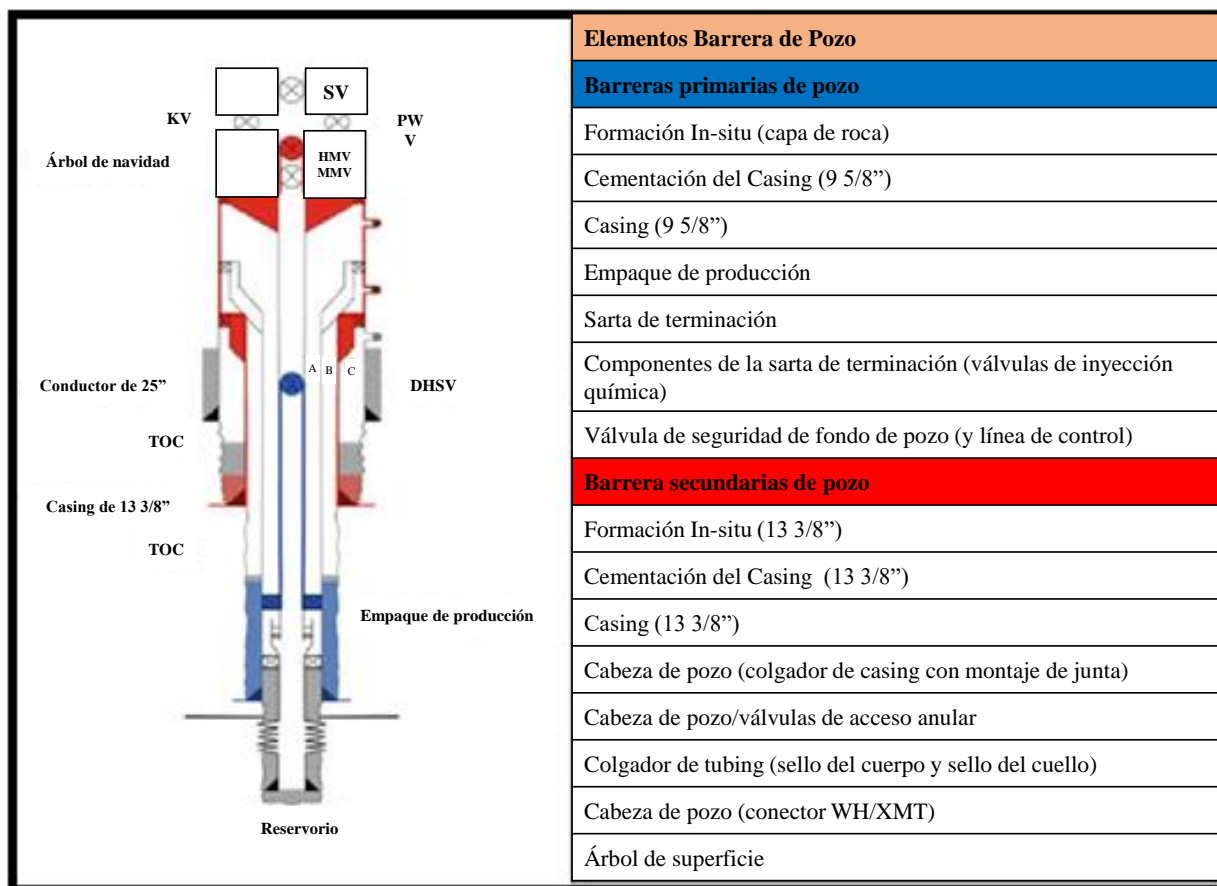
En la **Figura 17** se puede observar un esquema de las barreras de pozo (WBS), en donde la línea azul representa las barreras primarias las cuales previenen el flujo de hidrocarburos hacia el

pozo, en caso de que ocurra un fallo que sobrepase dicha línea, entra a actuar la línea roja que muestra las barreras secundarias del pozo (Martínez et al., 2015, quien citó a NORSOK D-010).

En la **Figura 18** se ilustra diferentes capas de barreras (barreras técnicas, barreras operativas, barreras humanas, etc.) bajo un conjunto dado de condiciones, que pueden conducir a peligros y pérdidas potenciales. Un error puede permitir que el peligro atraviese una capa, pero los agujeros están en lugares diferentes para la siguiente capa y el peligro podría evitarse (Hals et al., 2015, quien citó a Reason, 1997).

**Figura 17.**

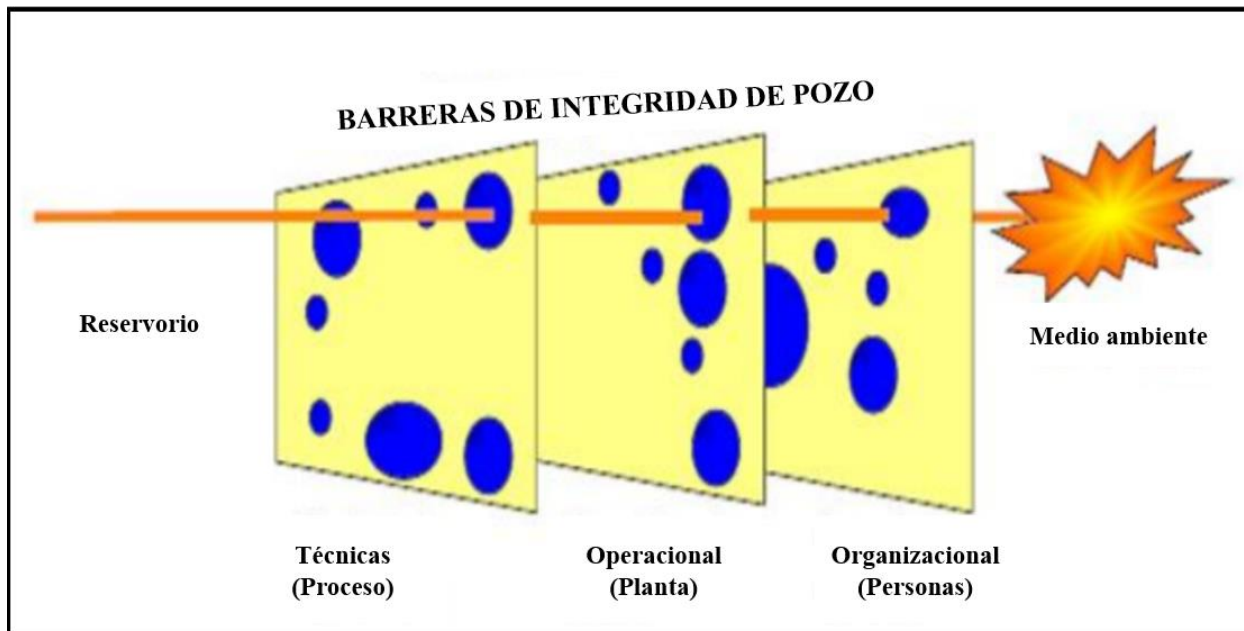
*Well Barrier Schematics (WBS). Esquema de barreras de pozo.*



**Fuente:** Modificado de: Mahmoud Khalifeh, Arild Saasen. General Principles of Well Barriers. (Artículo).

Figura 18.

Sistema de Gestión de Integridad de pozos en modelo de queso suizo.



**Fuente:** Modificado de: Mohamed Hassan Gouda, Ismail Aslam. Well Integrity life cycle. Society of Petroleum Engineers – SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility. (Artículo en línea). Abril 16 de 2018. Consultado en septiembre de 2021.

De acuerdo con (Energía, 2018) se define:

- **Barrera de pozo:** Es una cobertura de uno o varios elementos dependientes entre sí, que previenen el flujo no intencional de fluidos o gases desde la formación hacia el pozo, hacia otra formación o hacia la superficie.
- **Barrera de pozo primaria:** Primer objeto que previene el flujo no intencional hacia el pozo o superficie.
- **Barrera de pozo secundaria:** Segunda cobertura independiente a la barrera primaria que previene el flujo no intencional de fluido hacia el pozo o superficie.

- **Elemento barrera del pozo:** Elemento mecánico, que por sí solo no previene el flujo, pero combinado con otros elementos forman una barrera de pozo. El elemento de barrera debe ser diseñado para soportar las condiciones de diseño del pozo: tipo de fluido, presión y temperatura del yacimiento, etc.

Las barreras envolventes y los elementos que la conforman son una parte importante en la integridad de pozos, estas hacen referencia generalmente a barreras físicas que son instaladas en los pozos, aunque de acuerdo con la norma ISO 16530-1 Well Integrity – Life Cycle Governance, existen otro tipo de barreras (ISO I. S., 2017).

- **Barreras operacionales:** Guías, procedimientos y procesos.
- **Barreras humanas:** Personal, competencias y entrenamiento.
- **Barreras administrativas:** Recursos, definición de roles y auditorías.

Las barreras cumplen el papel de mantener la integridad de pozos, para ello es indispensable que tengan las siguientes características (Daniela Bernal Alvarado, 2020):

- Prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y otras formaciones.
- Prevenir la contaminación de acuíferos con fluidos de producción e inyección.
- Evitar el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares.
- Soportar presiones diferenciales y temperaturas durante la vida del pozo.
- Permitir pruebas de verificación y monitoreo antes de abandonar un pozo.

### 3.2.1. Barreras durante la perforación del pozo

Según (Martínez et al., 2015, quien citó a NORSOK D-010; OLF Guideline 117), la información que se debe suministrar para la aceptación de los elementos barrera del pozo es: la

construcción del pozo, el esquema de las barreras, el esquema del acondicionamiento, certificado de estado de las válvulas, de la presión, de los líquidos y las limitaciones operacionales.

Los elementos barrera son:

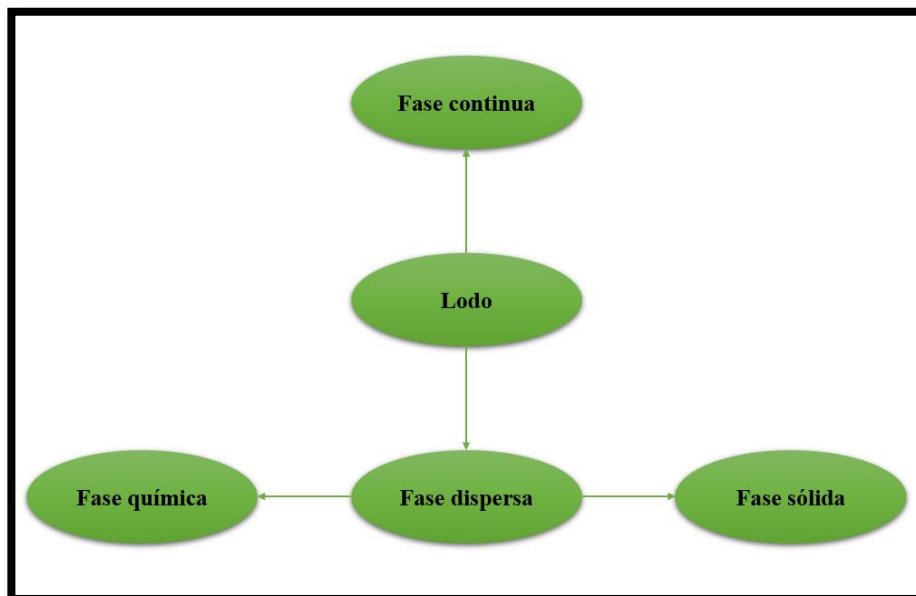
➤ **Columna de fluido**

- ✓ **Lodo de perforación:** Suspensión de partículas sólidas, líquidas y gaseosas en un fluido. Dicho fluido se denomina la fase continua y las partículas son llamadas fase dispersa.

En la **Figura 19** se puede ver las fases del lodo de perforación.

**Figura 19.**

*Lodo de perforación.*



**Fuente:** Elaboración propia a partir de información existente. Octubre de 2020.

**Funciones del lodo de perforación:**

- Transporte de recortes (ripios).
- Control de presiones.

- Lubricación y enfriamiento (sarta y BHA).
  - Suspensión de recortes y otros solidos durante el reposo.
  - Mantener la integridad del pozo.
  - Dar flotabilidad a la sarta y revestimiento dentro del pozo (sostener el peso).
  - Transmisión de potencia hidráulica sobre la formación por debajo de la broca al perforar.
  - Provee un medio adecuado para la toma de registros.
- ✓ **Fluido de terminación:** Con el fin de que exista una menor presión diferencial, el fluido de terminación mantiene la presión a lo largo del casing.
- **Tubería de revestimiento:** Mencionado en secciones anteriores revisar (Programa de casings).
- **Sarta de perforación:** Compuesta por Drill Pipe\*, Drill Collars\*\*, accesorios y broca de perforación. Los Drill Pipe permiten la rotación y están ubicados en la parte superior de la sarta.

El objetivo de los Drill Collars es proporcionar peso a la broca de perforación. Los accesorios son otros tipos de tubería como las HWDP\*\*\*, amortiguadores, estabilizadores, etc. La broca de perforación es una de las partes más importante de la sarta, revisar (Selección de brocas y equipos de perforación).

Las funciones más importantes de la sarta de perforación son:

- ✓ Transmitir la rotación a la broca.
- ✓ Proporciona los medios para subir y bajar la broca dentro del pozo.

---

\* Tubería de perforación.

\*\* Collares de perforación.

\*\*\* Heavy Weight Drill Pipe.

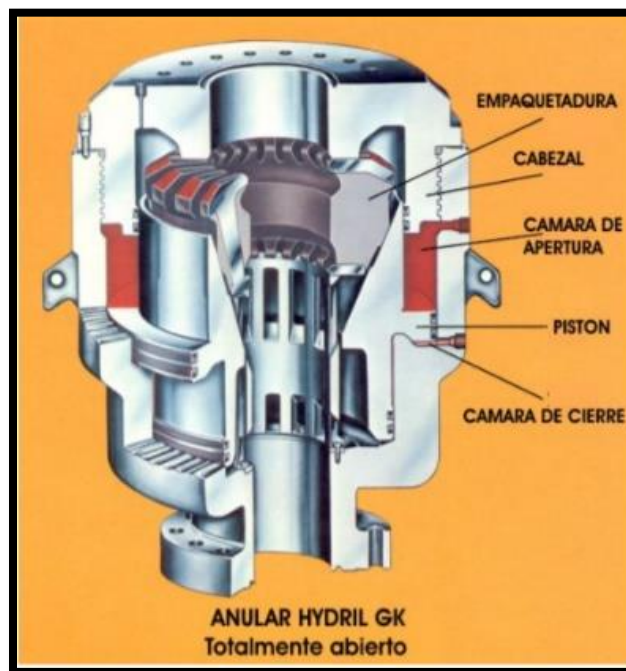
- ✓ Transmite peso a la broca para que se rompa más fácil la formación.
- ✓ Proporciona un camino desde la superficie hasta la broca para que el fluido de perforación se pueda llevar al fondo del pozo con una presión permisible.
- **BOP de perforación:** El sistema de válvulas de prevención (Blow Out Preventers) es un conjunto de válvulas y cierres anulares, que están directamente conectados a la cabeza del pozo, cuyo fin es evitar un descontrol de este.
- **Anulares:** Controlan la presión en la cabeza del pozo. En algunos modelos la presión del pozo ayuda a proveer en los anulares una fuerza de sellado adicional. La mayoría de los anulares se cierran alrededor de la tubería de perforación en la parte superior del pozo.

Modelos de anulares:

- ✓ **Preventor Hydril GK:** En la **Figura 20** se puede ver un esquema de un preventor de tipo Hydril GK.

**Figura 20.**

*Preventor Hydril GK.*

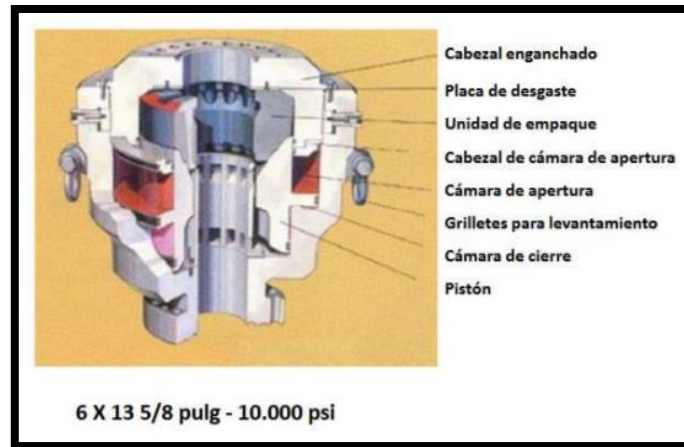


**Fuente:** Pride Training Center. Curso BOP. (Curso en línea). Consultado en octubre de 2020.

- ✓ **Preventor Hydril GX:** En la **Figura 21** se puede ver un esquema de un preventor de tipo Hydril GX.

**Figura 21.**

*Preventor Hydril GX.*

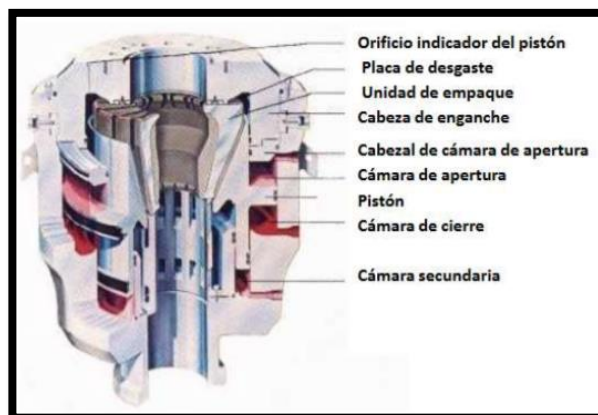


**Fuente:** Renso Fernando Gutiérrez Ojeda.1 Preventor Anular. (Documento electrónico). Consultado en octubre de 2020. Pag 2.

- ✓ **Preventor Hydril GL:** En la **Figura 22** se puede ver un esquema de un preventor de tipo Hydril GL.

**Figura 22.**

*Preventor Hydril GL.*

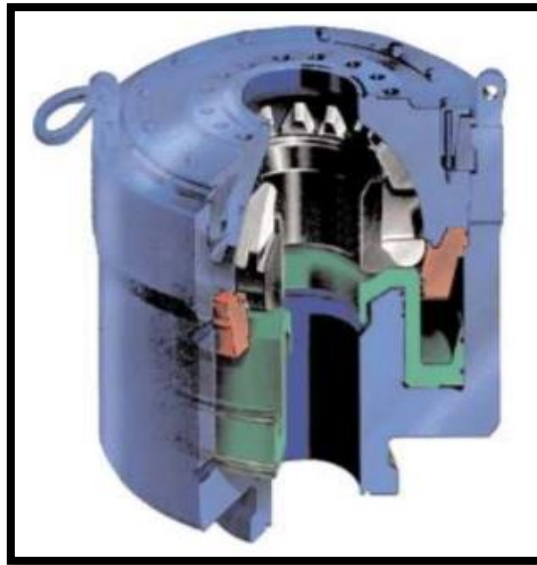


**Fuente:** Renso Fernando Gutiérrez Ojeda.1 Preventor Anular. (Documento electrónico). Consultado en octubre de 2020. Pag 2.

- ✓ **Preventor anular Shaffer:** En la **Figura 23** se puede ver un esquema de un preventor anular Shaffer.

**Figura 23.**

*Preventor anular Shaffer.*

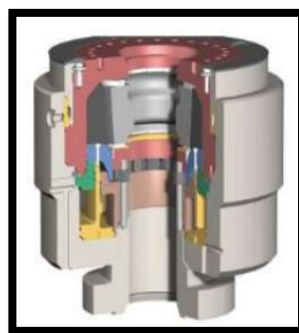


**Fuente:** Renso Fernando Gutiérrez Ojeda.1 Preventor Anular. (Documento electrónico). Consultado en octubre de 2020. Pag 3.

- ✓ **Preventor anular Cameron tipo D:** En la **Figura 24** se puede ver un esquema de un preventor anular Cameron tipo D.

**Figura 24.**

*Preventor anular Cameron tipo D*



**Fuente:** Renso Fernando Gutiérrez Ojeda.1 Preventor Anular. (Documento electrónico). Consultado en octubre de 2020. Pag 3.

- **BOP de mordaza sobre tubería:** Se cierran en objetos específicos tales como, tubería de perforación o revestimiento, o sobre hueco abierto (Blind Rams). En caso de emergencia las BOP de mordaza cortan la tubería por medio de unas cuchillas para poder cerrar el pozo.

En la **Figura 25** se puede observar una BOP de mordaza.

**Figura 25.**

*BOP de mordaza.*



**Fuente:** BOP. Annular BOPs Versus Ram BOPs. (Documento electrónico). Consultado en octubre de 2020.

- **Cabeza de producción:** Es la base para la construcción mecánica de un pozo.  
Este equipo soporta las cargas de todas las tuberías de revestimiento y producción (casing y tubing), también permite la instalación de accesorios para el control de presión.  
Funciones del Wellhead:
  - ✓ Soportar la presión.
  - ✓ Soportar peso.
  - ✓ Mantener la seguridad del pozo vigilada.
  - ✓ Sirve de base para la instalación del árbol de navidad.
- **Packer de producción:** La finalidad de este dispositivo es aislar el espacio anular y asegurar el extremo inferior de la sarta de producción.

- **Válvula de seguridad de fondo de pozo:** Es una herramienta de fondo de pozo cuya función es aislar la presión y los fluidos del pozo en caso de que ocurra una emergencia o un fallo en el equipo de superficie. La mayoría de los pozos tienen válvulas de seguridad en el fondo las cuales están limitadas por requisitos legislativos locales o regionales.
  - ✓ **Válvula de seguridad bajo superficie SSSV:** Esta válvula se instala por debajo del cabezal del pozo con el fin de prevenir un influjo.
  - ✓ **Válvula anular de seguridad:** Su función es la de regular el flujo y la presión en el pozo, la cual consiste en una válvula de sellado anular situada en el interior del tubing.
- **Colgador de tubería de producción:** Soporta todo el peso del tubing, centraliza la sarta y facilita un sello primario para evitar comunicación entre el anular y el casing.
- **Cemento de la tubería de revestimiento:** Mencionado en secciones anteriores, revisar (Cemento).
- **Tapón de cemento:** Se inyecta cemento con el fin de taponar el pozo y parar el flujo.
- **Tubería de acondicionamiento:** Son tuberías de diámetro pequeño incluidas en el pozo por donde fluyen los hidrocarburos hasta superficie.
- **Tubería de detección en superficie de alta presión del riser:** Son tuberías de grandes diámetros que unen las BOP submarinas con un equipo de perforación flotante que se encuentra en superficie para permitir la circulación del lodo.
- **Tapón retenedor:** Su objetivo es evitar que la presión o el fluido se mueva hacia arriba o hacia abajo desde un punto específico de la TR\*.

---

\* Tubería de revestimiento.

- **Componente de la sarta de acondicionamiento:** Su función es impedir la comunicación involuntaria entre el anular A y el interior de la sarta.
- **Válvulas flotantes de tubería de revestimiento:** Compuesto por un cuerpo tubular y una válvula unidireccional interna, que evita la reentrada del cemento en la tubería.

### 3.2.2. Barreras durante la etapa productiva del pozo.

En pozos productores e inyectores de flujo natural, se tienen que instalar dos barreras independientes verificadas, y cuando se implementa un sistema de levantamiento artificial es indispensable tener una sola barrera instalada, en casos donde se toma la decisión de instalar una sola barrera se debe realizar un análisis detallado de riesgos (Daniela Bernal Alvarado et al., 2020, quien citó a ECOPETROL S.A. 2019).

En la **Tabla 5** se puede observar el número mínimo de barreras que se pueden dar en diferentes escenarios.

**Tabla 5.**

*Número de barreras.*

Número mínimo de barreras	Casos
<b>Una barrera</b>	Movimiento de fluidos no planeados entre formaciones. Formación normalmente presurizada sin hidrocarburos y sin capacidad de fluir a la superficie. Formación sobre presurizada con hidrocarburos, pero sin capacidad de fluir a la superficie.
<b>Dos barreras</b>	Formación con hidrocarburos y capacidad de fluir a la superficie. Formación sobre presurizada con capacidad de fluir a la superficie.

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – *Well Integrity Management*

*System.* (Base de datos en línea). 2019. Consultado en noviembre de 2020.

### 3.2.3. Verificación de barreras

La integridad de pozos se mantiene segura mediante la verificación de las barreras y se debe tener en cuenta para cada elemento de la barrera lo siguiente:

- Definición de aceptación en el programa del pozo.
- Observación que puede ser realizada por uno o más métodos

Durante el ciclo de vida del pozo debe considerarse el efecto de la temperatura en los elementos, cuando no se puede realizar pruebas operativas con algunos elementos, es de vital importancia copilar simulaciones para poder verificarlos (Daniela Bernal Alvarado, 2020).

### 3.2.4. Monitoreo de barreras

Para asegurar la integridad de la vida de un pozo es muy importante realizar un monitoreo de las barreras una vez se instalen. Para realizar este proceso se necesita lo siguiente (Daniela Bernal Alvarado, 2020):

1. En caso de tener un fluido como elemento barrera, se tiene que realizar el monitoreo de la densidad y el volumen de este.
2. Los parámetros para detectar el movimiento de los fluidos no controlados son:
  - ✓ Registros con los que se puede garantizar el monitoreo de las presiones anulares.
  - ✓ Mantenimiento y calibración de las herramientas a utilizar.

### 3.3. Límites operacionales

Características como la temperatura, la presión, el caudal o las limitaciones del equipo instalado están relacionadas con los límites operacionales los cuales deben ser analizados durante todo el ciclo de vida del pozo.

Existen diferentes efectos en los límites operacionales como, por ejemplo, la corrosión, la erosión, el desgaste y la fatiga, los cuales pueden afectar el estado de las barreras, es por esto que se tiene que hacer una inspección detallada de los elementos barrera durante la vida útil del pozo.

En la fase de diseño o al finalizar la perforación y el completamiento se debe entregar información acerca de los parámetros en los que se involucra el pozo; dichos parámetros o límites operacionales como mínimo deben ser:

- Limitaciones de tubulares ante cargas cíclicas (por ejemplo, cargas del revestimiento conductor, pozos térmicos).
- Corte de Agua (BS&W).
- Presión del yacimiento y presión de fondo fluyente.
- Velocidad de corrosión.
- Presión de operación del cabezal de pozo y árbol de navidad.
- Tasas de inyección o producción.
- Tipos de fuentes de corrosión predominantes (Límites de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S).
- Movimientos del árbol de navidad y cabezal (subsistencia, torsión).
- Parámetros operacionales del sistema de levantamiento artificial.
- Espesor de los revestimientos y tubería de producción.
- Parámetros del sistema de inyección de química.
- Máxima Presión Operativa Permitida en cabeza de Pozo (MAWOP) y Máxima Presión Operativa (MOP) para cada anular.
- Velocidad de erosión (por producción de arena y tasa máxima de flujo).
- Temperatura de operación.
- Presiones y fluidos aplicados en los capilares (“control lines”).

- Frecuencia de descarga permisible y volumen de los anulares.

Existen muchos parámetros a la hora de definir los límites operacionales de un pozo, sin embargo, algunos son más representativos ya que proporcionan una información más detallada. Unos de esos parámetros de seguridad son los siguientes (Daniela Bernal Alvarado, 2020):

### **3.3.1. MASP**

Según (ISO, Online Browsing Platform (OBP), 2017), es la máxima presión permitida del anular en superficie, es decir, es el máximo valor que se da durante la perforación y el completamiento, observado en superficie mediante una falla de alguno de los componentes que están en el espacio anular.

Algunos factores que se deben tener en cuenta para poder calcular el MASP son:

- Presión hidrostática.
- Desgaste del metal.
- Erosión.
- Gradiente de fractura en la profundidad del zapato.
- Rating de estallido/colapso.

### **3.3.2. MOP**

Es el diferencial de presión mínimo que necesitan los dispositivos para realizar con éxito sus operaciones en un escenario determinado (IAPG, 2020).

### **3.3.3. MAWOP**

Es la máxima presión operativa permitida en cabeza de pozo, es decir, es la medida de cuanta presión puede ser aplicada de manera segura en cualquier anular del pozo.

Esta máxima presión permite un factor de seguridad muy importante ya que de esta manera nos permite precisar donde se encuentran los puntos de falla los cuales pueden ocasionar un incidente de migración no controlada de los fluidos del pozo (IAPG, 2020).

### **3.4. Presiones anulares**

Presiones que pueden estar entre las sartas de revestimiento o entre la tubería y el revestimiento. Estas presiones se dan por la diferencia de densidades en los fluidos que están presentes en el espacio anular y las presiones del subsuelo encontradas en las formaciones con alta profundidad. Los problemas con estas presiones se dan cuando la presión anular excede la capacidad de contención del pozo.

Los pozos deben estar diseñados para lograr realizar un buen monitoreo de las condiciones de fondo durante el ciclo de vida de estos, ya que si se identifica problemas con las presiones anulares se pueden llevar a cabo acciones que minimicen los daños y con esto evitar los incidentes en las barreras de pozo (Daniela Bernal Alvarado, 2020).

### **3.5. Problemas de integridad de pozos**

- Problemas de entubación y cementación
- Problemas de corrosión
- Problemas de influjos

#### **3.5.1. Fallas potenciales en un pozo**

Según (García et al., 2019, quien citó a Schlumberger 2018, 2013, Company 1998, Bowes y Procter 2016, Hawker 2001), las fallas más comunes en un pozo petrolero son las siguientes:

1. Fallas en la sarta de perforación.
2. Fallas por tensión.

3. Fallas por torsión.
4. Fallas por fatiga del material.
5. Fallas por agrietamiento por sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S)
6. Fallas por vibraciones como factor desencadenante.
7. Fatiga en los tubos de perforación.
8. Fatiga en la BHA.

### **3.5.2. Factores que afectan la integridad de pozos**

Los factores involucrados en las fallas de integridad de pozos son (Ochandio, s.f.):

1. Alta presión en la tubería debido a operaciones de fractura y falta de un sistema de relevamiento de presión.
2. Con el tiempo los pozos envejecen y las tuberías de acero quedan expuestas a la corrosión, también los anillos de cemento pueden despegarse o mermarse.
3. Fallas en la construcción y el diseño del pozo.
4. Daños durante el fracturamiento hidráulico.
5. Impactos sobre el cemento fresco debido a actividades de perforación en la misma plataforma.
6. Pozos desviados.
7. Perforación en yacimientos gasíferos someros.

### **3.5.3. Impacto de los problemas de integridad de pozos**

De acuerdo con (Daniela Bernal Alvarado, 2020), los riesgos de salud y seguridad en el trabajo se pueden minimizar mediante la evaluación de los problemas que se pueden obtener a través de información generada en el área de trabajo. El objetivo principal es evitar la filtración no

controlada de los fluidos de formación, con ayuda de procedimientos que aseguren la integridad de las barreras de pozo para controlar estos riesgos.

➤ **Clasificación de riesgos**

Los riesgos de integridad constan de tres elementos fundamentales:

1. **Categoría de consecuencia:** Impactos a personas, económicos, ambientales, al cliente y a la imagen corporativa.
2. **Gravedad de las consecuencias:** Evaluado en un rango de 0 a 5.
3. **Deterioro de la barrera:** Evaluado desde la letra A hasta la E.

Los niveles de riesgo pueden ser, nulo (N), bajo (L), medio (M), alto (H) y muy alto (VH).

### 3.5.4. Normatividad internacional y en Colombia sobre integridad de pozos

Es importante conocer la normativa tanto internacional como nacional en este caso para Colombia. En la **Tabla 6** se pueden ver algunas de estas normas (Jasay Cristina Calderón Pachon, 2019).

*Tabla 6.*

*Normatividad Internacional y Nacional.*

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2017	International Organization for Standardization	Integridad de pozo en la industria de petróleo y gas natural (ISO 16530-1)	Normas presentadas por la International Standardization Organization acerca de la integridad de pozos.
2010	Oil & Gas UK	Guía de integridad en el ciclo de vida de un pozo (OP 095 Oil&Gas UK)	Su objetivo es garantizar que todos los procesos durante la construcción de un pozo petrolero se realicen de forma

			eficiente evitando incidentes.
2006	API (American Petroleum Institute)	Gestión de la presión del casing anular para pozos off-shore (API RP 90)	Recomendaciones para prevenir incidentes a causa de un fallo en la integridad de esta barrera.
2004	Norsok Standard	D-010	Su objetivo es obtener estándares unificados que consigan el desarrollo presente y futuro de la industria petrolera.
2004	API (American Petroleum Institute)	Prácticas recomendadas para el desarrollo de un programa de gestión de seguridad y medio ambiente para operaciones e instalaciones costa afuera (API RP 75)	En el documento se encontrarán recomendaciones en el aspecto de seguridad y gestión para proteger el medio ambiente en costa afuera.
1989	Ministerio de Justicia, el congreso	Ley 55 de 1989	Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daño causado por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos.
1983	Programa de las naciones unidas; convenio de Cartagena	Convenio para la protección y el desarrollo del medio marino en la región del caribe	En el documento se muestra contaminación por vertimientos, derrames por buques, fuentes terrestres, contaminación transmitida por la atmósfera.

**Fuente:** JASAY CRISTINA CALDERÓN PACHON, ANDRES FELIPE MARTINEZ VANEGAS. ANÁLISIS DEL INFLUJO EN EL CASO MACONDO CON EL FIN DE GENERAR RECOMENDACIONES PARA SER APLICADAS EN EL CARIBE COLOMBIANO. (Tesis). 2019. Consultado en enero de 2021. Pag 76.

### 3.5.5. Casos de problemas de integridad de pozos a nivel mundial

#### ➤ Macondo

El 19 de marzo de 2008, BP Exploration & Production Inc. junto con Anadarko Petroleum y MOex offshore adquirieron el contrato de arrendamiento del Cañón de Mississippi, el bloque 252 en el centro del Golfo de México.

El 6 de abril de 2009, el MMS (Minerals Management Service) aprueba el plan de exploración de BP Exploration & Production Inc. y el 22 de mayo del 2009 fue aprobada la solicitud para perforar el pozo Macondo.

El objetivo principal del proyecto Macondo era realizar un pozo exploratorio con una profundidad total de 19650 ft. El plan de perforación tenía diseñado utilizar ocho segmentos de tubería con diferente diámetro, pero por problemas durante la perforación la profundidad fue de 18360 ft con nueve segmentos de tubería.

A la profundidad de 13250 ft el programa de perforación cambia debido a una patada de pozo por lo cual se vio necesario cerrar la válvula preventora anular inferior (BOP).

A la profundidad de 12147 ft se atasca la sarta de perforación y fue necesario su corte. Debido a esto se vio necesario abandonar esa parte y perforar un pozo desviado.

El día 20 de abril de 2010 la presión en el drill pipe incrementó de 1017 a 1263 psi en 5 minutos y medio con las bombas apagadas, después de esto el personal reporto que el pozo estaba fuera de control y que los fluidos habían salido abruptamente del pozo, dando lugar a la pérdida de energía en los equipos y a las 21:49 horas aproximadamente se da la primera explosión después de pasar 5 segundos, pasados 10 segundos se da la segunda explosión (**Figura 26**).

El día 22 de abril de 2010 a las 10:22 horas aproximadamente la plataforma semi sumergible Deepwater Horizon se hunde. Pasados 13 días el 5 de mayo de 2010 se realizaron 17 intentos para cerrar el pozo; después de 4 meses aproximadamente se instala un tapón temporal y finalmente el día 17 de septiembre de 2010 se instala un tapón final.

Lo ocurrido en Macondo se dio debido a fallas en la integridad del pozo, fallas en la cementación y una falla en las válvulas preventoras las cuales actuaban como barreras de

control que debían contener el influjo para evitar que fluyera de manera incontrolada hacia superficie y ocasionara explosiones. El fuego se mantuvo durante 36 horas hasta hundimiento del equipo y el derrame por 87 días (Jasay Cristina Calderón Pachon, 2019).

El incidente de macondo tuvo un gran impacto ambiental, económico y de vidas humanas siendo el caso de 11 trabajadores que perdieron la vida (Marzo, 2010) y los costos de pérdida se estiman en billones de dólares.

**Figura 26.**

*Incidente de Macondo.*



**Fuente:** Luis Vargas. LECCIONES DE CRUDO APRENDIDAS DE MACONDO BLOWOUT. (Blog).

Octubre 14 de 2015. Consultado en enero de 2021.

### ➤ IXTOC-1

El pozo IXTOC-1 inicio su perforación por parte de la empresa PEMEX en 1978 en el suroeste del Golfo de México, a 94 kilómetros al noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche; el 3 de junio de 1979 a 3627 metros de profundidad se estaba usando la plataforma semisumergible Sedco-135-F cuando se produjo un reventón, ocasionando un

derrame de aceite y gas no intencional que fue considerado el derrame más grande de la historia (**Figura 27**).

Durante diez meses se llevaron a cabo trabajos de taponamiento y según fuentes oficiales se había derramado cerca de 300000 toneladas de petróleo crudo\*. El 23 de marzo de 1980 el pozo IXTOC-1 fue sellado.

El accidente que ocurrió en el pozo IXTOC-1 se atribuye a varias fallas tanto organizacionales como tecnológicas, pero hay dos que son las más fundamentales las cuales son (NOAA, 2007):

1. Falla de circulación de los lodos de perforación.

“Una pérdida de la circulación del lodo de perforación causó la explosión” (NOAA, 2007).

El cabezal del pozo IXTOC-1 dependía del bombeo de lodo para tener un buen funcionamiento debido a que se estaba usando tecnología de terminación submarina. La circulación presurizada empieza en los tanques de lodo que se encuentran ubicados en superficie, después fluye hasta la broca a través de las tuberías y por último retorna a través de tuberías de perforación especializadas hacia la superficie. Cuando la circulación se pierde, los pozos quedan expuestos a posibles explosiones lo que conduce a derrames incontrolados de hidrocarburos (NOAA, 2007).

2. Se recurrió al sistema de prevención de explosiones (BOP) más sin embargo este sistema tuvo un fallo.

---

\* Véase Informe de los trabajos realizados para el control del pozo Ixtoc I, el combate del derrame de petróleo y determinación de sus efectos sobre el ambiente marino, presentado por el Programa coordinado de estudios ecológicos en la sonda de Campeche, México, 1980.

Se reveló en investigaciones posteriores que hubo un fallo en el ariete debido a que se colocó en el área en donde estaban conectados dos tubos. Por este motivo las tuberías no se encontraban correctamente selladas (NOAA, 2007).

**Figura 27.**

*IXTOC-1 well blowout.*



**Fuente:** IncidentNews. IXTOC I. (Blog). Febrero 14 de 2007. Consultado en enero de 2021.

### 3.5.6. Caso de problemas de integridad de pozos en Colombia

#### ➤ **Lisama 158**

De acuerdo con (Pabón et al., 2019, quien citó a Ecopetrol 2018, Ministerio de ambiente 2018, ANLA 2018), el incidente de Lisama 158 se dio en los siguientes acontecimientos:

En 1935, Tropical Oil descubrió el campo Lisama, ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, a 45 kilómetros de Barrancabermeja. En 2007 se le reconoce el derecho exclusivo a Ecopetrol de explorar y exportar hidrocarburos en el área dentro de la cual se

encontraba el pozo Lisama 158. Este pozo se empezó a perforar el 25 de mayo de 2006 y se finalizó el 28 de diciembre del mismo año, iniciando la fase de producción en el 2007.

En agosto de 2015 se presentó una fuga de gas en uno de los revestimientos por lo cual deciden instalar un blanking plug (tapón) con el fin de mantener estable la presión interna para determinar si se reactiva el pozo o se abandona.

En 2017 se reanudan las labores y se presenta otro incidente que ocasiona la caída de una serie de tuberías de trabajo al fondo del pozo las cuales dañan el blanking plug y por ende se dio un flujo imprevisto que fue controlado, pero este, pudo generar daños en uno de los revestimientos que presentaba problemas de desgaste ocasionando un hueco de 6 pulgadas de diámetro.

Bajo todas estas circunstancias se abandona el pozo el 14 de diciembre de 2017.

El 2 de marzo de 2018 se encuentra un afloramiento de agua, lodo, crudo y gas a 230 metros del pozo Lisama 158 en el corregimiento de La Fortuna, Barrancabermeja, Santander; el cual ponía en riesgo no solo a la comunidad sino también a los ecosistemas acuáticos cercanos a la zona.

Cuando se enteraron del evento, la Estatal decide instalar barreras y diques para la contención de los fluidos sin embargo estos esfuerzos no tuvieron resultados ya que debido a fuertes lluvias los fluidos lograron superar estas barreras y se amplió el área de emanación de hidrocarburos. Con este problema, entre el 12 y 15 de marzo se decide instalar sistemas de bombeo y tratamiento de fluidos con el fin de succionar los fluidos para evitar que estos afecten más cuerpos de agua; hasta el momento se habían contaminado los afluentes con aproximadamente 550 barriles de petróleo que se mezcló con lodos y aguas lluvias.

El 30 de marzo (28 días después de presentarse el evento), Ecopetrol finalmente pudo controlar y detener por completo el aforamiento y 131 días después se realiza el sellado y abandono.

En 2018 Ecopetrol emite un comunicado en donde muestra los factores que dieron origen al evento.

- ✓ Yacimiento sobre-presionado
- ✓ Falla mecánica
- ✓ Sistema de fallas o fracturas de tierra
- ✓ Tiempo de exposición de las formaciones superiores a la sobrepresión del yacimiento
- ✓ **Impactos a la comunidad**

Se clasificaron las personas de acuerdo con dos grupos poblacionales, damnificados y afectados, donde los primeros son los que sufrieron un daño grave y los segundos aquellos que tuvieron efectos indirectos o secundarios.

Se encontraron que dentro de los damnificados había 88 personas evacuadas y 195 presentaron problemas de intoxicación e irritaciones entre el 12 y 15 de marzo; además se encontró que 2000 habitantes se quedaron sin acceso a recursos hídricos para uso casero.

- ✓ **Medidas para evitar una tragedia similar**

La estatal afirma que se tiene un plan anual de integridad de pozos en el cual se realizan actividades de monitoreo e inspección revisadas periódicamente para garantizar su cumplimiento.

## 4. Modelo de gestión de integridad de pozos

### 4.1. Método de jerarquización analítica

#### 4.1.1. Análisis jerárquico (AHP)

Con el fin de jerarquizar las variables que se involucran en los problemas de integridad de pozos se hará uso de un proceso de análisis jerárquico (AHP) el cual fue desarrollado por Thomas L. Saaty (The Analytic Hierarchy Process, 1980) en donde se pueden resolver problemas complejos de criterios múltiples.

Este método es muy importante para la toma de decisiones debido a que se selecciona el mejor escenario de una serie de situaciones de estudio en donde se involucran varios criterios.

Con la construcción de un modelo jerárquico se puede organizar la información respecto de uno o varios problemas, analizarla y descomponerla para luego unir las soluciones que se planteen acerca de dicho problema (Toskano Hurtado et al., 2005, quien citó a Saaty 1980).

De acuerdo con Caballero R. & Fernandez G. El propósito de la metodología para Saaty fue la siguiente (J. et al., 2002, quien citó a Saaty 1980):

- Simple en su construcción.
- Adaptable a las decisiones individuales y en grupo.
- En concordancia con nuestros pensamientos, valores e intuiciones.
- Orientada a la búsqueda del consenso
- Que no se requiera una especialización suprema para su aplicación.
- **Etapas del proceso AHP**

De acuerdo con (Juan Escriviá et al., 2015, quien citó a Saaty 1980), el proceso AHP se divide en las siguientes etapas:

✓ **Construcción del modelo**

Esta es la etapa más compleja del proceso, debido a que se debe descomponer el problema en criterios y opciones en cada nivel jerárquico.

✓ **Valoración de los elementos**

Cuando se establecen los elementos de cada nivel, se realiza una valoración mediante el cual se debe definir el valor cuantitativo de cada criterio.

En la **Tabla 7** se puede ver la escala con la cual se trabaja el método de jerarquización analítica.

*Tabla 7.*

*Escala fundamental de números absolutos.*

<b>Intensidad o Importancia</b>	<b>Definición</b>	<b>Explicación</b>
<b>1</b>	Igual importancia	Las dos actividades contribuyen igualmente al objetivo.
<b>2</b>	Entre igual y moderadamente importante	
<b>3</b>	Moderadamente importante	La experiencia y el juicio favorecen moderadamente a una actividad sobre la otra.
<b>4</b>	Entre moderadamente importante y bastante más importante	
<b>5</b>	Bastante más importante	La experiencia y el juicio favorecen bastante más importante a una actividad sobre la otra.
<b>6</b>	Entre bastante más importante y mucho más importante.	
<b>7</b>	Mucho más importante	La experiencia y el juicio favorecen mucho más importante a una actividad sobre la otra.
<b>8</b>	Entre mucho más importante y extremadamente más importante	
<b>9</b>	Extremadamente más importante	La experiencia favorece una actividad sobre la otra y su magnitud es del más alto orden posible de afirmación.
<b>Recíprocos de los anteriores</b>	Si al comparar la actividad i con la j se ha obtenido uno de los valores anteriores, al comparar j con la i se le asigna el valor inverso.	
<b>1,1 – 1,9</b>	Si las actividades son muy próximas, se añade un decimal para mostrar su diferencia de una forma más apropiada	Es difícil asignar el mejor valor cuando comparamos actividades muy cercanas contra otras más alejadas. Utilizando números pequeños, estos pueden indicar mejor la importancia relativa de las actividades.

**Fuente:** GÉRARD BRUNO TOSKANO HURTADO. “EL PROCESO DE ANÁLISIS JERÁRQUICO (AHP) COMO HERRAMIENTA PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA SELECCIÓN DE PROVEEDORES”.

(Tesis). Lima – Perú 2005. Consultado en febrero de 2021. Pag 26.

✓ **Priorización y síntesis**

Esta etapa se centra en cuantificar la prioridad de cada uno de los problemas, dándole importancia a los resultados de los juicios realizados por los decisores al comparar cada uno de los elementos.

La síntesis es la disociación de los problemas en criterios o escenarios que son verdaderamente importantes a la hora de encontrar solución al problema o problemas.

✓ **Análisis de consistencia de la matriz**

A través de un valor denominado razón de consistencia que debe ser menor o igual a 0.1, el AHP busca verificar el fin de los juicios de los decisores con la evaluación de la consistencia de la matriz.

➤ **Síntesis matemática**

Según (J. et al., 2002, quien citó a Saaty 1980), los fundamentos matemáticos son:

✓ **Axiomas que sustentan el método AHP**

- 1. Reciprocidad:** Dadas  $A_i$  y  $A_j \in A \times A$ , la intensidad de la preferencia de  $A_i$  sobre  $A_j$  es inversa a la intensidad de la preferencia  $A_j$  sobre  $A_i$ .
- 2. Homogeneidad:** Cuando se comparan alternativas, no es posible que la una sea infinitamente superior a la otra para ello el método dispone una escala acotada.

3. **Dependencia:** En la jerarquización se debe garantizar que los elementos de un nivel dependen de manera jerarquizada y unidireccionalmente (de mayor a menor).
4. **Expectativas:** La jerarquía es un modelo que representa todos los criterios y alternativas.

✓ **Descripción matemática**

Se inicia con la matriz de comparaciones pareadas A, representada de la siguiente manera:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & \cdots & \cdots & 1 \end{bmatrix}$$

*Matriz 1. Matriz de comparaciones pareadas A.*

✓ **Consistencia de la matriz pareada**

Se basa en el valor denominado Razón de consistencia (RC), un índice de consistencia (IC) y un índice de Consistencia Aleatorio ( $IC_{Aleat}$ ) y se puede determinar de la siguiente manera:

En la **Tabla 8** se puede ver el índice de consistencia aleatoria ( $IC_{Aleat}$ ) de acuerdo con el orden de la matriz.

$$RC = \frac{IC}{IC_{Aleat}} \leq 0,1$$

*Ecuación 6. Razón de consistencia.*

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

*Ecuación 7. Índice de consistencia.*

Tabla 8.

Índice de consistencia aleatoria de acuerdo con el orden de la matriz.

N	1	2	3	4	5	6	7	8
IC <sub>Aleat</sub>	0	0.525	0.582	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404
N	9	10	11	12	13	14	15	16
IC <sub>Aleat</sub>	1.452	1.484	1.513	1.535	1.555	1.570	1.583	1.595

**Fuente:** José María Moreno Jiménez. EL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO (AHP). FUNDAMENTOS, METODOLOGÍA Y APLICACIONES. (Artículo). 2002. Consultado en febrero de 2021. Pag 18.

El AHP se fundamenta en:

- Estructuración del modelo jerárquico (representación del problema mediante identificación de meta, criterios, subcriterios y alternativas).
- Priorización de los elementos del modelo jerárquico.
- Comparaciones binarias entre los elementos.
- Evaluación de los elementos mediante asignación de “pesos”.
- Ranking de las alternativas de acuerdo con los pesos dados.
- Síntesis.
- Análisis de sensibilidad.

Para la preparación y organización se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Definición de los participantes:** Es en donde se define el equipo de trabajo que va a llevar a cabo el proceso de análisis jerárquico AHP.
- **Información requerida:** Se debe identificar la cantidad y calidad de información que se va a tratar en el proceso de análisis.
- **Tiempo y otros recursos asociados con el proceso:** Se debe tener en cuenta el tiempo disponible para la realización del análisis.

Para llevar a cabo la estructura del modelo de jerarquización se deben seguir ciertos pasos que son:

1. Identificación del problema.
2. Definición del objetivo.
3. Identificación de criterios.
4. Identificación de alternativas.

Teniendo en cuenta todos los parámetros anteriores se hace finalmente el proceso de síntesis en donde se combinan todos los juicios u opiniones para organizarlos de la mejor a la peor opción (Toskano Hurtado et al., 2005, quien citó a Saaty 1980).

#### **4.2. Evaluación de las variables que afectan la integridad de pozos**

El conocimiento adquirido en el área de integridad de pozos mediante la investigación realizada para este proyecto permite la elaboración de un plan de análisis, prevención y control de riesgos asociados a la integridad de pozos.

Para el análisis se siguió la metodología planteada por Daniela Alvarado en su tesis quien se basó en el documento “Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP.

Cada pozo tiene una serie de datos que son indispensables a la hora de evaluar la integridad de este, dichos datos son:

- Estado mecánico de los pozos.
- Reporte final de pozo.
- Reportes emitidos acerca de intervenciones e inactividad de pozos, estado de válvulas y monitoreo en cabeza de pozo.

- Reporte de análisis de laboratorio sobre caracterización de fluidos, análisis físicos, químicos, monitoreo de corrosión y datos de pruebas electroquímicas.
- Registro de cementación de adherencia.
- Registro de integridad y datos de completamiento.
- Reportes sobre el tipo de recobro implementado.
- Ubicación geográfica de los pozos, condiciones geológicas y estructurales.

El uso del método AHP permite relacionar las variables que tiene un pozo a la hora de sufrir una pérdida de integridad, para poder usar el método es necesario tener suficiente información de los pozos de estudio, ya que mediante a esto se puede tener un mejor resultado para la toma de decisiones.

#### **4.2.1. Variables de susceptibilidad**

Las variables de susceptibilidad son parámetros que se deben ingresar al modelo (AHP), en donde se pretende evaluar la probabilidad de falla relacionada con la integridad de pozos. Existe una escala de colores y también cuantitativa presentada por ECOPETROL a la cual se le hizo la equivalencia para aplicar el método AHP (**Tabla 9**). Para todas las variables contempladas a evaluar en la integridad de pozos en el presente proyecto se utilizó la escala AHP. A continuación, se describen las variables con base en lo presentado por Daniela Bernal Alvarado, J. F. (2020) en su trabajo *ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO*.

Tabla 9.

Escala de colores y valoración asignada.

Escala de color	Valoración de Ecopetrol	Valoración por método AHP	Susceptibilidad
	5	8 – 9	Muy alta
	4	6 – 7	Alta
	3	4 – 5	Media
	2	3	Baja
	1	1 – 2	Despreciable

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos

EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019, p. 2. Consultado en marzo de 2021.

### ➤ Tipo de levantamiento

Esta variable representa el impacto que genera un sistema de levantamiento artificial (SLA) a la integridad de la barrera de un pozo, la información del tipo de levantamiento se debe encontrar en el estado mecánico del pozo. En la tabla 10 se presenta la valoración de la susceptibilidad a fallar según el TSL que se tenga. Ver (**Tabla 10**).

La producción por flujo natural debe asegurar mínimo dos barreras para garantizar la integridad de los pozos es por esto que se valora como la de mayor susceptibilidad, por otro lado, los demás sistemas de levantamiento deben asegurar una barrera. El Gas lift se valora como la siguiente categoría de riesgo debido a que implica la presurización de uno de los anulares del pozo y las válvulas deben aislarse a modo de respaldo por si una de ellas falla. El bombeo electro-sumergible (BES) es más determinante que el bombeo por cavidades progresivas (PCP) debido a la diferencia de manejo de caudales siendo el caudal del BES entre 100 a 30000 BPD y el de PCP de 5 a 3000 BPD. Por último, se encuentra el bombeo mecánico ya que por lo general es instalado en pozos de poca profundidad.

**Tabla 10.**

Valoración de la susceptibilidad a fallar según el TSL.

Nivel de probabilidad	Sistema de levantamiento
8 – 9	Flujo natural
6 – 7	Gas lift – Inyectores
4 – 5	Bombeo electro-sumergible
3	Bombeo por cavidades progresivas
1 – 2	Bombeo mecánico

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en marzo de 2021. Pag 2.

### ➤ Historia del pozo

En esta variable se relaciona el tiempo de construcción del pozo (TC), el tiempo de inactividad (TIA) y las intervenciones que se han realizado en los últimos cinco años (INT). La fuente de información se representa en: **Tabla 11**, **Tabla 12** y **Tabla 13**.

Los pozos más antiguos tienden a ser de mayor riesgo de acuerdo con la experiencia que ha otorgado Ecopetrol S.A. y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

**Tabla 11.**

Valoración de la susceptibilidad a fallar de acuerdo con el tiempo de construcción del pozo.

Nivel de probabilidad	Año de construcción
8 – 9	Menor al año 1940
6 – 7	1941 – 1970
4 – 5	1971 – 1999
3	2000 – 2010
1 – 2	Mayor al año 2010

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en abril de 2021. Pag 2.

Tabla 12.

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el tiempo de inactividad del pozo.

Nivel de probabilidad	Tiempo de inactividad
8 – 9	Mayor a 5 años
6 – 7	3 – 5 años
4 – 5	2 – 3 años
3	1 – 2 años
1 – 2	Menor a 1 año

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en abril de 2021. Pag 3.

Tabla 13.

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el número de intervenciones del pozo en los últimos cinco años.

Nivel de probabilidad	Índice de falla
8 – 9	Mayor de 2
6 – 7	1 – 2
4 – 5	0,5 – 1
3	0,2 – 0,5
1 – 2	Menor de 0,2

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en abril de 2021. Pag 4.

### ➤ Agresividad de corrosión del fluido de pozo

Esta variable está determinada de acuerdo con los siguientes criterios:

- ✓ Corte de agua (%)
- ✓ CO<sub>2</sub> (ppm)
- ✓ H<sub>2</sub>S (ppm)
- ✓ Contenido de sólidos
- ✓ Velocidad de corrosión (mpy\*)

\* Milésimas de pulgada de penetración anual, que es una unidad de medida para el índice de corrosión de una muestra.

La **Figura 28** define el nivel de agresividad de corrosión (CORR) de acuerdo con estudios realizados por parte de Ecopetrol S.A. y el ICP.

**Figura 28.**

*Evaluación de la agresividad de corrosión.*

Agresividad Despreciable	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vcorr <math>\leq 1</math>mpy</li> <li>• Sólidos No</li> <li>• Corte de agua <math>\leq 25\%</math></li> <li>• Ppm CO<sub>2</sub> <math>\leq 250</math></li> <li>• Ppm H<sub>2</sub>S <math>\leq 10</math></li> </ul>
Agresividad Baja	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vcorr 1 - 3mpy</li> <li>• Sólidos No</li> <li>• Corte de agua 25% - 75%</li> <li>• Ppm CO<sub>2</sub> <math>\leq 250</math></li> <li>• Ppm H<sub>2</sub>S <math>\leq 10</math></li> </ul>
Agresividad Media	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vcorr 3 - 5mpy</li> <li>• Sólidos Si</li> <li>• Corte de agua <math>\geq 75\%</math></li> <li>• Ppm CO<sub>2</sub> 250 - 500</li> <li>• Ppm H<sub>2</sub>S 10 - 50</li> </ul>
Agresividad Alta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vcorr 5 - 10mpy</li> <li>• Sólidos Si</li> <li>• Corte de agua <math>\geq 75\%</math></li> <li>• Ppm CO<sub>2</sub> 250 - 1500</li> <li>• Ppm H<sub>2</sub>S 10 - 50</li> </ul>
Agresividad Severa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vcorr <math>\geq 10</math>mpy</li> <li>• Sólidos Si</li> <li>• Corte de agua <math>\geq 75\%</math></li> <li>• Ppm CO<sub>2</sub> <math>\geq 500</math></li> <li>• Ppm H<sub>2</sub>S <math>\geq 50</math></li> </ul>

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en mayo de 2021. Pag 5.

La fuente de información para evaluar la agresividad de corrosión del fluido del pozo son datos de espesores, análisis fisicoquímicos, monitoreo de corrosión, caracterización de fluidos propios de cada campo y datos de pruebas electroquímicas de campo.

En la Tabla 14 se muestra la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la agresividad de corrosión del fluido del pozo.

**Tabla 14.**

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la agresividad de corrosión del fluido del pozo.

Nivel de probabilidad	Tipo de agresividad
8 – 9	Agresividad severa
6 – 7	Agresividad alta
4 – 5	Agresividad media
3	Agresividad baja
1 – 2	Agresividad despreciable

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en mayo de 2021. Pag 6.

### ➤ Monitoreo en cabeza de pozo

En esta variable se lleva un control de presión y temperatura que nos da la información de los parámetros en cabeza de cada pozo. En la **Tabla 15** se muestra el nivel de susceptibilidad de falla de acuerdo con el resultado del monitoreo en cabeza de pozo (PyT).

**Tabla 15.**

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el resultado del monitoreo en cabeza de pozo.

Nivel de probabilidad	Presión y/o temperatura
8 – 9	No tiene monitoreo
6 – 7	Sin monitoreo en todos los anulares o con presiones por fuera de condiciones operacionales
4 – 5	Monitoreo solo en el tubing
3	Monitoreo en tubing y anulares
1 – 2	Monitoreo en tubing y anulares en línea y/o remoto

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en mayo de 2021. Pag 7.

Debido a que no se tiene indicadores de pérdida de integridad, los pozos que no presentan monitoreo son valorados con calificación ocho o nueve (8 – 9), por otro lado, los pozos con monitoreo completo en tiempo real tienen una valoración de uno o dos (1 – 2). La valoración de tres (3), es para los pozos con monitoreo completo, pero no se da en

tiempo real. Para el caso de pozos donde el monitoreo es únicamente en el tubing la valoración es de cuatro o cinco (4 – 5) y en el caso de la valoración seis o siete (6 – 7) el monitoreo es limitado a un solo anular o cuando las presiones del monitoreo están por fuera de las condiciones operativas seguras.

➤ **Existencia y calidad de la barrera cemento**

Esta variable se basa en la existencia y calidad del cemento en donde su principal objetivo es la contención de fluidos. Los registros de cementación son la base de información para esta variable. En la **Tabla 16** y **Tabla 17**, se muestran la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la existencia de la barrera cemento (PC) y la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la calidad del cemento (CC) respectivamente.

El valor de uno o dos (1 – 2) está dado a aquellos pozos que tienen una cementación completa en donde se cubren todas las zonas susceptibles (traslapes\*, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención) a presentar colapsos mecánicos o fugas de fluidos. El valor de tres (3) representa un riesgo mayor en pozos con cementación parcial. El valor de cuatro o cinco (4 – 5) está dado a aquellos pozos que tiene una cementación parcial sin traslapes con cemento, lo cual puede ocasionar una falla mecánica y por ende la pérdida de la integridad del pozo. El valor de seis o siete (6 – 7) representa pozos con traslapes cementados, pero con zonas no aisladas que disminuyen la integridad de las barreras. Por último, el valor de ocho o nueve (8 – 9) está dado para los pozos que no tiene zonas cementadas en su totalidad.

---

\* Zona de intercepción de dos revestimientos.

Tabla 16.

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la existencia de la barrera cemento.

Nivel de probabilidad	Existencia del cemento
8 – 9	Sin cemento en traslapes, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención
6 – 7	Sin cemento en zonas de intervención y fuentes de fluido
4 – 5	Cementación parcial que cubre fuentes de fluidos, zonas de afectación por intervención y traslapes sin cemento
3	Cementación parcial que cubre todos los traslapes, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención
1 – 2	Cementación completa

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en junio de 2021. Pag 7.

Tabla 17.

Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la calidad de la barrera cemento.

Nivel de probabilidad	Calidad del cemento
8 – 9	Sin registro o registro con evidencia de mala calidad
6 – 7	Registro con evidencia de regular calidad
4 – 5	Registro con evidencia de buena calidad
3	Registro con evidencia de muy buena calidad
1 – 2	No aplica

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en junio de 2021. Pag 8.

Con los registros de adherencia de cemento (CBL) se asignó las calificaciones correspondientes a cada categoría desde el valor de tres (3) hasta ocho o nueve (8 – 9). El valor de uno o dos (1 – 2) no aplica debido a que el caso de adherencia total es una condición ideal que no es posible observar en la industria.

#### ➤ Estado y calidad del revestimiento

Se analizan con base en la pérdida del espesor (PE) y el daño mecánico (DM) de los revestimientos. Las actividades de calibración de tuberías y los registros de pozo son

fuentes de información para tener un análisis detallado de la variable estado y calidad del revestimiento.

Para evaluar la pérdida del espesor del revestimiento se tiene en cuenta que viene dada por porcentajes oscilando entre cero (0) a cien (100) por ciento (%) y en vista de que las calificaciones son cinco (5) se armaron intervalos iguales con magnitud de veinte por ciento (20%). El valor de uno o dos (1 – 2) demuestra poca pérdida del espesor del revestimiento y el valor de ocho o nueve (8 – 9) representa la mayor pérdida de espesor.

El daño mecánico del revestimiento presenta las siguientes evaluaciones:

- a) Valor uno o dos (1 – 2) donde no se evidencia daño mecánico.
- b) Valor cuatro o cinco (4 – 5) donde se presentan daños mecánicos, pero no existe colapso.
- c) Valor ocho o nueve (8 – 9) donde existen daños mecánicos y ruptura del revestimiento.

La **Tabla 18** y **Tabla 19** representan la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la pérdida de espesor del revestimiento y la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el daño mecánico del revestimiento respectivamente.

**Tabla 18.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la pérdida de espesor del revestimiento.*

Nivel de probabilidad	Estado del revestimiento
8 – 9	Sin evidencia de registro y/o pérdida de espesores > 80% en cualquier punto de la selección del revestimiento
6 – 7	Pérdida de espesores entre el 60 y 80 % en cualquier punto de la selección del revestimiento
4 – 5	Pérdida de espesores entre el 40 y 60 % en cualquier punto de la selección del revestimiento
3	Pérdida de espesores entre el 20 y 40 % en cualquier punto de la selección del revestimiento

<b>1 – 2</b>	Pérdida de espesores < 20 % en cualquier punto de la selección del revestimiento
--------------	--

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en junio de 2021. Pag 8.

**Tabla 19.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el daño mecánico del revestimiento.*

Nivel de probabilidad	Estado del revestimiento
<b>8 – 9</b>	Ruptura del revestimiento
<b>4 – 5</b>	Presenta daños mecánicos
<b>1 – 2</b>	Sin evidencia de daño mecánico

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en junio de 2021. Pag 9.

### ➤ Estabilidad de formación

Con información del área de ingeniería de yacimientos se puede analizar el estado de la formación en el sitio del pozo. La **Tabla 20** muestra la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la estabilidad de la formación (EF).

**Tabla 20.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con la estabilidad de la formación.*

Nivel de probabilidad	Estabilidad de formación
<b>8 – 9</b>	El pozo atraviesa fallas geológicas
<b>4 – 5</b>	Se tiene evidencia de fallas geológicas circundantes al pozo o se desconoce
<b>1 – 2</b>	La formación es estable, no hay presencia de fallas geológicas

**Fuente:** Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en julio de 2021. Pag 9.

### ➤ Estado y calidad de las válvulas de superficie

Esta variable se evalúa en tres secciones del espacio anular A, B y C. Los reportes oficiales del pozo brindan información acerca del estado de las válvulas. La **Tabla 21**

muestra la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el estado y calidad de las válvulas de superficie (CV).

El valor de ocho o nueve (8 – 9) es para los pozos que no tienen las válvulas requeridas en los anulares. El valor de seis o siete (6 – 7) es para los pozos con presencia parcial de válvulas, sin existencia de válvula en el anular A<sup>1</sup>. Por último los tres (3) valores restantes se basan en que las válvulas están instaladas y operando, siendo el valor de cuatro o cinco (4 – 5) válvulas en mal estado, el valor tres (3) sin inspección y operando y el valor de uno o dos (1 – 2) se encuentra en buen estado.

**Tabla 21.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el estado y calidad de las válvulas de superficie.*

<b>Nivel de probabilidad</b>	<b>Existencia y monitoreo de válvulas</b>
<b>8 – 9</b>	No cuenta con válvulas en todos los anulares
<b>6 – 7</b>	Ausencia de válvulas en el anular A
<b>4 – 5</b>	Válvulas sin inspección o válvulas en mal estado
<b>3</b>	Válvulas sin inspección y operando
<b>1 – 2</b>	Válvulas inspeccionadas en buen estado

**Fuente:** Modificado de ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en julio de 2021. Pag 10.

### ➤ **Afectación por recobro mejorado**

La información del área de ingeniería de yacimientos y la proyección de estrategias de recobro en los campos son la base para el análisis de la afectación por recobro mejorado (RCB).

De acuerdo con el tipo de recobro (TR) el escenario más crítico (8 – 9) es el recobro térmico ya que pueden generarse gases como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> los cuales producen una corrosión

<sup>1</sup> Anular más exterior del pozo entre tubing y revestimiento

muy agresiva. El valor de seis o siete (6 – 7) representa el recobro por inyección de gases con tendencia corrosiva. Los valores de cuatro o cinco (4 – 5) y tres (3) son escenarios con mayor control de la corrosión siendo el recobro por inyección de químicos/polímeros/agua más crítica que la inyección de agua con calidad NACE. Por último, el valor de uno o dos (1 – 2) es cuando no hay presencia de recobro.

Respecto al tipo de afectación de recobro mejorado se evalúan las técnicas que se van a implementar en el pozo teniendo en cuenta la ubicación respecto al patrón de recuperación.

La **Tabla 22** y **Tabla 23** representan la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el tipo de recobro del pozo y la valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el nivel de influencia del patrón de recobro (NA).

**Tabla 22.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el tipo de recobro del pozo.*

<b>Nivel de probabilidad</b>	<b>Tipo de recobro</b>
<b>8 – 9</b>	Afectado por recobro térmico (vapor, combustión)
<b>6 – 7</b>	Afectado por inyección de gases con tendencia corrosiva
<b>4 – 5</b>	Afectado por inyección de químicos/polímeros/agua
<b>3</b>	Afectado por inyección de agua calidad NACE
<b>1 – 2</b>	No existen proyectos de recobro mejorado

**Tabla 23.**

*Valoración de susceptibilidad de falla de acuerdo con el nivel de afectación.*

<b>Nivel de probabilidad</b>	<b>Nivel de afectación</b>
<b>8 – 9</b>	Afectación directa por recobro mejorado, pozos del patrón
<b>6 – 7</b>	Afectación directa por recobro mejorado, pozos de segunda línea
<b>4 – 5</b>	Afectación directa por recobro mejorado, pozos de tercera línea
<b>3</b>	Pozos por fuera del patrón de inyección y de las líneas de influencia
<b>1 – 2</b>	No existen proyectos de recobro mejorado

**Fuente:** Modificado de ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos

#### 4.2.2. Impactos

En la **Tabla 24** se evidencia la evaluación de los problemas de integridad materializados en los impactos a personas, a la economía, al medio ambiente, a los clientes y a la reputación con su respectiva gravedad teniendo en cuenta la escala proporcionada por el método AHP.

- **Personas:** En esta categoría se involucran: trabajadores (empleados, contratistas y subcontratistas), comunidad (personas que no son trabajadores) y público general.
- **Económica:** En esta categoría se realiza un análisis detallado de las pérdidas económicas de la empresa.
- **Ambiental:** En esta categoría entran los impactos relacionados con daños ambientales, recursos naturales y afectación de especies.
- **Clientes:** En esta categoría se ve el impacto sobre la participación de los clientes en el mercado e inconvenientes con los mismos.
- **Reputación:** En esta categoría se evidencia la reputación de la empresa a nivel nacional o internacional, de acuerdo con el despliegue informativo y el grado de visibilidad de hechos ocurridos.

La información requerida para poder evaluar los impactos se lleva a cabo mediante la consulta de los registros oficiales proporcionados por el área de Seguridad, Salud Ocupacional y Medioambiente (HSE).

Tabla 24.

Valoración del nivel de gravedad de acuerdo con las categorías de impacto.

CONSECUENCIAS						
CATEGORIAS						
Personas	Económica (USD \$)	Ambiental	Clientes	Reputación	Escala Ecopetrol	Escala AHP
Una o más fatalidades de trabajadores o incapacidades permanentes a personal de la comunidad.	> 10'000.000	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	9
Incapacidad permanente (total o parcial) de trabajadores o incapacidad temporal de personal de la comunidad.	> 1'000.000 y ≤ 10'000.000	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4	7
Incapacidad temporal (≥ a 1 día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad.	> 100.000 y ≤ 1'000.000	Localizada	Desabastecimiento y/o pérdida de clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	5
Lesión menor (sin incapacidad) en trabajadores o primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad.	> 10.000 y ≤ 100.000	Menor	Quejas y/o reclamos	Nacional y baja importancia	2	3
Lesión leve de trabajadores (primeros auxilios)	< 10.000	Leve	Incumplimiento de específico	Local y baja importancia	1	1

			aciones solucion ado			
Sin lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0	0

Fuente: Modificado de ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. (Base de datos en línea). 2019. Consultado en septiembre de 2021. Pag 12.

### 4.3. Jerarquización de las variables que afectan la integridad de pozos

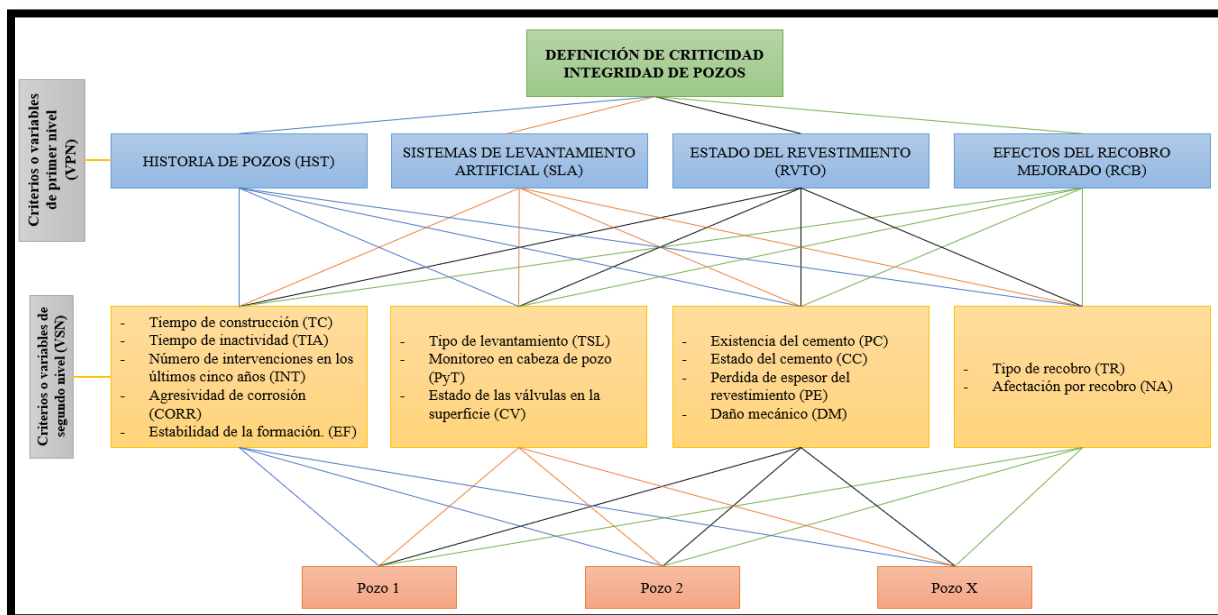
En el presente trabajo para aplicar el método de jerarquización analítica (AHP) se siguieron las siguientes etapas:

#### 1. Diseño del modelo conceptual de Jerarquización analítica para evaluar la integridad de pozos

En la **Figura 29** se puede observar el modelo planteado para evaluar la integridad de pozos aplicando el modelo de jerarquización analítica (AHP), en donde se relacionan las variables principales y secundarias con los escenarios que en este caso son los pozos (Pozo 1, Pozo 2, Pozo X, Pozo Y.....).

Figura 29.

Modelo conceptual de evaluación de integridad aplicando el método de jerarquización analítica (AHP).



## 2. Elaboración y aplicación de la encuesta a expertos

Se realizó una encuesta a 21 expertos en integridad de pozos cuyas experiencias oscilan entre 10 y 30 años, para poder obtener información más detallada acerca de los criterios que se involucran en los problemas de integridad de pozos, en la **Figura 30**, **Figura 31** y **Figura 32**, se puede observar un ejemplo de cómo se realizó la encuesta mencionada anteriormente.

**Figura 30.**

*Ejemplo de encuesta a expertos (1).*

### ENCUESTA SOBRE LAS VARIABLES DE LA INTEGRIDAD DE POZOS

Somos los estudiantes Ingrid Paola Sierra y Jeison Stiven Villota de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander y estamos adelantando la tesis "Evaluación de los problemas de integridad de pozos", donde se está aplicando el método multicriterio de jerarquización analítica (AHP) para comparar las variables de acuerdo a su relativo impacto en la integridad del pozo, que permita con la información específica de los pozos de un campo poder determinar las prioridades en la intervención y control.

Teniendo en cuenta su reconocida experiencia y conocimiento relacionado con las actividades de pozo, agradecemos su valiosa colaboración y aporte para responder la siguiente encuesta.

De acuerdo a estudios realizados en Colombia, a nivel mundial y a normatividad internacional se han definido las siguientes variables:

HST: Historia del pozo.  
 SLA: Sistemas de levantamiento artificial.  
 TSL: Tipo de sistema de levantamiento.  
 RVTO: Estado del revestimiento  
 RCB: Afectación por recobro mejorado.  
 TC: Tiempo de construcción  
 TIA: Tiempo de inactividad  
 INT: Número de intervenciones en los últimos cinco años  
 CORR: Agresividad de corrosión del fluido del pozo  
 EF: Estabilidad de formación  
 DM: Daño mecánico  
 PC: Existencia de cemento  
 PE: Pérdida de espesor del revestimiento  
 PyT: Monitoreo en cabeza de pozo  
 CC: Calidad del cemento  
 NA: Efectos del recobro mejorado.  
 TR: Tipo de recobro  
 CV: Estado de las válvulas de superficie

La escala de comparación relativa como se presenta en la encuesta es la que contempla el método multicriterio de jerarquización analítica (AHP). Después con los resultados de esta encuesta se llevará a una escala que va del 1 al 9 para hacer la cuantificación y estadística.



De acuerdo con su experiencia como ingeniero, favor marque con una X en cada pareja de variables la importancia que representa una sobre la otra; favor marcar una sola vez por cada pareja de variable comparadas.

Favor diligenciar la encuesta antes del 15 de agosto de 2021.

Para facilitar la comparación de las variables se han hecho 14 paquetes donde en cada uno se recuerda las opciones, pero la metodología es la misma.

**Figura 31.***Ejemplo de encuesta a expertos (2).*

# ENCUESTA SOBRE LAS VARIABLES DE LA INTEGRIDAD DE POZOS

 jeisonvillotaa@gmail.com (no compartidos)   
[Cambiar de cuenta](#)

**\*Obligatorio**

## Sección sin título

1. Nombre \*

Juan Perez

2. Profesión \*

Ingeniero de petróleos

3. Tiempo de experiencia \*

15 años

4. Correo electrónico \*

juanperez@gmail.com

Figura 32.

Ejemplo de encuesta a expertos (3).

7. \*

Desde la integridad de pozos en cuanto a posible afectación, la variable 1 comparada con la 2 es:

- a) Extremadamente más importante variable 1 sobre variable 2.
- b) Mucho más importante variable 1 sobre variable 2.
- c) Bastante más importante variable 1 sobre variable 2.
- d) Moderadamente importante variable 1 sobre variable 2.
- e) Igualmente importante variable 1 sobre variable 2.
- f) Moderadamente importante variable 2 sobre variable 1.
- g) Bastante más importante variable 2 sobre variable 1.
- h) Mucho más importante variable 2 sobre variable 1.
- i) Extremadamente más importante variable 2 sobre variable 1.

	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)
El tipo de levantamiento (TSL) comparado con el monitoreo en cabeza de pozo (P y T) es:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
El tipo de levantamiento (TSL) comparado con el estado de las válvulas en la superficie (CV) es:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
El monitoreo en cabeza de pozo (P y T) comparado con el estado de las válvulas en la superficie (CV) es:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Con las respuestas de los expertos se procedió a realizar la ponderación mediante un polígono de frecuencias en donde se tomaba la respuesta más representativa.

Basados en la encuesta anterior en donde se menciona los siguiente:

“Desde la integridad de pozos en cuanto a posible afectación, la variable 1 comparada con la 2 es:

A: Extremadamente más importante variable 1 sobre variable 2.

B: Mucho más importante variable 1 sobre variable 2.

C: Bastante más importante variable 1 sobre variable 2.

D: Moderadamente importante variable 1 sobre variable 2.

E: Igualmente importante variable 1 sobre variable 2.

F: Moderadamente importante variable 2 sobre variable 1.

G: Bastante más importante variable 2 sobre variable 1.

H: Mucho más importante variable 2 sobre variable 1.

I: Extremadamente más importante variable 2 sobre variable 1.

Con el fin de facilitar el análisis, en el polígono de frecuencias el cual se realizó usando la herramienta Excel con ayuda de videos (WissenSync, s.f.), a la letra A se le dio un valor de 9 y a la letra I de -9, las demás letras tienen los valores presentados en la **Tabla 25**.

**Tabla 25.**

*Valores que se dieron a las opciones de respuesta.*

<b>A</b>	9
<b>B</b>	7
<b>C</b>	5
<b>D</b>	3
<b>E</b>	1
<b>F</b>	-3
<b>G</b>	-5
<b>H</b>	-7
<b>I</b>	-9

Para usar el polígono se tomó la ponderación final de las respuestas en cada pregunta y se procedió a analizar la frecuencia de las mismas.

Primero se realizó la contabilidad de las respuestas para determinar el número de letras respondidas en cada pregunta, en la **Figura 33** se puede ver en la columna subrayada que se obtuvieron 0 respuestas para las letras A y D, 1 respuesta para las letras C y F, 2 respuestas para la letra H, 3 respuestas para las letras B y G, 5 respuestas para la letra I y 6 respuestas para la letra E.

A continuación, en el polígono de frecuencias se introduce la columna de las respuestas para poder realizar la ponderación y seleccionar la respuesta final.

Para determinar las respuestas en el polígono de frecuencias, se consideraron aquellas respuestas que tuvieran más de dos selecciones y se procedió a realizar un promedio teniendo en cuenta las frecuencias positivas y negativas de cada respuesta.

Por ejemplo, en la **Figura 34** inicialmente se tomó las respuestas de I, G, E y B las cuales su promedio fue cercano a -2, teniendo en cuenta esto se decidió tomar el valor de 2 entre E y F. Así se realizó para cada respuesta.

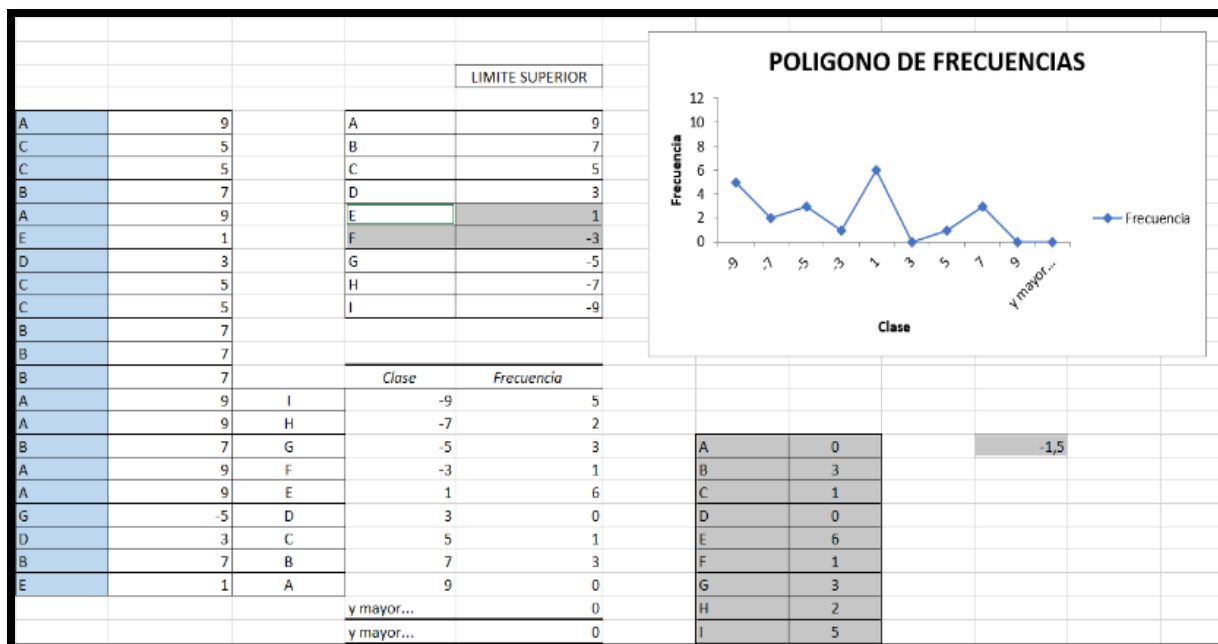
Figura 33.

Ejemplo de respuestas de los expertos.

EXPERTOS	Respuestas a la pregunta 1					
	1					
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
EXPERTO 1	A	E	F	H	E	B
EXPERTO 2	C	G	D	G	G	E
EXPERTO 3	C	G	D	G	G	C
EXPERTO 4	B	C	B	H	D	C
EXPERTO 5	A	I	A	I	F	A
EXPERTO 6	E	E	G	E	G	G
EXPERTO 7	D	I	I	G	H	G
EXPERTO 8	C	E	E	F	E	C
EXPERTO 9	C	H	H	H	E	C
EXPERTO 10	B	H	G	H	H	B
EXPERTO 11	B	B	C	B	C	A
EXPERTO 12	B	E	E	I	G	C
EXPERTO 13	A	E	A	I	E	A
EXPERTO 14	A	I	I	I	I	A
EXPERTO 15	B	B	B	H	H	B
EXPERTO 16	A	I	C	I	G	A
EXPERTO 17	A	B	B	A	B	C
EXPERTO 18	G	I	B	H	H	A
EXPERTO 19	D	E	G	D	E	G
EXPERTO 20	B	F	E	G	E	C
EXPERTO 21	E	G	G	H	E	C
<b>A</b>	6	0	2	1	0	6
<b>B</b>	6	3	4	1	1	3
<b>C</b>	4	1	2	0	1	8
<b>D</b>	2	0	2	1	1	0
<b>E</b>	2	6	3	1	7	1
<b>F</b>	0	1	1	1	1	0
<b>G</b>	1	3	4	4	5	3
<b>H</b>	0	2	1	7	4	0
<b>I</b>	0	5	2	5	1	0
<b>Ponderación Cualitativa</b>	<b>B</b>	<b>E-F</b>	<b>E</b>	<b>H</b>	<b>F-G</b>	<b>C-D</b>
<b>Ponderación Cuantitativa (AHP)</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Figura 34.

Polígono de frecuencias.



### 3. Realización de matrices de comparación pareada

Con las respuestas seleccionadas se realizaron las matrices correspondientes con ayuda del método de jerarquización analítica (AHP); de las matrices iniciales se generaron las matrices normalizadas para poder obtener el vector promedio que significa el valor porcentual de cada criterio analizado. Con el fin de comprobar la consistencia de las matrices se calculó el ratio de consistencia (CR) el cual varía dependiendo del tipo de matriz así (**Tabla 26**):

En la **Matriz 2** se puede observar un ejemplo de cómo se llenó teniendo en cuenta las respuestas obtenidas en el punto anterior.

En el anexo 1 se muestra la totalidad de las variables con su respectiva comparación (ver pag.146).

**Tabla 26.**

*Consistencia de las Matrices.*

TAMAÑO DE LA MATRIZ	% MAXIMO CR
3	5%
4	9%
≥ 5	10%

**Fuente:** Aznar Bellver Jerónimo. Proceso Analítico Jerárquico. AHP (Analytic Hierarchy Process). (Video en línea). Noviembre 17 del 2012. Consultado en septiembre de 2021.

ENCUESTA A EXPERTOS																		
CRITERIO	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	CRITERIO
	Extremadamen te más importante	Entre 7 y 9	Mucho más importante	Entre 5 y 7	Bastante más importante	Entre 3 y 5	Moderadament e importante	Entre 1 y 3	Igual	Entre 1 y 3	Moderadament e importante	Entre 3 y 5	Bastante más importante	Entre 5 y 7	Mucho más importante	Entre 7 y 9	Extremadamen te más importante	
HST			X															SLA
HST										X								RVTO
HST									X									RCB
SLA												X			X			RVTO
SLA													X					RCB
RVTO						X												RCB

*Matriz 2. Resultados encuesta a expertos, variables de primer nivel.*

Para la construcción de las matrices y el modelo de jerarquización de integridad de pozos se tuvieron en cuenta las siguientes variables:

**HST:** Historia de pozos

**TC:** Tiempo de construcción

**TIA:** Tiempo de inactividad

**INT:** Número de intervenciones en los últimos cinco años

**CORR:** Agresividad de corrosión

**EF:** Estabilidad de la formación

**SLA:** Sistemas de levantamiento artificial

**TSL:** Tipo de levantamiento

**PyT:** Monitoreo en cabeza de pozo

**CV:** Estado de las válvulas en la superficie

**RVTO:** Estado del revestimiento

**PC:** Existencia de cemento

**CC:** Estado del cemento

**PE:** Perdida de espesor del revestimiento

**DM:** Daño mecánico

**RCB:** Afectación por recobro mejorado

**TR:** Tipo de recobro

**NA:** Afectación por recobro.

Con las respuestas encontradas en la parte anterior (**Matriz 2**) se elaboraron las matrices normalizadas para poder encontrar el vector promedio. Las matrices normalizadas son el resultado de dividir cada valor en la columna sobre el total de la sumatoria de la columna

y el vector promedio es el resultado de sacar el promedio de cada fila en la matriz normalizada.

En el ejemplo (ver **Matriz 3**) el primer valor (0,241) de la matriz normalizada es el resultado de la división de 1 sobre 4,143 y el primer valor del vector promedio (0,258) es el resultado del promedio de 0,241, 0,368, 0,264 y 0,160.

En la **Matriz 3** se puede observar la comparación pareada de los criterios de primer nivel con base en el análisis AHP. Los resultados obtenidos en la matriz demuestran que la variable de mayor importancia es el “estado del revestimiento” (RVTO) con un valor de cincuenta punto cinco por ciento (50,5%), seguido se encuentra la variable “historia de pozos” (HST) con un valor de veinticinco punto ocho por ciento (25,8%).

CRITERIO	HST	SLA	RVTO	RCB	MATRIZ NORMALIZADA				VECTOR PROMEDIO
HST	1	7	1/2	1	0,241	0,368	0,264	0,160	0,258
SLA	1/7	1	1/7	1/4	0,034	0,053	0,075	0,040	0,051
RVTO	2	7	1	4	0,483	0,368	0,528	0,640	0,505
RCB	1	4	1/4	1	0,241	0,211	0,132	0,160	0,186
SUMA	4,143	19,000	1,893	6,250	1	1	1	1	1

*Matriz 3. Comparación pareada de los criterios de primer nivel.*

Siguiendo esta misma metodología se compararon las demás variables de segundo nivel cuyos resultados se muestran en el anexo 1 (ver pag.146). Las variables de segundo nivel se agrupan después en variables de primer nivel, esto solo es con el fin de facilitar el análisis y no se refiere a que unas son inferiores a otras. Al final cada variable tendrá su ponderación con lo cual se puede evaluar los pozos y comparar su grado de criticidad en cuanto a integridad.

Finalmente, el modelo de ponderación de las variables que se involucran en la integridad de pozos se presenta en la **Figura 35** y en el esquema de la **Figura 36**.

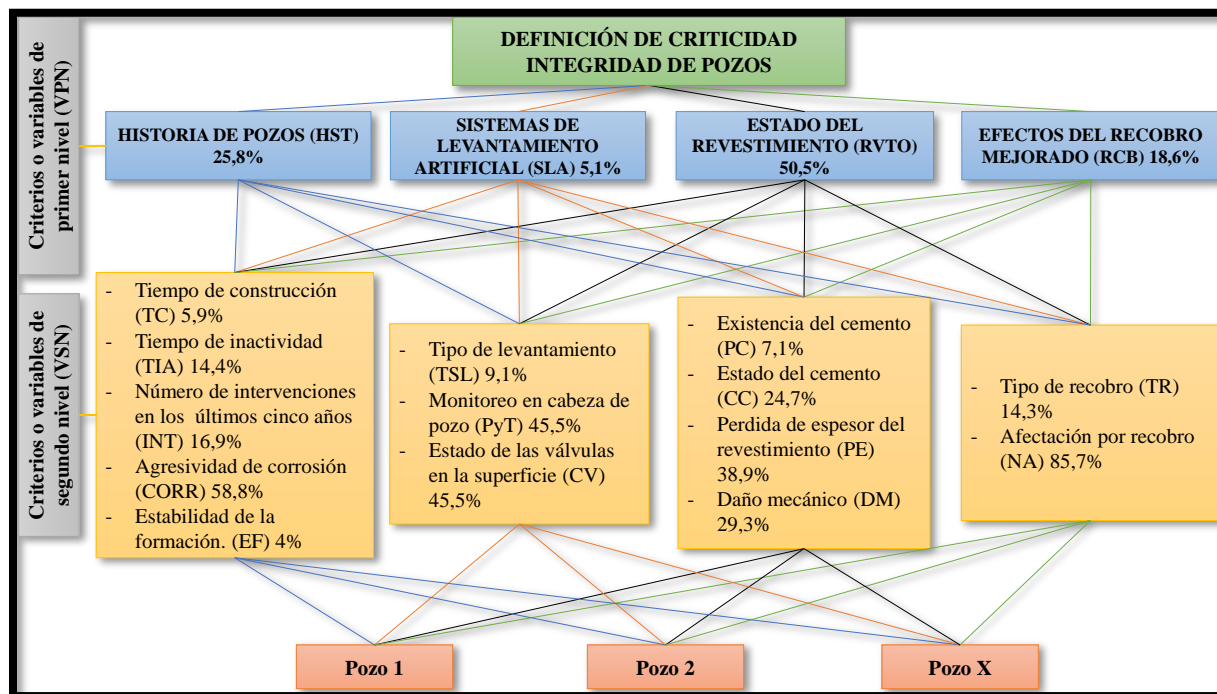
Figura 35.

Ponderación final de variables de primer y segundo nivel.

PONDERACIÓN FINAL DE LAS VARIABLES				
VARIABLES DE PRIMER NIVEL	PONDERACIÓN (VPN)	VARIABLES DE SEGUNDO NIVEL	PONDERACIÓN (VSN)	PONDERACIÓN FINAL
HISTORIA DEL POZO (HST)	0,258	TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN (TC)	0,059	0,015
		TIEMPO DE INACTIVIDAD (TIA)	0,144	0,037
		NÚMERO DE INTERVENCIÓN (INT)	0,169	0,044
		AGRESIVIDAD DE CORROSIÓN (CORR)	0,588	0,152
		ESTABILIDAD DE LA FORMACIÓN (EF)	0,040	0,010
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	0,051	TIPO DE LEVANTAMIENTO (TSL)	0,091	0,005
		MONITOREO EN CABEZA DE POZO (PyT)	0,455	0,023
		ESTADOS DE LAS VÁLVULAS EN SUPERFICIE (CV)	0,455	0,023
ESTADO DEL REVESTIMIENTO (RVTO)	0,505	EXISTENCIA DEL CEMENTO (PC)	0,071	0,036
		ESTADO DEL CEMENTO (CC)	0,247	0,124
		PERDIDA DE ESPESOR DEL REVESTIMIENTO (PE)	0,389	0,197
		DAÑO MECÁNICO (DM)	0,293	0,148
EFECTO DEL RECOBRO MEJORADO (RCB)	0,186	TIPO DE RECOBRO (TR)	0,143	0,027
		AFECTACIÓN POR RECOBRO (NA)	0,857	0,159
VPN: Valor de ponderacion de variables de primer nivel	1			1
VSN: Valor de ponderacion de variables de segundo nivel				

Figura 36.

Definición de criticidad integridad de pozos con valores porcentuales.



#### **4. Validación del modelo**

Después de tener realizadas las matrices con los criterios de variables de primer nivel como de segundo nivel, se utilizó información de algunos pozos utilizados en el trabajo de Daniela Alvarado, J. F. (2020) y poder comparar los resultados del presente trabajo con el fin de determinar la consistencia del modelo. Para ello cada pozo fue comparado respecto a la variable de segundo nivel y posteriormente con la información obtenida se realizaron las matrices de comparación pareada al igual que en la primera parte. Al final se realizó una ponderación total de las variables junto con los pozos para así poder determinar la priorización que se debería tener en los pozos que tienen mayor susceptibilidad a fallar.

La validación del modelo se detalla en el capítulo 5.

### 5. Validación del modelo de jerarquización analítica (AHP)

Para fines de este trabajo se tomaron como ejemplo pozos de un determinado campo petrolero y mediante un análisis AHP se relacionaron con las variables mencionadas en el capítulo anterior (revisar pag.116) con el propósito de analizar en qué escenario se debe tener más cuidado al evaluar los problemas de integridad de pozos y poder llevar a cabo un plan de gestión de riesgos.

En la **Matriz 4** se muestra un ejemplo de la distribución de las respuestas brindadas por los expertos, donde se comparan los pozos respecto a un criterio secundario. En el anexo 1 (ver pag.146) se muestra la totalidad de los pozos respecto a los criterios de segundo nivel con su respectiva comparación.

ENCUESTA A EXPERTOS										
RESPECTO A TSL										
	9	7	5	3	1	3	5	7	9	
CRITERIO	Extremadamente más importante	Mucho más importante	Bastante más importante	Moderadamente importante	Igual	Moderadamente importante	Bastante más importante	Mucho más importante	Extremadamente más importante	CRITERIO
Pozo A2		X								Pozo B2
Pozo A2							X			Pozo C2
Pozo B2					X					Pozo A4

*Matriz 4. Comparación pareada de los pozos respecto a una variable de segundo nivel.*

En la **Tabla 27** se muestran los pozos que se usaron en el trabajo de Daniela Bernal Alvarado, J. F. (2020), para determinar la susceptibilidad (S), impacto (I) de los mismos pozos con el fin de encontrar la priorización (P). como se muestra en la **Figura 37**. Se cruzan los valores de impacto con los de susceptibilidad para encontrar la priorización dando el resultado final con colores; si la intersección da un color rojo la priorización es alta, si da naranja media y si es verde es baja.

Tabla 27.

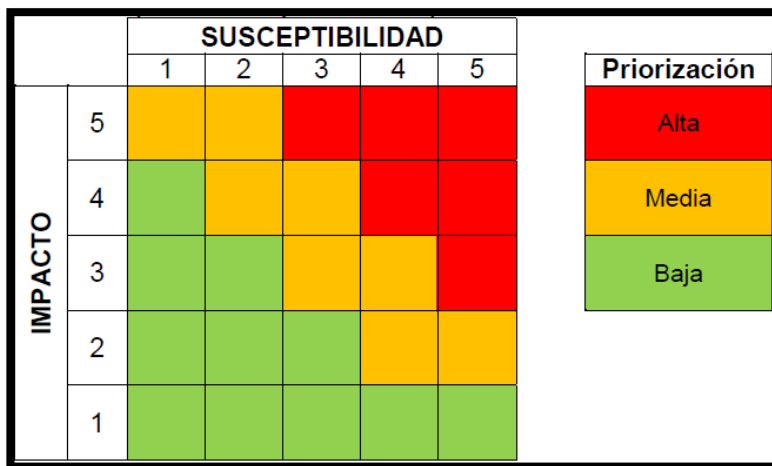
Pozos evaluados

MATRIZ DE SUSCEPTIBILIDAD DE FALLA (DANIELA ALVARADO, JUAN FELIPE VILLALOBOS)																			
Campo	Pozo	Tipo Pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB		S	I	P
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA			
A	A2	Productor	5	3	1	1	3	1	2	3	1	3	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A4	Productor	5	1	1	1	2	1	3	5	1	5	5	1	4	5	3	4	Media
A	A13	Productor	5	3	1	4	2	1	3	5	1	3	5	1	4	5	3	3	Media

**Fuente:** Daniela Bernal Alvarado, J. F. ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO. Bogotá D.C. 2020. Consultado en septiembre de 2021. Pag. 61 – 64.

Figura 37.

Matriz para hallar la priorización.



**Fuente:** Daniela Bernal Alvarado, J. F. quien citó a ECOPEPETROL S.A. 2019. ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO. Bogotá D.C. 2020. Consultado en septiembre de 2021. Pag. 61 –

64.

Teniendo en cuenta la valoración dada en la **Tabla 27** mediante una escala que se puede ver en la **Tabla 28** se procedió a realizar las matrices de comparación pareada para determinar la susceptibilidad a fallar de los pozos de acuerdo con los criterios de segundo nivel con el método AHP.

Para poder llevar los valores a las matrices se usó la escala mencionada anteriormente. Por ejemplo, en el caso en donde los pozos X y Y en la escala AHP tienen el mismo valor de susceptibilidad entonces en la matriz se pondrá el valor de 1, por otro lado, si tienen valor de 1 a 3, 3 a 5, 5 a 7, o 7 a 9, en la matriz se pondrá el valor de 3, en el caso en donde la susceptibilidad de los pozos varíe de 1 a 5, de 3 a 7 y de 5 a 9, en la matriz se pondrá el valor de 5, en la matriz se pondrá el valor de 7 en los casos en donde los pozos X y Y presenten valor de susceptibilidad de 1 a 7 y de 3 a 9, por último cuando en los pozos el valor de susceptibilidad varía de 1 a 9, en la matriz se pondrá el valor de 9. De acuerdo con lo anterior, el valor que se ponga en la matriz dependerá de cual pozo tenga el mayor número de susceptibilidad, es decir, si en un caso el pozo Y tiene valor de 7 respecto al pozo X que tiene valor de 1 entonces en la matriz se pondrá 7 en el pozo Y.

**Tabla 28.**

*Escala de comparación de pozos.*

Comparación Pozo X con pozo Y escala Ecopetrol		Comparación Pozo X con pozo Y escala AHP		Valor que se debe poner en la matriz
X	Y	X	Y	AHP
1	1	1	1	1
1	2	1	3	3
1	3	1	5	5
1	4	1	7	7
1	5	1	9	9
2	2	3	3	1
2	3	3	5	3
2	4	3	7	5
2	5	3	9	7
3	3	5	5	1
3	4	5	7	3
3	5	5	9	5
4	4	7	7	1
4	5	7	9	3
5	5	9	9	1

En la **Matriz 5** se puede ver un ejemplo de la escala (**Tabla 28**), en donde se comparan los pozos A2, A4 y A13 respecto al criterio de estado del cemento (CC) con los cuales se definen los valores de susceptibilidad de 5, 9 y 9 respectivamente (**Tabla 29**).

Siguiendo esta misma metodología, se desarrollaron todas las matrices con su respectiva comparación.

**Tabla 29.**

*Pozos para la validación del modelo AHP.*

MATRIZ DE SUSCEPTIBILIDAD DE FALLA (MÉTODO AHP)																
Campo	Pozo	Tipo Pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB	
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA
A	A2	Productor	9	5	1	1	5	1	3	5	1	5	9	1	7	9
A	A4	Productor	9	1	1	1	3	1	5	9	1	9	9	1	7	9
A	A13	Productor	9	5	1	7	3	1	5	9	1	5	9	1	7	9

RESPECTO A CC										
	9	7	5	3	1	3	5	7	9	
CRITERIO	Extremadamente más importante	Mucho más importante	Bastante más importante	Moderadamente importante	Igual	Moderadamente importante	Bastante más importante	Mucho más importante	Extremadamente más importante	CRITERIO
POZO A2							X			POZO A4
POZO A2							X			POZO A13
POZO A4					X					POZO A13

*Matriz 5. Comparación pareada de los pozos respecto al criterio CC.*

Con los datos obtenidos de las matrices se elaboraron las matrices normalizadas para finalmente obtener el vector promedio tal como se mencionó en el capítulo anterior (ver pag.116).

En la **Matriz 6** se puede observar la comparación pareada de los pozos respecto al criterio de segundo nivel “estado del cemento” mediante el análisis AHP. Los resultados obtenidos en la matriz demuestran que los pozos A4 y A13 tienen mayor criticidad con un valor de cuarenta y cinco punto cinco por ciento (45,5%), a comparación del pozo A2 que tiene un valor de nueve punto uno por ciento (9,1%).

De acuerdo con la **Tabla 17** los pozos A4 y A13 con valor de 9, no tienen registro o presentan registro con evidencia de mala calidad del cemento, lo cual indica una susceptibilidad a fallar muy alta, de otro lado, el pozo A2 con valor de 5, tiene registro con evidencia de buena calidad del cemento lo cual significa susceptibilidad a fallar media. Es por esto que los pozos A4 y A13 son de mayor criticidad respecto al criterio estado del cemento.

RESPECTO A CC							
CRITERIO	POZO A2	POZO A4	POZO A13	MATRIZ NORMALIZADA			VECTOR PROMEDIO
POZO A2	1	1/5	1/5	0,091	0,091	0,091	0,091
POZO A4	5	1	1	0,455	0,455	0,455	0,455
POZO A13	5	1	1	0,455	0,455	0,455	0,455
SUMA	11	2,200	2,200	1,000	1,000	1,000	1

*Matriz 6. Normalizada de los pozos respecto al criterio CC.*

Siguiendo la misma metodología se realizaron todas las matrices normalizadas para la comparación de los pozos, dichas matrices se pueden encontrar en el anexo 1 (ver pag. 146).

En la **Tabla 30** se muestran los resultados finales de la comparación de los pozos seleccionados, en donde se puede evidenciar que el pozo A4 obtuvo la mayor susceptibilidad con un valor de treinta y siete punto cinco por ciento (37,5%), seguido del pozo A13 con una susceptibilidad del treinta y dos punto cinco por ciento (32,5%), por último, se encuentra el pozo A2 con un valor de treinta punto uno por ciento (30,1%).

La susceptibilidad es el resultado del producto de las sumas de las matrices fila de cada pozo con las matrices fila de la ponderación.

**Tabla 30.**

*Susceptibilidad.*

	TSL	TC	TIA	INT	CORR	PyT	PC	CC	PE	DM	EF	CV	TR	NA	SUSCEPTIBILIDAD
POZO A2	0,333	0,455	0,333	0,111	0,6	0,333	0,143	0,091	0,333	0,143	0,333	0,333	0,333	0,333	0,301
POZO A4	0,333	0,091	0,333	0,111	0,2	0,333	0,429	0,455	0,333	0,714	0,333	0,333	0,333	0,333	0,375
POZO A13	0,333	0,455	0,333	0,778	0,2	0,333	0,429	0,455	0,333	0,143	0,333	0,333	0,333	0,333	0,325
SUMA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PONDERACIÓN	0,005	0,015	0,037	0,044	0,152	0,023	0,036	0,124	0,197	0,148	0,010	0,023	0,027	0,159	

Para analizar el impacto se desarrolló la misma metodología de susceptibilidad y se tuvo en cuenta la **Tabla 27**.

Según los datos de la tesis *ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO* de Daniela Alvarado, el impacto (I) fue mayor para el pozo A2 con un valor de cinco (5) (**Tabla 27**).

En la **Matriz 7** con la información presentada en la tesis de Daniela Alvarado quien se basa principalmente en datos de ECOPETROL S.A., se evidencia la comparación pareada de los pozos respecto al impacto que tiene cada uno.

RESPECTO AL IMPACTO										
	9	7	5	3	1	3	5	7	9	
CRITERIO	Extremadamente más importante	Mucho más importante	Bastante más importante	Moderadamente importante	Igual	Moderadamente importante	Bastante más importante	Mucho más importante	Extremadamente más importante	CRITERIO
POZO A2				X						POZO A4
POZO A2			X							POZO A13
POZO A4				X						POZO A13

*Matriz 7. Comparación pareada de los pozos respecto al impacto.*

En la **Matriz 8** se muestran los resultados de la comparación de los pozos respecto al impacto en donde se puede observar que el pozo con mayor priorización es el pozo A2 con un valor de sesenta y tres punto tres por ciento (63,3%), seguido de los pozos A4 y A13 con priorización de veintiséis y diez punto seis por ciento (26%, 10,6%) respectivamente.

RESPECTO AL IMPACTO							
CRITERIO	POZO A2	POZO A4	POZO A13	MATRIZ NORMALIZADA			VECTOR PROMEDIO
POZO A2	1	3	5	0,652	0,692	0,556	0,633
POZO A4	1/3	1	3	0,217	0,231	0,333	0,260
POZO A13	1/5	1/3	1	0,130	0,077	0,111	0,106
SUMA	1,533	4,333	9	1,000	1,000	1,000	1,000

*Matriz 8. Normalizada de los pozos respecto al impacto.*

De acuerdo con la **Tabla 24** relacionada con el impacto (presentada en el capítulo 4), el pozo A2 con valor de 9, representa en el ámbito personal que puede haber una o más fatalidades de trabajadores o incapacidades permanentes a personal de la comunidad, en lo económico puede haber pérdidas mayores a 10'000.000 USD \$, en lo ambiental puede generar un mayor impacto, respecto a los clientes puede tener pérdida de participación en el mercado y en cuanto a la reputación es de tipo internacional.

El pozo A4 con valor de 7, representan en el ámbito personal, incapacidad permanente (total o parcial) de trabajadores o incapacidad temporal de personal de la comunidad, en lo económico pérdidas entre 1'000.000 y 10'000.000 USD \$, en lo ambiental genera un impacto importante, respecto a los clientes puede tener pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario y en cuanto a la reputación, es nacional y con rechazo de un grupo de interés.

El pozo A13 con valor de 5, representan en el ámbito personal, incapacidad temporal ( $\geq$  a 1 día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad, en lo económico pérdidas entre 100.000 y 1'000.000 USD \$, en lo ambiental generan un impacto localizado, respecto a los clientes pueden tener desabastecimiento y/o pérdida y en cuanto a la reputación, es nacional y sin rechazo de un grupo de interés.

Al representar en forma numérica el valor del impacto (I) por la susceptibilidad (S) se puede encontrar la priorización y con base en esto plantear la misma en función de los valores de los vectores promedio encontrados en la metodología planteada aplicando el análisis jerárquico (**Tabla 31**).

Tabla 31.

Priorización producto del impacto y la susceptibilidad.

I x S (Propuesto)	Priorización
> 0,50	Alta
0,10 - 0,50	Media
< 0,10	Baja

Con base en esta escala en la evaluación de los pozos, en la **Figura 38** se encuentra que el pozo A2 tiene una priorización media, mientras que los pozos A4 y A13 baja. A pesar de no ser la misma priorización del método presentado por la tesis de Daniela Alvarado, se mantiene el mismo orden de prioridad.

Figura 38.

Priorización de los pozos.

Campo	Pozo	Tipo Pozo	Susceptibilidad (S)	Impacto (I)	Priorizacion (P)	Priorizacion
A	A2	Productor	0,301	0,633	0,191	Media
A	A4	Productor	0,375	0,260	0,098	Baja
A	A13	Productor	0,325	0,106	0,034	Baja

En la **Figura 39** se presenta el diagrama de flujo de una propuesta del plan de evaluación y manejo de la integridad de pozos, donde se muestran las diferentes alternativas para abordar la integridad de pozos, que es un tema complejo y dinámico que requiere permanente diagnóstico e implementación de acciones que permitan mitigar los efectos técnicos, de seguridad, sociales y ambientales en los campos productores de hidrocarburos y su entorno. Esta propuesta se realizó con base en el análisis presentado en la tesis de Daniela Alvarado quien se guio de los datos proporcionados por Ecopetrol S.A. y mediante el análisis jerárquico AHP implementado en el

presente proyecto para evaluar la priorización para la intervención y toma de decisiones, aunque se aclara que también se pueden utilizar otras herramientas para este propósito.



## 6. Conclusiones

- Es importante conocer las fases para la construcción y el ciclo de vida de los pozos en la industria de los hidrocarburos, temas como la exploración, la planeación, la construcción, el completamiento, la producción, el mantenimiento y el abandono de pozos petroleros, las cuales pueden ser de ayuda al momento de analizar todos los problemas de integridad que se pueden presentar en un proyecto determinado y con esto minimizarlos para lograr los objetivos que se planteen en dicho proyecto.
- La integridad de pozos es un tema fundamental antes, durante y después de la perforación; conocer cada uno de los conceptos de integridad permite crear un modelo de gestión de riesgos para poder mitigar fallos que se generen durante el ciclo de vida de los pozos.
- En este proyecto se hizo uso del método AHP para poder construir un modelo mediante matrices de comparación pareada útil para valorar las variables de integridad de pozos y finalmente se aplicó a pozos con ciertas características para llegar a la priorización a fin de tomar medidas para prevenir y mitigar efectos por posibles incidentes.
- Las variables seleccionadas en este proyecto se enfocaron en aquellas que afectan de manera directa o indirecta la integridad de las barreras de pozo, en donde cada una de ellas se analizó y monitoreó de acuerdo con una escala de colores y se dio a conocer cuáles eran las variables que más afectaban en la integridad de pozos. El método de jerarquización analítica (AHP) es importante cuando se quiere analizar problemas complejos de múltiples criterios para poder clasificarlos y seleccionar el mejor escenario.
- Inicialmente se evaluó y clasificó las variables de estudio con el fin de crear un modelo que permita diseñar un plan de gestión de riesgos de integridad de pozos, para ello se llegó a la conclusión de que las variables de mayor peso eran el estado del revestimiento y la

historia del pozo; esto gracias a las respuestas brindadas por los expertos con las cuales se pudo realizar el modelo.

- Para el proyecto se tomó como ejemplo los pozos de un campo específico y se evaluaron mediante el análisis AHP con el fin de clasificar cuál de los pozos es de mayor importancia en relación con su integridad. Inicialmente se llegó a la conclusión de que el pozo más importante fue el pozo A2 debido a que presentó susceptibilidad a fallar muy alta en varios de los criterios analizados y al final del análisis obtuvo la mayor priorización, aunque cabe resaltar que todos los pozos son similares, pero presentan ciertos detalles que permiten evaluar la diferencia. Estos resultados se compararon con un trabajo anterior en donde evaluaron la integridad de esos pozos encontrando que el de mayor priorización fue el pozo A2 lo cual concuerda con la conclusión presentada en este proyecto.
- Mediante el modelo de jerarquización de variables se realizó el análisis de integridad de tres pozos, sin embargo, el modelo se puede aplicar a un determinado campo petrolero donde se encuentren pozos con diferentes características.
- Finalmente, con todos los parámetros anteriormente mencionados se propuso un plan de evaluación y manejo de la integridad de pozos que puede ser útil al momento de mitigar los riesgos relacionados con la integridad en los pozos.

## 7. Recomendaciones

- Conocer todo lo relacionado con la integridad de los pozos antes, durante y después de la perforación y completamiento, ya que entendiendo las normativas y los aspectos técnicos que se involucran en estos temas, se puede crear programas de gestión de riesgos en la integridad de los pozos.
- Seleccionar las variables de acuerdo con el modelo de jerarquización que se vaya a usar teniendo en cuenta la calificación o priorización de estas para obtener un análisis eficaz.
- Realizar una evaluación de integridad de pozos en un campo en el que se cuente con suficiente información que permita la aplicación del modelo AHP y poder realizar un análisis más detallado que contribuya a la solución de posibles problemas.
- El plan de evaluación y manejo de la integridad de los pozos de este proyecto es una base que requiere continuar investigando y profundizando para estructurar una herramienta eficaz para el diagnóstico e identificación de potenciales problemas y su posible solución.

### Referencias bibliográficas

- Abaúnza, L. (2019). Clase de completamiento de pozos. Bucaramanga, Colombia.
- ambiente, S. d. (2011). *PLUGGING AND ABANDONMENT OF OIL AND GAS WELLS*.
- Antonio, A. B. (s.f.). *Diseño de perforación de pozos petroleros*. Guadalajara.
- Barberii, E. (1998). *El pozo ilustrado. Ediciones del Fondo*. Caracas - Venezuela: Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). cuarta Edición.
- BOP. (12 de Marzo de 2021). *What Are Dual Shearing Rams?* Obtenido de <https://www.bop-products.com/blog/category/bop-rams/>
- Center, P. T. (s.f.). *Curso de BOP*. Argentina.
- Cerón , B. G. (2016). *SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS*.
- Channel, O. (2016). *Oil Channel*. Obtenido de <https://www.oilchannel.tv/noticias/ingenieros-de-petroleos-con-diploma-sin-experiencia-ni-oportunidad-de-empleo>
- ConocoPhillips. (2018). Integridad de los pozos en tierra. *ConocoPhillips*, 2.
- Daniela Bernal Alvarado, J. F. (2020). *ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO*. Bogota.
- Dols, J. L. (24 de Febrero de 2017). *Eadic. Formación y Consultoría*. Obtenido de Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos: <https://www.eadic.com/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-para-la-explotacion-de-hidrocarburos/>
- Ecopetrol. (2000). *Clasificación de las cuencas sedimentarias de Colombia*. Bogota Colombia.
- Energía, M. d. (2018). *Resolución* . Bogotá.

- Fetoui, I. (30 de Diciembre de 2017). *Introduction to Well Integrity*. Obtenido de <https://www.printfriendly.com/p/g/xq8nF7>: <https://www.printfriendly.com/p/g/xq8nF7>
- García, E. P. (2019). *DISMINUCIÓN DE LA FRECUENCIA DE FRACTURAS EN LAS SARTAS DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS DE MEDIO Y LARGO ALCANCE*. Matanzas.
- group, N. (10 de Diciembre de 2014). *Fundamentos de Exploración y Producción*. Obtenido de PERFORACIÓN DE POZOS: <https://es.slideshare.net/MagnusMG/perforacion-de-pozos-petroleros-42587724>
- Hals, A. (2015). *Well Integrity Assessment: Challenges related to Human and Organizational Factors-The case study of Veslefrikk*. Noruega: NTNU.
- Herrera, L. G. (2019). *Método de control de pozos*.
- hidrocarburos, A. (2011). *Cuestión de integridad*. Bogotá. Obtenido de <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/infografias-acp/113-cuestion-de-integridad/file>: <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/infografias-acp/113-cuestion-de-integridad/file>
- IAPG, I. A. (2020). *PRÁCTICA RECOMENDADA. Sistemas de Control de Surgenica en Equipos de Torre*. Argentina.
- Industry, O. A. (s.f.). *Freepick*. Obtenido de [https://www.freepik.es/vector-premium/industria-petroleo-gas-busqueda-candidato\\_4906969.htm](https://www.freepik.es/vector-premium/industria-petroleo-gas-busqueda-candidato_4906969.htm)
- ISO. (2017). *ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Part 1: Life cycle governance*.

- ISO. (2017). *Online Browsing Platform (OBP)*. Obtenido de ISO 16530-1:2017(en) Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Part 1: Life cycle governance: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:16530:-1:ed-1:v1:en>
- ISO, I. S. (2017). *ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries - Well Integrity*.
- J., M. J. (2002). *El proceso analítico jerárquico (AHP), fundamentos, metodología y aplicaciones* .
- Jasay Cristina Calderón Pachon, A. F. (2019). *ANÁLISIS DEL INFLUJO EN EL CASO MACONDO CON EL FIN DE GENERAR RECOMENDACIONES PARA SER APLICADAS EN EL CARIBE COLOMBIANO*. Bogota D.C.
- Jhon Alexander García Vacca, P. A. (2011). *Manual básico de control de pozo petrolero*. Obtenido de [https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual\\_control\\_de\\_pozo/157](https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo/157)
- Juan Escriviá, L. (2015). *Aplicación del proceso analítico jerárquico (AHP) al dimensionamiento de sistemas renovables*. Valencia, España.
- Juan Felipe Cortes Carrillo, T. Y. (2018). *DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DE LOS POZOS PARA CAMPOS PARETO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*. Bogota, D.C.
- Leon, E. A. (2019). *Fundamentos de perforación de pozos*. Bucaramanga.
- Luis Enrique Dick Bernal, P. C. (2017). *DISEÑO DE UN PLAN DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS*. Bogota, D.C.
- Mario Garcia Gonzales, R. M. (2009). *Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas*.
- Martinez, C. G.-M. (2015). *Solucion de gestion y control de la integridad de pozos*. Madrid.
- Marzo, M. (1 de Junio de 2010). *Macondo y el petróleo en aguas profundas*. Obtenido de [https://elpais.com/diario/2010/06/01/opinion/1275343214\\_850215.html](https://elpais.com/diario/2010/06/01/opinion/1275343214_850215.html)

Naranjo, M. G. (2006). *MANTENIMIENTO DE TORRES DE PERFORACIÓN PETROLERA*.  
Quito.

NOAA, A. N. (14 de Febrero de 2007). *IncidentNews*. Obtenido de  
<https://incidentnews.noaa.gov/incident/6250>

Ochandio, R. (s.f.). *Hidrocarburos No-Convencionales. Fractura Hidráulica*.

OilProduction. (s.f.). *Diseño de la Perforación de Pozos*.

OilProduction. (s.f.). *Terminación y Mantenimiento de Pozos*.

Ojeda, R. F. (s.f.). *1 Preventor Anular*.

Omar Karim Lobato Gonzales, E. D. (2019). *PROCEDIMIENTOS QUE DETERMINAN LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN CON BASE EN LAS GEOPRESIONES*.  
Ciudad de México.

Osinermin. (2010). *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*. Obtenido de  
<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/249.htm>

Pabón, S. (Abril de 2019). *DESASTRE AMBIENTAL LA LIZAMA, UN AÑO DESPUES*. Obtenido de  
<https://crudotransparente.com/2019/04/24/desastre-ambiental-la-lisama-un-ano-despues/>

Peru, M. (s.f.). *Equipos y accesorios de perforación*. Obtenido de  
<https://megasupplyperu.com/producto/equipos-y-accesorios-de-perforacion/>

S.A, E. (2019). *Guia para el manejo de la integridad de pozos*. Obtenido de Guia para el manejo de la integridad de pozos.

S.A., E. (2019). *Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP*.  
Colombia.

Schlumberger. (2019). Obtenido de Oilfield Glossary En Español:  
<https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/l/lot>

Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de  
[https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/subsurface\\_safety\\_valve\\_sssv](https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/subsurface_safety_valve_sssv)

SlideToDoc. (s.f.). *SlideToDoc.com*. Obtenido de Propósito de los Revestimientos Reforzar el agujero Aislar: <https://slidetodoc.com/propósito-de-los-revestimientos-reforzar-el-agujero-aislar/>

Smith, R. (2014). *PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE CONTROL DE POZOS*. Training solutions.

Supplies, Q. -T. (s.f.). *Q - Training & Supplies*. Obtenido de [qtraining-colombia.com](https://qtraining-colombia.com/):  
<https://qtraining-colombia.com/>

Toskano Hurtado, G. B. (2005). *El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como Herramienta para la Toma de Decisiones en la Selección de Proveedores*. Lima - Perú.

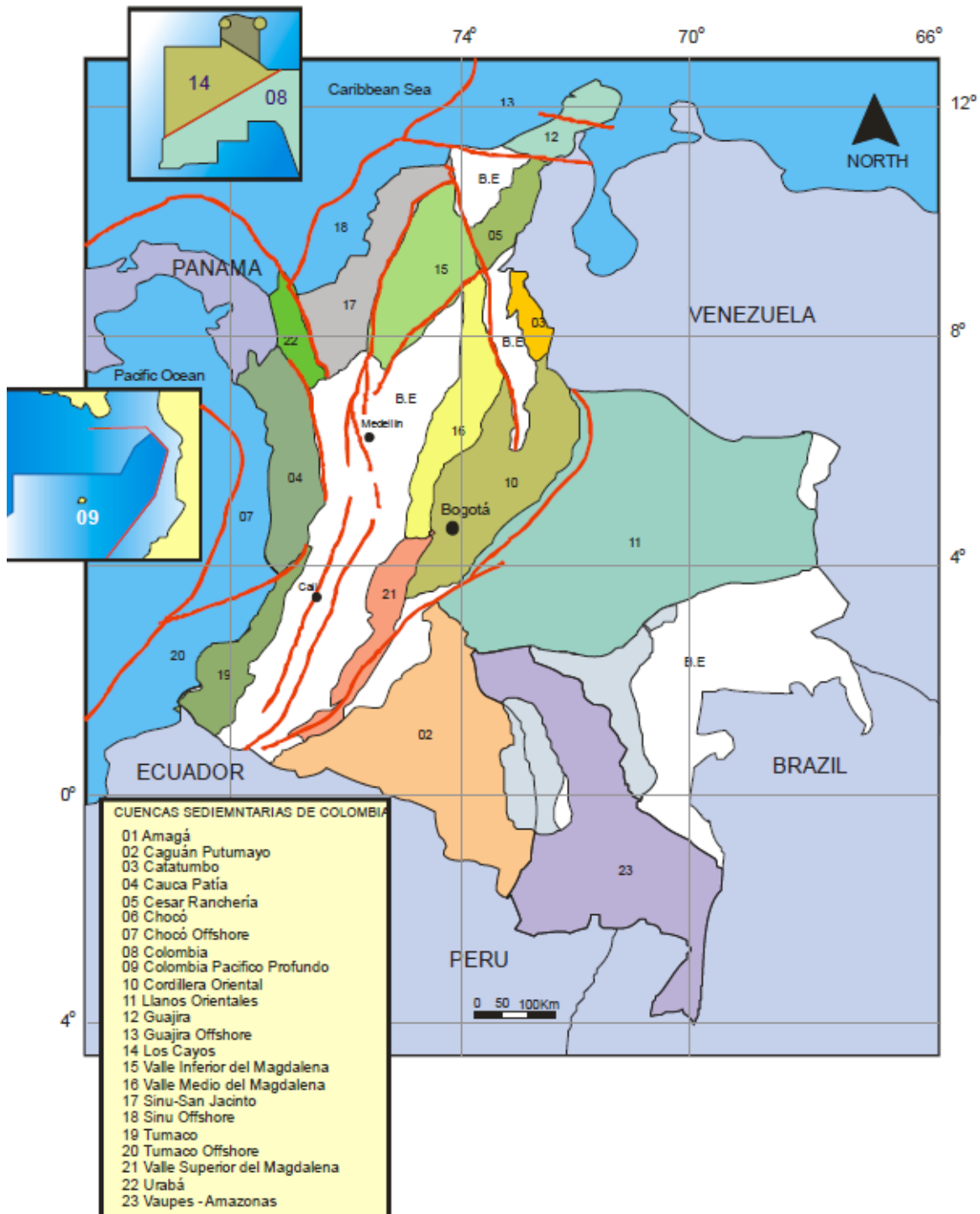
Vargas, L. (14 de Octubre de 2015). *LECCIONES DE CRUDO APRENDIDAS DE MACONDO BLOWOUT*. Obtenido de <https://enviro-usa.com/es/lat/crude-lessons-what-we-have-learned-from-the-macondo-blowout/>

Walter Chiriboga Sánchez, W. V. (2010). *Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada Utilizando Nuevas Tecnologías*. Guayaquil - Ecuador.

WissenSync. (s.f.). *Youtube*. Obtenido de Estadística | Cómo hacer un polígono de frecuencias en Excel: <https://www.youtube.com/watch?v=WtGFVkoLbQY>

## **Apéndices**

1. ANEXOS\AHP.xlsx

2. Cuencas de Colombia

**Fuente:** Mario García Gonzales, Ricardo Mier Umaña, Luis Enrique Cruz Guevara, Mauricio Vásquez.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS. (INFORME EJECUTIVO). Abril 2009. Consultado en junio de 2020. Pag 37.