

**POLÍTICA DE INTEGRIDAD PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD DE  
ECOPETROL. ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS**

**IVÁN LEONARDO CORONEL GUTIERREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2020**

**POLÍTICA DE INTEGRIDAD PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD DE  
ECOPETROL. ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS**

**IVÁN LEONARDO CORONEL GUTIERREZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de Magíster en Ingenierías de  
Petróleos y Gas**

**Director**

**NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO**

**Autoridad Técnica en Perforación y Completamiento.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2020**

**A mi familia, mis colegas y amigos.**

**Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de vivir esta bella experiencia.**

**Al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra por su soporte en el desarrollo de este trabajo.**

**A mis colegas por su aporte constante en mi desarrollo profesional.**

**A mis maestros y maestras de vida.**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL .....	23
1.1 INTEGRIDAD DE POZOS (CONCEPTOS Y TERMINOLOGÍA): .....	23
1.2 BARRERAS DE POZO.....	24
1.3 ESQUEMA DE POZOS EN TIERRA “ONSHORE” .....	28
2 ELEMENTOS Y MECANISMOS POR LOS CUALES SE PUEDE COMPROMETER LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LOS POZOS DE PETRÓLEO Y GAS.....	34
2.1 ANTECEDENTES EN EL MUNDO Y COLOMBIA.....	34
2.2 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE POZOS PARA LA CONTENCIÓN DE PRESIONES Y MECANISMOS DE COMUNICACIÓN DE FLUIDOS. ....	37
2.2.1 Cemento y Revestimiento (Casing).....	37
2.2.2 Diseño de Casing (Revestimiento).....	38
2.2.3 Pérdida de integridad del Casing de Producción (Revestimiento de Producción). .....	41
2.2.4 Pérdida de integridad por migración de fluidos en Casing externos (Revestimientos superiores exceptuando el Casing de Producción). ....	43
2.2.5 Pérdida de integridad por migración a través del Cemento.....	43
2.2.6 Pérdida de integridad por diseño de la tubería de Producción (Tubing) y elementos del completamiento. ....	47
2.2.7 Pérdida de integridad en el Cabezal y Árbol de producción.....	49
3 ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD DE POZO EN PROCESOS OPERATIVOS DE POZOS DE PETROLEO Y GAS .....	51
3.1 GERENCIAMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE POZO. ....	51
3.2 NECESIDAD DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZOS. ....	52
3.3 DECLARACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZOS.....	54
3.4 DESVIACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZO.....	55

3.5 BARRERAS DE POZO (WB) Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.....	55
3.6 ESQUEMAS Y DIAGRAMAS DE BARRERA DE POZO (WBS).....	58
3.7 ANÁLISIS DE FALLA. ....	59
3.8 EVALUACIÓN DEL RIESGO EN LOS ASPECTOS RELACIONADOS CON LA INTEGRIDAD DE POZO.....	60
3.8.1 Técnicas de evaluación del riesgo.....	63
3.9 TABLAS DE ACEPTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE BARRERA DE POZO (WBE). 64	
3.10 INFORMACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ELEMENTOS DE BARRERAS DE POZO (WBE). ....	66
3.11 SISTEMAS DE SEGURIDAD DE POZO (SAFETY SYSTEMS).....	67
3.12 SISTEMAS DE CIERRE POR FALLA (FAIL-SAFE).....	68
3.13 PARÁMETROS OPERATIVOS DE POZO Y LIMITACIONES DE LOS COMPONENTES WBE.....	69
3.14 ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN TUBULARES Y CARGAS EN EL POZO. ..	72
3.15 PRESIONES DE DISEÑO DE POZO.....	78
3.16 FACTORES DE DISEÑO. ....	79
3.17 PROCESO DE GERENCIAMIENTO DE LAS PRESIONES ANULARES. ....	80
3.18 PRESIÓN OPERATIVA MÁXIMA PERMITIDA EN EL CABEZAL DEL POZO (MAWOP).....	81
3.18.1 FUENTES DE PRESIÓN DE LOS ANULARES DEL POZO.....	82
3.18.2 CONSIDERACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DEL MAWOP EN LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL ANULAR SEGÚN SU MODO DE FALLA. 84	
3.18.3 DIAGNÓSTICO DEL UMBRAL SUPERIOR E INFERIOR (DTS).....	91
3.18.4 PLAN DE GERENCIAMIENTO DE LAS PRESIONES ANULARES. ....	93
4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO APLICADA A PROCESOS DE ENTREGA DE POZOS (WDP) Y PROCESO DE INTERVENCIÓN DE POZOS (WIP).....	96

4.1 ESTRUCTURA DEL WDP (WELL DELIVERY PROCESS). .....	99
4.2 ESTRUCTURA DE LA GUÍA WIP (WELL INTERVENTION PROCESS). ...	103
4.3 DEFINICIÓN DE INTERVENCIÓN ESPECIAL. ....	104
4.4 EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO EN LA GUÍA WIP.....	107
4.5 FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO. ....	112
4.6 FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD APLICADO A UN POZO COMPLEJO. ....	118
4.7 EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD PARA UN POZO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. ....	122
4.8 BARRERAS DE INTEGRIDAD EN POZOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. ....	127
4.9 CONSIDERACIONES ESPECIALES EN LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZOS EN YNC.....	130
4.10 EVALUACIÓN DEL RIESGO EN EL FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....	132
5 FORMULACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD PARA POZOS COMPLEJOS. ....	134
5.1 OBJETIVO DE LA POLÍTICA. ....	137
5.2 POLÍTICA DE BARRERAS DE POZO. ....	137
5.3 POLÍTICA GENERAL PARA LOS ELEMENTOS DE BARRERA EN POZOS. 139	
5.4 POLÍTICA GENERAL PARA LAS PRESIONES DE DISEÑO DE POZOS COMPLEJOS.....	142
5.5 POLÍTICA GENERAL PARA EL GERENCIAMIENTO DE LAS PRESIONES ANULARES DE POZOS COMPLEJOS.....	144
5.6 POLÍTICA GENERAL PARA LAS PRUEBAS DE PRESIÓN. ....	146
5.7 POLÍTICA GENERAL PARA POZOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES QUE VAN A SER FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE.....	148

5.8 POLÍTICA GENERAL PARA ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.....	150
5.9 POLÍTICA GENERAL PARA EL MANEJO DEL CAMBIO.....	153
6 CONCLUSIONES.....	154
7 RECOMENDACIONES.....	155
BIBLIOGRAFÍA.....	157

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tabla de aceptación de los Elementos de Barrera de Pozo (WBE).....	65
Tabla 2. Base de cálculo de la presión de diseño.....	78
Tabla 3. Información para construir un pozo de gas de alta presión.....	121

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Esquema Típico de un Pozo “Onshore” .....	29
Figura 2. Ejemplo de Potenciales Fugas o Pérdida de Integridad del Pozo. ....	46
Figura 3. Esquema Típico de Barreras de Pozo WB. ....	57
Figura 4. Esquema de Sistemas Fail-Safe de Seguridad (DHSV y PWV/SSV). ....	69
Figura 5. Envoltorio de Trabajo de un Empaque en un Pozo Inyector de Agua, y Evaluación de Cargas.....	76
Figura 6. Principio de Diseño.....	77
Figura 7. Diagnóstico del Umbral Superior e Inferior. ....	92
Figura 8. Fases del Proceso WDP.....	98
Figura 9. Fases de la Guía WIP.....	98
Figura 10. Nivel de Madurez de Tecnología (TRL – Technology Readiness Level). .....	106
Figura 11. Matriz para Definir Categoría de la Intervención.....	107
Figura 12. Ejemplos de Esquemático de Pozo con Identificación de Barreras. ...	114
Figura 13. Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad – (ECOSMIPv2.0). 116	
Figura 14. Clasificación de Pozo – (ECOSMIPv2.0). ....	116
Figura 15. Formato de Evaluación de Integridad, Pozo Inyector Selectivo.....	119
Figura 16. Estado Mecánico de un Pozo Tipo de Gas Condensado y Típicos Modos de Falla. ....	122
Figura 17. Formato de Evaluación de Integridad, Pozo de Gas de Alta Presión. 123	

Figura 18. Estado Mecánico de un Pozo Tipo de Shale. ....	124
Figura 19. Secuencia Operativa Aplicación ECOSMIPv2.0. Ecopetrol. ....	133
Figura 20. Política de Integridad de pozo en Flujograma de los Procesos WDP y WIG.....	136

## LISTA DE ANEXOS.

Anexo A. Formato De Evaluación De Integridad De Pozo. ....	161
--	-----

## GLOSARIO

**ARBOL DE NAVIDAD O DE PRODUCCION:** Un ensamble de equipo, incluyendo tubing head adapter, válvulas, tees, cruces, conectores superiores y chokes unidos o conectados a la conexión más superior del tubing head y usado para controlar la producción del pozo o la inyección.

**ABANDONO DEL POZO:** Aislamiento permanente del subsuelo para prevenir cualquier comunicación indeseada entre cualquiera de las zonas o a superficie.

**ABANDONO DEFINITIVO O PERMANENTE:** Se considera el abandono permanente o definitivo, como la última etapa del ciclo de vida de un pozo, e incluye la instalación de barreras permanentes con la intención de no reutilizar ni reingresar al pozo nuevamente. Para este caso se debe asegurar el correcto abandono de todas las zonas productoras/injectoras, y la protección de los acuíferos superficiales y profundos con perspectiva de durabilidad eterna.

**API:** American Petroleum Institute - Instituto Americano del Petróleo.

**ANÁLISIS DE RIESGO:** Es el estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados, así como los daños y consecuencias que éstas puedan producir.

**BARRERA DE POZO:** Envoltentes generadas por uno o diferentes “Elementos de Barrera” (WBEs) para prevenir que los fluidos o gases fluyan sin intención y descontroladamente desde la formación a otra formación o a la superficie.

**BARRERA DE POZO PRIMARIA:** Barrera que se encuentra expuesta al fluido de formación y por lo tanto, la que primero contiene el flujo no controlado del mismo, hacia la superficie o hacia otra formación dentro del pozo.

**BARRERA DE POZO SECUNDARIA:** Barrera que no se encuentra expuesta al fluido de formación y que provee redundancia en caso de falla o ruptura en la barrera primaria.

**CASING (TUBERIA DE REVESTIMIENTO):** Tubería de acero que se coloca durante la perforación de un pozo para prevenir los derrumbes de las paredes del agujero, el filtrado de los fluidos en la formación y para proveer un medio de extraer hidrocarburos si el pozo es productor.

**ELEMENTO DE BARRERA DE POZO:** Elementos de barrera (WBEs) que componen las barreras de pozo, usados para prevenir que los fluidos o gases fluyan sin intención y descontroladamente desde la formación a otra formación o a la superficie.

**ECOSMIPv2.0:** Es una herramienta desarrollada por el ICP – Ecopetrol S.A para la valoración del riesgo de los pozos por integridad cuando se encuentran en estado de producción/inyección, suspensión, inactivos y abandonados.

**ELEMENTO DE BARRERA DE POZO:** (WBE Well Barrier Element - por sus siglas en inglés) Componente que en conjunto con otros componentes conforman la barrera o barrera envolvente.

**ESQUEMATICO DE BARRERAS:** Estado mecánico o representación gráfica enfocada en visualizar los elementos de barrera instalados en el pozo. Se pueden hacer esquemáticos para mostrar las barreras disponibles durante una operación

específica que se esté realizando en el pozo, o para mostrar el estado final en las diferentes fases de su ciclo de vida.

**EXTENDED LEAK-OFF TEST (XLOT):** Prueba para determinar el esfuerzo in-situ de la formación. En esta prueba se propaga una fractura en la formación y se establece la presión de cierre.

**FORMATION INTEGRITY TEST (FIT):** Término para describir resistencia de la formación. Este puede ser FIT o PIT o el intervalo entre la presión de fractura y la presión de cierre.

**INTEGRIDAD DE POZOS:** Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales con el fin de reducir el riesgo de liberaciones no controladas de los fluidos de la formación rocosa durante el ciclo de vida de un pozo.

**LEAK-OFF TEST (LOT):** Prueba para establecer la presión que la pared del pozo/ el cemento detrás del revestimiento es capaz de soportar.

**LIMITES OPERATIVOS:** Arreglo de criterios establecidos o límites más allá de los cuales el dispositivo o proceso, no debería operar o debe ser monitoreado con mayor frecuencia.

**MAASP:** Por sus siglas en inglés “Maximum Allowable Annulus Surface Pressure”, es el valor máximo durante el ciclo de vida del pozo, que se observaría en superficie antes de esperar la falla de alguno de los componentes existentes en el anular, incluyendo formaciones expuestas.

**MASP:** Por sus siglas en inglés “Maximum Anticipated Surface Pressure” se refiere a la presión máxima permisible que puede ser observada en superficie. Se debe

calcular con la máxima presión de poro esperada, menos la presión hidrostática de una columna de gas, más un margen para matar el pozo.

**MAWOP:** Máxima Presión Operativa Permitida en cabeza de Pozo - MAWOP (Maximum Allowed Wellhead Operating Pressure- por sus siglas en ingles. Es la máxima presión que pueden ver loa anulares del pozo de durante su etapa operativa.

**MODO DE FALLA:** Es el efecto por el cual la falla es observada en el componente fallido.

**MOC:** Manejo del cambio (Management of Change – por sus siglas en inglés) Acrónimo globalmente usado en la industria para designar procesos de administración de cambios.

**NORMAS Y ESTÁNDARES:** Las normas o estándares internacionales son el producto de diferentes organizaciones, las cuales se elaboran con el fin de aplicar y mejorar las normas que se emplean en distintas actividades científicas, industriales o económicas para una aproximación ordenada y estandarizada de una actividad específica, para el beneficio y con la cooperación de todos los involucrados.

**PELIGRO:** Fuente o situación con potencial de producir daño en términos de lesión o enfermedad, daño a la propiedad, daño al ambiente dentro o fuera del trabajo, o una combinación de éstos (cfr OSHAS 18001:2007).

**PRESIÓN ANULAR:** Es la presión observada en el medidor que registra la presión el espacio existente entre dos objetos concéntricos, tal como el espacio entre el

pozo y la tubería de revestimiento o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

**PROBABILIDAD:** Se expresa comúnmente como la función inversa de la frecuencia. La probabilidad es una función matemática que varía entre cero (0) como la no ocurrencia del evento y uno (1) como la ocurrencia real de un evento.

**RAM:** Por su siglas en inglés “Risk Assessment Matrix” o Matriz de valoración del riesgo. Herramienta usada para la evaluación y clasificación de los riesgos.

**RIESGO:** Producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra y la severidad de las consecuencias. Combinación de consecuencias de un evento y su relación con la probabilidad de ocurrencia.

**SCP:** Por su siglas en inglés “Sustained Casing Pressure”, Presión Sostenida en los Anulares.

**SCSSV:** Por su siglas en inglés “Surface Controlled Subsurface Safety Valve”, Válvula de Seguridad de Subsuelo controlada desde la Superficie.

**SSCSV:** Por su siglas en inglés “Subsurface Controlled Subsurface Safety Valve”, Válvula de Seguridad de Subsuelo controlada desde el Subsuelo.

## RESUMEN

**TITULO:** POLÍTICA DE INTEGRIDAD PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD DE ECOPETROL. ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS.

**AUTOR:** IVAN LEONARDO CORONEL GUTIERREZ

**PALABRAS CLAVE:** Integridad de pozo, Barreras de Pozo, Elementos de Barreras de Pozo, Análisis de Riesgo, Modo de Falla, Presiones Anulares, Normas y Estándares, Practicas recomendadas.

### DESCRIPCIÓN:

Entre los objetivos trascendentales de Ecopetrol está incrementar las reservas de petróleo y gas. En el desarrollo de esto, la empresa actualmente se enfrenta a importantes y diferentes retos, entre los cuales está la construcción de pozos de complejos, tales como pozos de gas de gran caudal, pozos con inyección de fluidos a elevadas presiones y temperaturas, pozos de flujo natural con alta relación gas petróleo (GOR) y pozos en yacimientos no convencionales. Estos pozos complejos son catalogados como críticos o de alto riesgo, en caso de una liberación descontrolada de los fluidos hacia la superficie desde las formaciones rocosas del subsuelo. Durante el ciclo de vida de los pozos, actualmente no se tienen claramente establecidas las barreras de integridad mínimas requeridas así como tampoco los procedimientos estándar de evaluación de integridad a seguir durante el diseño, planeación, y ejecución de las operaciones relacionadas con la construcción, producción, suspensión y abandono definitivo de los pozos. Debido a esto Ecopetrol requiere fortalecer sus estándares de construcción y operación, a través de una política de integridad, que garantice no solo la seguridad de las personas y de las instalaciones, sino también minimice el impacto en el medio ambiente.

En este trabajo se evalúan diferentes políticas, normas y estándares locales e internacionales de aseguramiento de integridad de pozos de petróleo y gas, que se pueden utilizar y adoptar en los procesos internos de Ecopetrol. Posteriormente se propone una metodología de evaluación de integridad de pozo que se pueda implementar en procesos los procesos internos de construcción y operación de pozos. Finalmente se formula un documento que contiene la política de integridad para pozos complejos, la cual establece lineamientos que proveen el aseguramiento necesario para evitar que Ecopetrol se exponga a eventos o fallas catastróficas que generen altos impactos de índole social, ambiental y económica.

---

\*Trabajo de Grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nestor Fernando Saavedra.

## ABSTRACT

**TITLE:** INTEGRITY POLICY FOR HIGH COMPLEX WELLS IN ECOPETROL. HYDROCARBONS ECONOMY AND MANAGEMENT.

**AUTHOR:** IVAN LEONARDO CORONEL GUTIERREZ

**KEYWORDS:** Well Integrity, Well Barrier, Well Barrier Element, Risk Analysis, Failure mode, Annular Pressures, Norms, Recommended Practices and Standards.

### DESCRIPTION:

One of the most transcendental objectives for Ecopetrol is to increase the Oil and Gas reserves; for this reason the company is currently facing important and different challenges, some of these include the construction of wells of great complexity such high rate gas wells, wells that are to be injected with fluids at high pressure and temperature, natural flow wells with high Gas-Oil relationship (GOR) and unconventional wells with multistage hydraulic fracturing. These complex wells are classified as critical or high risk wells in case of an uncontrolled release of fluids to the surface from the underground rock formations and reservoirs. During the lifecycle of the wells, currently the required well barriers as well as the standard well integrity evaluation are not clearly established throughout the design, planning, and execution stages associated with the construction, production, suspension, and permanent abandonment of the Oil and Gas wells. For this reason, Ecopetrol requires to reinforce its standards, through an integrity policy that not only ensure the people safety and the facilities, but also reduce the environmental impact.

In this work, different integrity policies, international and local standards are evaluated in order to provide guarantee to the Oil and Gas well integrity, additionally, its feasibility is considered to be used and be adapted in the Ecopetrol well construction and operating processes. Subsequently a well integrity evaluation methodology is proposed and its application is revised for the Ecopetrol internal processes. Finally an integrity policy document for complex wells is suggested. This integrity policy document institutes guidelines to provide the necessary assurance to prevent Ecopetrol from being exposed to catastrophic events or failures that may generate high social, environmental and economic impacts.

---

\*Bachelor Thesis.

\*\*Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nestor Fernando Saavedra.

## INTRODUCCIÓN

Contar con una política robusta de gestión de integridad de pozos de petróleo y gas es fundamental para alimentar los procesos operativos (relacionados con las diferentes etapas del ciclo de vida de pozos) de cualquier compañía que se dedique a explotar hidrocarburos tal como lo es Ecopetrol. Una política de integridad tiene como objetivo establecer lineamientos que provean el aseguramiento necesario para evitar que Ecopetrol se exponga a eventos o fallas catastróficas que generen altos impactos de índole económico, social y ambiental. Dichos impactos pueden perjudicar de manera severa la reputación de Ecopetrol así como sus finanzas. Los eventos de falla de integridad y su impacto han sido conocidos globalmente cuando se han presentado en diferentes compañías (algunas consideradas líderes a nivel mundial en la industria del Petróleo), por lo que evitarlos implica un beneficio enorme para la empresa, así como para el entorno social y ambiental que rodea sus operaciones.

La industria petrolera se base en muchas normas y estándares que rigen muchas de sus operaciones. Según la ISO (International Organization for Standardization), la normalización es la actividad que tiene por objeto establecer, ante problemas reales o potenciales, disposiciones destinadas a usos comunes y repetidos, con el fin de obtener un nivel de ordenamiento óptimo en un contexto dado, que puede ser tecnológico, político o económico. Por su parte, la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM), define la estandarización como el proceso de formular y aplicar reglas, para una aproximación ordenada a una actividad específica, para el beneficio y con la cooperación de todos los involucrados.

La normalización o estandarización persigue fundamentalmente tres objetivos:

- Simplificación: Se trata de reducir el número de modelos y de normas, para quedarse únicamente con los más necesarios.
- Unificación: se trata de permitir los intercambios y las comparaciones a nivel internacional.
- Especificación: se persigue evitar errores de identificación, creando un lenguaje claro y preciso.

Entre algunos de los estándares tanto privados como internacionales más conocidos y también usados en la industria petrolera son: el API (American Petroleum Institute), la ISO (Organización Internacional para la Normalización), el ASME (American Society of Mechanical Engineers), el ASTM (American Society for Testing and Materials) y el IEC (International Electrotechnical Commission). Las normas (o estándares) internacionales pueden usarse mediante su aplicación directa o mediante su adopción, modificando la norma internacional para adaptarla a las condiciones locales. La adopción de normas internacionales permite crear normas nacionales equivalentes, que son substancialmente las mismas en cuanto a su contenido técnico, pero que pueden tener diferencias editoriales en cuanto a su apariencia, uso de símbolos, unidades de medidas, sustitución del punto y la coma como marcas decimales y diferencias editoriales resultantes de conflictos con la normativa gubernamental o requisitos específicos del sector de que se trate, causados por un factor fundamental climático, geográficos, tecnológico o infraestructural, o requisitos de seguridad que el ente normalizador local considere oportunos.

El objeto de este trabajo es usar algunas de estas normas pertinentes a la integridad de pozo, y es por eso que se plantea evaluar diferentes políticas, normas y estándares locales e internacionales de aseguramiento de integridad de pozos de petróleo y gas, que se pueden utilizar y adoptar en los procesos internos de

Ecopetrol. Posteriormente se propone una metodología de evaluación de integridad de pozo que se pueda implementar en procesos los procesos internos de construcción y operación de pozos. Finalmente se formula un documento que contiene la política de integridad para pozos complejos, la cual establece lineamientos que proveen el aseguramiento necesario para evitar que Ecopetrol se exponga a eventos o fallas catastróficas que generen altos impactos de índole social, ambiental y económica.

Este trabajo pretende formular una política que esté acorde con los estándares y normas prácticas operativas mundiales, y además que sea coherente y aterrizada al contexto local, con el ánimo de fortalecer a Ecopetrol como compañía de clase mundial y contribuir con el proceso de transformación por el que atraviesa actualmente la empresa, para alcanzar el objetivo de ser una empresa competitiva y líder en estándares y procesos de aseguramiento, a nivel mundial.

# 1 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

## 1.1 INTEGRIDAD DE POZOS (CONCEPTOS Y TERMINOLOGÍA):

En la literatura, existen diferentes definiciones de integridad de pozos, a continuación se describen las principales:

La norma Norsok D-010: 2013 define Integridad de pozos de la siguiente manera: “Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales con el fin de reducir el riesgo de liberaciones no controladas de los fluidos de la formación rocosa durante el ciclo de vida de un pozo”.

La norma ISO 16530-1: 2017, la define como “la contención y prevención de escape de fluidos desde las formaciones subterráneas a la superficie”.

Teniendo en cuenta estas definiciones, una compañía petrolera que construya pozos de petróleo, agua o gas, tendrá que identificar las soluciones adecuadas que provean las directrices y políticas que conlleven a una operación segura durante el ciclo de vida de los pozos. El personal que se dedica a la planeación de la perforación y completamiento de los pozos tendrá que cumplir con unos requerimientos mínimos basados en un estándar robusto que contenga las suficientes barreras que permitan producir, inyectar, suspender o abandonar definitivamente los pozos de petróleo, gas o agua.

Cuando se elige una solución técnica, es primordial seleccionar el equipo con las especificaciones adecuadas, así como también definir el sistema de “Barreras” del pozo, con el fin de garantizar que la integridad del pozo se conserve durante todas las etapas operativas y no operativas del mismo.

## **1.2 BARRERAS DE POZO.**

La norma Norsok D-010: 2013 define Barreras de pozo como las envolventes generadas por uno o diferentes “Elementos de Barrera” (WBEs) para prevenir que los fluidos o gases fluyan sin intención y descontroladamente desde la formación a otra formación, o a la superficie”. La norma ISO 16530-1: 2017 define Barrera de pozo, como la combinación de diferentes “elementos de Barrera” que juntos constituyen un método para contener flujo de fluidos dentro o fuera del pozo.

Un elemento de Barrera es definido por la norma ISO 16530-1: 2017 como “uno o diferentes componentes dependientes que combinados forman una envolvente de Barrera de pozo, de tal manera que se previene el flujo no controlado de fluidos dentro o desde el pozo a la superficie”. De la misma forma la norma Norsok D-010: 2013 define que un elemento de Barrera (WBE) no puede por sí mismo prevenir el flujo de un lado al otro lado de sí mismo, sino que requiere combinarse con otros elementos de barrera para poder lograrlo.

Como se mencionó, una envolvente de barrera de pozo (WB) puede incluir elementos mecánicos de barreras de pozo, y para que un elemento de barrera de pozo (WBE) sea considerado operacional, se debe poder verificar su funcionalidad de manera regular mediante monitoreo o prueba de presión, de tal manera que se conozca su estatus de integridad y localización. Por ejemplo para un pozo en operación, la barrera de pozo primaria contiene elementos (WBE) tales como: Capa de roca, cemento entre el revestimiento y la formación, el revestimiento de producción (casing), el empaque de producción (packer), la tubería de producción (tubing), la válvula de seguridad de subsuelo (SCSSSV), Colgador de la tubería de producción (Tubing Hanger), el árbol de producción (Christmas Tree/Production Tree), la Válvula Maestra (Master Valve), etc.

Durante la etapa de diseño y construcción de un pozo, las barreras de pozo se definen basándose en el diseño conceptual del pozo, el cual incluye un análisis donde se han identificado claramente los riesgos. Entre algunos de los aspectos que se tienen en cuenta son el sistema de preventoras que se usaran durante la construcción del pozo (BOPs, Blow Out Preventers), su máxima presión operativa y tamaño, el revestimiento que se usará, las máximas presiones que verá el pozo, así como los esfuerzos (durante todo el ciclo de vida del pozo) a los cuales estarán sometidos todos los equipos y elementos que componen el pozo, incluidos el completamiento y el cabezal. En el diseño también se determinan adecuadamente las especificaciones de las herramientas y equipos de fondo, así como los materiales de los que estarán manufacturados. Estas especificaciones se definirán en las etapas iniciales del diseño y posteriormente se seleccionará el equipo de acuerdo a estas especificaciones.

Existen diferentes criterios para establecer los principios operacionales necesarios durante el diseño, selección y construcción de las barreras de pozo. Dichos principios conforman la filosofía de barreras de pozo que la compañía operadora debe establecer con el fin de definir su política de integridad de pozo. Algunos de los criterios de aceptación definidos por las Norma Norsok D-010 para las barreras de pozo son:

- ✓ Deben soportar la máxima presión diferencial anticipada a la que puedan estar expuestas.
- ✓ Su integridad y su función pueden confirmarse mediante una prueba de presión, o ser verificada mediante otros métodos.
- ✓ Una falla de una sola barrera de pozo no conllevará a un flujo descontrolado desde el pozo hacia el ambiente externo (superficie).

- ✓ Se puede re-establecer la pérdida de integridad de la barrera de pozo por otra barrera alternativa.
- ✓ Puede operar competentemente y además soportar el medio ambiente al cual está expuesta durante todo el tiempo para el cual se diseñó.
- ✓ Su localización física y estatus de integridad se puede conocer mediante su monitoreo.

Una vez se han establecido los criterios de aceptación necesarios para el diseño de las barreras de pozo, se debe definir la filosofía para las mismas. Algunas de estas son por ejemplo:

- ✓ Si el pozo es capaz de fluir sostenidamente (flujo natural) hacia la superficie o el ambiente externo porque la presión del yacimiento es suficiente, entonces deben existir al menos dos (2) barreras de pozo debidamente probadas<sup>1</sup>.
- ✓ Si el pozo no es capaz de fluir hacia la superficie porque la presión del yacimiento no es suficiente, debe existir una (1) barrera de pozo mecánica. Este concepto se basa en el principio de que la columna hidrostática del fluido debe suministrar la primera envolvente de barrera. En este caso, se debe realizar un análisis de riesgos para confirmar que la envolvente de barrera mecánica es adecuada para contener e impedir que exista flujo hacia la superficie<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Norsok, D.010 (2013). Well integrity in drilling and well operations. *Standards Norway, Rev, 4*. P.15

<sup>2</sup> Norsok, Ibidem. P.15

- ✓ Debe haber una (1) barrera de pozo durante todas las actividades y operaciones, incluyendo la suspensión o abandono de los pozos, donde exista una presión diferencial que pueda causar un flujo cruzado entre las formaciones atravesadas por el pozo<sup>3</sup>.
- ✓ Debe haber dos (2) barreras disponibles durante todas las actividades y operaciones incluyendo la suspensión o abandono de los pozos, donde exista una presión diferencial que pueda causar un flujo no controlado desde el pozo hacia el ambiente externo (superficie).<sup>4</sup>

La Norma Norsok D-010: 2013 distingue entre dos envolventes de Barrera de pozo: la Barrera Primaria y la Barrera Secundaria. La Barrera Primaria es la que está en directo contacto o la más cercana con las formaciones rocosas que contienen fluidos presurizados. Si la Barrera Primaria funciona como debe en su propósito, estará en capacidad de contener los fluidos presurizados. Si esta falla (por ejemplo una fuga a través de una válvula que no cierra, un revestimiento estallado o colapsado o un cemento que no suministra aislamiento hidráulico), la Barrera Secundaria entonces contendrá el flujo desde el pozo hacia el ambiente externo. Si la Barrera Secundaria falla, entonces el flujo pudiere ser prevenido por una tercera barrera, sin la cual los fluidos llegarán a la superficie y podrán ocasionar derrames y daños ambientales o incluso incendios y explosiones en caso de que estos fluidos sean inflamables (hidrocarburos).

---

<sup>3</sup> ISO/TS 16530-2 (2013) Well integrity for the operational phase. *International Organization for Standardization*. P.20

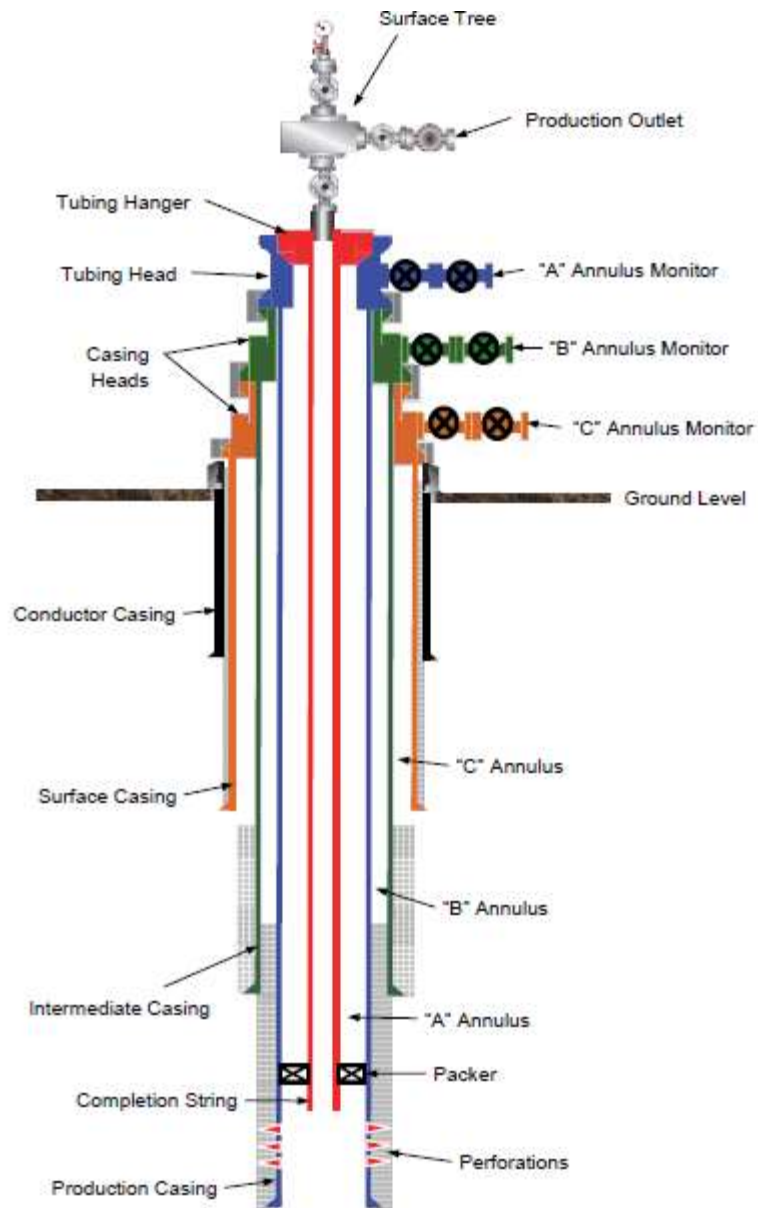
<sup>4</sup> ISO/TS 16530-2, *Ibidem*. P.19

### **1.3 ESQUEMA DE POZOS EN TIERRA “ONSHORE”.**

En la Figura 1. Se muestra un ejemplo del esquema de un pozo en tierra, construido y terminado con un completamiento tipo “packer” en donde se observan los diferentes dispositivos que conforman un pozo en producción de flujo natural.

La estructura básica de un pozo en producción comprende diferentes componentes. Algunos de estos componentes también hacen parte de las envolventes que conforman las barreras de pozo (WBE), las cuales ayudan a contener los fluidos producidos (aceite, gas o agua) o inyectados (gas, vapor, agua, polímeros, CO<sub>2</sub> etc.).

Figura 1. Esquema Típico de un Pozo "Onshore".



Fuente: RP90, A. P. I. (2006). Annular casing pressure management for offshore wells. American Petroleum Institute.

Entre algunos de los más importante componentes se encuentran, el cabezal (Wellhead), el revestimiento (Casing), el cemento (Cement), los empaques de producción o de tope de liner (Packers), tapones de aislamiento (Bridge Plugs) y otros elementos que proveen sello hidráulico. Estos componentes están diseñados y tienen la capacidad de contener los fluidos bajo diferentes condiciones de temperatura y presión, y además tienen la capacidad de soportar las cargas o esfuerzos a los que estarán sometidos durante el ciclo de vida del pozo.

La condición ideal es que estos elementos se puedan monitorear rutinariamente con el fin de garantizar su correcto funcionamiento, sin embargo esto no siempre es posible porque no siempre se tiene acceso a ellos.

A continuación se describen algunos de los componentes más comunes que conforman la estructura de un pozo:

- ✓ Sistema de Cabezal del pozo (**Surface Wellhead System**): Este componente tiene varias funciones entre las cuales están soportar el peso del revestimiento (Casing) y la sarta de producción (Tubing), suministrar sello hidráulico en el tope de cada uno de los anulares previniendo el flujo de fluidos a la superficie. El Cabezal también permite que sea monitoreada la presión de cada uno de los anulares. Es a través del mismo que se accede al pozo cuando se inyectan fluidos o se purgan los fluidos de los espacios anulares, función que es crucial para poder manejar las presiones de los mismos, por lo que una falla en el sello del Cabezal puede conllevar a una comunicación directa con la superficie o para que la fuente de la presiones internas de los anulares sea transmitida en los demás espacios anulares.
- ✓ Sarta de Revestimiento o de producción (**Tubing and Casing**): Están diseñadas considerando las cargas o esfuerzos asociados a la construcción,

completamiento, operación del pozo o después del abandono definitivo. Las sartas son sometidas a diferentes tipos de esfuerzos de tensión, compresión (axiales, triaxiales) esfuerzos laterales, presiones internas y externas, y a diferentes factores ambientales como son la temperatura, fluidos corrosivos, bacterias, fluidos abrasivos, esfuerzos tectónicos etc. Si la integridad de estas sartas falla y se presentan fugas, esto pueden resultar en flujos descontrolados e indeseados que pueden llegar a la superficie o causar presiones indeseadas en los espacios anulares. En muchos pozos la sarta de producción (completion string) está compuesta principalmente por la tubería de producción (tubing), pero en muchos otros la sarta contiene componentes que la hacen más compleja como mandriles de inyección, líneas de control, empaques de producción, válvulas de seguridad, dispositivos de control del flujo etc. La falla en algunos de estos elementos pueden conllevar un una fuga o canal de comunicación. La sarta de producción (tubing) es usualmente el canal de comunicación para que el anular "A" (espacio entre el tubing y el casing, ver Figura 1) sea sometido a la presión de las formaciones productoras o también presiones de inyección en pozos inyectores, si esta sarta falla y se presenta una fuga a través de la misma. Dicha falla puede ser ocasionada por erosión, corrosión, o falla en alguna conexión de los tubos que la conforman, o incluso algún rompimiento del cuerpo de la tubería causado por un estallido o un colapso de la misma.

- ✓ **Cemento (Cement):** El cemento es la barrera física usada para suministrar un sello en el espacio anular conformado entre las tuberías concéntricas (Casing strings). Entre estos espacios existe el potencial de flujo indeseado a través de los mismos. El cemento debe diseñarse teniendo en cuenta las condiciones de temperatura y presión a la que será sometido en cada pozo, así como también al tipo de fluidos a los que estará expuesto, o que deba contener, ya sean líquidos o gases. Es importante garantizar una buena

calidad de cemento mediante pruebas de integridad y registros de evaluación del sello del cemento tales como el CVL-VDL o el registro ultrasónico, sin esta garantía entonces pueden existir fugas a través del mismo y resultar en una presión indeseada en los espacios anulares, es por esto que el cemento es una de las barreras clave en el aseguramiento de la integridad de un pozo.

- ✓ Empaques de producción, de Tope de liner y de aislamiento (**Production packers, Liner top packers e Isolation packers**): Los empaques son herramientas usadas para aislar hidráulicamente las tuberías concéntricas. El empaque de producción (Ver Figura 1) evita que el flujo de la formación o formaciones productoras este en contacto con el revestimiento (casing de producción). Los empaques de producción son anclados a través de cuñas (slips) al casing (revestimiento), además poseen un elemento elastomérico que brinda sello hidráulico entre el tubing (Tubería de producción) y el casing (Revestimiento), dicho sello hidráulico aísla el anular “A” (ver Figura 1) de la presión del tubing y fluidos de la formación. Si el sello del empaque presenta una fuga, ésta podrá resultar en una presión indeseada en el Anular “A”.

Como se mencionó antes, las barreras de pozo (WB) son envolventes compuestas de elementos de barreras de pozo (WBE), utilizados para prevenir fugas de fluidos, y reducir el riesgo asociado a la liberación descontrolada de presiones durante las etapas de perforación, producción, actividades de intervención o cuando el pozo ha sido suspendido temporalmente (pozo suspendido/inactivo) o abandonado permanentemente.

Las situaciones o eventos en los cuales se requiere que estos elementos funcionen pueden ser continuas o instantáneas de una sola vez o de varias veces, es decir, algunas de estas barreras deben tener la capacidad de contener constantemente

los fluidos a alta presión o también pueden actuar intermitentemente en las diferentes etapas de vida del pozo.

Algunos de los componentes que conforman la estructura de un pozo, revestimientos (casing), Tubería de producción (tubing), empaques (packers), cemento (cement) etc, son elementos de barrera de pozo (WBE) que cumplen la función de contener los fluidos que están sometidos a presión y a altas temperaturas.

En general existen 4 principales formas en las cuales los fluidos de las formaciones pueden comunicarse de forma no deseada desde el pozo hacia la superficie y al medio ambiente.

- ✓ A través del tubing (tubería de producción) desde el fondo del pozo.
- ✓ A través del anular "A" (espacio entre el tubing y el casing, ver Figura 1).
- ✓ A través del cemento que se encuentra en los espacios anulares "B" y "C" (ver Figura 1).
- ✓ Afuera y alrededor del sistema de tuberías concéntricas que conforman la estructura del pozo (Conductor Casing, ver Figura 1).

## **2 ELEMENTOS Y MECANISMOS POR LOS CUALES SE PUEDE COMPROMETER LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LOS POZOS DE PETRÓLEO y GAS**

### **2.1 ANTECEDENTES EN EL MUNDO Y COLOMBIA.**

La industria petrolera y en específico la construcción de pozos (perforación y completamiento) ha evolucionado significativamente en los últimos 40 años, los pozos se han vuelto más complejos debido a que el recurso hidrocarbúrico es cada vez más difícil de encontrar en áreas de fácil acceso. En Colombia el caso es similar, el registro del archivo de Open Wells de la Ecopetrol muestra que es cada vez más frecuente la planeación de pozos más profundos, pozos con desviaciones acentuadas. Los pozos en yacimientos no convencionales requieren de secciones horizontales de extensas longitudes en algunos casos por encima de los 10.000 pies. Pozos en locaciones Costa-Afuera (offshore) donde es cada vez más usual encontrar los fluidos confinados a condiciones de alta presión (>10.000 psi) y alta temperatura (> 400F). El desarrollo de tecnologías requeridas para aumentar el recobro de fluidos contenidos en las rocas ha evolucionado también, y esto ha conllevado a que los pozos tengan que ser diseñados con capacidades mecánicas cada vez más exigentes, con el fin no solamente de producir los fluidos de los yacimientos, sino también de inyectar diferentes fluidos a altas presiones y altas temperaturas.

Hoy en día es frecuente que los ingenieros afronten el diseño y la construcción de pozos profundos, altamente desviados, algunos de estos pozos además son sometidos a diferentes operaciones que involucran presiones elevadas (estimulación hidráulica) y en otros casos temperaturas elevadas (inyección de vapor o aire). Dicha evolución técnica requiere tecnología y mejoras en muchos niveles diferentes. Debido a que los pozos son más profundos, el número de

elementos necesarios para su construcción también aumenta y por ende, también se incrementa la posibilidad de falla. Cuando un pozo en operación tiene funcionalidad completa y sus envolventes de barreras de pozo (WB) están definidas y calificadas, entonces se puede decir que el pozo tiene integridad. Cualquier desviación de esta condición, ya sea menor o mayor, es considerada una anomalía de integridad. Los problemas más comunes de integridad están relacionados con fugas en los tubulares o en válvulas, sin embargo también muchos problemas de integridad tienen que ver con pérdida de control del yacimiento. Cualquier factor que afecte la funcionalidad del pozo significa una pérdida de integridad y el reto es definir todos los posibles escenarios que puedan conllevar a esta situación.

Se han conocido extensamente diferentes ejemplos de pérdida de integridad de pozo, entre estos están por mencionar algunos; el de Phillips Petroleum en 1977, Saga Petroleum en 1989 y Statoil en Snorre en el año 2004. Algunos más recientes como lo fue el de Macondo han sido ampliamente difundidos en los medios nacionales e internacionales. El incidente ocurrió en el mes de abril del año 2010, en donde en la plataforma Deep Water Horizon (propiedad de Transocean Ltd. y operada por la compañía operadora BP) ocurre un influjo incontrolable que costó la vida de 11 personas y dejó además otros 17 empleados heridos. El influjo conllevó a derrame de petróleo que permaneció sin control entre el 10 de abril al 19 de septiembre del 2010 y vertió aproximadamente 4,9 millones de barriles (210.000.000 U.S. gallons; 780.000 metros cúbicos) al océano contaminando una superficie de 86.500 a 180.000 km<sup>2</sup>.<sup>5</sup>

La industria petrolera en Colombia no ha sido ajena a este tipo de incidentes como se evidencia en el caso reciente ocurrido en el corregimiento la Fortuna en Barrancabermeja (Santander), ocurrido entre el 12 y 15 de marzo de 2018, en el

---

<sup>5</sup> Deepwater Horizon Accident Investigation Report. BP, September 8, 2010. P.2

pozo Lizama 158, operado por Ecopetrol, siendo este un claro ejemplo, de pérdida de integridad de pozo, lo cual desencadenó un incidente ambiental y social en la zona vecina al pozo, producto de un afloramiento natural atípico, el cual se manifestó desde 2 de marzo de 2018, y que fue incrementándose paulatinamente entre el 12 y 15 del mismo mes. A partir de diferentes investigaciones del incidente se reconocieron fallas técnicas, que concluyen, de manera general, en una posible pérdida de integridad en el revestimiento del pozo, según informe de Ecopetrol presentado por el diario el Espectador en la edición del 27 de marzo de 2018 en la redacción medio ambiente; sin embargo, existe otra hipótesis relacionada con la esfuerzos que las aguas de la represa Hidro-Sogamoso las cuales estarían ejerciendo sobre los pozos petroleros cercanos.

Según el informe oficial de Ecopetrol presentado por el Espectador, ocurrió una falla en el revestimiento, (considerado como elemento de barrera secundario) que ocasionó la emanación de hidrocarburos la cual debido a la presión, llegó a alcanzar una altura de casi 10 metros y alrededor de 550 barriles de derrame de crudo, contaminando los cuerpos de agua de la quebrada la Lizama y Caño Muerto, generando una alerta máxima de afectación de la seguridad ambiental y social de la zona.<sup>6</sup>

Todos estos casos mencionados anteriormente son claros ejemplos de los riesgos potenciales a los cuales nos enfrentamos en la industria del petróleo y el gas, los cuales son además, algunos de los principales motivos para realizar la evaluación de integridad de pozo, y al mismo tiempo cumplir una política de integridad que provea el aseguramiento necesario para evitar este tipo de eventos.

---

<sup>6</sup> Diario el Espectador en la edición del 27 de marzo de 2018. P.5.

## 2.2 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE POZOS PARA LA CONTENCIÓN DE PRESIONES Y MECANISMOS DE COMUNICACIÓN DE FLUIDOS.

**2.2.1 Cemento y Revestimiento (Casing).** Durante el proceso de construcción de un pozo, se utilizan tuberías de acero las cuales en varios casos se cementan dentro del hueco. El cemento y el casing (tubería de acero) sirven como barreras físicas en el subsuelo para controlar el flujo de los diferentes fluidos durante la construcción y el ciclo de vida del pozo. Estas barreras están diseñadas para suministrar las siguientes funciones:

- Función Estructural para prevenir el colapso del pozo debido a la inestabilidad del hueco. Proveen las bases estructurales del pozo. Facilitan la instalación de todos los equipos de fondo (subsuelo) requeridos para la óptima producción del pozo (empaques, nipples, válvulas etc.), incluyendo la tubería de producción (tubing).
- Función de Barrera de Presión o de contención para suministrar aislamiento entre la presión de poro de los yacimientos o formaciones rocosas. Aísla la presión hidrostática del pozo generada por el fluido de perforación, de la presión de fractura de las formaciones. Protege los acuíferos aprovechables del subsuelo de contaminaciones durante la construcción y producción del pozo. Aísla zonas permeables de agua no aprovechable de los yacimientos. Previene la comunicación entre formaciones de hidrocarburos o de agua salobre. Previene la liberación no controlada de fluidos desde el pozo hacia el ambiente. Suministra una barrera de presión para aislar las tuberías o casing someros que no tienen la capacidad o no han sido diseñadas para soportar las altas presiones de las formaciones productoras que se encuentran a mayor profundidad.

Si alguna de estas tuberías (casing) o cementos pierden la función de elemento estructural o de Barrera de contención se pierde la integridad del pozo. Es por lo tanto crucial garantizar el aseguramiento de integridad de dichos elementos desde el diseño del pozo. Cada elemento puede fallar por diferentes mecanismos y por lo tanto es imperante valorar el riesgo de falla, considerando todos los posibles escenarios que resultan en los diferentes mecanismos de falla. Las políticas de integridad deben basarse en este principio.

**2.2.2 Diseño de Casing (Revestimiento).** Los revestimientos o también llamados Casing se clasifican de acuerdo a sus funciones primarias.

- El Casing Conductor o Casing de Superficie (Ver Figura 1) es el primer tubular que se instala para aislar las formaciones rocosas someras durante las operaciones iniciales de perforación. Este revestimiento protege los acuíferos de recurso aprovechable o también conocidos como agua potable. Es el casing donde se instala la primera sección del cabezal del pozo.
- El Casing Intermedio (Ver Figura 1) o casing de protección es instalado para facilitar el proceso de perforación del pozo. Debe ser diseñado para controlar la inestabilidad del pozo, contener la presión y evitar las pérdidas de circulación durante la perforación de la sección inferior.
- El casing de producción (Ver Figura 1) o a veces también liner de producción (no se cuelga desde el cabezal de superficie), se instala para aislar el intervalo productor o formación rocosa que contiene los fluidos a producir. Se diseña para contener y soportar los fluidos producidos, o en un pozo inyector, los fluidos inyectados.

Los liners de producción no están instalados en el cabezal, por lo tanto no es posible monitorear los anulares de estos. Es por eso que se requiere probar el translape que el liner forma con el casing en el que está colgado. Es importante considerar durante el diseño del casing que este tope del liner puede tener una fuga o pérdida de integridad durante la vida del pozo y por lo tanto el casing debería poder soportar las presiones de la producción eventualmente.

Las tuberías de revestimiento tienen diferentes propiedades entre las cuales están: El diámetro externo y diámetro interno, el espesor de pared, el peso por unidad de longitud, el grado API del material (el cual indica la composición química del acero), el tratamiento térmico y la resistencia mínima de cedencia del material (ejemplo J-55, N-80, P 110 etc.), tipo de conexión o rosca de tubería, rango API (longitud estándar del tubular) etc. Como se ha dicho anteriormente, el casing debe ser diseñado para soportar todos los requerimientos del pozo en su ciclo de vida. Estos requerimientos incluyen el soporte de las cargas que experimentará el material del casing durante la construcción, completamiento y operaciones de producción, estimulación y abandono.

La metalurgia (composición química del acero) del material debe diseñarse para soportar la presencia de fluidos corrosivos de las formaciones productoras (líquidos o gases) tales como el H<sub>2</sub>S (Sulfuro de Hidrógeno), CO<sub>2</sub> (Dióxido de Carbono), o corrosión generada por crecimiento bacteriano.

Las conexiones del tubular deben ser diseñadas para cumplir los mismos requerimientos (soportar las mismas cargas y fluidos) y las condiciones del servicio.

En general el diseño de revestimiento (casing) incluye las siguientes consideraciones:

- Requerimientos funcionales para ser instalados a la profundidad planeada.
- Presiones de colapso, presiones de estallido, presiones inducidas por efectos térmicos debido a la producción o inyección de fluidos y/o estimulación del pozo.
- Cargas esperadas durante la fractura o estimulación del pozo.
- Cargas de compresión y tensión debido al peso de los tubulares, la presión y la expansión o contracción térmica.
- Integridad de las conexiones (roscas) del tubular.
- Uso de factores de seguridad adecuados.
- Desgaste del casing que está sometido a tuberías interna rotando (drill pipe, tubería de perforación).
- Esfuerzos causados por doblamiento (pozo direccionado), que debe incluir las conexiones del tubular.
- Exposición a H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> o corrosión microbiana.
- Protección catódica para minimizar la corrosión en los casing (revestimientos) más externos someros.

Si alguna de las consideraciones anteriores no es adecuadamente evaluada y contemplada en el diseño final del revestimiento, siendo este un elemento primordial

que conforma las barreras del pozo, puede resultar que al no cumplir con alguno de los requerimientos su condición podría derivar en una pérdida de su funcionalidad, lo que quiere decir que la barrera de pozo puede estar comprometida y por ende su integridad.

**2.2.3 Pérdida de integridad del Casing de Producción (Revestimiento de Producción).** Como se ha dicho anteriormente, los casing de producción deben ser diseñados para contener el flujo de hidrocarburos y para proveer una barrera que impida que existan flujos incontrolados a la superficie. Para que el casing pueda cumplir con este propósito debe tener la capacidad de soportar las presiones encontradas en las formaciones rocosas así como las presiones impuestas por el operador (compañía) a lo largo del ciclo de vida del pozo. Todas estas cargas de presión son tenidas en cuenta durante el diseño del casing. En el caso del casing de producción el diseño contempla las presiones del yacimiento así como las presiones internas operativas. El casing de producción considera en su diseño, la resistencia al estallido incluyendo la capacidad de contener una fuga en la tubería de producción ya sea en superficie o en el fondo. También se debe considerar la reducción de la presión interna del casing debido al depletamiento (disminución de la presión por la producción) del yacimiento.

El diseño del casing de producción debe considerar que la presión en el anular puede incrementarse debido a efectos térmicos causados por la producción, durante la operación del pozo.

Normalmente, se considera que la tubería de producción (tubing) es un elemento o componente del sistema de barrera primaria, y el casing de producción es parte del sistema de barrera secundaria. Es por lo tanto importante que ambos estén diseñados para soportar la máxima presión anticipada en superficie (MASP por sus

siglas en inglés “Maximum Anticipated Surface Pressure), la cual se calcula incluyendo todas las posibles presiones que el pozo pueda eventualmente ver durante su construcción, más un factor de seguridad, esto significa que es un sistema redundante. En el evento en que las dos fallen esta redundancia desaparece, ya que los casing externos no están diseñados para soportar cargas de producción, y por lo tanto existe la preocupación de que una presión sostenida de casing (SCP), se describirá más adelante en el capítulo 6), pueda comprometer la integridad del pozo.

La fuente de la SCP<sup>7</sup> (Ver Figura 2.), en el Anular A (espacio entre el tubing y el casing, ver Figura 1.) es a menudo una comunicación con la formación rocosa por fugas en la tubería de producción (tubing). Entre los diferentes mecanismos y causas para que exista dicha presión están:

- ✓ Problemas en las conexiones del casing de producción por razones de diseño no eficaz, deficiente torqueo de la rosca, sello inefectivo por defectos en la rosca, etc.).
- ✓ Hueco en el casing o en el tubing debido a erosión o corrosión.
- ✓ Esfuerzo de crackeo por presencia de sulfuro o cloruros (Sulfide, chloride stress Cracking).
- ✓ Desgaste por causa de la rotación de sartas dentro del casing de producción o en el tubing causado por operaciones de workover (reparación) con coiled tubing (tubería flexible u operaciones con cable).

---

<sup>7</sup> API RP 90-2, 2016, Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. P.25.

- ✓ Ruptura mecánica.
  
- ✓ Daño debido a subsidencia geológica asociada a depletamiento del yacimiento o activación de una falla geológica.

**2.2.4 Pérdida de integridad por migración de fluidos en Casing externos (Revestimientos superiores exceptuando el Casing de Producción).** Los revestimientos externos como el conductor y el intermedio (Ver Figura 1), se diseñan para soportar las máximas presiones durante la etapa de perforación del pozo. Por lo que no están usualmente diseñados para sostener las presiones máximas o más altas esperadas en las formaciones rocosas profundas.

El tope del cemento en los anulares “B” y “C” (Ver Figura 1), deben ser definidos como lo especifica la regulación local o internacional en donde se establece que el tope del mismo debe cubrir todas las zonas que contengan hidrocarburos sin importar si son o no permeables. Es importante anotar que la fuente de Presión Sostenida del Casing, SCP (Ver Figura 2) en el anular más externo, puede estar relacionada con canales o micro-fracturas existentes a través del cemento, lo cual permite la migración de fluidos de formaciones superiores diferentes a la formación principal productora. Esta migración puede ocurrir de formaciones permeables o poco permeables no cubiertas por el cemento.

**2.2.5 Pérdida de Integridad por migración a través del Cemento.** En los pozos de petróleo y gas, la columna de cemento en los anulares de los revestimientos puede o no, llegar hasta la superficie del pozo. Si el cemento no se desplazó completamente hasta la superficie, entonces la columna en el anular puede contener espaciador del cemento, o lodo (fluido de perforación) en la parte superior, arriba del cemento (Ver Figura 1.). En este caso lo sólidos o material más denso en

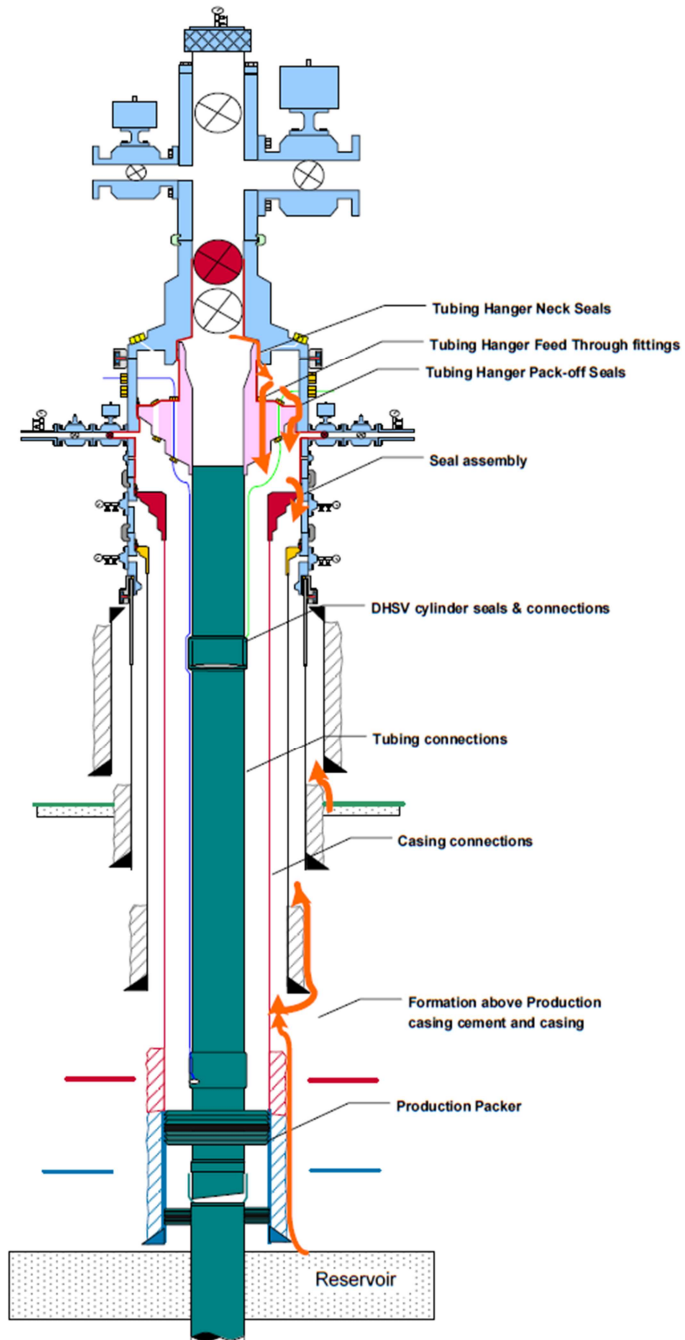
los fluidos que componen la columna pueden segregarse y decantarse hacia el fondo con el paso del tiempo, reduciendo la efectividad en la barrera de columna hidrostática dentro del anular. Si existe una zona permeable en la sección no cementada del anular, esta pérdida de columna hidrostática puede conllevar a una SCP (Presión sostenida del Casing).

Entre las diferentes causas relacionadas con el cemento que pueden contribuir a que existan SCP (Ver Figura 2), están:

- Daño del cemento debido a actividades operacionales tales como las pruebas de presión, operaciones de cementación remedial (squeezing) u operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Cambios de temperatura debido a ciclos térmicos.
- Canalización debido a microanulares.
- Microfracturas debido a condiciones de cargas o esfuerzos en el casing.
- Encogimiento del cemento.
- Mala adherencia del cemento con el casing o la formación rocosa.
- Canales causados por el flujo de fluidos de la formación (liquido o gas) en el anular durante el periodo de transición del cemento o fragüe (canalización por gas).

- Canalización del cemento debido al desplazamiento no efectivo del cemento. Lo cual puede resultar en comunicación de presión entre diferentes profundidades dentro del anular.
- Pérdida de circulación durante la cementación o volumen inadecuado de cemento por falla en el bombeo por lo cual no se alcanza la altura adecuada en la columna de cemento por lo que quedan algunas formaciones sin aislamiento.

Figura 2. Ejemplo de Potenciales Fugas o Pérdida de Integridad del Pozo.



Fuente: An Introduction to Well Integrity Rev 0, 04 December 2012.

- Volúmenes anulares atrapados (donde no hay cemento) que por aumento de la temperatura expanden el fluido creando presiones que pueden exceder el límite de los casing.

**2.2.6 Pérdida de integridad por diseño de la tubería de Producción (Tubing) y elementos del Completamiento.** La sarta de completamiento o también llamada tubería de producción (tubing) se diseña normalmente para actuar como la primera barrera de pozo para contener y controlar los fluidos producidos o inyectados en el pozo.

Como se mencionó anteriormente, el diseño del tubing no solo debe considerar condiciones de carga similares a las del casing de producción, pero además, debe resistir los efectos corrosivos y erosivos de los fluidos del pozo. Esta sarta también puede llevar componentes adicionales como camisas corredizas (sliding sleeves), mandriles de gas lift (levantamiento con gas) y válvulas, mandriles de inyección de químicos y puertos, varias líneas de monitoreo, o válvulas de seguridad de subsuelo controladas desde superficie a través de líneas de control (SCSSV). Si alguno de estos componentes presenta una fuga se observará en el anular A (ver Figura 1) una SCP. Las causas más comunes de fugas en la sarta de completamiento (tubería de producción) son:

- Fuga en las conexiones del tubing.
- Problemas de integridad en el tubing.
- Corrosión o erosión en el tubing o en alguno de los componentes.
- Fatiga de los tubulares.

- Fractura por esfuerzos o cargas de producción o inyección.
- Fugas en los mandriles o válvulas de inyección de gas o agua.
- Fugas en los mandriles de inyección de química.
- Fugas en las líneas de control o conexiones de estas.

Los elementos de barrera primaria de pozo tales como los empaques de producción (Ver Figura 1) y los packoffs (sellos) en el tubing hanger/casing hanger (colgador del tubing o casing), son utilizados para contener los fluidos producidos o inyectados.

Los empaques pueden instalarse en el fondo en la base del tubing para suministrar un sello entre el tubing y el casing de producción.

El packoff localizado en el sistema del cabezal provee aislamiento de la presión entre dos tuberías de casing y adicionalmente el sello entre el colgador de tubería (tubing hanger) y el cabezal del pozo. El tubing hanger puede contener puertos con penetraciones para instalar líneas de control para inyección de químicos o control de equipo en el subsuelo. Algunas de las causas más comunes de SCP cuando falla la integridad de alguno de estos componentes son:

- Fuga en la conexión entre el casing hanger (colgador de casing) y el casing.
- Degradación de los sellos del casing hanger.
- Fuga hacia el Anular "A" (ver Figura 2) en la conexión entre el tubing hanger (colgador de tubería de producción o tubing)) y el tubing.

- Degradación de los sellos del tubing hanger.
- Incompatibilidad entre el sello del empaque y los fluidos de completamiento o los fluidos producidos del yacimiento.
- Fallas en la integridad de las penetraciones de las líneas de control (usadas para inyectar químicos, controlar equipo de subsuelo o transmitir información a través de cable eléctrico o fibra óptica) del tubing hanger.

Entre algunas de las causas de falla en los sellos usados para contener presiones y fluidos están:

- Daño en las superficies pulidas (erosión, corrosión etc.) donde hacen sello los elementos elastómeros o no elastómeros.
- Cambios de temperatura extremos debido a ciclos térmicos.
- Instalación inapropiada de los componentes.
- Corrosión.
- Incompatibilidad entre los fluidos y los elementos sellantes.
- Cargas de presión cíclicas o excesiva presión de inyección.

**2.2.7 Pérdida de integridad en el Cabezal y Árbol de Producción.** El cabezal del pozo (Wellhead) y el árbol de producción (Christmas Tree/Production Tree),

están diseñados para trabajar a presiones mayores que el MASP (por sus siglas en inglés "Maximum Anticipated Surface Pressure). Sin embargo ocurren eventualmente fugas en los sellos (packoffs). Los canales de fuga más comunes son:

- Comunicación entre las sartas de casing debido a la conexión del casing hanger (si se usa) o degradación del sello del packoff.
- Comunicación entre el sello del tubing hanger y el casing o degradación del sello del tubing hanger.

Existen otros mecanismos por los cuales se puede comprometer la integridad del pozo. Por ejemplo, durante las operaciones de reacondicionamiento o intervención de pozo se instalan equipos tales como preventoras, válvulas de superficie, bridas, niples, válvulas de presión de tubing (Back Pressure Valves) etc. Dichos elementos eventualmente forman barreras ya sea primarias o secundarias y por lo tanto, también existe el riesgo de que algunos de estos componentes fallen. Aun cuando la probabilidad de falla es menor debido a que durante las operaciones todos estos elementos se prueban al momento en que son instalados, los mismos también pueden fallar y por ende comprometer la integridad del pozo.

### **3 ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD DE POZO EN PROCESOS OPERATIVOS DE POZOS DE PETROLEO Y GAS**

Actualmente la integridad de pozos no es un tema muy documentado legalmente en Colombia, y se puede considerar más bien un tema en desarrollo, por consiguiente, se evidencia una carencia de normas legales al respecto del mismo.

Se ha expedido la resolución número 90341 del 28 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energías, la cual contiene las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano. Sin embargo no existe una norma general que determine las políticas o requerimientos para la integridad de los pozos en general, desde la perforación y la perspectiva de las operaciones de pozo, desde el momento en que se instala el revestimiento (casing) de producción, durante la vida productiva del pozo y en una eventual suspensión o abandono. Tampoco existe una norma local que determine los criterios de seguridad operacionales para los pozos con presión en sus anulares.

#### **3.1 GERENCIAMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE POZO.**

La norma ISO 16530-1: 2017 define como gerenciamiento de la integridad de pozo a la combinación de procesos; técnicos, operacionales y organizacionales con el fin de asegurar la integridad de pozo durante el ciclo de vida operativo del mismo. Algunos de los elementos principales que la norma considera, debe contener dicho gerenciamiento son:

- ✓ Política de Integridad de pozo.
- ✓ Evaluación del riesgo en los aspectos relacionados con la integridad de pozo.
- ✓ Definición de las Barreras de pozo (WB).
- ✓ Estándares en el desempeño de los componentes de los pozos.
- ✓ Límites operativos del pozo.
- ✓ Monitoreo del pozo.
- ✓ Gerenciamiento de la presión en los anulares.
- ✓ Entrega de pozo a los diferentes equipos operativos (Perforación, completamiento, intervención de pozos etc.)
- ✓ Mantenimiento o reacondicionamiento de los pozos.
- ✓ Manejo del Cambio.
- ✓ Reportes y documentación de los pozos.
- ✓ Auditorías de cumplimiento.
- ✓ Roles, responsabilidades, recursos y niveles de autoridad.

### **3.2 NECESIDAD DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZOS.**

La compañía operadora debe tener una política que defina los parámetros que serán de obligatorio cumplimiento y que además también serán al mismo tiempo las premisas fundamentales cuando se inicie la planeación de un pozo. La política de integridad se debe cumplir con el fin de salvaguardar la salud, el medio ambiente y la reputación de la compañía. La política se debe sancionar a nivel gerencial dentro de toda la organización. Además debe ser clara y fácil de interpretar siendo también el punto de partida durante el diseño, construcción, terminación de pozos, entrega a producción, reacondicionamiento o cualquier otra intervención incluida la suspensión temporal o el abandono permanente.

En una compañía petrolera siempre se deben conducir las operaciones de manera segura. Adicionalmente los pozos no solo se deben entregar cumpliendo su propósito (producción/inyección/disposición/monitoreo) sino además también con la capacidad de permitir diferentes operaciones durante su vida productiva, siempre garantizando la óptima condición para el servicio que esté realizando.

Los pozos se deben diseñar con el adecuado aislamiento entre el/los yacimiento(s) productor(es) y la superficie. Todos los componentes críticos del pozo se deben probar durante la instalación, asegurando que los parámetros de diseño se hayan cumplido. Para lograr esto, es necesario informarse de la política de integridad de pozo, la cual debe ser consultada para todas las bases de diseño y debe ser referenciada en todos los procesos y programas operacionales en todos los campos: Perforación, reacondicionamiento, completamiento, suspensión, abandono etc. Así mismo también debe ser referenciada en los manuales de operación de pozos. Cualquier desviación de la política debe ser manejada en términos de una petición para dispensación a la autoridad o comité técnico respectivo con aprobación de la gerencia. Cualquier dispensación debe estar soportada con sus respectivas razones y una evaluación detallada del riesgo así como el análisis del impacto en el costo del pozo. También tiene que ser aprobada y firmada por el comité técnico y la gerencia.

La política debe establecer las barreras mínimas (WB) requeridas para que en el evento en que una de estas falle, entonces deberá existir otra que pueda contener los fluidos presurizados y además permita que el pozo pueda ser intervenido y reparado. En resumen, la política debe garantizar que se construyan, entreguen y se le haga mantenimiento de los pozos de tal manera que el desempeño de estos, durante la estimulación, aislamiento, producción y reacondicionamiento sea el óptimo sin comprometer su integridad.

La política de integridad debe ser referenciada en todos los manuales de operación de pozos, y además debe ser actualizada periódicamente de acuerdo a los avances tecnológicos en la construcción y operación de pozos.

### **3.3 DECLARACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZOS.**

De acuerdo con las normas más importantes referenciadas en este trabajo (ISO 16530-1: 2017, Norsok D-010: 2013) la política de integridad requiere mínimo dos barreras mecánicas (WB) en todos los pozos. En la Figura 2, se describe un esquema típico de barreras de pozo. Dichas barreras deben tener la capacidad de contener el flujo de los fluidos presurizados impidiendo que lleguen a la superficie antes de remover cualquier clase de equipo de control de presión (PCE). Se puede considerar la densidad del fluido de control como una barrera bajo ciertas circunstancias, sin embargo en general el caso base requiere que existan dos barreras mecánicas y además el fluido de control.

De acuerdo con las norma ISO mencionada arriba<sup>8</sup>, dichas barreras (WB) deben existir en cualquier camino de flujo hacia la superficie, ya sea a través de la sarta de producción (tubing) o de cualquier anular entre tubing-casing, casing-casing o casing-formación. Las barreras de pozo (WB) deben soportar la máxima presión diferencial anticipada a la que puedan estar expuestas. Su integridad y su función deben confirmarse con una prueba de presión o evaluación indirecta. La WB debe soportar el medio ambiente al cual está expuestas durante todo el tiempo para la cual se diseñó, de tal manera que su integridad pueda ser monitoreada y confirmada en cualquier momento.

---

<sup>8</sup> ISO/TS 16530-2 (2013) Well integrity for the operational phase. *International Organization for Standardization*. P.21.

### 3.4 DESVIACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD DE POZO.

En algunos casos la instalación de dos barreras mecánicas (WB) no es posible o es dificultosa y genera exposición a riesgos adicionales que conllevan a un costo desproporcionado. Además la reducción del riesgo se puede lograr si se implementan las precauciones adecuadas. En tales casos especiales se puede dispensar la utilización de las dos barreras siempre y cuando se adopten los requerimientos adecuados para dicha dispensación, justificando y conduciendo una evaluación detallada del riesgo. Dicha dispensación debe ser registrada en el proceso y en el record (archivo) del pozo. La desviación de la política debe contener lo siguiente:

- La razón por la cual la dispensación es requerida.
- Cuál es el proceso o procedimientos que deben seguirse cuando la dispensación se hace.
- Cuales riesgos adicionales son identificados y como serán mitigados.
- El análisis del impacto en el costo.
- Cuáles son las condiciones de la dispensación, es decir en cuales eventos o restricciones de tiempo aplica la dispensación (permanente o temporal).

### 3.5 BARRERAS DE POZO (WB) Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.

El desempeño de las barreras de pozo (WB) se debe caracterizar por:

- ✓ **Funcionalidad:** El propósito de la barrera de pozo (WB) se cumple y además dentro del tiempo requerido.

- ✓ **Confiability:** En términos de probabilidad es la habilidad de desempeñar la función requerida bajo condiciones de operación y dentro del tiempo especificado.
- ✓ **Supervivencia:** Habilidad de la WB para soportar las cargas o esfuerzos específicos durante las situaciones demandantes.
- ✓ Es crucial que algunas WB sean resistentes al fuego, por ejemplo en el cabezal del pozo y árbol de producción. Todos los elementos y de barrera tales como válvulas deben cerrar automáticamente en caso de un incendio. Adicionalmente los sellos en el árbol de producción y en el cabezal del pozo que son parte de la WB deben ser también resistentes al fuego.

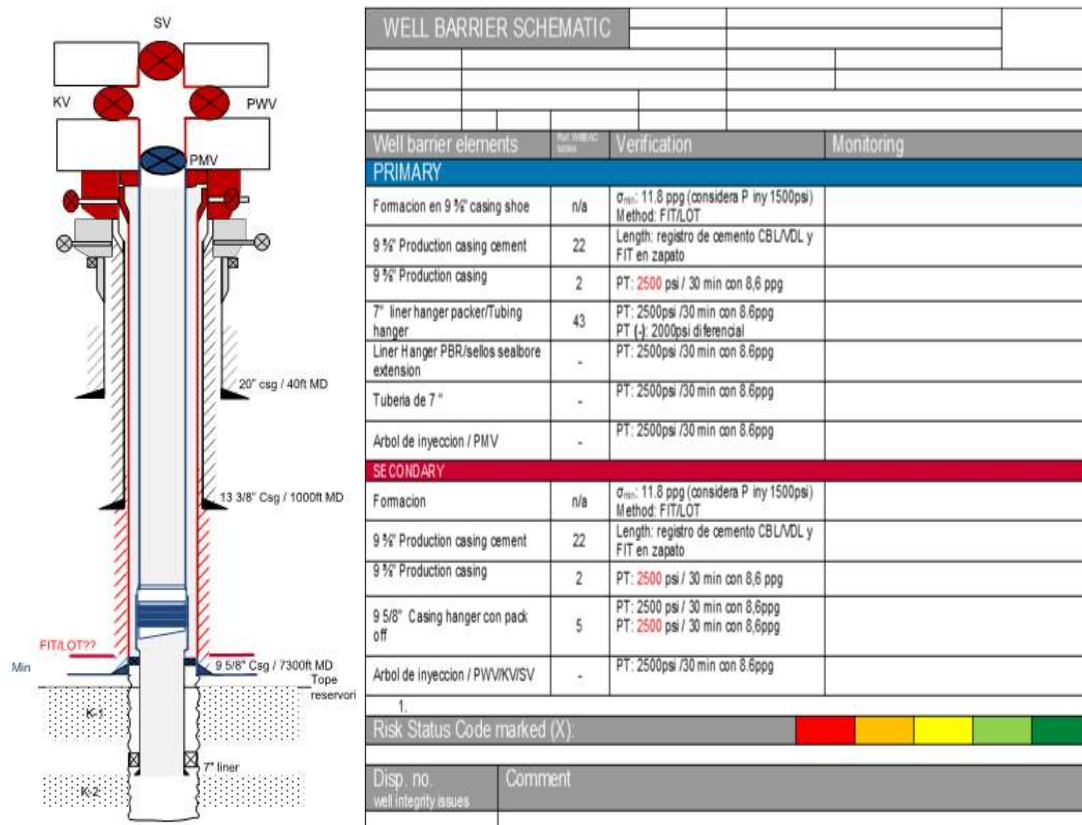
Las entidades regulatorias tales como estándares NORSOK, ISO, API y IEC suministran los requerimientos generales o particulares para las WB.

De acuerdo con las normas ISO 16530-1: 2017 y Norsok D-010: 2013, las barreras mecánicas se deben probar desde la dirección en la cual estas serán expuestas a la mayor presión o en otras palabras en la dirección en la cual habrá flujo. Si no es posible o no es práctico, se debe probar la barrera en la dirección contraria al flujo y por lo tanto:

- ✓ La prueba podría estar limitada a un valor menor a la capacidad de la barrera de sostener el la dirección del flujo.
- ✓ Cualquier elemento de Barrera (WBE) probado en el sentido contrario a la dirección del flujo debe dejarse documentado.

- ✓ En pozos de flujo natural, la WB primaria o inferior se puede probar desde arriba siempre y cuando la WB mecánica este soportada por fluido de control.
- ✓ Si no hay fluido de control entonces la WB mecánica se debe probar desde abajo, es decir en el sentido del flujo.
- ✓ El tubing hanger (colgador de tubería de producción) y sus sellos se deben probar desde abajo (desde el sentido de flujo a la superficie).

Figura 3. Esquema Típico de Barreras de Pozo WB.



Fuente: Elaborado con la plantilla de sitio Web Well Barrier.  
<https://www.wellbarrier.com/>.

### **3.6 ESQUEMAS Y DIAGRAMAS DE BARRERA DE POZO (WBS).**

Existen diferentes formas de ilustrar las WB y su función de prevenir fugas indeseadas o no controladas. Entre las principales están el esquema de barrera de pozo (Ver Figura 3), y el diagrama de barreras (la cual no será tratada en este trabajo). Ambas son herramientas importantes para la evaluación de los riesgos y la confiabilidad del pozo durante todo el ciclo de vida. Un esquema de barrera de pozo (WBS) es una ilustración estática del pozo y sus principales elementos de barrera (WBE), en la cual se identifican con diferentes colores, las barreras primarias y secundarias como se muestra en la Figura 3. Como es una ilustración estática es necesario hacer el esquema cada vez que el pozo sea intervenido o evidencie algún cambio. En la norma Norsok D-010: 2013 se presentan ejemplos diferentes de WBS para diferentes situaciones con sus barreras de pozo WB respectivas y su evaluación.

El esquema de la Figura 3, muestra las barreras primaria y secundaria del pozo delineadas en color azul y rojo. Así mismo también muestra los elementos de barrera (WBE) que conforman la envolvente de Barrera (WB). A través de este tipo de ilustración es posible verificar en el estado mecánico del pozo el estatus de las barreras teniendo en cuenta su criticidad. La operación futura del pozo depende en gran medida en este tipo de evaluación. Usando este esquema de evaluación se puede hacer control y monitoreo para mantener las barreras. El color representa las diferentes envolventes de barrera de acuerdo con la Norsok D-010: 2013. La delineación azul indica la primera envolvente de WB y sus elementos WBE. La delineación roja indica la segunda envolvente de WB con sus WBE. Los esquemas de barrera de pozo se deben complementar con tablas que muestren los WBE que conforman las WB primaria y secundaria.

### 3.7 ANÁLISIS DE FALLA.

Se define como falla cuando un componente o elemento pierde su habilidad para desempeñar su función requerida<sup>9</sup>. Una falla es por lo tanto un evento que toma lugar en un tiempo determinado. Una vez ha sucedido la falla el componente queda en un estado de avería. El estado de avería se caracteriza por la inhabilidad del componente para desempeñar la función requerida, excluyéndose las situaciones en las cuales el componente se encuentra en mantenimiento, otra razón planeada, o debido a la falta de otros recursos externos que impidan que el componente pueda desempeñar su función<sup>10</sup>.

El termino modo de falla es el efecto por el cual la falla es observada en el componente fallido.<sup>11</sup>

Algunos tipos fallas se presentan debido a la degradación natural y no se pueden evitar fácilmente, mientras que otro tipo fallas ocurren debido a defectos en el diseño, construcción, instalación, operación o mantenimiento. Un ejemplo de esto es que debido al inadecuado entendimiento del sistema, falta de actualización cuando se hace una modificación o una reconstrucción menor, aparecen nuevas fallas. Para entender porque las fallas suceden y como pueden ser evitadas, es necesario e importante entender lo que las causan. Las causas de fallas se pueden dividir en dos diferentes niveles; mecanismos de falla y causas raíz.

El mecanismo de falla está definido en la IEC 60050-191:1990 como el proceso físico o químico que ha conllevado a una falla, y es la explicación más inmediata de

---

<sup>9</sup> IEC 60050-191:1990 International Electrotechnical Vocabulary: Dependability and Quality of Service. P.56

<sup>10</sup> IEC 60050-191:1990 International Electrotechnical Vocabular: Dependability and Quality of Service. P.56

<sup>11</sup> IEC 60050-191, Ibidem. P.57

la falla. Algunos ejemplos de los mecanismos de falla son la corrosión, la erosión y la fatiga. El mecanismo de falla es la causa a la cual se debe mirar con el fin de hacer una reparación o restauración inmediata del componente que ha fallado. Corregir una falla basándose únicamente en el mecanismo de falla rara vez previene que otras fallas similares vuelvan a ocurrir. Para una solución permanente o de larga duración es necesario revisar la causa fundamental, a menudo llamada causa raíz. Existen diferentes métodos para lograr este propósito de encontrar la causa raíz o comúnmente llamados análisis de causa raíz.

### **3.8 EVALUACIÓN DEL RIESGO EN LOS ASPECTOS RELACIONADOS CON LA INTEGRIDAD DE POZO.**

En todas las operaciones y durante el diseño de los pozos se debe realizar una evaluación del riesgo, a través de alguna técnica probada que considere los factores clave para el gerenciamiento de la integridad de pozo. Se debe establecer monitoreo y vigilancia, rutinas de mantenimiento para los elementos de barrera de pozo (WBE) con el fin de minimizar el potencial de riesgo que pueda comprometer la integridad de las envolventes de barrera (WB). Se deben considerar también aquellos WBE que sean críticos y que requieren presentar estándares de desempeño, que le den el aseguramiento necesario para eliminar o reducir el riesgo al mínimo, donde además se debe determinar el curso apropiado de acciones para solventar anomalías encontradas durante este monitoreo, vigilancia o rutinas de mantenimiento. El análisis debe identificar claramente el nivel de riesgo y las barreras requeridas, considerando una pérdida de integridad, es decir de contención de fluidos dependiendo del tipo de pozo, presión de las formaciones, tipo de formaciones, potencial de flujo, localización, y el medio ambiente.

Se deben tener como mínimo las siguientes consideraciones:

- ✓ Localización del pozo, localización geográfica, remota o urbana, tipo de pozo, concentración de pozos en clúster (Varios pozos en una misma plataforma o locación) etc. Operaciones simultaneas en el mismo clúster.
- ✓ Proximidad del pozo a las personas, al medio ambiente, a otros pozos y la infraestructura y el impacto en caso de que la envolvente de barrera de pozo falle.
- ✓ Impacto social en caso de que la envolvente de barrera de pozo falle.
- ✓ Fuentes potenciales de fugas o fallas en los componentes del pozo (Tubería de producción, espacios anulares, líneas de control, válvulas de gas lift etc).
- ✓ Fallas en los elementos de Barrera (WBE).
- ✓ Arquitectura de los pozos. Volúmenes anulares y del pozo. Edad e historia del pozo. Efectos que los pozos tienen sobre otros pozos (ejemplo el efecto que un pozo inyector “offset” tiene sobre otro pozo). Tipos de pozos (Productor, inyector, monitoreo etc.). Zonas de flujo y sistemas de Barrera asociados. Comunicación entre formaciones con acuíferos de agua potable/consumo o con yacimientos adyacentes. Tipo de fluido, temperatura y capacidad de flujo. Composición de los fluidos producidos; gas, hidrocarburo líquido o salmuera y otros componentes asociados como gases CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Perfiles de temperatura del pozo, estática y dinámica.
- ✓ Presencia de componentes ácidos, corrosivos, cancerígenos, venenosos, inflamables, erosivos, asfixiantes así como compatibilidad entre los componentes y fluidos de las formaciones como emulsiones, “scale” (formación de carbonatos), ceras y depósitos de hidratos.

- ✓ Fallas en componentes externos tales como el revestimiento de superficie, el cabezal, el árbol de producción, donde dichos componentes están expuestos a la atmosfera y al clima, a la lluvia, a fluidos corrosivos etc.
- ✓ Fatigas en los componentes estructurales del pozo debido a cargas o esfuerzos cíclicos (por ejemplo movimientos de cabezales, conductores, sartas etc.) o por acción de corrientes marinas, el viento o las olas. Movimiento en el cabezal del pozo debido a cargas o esfuerzos por interacción con otros componentes como las preventoras (BOP's) usadas durante cualquier actividad de perforación, intervención o reacondicionamiento del pozo.
- ✓ El impacto ocasionado por los esfuerzos térmicos debido a expansión térmica de los fluidos en los anulares o también de las tuberías (revestimientos) o del cabezal, resistencia del suelo y su habilidad para soportar la estructura y el peso del pozo.
- ✓ Esfuerzos o cargas externas asociadas con movimientos telúricos, terremotos, compactación de yacimientos, esfuerzos tectónicos, movimientos asociados a activación de fallas, o a materiales dúctiles como son las formaciones salinas.
- ✓ Impactos mecánicos asociados a caída de objetos, tanques, accidentes vehiculares o de barcos (pozos Costa-afuera) o cualquier otro equipo que se encuentre en las proximidades del pozo.

Se deben considerar el impacto no solamente en la salud, la seguridad y el medio ambiente sino también en la sociedad incluyendo los impactos económicos. Se debe tener en cuenta la accesibilidad a los pozos para poder monitorear su condición,

ejecutar mantenimiento y reparaciones, en caso de una pérdida de integridad incluyendo la posibilidad de construir un pozo de “alivio” si es requerido.

### **3.8.1 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DEL RIESGO.**

La evaluación del riesgo comprende un análisis sistemático del tipo y naturaleza del riesgo relacionado a un peligro de falla reconocido al cual se le evalúa su significancia y se compara con estándares predeterminados, niveles de riesgo objetivo u otros criterios de riesgo.

Existen diferentes técnicas de evaluación del riesgo disponible, las cuales pueden ser usadas para identificar los peligros y evaluar la magnitud del riesgo asociado con fallas de integridad de pozo, entre estas está la matriz de evaluación de riesgos. El riesgo puede evaluarse basándose en un potencial de falla (durante la fase de planeación y diseño) o cuando se ha identificado una anomalía durante la operación del pozo.

Las técnicas de evaluación de riesgo pueden ser cualitativas o cuantitativas, y pueden variar dependiendo del nivel requerido de detalle. Cuando la técnica es cualitativa, se establecen valores para cada consecuencia a las fallas y su probabilidad de ocurrencia basándose en el juicio de personal calificado con experiencia individual y organizacional en la operación donde se identifica el riesgo. Algunas de las técnicas de evaluación de riesgo cualitativo son: HAZID (Hazard Identification, Identificación del riesgo), HAZOP (Hazard and Operability, Riesgo y operabilidad), FMEA (Failure mode and effects analysis, modo de falla y análisis de efectos). Las técnicas cuantitativas de evaluación de riesgo (QRA, Quantitative Risk Assessment) consideran las consecuencias y la probabilidad de ocurrencia, pero confían más en los datos empíricos reales de fallas de integridad de pozo con el fin

de cuantificar la probabilidad de que el riesgo se materialice. Algunos ejemplos de métodos de evaluación de riesgo cuantitativos son el análisis de árbol de falla y el análisis de árbol de eventos.

Sin importar la técnica que se aplique, el objetivo del proceso de evaluación de riesgo es caracterizar el riesgo y soportar la toma de decisiones con el fin de reducir el riesgo de falla de integridad de pozo. La magnitud del riesgo (antes de la implementación y las medidas que se tomen para medirlo) influenciarán las acciones apropiadas y requeridas para gestionar cualquier anomalía o falla de integridad. El nivel de atención y la cantidad de recursos necesarios para mitigación incrementa con los niveles de riesgo. Después de que se han implementado acciones para minimizar el riesgo, la compañía operadora debe determinar si el riesgo residual es aceptable, con el fin de permitir que el pozo continúe su operatividad normal y si no es el caso, entonces se deben tomar nuevas acciones hasta que la evaluación del riesgo residual se considere aceptable.

### **3.9 TABLAS DE ACEPTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE BARRERA DE POZO (WBE).**

La norma Norsok D-010: 2013 sugiere el uso de tablas que contengan los requerimientos o guías generales técnicas y operacionales.

La metodología para definir los requerimientos o guías son los siguientes:

Tabla 1. Tabla de aceptación de los Elementos de Barrera de Pozo (WBE).

Características	Criterios de aceptación	Referencias
A. Descripción.	Aquí se describe la WBE en palabras; por ejemplo el empaque de producción.	
B. Función	Aquí se describe la función principal del WBE.	
C. Diseño (Capacidad, límites operativos y función) construcción y selección.	<p>Para las WBE que son montadas en el pozo por ejemplo, el fluido de perforación o el cemento. Aquí se debería describir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterios de diseño tal como las condiciones de máxima carga a la que la WBE estará sometida y también otros requerimientos funcionales durante el periodo en que el WBE será utilizado.</li> <li>• Requerimientos de construcción de como en realidad se debe crear el WBE o sus subcomponentes, y por lo cual en la mayoría de los casos se hace referencia a la normativa estándar.</li> </ul> <p>Para los WBE que ya han sido manufacturados se debe enfocar en la selección de parámetros para seleccionar el equipo adecuado y como este será ensamblado o instalado en el pozo.</p>	Nombre de las referencias específicas .
D. Prueba inicial y verificación.	Aquí se describen los métodos para verificar que el WBE está listo para funcionar después de la instalación en el pozo o antes de que pueda ser puesto en funcionamiento y es aceptado como parte de un sistema de barrera de pozo WB.	
E. Uso	Aquí se describe el uso adecuado del WBE con el fin de mantener su función y prevenir el daño al mismo durante la ejecución de actividades u operaciones.	

F. Monitoreo (regular, vigilancia, prueba y verificación)	Aquí se describen los métodos para verificar que el WBE continúa estando intacto y cumple con su función para la que fue diseñado o seleccionado durante su uso.	
G. Modos de falla	Aquí se describen las condiciones que determinan una falla en la función del WBE, la cual conllevara a una acción correctiva o la suspensión de la actividad del pozo.	

Fuente. Norsok D-010: 2013.

### 3.10 INFORMACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ELEMENTOS DE BARRERAS DE POZO (WBE).

Hacer análisis cuantitativos de la integridad de pozo no es posible sin el acceso a información relevante relacionada con la confiabilidad de equipos de subsuelo. Datos tales como tasas de fallas y tiempo entre fallas (MTTF, mean time to failure) de los elementos o componentes de barreras de pozo (WBE), probabilidad de falla por error humano y demás, son necesarias y deben ser clasificadas con el fin de determinar qué tan frecuente dichos elementos (WBE) fallan y porqué. Entre las principales fuentes de información de confiabilidad esta la base de datos **WellMaster**, la cual es suministrada y operada por ExproSoft (<http://www.exprosoft.com>). En esta base de datos se puede encontrar:

- ✓ Causas y modos comunes de fallas de cada componente específico.
- ✓ Tiempo medio entre fallas (Mean time to failure (MTTF)).
- ✓ Tasa estimada de fallas para cada modo de falla.

- ✓ Probabilidades de correcto funcionamiento de los elementos en un periodo de tiempo específico.

### **3.11 SISTEMAS DE SEGURIDAD DE POZO (SAFETY SYSTEMS).**

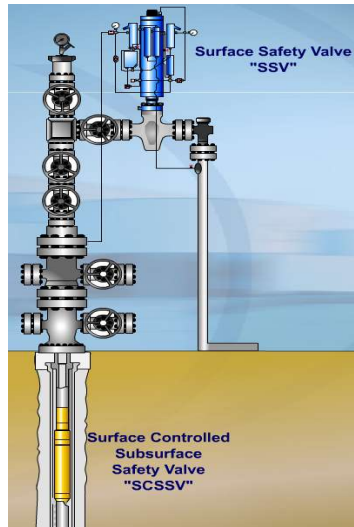
Los sistemas de seguridad de pozo son usados como contingencia para asegurar que el flujo a través del pozo sea detenido en situaciones de emergencia o cuando es necesario controlar los límites operacionales. Algunas razones para instalar sistemas de seguridad de subsuelo son por ejemplo; evitar que la inyección de fluidos dentro del pozo supere la máxima presión permitida, la cual está sujeta al diseño de las barreras de pozo. Otra razón para su instalación es salvaguardar los componentes de efectos térmicos que ocasionan esfuerzos generados por expansión de fluidos atrapados (por ejemplo cuando la presión en un anular se incrementa debido al calentamiento ocasionado por la producción del pozo). En este caso se usa un sistema de seguridad para cerrar el pozo en caso de que la presión sea demasiado alta y pueda comprometer la WB y ocasione una falla en esta. Usualmente se usan alarmas para poder tener tiempo y proceder antes (regulando la presión) de que el sistema de seguridad actúe y así evitar que el pozo se cierre. Otros ejemplos incluyen cerrar el pozo cuando la presión es muy baja, lo que eventualmente ocurriría cuando existen fugas. En términos generales, es crítico usar sistemas de seguridad de pozo en situaciones de emergencia. Un componente bastante común en completamientos con flujo natural es la válvula de seguridad de subsuelo (DHSV, Down hole safety valve, ver Figura 3), la cual es comúnmente instalada en la tubería de producción (tubing). Para cualquiera que fuere el caso, es importante salvaguardar la integridad de la barrera de pozo y por lo tanto, se implementan dos niveles de sistemas de seguridad:

- ✓ Cierre automático del pozo cuando se alcanza cierta presión.
  
- ✓ Alivio/descargue del flujo cuando la presión de inyección alcanza cierta presión.

### **3.12 SISTEMAS DE CIERRE POR FALLA (FAIL-SAFE).**

Para un pozo en operación, se requiere que algunos elementos de barrera (WBE) se encuentren en posición abierta con el fin de permitir que el pozo produzca. Este es el caso típico de la DHSV (también con frecuencia es llamada SCSSV, Surface controlled subsurface safety valve), de la válvula de producción maestra del árbol de producción (PMV, Production master valve) y de la válvula lateral del árbol de producción (PWV, Production wing valve, ver Figura 4). Es por lo tanto crítico que algunas de estas válvulas se cierren automáticamente en situaciones donde se ha perdido el suministro de la energía o exista un incendio en el cabezal del pozo. Es por esta razón que se requiere que estas válvulas funcionen con el mecanismo fail-safe (cierre por falla), es decir que el funcionamiento de la válvula ocurre en la posición de seguridad (cierre) cuando la falla ocurre. Para garantizar que la función fail-safe trabaje adecuadamente, es crítico que se hagan los cálculos correctos, por ejemplo en una DHSV (SCSSV) es necesario que en caso de una falla, la válvula posea un resorte lo suficientemente fuerte para que ella se cierre con la máxima presión posible que pueda tener su línea de control.

Figura 4. Esquema de Sistemas Fail-Safe de Seguridad (DHSV y PWV/SSV).



### 3.13 PARÁMETROS OPERATIVOS DE POZO Y LIMITACIONES DE LOS COMPONENTES WBE.

Durante la etapa de diseño, es necesario identificar los parámetros operativos de cada pozo y especificar claramente los límites operativos para cada parámetro. El pozo no debería ser operado fuera de los límites operativos. Los límites operativos del pozo se deben basar en las especificaciones de cada uno de sus componentes teniendo en cuenta los factores de diseño y estándares de desempeño aplicados. Cualquier cambio en la condición, la configuración del pozo, las fases de su ciclo de vida o estatus, requiere una revisión y actualización de sus límites operativos. Según la norma<sup>12</sup> como mínimo el operador del pozo debe definir

---

<sup>12</sup> ISO/TS 16530-2 (2013) Well integrity for the operational phase. *International Organization for Standardization*. P.24

- ✓ Responsabilidades para establecer, mantener, revisar y aprobar los límites operativos del pozo.
- ✓ De qué manera los parámetros operativos y sus límites deben ser monitoreados y registrados durante los periodos en que el pozo este operacional, cerrado (inactivo) o suspendido.
  
- ✓ Ciclo de vida del pozo.
  
- ✓ Requerimientos para cualquier valor establecido en los límites operativos del pozo.
  
- ✓ Acciones que se deben tomar en el evento en que los parámetros operativos del pozo se aproximen y sean cercanos a los valores máximo y mínimo definidos.
  
- ✓ Acciones, notificaciones e investigaciones requeridas si los limites operativos del pozo se han excedido.
  
- ✓ Sistemas de seguridad necesarios para garantizar que los limites operativos no se excedan.

Es importante anotar que los límites operativos del pozo pueden cambiar por diversas razones. La norma ISO/TS 16530-2 (2013) enumera algunas de ellas:

- ✓ Presión en el cabezal del pozo debido a la producción o a la inyección.
  
- ✓ Tasas de flujo durante la producción o la inyección.

- ✓ Presiones anulares máximas permitidas (MAASP/MAWOP (\*)/ (\*\*)).
- ✓ Presiones anulares, liberación de presión o descarga (Bleed-offs).
- ✓ Composición de fluidos corrosivos durante la producción o inyección (ejemplo H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> etc.).
- ✓ Erosión causada por el fluido de inyección o producción (límites de velocidad de flujo o contenido de arena o elementos abrasivos).
- ✓ Corte de agua y BSW (sedimentos+agua).
- ✓ Temperatura operativa.
- ✓ Diferencial de presión en el yacimiento (Draw Down).
- ✓ Parámetros operativos del sistema de levantamiento artificial.
- ✓ Presión y tipo de fluido en las líneas de control.
- ✓ Presión y fluido de inyección de químicos.
- ✓ Presiones en los actuadores.

---

\*MAASP: **Maximum Allowable Annular Surface Pressure**/ Presión Máxima permitida anular en superficie.

\*\*MAWOP: **Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure**/Presión operativa Máxima permitida en el cabezal del pozo.

- ✓ Limitaciones para matar el pozo (ejemplo limitación en la presión de la bomba y tasas de flujo).
- ✓ Movimiento del cabezal del pozo debido a expansión térmica o subsidencia del pozo.
- ✓ Los esfuerzos cíclicos que conllevan a límites debido a fatiga de materiales, ejemplo en pozos térmicos o fracturamiento multietapa.
- ✓ Frecuencia de descarga de presión y fluidos en los anulares y el volumen total descargado.
- ✓ Producción natural de materiales radioactivos (NORM).
- ✓ Tasas de Corrosión.
- ✓ Espesor de pared del Tubing y del Casing.
- ✓ Sistema de protección Catódica.
- ✓ Esfuerzos y cargas en el cabezal del pozo.

### **3.14 ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN TUBULARES Y CARGAS EN EL POZO.**

El análisis de esfuerzos es un componente fundamental en el diseño de los pozos. En la medida en que los pozos son más complejos también son mayores tanto la probabilidad como las consecuencias de ocurrencia de fallas.

La norma ISO/TS 16530-2 (2013) indica que el operador del pozo debe identificar y evaluar las situaciones o casos críticos, en donde el pozo es sometido a diferentes cargas aplicadas sobre el mismo durante el ciclo de su vida. Tales cargas deberían incluir pero no estar limitadas a:

- ✓ Producción.
- ✓ Inyección.
- ✓ Matado de Pozo.
- ✓ Intervención del pozo.
- ✓ Estimulación del pozo.
- ✓ Abandono del pozo.

Durante la vida del pozo puede ser necesario re-evaluar el análisis de los esfuerzos/cargas y los límites operacionales. Usualmente estas re-evaluaciones ocurren cuando suceden los siguientes eventos:

- ✓ Evidencia de anomalía en el pozo.
- ✓ Problemas de integridad del pozo.
- ✓ Cambio en el tipo de servicio del pozo (ejemplo productor a inyector).
- ✓ Cambio en la función del pozo.

- ✓ Desarrollos en tecnología relacionada con las técnicas de cálculo o procesos.
- ✓ Revisión del pozo.
- ✓ Extensión de la vida del pozo.
- ✓ Cambio en las condiciones externas al pozo pero que pueden afectar el mismo (Ejemplo fenómenos de subsidencia, efectos tectónicos, “depletamiento” o agotamiento de formaciones (atravesadas por el pozo), causado por la producción de otros pozos aledaños etc.)

Entre algunas de las razones por las cuales se lleva a cabo un análisis de esfuerzos/cargas en el pozo están:

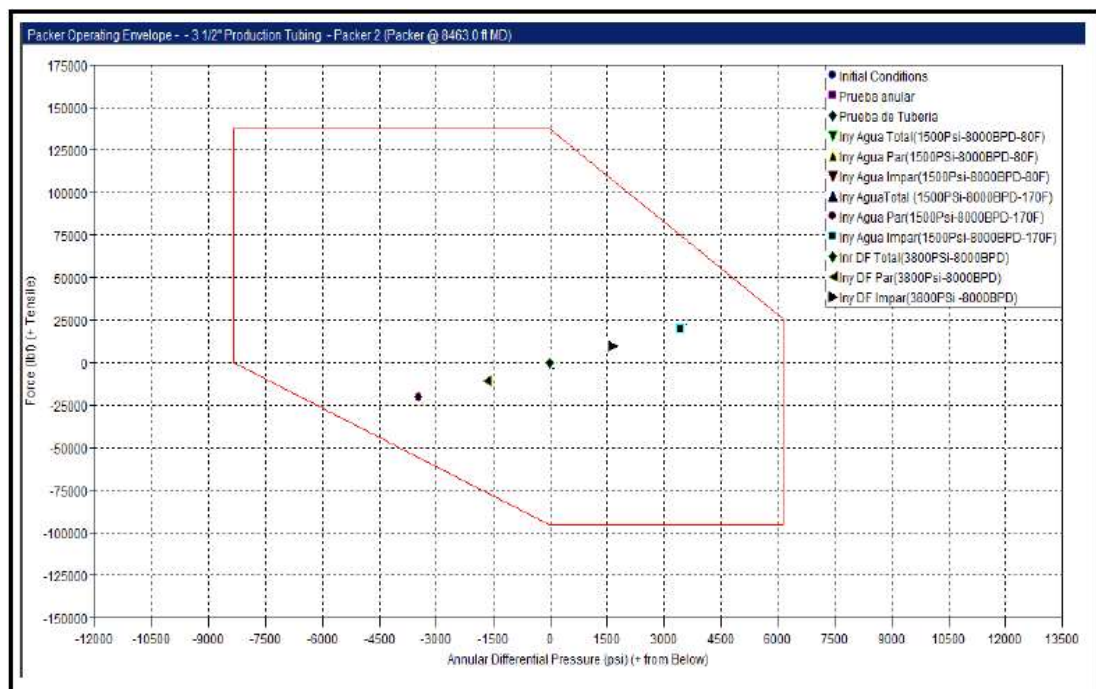
- ✓ Determinar el los esfuerzos en los tubulares (casing, liners, tubing etc) causados por los diferentes efectos tales como la temperatura, la presión y el peso de las tuberías.
- ✓ Definir el peso, grado e influenciar en algún grado la definición de la metalurgia y tamaño del completamiento.
- ✓ Asegurar que el casing y el tubing seleccionados tengan la capacidad de soportar todas las cargas proyectadas y servicios durante su vida operativa. Si el resultado del análisis indica que no lo hará, entonces es necesario revisar el diseño y hacer las modificaciones respectivas.
- ✓ Planificar los trabajos posteriores a la instalación inicial (Workovers) con el fin de establecer los límites operativos para limitar las cargas. Por ejemplo limitar la presión de inyección o la tasa durante una estimulación.

- ✓ Ayudar a definir que componentes del completamiento tales como empaques, anclas, o dispositivos de expansión (Expansión Joints) son requeridos para evitar cargas que puedan ocasionar fallas.
- ✓ Determinar las cargas a las cuales los elementos tales como los empaques de producción estarán sometidos y compararlas con el envolvente de trabajo de los mismos, con el fin de evitar que excedan los límites del envolvente y el elemento falle (Ver Figura 5).
- ✓ Evaluar las cargas sobre los empaques o anclas que son transferidos al casing.
- ✓ Mediante la evaluación de las presiones de cierre y de flujo o de las temperaturas en cabeza, se asiste en la definición del equipo de superficie tal como lo son los cabezales, arboles de producción y líneas de superficie.
- ✓ Asegurar que la tubería de producción pueda ser corrida e instalada dentro del pozo y también que pueda ser retirada eventualmente.
- ✓ Asegurarse que las intervenciones al pozo no sean afectadas adversamente por las cargas y esfuerzos tales como el pandeo (Buckling).
- ✓ Determinar si el casing o el liner de producción soportarán las cargas cuando el pozo sea parcial o totalmente evacuado o los anulares sean evacuados o sometidos a presión durante las diferentes operaciones de producción.

Existen diferentes métodos de evaluación de esfuerzos en tuberías, sin embargo es recomendable que el que se use, incluya análisis de carga axial y triaxial, así como el efecto de la temperatura.

Durante la evaluación de integridad de pozo se deben establecer los diferentes escenarios de cargas dinámicas y estáticas para los diferentes elementos de barrera (WBE) así como para los diferentes equipos críticos. Los cálculos los debe hacer personal calificado usando software reconocido en la industria (ejemplo WellCat, StressCheck, Inquest tubemove etc).

Figura 5. Envolvente de Trabajo de un Empaque en un Pozo Inyector de Agua, y Evaluacion de Cargas.



Fuente: Realizado con el Software Wellcat (Halliburton).

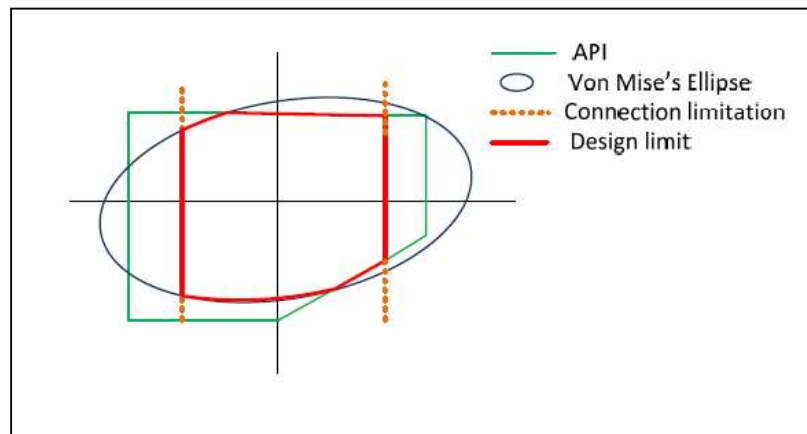
Los resultados se deben comparar con los factores de diseño y criterios de aceptación mínimos determinados en la evaluación de integridad, cumpliendo con

la política de integridad definida por la compañía. Las cargas, esfuerzos y movimientos se deben predecir y estimar.

El diseño de revestimientos en Ecopetrol S.A. se basa en el principio de deformación elástica como lo describe el estándar NORSOK D-010:2013. Los revestimientos seleccionados en un diseño deben desempeñarse dentro de la envolvente de diseño definida por la intersección de:

- ✓ La elipse de esfuerzo triaxial de Von Mises (Figura 6.).
- ✓ La capacidad de estallido, colapso y axial según el reporte técnico APITR5C3.
- ✓ La capacidad de la conexión del revestimiento.

Figura 6. Principio de Diseño.



Fuente: Norsok D-010: 2013.

### 3.15 PRESIONES DE DISEÑO DE POZO.

La presión de diseño para pozos productores es la máxima presión anticipada en la superficie/cabezal (MASP por sus siglas en inglés "Maximum Anticipated Surface Pressure).

La norma Norsok D-010: 2013 establece que esta presión máxima debe calcularse de acuerdo al tipo de pozo de la siguiente manera:

El margen para matar el pozo comúnmente llamado en inglés (Bullhead kill rate) debe especificarse en el procedimiento para matar el pozo. A menos que el margen de matado se haya calculado específicamente, se recomienda usar un mínimo de 500 psi. Se debe considerar un valor mayor para pozos exploratorios de alta presión y alta temperatura (HPHT).

Tabla 2. Base de Cálculo de la Presion de Diseño.

<b>Tipo de Pozo</b>	<b>Base de cálculo para la presión de diseño del pozo.</b>
<b>General</b>	Como regla general se debe calcular con la máxima presión del yacimiento esperada, menos la presión hidrostática de la columna de gas, más un margen para matar el pozo.
<b>Exploratorio</b>	Para pozos exploratorios se debe asumir que el fluido que desplaza la totalidad del pozo es una columna de gas metano (0.1 psi/pie) y por lo tanto la presión máxima será la presión del yacimiento menos dicha columna de gas más un margen para matar el pozo.
<b>Pozo en desarrollo en un yacimiento con gas libre</b>	Para pozos de desarrollo donde existe suficiente información de correlación con respecto a los fluidos de formación, se debe asumir una columna que represente la composición de gas libre y por lo tanto la presión máxima será la presión del yacimiento menos dicha columna de gas más un margen para matar el pozo.
<b>Pozo en desarrollo en un yacimiento sin gas libre</b>	Para pozos de desarrollo donde existe suficiente información de correlación con respecto a los fluidos de formación, se debe asumir una columna que represente la composición del fluido. Se puede obtener la presión del yacimiento mediante simulaciones para determinar la

	presión de cierre (Shut in Condition), más un margen de matado de pozo. Se debe tener en cuenta que el pozo a medida que se depleta puede llegar a la condición de gas libre.
<b>Gas Lift, pozo inyector o pozo donde se va estimular el yacimiento.</b>	Para pozos inyectores o donde se planea hacer estimulación, se debe utilizar como presión de diseño, la presión de inyección si esta es mayor a la generada por la presión de poro (como se describe en el caso de un pozo productor).

### 3.16 FACTORES DE DISEÑO.

La norma Norsok D-010: 2013 nos indica que los factores de diseño deben cumplir con los criterios de aceptación establecidos para las cargas de estallido (Burst load), cargas de colapso (Collapse Loads), cargas axiales (Axial Loads) y Cargas Triaxiales (Triaxial Loads). Los factores de diseño aplican tanto para el cuerpo de las tuberías como para las conexiones (rosca) de la misma. El cálculo del factor de diseño debe tener en cuenta todos los factores que influyen el desempeño de los materiales incluyendo la tolerancia por manufactura en el espesor de los tubulares, (12.5% para tuberías API) y el desgaste del espesor de pared durante el ciclo de vida del pozo. Aun cuando la norma sugiere valores específicos para los factores de diseño, cada compañía tiene el criterio de establecer los factores de diseño según su propia filosofía. Dichos factores deben hacer parte de la política de integridad con el fin de que sean respetados y usados para todo diseño. La Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción WDP-G-002 de Ecopetrol establece los siguientes factores de diseño para revestimientos y tubería de producción:

- Colapso 1.0
- Estallido 1.1
- Tensión 1.4

- Compresión 1.2
- Triaxial 1.25.

### **3.17 PROCESO DE GERENCIAMIENTO DE LAS PRESIONES ANULARES.**

De acuerdo con el API RP 90-2, 2016 (práctica recomendada), el proceso del gerenciamiento de las presiones anulares consiste en monitorear a través de mediciones directas los anulares del pozo, con el fin de evaluar en forma preliminar, las condiciones generales de integridad, mantener el control del pozo y prevenir o mitigar eventos que pudiesen terminar en liberación de fluidos a las superficie. El proceso debe tener en cuenta los tres tipos de presiones anulares en los revestimientos así como los siguientes elementos:

- a) Presión operativa máxima permitida en el cabezal del pozo (MAWOP, maximum allowable wellhead operating pressure).
- b) Establecer el rango de monitoreo en límites superiores e inferiores de la magnitud de la presión medida en cada uno de los anulares.
- c) Monitoreo de la presión de los anulares.
- d) Prueba de diagnóstico.
- e) Evaluación del riesgo en las barreras de pozo.
- f) Notificación y alertas a la gerencia de operaciones de problemas de integridad.

### **3.18 PRESIÓN OPERATIVA MÁXIMA PERMITIDA EN EL CABEZAL DEL POZO (MAWOP).**

El MAWOP<sup>14</sup> deberá establecer la máxima presión para cada sección del cabezal del pozo, es decir, la presión permitida en los diferentes anulares. Mantener la presión por debajo del MAWOP mitiga el riesgo de falla de los elementos de barrera en el pozo (cabezal, equipo de completamiento, o estallido o colapso de los revestimientos), la pérdida de la integridad de las formaciones rocosas debajo del zapato de cada revestimiento, o la ocurrencia de comunicación entre zonas.

El MAWOP es una medida de cuanta presión se puede aplicar o permitir de manera segura al anular para todos los tipos de presión (definidas en 6.15.2). El MAWOP es calculado para cada sección anular que esta sellada en la superficie y se establece de acuerdo al ambiente de presión en el cabezal.

El MAWOP calculado para cada anular debe incluir un margen de seguridad, el cual está basado en la capacidad de los componentes o elementos que confirman la barrera que contiene la presión. Los siguientes modos de falla<sup>15</sup> se deben tener en cuenta en el momento de determinar el valor del MAWOP:

- ✓ Pérdida de contención en la sección del cabezal definida para los tubulares interior y exterior.
  
- ✓ Colapso del tubular interno o estallido del tubular externo.

---

<sup>14</sup> API RP 90-2, 2016, Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. P.9.

<sup>15</sup> API RP 90-2, Ibidem. P.9.

- ✓ Pérdida de contención por cualquiera de los elementos del completamiento, los cuales están expuestos al anular entre la tubería de producción y el revestimiento (tubería de producción, líneas de control de química o de la DHSV, empaques, camisas de circulación, válvulas de gas lift etc.).
- ✓ Presiones de fractura de las formaciones que están expuestas debajo del zapato del tubular externo (si está presente).

El MAWOP se determina con el menor de todos los valores (rating máximo, máxima capacidad) de presión que soportan los elementos que componen la barrera que contiene la presión en cada anular.

El API RP 90-2, 2016 sostiene que la pérdida de presión inducida de la zona (formación rocosa del subsuelo) aislada detrás del revestimiento, puede conllevar indeseadamente a flujo de fluidos en el anular, comunicando zonas (flujo cruzado), y por lo tanto aclara que el MAWOP por sí mismo no es suficiente para identificar este modo de falla en particular, sin un diagnóstico subsecuente. Es necesario tomar acciones adicionales para poder identificar este tipo de falla.

**3.18.1 Fuentes de presión de los anulares del pozo.** Las presiones anulares se clasifican dependiendo de la fuente que ocasiona la presión. Las principales tres fuentes que producen presiones anulares son:

- ✓ **Presión inducida térmicamente:** Es el resultado de la expansión de los fluidos atrapados (líquidos o gases) en un sistema cerrado, debido al incremento de la temperatura cuando se producen o se inyectan fluidos en el pozo. Si esta presión se libera a través de drenaje del anular, no se espera

que vuelva a incrementarse sin que vuelva a haber un incremento en la temperatura.

- ✓ **Presión aplicada o impuesta por el operador:** El operador del pozo puede aplicar presión en los anulares del pozo por diferentes razones o con diferentes propósitos entre los cuales están; inyección de gas para operar válvulas de gas lift (levantamiento con gas), inyección de fluidos a través del anular, aplicación de presión para monitorear la presión del anular o asistir operaciones de estimulación para disminuir la presión diferencial en los componentes dentro del pozo. Esta presión puede ser impuesta en una operación planeada de manera temporal o permanente, dependiendo de la funcionalidad del pozo. Una vez esta presión sea liberada a través del drenaje no se espera que vuelva a incrementarse.
  
- ✓ **Presión sostenida del revestimiento (SCP, Sustained Casing Pressure):** Es el resultado de la comunicación directa de la presión de formación con el anular del pozo. Dicha comunicación sucede cuando no existe o falla una barrera que aisle el anular de las formaciones rocosas es decir una comunicación hidráulica con el anular sucede cuando hay una falla en las conexiones o el cuerpo de los tubulares, fuga en los empaques, inadecuada presión hidrostática, pérdida de presión hidrostática, cemento defectuoso que no ofrece aislamiento efectivo etc. La fuente de la presión puede ser una formación presurizada que contenga ya sea petróleo, agua y gas o la combinación de estos. También puede suceder por fluidos provenientes de disposición (pozos de disposición), inundaciones subterráneas o canalización de fluidos que vienen de otros pozos a través de operaciones de estimulación. De las tres tipos de fuentes, la SCP es la única en donde se esperaría un incremento de la presión una vez se ha cerrado el anular después del drenaje.

**3.18.2 Consideración para la determinación del MAWOP en los elementos que conforman el anular según su modo de falla.** De acuerdo con el API RP 90-2, 2016 las consideraciones para determinar el valor del MAWOP para los diferentes elementos de barrera son las siguientes:

✓ **Cabezal del pozo (Wellhead):**

$$\text{Presión del Cabezal} = 0.8 P_w \quad (1)$$

Donde  $P_w$  es la presión de trabajo máxima de la sección del cabezal que está soportando el revestimiento externo después de la instalación del mismo, o en otras palabras es la máxima presión de prueba (cabezal y sus sellos) de la sección del pozo. Se debe tomar en cuenta el 80% del valor de esta Presión.

- ✓ **Calificación del equipo de completamiento:** La práctica recomendada API RP 90-2, 2016 sugiere que todo el equipo de completamiento que este expuesto a la presión del anular debe ser evaluado con el 80% del diferencial de trabajo máximo que soporte cada componente. Esta metodología sugerida por la norma puede funcionar en completamientos poco profundos donde las cargas sobre los tubulares del mismo no son altas, sin embargo se puede quedar corta para pozos de alta complejidad donde las cargas mecánicas y por temperatura sobre la tubería de producción, son muy altas. Se recomienda hacer un análisis de esfuerzos en la tubería de producción para definir la calificación del equipo de completamiento.

- ✓ **Presión de fractura de la formación (Fracture Breakdown):** De acuerdo con el MAWOP, el cálculo de la presión de fractura de la formación está basado en el gradiente mínimo de fractura de la formación (FG), cuyo valor es determinado por la prueba de integridad de la formación (FIT, Formation Integrity Test) o la Prueba de admisión (LOT, Leak-off test). Estas pruebas se realizan en el zapato de cada revestimiento antes de comenzar a perforar la siguiente sección, durante la etapa de perforación del pozo. Si no se tiene información de las pruebas, se puede usar el gradiente de peso de lodo (MWG, Mud weight gradient) o también el gradiente efectivo de densidad de circulación ECDG (Effective circulating density gradient), el cual es calculado con el fin de no causar pérdidas de fluido durante la perforación de la siguiente sección del pozo. Este cálculo solo se efectúa cuando la formación está expuesta al anular del pozo, y se puede determinar de la siguiente manera:

$$\text{Presión de fractura de la formación} = 0.8 (\text{TVD} (\text{FG}-\text{MWG})) \quad (2)$$

Donde TVD es la profundidad vertical del zapato, FG es el gradiente de fractura y MWG es el gradiente de peso del lodo.

- ✓ **De-rateo de los Tubulares que conforman los anulares del pozo:** De acuerdo con la norma, los revestimientos que conforman los diferentes anulares se pueden evaluar con los siguientes métodos:
- Método de Designación por defecto (DDM).
  - Método de De-rateo Simple (SDM).

- Método de De-rateo Explícito (EDM).

El método que se escoja depende de la historia del pozo y de la información disponible. El DDM es el más conservador y el más simple de aplicar y además permite un de-rateo consistente a lo largo del pozo. El DDM no requiere información o análisis para aplicarse, sin embargo es el menos preciso de los métodos, sin embargo es apropiado para pozos que operan en niveles bajos de presión anular.

El SDM es apropiado para pozos donde la historia de los mismos está documentada y se sabe que los problemas de corrosión y desgaste de los tubulares no representan un problema. En los pozos donde se sabe que la erosión, la corrosión o el desgaste en el revestimiento causado por las sartas han sido evidente, o además se ha trabajado a altas temperaturas es necesario hacer un análisis más detallado.

El EDM requiere análisis más extenso de la información, que da como resultado el valor más preciso del MAWOP. El EDM ofrece más confianza para continuar con las operaciones cuando la presión en el anular es superior a las calculadas por el DDM o el SDM. El EDM y el SDM consideran la resistencia de los tubulares exteriores del anular. Esto da como resultado un factor de seguridad adicional en caso de que se materialice la comunicación entre los anulares.

No se explicará el Método de Designación por defecto (DDM), ya que se considera muy conservador y solo puede aplicarse a pozos de baja complejidad, los cuales no son objeto de este trabajo.

El método de De-rateo Simple (SDM) sugiere que el MAWOP sea calculado mediante la determinación del menor de los siguientes valores:

- 50% de la presión interna mínima del tubular (MIYP, estallido) del anular que se está evaluando.
- 75% de la presión de colapso mínima (MCP) del tubular interno del anular que se está evaluando.
- 80% de la presión interna mínima del tubular (MIYP, estallido) del tubular que conforma el siguiente revestimiento más externo del anular que está siendo evaluado.

Para el tubular más externo del pozo (usualmente el revestimiento conductor), el de-rateo del MAWOP debe ser el menor de los siguientes valores:

- 30% de la presión interna mínima del tubular (MIYP, estallido) del anular que se está evaluando.
- 75% de la presión de colapso mínima (MCP) del tubular interno del anular que se está evaluando.

Las presiones interna y de colapso mínima del tubular (MIYP y MCP) se calculan de acuerdo a la norma API 5C3. Cuando los tubulares de las sartas de revestimiento están compuestas por diferentes pesos y grados de acero, se debe tener en cuenta el menor valor de la combinación. Lo mismo aplica para la conexión de los tubulares en caso de que la resistencia de la rosca sea menor a la resistencia del cuerpo de los tubos.

El Método de De-rateo Explícito (EDM) se considera cuando el revestimiento tiene un desgaste significativo, se sospecha o se conoce que existe corrosión o erosión, o está expuesto a altas temperaturas. En estos casos el método introduce una reducción en el espesor de pared del revestimiento o en las propiedades del material para calcular el MIYP y el MCP.

El Método de De-rateo Explícito (EDM) sugiere que el MAWOP sea calculado mediante la determinación del menor de los siguientes valores:

- 80% de la presión interna mínima ajustada del tubular (MIYP, estallido) del anular que se está evaluando.
- 80% de la presión de colapso mínima ajustada (MCP) del tubular interno del anular que se está evaluando.
- 100% de la presión interna mínima ajustada del tubular (MIYP, estallido) del tubular que conforma el siguiente revestimiento más externo del anular que está siendo evaluado.
- 100% de la presión de colapso mínima ajustada (MCP) del tubular que conforma interno del el siguiente revestimiento externo del anular que está siendo evaluado.

El cálculo ajustado del MIYP de los tubulares interno y externo se debe obtener reduciendo explícitamente el espesor de pared para simular el desgaste causado por la corrosión y erosión durante las operaciones de perforación, wireline (guaya), y tubería flexible (Coil Tubing). Adicional a esto, se deben usar factores de seguridad que sean ajustados para ajustar los valores de MIYP y MCP, los cuales se calculan de acuerdo al API 5C3. Cuando los tubulares de las sargas de revestimiento están

compuestas por diferentes pesos y grados de acero, se debe tener en cuenta el menor valor de la combinación. Lo mismo aplica para la conexión de los tubulares en caso de que la resistencia de la rosca sea menor a la resistencia del cuerpo de los tubos.

El cálculo de la presión interna mínima ajustada del tubular (MIYP, estallido) se obtiene de la siguiente manera:

$$MIYP_{Adj} = (MIYP \cdot UFb) - \Delta P_{wcd} \quad (3)$$

Donde;

*UFb.* Es el factor de seguridad (1.0 equivale al 100%)

*ΔP<sub>wcd</sub>.* Es la presión diferencial a través del tubular desde la parte interna hacia la externa obtenida a la profundidad del caso menos optimista (Donde exista el mayor Δ*P*). La cual es calculada así:

(Gradiente del fluido del anular x TVD) – (Gradiente de fluido externo x TVD + presión externa medida en superficie)

Donde TVD es la profundidad vertical total.

El cálculo de la presión de colapso mínima ajustada del tubular (MCP, Colapso) se obtiene de la siguiente manera:

$$MCP = (MCP \times UFc) - \Delta P_{wcd} \quad (4)$$

Donde;

*MCP* Es la presión mínima de colapso.

*UFc* Es el factor de seguridad (1.0 equivale al 100%).

$\Delta P_{wcd}$ . Es la presión diferencial a través del tubular desde la parte externa hacia la interna obtenida a la profundidad del caso menos optimista (Donde exista el mayor  $\Delta P$ ). La cual es calculada así:

(Gradiente de fluido externo x TVD) – (Gradiente del fluido del anular x TVD + presión interna medida en superficie o la presión del tubing, THP)

TVD es la profundidad vertical total.

Los factores *UFb* y *UFc* incluyen el desgaste, corrosión, erosión y efecto de altas temperaturas. La Guía de Factores y Cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción WDP-G-002 de Ecopetrol establece los siguientes factores de diseño para revestimientos y tubería de producción:

- Colapso 1.0
- Estallido 1.1

Son estos factores los que se deben ajustar de acuerdo a la información obtenida a través de registros de corrosión, cálculo de desgaste por erosión etc. Cada compañía establece los factores según su filosofía teniendo en cuenta la información disponible que tenga para cada caso en particular.

La práctica recomendada API RP 90-2, 2016 sugiere otras consideraciones a tener en cuenta durante la evaluación del MAWOP, en algunos casos existe comunicación hidráulica entre los anulares, por ejemplo, entre la tubería de producción (tubing) y el revestimiento de producción. Dicha comunicación puede darse a través del tubing o del cabezal del pozo. En estos casos la fórmula para obtener el MAWOP no es aplicable de la manera sugerida por la API RP 90-2, 2016, por lo tanto se debe evaluar caso por caso. En el caso de los otros anulares más externos, cuando hay comunicación hidráulica entre ellos, se considera que el tubular que los separa no es un elemento de barrera competente y por lo tanto no se tiene en cuenta para el cálculo del MAWOP.

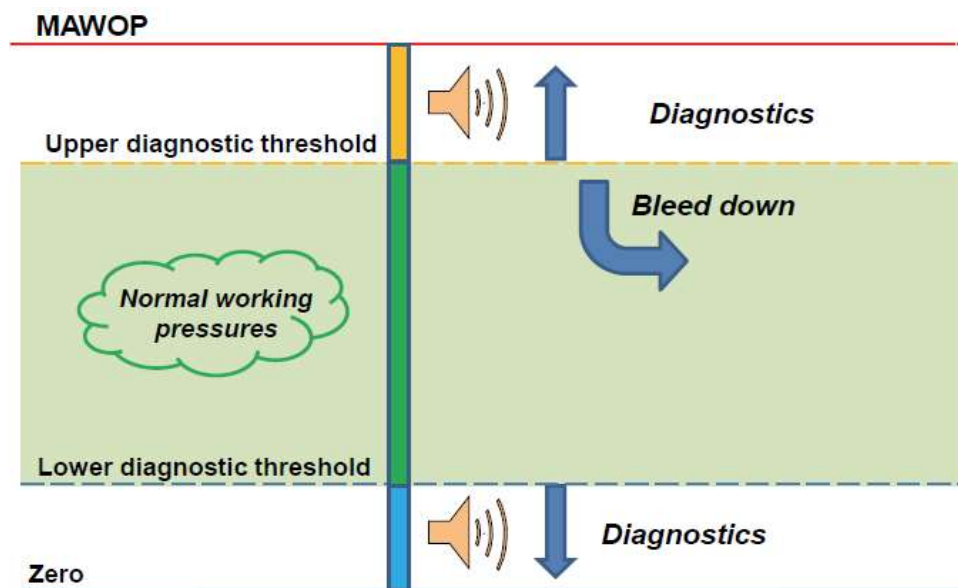
El proceso de gerenciamiento de presiones anulares es muy útil para identificar de primera mano, aspectos relacionados con la integridad de los pozos. Algunos de los otros conceptos que presenta la práctica recomendada API RP 90-2, 2016, es el establecimiento de un umbral o límite superior e inferior de las presiones anulares.

**3.18.3 Diagnóstico del umbral superior e inferior (Dts).** El concepto expuesto por la API RP 90-2 define un rango de valores de presión por fuera del cual sugiere una alerta (Figura 7). El valor superior del umbral es el límite de presión sobre el cual se debe iniciar un diagnóstico y responder a cambios de presión con el fin de mitigar los riesgos a la integridad de pozo. El procedimiento usual es descargar la presión del anular y monitorear el flujo. Luego cerrar y monitorear la recuperación de la presión. La norma se basa en el principio de mantener el anular con baja presión que este dentro de los límites aceptados durante el diseño inicial del pozo. De esta manera solo se requiere monitoreo. El límite inferior se basa en el principio de que si hay caída de presión no esperada, podría indicar una falla de barrera de pozo o una comunicación hidráulica a través de las barreras. El límite inferior se aplica cuando existe riesgo de que falle una barrera debido a que la función del pozo implica aplicar una presión al anular la cual es impuesta por el operador. El umbral

debe determinarse considerando el conocimiento del área local en la que se encuentra el pozo.

El límite superior del umbral debe ser un porcentaje del MAWOP y la norma sugiere usar un valor conservador con el fin de dar un espacio suficiente o tiempo de respuesta adecuado para poder descargar el anular si la presión de incrementa debido a la expansión térmica de los fluidos contenidos en el anular o debido a comunicación con alguna fuente de presión (formaciones presurizadas u otros anulares).

Figura 7. Diagnóstico del Umbral Superior e Inferior.



Fuente: API RP 90-2, 2016.

El límite inferior debe estar lo suficientemente por debajo de la presión impuesta por el operador con el fin de permitir los efectos térmicos, pero tampoco tan baja que no permita tener una respuesta adecuada para administrar los problemas de comunicación con fuentes de presión.

Se recomienda revisar los valores límites del umbral periódicamente con el fin de determinar si han ocurrido cambios que requieran una actualización o ajuste de los límites del umbral. Los cambios pueden suceder por ejemplo debido a: Pruebas de descarga o presión de otros pozos cercanos, agotamiento del yacimiento, corrosión en los tubulares, cambios de presión por efectos del recobro mejorado, instalación de sistemas de levantamiento artificial, estimulación del pozo, cambio en el servicio del pozo (productor a inyector), entre otros.

**3.18.4 Plan de gerenciamiento de las presiones anulares.** API RP 90-2, 2016 sugiere establecer un documento que contenga los procedimientos para el manejo de las presiones anulares en pozos en tierra (onshore) en los cuales se debería incluir para cuando sea aplicable los siguientes elementos:

- Frecuencia de monitoreo.
- Método de Monitoreo.
- Cálculo del MAWOP.
- Método de prueba de diagnóstico.
- Frecuencia de prueba de diagnóstico.

- Método de documentación.
- Requerimientos regulatorios.
- Competencias del personal requerido para la evaluación.
- Procedimientos operacionales del pozo.
- Procedimientos de entrega y recibimiento del pozo.
- Movimientos del cabezal de pozo debido a subsidencia o expansión.
- Procedimientos para el control de sólidos (Incrustaciones, parafinas, asfáltenos, sólidos de formación).
- Procedimientos para el manejo de la corrosión o erosión.
- Procedimientos de intervención o servicio de pozo.
- Intervención del cabezal y árbol de producción, mantenimiento y programa de prueba.

Finalmente, como se puede apreciar en este capítulo, existen muchas normas y guías de recomendaciones, algunas de las más importantes como las del API y la ISO, se complementan unas a otras, para cubrir todas las áreas específicas relacionadas con la integridad de diferentes componentes u operaciones en pozos. Las normas y guías citadas en este capítulo, cubren de manera general los aspectos más importantes que se deben tener en cuenta para generar una política de integridad robusta, por lo que una vez revisadas estas normas y estándares internacionales, se puede concluir que ofrecen información muy útil que permite un

acercamiento más certero en el momento de generar la política de integridad de pozos complejos, que vale decir además sea respetuosa de la regulación vigente y la política integral de la compañía para el control de los riesgos en todas las fases del ciclo de vida de los pozos.

Las normas y estándares internacionales descritos en este capítulo, sugieren aplicación de prácticas sistemáticas, estandarizadas y coordinadas, en busca de operar de una manera óptima y sostenible los pozos, fortaleciendo el entrenamiento y las competencias del personal. Sin embargo hay que resaltar que las normas y estándares suministran mínimas prácticas y es potestad de la compañía operadora escoger las soluciones que cumplan con los requerimientos locales. Siguiendo esta definición, el personal encargado de la planeación de la perforación y el completamiento de los pozos, tendrá que identificar las soluciones que garantizan el diseño en un ciclo de vida seguro, que cumpla con los mínimos requerimientos del estándar.

A continuación se planteará una metodología de evaluación de integridad de pozo basándose en los principios y estándares de estas normas, adaptándolos al entorno local, teniendo en cuenta las características y complejidad de los pozos en Colombia operados por Ecopetrol.

#### **4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO APLICADA A PROCESOS DE ENTREGA DE POZOS (WDP) Y PROCESO DE INTERVENCIÓN DE POZOS (WIP).**

Ecopetrol como compañía operadora responsable, debe estar comprometida en conducir sus operaciones de tal manera que garantice la integridad de las personas, la protección del medio ambiente, la infraestructura y la armonía con el entorno, mediante la implementación y preservación de la integridad de los pozos durante su ciclo de vida, lo que incluye: diseño, perforación y completamiento, operaciones, intervenciones y abandono de los pozos. Es por esta razón que sus procesos operativos internos deben considerar diferentes procesos que incluyan metodologías de evaluación de riesgos los cuales están intrínsecamente asociados con el estado de integridad de los activos (pozos).

Ecopetrol, como cualquier compañía operadora, se vale de diferentes procesos para llevar a cabo sus proyectos y operaciones. Actualmente Ecopetrol tiene dos procesos para la construcción y operaciones de intervención de pozos:

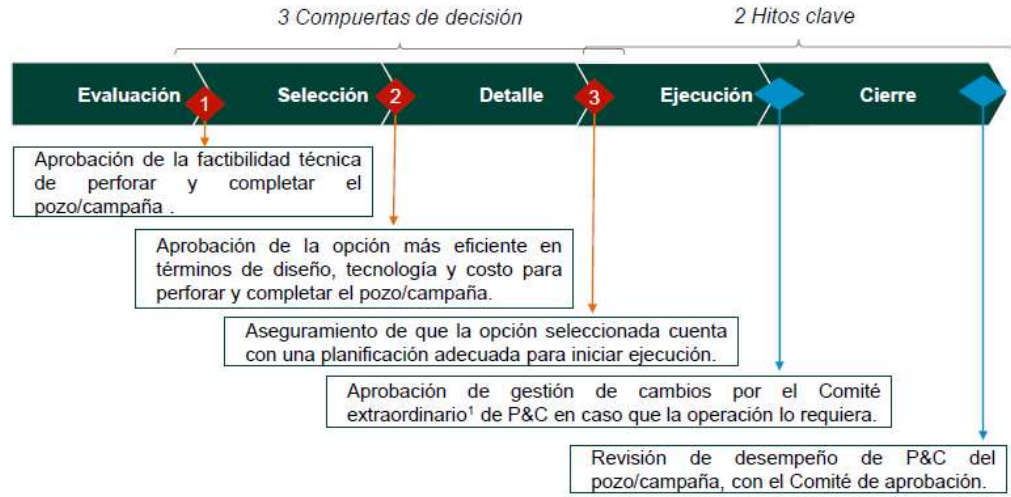
- WDP (Well delivery process/Proceso de entrega de pozos). Este proceso abarca el diseño, y la ejecución de las operaciones de perforación y completamiento. El proceso culmina con la entrega del pozo al equipo de producción. El WDP se construyó a partir de la recolección de las mejores prácticas en la comunidad de Perforación & Completamiento de la industria y aportes de expertos con extensa trayectoria a nivel internacional. El objetivo del WDP, de acuerdo al libro de proceso, es asegurar que un pozo o grupo de pozos se planeen y ejecuten de la forma más eficiente, garantizando que el diseño ejecutado cumple con las políticas de integridad, estándares de entorno y HSE (Salud, Seguridad y Ambiente) de Ecopetrol.

- WIP (Well Intervention Process/Proceso de Intervención de pozos). Este proceso es en realidad una guía que hace parte del proceso IDA (Intervenciones y desincorporación de activos de producción). La guía WIP se usa para llevar a cabo la planeación, ejecución y cierre de intervenciones especiales de pozos en tierra (onshore). Así mismo, abarca las operaciones de suspensión, abandono temporal y abandono permanente de los pozos. El objetivo de la guía de acuerdo a libro de proceso, es asegurar que la intervención de un pozo o grupo de pozos, sea planeada y ejecutada de forma segura, eficiente y económica, garantizando que las actividades a ejecutar cumplan con lineamientos fundamentales para proteger la vida de las personas y el entorno, con los más altos estándares de seguridad y salud en el trabajo, y lograr el compromiso colectivo en HSE de cero es posible.

El proceso WDP aplica para el desarrollo de todos los proyectos de construcción de pozos como lo son: pozos exploratorios, pozos desarrollo, pozos de estudio, pozos estratigráficos, pozos inyectoros, “re-entry” (re-entrada), “sidetracks” (desviaciones), pozos laterales, pozos de reemplazo, pozos de agua, pozos de alivio, abandono de pozos exploratorios etc. El abandono de pozos que fueron activos se encuentra mapeado por la guía WIP.

El proceso WDP consta de cinco fases. La progresión de las fases pasa por la aprobación de tres compuertas de decisión y el cumplimiento de dos hitos clave Figura 8.

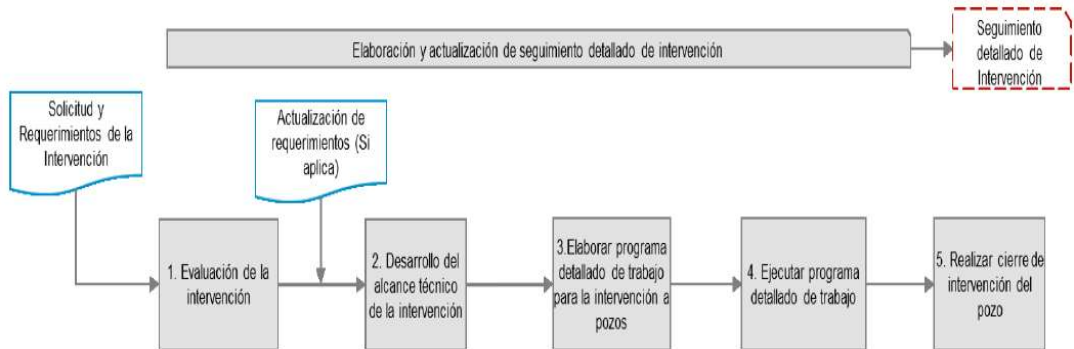
Figura 8. Fases del Proceso WDP.



Fuente: Libro de Procesos Ecopetrol, Well Delivery Process.

La guía WIP, también a su vez consta de 5 fases:

Figura 9. Fases de la Guía WIP



Fuente: Libro de Procesos Ecopetrol. Guía de Intervención de Pozos.

Ambos procesos fueron diseñados de tal manera que no es posible pasar de una fase a la siguiente o de obviar una fase si no se han cumplido cada uno de los requerimientos o entregables. De esta manera se da garantía a que el diseño de los pozos así como la intervención de los mismos, siga un riguroso y detallado aseguramiento. Este aspecto es importante porque en una eventual materialización de riesgos (incidente), las entidades de control del estado Colombiano, iniciarán las respectivas investigaciones partiendo de la revisión exhaustiva del seguimiento de los procesos internos de la empresa.

La necesidad de incorporar la evaluación de integridad atada a una política es por tanto crucial en estos dos procesos con el fin de garantizar que los riesgos asociados a la integridad del pozo sean mitigados o eliminados y por lo tanto se puedan evitar sucesos no deseados que generen altos impactos de índole social, ambiental y económico.

#### **4.1 ESTRUCTURA DEL WDP (WELL DELIVERY PROCESS).**

La estructura general del WDP comienza con los requerimientos iniciales (Well Request) que son la información mínima de subsuelo con la cual se hace la “**evaluación**” al comienzo del proyecto, dicha evaluación considera visualización de riesgos iniciales, revisión de los riesgos geológicos, identificación de pozos “offset” (pozos cercanos del mismo campo o en la misma cuenca) y la evaluación de aspectos ambientales, sociales y de entorno. Con esta información se evalúa la complejidad del pozo o campaña de pozos, se entrega un estimado de costos inicial y un informe de factibilidad técnica.

El objetivo de la siguiente fase “**Selección**” es escoger la opción óptima para el diseño del pozo/campaña teniendo en cuenta costos, tiempos y riesgos. Entre otros entregables, es en esta fase donde se genera el formato de bases de diseño del pozo. En esta fase se deben incluir todos los aspectos clave como el estado mecánico del pozo, de acuerdo a cada una de las especialidades empleadas en la construcción del pozo/campaña tales como: Casing y cabezal, perforación direccional, fluidos de perforación y completamiento, cementación y completamiento.

Estas bases de diseño deben ser revisadas y avaladas conjuntamente por las autoridades técnicas y los líderes de ingeniería. Es aquí donde el rol de la política de integridad empieza a jugar un papel importante como se mencionó en el anterior capítulo. Las bases de diseño deben cumplir no solamente con la regulación local, sino que deben obedecer a las normas internacionales y mejores prácticas de la industria. La política de integridad establecerá los criterios mínimos para garantizar que así sea.

Al final de la fase de **Selección** se genera el documento “Statement of Requirements” (SOR, Hoja de requerimientos) donde se consolida la descripción detallada del pozo a ejecutar, compila los requerimientos mínimos de subsuelo, la información general del pozo, e incorpora las características de la opción seleccionada de perforación y completamiento.

La fase de **detalle**, es la última fase de la etapa planeación (diseño del pozo), y el objetivo de esta es desarrollar la ingeniería de detalle de la opción seleccionada. Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle se identifican y actualizan los riesgos incluyendo en esta fase los planes de mitigación, calificación del riesgo posterior a la implementación del plan de mitigación, y la gestión de los riesgos de acuerdo a su calificación final.

El entregable final de esta fase es el programa (perforación, completamiento y pruebas de pozo) con el resumen del pozo/campaña e ingeniería detallada de las actividades a realizar. El programa de perforación, completamiento y pruebas de pozo debe reflejar los planes de acción desarrollados para mitigar los riesgos identificados, las recomendaciones realizadas por los pares técnicos, y las lecciones aprendidas del área.

El diseño final contemplado en el programa, debe incluir la identificación de los parámetros operativos del pozo y especificar claramente los límites operativos para cada parámetro. En la elaboración de ingeniería de detalle deben tenerse en cuenta los aspectos mencionados en el capítulo anterior entre otros tales como:

- ✓ La presión de diseño para el pozo o en otras palabras la máxima presión anticipada en la superficie/cabezal. . (MASP por sus siglas en inglés “Maximum Anticipated Surface Pressure). La norma Norsok D-010: 2013, establece como se hace el cálculo como se mencionó en el anterior capítulo (ver Tabla 2). Mediante la evaluación de las presiones de cierre y de flujo o de las temperaturas en cabeza, se asiste en la definición del equipo de superficie tal como lo son los cabezales, árboles de producción y líneas de superficie.
- ✓ Los esfuerzos en los tubulares de acuerdo a los factores de diseño (casing, liners, Tubing etc) causados por los diferentes efectos tales como la temperatura, la presión y el peso de las tuberías. Con los esfuerzos calculados se debe asegurar que el casing y el tubing seleccionados (y demás accesorios que hacen parte del mismo) tengan la capacidad de soportar todas las cargas proyectadas y servicios durante su vida operativa. Si el resultado del análisis indica

que no lo hará, entonces es necesario revisar el diseño y hacer las modificaciones respectivas.

- ✓ Definir todos los límites de todos los componentes del pozo de acuerdo a los factores de diseño establecidos por la compañía (Ecopetrol) por estallido (Burst load), cargas de colapso (Collapse Loads), cargas axiales (Axial Loads) y cargas triaxiales (Triaxial Loads).

Las siguientes dos fases del proceso WDP son conformadas por los hitos de **ejecución** y **cierre** del pozo. Estas dos últimas fases tienen como objetivo según el libro de proceso, ejecutar el plan de perforación, completamiento y pruebas y entregar el pozo con integridad. Al finalizar la ejecución de cada pozo, este debe ser entregado a través de un documento formal al activo del campo para que continúe a la etapa de puesta en producción/inyección. La entrega del pozo es una tarea conjunta entre las áreas de Ingeniería de Perforación, Completamiento y Operaciones.

La integridad de pozo, como se menciona en el libro de proceso, es un elemento principal, y sin este no se garantiza, no se puede aceptar que se ha cumplido el objetivo del proceso. Un pozo perforado, revestido y completado pero con fugas o fallas de integridad no debe ser ni entregado por las áreas de Perforación y Completamiento ni tampoco aceptado por el área de Producción. Este trabajo tiene como parte de su objetivo ayudar consolidar un documento de entrega de pozo con la evaluación de integridad que cumpla con los objetivos y estándares mencionados en el anterior capítulo.

## **4.2 ESTRUCTURA DE LA GUÍA WIP (WELL INTERVENTION PROCESS).**

La estructura general de la guía WIP difiere del WPD en varios aspectos; no se diseñó para cualquier tipo de intervención como el WPD es para cualquier tipo de pozo. La guía WIP tiene como objetivo las intervenciones consideradas “intervenciones especiales” las cuales tienen características particulares tales como: calificación con base en la matriz RAM con riesgo alto o muy alto, la Integridad del pozo está comprometida o existe falla de integridad, la complejidad de sus operaciones es alta o crítica y tienen un nivel de indicador medio o alto de uso de tecnología. Para las intervenciones que no son catalogadas como “especiales” se aplica el Subproceso de Reacondicionamiento de Pozos, del Proceso de Gestión de Intervenciones y Desincorporación de activos (IDA), en general este tipo de intervenciones son de tipo “well Service” donde el estado mecánico del pozo no cambia y el riesgo resultado de la matriz RAM es medio bajo o bajo.

La guía de intervenciones (WIP) es un proceso nuevo el cual se creó a partir de la necesidad de planificar y ejecutar las intervenciones especiales de la forma más eficiente, mediante la aplicación de una evaluación de la condición de la intervención, desarrollo del alcance técnico y elaboración del programa detallado; asegurando foco en la planeación técnica, integridad de pozos y rentabilidad.

A diferencia de un pozo nuevo, donde la condición del pozo depende del diseño, las intervenciones se realizan en pozos ya construidos, que generalmente ya están o han estado en servicio y se requiere realizar una actividad ya sea de reacondicionamiento, remediación, estimulación, conversión, re-completamiento, suspensión, abandono temporal, o abandono permanente. En algunos de los casos incluso la intervención está relacionada con devolverle la integridad al pozo porque el mismo ha perdido la condición de integridad. Es por esta razón que la evaluación

preliminar de integridad previa a la planeación de la intervención de pozo es crucial para garantizar el desarrollo exitoso de la misma. Este aspecto no tenía tal relevancia en el Subproceso de Reacondicionamiento de Pozos, del Proceso de Gestión de Intervenciones y Desincorporación de activos (IDA). El pozo Lisama 158 (caso muy conocido por los medios públicos) es un caso particular donde desafortunadamente no se contaba con un proceso como el WIP, por lo cual no se hizo un evaluación detallada de integridad al inicio de la evaluación de la intervención, ni tampoco se usaron estándares ni normas internacionales que hubiesen tal vez contribuido a evitar el desenlace del mismo.

#### **4.3 DEFINICIÓN DE INTERVENCIÓN ESPECIAL.**

Entre los factores que se evalúan para determinar que una intervención se califique como especial, se tiene en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Matriz RAM.** Con base en las operaciones preliminarmente planteadas para la intervención se utiliza la metodología de uso de la matriz de valoración de riesgos RAM (Risk Assesment Matrix).
  
- ✓ **Matriz de Complejidad de la Intervención.** Este factor cuantifica la complejidad de la intervención de pozo(s) de acuerdo al tipo de pozo, tipo de intervención, estado mecánico y otros factores establecidos por Ecopetrol. Los resultados de la matriz se utilizan para definir responsabilidades, definir tipo de ingeniería durante la planeación de la intervención y clasificar las intervenciones de acuerdo a su criticidad. (formato Matriz de complejidad para intervención).

- ✓ **Nivel de Maduración de Tecnología.** El proceso de Tecnología de Negocio – GTN de Ecopetrol, define el nivel de madurez de tecnología (TRL – Technology Readiness Level) descritos en la Figura 9. Para que una tecnología llegue a la etapa de demostración en ambiente operativo (TRL 7) tiene que haber sido validada en los niveles anteriores. Además en el nivel TRL 8 de acuerdo a la identificación de las problemáticas del activo se debe: Definir las tecnologías existentes para problemáticas pre-definidas, seleccionar la tecnología de propósito específico, pasar por aprobación de la mesa técnica y el ICP, para de esta forma pasar a la ejecución en los pozos elegidos. Cuando dentro de una intervención se plantee el uso de una tecnología y el TRL sea menor o igual a 7, se debe contemplar la planeación, ejecución y cierre de la intervención siguiendo la guía WIP. Cuando una tecnología se ha probado con resultados satisfactorios o positivos y se encuentre en nivel de masificación en una Vicepresidencia Regional y se proyecte utilizar esta misma tecnología en otra VR, la intervención se planeará siguiendo la guía WIP.

Figura 10. Nivel de Madurez de Tecnología (TRL – Technology Readiness Level).



Fuente: Acuerdo del Proceso de Ecopetrol GTN (Proceso de Tecnología de negocio).

- ✓ **Integridad.** Este es el factor que atañe a este trabajo, se requiere hacer una evaluación de integridad para verificar la condición de un pozo. En este caso, valiéndose de diferentes políticas, normas y estándares locales e internacionales que son pertinentes, y que además se pueden utilizar y adoptar en las operaciones de Ecopetrol. De acuerdo a esto se identificarán las barreras del pozo, se evaluará la condición y prueba de las mismas, se calculará el MAWOP (Máxima presión permitida en cabeza de pozo - anular) y se definirá la condición de integridad del pozo. El entregable es el pozo con su condición actual (Riesgo Alto, Medio o Bajo) y las acciones para que el pozo pueda tener integridad, ya sea para intervenirlo o en último caso, proceder a abandonarlo. Para lograr esto se generará el Formato Evaluación de Integridad (parte del objetivo de este trabajo).

Si se cumple con alguno de los criterios en la columna de intervención especial (ver Figura 11), la planeación y ejecución se realizará siguiendo la guía WIP.

Figura 11. Matriz para Definir Categoría de la Intervención.

		CRITERIOS DE DECISIÓN			
		INTERVENCIÓN		INTERVENCIÓN ESPECIAL	
FACTORES DE LA INTERVENCIÓN	Matriz RAM	Riesgo	Bajo <input type="checkbox"/>	Alto <input type="checkbox"/>	
			Medio <input type="checkbox"/>	Muy Alto <input type="checkbox"/>	
	Matriz de Complejidad de Intervención	Complejidad	Baja <input type="checkbox"/>	Alta <input type="checkbox"/>	
			Media <input type="checkbox"/>	Crítica <input type="checkbox"/>	
	Integridad	Barreras	Con integridad (Al menos una barrera funcional). <input type="checkbox"/>	Daño en las barreras de pozo o Pérdida de Contención de fluidos <input type="checkbox"/>	
			Evaluación Riesgo Bajo <input type="checkbox"/>	Evaluación Riesgo medio y Alto <input type="checkbox"/>	
	Nivel maduración de Tecnología	Nivel de maduración de Tecnología (TRL)	Nivel de maduración TRL 8 y 9 Tecnología documentada y demostrada <input type="checkbox"/>	Nivel de maduración TRL ≤ 7 Tecnología en demostración en ambiente operativo <input type="checkbox"/>	

#### 4.4 EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO EN LA GUÍA WIP.

Al igual que el WDP, el WIP inicia con la recepción de un documento llamado “Solicitud y Requerimientos de Intervención” y sus anexos para la fase de **Evaluación de la Intervención**. Con esta información se valora la factibilidad de la intervención y su complejidad.

En esta fase es necesario considerar los siguientes aspectos:

- 1) **Estado mecánico actual del pozo e historial de intervenciones.** Es importante que esta información sea confiable y considere todos los trabajos de

intervención del pozo, así como el historial de los parámetros a los que ha estado sometido el pozo desde su entrega al área de producción. Si hay registro de fallas o presiones anulares, cambios en los parámetros de inyección o producción ya sea que se hayan evidenciado voluntaria o involuntariamente, deben detallarse en los documentos del pozo.

2) **Diagnóstico técnico del pozo y del problema existente** (Evaluación de Integridad de pozo). Esta es una parte determinante para el desarrollo exitoso de la intervención. Es aquí donde se efectúa la primera evaluación de integridad para verificar la condición de un pozo ya existente. Esta evaluación debe incluir:

- ✓ Identificación de las barreras de integridad del pozo y de cada uno de los elementos que conforman las mismas.
- ✓ Verificación de la condición de los elementos de barrera, evaluación del riesgo por elemento, y estado del monitoreo de cada uno.
- ✓ Verificación del historial de monitoreo de presiones en los anulares del pozo, que incluyan el registro de drenajes voluntarios.
- ✓ Cálculo de las presiones MAWOP y MOP (Presión Máxima Operativa, la cual se establece como el 50% del MAWOP).
- ✓ Valoración de los fluidos existentes en el pozo. Chequeo de información de muestras obtenidas en superficie por drenaje de anulares.
- ✓ Revisión de los registros de cementación disponibles en todas las cementaciones primarias. a través de registros disponible de cementación tales como CBL-VDL, Ultrasónicos o tipo escáner aislado Ultrasónico (Ultrasónico más onda flexural).

- ✓ Valoración de las Cementaciones remediales a través de registros disponible de cementación tales como CBL-VDL, Ultrasónicos o tipo escáner aislado Ultrasónico (Ultrasónico más onda flexural).
- ✓ Identificación de las máximas presiones Inducidas por estimulaciones, pruebas extensas, o eventos de evacuación de fluidos como suabeos o perdidas de nivel.
- ✓ Chequeo de las especificaciones del cabezal del pozo y árbol de producción.
- ✓ Chequeo de la condición de los revestimientos.
- ✓ Evaluación de programa de registros requerido, cuya información sea suficiente para valorar el estado de las barreras del pozo y permitan identificar la condición de integridad de cada uno de los elementos del pozo.

Una vez se han evaluado estos aspectos el siguiente paso es valorar el nivel de riesgo de cada elemento considerando los mismos aspectos, de tal manera que el resultado final sea la valoración de riesgo de la envolvente de barrera tanto primaria como secundaria. Además se debe indicar el detalle de esta valoración.

Es posible (y de hecho sucede en la mayoría de los casos para los pozos viejos), que no se cuente con la información suficiente para hacer una valoración acertada y confiable de la condición de integridad de las barreras y sus elementos. Este es uno de los grandes desafíos cuando se planea realizar una intervención en los pozos que fueron construidos décadas atrás o incluso pozos nuevos en los cuales no se tuvo una trazabilidad rigurosa en el manejo de la información, o simplemente por razones económicas o presupuestales no se incluyó la toma de información vital para la posterior evaluación de integridad.

Para complementar la evaluación se sugiere reunir la siguiente información:

- ✓ Handover (entrega de operación) Perforación a Completamiento.
- ✓ Survey final del pozo (trayectoria del pozo).
- ✓ Registros de corrosión (si están disponibles). Por ejemplo un registro caliper reciente (registro calibrador del diámetro interno del revestimiento).
  
- ✓ Valoración de riesgos de Integridad (El ICP ha creado la herramienta EcoSMIP la cual es muy útil para valorar el nivel de riesgo para cada barrera).
  
- ✓ Reporte geología final de perforación.
  
- ✓ Historial de cañoneos.
  
- ✓ Reportes de producción y pruebas corta/extensa.
  
- ✓ Reportes de falla / Investigaciones asociadas al pozo.

Se debe adjuntar cualquier otra información, registro, reporte, documento que sea relevante para la evaluación de integridad y la planeación de la intervención. El resultado final de la evaluación debe contener las acciones necesarias que se requieren ejecutar para el desarrollo de la intervención con el mínimo riesgo posible.

Una vez definida la **Evaluación de la Intervención**, el equipo de intervención debe desarrollar el **Alcance Técnico de la Intervención** con el fin de congelar los requerimientos de la intervención e identificar las opciones viables. Se selecciona la “mejor opción de intervención” y se elaboran las bases de diseño de la intervención.

El resultado de esta fase es la aprobación de las actividades de planeación de intervenciones especiales del al guía WIP, el programa detallado de intervención que incluirá el procedimiento detallado paso a paso, la matriz de riesgos, el plan de gestión de riesgos, el AFE (Authorization For Expenditures, Autorización de gastos) o también conocido como presupuesto de gastos para perforación y completamiento, y finalmente la forma 7CR requerida por la Agencia de Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cual es requerida para el inicio de cualquier tipo de intervención.

Los hitos finales de la guía WIP, corresponden a la **Fase de Ejecución y Cierre** de la intervención. Al finalizar la ejecución de la intervención, se debe entregar el pozo, a través de un documento formal a la unidad de negocio solicitante, activo o proyecto y conjuntamente con el personal responsable del pozo se realiza el arranque del pozo.

El documento de entrega de pozo constituye la base para el seguimiento a la vida productiva del pozo e incluye aspectos relevantes del estado de pozo y de las barreras de integridad al finalizar la intervención, evaluación final de la integridad y en caso de presentarse limitantes operativas se deben indicar en este formato.

El equipo de intervención finalmente elabora un documento en el que se consolida el resumen de la ejecución y se comparan los objetivos propuestos con los resultados obtenidos, también incluye aspectos como información de los indicadores, análisis del desempeño operacional, costos y tiempos finales, incidentes y riesgos, lecciones aprendidas y oportunidades de mejora para siguientes trabajos de intervención.

De esta manera se puede concluir que la evaluación de integridad de pozo cumple un papel fundamental en los procesos a seguir durante el ciclo de vida de los pozos.

Usando un formato de evaluación de integridad que a su vez este engranado de manera integral entre los dos procesos (WIP y WDP) es la clave para lograr:

- ✓ Asegurar la integridad en todas las fases del ciclo de vida del pozo desde el diseño hasta su abandono definitivo.
- ✓ Prevenir el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares.
- ✓ Prevenir la contaminación de acuíferos con fluidos de producción o inyección.
- ✓ Prevenir la comunicación de fluidos entre zonas permeables.
- ✓ Prevenir el movimiento no planeado de fluidos dentro del pozo.
- ✓ Prevenir eventos de flujo no controlado hacia la superficie y contaminaciones ambientales.
- ✓ Cumplir con la regulación gubernamental y lineamientos de Ecopetrol.

#### **4.5 FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO.**

El formato sugerido se desarrolla en una hoja de Excel del paquete Microsoft, en donde como se ha dicho anteriormente, se consideran los diferentes aspectos tomados de las diferentes normas y estándares mencionados en este trabajo. El formato debe seguir la misma estructura de formatos propios de los procesos de Ecopetrol. La siguiente información debe ser solicitada en el formato:

**a) Información general del pozo**

- ✓ Fecha del reporte de evaluación de Integridad.
- ✓ Gerencia de operaciones a la que el pozo evaluado pertenece.
- ✓ Campo y proyecto al cual pertenece el pozo.
- ✓ Nombre del pozo.
- ✓ Estado actual del pozo (productor, inyector, inactivo, suspendido, abandonado, etc.).

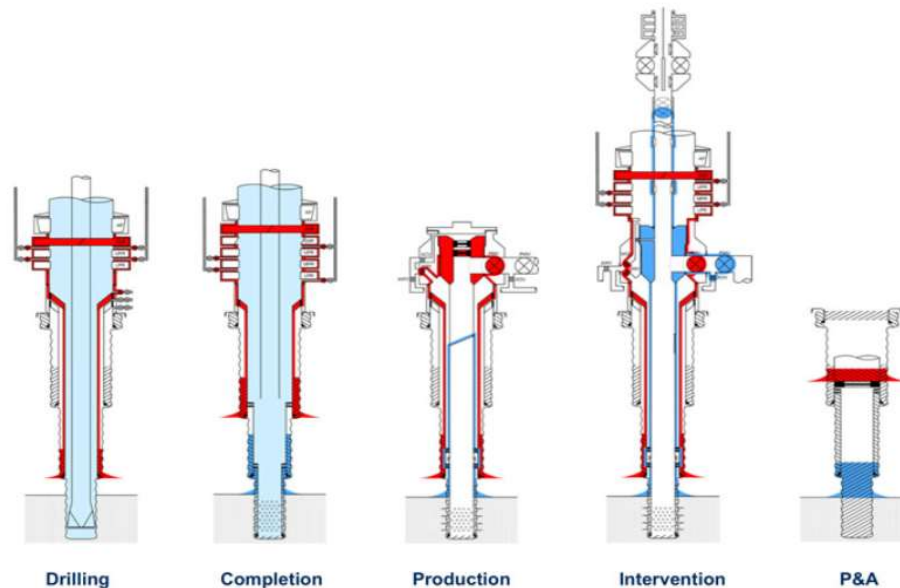
**b) Objetivo de la evaluación.** Se debe Indicar el objetivo de la evaluación de integridad, por ejemplo; abandono temporal, abandono permanente, conversión a inyector, evaluación de un pozo activo, reactivación del pozo, reacondicionamiento del pozo, Well Service (servicio de pozo) etc.

**c) Esquemático del pozo.** Esta es una de las secciones fundamentales del formato de evaluación de integridad. Es en este esquema donde se visualizan las dos (2) barreras definidas por el usuario. Un ejemplo de este esquema se puede observar en la Figura 3 y en la Figura 12.

**d) Datos Generales y actuales del pozo.** En esta se incluye la siguiente información:

- ✓ Máxima inclinación del pozo.
- ✓ Máximo DLS (Dogleg severity) en grados por cada 100 pies.
- ✓ Profundidad final del pozo.
- ✓ Presión registrada en el Anular A.

Figura 12. Ejemplos de Esquemático de Pozo con Identificación de Barreras.



Fuente: Well Barrier a Schlumberger Technology.

- ✓ Presión registrada en el Anular B.
- ✓ Presión registrada en el tubing (tubería de producción) o Sección C.
- ✓ Diagnóstico inicial del completamiento.
- ✓ Fecha de la toma del registro de cemento.
- ✓ Fecha de la toma del registro de integridad.
- ✓ Fecha de la última intervención del pozo.

**e) Evaluación de Barreras de Integridad.** En esta sección se identifican cada uno de los elementos que componen tanto las barreras primarias como secundaria. Esta identificación debe estar acorde con el esquema de barreras. Es importante incluir todos los elementos sin importar cuanta información está disponible para cada uno. La barrera puede fallar completamente si tan solo uno de los elementos de barrera falla. Se debe indicar para cada uno:

- ✓ Verificación de la integridad del elemento a través de pruebas de presión, mencionando que tipo de prueba se hizo (negativa o positiva), fluido con el que se hizo la prueba, densidad del fluido, duración de la prueba, tasa de fuga, etc.
- ✓ Se debe evaluar el riesgo por elemento de acuerdo a los niveles de riesgo de barreras para evaluación de integridad.
- ✓ Se debe indicar que tipo de monitoreo periódico se ha llevado en cada uno de los elementos de barrera.
- ✓ Finalmente se debe valorar el riesgo de toda la envolvente de barrera.

Con el riesgo valorado para las dos barreras primarias se debe indicar el resultado de la evaluación con el detalle donde se indica las razones por las cuales el riesgo es medio, bajo o alto de acuerdo a la tabla de equivalencia de nivel de riesgo del software ECOSMIPv2.0 (ver Figura 13.).

Figura 13. Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad – (ECOSMIPv2.0).

<b>Riesgo</b>		
<b>Barrera 1</b>	<b>Barrera 2</b>	<b>Clasificación</b>
Bajo	Bajo	A
Bajo	Medio	A
Bajo	Alto	B
Medio	Bajo	B
Medio	Medio	C
Medio	Alto	C
Alto	Bajo	D
Alto	Medio	D
Alto	Alto	E

Se describirá el pozo de acuerdo a la matriz de clasificación de la herramienta (ECOSMIPv2.0) Ver Figura 14.

Figura 14. Clasificación de Pozo – (ECOSMIPv2.0).

<b>CLASIFICACION</b>	<b>DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION</b>
A	Pozo Saludable
B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta
C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada
D	Una barrera crítica y la otra degradada
E	Ambas barreras críticas

El formato de evaluación de integridad incluirá algunos otros aspectos importantes de acuerdo a las norma API RP 90-2, Annular casing pressure management for

onshore wells, mencionados en el capítulo anterior donde se busca evaluar la condición de los anulares del pozo. En este caso se determinarán los siguientes aspectos:

- ✓ MAWOP (Máximum Allowable Operating Pressure).
- ✓ Presión de trabajo de cabezal - Well Head Section Rating.
- ✓ Presión de trabajo de componentes del completamiento (Completion Ratings Components).
- ✓ Presión de trabajo de tubulares (Tubular Ratings) para sartas de tubería internas.
- ✓ Presión de trabajo de tubulares (Tubular Ratings) para sarta de revestimiento más externo.
- ✓ Fractura de la Formación (Formation Fracture Break Down Pressure).

Finalmente se incluirá un resumen de los resultados de la valoración y se anotarán las acciones requeridas para devolverle la integridad al pozo y poder ser intervenido. En la Figura 15 como se muestra la Hoja 1 del formato.

Como se dijo al inicio de este capítulo, este trabajo tiene como parte de su objetivo ayudar a consolidar un documento de entrega de pozo con la evaluación de integridad que cumpla con los objetivos y estándares de la industria. El formato de evaluación de integridad para el proceso WIP puede, por lo tanto, también ser parte fundamental del documento de entrega de pozo del proceso WDP, con este no solamente se estandariza la información desde el inicio de la vida de los pozos

(Construcción del pozo), sino que también sirve de interface entre los dos procesos que gobiernan el ciclo de vida de los pozos y por lo tanto se logra la trazabilidad completa requerida, que ayudará a reducir la incertidumbre y los riesgos asociados al momento de realizar operaciones en los pozos.

#### **4.6 FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD APLICADO A UN POZO COMPLEJO.**

Cuando se habla de tipos de pozos, se puede decir que la industria petrolera Colombiana presenta una amplia diversidad de condiciones particulares, que hace que existan variedad de tipos de pozos a diferentes profundidades, con diferentes estados mecánicos, tipos de tubería, tipos de fluidos producidos y en algunos casos con diferentes problemas asociados, tales como el control de arena, gradientes de fractura altos y esfuerzos tectónicos relacionados con problemas de pozo.

La definición de pozo complejo es de por si relativa, ya que existe diversidad de tipos de pozos con diferentes características que en un determinado caso se pueden considerar complejos. Por ejemplo, un pozo profundo se puede considerar complejo porque las condiciones de profundidad implican uso de materiales más resistentes a la presión y temperatura.

Un pozo somero, pero con alta presión o gases corrosivos como el H<sub>2</sub>S, también se puede considerar un pozo complejo.

Pozos duales, multilaterales o de alto volumen y gas también son considerados en la industria como pozos complejos. Para este trabajo, los pozos considerados complejos (desde la perspectiva de integridad) abarcan aquellos pozos que presentan dos condiciones:

Figura 15. Formato de Evaluación de Integridad, Pozo Inyector Selectivo.

ESQUEMATICO		OBJETIVO DE LA EVALUACIÓN				
		Indicar el objetivo de la evaluación de integridad Ej: CONVERSION A INYECTOR CON SARTA SELECTIVA. Ej: EVALUACION DE UN POZO ACTIVO. Ej: POZO PARA ABANDONO DEFECTIVO Ej: POZO A INTERVENIR O REACTIVAR				
		RESULTADO MAWOP Y MOP				
		MAWOP (Psi)		Anular A	Anular B	Anular C
		MOP (Psi)		0	0	0
DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO						
Máx inclinación @ Prof (ft) :		Presión Anular A. (Psi) :		Fecha Registro de Cemento :		
Máx. DLS* / 100 ft @ Prof (ft) :		Presión Anular B. (Psi) :		Fecha Registro de Integridad :		
Fondo de Pozo (ft) :		Diagnostico inicial Completamiento :		Fecha Última Instalación :		
EVALUACIÓN DE BARRERAS DE INTEGRIDAD						
BARRERA PRIMARIA						
ELEMENTOS	VERIFICACIÓN	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 1		
1	Ej: SHUFFING BOX Probad con presión @ Especificar si realizó prueba positiva o negativa WIP Densidad del fluido de prueba (ppg) Duración de la prueba (min) Tasa de fuga (psi/min) en los últimos 15 min	MEDIO		MEDIO		
2	Ej: VALVULA LATERAL CABEZAL	BAJO				
3	Ej: TUBING HANGER					
4	Ej: CASING 7 IN (DESDE 0 FT HASTA 8396 FT)					
5	Ej: CEMENTO EN LA ZONA DE INTERÉS					
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
BARRERA SECUNDARIA						
ELEMENTOS	VERIFICACIÓN	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 2		
1	Ej: CASING 9.625 IN (DESDE 0 FT HASTA 8028 FT)	Baja integridad o Probad con presión @ zero, si		MEDIO		
2	Ej: Cemento EN LA ZONA DE INTERÉS	Registro de cementación. Amplitud según - DYC-6-012. Sello desk	MEDIO			
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
RESULTADO				CLASIFICACIÓN - NIVEL DE DEGRADACIÓN		
APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES	C	
	BARRERA 1	MEDIO	NO HAY INFORMACIÓN No se tiene información de integridad del cabezal, Tubing hanger y casing 7in	1. Reporte de integridad de cabezal. 2. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado) 3. Correr registro de corrosión modo imagen 7in en próximo		
	BARRERA 2	MEDIO	NO HAY INFORMACIÓN NO se tiene registro de cemento de 9 5/8" No se tiene prueba de presión de 9.625"	2. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado)		

- Formaciones presurizadas que puedan generar flujo de fluidos a través de los anulares del pozo, generando presiones anormales en los mismos, que comprometan la integridad del pozo.
- Formaciones sobre-presurizadas que tengan que ser estimuladas hidráulicamente a altas presiones, en cuya operación se puedan generar presiones anulares anormales que comprometan la integridad del pozo.

En Ecopetrol, hoy en día se está desarrollando la maduración de pozos en yacimientos de gas con alta presión y alto caudal. Para continuar con el abastecimiento energético y darle sostenibilidad a la empresa, es indispensable que se hagan pozos con el objetivo de extraer gas y líquidos livianos. A continuación (Tabla 3.) se muestra un ejemplo de un pozo de gas condensado de alta presión y alto caudal.

Los pozos de gas de alta presión presentan un verdadero reto para su construcción. En el siguiente ejemplo se requiere construir un pozo en una formación de gas condensado con los siguientes requerimientos:

El pozo se completará con una tubería y empaque de producción, además se instalará un cabezal y un árbol de producción. Para proceder con la evaluación de integridad se deben identificar todos los elementos que conforman las barreras, luego las posibles fugas por falla de integridad de los elementos (Ver Figura 16) y finalmente se delinearán las barreras de integridad de pozo (Ver Figura 17), se identifican todos los elementos que contienen los fluidos y se definen las barreras primarias y secundarias.

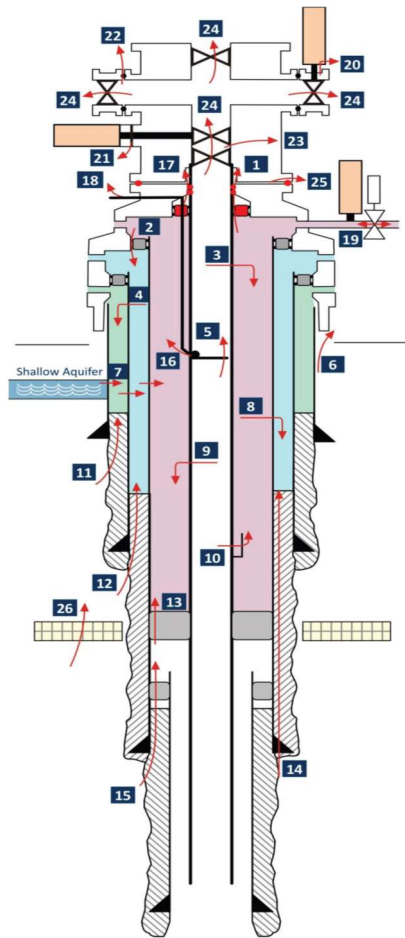
Tabla 3. Información para Construir un Pozo de Gas de Alta presión.

BASES DE DISEÑO	
Profundidad total (TD) en pies.	20000
Presión del Yacimiento Mugrosa (psi)	14000
Presión del Yacimiento Intracolorado (psi)	13000
Producción Max de Gas (MMSCFD)	25
Producción Max de Gas Condensado (BCPD)	1000
Presión Parcial de CO2 (psi)	250
Formación a Probar	Intracolorado y Mugrosa
Longitud de Cañoneo Estimada (pies)	130-200
Requerimientos de Cañoneo	4-1/2" ,6TPP (Cargas de Densidad)

Subsecuentemente se evalúan las verificaciones de cada uno de los elementos, se clasifica el riesgo con la metodología descrita anteriormente y se calculan las presiones Operativas del pozo (MASP, MAWOP, MOP). Posteriormente se procede a clasificar el riesgo de las barreras y a establecer las acciones requeridas para devolverle la integridad al pozo.

Este formato de evaluación de integridad ha demostrado ser muy útil desde que se inició su implementación en el año 2019. Muchas de las intervenciones desarrolladas por la Gerencia de Completamiento han utilizado el formato para hacer la evaluación inicial de integridad de pozos ya sea para intervenirlo y devolverle su integridad, o para cambiar el completamiento y el servicio de los pozos, por ejemplo de un pozo productor a un pozo inyector. Inclusive se ha usado en la implementación de uno de un completamiento inteligente para un pozo inyector, que por razones de confidencialidad no se mencionara en este trabajo.

Figura 16. Estado Mecánico de un Pozo Tipo de Gas Condensado y Típicos Modos de Falla.



- 1 Fuga a través del Tubing Hanger/Sello.
- 2 Fuga a través del sello del Wellhead (Cabezal).
- 3 Fuga en el Tubing por encima de la DHSV.
- 4 Fuga a través del Casing Intermedio.
- 5 Fuga a través de la Válvula de Subsuelo (DHSV).
- 6 Fuga Externa por fuera del Casing Conductor.
- 7 Corrosión externa desde el acuífero.
- 8 Fuga en el Casing de Producción.
- 9 Fuga en el Tubing por debajo de la DHSV.
- 10 Fuga a través de Válvula reguladora.
- 11 Fuga hacia el Anular C desde el zapato del casing.
- 12 Fuga hacia el Anular B desde el zapato del casing.
- 13 Fuga alrededor del empaque de Producción.
- 14 Fuga a través del cemento pobre o micro anulares.
- 15 Fuga a través del Tope del liner o traslape.
- 16 Fuga a través de la línea de control de la DHSV.
- 17 Fuga a través de la conexión de línea de control y puerto del tubing hanger o cabezal de pozo.
- 18 Fuga a través de puerto de salida del cabezal.
- 19 Fuga a través de las válvulas del árbol de producción o del cabezal.
- 20 Fuga a través del empaque de la válvula remota.
- 21 Fuga a través del sello del Bonnet.
- 22 Fuga a través del flange.
- 23 Fuga a través del cuerpo del árbol de Producción.
- 24 Fuga a través de la válvula lateral del árbol de Producción
- 25 Fuga a través de los sellos del árbol de Producción.
- 26 Fuga a través de la capa de roca (entre formaciones).

Fuente: ISO/TS 16530-2:2013.

#### 4.7 EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD PARA UN POZO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

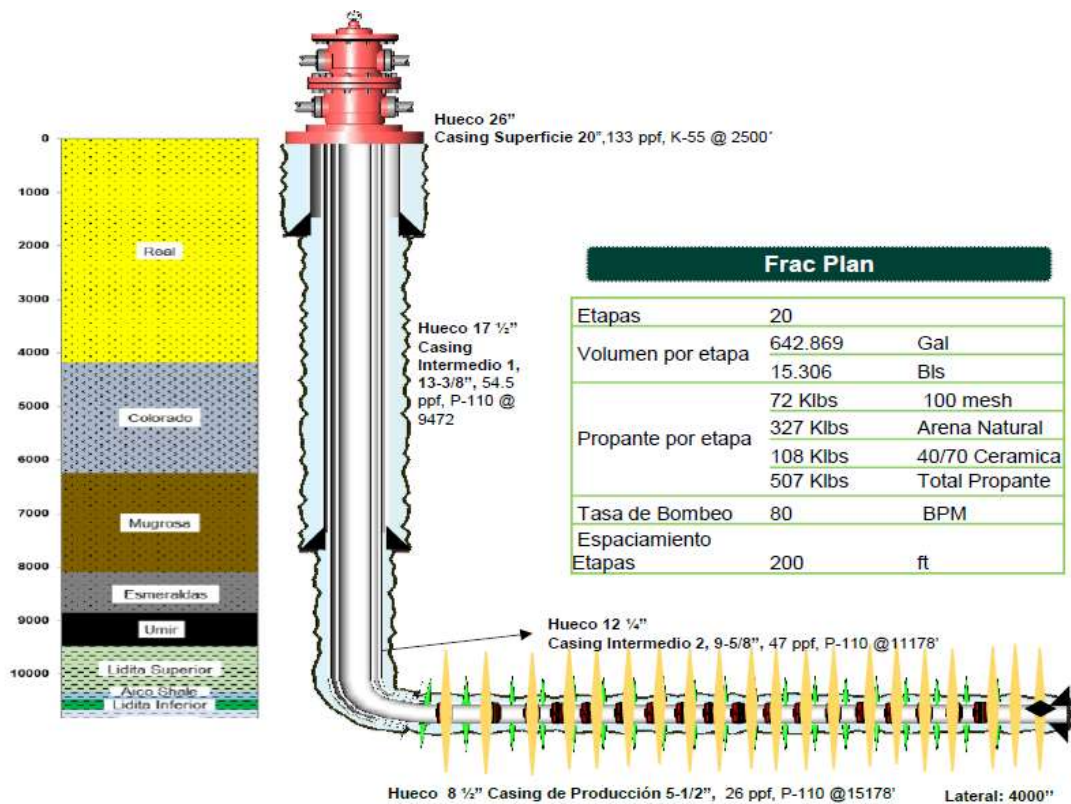
Otro pozo complejo tipo está relacionado con el desarrollo de reservas no convencionales. En estos pozos se requiere perforar una sección horizontal de varios miles de pies, en donde se requiere aplicar la técnica de “fracturamiento

hidráulico multietapa” con el fin de lograr la mayor área contactada estimulada posible para producir económicamente el pozo (ver Figura 18).

Figura 17. Formato de Evaluación de Integridad, Pozo de Gas de Alta Presión.

FORMULARIO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO																																												
INDICADORES Y DESCRIPCION DE ACTORES DE PRODUCCION - EN VEGETACION DE DESARROLLO Y PRODUCCION																																												
EIA-F-011			Elaborado 30/01/2020			Versión 1																																						
INFORMACION GENERAL																																												
FECHA	GERENCIA REGIONAL	CANTO	PROYECTO	POZO	ESTADO ACTUAL	TIPO DE POZO	COMPLETAMIENTO	SI A INSTALADO																																				
23 de abril de 2020	CPY		INETA-1	INETA-1	Activo	Explorativo	EN FASE DE REVERENDO	ELIJO MODULO																																				
ESQUEMATICO			OBJETIVO DE LA EVALUACION																																									
			Indicadores de cumplimiento para las pruebas con sondas/RTSP en el pozo Bulto 1, pozo BITE.																																									
			RESULTADO NAWOP Y HOP																																									
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>PARAMETRO (Psi)</th> <th>Analisis A</th> <th>Analisis B</th> <th>Analisis C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NAWOP (Psi)</td> <td>928</td> <td>844</td> <td>316,5</td> </tr> </tbody> </table>						PARAMETRO (Psi)	Analisis A	Analisis B	Analisis C	NAWOP (Psi)	928	844	316,5																												
			PARAMETRO (Psi)	Analisis A	Analisis B	Analisis C																																						
NAWOP (Psi)	928	844	316,5																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Máx inclinación @ Prof (Ft)</td> <td>Presión Anular A. (Psi) - TBD</td> <td>Fecha Registro de Comento - TBD</td> </tr> <tr> <td>Máx. OCS / 100 R @ Prof (Ft)</td> <td>Presión Anular B. (Psi) - TBD</td> <td>Fecha Registro de Integridad - N/A</td> </tr> <tr> <td>Fondo de Pozo (Ft)</td> <td>Diagnostico inicial Completamiento - Pozo Nuevo</td> <td>Fecha Última Instalación - TBD</td> </tr> </tbody> </table>						DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO			Máx inclinación @ Prof (Ft)	Presión Anular A. (Psi) - TBD	Fecha Registro de Comento - TBD	Máx. OCS / 100 R @ Prof (Ft)	Presión Anular B. (Psi) - TBD	Fecha Registro de Integridad - N/A	Fondo de Pozo (Ft)	Diagnostico inicial Completamiento - Pozo Nuevo	Fecha Última Instalación - TBD																											
DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO																																												
Máx inclinación @ Prof (Ft)	Presión Anular A. (Psi) - TBD	Fecha Registro de Comento - TBD																																										
Máx. OCS / 100 R @ Prof (Ft)	Presión Anular B. (Psi) - TBD	Fecha Registro de Integridad - N/A																																										
Fondo de Pozo (Ft)	Diagnostico inicial Completamiento - Pozo Nuevo	Fecha Última Instalación - TBD																																										
EVALUACION DE BARRERAS DE INTEGRIDAD																																												
BARRERA PRIMARIA																																												
ELEMENTOS	VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	HONTOREO	RIESGO BARRERA 1																																								
1	Shallow Seal Valve	Prueba de presión @ 150psi	OK	Prueba a 150psi antes de la operación	BAJO																																							
2	Isolating Chasing	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
3	Isolating Well Control Valve	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
4	Isolating 9" RT	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
5	RTSP Borehole Assembly	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
6	MSR Seal Friction 7" x 9" RT	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
7	Flow 7" Annular Seal Top Installation	Prueba de presión @ 150psi	OK	Monitoreo anular A																																								
8	Flow 7" Annular Seal Friction Top Installation	Registro de calidad de cemento OK. Señal de OIL presente a 1000 en mínimo 10R	OK	No es posible monitorear																																								
9	Grouters de-Build	Densidad de Bulto calculada con base en la presión de formación. 300 psi con base en	OK	Trazado de viga y monitoreo de densidad de Bulto																																								
BARRERA SECUNDARIA																																												
ELEMENTOS	VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	HONTOREO	RIESGO BARRERA 2																																								
10	Shall Valve - MCP	Prueba de presión @ 150psi	BAJO	Prueba de integridad durante la corrida @ 15,000 psi	BAJO																																							
11	MSR Seal	Prueba de presión @ 150psi	BAJO	Observación de Bulto o presión en superficie																																								
12	Chasing Isopag 9" RT	Prueba de presión @ 150psi	BAJO	Monitoreo anular B																																								
13	Chasing 9" RT	Prueba de presión @ 150psi	BAJO	Monitoreo anular B																																								
14	Cemented Chasing 9" RT	Registro de calidad de cemento OK. Señal de OIL presente a 1000 en mínimo 10R	BAJO	No es posible monitorear																																								
15	Flow Isopag 7" x 9" RT																																											
16																																												
17																																												
18																																												
RESULTADO				CLASIFICACION - NIVEL DE DEGRADACION																																								
APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES																																								
PRODUCCION	BARRERA 1	BAJO	Todos los elementos de barrera existen y fueron probados a las presiones de trabajo y/o cumplen los requisitos mínimos luego la norma NORSOK-D-010 Y API-90-2	1. Monitoreo de cada barrera según recomendaciones anexo. 2. Seguimiento de MCP y MWCP calculados.																																								
	BARRERA 2	BAJO	Todos los elementos de barrera existen y fueron probados a las presiones de trabajo y/o cumplen los requisitos mínimos luego la norma NORSOK-D-010 Y API-90-2	1. Monitoreo de cada barrera según recomendaciones anexo. 2. Seguimiento de MCP y MWCP calculados.																																								
<p>Datos de referencia para definir clasificación - Nivel de degradación Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Riesgo</th> <th>Barrera 1</th> <th>Barrera 2</th> <th>Clasificación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bajo</td> <td>Bajo</td> <td>Bajo</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>Bajo</td> <td>Medio</td> <td>Bajo</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Bajo</td> <td>Bajo</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Medio</td> <td>Bajo</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Bajo</td> <td>Medio</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Bajo</td> <td>Medio</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Medio</td> <td>Medio</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Bajo</td> <td>Alto</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>									Riesgo	Barrera 1	Barrera 2	Clasificación	Bajo	Bajo	Bajo	A	Bajo	Medio	Bajo	B	Medio	Bajo	Bajo	B	Medio	Medio	Bajo	C	Medio	Bajo	Medio	C	Alto	Bajo	Medio	D	Alto	Medio	Medio	D	Alto	Bajo	Alto	E
Riesgo	Barrera 1	Barrera 2	Clasificación																																									
Bajo	Bajo	Bajo	A																																									
Bajo	Medio	Bajo	B																																									
Medio	Bajo	Bajo	B																																									
Medio	Medio	Bajo	C																																									
Medio	Bajo	Medio	C																																									
Alto	Bajo	Medio	D																																									
Alto	Medio	Medio	D																																									
Alto	Bajo	Alto	E																																									
<p>CLASIFICACION DE LAS BARRERAS SEGUN EL GRUPO DE DEGRADACION</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>CLASIFICACION</th> <th>DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>Pozo Saludable</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>Una barrera crítica y la otra degradada</td> </tr> <tr> <td>E</td> <td>Ambas barreras críticas</td> </tr> </tbody> </table>									CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION	A	Pozo Saludable	B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta	C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada	D	Una barrera crítica y la otra degradada	E	Ambas barreras críticas																								
CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION																																											
A	Pozo Saludable																																											
B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta																																											
C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada																																											
D	Una barrera crítica y la otra degradada																																											
E	Ambas barreras críticas																																											

Figura 18. Estado Mecánico de un Pozo Tipo de Shale.



En la evaluación de integridad de un pozo de este tipo se deben usar dos enfoques: El primero es diseñar y construir un pozo en el cual quede aislado y protegido el acuífero de agua de uso aprovechable, durante la perforación y la subsecuente estimulación del pozo. El segundo enfoque es diseñar y construir un pozo que pueda soportar los esfuerzos y cargas generadas durante el fracturamiento hidráulico multietapa. Una de las preocupaciones frecuentes en estos pozos es la contención de las fracturas, lo cual combina parámetros de por sí existentes (Parámetros de formación asociados a rangos de incertidumbre), algunos que son establecidos durante la construcción del pozo (Barreras de integridad instaladas durante la construcción del pozo) y otros que pueden ser controlados durante la ejecución (diseño de fractura y parámetros de ejecución).

La carga durante estimulación hidráulica de un pozo generalmente son las más altas que este pueda experimentar, y es por esto que cuando se diseña un pozo que va a ser fracturado, el ingeniero de completamiento tiene que suministrar al ingeniero de perforación los parámetros de diseño de fractura, los cuales deben incluir:

- Cargas de estimulación (durante el tratamiento y el flujo de retorno).
- El tamaño del casing de producción.
- Información relacionada con el fluido de fractura (incluyendo los problemas de corrosión).
- Requerimientos de aislamiento y barreras de contención.

Durante la planeación del pozo se deben tener en cuenta lo siguiente:

- Diseño de fractura en el cual intervienen diferentes disciplinas como la geología, geofísica, perforación, completamiento y producción.
- Toma de muestras del acuífero aprovechable. Se deben identificar las fuentes de agua de la zona incluyendo los ríos, lagos, lagunas, y pozos de agua cercanos. Todo esto antes de iniciar el trabajo de fractura.
- Información de pozos Offset (con características similares en el área), incluyendo los pozos de agua y los riesgos potenciales. Pozos que estén operativos o abandonados que se encuentren cercanos al pozo que va a ser fracturado ya que pueden estar en riesgo de ser afectados si la fractura no está apropiadamente contenida.

Adicionalmente, de acuerdo al API RP100-1, 2015 se debe definir un área tridimensional en el subsuelo donde exista potencial de migración no controlada de

fluidos asociados al fracturamiento hidráulico. Dicha área se debe determinar teniendo en cuenta los pozos cercanos, la heterogeneidad geológica de los estratos rocosos, la permeabilidad, los esfuerzos, las fracturas naturales, las fallas activas , la dirección de crecimiento de la fractura (altura, longitud media) diseñada como observada, a través de tecnologías como la microsísmica. Las dimensiones del área serán definidas así:

- La altura del área definida será controlada por las capas consideradas barreras geológicas de contención de la fractura.
- La longitud del área, la cual es perpendicular a la dirección de propagación de la fractura, estará controlada por la longitud de la sección horizontal del pozo más una distancia adicional mínima.
- El ancho del área se determinará en la misma dirección de la propagación de la fractura. Este será el valor con mayor incertidumbre y por lo tanto requerirá un factor de seguridad mayor.

Se debe seguir una metodología de análisis de riesgos para evaluar el impacto en caso de que otro pozo cercano sea afectado por el fracturamiento hidráulico. Además de la cercanía de los pozos con el área definida se debe tener en cuenta si hay fallas u otras heterogeneidades geológicas que puedan potencialmente conectar la fractura con algún otro pozo. Se puede establecer una mínima distancia a la falla para poder ejecutar el fracturamiento hidráulico por ejemplo de 1 Km. El análisis de riesgos debe incluir la mitigación de cada riesgo identificado con el fin de proteger la pérdida de contención. Los principales parámetros que se pueden intervenir para reducir el riesgo son entre otros:

- Localización del pozo, longitud de la sección horizontal.
- En el completamiento, número de cluster de perforados, geometría de la fractura, aislamiento de zonas o etapas de fractura.
- Monitoreo del pozo y de las presiones anulares durante la perforación y el completamiento del pozo (fractura).

#### **4.8 BARRERAS DE INTEGRIDAD EN POZOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.**

Según el API RP100-1, 2015, existen 3 tipos de barreras que proveen el aislamiento de los acuíferos de uso aprovechable de la estimulación hidráulica las cuales son:

- **Barreras geológicas** (referidas como roca-sello). Son formaciones estructuralmente competentes que contienen los fluidos presurizados de las formaciones adyacentes, debido a su baja o nula permeabilidad. Adicionalmente durante la fractura hidráulica, la barrera geológica previene que la presión o fluidos de fractura escapen por encima del cemento detrás del casing.
- **Barreras de cemento.** Al igual que en pozos convencionales evita que haya migración de fluidos a través de los anulares del pozo. El API 65-2, 2010 y el API 96, 2010 establecen las prácticas recomendadas para el diseño, ejecución y verificación de las barreras de cemento. La resolución 90341 de 2014 la cual establece requerimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, menciona específicamente que *“El revestimiento productivo debe ser cementado hasta por lo menos 500*

*pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan”. Adicionalmente para pozos horizontales se indica que “se debe cementar hasta llenar el anular del revestimiento de producción al menos 500 pies por encima de la zona productiva más superficial”. También se indica que el cemento debe “Alcanzar una resistencia compresiva de 400 psi en las 24 horas y 800 psi en las 72 horas”.*

- **Barreras Mecánicas.** El API 65-2, 2010 y el API 96, 2010 establecen las prácticas recomendadas para el diseño, ejecución y verificación de las barreras mecánicas. Cuando se usan empaques en la contención de la fractura, las cargas y esfuerzos sobre estos empaques, deben calcularse de acuerdo a la envolvente (envelope) del empaque (ver Figura 5) y de acuerdo a las demás especificaciones del proveedor.

Un tema bastante controversial es la posible contaminación de acuíferos<sup>16</sup>. El API RP100-1, 2015, recomienda que el acuífero aprovechable sea aislado con cemento que garantice eliminar el flujo cruzado de fluidos entre las zonas adyacentes al acuífero. El casing intermedio debe estar cementado totalmente hasta la superficie verificado por el retorno del mismo durante la ejecución. Si se encuentran acuíferos de uso aprovechable más abajo del nivel freático se deben aislar también con cemento.

Los YNC (Yacimientos no convencionales) se caracterizan por tener presiones más elevadas que la presión normal (hidrostática del agua). Algunas de las formaciones rocosas que conforman los YNC tienen el potencial de fluir a través de los anulares del pozo si no están debidamente aisladas en algunos casos produciendo SCP

---

<sup>16</sup> External Review Draft EPA/600/R-15/047a, June 2015, Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. P.18.

(presiones sostenidas del casing). El tope del cemento detrás de los casing que aíslan estas formaciones deben ser por lo menos 200-300 pies por encima del tope de estas formaciones, garantizando un buen cemento mediante la verificación de registros de calidad como el registro CBL y el Ultrasónico.

Por último, la formación rocosa que va a ser fracturada debe ser aislada de manera apropiada para contener la fractura. El tope del cemento en el anular debe ser estimado por métodos ingenieriles que incluyan factores como la arquitectura del pozo, el crecimiento en altura y longitud de la fractura, el potencial de transmisibilidad a través de las formaciones que están arriba de la zona que se intenta fracturar y otros factores geológicos anteriormente mencionados que pueden contener la fractura.

El API RP100-1, 2015, establece que en un pozo horizontal, el tope del cemento se debe estar como mínimo a 500 pies por encima del Kick-off point (punto de partida de la inclinación del pozo), sin embargo esta longitud puede ser mayor dependiendo de las características específicas como el espesor de la formación, el plano de fractura o la presencia de sellos geológicos conocidos.

Es importante anotar que el formato de evaluación de integridad requiere la verificación de las barreras. Las barreras como el cemento, o mecánicas como el casing, empaques o cabezal, se verifican de la misma manera que se hacen en pozos convencionales, sin embargo las barreras geológicas no se pueden verificar de manera directa, y es por lo tanto necesario que se verifiquen indirectamente a través de:

- Pruebas mecánicas en los cores (corazones de roca) tomados de las formaciones que atraviesa el pozo.

- Análisis de Registros de Pozo.
- Información de pozos “Offset”.
- Pruebas de presión en pozos verticales o ligeramente desviados en la vida del campo.
- Datos obtenidos de la microsísmica para obtener el campo de barreras
- Trazadores radioactivos o químicos.

#### **4.9 CONSIDERACIONES ESPECIALES EN LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZOS EN YNC.**

El API RP100-1, 2015, recomienda adicionalmente algunos parámetros con el fin de garantizar la efectividad de las barreras. La distancia vertical entre la base del acuífero de agua aprovechable y la zona fracturada debe ser de mínimo 1000 pies. La geología entre la base del acuífero de agua aprovechable y la zona fracturada es compleja y por lo tanto puede que no exista una barrera adecuada que proteja el acuífero.

Las consideraciones de integridad en el diseño de las fracturas juegan un papel en el aseguramiento durante la planeación y la ejecución de la estimulación hidráulica del pozo. Las propiedades de la roca que se va a fracturar obtenidas de pruebas en los cores, y las pruebas DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test, Diagnostico de Prueba de inyectividad) pueden suministrar información importante para construir un modelo de crecimiento de fractura adecuado que disminuya la incertidumbre en la geometría de fractura. Esto reduce el riesgo de un crecimiento no controlado de la altura de la fractura.

Es importante también tener en cuenta que de la misma manera como se realiza un análisis de esfuerzos en tuberías de completamiento, también se debe realizar para el casing de producción, incluyendo las cargas generadas durante la estimulación hidráulica del pozo. Los cambios de temperatura al inyectar el fluido de fractura pueden generar fatigas o esfuerzos adicionales que puedan llegar al límite de los tubulares.

Algunas incertidumbres relacionadas con las propiedades de la formación y la geomecánica de las zonas adyacentes son críticas para el diseño, ejecución y contención de la fractura, la cual por definición siempre crecerá por el camino de menor resistencia, y es por eso que conocer el perfil de esfuerzos regional y local es tan importante. Los datos de presión obtenidos de curvas de declinación en los DFIT (Diagnostic fracture injection test) son útiles para detectar posibles fracturas naturales o fallas cercanas. Los datos obtenidos durante el tratamiento de fractura validarán y calibrarán el perfil de esfuerzos del campo.

Como se mencionó anteriormente es clave controlar algunos parámetros durante el diseño y durante la ejecución del fracturamiento. El fluido de fractura es uno de ellos, las propiedades reológicas del mismo depende en gran parte de los diferentes componentes y aditivos de preparación de este fluido. El tipo de fluido, la base del mismo, el tipo de propante y los demás aditivos generarán diferentes geometrías de fractura y presiones de tratamiento. Los parámetros de ejecución como la tasa de bombeo, los volúmenes bombeados, la concentración y la densidad del propante también afectarán la geometría de la fractura. Finalmente se deben también considerar la erosión, la corrosión y demás factores que afecten el equipo de subsuelo para la correcta evaluación de integridad y la mitigación de los riesgos.

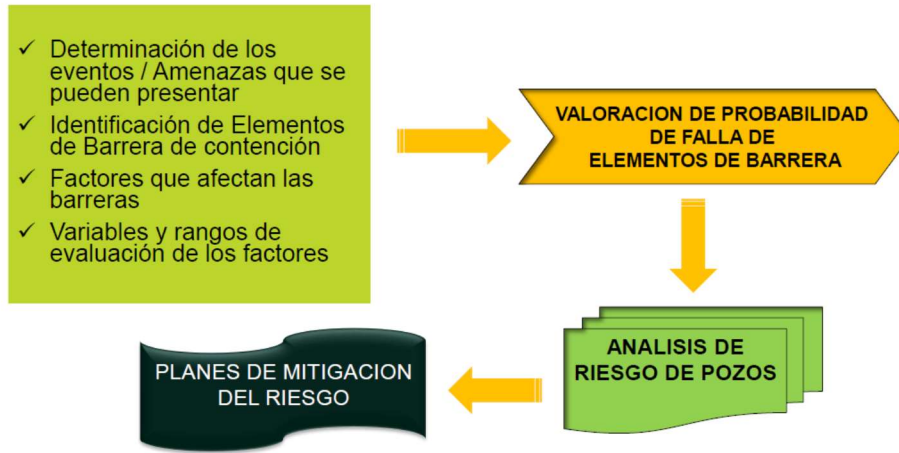
#### **4.10 EVALUACIÓN DEL RIESGO EN EL FORMATO DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.**

En formato de evaluación de integridad se vale del uso de la herramienta **ECOSMIPv2.0**, la cual como se dijo anteriormente es una herramienta desarrollada por el ICP – Ecopetrol, para la valoración del riesgo de los pozos por integridad cuando se encuentran en estado de producción/inyección, suspensión, inactivos y abandonados.

El objetivo con esta herramienta es determinar el nivel de riesgo a partir de la identificación de las amenazas que se pueden presentar sobre las barreras; la identificación del estado de los elementos de barrera de contención, los factores que afectan las barreras, las variables y sus rangos de evaluación permiten calcular la probabilidad de falla de las barreras que cruzadas con las potenciales consecuencias según la matriz RAM de Ecopetrol S.A. determinan el nivel de riesgo del pozo.

A los elementos de barreras (WBE) y a las amenazas, se les determina la probabilidad de ocurrencia, la cual es definida como el porcentaje ponderado de los parámetros analizados: Diseño, construcción y selección; pruebas iniciales y de verificación; condiciones del medio; inspección, monitoreo y mantenimiento y condiciones de operación (ver Figura 19).

Figura 19. Secuencia Operativa Aplicación ECOSMIPv2.0. Ecopetrol.



## **5 FORMULACIÓN DE LA POLÍTICA DE INTEGRIDAD PARA POZOS COMPLEJOS.**

Como ya se ha mencionado antes en este trabajo, la política de integridad de pozos es necesaria porque establece las directrices requeridas, que se deben cumplir con el objetivo de salvaguardar la salud, el medio ambiente y la reputación de la compañía. A continuación se mostrará un modelo de política de Integridad para pozos complejos considerando los retos que enfrenta Ecopetrol hoy en día, en la construcción y operación de pozos complejos. Esto de acuerdo con las recomendaciones y mejores prácticas de la industria relacionadas con integridad de pozos, utilizadas en el desarrollo de este trabajo.

Esta política pretende ser usada como base para todos los programas operacionales de la compañía, y debe ser referenciada en todos los libros de proceso, manuales y guías relacionadas con el campo de la perforación, completamiento, servicio y operaciones de reacondicionamiento de pozos. Como toda política, debe ser discutida y acordada con todos los equipos operativos y aceptada por las gerencias y vicepresidencias regionales.

Cualquier desviación de esta política debe ser abordada y resuelta a través de una dispensación, solicitada desde el departamento o disciplina apropiada (gerente de línea). La razón de la dispensación debe estar soportada por una evaluación de riesgo, análisis de HSE e impacto en el costo, así mismo debe ser aprobada por las autoridades técnicas relevantes.

Ecopetrol debe cumplir con los requerimientos estipulados en las normas y regulaciones del Ministerio de Minas y Energía y/o la autoridad asignada para velar por el cumplimiento de la reglamentación colombiana.

Con relación al cumplimiento de las regulaciones, cada Gerencia de Activo debe:

- Identificar y conocer los requerimientos en normatividad legal y determinar cómo dichas normas deben ser aplicadas a sus proyectos, operaciones, mantenimiento, inspección, abandono, etc.
- Verificar que existan las tareas asociadas a cada proceso que permitan el cumplimiento de la regulación y normatividad legal, que se reporte e investigue situaciones de no cumplimiento y se tome acción para prevenir que se repita.

La política está enfocada en el “que” más no se concentra en el “cómo”, dada la posibilidad de que se den variaciones en las regulaciones existentes; sin embargo es importante aclarar que sin ninguna excepción la normatividad legal, debe prevalecer por encima de cualquier requerimiento que este especificado en este documento en el evento de que sean lanzadas nuevas regulaciones y haya incompatibilidad con lo escrito en esta política.

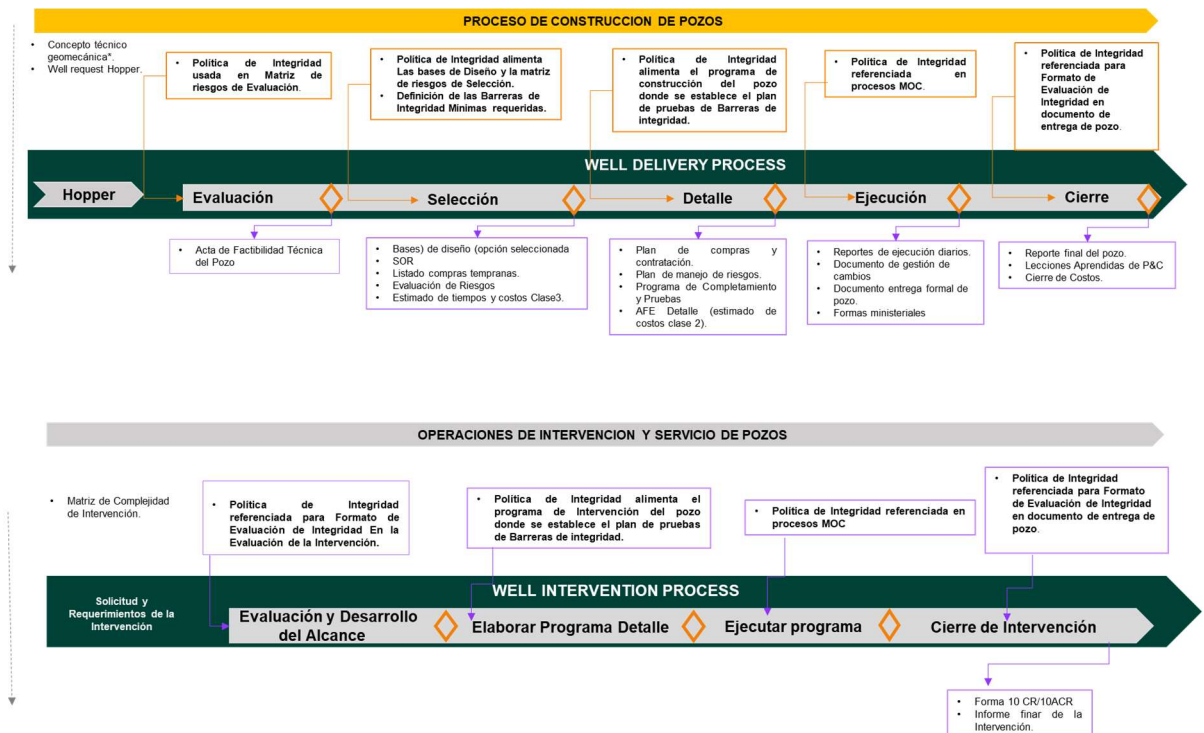
Las regulaciones nacionales aplicables a eventos relacionados con integridad de pozos son:

- Decretos nacional 2157 de diciembre de 2017 que contempla las directrices generales para el plan de gestión de riesgos.
- Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, 18-1495 de 2009 la cual establece las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

- La Resolución 40048 de 2015 específico para yacimientos convencionales continentales y costa afuera. La regulación 40048 de 2015 modifico parcialmente la 18-1495 de 2009.

En la Figura 20 se muestran los flujogramas de los procesos de construcción y entrega de pozos (WDP) y el proceso de Intervención de pozo (WIG), En estos flujogramas se muestra a través de las diferentes fases, en donde la política de integridad debe ser referenciada para la creación de los diferentes entregables en cada una de las fases de los procesos.

Figura 20. Política de Integridad de pozo en Flujo de los Procesos WDP y WIG.



## **5.1 OBJETIVO DE LA POLÍTICA.**

Esta política tiene como objetivo principal conducir las operaciones de pozos sin comprometer la seguridad del personal y el ambiente, donde los pozos sean entregados y mantenidos en todo momento, para que se garantice su óptima operación durante su vida productiva, evitando toda pérdida de contención de fluidos por causas asociadas a fallas en la integridad en los pozos.

## **5.2 POLÍTICA DE BARRERAS DE POZO.**

En todas las operaciones desde la construcción, operación, servicio, reacondicionamiento y hasta el abandono permanente de los pozos:

- a)** Deben existir como mínimo dos (2) barreras (envolventes) mecánicas, en cada canal de flujo (anulares de casing y tubing) la cuales deben tener la capacidad de contener el flujo hacia la superficie antes de remover o instalar cualquier equipo de control de presión.
- b)** Las barreras deben soportar la máxima presión diferencial anticipada a la que puedan estar expuestas.
- c)** Para pozos con la capacidad de fluir naturalmente se debe tener dentro del pozo fluido de control en todo momento, aun cuando exista una barrera primaria mecánica. La barrera debe probarse en el sentido del flujo.
- d)** Las dos barreras, primaria y secundaria deben ser probadas en donde sea posible desde el yacimiento a la superficie o en el camino o la dirección del flujo. Yacimiento se define como cualquier formación que sea capaz de fluir sostenidamente sin importar el tipo de fluido. Donde no sea posible la prueba

en dirección del flujo se debe como mínimo probar en el sentido opuesto al flujo. Si este es el caso se debe documentar en el documento de entrega de pozo (Handover).

- e)** Todos los tubulares incluidos el tubing, los anulares del tubing y del casing deben ser aislados con una barrera mecánica probada, instalada por debajo del cabezal del pozo o de colgador del tubing (tubing hanger).
- f)** Todos los componentes que forman tanto la barrera primaria como secundaria se deben probar según parámetros de diseño, durante la instalación.
- g)** El diseño de barreras debe contemplar todas las condiciones a las que el pozo va a ser sometido durante su ciclo de vida.
- h)** Las dos (2) barreras deben ser independientes, de tal manera que si falla la primaria, la barrera secundaria contendrá el flujo.
- i)** Si falla una barrera, se debe inmediatamente proceder a repararla. Si no es posible se debe instalar una barrera suplementaria.
- j)** Las barreras deben ser monitoreadas periódicamente a través de toda la vida del pozo con el fin de garantizar que están operables.
- k)** Se deben considerar la integridad de las barreras geológicas, especialmente cuando se va a estimular el pozo mediante la técnica de fracturamiento hidráulico, o cuando se va a abandonar el pozo.

### **5.3 POLÍTICA GENERAL PARA LOS ELEMENTOS DE BARRERA EN POZOS.**

Todos los elementos de carácter mecánico (tubulares, equipos de completamiento, cabezales de pozo, árbol de producción, cemento etc.) que componen las barreras primaria y secundaria deben cumplir con los siguientes criterios:

- a) Se debe verificar la integridad de cada elemento a través de pruebas de presión, registrando el tipo de prueba (negativa o positiva), fluido con el que se hizo la prueba, densidad del fluido, duración de la prueba, tasa de fuga, etc.
- b) Se debe evaluar el riesgo por elemento de acuerdo a los niveles de riesgo de barreras para evaluación de integridad.
- c) Se debe indicar que tipo de monitoreo periódico se ha llevado en cada uno de los elementos de barrera.
- d) Se debe registrar las causas, modos de falla, tiempo medio entre falla de cada uno de los elementos.

Los siguientes elementos particulares de barrera, deben cumplir con los siguientes criterios:

- e) Para todos los pozos complejos, la verificación del cemento como elemento de barrera se debe hacer con dos herramientas de registros independientes para confirmar la adherencia del cemento con la formación y con el casing. Las herramientas CBL (Cement Bond Log) y la herramienta sónica (USIT) como preferencia. El diseño del cemento debe garantizar que sea impermeable, que no se contraiga, que sea dúctil, y este en capacidad de

soportar las cargas mecánicas y la presión de las formaciones. Debe considerarse su resistencia a las sustancias químicas con las que pueda tener contacto (ejemplo H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e hidrocarburos). Adicionalmente se debe confirmar la integridad a través de una prueba de presión en el zapato del casing (FIT, prueba de integridad de la formación) durante la construcción del pozo.

- f) El cemento como elemento de barrera solo se debe considerar como barrera vertical, no como una barrera horizontal (transversal). La altura del cemento debe ser como mínimo de 100 pies efectivos de calidad para que sea considerado como barrera permanente. Se deben seguir las prácticas recomendadas para el diseño, ejecución y verificación de las barreras de cemento de acuerdo con El API 65-2 y el API 96 (última edición).
- g) Todos los tubulares, el casing, liners y el tubing así como todos sus componentes como elementos de barrera, deben ser manufacturados de material de calidad, con metalurgia especial de aleación compatible con los fluidos a los que estarán expuestos. Todos los tubulares incluidos los sustitutos (Crossovers) deben cumplir con un grado mínimo de ISO 11960 (API 5CT, última edición). Los componentes de aleación especial para resistencia a la corrosión (CRA), deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR-01-75 (última edición).
- h) Se debe realizar una evaluación que incluye el análisis de esfuerzos en todos los tubulares (casing, liners, tubing etc) que integre todas las afectaciones por los diferentes cargas causadas por los cambios de temperatura, presión y el peso de las tuberías (incluidas cargas axiales, triaxiales y cíclicas de temperatura y presión). El resultado del análisis debe tenerse en cuenta para asegurar que el casing y el tubing seleccionados tengan la capacidad de soportar todas las cargas proyectadas y servicios durante su vida operativa,

incluido el abandono definitivo. La evaluación debe tener cuenta los criterios de aceptación de la Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción WDP-G-002 de Ecopetrol.

- i) Todos los elementos de barrera tales como empaques de producción, estimulación, aislamiento y empaques de tope de liner, deben contar con su envolvente de trabajo certificada por el proveedor. Adicionalmente deben calificarse de acuerdo con API especificación 11D1/ISO 14310 y con una validación mínima de diseño del grado V0 para productores e Inyectores de gas y V3 para productores de crudo o inyectores de agua. Todas las demás validaciones del API deberán estar sujetas a revisión y aprobación de las Autoridades Técnicas correspondientes.
  
- j) El cabezal de pozo y el árbol de producción (incluyendo equipo asociado como casing head housing, casing y tubing head spools, crossovers spools, adapter, spacer spools, todos los tipos de conectores y fittings, ring gaskets, wear bushings, bull plugs, casing y tubing hangers, válvulas manuales o actuadas, choques y demás accesorios) debe ser diseñado, fabricado, inspeccionado, probado, calificado e instalado de acuerdo a los requerimientos establecidos en la norma API SPEC 6 /ISO 10423 (última edición) y contar con el monograma API, Norma NACE MR 0175 (según aplique) así como la Guía WDP-G-005 de selección cabezales de pozo, requisitos mínimos secciones estándar cabezales y árboles de producción y los requerimientos regulatorios aplicables. Adicionalmente todos los cabezales, árboles de producción y árboles de fractura deben cumplir con el nivel de especificación de producto (PSL) de acuerdo a las diferentes condiciones de servicio establecidos por la norma API SPEC 6 /ISO 10423 (última edición). Para pozos de gas o de yacimientos no convencionales el requerimiento de nivel de especificación debe ser mínimo PSL3G.

- k) Para todos los pozos con flujo natural se debe usar válvula de seguridad de subsuelo con mecanismo “fail safe”. Las válvulas de seguridad de subsuelo así como sus accesorios (control line y en-sub) como elementos de barrera deben ser diseñadas, fabricadas, inspeccionadas, probadas, calificadas e instaladas de acuerdo a los requerimientos establecidos en la norma API RP14B (última edición), y contar con respectivo monograma API. Las válvulas de seguridad se deben probar como mínimo cada 6 meses. El control line (línea de control) de la Válvula se debe probar como mínimo cada 6 meses.
  
- l) Cualquier fuga observada en la válvula de seguridad de subsuelo que supere el valor definido como aceptable por el API RP 14B, debe reportarse y se debe tomar acción inmediata para reparar o reemplazar la válvula de seguridad de subsuelo.

#### **5.4 POLÍTICA GENERAL PARA LAS PRESIONES DE DISEÑO DE POZOS COMPLEJOS.**

La presión de diseño para pozos productores es la máxima presión anticipada en la superficie/cabezal (MASP por sus siglas en inglés “Maximum Anticipated Surface Pressure) de acuerdo a las norma La norma Norsok D-010. Las bases de cálculo para la presión de diseño del pozo serán las siguientes:

- a) Como regla general se debe calcular con la máxima presión del yacimiento esperada, menos la presión hidrostática de la columna de gas, más un margen para matar el pozo.

- b) Para pozos exploratorios se debe asumir que el fluido que desplaza la totalidad del pozo es una columna de gas metano (0.1 psi/pie) y por lo tanto la presión máxima será la presión del yacimiento menos dicha columna de gas más un margen para matar el pozo.
- c) Para pozos de desarrollo donde existe suficiente información de correlación con respecto a los fluidos de formación, se debe asumir una columna que represente la composición de gas libre y por lo tanto la presión máxima será la presión del yacimiento menos dicha columna de gas más un margen para matar el pozo.
- d) Para pozos de desarrollo donde existe suficiente información de correlación con respecto a los fluidos de formación, se debe asumir una columna que represente la composición del fluido. Se puede obtener la presión del yacimiento mediante simulaciones para determinar la presión de cierre (shut in condition), más un margen de matado de pozo. Se debe tener en cuenta que el pozo a medida que se depleta puede llegar a la condición de gas libre.
- e) Para pozos inyectores o donde se planea hacer estimulación, se debe utilizar como presión de diseño, la presión de inyección si esta es mayor a la generada por la presión de poro (como se describe en el caso de un pozo productor).
- f) El margen para matar el pozo comúnmente llamado en inglés (Bullhead kill rate) debe especificarse en el procedimiento para matar el pozo. Se debe usar un mínimo de 500 psi. Se debe considerar un valor de 1000 psi para pozos exploratorios de alta presión y alta temperatura (HPHT).
- g) Para pozos en yacimientos no convencionales el casing de producción debe ser diseñado de acuerdo al API 100-1 considerando la Máxima presión

esperada durante la fractura. Se debe incluir eventos de posible arenamiento (screenout), en donde se tenga en cuenta la máxima presión de activación de las PRV (Pressure Relief Valve, Válvula de alivio de presión) más un factor de seguridad del 20%.

- h) Para pozos en yacimientos no convencionales se deben considerar las cargas cíclicas de presión y temperatura, durante el fracturamiento multietapa, así como el incremento en el esfuerzo de doblamiento (bending stress) debido a los altos Dog Leg Severity (severidad pata de perro) combinados con ciclos térmicos en revestimiento y conexiones, durante el fracturamiento multietapa. Se debe realizar una simulación de esfuerzos combinados de tubería que incluya todos estos mecanismos de falla.
- i) Para pozos en yacimientos no convencionales se deben considerar los efectos de la formación por reactivación de fallas de cizallamiento ocasionada por cambios en los esfuerzos alrededor del pozo durante el fracturamiento multietapa.

## **5.5 POLÍTICA GENERAL PARA EL GERENCIAMIENTO DE LAS PRESIONES ANULARES DE POZOS COMPLEJOS.**

El proceso del gerenciamiento de las presiones anulares consiste en monitorear a través de mediciones directas los anulares del pozo, con el fin de evaluar en forma preliminar, las condiciones generales de integridad, mantener el control del pozo y prevenir o mitigar eventos que pudiesen terminar en liberación de fluidos a la superficie. Este proceso debe considerar los siguientes elementos:

- a) Se debe establecer la Presión Operativa máxima permitida en el cabezal del pozo (MAWOP, maximum allowable wellhead operating pressure) de acuerdo al API RP90 (última edición). Para determinar el MAWOP se debe considerar: Máxima presión del cabezal del pozo, máxima presión de trabajo de todos los elementos del completamiento obtenidas a través de una simulación de análisis de esfuerzos para todas las condiciones futuras del pozo, presión de fractura de las formaciones debajo del zapato del revestimiento, obtenida a través de pruebas (FIT, Formation Integrity Test) o la Prueba de admisión (LOT, Leak-off test), y se debe usar el método de Método de De-rateo Simple (SDM) o el Método de De-rateo Explícito (EDM) de acuerdo al API RP90 (última edición).
- b) Se deben monitorear periódicamente (mínimo cada 3 meses) y dejar documentado, las presiones de todos los anulares que no hayan sido cementados hasta la superficie. Se debe establecer un umbral cuyo valor superior límite de presión será el 50% del MAWOP, sobre este valor se debe iniciar un diagnóstico y responder a través de drenajes controlados los cambios de presión, con el fin de mitigar los riesgos a la integridad de pozo.
- c) Los cálculos del MAWOP se deben ajustar de acuerdo a la información obtenida a través de registros de corrosión, cálculo de desgaste por erosión etc. Si existe comunicación entre anulares, la determinación del MAWOP No se hará de acuerdo al API RP90.
- d) Si se observa presión en alguno de los anulares se debe verificar que está por debajo del límite superior del Umbral definido como Máxima Presión Operativa (MOP). Si la presión observada supera el MOP, se debe hacer un diagnóstico para determinar la fuente de la presión (inducida térmicamente, impuesta por el operador o presión sostenida del revestimiento) garantizado

que se de un espacio suficiente o tiempo de respuesta adecuado para poder descargar el anular si la presión de incrementa debido a la expansión térmica de los fluidos contenidos en el anular o debido a comunicación con alguna fuente de presión (formaciones presurizadas u otros anulares).

- e) Se deben revisar los valores límites del umbral periódicamente con el fin de determinar si han ocurrido cambios que requieran una actualización o ajuste de los límites del umbral.

## **5.6 POLÍTICA GENERAL PARA LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.**

Las pruebas de presión son necesarias para verificar que los elementos de barrera tienen integridad y capacidad de contener la máxima presión a la que puedan estar expuestos. Para una prueba de presión se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) El criterio básico es que el pozo debe probarse de acuerdo a la carga de presión más alta esperada durante su ciclo de vida. Sin embargo, la prueba de presión nunca debe superar la máxima presión anticipada en la superficie/cabezal (MASP por sus siglas en inglés “Maximum Anticipated Surface Pressure). La prueba de presión debe tener en cuenta eventos imprevistos como una fuga en superficie.
- b) Los anulares que vayan a ser usados para aplicar presión como soporte de presión (backup pressure) durante algún trabajo de estimulación hidráulica, deben probarse a la máxima presión de soporte de diseño por al menos por (1) una hora confirmando integridad del mismo.

- c) Las pruebas de presión deben considerar las presiones máximas permitidas así como el desgaste del casing o de los elementos de barrera por erosión. Para verificar el desgaste en pozos viejos o donde se presuma la erosión se debe correr un registro de calibración del diámetro interno del tubular.
- d) Para las pruebas positivas (Aplicando presión al elemento de barrera desde la superficie) algunos elementos de barrera según su tabla de criterio de aceptación (TCA), requieren prueba de presión en baja además de la prueba en alta. La presión y duración de la prueba del elemento de barrera se define según su tabla de criterio de aceptación (TCA). La prueba positiva de un elemento debe ser de mínimo (1) una hora con el fin de asegurar la estabilidad y el desbalance de presiones causado por aire en las columnas de fluido.
- e) Para pruebas negativas (reduciendo la presión por encima del elemento de barrera desde la superficie y generando una presión diferencial negativa sobre el elemento), la barrera secundaria debe estar probada en caso de que la prueba falle. Los elementos de barrera que tienen posiciones de apertura y cierre, deben ser probados en posición de cierre. Durante la prueba se debe tener la posibilidad de desplazar de nuevo y de forma inmediata al fluido original en caso de detectar influjo. Durante el desplazamiento se mantiene la BOP cerrada y la presión de fondo constante. Al terminar el desplazamiento el pozo se cierra manteniendo la presión de fondo constante. La prueba negativa de un elemento o una barrera debe ser de mínimo seis (6) horas.
- f) Para pozos con flujo natural o de gas, los topes de los liners deben ser probados negativamente con una presión de prueba diferencial equivalente

a la mayor presión estimada de las formaciones debajo del traslape del liner menos la presión hidrostática del agua a la profundidad del tope del liner.

- g) Las formaciones impermeables son consideradas como un elemento de barrera. Las pruebas de integridad de formación que normalmente se conocen (Formation Integrity Test- FIT/ Leak-off Test - LOT/ Extended Leak-off Test -XLOT) deben usarse para determinar la resistencia de la formación.

#### **5.7 POLÍTICA GENERAL PARA POZOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES QUE VAN A SER FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE.**

- a) Se debe seguir una metodología de análisis de riesgos para evaluar el impacto en caso de que otro pozo cercano sea afectado por el fracturamiento hidráulico. Además de la cercanía de los pozos con el área definida se debe tener en cuenta si hay fallas u otras heterogeneidades geológicas que puedan potencialmente conectar la fractura con algún otro pozo. El análisis de riesgos debe incluir la mitigación de cada riesgo identificado con el fin de proteger la pérdida de contención.
- b) Se debe aislar con cemento todo el acuífero aprovechable de tal manera que se garantice el flujo no cruzado de fluidos entre las zonas adyacentes al acuífero, así mismo se debe verificar de calidad del cemento con registros eléctricos (CBL/USIT).
- c) El revestimiento productor debe ser cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan”. Adicionalmente para pozos horizontales se debe cementar hasta llenar el anular del revestimiento de producción al menos 500 pies por encima

de la zona productiva más superficial. Adicionalmente, el cemento debe alcanzar una resistencia compresiva de 400 psi en las 24 horas y 800 psi en las 72 horas.

- j) El revestimiento (casing) productor debe ser probado a la máxima presión estimada de fractura incluyendo eventos de posible arenamiento (screenout), en donde se tenga en cuenta la máxima presión de activación de las PRV (Pressure Relief Valve, Válvula de alivio de presión) más un factor de seguridad del 20%.
  
- d) Se debe definir un área tridimensional en el subsuelo donde exista potencial de migración no controlada de fluidos asociados al fracturamiento hidráulico. Dicha área se debe determinar teniendo en cuenta los pozos cercanos, la heterogeneidad geológica de los estratos rocosos, la permeabilidad, los esfuerzos, las fracturas naturales, las fallas activas, la dirección de crecimiento de la fractura (altura, longitud media) diseñada. La altura del área definida será controlada por las capas consideradas barreras geológicas de contención de la fractura. La longitud del área, la cual es perpendicular a la dirección de propagación de la fractura, estará controlada por la longitud de la sección horizontal del pozo más una distancia adicional mínima. El ancho del área se determinará en la misma dirección de la propagación de la fractura más un factor de seguridad del 20%.
  
- e) Se deben determinar el tope y base del acuífero aprovechable con base en las pruebas de caracterización que se realizarán con los pozos captadores, con esta información se debe ajustar profundidad del revestimiento para aislar los acuíferos aprovechables.

- f) Se debe contar con una red de monitoreo (piezómetros) de acuíferos aprovechables confiable, y que en tiempo real permita la adquisición de información de calidad de agua.
- g) No se podrán realizar operaciones a menos de 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.
- h) Se debe monitorear la presión en todos los anulares del pozo durante la estimulación hidráulica multietapa. Se debe suspender la operación si se identifican comunicaciones de las presiones de fractura en los anulares del pozo.
- i) No se deberá efectuar ninguna operación de fracturamiento hidráulico a menos de 1 Km de una falla activa identificada.

## **5.8 POLÍTICA GENERAL PARA ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.**

La última etapa del ciclo de vida de un pozo, incluye la instalación de barreras permanentes. Para este caso se debe asegurar el correcto abandono de todas las zonas productoras/injectoras y la protección de los acuíferos superficiales y profundos con perspectiva de durabilidad permanente. Se deben seguir las directrices establecidas por la Resolución 181495 de septiembre de 2009 Ministerio de Minas y Energía, Artículo 32, modificado por la Resolución 40048 de enero de 2015.

- a) En los pozos de abandono definitivo, se deben instalar las barreras permanentes requeridas para aislar las formaciones permeables, yacimientos y fuentes de influjo de tal forma que permita prevenir el escape

de fluidos de las formaciones productoras o inyectoras hacia el medio ambiente. Prevenir flujo cruzado entre formaciones o yacimientos. Prevenir contaminación de acuíferos. Aislar materiales radiactivos u otros materiales peligrosos dejados en el pozo durante las operaciones y que no pudieron ser recuperados (pescados) y finalmente cumplir con las regulaciones y requerimientos legales.

- b) Se deben identificar todas las formaciones expuestas a flujo en el momento del abandono del pozo y las formaciones adyacentes como sellos naturales y formaciones con potencial de influjo futuro.
- c) Se debe Identificar el estado del pozo en el momento del abandono: Estado de los revestimientos, cementación original, sidetracks (desviaciones), pescados, restricciones, desgastes, colapsos, fracturas, corrosión, etc.
- d) Se deben Identificar potenciales puntos de fuga en elementos del completamiento.
- e) Se debe hacer un análisis previo de presiones en los anulares y determinación de la fuente. Considerar Fuerzas tectónicas y sismicidad así como Identificar temperatura actual y futura (proyectos EOR) de los yacimientos con el fin de prevenir afectación de los pozos abandonados por estas actividades.
- f) Todas las zonas permeables abiertas a producción deberán ser aisladas con un mínimo de una barrera permanente (barrera primaria).
- g) Una barrera primaria, podrá ser complementada con una barrera secundaria para los casos en los que se tengan formaciones productoras de hidrocarburos, acuíferos y/o formaciones sobre-presurizadas, la cual cumple

una función de respaldo a la barrera primaria. La localización de barrera primaria deberá localizarse sobre el punto más alto de la zona permeable o lo más cercano posible. La segunda barrera, se deberá instalar sobre la primera barrera considerando la fuente de influjo.

- h) Los tapones en hueco revestido (casing) deberán ubicarse en intervalos de profundidad donde se consiga obtener una barrera a través de la sección transversal del pozo, incluyendo los anulares y/o sellos litológicos (sello natural). Para tal fin, deberá existir verificación o evaluación de la calidad o integridad del cemento en el espacio entre los anulares.
- i) En caso que la cementación original sea insuficiente o defectuosa para ser considerada como elemento de barrera aceptable, se puede considerar una cementación remedial para asegurar sello en el espacio anular.
- j) Instalar en cabeza de pozo un tapón de cemento de superficie.
- k) Se debe realizar un diagrama esquemático con las barreras que serán instaladas en el pozo.
- l) Todas las barreras instaladas durante el abandono del pozo deben ser verificadas de acuerdo los criterios definidos en el diagrama de cada elemento de barrera, verificando el estado de la cementación original mediante registros de cemento (ejemplo registro CVL-VDL y Ultrasónico).
- m) Se deben probar todos los tapones que se instalen por debajo del tapón de superficie. Dicha prueba de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181495 de septiembre de 2009 Ministerio de Minas y Energía, Artículo 32, modificado por la Resolución 40048 de enero de 2015 Si se utiliza un tapón mecánico como soporte del tapón de cemento, con la prueba de presión del tapón

mecánico es suficiente. Se deben dejar los registros de las pruebas de verificación de los tapones y los elementos de barrera empleados para el abandono en los reportes de operaciones.

## **5.9 POLÍTICA GENERAL PARA EL MANEJO DEL CAMBIO.**

La operación de pozos en particular necesita un sistema estructurado de manejo del cambio dado la naturaleza cambiante y desafiante que requiere revisiones de materiales, sustancias, procedimientos, equipos, productos y tecnología así como rotación del personal, cambios en la estructura organizacional que pueden de una forma u otra impactar negativamente el desempeño y continuidad de los programas, planes o estrategias de integridad de un activo

- a) Todas las operaciones en pozos de Ecopetrol, deben considerar un sistema de manejo para cambios temporales o permanentes de tecnología, facilidades, equipo, operaciones y organización para garantizar la integridad y seguridad de las operaciones.
- b) Cada Vicepresidencia debe desarrollar e implementar un sistema de Manejo del Cambio con procedimiento documentado, roles y responsabilidades en cada etapa del MOC (Manage of change por sus siglas en inglés) con autoridades técnicas identificadas que revisen y aprueben todo cambio técnico relacionado con los pozos.
- c) El MOC debe incluir un análisis de riesgos, medidas de mitigación de los riesgos asociados al cambio claramente identificadas, especificación del tiempo en el que permanecerá el cambio y revisión del impacto en escenarios de emergencia entre otros.

## 6 CONCLUSIONES.

- ✓ A través de una revisión bibliográfica se describieron los elementos y mecanismos por los cuales se puede comprometer la integridad mecánica de los pozos de petróleo y gas.
- ✓ Se evaluaron diferentes políticas, normas y estándares locales e internacionales de aseguramiento de integridad de pozos de petróleo y gas, y se seleccionaron estándares que se podían adoptar en los procesos internos de Ecopetrol, con el fin de evitar que la compañía se exponga a eventos que le generen impactos negativos en el entorno social, ambiental y económico.
- ✓ Se propuso una metodología de evaluación de integridad de pozo que se puede implementar en procesos: WDP (Well Delivery Process) y el proceso WIP (Well Intervention Process) de Ecopetrol.
- ✓ Finalmente se generó un documento que contiene un modelo de política con las directrices útiles para mantener y asegurar la integridad de pozos complejos en Ecopetrol.

## **7 RECOMENDACIONES.**

- ✓ Se recomienda revisar la política con las autoridades técnicas respectivas a través de talleres de discusión, con el fin de fortalecer la misma, incluyendo aspectos adicionales que se considere deban incluirse.
  
- ✓ Se recomienda que la política de integridad de pozo sea consultada para todas las bases de diseño de pozos complejos. Adicionalmente se recomienda sea referenciada en todos los procesos y programas operacionales en todos los campos: Perforación, reacondicionamiento, completamiento, suspensión, abandono etc., así como en los manuales de operación de pozos.
  
- ✓ Se recomienda que la política de integridad sea desplegada desde la Vicepresidencia ejecutiva y así mismo divulgada a través de los diferentes medios con el fin de que sea ampliamente reconocida y utilizada por las diferentes áreas operativas.
  
- ✓ Se recomienda hacer revisiones anuales de la política de integridad para que sea actualizada de acuerdo a los cambios y necesidades en los procesos internos de Ecopetrol.



## BIBLIOGRAFÍA


- ✓ Norsok, D. (2013). 010. Well integrity in drilling and well operations. *Standards Norway, Rev, 4.*
- ✓ Mahmoud Khalifeh, Arild Saasen. Introduction to Permanent Plug and Abandonment, *Stavanger, Norway. Ocean Engineering & Oceanography 2020.*
- ✓ RP90, A. P. I. (2006). Annular casing pressure management for offshore wells. *American Petroleum Institute, Washington, DC.*
- ✓ RP90-2, A. P. I. (2006). *Annular casing pressure management for onshore wells. API recommended Practice Ballot Draft.*
- ✓ ISO/TS 16530-2 (2013) *Well integrity for the operational phase. International Organization for Standardization.*
- ✓ API RP 57. (1986) Offshore Well Completion, Servicing, Workover, and Plug and Abandonment. Operations. *American Petroleum Institute.*
- ✓ API RP 100-1 (2015) *Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment.*
- ✓ API RP 100-2 (2015) *Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing.*
- ✓ API SPECIFICATION 6A twenty-first edition, (2018). *Specification for Wellhead and Tree Equipment.*
- ✓ API BULLETIN 5C3 SIXTH EDITION, (1994). *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties.*
- ✓ API RP 14B (2015) *Design, Installation, Operation, Test, and Redress of Subsurface Safety Valve Systems.*

- ✓ API Spec 11D1 (2008). *Preview .Packers and Bridge Plugs, Third Edition (ISO 14310:2008, Modified Adoption), Includes Errata 1 (2019)*
- ✓ NACE MR0175/ ISO 15156-1 2001(E), *Petroleum and natural gas industries Materials for use in H2S-containing Environments in oil and gas production.*
- ✓ API 65-2 (2010). *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, Second Edition/ Policy for Well Integrity Assurance. (1998). BP Exploration Colombia. Version 1.2.*
- ✓ API RP 96 (2013). *Deepwater Well Design and Construction.*
- ✓ King, G. E., & King, D. E. (2013). Environmental risk arising from well-construction failure-- differences between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations, and well age. *SPE Production & Operations*, 28(04), 323-344.
- ✓ Dethlefs, J., & Chastain, B. (2012). Assessing well-integrity risk: A qualitative model. *SPE Drilling & Completion*, 27(02), 294-302.
- ✓ Daghmouni, H., El Mancí, M., Rady, A., Aly, S., & Shattawah, Y. (2010, January). Well integrity management system (WIMS) development. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ Annandale, A., & Copping, S. R. (2009, January). A systematic approach to well integrity management. In *SPE Digital Energy Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ An Introduction to Well Integrity (2012), Norwegian Oil and Gas Association's Well Integrity Forum (WIF) and professors at NTNU and UiS.
- ✓ Corneliussen, K., Sorli, F., Haga, H. B., Menezes, C. A., Tenold, E., Grimbert, B., & Owren, K. (2007, January). Well Integrity Management System (WIMS)-A systematic way of describing the actual and historic integrity status of operational wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ *Resolución 90341 (27 marzo de 2014) Requerimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.*

- ✓ *Resolución 181495 de septiembre de 2009 Ministerio de Minas y Energía, Artículo 32, modificado por la Resolución 40048 de enero de 2015.*
- ✓ Hasan, R., Izgec, B., & Kabir, S. (2010). Sustaining production by managing annular-pressure buildup. *SPE Production & Operations*, 25(02), 195-203.
- ✓ Dethlefs, J., & Chastain, B. (2012). Assessing well-integrity risk: A qualitative model. *SPE Drilling & Completion*, 27(02), 294-302.
- ✓ API RP 59 (2006), *Recommended Practice for Well Control Operations*.
- ✓ Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40048 de 2015, Artículo 30, República de Colombia.
- ✓ ECOPETROL S.A, Guía de integridad de Pozos para los campos Cupiagua y Cupiagua Sur”, 2015, Código PCG-G-057, Bogotá, Colombia.
- ✓ Ministerio de Minas y Energía, Resolución 148 1495 de 2009, Artículo 32, República de Colombia.

Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40048 de 2015, Artículo 30, República de Colombia

# Anexo A. Formato de evaluación de integridad de pozo.

		FORMATO PARA EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO														
		INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN														
		IDA-F-011	Elaborado 30/03/2020	Versión: 1												
INSTRUCCIONES PARA DILIGENCIAMIENTO																
INFORMACIÓN	<p><b>Este formato permite la evaluación de las barreras de un pozo. Se puede usar con dos objetivos:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Para verificar la condición de un pozo a intervenir o un pozo activo:</b> En este caso, se evalúan las barreras, condición y prueba de las mismas, MAWOP (Máxima presión permitida en cabeza de pozo - anular) y se define si el pozo tiene integridad. El entregable es el pozo con su condición (Riesgo Alto, medio o Bajo) y las acciones para que el pozo pueda tener integridad, ya sea para intervenir o en el caso extremo, proceder a abandonarlo.</li> <li><b>Entregable de un pozo nuevo:</b> En este caso, después de completado el pozo, se registran las barreras con sus componentes, se registra cómo se verificaron o probaron, y se indica cómo se debe hacer monitoreo a cada barrera (<b>Incluido el MAWOP</b>).</li> </ol>															
Información general del pozo	<ol style="list-style-type: none"> <li>Diligenciar la fecha de evaluación, la información general del pozo. Para el caso de <b>estado actual</b> seleccionar el listado desplegable entre Abandonado, Suspendido, Cerrado y Activo. En <b>Tipo de pozo:</b> Seleccionar en el listado desplegable. En <b>Completamiento:</b> Seleccionar en el listado desplegable.</li> </ol>															
objetivo de la Evaluación.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Se debe especificar el objetivo de la Evaluación, si es de un pozo activo, si es para una intervención de WO o WS, si es un pozo nuevo, o una conversión de pozo.</li> </ol>															
MAWOP	<ol style="list-style-type: none"> <li>Se deben colocar los valores de MAWOP y MOP de cada anular evaluados en la hoja de Cálculo MAWOP. Y a el formato trae el valor automáticamente.</li> </ol>															
Datos Generales y Actuales del pozo.	<ol style="list-style-type: none"> <li>En esta sección se incluyen datos relevantes para iniciar la evaluación de integridad, como máxima desviación y DLS, presiones anulares, en caso de <b>Diagnostico Inicial Completamiento:</b> Es como se encuentra actualmente el completamiento del pozo, fallado, con fuga o si es nuevo etc. Además de las fechas de registros de la última instalación de completamiento.</li> </ol>															
Evaluación de Integridad	<ol style="list-style-type: none"> <li><b>Definición de barrera:</b> Conjunto de elementos de barrera que conforman una envolvente en el pozo, capaz de prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones, incluyendo los acuíferos que haya atravesado el pozo. Los términos "Barrera" o "Barrera Envolvente" tienen el mismo significado en este documento. Sistema de uno o varios elementos de barrera dependientes que contienen fluidos dentro de un pozo para prevenir flujo incontrolado dentro o fuera del pozo.                     <ul style="list-style-type: none"> <li><b>BARRERA DE POZO PRIMARIA (Color azul):</b> Barrera que se encuentra expuesta al fluido de formación y por lo tanto la que primero contiene el movimiento no controlado de este hacia la superficie o hacia otra formación dentro del pozo.</li> <li><b>BARRERA DE POZO SECUNDARIA (Color rojo):</b> Barrera que no se encuentra expuesta al fluido de formación y que provee redundancia en caso de falla o ruptura en la barrera prima.</li> </ul> </li> <li>Realizar en visio el diagrama de barreras para el pozo a ser evaluado.</li> <li>Evaluación de las Barreras.                     <ol style="list-style-type: none"> <li><b>ELEMENTOS:</b> Identificar todos los componentes que componen la barrera (Entre todos deben ser una envolvente cerrada). (Ref. Guiarse del formato de la Base de datos para la evaluación)</li> <li><b>VERIFICACIÓN:</b> Indicar la forma con la cual se verificó esta barrera (Presión según registro conocido, o registros de integridad o cemento, o presiones anulares existentes en el pozo o estado de completamiento etc.). Para pozos nuevos (Indicar cómo se verificó la integridad de la barrera en la instalación). (Ref. Guiarse del formato de la Base de datos para la evaluación).</li> <li><b>RIESGOS POR ELEMENTO:</b> Se debe colocar el nivel de riesgo por elemento, riesgos Alto, medio y Bajo. (Ref. Guiarse del formato de la Base de datos para la evaluación, para identificar cual es el nivel de riesgo por elemento)</li> <li><b>MONITOREO:</b> Registrar cómo se está monitoreando actualmente cada elemento. Para pozos nuevos (Indicar cómo se realizará el monitoreo de cada elemento).</li> <li><b>RIESGO DE BARRERA:</b> Si al menos uno de los elementos presenta riesgo alto o medio, la barrera presenta riesgo alto o medio, en el caso de riesgo bajo todos los elementos deben tener riesgo bajo. Para pozos nuevos deben cumplir todas las barreras para hacer la entrega al activo. En esta sección presenta una lista desplegable por seleccionar. La evaluación final del riesgo se homologa con los criterios definidos por WIMS y ECOSMP para definir el nivel de degradación que tienen las barreras instaladas en el pozo, esto permite clasificar las barreras según el nivel de degradación. Ver Anexo Nivel de Degradación WIMS. Para un pozo nuevo la clasificación debe ser A o B para que sea entregado al activo. En <b>Detalle</b> se deben incluir datos relevantes de la evaluación. En <b>Acciones</b> deben colocarse las acciones necesarias para llegar a la condición óptima de integridad. O acciones de monitoreo para el seguimiento de la condición de la barrera.</li> </ol> </li> </ol>															
Resultado	<table border="1"> <thead> <tr> <th>CLASIFICACION</th> <th>DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #90EE90;">A</td> <td>Pozo Saludable</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;">B</td> <td>Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFA500;">C</td> <td>Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;">D</td> <td>Una barrera crítica y la otra degradada</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #800000;">E</td> <td>Ambas barreras críticas</td> </tr> </tbody> </table>				CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION	A	Pozo Saludable	B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta	C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada	D	Una barrera crítica y la otra degradada	E	Ambas barreras críticas
CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION															
A	Pozo Saludable															
B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta															
C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada															
D	Una barrera crítica y la otra degradada															
E	Ambas barreras críticas															
CÁLCULO MAWOP (API-RP-90) (WIMS CODE:DPD-G-188)	<p><b>CONCEPTOS:</b></p> <p><b>Máxima Presión Operativa Permitida en Cabeza de Pozo - MAWOP (Maximum Allowed WellHead Operating Pressure)</b> : es el parámetro de referencia para el manejo de presiones anulares en la fase de operación e intervenciones.</p> <p>El valor de MAWOP está determinado por el menor valor de "rating" calculado después de evaluar todos los componentes que integran la envolvente del anular y que a su vez tiene en cuenta factores de seguridad que de manera muy conservadora buscan considerar el desgaste estimado de estos elementos durante el tiempo de uso del pozo antes de su abandono.</p> <p><b>Máxima Presión Operativa en el Anular- MOP (Maximum Operational Pressure)</b> : es el valor que define el tope máximo de presión que un anular puede observar de manera segura sin que se comprometa la integridad de sus barreras.</p> <p>Si la presión observada en el anular no supera el valor MOP, se considera que la presión está dentro de parámetros aceptables y solo requiere ser monitoreada. Desde la base del principio de ALARP no es necesario tener presión de cero en el anular y el valor de MOP determina el valor razonablemente más alto que se puede tolerar sin tomar acciones diferentes al monitoreo.</p> <p><b>Instructivo de llenado:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Dirigirse a la Hoja de de "Cálculo MAWOP".</li> <li>Completar la información general del pozo.</li> <li>En la tabla de información técnica incluir todos los equipos que puedan estar en contacto en cada uno de los anulares A y B. con la especificación técnica necesaria para el cálculo. Ejemplo: Anular A: liner y/o Casing de producción, casing intermedio, tubería de producción, empaque, camisa o accesorios de completamiento por encima del empaque o empaque superior, tope del liner, WellHead, entre otros. Anular B: casing de superficie, casing conductor, etc.</li> <li>Se debe calcular la presión de trabajo de cada uno de los componentes de cada Anular, para este cálculo el formato en su parte central presenta la manera de realizarlo por componente.</li> <li>Se debe calcular la máxima presión permitida segura sin llegar a fracturar la formación, la cual se realiza en el punto 4. de la sección central.</li> <li>En la tabla de "CALCULO DE MAWOP", en la columna de tubería o componente se coloca la descripción de cada componente que aplique para cada anular, en la columna "MAWOP (Psi)" se realiza el cálculo de la presión de trabajo de cada componente o tubería según la manera de cálculo descrita en la sección central del formato.</li> <li>Después del realizado el punto 6., el formato calcula inmediatamente el MAWOP y MOP para cada anular.</li> </ol>															
Referencias:	<ol style="list-style-type: none"> <li>Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos. WIMS - Well Integrity Management System Código DPD-G-188.</li> <li>"Anular Casing Pressure Management for Onshore Wells" API RECOMMENDED PRACTICE 90-2 FIRST EDITION, APRIL 2016.</li> </ol>															
<small>Todos los derechos reservados a Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción o copia o transmisión digital o publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún punto de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con los derechos reservados que autor y/o titular en la legislación vigente.</small>																



FORMATO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO

INTERVENCIONES Y DESCONTINUACION DE ACTIVOS DE PRODUCCION - IDA  
VERIFICACION DE DESARROLLO Y PRODUCCION

IDA-F-011

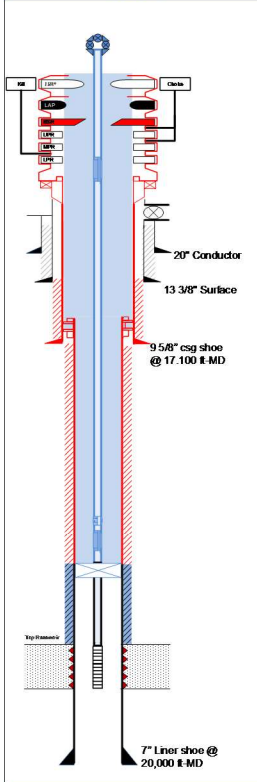
Elaborado  
26/03/2020

Versión: 1

INFORMACION GENERAL

FECHA	GERENCIA REGIONAL	CAMPO	PROYECTO	POZO	ESTADO ACTUAL	TIPO DE POZO	COMPLETAMIENTO	SLA INSTALADO
4 de junio de 2020	GPY		IMTA-1	IMTA-1	Activo	Exploración	EN FRESCO REVESTIDO	FLUIDO NATURAL

ESQUEMATICO



OBJETIVO DE LA EVALUACION

Realizar una evaluación de integridad para las barreras entre la zona RSC/ MCP en el pozo IMTA-1, pozo IMTEL.

RESULTADO MAWOP Y MOP

	Barrera A	Barrera B	Barrera C
MAWOP (Psi)	928	844	316,5
MOP (Psi)			

DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO

Máx inclinación @ Prof (F1) :	Presión Anular A, (Psi) : TBD	Fecha Registro de Cemento : TBD
Máx. DLS* / 100 R @ Prof (F1) :	Presión Anular B, (Psi) : TBD	Fecha Registro de Integridad : N/A
Fondo de Pozo (F1) : 20,000	Diagnostico inicial Completamiento : Pozo Nuevo	Fecha Última Instalación : TBD

EVALUACION DE BARRERAS DE INTEGRIDAD

BARRERA PRIMARIA		VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 1
1	Surface Test Tere	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Prueba a 150psi antes de la operación	BUJO
2	Landring String	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
3	Isolating Well Control Valve	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
4	Isolating 3-1/2"	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
5	ICP HHO Assembly	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
6	Well Test Header 7" x 3-1/2"	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
7	Isolating Well Control Valve	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular A	
8	Isolating Well Control Valve	Registro de calidad de cemento OK Sellado de CIL necesario a liberar en mismo IWB	BUJO	No es posible monitorear	
9	Columna de Fluido	Densidad de fluido calculada con base en la presión de formación. 300 psi equivalente	BUJO	Trayecto de viaje y monitoreo de densidad de fluido	

BARRERA SECUNDARIA		VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 2
10	Isolating Well Control Valve	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Pruebas de integridad durante la corrida @ 150psi	BUJO
11	Wellhead	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Observación de fluido o presión en superficie	
12	Casing 9-5/8"	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular B	
13	Casing 9-5/8"	Prueba de presión @ 150psi	BUJO	Monitoreo anular B	
14	Cemented Casing 9-5/8"	Registro de calidad de cemento OK Sellado de CIL necesario a liberar en mismo IWB	BUJO	No es posible monitorear	
15	Isolating Well Control Valve				
16					
17					
18					

RESULTADO

APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES	CLASIFICACION - NIVEL DE DEGRADACION
PRODUCCION	BARRERA 1	BAJO	Todos los elementos de barrera existen y fueron probados a las presiones de trabajo y/o cumplen los requisitos mínimos bajo la norma NORSOK-D-010 Y API-90-2	1. Monitoreo de cada barrera según recomendaciones ambas. 2. Seguimiento de MCP y MAWOP calculados.	A
	BARRERA 2	BAJO	Todos los elementos de barrera existen y fueron probados a las presiones de trabajo y/o cumplen los requisitos mínimos bajo la norma NORSOK-D-010 Y API-90-2	1. Monitoreo de cada barrera según recomendaciones ambas. 2. Seguimiento de MCP y MAWOP calculados.	

Datos de referencia para definir clasificación - Nivel de degradación

Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad

Barrera 1	Barrera 2	Clasificación
Bajo	Bajo	A
Bajo	Medio	A
Bajo	Alto	B
Medio	Bajo	B
Medio	Medio	C
Medio	Alto	C
Alto	Bajo	D
Alto	Medio	D
Alto	Alto	E


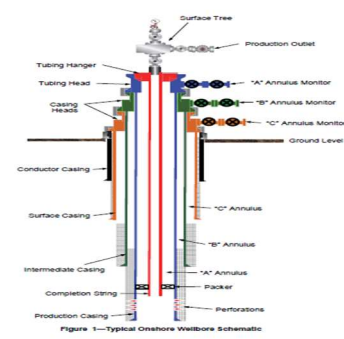
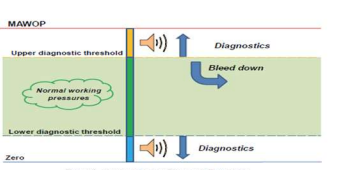
CLASIFICACION DE LAS BARRERAS SEGUN EL GRADO DE DEGRADACION

CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION
A	Pozo Saludable
B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta
C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada
D	Una barrera crítica y la otra degradada
E	Ambas barreras críticas

COMENTARIOS

Elaboró	Nombre	Fecha	Revisó	Nombre	Fecha	Aprobó	Nombre	Fecha
---------	--------	-------	--------	--------	-------	--------	--------	-------

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la legislación vigente.

		<b>FORMATO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO</b> <b>Hoja de Cálculo MAWOP</b>										
		INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN										
<b>IDA-F-011</b>		<b>Elaborado</b> <b>30/03/2020</b>		<b>Versión: 1</b>								
INFORMACION GENERAL												
FECHA	GERENCIA REGIONAL	CAMPO	PROYECTO	POZO								
4/06/2020		VEX	NAFTA	NAFTA-1								
MAXIMUM ALLOWABLE WELLHEAD OPERATING PRESSURE - MAWOP												
INFORMACION TÉCNICA												
Revestimiento	Diámetro (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Presión de Colapso (Psi)	Presión de Estallido (Psi)					
Conductor 20"	20"	94	K-55	0	40	520	2110					
Superficie 13 3/8"	13 3/8"	68	K-55	0	992	1950	3450					
Intermedio 9 5/8"	9 5/8"	47	P-110	0	8501	5310	9440					
Línea 7"	7"	29	P-110	8254	9648	8510	11220					
Tubería de Producción 3 1/2"	3 1/2"	9.3	H-80	0	8461	10540	10160					
Tubería de Producción 2 7/8"	2 7/8"	6.5	H-80	8461	8508	15000	15000					
2.81 Sliding Sleeve X perfil	3 1/2"			8462	8462	15000	15000					
Tope del liner 7"						15000	15000					
Cabezal	Diámetro (in)	Presión de trabajo (psi)										
		15000										
<b>De acuerdo al "Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells" API RECOMMENDED PRACTICE 90-2 FIRST EDITION, APRIL 2016.</b>												
<b>a. Presión de trabajo de cabezal - Well Head Section Rating:</b>												
<b>Componente Presión de trabajo de cabezal (Well Head Rating Component): 0,8 RWP</b>												
<b>b. Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Ratings Components):</b>												
<b>Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Rating Component): 0,8 RWP</b>												
La Evaluación de los componentes del Upper Completion se realiza por medio del Análisis de esfuerzos WellCAT con la carga de mínima presión anular disponible.												
<b>c. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sarta de tubería internas:</b>												
Se definió el "Simple Derating Methods" para la evaluación de los tubulares como sigue:												
<b>50% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.</b>												
<b>75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.</b>												
<b>80% de la mínima Presión de Estallido del casing externo siguiente del evaluado.</b>												
La Evaluación de los tubulares expuestos al anular A deben ser evaluados por medio de Análisis de esfuerzos del software WellCAT con la carga de Máxima presión anular disponible.												
<b>d. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sarta de revestimiento mas externo:</b>												
<b>30% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.</b>												
<b>75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.</b>												
<b>e. Fractura de la Formación (Formation Fracture Break Down Pressure):</b>												
Fractura de las formaciones expuestas por debajo de la profundidad del tubular externo (si está presente):												
<b>Formation fracture breakdown component = 0.8(TVD(FG - FWG Fluid weight gradient))</b>												
<table border="1"> <tr> <td>Profundidad TVD (ft)</td> <td>20000</td> </tr> <tr> <td>Gradiente de Fractura FG (ps/ft)</td> <td>0,96</td> </tr> <tr> <td>Gradiente del Peso del Fluido FWG (ps/ft)</td> <td>0,84396</td> </tr> <tr> <td><b>Formation fracture breakdown component (PSI)</b></td> <td><b>1856,64</b></td> </tr> </table>					Profundidad TVD (ft)	20000	Gradiente de Fractura FG (ps/ft)	0,96	Gradiente del Peso del Fluido FWG (ps/ft)	0,84396	<b>Formation fracture breakdown component (PSI)</b>	<b>1856,64</b>
Profundidad TVD (ft)	20000											
Gradiente de Fractura FG (ps/ft)	0,96											
Gradiente del Peso del Fluido FWG (ps/ft)	0,84396											
<b>Formation fracture breakdown component (PSI)</b>	<b>1856,64</b>											
<b>Notas:</b> 1. En las celdas grises escribir los valores y en la celda en verde se calcula el valor del Formation fracture breakdown component. 2. El gradiente del peso de fluido es el que se encuentra en el anular. (Agua, Aceite, Lodo, Etc.). 3. Usar la formación expuesta con el menor gradiente de fractura (LOT o FIT)												
												
												
CÁLCULO DE MAWOP POR ANULAR												
ANULAR	Tubular o Componente	MAWOP (Psi)	Comentarios									
Anular A	50% Estallido casing evaluado - [ ]	4720										
Anular A	75% Colapso Tubular interno - [ ]	7,905										
Anular A	80% Estallido casing externo al evaluado [ ]	2760										
Anular A	Fractura de la formación [ ]	1856,64										
Anular A												
Anular A												
Anular A												
Anular A												
Anular A												
<b>ANULAR A</b>		<b>1857</b>										
Anular B	50% Estallido casing evaluado - [ ]	1725										
Anular B	75% Colapso Tubular interno - [ ]	3983										
Anular B	80% Estallido casing externo al evaluado [ ]	1688										
Anular B	Fractura de la formación [ ]											
Anular B												
Anular B												
<b>ANULAR B</b>		<b>1688</b>										
Anular C	30% de la mínima Presión estallido Casing Evaluado	633										
Anular C	75% de la mínima Presión de Colapso Tubular interno	1463										
Anular C												
Anular C												
Anular C												
Anular C												
<b>ANULAR C</b>		<b>633</b>										
RESUMEN DE RESULTADOS												
ANULAR	MAWOP (Psi)	MOP (Psi)										
ANULAR A	1857	928,32										
ANULAR B	1688	844										
ANULAR C	633	316,5										

		<b>FORMATO EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE POZO</b> <b>RESTRICTIVO PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD</b>		
		<b>INTERVENCIÓN Y DESMONTAJE DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA</b> <b>VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN</b>		
IDA-F-011		Elaborado 30/03/2020	Versión: 1	
<b>NIVEL DE RIESGOS DE BARRERAS PARA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD</b>				
<b>1. EVALUACIÓN DE CEMENTO - ZONA DE INTERÉS E INTERMEDIO</b>				
<b>VERIFICACIÓN</b>		<b>RIESGO</b>		
<b>Cemento Bueno</b>	1. El CBL debe estar por debajo o igual de lo relacionado en la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016. 2. Sello por encima del empaque superior o del tope de los cañones hacia arriba mínimo de 50 ft. 3. Con pocos canales sin comunicación.	<b>ALTO</b>	- Cemento Regular	
<b>Cemento Aceptable</b>	1. Zonas de buenos sellos con CBL menor o igual a la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016, que permite realizar la inyección y ubicación de empaques de BHA. 2. Sello mínimo de 30 ft por encima de la profundidad del empaque superior o del tope de los cañones hacia arriba. 3. Cemento con canales no conectados.	<b>MEDIO</b>	- Pendiente Información - Cemento Aceptable - Tomar registro	
<b>Cemento Regular</b>	Condición del cemento en condiciones no favorables, pocos sellos, canales comunicados y con valores de CBL mayores a los de la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016. (posible cementación remedial)	<b>BAJO</b>	- Cemento Bueno	
<b>Pendiente de Información</b>	1. No se cuenta con el registro de cementación. 2. El registro no está completo en toda la zona de inyección. 3. Es necesario tomar el registro de cementación; la antigüedad del registro es > 5 años	Nota: Cuando se cuenta con casing hasta superficie no es necesario evaluar la calidad de cemento en el casing intermedio		
<b>2. EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTO</b>				
<b>VERIFICACIÓN</b>		<b>RIESGO</b>		
<b>Buena condición</b>	1. Pozo en condiciones normales de producción o inyección 2. Sin evidencia de presión anular o fluidos en superficie. 3. Sin falla mecánica	<b>ALTO</b>	- Presión anular mayor a MAWOP - Falla Mecánica que afecta la integridad del completamiento. - Fuga que afecta el anular A. - Riesgo en la instalación de completamiento o empaques debido a deformaciones con IDs menores al drift o Ovalidades mayores de 5%.	
<b>Fuga</b>	1. Evidencia de fuga que comprometa la integridad del completamiento 2. Fuga que se manifieste en superficie	<b>MEDIO</b>	- Presión anular entre MOP y MAWOP - Falla mecánica que es posible solucionar rigless - Sin información - Fuga en el BHA o debajo del empaque superior	
<b>Falla Mecánica</b>	1. Falla Mecánica que comprometa la integridad del completamiento 2. Descado o herramientas dejadas en fondo que puedan afectar la integridad del completamiento	<b>BAJO</b>	- Presión anular cero o debajo de MOP - Buena condición - Se podrá correr el completamiento o empaques sin problemas sin deformaciones con IDs cerca al nominal y ovalidades menores al 2%.	
<b>Presión Anular</b>	1. Se registra presión en el anular del pozo	Nota: Esta evaluación No Aplica cuando NO se tiene sello anular, es decir un empaque que aisle un BHA con el cabezal del pozo		
<b>Corrida del completamiento</b>	1. Verificación de deformación con ID del casing menor al drift del pozo y ovalidades tomado por el registro de integridad que afecte la comida del completamiento.			
<b>Sin Información</b>	1. No se cuenta con información detallada del completamiento			
<b>3. EVALUACIÓN DEL CASING - ZONA DE INTERÉS E INTERMEDIO</b>				
<b>VERIFICACIÓN</b>		<b>RIESGO* (Ver notas)</b>		
<b>Desgaste</b>	1. % Desgaste del casing de acuerdo a registro de integridad de tubulares (Clase I, II, III, IV y V)	<b>ALTO</b>	- Clase III (Desgaste): del 40-60% - Clase III (Ovalidad): Mayor 5% de ovalidad - Clase IV (Desgaste): del 60-80% - Clase V (Desgaste): mayor al 80% - Sin prueba de presión.	
<b>Ovalidad</b>	1. % de ovalidad del tubular de acuerdo al registro de integridad de tubulares (Clase I, II y III)	<b>MEDIO</b>	- Clase II (Desgaste): del 20-40% - Clase II (Ovalidad): 2-3% - No se cuenta con registro de integridad de tubulares. - La antigüedad del registro de corrosión es > 5 años. - La prueba de presión existe pero por debajo de la máxima presión de trabajo al que será sometido el casing.	
<b>Sin información de registros de integridad</b>	1. No se cuenta con registro de integridad de tubulares. 2. La antigüedad del registro de corrosión es > 5 años	<b>BAJO</b>	- Clase I (Desgaste): del 0-20% - Clase I (Ovalidad): del 0-2% - Prueba de presión exitosa por encima de la máxima presión de trabajo al que será sometido el casing.	
<b>Prueba de presión</b>	1. Prueba de presión exitosa por encima de la máxima presión de trabajo al que será sometido el casing. 2. Prueba de presión exitosa por debajo de la máxima presión de trabajo al que será sometido el casing. 3. Sin prueba de presión.			
<b>Nota*</b>				
* Cuando existan diferentes clases para desgaste y ovalidad, se debe tomar la más crítica de las dos. * Clasificación de ovalidad y desgaste, recomendada por la autoridad técnica de registros eléctricos, que actualmente se usa con las compañías de servicios.				
<b>4. EVALUACIÓN TUBING HANGER Y CABEZAL</b>				
<b>VERIFICACIÓN</b>		<b>RIESGO</b>		
<b>Buena condición</b>	1. Cabezal en buenas condiciones 2. Sin evidencia de fuga ni fluidos en superficie. 3. Sin falla mecánica	<b>ALTO</b>	- Falla Mecánica que comprometa la integridad del cabezal - Fuga que represente contaminación del medio ambiente	
<b>Fuga</b>	1. Fuga que comprometa la integridad del cabezal 2. Fuga que represente contaminación del medio ambiente	<b>MEDIO</b>	- Evidencia de No sello en alguna de las válvulas del cabezal (paso de fluidos), no afectación a la integridad del cabezal - Sin Información	
<b>Falla Mecánica</b>	1. Falla Mecánica que comprometa la integridad del cabezal 2. Evidencia de No sello en alguna de las válvulas del cabezal (paso de fluidos), no afectación a la integridad del cabezal	<b>BAJO</b>	Buena condición	
<b>Sin Información</b>	1. No se cuenta con información detallada del cabezal y/o tubing hanger			
<b>5. EVALUACIÓN DE TOPE DEL LINER (TOL)</b>				
<b>VERIFICACIÓN</b>		<b>RIESGO</b>		
<b>Buena condición</b>	1. Información detallada del TOL 2. Sin evidencia de fuga en el anular A	<b>ALTO</b>	- Presión anular mayor a MAWOP - Sin prueba de presión del TOL	
<b>Presión Anular</b>	1. Se registra presión en el anular del pozo	<b>MEDIO</b>	- Presión anular entre MOP y MAWOP - Sin información - La prueba de presión existe pero por debajo de la máxima presión de trabajo al que será sometido el TOL.	
<b>Sin Información</b>	1. No se cuenta con información detallada del completamiento	<b>BAJO</b>	- Presión anular cero o debajo de MOP - Buena condición - Prueba de presión exitosa y por encima de la máxima presión de trabajo al que será sometido el TOL.	
<b>Prueba de presión</b>	1. Prueba de presión exitosa por encima de la máxima presión de trabajo al que será sometido el TOL 2. Prueba de presión exitosa por debajo de la máxima presión de trabajo al que será sometido el TOL 3. Sin prueba de presión.			

