

Metodología para el análisis de la integridad mecánica de la tubería de revestimiento en
pozos productores de hidrocarburos del Piedemonte Colombiano

Edwin Mauricio Acosta Cárdenas

Trabajo de Grado para Optar el título de Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Wilson Raul Carreño Velasco

Magister Diseño Gestión y Dirección de Proyectos

Codirectora

Anny Vanessa Zambrano Luna

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniera de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A mis hijas María Valentina y María Paz, quienes me han enseñado a crecer y evolucionar en el Ser, a través de las dinámicas de amor.

Agradecimientos

Al colectivo docente del programa de la Maestría de Ingeniería de Petróleo y Gas, a mi director Msc. Wilson Raul Carreño y codirectora Msc, Anny Vanessa Zambrano Luna por su acompañamiento, en el desarrollo de este trabajo. A la Universidad Industrial de Santander, mi Formadora. A mi esposa por todo su apoyo, a mis hermanos Oscar y Juan por su presencia y motivación, a mis padres por la vida dada, a Dios, por la maravillosa creación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	15
1. Objetivos.....	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos	17
2. Antecedentes, Marco Teórico, Conceptual y Práctico	18
2.1 Antecedentes Investigativos	18
2.2 Revestimiento (Casing) para pozos	20
2.2.1 Tipos de Revestimiento para pozos	20
2.2.2 Propiedades de los Revestimientos	23
2.2.3 Conexiones o juntas de los revestimientos	24
2.2.3.1 Clasificación de Juntas.	26
2.2.4 Diseño de sartas de revestimiento	27
2.2.4.1. Resistencia al estallido.	29
2.2.4.2. Resistencia al colapso.....	30
2.2.4.3. Esfuerzo de tensión.....	32
2.2.4.4 Efecto de la combinación de esfuerzos.....	33
2.3 Cemento componente de estabilización de pozos	36

2.3.1 Principales compuestos del cemento y sus funciones.	37
2.3.3.1. Hidratación del Cemento.	38
2.3.3.2. Efectos de la Hidratación.	38
2.3.3.3 Clasificación del cemento.	40
2.2.3.4. Aditivos del cemento.	41
2.4 Integridad de Pozos	42
2.5 Yacimiento del Piedemonte en los Llanos orientales	42
2.5.1 Columna estratigráfica y geología estructural.	43
3. Factores que pueden afectar la integridad mecánica de la tubería de revestimiento del pozo ..	47
3.1 Condiciones de impacto en la integridad según el tipo de pozo o yacimiento	47
3.1.1 Yacimientos convencionales y no convencionales.	47
3.1.2 Geotérmica y pozos inyectoros de agua	49
3.1.3 Pozos de alta presión y temperatura (HPHT)	50
3.1.4 Recobro mejorado de aceite (EOR) y recobro mejorado de gas (EGR).	52
3.1.5 Sellamiento y Abandono de pozos (SAP)	53
3.2 Factores y/o mecanismos que afectan la integridad de pozos	54
3.2.1 Categoría química asociado con fallas de pozo	56
3.2.2 Categoría mecánica asociado con fallas de pozo.	58
3.2.3 Categoría física asociado con fallas de pozo	59
3.2.4 Consolidado de las categorías asociadas con la pérdida de integridad en los elementos del pozo.	60

3.3 Potenciales puntos de fuga y/o modos de falla asociados al sistema tubular del pozo	62
4. Estándares y buenas prácticas en la evaluación de la Integridad de Pozos	64
5. Características de la Integridad de las Tuberías de Revestimiento de Pozos	71
5.1 Metodología para el manejo de la integridad de la tubería de revestimiento	71
5.1.1 Diagnóstico	73
5.1.2 Impacto	80
5.1.2.1 Categorías, variables y criterios de ponderación	81
5.1.2.1.1 Categoría Química	81
5.1.2.1.2 Categoría Mecánica	84
5.1.2.1.3 Categoría física	86
5.1.2.2 Estimación posible pérdida de función de la barrera del sistema tubular	89
5.1.2.2.1 Índice de la categoría del elemento	89
5.1.2.2.2 Índice de categoría del sistema	90
5.1.2.2.3 Índice de integridad del elemento (IIE)	90
5.1.2.2.4 Índice de integridad del sistema tubular (IIST)	91
5.1.2.2.5 Criticidad del índice de integridad tubular	91
5.1.3 Aseguramiento	92
6. Caso de estudio	94
6.1 Línea base de Información	94
6.2 Diagnóstico	100

.....	101
6.3 Evaluación del Impacto	102
6.4 Aseguramiento.....	106
7. Conclusiones.....	110
8. Recomendaciones	114
Referencias Bibliográficas.....	115
Apéndice.....	121

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Tuberías asociadas a los revestimientos de pozos en yacimientos de hidrocarburo	21
Tabla 2 Tuberías estándar API	23
Tabla 3 Lista de chequeo para el diseño de revestimientos.....	28
Tabla 4 Clasificación API - ASTM cementos	41
Tabla 5 Consolidado de categorías y factores que impactan la integridad del pozo.	60
Tabla 6 Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos del Instituto de normalización de petróleo y gas noruego-NORSOK	65
Tabla 7 Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos “Oil and Gas UK”	65
Tabla 8 Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos del “Energy Institute”	66
Tabla 9 Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos relacionados con “International Organization for Standardization” – ISO	66
Tabla 10 Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos relacionados con “American Petroleum Institute”	68
Tabla 11 Elementos normativo y regulatorios asociados al contexto colombiano.....	70
Tabla 12 Elementos de Barrera según su clasificación	72
Tabla 13 Elementos para el diagnóstico de evidencia de la presión sostenida del “casing” (SAP- SCP).....	77

Tabla 14 Matriz de ponderación de la categoría química para establecer posibilidad de falla del sistema tubular.....	82
Tabla 15 Matriz de ponderación de la categoría mecánica para establecer posibilidad de falla del sistema tubular.....	84
Tabla 16 Matriz de ponderación de la categoría física para establecer posibilidad de falla del sistema tubular.....	86
Tabla 17 Ecuaciones índice de categorías de cada elemento ($I_{cat_β_e}$).....	89
Tabla 18 Ecuaciones índice de categorías del sistema tubular ($I_{cat_β_S}$).....	90
Tabla 19 Índice de Integridad del elemento	91
Tabla 20 Índice de Integridad del sistema tubular.....	91
Tabla 21 Propiedades petrofísicas de yacimientos del Piedemonte Llanero.....	94
Tabla 22 Información Pozo Piedemonte completamiento, recobro, tuberías.....	95
Tabla 23 Información asociada con el fluido pozo problema	97
Tabla 24 Registro para pozo problema.....	98
Tabla 25 Historial de Pozo de estudio	100
Tabla 26 Resultado diagnóstico al pozo problema.....	101
Tabla 27 Evaluación consolidada de las matrices química, mecánica y física.....	103
Tabla 28 Planeación de acciones para el aseguramiento de la integridad del sistema tubular del pozo.	108
Tabla 29 Consolidación de las acciones de aseguramiento para el pozo estudio.....	110

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Componentes de una sarta de tubería de revestimiento	22
Figura 2 Junta tipo acoplada para unión de tubería de revestimiento.	25
Figura 3 Junta integral para unión de tubería de revestimiento.....	25
Figura 4 Esquemas de tipos de roscas	27
Figura 5 Resistencia al Colapso como una función de D/t	30
Figura 6 Contorno de una tubería Ovalada.....	31
Figura 7 Sección transversal de una tubería excéntrica ovalada	32
Figura 8 Representación de los esfuerzos equivalentes (axial, radial y tangencial).....	33
Figura 9 Modelo triaxial normalizado	36
Figura 10 Columna estratigráfica el Piedemonte Llanero	45
Figura 11 Tasa de falla de la carcasa en algunos campos petroleros con sistema de reinyección.	50
Figura 12 Potenciales caminos de fuga en pozos.	55
Figura 13 Diagrama de pozo con visualización de los modos de falla típicos y su asociación con los tubulares.....	63
Figura 14 Esquemático del principio de doble barrera en pozo	72
Figura 15 Mecanismo para el manejo de la integridad de tubulares de pozo en el Piedemonte llanero	73
Figura 16 Fuentes de información para estimar SAP	75
Figura 17 Diagrama de flujo para el manejo de la presión anular en pozos.....	78
Figura 18 Limites o umbral de presión Anular	79

Figura 19 Caracterización de criticidad de los índices de integridad para los elementos tubulares	92
Figura 20 Registro del comportamiento de la presión del pozo problema asociada al anular A.	101
Figura 21 Consolidado de graficas resultantes de la aplicación de la etapa de evaluación del impacto al pozo problema	104

Lista de Apéndices

	Pág.
A. Cálculo de la MAWOP.....	121
B. Excel caso de estudio pozo Piedemonte.....	124

Resumen

Título: Metodología para el análisis de la integridad mecánica de la tubería de revestimiento en pozos productores de hidrocarburos del Piedemonte colombiano *

Autor: Edwin Mauricio Acosta Cárdenas **

Palabras clave: integridad, pozo, índice, tubulares; diagnóstico, impacto, aseguramiento.

Descripción:

El desarrollo de la metodología para la integridad de las tuberías de revestimiento en pozos del Piedemonte llanero colombiano es una respuesta técnica, para abordar la condición de presiones anulares sostenidas evidenciadas en los campos de Piedemonte, sin embargo, la metodología podría aplicarse a otros campos. La metodología tiene tres (3) etapas, el diagnóstico, el impacto y el aseguramiento. En la primera etapa, se establece si el pozo presenta la condición de presión sostenida en el anular SAP (por su sigla en inglés, “sustained annular pressure”) , una vez catalogado el pozo con SAP, se evalúa si la presión supera el 50% de la máxima presión operativa permitida en cabeza de pozo - MAWOP, cumpliéndose este criterio el pozo es valorado en la segunda etapa, impacto, evaluando tres categorías (química, mecánica y física) en función de veinte variables, a las cuales se le asignaron criterios de ponderación (entre 1 y 5) para establecer los índices de categorías de elemento (I_{cat_e}); índice de categoría del sistema (I_{cat_s}) así como el índice de integridad del elemento (IIE) y el índice de integridad del sistema tubular (IIST). Con estos índices, se priorizan los elementos tubulares del pozo que requiere de acciones focalizadas para el aseguramiento, esta tercera etapa permite diseñar un plan de acción de monitorear, controlar, mitigar, reparar, sustituir o abandonar, con el detalle de los elementos tubulares que conforma el pozo.

La metodología se aplicó a un caso estudio, para un pozo problema configurado con las características de los campos del piedemonte, obteniendo como respuesta clasificar, categorizar, priorizar y establecer acciones con un mecanismo sencillo y útil para la gestión de la integridad en pozos que presenta presiones sostenibles en los anulares.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco. Magister Diseño gestión y dirección de proyectos. Codirector: Anny Vanessa Zambrano Luna. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Methodology for the analysis of the mechanical integrity of the casing in hydrocarbon producing wells in the Colombian Piedemonte**

Author: Edwin Mauricio Acosta Cárdenas^{††}

Keywords: integrity, well, index, tubular; diagnosis, impact, insurance.

Description:

The development of the methodology for the integrity of the casing in wells in the Colombian Piedemonte Llanero is a technical response to address the condition of sustained annular pressures evidenced in the Piedemonte fields, however the methodology could be applied to other fields. The methodology has three (3) stages, diagnosis, impact and assurance. In the first stage, it is established if the well presents the condition of sustained pressure in the annular SAP, once the well has been cataloged with SAP, it is evaluated if the pressure exceeds 50% of the maximum allowable operating pressure at the wellhead - MAWOP Fulfilling this criterion, the well is valued in the second stage, impact, evaluating three categories (chemical, mechanical and physical) based on twenty variables, to which weighting criteria (between 1 and 5) were assigned to establish the indices. of element categories (Icat_β_e); system category index (Icat_β_s) as well as the element integrity index (IIE) and the tubular system integrity index (IIST). With these indices, the tubular elements of the well that require focused actions for assurance are prioritized, this third stage allows the design of an action plan to monitor, control, mitigate, repair, replace or abandon, with the detail of the tubular elements that make up the well.

The methodology was applied to a case study, for a problem well configured with the characteristics of the piedmont fields, obtaining as a response to classify, categorize, prioritize and establish actions with a simple and useful mechanism for the integrity management in wells that presents sustainable pressures in the annular.

** Degree Work

††Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco. Magister Diseño gestión y dirección de proyectos. Codirector: Anny Vanessa Zambrano Luna. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Introducción

En los pozos productores e inyectores de hidrocarburos del piedemonte colombiano, los anulares asociados registran un comportamiento de aumento de la presión del sistema, lo que ha generado una alerta operativa. Esta situación, hace necesario la investigación de las causas, entre las cuales, se considera el envejecimiento de los pozos, la pérdida de las propiedades mecánicas del revestimiento, la degradación de los materiales que constituyen el mismo, los cambios operacionales y las intervenciones de fondo de pozo, entre otras. De continuar el incremento de la presión, el sistema puede llegar a una condición de operación no segura, dando origen a una pérdida de integridad del pozo y la salida no controlada de fluidos.

Desde el diseño del completamiento de los pozos productores realiza la ingeniería para conducir y/o transportar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie garantizando la operación continua y segura del activo, mantener esta condición en todas las etapas de vida del pozo, se le conoce como integridad.

Para mantener la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida, desde la perforación hasta después del abandono, el pozo debe ser evaluado y monitoreado periódicamente considerando los factores químicos, mecánico y físicos que impactan la integridad. La tubería de revestimiento es susceptible a ambientes corrosivos, originados por la presencia de gases ácidos. La integridad mecánica de los sistemas de pozo depende de las diversas condiciones prevalecientes de fondo de pozo que se afectan por la temperatura, la presión, las tensiones y las propiedades de los materiales.

Las técnicas de evaluación de la integridad del pozo se basan en experimentos, modelos analíticos y numéricos, modelos estadísticos y análisis de riesgo.^{‡‡}

El presente trabajo de grado presenta un alcance de tipo descriptivo, desarrolla una metodología para el análisis de la integridad mecánica de la tubería de revestimiento considerando la pérdida de las propiedades mecánica del revestimiento, la degradación de los materiales, los cambios operacionales y las intervenciones para los pozos productores del piedemonte colombiano.

^{‡‡} .Kiran, R., Teodoriu, C., Dadmohammadi, Y., Nygaard, R., Wood, D., Mokhtari, M., & Salehi, S. (2017). Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal Of Natural Gas Science And Engineering*, 45511-526. doi:10.1016/j.jngse.2017.05.009

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología para el análisis de la integridad mecánica de la tubería de revestimiento en pozos productores de hidrocarburo del Piedemonte Colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar y categorizar los factores que pueden afectar la integridad mecánica de la tubería de revestimiento del pozo.

Analizar los lineamientos de los estándares y buenas prácticas internacionales para la evaluación de la integridad en pozos de hidrocarburo.

Elaborar la matriz de las características que afectan la integridad del revestimiento del pozo y su ponderación para el desarrollo de la metodología.

Proponer la metodología para aplicarla a un caso de estudio, usando datos de la literatura.

2. Antecedentes, Marco Teórico, Conceptual y Práctico

2.1 Antecedentes Investigativos

La integridad para un pozo de hidrocarburos está determinada en la capacidad de contener los fluidos y el manejo de los procesos o mecanismos que ocurren en el exterior de las barreras de protección. Puede ser una migración de gas que conduce a una presión sostenida en el “casing”, exposición a fluidos corrosivos, hundimiento o colapso de la formación. Tradicionalmente, el control de la presión en la tubería de producción ha sido el principal indicador de integridad y fuente de información. Los operadores en su mayoría reconocen que el monitoreo de las presiones anulares también es importante (Brechan, Sangesland, & Naaden, 2018).

La integridad de los pozos es un tema crucial en todo el ciclo de vida de los perforados (pozos). La falla en la integridad conlleva no solo a consecuencias financieras negativas, sino también a impactos ambientales significativos, como la contaminación del agua subterránea, la fuga de gas a la atmósfera, los derrames de fluidos y la filtración en la superficie. Gran parte de los estudios, se han centrado específicamente en temas de integridad de pozos relacionados a tipos particulares de yacimientos de gas y petróleo convencionales y no convencionales. Tipos específicos de pozos y operaciones de pozos (por ejemplo, alta presión, alta temperatura, recuperación mejorada de petróleo y gas, aguas profundas, inyección de agua y gas, geotérmica, el taponamiento y el abandono) plantean sus problemas específicos (Kiran, y otros, 2017).

Para comprender las barreras que soportan la integridad del pozo y lo que se necesita para garantizarla, se requiere un estudio holístico que abarque una amplia gama de temas. Desde un punto de vista práctico, hay varios factores que afectan los problemas de integridad del pozo que pueden clasificarse en función de factores químicos, mecánicos y operativos. La consecuencia de

estos problemas de integridad del pozo es principalmente la migración del fluido en el tiempo dentro o fuera del pozo (Kiran, y otros, 2017)

El aseguramiento mecánico de la tubería de revestimiento es una categoría importante de la integridad del pozo en las operaciones de perforación. Los defectos en la tubería de revestimiento son debidos al desgaste y a la corrosión que afecta la resistencia a la deformación de la tubería y puede generar el abandono prematuro del pozo (De Simone, Pereira, & Roehl, 2017).

Se calcula que entre el 23 de octubre de 2015 y el 18 de febrero de 2016 la atmósfera recibió aproximadamente 97.000 toneladas de metano por causa de una fuga en el yacimiento almacén de gas de Aliso Canyon. Tal situación exigió el traslado de miles de personas de Porter Ranch, una comunidad del condado de Los Ángeles situada al norte del valle de San Fernando y en la que viven alrededor de 30.000 personas. Debido a esto el gobernador de California, Jerry Brown, declaró en enero el estado de emergencia en la zona, dados los efectos directos y colaterales de la masiva fuga de metano, los habitantes de la zona presentaron afecciones tales como mareos, vómitos y náuseas (Villafranca, 2016).

En un pozo piloto de inyección de gas ubicado en la costa de Abu Dhabi, se observó una presión anormalmente alta en el anular de 9 5/8" y 13 3/8", se formó un grupo de trabajo multidisciplinario para la evaluación de riesgos y la clasificación del peligro. Las pruebas recopiladas de los registros de pozos y los registros de diagnóstico adquiridos sugirieron la existencia de cemento pobre o nulo detrás del revestimiento de 7" y 9 5/8" que proporcionaron una vía para que el gas se desplace a la superficie (Al-Ashhab, Yar Khan, & and Boyd, 2006).

Las conclusiones del informe de la comisión nacional para el derrame de petróleo en aguas profundas y perforación costa fuera en Horizon, establece que el Operador, no revisó de manera

significativa los registros de cementación, debido a que los hallazgos conducirían al rediseño de la lechada de cemento de Macondo (Anders, 2015).

Los eventos ocurridos en pozos, que se describe en la documentación técnica citada, soportan la necesidad de establecer programas, metodologías y acciones que permitan el aseguramiento de la integridad de los pozos.

2.2 Revestimiento (“Casing”) para pozos

El revestimiento es el principal componente estructural de un pozo, necesario para mantener la estabilidad, evitar contaminación, aislar el agua de las formaciones productoras, y controlar las presiones durante la perforación, producción, y operaciones de reacondicionamiento. Este tubular, permite ubicar la instalación de dispositivos como la BOP, equipos en la cabeza de pozo, empaques para tubería de producción. El costo de revestimiento es una parte importante de los costos totales del proyecto. Por lo tanto, la selección del tamaño de la carcasa, grado, conectores, y la profundidad de fraguado son consideraciones prioritarias para la Ingeniería y viabilidad económica.

2.2.1 Tipos de Revestimiento para pozos

Existen básicamente seis tipos de sartas de revestimiento: Conductor, superficial, intermedio, producción, “liner”, los cuales se describen a continuación.

Tabla 1

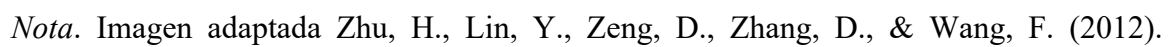
Tuberías asociadas a los revestimientos de pozos en yacimientos de hidrocarburo

Conductor	Superficial	Intermedio
Es una sarta de longitud corta, instalada para proteger la superficie de la erosión a causa del fluido de perforación. Permite que el lodo pueda tener un nivel suficiente para que pueda regresar a los tanques y evita el desgaste alrededor de la base del taladro. Cuando se esperan arenas superficiales con gas, este puede servir de conexión para la BOP.	Se instala para proteger las formaciones de agua dulce y evitar que se derrumben el pozo. Se utiliza de anclaje a la BOP para controlar problemas con zonas de presión anormal. Debe sentarse a suficiente profundidad, en una formación fuerte y consolidada, con un gradiente de fractura lo suficientemente grande para soportar el máximo peso de lodo que pueda ser necesario para perforar hasta el siguiente punto de “casing”.	Se usa principalmente para proteger el pozo contra pérdidas de circulación. Se instala para sellar zonas frágiles que puedan fallar cuando se necesite un peso de lodo más alto para controlar una zona con presiones de formación mayor cuando el pozo sea profundizado.
Producción	Liner	
Aísla zonas de producción y contiene las presiones de formación en caso de una fuga en la tubería de producción. Puede estar expuesta a presiones de inyección durante los trabajos de fractura, inyección de inhibidor, gas “lift”.	Es una sarta que se instala a partir de otro “casing”, con el objetivo de reducir costos, mejorar rendimiento hidráulico durante la profundización de la perforación.	

Nota. Información extraída, Mitchell R, Miska S and Wagner R. Well Construction, chapter 7, Casing and tubing design. Pg 175-176.

En la figura 1, se visualiza las tuberías de revestimiento (sartas) con sus componentes en función de la profundidad del pozo.

Componentes de una sarta de tubería de revestimiento



Calculation analysis of sustained casing pressure in gas wells. *Petroleum Science*, 9(1), 66-74.

2.2.2 Propiedades de los Revestimientos

El Instituto americano del petróleo (API) ha establecido el estándar para las tuberías de revestimiento y producción en sistemas de pozo de hidrocarburos. Este estándar API, es reconocido por la industria del petróleo y compañías de servicios. El documento define las tuberías de producción como tubos desde 1 a 4,5 pulgadas de diámetro y para los revestimientos, los diámetros corresponden desde 4,5 a 20 pulgadas. Los revestimientos son clasificados de acuerdo con cinco propiedades: la forma de fabricación; el grado del acero, el tipo de junta, rango de longitud y espesor de pared.

Los revestimientos son elaborados a partir de aceros al carbono normalizados con pequeñas cantidades de manganeso. La tabla No 2, resume los grados API estándar.

Tabla 2

Tuberías estándar API

Grado API	Mínimo Esfuerzo, psi	Máximo Esfuerzo, psi	Mínima tensión, psi	Mínima elongación (%)
H-40	40000	80000	60000	29,5
J-55	55000	80000	75000	24
K-55	55000	80000	95000	19,5
N-80	80000	110000	100000	18,5
L-80	80000	95000	95000	19,5
C-90	90000	105000	100000	18,5
C-95	95000	110000	105000	18,5
T-95	95000	110000	105000	18
P-110	110000	140000	125000	15
Q-125	125000	150000	135000	18

Nota. Información extraída, Mitchell R, Miska S and Wagner R. Well Construction, chapter 7, Casing and tubing design. Pg 177.

En el diseño de una sarta de revestimiento, es necesario saber la resistencia real de la tubería en diferentes condiciones de carga. resistencia al estallido, resistencia a la presión de colapso y la resistencia a la tracción son las propiedades mecánicas más importantes de revestimiento y tubería.

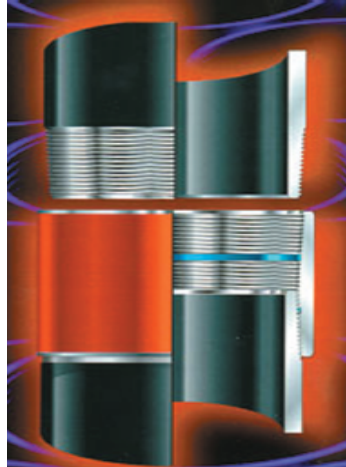
2.2.3 Conexiones o juntas de los revestimientos

Una junta o conexión se compone de dos o tres elementos principales: un pin, una caja y la rosca. El elemento de rosca externa corresponde a la tubería, denominado pin. La rosca interna la constituye la caja o cople, encargada de la unión de dos tuberías.

Hay dos clases de juntas, en primer lugar, las juntas acopladas que son las que integran el elemento denominado cople. Éste es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor con rosca interna que une dos tramos de tubería con rosca exterior en sus extremos como se observa en la figura 2 (Meza, 2015).

Figura 2

Junta tipo acoplada para unión de tubería de revestimiento.



Nota. Imagen de unión de tubería tomada de <https://rb.gy/a99cxi>

El segundo acople corresponde a la denominación integral, donde un extremo de tubería tiene rosca exterior como pin y se conecta con otro extremo de tubería con rosca interna como se presenta en la figura 3.

Figura 3

Junta integral para unión de tubería de revestimiento.



Nota. Imagen de unión de tubería tomada de <https://rb.gy/a99cxi>

2.2.3.1 Clasificación de Juntas. Las juntas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca como API y Premium. De acuerdo con las especificaciones API de elementos tubulares, existen cuatro tipos de roscas. Tubería de línea, redondos, butress, “extreme line”. Las juntas Premium, son elementos mejorados en relación con las referencias API (Meza, 2015).

Patentados en su diseño de roscas y la integración de elementos como sellos. Los tipos de junta están asociados con el maquinado de los extremos, el sello es metal – metal, se origina por la presión entre planos deslizantes adyacentes, generado en el contacto piñón y la caja de junta (Meza, 2015). La conexión se define de acuerdo con el maquinado de los extremos de la tubería como:

Recalcadas (MIJ), se incrementa el espesor y diámetro exterior de la tubería en uno o en ambos extremos en un proceso de forja en caliente, a los que posteriormente se les aplica un revelado de esfuerzos (Meza, 2015).

Semilisas o formadas (SLH), el extremo pin es cerrado (reducido) y el extremo caja es expandido en frío sin desbordar el 5 % en diámetro y el 2% en espesor, aplicando un relevado de esfuerzo posterior (Meza, 2015).

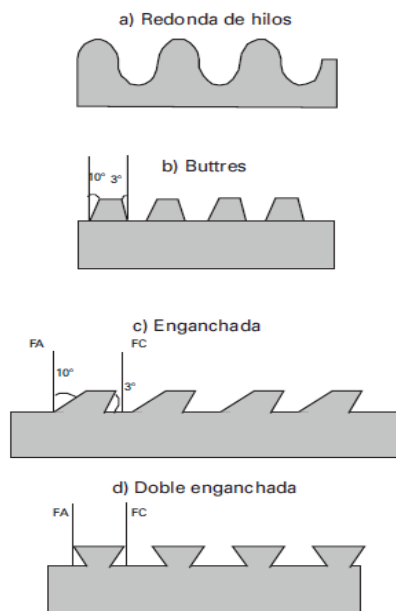
Integrales lisas (IFJ), Las roscas están directamente sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo (Meza, 2015).

Acopladas (MTC), Se tiene un pin en cada extremo del tubo y se enrosca un cople (doble caja) (Meza, 2015).

De acuerdo con la geometría las juntas API y Premium se observan en la figura 4.

Figura 4

Esquemas de tipos de roscas



Nota: Imagen que presenta la forma del elemento de rosca asociado a las juntas

2.2.4 Diseño de sarts de revestimiento

En la fase de diseño preliminar, los planificadores de pozos y los diseñadores de revestimientos recopilan e interpretan los datos de los pozos, determinan las profundidades de la zapata de revestimiento y el número de sarts requeridas, seleccionan los orificios y los tamaños de revestimiento, determinan el peso apropiado del lodo y, si corresponde, consideran aspectos adicionales de diseño direccional. La calidad de los datos recopilados tendrá un impacto significativo en la elección de los tamaños de los “casing” y las profundidades de las zapatas y en el cumplimiento exitoso del objetivo de diseño de la sarta (Mitchell, Miska, & Wagner, 1998).

Durante la fase de diseño detallado, se seleccionan los pesos y los grados de las tuberías para cada sarta y se determinan las conexiones. Específicamente, los diseñadores de carcasas (revestimiento) comparan las clasificaciones de tuberías con las cargas de diseño y aplican

estándares de seguridad de aceptación mínima (factores de diseño). El objetivo principal de la fase de diseño detallado es cumplir con todos los criterios de diseño utilizando la tubería de menor costo disponible.

La tabla 3, presenta una lista de chequeo para el diseño de las sartas de revestimiento.

El diseño preliminar establece los tamaños de la carcasa y las brocas, las profundidades de ajuste de la carcasa y, en consecuencia, el número de sartas de revestimientos diferentes. El programa de revestimiento (plan de pozo) se puede establecer con base al diseño preliminar. El plan de pozo consta de tres pasos principales. Primero, el programa de lodo; a continuación, se determinan los tamaños de los revestimientos y los tamaños de las brocas correspondientes; y finalmente, el ajuste de profundidad de cada una de las sartas de revestimiento (Mitchell, Miska, & Wagner, 1998).

Tabla 3

Lista de chequeo para el diseño de revestimientos

Propiedades de la Formación	Datos Direccionales	Requerimientos de diámetro mínimos	Datos de Producción	Otros
Presión de poro	Localización superficial.	Mínimo tamaño de hueco requerido para cumplir los objetivos de perforación	Densidad del paquete de fluidos.	Inventario disponible.
Esfuerzo de tensión de la formación	Target (límite) geológico.		Composición de los fluidos de producción.	Requerimientos regulatorios.
Esfuerzo de compresión de la formación	Registros de interferencia de pozo.		Estudio de casos de carga durante el completamiento, producción y operaciones de “workover”.	Limitaciones del equipo de plataforma de perforación.
Perfil de temperatura		Herramienta de registros de diámetro Interno.		
Localización de acumulación de zonas de sal y esquistos.		Tamaños de tubería.		

Localización de zonas permeables.	Empaquetador y relación de equipo requeridos.
Estabilidad química y lutitas sensibles.	Requerimientos de completamiento.
Zonas de pérdida de circulación.	
Gas superficial	
Localización de arenas de agua dulce.	
Presencia de H ₂ S y/o CO ₂	

Nota. Modificado por el autor.

En el diseño mecánico de la sarta, el criterio de resistencia/carga > 1 se aplica como factor de decisión para la selección de las tuberías. Tal análisis permite medir el impacto de las cargas sobre la capacidad de resistencia de una tubería. Se considera, la resistencia al estallido, al colapso, esfuerzo de tensión y los esfuerzos combinados.

2.2.4.1. Resistencia al estallido. Si el revestimiento está sujeto a una presión interna que es mayor a la presión externa, se establece una condición de presión de ruptura. Esta condición ocurre durante las operaciones de control de pozo, pruebas de integridad y compactación de la cementación. La resistencia al estallido del cuerpo de la tubería está determinada por la fórmula de presión de fluencia interna, ecuación 1.

$$p = 0,875 \left[\frac{2Y_p t}{D} \right]$$

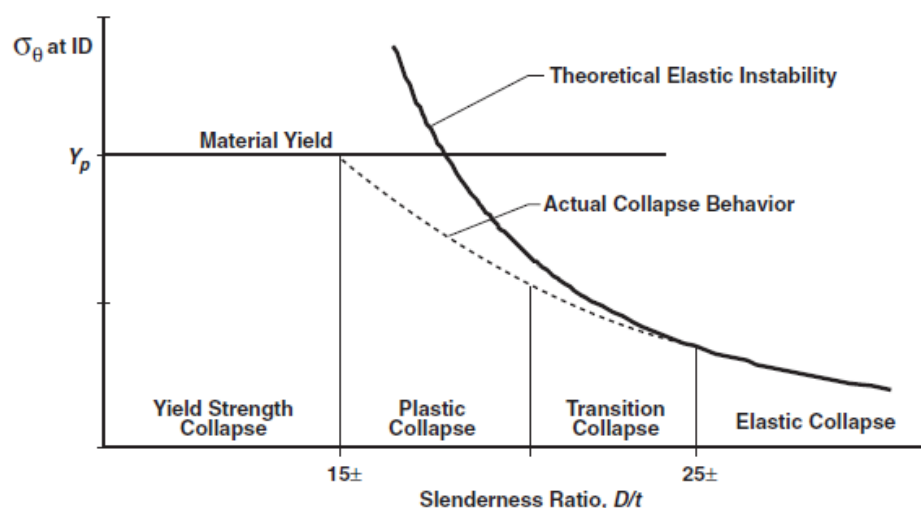
Ecuación 1

Donde p es la mínima presión interna de esfuerzo (psi). Y_p mínimo esfuerzo a la tensión (psi), t es el espesor de pared nominal, en pulgadas, y D es el diámetro externo (OD) nominal en pulgadas de la tubería. El factor 0,875 representa la tolerancia de fabricación, correspondiente a 12,5 % sobre el espesor de la pared, especificado en API 5C2.

2.2.4.2. Resistencia al colapso. Si la presión externa en la tubería excede la presión interna en la tubería, el revestimiento está sujeta a colapso. Estas condiciones pueden darse durante las operaciones de cementación, evacuación del pozo, etc. La resistencia al colapso es principalmente una función del límite elástico y su relación de esbeltez, D/t . el esfuerzo de colapso en función de D/t se muestra en la figura 5.

Figura 5

Resistencia al Colapso como una función de D/t



Nota: Imagen comportamiento de la resistencia al colapso.

La resistencia límite al colapso se representa en la ecuación 2, fundamentada en el límite de la pared interna, usando la solución del espesor elástica de pared de Láme. Este criterio no representa una presión de colapso. Para tuberías con pared gruesa ($D/t < 15$) el esfuerzo tangencial debe exceder el límite elástico del material antes que ocurra la inestabilidad de la falla por colapso.

$$p_{Y_p} = 2Y_p \left[\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right]$$

Ecuación 2

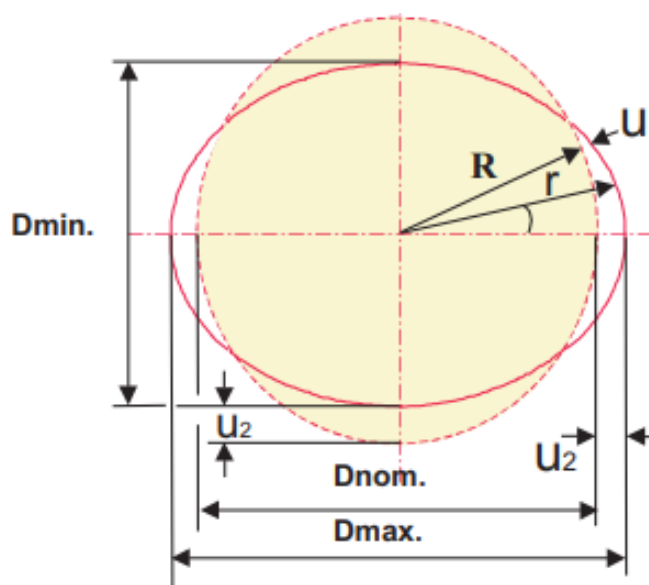
Entre los factores que influyen en la resistencia al colapso de las tuberías está el aspecto geométrico. La ovalidad (S), se define como el máximo diámetro exterior (Dmax), menos el mínimo diámetro exterior (Dmin) dado en una sección plana, dividida por el diámetro exterior nominal (Dnom). En la figura 6, se observa la configuración para determinación de la ovalidad (Meza, 2015).

$$S = \frac{(D_{max} - D_{min})}{D_{nom}}$$

Ecuación 3

Figura 6

Contorno de una tubería Ovalada



Nota: Esquema para estimar ovalidad de tubería, dada las condiciones de fabricación o deformación mecánica por multiplicidad de causas.

La excentricidad es una medida de las imperfecciones detectadas en una tubería por efecto de los cambios de espesor en el cuerpo del tubo, la ecuación 4 establece la relación matemática, la

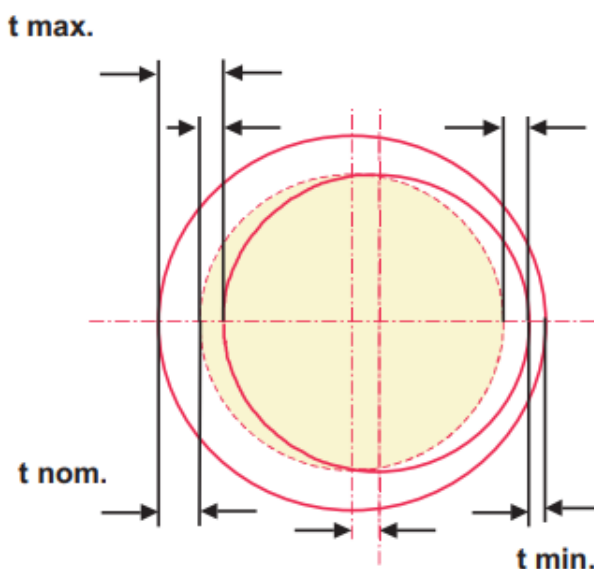
excentricidad (e), es la diferencia del espesor máximo y el espesor mínimo (δ) dividido en el espesor nominal (t). La figura 7, presenta la sección transversal de una tubería excéntrica ovalada (Meza, 2015).

$$e = \frac{\delta}{t}$$

Ecuación 4

Figura 7

Sección transversal de una tubería excéntrica ovalada



Nota: Esquema para estimar excentricidad de tubería.

2.2.4.3. Esfuerzo de tensión. La resistencia axial o tensión del cuerpo de la tubería está determinada por la ecuación 5, del límite elástico del cuerpo de la tubería.

$$F_y = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) Y_p$$

Ecuación 5

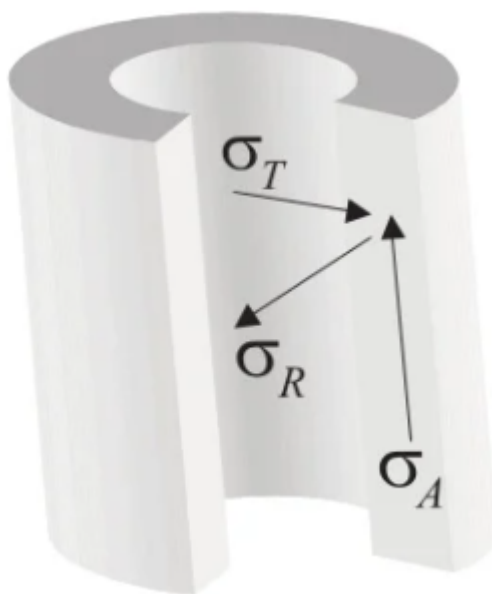
Donde F_y es la resistencia axial del cuerpo de la tubería (en unidades de fuerza). La resistencia axial es el producto de la sección transversal. área (basada en dimensiones nominales) y el límite elástico.

2.2.4.4 Efecto de la combinación de esfuerzos. Las tuberías en el pozo, está sujeto a condiciones de carga combinadas. La base fundamental del diseño del revestimiento es que, si las tensiones en la pared de la tubería excedan el límite elástico del material, existe una condición de falla. Por tanto, el límite elástico es una medida de la tensión máxima permitida.

Para evaluar la resistencia de la tubería bajo condiciones de carga combinada, el límite elástico uniaxial se compara con la condición de cedencia. El criterio de cedencia se basa en la distorsión máxima teoría de la energía, que se conoce como Huber-Hencky-Mises.

Figura 8

Representación de los esfuerzos equivalentes (axial, radial y tangencial)



Nota: Esquema para estimar excentricidad de tubería.

El estrés triaxial es un valor teórico que permite un análisis tridimensional generalizado (3D) del estado de tensión para ser comparado con un criterio de falla uniaxial (el límite elástico). En otras palabras, si la tensión triaxial excede el límite elástico, se indica falla. El factor de seguridad triaxial es la relación entre el límite elástico del material y la tensión triaxial. El criterio se establece de la siguiente manera, ecuación 6:

$$\sigma_{VME}^2 = 1/2 \{ (\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2 \}$$

Ecuación 6

En donde σ_{VME} es el esfuerzo equivalente de Von Mises (psi), σ_A es el esfuerzo axial (psi), σ_R es el esfuerzo radial (psi) y σ_T es el esfuerzo tangencial (psi). Una forma alterna de representar el modelo triaxial de Von Mises para su aplicación en el campo de la ingeniería, ha sido simplificar los esfuerzos tangenciales y radiales aplicando la ecuación de Lamé, ecuación 7 (Meza, 2015).

$$\sigma_R = \frac{-P_I r_i^2 (r_e^2 - r^2) - P_E r_e^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

$$\sigma_T = \frac{P_I r_i^2 (r_e^2 + r^2) - P_E r_e^2 (r_i^2 + r^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 7

Donde, σ_R es el esfuerzo radial (psi), P_I presión interna (psi), P_E presión externa (psi). Radio interior, r_i (pg); radio exterior, r_e (pg). σ_T es el esfuerzo tangencial (psi). De esta manera la ecuación 8, correspondería al modelo triaxial aplicando la descripción de Lamé, representado

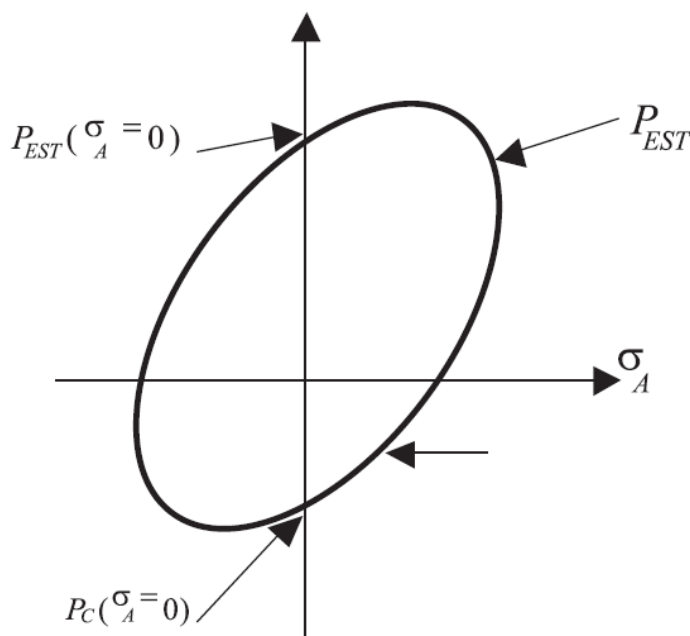
mediante las variables de presión externa, presión interna, esfuerzo axial, delgadez y cedencia del material.

$$\sigma_{VME} = \sigma_A^2 + (C_1 P_I + C_2 P_E) \sigma_A + C_3 P_I^2 + C_4 P_E^2 + C_5 P_I P_E$$

Ecuación 8

Donde, σ_{VME} es el esfuerzo equivalente (psi), $C_1 = 2 - C$; $C_2 = C$; $C_3 = C^2 - C + 1$; $C_4 = C$; $C_5 = -2C^2 + C$; $C = (d/t)^2 / 2(d/t - 1)$; t = espesor (pulg), d = diámetro exterior (pulg).

La representación gráfica genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallido a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse. Un punto de interés es el representado a presión “0” sobre el eje de las abscisas y representa la resistencia a la tensión. La figura 9 muestra el modelo triaxial normalizado, representa la resistencia de los materiales en tuberías con una delgadez mayor a 15 unidades.

Figura 9*Modelo triaxial normalizado*

Nota: Una delgadez mayor a 15, significa que está dirigido a diámetros de tubería menores de 7 5/8 pulgada, de debe evaluar la elipse por cada grado de tubería que se utilice.

2.3 Cemento componente de estabilización de pozos

El cemento a un conglomerante hidráulico que, mezclado con agregados pétreos (árido grueso o grava, más árido fino o arena) y agua, crea una mezcla uniforme, maleable y plástica que fragua y se endurece al reaccionar con el agua, adquiriendo consistencia pétrea, denominado hormigón o concreto (Ibañez, 2018).

El cemento Portland, Es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, hierro y arcilla, molidos y calcinados, que fragua y se endurece al reaccionar con el agua. Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta, típico de un cemento hidráulico; fragua y desarrolla resistencias

a la compresión como resultado de la hidratación, la cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento, por lo cual es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos petroleros (Ibañez, 2018).

Algunos cementos se fabrican de manera especial debido a que las condiciones de los pozos difieren significativamente entre sí al variar su profundidad, temperatura, ubicación geográfica; etc. El fraguado y endurecimiento se presenta si el cemento se coloca en agua. El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua, de tal forma que expuesto a ésta no se destruyen sus propiedades. Tales atributos son esenciales para que un cemento obtenga y mantenga el aislamiento entre las zonas del subsuelo (Ibañez, 2018).

2.3.1 Principales compuestos del cemento y sus funciones.

Las reacciones de carbonatos y arcillas producidas por la manufactura del cemento, conduce a la formación de 4 principales productos, que incluyen cuatro distintas fases cristalinas:

Silicato tricálcico ($3CaO.SiO_2$), conocido como C_3S , es el componente más abundante en la mayoría de los cementos y, además, el factor principal para producir la resistencia temprana o inmediata (1 a 28 días). Reacciona rápido con el agua, liberando calor y formando silicato de calcio hidratado (CSH). Generalmente, los cementos de alta consistencia inmediata contienen en mayor concentración este compuesto (Ibañez, 2018).

Silicato di cálcico ($2CaO.SiO_2$), conocido como C_2S , es un compuesto de hidratación lenta para formar el mismo tipo de compuestos que el C_3S (CSH), que proporciona una ganancia gradual de resistencia; esto ocurre en un período largo: después de 28 días (Ibañez, 2018).

Aluminato tricálcico ($3CaO.AL_2O_3$), se lo conoce también como C_3A y tiene influencia en el tiempo de bombeo de la lechada. Es responsable de la susceptibilidad al ataque químico de los

sulfatos sobre los cementos. Esta susceptibilidad se clasifica en moderada y alta resistencia al ataque químico, cuando contienen este compuesto en un 8% y 3% respectivamente. Reacciona muy rápido y libera mucho calor al hidratarse. Contribuye a resistencia a muy temprana edad, pero poco a la resistencia final. Los cementos resistentes a sulfatos deben limitar el contenido de este compuesto, lo que se logra añadiendo óxido férrico transformándolo en C_4AF (Ibañez, 2018).

Alumino ferrita tetracálcico ($4CaO.Al_2O_3.Fe_2O_3$), También conocido como C_4AF , reacciona rápido con el agua, pero no produce mucho calor de hidratación y resistencia a la compresión; influye en la reología del cemento, formación de geles, y durabilidad (Ibañez, 2018).

2.3.3.1. Hidratación del Cemento. La hidratación del cemento es un proceso exotérmico y cada uno de los componentes tiene un característico calor de hidratación que contribuye al total de calor de hidratación liberado. Generalmente la cantidad de calor de hidratación depende de las cantidades relativas de cada uno de los contribuyentes del cemento. Un cemento con alta proporción de fase de aluminato y ferrita genera una gran cantidad de calor de hidratación. El calor de hidratación que se produce en un cemento normal es del orden de 85 a 100 cal/g (Ibañez, 2018).

2.3.3.2. Efectos de la Hidratación. Dentro de las consecuencias de la hidratación del cemento, se describen:

Cambios del volumen durante el fraguado, el cemento reacciona con el agua, la mezcla experimenta una disminución en el volumen neto, ocurre porque la densidad absoluta de los materiales hidratados es mayor que la de los reactantes. En el anular de la tubería de cementación, la disminución del volumen absoluto puede afectarla transmisión de la presión hidrostática hacia la formación y puede afectar también la capacidad del cemento de prevenir migración de fluidos (Ibañez, 2018).

La temperatura, La velocidad de hidratación del cemento, su naturaleza y morfología de los productos de la hidratación dependen considerablemente de este parámetro.

Fraguado, Cuando el Clinker del cemento solo (sin yeso) es mezclado con agua, el C_3S reacciona rápidamente, la temperatura aumenta y un endurecimiento irreversible ocurre seguido rápidamente de un pseudo – fraguado. Este fenómeno es llamado un “fraguado relámpago”. El fraguado falso es reversible con una agitación vigorosa, sin embargo, dicha agitación no puede ser realizada durante la mayoría de las operaciones de cementaciones, particularmente si la lechada de cemento es mezclada continuamente. La adición de un dispersante puede ser utilizada para reducir el impacto reológico del fraguado falso.

Envejecimiento, el desempeño del cemento se afecta significativamente por la exposición al ambiente y/o altas temperaturas durante su almacenamiento en sacos o silos. Las principales afecciones sobre el cemento del pozo incluyen lo siguiente: • Incremento del tiempo de fraguado • Disminución de la resistencia a la compresión • Disminución de calor de hidratación • Incremento de viscosidad de la lechada Los efectos se deben a la carbonatación de las fases de silicato de calcio hidratado, e hidratación parcial del CaO libre.

Resistencia a los Sulfatos, la presencia del aluminato tricálcico ($Ca_3Al_2O_6$) en el cemento por encima del 8% hace que este no sea resistente a los sulfatos, incluyendo el sulfato de sodio (Na_2SO_4) y magnesio ($MgSO_4$) provenientes de salmueras naturales, que tienen un efecto negativo cuando entran en contacto con la lechada de cemento. Estos sulfatos reaccionan con el hidróxido de calcio precipitado ($Ca(OH)_2$) para formar hidróxido de sodio ($NaOH$) y de magnesio ($Mg(OH)_2$), así como sulfato de calcio ($CaSO_4$) El sulfato de calcio reacciona con aluminato tricálcico para formar Estringita (trisulfuro de aluminato de calcio), la cual causa una expansión del material. La expansión ilimitada del cemento causa fractura del material e incluso daños al

revestimiento. La resistencia al ataque a los sulfatos puede incrementarse disminuyendo la cantidad de aluminato tricálcico presente en el cemento.

Retrogresión, a temperatura por encima de los 110 °C (230 °F) el cemento pierde sus propiedades físicas, la resistencia a la compresión, por lo que no se alcanzan los valores esperados para este material. Esto es lo que se conoce como el fenómeno de retrogresión. Este fenómeno puede atribuirse al cambio que sufre la fase de silicato de calcio hidratado, la cual presenta una estructura amorfa convirtiéndose en una nueva fase llamada alfa silicato di cálcico hidratado. El material presente en esta última fase es altamente cristalino y más denso que el de la fase de silicato de calcio hidratado, pero debido a que es mucho más compacto aumenta su porosidad. Esto trae como consecuencia la disminución de la resistencia a la compresión e incremento a la permeabilidad. El problema de la retrogresión puede ser prevenido por la reducción de la relación $\text{CaO} / \text{SiO}_2$, la cual se logra reemplazando parcialmente al cemento por cuarzo molido (material puzolánico).

2.3.3.3 Clasificación del cemento. Los cementos son fabricados cumpliendo estándares químicos y físicos, los cuales dependen de su aplicación. La tabla 4, presenta la información consolidada. En Estados Unidos existen agencias para el estudio y la estructuración de la especificación del cemento, como ACI (Instituto Americano del Concreto), AASHTO (Asociación Americana de Caminos Oficiales del Estado), ASTM (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales), API (Instituto Americano del Petróleo) y varios departamentos del gobierno federal de este país. De estos grupos, los que mejor conocen de la industria del petróleo son la ASTM y API (Albarran & Hernandez, 2012).

Tabla 4*Clasificación API - ASTM cementos*

Clase	Profundidad [m]	Temp [°C]	Observaciones
A (tipo I)	Hasta 1830	77	No se requieran propiedades especiales; no brinda ninguna resistencia a los sulfatos.
B (tipo II)	Hasta 1830	77	No requiere propiedades especiales. Donde se requiere moderada a alta resistencia a los sulfatos.
C (tipo III)	Hasta 1830	77	Donde se requiera alta resistencia a la compresión temprana, se fabrican en los tres grados de resistencia a los sulfatos (baja, moderada y alta).
D	De 1830 hasta 3050	110	Presión moderada, Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Cementos retardados
E	De 3050 hasta 4270	143	Presión alta, Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Cementos retardados
F	De 3050 hasta 4880	160	Presión alta, Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos Cementos retardados
G - H	Cementos básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m. tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fragüe, para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos		

Nota. Información extraída, Albarran F, Hernández L. Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Págs. 24 – 27.

2.3.3.4 Aditivos del cemento. Existen aditivos que modifican las propiedades de la lechada del cemento, entre los cuales según Albarran & Hernandez (2012) están:

Aceleradores, disminuyen el tiempo de bombeo de la lechada. aceleran el proceso de fraguado, Compensan el efecto retardador de otros aditivos (Controladores de filtrado, dispersantes, etc.), modifican la estructura del gel C-S-H (Hidrato de Silicato de Calcio) y aumentan la hidratación.

Retardadores, incrementan el tiempo de fraguado e inhiben la hidratación.

Extendedores, incrementan el rendimiento del cemento y reducen la densidad.

Densificantes, aumentan la densidad de la lechada.

Dispersantes, reducen la viscosidad y el punto de cedencia de la lechada, reducen la presión de fricción. Modifican el régimen de flujo, mejoran la eficiencia de los controladores de filtrado y reducen el contenido de agua.

Controlador de filtrado, controla la pérdida de la fase acuosa hacia la formación.

Controlador de pérdida de circulación, controla la pérdida de la lechada de cemento hacia formaciones débiles o fracturadas.

Especiales, como antiespumantes y anti-sedimentación. Previenen o eliminan la espuma, previenen la cavitación, mantienen la lechada bombeada al pozo. Aseguran un mínimo del punto de cedencia (previenen la sedimentación de los sólidos).

2.4 Integridad de Pozos

Existen algunas normas que describen los procesos para aplicar una gestión de integridad en los sistemas de pozo. La norma noruega, cuenta con el respaldo técnico de la industria a nivel global, considerada como pionera en el desarrollo de la temática., NOR-SOK-010D, (2020) define los requisitos y directrices relacionados con la integridad del pozo en las actividades de perforación. Define a la integridad de pozos, como la “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo”.

Por otra parte, se cuenta con la norma ISO/TS 16530-2, (2017) provee los requerimientos y métodos para la industria de petróleo y gas en el manejo de la integridad de pozos durante la fase operacional del activo. Se considera la fase operativa desde la entrega del pozo después de la construcción, hasta la entrega antes del abandono.

2.5 Yacimiento del Piedemonte en los Llanos orientales

La cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte llanero constituyen un área que ha sido de interés exploratorio por más de tres (3) décadas. Durante este periodo han sido tomadas diferentes medidas de presión y análisis físicoquímicos del agua de formación, con el objeto de caracterizar la naturaleza y dinámica de los hidrocarburos presentes.

Los pozos perforados en el Piedemonte alcanzan entre 12.000 y 21000 pies de profundidad vertical verdadera (TDV), donde los procesos de perforación, completamiento e intervención requieren del empleo de una logística y aplicación de tecnología especial. Los yacimientos asociados a estos pozos corresponden a crudos livianos, con fluidos tipo aceite volátil y gas condensado. Los campos asociados a estos yacimientos son una fuente importante de suministro de gas natural del país.

La integridad de pozos se fundamenta en las barreras envolventes y los elementos que las conforman. Generalmente, la barrera de pozo hace referencia a los mecanismos físicos que se instalan en los pozos. Sin embargo, existe otro tipo de barreras que hacen parte del manejo de integridad de pozos como lo define el estándar ISO 16530-1 Well Integrity – Life Cycle Governance, *Barreras operacionales*: Guías, procedimientos y procesos. *Barreras humanas*: Personal, competencias y entrenamiento. *Barreras administrativas*: Recursos, definición de roles y auditorías. Las barreras de pozo deben prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones, deben prevenir la contaminación de acuíferos con fluidos de producción e inyección, deben prevenir el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares, soportar presiones diferenciales y temperaturas, cargas esperadas durante el ciclo de vida del pozo, y, por último, pruebas de verificación y monitoreo, antes que el pozo sea abandonado.

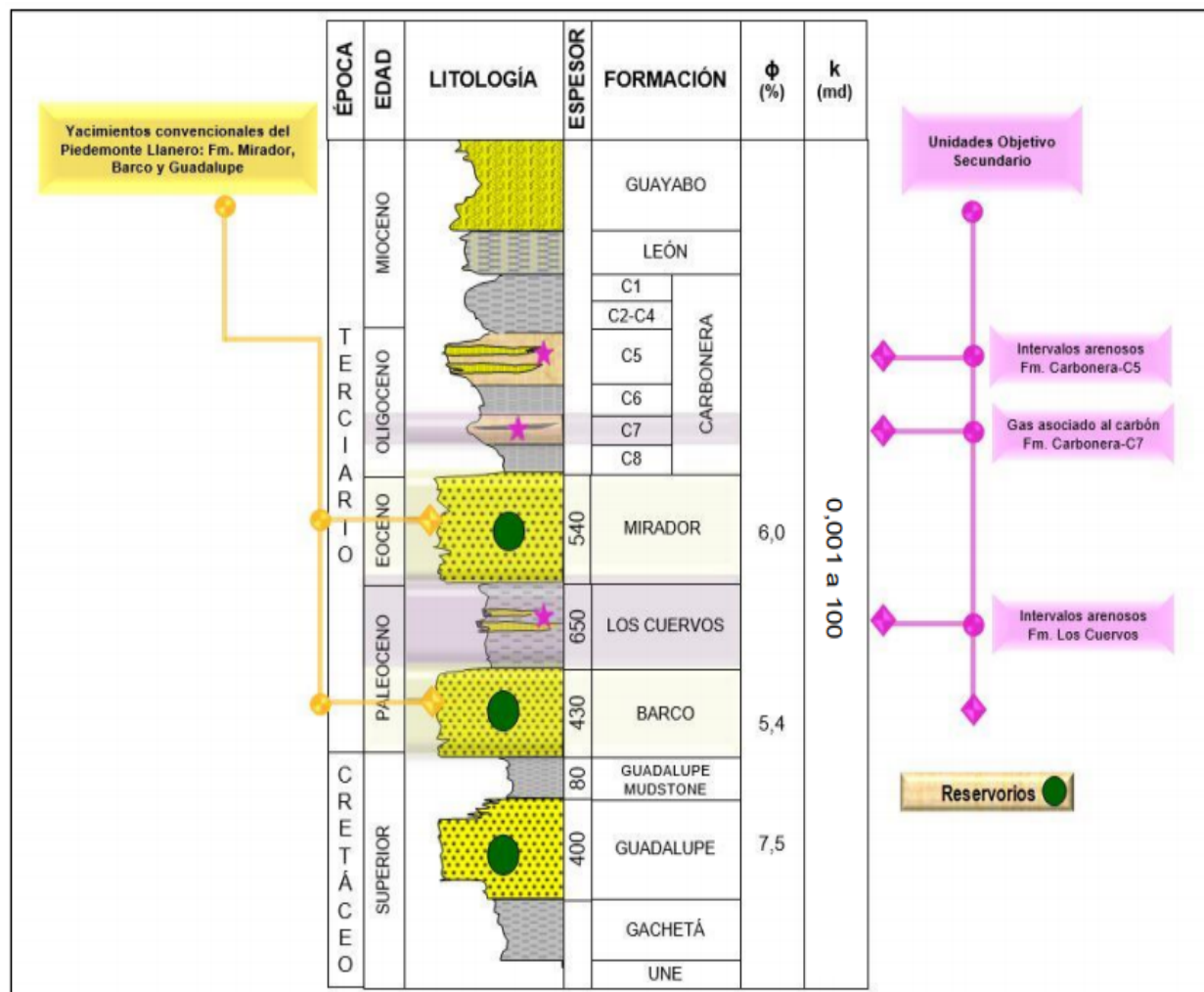
2.5.1 Columna estratigráfica y geología estructural. La figura 10 presenta el detalle de las formaciones que componen la columna estratigráfica, sus edades y litologías, al igual que su relación con el sistema petrolífero en cuestión. Estratigráficamente, el subsuelo se compone de rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario, separadas entre sí por discordancias regionales. Aún no han sido penetradas rocas más antiguas al Cretáceo Superior en el área. Sin embargo, los pozos,

que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales al Este del área de los campos, han penetrado una secuencia de meta sedimentos paleozoicos, los cuales son interpretados como el basamento económico en el Piedemonte Llanero (Bernal & Gomez, Repositorio universidad las Américas, 2020).

Según Torres & Gonzales (2003), el estado de esfuerzos de la Cuenca del Piedemonte Llanero corresponde a fuerzas compresivas reflejadas en la presencia de fallas con elevados ángulos de inclinación, anticlinales cerrados y sinclinales de gran magnitud. Los campos de interés, se caracteriza por tener actividad tectónica asociada a una fuerza compresiva en dirección suroriental. El estado de esfuerzo del Piedemonte Llanero ha sido ampliamente estudiado a través de diferentes técnicas que han dado como resultado los siguientes esfuerzos regionales presentes en las formaciones geológicas:

$$\sigma_{Hmax}=1,2-1,7 \text{ psi/ ft} \quad \sigma_{Ver}=1,07 \text{ psi/ ft} \quad \sigma_{Hmin}=0,65-0,77 \text{ psi/ ft}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, los esfuerzos máximos y mínimos están aplicados el plano horizontal, característica propia de los ambientes de cabalgamiento, los cuales le ha dado forma a la cuenca sedimentaria del Piedemonte Llanero (Bernal & Gomez, Repositorio universidad las Américas, 2020)

Figura 10*Columna estratigráfica el Piedemonte Llanero*

Nota: Imagen tomada de documento (Bernal & Gómez, 2020).

La roca fuente, para los hidrocarburos que existen en el Piedemonte Llanero, corresponde a las Formaciones Gachetá, Villeta y La Luna, quienes son originarias de los más de 80.000 millones de barriles descubiertos hasta la fecha en esta zona. Las profundidades y gradientes geotérmicos de la región, en la actualidad, han demostrado que la Formación Gachetá, se encuentra madura para la generación de hidrocarburos. En cuanto a la roca almacenadora, se destacan las areniscas

de la Formación Guadalupe, las areniscas de la Formación Barco y principalmente las areniscas de la Formación Mirador. Estos tres yacimientos principales se caracterizan por tener una distribución regional amplia. Por su parte, es importante mencionar, que la Formación Los Cuervos, corresponde a unidades almacenadoras de interés secundario (véase Figura 10). En el Piedemonte Llanero, las lodolitas de la Unidad C8 de la Formación Carbonera, constituyen la roca sello. La distribución regional está confirmada por los datos de pozos y de afloramiento. Niveles arcillosos intra formacionales y sectores de alta cementación con cuarzo, producto de diagénesis en las areniscas, localmente, pueden constituir barreras al flujo (Bernal & Gomez, Repositorio universidad las Américas, 2020).

El mecanismo de producción de los campos de Piedemonte utiliza la energía propia del yacimiento, es decir, el agotamiento natural del mismo, y la reinyección del gas producido para mantener la presión del reservorio, y a su vez, de una manera complementaria, para incrementar el factor de recobro de reservas. Debido a que la producción de los campos corresponde mayoritariamente a gas natural y crudo muy liviano, se han implementado pilotos de sistemas de levantamiento por gas “lift”, aprovechando la naturaleza de los reservorios y previendo el agotamiento progresivo que experimentan los mismos (Bernal & Gomez, Repositorio universidad las Américas, 2020).

3. Factores que pueden afectar la integridad mecánica de la tubería de revestimiento del pozo

Con base, en el estudio que valoró las condiciones de pozos de producción de hidrocarburos localizados a nivel mundial en una muestra de 380,000 pozos distribuidos en Canadá, China, Países Bajos, Noruega (Costa afuera), Reino Unido y EE. UU. Estableció que aproximadamente el siete (7) por ciento de los pozos tenían una falla de integridad asociada al pozo (Davies et al., 2014). Los problemas específicos de integridad del pozo varían dependiendo de los diferentes tipos: reservorios convencionales y no convencionales, pozos verticales versus horizontales, en tierra o costa afuera y tipos especiales de diseño, propósito y operación (por ejemplo, inyección de gas y agua, geotérmica, alta presión y temperatura (HPHT), recobro mejorado de aceite (EOR), perforación de aguas profundas, taponamiento y abandono).

Resolver los problemas de integridad de pozos, mejora el potencial para conseguir una producción óptima, maximiza el recobro de reservas y la operación rentable a lo largo de la vida útil del pozo (Kiran, y otros, 2017).

3.1 Condiciones de impacto en la integridad según el tipo de pozo o yacimiento

A continuación, se realiza la descripción de potenciales problemas de integridad de pozo, de acuerdo con sus características y/o propiedades de yacimiento.

3.1.1 Yacimientos convencionales y no convencionales.

Los yacimientos convencionales generalmente involucran formaciones de arenisca, carbonato y arenas arcillosas, mientras que los yacimientos no convencionales incluyen lutitas y areniscas de baja porosidad / permeabilidad, arenas bituminosas de crudo pesado y recursos de metano en capas de carbón. Los problemas de integridad de pozo más comunes involucran la migración de fluidos

a través de vías de fuga. El cemento es la barrera hidráulica principal, aparte de la columna de fluido que proporciona aislamiento entre el pozo y el fluido de formación. Sin embargo, el cemento tiene limitaciones, como la degradación química y la reducción de la resistencia con el tiempo.

La complejidad de muchos yacimientos no convencionales plantea desafíos de integridad del pozo, las condiciones severas de presión y temperatura, el comportamiento químico irregular de las rocas de formación. Los yacimientos de esquisto no convencionales a menudo encuentran problemas específicos debido a un comportamiento geológico impredecible durante las operaciones de perforación. El lodo de base aceite (OBM) es el fluido de perforación comúnmente usado en estos yacimientos (Guo, 2012). La solubilidad de los gases de hidrocarburo en OBM es considerable. Esta característica de la OBM provoca la evacuación del gas disuelto cuando el lodo alcanza la presión del punto de burbuja durante la circulación. Este proceso proporciona un camino para la migración de gas a zonas menos profundas y sin revestimiento (McDaniel, 2014).

Las formaciones no convencionales cargadas con gas, particularmente aquellas a profundidades relativamente poco profundas, como los carbones, los bitúmenes y los lechos de lutitas delgadas, se clasifican como una de las fuentes de contaminación de metano en los acuíferos (King G. E., 2013). Una de las técnicas más utilizadas para mejorar la producción de crudo pesado y bitumen es el recobro térmico. Esta técnica reduce la viscosidad, pero también induce tensiones térmicas que inciden en la integridad del cemento y la capa de roca. La falla de la unión de la cubierta de cemento es prominente en estas condiciones debido a la carga cíclica térmica, a la deformación del “casing” y a los movimientos de corte de la formación.

La carga cíclica térmica generalmente resulta en cambios volumétricos extremos en el reservorio como resultado de la alta temperatura, la dilatación cíclica, la convección de fluidos y la contracción. Además, los movimientos de cizallamiento de la formación son causados

principalmente por una reducción en la fricción debido a la transferencia de calor entre las zonas productoras y los lechos impermeables circundantes delgados (Xie, 2008).

3.1.2 Geotérmica y pozos inyectoros de agua

En los pozos geotérmicos, la energía térmica se deriva de las profundidades de la Tierra utilizando fluidos de formación o inyección artificial y los hace circular a través de zonas de alta temperatura. En contraste con los pozos de crudo y gas típicos, dichos pozos están expuestos típicamente a temperaturas mucho más altas, en el rango de 450 °F a 750 °F, lo que complica el manejo de los fluidos de circulación, el diseño del revestimiento y el cemento (Kiran, y otros, 2017).

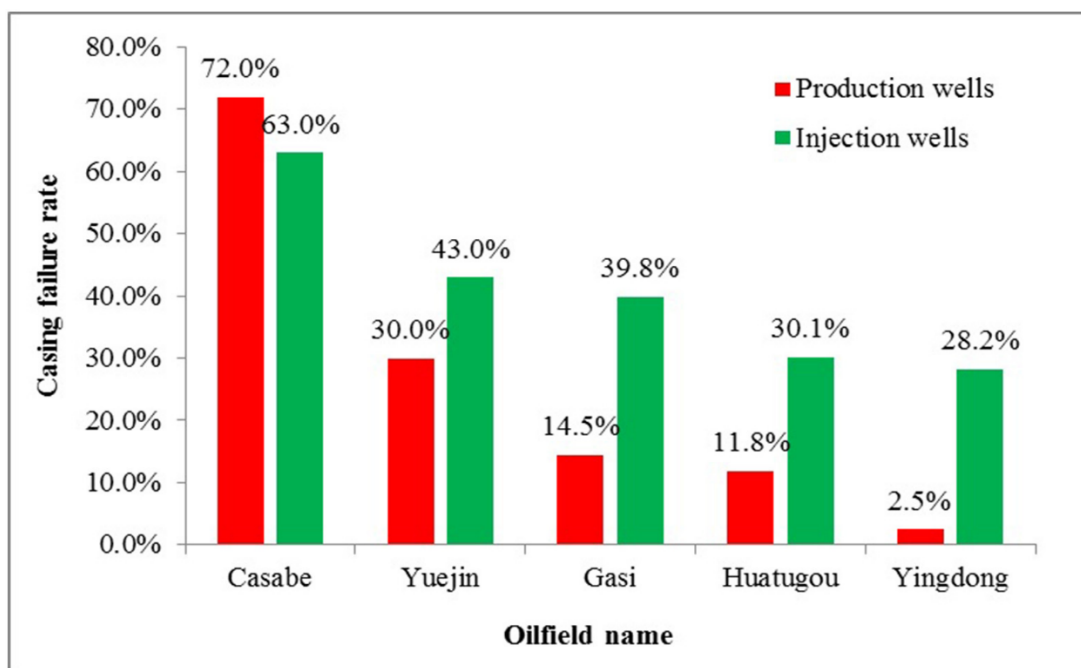
Las altas temperaturas pueden aumentar la corrosión de los materiales metálicos al aumentar la concentración de cloruros en los fluidos de perforación (Klapper, 2013). La temperatura extrema puede causar que el cemento se desprenda del revestimiento. El cemento Portland es de naturaleza frágil y susceptible de agrietarse y contraerse debido a las tensiones inducidas térmicamente (Shadravan A. G., 2015).

Los pozos de inyección de agua son más propensos a los problemas de integridad del pozo. Específicamente, en un ambiente submarino, el agua se bombea hacia el pozo, cuya temperatura cambia dependiendo de la longitud de profundidad del pozo hacia el reservorio. La alta temperatura del yacimiento y la baja temperatura del fluido de inyección resultan en el ciclo de temperatura baja, temperatura alta, temperatura baja. Este ciclo induce tensión diferencial entre la tubería de revestimiento y la interfaz de cemento. La falta de cohesión de la unión cemento-“casing”, propicio cizallamiento en la interfaz y da lugar a la creación de una ruta de migración de fluido a lo largo de la carcasa (Therond, 2016).

Yin, y Otros. (2018) estudiaron el comportamiento mecánico del revestimiento durante la inyección de agua en campos petrolíferos. Con base de la interpretación de los datos de registro y el análisis estadístico, el deslizamiento de la formación se identificó como la causa dominante del fallo del “casing”. La figura 11, muestra la tasa de fallas comparativa de algunos campos entre los pozos productores y los pozos inyectores, donde en la gran mayoría de los casos, las fallas de las tuberías de revestimiento son mayores en los pozos inyectores.

Figura 11

Tasa de falla de la carcasa en algunos campos petroleros con sistema de reinyección.



Nota. Adaptado de Yin, F., Deng, Y., He, Y., Gao, D., & Hou, B. (2018). Mechanical behavior of casing crossing slip formation in waterflooding oilfields. Journal of Petroleum

3.1.3 Pozos de alta presión y temperatura (HPHT)

Los pozos de alta presión y temperatura (HPHT) se refieren a los pozos que tienen una presión de cierre de cabezal de pozo mayor o igual a 690 bares (10,000 psi) y/o pozos con una temperatura

superior a 150 °C (300° F) (Junior, 2009). Durante la perforación, estos pozos exhiben los efectos de acoplamiento de los cambios en las tensiones, la presión de los poros y la temperatura, menudo causan problemas de inestabilidad del pozo, como un agujero estrecho, una tubería atascada y una adherencia diferencial. La temperatura elevada tiende a disminuir la densidad de circulación equivalente (ECD) del lodo, debido a la expansión térmica y, en consecuencia, reduce el margen para la entrada de fluido desde la formación. Esta reducción en ECD hará que el pozo sea más susceptible a las patadas o al colapso. Las condiciones de HPHT reducen el tiempo de endurecimiento del cemento, desarrollando una resistencia a la compresión prematura que promueve el agrietamiento en el cemento post-fraguado (Shadravan & Amani, 2012); (Fritella, Babbon, & Muffo, 2009).

Las propiedades reológicas del cemento, como la viscosidad plástica y el punto de elasticidad, disminuyen significativamente, lo que afecta el perfil de presión del pozo. En ausencia de una predicción precisa del perfil de presión del pozo, la tubería de revestimiento y el cemento pueden ser incapaces de soportar la presión de formación que podría ocasionar el colapso del pozo (Shaughnessy y Helweg, 2002; Ravi et al., 2003).

Los pozos HPHT exhiben mayores diferenciales de presión dentro de la tubería de revestimiento y la formación durante la vida útil de la producción que los pozos convencionales (Stiles, 2006). Por lo tanto, muchos otros desafíos, como la excentricidad de la carcasa, la canalización en el cemento y los vacíos de cemento a menudo se asocian con estos entornos (Guillot et al., 2008; Ferda y Al-Ghadban, 2004; Couturler et al., 1990). Ichim y Teodoriu (2016) han demostrado que la excentricidad de la carcasa aumentará las tensiones locales sobre el cemento y aumentará la posibilidad de fallar. La excentricidad de la carcasa da como resultado una

velocidad de fluido no uniforme, que evita el movimiento lento del fluido de perforación y conduce a trabajos irregulares de cemento que socavan la integridad del pozo (Wilcox et al., 2016).

Los estudios demuestran que los vacíos en el cemento y la canalización del cemento tienen un mayor impacto en la resistencia al colapso de la carcasa que la excentricidad. En consecuencia, este comportamiento de la carcasa afecta a las propiedades mecánicas. El cemento exhibe una mayor probabilidad de falla de tracción en la condición de canalización, mientras que la probabilidad de falla de compresión más alta en situaciones que involucren excentricidad de la carcasa (Yuan Z. S., 2012).

3.1.4 Recobro mejorado de aceite (EOR) y recobro mejorado de gas (EGR)

Las operaciones de recobro mejorado de crudo y gas utilizan una gama de técnicas para activar la mayor recuperación de recursos de los reservorios. Sin embargo, las técnicas tienen el potencial de impactar negativamente la integridad del pozo y causar daños a la formación, debido a la creación de desequilibrios de presión y las alteraciones químicas asociadas con las condiciones prevalecientes (Yuan B. B., 2016).

El comisionamiento de pozos de inyección para los procesos de recuperación secundaria plantea riesgos de migración de fluidos a la superficie, fugas, hundimientos o levantamientos y posibles movimientos sísmicos, debido a los diferenciales de presión creadas (Yeck, y otros, 2016).

La inyección de CO₂, puede conducir a la formación de una columna crítica de humectabilidad en el yacimiento, que deteriora el cemento por la reacción con agentes de hidratación en el cemento después de una exposición prolongada. Los iones sulfato y carboxilo, activos durante la hidratación, mejoran el rendimiento del cemento en la fase inicial, mientras que la exposición prolongada afecta negativamente el rendimiento del cemento. El ácido carbónico formado por la

disolución del dióxido de carbono en el agua se difunde en la matriz del cemento, reacciona con el hidróxido de calcio y el silicato de calcio, luego migra fuera de la matriz y aumentando la porosidad y la permeabilidad del cemento, lo que conduce a la pérdida del aislamiento zonal y la migración de gases. Este problema de cementación puede originar una presión sostenida en la carcasa (Sweatman, 2006) (Syed & Cutler, 2010). El ambiente ácido también suscita la corrosión del revestimiento y empaques, potenciando fugas a través de las barreras de integridad (Durongwattana, Toempromraj, Jedsadawaranon, & Sompopsart, 2011).

3.1.5 Sellamiento y Abandono de pozos (SAP)

Las operaciones de sellamiento y abandono de pozos (SAP) se realizan para asegurar la integridad de las formaciones al final de la vida útil. Sin embargo, después de un período prolongado, los pozos SAP, pueden registrar problemas de integridad. El taponamiento y el abandono de las perforaciones no se realizó, hasta después de la década de 1890 (NPC, 2011). Antes de esa fecha, varios pozos se habían dejado sin sellar, debido a la ausencia de cualquier regulación, resultando fuga permanente a la superficie.

Las regulaciones vigentes están destinadas a restaurar la funcionalidad de la capa de roca sello y mantener la integridad del pozo a perpetuidad. Los tapones de cemento se han convertido en obligatorios al nivel de la zapata de la carcasa, a través de los estratos que contienen petróleo, gas y agua, de modo que se eviten los riesgos de contaminación y flujo cruzado de SAP (NPC, 2011). Las operaciones inadecuadas de SAP ocasionan pozos huérfanos en los cuales las vías de fuga y la filtración natural del flujo cruzado de petróleo y gas pueden ocurrir entre la arena de la formación geológica hacia la superficie. Los SAP se ven afectados por la colocación inadecuada de sellos, cemento fracturado, canales de lodo y trabajos deficientes de cemento. El retiro del gas de la formación, las operaciones de re-fracturamiento en pozos viejos, muestran un potencial de fugas

en caso de re-presurización del yacimiento (King & Valencia, 2014) (Schultz, Mutlu, & Bere, 2016).

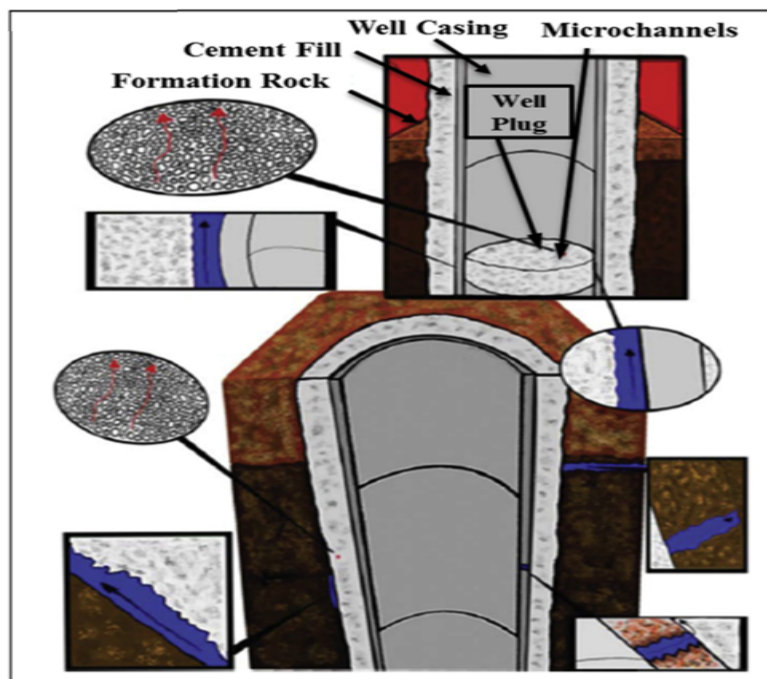
Una exposición prolongada a salmuera o gases, como el CO_2 o el H_2S , deterioran las propiedades de la tubería de revestimiento, el cemento y empaques, generando vías para la fuga de fluido que se desplace a zonas no intencionales. La presión excesiva aplicada durante la operación de SAP puede conducir fracturas en el cemento. (Lockyear, Ryan, & Gunningham).

3.2 Factores y/o mecanismos que afectan la integridad de pozos

La pérdida de integridad del pozo es una consecuencia principalmente dependiente del tiempo de la formación. Causada por la fuga de fluido, el transporte de solutos, las reacciones químicas, las tensiones mecánicas, la calidad del anular, la degradación de la tubería de revestimiento y empaques y operaciones defectuosa de abandono. Estas causas, pueden clasificar en tres categorías, a nivel: químicos, mecánico y físico. Estos, contribuyen a la generación de caminos o vías de fuga a lo largo de las estructuras que establecen el pozo, facilitando el movimiento y la migración de fluidos a la superficie, la figura 12 presenta la visualización de los caminos de fuga.

Figura 12

Potenciales caminos de fuga en pozos.



Nota. Adaptado Nygaard, R., Salehi, S., Weideman, B., Lavoie, R.G., 2014, January 1.

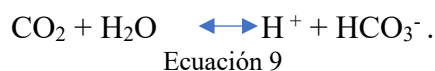
Effect of Dynamic loading on wellbore leakage for the wabamun area CO₂-sequestration project.

Las posibles vías de fuga se pueden atribuir principalmente a la corrosión de tubulares; fugas a través de las roscas de unión; la interfaz revestimiento-cemento; migración de gas a través del cemento debido a microanillos, espacios vacíos y fracturas; canales de lodo; comunicación del fluido entre la formación y el cemento; migración de gas a través de la roca sello averiada; comunicación del fluido entre la roca sello y el cemento del pozo cemento. Ambiente ácido causado por la presencia de CO₂, H₂S, y el agua que promueve la corrosión del revestimiento y la disolución del cemento (Schwind, Payne, Otten, & Pattillo, 2001).

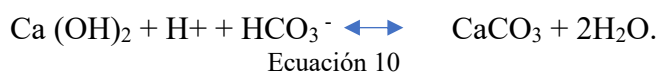
3.2.1 Categoría química asociado con fallas de pozo

Las reacciones químicas son el aspecto común de los problemas de integridad de pozo que prevalecen en cualquier condición. Las Transformaciones ocurren continuamente durante procesos como la disolución de los componentes del cemento, la corrosión del revestimiento y la degradación de los empaques.

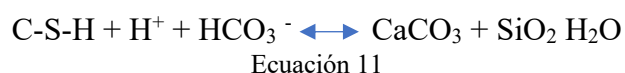
Algunas de las reacciones en los cementos son genéricas para todos los tipos como se observan en las ecuaciones (9) al (12). La degradación química del cemento debido a su contacto con el CO₂ en un ambiente acuoso se denomina “carbonatación”.



Ecuación 9



Ecuación 10



Ecuación 11



Ecuación 12

La matriz de cemento experimenta cambios químicos que pueden caracterizarse por un proceso de dos pasos en el caso de interacciones con ácidos. En primer lugar, se produce la lixiviación del cemento que inicia la corrosión del revestimiento. La alteración del cemento se evidencia con las obstrucciones debido a la precipitación de calcita que genera un ensanchamiento de poros debido a la re-disolución de minerales a base de calcio.

El proceso de carbonatación inicialmente crea soluciones ácidas débiles ricas en especies de carbonato disueltas, que disminuyen el pH y, por consiguiente, disuelven amplias fases de cemento como la portlandita, silicatos, sulfatos y aluminatos. La extensión y la velocidad de estas

alteraciones en el cemento en el pozo dependen de la composición inicial, la edad, el rango de las condiciones reactivas de fondo de pozo experimentadas.

Las reacciones geoquímicas en la interfaz cemento-formación tienden a inducir la obstrucción en el cemento y el área de la roca base, principalmente debido a una mayor precipitación y aumento de la porosidad. En la zona próxima de la interfaz de cemento y la roca, la porosidad inicialmente disminuye y luego aumenta (Viswanathan, y otros, 2008) . La presencia de impurezas relacionadas con el azufre en el cemento conduce a otro conjunto de reacciones redox de sulfuración, que tienden a promover la disolución del hierro y aluminio que son la base del mineral. Los ambientes ácidos, generados por la presencia de H_2S y CO_2 son propicios para la corrosión y la fragilización de la tubería de revestimiento. La cual está fabricada a partir de diferentes grados o tipos de aceros susceptible de la afectación química. El aumento de la temperatura y la presión actúan como catalizador para las reacciones químicas involucradas en la corrosión de la tubería de revestimiento.

Debido a la presencia de un ambiente ácido y una alta afinidad del hierro, la reacción redox se realiza en la superficie del “casing” y potencializa en los sitios de defectos inducidos por el estrés y daños mecánicos. El subproducto de esta reacción redox da como resultado la formación de escamas de carbonato en la superficie y, con el tiempo, el espesor de la tubería se consume, como la ecuación 12.



Ecuación 12

La fragilización por hidrógeno, la corrosión galvánica, la corrosión por hendidura y la corrosión microbiológica son los mecanismos de corrosión, en la tubería de revestimiento que da lugar a la formación de escamas de hierro en la superficie del metal (Zhang & Talman, 2014).

Las sartas de tuberías de revestimiento, el tubo de producción y los empaques de la carcasa son vulnerables a la corrosión, especialmente en el caso de entornos corrosivos severos en el fondo del pozo, a través de la inyección de gas o agua para el recobro mejorado de crudo. Estas reacciones químicas conducen a la creación de micro-anulares en el cemento, en la interfaz carcasa/cemento, actuando como vías de migración de fluido del fondo de pozo.

3.2.2 Categoría mecánica asociado con fallas de pozo

Los esfuerzos geo mecánicos existentes e inducidos son un desafío para la integridad del pozo. Las variaciones en los regímenes de esfuerzos se han atribuido a parámetros, como las condiciones de presión diferencial creadas en el sistema durante la producción y la inyección, cambios en la temperatura, actividad tectónica, la excentricidad del “casing”, fracturas existentes, fugas en las zapatas del revestimiento y alteraciones químicas.

El mecanismo de iniciación y propagación de la degradación mecánica es la fracturación radial, la deformación plástica del cemento, la separación entre el cemento y la tubería de revestimiento o la formación, y los espacios o vacíos en el cemento (Yuan, Schubert, Esteban, Chantose, & Teodoriu, 2013).

En la interfaz de la carcasa - cemento, el cambio en los módulos afecta la resistencia al colapso de la carcasa hasta en un 10%. Esta distribución de tensiones muestra un comportamiento no uniforme y es susceptible a la iniciación y propagación de fracturas en la interfaz del cemento. El efecto combinado de la variación de los módulos de cemento y el de las formaciones de roca vecinas puede promover el inicio de la propagación de la fractura radial y la deformación plástica en el cemento (Gray, Podnos, & Becker, 2009)

La mala cementación, la compactación, la carga tubular; las tensiones térmicas, la rugosidad de la superficie, la excentricidad del revestimiento, la inclinación del pozo y la contracción del

cemento en el tiempo, conducen a la descomposición en las interfaces que se transforman en canales para la migración de fluidos. (Yuan, Schubert, Esteban, Chantose, & Teodoriu, 2013)

3.2.3 Categoría física asociado con fallas de pozo

La falla de las barreras de integridad no solo se atribuye a la alteración química y mecánica, sino que también depende en gran medida de factores físicos in situ, relacionados con los métodos y procedimientos operativos y uso de materiales. En la operación básica de perforación, se forman tortas de lodo filtrado en las interfaces del perforado, durante la circulación continua de los fluidos de perforación. Particularmente en los pozos desviados, la presencia de torta de lodo es una preocupación significativamente constante (Keller, Crook, Haut, & Kulakofaky, 1987).

La torta de lodo formada a lo largo de las paredes del pozo durante la perforación tiende a dar como resultado una unión inadecuada del cemento y el revestimiento.

Las operaciones de estimulación, por medio de sustancias ácidas como el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF) se aplican en algunos campos para mejorar la permeabilidad de la formación mediante la disolución de minerales solubles en estos ácidos, que tienden a mejorar la fluidez de formación. Sin embargo, el HCl y HF, o mezclas de esos ácidos, tienden a ser agresivos para el cemento (Boyd, y otros, 2006).

La cementación también es una parte importante de las operaciones del perforado. El cemento generalmente toma tiempo para establecerse, y durante este período de configuración, si el gas de la formación lo invade, se pueden crear canales que alteran las propiedades del cemento. Los tiempos de fraguado del cemento están influenciados principalmente por la composición y características de la mezcla en el desplazamiento durante bombeo. La lechada, forma fluida del cemento antes de que se asiente, se pueden infligir sus características por diversos mecanismos, como la gelificación, la contracción, la separación del agua del cemento y la pérdida de fluidos.

La gelificación y la contracción del cemento dictan las propiedades del endurecido, la permeabilidad, la porosidad y la resistencia.

Estas propiedades afectan directamente la integridad de un pozo al proporcionar resistencia al flujo de fluidos y la carga in situ. La separación del agua del cemento y la pérdida de fluidos reduce la presión hidrostática in situ y potencialmente aumenta la invasión del cemento por los gases (Bonett & Pafitis, 1996). La invasión de gas tiene una tendencia a crear micro - anillos, pequeñas fracturas, debilitar el cemento.

3.2.4 Consolidado de las categorías asociadas con la pérdida de integridad en los elementos del pozo.

La tabla 5, integra las categorías y la identificación de los factores causantes de potenciales pérdidas de la integridad del pozo.

Tabla 5

Consolidado de categorías y factores que impactan la integridad del pozo.

Categoría química	Categoría mecánicos	Categoría física
Disolución componentes del cemento. (reacciones de carbonatación).	Esfuerzos geo mecánicos	Métodos y procedimientos operativos, uso de materiales. Tortas de lodo Operaciones de estimulación Cementación.
Corrosión y fragilización de tubulares.	Presión diferencial. (producción e inyección) Cambios de temperatura. Actividad tectónica. Excentricidad del “casing”.	
Degradación de empaques	Fractura radial. Deformación plástica Deficiente cementación. La compactación. La carga tubular. Las tensiones térmicas. La rugosidad de la superficie.	

La excentricidad del revestimiento,
la inclinación del pozo.
La contracción del cemento en el
tiempo.

Nota: Elaborado por el autor.

A partir de las categorías definidas como, química, mecánica y física se focaliza cada una de estas a los elementos de interés de ese estudio, las tuberías, como se presenta en la tabla 6

Tabla

6

Categorías y factores que impactan la integridad de las tuberías de revestimiento en pozo durante la operación

Categoría química	Externos (<i>Proviene fuera del sistema de pozo</i>):	Corrosión Depósitos Ceras (orgánico)
	+ Aplicación química de pozo. + fluidos; levantamiento/anular	Incrustaciones (Inorgánico)
	Internos (<i>Están dentro sistema de pozo</i>)	Degradación o pérdida de las propiedades de los materiales (metálicos, poliméricos, cerámicos, compuestos.)
	+Componentes del cemento + Composición Fluidos de producción +Gases corrosivos +Componentes de la formación	
Categoría mecánica	Estáticos:	Fracturas
	+ Compactación de la formación +Temperatura de la formación +Sobrecargas	Fatiga Desgaste Erosión Pérdida de adherencia interfase tubo/cemento
	Dinámicos +Expansión/contracciones materiales + Velocidad del fluido	
Categoría física	Operacionales	Sobrepresiones
	+Intervención de pozo +Monitoreos/ registros	Daños a la formación
	No Operacionales + Competencias + Procedimientos	

Nota: Elaborado por el autor.

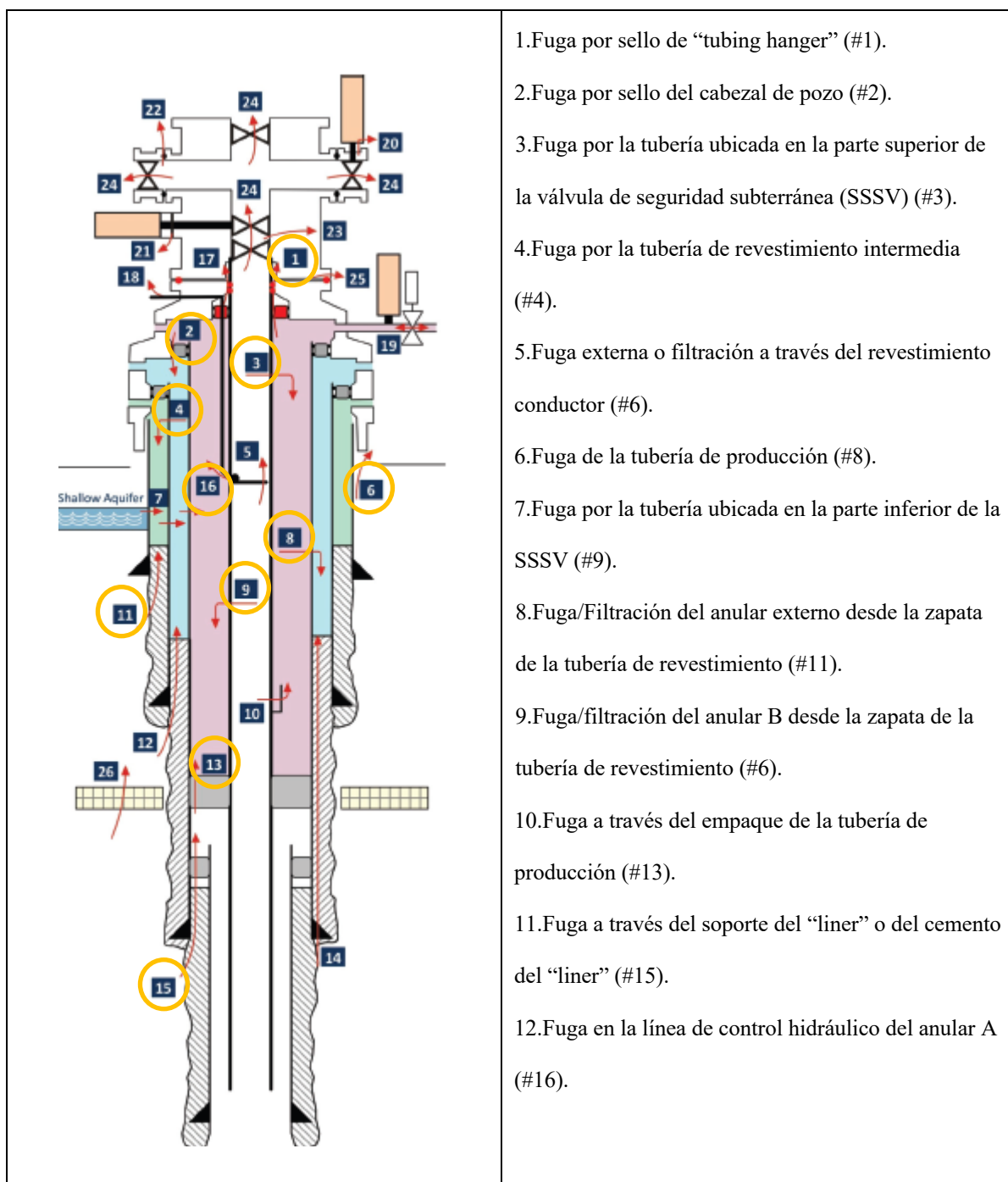
3.3 Potenciales puntos de fuga y/o modos de falla asociados al sistema tubular del pozo

La identificación de los potenciales puntos de fuga que pueden ocurrir en un pozo en operación se evidencia en la figura 13. Se describen en total veintiséis puntos o modo de Falla, que van desde la zona de mayor profundidad, es decir fugas a través del “Liner Hanger”, el cemento del “Liner” y vías de fuga a través de micro anulares debido a un cemento pobre, hasta fugas asociadas a la zona superficial de pozo, es decir, en la brida, válvula y empaque del vástago que hace parte del árbol de navidad.

Dentro de los puntos de falla se identifican doce (12) modos asociados con los sistemas de tuberías de producción y/o tuberías de revestimiento, los cuales se identifican resaltándolos en la imagen de la figura 13. Dentro del sistema esta inmersos algunos elementos que por su configuración es necesarios vincularlos al sistema tubular, entres estos empaques, sellos, cemento....

Figura 13

Diagrama de pozo con visualización de los modos de falla típicos y su asociación con los tubulares.



Nota. Adaptado (ISO/TS-16530-2, 2013) Pág 63.

4. Estándares y buenas prácticas en la evaluación de la Integridad de Pozos

Este capítulo condensa la revisión, organización e integración de la información de lineamientos normativos, prácticas recomendadas y documentos académicos que la industria de “Oil & Gas” a nivel global aplica o correlacionan con la integridad de pozos, Las tablas 6 – 10, presentan la síntesis de lo mencionado anteriormente.

La información está estructurada por tipo de información, titulo y contribución. En lo que se refiere al tipo, se define el documento como un estándar, un artículo, “guidelines” (guía, procedimiento), reporte técnico u otro. El titulo describe el contenido general del documento y la contribución hace referencia a la descripción o área a la cual aporta la temática de la integridad de pozos. Cada tabla integra la documentación según el ente regulador que la genera o autor. Para este caso, como autores se mencionan:

API = American Petroleum Institute

ISO = International Organization for Standardization

EI = Energy Institute

IADC = International Association of Drilling Contractors

NOG = Norway Oil and Gas

Tabla 6

Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos del Instituto de normalización de petróleo y gas noruego-NORSOK

Tipo	Título	Contribución
NORSOK STANDARD-D-001	“Drilling facilities”	Sistemas y equipamiento para el control de pozos
NORSOK STANDARD-D-002	“System Requirements Well Intervention Equipment”	Sistemas y equipamiento para el control de pozos
NORSOK STANDARD-D-007	“Well Testing System”	Sistemas y equipamiento para el control de pozos
NORSOK STANDARD-D-010	“Well integrity in drilling and well operations”.	Definición integridad de pozo. Recomienda las mejores prácticas, lo requisitos y procedimientos de integridad. Presenta esquemas de barrera de pozo predefinidas para las situaciones más comunes, incluida una biblioteca de 50 elementos de barrera de pozo definidos con criterios de aceptación que el usuario puede aplicar para definir un pozo. Describe los programas y procedimientos de actividades, así como las contingencias que deben abordarse. Tomada para todas las operaciones / actividades del pozo y reportar incidentes.
NORSOK STANDARD-Z-013	“Risk and emergency preparedness analysis”	Da pautas en el establecimiento y uso de criterios de aceptación de riesgo (RAC). Presenta los pasos y requisitos específicos para el análisis de riesgo cuantitativo (QRA) del pozo.

Nota. Elaboración autor, información extraída, múltiples fuentes.

Tabla 7

Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos “Oil and Gas UK”

Tipo	Título	Contribución
OGUK OP095	“Well Life Cycle Integrity Guidelines”	Procesos de seguridad.
OGUK UP002	“OGUK Guidelines for High-Pressure, High-Temperature Wells”	Procesos de seguridad.
OGUK OP064	“Relief Well Planning”	Manejo de control de pozos y planificación contingencias.

OGUK OP065	“Competency for Wells Personnel Including Example”	Manejo de control de pozos y planificación contingencias.
OGUK OP071	“Guidelines for the Abandonment of Wells, Qualification of Materials for the Abandonment of Wells and Well Abandonment Cost Estimation”	Suspensión y abandono.

Nota. Elaboración autor, información extraída, múltiples fuentes.

Tabla 8

Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos del “Energy Institute”

Tipo	Título	Contribución
EI PART 17 Vol 1	“High Pressure and High Temperature Well Planning “	Diseño de pozos.
EI PART 17 Vol 3	“High pressure and high temperature well completions and interventions”	Diseño de Pozos

Nota. Elaboración autor, información extraída, múltiples fuentes.

Tabla 9

Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos relacionados con

“International Organization for Standardization” – ISO

Tipo	Título	Contribución
ISO/TS 16530-1	“Well integrity Part 1: Lifecycle governance manual”	Seguridad de procesos
ISO/TS 16530-2	“Well integrity Part 2: Well integrity for the operational phase”	Descripción de los procesos necesarios para evaluar y gestionar el riesgo dentro de un marco definido. Proceso de administración de la integridad del pozo en la etapa operativa de pozos. Proceso de gestión de la integridad del pozo asegurando el cumplimiento de los límites operativos especificados para los tipos de pozos.
ISO 17969	“Guidelines on Competency Management for Well Operations Personnel”	Manejo de control de pozos y planeación de contingencias.
ISO 13533	“Drilling and Production Equipment - Drill- Through Equipment”	Sistemas y equipos para el control de pozo
ISO 11961	“Steel Drill Pipe”	Sistemas y equipos para el control de pozo

ISO 13354	“Shallow Gas Diverter Equipment”	Sistemas y equipos para el control de pozo
ISO 13624	“Drilling and Production Equipment – Part 1: Design and Operation of Marine Drilling Riser Equipment”	Diseño de Pozos
ISO/TR 10400	“Formulae and Calculations for the Properties of Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe used as casing or Tubing”	Diseño de Pozos
ISO 15156-1:2015	“Materials for use in H ₂ S Containing Environments in Oil and Gas Production”	Diseño de Pozos
ISO 13679	“Procedures for Testing Casing and Tubing Connections”	Diseño de Pozos
ISO 10423	“Wellhead and Christmas Tree Equipment”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 11960	“Steel Pipes for use as Casing or Tubing for well”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 13680	“Corrosion-resistant Alloy Seamless Tubes for Use as Casing, Tubing, and Coupling Stock”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 3183	“Line Pipe”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10426-1	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 1: Specification”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10426-2	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 2: Testing of Well Cements”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10426-3	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 3: Testing of Deepwater Well Cement Formulations”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10427-3	“Equipment for Well Cementing - Part 3: API SPEC 10F Performance Testing of Cementing Float Equipment”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 14310	“Downhole Equipment - Packers and API Spec 11D1 Bridge Plugs”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10432	“Downhole Equipment - Subsurface safety API Spec 14A valve equipment”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
ISO 10417	“Subsurface Safety Valve Systems - Design, Installation, Operation and Redress”.	Servicios de intervención de” workover”
ISO 10426-4	“Cements and Materials for Well Cementing – Part 4: Preparation and Testing of Foamed Cement Slurries at Atmospheric Pressure”.	Operaciones de perforación y completamiento
ISO 10426-5	“Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure”.	Operaciones de perforación y completamiento
ISO 10426-6	“Methods of Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations”	Operaciones de perforación y completamiento

Nota. Elaboración autor, información extraída, múltiples fuentes.

Tabla 10

Estándares y lineamientos que contribuyen a la Integridad de Pozos relacionados con

“American Petroleum Institute”

Tipo	Título	Contribución
API Std 53	“Blow Out Prevention Equipment Systems for Drilling Wells”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Std 65-2	“Isolating Potential Flow Zones During Well Construction”	Prácticas para el aislamiento con potenciales zonas de flujo. Integración de elementos de mantenibilidad en la integridad de pozos.
API Std 16AR	“Repair and Remanufacture of Drill-through Equipment”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Std 7CW	“Casing Wear Tests”	Diseño de pozos.
API RP 100-1	“Hydraulic Fracturing-Well Integrity and Fracture”	Procesos de seguridad
API RP 10D-2	“Centralizer Placement and Stop-collar Testing”	Diseño de pozos
API RP 59	“Well Control Operations”	Planeación de contingencias, manejo y control de pozos.
API RP 5C6	“Pipe With Welded Connectors”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API RP 90-2	“Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells”	Servir como una guía para monitorear y manejar la presión del anular (ACP) en los pozos en tierra, incluyendo la producción, inyección, observación/ monitoreo, y pozos de almacenamiento.
API Spec 19V	“Subsurface Barrier Valves and Related Equipment”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API Spec 14L	“Locks and Landing Nipples”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API Spec 19AC	“Completion Accessories”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API Spec 19TT	“Well Test Tools”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API Spec 5	“Coiled Tubing”	Manufactura y especificaciones de equipos de pozos.
API Spec 16C	“Choke and Kill Equipment”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Spec 7-1	“Rotary Drill Stem Elements”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Spec 7NRV	“Drill String non-return valves”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Spec 16D	“Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Diverter Equipment”	Sistema y equipos para el control de pozos.
API Technical Report PER15	“Protocol for Verification and Validation of High-pressure High-temperature Equipment”	Diseño de pozos

API Technical Report 17TR8	“High-Pressure High-Temperature (HPHT) Design Guidelines”	Diseño de pozos
API Spec 16^a	“Drilling and Production Equipment - Drill- Through Equipment”	Sistemas y equipos para el control de pozo
API Spec 5DP	“Steel Drill Pipe”	Sistemas y equipos para el control de pozo
API TR 5C3	“Formula and Calculations for the Properties of Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe used as casing or Tubing”	Diseño de Pozos
API RP 5C5	“Procedures for Testing Casing and Tubing Connections”.	Diseño de Pozos
API Spec 6^a	“Wellhead and Christmas Tree Equipment”.	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo
API Spec 5CT	“Steel Pipes for use as Casing or Tubing for well.”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API Spec 5CRA	“Corrosion-resistant Alloy Seamless Tubes for Use as Casing, Tubing, and Coupling Stock”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API Spec 5L	“Line Pipe”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API SPEC10 A	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 1: Specification”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API RP 10B-2	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 2: Testing of Well Cements”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API RP 10B-3	“Cements and Materials for Well Cementing - Part 3: Testing of Deepwater Well Cement Formulations”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API Spec 10F	“Equipment for Well Cementing - Part 3: API SPEC 10F Performance Testing of Cementing Float Equipment”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API Spec 14^a	“Downhole Equipment - Subsurface safety API Spec 14A valve equipment”	Fabricación y especificaciones de equipos de pozo.
API RP 14B	“Subsurface Safety Valve Systems - Design, Installation, Operation and Redress”.	Servicios de intervención de “workover”
API RP 10B-4	“Cements and Materials for Well Cementing – Part 4: Preparation and Testing of Foamed Cement Slurries at Atmospheric Pressure”.	Operaciones de perforación y completamiento
API RP 10B-5	“Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure.”	Operaciones de perforación y completamiento

Nota. Elaboración autor, información extraída, múltiples fuentes.

Tabla 11*Elementos normativo y regulatorios asociados al contexto colombiano*

Tipo	Título	Contribución
Decreto 1056-1953	“Código petrolero colombiano”	Recopilación de la normatividad vigente y dispersa que rige la industria colombiana en relación con hidrocarburos.
Decreto 1073 de 2015	“Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía”	Decreto compilatorio de normas reglamentarias preexistente
Resolución 40048	“Resolución 40048 Ministerio de minas y energía”	Forma de operar, suspender y abandonar pozo.
Decreto 2157 - 17	“Decreto 2157 – 17 Departamento administrativo de la presidencia”.	Gestión de riesgos de desastres.
Decreto 1347-21	“Decreto 1347-21 Ministerio de salud y protección social”.	Planes de prevención de accidente mayor

5. Características de la Integridad de las Tuberías de Revestimiento de Pozos

La integridad del pozo se define en el mantener el control total de los fluidos dentro del sistema pozo, en todo momento, mediante la aplicación y el mantenimiento de una o más barreras de contención, para evitar el desplazamiento no deseado de fluidos entre formaciones con diferentes regímenes de presión o influjos al ambiente (ISO 16530, 2017).

5.1 Metodología para el manejo de la integridad de la tubería de revestimiento

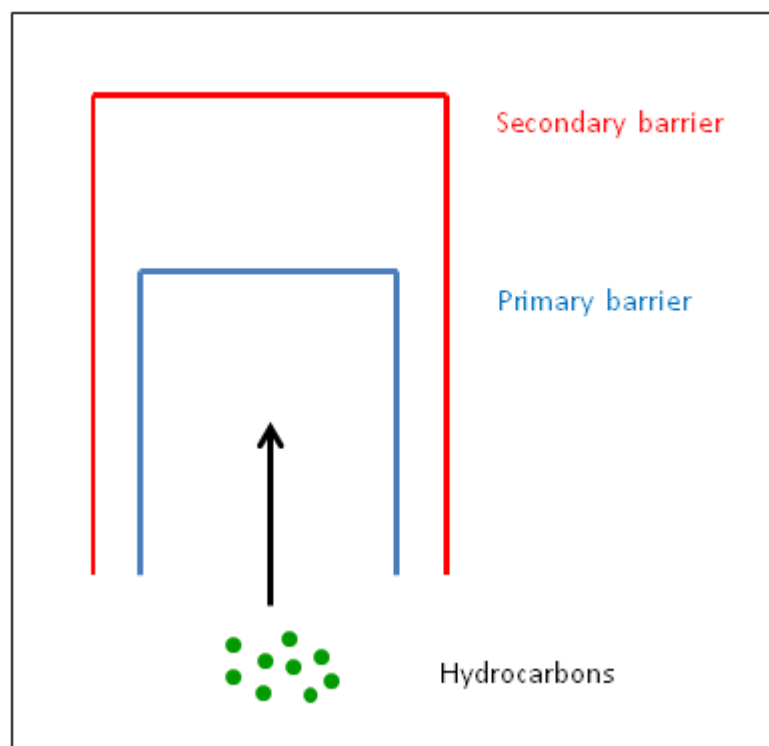
De acuerdo con ISO 16530, las barreras de seguridad en un pozo se definen como una combinación de componentes o prácticas que contribuyen a la confiabilidad del sistema para prevenir o detener el flujo no controlado. Las barreras pueden ser, tipo hardware (equipo diseñado, instalado y verificado); operativas (equipos de monitoreo, prácticas y procedimientos); humanas (competencias, formación y controles administrativos, asignación de roles, provisión de recursos, auditorías, revisiones).

Dentro de los objetivos de una barrera de pozo están, resistir a las cargas combinadas a que puede estar sometido; funcionar según el diseño a las condiciones (presiones, temperatura, fluidos, tensiones mecánicas) que se pueden presentar a lo largo de todo el ciclo de vida; evitar el flujo incontrolado de líquidos o gases del pozo hacia el ambiente externo o dentro del pozo, aplicar y aprobar las pruebas programadas de verificación funcional.

Los pozos correspondientes a los yacimientos del Piedemonte llanero, presenta el principio de seguridad de doble barrera, ver figura 14, cuando el elemento de barrera está en contacto con la parte exterior (ambiente) se requieren dos mecanismos en serie que prevengan escapes o fugas del sistema pozo.

Figura 14

Esquemático del principio de doble barrera en pozo



Nota. La primera barrera está en contacto directo con los fluidos provenientes de la formación.

La norma, indica el conjunto de elementos primarios y secundarios que actúan como barreras en la condición operativa del pozo, la tabla N° 11, presenta estos elementos.

Tabla 12

Elementos de Barrera según su clasificación

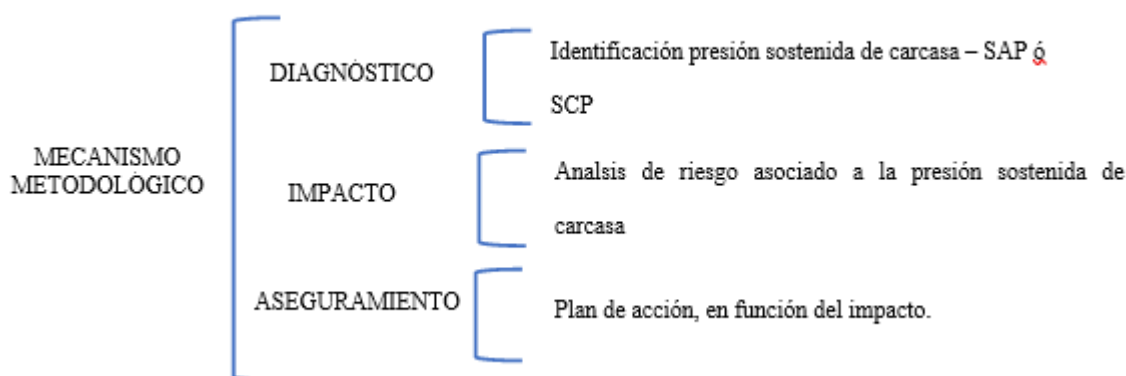
Barreras Primarias	Barreras secundarias
Roca sello superior	Formación con ubicación superior al empaquetador de producción.
Cemento del revestimiento	Cemento del revestimiento
Revestimiento Producción	Tubería de revestimiento, colgador y sellos.
Empaquetador de producción	Cabezal de pozos con válvulas
Tubería de producción	Colgado de tubería y sellos
SSCSV o Válvula máster del árbol de navidad	Árbol de navidad y conexiones

Nota. Elaboración autor, información extraída, (ISO/TS-16530-2, 2013).

A partir de las mediciones de presión registradas en los anulares de pozos del campo Piedemonte llanero, se evidencia una potencial condición de presiones sostenidas que construyen una especial atención para establecer una propuesta metodológico para analizar, valorar y asegurar la integridad del pozo. La metodología se focaliza en los sistemas de tuberías (“tubing y casings”) del pozo en estado operativo. En la figura 15, están las etapas o fases metodológicas de diagnóstico, impacto y aseguramiento, para el propósito establecido.

Figura 15

Mecanismo para el manejo de la integridad de tubulares de pozo en el Piedemonte llanero



Nota. El diagnóstico centra su acción en la identificación de la condición del pozo de presión sostenida de la carcasa.

5.1.1 Diagnóstico

El objeto de esta etapa es establecer la existencia de una condición de presión sostenida del “casing”. Considerando, que se presentan tres tipos de presión anular que pueden ocurrir durante el ciclo de vida de pozo, La presión anular establecida por el operador del pozo, que se aplica deliberadamente a un anillo como parte de los requisitos operativos de un pozo en particular.

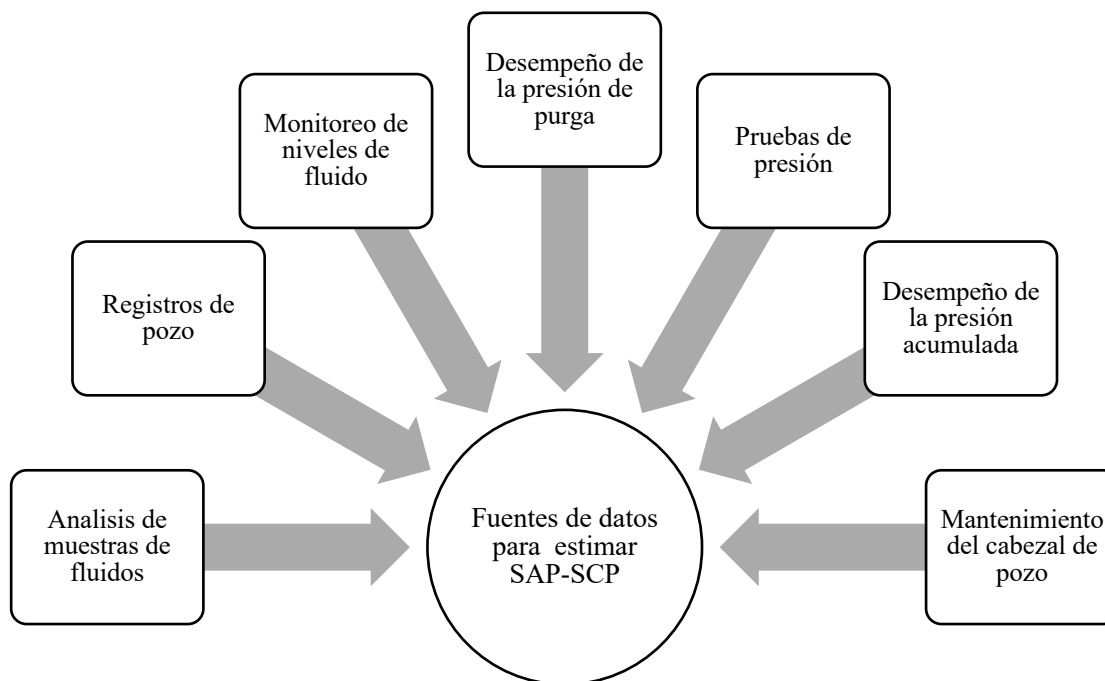
La presión anular inducida térmicamente, que es la presión en un volumen anular atrapado causada por cambios térmicos que ocurren dentro del pozo.

La presión anular sostenida (SAP) también denominada por sus siglas en inglés como SCP (“sustained casing pressure”), es una presión que se produce en el anular, se constituye consecuencia de una fuga, por comunicación y no puede atribuirse a la operación del pozo ni a la inducida térmicamente.

SAP es motivo de especial preocupación, ya que puede ser indicativo de una falla de una o más barreras del pozo. La primera etapa de la metodología está focalizada a identificar esta condición, en los anulares de los pozos, como una condición anómala asociada a una posible pérdida de integridad, del sistema tubular del pozo.

Para validar la condición SAP, se requiere identificar las fuentes de presión, el monitoreo en el tiempo de presiones en los anulares, la construcción de tendencias de presión anular, determinar el contenido del fluido en el anular, así como el volumen, del mismo. De la misma manera operativamente, se requiere establecer los límites de presión operacional, los cambios permisibles del flujo y de la presión; modos de falla, los sistemas de seguridad y alivio de presión.

La figura 16, se presentan diversas fuentes de información que aportan datos para establecer condiciones de presión anómalas (sostenidas) en los tubulares del pozo. De esta manera, se registra la condición de alerta del pozo en su integridad, a la que se ha denominado en la metodología, diagnóstico, por presión sostenida del “casing” (carcasa), en relación con la pérdida de contención de una de las barreras primarias. La tabla 13, precisa las pruebas, mediciones y los resultados, para el desarrollo del diagnóstico.

Figura 16*Fuentes de información para estimar SAP*

Nota. Esquema elaborado por el autor

La práctica recomendada API 90-2 identifica el riesgo SAP para la integridad de pozo, en función de la magnitud de la presión anular medida en el cabezal de pozo y su comparación con la máxima presión pozo/anular de operación permisible en el cabezal de este (MAWOP/MAASP). A partir de este documento técnico, se elabora el diagrama de flujo presentado en la figura 17. Inicialmente se establece la MAWOP del anular, junto con el criterio DT (“Diagnostic Thresholds”) el cual corresponde al umbral de máxima presión, determinado como el cincuenta por ciento de la MAWOP. Por otra parte, en campo se realiza el monitoreo de la presión anular en el cabezal de pozo y se comparan estos registros con el criterio, DT. Si alguno de los registros de la presión

anular es superiores al criterio, se confirma el diagnóstico SAP y se continua con la metodología en sus fases valoración de impacto y aseguramiento respectivamente.

Tabla 13

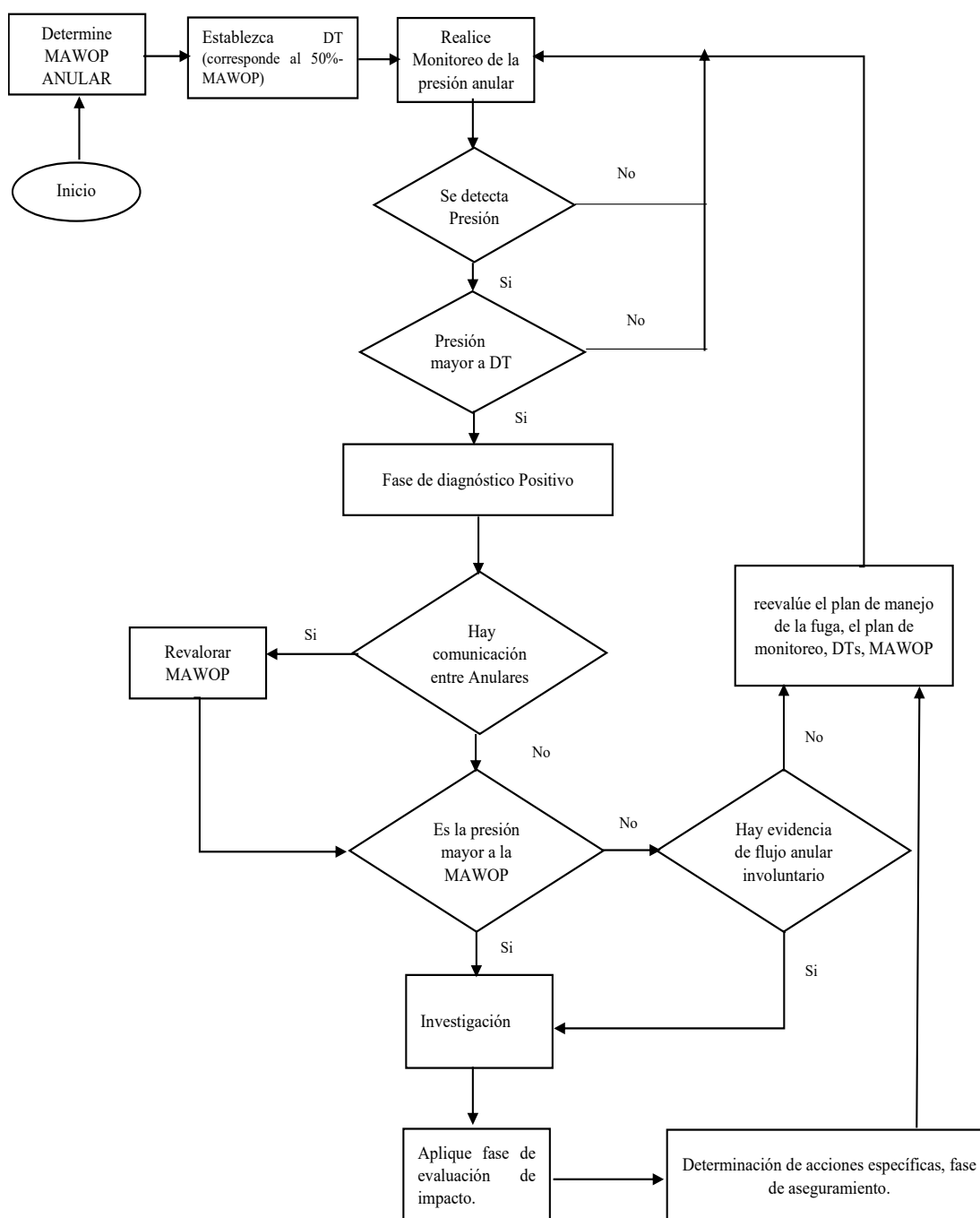
Elementos para el diagnóstico de evidencia de la presión sostenida del “casing” (SAP- SCP)

	Análisis de muestras de fluidos	Registros de pozo	Monitoreo de niveles de fluido	Desempeño de la presión de purga	Pruebas de presión	Desempeño de la presión acumulada	Mantenimiento del cabezal de pozo
Prueba / Medición	Densidad del fluido anular Composición del fluido anular	Reg. Ruido y temperatura Herramienta Eval.cemento (CET) Reg. Descom. Térmica (TDT)	Prueba acústica nivel fluido casing Prod.	Estimación de la tasa de gas.		Control del período de acumulación de presión posterior a la purga SCP.	
Resultado que suministra	Fuente del Influjo Gas de formación ó fuente biogénica.	Puntos entrada/salida, fluido Reg. Canales de gas Acumulación de gas	Posibilidad ubicación de la fuga.	Información volumen anular Capacidad de flujo del canal/microanillo	Determinación zona de profundidad que aporta al problema de SCP	Posible tamaño de acumulación de la fuga	Puntos de comunicación de entre sartas a través del cabezal

Nota. Elaboración autor

Figura 17

Diagrama de flujo para el manejo de la presión anular en pozos

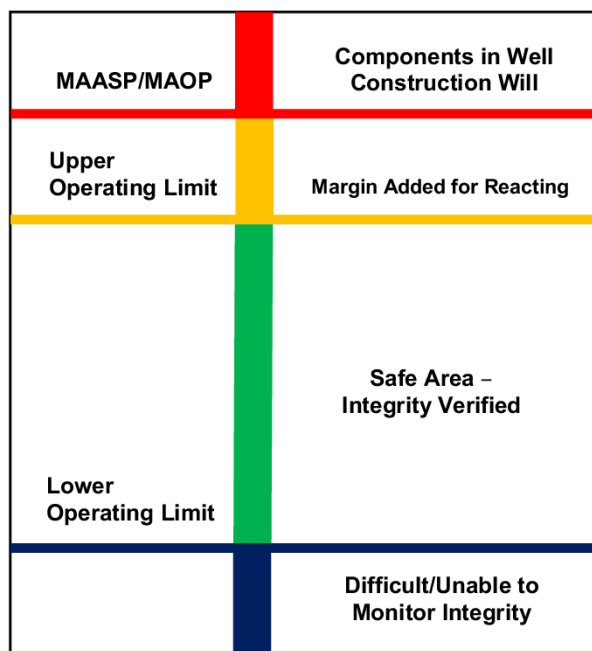


Nota. Adaptado (API Recommended practice 90-2 Annular Casing Pressure Management for Onshore well)

Determinados los registros de la presión anular en el cabezal de pozo, se requiere establecer las condiciones umbral, en un rango de valores de presión. El umbral superior, es el valor de la MAWOP y el umbral inferior de presión es 100 PSI, establecido como la presión causada por efectos de cambio de la temperatura del sistema. El intervalo constituido entre las presiones umbral (inferior – superior) configuran la presión operativa anular “aceptada” (ver figura 18, franja en color verde y naranja). Sin embargo, metodológicamente se define un criterio de máxima presión anular, denominado DT, el cual corresponde al 50 % de MAWOP. Los pozos que presenten registros de presión anular que superen al DT e inferiores a MAWOP (ver figura 18, franja en color naranja) se intervienen, aplicándoles la valoración de impacto y aseguramiento.

Figura 18

Limites o umbral de presión Anular



Nota. Operation limits of an annulus as delineated by both API RP 90 and ISO 16,530-1 (Brechan et al. 2018a)

En el apéndice A, se muestran los métodos que puede aplicarse para la estimación de la MAWOP, bajo el lineamiento de norma API 90-2.

5.1.2 Impacto

Realizada la etapa de diagnóstico, para aquellos pozos donde la SAP es superior al DT e inferior a la MAWOP, se da continuidad a la segunda etapa. El impacto considera tres categorías, química, mecánica y física a la que puede asociarse posibilidades de causa de la potencial pérdida de contención del fluido por pérdida de integridad de la barrera.

Las consecuencias de una falla en los sistemas barrera del pozo podrían llegar a causar un accidente mayor, sobre el entorno, en diversos aspectos. Lo cual generaría la activación de los mecanismos regulatorios, que dependen de la región o país donde se ubican los campos de producción (pozos), son establecidos por los gobiernos a través de su sistema jurídico, por citar algunos ejemplos.

El regulador norteamericano (MMS / BOEMRE) requiere que la presión de revestimiento en los pozos de plataforma debe ser monitoreada de manera regular. Si la presión en el cabezal de pozo de cualquier anular es mayor que 100 psig. Se debe realizar la prueba de purga de acumulación,

En Canadá, la Junta de Energía y Servicios Públicos (EUB) regula la presión sostenida de carcasa, utilizando la purga fluida de presión y el aumento de presión en el cabezal de pozo de cualquier anular durante el período de cierre. Si la presión de flujo es superior a 1400 kPa, o aumenta más de 42 psig durante el período de cierre de la prueba, el SAP se considera de alto riesgo.

En Noruega, NORSOK Standard D-010 “Well Integrity in Drilling and Well Operations” regula SAP usando un criterio arbitrario de falla en subsuelo. Si la presión en el cabezal de pozo del anular es superior a 1015 psi para cualquier carcasa intermedia, SAP se considera de alto riesgo.

En Colombia El Ministerio de Minas y Energía y sus oficinas técnicas y jurídicas como la Agencia nacional de hidrocarburos, Superintendencias, Corporaciones Autónomas son las encargadas de vigilar el cumplimiento de normativo de los sistemas de producción de hidrocarburos. Una consideración no regulatoria, pero de alto impacto en la sostenibilidad, entendida, en el efecto informativo de la emergencia y con su entorno social, dadas las relaciones de las comunidades inmersas o aledañas a los centros de producción.

5.1.2.1 Categorías, variables y criterios de ponderación. La configuración de las categorías, sus variables y los criterios de ponderación que están asociados con el potencial de causa de pérdida de integridad como barrera en el sistema de tuberías de revestimiento, se consolida en las tablas 14 - 16 matrices. Las categorías, se denominan como química, mecánica y física. Cada categoría, tiene definida variables y cada variable cuenta con criterios que son ponderados en una escala entre 1 (baja incidencia) y 5 (alta incidencia), para establecer la posibilidad de pérdida de integridad.

5.1.2.1.1 Categoría Química. Esta categoría esta correlacionada con los efectos de las reacciones química generadas entre los fluidos externos e internos del sistema con los elementos o partes según el tipo de materiales que constituyen el sistema tubular del pozo, así como, fenómenos físicos por la interacción con sustancias sólidas. La definición de las variables y los criterios se han construido e integrado a partir de múltiples fuentes, entre las cuales, base de datos académicas, instructivos corporativos, aporte de expertos de áreas. En la tercera y cuarta columna de la tabla, se describen los posibles mecanismo y potenciales de falla, como una guía de

análisis, sin embargo, estos pueden complementarse en función de los estados mecánicos, de cada pozo según las especificaciones de este, para los mecanismos de daño se identificaron aquellos puede aplicar, a las condiciones de pozo, apoyado en API 571 e información de fabricantes.

Tabla 14

Matriz de ponderación de la categoría química para establecer posibilidad de falla del sistema tubular

Variable	Criterios	Ponderación	Potencial mecanismo de daño	Potenciales Modo de falla al sistema tubular
Tipo de Recobro (TR)	<i>Recobro térmico:</i> Elevada temperaturas, generación de reacciones de craqueo, producción de gases corrosivos.	5		Tubería de producción
	<i>Inyección de gases:</i> en la composición de los gases de inyección presencia de gas inorgánicos	4		“Liner” de producción
	<i>Inyección de soluciones acuosas</i> de productos, polímeros.	3		Empaques tubería prod.
	<i>Inyección de agua de baja conductividad</i> , bajo criterios NACE:	2		Revestimiento de producción
	<i>Sin aplicación de recobro</i>	1		Formación
Tratamientos Químicos de Pozo (TQP) (vigencia últimos cinco años)	<i>Tratamientos Solución-ácida</i>	5		Cemento-zapatas
	<i>Tratamientos Solución básica</i>	4		Tubería de producción
	<i>Tratamiento Orgánico-solventes</i>	3	Corrosión	“Liner” de producción
	<i>Tratamiento Solución de Sales</i>	2	Degradación del material (pérdida de propiedades de material)	Empaques tubería prod.
	<i>Sin tratamiento o Datos mayores a los últimos cinco años</i>	1		Revestimiento de producción
Producción corte de agua (PCA)	<i>Fluido producción corte mayor 90%</i>	5		Formación
	<i>Fluido producción BS&W entre 75- 90%</i>	4	Corrosión	Cemento-zapatas
				Tubería de producción

	<i>Fluido producción BS&W entre 50-74 %</i>	3			"Liner" de producción
	<i>Fluido producción BS&W entre 25-49</i>	2			SSSV
	<i>Fluido producción BS&W menor 24</i>	1			
Grado API – Crudo (G-API)	<i>Menores a 10°</i>	5			Incrustación (solidos de carácter orgánico, ceras, asfáltenos)
	<i>Mayor a 10 menor 45</i>	3			Empaques tubería prod.
	<i>Mayores de 45°</i>				Formación
		1			Degradación del material (pérdida de propiedades de material)
Tipo Gas Natural (TGN)	<i>Gas amargo y rico</i>	5			
	<i>Gas amargo o rico</i>	4			
	<i>Gas dulce y rico</i>	3			Tubería de producción
	<i>Gas dulce o pobre</i>	2			Corrosión
					Cavitación
					Agrietamiento
	<i>Gas dulce y pobre o No produce gas natural</i>	1			Degradación del material (pérdida de propiedades de material)
Estimación Velocidad de Corrosión (EVC)	<i>≥ 10mpy - milésima de pulgada por año o se cuenta con registro (simulado o medido)</i>	5			
	<i>Entre 5 – 10 mpy - milésima de pulgada por año</i>	4			Tubería de producción
	<i>Entre 3 – 4,9 mpy - milésima de pulgada por año</i>	3			Corrosión
	<i>Entre 1 - 2,9 mpy - milésima de pulgada por año</i>	2			"Liner" de producción
	<i>Menor 1 mpy - milésima de pulgada por año</i>	1			"Subsurface safety valve" (SSSV)
	<i>Abrasivos</i>	5			
Solidos Arrastrados desde Formación (SAF)	<i>No abrasivo</i>	3			Incrustación
					Erosión
	<i>Ausentes</i>	1			Impacto
					SSSV

Nota. Elaboración propia a partir de bases de datos académicas, de la industria y conocimiento basado en expertos.

5.1.2.1.2 Categoría Mecánica. Esta categoría esta correlacionada con los efectos de condiciones estática y dinámicas aplicadas al sistema tubular por mecanismos físicos. La definición de las variables y los criterios se han construido e integrado a partir de múltiples fuentes, entre las cuales, base de datos académicas, instructivos corporativos, aporte de expertos de áreas. En la tercera y cuarta columna de la tabla 15, se describen los posibles mecanismo y potenciales de falla, como una guía de análisis, sin embargo, estos pueden complementarse en función de los estados mecánicos, registros de cada pozo según las especificaciones de este, para los mecanismos de daño se identificaron aquellos puede aplicar, a las condiciones de pozo, apoyado en API 571 e información de fabricantes.

Tabla 15

Matriz de ponderación de la categoría mecánica para establecer posibilidad de falla del sistema tubular

Variable	Criterios	Ponderación	Potencial mecanismo de daño	Potenciales Modo de falla
Existencia de Barrera de Cemento (EBC)	<u>Sin cemento en:</u> Traslapes (entre revestimientos), fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención	5		
	<u>Sin cemento en:</u> zonas de intervención y fuentes de fluidos.	4	Sobretensión	Revestimiento de superficie
	<u>Cementación parcial en:</u> fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención. Sin cemento en los traslapes.	3	Compresión Fractura Ruptura	Revestimiento intermedio Revestimiento de producción
	<u>Cementación parcial en:</u> todos los traslapes, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención	2		Formación
	<u>Cementación completa.</u>	1		

Calidad de la Barrera Cemento (CBC)	<i>Sin registros CBL. (adherencia del cemento).</i>	5			
	<i>Registros CBL que Indican mala calidad del cemento</i>	4		Sobretensión	Revestimiento de producción
	<i>Registros CBL que Indica regular calidad del cemento</i>	3		Compresión	Revestimiento intermedio
	<i>Registros CBL que Indica buena calidad del cemento</i>	2		Fractura	Revestimiento de superficie
	<i>Registros CBL que Indica excelente calidad del cemento</i>	1		Ruptura	Formación
Tipo de levantamiento que impacta la presión anular (TLP)	<i>Flujo Natural</i>	5		Fractura	Revestimiento de producción
	<i>Gas lift - Inyectores</i>	4			
	<i>Bombeo Electro sumergible (BES)</i>	3			Tubing de Producción
	<i>Bombeo por cavidades progresivas</i>	2			Válvulas
	<i>Bombeo Mecánico</i>	1			Cemento
					Sellos/ Empaques
Pérdida de Espesor tubulares (PET)	<i>Registros superiores con el 80 % de pérdida de espesor</i>	5			Formación
	<i>Registros de pérdida de espesor entre 21-79 %</i>	3		“Gouge” (rasguño)	Revestimiento conductor
				Corrosión	Revestimiento de superficie
	<i>Registros Menores al 20 % de pérdida de espesor</i>	1		Abrasión	Revestimiento intermedio
Daños Estructural en el Revestimiento (DER)	<i>Evidencia daño mecánico con pérdida de la funcionalidad</i>	5			Revestimiento de producción
				Abolladura	“Tubing” de Producción
	<i>Evidencia daño mecánico sin pérdida de la funcionalidad</i>	3			Revestimiento conductor
				Ovalidad - Compresión	Revestimiento de superficie
					Revestimiento intermedio
	<i>No hay daño mecánico</i>	1			Revestimiento de producción
	<i>El pozo atraviesa una falla geológica</i>	5		Fractura	Tubing de Producción
					Cemento

Estabilidad Geológica de Pozo (EGP)	<i>Hay falla geológica circundantes al pozo o se desconoce</i>	3	Sobretensión	Revestimiento intermedio
			Compresión	Revestimiento de producción
			Ruptura	“Tubing” de producción
	<i>No hay presencia de fallas</i>	1		Formación
Estado Compactación de la Formación (ECF)	<i>Roca no Consolidada</i>	5	Desprendimiento interfases	Cemento
			Aplastamiento	Formación
	<i>Roca semi consolidada</i>	4		Revestimiento intermedio
	<i>Roca poco cementada</i>	3	Perdida de porosidad-permeabilidad	Revestimiento de producción
	<i>Rocas Cementada</i>	2		“Tubing” de Producción
		1		

Nota. Elaboración propia a partir de bases de datos académicas, de la industria y conocimiento basado en expertos.

5.1.2.1.3 Categoría física. La falla de las barreras de integridad no solo se atribuye a la alteración química y mecánica, sino que también depende en gran medida de factores físicos in situ, relacionados con los métodos y procedimientos operativo y competencias técnicas. La definición de las variables y los criterios se han construido e integrado a partir de múltiples fuentes, entre las cuales, base de datos académicas, instructivos corporativos, aporte de expertos de áreas.

En la tercera y cuarta columna de la tabla, se describen los posibles mecanismo y potenciales de falla, como una guía de análisis, sin embargo, estos pueden complementarse en función de los documentos corporativos y registros operacionales, propios de la actividad.

Tabla 16

Matriz de ponderación de la categoría física para establecer posibilidad de falla del sistema tubular

Variable	Criterios	Ponderación	Potencial mecanismo de daño	Potenciales modo de falla
Edad Tecnológica en la Constructiva de Pozo (ETCP)	<i>Menor a 1940</i>	5	Obsolescencia / Envejecimiento; Fatiga	Revestimiento conductor
	<i>Entre 1941 - 1970</i>	4		
	<i>Entre 1971 - 1999</i>	3		
	<i>Entre 2000 - 2010</i>	2		Revestimiento de superficie
	<i>Posterior a 2000</i>	1		
				Revestimiento intermedio
				Revestimiento de producción
				“Tubing” de Producción
				Cemento
Registros de monitoreo de la presión y temperatura Anular (RMPTA)	<i>No hay registros</i>	5	Operacional; Procedimental; Incompetencia; Instrumental	Revestimiento conductor
	<i>Hay registros de presión y temperatura de algunos anulares.</i>	4		
	<i>Solo hay registros de presión y temperatura del “tubing” de producción</i>	3		Revestimiento de superficie Revestimiento intermedio
	<i>hay registros de presión y temperatura del “tubing” de producción y sus anulares</i>	2		Revestimiento de producción
	<i>Se cuenta con registros en línea/remotos.</i>	1		“Tubing” de Producción
				Válvulas
				Cemento
				Sellos/ Empaques
				Formación
Actividades de Intervención Acumulada “Harbanding” (AIAH)	<i>Carburo de Tungsteno-Acero sin protección.</i>	5	Efecto acumulativo de construcción misceláneo.	“Tubing” de producción
	<i>Carburo de Titanio</i>	4		
	<i>Amarco M</i>	3		
	<i>Amarco 300XT</i>	2		Revestimiento de producción
	<i>Cromado</i>	1		
Actividades de Intervención Acumulada de lodo y pozo (AIAL-P)	<i>Multilaterales - Base agua</i>	5	Efecto acumulativo de construcción misceláneo.	Revestimiento conductor
	<i>Multilaterales - Base aceite</i>	4		
	<i>Desviados- Base agua</i>	3		
	<i>Desviados- Base aceite</i>	2		Revestimiento de superficie
	<i>Verticales</i>	1		
	<i>Reparaciones Menores</i>	3		Revestimiento intermedio

	<i>Sin reparaciones</i>	1		Revestimiento de producción
				“Tubing” de Producción
	<i>No hay procedimientos documentados ó los hay, pero no se aplican.</i>	5		Revestimiento de superficie
				Revestimiento intermedio
				Revestimiento de producción
Aplicación de procedimientos para la integridad de pozo (APIP)	<i>Hay procedimientos documentados, actualizados para la integridad de pozos y se aplica.</i>	1	Operacional; Procedimental	“Tubing” de Producción
				Válvulas
				Cemento
				Sellos/ Empaques
				Formación
	<i>No se cuenta con una asignación formal de responsable de la integridad del pozo</i>	5		Revestimiento de superficie
				Revestimiento intermedio
Asignación de roles y responsabilidad en la integridad de pozos (ARP)	<i>La responsabilidad de las acciones de integridad de pozo es asumida por otros cargos</i>	3		Revestimiento de producción
			Incompetencia	“Tubing” de Producción
				Válvulas
				Cemento
	<i>Hay un responsable establecido que reporta las condiciones de integridad de pozo a la gerencia</i>	1		Sellos/ Empaques
				Formación

Nota. Elaboración propia a partir de bases de datos académicas, de la industria y conocimiento basado en expertos

5.1.2.2 Estimación posible pérdida de función de la barrera del sistema tubular. La matriz de posibilidad en cada una de las categorías se aplica a los pozos que han sido diagnosticados en la condición de presión sostenida. La ponderación de cada variable vinculada a la categoría se establece en función criterio con la información de cada elemento del sistema tubular. El responsable de la integridad del pozo, conformará el equipo evaluador conformado por las disciplinas responsables de la operación y mantenimiento del pozo y su especialista de áreas. La valoración se aplica a los elementos tubulares los cuales se ajustan en función del estado mecánico del pozo de estudio. La información de la variable vinculada a un elemento tubular debe analizarse por parte del equipo evaluador para establecer su extrapolación a otro elemento, así como podrá asignar una ponderación nula (0) en caso de no aplicación. Por otra parte, el equipo evaluador bajo juicio de experto se faculta para asignar una ponderación conservadora en caso de no contar con la información o menos conservadora con el registro argumentativo.

5.1.2.2.1 Índice de la categoría del elemento. El equipo evaluador registra la ponderación de cada variable para cada elemento tubular, los cuales deben sumarse y establecer un cociente, resultante del producto del número de variables por la máxima ponderación, que en este caso es cinco (5). Lo anterior se aplica para cada categoría y todos los elementos tubulares del pozo. En la tabla 17 se observa la ecuación para cada una de las categorías.

Tabla 17

Ecuaciones índice de categorías de cada elemento (Icat_β_e)

<i>Índice categoría química del elemento</i>	$\frac{\sum iVqca}{(\# \text{ variables} * \text{máxima ponderacion})} = Icat_Qca_e .$
<i>Índice categoría mecánica del elemento</i>	$\frac{\sum iVmca}{(\# \text{ variables} * \text{máxima ponderacion})} = Icat_Mca_e .$

<i>Índice categoría física del elemento</i>	$\frac{\sum ivfca}{(\# variables * máxima ponderacion)} = Icat_Fca_e.$
---	--

Nota. Elaboración propia

Con la calificación, se analiza la distribución del resultado en cada uno de los elementos, de manera que el equipo evaluador tendrá una visualización detallada de cada variable de la categoría.

5.1.2.2.2 Índice de categoría del sistema. El cálculo corresponde al cociente entre la sumatoria de los índices de categoría de cada elemento dividido entre el número de elementos, que conforma el sistema tubular. La tabla 18 se indica la ecuación correspondiente.

Tabla 18

Ecuaciones índice de categorías del sistema tubular (Icat_β_S)

<i>Índice categoría química del sistema</i>	$\frac{\sum iIcat_qca}{(\# elementos)} = Icat_Qca_S.$
<i>Índice categoría mecánica del elemento</i>	$\frac{\sum iIcat_mca}{(\# elementos)} = Icat_Mca_S.$
<i>Índice categoría física del elemento</i>	$\frac{\sum iIcat_fca}{(\# elementos)} = Icat_Fca_S$

Nota. Elaboración propia

5.1.2.2.3 Índice de integridad del elemento (IIE). Este índice reúne el comportamiento de las variables de cada una las categorías, para cada uno de los elementos del sistema tubular. El cálculo del IIE, se determina a partir de la sumatoria de los índices de las tres categorías: química, mecánica y física de cada elemento. En la tabla 19 se presenta la ecuación correspondiente.

Tabla 19*Índice de Integridad del elemento*

$$\sum(Icat_i_ei) = IIE$$

Nota. Elaboración propia

5.1.2.2.4 Índice de integridad del sistema tubular (IIST). El sistema tubular lo constituye el conjunto de elementos de tuberías del pozo, que pueden extraerse del estado mecánico. Para el caso del índice, IIST, es la resultante de las sumatoria de los índices de integridad de cada elemento, dividido por el número de elementos, La tabla 20 presenta la ecuación para llevar a cabo este cálculo.

Tabla 20*Índice de Integridad del sistema tubular*

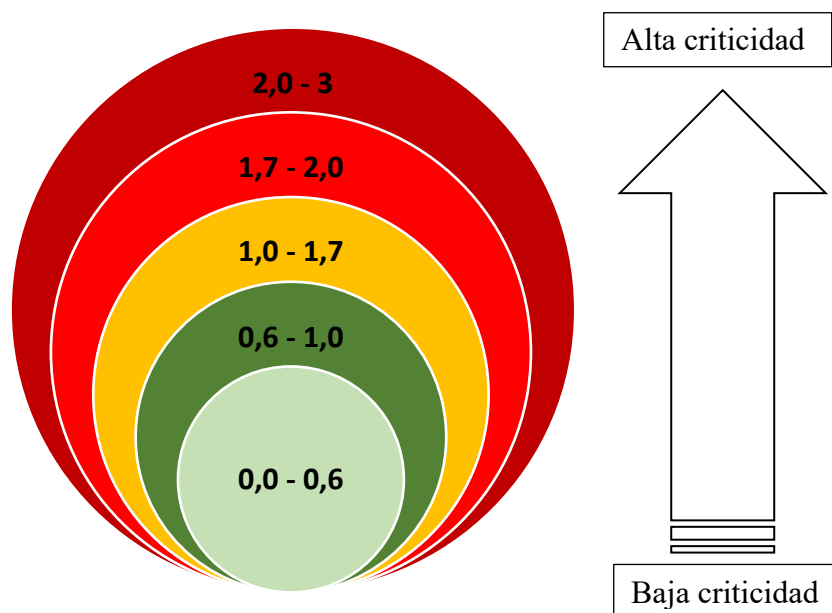
$$\sum \frac{(IIE_{ei})}{n \text{ elementos}} = IIST$$

Nota. Elaboración propia

5.1.2.2.5 Criticidad del índice de integridad tubular. Herramienta para la caracterización de los índices de integridad del elemento y sistema, se presenta en la figura 19, de tipo semáforo, permite establecer un nivel de criticidad para construir posibles acciones que redunde en la operación segura del pozo en primera medida garantizando continuidad o soportar decisiones de interrupción temporal o abandono del pozo. En los colores verdes la criticidad es baja, mientras en los colores de tono rojo son los más críticos siendo el mayor el que sus índices están de 2-3.

Figura 19

Caracterización de criticidad de los índices de integridad para los elementos tubulares



Nota. Elaboración propia.

Con la aplicación de la criticidad se concluye la etapa metodológica definida como impacto, que será útil para la etapa final de aseguramiento.

5.1.3 Aseguramiento

La fase de aseguramiento se aplica en función de los resultados de la evaluación del impacto, estableciendo acciones. Estas acciones estarán orientadas al modo de falla y considerando monitorear, controlar, mitigar, reducir o remediar los potenciales mecanismos de daño.

El diseño de las acciones deberá ser liderado por el profesional de integridad de pozo con la participación de las áreas de operaciones y mantenimiento, junto con los soportes técnicos especializados. Se recomienda mantener el grupo de trabajo que realizó la evaluación del impacto, en la anterior etapa.

Inicialmente se generan las acciones en función de los modos de falla, que en este caso corresponden a los elementos que constituyen el sistema tubular, buscando una correlación directa

o indirecta con la variable valorada, la priorización de las acciones podrá soportarse de acuerdo con los valores resultantes en índices de la categoría. Para cada categoría se aplica, la anterior indicación.

Se recomienda establecer el tipo de acción, así como su frecuencia, si la actividad lo requiere. Como producto se obtiene una asignación de tareas de monitoreo, control, reducción, mitigación, reparación o abandono, en función de cada elemento del sistema o lo que se ha denominado en esta etapa, modo de falla. Este ejercicio, es el input para elaborar el plan de acciones del sistema, considerando la priorización de las actividades en función del resultado obtenido en el Índice de Integridad del elemento (IIE).

Con el grupo de trabajo liderado por el responsable de integridad se asegura la viabilidad técnica de las acciones, sin embargo, debe considerarse la viabilidad económica de las mismas con la gerencia, en relación con el cierre financiero de las acciones y la proyección de producción de pozo o en dado caso, si el pozo debe iniciar su proceso de abandono.

Finalizada la etapa del aseguramiento, se requiere mantener establecer el control y seguimiento de las acciones y validar su eficacia en la gestión de integridad del pozo.

6. Caso de estudio

El caso de estudio se aplicó a un pozo problema con las características de los campos de producción del Piedemonte llanero colombiano. Las fuentes de datos fueron registros públicos vinculados con documentos de la academia, organizaciones gubernamentales, agencias técnicas del Estado, entre otros.

El pozo problema, integra información proveniente de diversos pozos pertenecientes a los campos del piedemonte, no se aplicó a un pozo específico, debido a limitaciones de acceso y restricción de información directa por parte de las compañías operadoras.

La primera etapa, denominada diagnóstico busca identificar la condición de presiones en los anulares del pozo, con el fin de establecer, si esta presión es sostenida.

6.1 Línea base de Información

A continuación, se registra información de interés para la aplicación de la metodología en cada una de las etapas (diagnóstico, impacto, aseguramiento).

Tabla 21

Propiedades petrofísicas de yacimientos del Piedemonte Llanero

Formaciones productoras	Mirador, Barco y Guadalupe
Profundidad promedio Mirador (ft)	15.000
Profundidad promedio Barco (ft)	16.000
Profundidad promedio Guadalupe (ft)	18.000
Porosidad promedio (%)	5 a 10
Permeabilidad promedio (mD)	0,001-100
Presión punto de rocío (psi)	5.351
Relación Gas- Aceite Rsi (SCF/STB)	3.000 a 5.000
Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o CF/SCF)	1,7

Saturación inicial de agua Sw (%)	5 a 15
Temperatura del yacimiento (°F)	260
Presión inicial del yacimiento (psi)	6.000
Gravedad API	40 -45

Nota. Modificada por el autor, Información extraída de trabajo de grado (Bernal & Gomez, Elaboración de un plan de análisis, prevención y control de riesgos de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero, 2020)

Tabla 22

Información Pozo Piedemonte completamiento, recobro, tuberías

Pozo completado en octubre de 1999, inicialmente completado sobre la formación Mirador y posteriormente, en marzo de 2013, fue recompletado mediante el acceso a Mirador V y la profundización a Barco y Guadalupe, esta última etapa, abandonada durante la perforación de Guadalupe, donde a 18733 ft MD se presentó el empaquetamiento de la sarta y la posterior desconexión de la sarta de perforación realizada a 17907 ft MD (sobre el tope de la formación Los Cuervos (Triana , 2019).

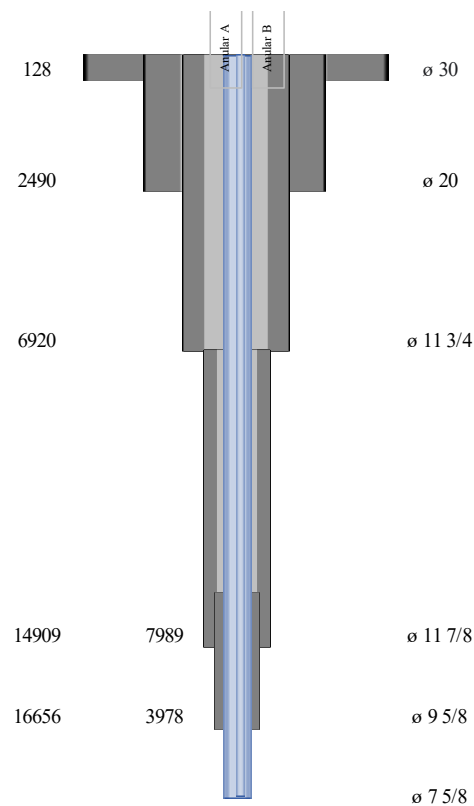
En la actualidad el método principal de producción de los Campos Piedemonte es la inyección de gas, la cual mejora el recobro de producción del petróleo además de mantener la presión del yacimiento y desplazar el hidrocarburo presente. Otra razón por la cual se inyecta el gas es para evitar la declinación de presión del yacimiento, ya que el condensado presente puede convertirse en aceite, por lo cual el flujo se verá afectado de manera negativa. En cambio, al aumentar la presión, el condensado se convertirá en gas y así fluye más fácilmente (Triana , 2019).

Información tuberías revestimiento

CASING DETAILS								
Casing type	OD (In.)	Lbs/ft	Grade	Conn.	Top (ft)	Shoe (ft)	TOC (ft)	Fluid Behind (type/ppg)
Conductor	30	234.3	GR 5	STC	0	128		
Surface	20	106.5	K 55	Buttres	0	2490		
Intermediate	11 3/4	65	SM110	New Vam	0	6920		
Intermediate	11 7/8	71.8	SM110	New Vam	6920	14909		
Production	9 5/8	53.5	SM110	New Vam	12678	16656		

Nota. Adaptado trabajado de grado (Triana , 2019).

Estado Mecánico pozo piedemonte



Nota. Elaborado y modificado a partir de trabajo de grado (Alvarez & Posada, 2018)

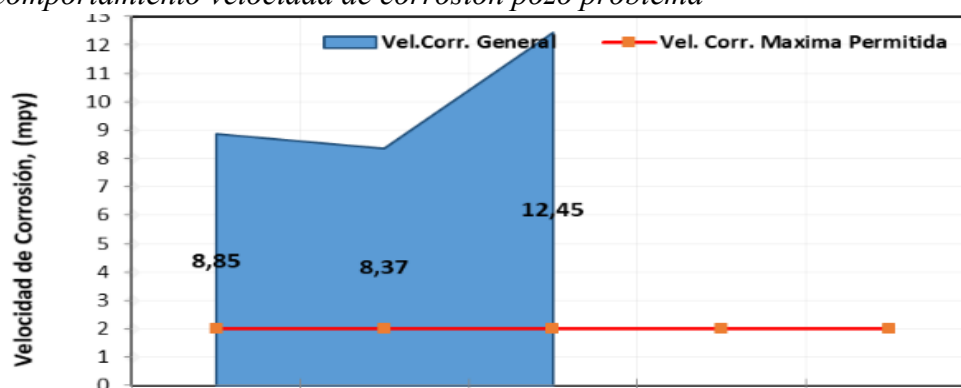
Tabla 23

Información asociada con el fluido pozo problema

Registro “well testing” pozo problema

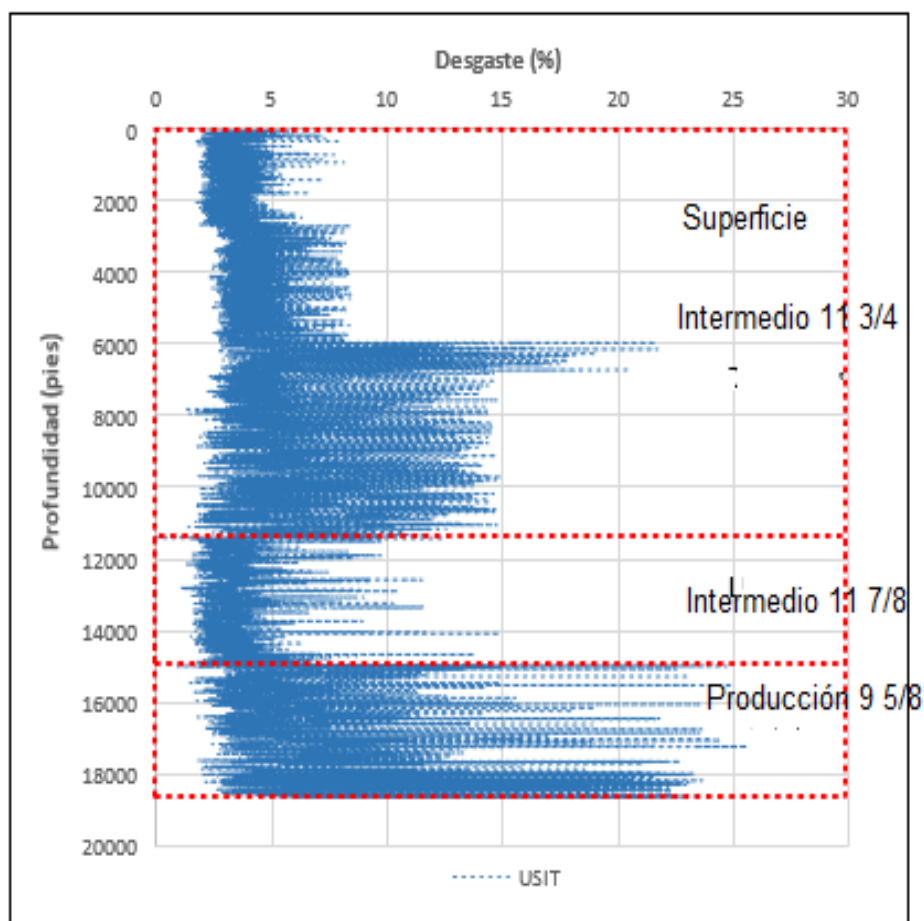
WHFP (PSI)	WHFT (°F)	Q Net Oil (BPD)	Q Net Gas (MMSCF/D)	Q Net Water (BPD)	API (60°)	BS&W %
821	217	1081	19632	8181	36,6	88,3

Comportamiento velocidad de corrosión pozo problema



Composición cromatográfica gas Piedemonte

Codigo		GC-164
Componente	Unidad	Entrada cabezal común
Nitrógeno	% Mol	0,563
Metano	% Mol	72,442
Dióxido de Carbono	% Mol	5,026
Etano	% Mol	11,885
Propano	% Mol	6,595
Isobutano	% Mol	1,206
n-Butano	% Mol	1,464
Isopentano	% Mol	0,391
n-Pentano	% Mol	0,332
Hexanes Plus C6+	% Mol	0,096

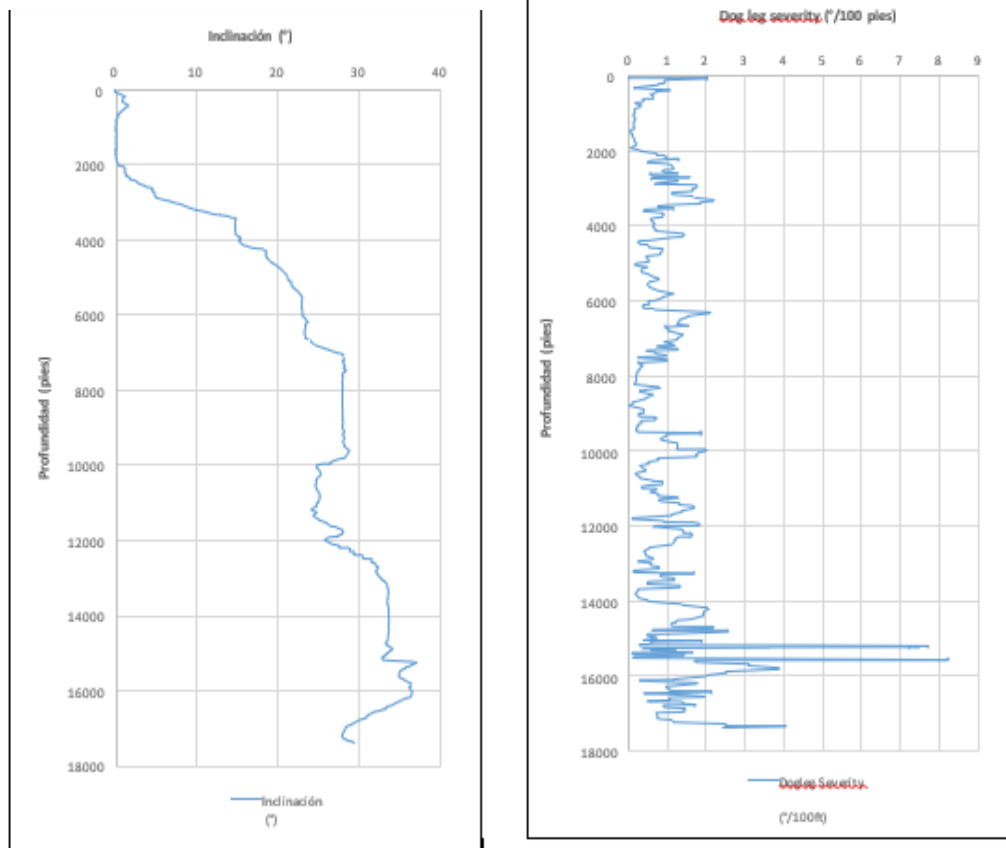
Tabla 24*Registro para pozo problema**Análisis desgaste registro USIT*

Nota. Adaptado de trabajo de grado (Alvarez & Posada, 2018)

La Compañía operadora cuenta con documentación técnica establecida como guía de integridad de pozos, correspondiente a la superintendencia. El documento describe los roles y responsabilidades entre los que se describen: Recorredores de pozo, Ingenieros de intervención, coordinador de subsuelo, jefe de departamento, ingenieros de completamiento, jefe de

departamento de ingeniería de subsuelo, ingenieros de confiabilidad e Integridad y superintendente.

Inclinación y “Dog Leg Severity” (°/100 pies)



Nota. Información tomada de trabajo de grado (Alvarez & Posada, 2018)

Tabla 25*Historial de Pozo de estudio*

Se evidenció gran presencia de “*scale*”, por lo que se le realizaron trabajos de estimulación. En Julio de 1998, un intento de fracturamiento fue realizado en la formación, sin embargo, no fue exitoso debido a la baja tasa de Inyectividad, en un segundo intento, en noviembre del mismo año, se fracturó con 11000 lbs de propante y pobres resultados en beneficio.

Teniendo en cuenta el potencial estimado en Guadalupe en marzo de 2000 con taladro fue recuperado un pescado sobre Guadalupe Superior, en esta intervención se recuperó el completamiento y teniendo en cuenta un registro corrido en frente del revestimiento de 9 5/8” se identificó el desgaste y ovalidad severa del mismo, por lo que fue corrido un “*scab liner*” de 7” y 1204 ft fueron cementados.

En agosto de 2016 se realizó intento de prueba de integridad del completamiento de pozo con las siguientes condiciones:

@ 14:05 hrs, WHP: 4535 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi

@ 16:03 hrs, WHP: 5050 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi

@ 16:28 hrs, WHP: 4990 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi

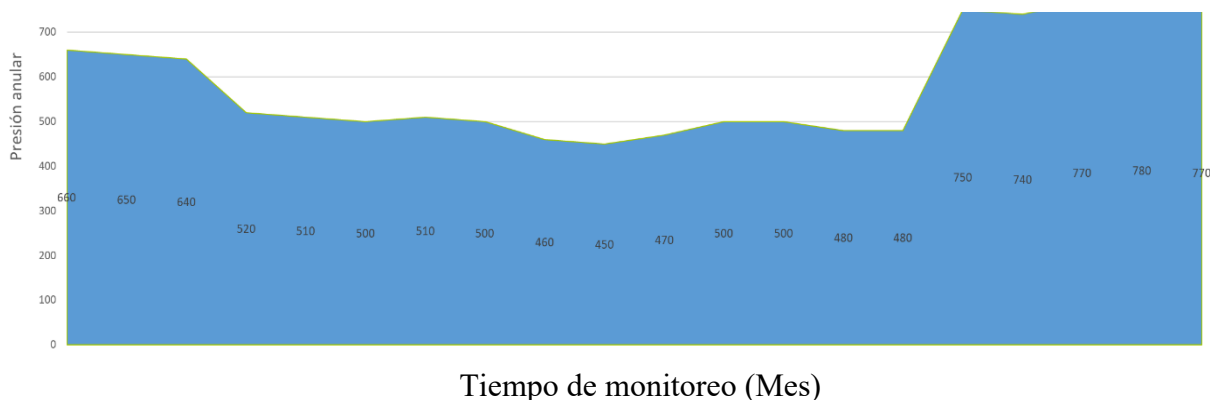
6.2 Diagnóstico

El pozo problema, evidencia registros de presión en el anular A. Los valores son superiores al valor 100 PSI (atribuido a fluctuaciones de la temperatura). La presión se mantiene, no cae, al realizar maniobra de apertura de válvula para venteo y/o drenaje. En los últimos cinco meses la tendencia fue creciente y se ha estabilizado sobre 770 PSI, la figura 20 permite visualizar el

comportamiento de la presión del anular A (eje y, psi) con una periodicidad mensual durante 24 meses (eje x, tiempo).

Figura 20

Registro del comportamiento de la presión del pozo problema asociada al anular A.



La tabla 26 consolida los datos de MAWOP de los revestimientos, y las presiones operacionales. A partir de estos registros se establece como diagnóstico que el pozo en estudio presenta una condición de presión sostenida en el Anular A y al aplicar el criterio (50% de MAWOP) lo supera por tanto debe evaluarse el impacto de esta condición.

Tabla 26

Resultado diagnóstico al pozo problema

	MAWOP	PRESIÓN OPERACIONAL	DIAGNÓSTICO
ANULAR A (Entre tubería de producción y revestimiento de producción)	1400 PSI	770 PSI	El pozo presenta una presión sostenida en el anular A. La presión operacional supera el criterio de 50% de la WAWOP, requiere realizar la valoración de impacto
ANULAR B (Entre revestimiento de producción y revestimiento intermedio)	260 PSI	0 PSI	
ANULAR C	No aplica	No aplica	

Nota. Elaboración Propia

6.3 Evaluación del Impacto

En la tabla 27 se consolida la etapa de evaluación de impacto del pozo problema, de acuerdo con las categorías química, mecánica y física. a partir de las variables y criterios de ponderación para cada uno de estas. Para la valoración se requiere de información precisa y trazable, por ello debe realizarse bajo el direccionamiento del profesional responsable de la integridad del pozo en conjunto con la participación de las áreas asociada de operación y mantenimiento, así como con los grupos de apoyo técnico. En nuestro caso académico, se aplicó con el grupo de trabajo (estudiante- codirector-director) con la información disponible en fuentes públicas.

La figura 21, presenta el consolidado de graficas que permite realizar los análisis respectivos:

En la categoría química de observa en los elementos tubería de producción y revestimiento de este, un valor de índice alto (mayor 0,8) con una diferencia marcada con respecto a los otros elementos. Para la otra categorías mecánica y física sus índices son similares entre sus elementos.

Analizado el sistema tubular en su conjunto, se registran valores de índice en química de 0,36; en mecánica de 0,47 y en física de 0,51.

Integrando todos los factores y establecido el índice de integridad del elemento (IIE), se identifica un mayor impacto de elemento tubería de revestimiento (1,96), tubería de producción (1,76), revestimientos intermedios (1,24 – 1,19). Estos elementos se configuran con una valoración de impacto media. Los elementos de revestimiento superficial y conductor, su evaluación tiene una valoración de impacto baja.

El índice de integridad del conjunto definido como sistema tubular se cataloga con un impacto medio con un valor de 1,34.

Tabla 27
Evaluación consolidada de las matrices química, mecánica y física

SISTEMA	CATEGORIA QUIMICA								CATEGORIA MECANICA								CATEGORIA FÍSICA								INDICADOR INTEGRIDAD	
TUBULARES	Q-TR	Q-TQP	Q-PCA	Q-GAPI	Q-TGN	Q-EVC	Q-SAF	Icat_Qca (elemento)	M-EBC	M-CBC	M-LTP	M-PET	M-DER	M-EGP	M-ECF	Icat_Mca (elemento)	F-ETCP	F-RMPTA	F-AIAH	F-AIAL-P	F-APIP	F-ARP	Icat_Fca (elemento)	IIE	IIES	
Tubería de Producción	4	5	4	3	5	4	5	0,86	0	0	5	1	1	3	3	0,37	3	2	4	3	1	3	0,53	1,76	1,34	
Revestimiento Producción	4	5	4	3	5	4	5	0,86	1	4	5	3	1	3	3	0,57	3	2	4	3	1	3	0,53	1,96		
Revestimiento Intermedio	4	2	0	0	0	0	0	0,17	5	4	0	1	1	3	3	0,49	3	2	4	3	1	3	0,53	1,19		
Revestimiento Intermedio	4	2	0	0	0	0	0	0,17	5	4	0	3	3	3	3	0,60	3	2	4	1	1	3	0,47	1,24		
Revestimiento Superficie	0	2	0	0	0	0	0	0,06	1	5	0	1	1	3	3	0,40	3	3	4	1	1	3	0,50	0,96		
Revestimiento Conductor	0	2	0	0	0	0	0	0,06	1	5	0	1	1	3	3	0,40	3	3	4	1	1	3	0,50	0,96		
	Índice de categoría Química del sistema tubular							0,36	Índice de categoría Mecánica del sistema							0,47	Índice de categoría física del sistema						0,51			

TR Tipo de Recobro
TQP Tratamientos Químicos de Pozo
PCA Producción corte de agua
GAPI Grado API –Crudo
TGN Tipo Gas Natural
EVC Estimación Velocidad de Corrosión
SAF Solidos Arrastrados desde Formación

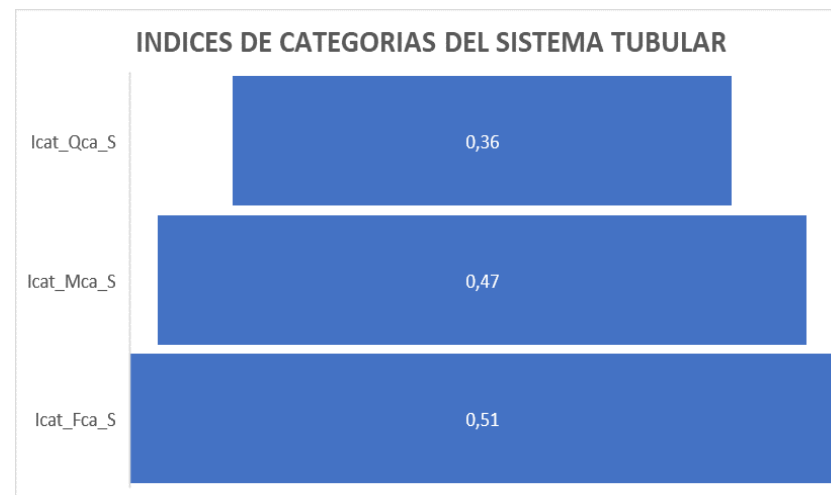
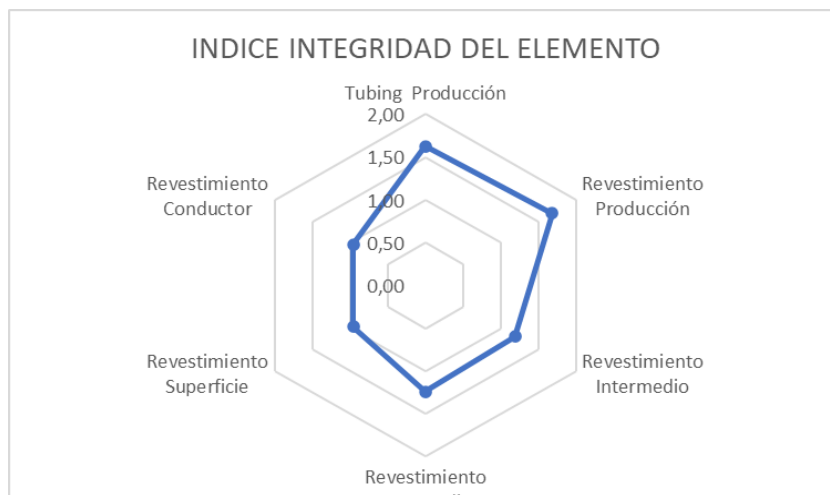
EBC Existencia de Barrera de Cemento
CBC Calidad de la Barrera Cemento
LTP Tipo de levantamiento que impacta la presión anular
PET Pérdida de Espesor tubulares
DER Daños Estructural en el Revestimiento
EGP Estabilidad Geológica de Pozo
ECF Estado Compactación de la Formación

ETCP Edad Tecnológica en la Constructiva de Pozo
RMPTA Registros de monitoreo de la presión y temperatura
ALAH Actividades de Intervención Acumulada “Harbanding”
ALAL-P Actividades de Intervención
APIP Acumulado tipo de lodo y pozo
ARP Actividades de Intervención de Pozo en condición operativa

Figura 21

Consolidado de graficas resultantes de la aplicación de la etapa de evaluación del impacto al pozo problema





Nota Elaboración Propia.

De acuerdo con los resultados de valoración de cada elemento en sus respectivas categorías, se establece que, en la categoría química, los elementos tubulares que registran el mayor valor de índice (ICat_QCA_e) fueron la tubería de producción y el revestimiento de producción, con valores de 0,86. El índice de elemento en la categoría mecánica (ICat_Mca_e) que presenta el mayor valor, corresponde al revestimiento intermedio, con un registro de 0,6. Para el índice de elemento en la categoría física (ICat_Fca_e), se puede visualizar que este es similar para todos los tubulares, con un valor de $0,51 \pm 4$. El índice de elemento, para el pozo en estudio, con mayor dispersión lo registra la categoría química; caso contrario, se observa en los resultados del índice de elemento de la categoría física, evidenciando homogeneidad.

La integración del índice de elemento de las tres categorías genera el índice de integridad del elemento (IIE), el ejercicio de valoración para caso de estudio, muestra que el revestimiento de producción tiene el mayor valor (1,96) seguido de la tubería de producción (1,76). Comparando estos resultados, se puede establecer que la diferencia, es originada por la categoría mecánica, en la variable pérdida de espesor.

Con los resultados de valoración de impacto, identificados los elementos de mayor aporte, así como las categorías influyentes se continua la metodología con la etapa de aseguramiento.

6.4 Aseguramiento

Esta etapa corresponde al tercer y último componente de la metodología y su intención es determinar un plan de acción en función de los resultados de la evaluación de impacto, con el fin de establecer condiciones de operación segura y continuidad de la producción o cierre temporal o permanente del pozo (abandono). La Tabla 28, muestras las acciones planteadas para el sistema tubular del pozo problema, en función de la categoría (química, mecánica y física) y los valores de los índices determinados, para estructurar y focalizar la acción. Estas acciones se clasifican

según su característica, en acciones de monitoreo, control, seguimiento, remediación o cierre. A las actividades se le establece una frecuencia, dicha frecuencia, será objeto de seguimiento y optimización. El grupo de análisis se encarga de proponer, actualizar y ampliar las acciones que se necesiten en función con la especialidad (operación, mantenimientos, especialidades). Cabe aclarar que algunas de las acciones por su alcance se extrapolan a múltiples elementos.

Tabla 28

Planeación de acciones para el aseguramiento de la integridad del sistema tubular del pozo.

			CATEGORIA QUIMICA						CATEGORIA MECANICA								CATEGORIA FÍSICA										
			Q-TR	Q-TQP	Q-PCA	Q-GAPI	Q-TGN	Q-EVC	Q-SAF	Icat_Qca (elemento)	M-EBC	M-CBC	M-LTP	M-PET	M-DER	M-EGP	M-ECF	Icat_Mca (elemento)	F-ETCP	F-RMPTA	F-AIAH	F-AIAL-P	F-APIP			F-ARP	Icat_Fca (elemento)
			MECANISMOS DE DAÑO																								
MODOS DE FALLA			Choque térmico; Corrosión; Fractura; Fatiga; Degradación del material (pérdida de propiedades de material), Incrustaciones, cavitación, agrietamiento, erosión e Impacto						Sobretensión, compresión, fractura, ruptura, rasguño (“gouge”), abrasión, abolladura ovalidad, aplastamiento, perdida de adherencia cemento, perdida de porosidad, permeabilidad – formación.						Obsolescencia, operacional, procedimental, instrumental, acumulativo						IE						
TUBULARES			ACCIONES: MONITOREO, CONTROL, MITIGACIÓN, REMEDIACIÓN																								
Tubería de Producción			7Q		1Q	4Q		2Q	3Q 6Q	0,86				4M			0,37		6F				7F	0,53	1,76		
Revestimiento Producción			7Q		1Q	4Q		2Q	3Q 6Q	0,86	6M			4M		7M	0,57		6F	8F			7F	0,53	1,96		
Revestimiento Intermedio			7Q							0,17	6M	8M		4M		7M	0,49						7F	0,53	1,19		
Revestimiento Intermedio			7Q							0,17	6M	8M		4M		7M	0,60							0,47	1,24		
Revestimiento Superficie			7Q							0,06	6M						0,40							0,50	0,96		
Revestimiento Conductor			7Q							0,06	6M						0,40							0,50	0,96		
TIPO			DESCRIPCIÓN DE ACCIONES					F.	DESCRIPCIÓN DE ACCIONES					F	DESCRIPCIÓN DE ACCIONES					F							
Mon	Rem	Mit	1Q. Caracterización composición de fluidos					Men	1M. Aislamiento del daño					N. A	1F. Bombeo e inyección de fluidos					N. A							
Con	Rem	Mit	2Q. Inyección fondo de pozo Inhibidor corrosión					Cont	2M. Reparación de la carcasa					N. A	2F. Instalación de Barreras					N. A							

Con	Rem	Rem	3Q. Regulación velocidad de fluido	Cont	3M. Sustitución de segmentos de la carcasa	Ocas	3F. Taponamiento temporal de Pozo	Ocas
Rem	Mon	Mit	4Q. Tratamiento Incrustaciones orgánicas/ inorgánicas.	Ocas	4M. Registros “Caliper”	Ocas	4F. Taponamiento permanente de Pozo	N. A
Rem	Mon	Mon Con	5Q. Limpieza de pozo	Sem	5M. Registro Inducción electromagnética (EMIT)	Ocas	5F. Instrumentalización para monitoreo en tiempo real (RTM)	Ocas
Rem	Mon	Mon	6Q. Segregación Química	Ocas	6M. Registro CBL	Ocas	6F. Aprendizaje Automático (uso inteligencia artificial; minería de datos)	Ocas
Mon	Mon	Mon	7Q. Monitoreo de variables operacionales	Sema	7M. Registros a través de fibra óptica (FBG; RTCI).	N. A	7F. Desarrollo de modelos de predicción	Ocas
	Rem	Rem			8M. Cementación de zonas requeridas	Ocas	8F. Cambio de Material	N. A
	Con	Rem			9M. Prueba de Presión- Prueba de Integridad	Anual	9F. Cambio del elemento Obsolescencia	Ocas

TR	Tipo de Recobro	EBC	Existencia de Barrera de Cemento	ETCP	Edad Tecnológica en la Constructiva de Pozo
TQP	Tratamientos Químicos de Pozo	CBC	Calidad de la Barrera Cemento	RMPTA	Registros de monitoreo de la presión y temperatura
PCA	Producción corte de agua	LTP	Tipo de levantamiento que impacta la presión anular	ALAH	Actividades de Intervención Acumulada “Harbanding”
GAPI	Grado API –Crudo	PET	Pérdida de Espesor tubulares	ALAL-P	Actividades de Intervención
TGN	Tipo Gas Natural	DER	Daños Estructural en el Revestimiento	APIP	Acumulado tipo de lodo y pozo
EVC	Estimación Velocidad de Corrosión	EGP	Estabilidad Geológica de Pozo	ARP	Actividades de Intervención de Pozo en condición operativa
SAF	Solidos Arrastrados desde Formación	ECF	Estado Compactación de la Formación	F	Frecuencia
Men	Mensual	Sem	Semestral	Anual	Anual
Mon	Monitoreo	Con	Control	Mit	Mitigación
Rem	Remediación.	Ocas	Ocasional (especiales, oportunidad)	Cont	Continuo
Sema	Semanal	Dia	Diario		

Nota Elaboración Propia.

Para el pozo “caso de estudio”, la tabla 29 consolidan las acciones como parte del resultado de etapa de aseguramiento. Las acciones se separan para cada elemento y cada categoría. Definiendo el orden de prioridad (1,2,3); el tipo (monitoreo, control, mitigación, remediación) y la frecuencia.

Tabla 29

Consolidación de las acciones de aseguramiento para el pozo estudio

Elemento	Categorías											
	Química					Mecánica				Física		
	P	Tipo	F	Acción	O. P	Tipo	F	Acción	O. P	Tipo	F	Acción
Tubería de Producción	1	Mon	Men	1Q	3	Mon	N. A	7M	2	Mon	N. A	6F
	2	Con	Cont	2Q					3	Mon	N. A	7F
	2	Con	Cont	3Q								
	3	Rem	Ocas	4Q								
	3	Rem	Ocas	6Q								
Revestimiento Producción	1	Mon	Dia	7Q								
	1	Mon	Men	1Q	1	Mon	N. A	6M	2	Mon	N. A	6F
	2	Con	Cont	2Q	3	Mon	N. A	7M	3	Mon	N. A	7F
	2	Con	Cont	3Q					2	N. A	N. A	8F
	3	Rem	Ocas	4Q								
Revestimiento Intermedio	3	Rem	Ocas	6Q								
	1	Mon	Sem	7Q								
	1	Mon	Sem	7Q	1	Mon	N. A	6M	3	Mon	N. A	7F
					1	Rem	N. A	8M				
					3	Mon	N. A	7M				
Revestimiento Intermedio	1	Mon	Sem	7Q	1	Mon	N. A	6M				
					1	Rem	N. A	8M				
					3	Mon	N. A	7M				
Revestimiento Superficie	1	Mon	Sem	7Q	1	Mon	N. A	6M				
Revestimiento Conductor	1	Mon	Sem	7Q	1	Mon	N. A	6M				
No Total Actividades				16				11				6
No Actividades prioridad (P) 1				8				7				0
No Actividades prioridad (P) 2				4				0				3
No Actividades prioridad (P) 3				4				4				3

Nota: Elaborada por el autor, basada en los registros e información de la tabla 28

Se definen 33 acciones para el sistema tubular. De estas 33, 16 relacionadas para la categoría química, 11 para la categoría mecánica y 6 para la categoría física. Un 46 % (15/33) con un orden de prioridad 1; 21 % (7/33) de prioridad 2 y 33 % (11/33) con un orden de prioridad 3. Los elementos, sobre los cuales recaen más acciones a ejecutar, corresponden a la tubería de producción y el revestimiento de producción, con un 60 % (20/33) respectivamente, siendo coherente con la criticidad medida, a través del índice de integridad del elemento (IIE).

7. Conclusiones

Se planteó una metodología para la integridad del sistema de tubería en pozos de hidrocarburos aplicada en el Piedemonte Llanero, pero puede ser aplicada a pozos de otros campos. Esta metodología identifica los factores que afectan al sistema tubular del pozo en su objeto de barrera, para asegurar la contención de los fluidos provenientes de las formaciones. La metodología desarrollada, establece la valoración de impacto, a través de tres categorías, las cuales corresponde a Química, Mecánica y Física que agrupan las variables de potencial incidencia en la pérdida integridad.

El desarrollo de la filosofía de integridad en el área de subsuelo con enfoque al Sistema de pozo, es una herramienta técnica de respuesta a la necesidad de garantizar la contención de los fluidos y no liberación descontrolada de estos. Este trabajo consolida, en el capítulo 4, los lineamientos normativos, practicas recomendadas de manera directa e indirecta con la integridad, direccionados por los entes ISO (“International Organization for Standardization”); Instituto de normalización de petróleo y gas noruego (NORSOK); “American Petroleum Institute” (API); “Oil and Gas UK” (OGUK).

Las presiones registradas en anulares de pozos del campo Piedemonte llanero (caso de estudio), evidencian una condición de presiones sostenidas, por esta razón se establece la metodología que analiza, valora y asegura la integridad del pozo a través de tres etapas o fases metodológicas, que corresponden al diagnóstico, impacto y aseguramiento. El diagnóstico, establece el criterio para clasificar el pozo. Aquellos pozos que superen el criterio establecido aplican a la fase de evaluación de impacto, que valora las tres categorías (química, mecánica y física) en función de veinte variables, a las cuales se le asignaron criterios de ponderación (entre 1 y 5) para establecer los

índices de categorías de elemento (I_{cat_e}) índice de categoría del sistema (I_{cat_s}) así como el índice de integridad del elemento (IIE) y el índice de integridad del sistema tubular (IIST). Con estos índices, se priorizan los elementos tubulares del pozo que requiere de acciones focalizadas para el aseguramiento, esta etapa final permite diseñar un plan de acción de monitorear, controlar, mitigar, reparar, sustituir o abandonar.

La aplicación de la metodología se realizó a un pozo denominado problema, el cual se constituyó con información asociada a los campos del Piedemonte Llanero a través de fuentes públicas. Con el pozo problema, se desarrollaron las tres fases de la metodología. En la etapa de diagnóstico, el pozo registra presión sostenida (SAP) en el anular A, de un valor de 770 PSI, con un comportamiento en el tiempo de esta, superior al 50% de la MAWOP. Con la evaluación del impacto, del sistema tubular en su conjunto, presenta valores de índice en la categoría química de 0,36; en mecánica de 0,47 y en física de 0,51. Integrando todos los factores y establecido el índice de integridad por elemento (IIE), se obtuvo un mayor índice, en el elemento tubería de revestimiento de producción (1,96), seguido del elemento tubería de producción (1,76), y en los revestimientos intermedios (1,24 – 1,19). El índice de integridad del sistema tubular fue de 1,34, catalogado como un impacto, medio. Con este input, se diseñó el plan de acción en función de los elementos priorizados, para contrarrestar el efecto químico, mecánico y físico contra la integridad del pozo.

8. Recomendaciones

Se recomienda la aplicación de la metodología a pozos operativos pertenecientes a los campos de producción del piedemonte, con calidad en la información para realizar un proceso de validación, que proporcione elementos que potencialicen la metodología como herramienta de la gestión de integridad de pozos.

Se recomienda el índice de integridad del sistema tubular del pozo (IIST), para establecer la priorización de intervención al conjunto de pozos del campo que hayan sido identificados con presión anular y en su diagnóstico, se haya establecido la condición de presión sostenida del “casing”- SAP.

Se recomienda construir una estadística del campo (pozos con diagnóstico SAP, intervenidos con la metodología) con los resultados de los índices de categorías del elemento ($I_{cat_β_e}$) con el fin de identificar modos y mecanismos de falla recurrentes que puedan correlacionarse con alguna de las variables operacionales.

Referencias Bibliográficas

- Al-Ashhab, J., Yar Khan, N., & and Boyd, D. (2006). *Restoring Well Integrity in a Critical Gas Pilot Injection Well*. Society of Oil Engineers. doi: 10.2118 / 101398-MS
- Albarran, F., & Hernandez, L. (2012). *Cementación de pozos petroleros en aguas profundas*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Alvarez, L., & Posada, L. (2018). *Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto*. Bogota: Universidad las Americas.
- Anders, J. (1 de septiembre de 2015). *Well Integrity Resources*. Obtenido de Well Integrity Resources: <http://www.wellintegrity.net>
- API-90-2. (2016). *Annular Casing Pressure Management*. Washington: API Publishing Services.
- Bernal, D., & Gómez, J. (2020). *Elaboración de un plan de análisis, prevención y control de riesgos de integridad en los pozos de tres campos del piedemonte* . Bogota: Fundación universitaria de america.
- Bernal, D., & Gomez, J. (2020). *Elaboración de un plan de anáslisi, prevención y control de riesgos de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero*. Bogota: Universidad las Americas.
- Bernal, D., & Gomez, J. (Febrero de 2020). *Repositorio universidad las Américas*. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7825/1/5142029-2020-1-IP.pdf>
- Bonett, A., & Pafitis, D. (1996). Getting to the root of gas migration. *Oilfield Review*, 8(1), 36-49.

- Boyd, D., Al-Kubti, S.-R., Khedr, O., Khan, N., Al-Nayadi, K., Degouy, D., & Al-Kindi, Z. (2006). Reliability of cement bond log interpretations compared to physical communication tests between formations. *Soc. Pet. Eng.*
- Brechan, B., Sangesland, S., & Naaden, C. (2018). Well Integrity - Next Developments. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology conference and Exhibition* (págs. 1-16). Abu Dhabi: IADC- SPE.
- De Simone, M., Pereira, F., & Roehl, D. M. (2017). Analytical methodology for wellbore Assessment considering casing-cement-formation. *International journal of Rock mechanics science*, 112-122.
- Durongwattana, N., Toempromraj, W., Jedsadawaranon, P., & Sompopsart, S. (2011). Well integrity remediation - a challenge for swellable technology. *Well integrity remediation - a challenge for swellable technology*. Bangkok: International Petroleum Technology Conference.
- Fritella, F., Babbon, M., & Muffo, A. I. (2009). Best Practices and Lesson Learned From 15 Years of Experience of Cementing HPHT Wells in Italy. *the Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition*.
- Gray, K., Podnos, E., & Becker, E. (2009). Finite-element studies of near- wellbore region during cementing operations: Part I. *Soc. Pet. Eng.*
- Guo, Q. J. (2012). Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned. *Society of Petroleum Engineers*.
- Ibañez, A. (2018). *Ingeniería petrolera - Cementación de pozos petroleros*. Obtenido de <http://www.actiweb.es/marcus/archivo2.pdf>
- ISO 16530. (2017). Petroleum and natural gas industries : Well Integrity . Suiza.

- ISO/TS-16530-2. (2013). *Well Integrity - Parte 2: well integrity for the operational phase*. Suiza: ISO.
- Junior, R. R. (2009). HPHT drilling new frontiers for well safety. *Society of Petroleum Engineers*.
- Keller, S., Crook, R., Haut, R., & Kulakofaky, D. (1987). Deviated-wellbore cementing: part 1-problems. *Soc. Pet. Eng.*
- King, G. 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. *Society of Petroleum Engineers*.
- King, G., & Valencia, R. (2014). Environmental risk and well integrity of plugged and abandoned wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Kiran, R., Catalin Teodoriu, Younas Dadmohammadi, Nygaard, R., Wood, D., Mokhtari, M., & Salehi, S. (2017). Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 511-526.
- Klapper, H. S. (2013). Challenges for Metallic Materials Facing HTHP Geothermal Drilling. *corrosion 2013*. Orlando: NACE.
- Lockyear, C., Ryan, D., & Gunningham, M. (s.f.). Cement channeling: how to predict and prevent. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- McDaniel, J. W. (2014). Increasing Cement Sheath Integrity to Reduce Gas Migration in the Marcellus Shale Play. *Society of Petroleum Engineers*.
- Meza, J. M. (7 de abril de 2015). *Slidesshare*. Obtenido de <https://es2.slideshare.net/jmezap/tuberia-conceptos-y-fundamentos-tecnicos>

- Mitchell, R. F., Miska, S., & Wagner, R. R. (1998). Casing and Tubing Design. En M. J. Economides, L. T. Watters, & S. Dunn-Norman, *Petroleum Well Construction* (págs. 175-214). England: British Library Cataloguing in Publication Data.
- NORSOK-D-010. (2013). *Well integrity in drilling and well operations*. Standards Norway.
- Norwegian Oil and Gas Association . (2017). *Recommended Guidelines for well Integrity*. Stavanger.
- NPC. (2011). Plugging and Abandonment of Oil and Gas Wells. *Paper 2- 25. Technology Subgroup of Operations and Environmental Task Group, National Petroleum Council*.
- Nygaard, R., & Lavoie, R. (2010). Well integrity and workover candidates for existing wells in the wabamun area CO2 sequestration project (WASP. *Soc. Pet. Eng.*
- Rodriguez, W., Fleckenstein, W., & Eustes, A. (2003). Simulation of collapse loads on cemented casing using finite element analysis. *Soc. Pet. Eng.*
- Schultz, R., Mutlu, U., & Bere, A. (2016). Critical Issues in Subsurface Integrity. *American Rock Mechanics Association*.
- Schwind, B., Payne, M., Otten, G., & Pattillo, P. (2001). Development of leak resistance in industry standard OCTG connections using finite element analysis and full scale testing. *Offshore Technology Conference*. Houston.
- Shadravan, A. G. (2015). Fortieth workshop on geothermal reservoir engineering Stanford University . *Zonal isolation in geothermal wells. In Proceedings*, (págs. 1-10).
- Shadravan, A., & Amani, M. (2012). HPHT 101 - What Every Engineer or Geoscientist Should Know about High Pressure High Temperature Wells . *SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition*.

- Sweatman, R. (2006). In Proceedings of the 2nd Wellbore Integrity Network Meeting. *Studies on wellbore integrity*, (págs. 28-29). Princeton, New Jersey .
- Syed, T., & Cutler, T. (2010). Well integrity technical and regulatory considerations for CO₂ injection wells. *Society of Petroleum Engineers*.
- Therond, E. B.-P. (2016). *Large Scale Testing & Modelling for Cement Zonal Isolation of Water Injection Wells*. Dubai: Society of Petroleum Engineers.
- Torres, M., & Gonzales, J. (2003). In-situ stress state Eastern Cordillera (Colombia). *Society of Petroleum Engineers*, 1.
- Triana, N. (2019). definicion de los límites operativos para los pozos candidatos a ser estimulados con alta presión en el campo cusiana. bogota: fundación universidad de américa.
- Vignes, B., & Aadnoy, B. (2010). Well-integrity issues offshore Norway. *Soc. Pet. Eng.*
- Villafranca, D. (23 de Octubre de 2016). Agencia EFE. *Porter Ranch, un año después de la mayor fuga de gas de la historia de EE.UU.*
- Viswanathan, H., Pawar, R., Stauffer, P., Kaszuba, J., Carey, J., Olsen, S., . . . Guthrie, G. (2008). Development of a hybrid process and system model for the assessment of wellbore leakage at a geologic CO₂ sequestration site. *American Chemical Society Environ. Sci. Technol*, 7280-7286.
- Xie, J. &. (2008). In Abaqus Users' Conference, RI. *Analysis of Casing Deformations in Thermal Wells*. Alberta.
- Yeck, W., Weingarten, M., Benz, H., McNamara, D., Bergman, E., Herrmann, R., . . . Earle, P. (2016). Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquakes by reactivating a large preexisting basement fault structure. *Geophysical research letter*, 10.198 -10.207.

- Yuan, B. B. (2016). Special issue: formation Damage during enhanced gas and liquid recovery. (págs. 1051-1054). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Yuan, Z. S. (2012). uan, Z., Schubert, J., Teodoriu, C., & Gardoni, P. *HPHT Gas Well Cementing Complications and its Effect on Casing Collapse Resistance*.
- Yuan, Z. S. (2013). Casing failure mechanism and characterization under HPHT conditions in south Texas. Beijing: International Petroleum Technology Conference.
- Yuan, Z., Schubert, J., Esteban, U., Chantose, P., & Teodoriu, C. (2013). Casing failure mechanism and characterization under HPHT conditions in south Texas. *International Petroleum Technology Conference*.
- Zhang, M., & Talman, S. (2014). Experimental study of well cement carbonation under geological storage conditions. *Energy Procedia. Energy proceda*, 5813- 5821.

Apéndice

A. Cálculo de la MAWOP

API RP 90-2 -2016, nos presenta tres métodos para determinar la máxima presión de operación permisible de pozo. Los métodos, que van desde el más simple hasta el más complejo: • “Default Designación Method” (DDM) • “Simple De-rating Method”: (SDM) • “Explicit De-rating Method” (EDM).

El método elegido dependerá del historial y de los datos disponibles. Pueden utilizarse diferentes métodos en pozos del mismo campo o en diferentes anulares del mismo pozo

El DDM es el más conservador y más simple de los métodos aplicados; permite una reducción en la clasificación que se aplica a lo largo de un arreglo grande de pozos. No requiere de datos ni de análisis para ser aplicado. Si bien el DDM es el menos preciso de los métodos, es apropiado para pozos que operan a bajos niveles de presión anular.

El DDM proporciona un método simple para determinar el MAWOP. Utilizando el enfoque DDM, el componente del revestimiento para el anular que se está evaluando es:

- 100 psi (700 kPa) para el anular más exterior
- 200 psi (1400 kPa) para todos los demás anulares.

“Simple De-rating Method” El SDM es apropiado para pozos donde la historia está bien documentada, donde es conocida la erosión, corrosión y/o desgaste significativo de la sarta de perforación o que han operado a altas temperaturas que requieren un análisis más detallado. Utiliza un enfoque para el anular que se esté evaluando, teniendo en cuenta el revestimiento interior y exterior que compone al anular, el MAWOP es evaluado en el siguiente orden:

- 50 % de la presión de estallido (MIYP) del revestimiento que se esté evaluando.

23 • 75 % de la presión de colapso (MCP) del revestimiento interno del que se está evaluando.

- 80 % de la presión de estallido (MIYP) del revestimiento externo del que se está evaluando.

El MIYP y MCP para la tubería o el revestimiento puede ser calculado de acuerdo a la norma API 5C3. Cuando la tubería o el revestimiento se componen de dos o más pesos o grados, la combinación de peso o grado produce los valores más bajos de MIYP y MCP estos valores deben ser usados en el componente de reducción de clasificación tubular del MAWOP.

En situaciones donde la resistencia de la conexión es menor que la del cuerpo de la tubería, se deben utilizar las calificaciones de la conexión. Para la clasificación del componente de tubular del MAWOP, un factor de seguridad expresado como porcentaje del MIYP y El MCP del revestimiento se utiliza simplemente para reducir la clasificación. Este factor de seguridad toma en cuenta las siguientes consideraciones: • La clasificación de presión mínima de otros elementos dentro del revestimiento, como empaques, cemento, roscas, entre otros. • Efectos operativos y ambientales desconocidos (erosión o corrosión de la tubería); • Desgaste desconocido del revestimiento. Para el cálculo de MAWOP para un elemento, se utiliza un factor de seguridad de 50 del MIYP para el revestimiento evaluado. Un porcentaje más bajo del MIYP (30) se permite para el revestimiento exterior, ya que es la última barrera.

“Explicit De-rating Method”. «El EDM requiere extensos datos y análisis, pero proporciona el valor de MAWOP más preciso cuando se tienen datos extraídos de registros eléctricos. Este proporciona confianza para permitir el funcionamiento continuo de un pozo a presiones anulares altas. “Si una tubería del “casing” tiene un desgaste significativo de la tubería de perforación, sospecha o se sabe que tiene erosión o corrosión, o está operando bajo alta temperatura, el operador

debe considerar el uso del método de “rating” explícito (EDM) para aplicar una reducción del espesor de la pared o de las propiedades del material al calcular el MIYP y el MCP.”

Utilizando el enfoque EDM para la tubería o revestimiento interno y externo, el componente de clasificación tubular de MAWOP para el anular que se evalúe es el mínimo de uno de los siguientes: • 80 % del MIYP ajustado del revestimiento externo; 24 • 80 % del MCP ajustado del revestimiento interno; • 100 % del MIYP ajustado del siguiente revestimiento externo (proporciona un factor adicional de seguridad); • 100 % del MCP ajustado del revestimiento exterior, (el revestimiento interno del siguiente anular exterior adyacente) (proporciona un factor adicional de seguridad).» [4] “Para el componente de clasificación tubular de MAWOP, la clasificación del MIYP para los revestimiento o tubería interna y externa se consigue mediante reducir explícitamente el espesor nominal de la pared debido a los daños ocasionados por la corrosión, la erosión, la perforación, el cableado, y ranuras de tubos; u otras formas de desgaste.” [4] «Además, los factores de seguridad adecuados se seleccionan y se aplican a completar el ajuste tanto de MIYP como de MCP. El MIYP y el MCP para el revestimiento o tubería puede ser calculada de acuerdo con API 5C3. En situaciones en las que la resistencia de la conexión sea inferior a la sarta de la tubería, las calificaciones de la conexión deben ser utilizadas.

B. Excel caso de estudio pozo Piedemonte

Link: <https://1drv.ms/x/s!AsVrMEcWKY38gelJlpdhHHKkgYNsYw?e=mGI8rM>