

ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL IMPACTO DE PROCESOS TÉRMICOS DE
RECOBRO MEJORADO, EN COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES Y
MULTIOBJETIVO CON CRUDO EXTRA-PESADO EN LA FORMACIÓN SAN
FERNANDO, EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

CAMILO ANDRÉS BALLESTEROS AVELLANEDA
CAMILO ANDRÉS TORRES RESTREPO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017

ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL IMPACTO DE PROCESOS TÉRMICOS DE
RECOBRO MEJORADO, EN COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES Y
MULTIOBJETIVO CON CRUDO EXTRA-PESADO EN LA FORMACIÓN SAN
FERNANDO, EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

CAMILO ANDRÉS BALLESTEROS AVELLANEDA
CAMILO ANDRÉS TORRES RESTREPO

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JUAN GONZALO CASTAÑO.
Ingeniero de Petróleos
Co-Director
HELMUT SALAZAR B.
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Alejandro Contreras

Ingeniero Fabián Fernández

Ingeniero Walter Tobón

Bogotá, 02 de Febrero 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Geo. EDGAR CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

LOS AUTORES EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

A **Ecopetrol S.A** por brindar la oportunidad de desarrollar un proyecto de grado en tiempos de crisis.

Ingeniero **Juan Gonzalo Castaño** de Ecopetrol S.A por su asesoría, estructuración durante el tiempo de elaboración del proyecto.

Ingeniero **Helmut Salazar B.** de Ecopetrol S.A por su asesoría, estructuración durante el tiempo de elaboración del proyecto.

Ingeniero **Alejandro Contreras** por las asesorías, revisión y guía que suministró durante el proyecto.

Ingeniera **Yeigmy Claros** de Ecopetrol S.A por sus asesorías, suministró de información valiosa para poder llevar a cabo el proyecto.

Ingeniero **Carlos Estévez** de Ecopetrol S.A por sus asesorías, suministró de información valiosa para poder llevar a cabo el proyecto.

Ingeniero **Pedro Moreno** de la Universidad de América, por sus asesorías con respecto al capítulo financiero del proyecto.

Geóloga **María Chamorro** de la Universidad de América, por sus asesorías con respecto al capítulo geológico del proyecto.

CONTENIDO

	pág
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	25
1.1 HISTORIA DE LOS CAMPOS	25
1.2 LOCALIZACIÓN	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO.	28
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.	35
2. DESCRIPCIÓN DE POZOS ELEGIDOS PARA ESTUDIO	41
2.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS	41
2.2 PRINCIPALES COMPONENTES PARA EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO	45
2.3 METALURGIA	54
2.4 DISEÑO DE POZOS TÉRMICOS	54
2.5 DESCRIPCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS	55
3. CONDICIONES ACTUALES Y FUTURAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS	58
3.1 PROCESO DE RECOBRO MEJORADO (EOR)	58
3.2 DATOS ESTABLECIDOS POR EL DISEÑO DE MATERIALES PARA METALÚRGIA Y CEMENTACIÓN	67
4. PROBLEMAS DE INTEGRIDAD Y OPERATIVOS QUE SE PRESENTAN EN PROCESOS TERMICOS	82
4.1 COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA, PRESIÓN Y GASES DE CHIMNENA	82
4.2 PROBLEMAS EN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO	85
4.3 CASOS EN EL MUNDO DE COMBUSTIÓN IN SITU	90
4.4 ANÁLISIS DE REGISTROS ELECTRICOS PARA REVESTIMIENTO DE POZOS	115
4.5 PROBLEMAS DE CEMENTACIÓN	144
4.6 MATRIZ DE RIESGO	147
5. DETERMINACIÓN DE LA SOLUCION MAS VIABLES POR MEDIO DEL METODO MONTECARLO	151
5.1 PROCEDIMIENTO CRYSTAL BALL	151
5.2 PRIMER INHIBIDOR	159
5.3 SEGUNDO INHIBIDOR	161
5.4 RESULTADO DE SIMULACION.	167
6. ANÁLISIS FINANCIERO	173
6.1 ANALISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN	173
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	174
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	178
6.4 REGALÍAS	179
6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	180
6.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	183
7. CONCLUSIONES	184
8. RECOMENDACIONES	186

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización Campo Chichimene y Campo Castilla.	27
Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de Los Llanos Orientales.	29
Figura 3. Producción Acumulada Campo Chichimene.	37
Figura 4. Producción Acumulada Campo Castilla.	37
Figura 5. Grafica Producción Acumulada Campo Castilla.	38
Figura 6. Grafica de Producción Acumulada Campo Chichimene.	39
Figura 7. Métodos de Recobro Convencional y Mejorado	59
Figura 8. Zonas Presentes Entre el Pozo Inyector y Pozo Productor.	63
Figura 9. Costos de inyección para cada método de recobro mejorado	65
Figura 10. Expansión de la Tubería por el Incremento de la Temperatura	69
Figura 11. Diagrama de Esfuerzos en Procesos Térmicos	71
Figura 12. Corrosión por dióxido de carbono en función de la Temperatura	74
Figura 13. Corrosión localizada por sulfuro de hidrogeno	75
Figura 14. SSC (sulphide stress cracking)	76
Figura 15. Grafica de regiones de ambiente operacional agrio	77
Figura 16. Diagrama de Carga no Uniforme y Focalizada Debido a la Descentralización del Revestimiento	80
Figura 17. Comportamiento de los Gases de Chimenea y Temperaturas en una Combustión In Situ.	83
Figura 18. Comportamiento de la Presión.	85
Figura 19. Gráfico de Resultados Velocidad de Corrosión Pruebas Electroquímicas.	88
Figura 20. Velocidad de corrosión del CO ₂ respecto a la Temperatura.	90
Figura 21. Esquema Patrón Inicial Proyecto.	91
Figura 22. Esquema Patrón General Campo.	92
Figura 23. Esquema Patrón de Pozos Campo.	94
Figura 24. Corte Seccion X-X' Pozos.	97
Figura 25. Esquema General Pozos Campo.	99
Figura 26. Cambio de Patrones Respecto al Tiempo.	100

Figura 27. Esquema General Para Pozos en el Proyecto.	102
Figura 28. Esquema Inicial de Patrones Para Proyecto.	104
Figura 29. Esquema General de Patrones Para Proyecto.	105
Figura 30. Esquema Inicial Para Proyecto.	107
Figura 31. Patrón Inicial del Proyecto.	109
Figura 32. Patrón Secundario Del Proyecto.	109
Figura 33. Esquema General Del Campo.	110
Figura 34. Esquema de Patrones Proyecto.	112
Figura 35. Patron Inicial Para Proyecto.	115
Figura 36. Pista Para los Registros Presentados.	116
Figura 37. Registro Intervalo 1450-1650 pies.	117
Figura 38. Representación de Daño Extremo en Revestimiento.	118
Figura 39. Imágenes 2D y 3D Para Intervalo 1450-1650 pies.	119
Figura 40. Representación de Daño para los Intervalos.	120
Figura 41. Representación de Daño Para Revestimiento.	121
Figura 42. Representación del Desgaste para Revestimiento en los Intervalos 4950-5150 pies.	122
Figura 43. Representación de Tubo de Análisis 104.	123
Figura 44. Imágenes 2D y 3D Para Intervalo 5420-5470 pies.	124
Figura 45. Representación de Daño Para Revestimiento.	125
Figura 46. Evidencia de Daño Continuo Para el Intervalo Iniciando en 5700 pies.	126
Figura 47. Registro en Intervalo 1050 -3750 pies.	127
Figura 48. Registro en Intervalo 1550-1950 pies.	128
Figura 49. Registro en Intervalo 3350-3650 pies.	129
Figura 50. Registro en Intervalo 4900-4520 pies.	130
Figura 51. Amplitudes del Registro de Sonido Para el Intervalo comprendido entre 916-942 pies.	131
Figura 52. Amplitudes del Registro de Sonido Para el Intervalo comprendido entre 5050 y 5085 pies.	132
Figura 53. Registro de inspección Pozo 44 Tubería de 9 5/8" intervalo de 2650-2800 pies	133

Figura 54.	Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 3550-3750 pies.	134
Figura 55.	Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 3950-4150 pies.	135
Figura 56.	Registro 2D y 3D del Casing de 9 5/8" en el intervalo 4000-4040 pies	136
Figura 57.	Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 5300-5500 pies.	137
Figura 58.	Registro 2D y 3D del Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 5300-5500 pies.	138
Figura 59.	Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 7" Intervalos 8300-8550 pies.	139
Figura 60.	Clasificación de % de Daño por Cada Unión de Tubería.	140
Figura 61.	Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 7" .	141
Figura 62.	Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 9.652"	142
Figura 63.	Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 7" .	143
Figura 64.	Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 9.652"	144
Figura 65.	Agrietamiento en el Cemento	145
Figura 66.	Pandeo de la tubería debido a una mala cementación	146
Figura 67.	Distribución WeiBull.	152
Figura 68.	Resultados de Simulación Basados en Distribución Triangular para Crecimiento de Costo de Producción.	156
Figura 69.	Posibles Escenarios Planteados Para la Inversión Inicial Para Inhibidor Tipo A.	157
Figura 70.	Posibles Escenarios Planteados Para la Inversión Inicial Para Inhibidor Tipo A.	158
Figura 71.	Correlación Obtenida por Crystal Ball.	159
Figura 72.	Selección de Método MonteCarlo.	167
Figura 73.	Posibles Escenarios Para el VPN Para el Inhibidor Tipo A.	168
Figura 74.	Posibles Escenarios Para el Primer Año Para el Inhibidor Tipo A	169
Figura 75.	Posibles Escenarios Para el VPN Para el Inhibidor Tipo A.	170

Figura 76. Posibles Escenarios Para el Primer Año Para el Inhibidor Tipo A171

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág
Diagrama 1. Generalidades del Proceso de Completamiento.	42
Diagrama 2. Generalidades del Proceso de Cementación.	48

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Movilidad de los Fluidos.	60
Ecuación 2. Reducción de Yield Strenght por efecto de la temperatura.	69
Ecuación 3. Esfuerzo Axial Compresivo Térmico.	70
Ecuación 4. Presión Parcial para cada Gas.	78
Ecuación 5. Producción Estimada.	153
Ecuación 6. Costo de Levantamiento.	153
Ecuación 7. Crecimiento del Costo de Producción.	155
Ecuación 8. Ventas.	160

ABREVIATURAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	<i>American Petroleum Institute.</i>
Av	Avenida
BOPD	<i>Barrells Oil Per Day</i>
C	Celsius
CII	Calle
Cra	Carrera
DDCC	Drilling and Completion Comitte
E	Este
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
F	Fahrenheit
HIC	Hydrogen Induced Cracking
HSR	Resistencia al Sulfato Alta
HTO	<i>High Temperature Oxidation</i>
In	Inches
Kg	Kilogramo
Km	Kilometro
Lbs	Libras
LTO	<i>Low Temperature Oxidation</i>
m	Metro
Md	MiliDarcy
MSR	Resistencia al Sulfato Moderada
Mpa	Mega Pascales
N	Norte
NACE	<i>National Association of Corrothion Engineers</i>
OSR	Resistencia al Sulfato Ordinaria
O	<i>Oudeh Petroleym Company</i>
pH	<i>Percent Hidrogen</i>
Ppm	Partes Por Millón
Psi	<i>Pound Square Inches</i>
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
Pul	Pulgadas
SCC	<i>Stress Corrosión Cracking</i>
Smlmv	Salarios Mínimos de Ley Vigentes.
SP	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
SSC	<i>Sulfide Stress Cracking</i>
TOC	Carbono Total Orgánico

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: El área geográfica donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales que la hacen diferente de zonas adyacentes.

ANTICLINAL: Pliegue en forma de arco, en el que las capas son convexas hacia arriba. Las capas más antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas menos antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

ARCILLOLITA: Es una roca sedimentaria que se origina comúnmente por la alteración de rocas magmáticas o metamórficas, después de que estas son erosionadas y transportadas; su textura es clástica, el tamaño de partícula presente es menor a 1/256mm y se compone principalmente de silicatos también contiene cuarzo, sericita, calcita, illita, circón, pirita, magnetita y leucoxeno

ARENISCA: Es una roca sedimentaria de textura clástica, el tamaño de las partículas puede variar entre 1/16mm y 2mm, se compone principalmente de cuarzo y puede tener restos de caliza, hierro o feldespato.

BASAMENTO: Roca ígnea o metamórfica que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

BUZAMIENTO: Sentido u orientación de la inclinación de los estratos con respecto a una línea horizontal.

CALIZA: Roca sedimentaria, cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura puede ser clástica o no clástica, está compuesta por calcita y minerales como cuarzo, silicatos, dolomitas, pirita y siderita.

CAMPO: Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CEMENTACIÓN REMEDIAL: La aplicación cuidadosa de un tratamiento químico para una zona específica del pozo que necesita cementación nueva.

CHERT: Roca sedimentaria criptocristalina compuesta de dióxido de silicio, de textura no clástica que contiene minerales sedimentológicos de todo tipo de variedad.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: Representación gráfica utilizada en la geología, para especificar y describir la secuencia de rocas de una localización determinada. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte inferior y las rocas más jóvenes en la parte superior.

CONGLOMERADO: Roca sedimentaria de textura clástica, que está conformada en su mayoría por partículas de tamaño > 2mm en promedio llamadas gravas, que se litifican para formar conglomerados. Contiene cantidades variables de arcilla y arena entre los espacios de los clastos

CORROSIÓN: Deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

CORROSIÓN LOCALIZADA: Deterioro de un material específicamente en una zona de toda su área.

CRUDO PESADO: Crudo clasificado con una viscosidad mayor a 10cp; la API clasifica este hidrocarburo con una gravedad menor a 22.3°.

CUENCA: Es la depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

DISCORDANCIA: Una discordancia es una superficie de la erosión o de no depositación que separa estratos más jóvenes de rocas más antiguas y que representa un hiato significativo. Las discordancias indican una carencia de continuidad en la deposición y corresponden a períodos de no depositación, del intemperismo o de la erosión, antes de la deposición de estratos más jóvenes.

DELTAICO: Un depósito que es formado por riachuelos, el nombre es derivado del griego "Delta" debido a que estos depósitos generalmente tienen forma triangular.

EMPAQUE: Dispositivo que puede ser corrido en el pozo con un diámetro menor al mismo, principalmente para sellar el mismo.

ESPESOR: Hace referencia a la medida en profundidad con respecto a la perpendicular formada por la base y el tope de un estrato o formación.

ESTRATIGRAFÍA: Ciencia que estudia las características litológicas de los estratos de la tierra, para conocer la historia y la respectiva edad geológica de estos, con el fin de establecer correlaciones que puedan ayudar a corroborar información.

EXPANSIÓN LONGITUDINAL: Proceso que sufren los metales cuando son sometidos a altas temperaturas.

FALLA: es una fractura o zona de fracturas a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento relativo de los bloques paralelos a esta.

FALLA INVERSA: Son fallas con desplazamiento vertical en las cuales el bloque de techo se mueve hacia arriba con respecto al bloque de piso.

FALLA NORMAL: Son fallas con desplazamiento vertical en las cuales el bloque de techo se encuentra por encima del plano de la falla y se desliza hacia abajo.

FORMACIÓN: Unidad lito estratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

GASES DE CHIMENEA: Gases generados por la combustión de una parte de hidrocarburo presente en el yacimiento, el cual contiene agentes corrosivos tales como CO₂ y H₂S.

GEOLOGÍA DE PETRÓLEO: Parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: Es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

GRUPO: Unidad lito estratigráfica de un rango mayor que la formación. Debido a que comprende dos o más de estas.

FUNDICIÓN: Deterioro que sufren los metales al verse sometido a temperaturas extremas de operación; principalmente el deterioro consiste en cambio de su estado de solido a líquido.

INFRAYACE: Hace referencia a que está por debajo de algo en específico.

INHIBIDOR: Agente químico agregado a un sistema de fluidos para retardar o prevenir una reacción indeseable que tiene lugar en el fluido o en los ambiente adyacentes al ambiente.

INTEMPERISMO: a la acción combinada de procesos (climáticos, biológicos, etc) mediante los cuales la roca es descompuesta y desintegrada por la exposición continua a los agente atmosféricos, transformando a las rocas masivas y duras en un manto residual finamente fragmentado.

KERÓGENO: Mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias. Que se basa en el contenido de carbono orgánico total existente en la roca.

LIMOLITA: Es una roca sedimentaria con textura clástica en donde el diámetro de las partículas oscila entre 1/16mm hasta 1/256mm. Estas rocas presentan una composición muy variada conformándose por cuarzo, feldespatos, sericita, clorita, caolinita, circón, biotita, apatito, epidota y turmalina.

LITOLOGÍA: Parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

MARCO GEOLÓGICO: Resumen de la geología en una localización determinada, donde se incluye la estratigrafía y la geología estructural asociada a dicha localización.

MIGRACIÓN: Es el proceso del hidrocarburo formado en la roca fuente, que genera un movimiento hacia la roca reservorio.

PERMEABILIDAD: Es una propiedad de la roca que indica su capacidad para permitir la movilidad de fluidos a través de todo su espectro poroso conectado.

PETROFÍSICA: Materia que se encarga de determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos dentro de esta.

POROSIDAD: Es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

POZOS: El agujero perforado o pozo, incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El termino pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado.

POZOS INYECTORES: Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua.

PRESIÓN DE COLAPSO: Presión a la cual una tubería o recipiente se deforma de manera catastrófica como resultado de la presión diferencial.

PRESIÓN PARCIAL: En una mezcla de un gas, la presión parcial de un componente es la cantidad en porcentaje presente de ese componente en el gas.

RECOBRO MEJORADO: Incluyen todos los métodos que usan fuentes externas de energía para poder producir con mayor energía el hidrocarburo.

REGRESIÓN: Una disminución del nivel del mar en el continente, causa posiblemente una disminución en el nivel del mar, exponiendo el continente y generando erosión.

ROCA FUENTE: Es una roca sedimentaria, normalmente arcillas negras con una alta concentración de materia orgánica, debido a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc.) durante el depósito de la roca.

ROCA RESERVORIO: Es aquella roca sedimentaria, que a modo de esponja, absorben y expulsan fluidos, debido a sus mayores características que deben ser la porosidad y la permeabilidad.

ROCA SELLO: Es un tipo de roca impermeable que impide que el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie o hacia otro lugar donde no se puede entrapar el petróleo.

SARTA DE REVESTIMIENTO: Sección de tubería de acero, diseñada para adecuarse a un pozo específico.

SEDIMENTOS: Son los granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

SISTEMA PETROLÍFERO: Los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, un trampa y un sello.

SUPRAYACE: Hace referencia a que está encima de algo en específico.

TERMOELASTICIDAD: Propiedad de los cuerpos que cambian su forma por la acción del calor.

TRAMPA: Una configuración de rocas adecuadas con posibilidad para acumular hidrocarburos.

TRAMPA ESTRUCTURAL: Una variedad de estructura geológica con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue.

TRANGRESION: Un avance del mar sobre el continente, causando posiblemente un aumento en el nivel de subsidencia.

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL IMPACTO DE PROCESOS TÉRMICOS DE RECOBRO MEJORADO, EN COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES Y MULTIOBJETIVO CON CRUDO EXTRA-PESADO EN LA FORMACIÓN SAN FERNANDO, EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo está basado en el análisis de seis (6) pozos productores de crudo extra pesado proveniente de la Formación San Fernando, cinco (5) de ellos fueron completados convencionalmente y uno (1) térmicamente); este proyecto evalúa las consecuencias generadas por el recobro térmico, es decir afectaciones causadas por condiciones extremas de temperatura, presión y agentes corrosivos

Se determinó que las principales variables que afectarán a los pozos son temperaturas extremas causadas por el frente de combustión y agentes corrosivos causados por gases de chimenea; se optó por estudiar cuáles de estas variables llegarán a afectar directamente y a corto plazo (semanas) a los pozos productores; se concluyó que los gases de chimenea llegaran a los pozos en un periodo máximo de 22 días, mientras que las temperaturas extremas generadas por el frente de combustión tardaran por lo menos cuatro (4) años en llegar.

Velocidades de corrosión de 5.8 y 4.6 fueron estimadas para revestimientos N-80 y P-110 respectivamente, velocidades que están clasificadas como Altas según la National Association of Corrosion Engineers (NACE), Razón por la cual se decide realizar un estudio para la implementación de un inhibidor de corrosión y así solucionar los problemas generados por los gases de chimenea a los pozos productores.

Ecopetrol S.A sugiere el posible uso de dos (2) tipos de inhibidores; Un modelo probabilístico basado en una simulación Montecarlo fue usado para seleccionar entre el Tipo A y el Tipo B, sugiriendo El tipo de inhibidor A es la opción más viable operativa y económicamente. Los Resultados en la evaluación financiera del proyecto, demuestran que la prueba piloto de la inyección de aire es atractiva para la compañía Ecopetrol S.A, debido que en el término de un año se recupera la inversión realizada.

PALABRAS CLAVE

- * Procesos Térmicos.
- * Combustión in Situ.
- * Completamientos Convencionales.
- * Formación San Fernando.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se desarrolló en seis (6) pozos, productores de la Formación San Fernando del Campo Chichimene; ubicado en la Cuenca de Los Llanos Orientales, administrado por la empresa Ecopetrol S.A; empresa con la visión de aumentar la producción, realizando pruebas para realizar un proyecto de recobro térmico.

El problema de desarrollar un proyecto de recobro mejorado como lo es una Combustión in Situ en la zona seleccionada, radica en la manera que los pozos productores seleccionados para el estudio fueron completados (uno (1) fue completado térmicamente, mientras que los otros cinco (5) fueron completados convencionalmente), usando revestimientos con aleaciones N-80 y P-110 con cemento Portland sin ningún tipo de aditivo.

Las principales variables que pueden generar fallas mecánicas y operativas al momento de realizar el proyecto de Combustión in Situ son la temperatura, presión (Gases de Chimenea) y los agentes corrosivos (Gases de Chimenea); estas tres variables tendrán varios tipos de escenarios o comportamientos entre el pozo inyector y el pozo productor, estos escenarios definirán si existe la posibilidad de generar fallas.

En este proyecto se definen cuáles serán las variables que afectarán considerablemente los completamientos, una vez se defina de que manera los afecta, se hará el uso de un Software probabilístico para definir cuál será la solución más viable para solucionar dicha problemática y realizar el proyecto sin complicación alguna.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar conceptualmente el impacto generado por condiciones de operación extremas, especialmente de altas temperaturas en completamientos de seis pozos de La Formación San Fernando.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades la zona de interés de La Formación San Fernando.
2. Describir el diseño de completamientos sencillos, completamientos con múltiples objetivos y la respectiva metalurgia y cementación de los pozos a ser estudiados.
3. Especificar las condiciones de operación actuales y futuras de los pozos afectados.
4. Comparar las condiciones extremas de operación con el diseño y capacidades de metalurgia y cementación usados en los completamientos mediante el análisis de datos establecidos en el diseño de los materiales.
5. Identificar las fallas potenciales de integridad tanto mecánica como operativa que pueden presentarse por las condiciones extremas de operación.
6. Aplicar un software probabilístico para la obtención de la solución mas viable para cada pozo analizado.
7. Establecer la viabilidad financiera del proyecto mediante un indicador de Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

A continuación se presenta una breve descripción de los Campo Chichimene y Castilla, en relación a sus antecedentes, localización, geografía, marco geológico e historia de producción.

1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS

La historia del Campo Chichimene inicia en el año 1985, con la firma del Contrato de Concesión Cubarral, contrato que estuvo vigente hasta el 30 de enero del año 2000, año en el cuál Ecopetrol S.A, suscribió un contrato adicional por seis meses con la empresa Chevron Oil Company para su administración, finalizado este contrato, Ecopetrol S.A pasó a ser el operador directo de los campos.

Los Campos Chichimene y Castilla constan de un área de 924,174 y 240,795.65 acres respectivamente, las únicas empresas que han administrado estos campos, han sido, Ecopetrol S.A y Chevron Oil Company, teniendo en cuenta que la empresa, la cuál descubrió el campo fue Chevron Oil Company.

Los procesos de exploración para el Campo Chichimene, comenzaron con el pozo Chichimene-1 (cerrado en la actualidad por precios del crudo en Colombia), perforado en el año 1983 con una profundidad total de 8350 pies; posteriormente en el año 1984 se inició la perforación del pozo Chichimene-2, el cuál finalizó el 16 de octubre del mismo año, ambos produciendo crudo de la Formación Guadalupe (K1); por otro lado los procesos de exploración para el Campo Castilla iniciaron con el Pozo Castilla-1, con el cuál se obtuvieron resultados positivos, produciendo crudo de gravedad API 12°.

A Septiembre de 2016 el Campo Chichimene con un área de 924,200 acres cuenta con 235 pozos activos; el Campo Castilla con un área de 240,800 acres consta de 362 pozos activos; ambos Campos siguen siendo operados en su totalidad por Ecopetrol S.A.

1.3 LOCALIZACIÓN

Los Campos Chichimene y Castilla se encuentran ubicados en la Cuenca de los Llano Orientales, Bloque Cubarral, Departamento del Meta y Municipio de

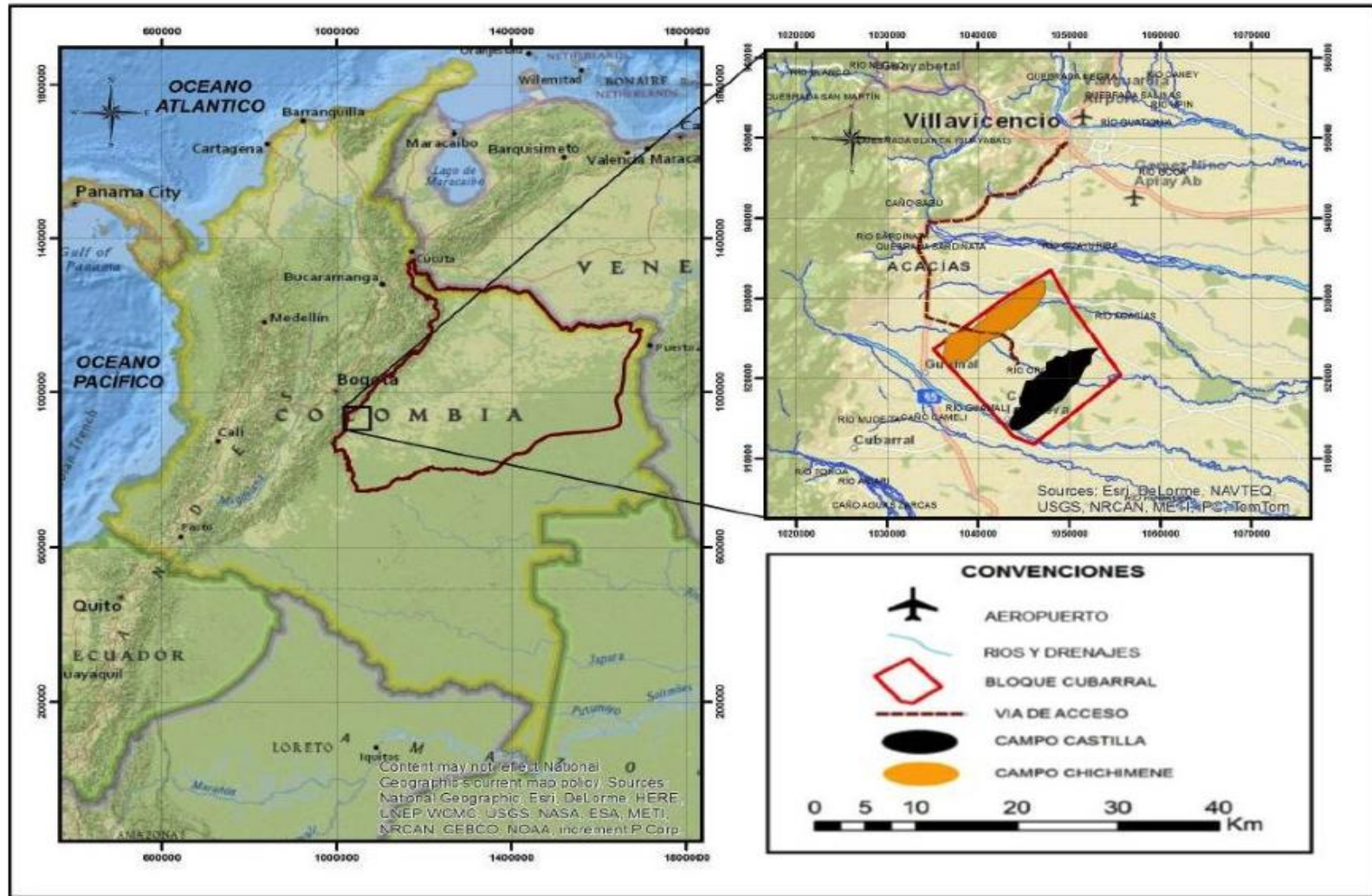
Acacias, Según Ortiz¹ el Campo Chichimene, se encuentra ubicado, al sur de Villavicencio, Departamento del Meta, Colombia. Está localizado a 12 km al sureste del Municipio de Acacias en el Departamento del Meta.

Para acceder al Campo Chichimene , se puede llegar vía aérea y vía terrestre, si se opta por la vía terrestre estando ubicado en la Ciudad de Villavicencio, se debe tomar la Av. 40 desde la Cll 38, en sentido nordeste se debe tomar la Cra 32, se gira a la derecha hacia la Cra 30, cuando se llegue a la Cll 35^a se debe girar a la derecha, se debe tomar el ramal en dirección Av. 40, cuando se esté en la Av. 40, se debe continuar aproximadamente 2.5 km hasta llegar a la carretera 65, en donde se debe girar a la izquierda, luego se debe incorporar a la Cra 23, por último se debe conducir 4 km hasta llegar a la vía Chichimene, en la cuál se debe girar a la izquierda.

Para acceder al campo castilla se puede llegar igualmente por vía terrestre y por vía aérea, si se escoge el camino terrestre, se deben realizar las mismas indicaciones dadas para el acceso al Campo Chichimene, pero continuando por 10.5 km por la Cra 23, en dirección Acacias-Guamal en la **Figura 1** se muestra gráficamente la ubicación del Campo Chichimene y el Campo Castilla.

¹ ORTIZ ARENIZ, Jenifer Tatiana y HERNÁNDEZ, Edith Yohana; OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN DE UN CLUSTER DE CRUDO EXTRA PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL; Bucaramanga; 2011; p. 84.

Figura 1. Localización Campo Chichimene y Campo Castilla.

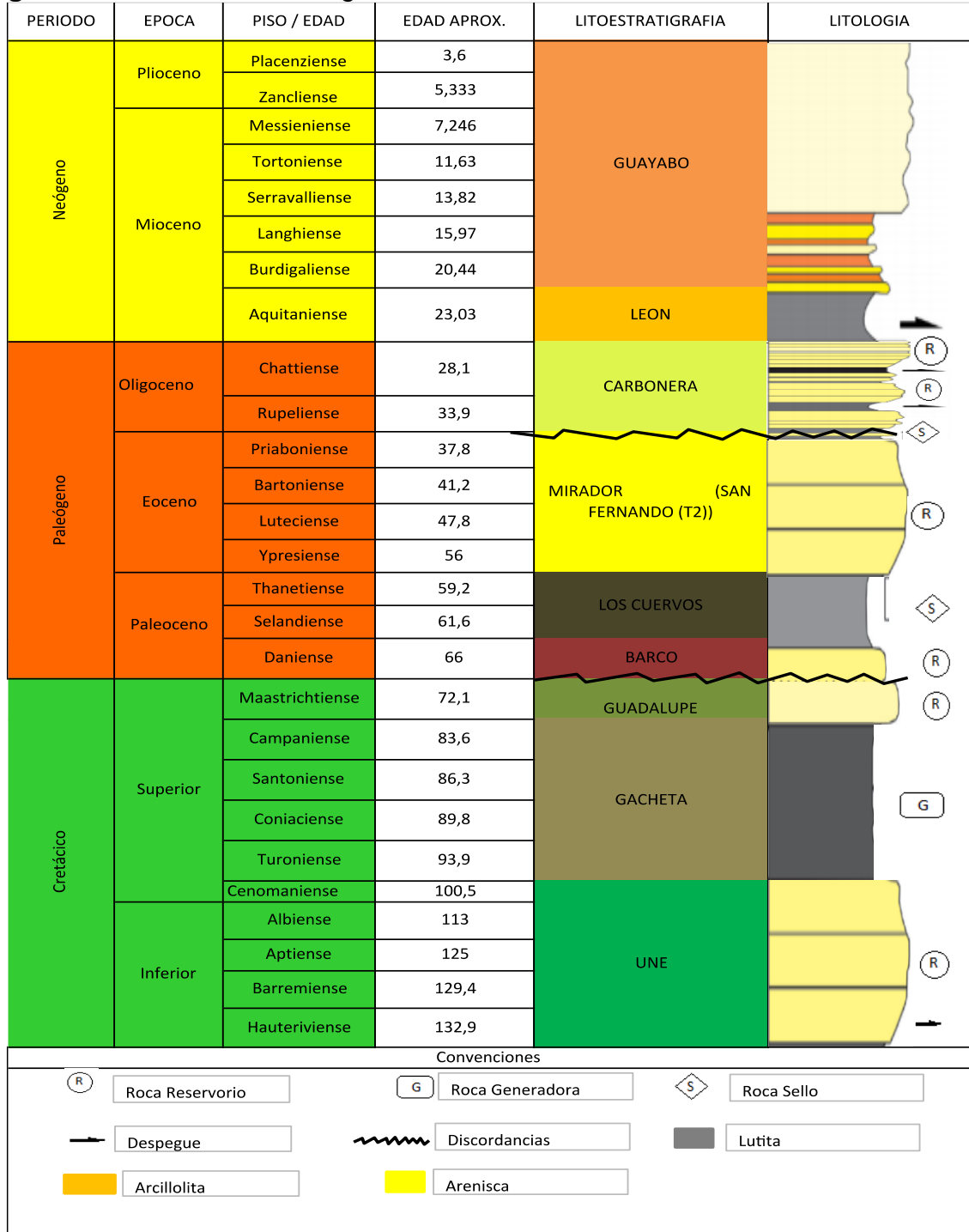


1.4 MARCO GEOLÓGICO.

En esta sección, se describe la estratigrafía, la geología estructural y del petróleo, de los Campos Castilla y Chichimene, los cuál hacen parte de la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.1.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales, se describen las Formaciones que atraviesan los pozos que serán objeto de estudio, con unidades geológicas del Cretáceo al Neógeno.

Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de Los Llanos Orientales.



Fuente: Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos Orientales: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. p 46. Modificada por autores.

1.1.2 Estratigrafía. A continuación se describe cada formación presente en la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales, enfocándonos en las formaciones que atraviesan los pozos a ser analizados, como también se especifica cuál fue su ambiente depositacional y cuáles son las unidades que la infrayacen y suprayacen.

1.4.1.1 Formación Une. De Edad Cretácico medio², conocida como unidad K2 para Ecopetrol; consiste de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas. Su espesor promedio es de 4000 pies, se caracteriza por tener un ambiente de depositación deltaico, está en un contacto concordante con la Formación Gachetá la cuál la suprayace.

1.4.1.2 Formación Gachetá. De Edad Cretáceo³; está compuesta por una secuencia de lutitas con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita, su espesor es superior de 600 pies en los pozos Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, , se caracteriza por tener un ambiente de depositación marino y se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace como con la Formación Guadalupe que la suprayace.

1.4.1.3 Formación Guadalupe. De Edad Cretácico Tardío Superior ⁴ , principalmente está constituida por secuencias de areniscas masivas intercaladas por lutitas carbonosas, tiene un espesor promedio de 600 pies en los pozos Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, se caracteriza por un ambiente sedimentario continental fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho, se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que los infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace.

1.4.1.4 Formaciones Barco y Los Cuervos. De Edad Paleoceno⁵, en el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, en el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas; estas formaciones tienen un espesor promedio de 1.000 pies, aunque también se pueden tener espesores máximos de 1.710 pies, se encuentran en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Mirador que la suprayace.

² JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968, p.460.

³ Ibid. p 252.

⁴ Ibid. p 265

⁵ Ibid. p 197.

1.4.1.5 Formación Mirador. Conocida como Formación San Fernando (T2) según la nomenclatura tomada por Ecopetrol de Edad Eoceno Tardío⁶, consisten de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decrecientes de base a techo, esta formación aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, el espesor promedio de esta formación, puede alcanzar 950 pies en el Pozo Florena-1, se encuentra en contacto discordante con la Formación Carbonera que la suprayace y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace.

1.4.1.6 Formación Carbonera. De Edades desde el Oligoceno a Mioceno⁷, se caracteriza por depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epi-continental de poca profundidad, constituida por una secuencia homogénea de areniscas, con intercalaciones menos significativas de arcillolitas y limolitas, además de contar con lentes arenosos hacia la parte basal, ha sido dividida operacionalmente en 8 unidades (C1, C2, C3, C4, C5, C7 y C8), las unidades pares corresponden a arcillolitas y las unidades impares a areniscas, está en contacto concordante tanto con la Formación León que la infrayace como con La Formación Mirador que la suprayace, Según la ANH⁸.

A continuación se realiza una breve descripción de las unidades mencionadas de la Formación Carbonera:

- Unidad C8: El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuidad es la unidad C8 de la Formación Carbonera, esta unidad, presenta un espesor promedio de 300 pies.
- Unidad C7: Contiene areniscas, caracterizadas por tener un ambiente de depósito marino, deltaico y continental, tiene un espesor promedio de 250 a 280 pies.
- Unidad C6: El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector Cumaral-1, con 600 pies.
- Unidad C5: Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Tiene un espesor promedio de 230 pies.

⁶ Ibid. p 344.

⁷ Ibid. p 150

⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS; CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES; Diciembre 2012; p. 49.

- Unidad C4: Compuesta por capas de areniscas, limolitas y lutitas. Tiene un espesor de 700 pies, aunque en pozos como Guacavia-1 puede llegar a espesores de 1.050 pies.
- Unidad C3: Compuesta por capas de areniscas fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas. Tiene un espesor que varía de 150 pies a 700 pies.
- Unidad C2: Compuesta casi exclusivamente por arcillolitas con algunas intercalaciones arenosas y algunas limolíticas. Tiene un espesor promedio de 150 pies, aunque en pozos como Medina-1 puede llegar a alcanzar espesores de hasta 900 pies.
- Unidad C1: Compuesta por arcillolita principalmente, separados por niveles delgados de limolitas hacia la parte superior y delgadas capas de areniscas hacia la parte inferior. Puede alcanzar espesores de hasta 2.000 pies.

1.4.1.7 Formación León. De Edad al mioceno entre el Langhiense y el Serravaliense⁹, constituida por capas gruesas de lutitas (en gran parte) e intercalaciones de limolitas. Los máximos espesores observados son de 2.500 pies y 1.980 pies correspondientes a los Pozos Chaparral-1 y Arauca-1 respectivamente, caracterizado por ser la última invasión de los mares terciarios en la cuenca. El ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace, como con la Formación Carbonera que la infrayace.

1.4.1.8 Formación Guayabo. De Edad Mioceno, está constituido por una alternancia de arcillolitas, muy solubles y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, tiene un espesor máximo de 13.000 pies, se caracteriza por tener hacia la base una influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental, se encuentra en contacto concordante con la Formación León que la infrayace, como con la Formación Necesidad que la suprayace.

⁹ Ibid.,p.194

1.1.3 Geología Estructural. Según Rincón Barrera¹⁰ La estructuración general de la cuenca, se traduce en un monoclinal a todos los niveles (Paleozoico-Cretáceo-Terciario) que corresponden a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Superior, con basculamientos progresivos y locales que muestran diferentes fases de estructuración.

Todas las estructuras fueron el resultado de la creación de la Cordillera Occidental al continente suramericano durante el Cretáceo Tardío al Eoceno Medio, este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno Medio, generando depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno.

La cuenca se levanta progresivamente siendo cortada por una falla normal con saltos relativamente bajos con direcciones n-S, Ne-SW y NW-SE. Es a lo largo de estas fallas que el hidrocarburo puede entramparse.

La Geología Estructural del Campo Chichimene y Castilla: Según la ANH¹¹ la estructura del Campo Chichimene es un anticlinal alargado fallado en dirección N60°E de aproximadamente 6 km de longitud y 2.5 km de ancho.

Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la Falla de Chichimene que limita el campo.

La Falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°.

La geología estructural del Campo Castilla es un anticlinal de 5 km de ancho y 13 km de largo, con orientación de N 60° E, el cuál limita al este por una falla inversa. La estructura se va afectada por la presencia de fallas normales e inversas que van en dirección NE-SW.

1.1.4 Geología del Petróleo. A continuación se describen los parámetros y características principales del sistema petrolífero de los Campos Chichimene y Castilla.

¹⁰ RINCON BARRERA, Lenin Farock; DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES; Proyecto de grado: Geología. Bucaramanga.: Universidad de Santander. Facultad de Físico-químicas. Escuela de Geología. 2011. p. 41.

¹¹ ANH. Op. Cit., p. 52.

1.1.4.1 Roca Generadora. Según Ortiz ¹² la roca generadora de hidrocarburos para la Cuenca de los Llanos orientales, es la Guadalupe Superior¹³.

Las arcillolitas marino continentales de la formación contienen kerógeno tipo II y tipo III la cuál tiene un contenido de Carbono Total Orgánico (TOC) de 1% a 3% (bueno a muy bueno), y con un espesor efectivo de 492,126 pies a 984,252 pies.

1.1.4.2 Roca Reservorio. Las rocas acumuladoras en la Cuenca de los Llanos Orientales, son la Guadalupe Masivo (denominada K2), y la Formación Mirador conocida como Formación San Fernando (Denominada T2), en la cuenca se aumenta el espesor sedimentario sin excepciones de este a oeste; El espesor neto de la Formación T2 o Mirador esta por encima de los 180 pies.

1.1.4.3 Migración del Petróleo. Se han registrado dos eventos importantes en la migración del hidrocarburo, el primer evento sucedió en el Eoceno Superior y Oligoceno, hasta el momento en el que la Cordillera Oriental se levantó en el Plioceno; el segundo evento sucedió en el Mioceno y continúa hasta la actualidad.

El hidrocarburo se entrampó en la parte oriental de la Cuenca de Los Llanos Orientales, migró desde la Formación Gachetá ubicada en el Piedemonte hasta la roca reservorio (Formación Mirador).

1.1.4.4 Roca Sello. Las rocas sello, en El Campo Chichimene y el Campo Castilla, corresponden a los niveles arcillosos de las Formación Los Cuervos, Formación Carbonera (intervalos impares), intervalos lutíticos de las Formaciones Guadalupe y Gachetá; estas formaciones generan un sello regional, mientras que las otras formaciones generan sellos locales e intra-formacionales.

1.1.4.5 Trampas. Se han definido dos (2) principales tipos de estructuras para los Campos Chichimene y Castilla.

- Cabalgamientos.
- Pliegues

Estos tipos proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte llanero, entre las principales trampas existentes en la Cuenca de los Llanos Orientales están:

¹² ORTIZ ARENIZ, Op. Cit , p. 84.

- Fallas antitéticas: Reactivadas en el mioceno, ubicadas en la provincia del Casanare.
- Pequeños movimientos de rumbo: Ubicados en la provincia del Casanare.
- Trampas estratigráficas tipo barras y canales.
- Plegamientos suaves y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno, ubicadas en la provincia de Arauca.
- Fallamientos normales entre el Mioceno y Plioceno, ubicados en la provincia del Vichada.
- Pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas, ubicadas en la Provincia del Meta.

2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.

A continuación se explican los métodos y tiempos de producción, así como el número de pozos y las gráficas de producción acumulada de los Campos Castilla y Chichimene.

Los historiales de producción se muestran en las **Figura 6** y **Figura 7**.

1.4.2 Método de Producción. El mecanismo de producción en el Campo Chichimene es el gas en solución que aumenta su contribución con la producción de petróleo a medida que se acerca la Formación San Fernando, también se utiliza el mecanismo de bombas centrífugas para poder ayudar a este método de producción a llevar el crudo a superficie.

El mecanismo de producción predominante en el Campo Castilla es un acuífero activo, el acuífero genera la presión suficiente para que el crudo fluya naturalmente, sin embargo la influencia del acuífero se disminuye a medida que se encuentra en la Formación Guadalupe unidad K1, por esto, cuando la energía no es suficiente se debe hacer uso de un método de bombas electro sumergibles para poder extraer el crudo, el método consiste en ubicar bombas centrífugas en el fondo del pozo, estas bombas son accionadas por motores eléctricos, extrayendo el crudo del pozo.

1.4.3 Tiempo de Producción. El Campo Chichimene, inició producción en el año 1969, mientras que el Campo Castilla en el año 1977, ambos bajo el Contrato de Concesión Cubarral.

En el año 1985 el Campo Chichimene llegó a su primer tope de producción de 6.300 barriles promedio mensual.

Los Campos Castilla y Chichimene son operados por Ecopetrol S.A. desde el año 2000 cuando finalizó el Contrato de Concesión Cubarral. Al momento de terminar estos contratos los campos comenzaron una producción de 23.000 BOPD lo que evidencia un incremento de la producción en los últimos diez (10) años superior al 600%¹⁴.

En el año 2004 se iniciaron estudios detallados de yacimiento para caracterizarlo correctamente, una vez se logró esto se decidió realizar planes de inversiones en el mismo, lo que evidenció un aumento en la producción a 97 KBPD del para el año 2007.

Este incremento en la producción, es el resultado del nuevo plan de inversiones para proyectos de perforación que iniciaron en el año 2011, en el cuál incluyó la perforación de 112 pozos de desarrollo, construcción de una nueva Estación de Bombeo y la optimización del sistema energético.

En el año 2014 fue un año importante para El Campo Chichimene, debido a que su producción subió de 48.446 a 83.989 BOPD alcanzando un record de producción.

En resumen, el Campo Chichimene, lleva produciendo 47 años, mientras que el Campo Castilla, lleva produciendo 38 años, los dos Campos comenzaron produciendo con un Contrato de Concesión llamado Cubarral, a cargo de las empresas Chevron Petroleum Company y Ecopetrol S.A, en la actualidad el único operador para los dos Campos es Ecopetrol S.A, logrando ser los dos principales productores de crudo extra-pesado de Colombia, en la **Figura 5** y **Figura 6** se describen en grafica el historial de producción de los dos campos.

1.4.4 Número de Pozos. Desde que se descubrió el Campo Castilla, se han perforado alrededor de 500 pozos con los cuáles se obtiene una producción aproximada de 125.000 BOPD.

Actualmente, El Campo Chichimene tiene 223 pozos perforados de los cuáles 22 producen crudo de aproximadamente 20° API de la Formación Guadalupe, Unidades K1 y K2, 5 pozos producen crudo de aproximadamente 15° API de las Formaciones San Fernando T2, Guadalupe K1 y K2 y los pozos restantes producen crudo de 9° API de la Formación San Fernando T2.

¹⁴ CAMPO CHICHIMENE (En Línea)
<http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CHICHIMENE.pdf>.
Consultado el 29 de Abril del 2016.

A Septiembre de 2016 el Campo Chichimene con un área de 924,174 acres cuenta con 235 pozos activos, de los cuáles 198 son productores y 37 inyectores divididos en dos (2) zonas Chichimene Norte y Chichimene Sur; el Campo Castilla, consta actualmente de 362 pozos activos, de los cuáles dos (2) fueron abandonados y dos (2) son inyectores; ambos Campos siguen siendo operados en su totalidad por Ecopetrol S.A.

1.4.5 Producción Acumulada. Debido a la confidencialidad de la Empresa Ecopetrol S.A en cuanto a la producción de los Campos Chichimene y Castilla, las graficas de producción acumulada se realizaron en base a datos de la ANH desde el año 2008 hasta el 2016, A continuación en las **Figuras 3** y **Figura 4** se muestra el comportamiento de la producción acumulada de los Campos Chichimene y Castilla.

Figura 3. Producción Acumulada Campo Chichimene.

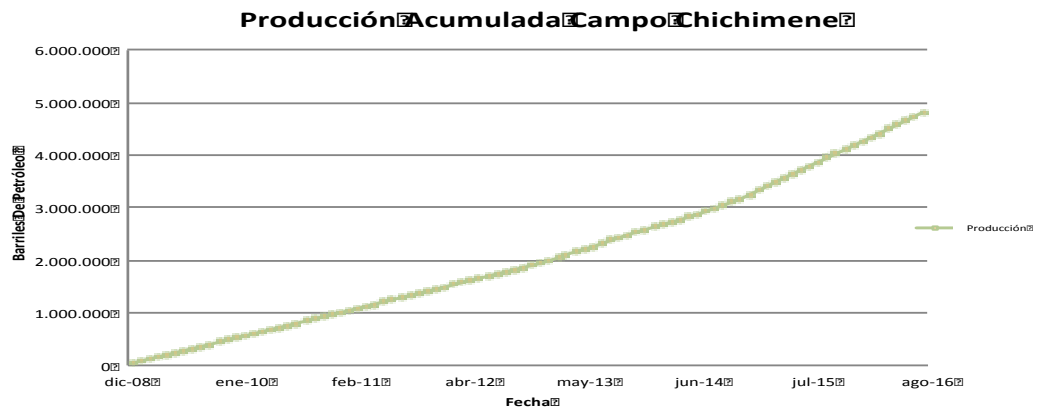


Figura 4. Producción Acumulada Campo Castilla.

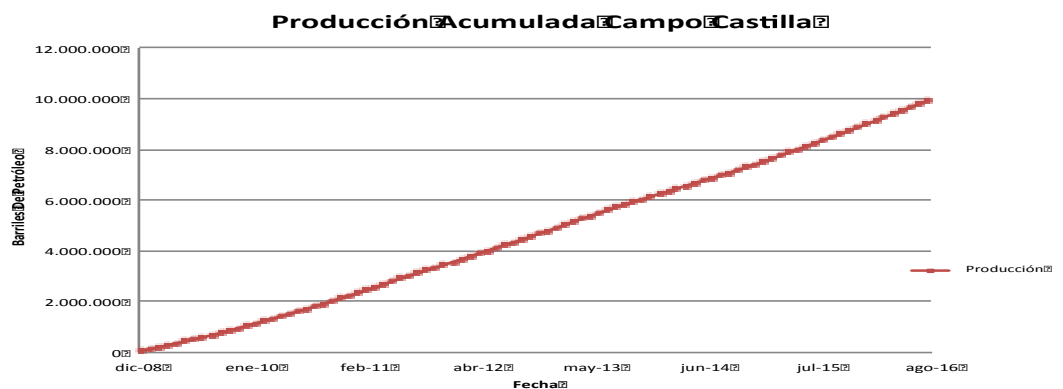


Figura 5. Grafica Producción Acumulada Campo Castilla.

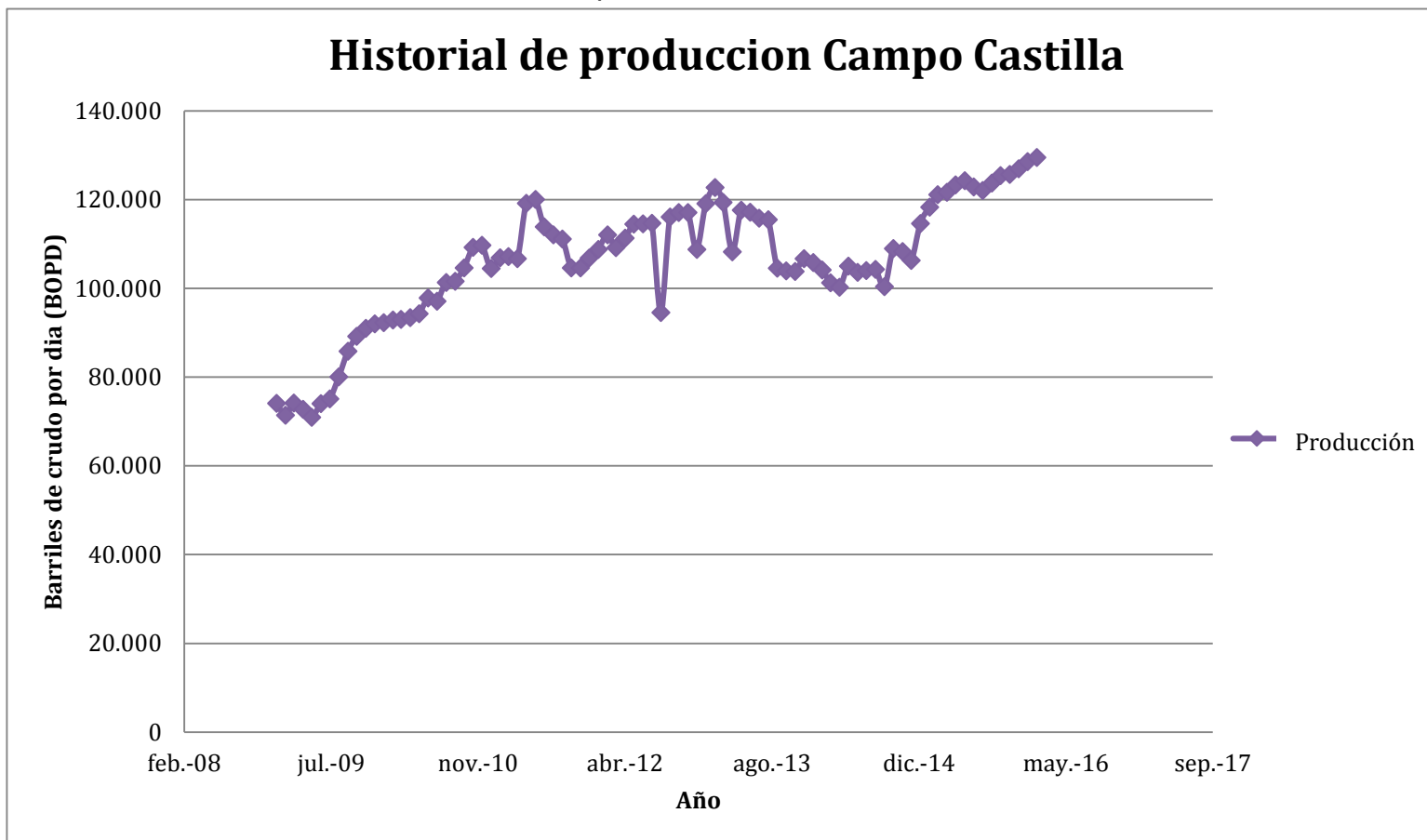
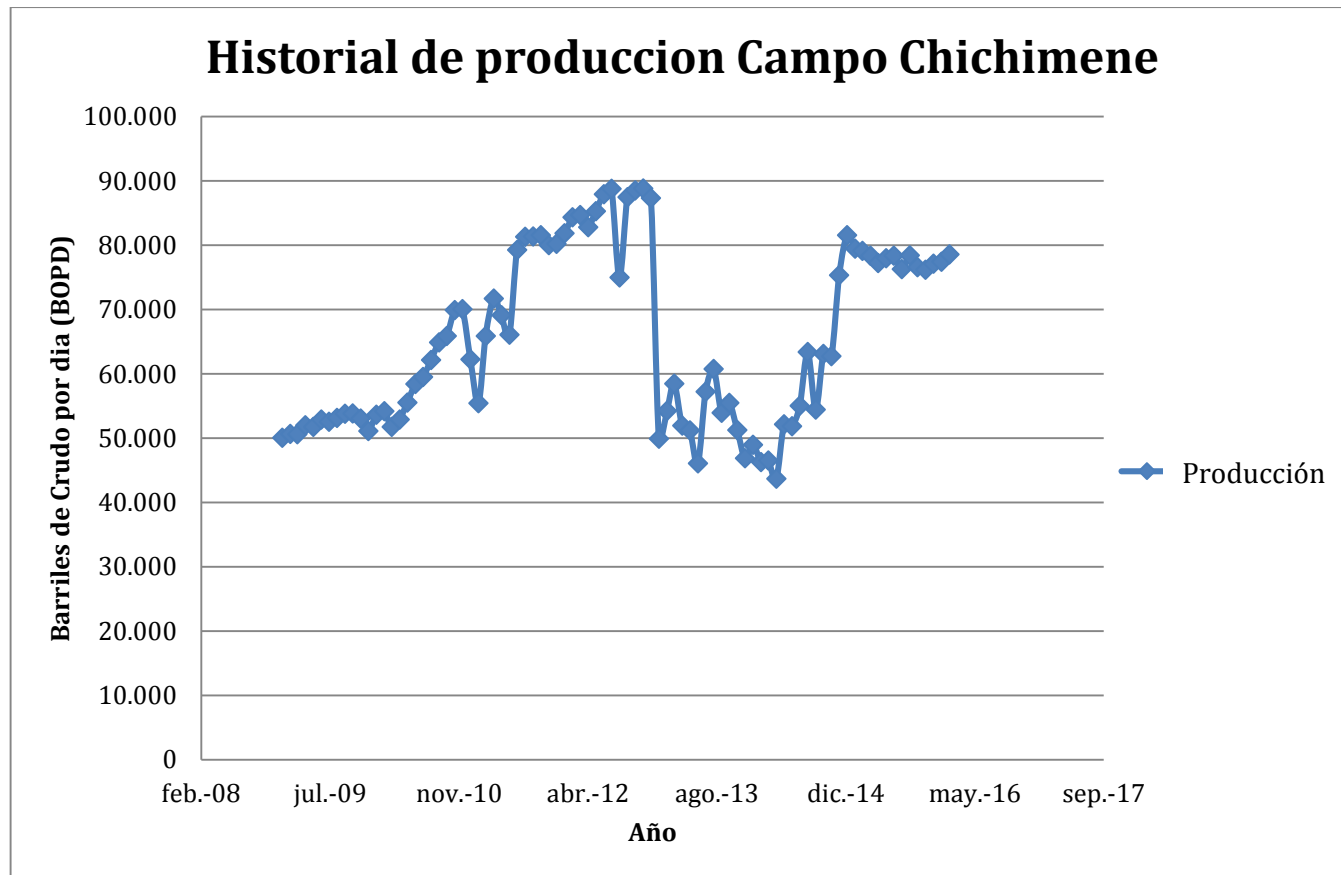


Figura 6. Grafica de Producción Acumulada Campo Chichimene.



1.4.6 Características del Yacimiento. En la **Tabla 1** se muestra la información correspondiente a los yacimientos de hidrocarburos presentes en el campo Chichimene y castilla respectivamente.

Tabla 1. Características del Yacimiento Campo Chichimene.

CAMPO CHICHIMENE		CAMPO CASTILA		
Ubicación		Depto Meta, Colombia	Depto Meta, Colombia	Unidades
Formación Productora	K1		K1	
	K2		K2	
	San Fernando			
Profundidad promedio		8000	7437	Ft
T° yacimiento		300	193	°F
P yacimiento		3230	2691	Psig
Permeabilidad		286,6	1667-2423	mD
Porosidad		17	10.8-23.4	%
Espesor arenas productoras	K1 y K2	40		Ft
	T2	300	-	Ft
Viscosidad @ T° yto.	K1 y K2	200-300		Cp
	T2	2000	-	Cp
Gravedad crudo (T2)	K1 y K2	20	13.7-20	API°
	T2	8	-	API°
GOR	K1 y K2	Despreciable		
	T2	200-500	-	SCF/STB
BSW	K1 y K2	90-95		%
	T2	<10	-	%
Tipo de arenas		arenisca consolidada	arenisca consolidada	

Fuente: ORTIZ ARENIZ Jenifer, Tatiana y JIMENEZ HERNÁNDEZ, Edith Yohana. Optimización de la Producción de un Cluster de Crudo Extra Pesado Del Campo Chichimene Utilizando la Técnica de Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

2. DESCRIPCIÓN DE POZOS ELEGIDOS PARA ESTUDIO

En esta sección se describe el completamiento utilizado en cada uno de los pozos seleccionados para construir el análisis de integridad mecánica.

Se empieza explicando brevemente conceptos relacionados con el completamiento del pozo y la importancia que tienen cada uno de ellos cuando se evalúa la integridad de un pozo.

En el **Diagrama 1** se describen el proceso de completamiento, los tipos y características de cada uno.

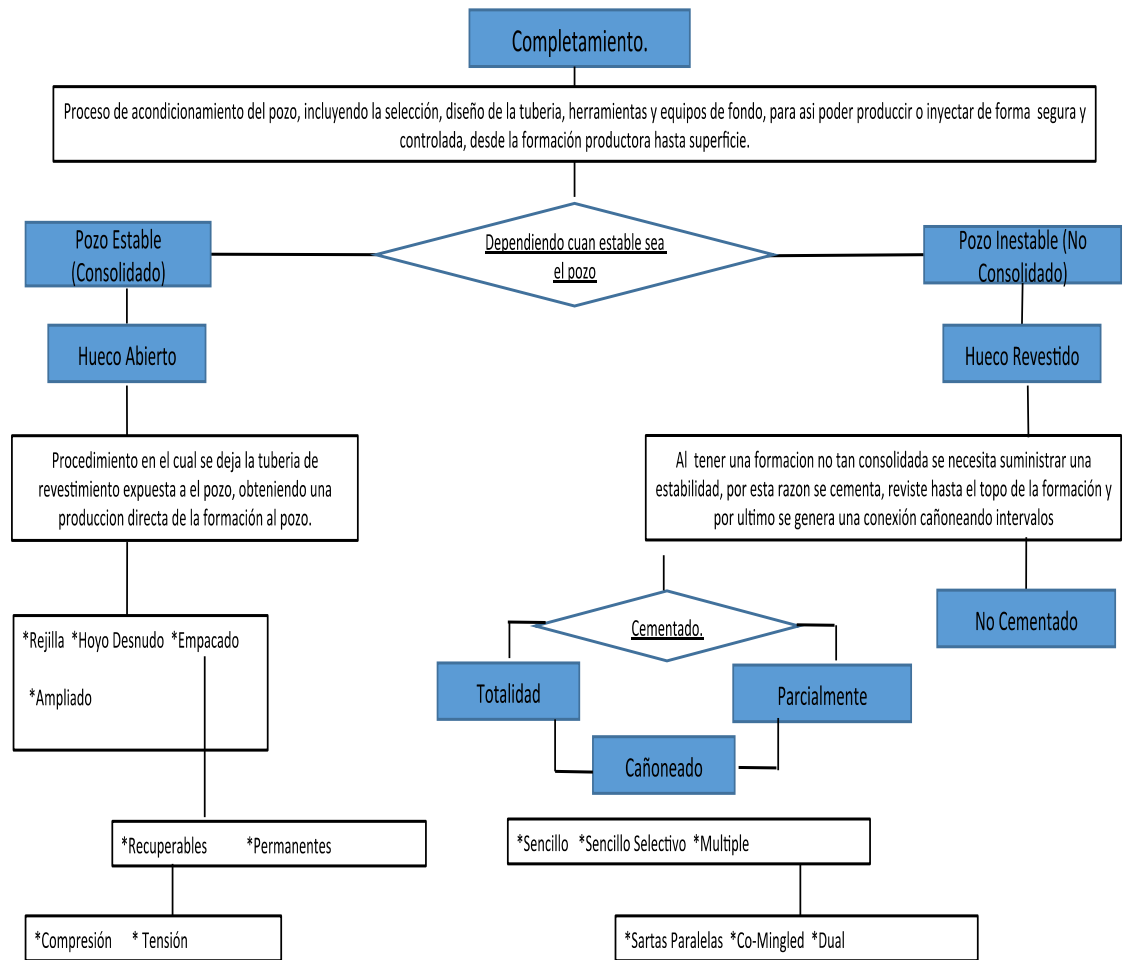
2.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS

Según Schlumberger¹⁵, se refiere al diseño, selección e instalación de tubería, equipos y herramientas en un pozo, con el objetivo de converger, bombear y controlar la producción y/o inyección de fluidos.

A continuación se presenta el **Diagrama 1**, donde se explica el proceso de completamiento, qué tipos se usan en la industria, las características de cada uno y las condiciones en las que se utilizan.

¹⁵ Schlumberger, Manual de Completación, p. 5.

Diagrama 1. Generalidades del Proceso de Completamiento.



Las condiciones de presión y temperatura que presenta cada yacimiento son diferentes, se necesita realizar un estudio detallado de dichas condiciones, para poder diseñar el mejor completamiento posible para cada pozo.

Es importante tener en cuenta que los completamientos de tipo térmico incluyen un análisis más riguroso debido al cambio en las condiciones de yacimiento durante la vida útil del proyecto de recobro térmico.

Algunas de las características más importantes al momento de realizar el diseño de un completamiento son:

- Determinar la profundidad a la cuál se encuentra el yacimiento, teniendo conocimiento del intervalo a ser adecuado para producción de fluidos.
- Determinar si existe la posibilidad de migración de finos o producción de arena en el yacimiento, con el fin de elegir las herramientas necesarias para controlar esta problemática.
- Seleccionar correctamente el material para las condiciones necesarias específicas de cada operación, así mantener el proceso en condiciones seguras, de esta elección dependen los rangos operativos para cada completamiento.

2.1.1 Tipos de completamiento. Según Schlumberger ¹⁶ generalmente los completamientos pueden ser clasificados dependiendo el revestimiento seleccionado para la zona de interés, la manera por la cual se produce y la cantidad de zonas que aportarán fluidos hacia el pozo, en la **Tabla 2** se describen los tipos de completamientos que se utilizan generalmente en la industria, con sus respectivas características.

¹⁶ Ibíd., p. 6.

Tabla 2. Descripción Tipos de Completamiento.

TIPOS DE COMPLETAMIENTO			
DEFINICIÓN	TIPOS	NOMBRE	DESCRIPCIÓN/FUNCIÓN
<p>Generalmente los completamientos pueden ser clasificados dependiendo el revestimiento seleccionado para la zona de interés, la manera por la cual se produce y la cantidad de zonas que aportarán fluidos hacia el pozo, principalmente existen tres (3) maneras de poder completar o conectar las formaciones con la superficie.</p>	<p>Revestimiento Zona Productora</p>	Hueco Abierto	<p>-Se deja desprovista la zona de producción.</p> <p>-Se obtiene una producción directa desde la formación.</p> <p>-Se recomienda usarla en formaciones consolidadas como Carbonatos.</p>
		Liner Ranurado	<p>-En la zona de producción se ubica una liner ranurado, estando la formación a hueco abierto.</p> <p>-Se recomienda usarla cuando se produce gran cantidad de arena o fragmentos de roca.</p>
		Hueco Revestido y Cañoneado	<p>-La formación de interés estará cementado y revestido.</p> <p>-El revestimiento y cemento será cañoneado.</p>
	<p>Zona a Producir</p>	Completamiento Sencillo	<p>-Se hace el uso de empaques para poder guiar la producción por donde se quiera.</p> <p>-Se puede producir por el revestidor o el anular.</p>
		Completamiento Múltiple	<p>-Tienen como finalidad producir de una o mas formaciones.</p> <p>-Se puede producir desde una o dos tuberías diferentes.</p> <p>-Tiene la ventaja de poder producir los fluidos de dos formaciones independientemente.</p>
		Producción Selectiva	<p>-Se produce de diferentes formaciones.</p> <p>-Se hace uso de empaques para que los fluidos no se mezclen.</p> <p>- Gracias al uso de empaques se puede controlar las presiones de cada formación independientemente.</p>
		Producción por Caminos Aislados	<p>-Produce desde diferentes sartas.</p> <p>-Al producir por diferentes sartas tiene la ventaja de poder realizar procesos de estimulación y/o inyección.</p>
		Co-Mingled	<p>-Consiste en producir de dos o más formaciones desde una misma sarta.</p> <p>-Tiene como desventaja el mezclar fluidos de varias formaciones.</p>
		Completamiento Dual	<p>-Consiste en dos completamientos sencillos, en un mismo pozo.</p> <p>-Tiene como ventaja poder hacer trabajos de re-acondicionamiento para cada formación.</p> <p>-Se puede tener un mejor control de cada zona.</p>
		Completamiento con Sartas Paralelas	<p>-Consiste en producir dos zonas de manera aislada mediante tuberías aislada tipo 2 7/8".</p> <p>-Las tuberías se ubican en paralelo y se hace el uso de empaques para poder producir selectivamente.</p>

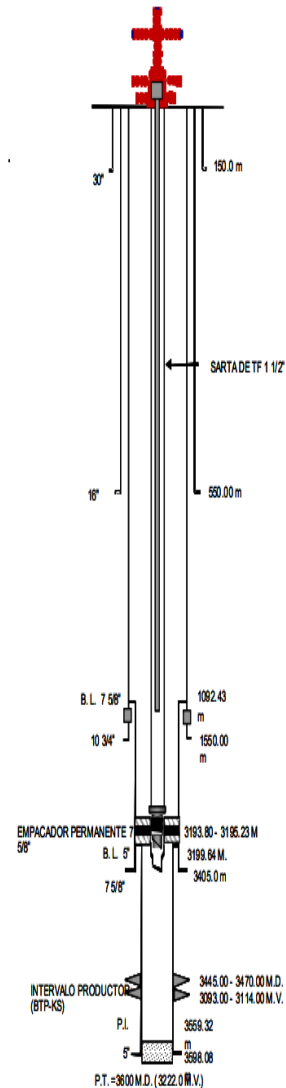
2.2 PRINCIPALES COMPONENTES PARA EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO

Los principales componentes de un completamiento, son aquellos que cumplen una función indispensable en los pozos a nivel global, generalmente los pozos son completados con los siguientes componentes, el cabezal, la tubería, el cemento, los empaques y el cañoneo, estos dos últimos pueden ser opcionales aunque la mayoría de pozos los poseen.

En la **Tabla 3** se describen los principales componentes del completamiento, describiendo cada uno y especificando en que norma según el API se encuentran sus descripciones.

Tabla 3. Principales Componentes de un Completamiento.

ELEMENTO		DESCRIPCIÓN/FUNCIÓN.	NORMA
CABEZAL		1) controla sellando cada espacio anular 2) proporciona suspensión de todas las herramientas y tuberías 3) tiene la ventaja de poder agregar varios tipos de válvulas y para poder tener un control total de todas las condiciones.	API 6ª
TUBERIA		1) Las encargadas de soportan tanto las presiones internas como las externas, para así no sufrir problemas de colapso o estallido	API 5CT
EMPAQUES		1) Proporciona un sello hidráulico entre el anular y la tubería de producción. 2) Pueden ser empaques permanentes, hidráulicos o hidrostáticos, 3) se accionan expandiéndose, bloqueando el paso de fluidos a través de el.	ASME 16.47-SERIE (API 605)
CAÑONEO		1) En esta etapa el proceso de completamiento culmina y comienza el proceso de producción. 2) Se establece una comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.	API RP 43
CEMENTO	Clase A: P= 6000 ft T=170° F.	Representan la integridad, estabilidad y operatividad del pozo. Las principales funciones del cemento son centralizar el casing, generar un sello entre las formaciones para que los fluidos no migren de una formación a otra, el cemento previene efectos de corrosión en el casing y principalmente le da estabilidad e integridad del pozos , aunque existen formaciones lo suficientemente consolidadas para darle la estabilidad requerida al pozo y no hacer uso de la cementación en todo el pozo sino solo en las zonas que carecen de una completa estabilidad	API SPEC 10
	Clase B: Condiciones=MSR y HS) P= 6000 ft T=170° F.		
	Clase C: Condiciones= Fuerza Compresiva Alta, y P= 6000 ft T=170°F.		
	Clase D: P= 6000 ft-10000 ft T=230°F.		
	Clase E P= 6000ft-10.000 ft T=230°F.		
	Clase F P=10.000ft-16.000ft T=320°F.		
	Clase H:P= 8000ft T=200°F.		
Clase G: Como el tipo H son los tipos de cemento más usados en los pozos, fueron diseñados para poder agregar químicos para poder apresurar o atrasar los tiempos de lechadas.			



2.2.1 Cementación. Según el *SPE Petroleum Engineering Handbook*¹⁷ la cementación es el proceso de mezclar la lechada del cemento con agua, bombearla a través del revestimiento a las partes críticas del anular alrededor del revestimiento. Las operaciones de cementación pueden ser divididas en dos categorías; cementación primaria y cementación remedial. Las dos principales funciones del proceso de cementación son restringir el movimiento de fluidos entre la formación y el pozo y darle soporte al revestimiento.

El éxito en un proceso de cementación depende en la operación primaria, al desarrollar exitosamente esta operación se le suministrará al pozo un aislamiento de zonas, como también ayudara a:

- Proteger el revestimiento de corrosión.
- Prevenir patadas de pozo.
- Protege el revestimiento de fuertes cargas, al trabajar a altas profundidades.
- Sellar zonas ladronas.

La cementación remedial es llevada a cabo usualmente cuando se ve la necesidad de corregir problemas generados al no realizar correctamente los procesos de cementación primaria; las operaciones de cementación remedial consisten en dos categorías:

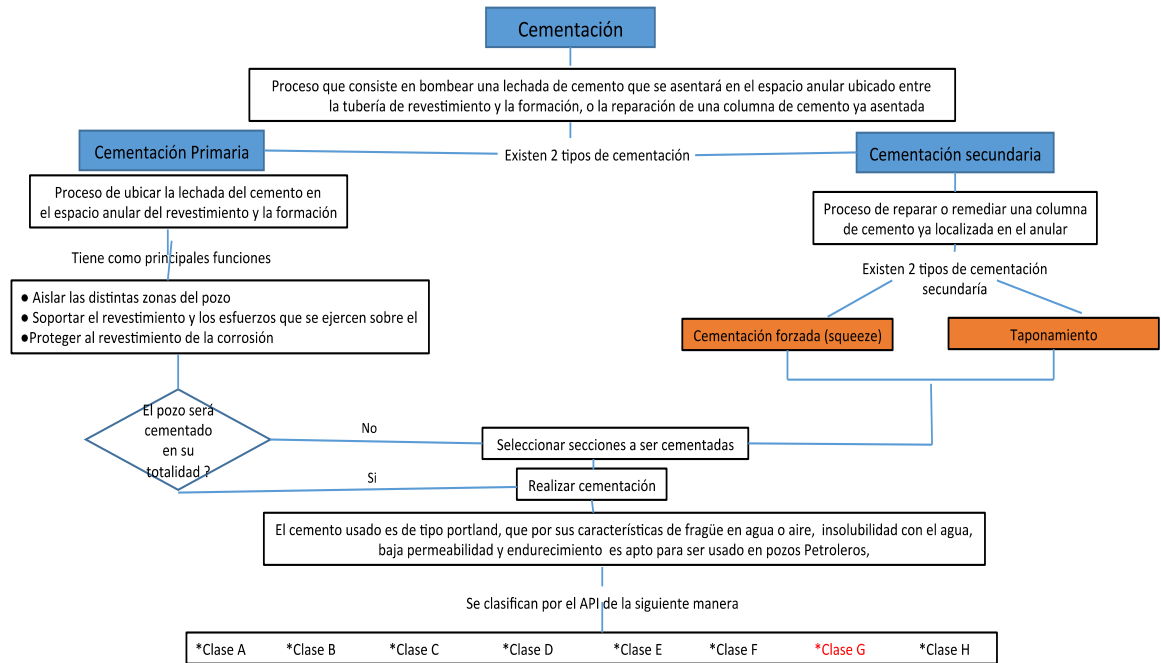
- *Squeeze*: Es un proceso de corrección que usualmente se lleva a cabo para corregir problemas en el pozo; antes de realizar un proceso de Squeeze, se deben tomar decisiones, entre las cuáles:
 1. Cuál es el problema?
 2. La magnitud del problema.
 3. El Squeeze solucionara el problema?
 4. Los riesgos al llevar a cabo un Squeeze
 5. Económicamente será viable?
- *Plug Cementing*: Según *SPE Petroleum Engineering Handbook*¹⁸ es un procedimiento que se lleva a cabo para prevenir flujo de fluidos en un pozo, entre las formaciones o entre la formación y la superficie; es por esto que el plug debe suministrar hidráulicamente y mecánicamente un sello.

En el **Diagrama 2** se explica brevemente en que consiste el proceso de cementación.

¹⁷ MITCHELL, Robert F; *SPE PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK*; Society of Petroleum Engineers; 2006; Austin; Texas; Pg 369.

¹⁸ *Ibíd*, p. 374.

Diagrama 2. Generalidades del Proceso de Cementación.



2.2.1.1 Principales Compuestos del Cemento. Según Jiménez¹⁹ El cemento Portland es el resultado del Clinker, el cual está compuesto por Silicato tricálcico (C₃S), silicato dicálcico (C₂S), aluminato tricálcico (C₃A) y aluminoferrito tetracálcico (C₄AF), con una o más formas de sulfato de calcio, usualmente se usa yeso (CSH₂).

Cada elemento tiene una o varias funciones en específico, como también tiene un promedio de concentración para la mezcla, en la **Tabla 4** se muestra la composición de cada elemento al igual que su concentración y sus respectivas funciones.

¹⁹ JIMÉNEZ PADILLA, Pedro Alonso y PALENCIA STANFORD, David Roger: EVALUACION DE DESEMPEÑO DE DOS DISEÑOS DE LECHADAS DE CEMENTO PARA SISTEMAS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EN EL CAMPO CHICHIMENE UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. 2013, Bogotá. p. 41.

Tabla 4. Composición de Base Clinker para el Cemento Portland.

Composición de óxido	Notación de cementos	Nombre común	Concentración (%)	Características
Ca_3SiO_4	C_3S	Alita	55-65	Brinda consistencia y resistencia temprana o inmediata (1 a 28 días) al cemento.
Ca_2SiO_4	C_2S	Belita	15-25	Es un compuesto de hidratación lenta que proporciona gradualmente la resistencia. Ocurre en un periodo largo, después de 28 días.
$\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$	C_3A	Aluminato	08.14	Este material es el encargado y el responsable de la susceptibilidad al ataque químico de los sulfatos sobre los cementos, cuando el cemento contiene más de 8% de Aluminato se considera que el cemento no es capaz de resistir el ataque de los sulfatos.
$\text{Ca}_2\text{AlFeO}_3$	C_3AF	Fase Ferrito aluminio	12.16	Compuesto que contribuye al incremento lento del fragüe del cemento.

Fuente: Padilla Jimenez Alonso Pedro y Stanford Palencia David Roger. Evaluación de Desempeño de Dos Diseños de Lechadas de Cemento Para Sistemas de Recuperación Térmica en el Campo Chichimene Ubicado en La Cuenca de Los Llanos Orientales. 2013, Bogotá.

2.2.1.2 Clasificación API de los Cementos Portland. Según la norma API SPEC 10, se especifican ocho (8) tipos de cemento Portland; estos cementos fueron clasificados según la profundidad, temperatura y presión a la cual se verán expuestos, además de una clasificación según la resistencia al sulfato, ordinaria (OSR), moderada (MSR) y alta (HSR), en la Tabla 3 se describen los tipos de cementos según la API, en la Tabla 3, se describe cada tipo de cemento, con sus principales características.

2.2.1.3 Propiedades Mecánicas de los Cementos. Según Jiménez²⁰ Las propiedades mecánicas del cemento, son uno de los parámetros más importantes a la hora de determinar el desempeño y calidad de los cementos; su capacidad para poder generar un sello hidráulico y permanente a lo largo de la vida del pozo, aportando buena integridad a los pozos en condiciones de trabajo.

El estudio de las propiedades mecánicas del cemento se enfoca en determinar si el cemento puede soportar el revestimiento y sobrellevar correctamente el proceso de perforación, además, se evalúa si el cemento generará un sello hidráulico, capaz de resistir el ataque de los fluidos de la formación y/o el proceso (fluidos corrosivos).

²⁰ Ibíd. , p. 51.

2.2.1.4 Termoelasticidad. En cuanto a la Termoelasticidad, una de las variables más importantes es la temperatura. En recobro térmico esta condición, es muy importante, ya que la temperatura varía con el tiempo, en la vida productiva del pozo.

Según Romero²¹ cuando se calienta un cuerpo, éste se deforma y aparecen en el tensiones que se convierten en deformaciones; un tipo de deformación es aquella generada por cambios de temperatura (efecto *Gough-Joule*); esta deformación es volumétrica y proporcional al incremento térmico y a el coeficiente de dilatación térmica de cada material.

Según Serway²² a medida que la temperatura de un sólido aumenta, su volumen también crece, fenómeno llamado “Expansión Térmica”; la expansión térmica es consecuencia del cambio en la separación media entre los átomos o moléculas que lo constituyen.

Cada solido tiene un coeficiente de expansión lineal, en la **Tabla 5**, se muestra cada coeficiente para los materiales usados en este estudio.

Tabla 5. Coeficientes de Dilatación.

MATERIAL	COEFICIENTE MEDIO DE EXPANSIÓN LINEAL [(°C) ⁻¹]
ACERO	11X10 ⁻⁶
CONCRETO	12X10 ⁻⁶

Fuente: SERWAY, Faughn. Física, Pearson Prentice, Quinta Edición.

2.2.1.5 Aditivos Para los Cementos. Las condiciones operativas de los yacimientos (Actuales/Futuras), son las que seleccionan el tipo de cemento a usar y definen la necesidad de usar aditivos para condiciones específicas, existen tres (3) tipos de aditivos, en la Tabla 6 se describen cada uno de ellos con sus respectivas características.

²¹ ROMERO OLLEROS, Ignacio. MECÁNICA DE SÓLIDOS; Universidad Politécnica de Madrid; 2016 Madrid. p. 111.

²² SERWAY, faughn. Física, Pearson Prentice, Quinta Edición, p. 318.

Tabla 6. Principales Aditivos y sus Descripciones.

ADITIVOS		
DESCRIPCIÓN	TIPOS	FUNCIÓN
.-Los cementos están diseñados para soportar temperaturas que van desde temperaturas bajo cero hasta 700°F. - Presiones que van desde la atmosférica hasta 30.000psi en pozos profundos. - Deben enfrentar formaciones frágiles o porosas, fluidos corrosivos. -Por estas causas se utilizan aditivos en los cementos, los cuáles permiten adecuar el cemento a este amplio rango de temperaturas y presiones, como también puede adecuarlo para controlar la densidad, ajustar el tiempo de espesamiento (fragüe), viscosidad, control de filtrado, pérdida de circulación, entre otros.	Aceleradores	.-Generan que el tiempo de fragüe sea mas corto. -Puede verse afectado si se usan dispersantes o controladores. -Los mas comunes son Cloruro de Calcio, Cloruro de Sodio y Cloruro de Potasio.
	Retardadores	.-Generan que el tiempo de fragüe sea mas largo. -Se utilizan en pozos profundos. -El mas común son los lignosulfatos.
	Extendedores	.-Reducen la densidad de la lechada. -Disminuyendo la densidad la presión hidrostática será menor. -La probabilidad de fracturas será menor.

2.2.2 Cementación Térmica. Con Base en los distintos estudios que se han realizado para analizar el cemento en procesos térmicos se concluye que el cemento juega el rol principal para la integridad en procesos de recobro térmico.

En su mayoría las fallas que se presentan, se generan cuando la cementación no se encuentra en buen estado (desgaste), no existe cementación (Baches) o no se usaron los aditivos necesarios para el proceso.

El cemento disminuye los esfuerzos a los cuáles se ve sometido el revestimiento en el pozo, lo protege de la corrosión y aísla las distintas zonas presentes en el pozo, por esta razón la cementación se ha vuelto un foco de atención en este tipo de recobro.

Según Taoutaou *et al*²³, Prats²⁴ y Ali²⁵ en los pozos destinados a la recuperación por recobro térmico, la cementación es diferente a la de un pozo convencional; se recomienda el uso de un cemento portland tipo G o H con una adición de polvo de sílice entre 35-40% en peso del cemento; este compuesto permite que el cemento opere satisfactoriamente hasta temperaturas de 600°F, si se necesita que el

²³ TAOUTAOUT, S; OSMAN, T.M; MJTHAB,M; SUCCAR,N. Well Integrity In Heavy Oil Wells: Challenges and Solutions, Schlumberger, SPE, 2010

²⁴ PRATS, Michael. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. Los Teques: Intevep S.A. 1987. P. ##

²⁵ FAROUQ, A; JONES, L.A; MELAUD, R.F; Practical Heavy Oil Recovery; University of Alberta; 1997.

cemento opere a temperaturas más altas se recomienda usar un cemento con contenido de aluminato mono-cálcico que permite que el cemento trabaje hasta temperaturas de 2000°F.

Aparte de la selección del cemento a ser usado en procesos térmicos, se recomiendan ciertas prácticas a realizar en el momento de la cementación, entre las cuáles están:

- Se requiere que el anular quede totalmente ocupado por el cemento.
- El revestimiento centralizado.
- Un espesor de cemento constante a lo largo del pozo.

Además de estas recomendaciones, Maharaj²⁶ aconseja:

- Realizar la cementación con el revestimiento pretensionado para soportar la exposición a esfuerzos térmicos.

El DDCC²⁷ tiene como practica recomendada:

- Cementar en su totalidad todos los anulares de cada pozo térmico hasta superficie, con el fin de reducir los esfuerzos a los cuáles se verá sometido el revestimiento

A continuación en la **Tabla 7** se muestran los datos de diseño de un cemento convencional y de un cemento térmico usado en un sistema de recobro térmico por inyección de vapor, utilizado en el Campo OPC (*Oudeh Petroleum Company*).

²⁶ MAHARAJ, G; Thermal Well Casing Failures Analysis, Petrotrin, SPE, 1996.

²⁷ Drilling and Completion Comitte; IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS;2012;Calgary;Canada: pg43.

Tabla 7. Variables Operativas Cemento Convencional Tipo G y Cemento Térmico

Propiedad	Tipo G	Cemento Térmico
Densidad (Kg/m ³)	1500	1500
Esfuerzo Compresivo (Mpa)	9	14
Esfuerzo de Tensión (Mpa)	0,9	1,4
Young Modulus (Mpa)	2300	2000
Poisson Ratio	0,17	0,22
Conductividad térmica W/(m. °K)	1,2	0,7
Capacidad calorífica específica J/(Kg. °K)	2100	2100

Fuente. Taoutaout, S; Osman, T.M; Mjthab,M; Succar,N. “Well Integrity In Heavy Oil Wells: Challenges and Solutions”, Schlumberger, SPE, 2010.

En la **Tabla 7** se muestra que al agregar entre un 30 y 60% de silica al cemento, sus propiedades cambian drásticamente, soportando casi un 50% más de esfuerzo de tensión y compresión, A continuación se muestran dos tipos de cemento ampliamente usados en la industria para procesos a altas temperaturas.

2.2.2.1 Cemento con Alto Contenido de Aluminio. Este tipo de cemento se utiliza cuando se desea emplear un proyecto de combustión in situ, a diferencia de los cementos Portland el cemento aluminoso fraguado no contiene hidróxido de calcio.

Este tipo de cemento puede soportar temperaturas de entre 440 a 1830°F gracias a la ausencia de hidróxido de calcio.

2.2.2.2 Sistemas de Fosfato de Calcio. Es una mezcla de cemento, aluminio y fosfato, estos sistemas fueron diseñados inicialmente para usos de odontología, pero se vio el posible uso en la industria petrolera especialmente para aquellos que tienen un alto contenido de dióxido de carbón.

2.2.3 Cemento con Adición de Sílice. Al adicionar un 30-60% de sílice a un cemento convencional se le otorgan características capaces de soportar altas temperaturas (600°F), debido a la reducción de conductividad térmica que se adquiere en el cemento.

2.2.4 Química del Cemento Portland a Altas Temperaturas. Según Jiménez ²⁸El cemento Portland, está compuesto principalmente por silicatos, los componentes más abundantes son el silicato tri-calcico y el silicato di-calcico. A temperaturas normales el principal producto de la hidratación del cemento es la fase C-S-H o gel silicato, cuando se trabaja a temperaturas mayores de 230°F el producto C-S-H sufre una modificación, que generan disminución en la resistencia de compresión y aumento de la permeabilidad del cemento fraguado, fenómeno llamando retrogresión en la resistencia.

2.3 METALURGIA

Es indispensable el estudio de la metalurgia del pozo, esta barrera junto con la del cemento son las más relevantes para conservar la integridad de este, pues se usan a lo largo de todo el pozo y se encuentran en permanente exposición a las distintas condiciones de operación.

Existe una gran variedad de grados de aleaciones en la metalurgia, dependiendo de las funciones y condiciones bajo las que se espera opere, para practicidad del estudio solo se tendrán en cuenta los grados de acero que se encuentran instalados en las zonas intermedias y de producción de los revestimientos de los pozos a ser estudiados (N-80 y P-110).

Según Drilling and Completion Comitte²⁹ “en procesos térmicos, los revestimientos tanto conductor como de superficie, cumplen funciones similares tanto en procesos térmicos como operaciones convencionales, el diseño térmico del revestimiento de superficie no es necesario estudiarlo, debido a que esta sarta únicamente se corre para dar estabilidad al pozo y control del pozo”.

2.4 DISEÑO DE POZOS TÉRMICOS

En procesos convencionales de recuperación de petróleo basta con un correcto diseño y una excelente construcción del pozo, para asegurar la integridad de este a lo largo de su vida productiva, en procesos que involucran recobros térmicos, se presentan retos adicionales, debido a las altas temperaturas, cambios de presión generando cargas sobre las tuberías, corrosión, entre otros.

²⁸ JIMENEZ, Op. cit. P. 96.

²⁹ Drilling and Completion Comitte, Op. cit. p. 43.

Según la Drilling and Completion Committee³⁰ deben tenerse en cuenta varios factores al momento del diseño del pozo para cumplir con un estándar de integridad durante toda la vida productiva, estos factores son:

- La planeación direccional.
- El diseño del revestimiento.
- La cementación primaria que será realizada en el pozo, así al momento de sufrir los incrementales en la temperatura el material no se verá afectado significativamente.

Durante la etapa de planeación direccional deben ser evaluadas y puestas en consideración diferentes variables relacionadas como lo son la perforación de futuros pozos, restricciones de la formación, requerimientos del completamiento y las limitaciones de diseño que pueda tener el revestimiento.

El revestimiento debe presentar y asegurar excelentes condiciones mecánicas, para poder soportar las cargas a las cuáles se puede ver expuesta la tubería en los procesos térmicos, para asegurar en todo momento que los pozos presentan óptimas condiciones operacionales, se deben interpretar registros de cementación, temperatura, ruido, corrosión e integridad; con el continuo registro del pozo se pueden observar los efectos e impactos que generan los problemas ocasionados por el recobro térmico, estos problemas pueden ser a largo o corto plazo.

Un buen diseño de revestimiento térmico consigue un balance entre la resistencia mecánica y la resistencia a la corrosión, para poder llegar a este balance se deben definir condiciones operacionales tales como rango de temperatura, rango de presión, número de ciclos térmicos (si existen), ambiente en los alrededores del pozo, para así establecer la correcta operatividad de los materiales elegidos.

2.5 DESCRIPCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

La selección se realizó con el fin de analizar un grupo representativo y significativo de pozos que servirá como base para el estudio sin tener que recurrir al análisis de la totalidad de los pozos, estos fueron elegidos principalmente por las diferencias que presentan en el material del revestimiento con el cuál fueron completados, las discrepancias en las arquitecturas y diseño de los pozos.

A continuación se presentan y explican las condiciones de construcción del pozo, en especial la manera como fue completado.

³⁰ Ibíd. , p. 13

Entre los pozos seleccionados seis (6), hay pozos verticales, desviados y abandonados, como también se seleccionó un pozo térmico (Pozo D) para poder tener un punto de comparación con pozos no térmicos.

En la **Tabla 8**. Se describen las características principales de los pozos seleccionados, para así poder comparar sus principales características.

El Pozo D a diferencia de los demás pozos seleccionados, fue completado térmicamente en las tuberías intermedia y de producción con una aleación especial, manufacturada por la empresa tenaris llamada TN95HS, tubería que tiene alta resistencia a los esfuerzo (95Ksi), operando satisfactoriamente en condiciones de ambiente agrario. El Pozo F se diferencia al presentar condiciones de deterioro suficientemente altas, que con llevaron a su abandono. Para efectos de este estudio se tomara en cuenta como punto de comparación con los otros pozos seleccionados.

Tabla 8. Información de Pozos Seleccionados.

NOMBRE DEL POZO		POZO A(14)	POZO B(18)	POZO C(22)	POZO D(POZO E(44)	POZO F(6)		
Año de Perforado (año)		1996	2001	2005	2012	2009	1992		
Profundidad (ft)		8795	8878	8245	8228	8770	8816		
Revestimientos	# de Revestimientos	4	4	4	4	4	2		
	Conductor	Diámetro (pul)	20	20	20	20	20		
		Peso (Lbs/ft)	120	120	94	94	94		
		Material	H-40	H-40	K-55	K-55	K-55		
	Superficie	Diámetro (pul)	13 3/8	13 3/8	13 3/8	13 3/8	13 3/8	10 3/4	
		Peso (Lbs/ft)	54,5	54,5	72	61	68	40.5	
		Material	K-55	K-55	N-80	K-55	K-55	K-55	
	Intermedio	Diámetro (pul)	9 5/8	9 5/8	9 5/8	9 5/8	9 5/8		
		Peso (Lbs/ft)	43,5	43,5	47	53,5	47		
		Material	N-80	N-80	P-110	TN 95HS	P-110		
	Producción	Diámetro (pul)	7	7	7	7	7	7	
		Peso (Lbs/ft)	29	29	29	26	29	23	
Material		N-80	P-110	P-110	TN 95HS	P-110	N-80		
Tipo de Cemento		G	G	G	THERMOLOCK	G	G		
Intervalos Cañoneados	Formaciones Perforadas	K1 (Aisl), K2(Aisl) y T2	K1 (Aisl), K2(Aisl) y T2	K1 (Aisl), K2(Aisl) y T2	T2	T2, K1(Aisl) y K2(Aisl)	K1(inac), K2(inac) y T2(inac)		
	Años de Perforados	1998 (4)	2001 (3)	2007 (1)	2013 (5)	2013 (12)	1995 (5)		
		2005(3)	2001 Junio (2)	2009 (7)			2002 (2)		
			2012 (10)				2013 (3)		
Tipo de Pozo		Vertical	Vertical	Desviado	Inclinación (°) Azimut (°)	47,14 66,15	0,43° 103,89°	Vertical	Vertical

3. CONDICIONES ACTUALES Y FUTURAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

En este capítulo se describen las condiciones actuales con las cuáles producen los pozos seleccionados, como también las condiciones futuras a las cuáles serán sometidos los pozos una vez inicie el proyecto de combustión in situ; es importante tener en cuenta que todas las condiciones generadas por procesos térmicos, como altas temperaturas, cargas generadas por cambios de presiones y gases de chimenea, generadores de corrosión llegaran en distintos periodos de tiempo a los pozos de análisis que se encuentran a una distancia de entre 250-450 mts del pozo inyector.

Las condiciones futuras se obtienen como resultado de una simulación térmica del proceso de combustión in situ (en el caso de estudio fue desarrollada por Ecopetrol S.A en el año de 2015). Basados en esta información de simulación se pueden establecer límites de operatividad para los distintos componentes del completamiento que aseguren la estabilidad y la continua operación del pozo.

Al determinar los límites operativos, se define el índice de falla que cada variable puede sufrir y se define el grado de riesgo que puede tener o no el sistema de completamiento del pozo.

Para el análisis del proceso en general se comienza por explicar que es un proceso de recobro mejorado y cuál se aplicará en el área de estudio.

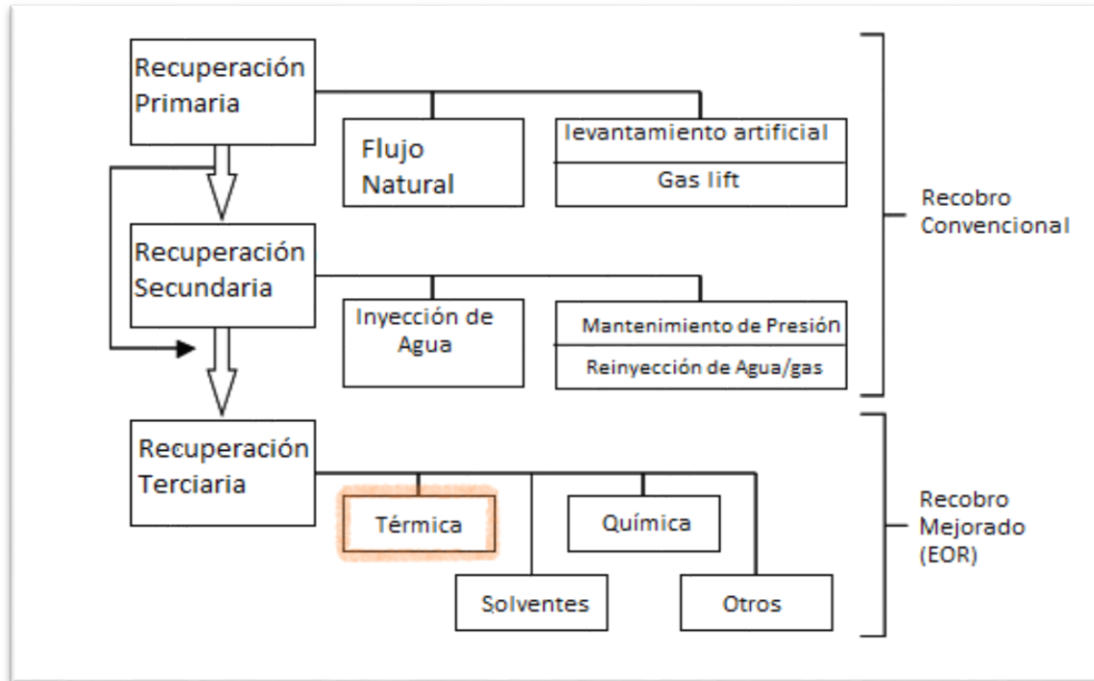
3.1 PROCESO DE RECOBRO MEJORADO (EOR)

Según Terry³¹ el recobro mejorado hace referencia a aquellos procesos que producen hidrocarburos por métodos diferentes a los convencionales donde se usa la energía del yacimiento o se re presuriza el yacimiento inyectando agua o gas.

En la **Figura 7** se describen los métodos convencionales de producción y los métodos de recobro mejorado, donde se resaltan los procesos de recobro térmico, la combustión in situ es el proceso que se piensa implementar en este estudio.

³¹ TERRY, Ronald. Enhanced Oil Recovery; en Encyclopedia of Physical Science and Technology. Provo, Utah, USA.2001. 3rd edition. p. 503.

Figura 7. Métodos de Recobro Convencional y Mejorado



Según Barrufet³² el objetivo de cualquier proceso de recobro mejorado, es movilizar una parte del aceite remanente (residual), esto se logra mejorando el desplazamiento del crudo, por medio de:

- Una reducción en la viscosidad del aceite (métodos térmicos).
- Reducción las fuerzas capilares o la tensión interfacial (métodos miscibles).
- Mejorando la eficiencia de barrido volumétrico por medio de un cambio en la movilidad directamente (métodos químicos o procesos alternantes de agua y gas).

Según Paris de Ferrer³³ la movilidad se expresa como la relación existente entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad que éste presenta y se expresa para los tres (3) fluidos presente en el yacimiento en la **Ecuación 1**.

³²BARRUFET, Maria Antonieta. Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods; Class Notes for PETE 609. Texas A&M University, College station, Texas, USA ,2001. p. 3.

³³ Paris de Ferrer, Magdalena; Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; 2001; Ediciones Astro Data S.A; Maracaibo, Venezuela; p. 68.

Ecuación 1. Movilidad de los Fluidos.

$$\lambda_o = \frac{\kappa_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{\kappa_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{\kappa_g}{\mu_g}$$

Fuente: CABRERA MARMOL, Jonathan Nicolás; CABRERA OCHOA Freddy Enrique; ANÁLISIS PROPUESTA DE MEJORA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA EJECUTADOS EN RESERVORIOS DE DIVERSAS CARACTERÍSTICAS; Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Al reducir la viscosidad del crudo, la movilidad de éste aumenta y por lo tanto, se consigue la producción del petróleo remanente, donde se puede alcanzar factores de recobro que por métodos convencionales no se lograrían.

Algunos de los métodos de recobro mejorado que logran esta reducción de la viscosidad, son los procesos térmicos, a continuación se explicarán brevemente los distintos métodos de recobro térmico y se profundizará en el método de combustión in situ por ser el proceso escogido para la implementación y producción de crudo en la Formación San Fernando.

3.1.1 Inyección de Vapor. La inyección de Vapor en el reservorio puede realizarse de dos maneras en forma continua o por ciclos, a continuación se explica detalladamente cada una de estas.

3.1.1.1 Inyección Continua de Vapor. Este método de recobro térmico según Farouq Ali & Jones,³⁴ se realiza por medio de un empuje, generado por el aumento de presión y de temperatura generado por un fluido (vapor) inyectado por patrones de arreglos de pozos inyectoros y productores, diseñados específicamente para cada yacimiento; la eficiencia de desplazamiento del crudo depende principalmente del arreglo de pozos; debido a las pérdidas de calor que sufre el vapor con las rocas adyacentes.

De éste proceso resulta una zona de vapor que avanza a medida que transcurre el tiempo, dentro de esta zona la saturación de petróleo es reducida a valores muy pequeños. Al ocurrir la ruptura por parte del vapor, la tasa de inyección se reduce a un valor suficiente para cumplir como suplemento de calor, posteriormente la inyección de vapor puede ser descontinuada y con el tiempo puede cambiarse el tipo de recobro térmico por inyección de agua caliente (según las condiciones del yacimiento).

³⁴ Farouq et al, Op. cit. p. 153.

La recuperación del petróleo por este proceso puede ser muy alto, generalmente es de alrededor de un 50%, pero la relación de aceite-vapor es menor que en la inyección cíclica de vapor debido a la mayor pérdida de calor ocurrida con este método.

3.1.1.2 Inyección Alternada de Vapor. Según Farouq Ali & Jones³⁵ es una operación donde se inyecta vapor a una alta tasa por un corto tiempo, seguido por un cierre del pozo momentáneo que permita la distribución del calor a través del yacimiento. Una vez el calor se haya distribuido y cumpla su función de aumentar la temperatura y presión del yacimiento, el pozo es puesto de nuevo a producción, la tasa de producción incrementa rápidamente y se mantiene así por algunos meses, cuando decrece la tasa el proceso debe volver al primer paso, hasta que el yacimiento no responda luego de ser puesto en producción.

3.1.2 Procesos SAGD o Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor. Es un proceso aplicado para arenas bituminosas, compuestas por agua, arena y bitumen; el bitumen es un hidrocarburo muy viscoso que no fluye como el aceite convencional y por esta razón requiere de métodos especiales tanto para su extracción como para su transporte. Una vez extraído el bitumen es procesado y refinado para producir los derivados que comúnmente son obtenidos de los hidrocarburos.

3.1.3 Combustión In Situ. Según BIRGHAM William y CASTANIER Louis³⁶ la combustión in situ es el método de recobro térmico más antiguo, ha sido usado por nueve décadas teniendo varios proyectos económicamente exitosos, aunque inicialmente varios proyectos han tenido problemas, principalmente por fallas en pruebas antiguas.

3.1.3.1 Descripción del Proceso. Según BIRGHAM William y CASTANIER Louis³⁷ básicamente es la inyección de un gas que contenga oxígeno, para generar calor quemando una porción del aceite residual. La mayoría de crudo es movida por una combinación de gas producido por los gases de combustión, vapor y agua.

Basados en la dirección del frente de propagación y el flujo de aire, el proceso puede ser directo o en reversa; es directo cuando el frente de combustión esta en

³⁵ *Ibíd.*, p. 155

³⁶ BRIGHAM William; CASTANIER Louis; Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms; Department of Petroleum Engineering; Stanford University; Stanford; 2001. P. 87.

³⁷ *Ibíd.* p.87.

la misma dirección que la inyección de aire o en reversa cuando el frente de combustión se mueve en contra del flujo de aire.

3.1.3.2 Combustión en reversa. Según BIRGHAM William y CASTANIER Louis³⁸ ha sido un método útil para producir hidrocarburos pesados, por otro lado no ha sido un procedimiento económicamente viable, principalmente por dos razones:

- Debido a que la combustión inicia en el pozo productor, se comienzan a producir hidrocarburos con oxígeno sin reaccionar; estas condiciones requieren de altos costos en revestimientos para protegerlos en contra de altas temperaturas y corrosión.
- sin reaccionar que permanecerá en las zonas quemadas, en algún momento del proceso comenzaran a quemarse de nuevo y el proceso se convertirá de en reversa a directo; con un aumento considerable en la temperatura mas una pequeño aumento en la producción.

3.1.3.3 Combustión en Directa. Según BIRGHAM William y CASTANIER Louis³⁹ la combustión en directa puede ser clasificada como seca o húmeda, cuando el aire es inyectado con intercalaciones de agua.

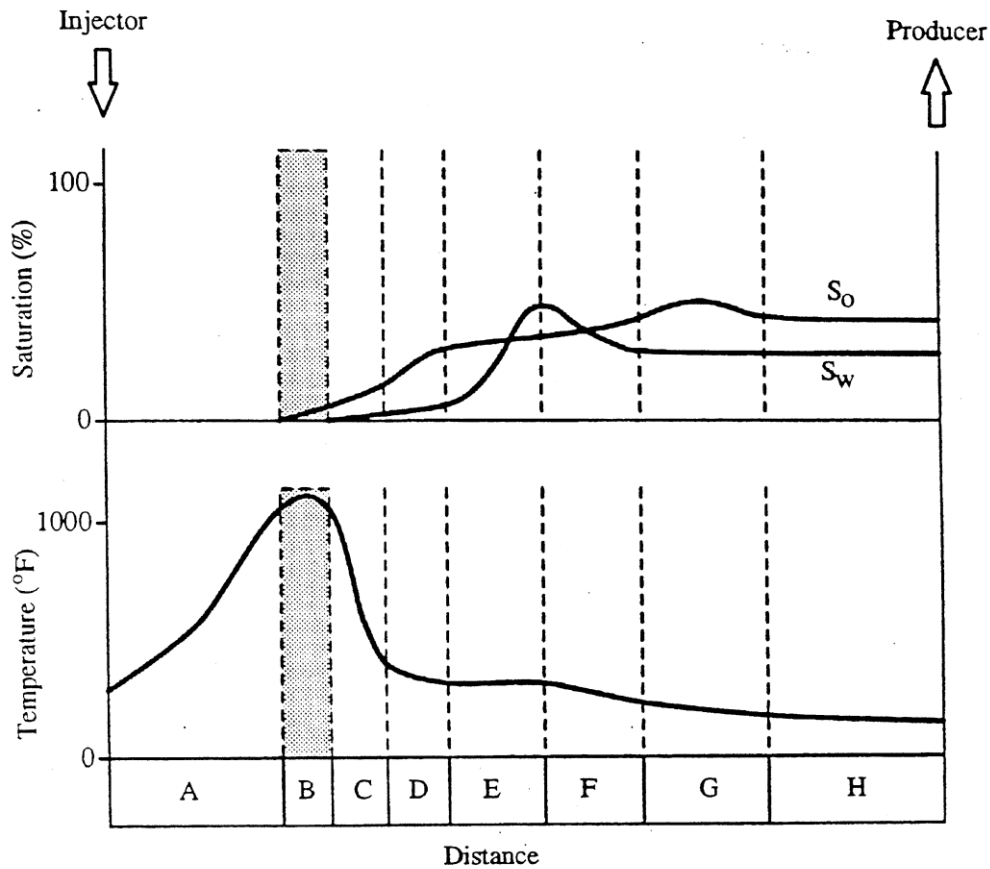
- Combustión Seca. El primer paso en una combustión directa es generar la ignición del crudo, en algunos casos se genera una auto ignición, esto ocurre cuando la temperatura del yacimiento es alta; cuando esto no ocurre se emplean quemadores, calentadores eléctricos o se hace el uso de inyección de agentes que generen la ignición asistida del mismo.

Luego de la ignición, el frente de combustión es propagado gracias a una continua inyección de aire; mientras el frente continua a través del reservorio, se van creando algunas zonas entre el pozo inyector y el productor; en la **Figura 8** se describen cada una de estas zonas.

³⁸ Ibid. p.90.

³⁹ Ibid. p.90.

Figura 8. Zonas Presentes Entre el Pozo Inyector y Pozo Productor.



- | | |
|--|------------------|
| A. Burned Zone | E. Steam Plateau |
| B. Combustion Zone | F. Water Bank |
| C. Cracking Region | G. Oil Bank |
| D. Evaporation and
Visbreaking Region | H. Initial Zone |

Fuente: BRIGHAM William; CASTANIER Louis; Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms; Department of Petroleum Engineering; Stanford University; Stanford; 2001.

- Zona A: Contiene el hidrocarburo ya quemado del yacimiento, está llena de aire que contiene pequeñas cantidades de sólidos orgánicos no quemados; las temperaturas en estas zonas incrementan desde la temperatura de inyección de aire hasta la temperatura en el frente de combustión.
- Zona B: El frente de combustión es la zona donde se encuentran las temperaturas más altas; el oxígeno reacciona con el combustible y las oxidaciones a altas temperaturas (HTO) ocurren.

- Zona C/D: El hidrocarburo es modificado gracias a las altas temperaturas del proceso de combustión, los hidrocarburos ligeros sufren una vaporización, mientras que los pesados sufren una pirolisis obteniendo productos como CO₂ y CO.
- Zona E: Esta es la zona en donde la mayoría de los vapores se condensan, la temperatura depende de la presión parcial del agua en fase gaseosa.
- Zona F: Es un banco de agua, donde la temperatura es menor a la temperatura de saturación del vapor.
- Zona G: Contiene la mayoría de crudo desplazado, incluyendo aquellas partes livianas que se generaron por el cracking.
- Zona H: En esta zona se encuentra el crudo original del yacimiento; la saturación de gas aumento levemente debido a la alta movilidad de los gases de combustión.

Estas zonas van progresando con el tiempo dentro del yacimiento desde el pozo inyector al pozo productor dependiendo las características del yacimiento como la permeabilidad, generando diferentes escenarios a lo largo del proyecto en el pozo productor.

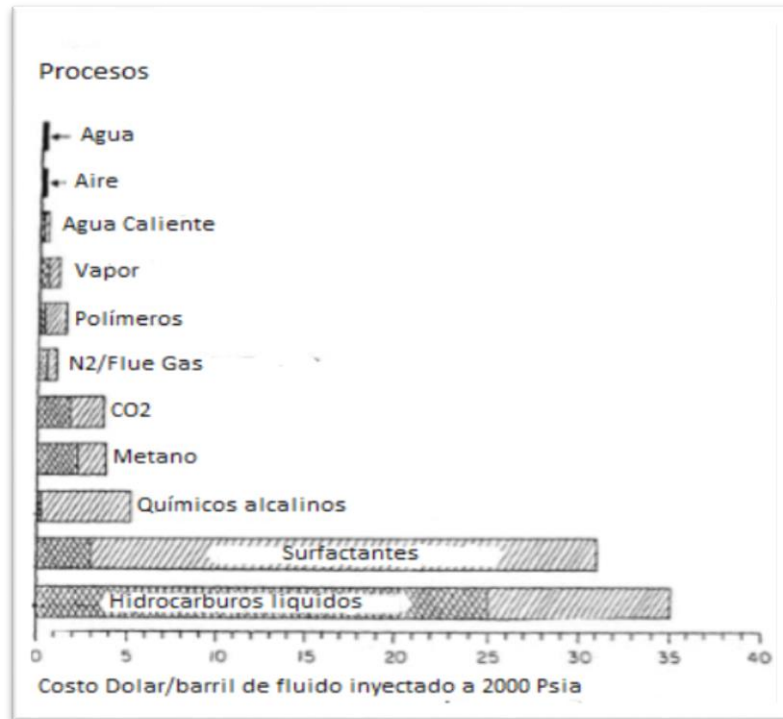
1. Combustión Húmeda. Según BIRGHAM William y CASTANIER Louis⁴⁰ una gran cantidad de calor se almacena en la zona quemada durante una combustión directa seca; debido a la poca capacidad del aire de transferir calor eficientemente; es por esto que se opta por inyectar agua al yacimiento, para poder generar una transferencia de calor más alta.

Durante una combustión húmeda el agua absorbe el calor de la zona quemada, la cual se vaporiza, moviéndose a través de esta zona y condensándose, expandiendo la zona de vapor; resultando como una transferencia de calor más alta.

En la **Figura 9** se puede evidenciar que los métodos de recobro térmico, dependen económicamente al tipo de fluido a ser inyectado, el método de inyección de aire, es el más económico de todos, esto junto a las características del yacimiento y las propiedades del crudo, permiten optar por el proceso de Combustión In Situ, como alternativa de recobro mejorado en la Formación San Fernando

⁴⁰Ibid. p. 92.

Figura 9. Costos de inyección para cada método de recobro mejorado



A continuación, se presentará una descripción de las condiciones actuales y futuras de los pozos definidas por Ecopetrol S:A por medio de una simulación reportada en el documento “INFORME ANÁLISIS RESULTADOS EVALUACIÓN EN LABORATORIO DE MATERIALES SELECCIONADOS PARA FONDO DE POZO Y SUPERFICIE PROYECTO INYECCIÓN DE AIRE”.

Actualmente los pozos seleccionados se encuentran produciendo de la Formación San Fernando (T2), la cual tiene una profundidad promedio de 8150 pies y contiene hidrocarburo de gravedad API 8.7°.

En la **Tabla 9**, se presentan las condiciones actuales que presenta los pozos seleccionados, las condiciones que se mencionan son las que se varían con el tiempo durante el proceso de combustión in situ y serán las que repercutan en la operación normal del pozo.

Tabla 9. Condiciones Actuales de Pozos Seleccionados

PARÁMETROS	CONDICIONES ACTUALES
Temperatura Fondo	79 °C (174°F)
Presión	1.100 psi (103 bar)
H2S	2000 ppm (0,2%)
CO2	150.000 ppm (15%)
Cloruros	0.5 ppm

Fuente. DUARTE, Gloria Isabel *et al*; INFORME ANALISIS RESULTADOS EVALUACIÓN EN LABORATORIO DE MATERIALES SELECCIONADOS PARA FONDO DE POZO Y SUPERFICIE PROYECTO INYECCIÓN DE AIRE; Piedecuesta, Santander, Colombia; 2013; Ecopetrol S.A

Las condiciones una vez se implemente el proceso de Combustión in situ cambiarán con el tiempo y según sean las condiciones operacionales, se tendrán que realizar procesos para prevenir fallas en la integridad tanto mecánica como operativa de los pozos.

En la **Tabla 10** se muestran las condiciones futuras a las cuáles los pozos estarán sometidos una vez iniciado el proceso de combustión in situ.

Tabla 10. Condiciones Futuras de Pozos Seleccionados.

PARÁMETROS	CONDICIONES ACTUALES
Temperatura Fondo	106°C (224°F)
Presión	1.500 psi (103 bar)
H2S	6000 ppm (0,6%)
CO2	150.000 ppm (15%)
Cloruros	0.5 ppm

Fuente. DUARTE, Gloria Isabel *et al*; INFORME ANALISIS RESULTADOS EVALUACIÓN EN LABORATORIO DE MATERIALES SELECCIONADOS PARA FONDO DE POZO Y SUPERFICIE PROYECTO INYECCIÓN DE AIRE; Piedecuesta, Santander, Colombia; 2013; Ecopetrol S.A

Según el DDCC⁴¹ en su práctica recomendada para operaciones de recobro térmico, sugiere que ni el tubo conductor ni el tubo de superficie se van a ver afectados por efecto de las condiciones del recobro térmico, por lo tanto su diseño puede ser convencional, por lo tanto solo se evaluarán los revestimientos intermedio y de producción para fines de este estudio.

Con base en estas variables se realizará el análisis respectivo de las condiciones en cada uno de los pozos y las secciones de revestimiento para conocer los posibles riesgos de fallas que pueden presentarse en estos

3.2 DATOS ESTABLECIDOS POR EL DISEÑO DE MATERIALES PARA METALÚRGIA Y CEMENTACIÓN

Está establecido que las condiciones extremas que envuelven los proyectos de recobro térmico repercuten directamente sobre la integridad del pozo, afectando la cementación y la tubería a causa de los esfuerzos térmicos.

Las condiciones extremas son principalmente la Temperatura y la Presión, estas a la vez afectan las concentraciones de H_2S , CO_2 y Cl que convierten el medio operacional en un ambiente agresivo para las barreras del pozo (Cementación y tubería de revestimiento).

El incremento de la temperatura y de los agentes agresivos generan múltiples problemas en la operación normal del pozo; el aumento de temperatura causa una expansión en la tubería de revestimiento, lo cual genera esfuerzos compresivos sobre el cemento, quien juega el papel más relevante en el mantenimiento de la integridad del pozo.

Si el cemento se encuentra en buen estado, es decir, presenta excelente llene del anular, forma un sello hidráulico entre las formaciones y se encuentra completamente unido tanto al revestimiento como a la formación, no permite que la tubería de revestimiento se expanda libremente y por lo tanto los esfuerzos resultantes sobre esta.

⁴¹ Drilling and Completion Comitte, Op. cit. p. 27.

3.2.1 Tubería de Revestimiento. La tubería de revestimiento es uno de los aspectos claves en la integridad del pozo, por lo que se debe mantener siempre en excelentes condiciones para que la operación no se vea afectada, los principales criterios de diseño para la metalurgia son los esfuerzos a los cuáles se van a ver sometidos y la velocidad en la cual la corrosión atacará a la tubería.

Según Maharaj⁴² durante el proceso de calentamiento, el revestimiento se expande, al estar fijo a ambos lados, se acumula un esfuerzo compresivo en proporción al cambio de temperatura, si este esfuerzo no excede el "*Yield strength*" no habrá daño significativo en el revestimiento; si el esfuerzo llega a sobrepasar el límite del "*Yield strength*", ocurrirá una deformación plástica.

El pandeo es el principal cambio de la tubería por efecto de la temperatura y se convierte en un problema crítico en los pozos de recobro térmico cuando existen zonas no cementadas o donde el estado de la cementación se encuentra deteriorado; el pandeo del revestimiento reduce la capacidad de la tubería para resistir cargas, aumentando considerablemente la posibilidad de generar fallas.

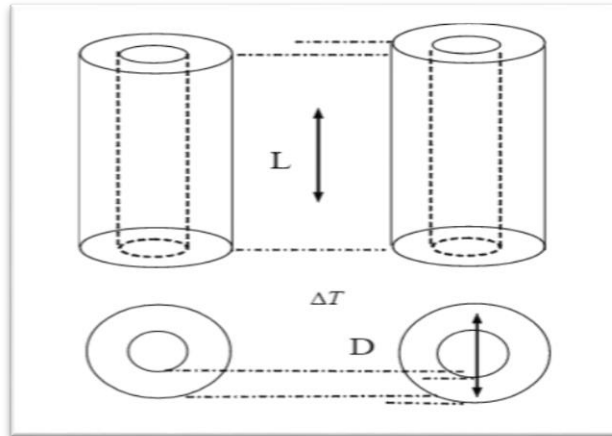
3.2.2 Problemas en las Tuberías de Revestimiento Por Procesos Térmicos. Según Prats⁴³ las fallas en la tubería de revestimiento pueden ocasionarse debido a cinco principales razones:

- Pandeo: Este problema genera una expansión lateral y longitudinal en la tubería de revestimiento debido a los efectos de la temperatura, el material al llegar al punto de cedencia, se dilata y crea esfuerzos térmicos debido a la restricción que genera el hoyo, estos esfuerzos sí son lo suficientemente grandes pueden generar daño al ceder la tubería, la expansión que sufre la tubería se muestra en la Figura 10.

⁴² Maharaj. Op. cit. p. 8.

⁴³ Prats, Op. cit. p. 177.

Figura 10. Expansión de la Tubería por el Incremento de la Temperatura



Fuente. Wu, J; Gonzalez, M.E; Hosn,N. “Steam Injection Casing Design”, ChevronTexaco, SPE, 2005.

Para las tuberías seleccionadas para el estudio, el “*Yield strength*” debe ser corregido por efecto de la temperatura, la cual causa una reducción en la capacidad de la tubería en soportar esfuerzos, esta reducción se calcula con la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Reducción de Yield Strength por efecto de la temperatura.

$$\sigma_{y|T>100^{\circ}F} = \sigma_{y|T_{amb}} * \left(1 - \frac{T - 100}{2333.3} \right)$$

Los datos obtenidos para el nuevo esfuerzo nominal para cada tubería del estudio se muestran en la **Tabla 11**, cada uno de los datos de *yield strength* se calculó para cada revestimiento y cada temperatura a la cual se van a ver expuestos por su condición, en la tabla solo se muestran los máximos valores que experimentará cada sección de la tubería.

Tabla 11. Esfuerzo Nominal Reducido por Temperatura

Condición		Escenario Para Plazos		
		Corto	Mediano	Largo
Yield Strength	N-80	75748,5	73142,8	55999,7
	P-110	104154,2	100571,3	76999,5

Se calcula el esfuerzo axial compresivo térmico, resultante del aumento de temperatura y de la restricción que ejerce el cemento sobre la tubería cuando esta

se expande, con la **Ecuación 3**, al sobrepasar este esfuerzo el Yield Strength reducido se genera una condición de falla en el revestimiento.

Ecuación 3. Esfuerzo Axial Compresivo Térmico.

$$\Delta\sigma = -\alpha E \Delta T$$

Dónde: $\Delta\sigma$ = Esfuerzo térmico

α = Expansión térmica del acero = 0,0000069/°F

E = *Young modulus* para el acero =30000 Ksi

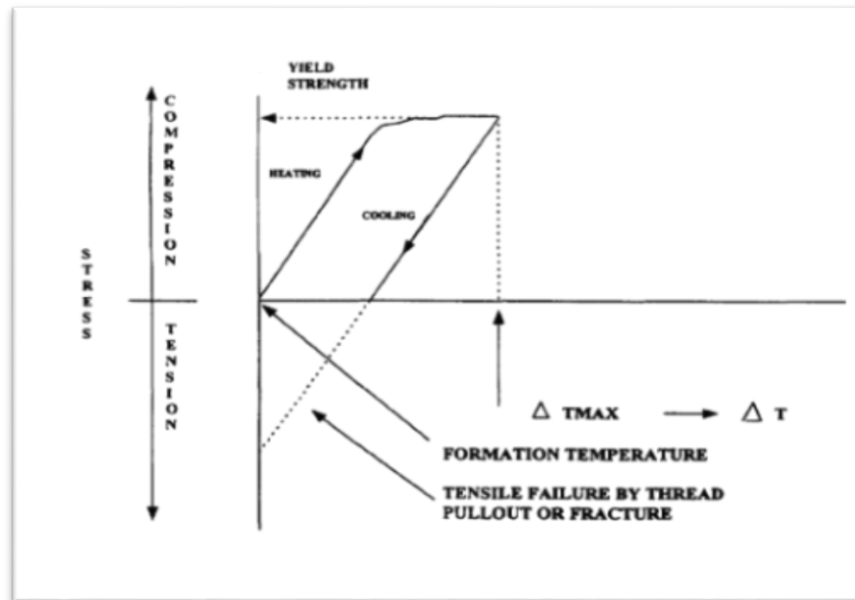
ΔT = *Cambio de temperatura* (°F)

3.2.2.1 Tensión: Son los procesos que normalmente suceden durante los enfriamientos en los procesos térmicos, al caer la temperatura la tubería se ve sometida a un esfuerzo de tensión y dependerá de la resistencia del material soportar las cargas.

En el proceso de Combustión in situ se espera que la temperatura en los pozos no decrezca como en los procesos de inyección de vapor cíclica, por esto los esfuerzos por tensión no se verán y solo podrían ocurrir en procesos de *workover*.

A continuación en la **Figura 11** se muestra el diagrama de esfuerzos que suceden en la tubería de revestimiento durante un proceso de calentamiento y posterior enfriamiento.

Figura 11. Diagrama de Esfuerzos en Procesos Térmicos



Fuente. Wu, J; Gonzalez, M.E; Hosn,N. “Steam Injection Casing Design”, ChevronTexaco, SPE, 2005.

3.2.2.2 Colapso: Este problema ocurre al generarse una presión diferencial lo suficientemente alta que actúa desde la parte exterior de la tubería hacia el interior de la misma, generando que la tubería principalmente se deforme ovalándose y por último deformándose catastróficamente.

Para que este problema no ocurra, se debe reducir la presión diferencial entre estas dos zonas.

Según Bellarby⁴⁴ La consecuencia directa de las fallas por colapso son menos severas que las ocasionadas por estallido o por cargas axiales, como también las soluciones para estos problemas son más complicadas que con otros problemas entre las cuáles están:

- Reemplazar las tuberías.
- Perdidas de barriles.
- Perdida del pozo.

- Estallido: Este tipo de problema es generado por el diferencial de presión interno con el cuál fallara un tramo de tubería, para cada tipo de tubería existe una resistencia al estallido y esta se define como aquella resistencia que opone el cuerpo del tubo a cargas internas de las tuberías. Las resistencias que impiden que se genere el estallido se ven afectadas al trabajar a condiciones no convencionales de temperatura.

- Fundición: Según Prats⁴⁵ este fenómeno se comienza a presentar en pozos con temperaturas de 1200°F; con valores tan altos de temperatura la tubería pierde considerablemente la resistencia mecánica y es susceptible a fallas.

Se han reportado casos de fundición en tuberías de revestimiento, indicando temperaturas por encima de 2000°F, en procesos de combustión in situ en algunas ocasiones estas temperaturas pueden lograrse en los pozos inyectores cuando se genere la ignición, mientras que en los pozos productores es poco probable que en algún momento se logren estas temperaturas extremas; cuando se logran temperaturas altas (mayor a 500°F), se recomienda realizar procesos de refrigeración de los pozos, para poder disminuir esta temperatura.

⁴⁴ BELLARBY; Jonathan; Well Completion; Amsterdam , Holanda, 2009.

⁴⁵ PRATS. Op. Cit. p. 177.

3.2.2.3 Corrosión: En un proceso de recobro térmico, se generan condiciones de operación, que involucran fluidos corrosivos (gases de chimenea), que pueden desencadenar problemas graves de corrosión y erosión; el material estar al expuesto a ambientes corrosivos y/o erosivos durante prolongados periodos de tiempo verá disminuida su integridad.

Durante los procesos térmicos, se generan principalmente CO_2 y H_2S , causantes de disminución de las capacidades operativas de los materiales, por consiguiente son los principales generadores de fallas operativas debido a la corrosión en los pozos; Según Crolet⁴⁶ el CO_2 causa un tipo de corrosión por picado, canaletas o localizado, mientras que el H_2S produce dos (2) tipos de corrosión por agrietamiento SSC (*Sulfide Stress Cracking*) y SCC (*Stress Corrosion Cracking*).

Según Pradilla⁴⁷ existe mayor probabilidad de que ocurran fallas en la integridad operativa de los completamientos SSC y HIC (Hydrogen Induced Cracking), cuando se trabaja a temperaturas extremas; aunque se ha descubierto que en procesos de recobro térmico, el único problema que se identifica es SSC, mientras que problemas por HIC no se consideran peligroso.

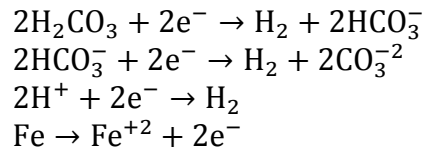
Al momento de realizar un proceso de recobro térmico, se necesita seleccionar de manera muy controlada los materiales a usar, no siempre la mejor opción es seleccionar materiales térmicos, existen casos en donde se seleccionan pozos térmicos que pueden incurrir en esfuerzos de tensión altos y esfuerzos plásticos que pueden generar o hacer más susceptible el material a problemas por SSC que en un pozo convencional, también una opción viable para poder controlar los problemas relacionados con la corrosión, es hacer uso de inhibidores en los pozos, que disminuyan la velocidad de corrosión para las tuberías.

- Corrosión Por CO_2 : Las reacciones de corrosión por CO_2 son generadas al disolverse el dióxido de carbono en agua, generando ácido carbónico, el cuál es el componente que genera la corrosión en materiales de acero al carbón.

Se han estudiado varios mecanismos para explicar la corrosión de materiales por soluciones acuosas con CO_2 , el principal proceso de corrosión se explica a continuación:

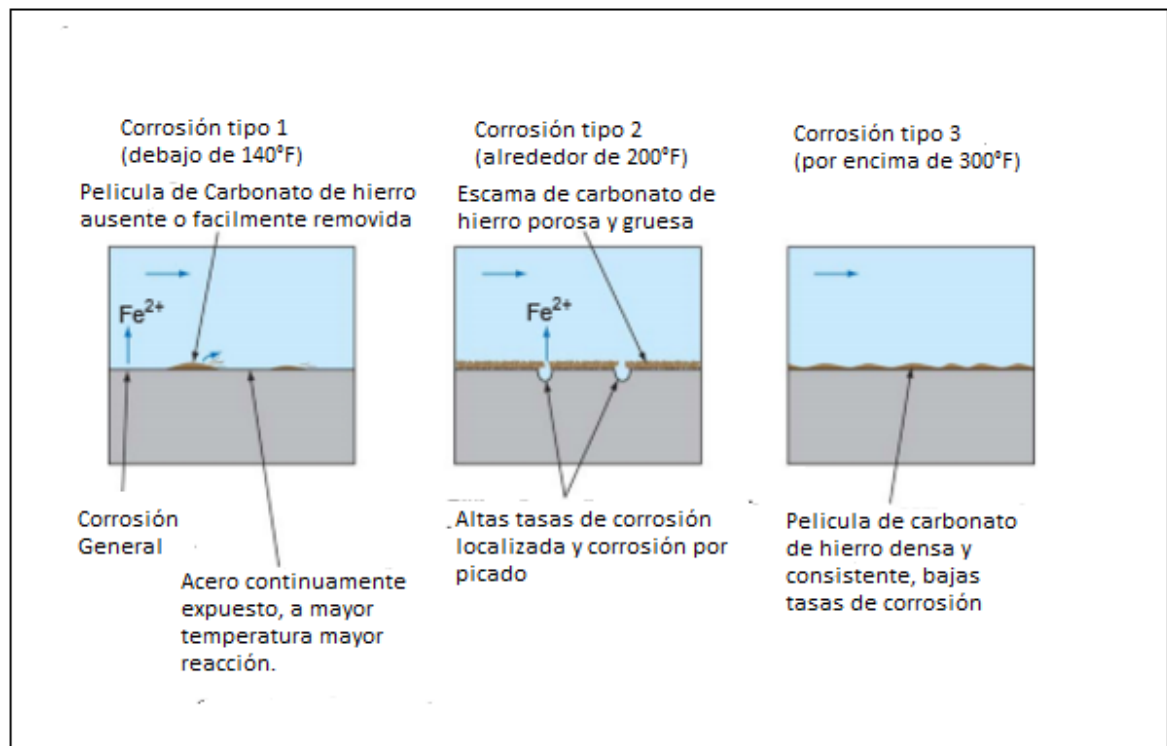
⁴⁶ CROLET, Jean-Louis; ACID CORROSION IN WELLS (CO_2 , H_2S) METALLURGICAL ASPECTS; SPE Of AIME; 1983; p. 1.

⁴⁷ PRADILLA PINEDA, Jan Ender, EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN INTERNA GENERADA POR EL SISTEMA H_2S - CO_2 - H_2O EN GASODUCTOS, Universidad de Santander, 2012, p. 16.



Cuando ocurre un proceso de corrosión por CO₂ se genera una película de FeCO₃ sobre la superficie del acero, esta capa es de gran importancia e influye considerablemente en el comportamiento de la corrosión por dióxido de carbono sobre el acero. Según Bellarby ⁴⁸ esta capa que se genera es dependiente de la temperatura e influye considerablemente en el comportamiento de la corrosión por dióxido de carbono sobre el acero, la dependencia que tiene este tipo de corrosión con la temperatura se puede observar en la **Figura 12**.

Figura 12. Corrosión por dióxido de carbono en función de la Temperatura



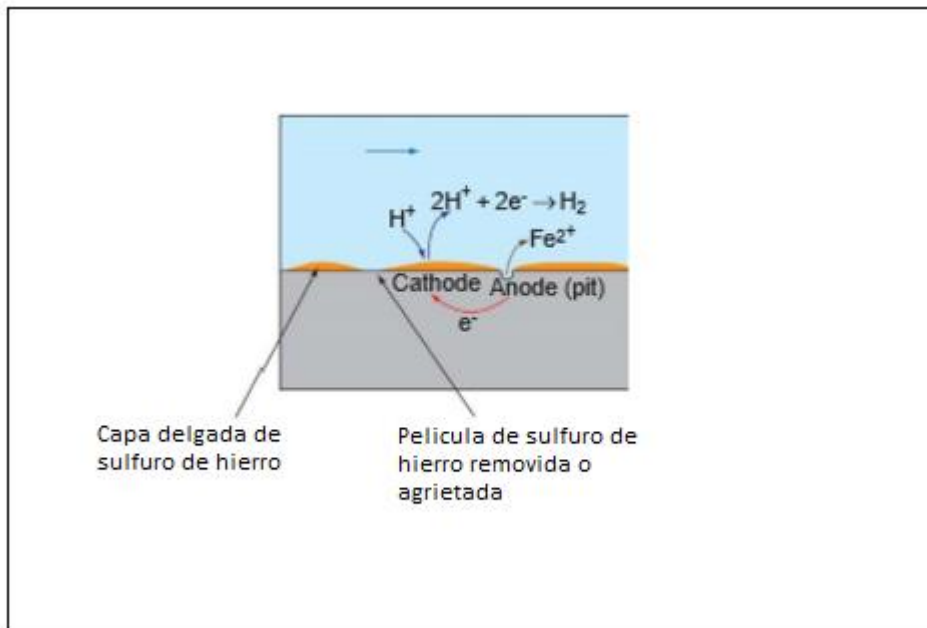
Fuente: BELLARBY Jonathan, Well Completion Design, Elsevier Aberdeen, United Kingdom, p.474

⁴⁸ Ibíd. , p. 17.

- Corrosion por H₂S. Según Pradilla⁴⁹ el producto de corrosión que se obtiene en los sistemas con H₂S, es el FeS (sulfuro de hierro), durante su formación tiende a ubicarse preferencialmente en las regiones perlíticas y la corrosión o deterioro se presenta en la zona ferrítica.

El H₂S reacciona de distintas formas con el material dependiendo de la cantidad de sulfuro presente en el fluido, con altas cantidades se presenta una reacción similar a la presentada en la corrosión por CO₂, se crea una película semi-protectora de FeS, pero a diferencia de la creada por el ácido carbónico esta no es uniforme y se remueve fácilmente con el flujo, permitiendo una corrosión localizada como puede verse en la **Figura 13**.

Figura 13. Corrosión localizada por sulfuro de hidrogeno



Fuente: BELLARBY Jonathan, Well Completion Design, Elsevier Aberdeen, United Kingdom, p.476.

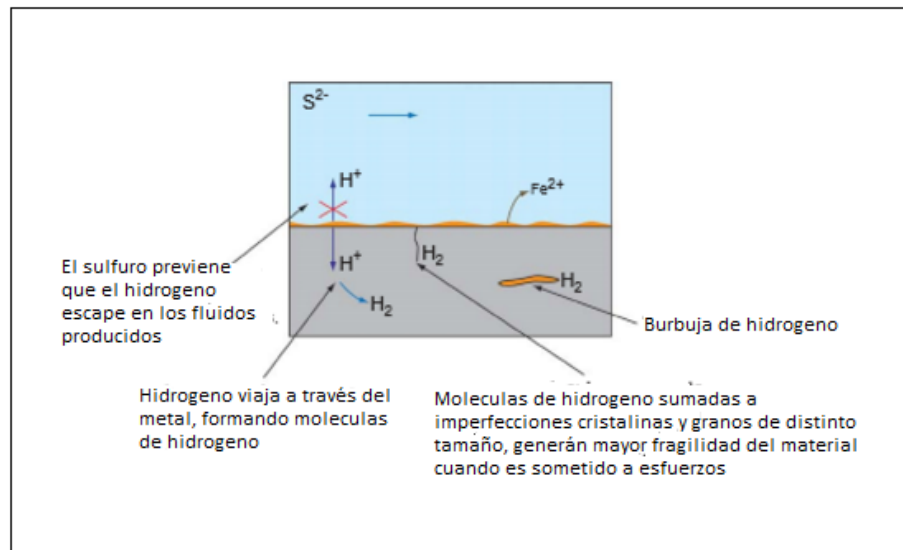
En concentraciones de sulfuro más bajas se presenta el fenómeno conocido como SSC (*Sulphide stress cracking*), según Bellarby⁵⁰ en este mecanismo de corrosión el sulfuro no permite que el hidrogeno salga en los fluidos producidos (“H₂S position effect”) por lo que tiene que encontrar otro medio por el cuál fluir. En el metal, el hidrogeno se junta para formar cadenas de hidrogeno más grandes por lo

⁴⁹ Ibíd. , p. 18.

⁵⁰ BELLARBY Op. Cit. p.476.

cual la migración del hidrogeno se dificulta, esto puede observarse en la **Figura 14**. El movimiento del Hidrogeno en el material depende de la temperatura, a altas temperaturas el metal deja viajar el hidrogeno, a bajas temperaturas lo retiene y por lo tanto su concentración puede aumentar, acelerando la corrosión.

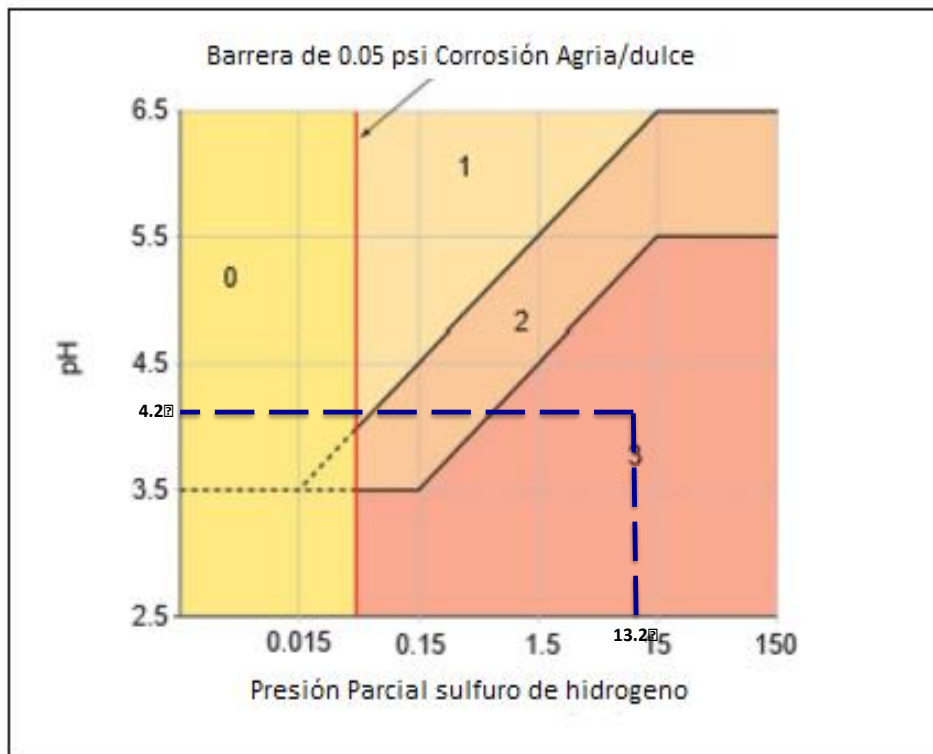
Figura 14. SSC (sulphide stress cracking)



Fuente 1: BELLARBY Jonathan, Well Completion Design, Elsevier Aberdeen, United Kingdom, p.478

El SSC puede ocurrir a niveles de sulfuro muy bajos, y define el ambiente agrio de la operación, según la NACE (*National Association of Corrosion Engineers*) el ambiente agrio se define por la presión parcial del sulfuro y por el pH de la solución, en la **Figura 15**. Se puede observar la clasificación de los ambientes agrios en tres regiones y adicionalmente la región cero (ambiente dulce). La región cero (0) comprende presiones parciales de $H_2S < 0.05$ psia y se debe tener cuidado con el uso de aceros de alta resistencia (> 140 Ksi); la región uno (1) es una región de alto pH y baja presión parcial, por lo cuál se considera levemente agria, pueden trabajarse aceros con resistencia de 110Ksi bajo ciertas condiciones; la región dos (2) es considerada medianamente agria y la región tres (3) se considera altamente agria, pero se incluye el uso de materiales L80 y C90 bajo ciertas condiciones del pozo, para nuestras condiciones de proceso el ambiente de operación se presenta como altamente agrio, lo que pronostica altos niveles de corrosión por H_2S durante la vida útil del proceso.

Figura 15. Grafica de regiones de ambiente operacional agrio



Fuente: BELLARBY Jonathan, Well Completion Design, Elsevier Aberdeen, United Kingdom, p.481

Como la concentración de hidrogeno es dependiente de la temperatura, existen límites de temperatura para operar según las tuberías, según Bellarby⁵¹ la tubería grado L80 es apta para ambiente agrio bajo todas las temperaturas, mientras la tubería P110 es aceptable con temperaturas por encima de los 175°F. Por esta razón estos materiales son útiles en el revestimiento de la zona de producción o en los liners, debido a la temperatura alta que se presenta. Los materiales de baja aleación y resistencia mínima de hasta 110 pueden ser aceptados en condiciones de ambiente levemente agrio para temperaturas por encima de 150°F.

El SCC se presenta cuando existe corrosión localizada en conjunto con esfuerzos de tensión. La corrosión localizada proviene principalmente de los cloruros y los bromuros al entrar en reacción con el oxígeno a altas temperaturas. Este ambiente puede fácilmente desarrollarse en un proceso de recobro térmico, donde se manejan esfuerzos térmicos, altas temperaturas, oxígeno y dependiendo de las propiedades del fluido cloruros y bromuros en el agua de formación.

⁵¹ BELLARBY, Op. cit. 465.

- **CORROSIÓN POR O₂:** El oxígeno actúa como un agente acelerador de la corrosión por SCC, ya que su presencia propicia las condiciones para que se presente este tipo de corrosión.
- **CORROSIÓN POR CO₂ / H₂S.** La presencia simultánea de CO₂ y H₂S, provoca un ambiente muy agresivo, aunque en ciertas ocasiones también se ha demostrado que pueden formar películas protectoras, por ejemplo, cuando el H₂S está presente en bajas concentraciones el sistema es dominado por el CO₂, Según Pradilla⁵² se ha notado que la película de sulfuro de hierro (FeS) interfiere con la formación de la capa de carbonato, sin embargo investigaciones reflejan que bajas concentraciones de H₂S (<30ppm) en una solución de agua saturada con CO₂, como también las altas temperaturas o los bajos pH (<5) aceleran la velocidad de corrosión.

Existen varios factores que afectan la corrosión cuando se tiene la presencia simultánea de CO₂ y H₂S.

- **Humedad:** Para que la corrosión por CO₂ ocurra, el acero debe estar sumergido o debe estar humedecido, la gravedad de la corrosión es proporcional al tiempo durante el cual es sumergido y humedecido.
- **Presión Parcial:** La fase acuosa necesaria para que se genere la corrosión, está directamente relacionada a la presión parcial de cada componente, es por esto que a medida que la presión parcial del compuesto aumenta y el pH disminuye la velocidad de corrosión será mayor, en la **Ecuación 4**, se describe como hallar la presión parcial para cada gas.

Ecuación 4. Presión Parcial para cada Gas.

$$P_{parcial} = P_{total} * Y_{x(g)}$$

P (parcial): Presión Parcial del Componente.

P (Total): Presión Total del Gas.

Y_x (g): Fracción Molar del Componente en el Gas.

⁵² PRADILLA PINEDA, Op. cit. p. 19.

- Temperatura: Como en la mayoría de los casos las reacciones y su velocidad aumentan directamente proporcional a medida que aumente la temperatura, sin embargo las películas protectoras son formadas con mayor facilidad a altas temperaturas (100°C), lo que genera que la velocidad de corrosión alcance un máximo a una temperatura dada y luego al crearse la películas protectoras, decrece.

pH: La principal razón de ser un factor fundamental para la corrosión, es que el pH es el factor que determina la precipitación de los productos de corrosión.

- Velocidad del Fluido: Según Pradilla⁵³ Usualmente la velocidad de corrosión se incrementa con la velocidad del fluido, debido a:

- Prevención de formación de películas pasivadoras de FeCO₃.

- Remoción de películas existentes.

- Retardo del crecimiento de películas por el aumento de la transferencia de masa de los reactantes cerca de la superficie.

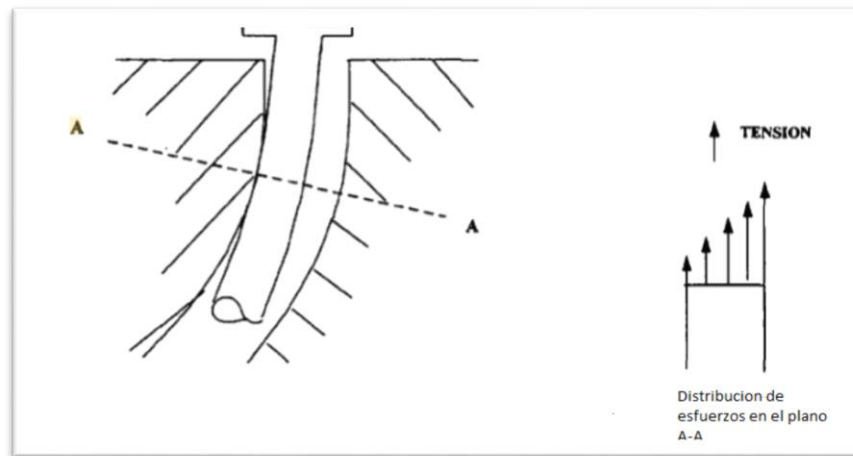
- Erosión: Estas fallas se presentan principalmente cuando se tiene producción de arena por parte del yacimiento y un mal control de ellas, por lo que se recomienda en formaciones productoras de arena utilizar adecuadamente los empaques de grava.

La erosión puede ser un factor agravante de la corrosión, además de los problemas mencionados por Prats, en la literatura se encuentra como una problemática adicional para los procesos térmicos, la descentralización de la tubería de revestimiento o la desviación extrema del pozo, según de Andrade⁵⁴ estos causaran un complejo campo de esfuerzo radial y circunferencial sobre el cemento, al ser muy sensibles por desviación los esfuerzos térmicos inducido, la distribución de la carga en un revestimiento descentralizado se puede observar en la **Figura 16**.

⁵³ *Ibíd.*, p. 22.

⁵⁴ De Andrade, J. Torsæter, M. Todorovic, J.; Influence of Casing Centralization on Cement Sheat Integrity During Thermal Cycling; SPE; 2014.

Figura 16. Diagrama de Carga no Uniforme y Focalizada Debido a la Descentralización del Revestimiento



Fuente: Maharaj, G; “Thermal Well Casing Failure Analysis”, Petrotrin, SPE, 1996.

3.2.3 Cementación.

La cementación es la parte más crítica del mantenimiento de la integridad en los pozos en los procesos de recobro térmico, de una buena práctica de cementación y una correcta composición del cemento depende la resistencia de las cargas por parte del revestimiento, Según Ali & Jones⁵⁵ el soporte del cemento es vital para evitar las fallas del revestimiento y para sellar correctamente las zonas.

3.2.4 Fallas en el Cemento. Las fallas en el cemento ocurren cuando aparecen fracturas o discontinuidades en la matriz. Según Jiménez⁵⁶ Para lograr la fallar permanentemente el cemento endurecido, las fracturas deben ser lo suficiente grandes para causar la separación de los fragmentos. Las fallas pueden ser dúctiles cuando ocurre en la zona elástica de la curva esfuerzo-deformación o pueden ser frágiles cuando pasa la zona de elasticidad de la curva.

Es importante controlar el comportamiento del cemento, cuando se comiencen a generar las fallas, ya que estas “grietas” suelen expandirse rápidamente, los cementos convencionales suelen verse afectados por esfuerzos de compresión bajos, cuando estos comiencen a fallar se les debe descargar peso al cemento para liberar energía elástica del mismo.

Además de todos los problemas que puedan presentarse en los pozos que intervienen en un recobro térmico, deben conocerse las condiciones actuales de

⁵⁵ Farouq, Op. cit. p. 165.

⁵⁶ JIMÉNEZ PADILLA, Op Cit, P 74.

los pozos, para poder analizar con un criterio técnico las posibles fallas que puedan presentarse, ya que el desarrollo de estas depende de las condiciones en las cuáles se encuentran actualmente el revestimiento y la cementación, por esta razón se hace de vital importancia estudiar e interpretar los registros de cada uno de los pozos y así poder recomendar la mejor opción a desarrollar en cada uno de los pozos.

4. PROBLEMAS DE INTEGRIDAD Y OPERATIVOS QUE SE PRESENTAN EN PROCESOS TERMICOS

En este capítulo se explican las diferentes fallas tanto mecánicas como operativas que acontecen y afectan las tuberías de revestimiento y la cementación durante las operaciones de Combustión in situ.

Para el problema de estudio se enfatiza en las fallas que según las condiciones de proceso y los completamientos evaluados puedan llegar a suceder, según el periodo de avance en cuál se encuentre el proyecto, basados en una matriz de riesgo que toma en cuenta todas las variables planteadas en el Capítulo 3.

También se explica cómo se comporta la temperatura, presión y los gases de chimenea, basados en un Estado del arte de todos los campos en el mundo en el cuál se realizaron procesos de Combustión in situ.

Las reacciones químicas presentes en el yacimiento producto del proceso de combustión in situ se han clasificado en dos tipos LTO (baja temperatura de oxidación) menor 350°C y HTO (alta temperatura de oxidación) mayor a 350°C dependiendo del escenario donde se genere la oxidación; en la **Tabla 14**, se describen el tipo de reacciones que se pueden generar en el proceso de combustión in situ.

4.1 COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA, PRESIÓN Y GASES DE CHIMNENEA

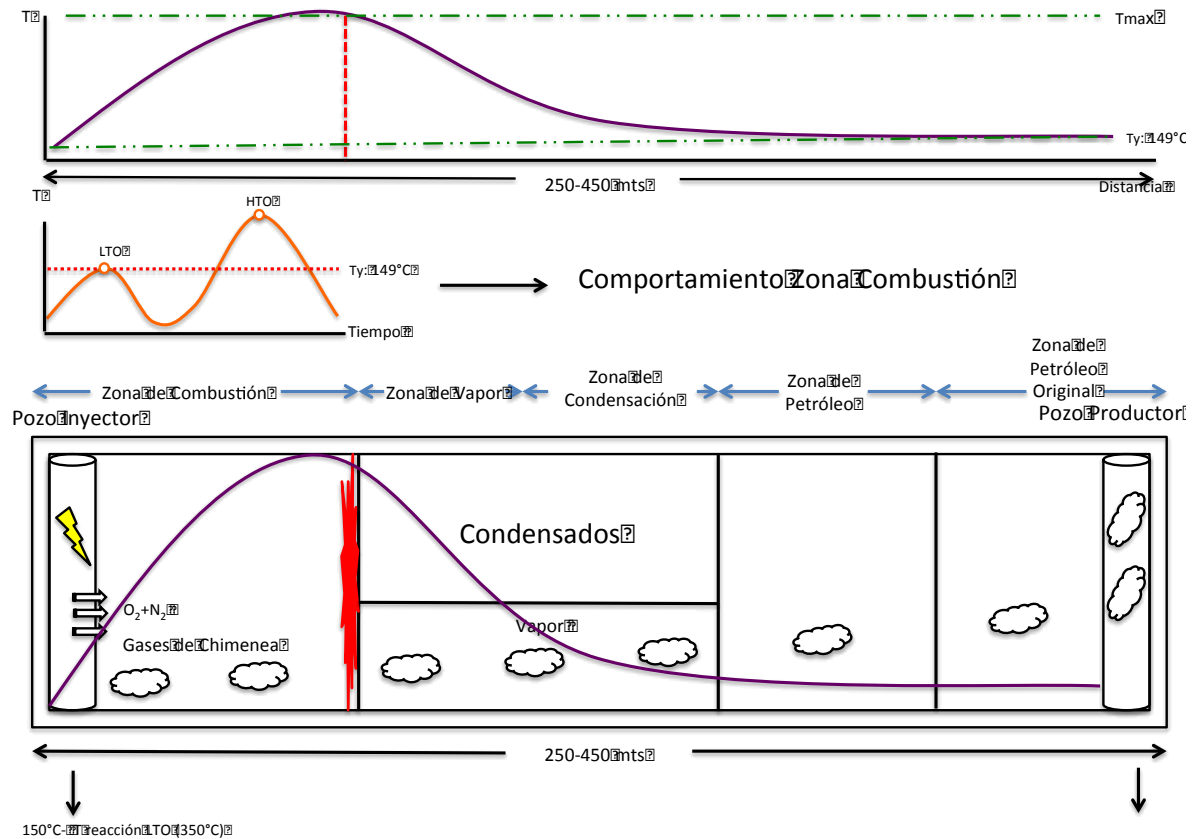
A continuación, se explica cuál será aproximadamente el comportamiento de las temperaturas, presión y gases de chimenea entre los pozos inyectores y pozos productores, teniendo en cuenta que están separados a una distancia de entre 250-450 mts.

Para un proceso de combustión in situ, se generan principalmente cinco (5) zonas, entre las cuáles están:

- Zona de Combustión.
- Zona de Vapor.
- Zona de Condensación.
- Banco de Petróleo (Oil Bank).
- Petróleo Original (Original Oil Zone)

En la **Figura 17** se describe cada una de las zonas, desde el pozo inyector, hasta el pozo productor, como también se describe el comportamiento de las temperaturas, a través del yacimiento.

Figura 17. Comportamiento de los Gases de Chimenea y Temperaturas en una Combustión In Situ.



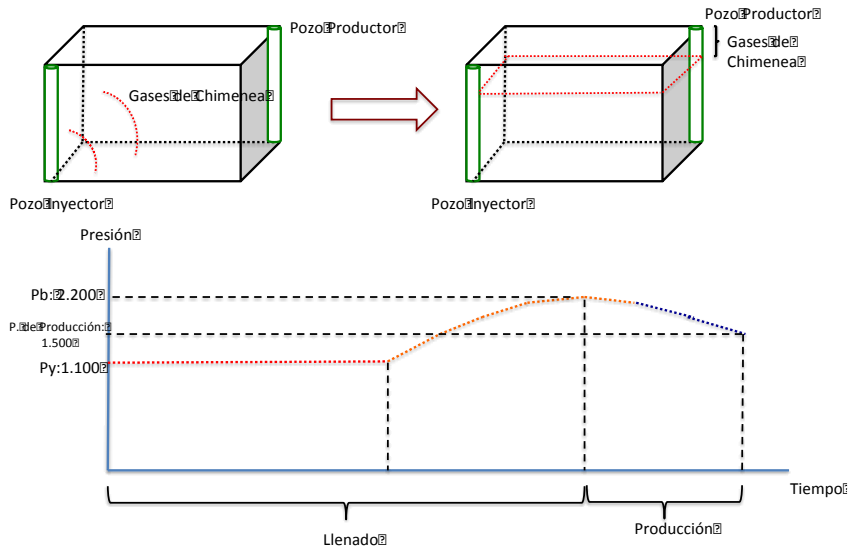
Como se muestra en la **Figura 17**, la primera grafica (Superior) indica el perfil aproximado de las temperaturas (Distancia vs Temperatura); cuando la ignición comienza, la temperatura llegara a un máximo (en el frente de combustión), al alcanzar el máximo, la temperatura comenzara a reducir mientras el vapor genera condensados que generan un barrido más efectivo. la temperatura seguirá reduciéndose hasta llegar, a la temperatura del yacimiento.

Bajo este planteamiento se deduce que la temperatura de ignición o temperatura de frente de combustión no llegara hasta el pozo productor, hasta que el mismo frente de combustión se acerque a una distancia considerable del pozo productor, teniendo en cuenta que la velocidad de barrido es de aproximadamente 0,2 mts/día, el frente de combustión estará llegando a los pozos productores en 5 años.

La segunda grafica (Inferior), explica el comportamiento de las reacciones generadas una vez se comience a inyectar aire a la formación; esta comienza a subir su temperatura hasta llegar a una temperatura la cuál llamaremos "Temperatura Reacciones LTO", a esta temperatura aún no se ha consumido en su totalidad el Oxígeno, mas sí se han producido varios compuestos (Ácidos, Acetonas, Alcoholes y Coque), el subproducto más importante en este proceso es el coque, debido a que será el combustible que se quemara en el proceso de combustión in situ; mientras se generan estos subproductos la temperatura se reducirá, hasta llegar a un punto en el cuál comienza a reaccionar de nuevo el oxígeno, aumentando la temperatura, llegando a una temperatura que llamaremos "Temperatura Reacciones HTO", a esta temperatura se ha consumido en su totalidad el Oxígeno y uno de los productos que se comienzan a generar es Dióxido de Carbono (CO₂); este comportamiento es ideal, es decir, el proceso en algunas ocasiones no reacciona totalmente, llegando a reacciones HTO; como existen casos que el oxígeno no reacciona con el petróleo y tan solo pasa a través de la formación.

Por último, la gráfica (inferior) indica el comportamiento de los gases de chimenea a través de la formación, los cuáles se comienzan a generar desde el inicio de la ignición, estos gases viajan a través de la formación con más facilidad (dependiendo de la permeabilidad de la formación, mas no de la velocidad de barrido de la combustión), el tiempo de llegada de estos gases según los casos reportados en el mundo de combustión in situ, no toman más de cuatro (4) semanas como máximo en llegar a los pozos productores (teniendo un aproximado de distancia entre pozos de 300 mts), la composición de los gases de chimenea es altamente corrosiva, principalmente son gases CO, CO₂ y H₂S, con este análisis se concluye que se tendrá que tener una protección corrosiva en los pozos productores una vez inicie el proceso de combustión in situ.

Figura 18. Comportamiento de la Presión.



El comportamiento de la presión en el proyecto de combustión in situ se muestra en la **Figura 18**, una vez se comiencen a producir los gases de chimenea, estos comenzaran a presurizar el yacimiento hasta llegar a una presión cercana a la presión de burbuja (2.200 psi), antes de que el yacimiento llegue a esta presión se comenzara a producir desde los pozos productores, disminuyendo la presión a la presión futura que será de 1.500 psi manteniéndola aproximadamente constante.

4.2 PROBLEMAS EN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Según la DDCC⁵⁷ en los procesos térmicos tanto la tubería de superficie como el tubo conductor cumplen labores similares a las realizadas en las operaciones en frío, y por lo tanto no se requiere diseño térmico para estas secciones, Por esto el enfoque de las fallas a identificar será únicamente para los materiales usados en las secciones intermedias y de producción del pozo (N-80 y P-110).

4.2.1 Pandeo. Los problemas que se presentan en la tubería de revestimiento en los procesos térmicos principalmente son ocasionados por el pandeo de la tubería, se debe comparar la temperatura a la cual cada grado de tubería cede y determinar si la carga axial térmica compresiva que se genera debido al cambio de temperatura es soportable por cada uno de los materiales o si presentará fallas

⁵⁷ Drilling and Completion Comittee; IN SITU HEAVY OIL OPERATIONS;2012;Calgary;Canada: p. 14

Gracias al análisis realizado para el caso en estudio, se determinó que las temperaturas con las que producirán los pozos hasta que llegue el frente de combustión dependerá del periodo de tiempo en el cuál se encuentre, corto plazo será de 224°F y Mediano Plazo de 300°F, generando esfuerzos térmicos que varían desde 10.350 a 103.500 psi.

4.2.2 Colapso. La presión a la cual las tuberías colapsaran, fueron tomadas a partir de un estudio realizado para cada tubería, llevado a cabo por Halliburton para Ecopetrol; en el cuál se establecieron las condiciones críticas a las cuáles pueden llegar las tuberías.

4.2.3 Estallido. La presión de estallido, fueron tomadas a partir de un estudio realizado para cada tubería, llevado a cabo por Halliburton para Ecopetrol; en el cuál se establecieron las condiciones críticas a las cuáles pueden llegar las tuberías.

4.2.4 Fundición. Al manejar valores de temperatura no tan altos para este caso de recobro térmico, el riesgo de una eventual fundición de las tuberías es muy bajo, sin embargo se deben tener las precauciones para evitar una posible situación de estas, una vez el frente de combustión llegue a los pozos y/o evitando en los pozos la interacción entre oxígeno y crudo caliente que pueda ocasionar una posible combustión dentro del pozo

4.2.5 Corrosión. De acuerdo a lo citado en la práctica estándar NACE SP0106 y los demostrado en la **Figura 15**, el principal efecto de los parámetros operacionales y concentraciones de los agentes esperados durante los procesos de combustión seca, el agrietamiento bajo tensión sulfuros (*Sulfide Stress Cracking-SSC*), puede considerarse como el principal mecanismo de daño por corrosión, como resultado de la interacción entre los cloruros y los esfuerzos de tensión.

Al presentarse durante el proceso térmico distintos fluidos que pueden ocasionar la corrosión, se realizó una simulación por parte de Ecopetrol S.A con el software "*MatseI*" para determinar los fenómenos de corrosión ocurrentes para este caso en los materiales presentes en los pozos, según las condiciones del proceso, en la **Tabla 12** se muestran los valores de corrosión reportados para los materiales en estudio.

Tabla 12. Velocidades de corrosión General y Localizada para cada tubería estudiada

Material	Proceso De Combustión Seca		
	Vcorrosión	Vcorrosión	Máx Profundidad de Picado(mils)
	General (mpy)	Localizada (mpy)	
N-80	5.8	49	0.9
P-110	4.6	45	0.0

Fuente: DUARTE Isabel Gloria; LÓPEZ Ludwing; ESTEVEZ José Alexander; PALMA Yudy Alexandra; Informe Aseguramiento de Integridad para Materiales de Fondo de Pozo (Tubing y Casing) y de Superficie del Piloto de Inyección de Aire; Piedecuesta, Santander, Colombia; 2014.

Estos valores de velocidad de corrosión son clasificados según la norma NACE RP 0775-2013, en velocidades baja, moderada, alta o severa según los valores mostrados en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Clasificación Según la NACE Para Velocidades de Corrosión.

Tipo de Corrosión	Baja	Moderada	Alta	Severa
General	<1	1-4.9	5-10	>10
Localizada	<5	5-7.9	8-15	>15

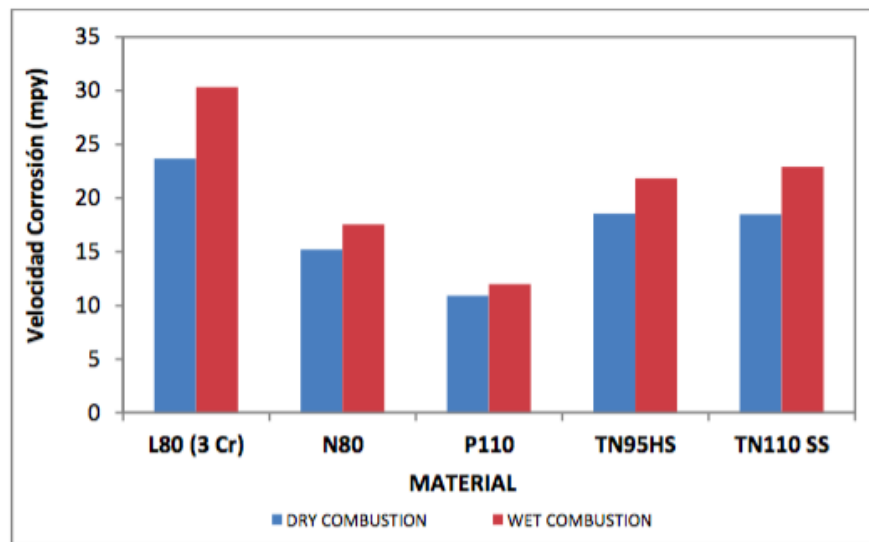
Fuente: DUARTE Isabel Gloria; LÓPEZ Ludwing; ESTEVEZ José Alexander; PALMA Yudy Alexandra; Informe Aseguramiento de Integridad para Materiales de Fondo de Pozo (Tubing y Casing) y de Superficie del Piloto de Inyección de Aire; Piedecuesta, Santander, Colombia; 2014.

Se concluye que los revestimientos usados en la zona de producción de los pozos (N-80 y P-110) sufrirán por corrosión general a velocidades consideradas como "Severas", generadas por agentes corrosivos, principalmente por H₂S, que como se explicó anteriormente llega a una concentración de 2000 ppm, al momento de iniciar la combustión in situ.

Una vez se analice la simulación de velocidad de corrosión para cada aleación, se analizan los registros de tres (3) pozos para conocer su estado actual y con base en eso, recomendar la mejor opción para solucionar el problemas de corrosión, esto con el fin de asegurar la integridad y la correcta operatividad del modelo de recobro térmico a implementar.

Aunque la corrosión que van a sufrir los materiales analizados está clasificada como severa, se realizaron pruebas electroquímicas para otras opciones de materiales (L80, TN95HS y TN110SS), pruebas que dieron como resultado que a comparación de los otros materiales, las aleaciones N-80 y P-110 serán las que mejor comportamiento tendrán en la prueba, en la **Figura 19** se muestran los resultados de la prueba.

Figura 19. Gráfico de Resultados Velocidad de Corrosión Pruebas Electroquímicas.



Fuente : DUARTE Gloria Isabel ; LÓPEZ Ludwing; MATEUS Miguel; ESTEVEZ José Alexander; ECOPETROL S.A; Informe Análisis Resultados Evaluación en Laboratorio de Materiales Seleccionados Para Fondo de Pozo y Superficie Proyecto Inyección de Aire; Piedecuesta, Colombia; 2013.

Teniendo en cuenta la relación CO_2/H_2S , se podrá conocer el mecanismo de corrosión predominante en los pozos; de acuerdo a el análisis realizado por Ecopetrol S.A de combustión seca, la relación CO_2/H_2S para este caso será de 25, en la **Tabla 14** se clasifican los mecanismos de producción y los productos que esta generara.

Tabla 14. Mecanismo de daño por corrosión predominante de acuerdo a la relación CO_2/H_2S ,

Relación CO_2/H_2S	Mecanismo de Corrosión Predominante	Productos de Corrosión
$CO_2/H_2S < 20$	Dominada por H_2S	FeS
$20 < CO_2/H_2S < 500$	Dominada por CO_2 y H_2S	FeS y $FeCO_2$
$CO_2/H_2S > 500$	Dominada por CO_2	$FeCO_2$

Fuente: Informe Análisis Resultados Evaluación en Laboratorio de Materiales Seleccionados Para Fondo de Pozo y Superficie Proyecto Inyección de Aire, Ecopetrol S.A.

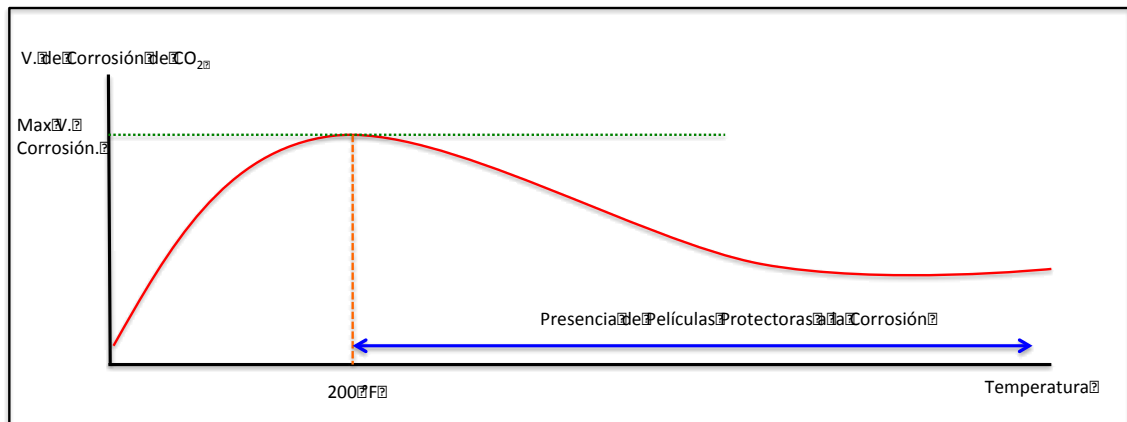
Según la **Tabla 14** se tendría una corrosión predominante por ambos agentes (CO_2 y H_2S) y el producto de corrosión será FeS y $FeCO_3$,

Para controlar estos procesos es necesario el uso de inhibidores de corrosión; aunque el mecanismo de corrosión predominante sea ocasionado por la acción de ambos agentes agresivos, se tendrá una baja velocidad de corrosión por CO_2 , probablemente por la gravedad del crudo ($8,7^\circ Api$) en conjunto con una temperatura muy elevada.

Los crudos pesados minimizan la velocidad de corrosión por CO_2 , al incrementar la temperatura, se pasa por un punto ($200^\circ F$) donde esta corrosión presenta su mayor velocidad una vez la temperatura siga aumentando se crean películas protectoras que se adhieren muy bien a la tubería manteniendo la corrosión en niveles mínimos, en la **Figura 20**, se muestra el comportamiento aproximado de la velocidad de corrosión con respecto a la temperatura.

Por lo tanto el mecanismo de corrosión predominante en este proceso es el agrietamiento debido a los sulfuros. Este mecanismo de daño por corrosión ataca con mayor dureza las tuberías con cromo y los materiales con resistencias a esfuerzos por encima de 90ksi como la tubería de grado P-110.

Figura 20. Velocidad de corrosión del CO₂ respecto a la Temperatura.



4.3 CASOS EN EL MUNDO DE COMBUSTIÓN IN SITU

Algunos países, como lo son Estados Unidos, Rumania, India y Venezuela, han tenido gran desarrollo en técnicas para realizar procesos térmicos especialmente de Combustión in Situ, cada uno los pilotos o procesos llevados a cabo han tenido diferentes problemas y para cada caso se han realizado acciones diferentes para solucionarlos.

A continuación se describirán algunos de los principales proyectos térmicos, especialmente de Combustión in Situ realizados a nivel mundial; algunos de ellos especificaran sus completamientos, arreglos diseñados para el proyecto y/o acciones que se han llevado a cabo con el tiempo para el desarrollo del proyecto.

4.3.1 North Tisdale Field. Según W.L. Martin y J.D Alexander⁵⁸ El proyecto fue desarrollado de 1957 a 1972 en el Campo North Tisdale, localizado en el estado de Wyoming, USA y fue operado por la compañía Continental Oil Co. Se trató de una combustión in-situ en directa. En cuanto al tipo de completamiento usado en el pozo inyector (Pozo 33) fue acero J-55 hasta el tope de la arena, mientras que los pozos productores(1,13,14,16 y 15), fueron completados con revestimiento convencional de 8 5/8, cementados con cemento térmico en su totalidad.

⁵⁸ W. L. Martin, J. D. Alexander : "Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming", Paper (SPE 3595) presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, held in New Orleans, October 3-6, 1971.

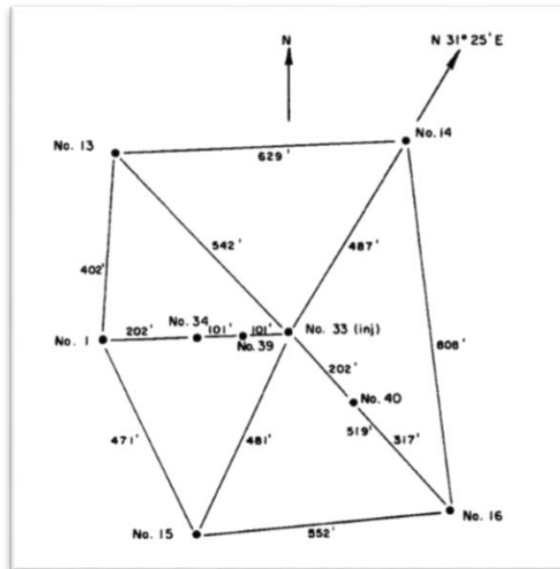
Dentro del piloto, se usó una configuración inicial de patrón de cinco spot, representada en la **Figura 21**; el cual vario con el tiempo, debido que se agregaron pozos observadores ubicados entre los productores y inyectores, para determinar el estado del frente de combustión, A continuación en la **Figura 22** se observa el sistema de patrones nuevo utilizado para el procedimiento.

Una vez iniciados el proyecto, el 24 de octubre de 1958 a las 9:30 AM se inició la inyección de aire sobre el Pozo 33, obteniendo resultados de flujo de gas sobre los pozos 14 y 1 en el mismo día a las 3 PM y 11:30 PM respectivamente, concluyendo que la velocidad de barrido del frente era de aproximadamente 0,43 ft/D -0,5ft/D.

Con el tiempo en el Pozo 34 se le realizaron procesos de re-completamiento, convirtiendo a observador, para poder controlar la temperatura.

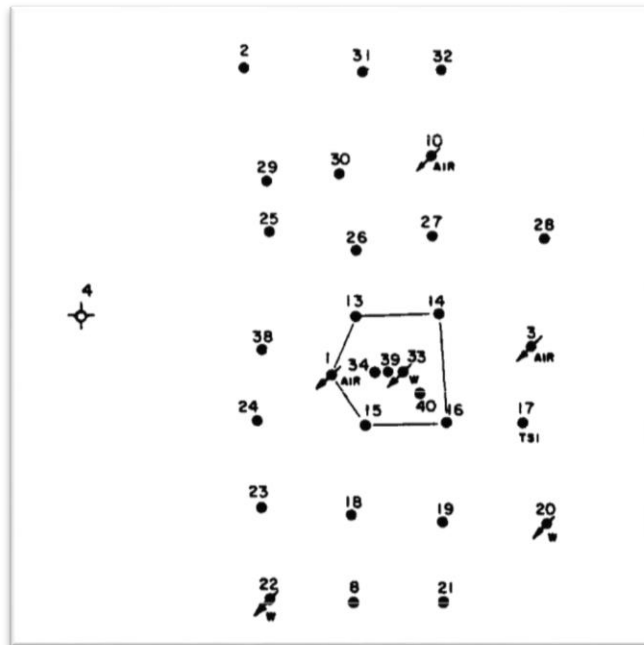
Los pozos productores están a una distancia aproximadamente de 486 ft (148,1328 m) de los inyectores, cabe resaltar que el único parámetro que se llevó a cabo para proteger los pozos térmicamente, fueron los procesos de cementación.

Figura 21. Esquema Patrón Inicial Proyecto.



Fuente: W. L. Martin, J. D. Alexander : “Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming”, Paper (SPE 3595) presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, held in New Orleans, October 3-6, 1971.

Figura 22. Esquema Patrón General Campo.



Fuente: W. L. Martin, J. D. Alexander : “Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming”, Paper (SPE 3595) presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, held in New Orleans, October 3-6, 1971.

4.3.2 Sannon Pool. Según D.R Parrish y R. W Rauch ⁵⁹ El proyecto fue desarrollado en el campo Salt Creek en el estado de Wyoming USA y fue operado por la compañía Panamerican Petroleum. Las operaciones se desarrollaron entre 1959 – 1961. Se trató de una combustión in-situ directa, seca y Fue desarrollado a escala piloto.

Teniendo en cuenta que el campo fue descubierto en el año 1889 y los pozos se comenzaron a re-diseñar para el proceso en el año 1959, se les atribuye una vida operativa de 70 años a los pozos.

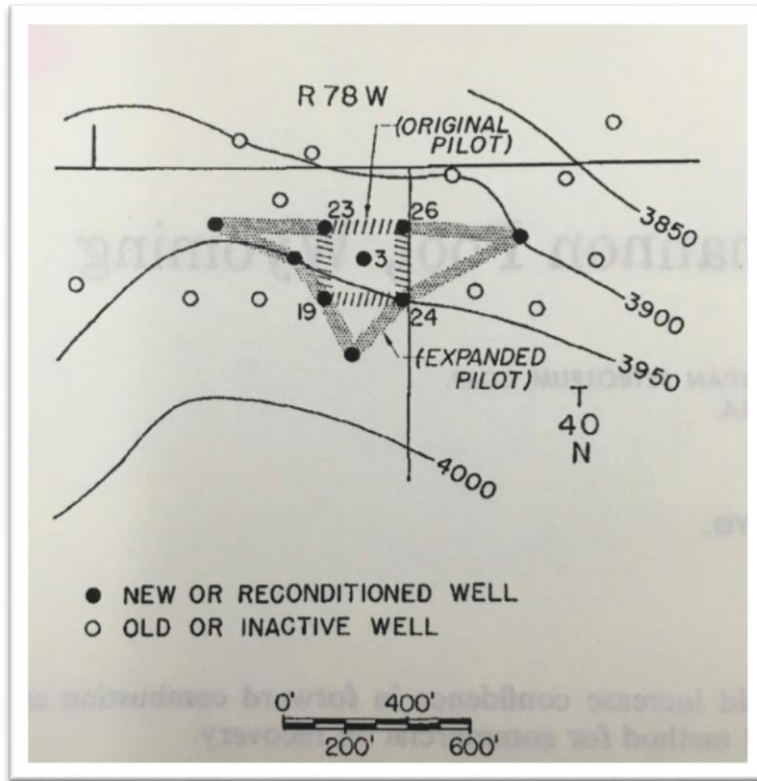
En cuanto al tipo de completamiento usado para los pozos, antiguamente los pozos estaban completados con diámetros 7-8 in; con el tiempo se comenzaron a re-diseñar los pozos debido a las malas condiciones en las que se encontraban, completándolos con sartas convencionales (sin aleaciones especiales) de diámetro 5 ½ in y cementándolo con aditivos resistentes a las altas temperaturas. Un pozo inyector y dos (2) productores fueron completados a hueco abierto.

Se diseñó un patrón de 5 spot, siendo inicialmente el pozo inyector el Pozo 3 y los pozos inyectores 19, 23, 24 y 26; en la **Figura 23** se observa el patrón inicial realizado por la compañía para el proyecto.

Se esperaba que la llegada de gas de chimenea a los pozos productores del patrón se diera a los 35 días, sin embargo los pozos comenzaron a producir gas después de las 22-48 horas.

⁵⁹ D. R. Parrish, R.W. Rausch: "Underground Combustion in the Shannon Pool, Wyoming", Paper (SPE 141) presented at 36th Annual Fall Meeting of SPE, Oct. 8- 11, 1961 in Dallas

Figura 23. Esquema Patrón de Pozos Campo.



Fuente: D. R. Parrish, R.W. Rausch: "Underground Combustion in the Shannon Pool, Wyoming", Paper (SPE 141) presented at 36th Annual Fall Meeting of SPE, Oct. 8- 11, 1961 in Dallas

Inicialmente el Pozo inyector fue el número 3, con el tiempo pasaron a ser los pozos de ubicados en el sur del patrón (19 y 24), por último los pozos inyector pasaron a ser los ubicados en el norte del patrón (23 y 26), dejando el Pozo 3 como el pozo productor, Al cambiar los pozos inyector a productores se necesitó hacer uso de inhibidores de corrosión, debido a que el estado del cemento de los pozos luego de los procesos de inyección no era el óptimo.

4.3.3 Fry Project. Según James C. Howell y Mark E. Peterson⁶⁰ El proyecto fue desarrollado en el campo Robinson en el condado de Crawford en el estado de Illinois USA y fue operado por la compañía Marathon Oil. Las operaciones se desarrollaron entre 1960 – 1978. Se trató de una combustión in-situ húmeda en directa. Fue desarrollado a escala piloto, la cual con el tiempo paso a ser de escala de campo.

Según Clark G.E y Jones E.G⁶¹ los completamiento usado en los pozos fueron sin ninguna técnica de completamiento inusual (térmica), la mayoría de los pozo antiguos de este campo fueron completados a hueco abierto, con técnicas convencionales de completamiento, usando nitroglicerina para estimular la formación.

La mayoría de los pozos completados luego del inicio el proceso de combustión in situ han sido completados convencionalmente, cementados con aditivos resistentes a altas temperaturas, lo que indica que no se usaban pozos viejos, si no nuevos completados térmicamente. Para el proceso de combustión in situ, se diseñó un patrón de 5 spot para las unidades grandes, siendo el pozo inyector el Pozo Al-1, sin embargo en algunas zonas se uno “Peripheral Pattern. El proceso de combustión inicio el 13 de octubre de 1961 y fue confirmado el 17 de octubre de 1961 con un pozo localizado a 100 ft (30,48 m) al oeste del pozo inyector. En cuanto a la corrosión en los pozos, se analizó que a temperaturas de 65°F (18,3°C), no se genera la necesidad de realizar tratamientos para la corrosión, sin embargo cuando se logran temperaturas de 150°F (65,6°C), la corrosión comienza a ser un problema con el cual se debe solucionar con inhibidores o películas inhibidoras.

4.3.4 Midway Sunset. Según J.H Curtis⁶²El proyecto fue desarrollado en el campo Midway Sunset en el condado de Kern en el estado de California USA, fue operado por la compañía Mobil Oil Co. Las operaciones se desarrollaron entre 1960 – 1975.

El proyecto se trató de una combustión in-situ seca en directa y fue desarrollado a escala de campo, en la **Figura 24** se observa un corte de una sección del campo para poder determinar cuál será el recorrido del frente.

⁶⁰ James C. Howell, Mark E. Peterson: “The Fry In Situ Combustion Project Performance and Economic Status”, Paper (SPE 8381) presented at 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIIME, held in Las Vegas, Nevada, September 23-26, 1979

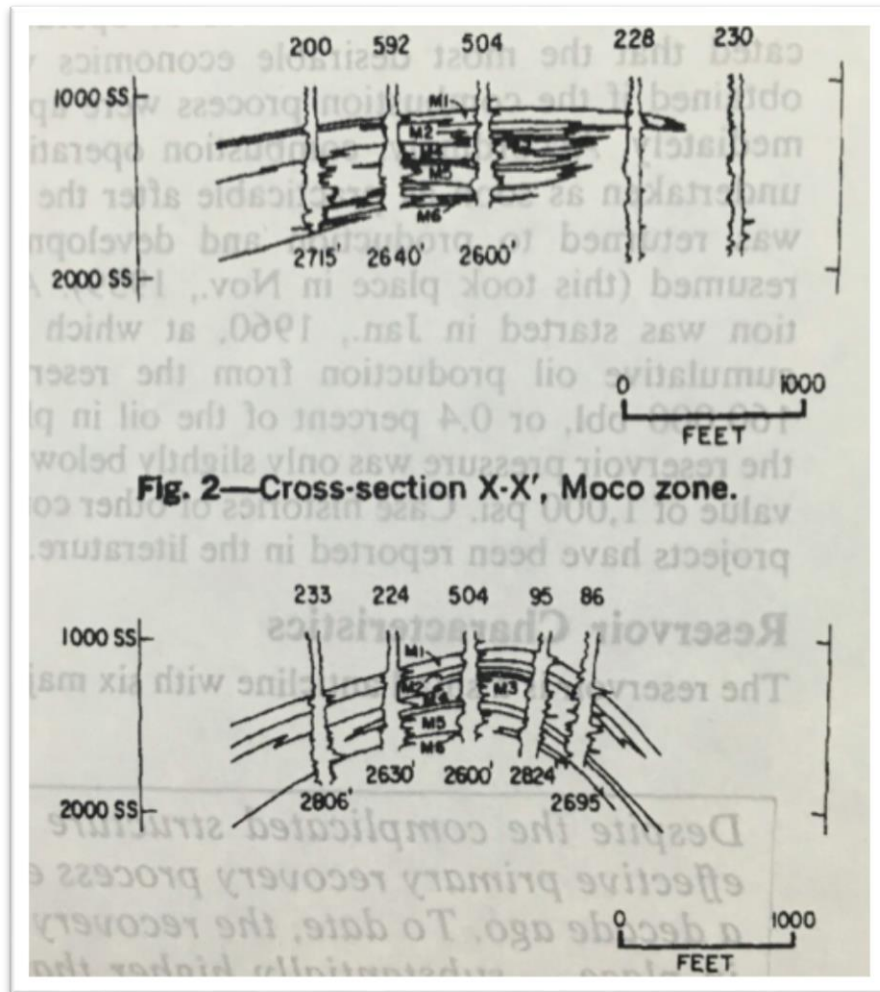
⁶¹ Clark G. E, Jones R.G, Kinley W.L, Shilson R.E; “The Fry In Situ Combustion Test Performance”, Paper (SPE 954). Society of Petroleum Engineers 1964.

⁶² J.H Curtis, “Performance Evaluation of the MOCO T In-Situ Combustion Project, Midway-Sunset Field” Paper (SPE 18809= SPE California Regional Meeting in Bakersfield California, April 5-7 1989

Según C.F Gates⁶³ el tipo de completamiento usado para los pozos fue generalmente con revestimiento de 8 5/8 in, cementado hasta el tope de la zona y liner de 6 5/8 in con gravel pack; mientras que el pozo inyector con tuberías J55, cementado y cañoneado. Una de las recomendaciones generadas desde este proyecto fue controlar principalmente las condiciones de abrasión, destrucción por temperaturas altas y condiciones corrosivas; como también para los pozos se debió emplear un método de enfriamiento, con una tasa suficiente para mantener la temperatura del fondo del pozo menor a 500°F. El proceso de combustión in situ inicio en Enero de 1960, inyectando desde dos pozos, y fue confirmado gracias a los gases de chimenea luego de 18 días, en el primer pozo. La distancia aproximada del pozo productor (592) al inyector (504) es de 467 ft (142,3416 m), a continuación se muestran los principales pozos y sus distancias.

⁶³ C. F. Gates, I. Sklar: "Combustion as a Primary Recovery Process — Midway Sunset Field", Paper (SPE 3054) presented at SPE 45th Annual Fall Meeting, held in Houston, Oct. 4-7, 1970

Figura 24. Corte Seccion X-X' Pozos.



Fuente: J.H Curtis, "Performance Evaluation of the MOCO T In-Situ Combustion Project, Midway-Sunset Field" Paper (SPE 18809= SPE California Regional Meeting in Bakersfield California, April 5-7 1989

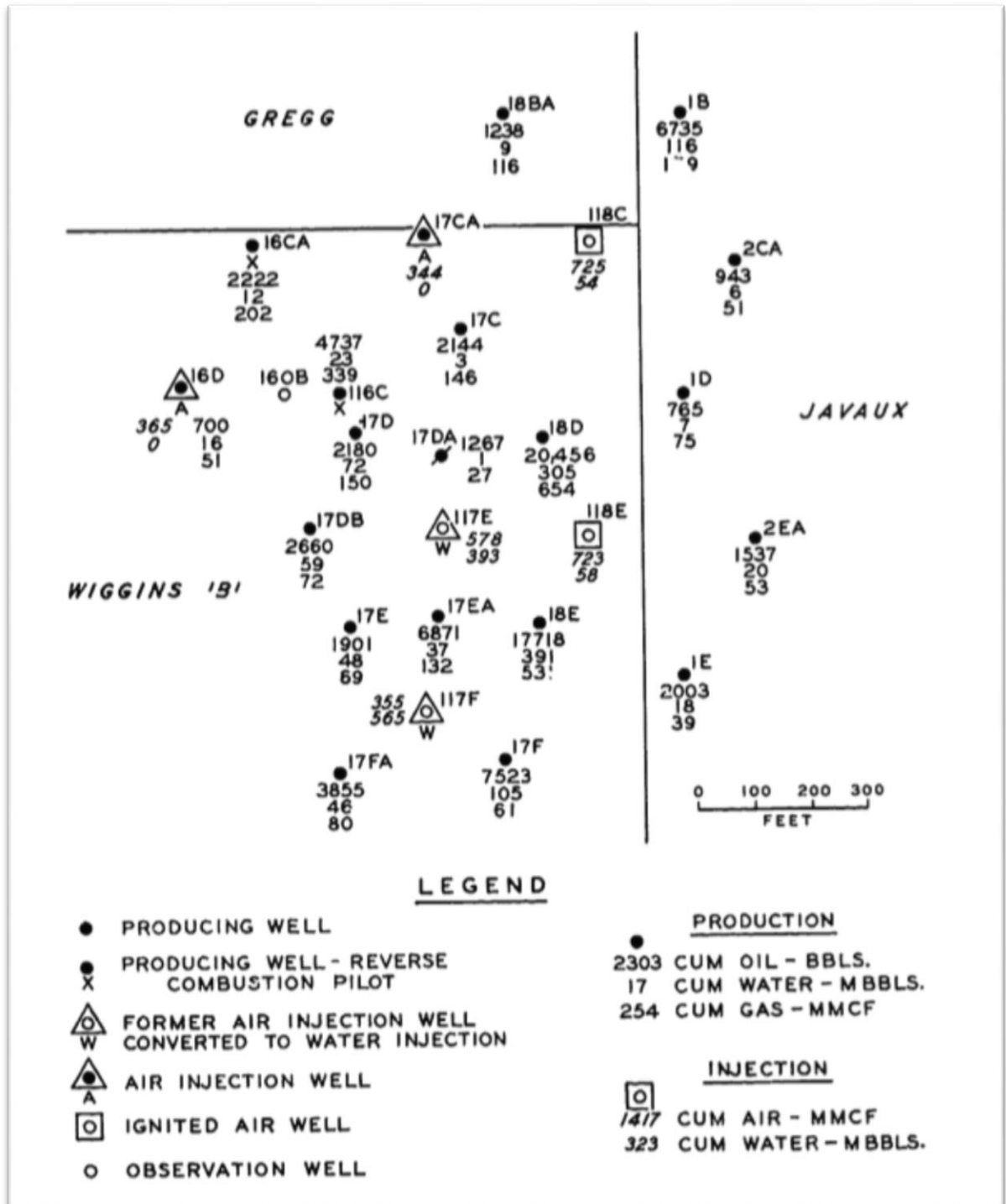
4.3.5 Carlyle Field. Según L.F Elkins y A.M Skov⁶⁴El proyecto fue desarrollado en el campo Carlyle en el condado de Allen en el estado de Kansas USA, fue operado por las compañías Layton Oil Company, Sohio Petroleum Company y Texas Pacific Oil Company y las operaciones se desarrollaron entre 1963 – 1970.

Se trató de una combustión in-situ seca en reversa y Fue desarrollado a escala de campo, en la **Figura 25** se observa el diseño del campo en cuanto a los pozos productores, inyectores y observadores. Según Smith M.W⁶⁵ El diseño del proceso de combustión in situ se realizó teniendo 4 pozos inyectores y 12 pozos produciendo, en un área de 11 acres, sin embargo el 1 de Junio de 1966, se decidió por expandir el proyecto adicionando 3 patrones adicionales de 5 spot, en la **Figura 26** se observa el patrón inicial y final realizado durante el proyecto .Dentro de la referencia se desconoce exactamente cuándo se verifico la conexión entre pozos mediante gases de chimenea, pero se cree gracias a producciones de pequeñas cantidades que ocurrió cerca de los pozos inyectores 16D y 17CA.

En cuanto a el diseño de completamiento para los pozos, para todos los casos se utilizó revestimiento de 4 1/2 – 5 ½ in. Cementado y perforado a través de la zona de producción, excepto por los pozos 17-DA y 17-EA, los cuales fueron completados a hueco abierto, con revestimiento de 7 in.Los pozos 17-DA, 18-D y 17-EA fueron completados con termocuplas, para examinar la temperatura de fondo de los pozos.

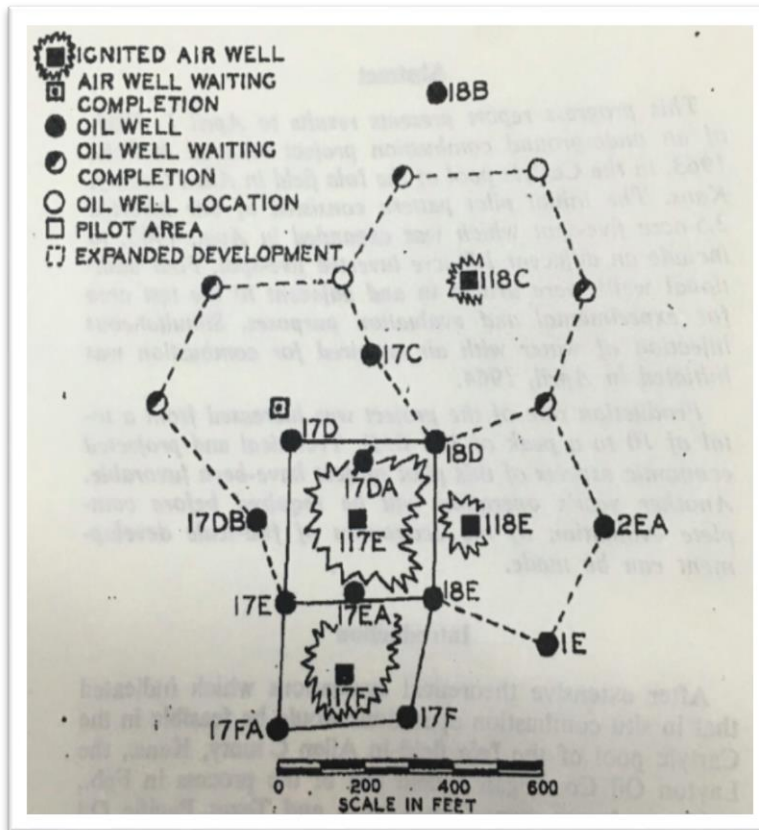
⁶⁴ L. F. Elkins, A.M. Skov: " Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas", Paper (SPE 5014) presented at the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Houston, Texas, Oct. 6-9, 1974

Figura 25. Esquema General Pozos Campo.



Fuente: L. F. Elkins, A.M. Skov: "Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas", Paper (SPE 5014) presented at the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Houston, Texas, Oct. 6-9, 1974.

Figura 26. Cambio de Patrones Respecto al Tiempo.



Fuente: L. F. Elkins, A.M. Skov: “ Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas”, Paper (SPE 5014) presented at the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Houston, Texas, Oct. 6-9, 1974

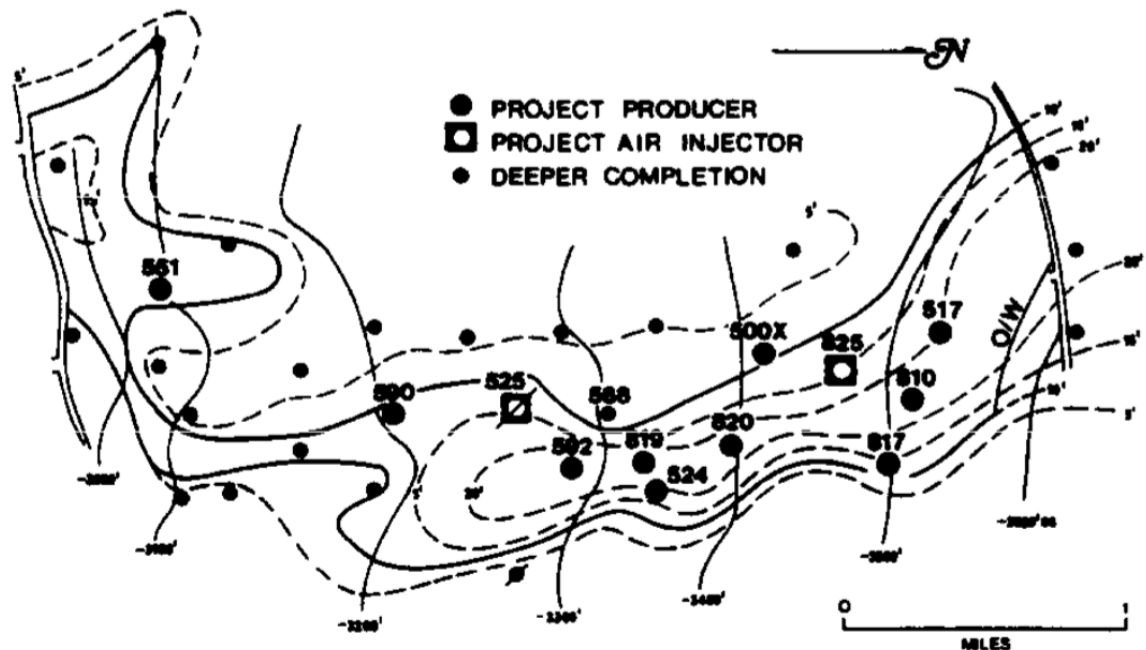
El procedimiento comenzó inyectando aire desde el pozo 117-E, desde el 27 de Febrero de 1963, con un patrón de 5 spot; a continuación se optó por realizar el pozo 117-F y se realizó la ignición para el segundo patrón en el mes de Agosto de 1963. En Abril de 1964, se dio paso a la inyección de agua para poder determinar si el vapor generado por la misma, podía aumentar el efecto de barrido y disminuir la viscosidad. La expansión del piloto inicio en el mes de Octubre de 1963, incluyendo 3 patrones, patrones de 7 spot y 5 spot. Para el patrón inicial, los pozos productores estaban a una distancia aproximada de 238 ft (72,54 m).

4.3.6 Miga Project. Según Terwilliger P.I.⁶⁶ El proyecto fue desarrollado en el campo Miga al Este de Venezuela, fue operado por la compañía Mene Grande Oil Co (Hoy Gulf) y Las operaciones se desarrollaron entre 1964 – 1985. Mene grande realizo sus operaciones de inyección de aire (Fireflood) en Venezuela por un espacio de 9 años. Problemas de corrosión no fueron detectados en los procesos de combustión in situ, llevados a cabo en el Campo Miga, esto se dio debido a que no hubo producción de oxígeno en ninguno de los pozos del proyecto, indicando que una de las principales características para generar problemas de corrosión en procesos de combustión in situ es no consumir completamente las cantidades de oxígeno inyectados. No se vio la posibilidad de realizar procesos de enfriamiento a los pozos, debido a que la temperatura fue controlada durante todo el proceso . La inyección de aire inicio en Septiembre de 1961, los resultados fueron pobres, demostrando la presencia de gases en los pozos productores luego de 3 meses, la inyección de aire se detuvo en Febrero de 1962, cerrando completamente el campo hasta el año 1964.

A continuación en la **Figura 27** se muestra el arreglo que se utilizó para el proyecto en el Campo Miga.

⁶⁶ Terwilliger, P.L., Gulf Research and Development Co.; Clay, R.R., Gulf Research and Development Co.; Wilson Jr., L.A., Gulf Research and Development Co.; Gonzalez-Gerth, Enrique, Gulf Research and Development Co.: "Fireflood of the P2-3 Sand Reservoir in the Miga Field of Eastern Venezuela", Paper (SPE 4765) presented at the SPE-AI ME Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Okla., April 22- 24,1974

Figura 27. Esquema General Para Pozos en el Proyecto.



Fuente: Terwilliger, P.L., Gulf Research and Development Co.; Clay, R.R., Gulf Research and Development Co.; Wilson Jr., L.A., Gulf Research and Development Co.; Gonzalez-Gerth, Enrique, Gulf Research and Development Co.: "Fireflood of the P2-3 Sand Reservoir in the Miga Field of Eastern Venezuela", Paper (SPE 4765) presented at the SPE-AI ME Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Okla., April 22- 24, 1974

4.3.7 Balaria. Según Gadele C.P.⁶⁷ El proyecto fue desarrollado en el campo Balaria en Rumania, fue operado por Petrom. Las operaciones se desarrollan desde 1964 y fue un proyecto a escala comercial. El proyecto piloto se desarrolló en las arenas del yacimiento Sarmantien. Se realizó inicialmente un patrón de 5 spot inverso, esto quiere decir que se tenían 4 pozos inyectoros (C1, C2, C3 y C4) y uno productor ubicado en el centro del arreglo; cuando se inició la inyección de aire, se generó un problema por la infiltración de gas por un estrato menor, llegando al pozo C3 y destruyéndolo en el momento de la ignición; luego de reparaciones a este, paso de ser un pozo inyector a un pozo productor.

La distancia aproximada entre los pozos de la primera línea y el pozo inyector es de 2.086,61 ft. (636 m); mientras que la distancia entre los pozos de la segunda

⁶⁷ Gadelde, C.P., Inst. Francais du Petrole; Burger, J.G., Inst. Francais du Petrole; Bardon, C.P., Inst. Francais du Petrole; Machedon, V., Research and Design Inst. for Oil & Gas; Carcoana, A., Research and Design Inst. for Oil & Gas; Petcovici, Valentin, Research and Design Inst. for Oil & Gas: "Heavy-Oil Recovery by In-Situ Combustion - Two Field Cases in Rumania", Paper (SPE 8905) presented at the SPE 50th California Regional Meeting held in Los Angeles April 9-11, 1980

línea y el pozo inyector es de 1202 m, con el tiempo se expandió el proyecto, volviéndolo comercial, agregando otro patrón de 5 spot, inyectando desde los pozos (C2, C4, C5 y C6).

4.3.8 Glen Hummel Project. Según R.W. Buchwald⁶⁸ el proyecto fue desarrollado en el campo Glen Hummel en el condado Wilson en el estado de Texas en USA, fue operado por Sun Oil Co. y fue desarrollado entre 1968 – 1972. Se trata de una combustión seca a escala piloto. El proyecto es comercial y técnicamente exitoso a una escala aproximadamente de 8,77-544 acres. Se planeó realizar un patrón con tres pozos inyectores, siendo dos de ellos pozos productores que se convirtieron en inyectores, y el último se diseñó y perforó solo para el proyecto. En Marzo del año 1969 pozos que cumplieron su función de producción, pasaron a ser pozos inyectores (GH 6-5). Para controlar la ignición y la penetración de nitrógeno y dióxido de carbono a través del reservorio se tomaron muestras de gas cerca de los pozos inyectores, a través de pozos observadores.

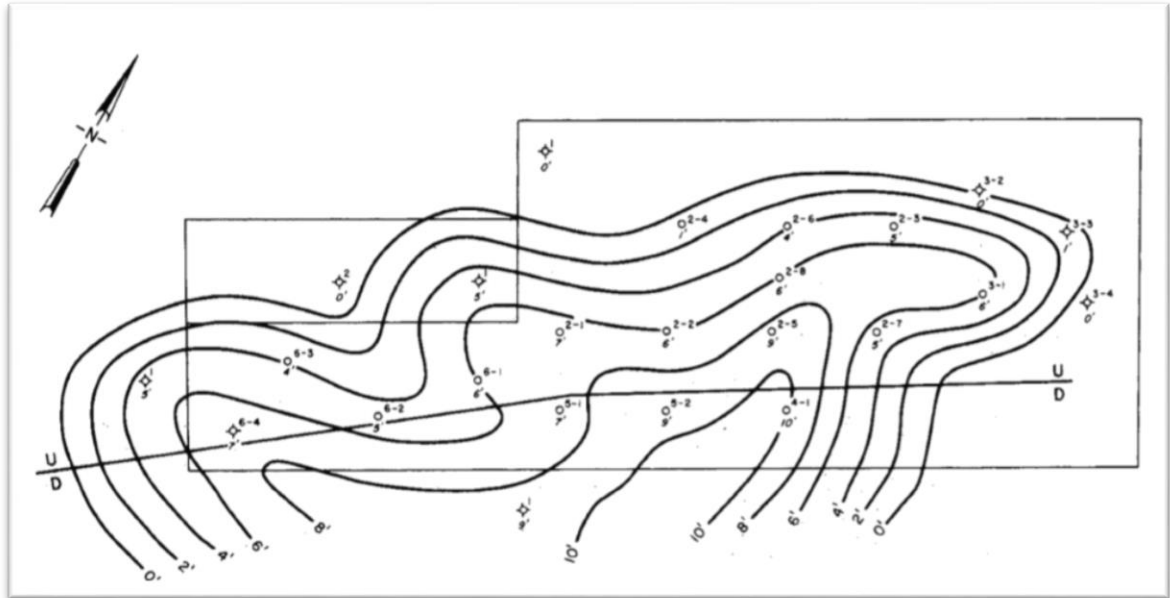
4.3.9 Gloriana Project. El proyecto fue desarrollado en el Campo Gloriana en el Condado Wilson en el estado de Texas en USA, fue operado por Sun Oil Co. Y fue desarrollado entre 1969 – 1972. Se trata de una combustión seca a escala piloto. El proyecto se desarrolló en base a los buenos resultados en Glenn Hummel; este yacimiento tiene un crudo más viscoso por lo que la energía adicional que ofrece la combustión in situ ofrecía una gran alternativa de desarrollo de este campo, convirtiéndolo en un proyecto comercial y técnicamente exitoso. El proyecto se llevó a cabo para alcanzar un área de 531 acres. El plan que se quiso llevar a cabo para este proyecto fue de perforar un pozo nuevo para ser inyector (GU 2-8) y tomar dos pozos antiguos que eran productores y convertirlos en inyectores (GU 2-6 y GU 2-7), una vez la zona de combustión se propague a los pozos GU 2-5 y GU 2-6, se proseguirá a convertir estos dos pozos inyectores de aire, en la **Figura 28** se observa el diseño realizado para los pozos del campo.

La inyección de aire por el pozo GU 2-8 comenzó en mayo de 1969, generando que la zona de combustión llegara al pozo GU 2-5 a comienzos del año 1970; el 1 de Noviembre de 1970 se decide cerrar este pozo debido a las condiciones extremas que traía consigo la zona de combustión; sin embargo en Mayo de 1971, se optó por convertir este pozo productor a inyector, para poder continuar con el proceso de barrido; por otro lado para el pozo GU 2-6 la zona de combustión llegó en el año 1973, permitiendo que este pozo pueda convertirse a inyector y poder continuar con el plan desarrollado por la compañía. Teniendo en cuenta que el Campo se descubrió en el año 1965 y los pozos productores comenzaron a ser

⁶⁸ R.W. Buchwald, W.C. Hardy: "Case Histories of Three In-Situ Combustion Projects", Paper (SPE 3781) presented at SPE-AIME Symposium on Improved Oil Recovery, held in Tulsa, Oklahoma, April 16-19, 1972

cerrados por condiciones extremas en el año 1970, se le atribuye a estos pozos una vida operativa de cinco (5) años.

Figura 28. Esquema Inicial de Patrones Para Proyecto.



Fuente: R. W. Buchwald, Jr; W.C. Hardy; G.S. Neinst; Case Histories of Three in Situ Combustion Projects; Journal of Petroleum Technology.

En la **Tabla 23** se describen las principales características del campo.

4.3.10 Bodcau Project. Según Eulforf R.S.⁶⁹ El proyecto fue desarrollado en el Campo Bellevue en el Boshier Parrish en el estado de Lousiana en USA, fue operado por Cities Service Company (OXY USA) y el DOE. El proyecto fue desarrollado entre 1971 – 1980. Se trata de una combustión húmeda a escala piloto. El propósito de la inyección de aire y posterior inyección de agua sobre las arenas Nacatoch fue probar la eficiencia vertical del proceso de combustión in-situ.

El proyecto se realizó para cubrir un área de 19 acres, con un patrón alargado de 9 spot, el patrón fue alargado para proveer un barrido óptimo, en la **Figura 29** se observa el patrón realizado para llevar a cabo el proceso de Combustión in Situ.

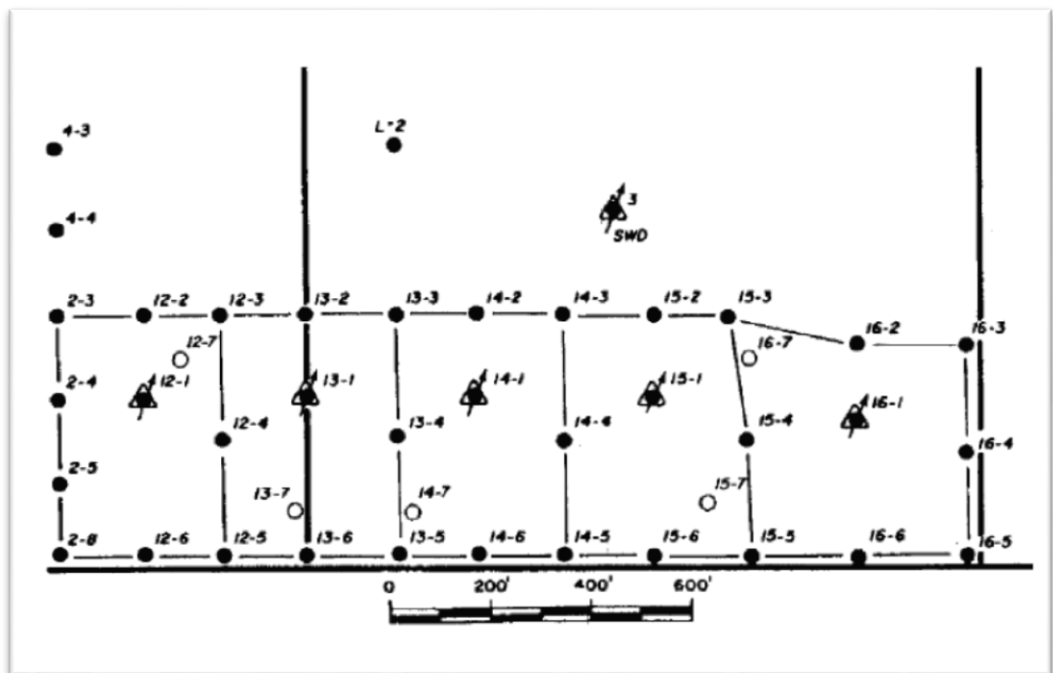
Principalmente los primero cinco (5) pozos inyectoros comenzaron a inyectar en Agosto y Septiembre de 1976, luego que la presión de inyección se estabilizo, los pozos fueron re- perforados (10-12 ft), para poder permitir la inyección de agua y controlar así la temperatura del proceso.

En cuanto a los pozos productores, durante la fase de combustión experimentaron producción de gases calientes y en algunos casos arribo del frente de combustión; cuando un pozo productor comenzaba a generar muchos problemas por estas causas, se optaba por retirar la tubería y observar las marcas que dejaba estas altas temperaturas, esto se realizaba para poder saber cuál era la profundidad o estrato por el cual se producía este gas o el frente de combustión había arribado; una vez se tenía conocimiento de cuál era la profundidad o estrato, se optaba por realizar un tapón de cemento a esta profundidad y solo abrir aquellas zonas en las cuales no generaría este problema.

Se tiene en cuenta que los pozos productores que sufrieron de estos problemas fueron aquellos cercanos a los pozos inyectores, mientras que los pozos alejados de estos, no necesitabas de trabajos adicionales, de los ocho (8) pozos originales del arreglo, solo a uno no se le realizaron procesos de cementación residual.

Para poder seguir examinando el recorrido del frente de combustión, se opto por perforar cuatro (4) pozos adicionales, con los cuales se descubrió que la zona de quemado excedía el patrón diseñado originalmente.

Figura 29. Esquema General de Patrones Para Proyecto.



La distancia entre de los pozos productores y los pozos inyectores; para los pozos más cercanos es de 171 ft. (52,1208 m) Y para los pozos más lejanos es de 342 ft (104,2416 m).

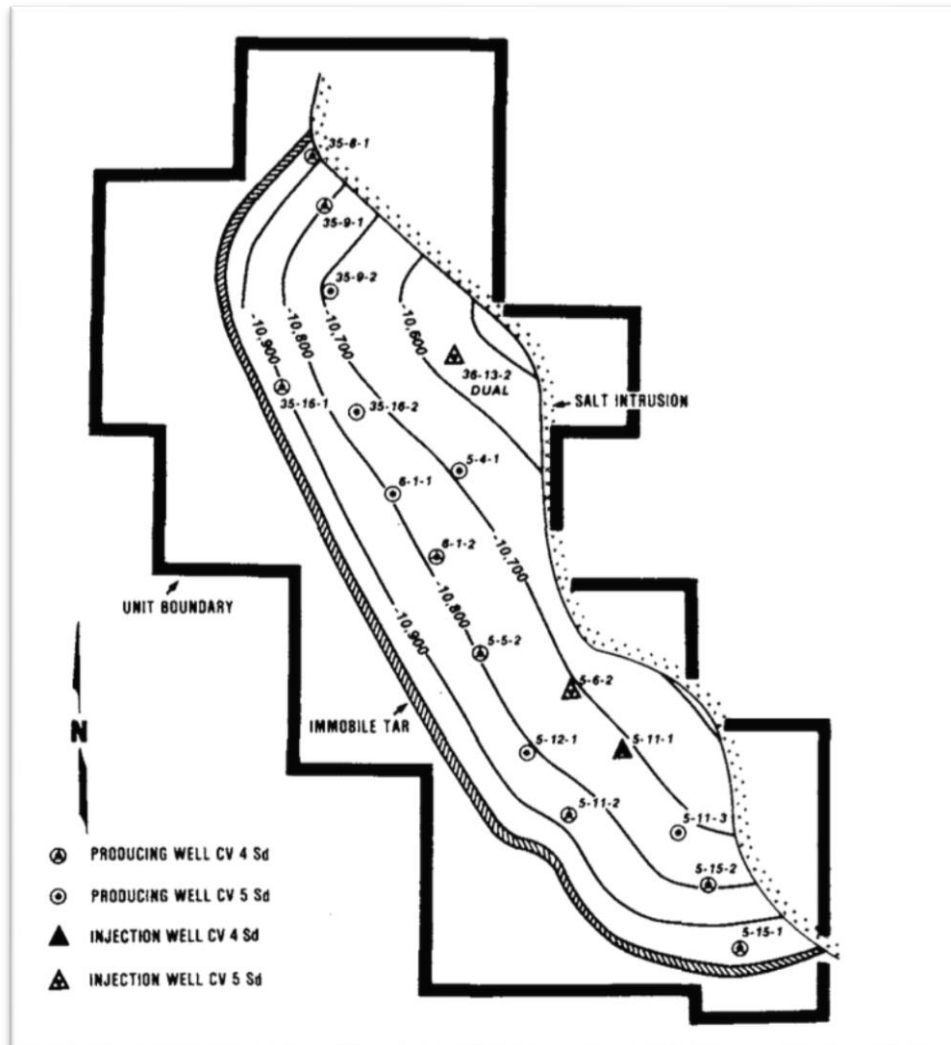
4.3.11 Cotton Valley. Según G.A.Huffman⁷⁰ el proyecto fue desarrollado en el campo West Heidelberg en el condado Jasper en el estado de Missisipi en USA, y fue operado por Chevron. El proyecto fue desarrollado entre 1971 – 1981 y Se trató de una combustión seca a escala de campo. Inicialmente se planeó como un proyecto a escala de piloto pero gracias a su buen desempeño se volvió un proyecto a escala de campo.

En cuanto al diseño de los completamientos usados en este proyecto, fueron tanto duales como sencillos, para los completamientos duales se utilizó un revestimiento de 7 in; mientras que para los sencillos se utilizaron revestimientos de 4 ½ y 5 ½ in, antes de comenzar el proyecto se optó por realizar una cementación residual y cubrir todas las formaciones de los pozos, protegiéndolos de condiciones extremas generadas externamente, actualmente se registran 10 pozos productores y 3 inyectores, en la **Figura 30** se observa el diseño del campo en cuanto a los pozos productores, inyectores y observadores.

Se inició la inyección de aire con el pozo “5-6-2” en Diciembre de 1971, inyectando aire solo por la formación 5; se notificó que hubo aumento en la producción 3 meses luego de la inyección en el pozo “5-12-1” y “6-1-1” y se notificó la producción de gas de chimenea en Junio de 1972 en el pozo “5-12-1”. En el año 1978 se desarrolló un programa de re-completamiento para los pozos que tenían problemas de acidificación y se desarrolló un programa de perforación de pozos para las formaciones 4 y 5 ampliando el piloto inicial, cuando alguno de los pozos productores llegaban a temperaturas de 400°F se realizaba cierre definitivo de los pozos.

⁷⁰ G. A. Huffman, J. P. Benton: “Pressure Maintenance by In-Situ Combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi”, Paper (SPE 10247) presented at the 1981 SPE Annual Conference and Exhibition held in San Antonio, Oct. 5-7.

Figura 30. Esquema Inicial Para Proyecto.



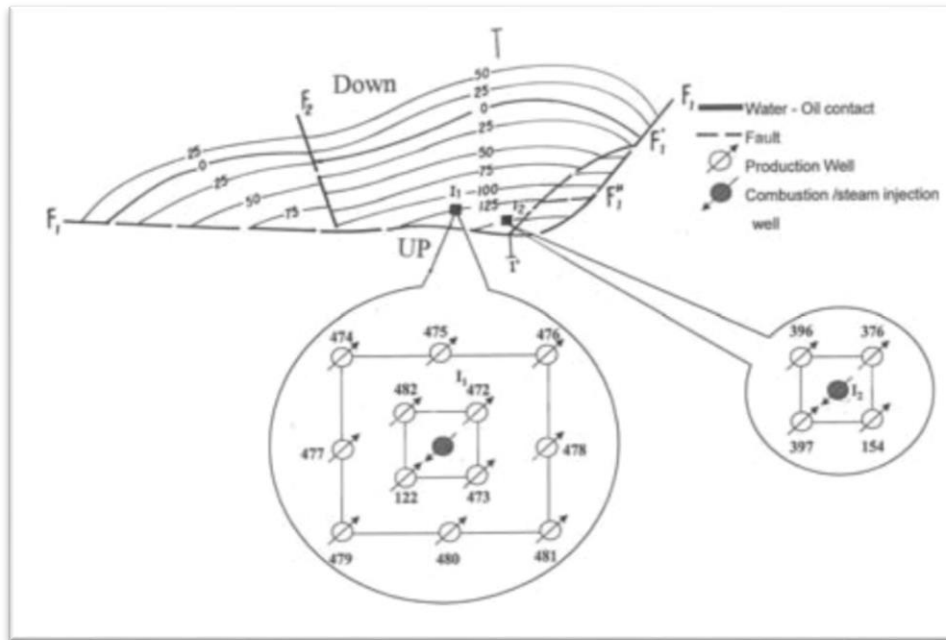
Fuente: G. A. Huffman, J. P. Benton: "Pressure Maintenance by In-Situ Combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi", Paper (SPE 10247) presented at the 1981 SPE Annual Conference and Exhibition held in San Antonio, Oct. 5-7.

4.3.12 Supplacu de Barcau. Según Panait Patuca A.⁷¹El proyecto fue desarrollado en el Campo Supplau de Barcau en Rumania, y fue operado por Petrom. El proyecto se desarrolla desde 1972 hasta la fecha y Se trata de una combustión seca a escala de campo. El proyecto Suplacu de Barcau es uno de los proyectos a escala de campo más grandes del mundo con más de 800 pozos productores en una configuración de “line drive” de inyección de aire. El patrón diseñado para estos pozos de inyección fueron de Este a Oeste, en una línea de más de 10 Km, la distancia entre los pozos de inyección y producción es aproximadamente 100 m, en 1983, se diseñó una segunda línea de pozos inyectores, paralela a la principal, aunque en 1996, fue abandonada por no lograr el éxito deseado, en la **Figura 31**, **Figura 32** y **Figura 33** se describe el diseño de todo el campo en cuanto a pozos productores e inyectores.

Inicialmente comenzó con un patrón de 5 spot invertido, gracias a los buenos resultados obtenidos, se decidió por expandir el proyecto, aumentándolo a un patrón de 5 acres de 9 spot, teniendo el mismo pozo inyector; luego de también ver resultados positivos con este arreglo se optó por expandir el proyecto una vez más, diseñando un patrón de 20 spot invertido. Debido a la proximidad entre los pozos inyectores y productores, se generaron problemas por altas temperaturas, aproximadamente el 15% de los antiguos pozos productores, se suplantaron por nuevos pozos. Adicionalmente, se emplearon procesos de monitoreo del proceso de combustión, usando un análisis de gases.

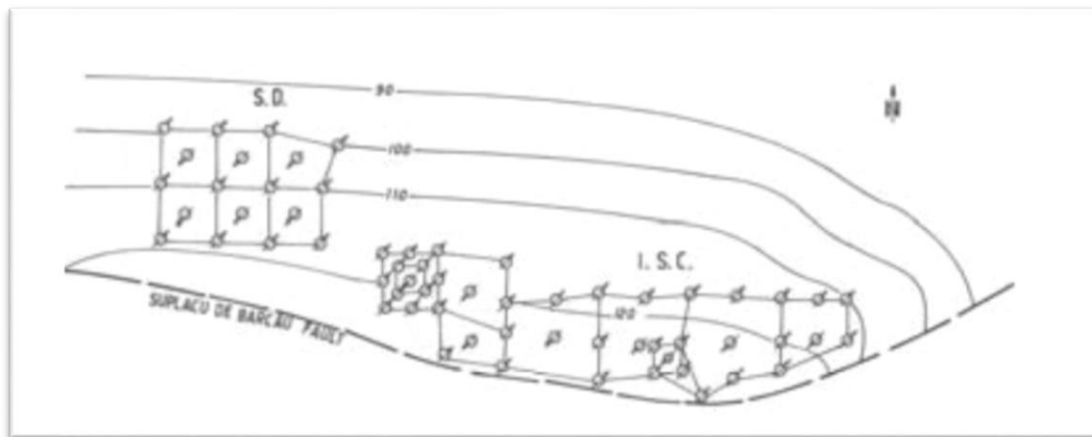
⁷¹ Panait-Patuca A; Serban D; Illie N. “Suplacu de Barcau – A Case History of a Succesfull In-Situ Combustion Explotation. Paper (SPE 100346) Presented in SPE EuropecEAGE Annual Conference and Exhibition held in Viena, Austria 12-15 June 2006.

Figura 31. Patrón Inicial del Proyecto.



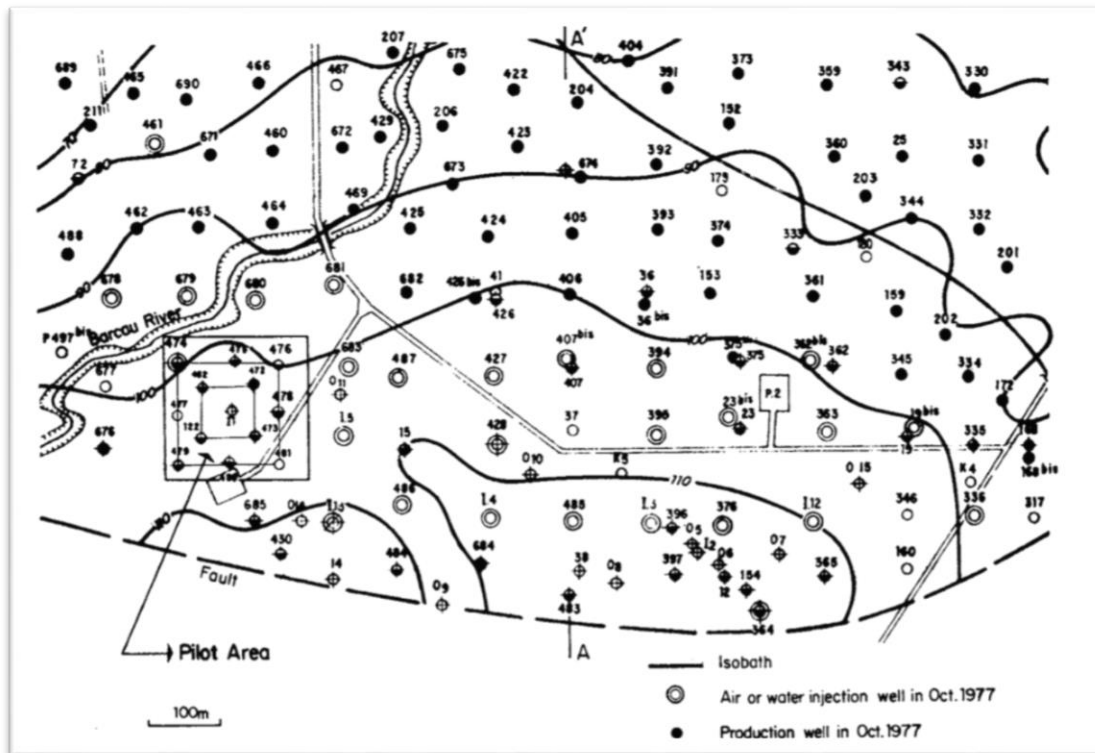
Fuente: Panait-Patică A; Serban D; Illie N. "Suplacu de Barcău – A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation. Paper (SPE 100346) Presented in SPE EuropeEAGE Annual Conference and Exhibition held in Vienna, Austria 12-15 June 2006.

Figura 32. Patrón Secundario Del Proyecto.



Fuente: Panait-Patică A; Serban D; Illie N. "Suplacu de Barcău – A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation. Paper (SPE 100346) Presented in SPE EuropeEAGE Annual Conference and Exhibition held in Vienna, Austria 12-15 June 2006.

Figura 33. Esquema General Del Campo.



Fuente: Panait-Patica A; Serban D; Illie N. "Suplacu de Barcau – A Case History of a Succesfull In-Situ Combustion Explotation. Paper (SPE 100346) Presented in SPE EuropecEAGE Annual Conference and Exhibition held in Viena, Austria 12-15 June 2006.

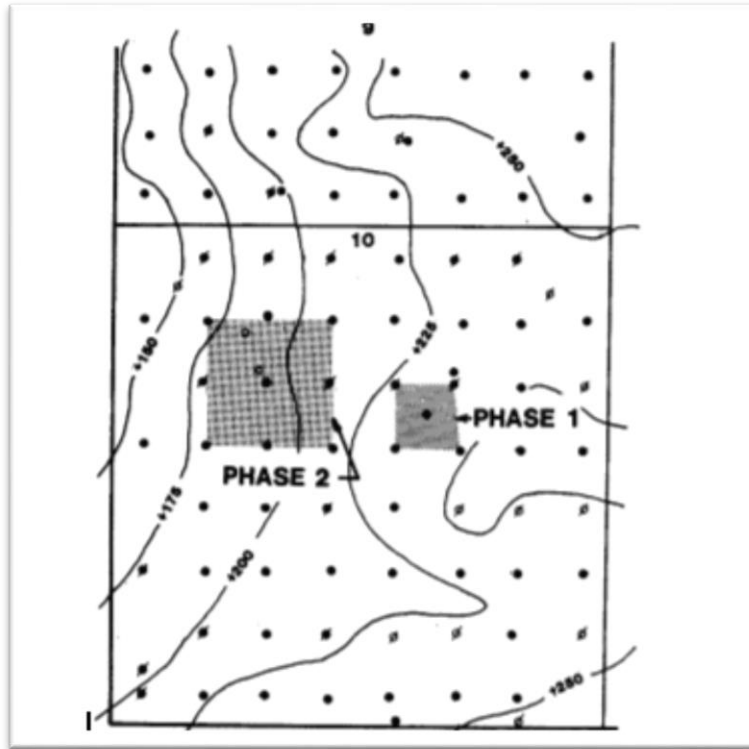
4.3.13 North Ward Estes. Según Mark J. Anthony y Tim D. Taylor ⁷²El proyecto fue desarrollado en el campo North Ward Estes en el condado de Ward en Texas USA. El proyecto se desarrolla desde 1978 hasta y se trata de una combustión seca a escala piloto.

El proyecto tuvo dos fases, una con un patrón de cinco invertido a 10 acres y una segunda en nueve invertido a 40 acres. Después de una ignición asistida con un quemador que tardó 30 días en manifestarse, se determinó un canal preferencial en 48 horas (noreste-sureste) y un sistema de fracturas. Esta canalización y el análisis de los gases de chimenea demostraron una combustión incompleta dentro del piloto. Esto hace que se suspenda la fase 1 en abril de 1979 ya que hubo arribo temprano de gases de chimenea y un alto contenido de O₂ en las corrientes de gases.

A continuación en la **Figura 34** se observa el diseño para los dos patrones llevado a cabo

⁷² Mark J. Anthony, Tim D. Taylor, Bill J. Gallagher: "Fireflood a High-Gravity Crude in a Watered-Out West Texas Sandstone", Paper (SPE 9711) presented at the 1981 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Symposium held in Midland, TX, March 12-13

Figura 34. Esquema de Patrones Proyecto.



Fuente: Mark J. Anthony, Tim D. Taylor, Bill J. Gallagher: "Fireflood a High-Gravity Crude in a Watered-Out West Texas Sandstone", Paper (SPE 9711) presented at the 1981 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Symposium held in Midland, TX, March 12-13

La fase dos mostros por el contrario una buena combustión. El pozo inyector de la fase 2 era un pozo existente con completamiento convencional que solo fue aislado en los intervalos que no serían inyectados con aire y limpiado con solución de nitrox, diesel y detergente para evitar la presencia de hidrocarburos en este pozo. En esta fase se llevó la temperatura a 454°C controlada durante 128 horas cuando se evidencio en los pozos productores los gases de combustión. En noviembre de 1979 se perforó un pozo observador para esta fase con el fin de determinar el avance del frente de combustión y determinar su infiltración a otras arenas, mientras que en 1980 se realizaron pruebas de núcleos y simulaciones para determinar el avance del frente de combustión que dio como resultado 117 metros a esa fecha. Se perforo un pozo observador a 171 metros del pozo inyector y se evidenció una caída en la eficiencia del avance del frente, se monitorearon gases de chimenea y no se evidenció ningún problema con ellos a esta distancia a la temperatura alcanzada de 204°C aproximadamente.

El problema operacional que se presento fue la corrosión, en ambas fases presencia de O2 fue evidenciada en solo 24 horas en los posos productores y con el tiempo incrementaba ocasionando corrosión. Se realizaron pruebas de combustión para determinar que tubería seria la adecuada para operar correctamente donde se determinaron como mejores opciones la tubería inconel 625 y la incoloy 800 para producir a 90°F

Se inició el uso de inhibidores de corrosión primero en 1978 uno soluble en aceite y disperso en agua sin secuestrador de oxígeno, pero al evidenciar el incremento de su composición se decidió implementar un inhibidor con secuestrador de oxígeno. El tubing de producción J-55 fue recubierto con (straight epoxy plastic)? Y presento correcto servicio. Los cabezales fueron pasados a acero inox 316. El completamiento en los productores es a hueco abierto por lo que al aumentar la concentración de gases de chimenea y la presión se genera un riesgo bastante alto que puede conllevar con el aislamiento del pozo.

4.3.14 Buffalo. Según D. Gutierrez⁷³ El proyecto fue desarrollado en el campo Buffalo en el condado de Harding en Dakota del Sur USA. Es operado por Continental Resources. El proyecto se desarrolla desde 1979 hasta la fecha. Se trata de una combustión seca directa a escala de campo.

El proyecto Buffalo es el proyecto más antiguo de inyección de aire en condiciones de alta presión HPAI. De manera muy temprana se identificaron problemas operacionales asociados a las operaciones en combustión in situ. Estos eran gasificación de los pozos, corrosión por CO2, y colapsos de revestimiento.

Solo dos pozos en toda la vida productiva en Buffalo presentaron problemas debidos a la aparición de oxígeno en la corriente de producción. La referencia reporta que esto es debido a la cercanía de una falla que pudo conducir el aire de manera no adecuada. Los fluidos presentaban un olor característico a quemado. El campo cuenta con 73 pozos productores y 38 pozos inyectores. Los pozos perforados en los años 80 fueron completados convencionalmente con cemento base agua y tubería de 4.5in con material N-80, estos pozos con el tiempo presentaron problemas razón por la cual los pozos perforados en los 90 y los 2000 fueron diseñados con tubería P110 en zonas de sal y dos tipos de cemento, uno tipo G con sílice para resistir las altas temperaturas. Para mitigar la corrosión por CO2 se controló con cementaciones residuales y tratamientos químicos programados. Al dañarse la tubería aun con estas precauciones se decide cambiar la tubería por una recubierta. Para pozos que presentan problemas por colapso no existen soluciones totalmente correctas, en algunos casos se utilizaron estos pozos como observadores y en otros se cementaron y abandonaron.

⁷³ D. Gutierrez : "Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges", Paper (SPE 113254) presented at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S., 19-23 April 2008

4.3.15 Balol y Shantal. Según S.K. ChattoPadhay⁷⁴El proyecto fue desarrollado en el Campo Balol y Shantal en la India. Es operado por ONGC. El proyecto se desarrolla desde 1991 hasta la fecha. Se trata de una combustión seca y húmeda en directa a escala de campo.

En el proyecto de Balol y Shantal fue determinante el hecho de que el escenario de creación de reacciones HTO fueron conseguidas vía el uso de ignición asistida. Este tipo de procedimiento hace que la ignición se produzca sin haber pasado por el escenario LTO y por ende la no generación de subproductos en este escenario. Cuando hay escenarios de HTO el consumo de oxígeno es óptimo y no se generan subproductos como ácidos carboxílicos. Una de las estrategias del operador del proyecto de Balol y Shantal es el excelente monitoreo de fluidos producidos, esto permite que se identifiquen los diferentes cambios en las corrientes de gases y líquidos producidos. En el proyecto vía análisis ORSAT se identificó que a pesar de que se inyecte aire con un contenido de 20% en masa de oxígeno en la corriente de salida se encontraba una concentración del 1%, indicativo que hay un consumo muy bueno del oxígeno⁷⁵.

Durante el proceso se identificó una reducción de la viscosidad del petróleo en algunos sectores del proyecto. Pero así mismo se identificó un aumento en la viscosidad del petróleo en algunas áreas del proyecto, esto se atribuyó a una insuficiencia en la inyección de aire. El autor expresa que esto ocurre porque no se generó el suficiente dióxido de carbono dejando fracciones pesadas de hidrocarburo en la estructura del crudo. Para el diseño del proyecto se realizaron patrones invertidos de 5 spot, ubicados en la parte norte del Campo Santhal, como también el diseño implicó la conversión de pozos productores existentes a pozos inyectoros, gracias a el re-completamiento adecuándolos para las condiciones generadas en el proceso.

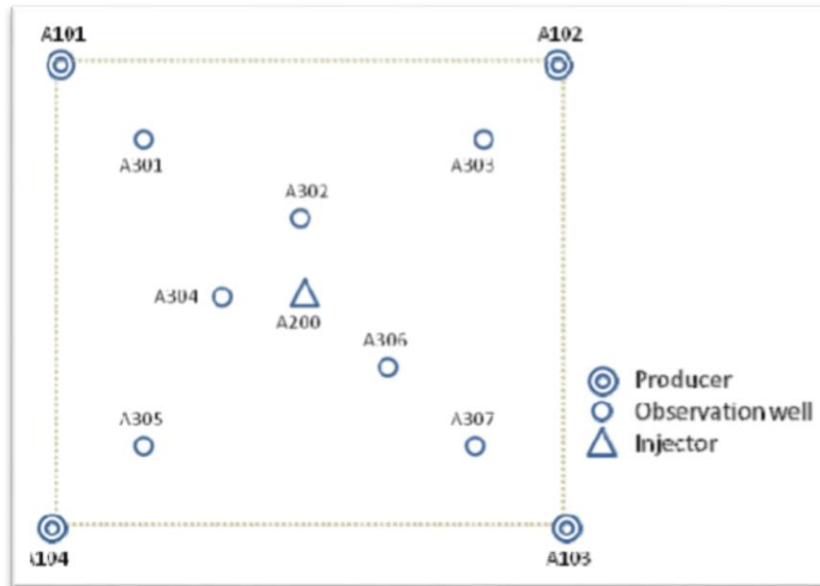
Se comenzó a evidenciar la conexión entre los pozos, gracias a un análisis de gases que se realizó a los pozos productores en el cual, se observó un incremento en el porcentaje de nitrógeno mayor al 78%, lo que indicaba la migración de gases de chimenea provenientes de la combustión. Con el tiempo se comenzaron a realizar varios procesos de workover a los pozos, para así poder optimizar la producción de los mismos, principalmente se realizaban procedimientos para retirar el levantamiento artificial y poner los pozos a producir naturalmente, como también se comenzaron a evidenciar problemas de corrosión que afectaban los termo pozos que se instalaban en los pozos para el control de la temperatura, la

⁷⁴ .K Chattopadhyay, B. Ram, R.N. Bhattacharya and T.K Das, "Enhanced Oil Recovery by In-Situ Combustion in Shantal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India – A Case Study SPE 89451 Presented in 2004 SPE/DOE Improved Oil Recovery held in Tulsa Oklahoma USA 17-21 April 2004.

produccion de gas de chimenea generaba problemas de integridad en los cementos, se opto por realizar procesos de cementacion residual para poder darle solucion a estos problemas.

A continuacion, en la **Figura 35** se muestra el patron utilizado para realizar el procedimiento de combustion in situ.

Figura 35. Patron Inicial Para Proyecto.



Fuente: K Chattopadhyay, B. Ram, R.N. Bhattacharya and T.K Das, "Enhanced Oil Recovery by In-Situ Combustion in Shantal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India – A Case Study SPE 89451 Presented in 2004 SPE/DOE Improved Oil Recovery held in Tulsa Oklahoma USA 17-21 April 2004.

4.4 ANÁLISIS DE REGISTROS ELECTRICOS PARA REVESTIMIENTO DE POZOS

Se realizaron pruebas en tres (3) pozos, los cuáles serán una muestra representativa para poder determinar cuan deteriorados están actualmente los revestimientos de los pozos; esto se realizó con el fin de determinar un potencial riesgo adicional debido a la condición actual de cada pozo.

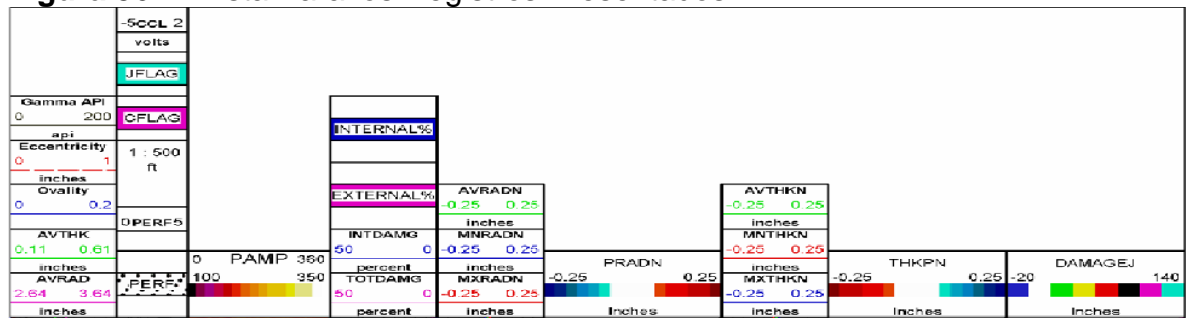
Se resalta que uno de estos tres (3) pozos analizados, actualmente se encuentra abandonado (POZO F), debido al mal estado del cemento; se realizó el análisis de este pozo, para tener un punto de comparación con los otros pozos y determinar su estado de deterioro.

4.4.1 POZO F. Este pozo presenta varias zonas de pérdida de integridad, en ciertas zonas ganancia de espesor debido al scale depositado en la tubería que puede llegar a afectar las condiciones del pozo, en otras zonas se evidencia la pérdida de espesor.

Los registros eléctricos tomados para este pozo son la prueba que la integridad mecánica del pozo no es la correcta, que el pozo muestra una cantidad de problemáticas que deben ser tenidas en cuenta y por ello se llegó a la conclusión de cerrarlo, a continuación se muestran los registros tomados para este pozo:

La pista de registros está compuesta por los siguientes tracks representados en la **Figura 36** el *track* de PAMP permite ver un mapa de amplitudes medidas en el cuál los colores claros indican un estado de revestimiento aceptable y los colores oscuros demuestran daños en el estado del revestimiento, el *track* de INTERNAL% y EXTERNAL % muestran el desgaste que presenta el revestimiento en porcentaje entre 0-50% un valor mayor al 50% se considera como un revestimiento bastante desgastado que en cualquier momento puede ceder a la creación de orificios. El THKPN y PRADN son mapas de espesor y de radio normalizados en los cuáles se observa la discrepancia entre el valor medido en el registro de radio y espesor del revestimiento con el valor esperado por el medidor, este muestra colores oscuros cuando se presentan problemas y blanco cuando la respuesta no varía de la esperada. En el último *track* se toma un registro de daño del revestimiento en pulgadas.

Figura 36. Pista Para los Registros Presentados.

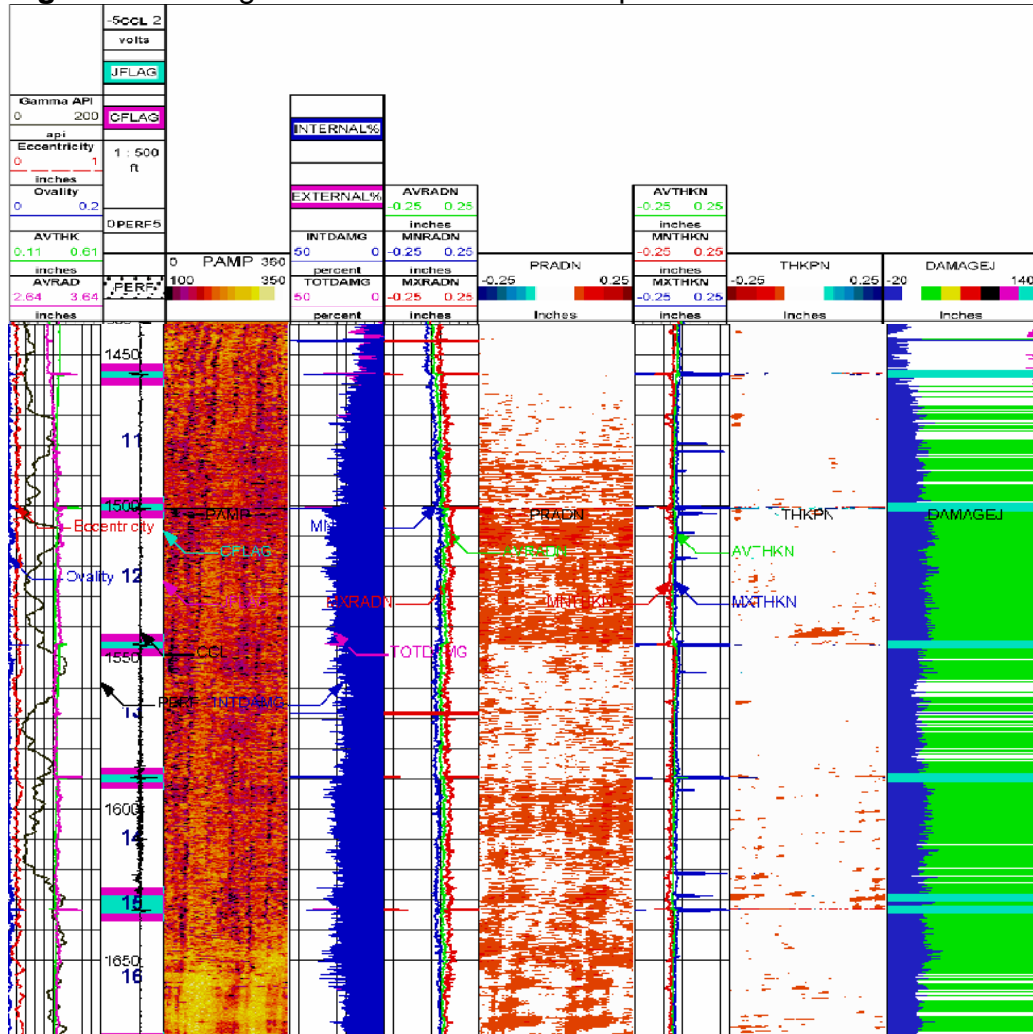


Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En los registros del pozo se puede notar que el pozo presenta un alto porcentaje de daño tanto externo como interno, y el registro de daño en general se presenta muy alterado, más que en otros pozos evaluados en el mismo campo.

En la **Figura 37** se observa que en profundidades entre 1450 y 1650 pies entre las juntas 10-16 el revestimiento presenta un daño considerable pues el registro de daño interno y externo refleja valores más altos que en el revestimiento en general, además de los registros de mapas mostrar colores oscuros indicando debilidad en el revestimiento.

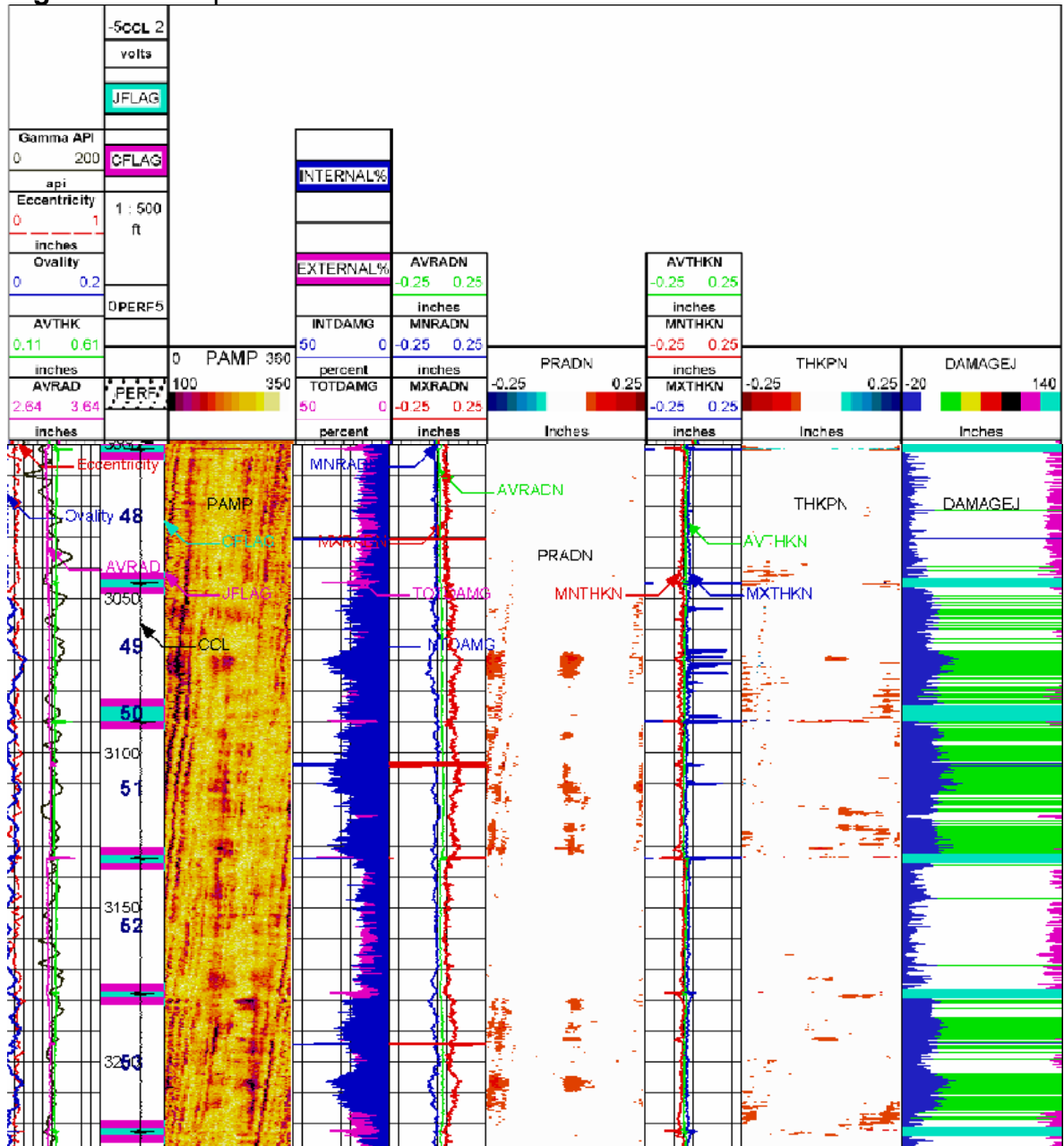
Figura 37. Registro Intervalo 1450-1650 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 38** se puede detallar con mayor exactitud el daño externo considerable que presenta el revestimiento indicado con color púrpura en el *track#2*

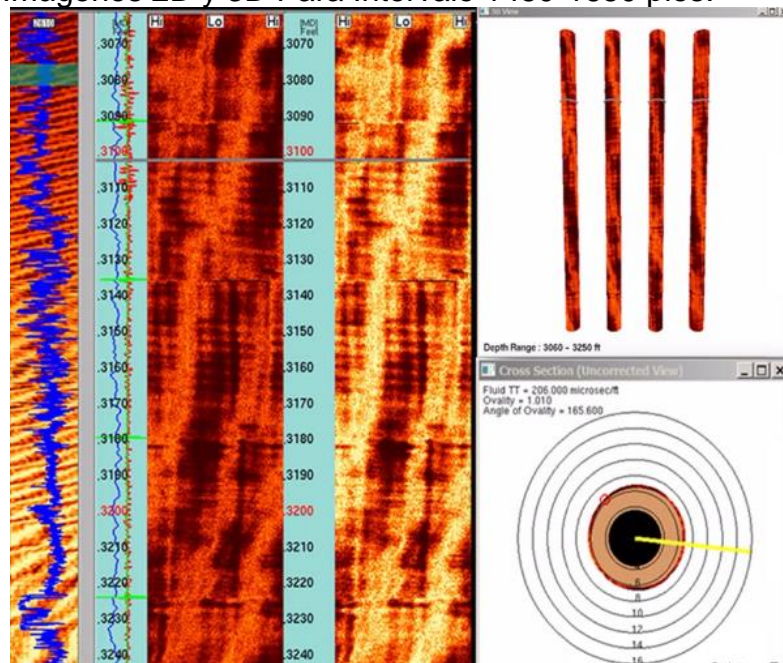
Figura 38. Representación de Daño Extremo en Revestimiento.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 39** se aprecia la imagen 2D para el intervalo previamente analizado entre 3060 y 3245 pies donde se puede observar una leve ovalización del revestimiento y un desgaste bastante considerable a lo largo de esta sección.

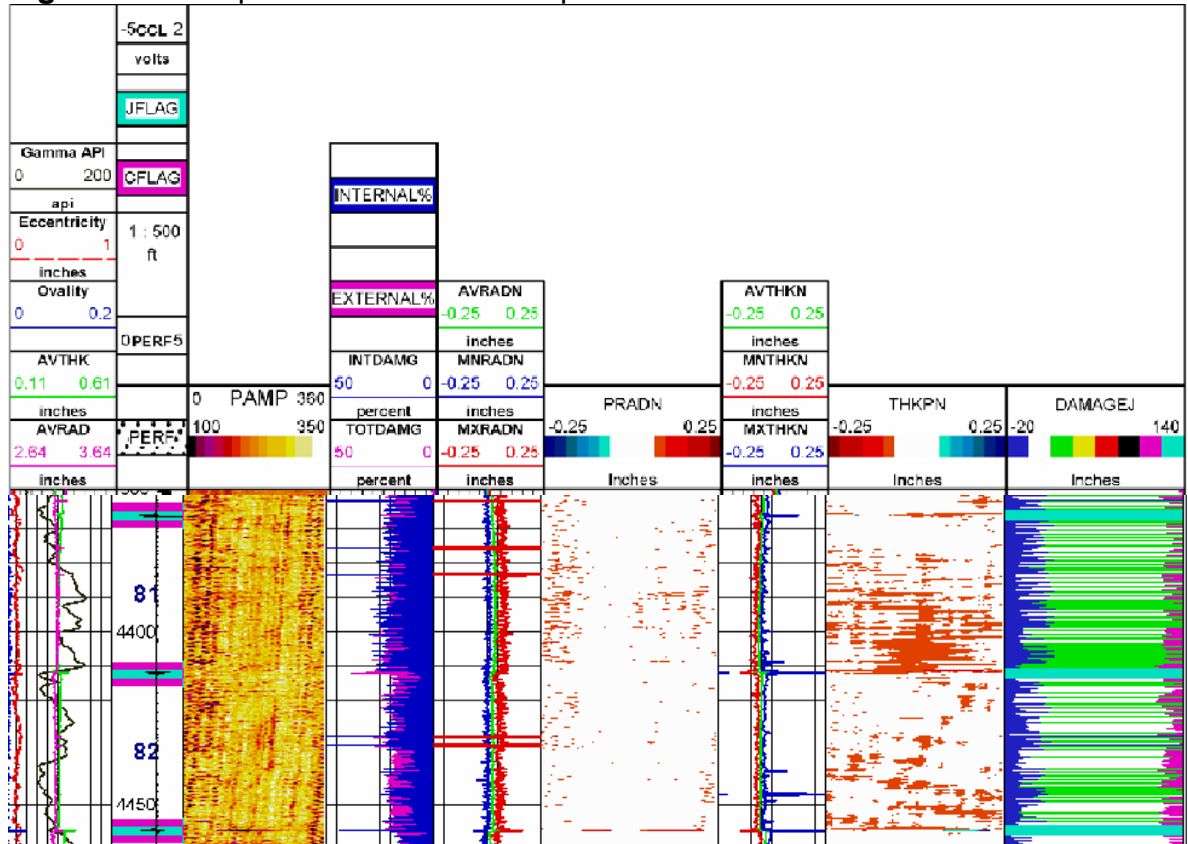
Figura 39. Imágenes 2D y 3D Para Intervalo 1450-1650 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 40** se puede ver representado por primera vez en el pozo y de manera significativa una respuesta de daño en el registro de espesor normalizado, además de presentar en el registro de daño en general coloraciones verdes, azules y moradas.

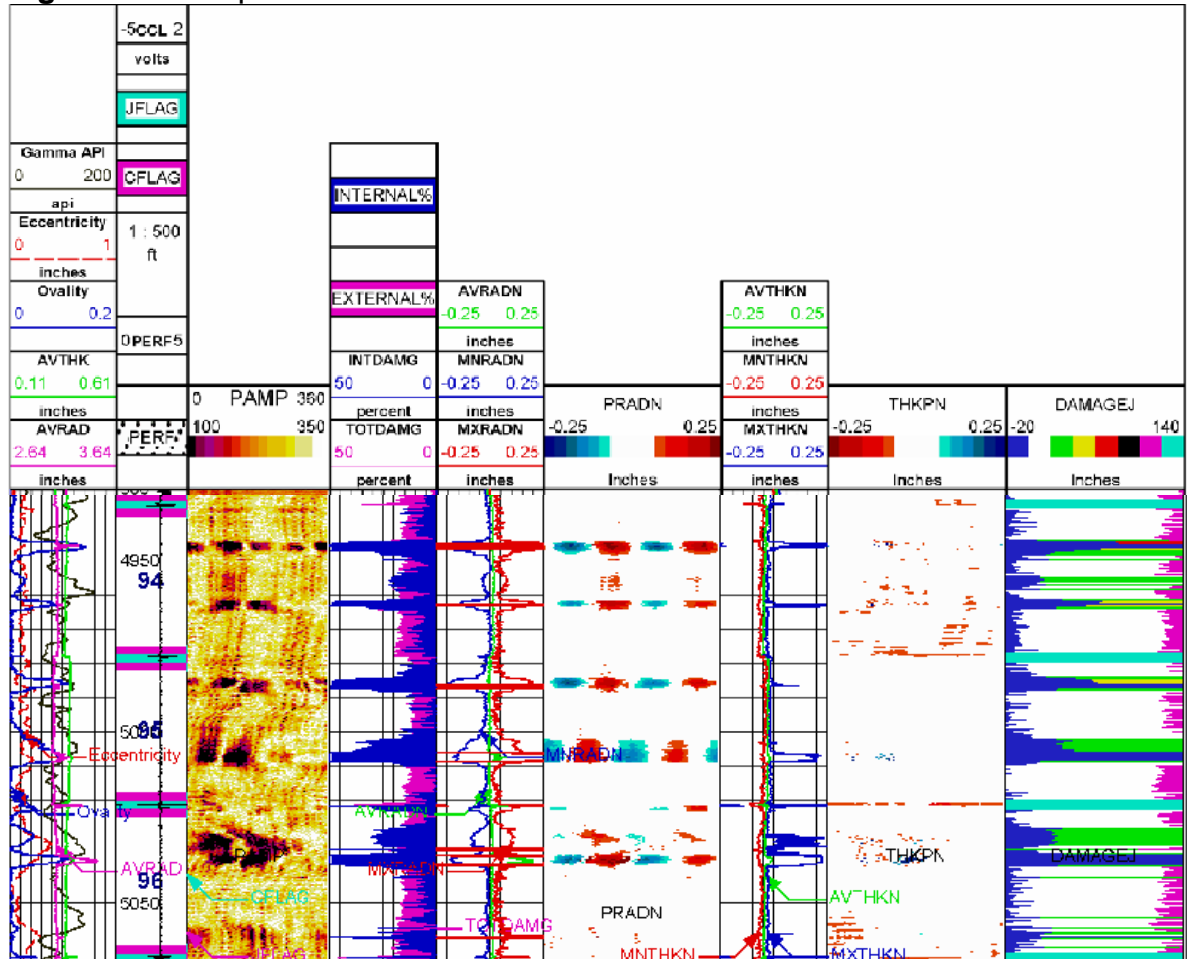
Figura 40. Representación de Daño para los Intervalos.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 41** se pueden ver coloraciones oscuras en el registro de mapa de amplitudes, los valores de daño interno en ciertas zonas son mayores al 50%, el registro de radio normalizado muestra coloraciones rojas lo que indica ganancia y pérdida de radio, y los valores de daño también muestran distintas coloraciones por todas estas razones se puede considerar que en esta zona hay pérdida de integridad mecánica del pozo.

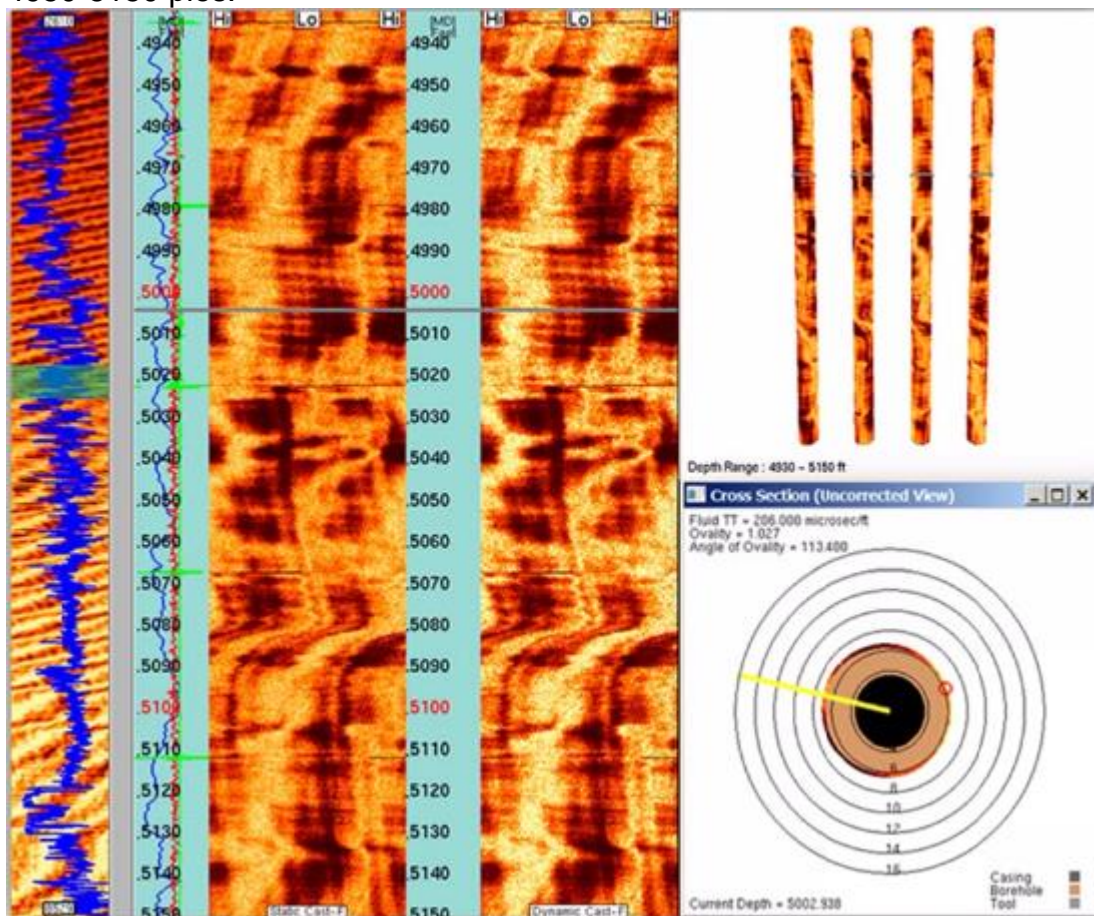
Figura 41. Representación de Daño Para Revestimiento.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 42** se observa el desgaste severo que presenta el revestimiento en el intervalo comprendido entre 4950 y 5150 pies y la ovalización que este presenta.

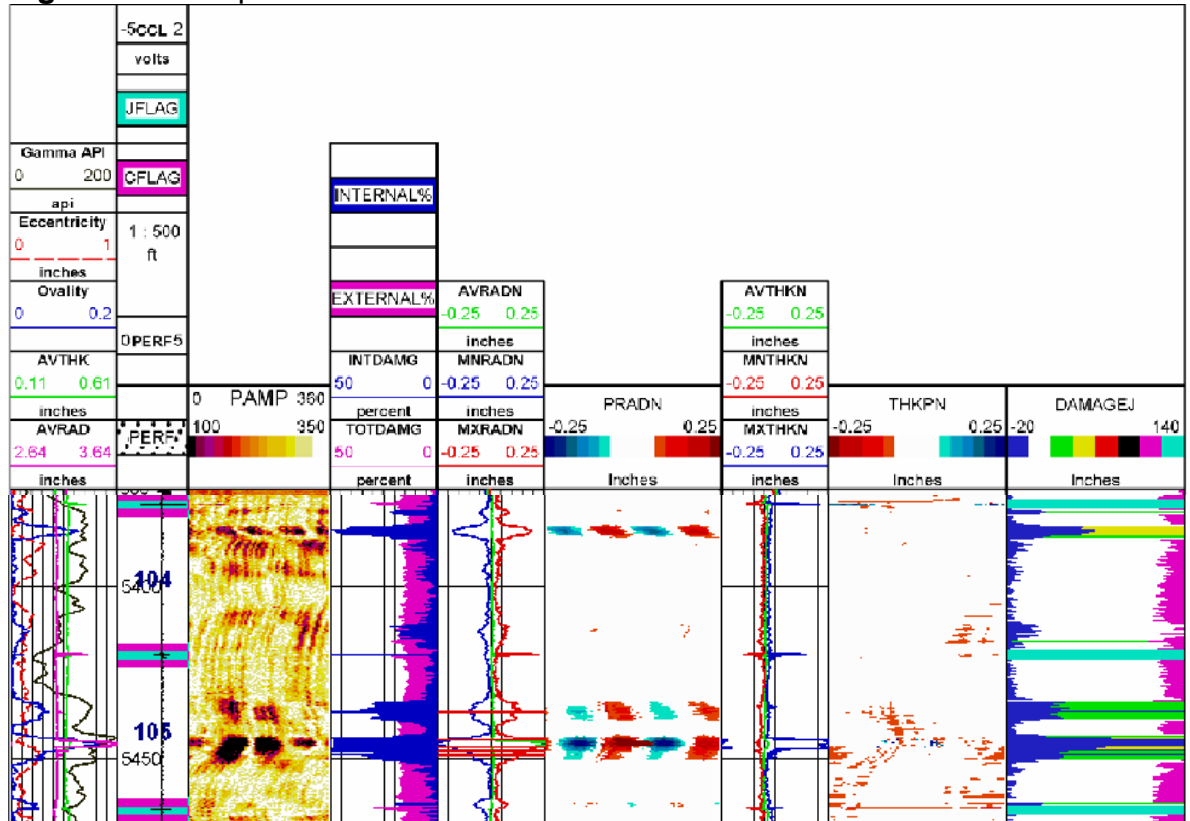
Figura 42. Representación del Desgaste para Revestimiento en los Intervalos 4950-5150 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 43** se observa en la junta 104 un daño considerable por lo mencionado anteriormente y en la junta 105 un daño mucho más severo, esta imagen sirve para evidenciar la severidad de un daño con respecto al otro.

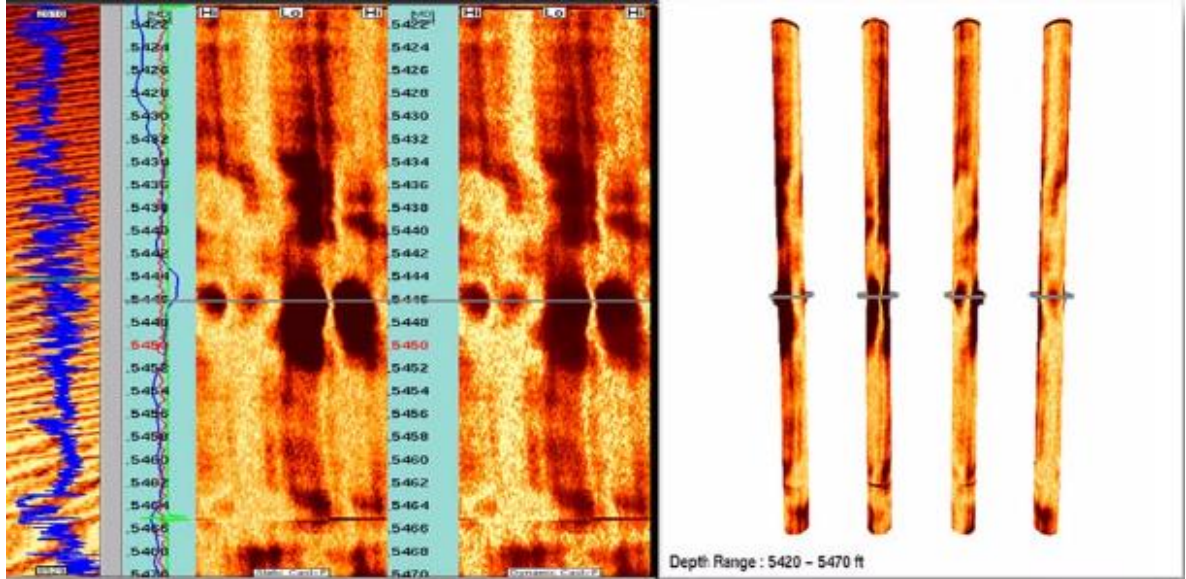
Figura 43. Representación de Tubo de Análisis 104.



Fuente : Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la imagen 2D y 3D del intervalo entre 5420 y 5470 pies mostrada en la **Figura 30** se puede evidenciar la presencia de orificios en el revestimiento pues todos los registros indican este hecho, esto hace de esta zona un intervalo lo bastante peligroso para la operación adecuada debido a sus condiciones mecánicas.

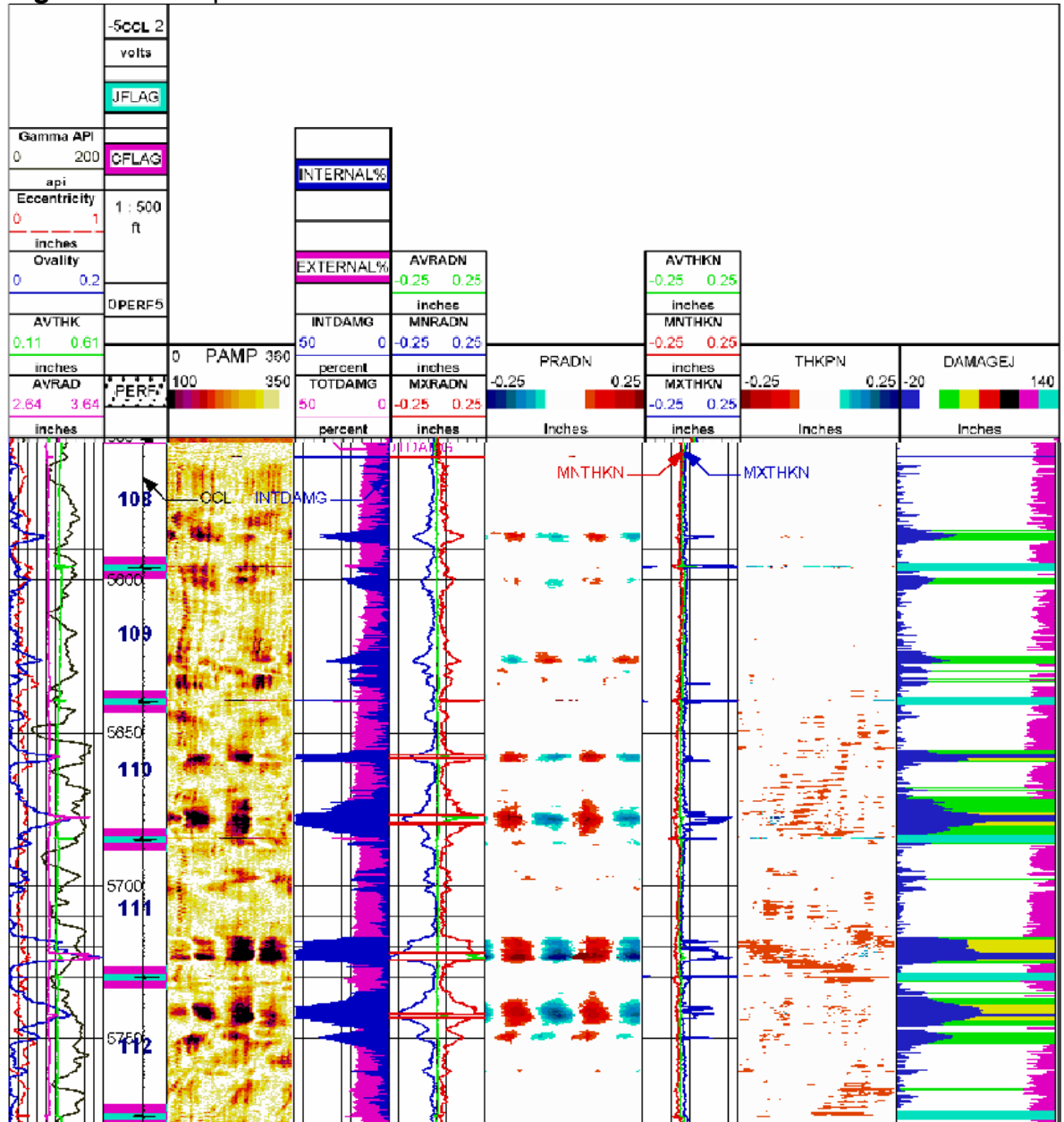
Figura 44. Imágenes 2D y 3D Para Intervalo 5420-5470 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

En la **Figura 45** se presentan daños en todos los registros, mostrando coloraciones oscuras donde esto indica una mala estabilidad e integridad del pozo, mostrando un daño externo de aproximadamente 25% y un daño interno en algunas ocasiones mayor al 50 % lo que indica bastante debilidad del pozo y si aún no es el caso puede crear orificios en el revestimiento.

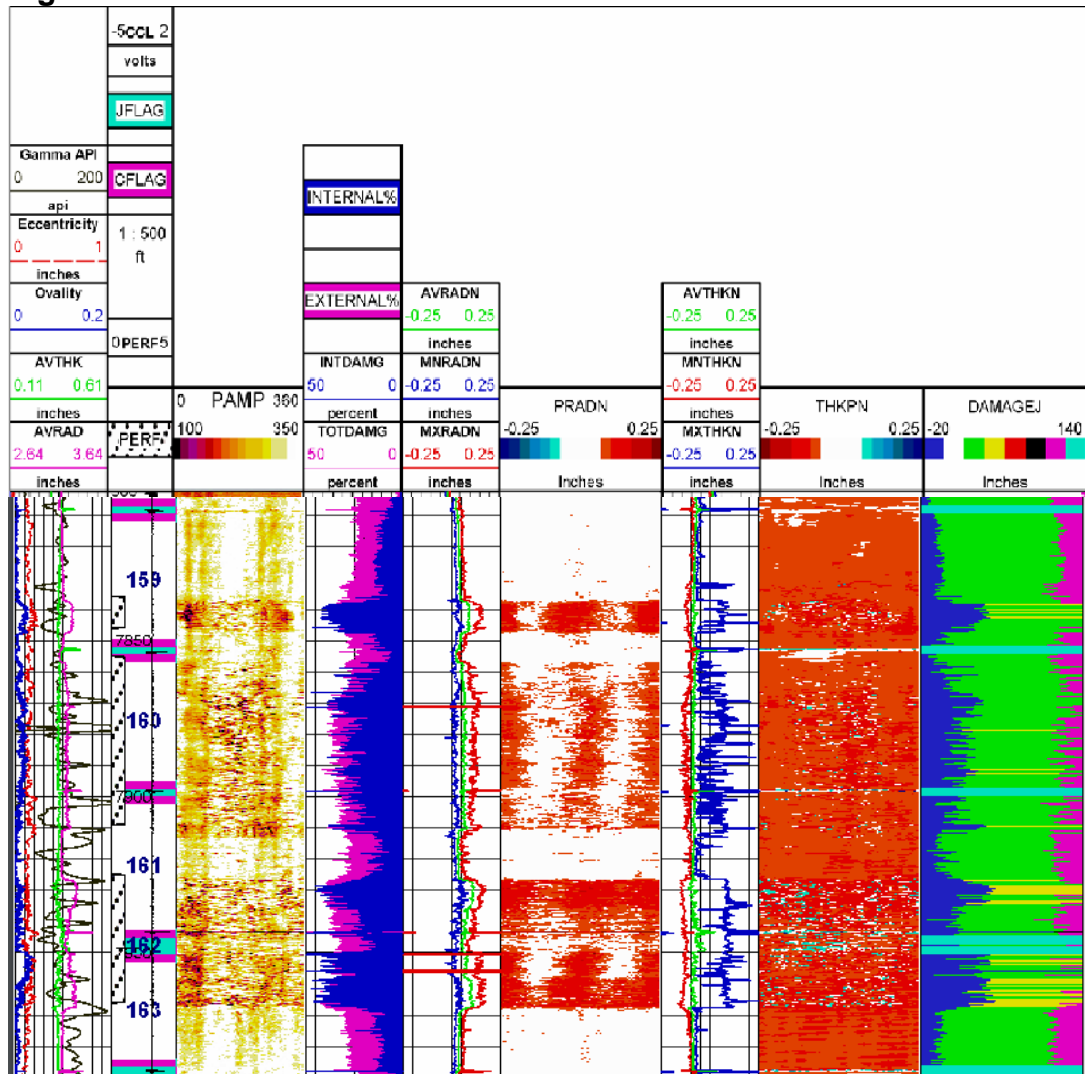
Figura 45. Representación de Daño Para Revestimiento.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

A lo largo del intervalo comprendido entre 5700 pies y el fondo del pozo se puede evidenciar un daño general del revestimiento casi que continuo, donde muchas juntas presentan daño en su integridad, en la **Figura 46** se puede evidenciar un daño continuo donde predomina la coloración en todos los registros indicando un daño severo en el revestimiento.

Figura 46. Evidencia de Daño Continuo Para el Intervalo Iniciando en 5700 pies.



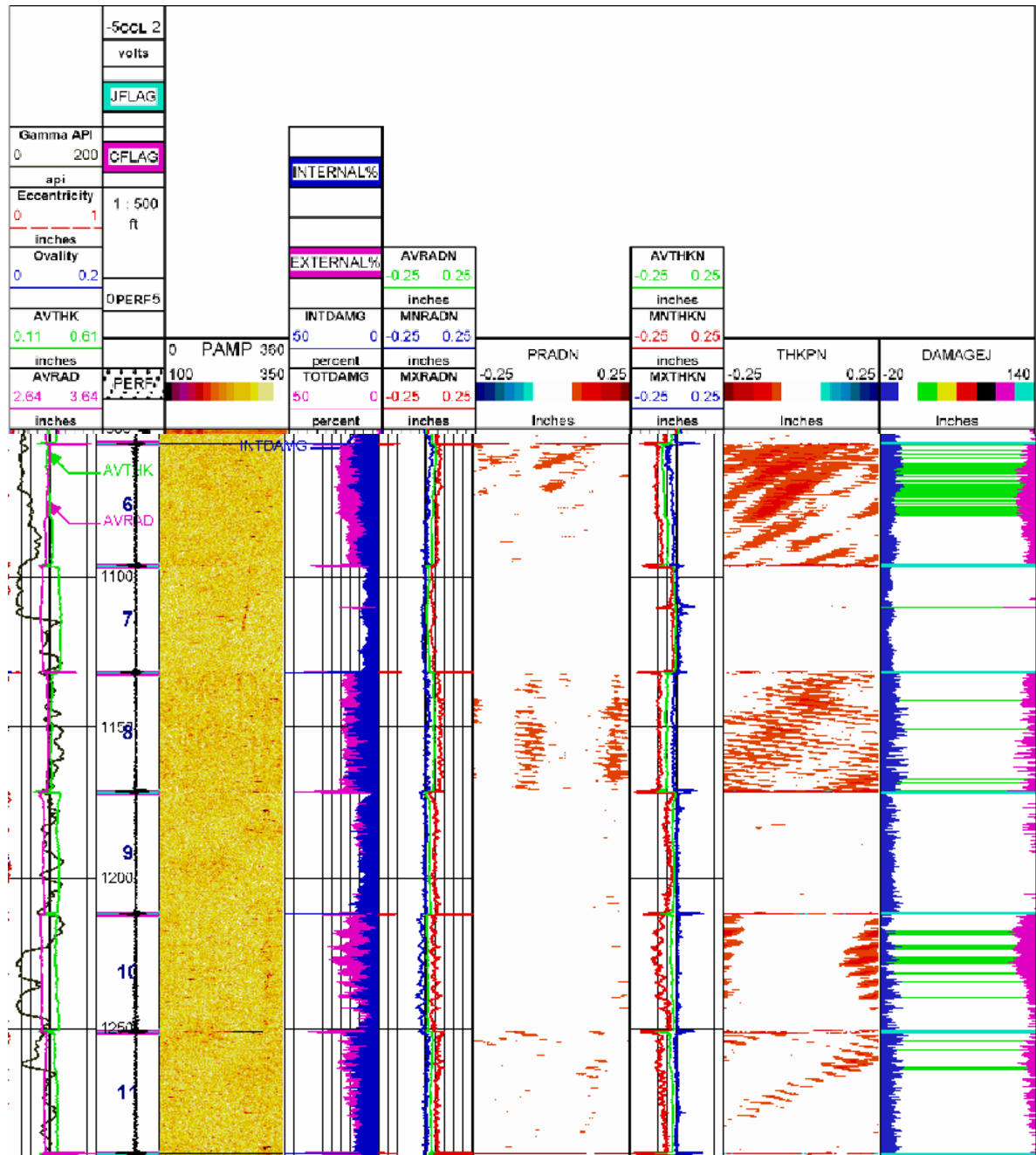
Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia;2015.

Debido a la poca estabilidad que presentaba el pozo y la cantidad de problemáticas y gastos que generaban la reparación del pozo para ponerlo en óptimas condiciones para la producción y la manera de explotación que se tenía pensada implementar se decidió abandonar el pozo.

4.4.2 POZO B. A continuación en la **Figura 47** se presenta el registro del Pozo B, el cuál será comparado con el registro previamente presentado, para evidenciar que posibilidades de falla pueden existir debido a la condición actual de la tubería de revestimiento.

Se estudia la tubería intermedia de 9 5/8" y 43 lb/ft que cubre el intervalo de 912a 7365 pies, el material de la tubería es N80.

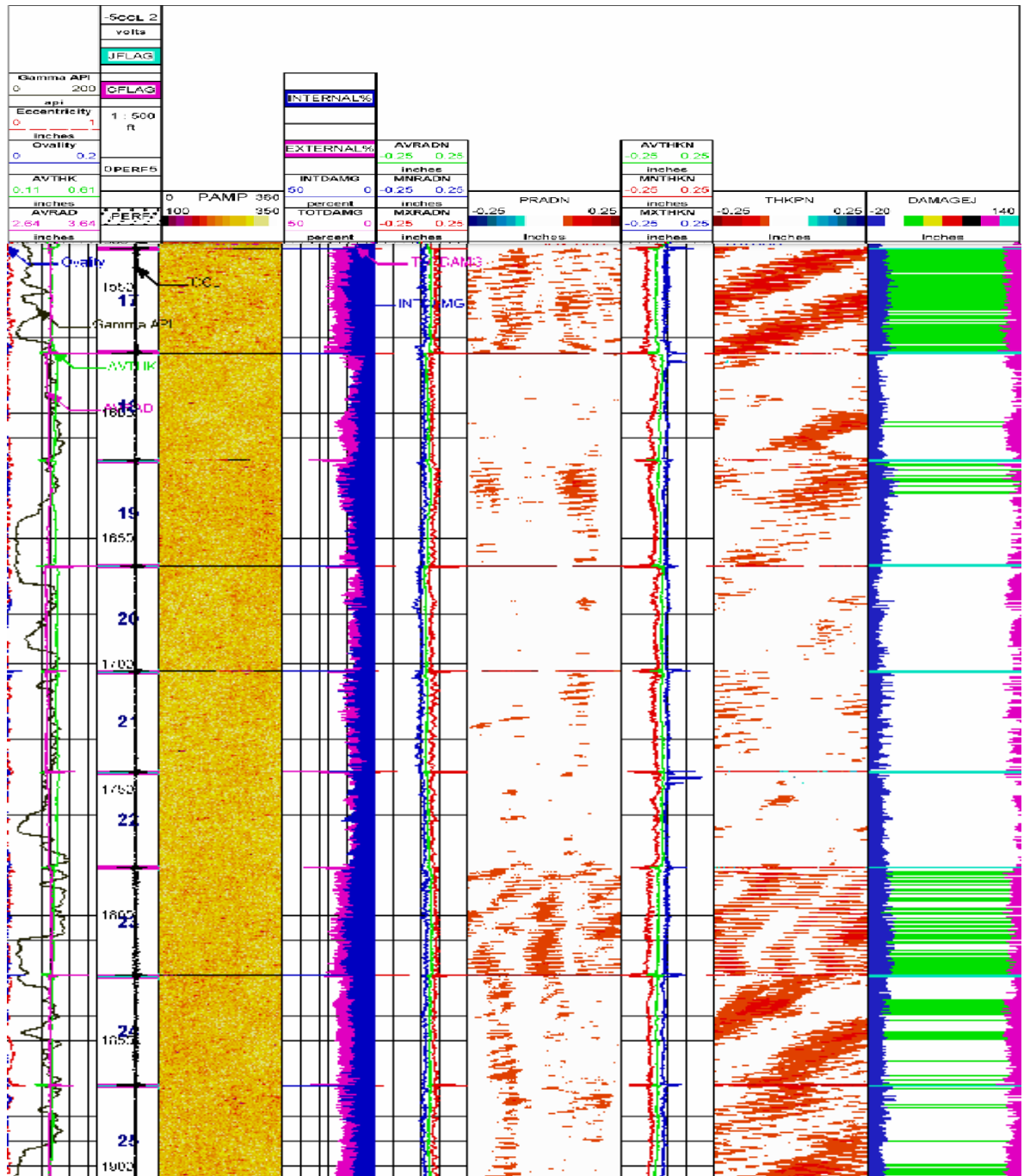
Figura 47. Registro en Intervalo 1050 -3750 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

En la **Figura 48** se evidencian las mismas condiciones presentadas en la anterior imagen, esta figura cubre el intervalo de 1550 a 1950 pies, los valores obtenidos en el registro no representan tampoco un valor considerable de daño.

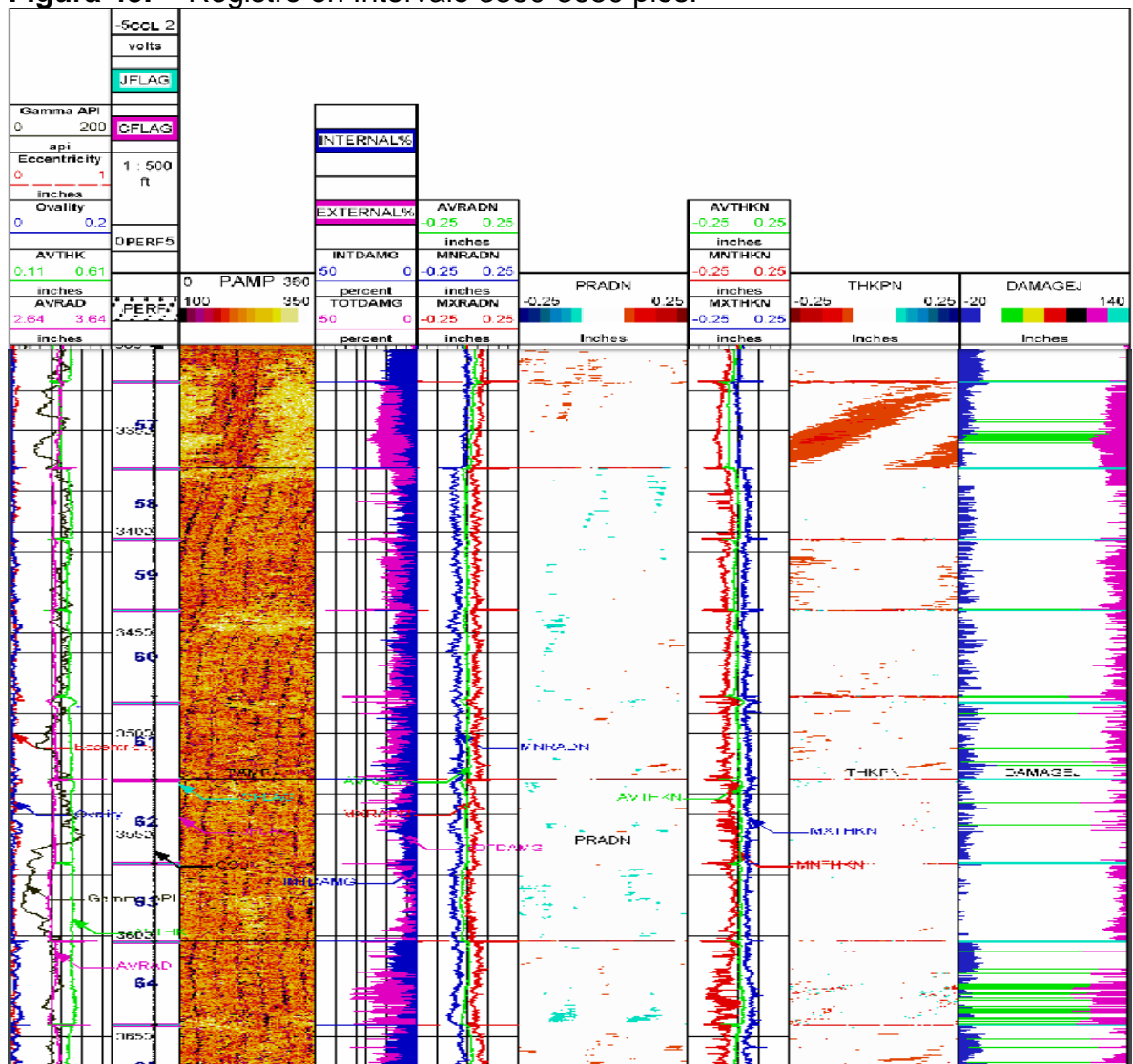
Figura 48. Registro en Intervalo 1550-1950 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

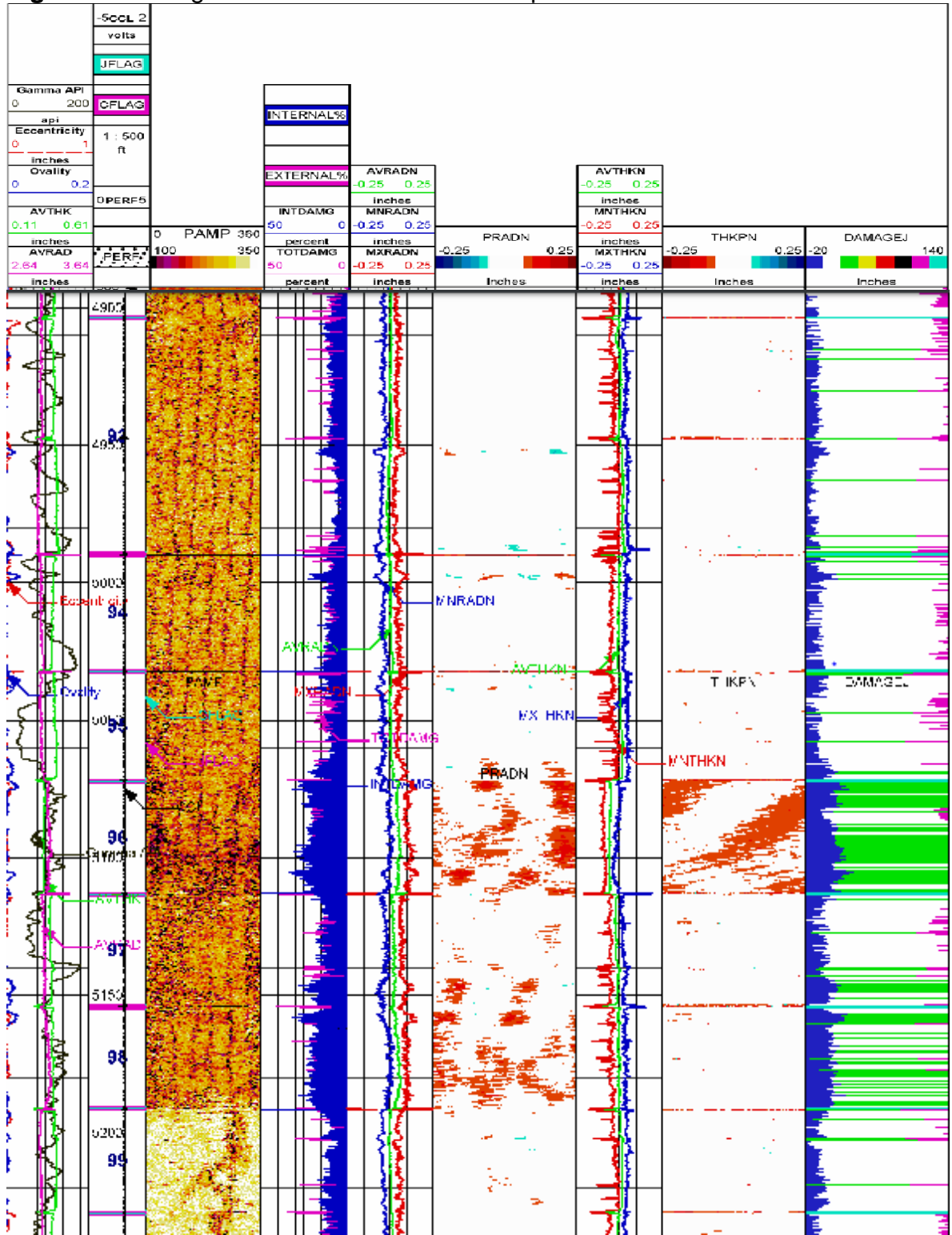
En la **Figura 49** y la **Figura 50** se evidencian condiciones parecidas a las vistas en las zonas más afectadas del pozo, para los intervalos de 3350 a 3650 pies y 4900 a 5200 pies respectivamente; se presentan juntas que no superan el 30% de daño interno, sin representar un daño considerable, a diferencia de los intervalos de este pozo previamente presentados, se observa en el track de amplitudes medidas una coloración oscura lo que indica daño en el revestimiento.

Figura 49. Registro en Intervalo 3350-3650 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

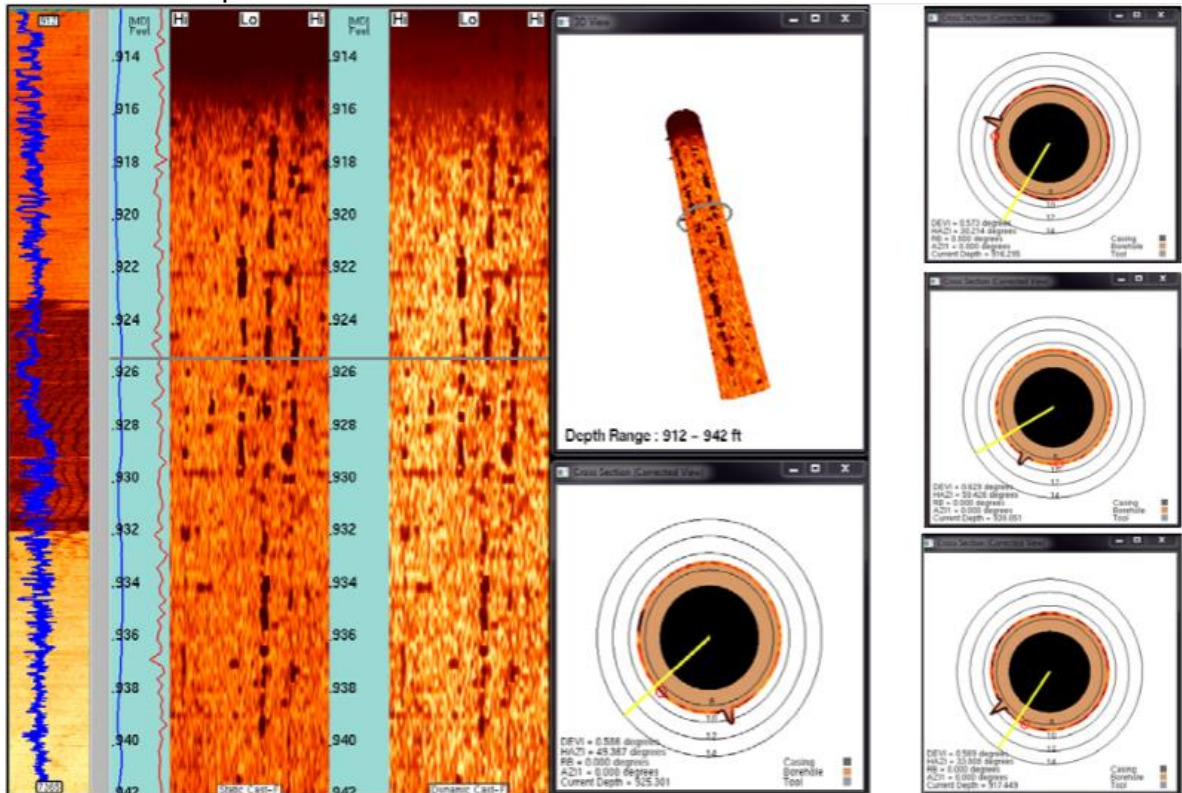
Figura 50. Registro en Intervalo 4900-4520 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

A continuación en la **Figura 51**, se muestra un mapa de amplitudes, donde los colores oscuros indican daños en el revestimiento, como también tienen un corte transversal con los tiempos de tránsito, donde indica el espesor del revestimiento, cuando existen orificios en el revestimiento y una imagen 3D de la tubería.

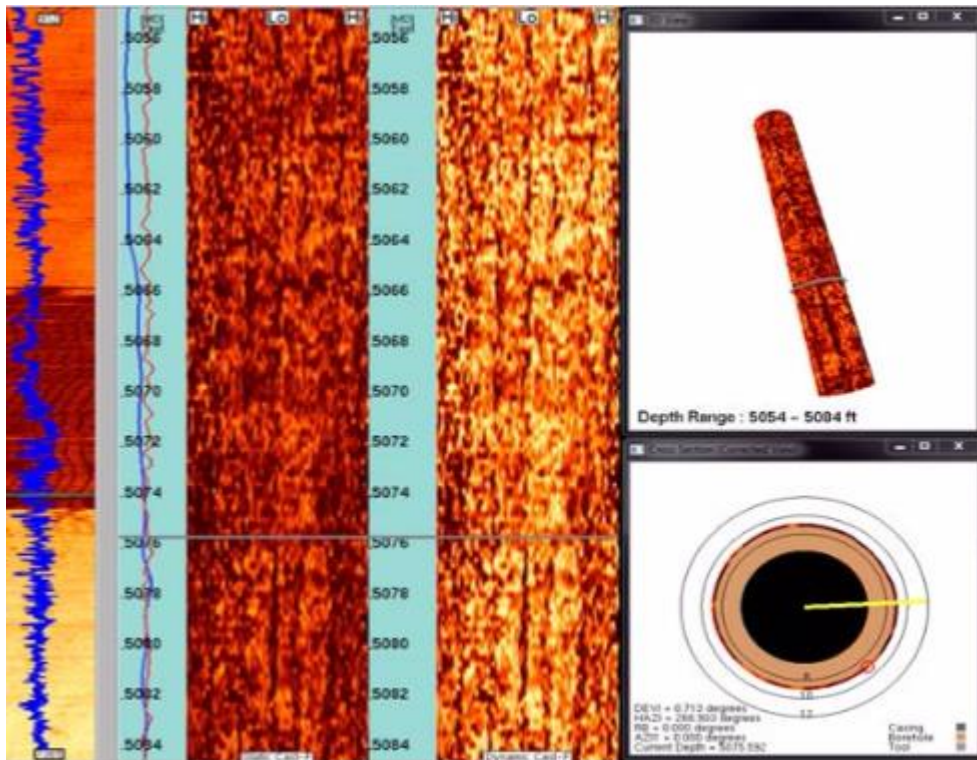
Figura 51. Amplitudes del Registro de Sonido Para el Intervalo comprendido entre 916-942 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

En la **Figura 52** el registro evidencia un desgaste en la tubería a manera de pequeños orificios

Figura 52. Amplitudes del Registro de Sonido Para el Intervalo comprendido entre 5050 y 5085 pies.

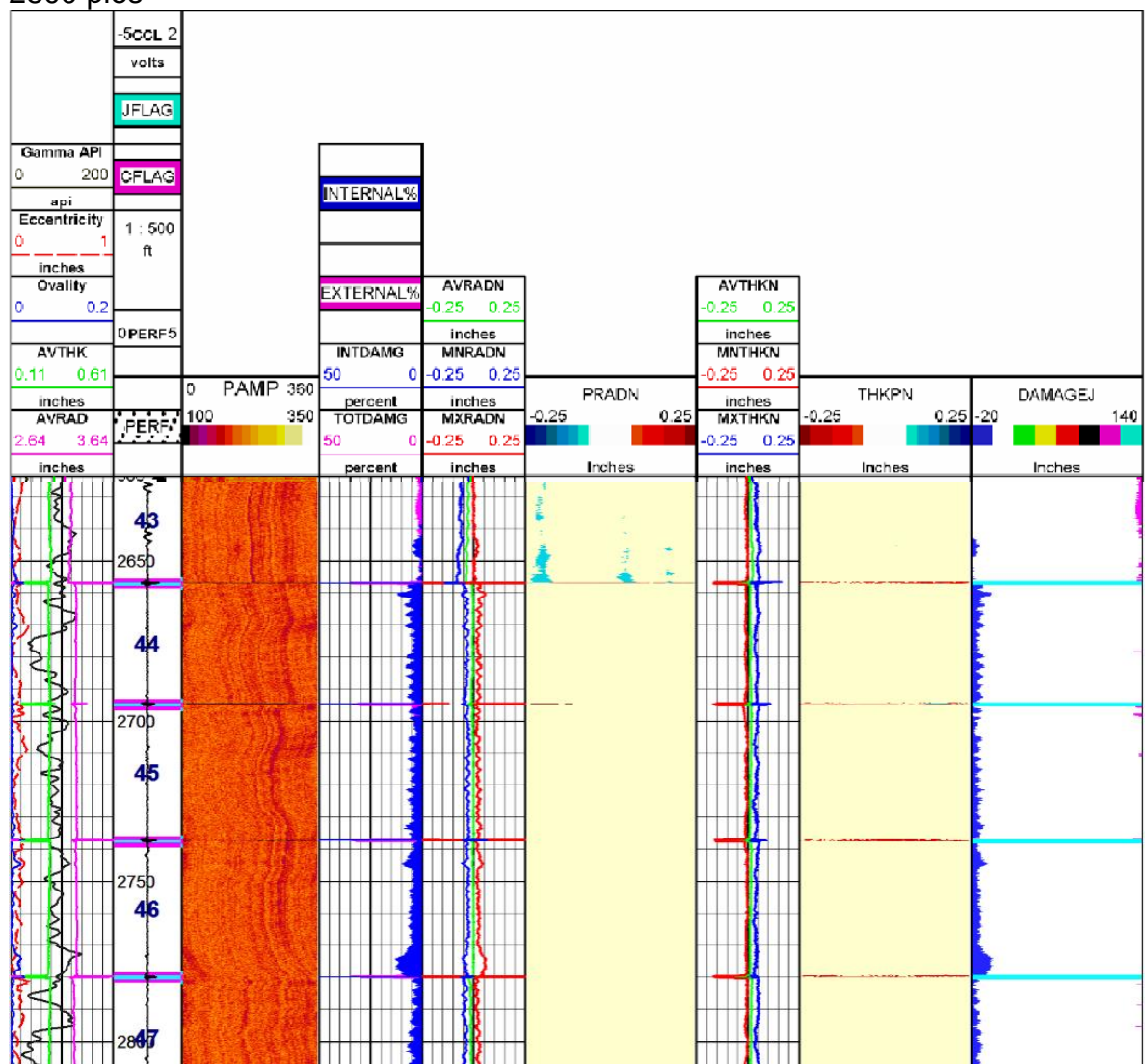


Fuente : Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

Aunque la tubería no se encuentra en su mejor estado, se ha llegado a la conclusión que este pozo puede seguir con su función de producir, aunque se debe tener en cuenta que cuando el frente de combustión llegue al pozo, se deben tomar acciones, no solo por el estado del revestimiento, también por el estado del cemento; estas dos variables se verán altamente afectadas por estas condiciones.

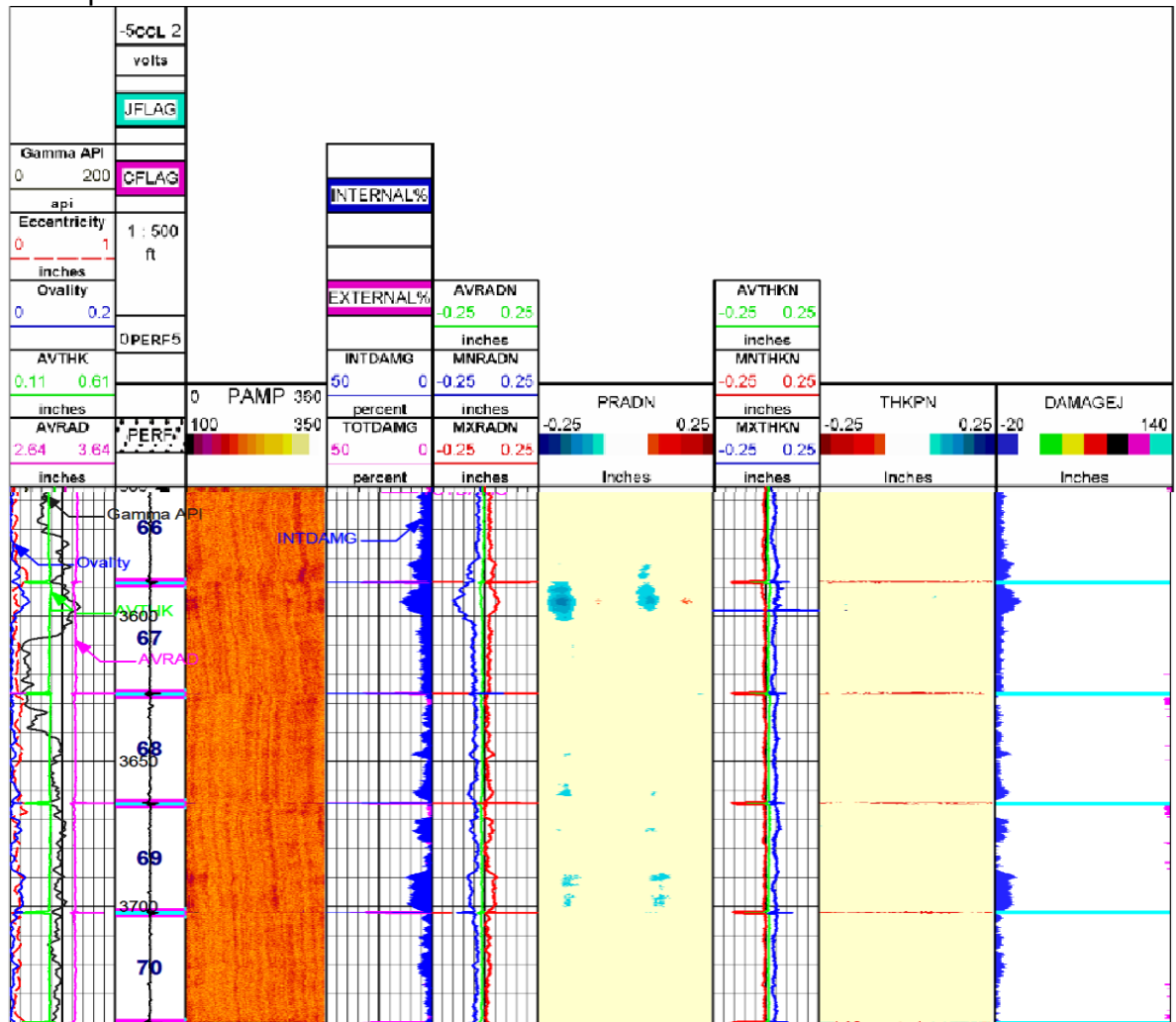
4.4.3 POZO E. A continuación se muestran las zonas más críticas en el registro, este también será comparado con el registro del pozo abandonado esto con el fin de conocer el nivel de daño que se presenta. Se estudia la tubería de 9 5/8 que tiene un peso de 53 lbs/ft, en el intervalo de 850 a 7040 pies. En la **Figura 53** y la **Figura 54** se observa el comportamiento general en el pozo, que se encuentra casi en perfecto estado, el mapa de amplitudes parece indicar cierto daño por la coloración oscura, pero no se evidencia ni un daño interno, ni externo, ni tampoco anomalías con el radio y el espesor, aunque se presente una leve coloración azul en la pista normalizada del radio indicando una pequeña pérdida del radio original.

Figura 53. Registro de inspección Pozo 44 Tubería de 9 5/8" intervalo de 2650-2800 pies



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

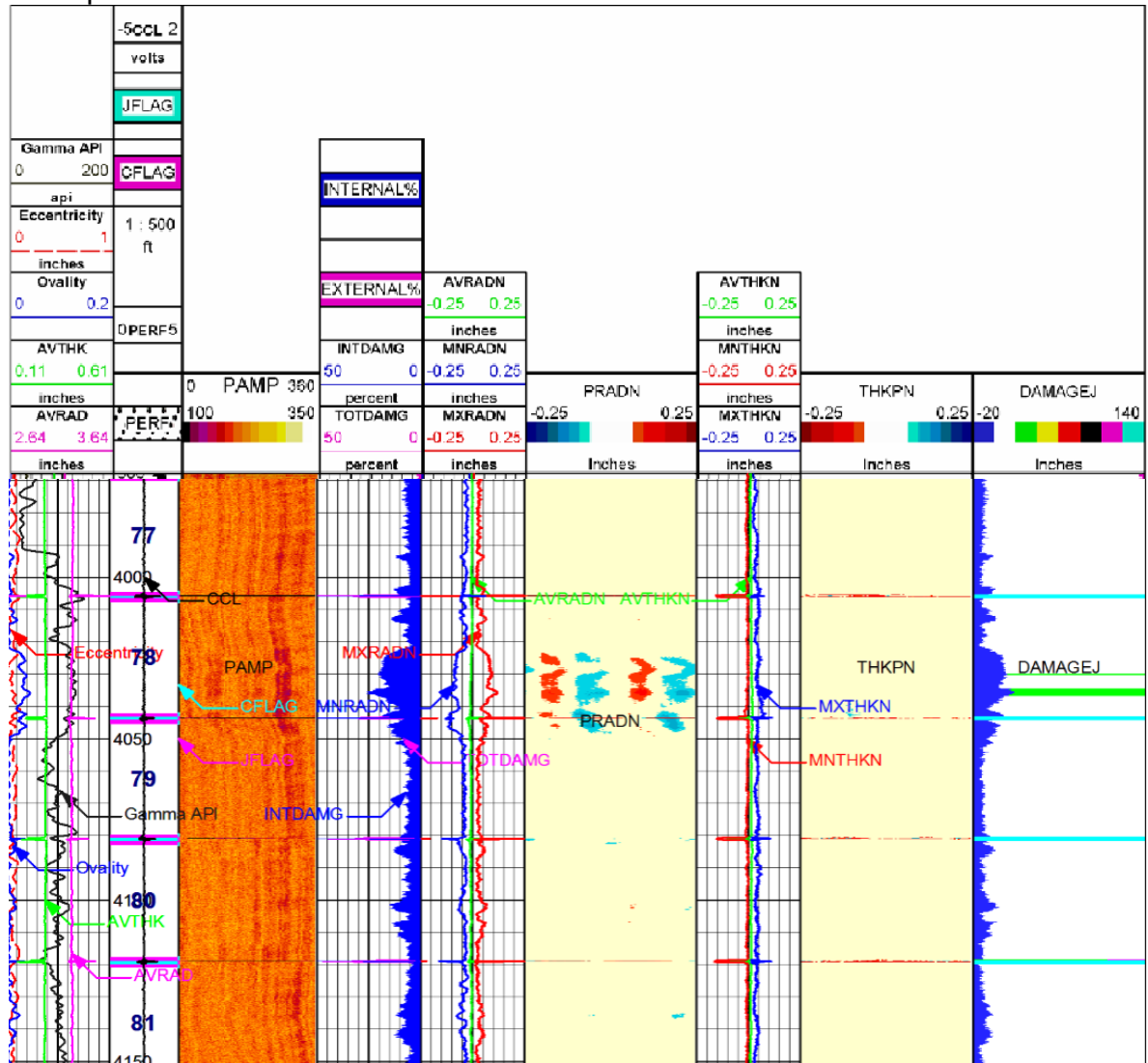
Figura 54. Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 3550-3750 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

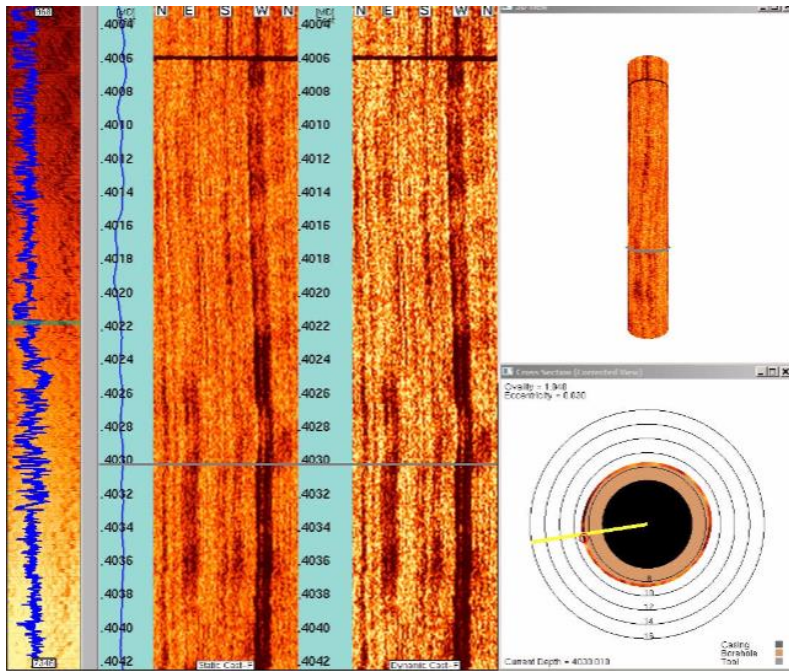
En las **Figura 55** y **Figura 56** y en las **Figura 57** y **Figura 58** se observa una zona con un mayor desgaste, a la altura de la junta 78 y junta 113 respectivamente. Se evidencia un daño interno de alrededor del 25% y en el mapa de radio normalizado se observan coloraciones rojas y azules, que indican ganancia y pérdida del radio en la misma tubería.

Figura 55. Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 3950-4150 pies.



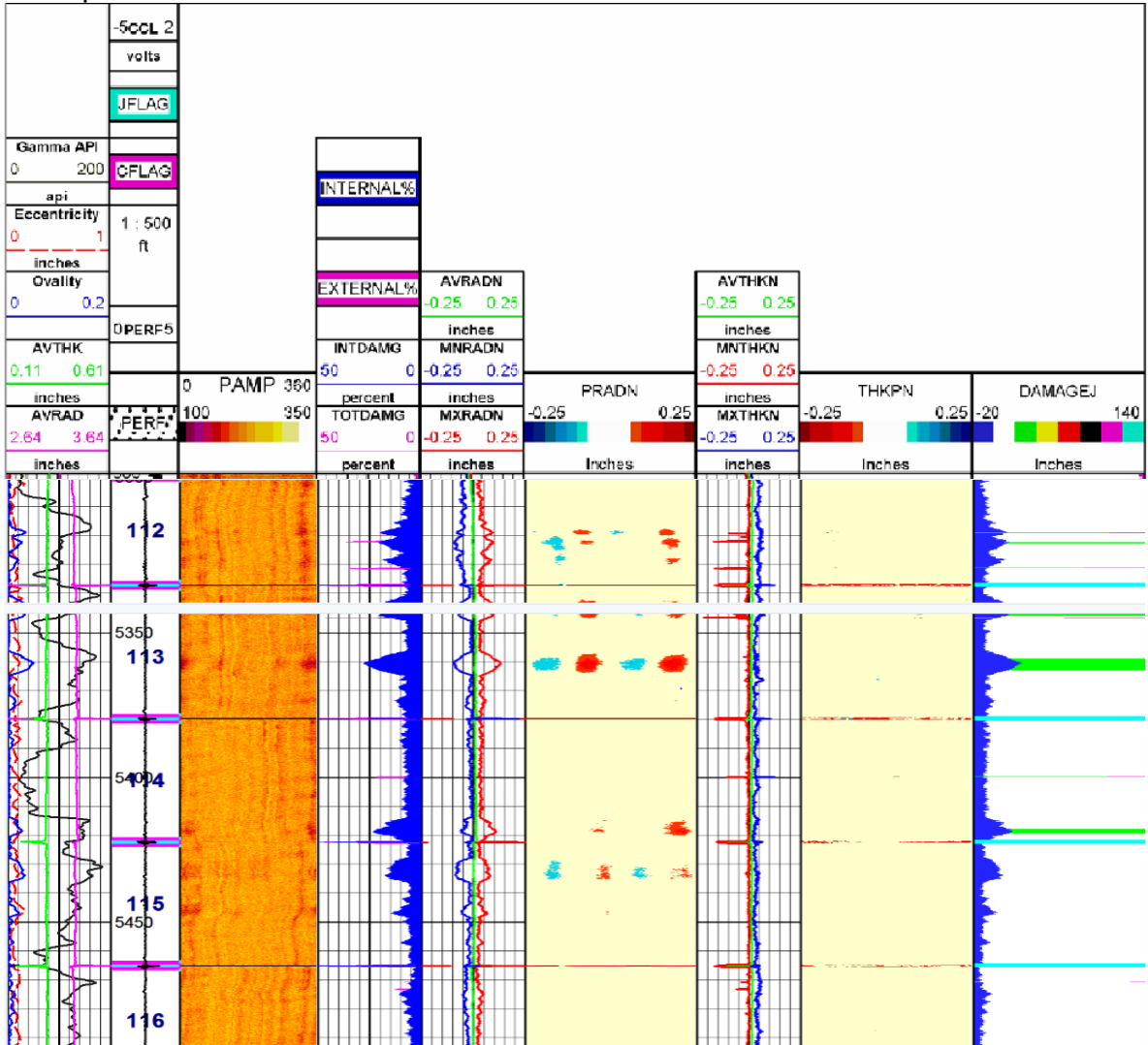
Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

Figura 56. Registro 2D y 3D del Casing de 9 5/8" en el intervalo 4000-4040 pies



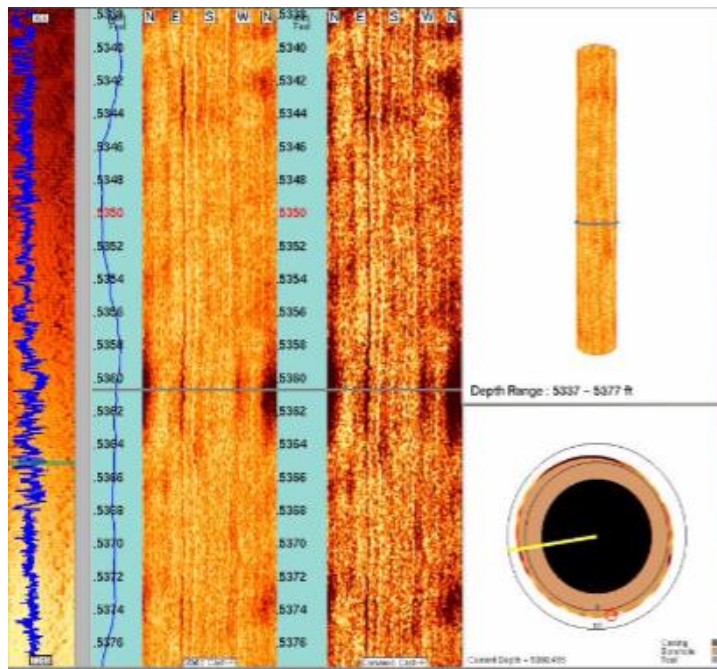
Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

Figura 57. Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 5300-5500 pies.



Fuente; Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

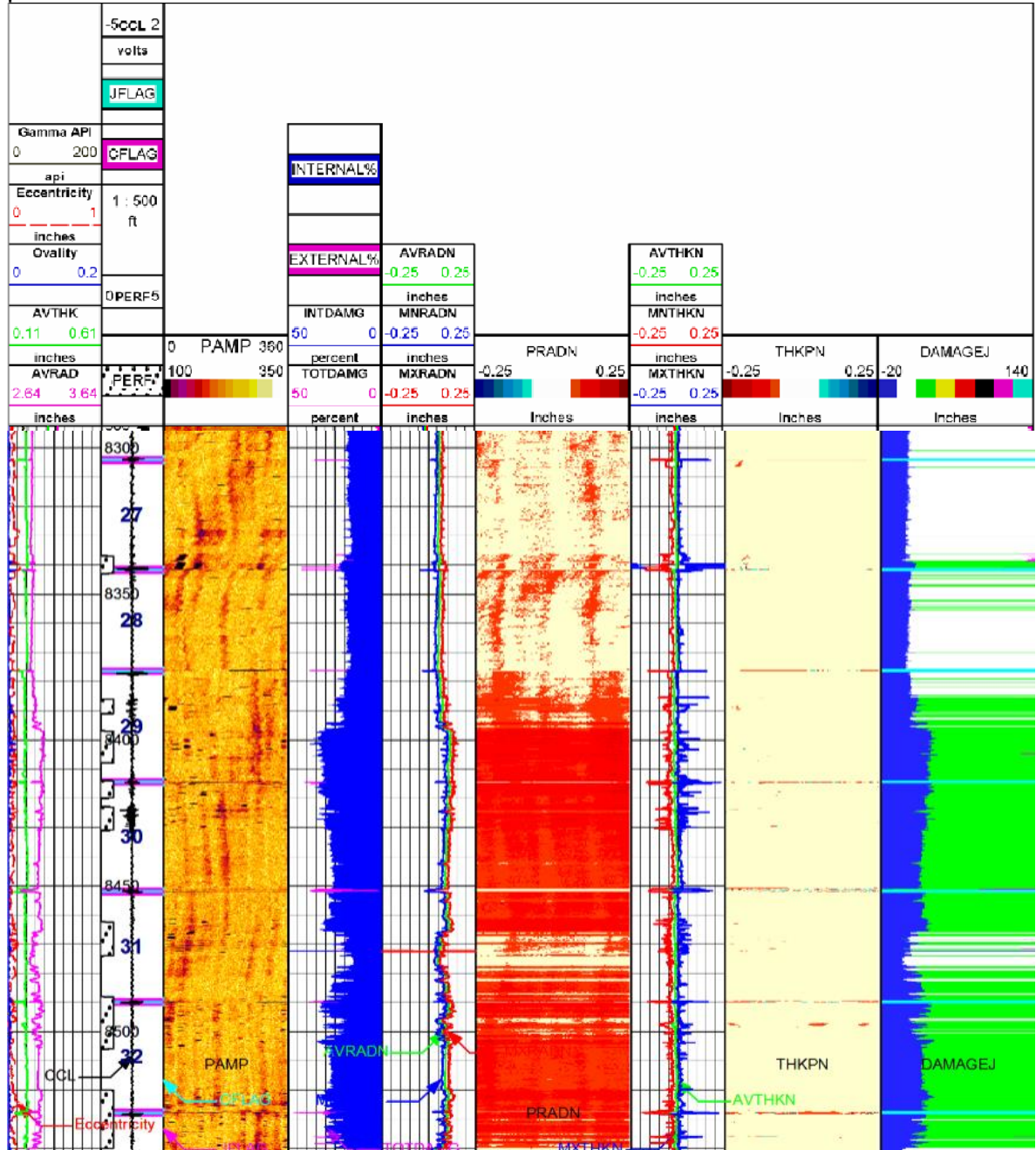
Figura 58. Registro 2D y 3D del Pozo 44 Casing de 9 5/8 Intervalos 5300-5500 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

A continuación en la **Figura 59**, se muestra la parte más crítica del registro de inspección de la tubería, esta se observa en el liner el cuál presenta entre los 7350'-8350' una leve coloración roja lo que indica un ligero incremento en el radio de la tubería no presenta daños mayores al 15% de desgaste interno, ni tampoco daño observado en cuanto al espesor de la tubería, por debajo de los 8350' la coloración se torna muchísimo más oscura y constante, indicando un daño mucho más significativo, se observan daños internos mayores al 25% a lo largo de esta sección y la última pista refleja daños de alrededor del 20%.por casi todo el intervalo de 8350 a 8600 pies.

Figura 59. Registro de Inspección Pozo 44 Casing de 7" Intervalos 8300-8550 pies.



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

De los tres (3) pozos evaluados, este Pozo, es el que se encuentra en mejor estado, concluyendo que, puede seguir con su función de ser productor, se recomienda que cuando el frente de combustión valla a llegar a este pozo, se

realicen de nuevo análisis de revestimiento, para ver la viabilidad de continuar con el mismo pozo, o ver la posibilidad de abandonarlo.

4.4.4 Tabulación de resultados de desgaste por revestimiento. Se realizaron análisis de cada tubo en las secciones seleccionadas para los pozos seleccionados y para cada tipo de revestimiento, esto se realizó para poder demostrar cuan desgastados están y poder determinar si se necesitan hacer reparaciones o en casos extremos cambios del mismo.

Para poder comprender las tabulaciones realizadas se tomó cinco (5) clases de deterioro para los revestimientos, en la **Figura 60** se describen estas clases con su respectivo rango de porcentaje.

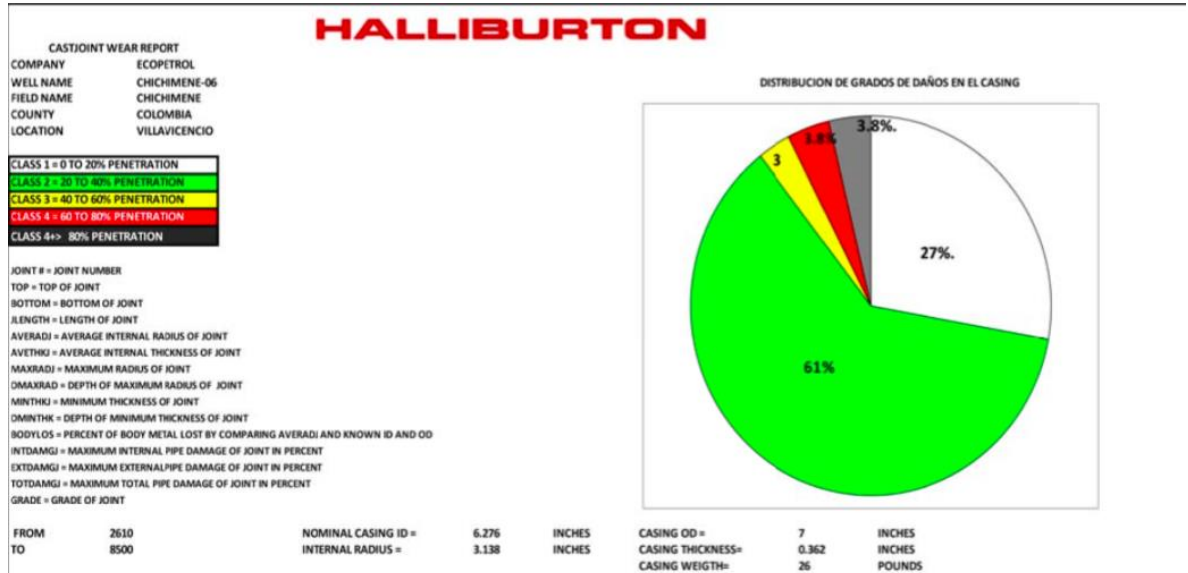
Figura 60. Clasificación de % de Daño por Cada Unión de Tubería.

CLASS 1 = 0 TO 20% PENETRATION
CLASS 2 = 20 TO 40% PENETRATION
CLASS 3 = 40 TO 60% PENETRATION
CLASS 4 = 60 TO 80% PENETRATION
CLASS 4+> 80% PENETRATION

Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

4.4.4.1 POZO F. Se realizó el análisis para el revestimiento de 7" de 26#/ft. Para los intervalos de 2610-8500ft, en la Figura 61 se describen las tabulaciones realizadas, y los resultados de las mismas.

Figura 61. Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 7” .



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

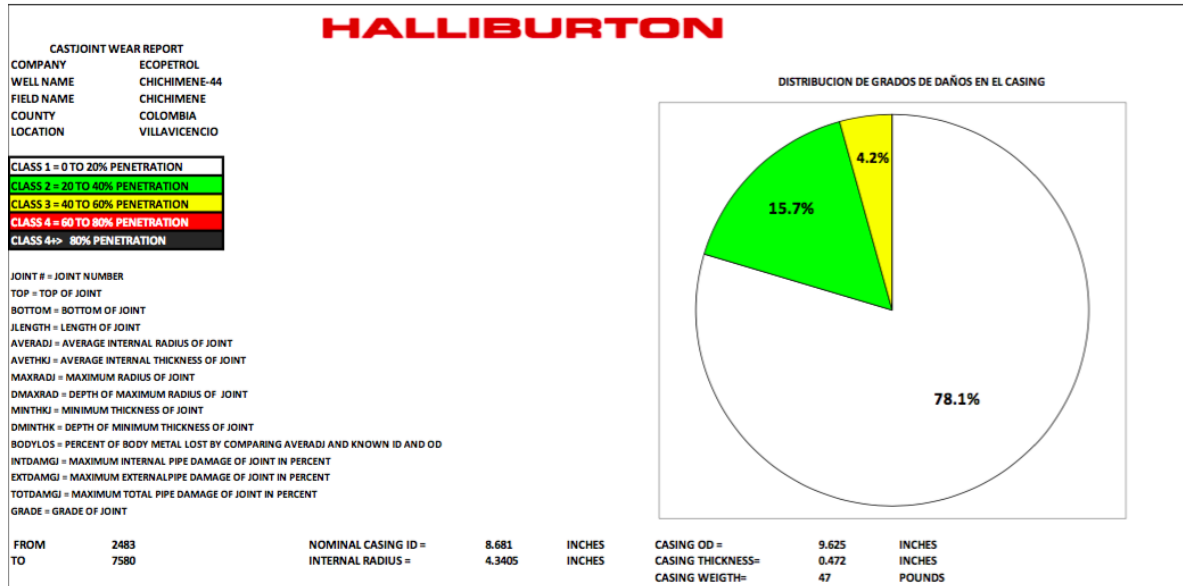
En líneas generales el 27% de la longitud total del revestimiento muestra niveles de daño que se clasifican de grado 1 (uno) lo que significa variación de desgastes entre 0 y 20%; 61% de la longitud total del revestimiento muestra niveles de daño que se clasifican de grado 2 (dos) es decir desgastes que varían entre 20-40%, sin embargo estos daños son por la cara externa en algunas zonas e interna del revestimiento en otras.

El resto de los tubos (10.5%) muestra niveles de desgaste superiores a 40%, según la clasificación de colores (**Figura 61**), estos se presentan donde hay orificios de tuberías y frente de los cañoneos.

Analizando específicamente tubo a tubo se aprecian también la existencia de daños externos, adicionado a que también se presentan en los cuellos, en muchas de estas zonas también existe pobra cementación.

4.4.4.2 POZO E. Se realizó el análisis para el revestimiento de 9.625” de 47 #/ft. y 7” de 26#/ft. Para los intervalos de 2610-8500ft, en la Figura 62 se describen las tabulaciones realizadas, y los resultados de las mismas.

Figura 62. Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 9.652”



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

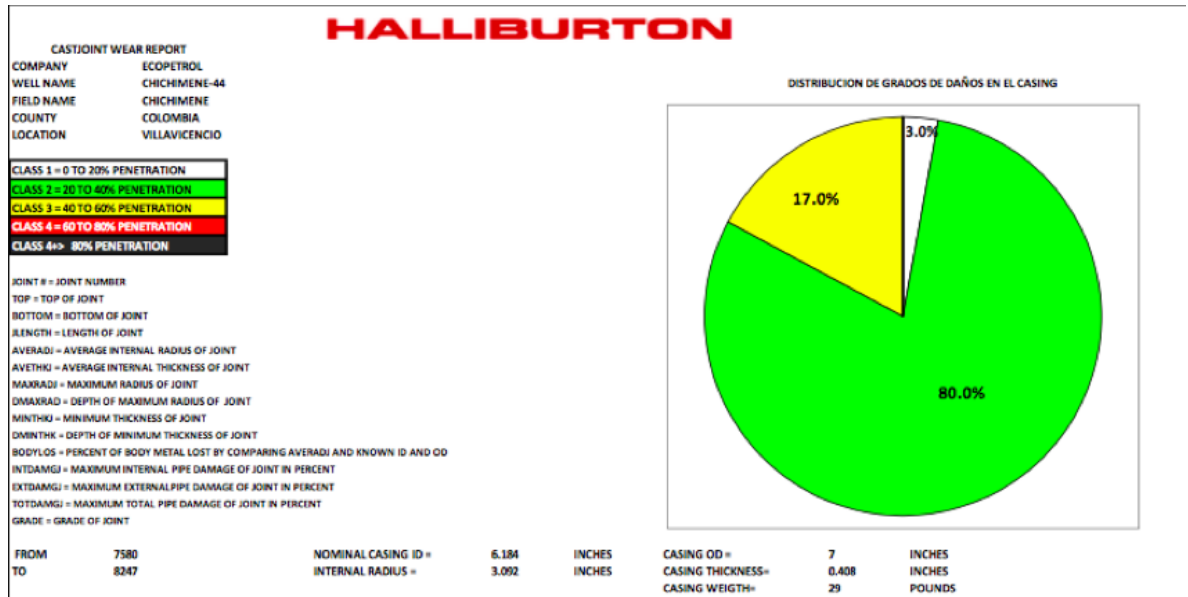
En líneas generales el 15.7% de la longitud total del revestimiento muestra niveles de daño que se clasifican de grado 2 (dos) es decir desgastes que varían entre 20-40%, los valores más altos de estos daños corresponden a la cara externa del revestimiento, mientras que por la cara interna no se alcanzó desgastes mayores a 30%.

El 4.2% tienen niveles de desgaste entre 40-60% sin pasar de 50%, si embargo nuevamente estos daños son externos principalmente y pueden estar afectados por los cuellos.

El resto de los tubos (78,1%) muestra niveles de desgaste menores a 20%, según la clasificaciones de colores corresponde al color blanco.

A continuación en la **Figura 63** se muestran los resultados para revestimiento de 7” en profundidades de 7580-8247 ft.

Figura 63. Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 7” .

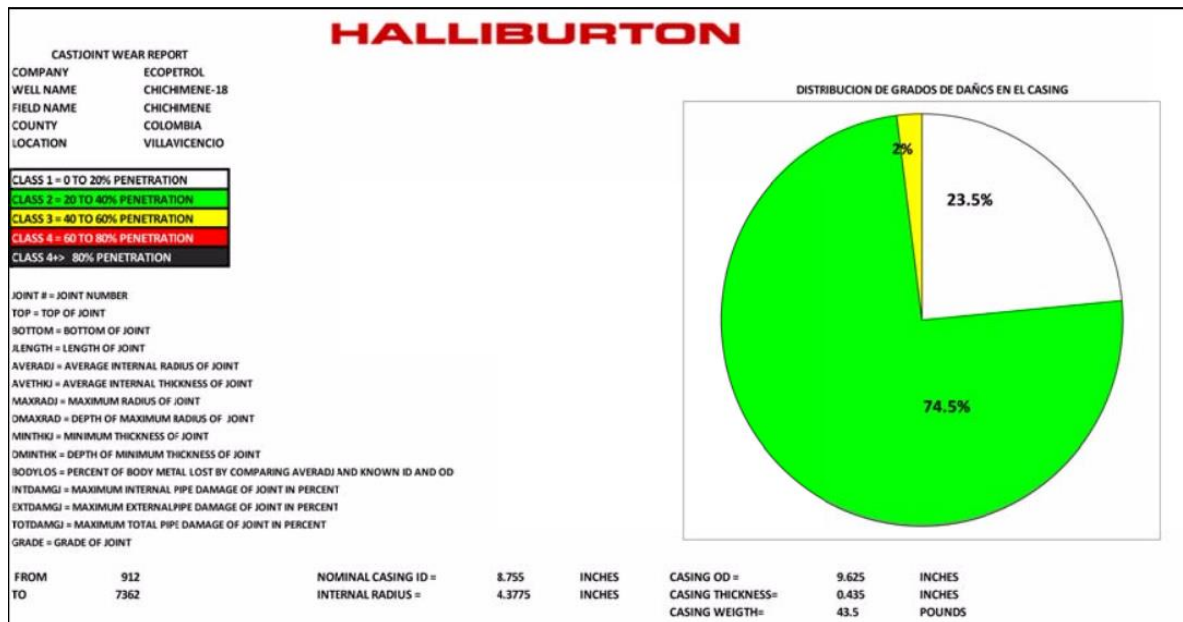


Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

En líneas generales el 80% de los tubos muestra desgastes entre 20-40%, la mayor proporción de estos desgastes son internos, 17% presentan desgaste entre 40-60% y menores a 50% influenciados por la respuesta en los cuellos al ser mayoritariamente daños externos y por último el 3% muestra daños menores a 20%.

4.4.4.3 POZO B. Se realizó el análisis para el revestimientos de 9.625” de 43.5 #/ft. Para los intervalos de 912-7365ft, en la Figura 64 se describen las tabulaciones realizadas, y los resultados de las mismas.

Figura 64. Resultados de Desgaste para Cada Tubo Registrado en las Secciones de 9.652”



Fuente: Halliburton; Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image); Ecopetrol, Bogotá, Colombia; 2015.

En líneas generales el 74,5% de la longitud total del revestimiento muestra niveles de daño que se clasifican de grado 2 (dos) es decir desgastes que varían entre 20-49%.

El resto de los tubos (23,5%) muestra niveles de desgaste menores a 20%, según la clasificaciones de colores corresponde al color blanco. Aunque unos tubos presentan desgastes superiores a 40%.

4.5 PROBLEMAS DE CEMENTACIÓN

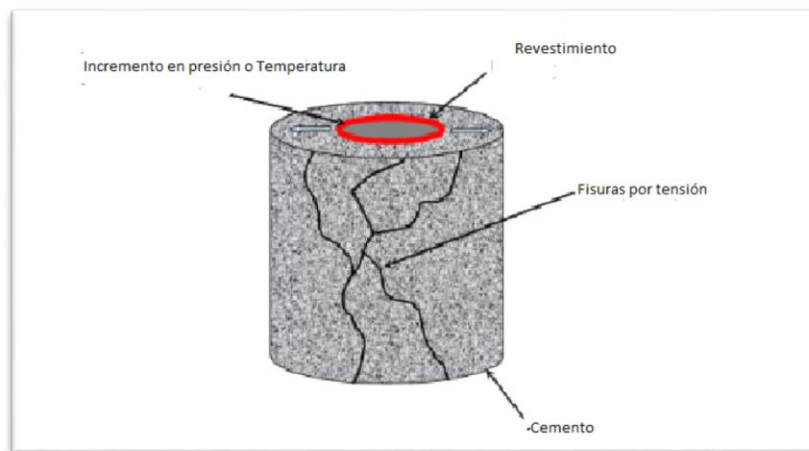
Según Nelson & Guillot⁷⁶ un buen cemento tiene muy baja permeabilidad alrededor de $10^{-5}mD$, pero presenta bastante problemas durante su vida operacional debido a cargas químicas, mecánicas o térmicas aumentando su permeabilidad, los principales problemas que suceden en los pozos con recobro térmico se dan a causa de una mala cementación, incluso la selección del material puede ser dejada en segundo plano si el trabajo de cementación es excelente.

⁷⁶ Nelson.E.B; Guillot,D. Well Cementing , schlumberger, Ed2, 2006, citado por: De Andrade, J. Torsæter, M. Todorovic, J.; Influence of Casing Centralization on Cement Sheat Integrity During Thermal Cycling; SPE; 2014.

Según Wu⁷⁷ estudios demuestran que en pozos con completamiento convencional (K-55, N-80 y L-80) se pueden prevenir las fallas del revestimiento por colapso y pandeo con excelentes prácticas de cementación aun cuando el revestimiento se encuentre cedido por el esfuerzo extremo térmico compresivo.

Por esto es primordial asegurar un buen trabajo de cementación y asegurar que las condiciones de cemento en los pozos que serán incluidos en el proyecto aseguren excelentes condiciones esto con el fin de evitar el agrietamiento por tensión del cemento como puede evidenciarse en la **Figura 65**.

Figura 65. Agrietamiento en el Cemento



Fuente: Taoutaout, S; Osman, T.M; Mjthab,M; Succar,N. “Well Integrity In Heavy Oil Wells: Challenges and Solutions”, Schlumberger, SPE, 2010.

Según Farouq & Jones⁷⁸ el cemento portland convencional clase G o H presenta una pérdida considerable en la resistencia a la compresión a temperaturas por encima de 230°F, el gel hidratado del silicato de calcio por encima de esta temperatura pierde sus características y puede ocasionar una desunión entre el revestimiento y la columna de cemento. Este cemento trabaja de manera satisfactoria a temperaturas de 600°F con la adición de 35-40% de silica, aditivo que no representa mayor costo, pero si genera un amplio margen de seguridad en la integridad del pozo.

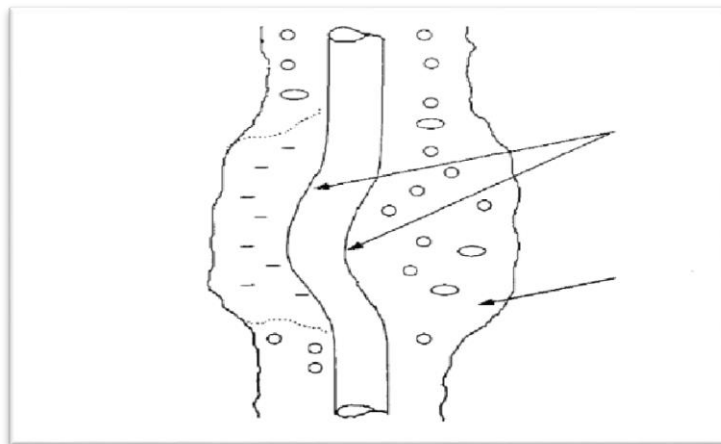
⁷⁷ Wu, J; Steam Injection Casing Design, Chevron-Texaco, SPE, 2005.

⁷⁸ Farouq, A; Jones, L.A; Melaud, R.F; Practical Heavy Oil Recovery; University of Alberta; 1997.

Como también estudios realizados por Gallus J.P, Watters L.T, Pyle D.E,⁷⁹ comprobaron que entre mayor Silica tenga el cemento, se generaran compuestos llamados Xonotlita y truscotlita, siendo el segundo compuesto quien mayor fuerza de compresión suministra al cemento, el estudio también dio como resultado, que el tipo de cemento que mejor se comporta para procesos térmicos es el cemento tipo J.

Otro problema recurrente con el cemento en procesos térmicos se da en el revestimiento pero debido a una mala cementación y es la no uniforme distribución de las cargas por zonas mal cementadas, las cuáles causan un pandeo localizado en la tubería generando una expansión del material como se muestra en la **Figura 66**.

Figura 66. Pandeo de la tubería debido a una mala cementación



Fuente: Wu, J; Gonzalez, M.E; Hosn,N. “Steam Injection Casing Design”, ChevronTexaco, SPE, 2005.

Por las razones anteriormente expuestas se recomienda analizar los registros de cementación y revestimiento para conocer el estado actual de cada uno de los pozos a ser utilizados en el proyecto, de éste estado dependerá la resistencia a las condiciones del proceso de recobro térmico, se debe asegurar un excelente trabajo de cementación donde no se permita el libre movimiento del revestimiento y donde todas las zonas se encuentren asiladas, así mismo deben estar las condiciones de la tubería de revestimiento, en conjunto estas dos barreras representan la integridad del pozo en el fondo.

⁷⁹ Gallus J.P, Watters L.T, Pyle D.E Performance of Oilwell Cementing Compositios in Geothermal Wells; California.1979.

4.6 MATRIZ DE RIESGO

Con los datos obtenidos para cada una de las variables anteriormente descritas, se construye una matriz de riesgo con tres (3) posibles escenarios durante la vida del proyecto, estos escenarios fueron planteados de la siguiente manera:

- Corto Plazo: un (1) año.
- Mediano Plazo: tres (3) años.
- Largos Plazo: cinco (5) años.

Se plantearon distintas variables de riesgo para la construcción de la matriz, estas variables fueron tomadas en cuenta de acuerdo a lo leído en la literatura pertinente del tema en cuestión, y los problemas presentados en casos similares de recobro térmica alrededor del mundo. A continuación se enuncian y brevemente explican las variables a ser estudiadas, y la razón por la cual fueron escogidas para la matriz.

- **Esfuerzo Axial Compresivo:** Es el esfuerzo resultante del pandeo de la tubería debido a un aumento de la temperatura y una restricción que no permita libremente la expansión de esta, este esfuerzo puede causar un daño irremediable en la tubería si sobrepasa los límites de esfuerzo nominal de cada tubería, esta variable de riesgo se encuentra directamente relacionada con la temperatura, según Wu⁸⁰ las tuberías de grado 80Ksi empiezan a ceder a un cambio de temperatura por encima de los 397°F y las de resistencia 110Ksi cedían a temperaturas superiores de 500°F, estas temperaturas fueron tomadas como punto de referencia para el grado de riesgo inminente o irremediable, además de tomar la temperatura como variable crítica se calculó la reducción de resistencia a esfuerzos en la tubería (**Tabla 11**) y se comparó con el esfuerzo axial resultante de los diferentes incrementos en la temperatura, si se sobrepasa el límite de capacidad de resistencia del material el riesgo de falla en el material se vuelve inminente.
- **Corrosión:** Problemática que se presenta en todos los pozos de petróleo casi que de manera inevitable, pero se ve exacerbada por agentes agresivos como lo son las altas temperaturas, y la presencia de fluidos corrosivos como el CO₂, Cl y H₂S, razón por la cual se hace necesario el estudio de la corrosión como agente de riesgo en el proceso de recobro térmico, Ecopetrol⁸¹ realizó simulaciones y trabajos en laboratorios para determinar la velocidad de corrosión en cada material de las tuberías, valor que fue comparado con los establecidos por la NACE para clasificar las velocidades

⁸⁰Wu,J, Op. cit. p. 1.

⁸¹ Ecopetrol, Informe Aseguramiento de Integridad para Materiales de Fondo de Pozo (Tubing y Casign) y de Superficie Del Piloto De Inyección de Aire, Piedecuesta, 2014. p.5

de corrosión estableciendo los niveles de riesgo para cada variable de corrosión, Bellarby⁸² explica detalladamente los tipos de corrosión posibles a presentarse en el revestimiento y según las condiciones presentadas la corrosión por CO₂ y por H₂S generará problemas en ambos revestimientos, repercutiendo con mayor efecto la corrosión por H₂S debido a que el incremento de temperatura es un limitante para la corrosión por CO₂.

- **Estallido y Colapso:** Estas variables de riesgo se encuentran presentes en cualquier pozo petrolero del mundo, debido a que las tuberías tienen ciertas resistencias a los cambios de presión que se pueden presentar alrededor de las tuberías, Halliburton⁸³ realizó un estudio de inspección de las tuberías utilizadas en los pozos afectados por el recobro térmico, definiendo el límite de colapso y tensión que tenían las juntas, con base en estos valores y en el porcentaje de juntas con ese valor se construyeron los rangos de riesgo para los pozos, obteniendo valores mínimos de 10000 psi para causar daños irreversibles, lo cual se encuentra muy por encima de los valores esperados en fondo de pozo..
- **Fuerza De retrogresión:** Esfuerzo al cual se verá sometido el cemento debido al incremento en la temperatura del ambiente, se encuentra directamente relacionado con la temperatura y su criticidad depende de esta, Según Taoutaou⁸⁴ el cemento convencional pierde adherencia y aumenta su permeabilidad a temperaturas por encima de 230°F punto donde el riesgo comienza a ser considerable.

De acuerdo a estos escenarios y riesgos de ocurrencia, se presenta la siguiente matriz de riesgo en la **Tabla 15**.

⁸² Bellarby, Op. cit. p. 442-457.

⁸³ Halliburton, Reporte de Registro de Inspección de Casing(Fastcase & 3D Image) Bogota, 2015 p.25

⁸⁴ Taoutaout, S; Osman, T.M; Mjthab,M; Succar,N. "Well Integrity In Heavy Oil Wells: Challenges and Solutions", Schlumberger, SPE, 2010, p 3.

Tabla 15. Matriz de Riesgos.

MATRIZ DE RIESGO									
Condición			Escenarios Para Plazos			Riesgos			
			Corto	Mediano	Largo	Sin Riesgo	Moderado	Alto	Inminente
Velocidad de Corrosion(mpy)	Generalizada	N-80	5.8	5.8	5.8	<1	1-4.9	5-10	>10
		P-110	4.6	4.6	4.6				
	Localizada	N-80	45	45	45	<5	5-7.9	8-15	>15
		P-110	49	49	49				
Temperatura (°F)		N-80	224	300	800	<303	303-400	400-500	>500
		P-110	224	300	800	<500	500-600	600-800	>800
Cloruros (ppm)			2.700	6.000	10.000	<6.000	6.000	>60.00	N/A
H2S (%)			0,2	0,2	0,2	<0.05	0.05-0.19	0.2-0.6	>0.6
CO2(ppm)			150.000	150.000	150.000	<30.000	30.000-150.000	150.000-300.000	>300.000
Estallido (psi)			1.100	1.300	1.500	<5.000	5.000-7.000	7.000-10.000	>10.000
Colapso (psi)			1.100	1.300	1.500	<9.000	9.000-11.000	11.000-12.000	>12.000
Esfuerzo Axial Compresivo			-10350	-15732	-103500	<56.000	56.000-75.000	75.000-100.000	>105.000
Fuerza de Retrocesión (Cemento) (°F)			224	300	800	<230	230-300	300-500	>500

4.6.1 Corto Plazo. En el escenario presentado para un corto plazo (1 año), se presentan según los datos y matriz de riesgo obtenidos que los problemas a solucionar serán corrosión localizada y generalizada ocasionadas por altas concentraciones de H2S y CO2, generando velocidades de corrosión de 5.8 y 4.6 mpy para la corrosión generalizada y de 45 y 49 mpy para la corrosión localizada, valores que están clasificado como riesgos inminentes y por lo tanto deben ser controlados de manera inmediata para continuar con el proceso de recobro mejorado.

4.6.2 Mediano Plazo. Durante el escenario planteado como Mediano Plazo (3 años), todas las variables aumentan, teniendo en cuenta que ninguna llega a ser una condición de riesgo inminente, excepto la variable de corrosión que continua siendo la variable con riesgo inminente.

4.6.3 Largo Plazo. En el escenario presentado como Largo Plazo (5 años), se definen como riesgo inminentes las variables de corrosión y temperatura, esta última genera esfuerzos axiales térmicos altos y las tuberías son incapaces de resistirlos, es por esto que teniendo la integridad del pozo como riesgo inminente se deben realizar estudios, para definir la continuidad de la operación del pozo, concluyendo la mejor viabilidad económica en cuanto a abandono o un rediseño de los mismos.

De acuerdo a los datos obtenidos anteriormente, se concluye que se deben tomar acciones para solucionar los problemas generados a un periodo de tres (3) años, debido a que las condiciones presentadas es este proyecto luego de este tiempo, pueden varían por condiciones propias del yacimiento; es por esto que se debe controlar de manera inmediata el problema de corrosión, única variable clasificada con riesgo inminente.

5. DETERMINACIÓN DE LA SOLUCION MAS VIABLES POR MEDIO DEL METODO MONTECARLO

Los pozos analizados se encuentran a una distancia del pozo inyector de 250 mts a 450 mts, esta condición obliga a presentar diversos escenarios basados en el comportamiento que tiene la temperatura y los gases de chimenea con el tiempo, teniendo en cuenta que el único problema que se clasifico como inminente fue la corrosión (Explicados con anterioridad en el Capítulo 4), se deben realizar procesos de inhibición para así poder continuar con el proyecto de combustión in situ.

5.1 PROCEDIMIENTO CRYSTAL BALL

A continuación se explica el procedimiento que se llevó a cabo para determinar la solución más viable para el problema de corrosión el cuál sufrirán los pozos estudiados.

Se empleó el software probabilístico llamado Crystal Ball, software basado en hojas de cálculo, para elaborar modelos predictivos, previsión, simulación y optimización. Brindando una perspectiva de los factores críticos que afectan un procedimiento. Software que pueden tomar decisiones tácticas correctas basados en datos probabilísticos y aleatorios, para alcanzar sus objetivos y ganar una ventaja competitiva incluso bajo las condiciones de mercado más inciertas.

5.1.1 Supuestos. Para el desarrollo y uso del Crystal Ball se tiene que tomar en cuenta unos supuestos que ayudaran a correr la simulación, en la **Tabla 16** se explican los supuestos tomados.

Estos supuestos serán los mismos para los dos casos de inhibidores (Tipo A y Tipo B).

Tabla 16. Tabla de Resumen de Supuestos Para Crystal Ball Para Inhibidores.

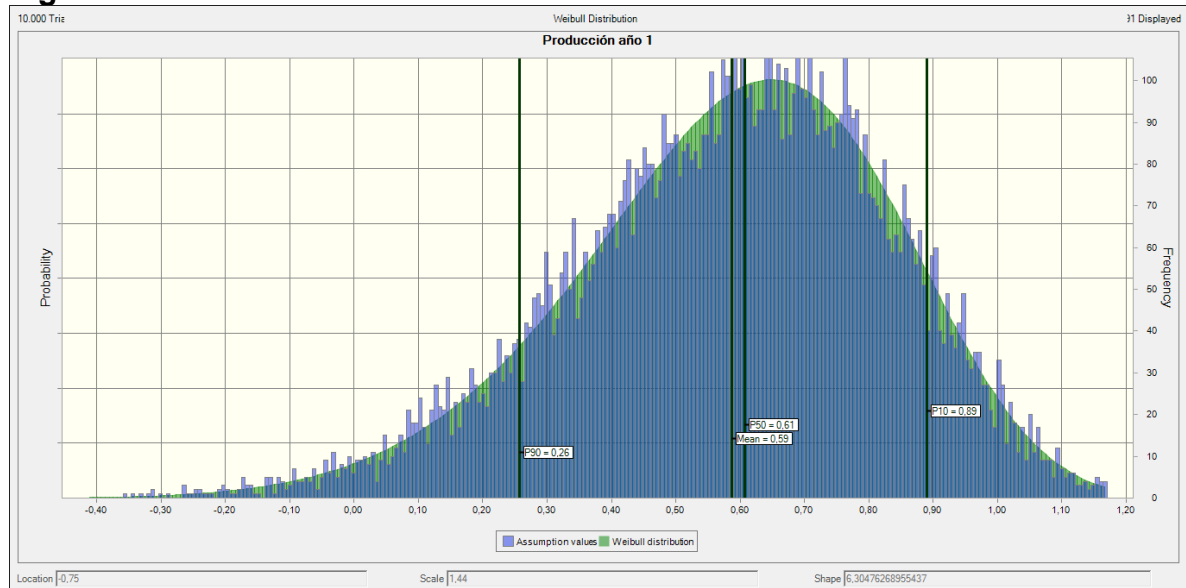
	\$	
Ganancias Totales Primer año	28,852,210	
Porcentaje Crecimiento de Producción		0.61
Crecimiento de Costo de Producción		28%
	\$	
Inversión Inicial		54,000
Regalías		4%
Costo de Oportunidad		26.16%

Los supuestos descritos en la **Tabla 16** fueron los siguientes:

- **Porcentaje Crecimiento de Producción:** Este porcentaje se obtuvo basado en un juicio de expertos (12) realizado para la obtención del crecimiento de la producción para el primer año, una vez iniciado el proyecto de Combustión In Situ, el resultado del juicio de expertos se muestra en la **Tabla 17**.

Una vez obtenido el juicio de expertos, se hizo el uso del Software Crystal Ball, el cuál se ajusta al rango de datos, encontrando la distribución mas adecuada para el caso. La distribución mas adecuada según el Software Crystal Ball fue la “Distribucion Weibull”, la cuál se demuestra en la **Figura 67**.

Figura 67. Distribución WeiBull.



Fuente: Software Crystal Ball.

Para este caso se tomó, según la recomendación obtenida por Ecopetrol S.A, se seleccionó la probabilidad “P50” que representa un crecimiento de la producción del 61%.

Tabla 17. Juicio de Expertos.

Expertos	Juicio	Valor obtenido crystal ball
Experto 1	19.37%	0.61
Experto 2	18.74%	
Experto 3	26.01%	
Experto 4	45.16%	
Experto 5	47.58%	
Experto 6	44.44%	
Experto 7	43.62%	
Experto 8	72.48%	
Experto 9	86.71%	
Experto 10	82.00%	
Experto 11	81.15%	
Experto 12	79.40%	

Una vez encontrado que el crecimiento de la producción será de 61% para el primer año y basados en historias de producciones del año anterior, se encontró aproximadamente cuál iba a ser la producción para el siguiente año, el resultado de este cálculo esta en la **Tabla 18**, en la **Ecuación 5** se muestra como se encontró la producción estimada para los siguientes años.

Ecuación 5. Producción Estimada.

$$Producción\ Estimada = (Pro.\ Aprox.\ 2016 + (Pro.\ Aprox.\ 2016 * 0.61))$$

Cuando se obtuvo esta producción para el primer año luego de iniciado el proyecto de combustión in situ, se cálculo cuál iba a ser el Costo de Levantamiento (*Lifting Cost*) para esta cantidad de hidrocarburo, teniendo en cuenta que para este Campo el costo de levantamiento por barril es de 19 USD/Barril, en la **Ecuación 6** se muestra como se encuentra el costo de levantamiento para la producción estimada.

Ecuación 6. Costo de Levantamiento.

$$Costo\ de\ Levantamiento = Barril * Costo\ de\ Levantamiento\ Campo$$

Tabla 18. Producciones Futuras Aproximadas.

FECHA	PRODUCCIÓN ESPERADA (BOPD)	LIFTING COST	FECHA	PRODUCCIÓN ESPERADA	LIFTING COST	FECHA	PRODUCCIÓN ESPERADA	LIFTING COST
1/01/17	9721,9	188215,8962	1/01/18	16007,0	309894,6305	1/01/19	702075,0	283406,4
1/02/17	9670,7	187224,595	1/02/18	16166,4	312981,2805	1/02/19	680700,2	274778,0
1/03/17	10262,8	198686,9252	1/03/18	16246,7	314536,2656	1/03/19	694465,8	280334,8
1/04/17	11822,0	228873,0659	1/04/18	15817,4	306225,6838	1/04/19	691785,0	279252,7
1/05/17	12019,3	232693,8207	1/05/18	16256,6	314728,7186	1/05/19	689192,6	278206,2
1/06/17	11763,3	227738,126	1/06/18	15881,7	307469,1246	1/06/19	686515,6	277125,6
1/07/17	11696,9	226452,8003	1/07/18	15796,3	305817,1858	1/07/19	683926,9	276080,6
1/08/17	14047,2	271953,4983	1/08/18	15988,7	309542,1734	1/08/19	681253,7	275001,5
1/09/17	15206,2	294391,3011	1/09/18	16054,1	310806,4612	1/09/19	678582,6	273923,2
1/10/17	14822,7	286966,9282	1/10/18	16284,8	315273,2831	1/10/19	676171,6	272950,0
1/11/17	14753,2	285621,925	1/11/18	16121,7	312116,3276	1/11/19	673504,1	271873,2
1/12/17	14611,2	282872,0628	1/12/18	15457,1	299250,1101	1/12/19	670924,4	270831,9
TOTAL	150397,3	2911690,945	TOTAL	192078,6	3718641,245	TOTAL	8209097,3	3313764,1

- Crecimiento Costo de Producción: Una vez obtenidos los Costos de Levantamiento, se hace uso de la **Ecuación 7**:

Ecuación 7. Crecimiento del Costo de Producción.

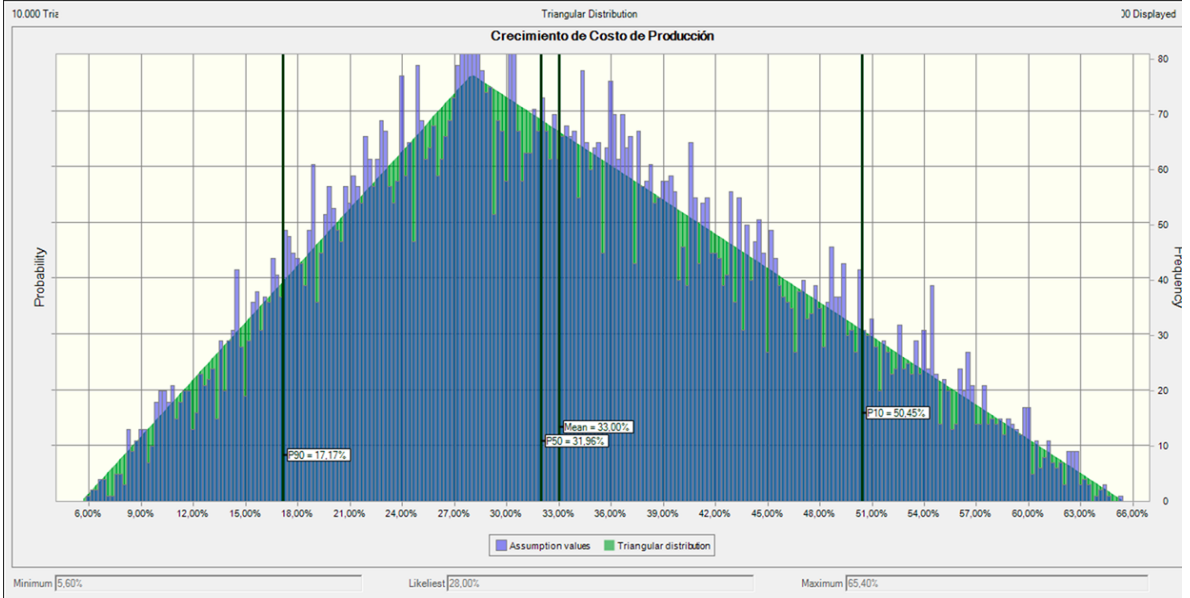
$$\begin{aligned} & \text{Crecimiento del Costo de Producción} \\ & = \left(\left(\frac{\text{Costo de Levantamiento 2018}}{\text{Costo de Levantamiento 2017}} \right) - 1 \right) * 100 \end{aligned}$$

Una vez obtenidos los resultados para cada mes del crecimiento del costo de operación se seleccionaron los Mínimos, Máximos y el total mostrados en la **Tabla 19**, para poder agregarlos al software y realizar una simulación basada en una distribución triangular, la cuál dio como resultado que el valor mas probable para el crecimiento del costo de producción será de 32%, el resultado de esta simulación se muestra en la **Figura 68**.

Tabla 19. Costos de Operación, Selección Mínimos y Máximos.

FECHA	LIFTING COST	FECHA	LIFTING COST	
1/01/17	188215,8962	1/01/18	309894,6305	65%
1/02/17	187224,595	1/02/18	312981,2805	67%
1/03/17	198686,9252	1/03/18	314536,2656	58%
1/04/17	228873,0659	1/04/18	306225,6838	34%
1/05/17	232693,8207	1/05/18	314728,7186	35%
1/06/17	227738,126	1/06/18	307469,1246	35%
1/07/17	226452,8003	1/07/18	305817,1858	35%
1/08/17	271953,4983	1/08/18	309542,1734	14%
1/09/17	294391,3011	1/09/18	310806,4612	6%
1/10/17	286966,9282	1/10/18	315273,2831	10%
1/11/17	285621,925	1/11/18	312116,3276	9%
1/12/17	282872,0628	1/12/18	299250,1101	6%
TOTAL	2911690,945	TOTAL	3718641,245	28%
	Crecimiento del Costo de Producción		28%	

Figura 68. Resultados de Simulación Basados en Distribución Triangular para Crecimiento de Costo de Producción.



Fuente: Software Crystal Ball.

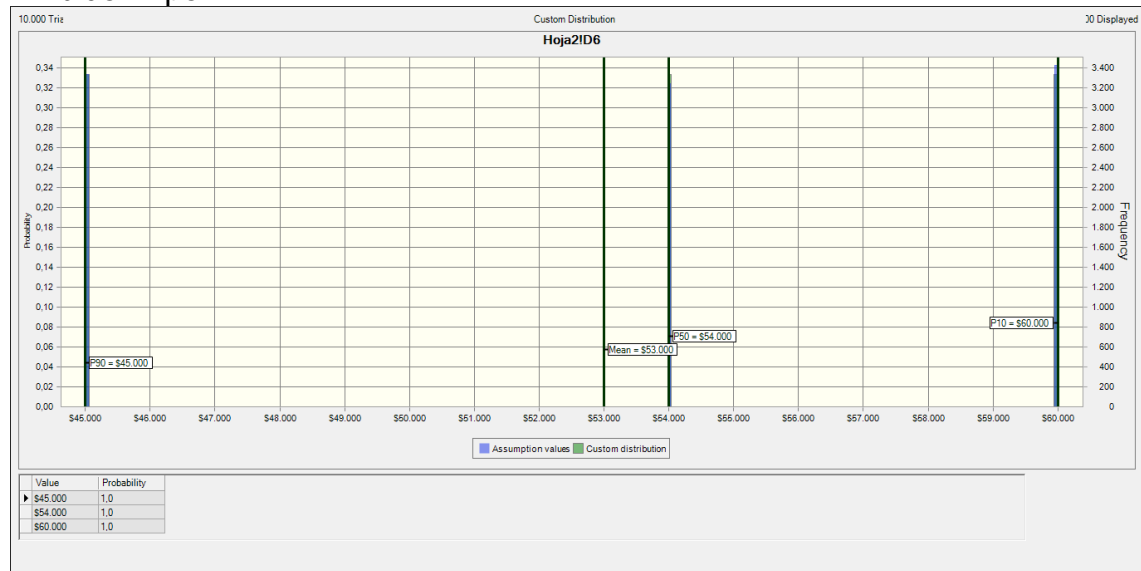
- **Inversión Inicial:** Para encontrar la inversión inicial se tomó en cuenta los datos suministrados en la **Tabla 20**.
Los gastos iniciales incluyen todas las acciones o equipos que se deben adquirir antes de iniciar el proyecto de inhibir por corrosión los pozos.

Tabla 20. Inversiones Iniciales

INVERSIONES INICIALES							
Periodo (Año)	ACCIÓN	Bien a adquirir	Costo Unidad (Peso Col)	Costo por unidad (USD)	Unidades	Valor (USD)	
1	INVERSIONES INICIALES	Compra, montaje y alistamiento de todos los equipos	Tanque (Bull Drum)	\$14.400.000	USD 5.000	1	USD 5.000
			Capilares (Tubería)	\$14.400.000	USD 5.000	1	USD 5.000
			Bomba (25 gal/hora)	\$4.320.000	USD 1.500	1	USD 1.500
		Conexión eléctrico	Conexión Eléctrica de 220 v	\$5.760.000	USD 2.000	1	USD 2.000
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL						USD 13.500	
TOTAL LINEA						USD 54.000	

- Inhibidor Tipo A: Teniendo en cuenta que los costos por pozo de las inversiones iniciales pueden variar por variables externas, se plantean escenarios con inversiones también con valores de 45.000 USD y 60.000 USD, en la **Figura 69** se describen los tipos de escenarios planteados

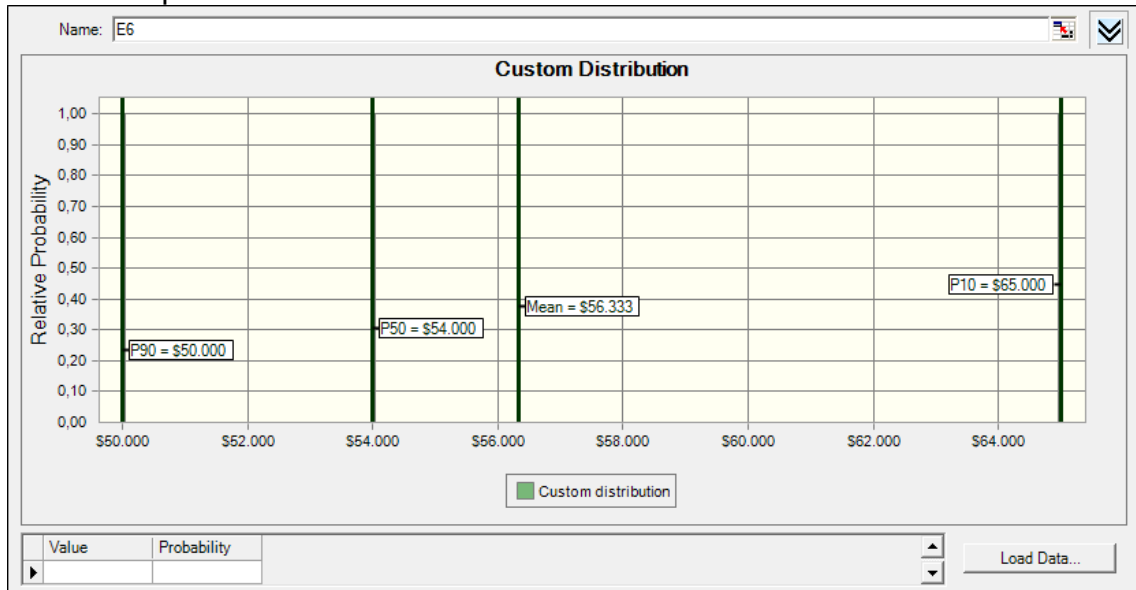
Figura 69. Posibles Escenarios Planteados Para la Inversión Inicial Para Inhibidor Tipo A.



Fuente: Software Crystal Ball.

- -Inhibidor Tipo B: Teniendo en cuenta los costos por pozo de las inversiones iniciales pueden generarse varios posibles escenarios; teniendo en cuenta que el segundo caso podrá tener mas variables en este precio gracias a que la cantidad de inhibidor inyectada será mayor, por consiguiente su precio será mayor se plantearon escenarios de 50.000 USD y 65.000 USD, en la **Figura 70** se describen los tipos de escenarios planteados.

Figura 70. Posibles Escenarios Planteados Para la Inversión Inicial Para Inhibidor Tipo A.

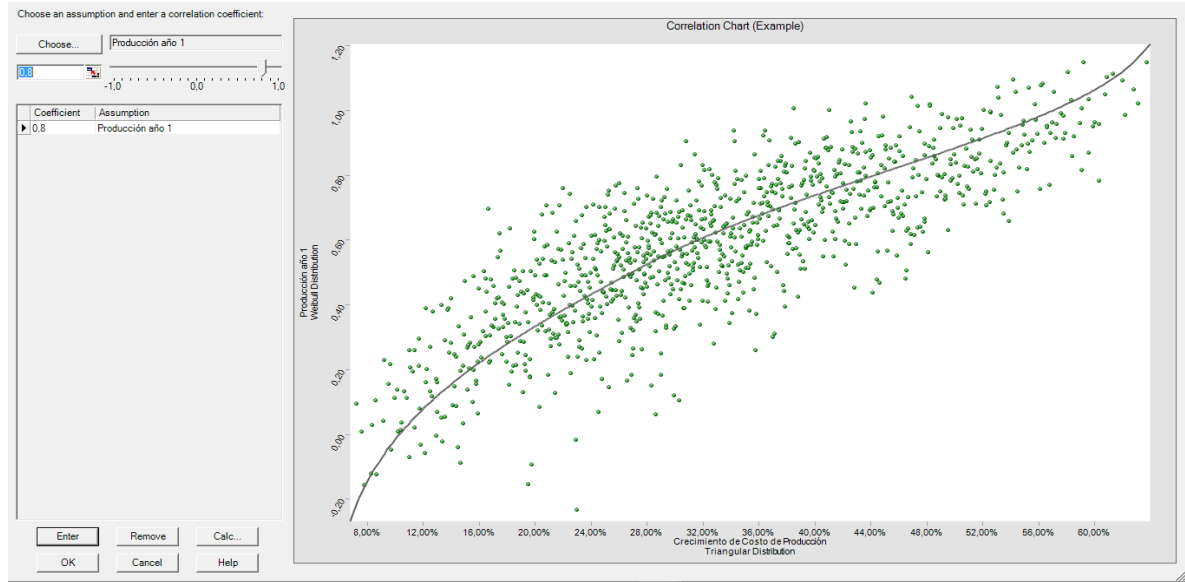


Fuente: Software Crystal Ball.

5.1.2 Correlaciones: Para el modelamiento de los diferentes escenarios, Crystal Ball requiere un valor de correlación entre las suposiciones anteriormente descritas.

Para el desarrollo del proyecto, se tomó como única correlación la existente entre las variables de “Crecimiento de Producción” y “Crecimiento de Costo de Producción”, basados en la premisa que al aumentar la cantidad de hidrocarburo producido, e implementando un proyecto de recobro mejorado, los costos de producción aumentan. El valor de correlación de estas variables de correlación fue del 80%, en la **Figura 71** se pueden observar la correlación creada por Crystal Ball

Figura 71. Correlación Obtenida por Crystal Ball.



Fuente: Software Crystal Ball.

5.2 PRIMER INHIBIDOR

A continuación se explica cuál fue el procedimiento que se llevó a cabo para encontrar los escenarios mas probables arrojados por el Software Crystal Ball para el primer tipo de Inhibidor.

5.2.1 Flujo de Caja: Para la evaluación del proyecto se requiere un flujo de caja, en donde cada variables es independiente y su comportamiento no depende de la distribución de los datos, los flujos obtenidos de esta manera son tomados como pronósticos en el software o en el Crystal ball, con el fin de obtener los porcentajes de éxito y una recuperación del dinero invertido mas ajustada a la relación entre datos y a la distribución de los mismos.

A continuación en la **Tabla 21** se describe el flujo de caja realizado.

Tabla 21. Flujo de Caja Para el Inhibidor Tipo A

		Año 2017	Año 2018	Año 2019
Ventas		\$28.852.210	\$33.883.058	\$32.836.389
OPEX	Lifting cost	\$11.646.764	\$13.677.565	\$13.255.056
	inhibidor de corrosión	\$616.788	\$616.788	\$616.788
	Tratamiento producción	\$352.016	\$450.580	\$437.626
	inhibidor de corrosión sup	\$1.745.228	\$1.745.228	\$1.745.228
	Tratamiento producción	\$2.674.422	\$2.781.398,88	\$2.892.654,84
Total Opex		\$17.035.218	\$19.271.560	\$18.947.353
Utilidad Bruta		\$11.816.992,49	\$14.611.497,71	\$13.889.035,91
Impuestos		\$472.679,70	\$584.459,91	\$555.561,44
Utilidad Después de impuestos		\$11.344.312,79	\$14.027.037,80	\$13.333.474,47
Inversión de capital		\$		54.000
VPN		\$		24.499.137

A continuación se explicaran cada una de las variables del flujo de caja:

- Ventas: El valor de las ventas se realizó teniendo en cuenta la producción que iba a tener cada pozo los siguientes años luego de iniciar el proyecto de combustión in situ, con la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Ventas.

$$Ventas = (Prod. Aprox 2017 * Precio Barril) * No de Pozos$$

- *Lifting Cost* (Costo de Levantamiento): Gracias a los datos suministrados del costo de levantamiento por barril para este campo (19USD/Barril) y con los datos de producción aproximada para los siguientes años se pudo obtener aproximadamente cuál será el costo de levantamiento.
- OPEX: Los Costos de operación para el proyecto se obtuvieron gracias a la información suministrada para los tipos de inhibidores más óptimos para este caso de problema.

En las **Tablas 21 y 22** se describen los costos que hacen parte del OPEX para este proyecto y su respectivo valor en pesos y dólares, teniendo en cuenta el valor del dólar y de petróleo el día primero de Octubre de 2016.

5.3 SEGUNDO INHIBIDOR

A continuación se explica cuál fue el procedimiento que se llevó a cabo para encontrar los escenarios más probables arrojados por el Software Crystal Ball para el segundo tipo de Inhibidor.

5.3.1 Flujo de Caja. Para la evaluación del proyecto se requiere un flujo de caja, en donde cada variables es independiente y su comportamiento no depende de la distribución de los datos, los flujos obtenidos de esta manera son tomados como pronósticos en el software o en el Crystal ball, con el fin de obtener los porcentajes de éxito y una recuperación del dinero invertido más ajustada a la relación entre datos y a la distribución de los mismos.

A continuación en la **Tabla 22** se describe el flujo de caja realizado.

Tabla 22. Flujo de Caja Para el Inhibidor Tipo B

		Año 1	Año 2	Año 3
Ventas		\$28.852.210	\$33.883.058	\$32.836.389
OPEX	Lifting cost	\$11.646.764	\$13.677.565	\$13.255.056
	inhibidor de corrosión	\$1.088.185	\$1.088.185	\$1.088.185
	Tratamiento producción	\$689.125	\$2.949.455	\$2.887.434
	inhibidor de corrosión superficie	\$2.173.924	\$2.173.924	\$2.173.924
	Tratamiento producción superficie	\$2.872.652	\$2.987.558,08	\$3.107.060,40
total		\$18.470.650	\$22.876.687	\$22.511.659
Utilidad Bruta		\$10.381.560,49	\$11.006.370,99	\$10.324.729,88
Impuestos		\$415.262,42	\$440.254,84	\$412.989,20
Utilidad después de impuestos		\$9.966.298,07	\$10.566.116,15	\$9.911.740,69
Inversión de capital		\$ 54.000		
VPN		\$ 19.528.371		

Tabla 23. Costos Para el Inhibidor A

INHIBIDOR TIPO A								
Inyección de Químico	Código Producto	Dosis Estimada (ppm)	Volumen Estimado (gpd)	pH	Precio Estimado (\$/gal)	Precio Estimado Mes Continuo (\$)	Volumen Estimado Químico (gal/bache)	Precio Estimado bache (\$)
Inhibidor de Corrosión	LA3464C	300ppm (Formación de película) 10 ppm (sostenimiento) 300ppm (caso de baches de O2)	1	4	\$45.017	\$810.306	\$19	\$850.821
Inhibidor de Incrustaciones	EC6574A	10ppm	1	4	\$61.306	\$1.103.508	-	-
Secuestrante de H2S	EC9021A	6ppm SH2S/1ppm H2S Solo en presencia de H2S Se toma base de 100 ppm	19	5	\$54.486	\$30.893.562	-	-
Supervisión	Operador				USD 1.042	\$3.000.000	1	USD 1.042
	Asistente				USD 417	\$1.200.000	1	USD 417
Tratamiento Para la Producción	LA3262C	300 ppm re realizaran pruebas de botella para definir dosis optima en caso de presentar emulsiones.	18,9	6.5	\$37.250	\$21.120.750	-	-

	Tratamiento Para La Superficie	Precio Estimado Tratamiento integridad (mes)	Precio Estimado Tratamiento Producción (mes)	Integridad Superficie (año)	Producción Superficie (año)	Total Integridad (año)	Total Producción (año)
TIPO A	(\$)	104.713.626	160.465.305	1.256.563.511	1.925.583.663	1.256.563.511	1.925.583.663
	(USD)	36.359	55.717	436.307	668.605	436.307	668.605
	LINEA (UDS)			1.745.227	2.674.422	1.745.227	2.674.422

Tabla 24. Costos Para el Tipo de Inhibidor B.

INHIBIDOR TIPO B								
Inyección de Químico	Código Producto	Dosis Estimada (ppm)	Volumen Estimado (gpd)	pH	Precio Estimado (\$/gal)	Precio Estimado Mes Continuo (\$)	Volumen Estimado Químico (gal/bache)	Precio Estimado bache (\$)
Inhibidor de Corrosión	EC1599A	300ppm (Formación de película) 10 ppm (sostenimiento) 300ppm (caso de baches de O2)	1	4	\$58.267	\$2.272.413	\$37	\$2.155.879
Inhibidor de Incrustaciones	EC6574A	10ppm	1	4	\$61.306	\$1.103.508	-	-
Secuestrante de H2S	GT 212 o SB	3ppm SH2S/1ppm H2S Solo en presencia de H2S Se toma base de 300 ppm	45	5	\$42.752	\$57.715.200	-	-
Supervisión	Operador				USD 1.042	\$3.000.000	1	USD 1.042
	Asistente				USD 417	\$1.200.000	1	USD 417
Tratamiento Para la Producción	LA3262C	300 ppm re realizaran pruebas de botella para definir dosis optima en caso de presentar emulsiones.	37	6.5	\$37.250	\$41.347.500	-	-

	Tratamiento Para La Superficie	Precio Estimado Tratamiento integridad (mes)	Precio Estimado Tratamiento Producción (mes)	Integridad Superficie (año)	Producción Superficie (año)	Total Integridad (año)	Total Producción (año)
TIPO A	(\$)	124.994.532	168.913.481	1.499.934.384	2.026.961.772	1.565.225.505	2.068.309.272
	(USD)	43.401	58.651	520.811	703.806	543.481	718.163
	LINEA (UDS)			2.083.242	2.815.225	2.173.924	2.872.652

- Utilidad Bruta: Esta utilidad es el resultado de restarle al valor de las ventas el costo operativo del proyecto.

Utilidad Bruta: Ventas – Total OPEX

- Impuestos: Al tener presencia de grupos étnicos en el territorio de este campo, se deben destinar impuesto o regalías reflejados en recursos económicos, de acuerdo a los artículos 32 y 40 de la Ley 1530 de 2012.

Según la Ley 1530 de 2012ⁱ para proyecto que tengan ingresos de asignaciones superiores a 2.000 smlmv, donde se encuentren asentadas comunidades indígenas y comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palanqueras debidamente acreditadas por la autoridad competente, destinarán al menos 3% de estos recursos para proyectos de inversión con enfoque diferencial en esa población, así mismo se destinarán al menos 1% para proyectos de inversión con enfoque diferencial en las comunidades presentes.

- VPN: El VPN también se calcula teniendo en cuenta que todas las variables son independientes, para efectos de este estudio en el simulador se tomara como un pronóstico, para calcular este valor con la relación y los supuestos de las variables y con este valor comparar que proyecto resulta mas viable económicamente.

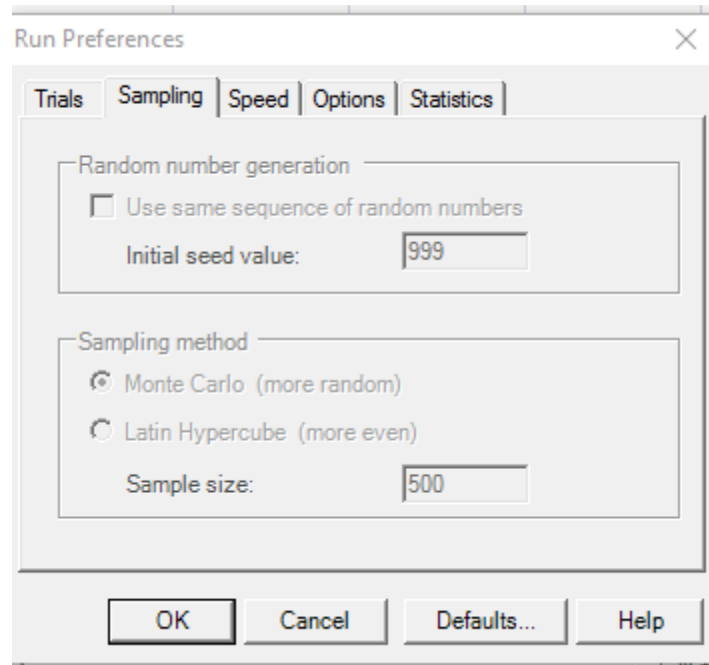
$$VPN = Inversión Inicial + (VNA(Costo de Oportunidad y Utilidad Despues de Impuesto))$$

5.4 RESULTADO DE SIMULACION.

A continuación se describen los resultados de los posibles escenarios para cada inhibidor, para así poder encontrar cuál será el mas probable y descubrir la solución que se llevara a cabo.

Antes de iniciar el software se tiene que seleccionar en las preferencias de la corrida el método de MonteCarlo, debido a que este será y fue el método probabilístico seleccionado para el proyecto, a continuación en la **Figura 72** se muestra en donde se selecciona esta opción.

Figura 72. Selección de Método MonteCarlo.



Fuente: Software Crystal Ball.

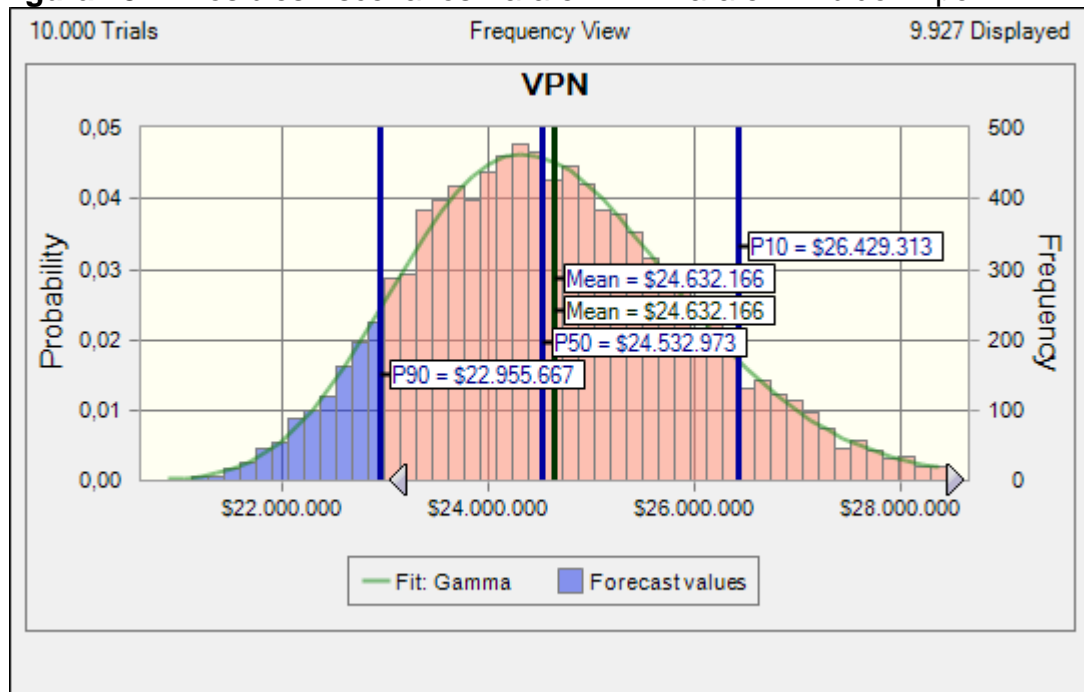
5.4.1 Inhibidor Tipo A. Una vez se hayan realizado todos los anteriores pasos para poder obtener los supuestos basados en datos reales y juicios expertos, se inicia corriendo el Sftware Crystal Ball para que el mismo encuentre los escenarios mas posibles y mas viables para el proyecto.

En la **Figura 73** se describe cuál será el VPN para este proyecto, llevado a cabo en un periodo de tres (3) años, en la cual se describe los siguientes escenarios:

- P90: Una probabilidad del 90% para obtener ganancias por un valor aproximado de 22.995.667 USD.
- P50: Una Probabilidad del 50% para obtener ganancias por un valor de 24.532.973 USD.
- P10: una probabilidad del 10% para obtener ganancias por un valor de 26.429.313 USD.

Lo que indica que el escenario mas probable que ocurra será que el proyecto gane un valor de 22.995.667 USD, en un periodo de tres (3) años.

Figura 73. Posibles Escenarios Para el VPN Para el Inhibidor Tipo A.



Fuente: Software Crystal Ball.

Para poder encontrar cuál de los proyectos será el mas viable económicamente, se realizó una simulación para encontrar cuáles serán los posibles escenarios de ganancias para el inhibidor Tipo A en el primer año.

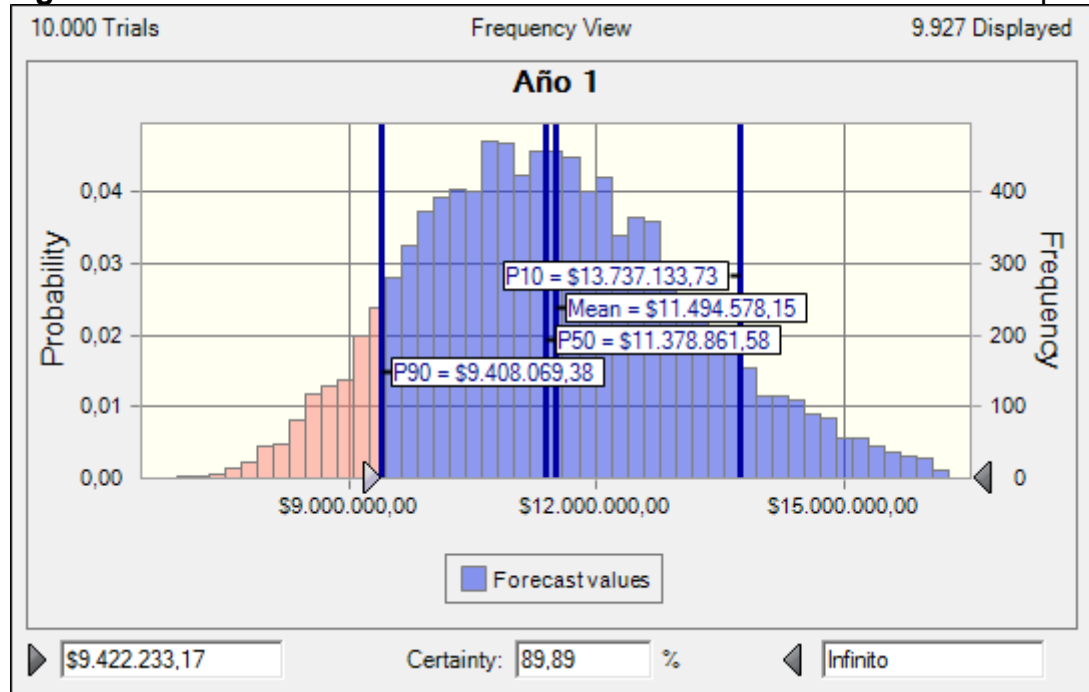
A continuación en la **Figura 74** se describen los posibles escenarios arrojados por la simulación realizada en el software Crystal Ball.

- P90: Una probabilidad del 90% para obtener ganancias por un valor aproximado de 9.408.069 USD en el primer año.
- P50: Una Probabilidad del 50% para obtener ganancias por un valor de 11.378.861 USD en el primer año.

- P10: una probabilidad del 10% para obtener ganancias por un valor de 13.737.133 USD en el primer año.

Lo que indica que el escenario mas probable que ocurra será que el proyecto gane un valor de 9.408.069 USD, en el primer año una vez iniciado el proyecto de Combustión in Situ.

Figura 74. Posibles Escenarios Para el Primer Año Para el Inhibidor Tipo A



Fuente: Software Crystal Ball.

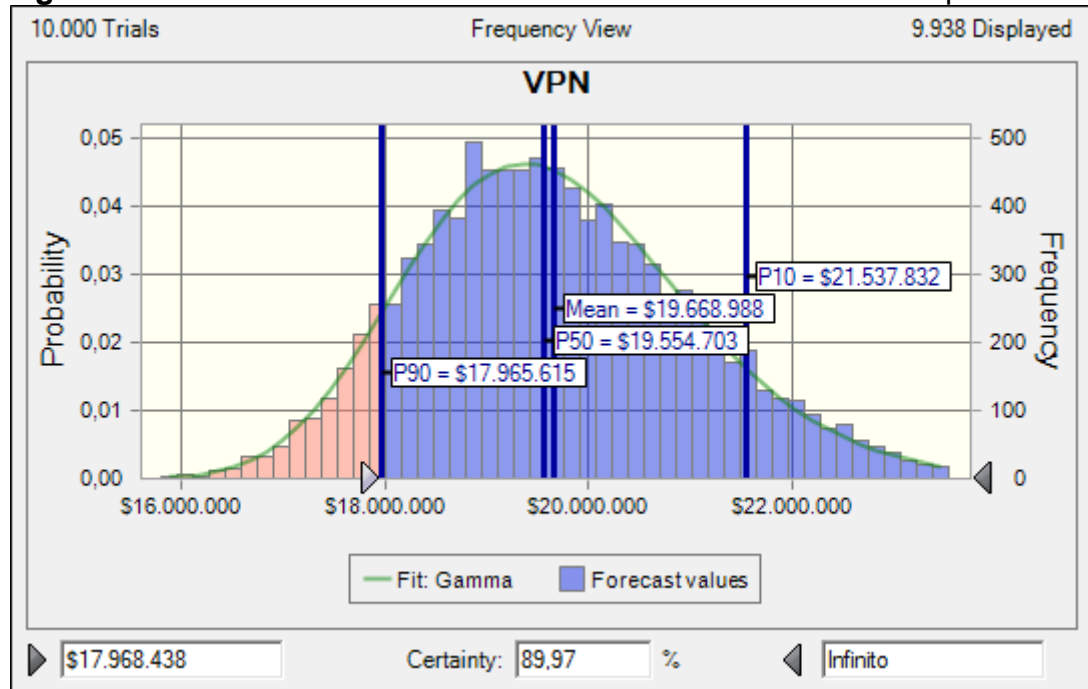
5.4.2 Inhibidor Tipo B. Una vez se hayan realizado todos los anteriores pasos para poder obtener los supuestos basados en datos reales y juicios expertos, se inicia corriendo el Software Crystal Ball para que el mismo encuentre los escenarios mas posibles y mas viables para el proyecto.

En la **Figura 75** se describe cuál será el VPN para este proyecto, llevado a cabo en un periodo de tres (3) años, en la cuál se describe los siguientes escenarios:

- P90: Una probabilidad del 90% para obtener ganancias por un valor aproximado de 17.965.615 USD.
- P50: Una Probabilidad del 50% para obtener ganancias por un valor de 19.554.703 USD.
- P10: una probabilidad del 10% para obtener ganancias por un valor de 21.537.832 USD.

Lo que indica que el escenario mas probable que ocurra será que el proyecto gane un valor de 17.965.615 USD, en un periodo de tres (3) años

Figura 75. Posibles Escenarios Para el VPN Para el Inhibidor Tipo A.



Fuente: Software Crystal Ball.

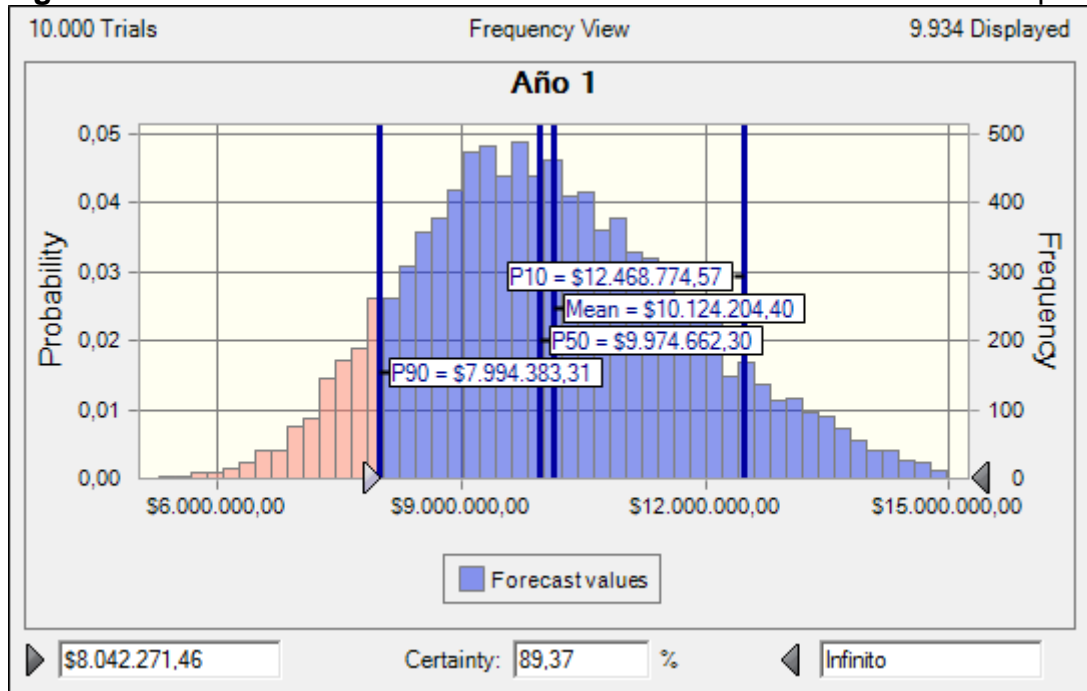
Para poder encontrar cuál de los proyectos será el mas viable económicamente, se realizó una simulación para encontrar cuáles serán los posibles escenarios de ganancias para el inhibidor Tipo A en el primer año.

A continuación en la **Figura 76** se describen los posibles escenarios arrojados por la simulación realizada en el software Crystal Ball.

- P90: Una probabilidad del 90% para obtener ganancias por un valor aproximado de 7.994.383 USD en el primer año.
- P50: Una Probabilidad del 50% para obtener ganancias por un valor de 9.974.662 USD en el primer año.
- P10: una probabilidad del 10% para obtener ganancias por un valor de 12.468.774 USD en el primer año.

Lo que indica que el escenario mas probable que ocurra será que el proyecto gane un valor de 7.994.383 USD, en el primer año una vez iniciado el proyecto de Combustión in Situ.

Figura 76. Posibles Escenarios Para el Primer Año Para el Inhibidor Tipo A



Fuente: Software Crystal Ball.

Para poder encontrar cuál de los proyectos será el mas viable económicamente, se realizó una simulación para encontrar cuáles serán los posibles escenarios de ganancias para el inhibidor Tipo A en el primer año.

A continuación en la **Figura 77** se describen los posibles escenarios arrojados por la simulación realizada en el software Crystal Ball.

- P90: Una probabilidad del 90% para obtener ganancias por un valor aproximado de 9.408.069 USD en el primer año.
- P50: Una Probabilidad del 50% para obtener ganancias por un valor de 11.378.861 USD en el primer año.
- P10: una probabilidad del 10% para obtener ganancias por un valor de 13.737.133 USD en el primer año.

Lo que indica que el escenario mas probable que ocurra será que el proyecto gane un valor de 9.408.069 USD, en el primer año una vez iniciado el proyecto de Combustión in Situ.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

La implementación de un proyecto de combustión in situ, está ligada a la integridad mecánica y operativa de cuatro (4) pozos ubicados en la segunda línea del piloto de inyección de aire, estos pozos presentan como problemática a corto plazo la presencia de gases de chimenea, lo que produce corrosión a muy alta velocidad, por lo que debe realizarse alguna acción para evitar el daño a los pozos, esta acción consta del uso de un inhibidor de corrosión para los pozos analizados, inhibidor que se tiene como resultado del análisis de Crystal Ball que permite concluir que el inhibidor más adecuado para usar es el Tipo A, teniendo en cuenta que se ofreció otro inhibidor como posible opción.

Una vez se dé solución al problema por corrosión para estos pozos, podrán operar en correcta normalidad bajo el proceso de recobro térmico lo que conlleva al cambio de distintas variables del pozo, entre ellas la más importante, la producción, que cambia debido al aumento de presión en el yacimiento y a la reducción de viscosidad del crudo.

Para la evaluación financiera se utiliza el Dólar Estadounidense (USD) como unidad monetaria de valor constante, el proyecto tiene un periodo útil de cinco (5) años con periodos anuales, para la tasa de interés de oportunidad se toma como referencia la tasa usada por Ecopetrol S.A para la evaluación de proyectos, es de 11% efectivo anual y se utilizará como indicador financiero el valor presente neto. Además se realiza un análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos.

6.1 ANALISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Son los costos requeridos para poder empezar con la fabricación de un producto o desarrollar un proyecto, con el fin de generar alguna rentabilidad. La inversión para este proyecto se realizará solo una vez durante el periodo inicial. La información de costos ha sido proporcionada por Ecopetrol S.A basados en cotizaciones de proyectos similares. La **Tabla 25** muestra la información suministrada, para calcular los costos de inversión para un pozo.

Tabla 25. Costos de Inversión por Pozo

	ACCIÓN	Bien a adquirir	Costo Unidad (Peso Col)	Costo por unidad (USD)	Unidades	Valor (USD)
INVERSIONES INICIALES	Compra, montaje y alistamiento de todos los equipos	Tanque (Bull Drum)	\$14.400.000	USD 5.000	1	USD 5.000
		Capilares (Tubería)	\$14.400.000	USD 5.000	1	USD 5.000
		Bomba (25 gal/hpra)	\$4.320.000	USD 1.500	1	USD 1.500
	Conexionado eléctrico	Conexion Electrica de 220 v	\$5.760.000	USD 2.000	1	USD 2.000
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL POR POZO						USD 13.500

Fuente:ECOPETROL S.A.

Las acciones de compra, montaje y alistamiento de todos los equipos hace referencia a los tanques, capilares y bombas necesarias para inyectar en químico (inhibidor), en la **Tabla 25** se describen que tipos de equipos son y sus precios. Adicionalmente se debe tener una conexión eléctrica que suministre energía de 220V a cada bomba. Una vez se tengan todos estas inversiones se deben multiplicar por cuatro (4) teniendo en cuenta que son cuatro (4) pozos los que serán intervenidos, en la **Tabla 26** se muestra el costo total de inversión para el desarrollo del proyecto.

Tabla 26. Costos de Inversión

Costos de Inversión			
Periodo	Costo por Pozo	Numero de pozos	USD
0	13500	4	54000

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación se definen como los egresos necesarios para mantener el proyecto, una línea de proceso o un equipo en específico a lo largo de su vida productiva.

La referencia para los costos de operación para este proyecto será el costo de levantamiento por barril de petróleo (Lifting Cost), el cual contempla los costos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización, suministros consumibles en la estación, consumo energético, mantenimiento de los equipos de superficie, mano de obra, servicios de soporte técnico, y todos los costos que requiera la producción en el área de explotación, como para este caso la inyección de inhibidores de corrosión. Para los pozos seleccionados y analizados el *lifting*

cost (Costo de Levantamiento) es de **\$19,36 USD/BL** y tendre un valor constante, esta informacion fue suministrada por Ecopetrol S.A.

En la **Tabla 27** se describe de manera aproximada el comportamiento de la producción para los siguientes cinco (5) años bajo las condiciones actuales a Septiembre de 2016 en las cuales se opera el Campo.

Tabla 27. Producción Base

Periodo	Volumen de Petróleo
1	395.764
2	377.185
3	358.763
4	340.448
5	323.336

Fuente: Ecopetrol S.A

En la **Tabla 28** se compara el pronóstico de producción estimado según las condiciones actuales y el pronóstico de producción esperado que se tiene una vez se de inicio al proceso de recobro térmico. Esta comparación se realiza por medio de la **Ecuación 9**, para comparar el incremento de producción logrado en el campo para cada uno de los periodos.

Ecuación 9. Producción incremental

$$Producción_{Incremental} = Producción_{Simulada} - Producción_{Base}$$

A partir de esta ecuación se obtienen los valores de producción incremental, que pueden ser observados en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Producción Incremental

Periodo (Año)	Producción Base (Bbl)	Producción simulada con (Bbl)	Producción Incremental (Bbl)
1	395.764	601.589	205.825
2	377.185	768.314	391.129
3	358.763	684.662	325.899
4	340.448	626.766	286.318
5	323.336	603.482	280.146

Fuente: Ecopetrol S.A

En la **Tabla 29** a partir de los datos de producción incremental y el costo de levantamiento se calcula el costo de producción para cada uno de los periodos del proyecto.

Tabla 29. Costos de Producción

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	USD
1	19,36	205.825	3.984.772,00
2	19,36	391.129	7.572.257,44
3	19,36	325.899	6.309.404,64
4	19,36	286.318	5.543.116,48
5	19,36	280.146	5.423.626,56

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la **Tabla 30** se muestran los costos de operación de la inyección del tipo de inhibidor seleccionado (Tipo A) para el fondo del pozo, acción que se realiza de manera continua a lo largo de todos los periodos de duración del proyecto.

Tabla 30. Costos Inyeccion en Fondo

Periodo (Año)	Inyección a Fondo (USD)
1	270.882
2	337.305
3	311.739
4	299.762
5	304.265

Fuente: Ecopetrol S.A

En la **Tabla 31** se muestran los costos de operación de la inyección del tipo de inhibidor seleccionado para la superficie del pozo, estos valores tomando las tarifas operacionales estimadas por la compañía para el tratamiento de la corrosión, esta accion tambien se realiza de manera continua al igual que la inyección en fondo de pozo.

Tabla 31. Costo Inyección en la Superficie del Pozo

Periodo (Año)	Inyección a Superficie (USD)
1	1.425.284
2	1.930.504
3	1.751.201
4	1.659.159
5	1.695.844

Fuente: Ecopetrol S.A

El Costo de la inyección total para cada periodo se calcula con la **Ecuación 10**

Ecuación 10. Costo Total de la Inyección

$$Costo\ inyección_{Total} = Costo\ Inyección_{superficie} + Costo\ inyección_{Fondo}$$

En la **Tabla 32** se muestran los gastos totales para la adquisición del inhibidor a ser inyectado en la segunda línea de los pozos del proyecto de recobro térmico.

Tabla 32. Costos Total Inyección

Periodo (Año)	Inyección a Fondo (USD)	Inyección a Superficie (USD)	Inyección Total
1	270.882	1.425.284	1.696.166
2	337.305	1.930.504	2.267.809
3	311.739	1.751.201	2.062.940
4	299.762	1.659.159	1.958.921
5	304.265	1.695.844	2.000.109

Fuente: Ecopetrol S.A

A continuación se muestra la tabla con los gastos totales de operación para la inyección de un inhibidor en de la segunda línea de pozos del proyecto de recobro térmico, estos costos de operación son calculados con la **Ecuación 11** y se muestran en **la Tabla 33**.

Ecuación 11.

$$\text{Costos de Operación} = \text{Costo de inyección} + \text{Costo de Producción}$$

Tabla 33. Costos de Operación

Periodo (Año)	Costo de Producción	Costo Total Inyección	USD
1	\$ 3.984.772,00	\$ 1.696.166,00	\$ 5.680.938,00
2	\$ 7.572.243,89	\$ 2.267.809,00	\$ 9.840.052,89
3	\$ 6.309.404,64	\$ 2.062.940,00	\$ 8.372.344,64
4	\$ 5.543.112,61	\$ 1.958.921,00	\$ 7.502.033,61
5	\$ 5.423.626,56	\$ 2.000.109,00	\$ 7.423.735,56

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El precio del crudo a utilizar para este análisis de ingresos es el precio de referencia del petróleo WTI, que se utiliza como referencia para los crudos procesados y comercializados en mercados americanos, y sirve como referencia para otro tipo de crudos. Para efectos del cálculo de ingresos, se toma como referencia el precio del índice WTI promedio para el día 02 (dos) de octubre de

2016 fijado en \$47,96 USD, el cual es utilizado por la compañía actualmente como una proyección de referencia del comportamiento a futuro del precio del crudo WTI. El precio de referencia WTI se encuentra sujeto a variaciones en el tiempo según las condiciones del mercado petrolero.

Es necesario realizar a este indicador un ajuste debido al costo de transportar cada barril de crudo desde el campo Chichimene hasta Puerto Coveñas, equivalente a \$1,02 USD/Bbl para finalmente encontrar el precio de venta como se muestra en la ~~¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.~~**34**.

Tabla 34. Precio de Venta

Referencia	USD
Precio Crudo WTI	47,96
Ajuste por Calidad	3,99
Costo de transporte	1,02
Precio de Venta	42,95

El precio de venta en Puerto Coveñas del crudo que es tratado en el Campo Chichimene es de 42,95 USD/Bbl.

6.4 REGALÍAS

Según el Departamento de Planeación Nacional ⁸⁵, las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo.

Las regalías son de dos tipos: regalías directas e indirectas. Las primeras son aquellas que se pagan a las entidades territoriales donde se realice la explotación de un recurso natural, en este caso, hidrocarburos. Las segundas son aquellas regalías que se destinan a proyectos regionales.

Según lo acordado en la Ley 756 de 2002, Artículo 16 se estipula el pago de regalías de acuerdo a la producción de hidrocarburos líquidos producidos por día, por ley se establece que el pago en el Campo Chichimene es de 16% por concepto de regalías tomando como base la producción diaria debido a que sobrepasa los no sobrepasa los 125.000 BOPD.

⁸⁵ DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. p. 9.

En la **Tabla 35** se muestra la producción neta del Campo Chichimene, correspondiente al volumen de petróleo disponible para la venta por parte de la compañía.

Tabla 35. Producción neta

Periodo (Año)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (16%)	Producción Neta (Bbl)
1	205.825	32.932,00	172.893,00
2	391.128	62.580,53	328.547,77
3	325.899	52.143,84	273.755,16
4	286.318	45.810,85	240.506,95
5	280.146	44.823,36	235.322,64

La **Tabla 36** muestra los ingresos totales para cada periodo anual establecido.

Tabla 36. Ingresos Totales

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	42,95	172.893,00	7.425.754,35
2	42,95	328.547,77	14.111.126,81
3	42,95	273.755,16	11.757.784,12
4	42,95	240.506,95	10.329.773,59
5	42,95	235.322,64	10.107.107,39

6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se desea comprobar si financieramente es viable o no el desarrollo del proyecto de inhibición en los pozos de la segunda línea, para lo cual se decidió utilizar el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

Este indicador financiero se define como aquel indicador que expresa “en pesos de hoy los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión

desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”⁸⁶. Se representa de forma matemática como la sumatoria del valor presente de cada uno de los flujos netos de caja de cada periodo establecido para la evaluación financiera, utilizando la tasa de interés de oportunidad (TIO), como se puede apreciar en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Valor Presente Neto

$$VPN_{(i)} = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

Donde:

- VPN: Valor Presente Neto.
- F: Flujo neto de caja.
- i: Tasa de Interés de Oportunidad.
- n: Periodo.

Si el valor del VPN es positivo significa que el proyecto es atractivo porque se genera una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad de la empresa. Por el contrario, si el resultado es negativo significa que los ingresos son menores que los egresos y no es atractivo desde el punto de vista financiero realizar el proyecto porque no genera utilidades para los inversionistas. Cuando el VPN es igual a 0, quiere decir que los ingresos y los egresos tienen igual valor, por lo tanto, será indiferente financieramente para los inversionistas tomar la decisión de llevar a cabo o no el proyecto.

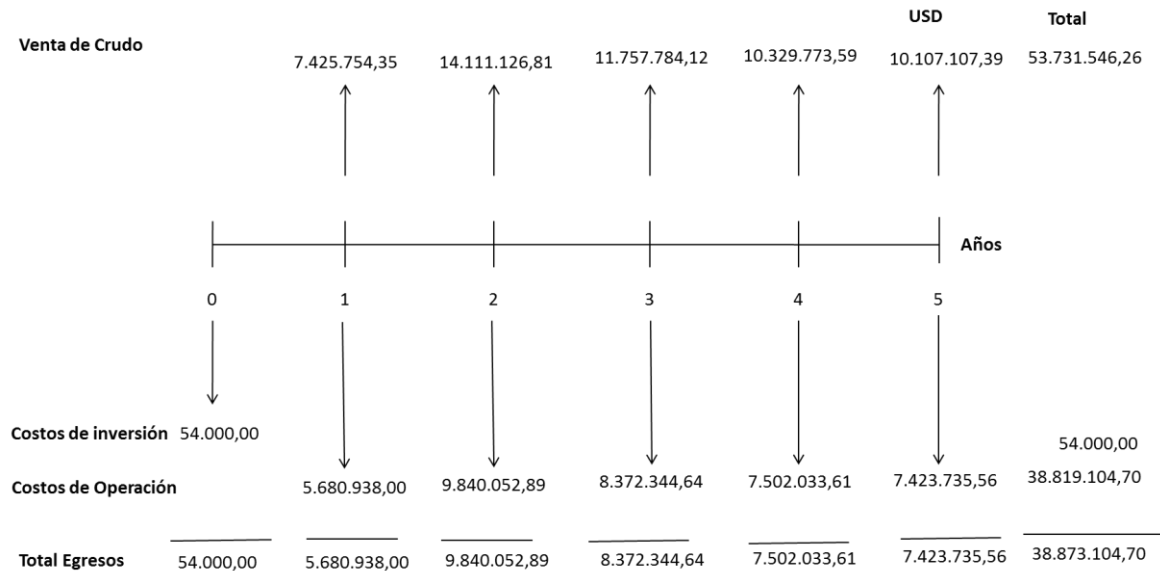
La TIO se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁸⁷. La tasa de interés de oportunidad manejada por Ecopetrol S.A. corresponde al 11% efectiva anual y debido a que el presente proyecto contempla periodos anuales se manejará la misma tasa de interés para efectos del cálculo del VPN.

El flujo de caja para los 5 (cinco) periodos establecidos para la evaluación del proyecto se representa gráficamente de la siguiente forma.

⁸⁶ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

⁸⁷ Ibid., p. 197.

Diagrama 3. Flujo de caja



El flujo neto de caja definido como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo n está dado por la Ecuación 13.

Ecuación 13. Flujo neto de caja.

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Aplicando la Ecuación 13 se establece el valor del flujo neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la siguiente forma:

$$F_0 = 0 - 54.000 = -54.000$$

$$F_1 = 7.425.754,35 - 5.680.938,00 = 1.744.816,35$$

$$F_2 = 14.111.126,81 - 9.840.052,89 = 4.271.073,92$$

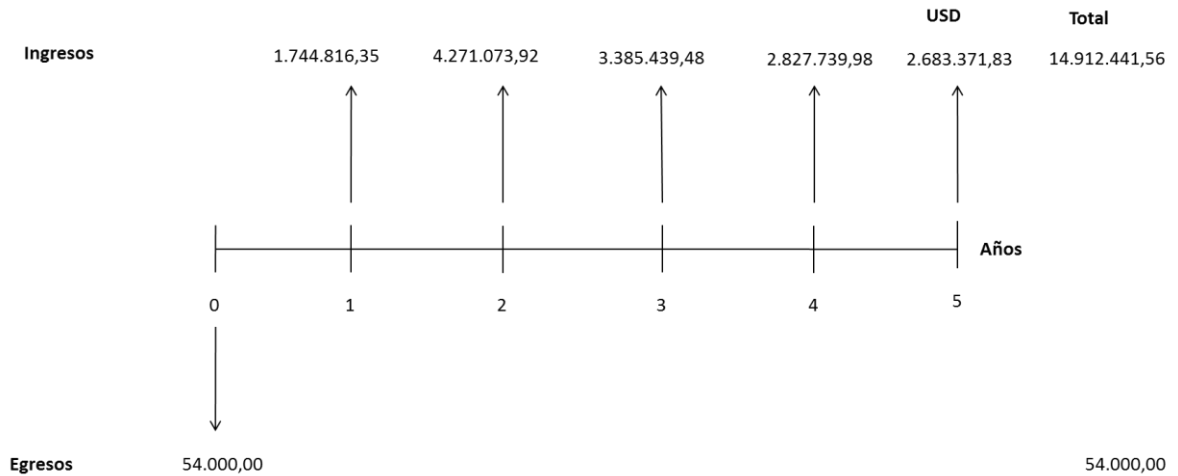
$$F_3 = 11.757.784,12 - 8.372.344,64 = 3.385.439,48$$

$$F_4 = 10.329.773,59 - 7.502.033,61 = 2.827.739,98$$

$$F_5 = 10.107.107,39 - 7.423.735,56 = 2.683.371,83$$

En el **Diagrama 4** se representa el flujo neto de caja para los periodos establecidos para el proyecto.

Diagrama 4. Flujo neto de caja



Al reemplazar los valores obtenidos en el flujo neto de caja en la Ecuación 13 se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,11)} &= -54.000 + 1.744.816,35 (1 + 0,11)^{-1} + 4.271.073,92(1 + 0,11)^{-2} \\
 &\quad + 3.385.439,48(1 + 0,11)^{-3} + 2.827.739,98(1 + 0,11)^{-4} \\
 &\quad + 2.683.371,83(1 + 0,11)^{-5} \\
 &= 10.914.980,69
 \end{aligned}$$

6.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la implementación del sistema de recobro térmico en la primera línea resulta atractiva para la compañía ECOPETROL S.A. porque le representa en dólares americanos de hoy una ganancia extraordinaria de 10.914.980,69 USD adicional a la tasa de interés de oportunidad.

7. CONCLUSIONES

- El cemento juega el rol más importante en el mantenimiento de la integridad del pozo, teniendo una cementación aceptable la operación del pozo ante un recobro térmico puede continuar de manera correcta.
- Pueden generarse tres (3) tipos de escenarios en cuanto a la temperatura en un proceso de recobro mejorado como lo es una Combustión in situ, entre estas están, el frente de combustión, la zona de condensados y la zona virgen; estas varían por la temperatura a la cual se someterán.
- El aumento del CO₂ no será crítico para problemas de corrosión debido a que este tipo de corrosión no se genera cuando el crudo que se produce es extra pesado, gracias a que este genera una película pasivadora, impidiendo que se genere una corrosión.
- Debido a que se opera bajo un pH de 4.2 y una presión parcial de H₂S 13,2 psi se trabaja con un ambiente agrio de operación, presentando altos niveles de corrosión por H₂S.
- Con resultados obtenidos por pruebas de conectividad realizadas por Ecopetrol S.A en el ICP, se determinó que el pozo al cuál llegarán los gases de chimenea con mayor rapidez será el Pozo C.
- La falla que separa el Pozo C del pozo inyector no es sellante en la Formación T2, razón por la cual los gases de chimenea llegan al pozo generando corrosión en el mismo.
- Los pozos seleccionados para el análisis se encuentran a una distancia aproximada de 300 metros, lo que permite que el frente de combustión no llegue en menos de cinco (5) años a los pozos productores.
- Los pozos observadores entre la primera y segunda línea, servirán para poder producir una cantidad de gases de chimenea producidos por la combustión in situ, ayudando a que los daños generados por la combustión en la segunda línea no sea tan alta.
- La velocidad de barrido del proyecto será aproximadamente de 0.2 mts/Día.
- Los gases de chimenea llegarán a la segunda línea en 22 días, generando condiciones extremas de corrosión en los pozos a medida que van arribando.
- La temperatura es una variable que incrementa en los pozos de la segunda línea con el paso del tiempo y el avance del frente de combustión, este aumento depende de la permeabilidad del yacimiento.

- La temperatura observada por los pozos seleccionados durante la evaluación aumentará 50°F como máximo, condición que no genera daño a la integridad del pozo a corto plazo, una vez el frente de combustión este arribando al pozo, esta temperatura aumentará con mayor magnitud, y deberá evaluarse el daño posible al pozo en ese momento.
- Gracias a los escenarios propuestos de Corto, Mediano y Largo plazo se determinaron que hasta los tres (3) años del proyecto la única variable que será considerada como riesgo inminente será la corrosión.
- Problemas por temperatura se generaran a un periodo de largo plazo, tiempo en el cual se deben realizar estudios para determinar las posibles opciones para poder continuar con el proyecto de combustión in situ de manera controlada y segura.
- A un periodo de largo plazo los pozos tendrán varias problemas de riesgo inminente, por lo cual se deberán desarrollar estudios para determinar económicamente, cual será la opción mas viables en cuanto a abandono o re-diseño de los pozos existentes.
- Para poder solucionar los problemas generados por los gases de chimenea se seleccionó el tipo de inhibidor A, debido a que cumple las mismas funciones y sus ganancias serán mayores a corto plazo que con el inhibidor de tipo B.

8. RECOMENDACIONES

- Evacuar la mayor cantidad de gases de chimenea por los pozos de la primera línea completados térmicamente; para así disminuir la presencia de gases de chimenea en la segunda línea.
- Realizar registros de inspección de cementación y corrosión de los pozos estudiados, para así tener un seguimiento del daño generado por el H₂S.
- Realizar un análisis para la viabilidad económica para poder seleccionar la opción más viable para seguir con el proyecto, una vez se observe la presencia del frente de combustión en los pozos productores-
- Realizar estudios de completamiento, una vez los pozos estudiados comiencen a fallar, para poder implementar un completamiento con levantamiento tipo Venturi, para así disminuir los precios y tener la posibilidad de inyectar inhibidor de corrosión por *Coiled Tubing*.

BIBLIOGRAFIA

- ACUÑA ROJAS. Paola Andrea. Análisis de estabilidad de los pozos Apiay-19, Chichimene-17, Libertad norte-4 y Suria-7 ubicados en la subcuenca Apiay-Arairi gerencia llanos Ecopetrol. Bogotá. 2002.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Año
- BARRUFET. Maria Antonieta. Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods; Class Notes for PETE 609. Texas A&M University. Texas. 2001.
- BELLARBY. Jonathan. Well Completion Design. Elsevier. Aberdeen. 2009
- BUCHWALD. R.W. HARDY. W.C.: "Case Histories of Three In-Situ Combustion Projects", Paper (SPE 3781) presented at SPE-AIME Symposium on Improved Oil Recovery, held in Tulsa, Oklahoma, April 16-19, 1972
- CAMPO CHICHIMENE (En Línea)
<http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CHICHIMENE.pdf>. Consultado el 29 de Abril del 2016.
- CLARK G. E. JONES R.G. KINLEY W.L. SHILSON R.E. "The Fry In Situ Combustion Test Performance", Paper (SPE 954). Society of Petroleum Engineers 1964.
- CHATTOPADHYAY. K. RAM, B. BHATTACHARYA R.N. and DAS,T.K "Enhanced Oil Recovery by In-Situ Combustion in Shantal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India – A Case Study SPE 89451 Presented in 2004 SPE/DOE Improved Oil Recovery held in Tulsa Oklahoma USA 17-21 April 2004.
- CROLET. Jean-Louis. Acid Corrosion in Wells (CO₂, H₂S) Metallurgical Aspects; SPE Of AIME, CIUDAD 1983.
- CURTIS. J.H "Performance Evaluation of the MOCO T In-Situ Combustion Project, Midway-Sunset Field" Paper (SPE 18809= SPE California Regional Meeting in Bakersfield California, April 5-7 1989
- DE ANDRADE. J; TORSÆTER. M. Et al. Influence of Casing Centralization on Cement Sheat Integrity During Thermal Cycling. SPE. CIUDAD 2014.
- DRILLING AND COMPLETION COMITTE. In Situ Heavy Oil Operations. Calgary. 2012.

DUARTE. Gloria Isabel et al; Informe Analisis Resultados Evaluación en Laboratorio de Materiales Seleccionados Para Fondo de Pozo y Superficie Proyecto Inyección de Aire. Piedecuesta. 2013: Ecopetrol S.A

ELKINS. L. F. SKOV. A.M: “ Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas”, Paper (SPE 5014) presentado en el 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Houston, Texas, Oct. 6-9, 1974

FAROUQ. A. JONES. L.A. Et al. Practical Heavy Oil Recovery. University of Alberta. Alberta. 1997.

GALLUS J.P; WATTERS L.T. Et al. Performance of Oil Well Cementing Compositios in Geothermal Wells. California.1979.

GADELLE. C.P., BURGER. J.G., BARDON. C.P.,MACHEDON. V: Research and Design Inst. for Oil & Gas: “Heavy-Oil Recovery by In-Situ Combustion - Two Field Cases in Rumania”, Paper (SPE 8905) presentado en el SPE 50th California Regional Meeting held in Los Angeles April 9-11, 1980

GATES.C. F. SKLAR. I. “Combustion as a Primary Recovery Process — Midway Sunset Field”, Paper (SPE 3054) presentado en el SPE 45th Annual Fall Meeting, held in Houston, Oct. 4-7, 1970

GUTIERREZ. D: “Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges”, Paper (SPE 113254) presentado en el 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S., 19-23 April 2008

HALLIBURTON. Reporte de Registro de Inspección de Casing (FASTCASE & 3D Image). Ecopetrol. Bogotá. 2015.

HUFFMAN. G. A. BENTON. J. P: “Pressure Maintenance by In-Situ Combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi”, Paper (SPE 10247) presentado en el 1981 SPE Annual Conference and Exhibition held in San Antonio, Oct. 5-7.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS; Documentación, Presentación, trabajos de grado y otros trabajos de investigacion; NTC 1486; 6ta Actualizacion; 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS; Referencias Bibliograficas. Contenido, Forma y Estructura ; NTC 5613; 6ta Actualizacion; 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS; Referencias Documentales Para Fuentes de Informacion Electronicas; NTC 4490; 6ta Actualizacion; 2008.

JAMES C. HOWELL, M.E. PETERSON, A: "The Fry In Situ Combustion Project Performance and Economic Status", Paper (SPE 8381) presentado en el 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in Las Vegas, Nevada, September 23-26, 1979

JIMÉNEZ PADILLA. Pedro Alonso; PALENCIA STANFORD, David Roger: Evaluación del Desempeño de Dos Diseños de Lechadas de Cemento Para Sistemas de Recuperación Térmica en el Campo Chichimene Ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá. 2013.

MAHARAJ. G. Thermal Well Casing Failures Analysis. Petrotrin. SPE. CIUDAD 1996.

MARTIN . W. L. ALEXANDER. J. D. : "Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming", Paper (SPE 3595) presentado en el SPE 46th Annual Fall Meeting, held in New Orleans, October 3-6, 1971.

MITCHELL. Robert F. SPE PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK. Society of Petroleum Engineers. Austin. 2006.

MOJICA. Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH. CIUDAD 2009.

NELSON.E.B; GUILLOT. D. Well Cementing. Schlumberger. Ed2. CIUDAD 2006.

ORTIZ ARENIZ. Jenifer Tatiana; HERNÁNDEZ. Edith Yohana. Optimizacion de la Producción de un Cluster de Crudo Extra Pesado del Campo Chichimene Utilizando la Técnica de Análisis Nodal. Bucaramanga. 2011.

PANAIT-PATICA. A; SERBAN.D; ILLIE. N. "Suplacu de Barcau – A Case History of a Succesfull In-Situ Combustion Explotation. Paper (SPE 100346) presentado en el SPE EuropecEAGE Annual Conference and Exhibition held in Viena, Austria 12-15 June 2006.

PARIS DE FERRER. Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo. 2001.

PARRISH. D. R. RAUSCH. R.W.: "Underground Combustion in the Shannon Pool, Wyoming", Paper (SPE 141) presentado en el 36th Annual Fall Meeting of SPE, Oct. 8- 11, 1961 in Dallas


PRADILLA PINEDA. Jan Ender. Evaluación de la Corrosión Interna Generada por el Sistema H₂S-CO₂-H₂O en Gasoductos. Bucaramanga. 2012.

RINCON BARRERA, Lenin Farock. Determinación de Oportunidades de Hidrocarburos Detrás del Revestimiento (Oil Behind Casing) en los Campos Operados por Perenco en la Asociación Casanare, Cuenca de Los Llanos Orientales. Proyecto de grado: Geología. Bucaramanga.: Universidad de Santander. Facultad de Físico-químicas. Escuela de Geología. 2011.

TAOUTAOUT. S; OSMAN.T.M; MJTHAB.M; SUCCAR.N. "Well Integrity In Heavy Oil Wells: Challenges and Solutions", Schlumberger, SPE, 2010, p 3.

TERWILLIGER. P.L., Gulf Research and Development Co.; Clay, R.R., Gulf Research and Development Co.; Wilson Jr., L.A., Gulf Research and Development Co.; Gonzalez-Gerth, Enrique, Gulf Research and Development Co.: "Fireflood of the P2-3 Sand Reservoir in the Miga Field of Eastern Venezuela", Paper (SPE 4765) presentado en el SPE-AI ME Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Okla., April 22- 24,1974

WU. J; Steam Injection Casing Design, Chevron-Texaco, SPE, 2005.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros CAMILO ANDRÉS TORRES RESTREPO Y CAMILO ANDRÉS BALLESTEROS AVELLANEDA en calidad de titulares de la obra ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL IMPACTO DE PROCESOS TÉRMICOS DE RECUBRO MEJORADO, EN COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES Y MULTIOBJETIVO CON CRUDO EXTRA-PESADO EN LA FORMACIÓN SAN FERNANDO, EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES, elaborada en el año 2016 , autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	x
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	x
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	x

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá a los 07 días del mes de MARZO del año 2017

EL(LOS) AUTOR(ES):

Autor 1	
Nombres	Apellidos
CAMILO ANDRÉS	TORRES RESTREPO
Documento de identificación No	Firma
10.20.786.562	
Nombres	Apellidos
CAMILO ANDRÉS	BALLESTEROS AVELLANEDA
Documento de identificación No	Firma
10.18.466.445	
