

**DEFINICION DE LOS LÍMITES OPERATIVOS PARA LOS POZOS
CANDIDATOS A SER ESTIMULADOS CON ALTA PRESION EN EL CAMPO
CUSIANA**

NICOLAS TRIANA URIBE

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**DEFINICION DE LOS LÍMITES OPERATIVOS PARA LOS POZOS
CANDIDATOS A SER ESTIMULADOS CON ALTA PRESION EN EL CAMPO
CUSIANA.**

NICOLAS TRIANA URIBE

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
OSCAR LEONARDO SUAREZ MENDEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación:

INGENIERO JORGE LUIS RAMOS

INGENIERA YULY PAOLA PEÑA

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR CIFUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia quiero agradecer a Dios por darme salud y la oportunidad de desarrollar este proyecto.

Agradezco a mi director el Ingeniero Oscar Leonardo Suarez Mendez, por su tiempo, apoyo, motivación, dedicación, guía, entrega, profesionalismo, buenos valores y por compartir su amplio conocimiento y experiencia conmigo para llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

A ECOPETROL S.A., por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto junto con la Gerencia de piedemonte llanero y permitirme el estudio de un caso real de su interés, aplicando mi conocimiento y objetividad para crear una experiencia profesional, también por facilitarme información e instalaciones.

A la Fundación Universidad de América, por facilitarme el uso de sus instalaciones, material bibliográfico, equipos y personal calificado.

Finalmente, a todos los ingenieros que hicieron acompañamiento y guiaron el proyecto, que fueron de gran importancia para su culminación gracias a su conocimiento y experiencia: a los ingenieros Jorge Tovar, Adriangela Romero, Yatnielah Pirela, Sebastián Gómez y a la geóloga Adriana Henao.

Nicolas Triana Uribe.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar una etapa de mi vida, llena de tristezas y alegrías, por darme salud, fuerza y valentía para continuar luchando a pesar de todas las dificultades y nunca abandonarme.

A mis padres Oscar Esneider Triana Bustos y Maria Claudia Uribe Cabal por el apoyo, amor y ánimo que me brindaron en todos los momentos de la carrera en especial en este proyecto con tantas trabas en su desarrollo. A ellos por inculcarme los valores y enseñarme a nunca rendirme estando al lado en cada paso y meta que me propongo, también por enseñarme a ser perseverante y tener fe.

A mi Hermana Tatiana Andrea Triana Uribe por estar siempre a mi lado guiándome en los momentos difíciles y apoyándome en todo.

A Alejandra González por ser un apoyo incondicional en este proceso y por toda la colaboración que me brindo.

Al director, el ingeniero Oscar Suarez por su colaboración y buena disposición además de darme la oportunidad y confianza.

A todas las personas que estuvieron presentes durante el transcurso de mí carrera, que me hicieron crecer como persona, compañero y amigo, y me acompañaron durante dándome la fuerza para lograrlo.

Nicolas Triana Uribe.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO CUSIANA	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CUSIANA	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3. MARCO GEOLÓGICO	28
1.3.1. Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía del Campo	29
1.3.2.1 Formación Mirador	30
1.3.2.2 Formación Barco	30
1.3.2.3 Formación Guadalupe	30
1.3.3 Estructura Geológica	30
1.3.3.1 Geología del Petróleo	31
1.3.3.2 Roca Generadora	31
1.3.3.3 Roca Reservorio	31
1.3.3.4 Generación y Migración	31
1.3.3.5 Roca Sello	31
1.3.3.6 Trampas	31
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	31
1.4.1 Mecanismo de Producción	32
1.4.1.1 Drenaje por gravedad	32
1.4.1.2 Expansión de la Capa de gas	32
1.4.1.3 Intrusión del Acuífero	32
1.4.1.4 Empuje por gas en solución	32
1.4.2 Método de Producción	32
1.4.3 Tiempo de Producción	33
1.4.5 Número de Pozos	33
1.4.6 Producción acumulada	33
2. SELECCIÓN POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON ALTA PRESIÓN	35
2.1 GENERALIDADES “API RECOMMENDED PRACTICE 100-1”	35
2.1.1 Alcance	36
2.1.2 Planificación de pozos	36
2.2 GUÍA DE FACTORES Y CARGAS MÍNIMAS PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTOS Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN – ECOPETROL	37
2.3 OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZO REQUERIDAS DURANTE LA ESTIMULACIÓN DE ALTA PRESIÓN	42
2.4 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	43

2.4.1	Fracturas Naturales	43
2.4.2	Fracturas Asociadas a Fallas	43
2.4.3	Fracturas de Cizalla	43
3.	GENERALIDADES DE LOS REGISTROS	45
3.1	UTILIDAD DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	45
3.2	PRESENTACIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	46
3.2.1	Encabezado	46
3.2.1.1	Información general del registro	46
3.2.1.2	Información del pozo	46
3.2.1.3	Información de las curvas	46
3.2.2	Pistas o carriles	47
3.2.2.1	Escalas de profundidad	48
3.3	REGISTRO ELÉCTRICO GAMMA RAY (GR)	48
3.3.1	Propiedades de los Rayos Gamma	48
3.3.2	Equipo	49
3.3.3	Usos del perfil	49
3.4	REGISTRO CBL (CEMENT BOND LOG)	50
3.4.1	Funcionamiento	50
3.4.2	Efectos negativos de una cementación	53
3.4.2.1	Contaminación por lodo	53
3.4.2.2	Sobre estimación de la temperatura del pozo	53
3.4.2.3	Mala adherencia del cemento	54
3.4.3	Aplicaciones del registro	54
3.5	REGISTRO VDL (VARIABLE DENSITY LOG)	54
3.6	REGISTRO CCL (CASING COLLAR LOCATOR)	56
3.6.1	Partes del CCL	56
3.7	REGISTRO USIT (ULTRASONIC IMAGER TOOL)	57
3.8	IBC (IMAGE BEHIND CASING)	59
4.	ESTUDIO DE INTEGRIDAD (WELLCAT)	62
4.1	GENERALIDADES DEL SIMULADOR <i>WELLCAT</i>	62
4.2	POZO 1	63
4.1.1	Información general del pozo	63
4.1.2	Resultados de la simulación	67
4.1.3	Resultados Gráficos	81
4.1.4	Análisis	87
4.2	POZO 2	89
4.2.1	Información general del pozo	89
4.2.2	Resultados de la simulación	94
4.2.3	Resultados Gráficos	105
4.2.4	Recomendaciones	109
4.3	POZO 3	110
4.3.1	Información general del pozo.	110
4.3.2	Análisis	112

4.4 POZO 4	112
4.4.1 Información general del pozo	112
4.4.2 Resultados de la simulación	117
4.4.3 Resultados Gráficos	134
4.4.4 Análisis	140
4.5 Pozo 5	142
4.5.1 Información general del pozo.	142
4.5.2 Resultados de la simulación	145
4.5.3 Resultados Gráficos	158
4.5.4 Análisis	164
4.6 POZO 6	167
4.6.1 Información general del pozo.	167
4.6.2 Análisis.	171
4.7 POZO 7	174
4.7.1 Información del pozo.	174
4.7.2 Resultados Gráficos	188
4.7.3 Resultados	190
4.7.4 Análisis	192
5. CONCLUSIONES	193
6. RECOMENDACIONES	194
BIBLIOGRAFIA	195
ANEXOS	197

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información de Pozos	33
Tabla 2. Producción acumulada	34
Tabla 3. Escala de profundidad	48
Tabla 4. Información de yacimiento	64
Tabla 5. Información del revestimiento	64
Tabla 6. Información del revestimiento	64
Tabla 7. Información del completamiento	65
Tabla 8. Ensamblaje de Sellos PBR	66
Tabla 9. Pruebas de presión de <i>tubing</i>	66
Tabla 10. Prueba de presión Anular	67
Tabla 11. Información de yacimiento	90
Tabla 12. Información del revestimiento	90
Tabla 13. Información del revestimiento	91
Tabla 14. Información del Completamiento	91
Tabla 15. Ensamblaje de Sellos PBR	92
Tabla 16. Pruebas de presión realizadas	93
Tabla 17. Pruebas de presión realizadas	94
Tabla 18. Información de Yacimiento	111
Tabla 19. Información de Yacimiento	112
Tabla 20. Información del revestimiento	113
Tabla 21. Información del revestimiento	113
Tabla 22. Información del Completamiento	114
Tabla 23. Ensamblaje de Sellos PBR	115
Tabla 24. Pruebas de presión realizadas	117
Tabla 25. Pruebas de presión realizadas	117
Tabla 26. Información del yacimiento	143
Tabla 27. Información del <i>casing</i>	143
Tabla 28. Pruebas de presión realizadas	145
Tabla 29. Información del revestimiento	168
Tabla 30. Información DHS	168
Tabla 31. Información del Completamiento	169
Tabla 32. Ensamblaje de sellos PBR y empaque de producción	170
Tabla 33. Empaque de producción	171
Tabla 34. Pruebas de presión realizadas	171
Tabla 35. Pruebas de presión realizadas	171
Tabla 36. Información requerida	175
Tabla 37. Producción	175
Tabla 38. Formación	176
Tabla 39. Cementación forzada	176
Tabla 40. Información TOC	177
Tabla 41. Fluidos Anulares <i>Casings</i>	177

Tabla 42. Árbol de navidad	182
Tabla 43. Información <i>casing</i> y <i>liner</i>	183
Tabla 44. <i>Casing</i> simulation	187

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Revestimiento intermedio de perforación	37
Cuadro 2. Revestimiento intermedio usado para producción	39
Cuadro 3. <i>Liner</i> de producción	40
Cuadro 4. Tubería de producción o inyección	41
Cuadro 5. Datos de operación, información técnica de la DHSV	64
Cuadro 6. Pozo 1	67
Cuadro 7. Resultados de la tubería de producción	68
Cuadro 8. Resultados del revestimiento y <i>Liner</i> de producción	75
cuadro 9. Pruebas de presión realizadas	93
Cuadro 10. Pozo 2	95
Cuadro 11. Resultados de la tubería de producción	96
Cuadro 12. Resultados del Revestimiento y <i>Liner</i> de Producción	103
Cuadro 13. Pruebas de presión realizadas	115
Cuadro 14. Pruebas de presión realizadas	116
Cuadro 15. Pozo 4	117
Cuadro 16. Resultados de la Tubería de Producción	118
Cuadro 17. Resultados de <i>liner</i>	123
Cuadro 18. Resultados del Revestimiento y <i>Liner</i> de Producción	128
Cuadro 19. Pozo 5	146
Cuadro 20. Resultados de la Tubería de Producción	147
Cuadro 21. Resultados del Revestimiento y <i>Liner</i> de Producción	153
Cuadro 22. Pruebas de completamiento	176
Cuadro 23. Resumen de las pruebas de los topes de los <i>liners</i> y revestimientos	177
Cuadro 24. Equipos de Completamiento y Tubería	178
Cuadro 25. Tabla de resultados	191

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica de campo Cusiana, Llanos Orientales	28
Figura 2. Columna estratigráfica del campo Cusiana	29
Figura 3. Secciones transversales de los llanos orientales	30
Figura 4. Encabezado del registro eléctrico	47
Figura 5. Pistas o carriles de registro completo de integridad	47
Figura 6. Registro GR	49
Figura 7. Fundamentos registro CBL	51
Figura 8. Interpretación acústica del registro CBL	52
Figura 9. Señal acústica del registro CBL-VDL	55
Figura 10. Registro CBL – VDL	55
Figura 11. Registro CCL	57
Figura 12. Principio del registro USIT	58
Figura 13. Tipos de Amplitudes del registro IBC	60
Figura 14. Funcionamiento registro IBC	61
Figura 15. Información de los <i>Swell Packer</i> . Datos obtenidos del Handover	92
Figura 16. Pozo 3	111
Figura 17. Hoja técnica	172

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de adherencia	53

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Producción fiscalizada de aceite, gas y agua del Campo Cusiana	34
Gráfico 2. Ensamble de sellos	81
Gráfico 3. Movimiento de sellos	81
Gráfico 4. Factor triaxial	82
Gráfico 5. Factor de seguridad de estallido	82
Gráfico 6. Factor de seguridad de colapso	83
Gráfico 7. Factor de seguridad axial	83
Gráfico 8. Factores de seguridad con carga de presión	84
Gráfico 9. Factores de seguridad con evacuación	84
Gráfico 10. Factores de seguridad con fractura	85
Gráfico 11. Factores de seguridad con carga de presión	85
Gráfico 12. Factores de seguridad con evacuación	86
Gráfico 13. Factores de seguridad con carga fractura	86
Gráfico 14. Emsamble de sellos	105
Gráfico 15. Movimiento de sellos	105
Gráfico 16. Factor triaxial de seguridad	106
Gráfico 17. Factor de seguridad de estallido	106
Gráfico 18. Factor seguridad colapso	107
Gráfico 19. Factor seguridad axial con cargas	107
Gráfico 20. Envelope	108
Gráfico 21. Factor de seguridad con fractura	108
Gráfico 22. Factor de seguridad con evacuacion	109
Gráfico 23. Envelope	134
Gráfico 24. Movimiento sellos	134
Gráfico 25. Factor seguridad triaxial	135
Gráfico 26. Factor estallido.	135
Gráfico 27. Factor colapso	136
Gráfico 28. Factor axial	136
Gráfico 29. Factores con presión	137
Gráfico 30. Factores con evacuación	137
Gráfico 31. Factores con presión	138
Gráfico 32. Factores con evacuación	138
Gráfico 33. Factores con <i>draw</i> down	139
Gráfico 34. Factores con presion	139
Gráfica 37. Factor triaxial	159
Gráfica 38. Factor estallido	159
Gráfica 39. Factor colapso	160
Gráfica 40. Factor de seguridad de colapso	160
Gráfica 41. Factores con carga presión	161
Gráfica 42. Factores con evacuacion	161
Gráfica 43. Factores con fractura	162

Gráfica 44. Factores prueba de presión	162
Gráfica 45. Factores con evacuación	163
Gráfica 46. Factores <i>draw down</i>	163
Gráfica 47. Factores con presión	164
Gráfico 48. Envelope	188
Gráfico 49. Factor estallido	188
Gráfico 50. Factor axial	189
Gráfico 51. Factor colapso	189
Gráfico 52. Factor triaxial	190

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Manual simulador <i>Wellcat</i>	198
Anexo B. Esquemático pozo 1	200
Anexo C. Esquemático pozo 2	202
Anexo D. Esquemático pozo 3	204
Anexo E. Esquemático pozo 4	206
Anexo F. Esquemático pozo 5	208
Anexo G. Esquemático pozo 6	210
Anexo H. Esquemático pozo 7	212

ABREVIATURAS

° Grados.
" Pulgada.
% Porcentaje.
°C Grados Celsius.
°F Grados Fahrenheit.
Bbl Barril.
Bbl/hr Barriles por hora.
BHA Bottom hole assembly.
BHT Bottom hole temperature.
BPD Barriles por día.
DHSV down hole safety valve.
ECD Equivalent Circulating Density.
ECP Ecopetrol S.A.
Ft Pies.
lb Libra.
Lb/Bbl Libras por barril.
Lb/gal Libras por galón
M Metros.
MAASP máxima presión anular.
MD profundidad medida.
mm Milímetros.
Mpcpd millón pies cúbicos por día.
MPD Managed pressure drilling.
MSCF Million standard cubic feet.
OGR oil-gas relation.
P pozo.
pH
Pp presión de poro.
Ppg libras por galón.
ppm Partes por millón.
Psi Pounds force per square inch.
Psi/ft. Pressure per unit of depth.
PSIG Libras por pulgada cuadrada.
Psup Presión superficial.
Pulg Pulgada.
ROP Velocidad de penetración.
RPM Revoluciones por minuto.
STB stock stand barrel.
TOC Tope de cemento.
TVD True vertical Deep (Profundidad total verdadera).
WGR water-gas relation.
WHP Well head pressure.
WHT Well head temperatura.

GLOSARIO

ANTICLINAL: pliegue de capas de roca que es convexo hacia arriba, con forma de cresta de ola o arco.

ANULAR: El espacio que rodea a un objeto cilíndrico colocado dentro de otro, tal como el espacio que rodea a un objeto tubular colocado en un pozo.

CABALGAMIENTO: término usado para referirse a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren sobre yaciendo a rocas más modernas.

CASING: Una tubería que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.

EOCENO: período geológico comprendido entre el Paleoceno y el Mioceno de la Era Cenozoica o Terciaria. Eoceno deriva del griego Eo que significa aurora, albores, comienzo, principio, inicio. Ceno = Nuevo, reciente. Eoceno = Albores del Cenozoico.

EROSIÓN: fenómeno de descomposición y desintegración de materiales de la corteza terrestre por acciones mecánicas o químicas. También pérdida física de suelo transportado por el agua o por el viento, causada principalmente por deforestación. Laboreo del suelo en zonas no adecuadas, en momentos no oportunos, con las herramientas impropias o utilizadas en exceso, especialmente en zonas de ladera, con impactos adversos tan importantes sobre el recurso como la pérdida de la capa o del horizonte superficial con sus contenidos y calidades de materiales orgánicos. Fuente de nutrientes y cementantes que mantienen una buena estructura y, por lo tanto, un buen paso del agua y el aire.

FALLA: una fractura o una zona de fractura sobre la cual se produce un movimiento diferencial entre dos bloques rocosos adyacentes. El desplazamiento puede ser de milímetros a cientos de kilómetros. Hay varios tipos de falla, clasificados según la forma como se desplaza un bloque con respecto al otro.

FALLAS INVERSAS: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia arriba con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzos de compresión.

FALLAS NORMALES: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia abajo con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzo de distensión.

FRACTURA: ruptura de la roca, haya o no desplazamiento a lo largo del plano de ruptura.

LINER: Una sarta de revestimiento que no se extiende hasta el extremo superior del pozo, sino que se encuentra anclada o suspendida desde el interior del extremo inferior de la sarta de revestimiento previa.

LITOLOGÍA: conjunto de caracteres petrográficos de una masa (formación, estratos, entre otros) de rocas.

OVERPULL: El margen de sobretensión u overpull, consiste en una tensión adicional a ser aplicada cuando se está tratando de sacar una sarta pegada sin romper los límites de tensión de la tubería de perforación. Esta es la diferencia entre la carga de tensión máxima permisible de la sarta y la carga del gancho.

PALEOCENO: primera época del período Paleógeno, que se extiende desde 65 hasta hace 53 millones de años.

PACKER ENVELOPE: área segura permitida para la aplicación de distintas cargas sobre el empaque.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella sin alterar su estructura interna, los poros deben estar interconectados para que exista permeabilidad.

POROSIDAD: la porosidad es la medida de los espacios huecos en una roca y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén: $\text{porosidad} = \% (\text{volumen de poros (huecos)} / \text{volumen total}) \times 100$; la porosidad se expresa como \varnothing . Casi todos los almacenes tienen un \varnothing entre 5% y 30%, y la mayoría entre 10% y 20%.

PRESIÓN: es la fuerza que se aplica sobre un área, es expresada en libras por pulgada cuadrada.

SCREEN OUT: Una condición que tiene lugar cuando los sólidos transportados en un fluido de tratamiento, tal como un apuntalante en un fluido de fracturamiento, forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido similar. Esto produce una restricción súbita y significativa para el flujo de fluidos que ocasiona un rápido incremento de la presión de bombeo.

SQUEEZE: La cementación forzada es el proceso por el cual se usa presión hidráulica para forzar (inyectar) la lechada de cemento a través de los agujeros o ranuras de la cañería y dentro del espacio anular y/o la formación.

SHUT IN: La fuerza de superficie por unidad de área ejercida en el extremo superior de un pozo cuando éste se cierra en el árbol de Navidad o bien en el conjunto BOP. La presión puede provenir de la formación o de una fuente externa e intencional. Esta puede ser igual a cero, lo que indica que cualquier formación abierta es balanceada en forma efectiva por la columna hidrostática de fluido del pozo. Si la presión es igual a cero, el pozo se considera muerto y puede ser abierto a la atmósfera en forma segura.

TRAMPA: Zona de una roca almacén (porosa y permeable) en la que se acumulan hidrocarburos.

TOC: total de material orgánico presente en el objeto de estudio.

TUBING LEAK: Test de fugas para identificar los puntos débiles y para mejorar el diseño del producto. La prueba se realiza utilizando una presión alta para verificar si hay una caída de presión causada por una grieta u orificio no intencionado.

YACIMIENTO: lugar o terreno donde se ubican minerales de rendimiento económico o fósiles. Sinónimo: Depósito mineral, cuerpo mineralizado, etc. Ej. Yacimiento minero, yacimiento petrolífero, yacimiento acuífero, yacimiento fosilífero.

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en estudiar y definir los límites operativos de 7 pozos candidatos a ser estimulados con alta presión en el campo Cusiana para recuperar la mayor parte de reservas posibles en la formación Mirador, ya que por el enfoque de producción primario del campo no se tuvo en cuenta esta formación. Inicialmente investiga todo lo relacionado con el campo, para tener idea de la trayectoria de este, su historia, ubicación, producción, número de pozos, estratigrafía y las formaciones que lo comprenden, entre otros aspectos relevantes del campo.

Se prosigue a realizar una descripción de la norma para estimulación con alta presión y guías que aplican para los factores de seguridad que se usan en cada situación según la operadora del campo. Para realizar este estudio es necesario tener claridad en los registros de integridad, que son y que describen, ya que es posible que algunos pozos por su edad necesiten un estudio de integridad para corroborar su estado actual en este sentido, además para tenerlo en cuenta en las simulaciones de cada operación y de esta manera tener un valor más exacto del *rating* sin que la tubería o todo el completamiento sufra algún daño debido a las cargas.

Una vez se explicó la teoría de los registros se procede hacer una recopilación de la información de cada pozo y su completamiento para tenerlas en cuenta durante la simulación en *Wellcat* y tener unos resultados óptimos para ser analizados y posteriormente describir porqué si pudiese realizarse la estimulación con alta presión o porqué no.

Palabras claves: Campo Cusiana, Integridad de pozo, Formación Mirador, Registros de integridad, *Wellcat*, Estimulación con alta presión.

INTRODUCCIÓN

El Campo Cusiana ubicado en el Piedemonte Llanero de la Cordillera Oriental en el departamento de Casanare, es un campo que inicia producción en el año 1992 y en el cual se han manejado dos fases de recobro, la primera enfocada a la recuperación de petróleo y la segunda a la producción de gas, para ello, han usado distintas estrategias de recobro como la inyección de agua y la reinyección de gas, las cuales, inicialmente pretendían promover la recuperación de petróleo por encima del gas y que ocasionó varias intervenciones de pozos encaminadas a aislar la formación Mirador (principalmente productora de gas) para no ver afectada la producción de petróleo debido a las limitantes en manejo de la relaciones Gas Líquido (GLR) de la planta de Cusiana, estas acciones han generado grandes problemas en el nuevo enfoque del campo.

En el campo Cusiana se desarrollan 3 yacimientos: Mirador, Barco y Guadalupe, cuyas propiedades petrofísicas varían considerablemente entre sí pero que tienen en común bajas permeabilidades y porosidades, debido a estas pobres propiedades petrofísicas de las rocas del Mirador y al enfoque inicial del campo que priorizó la recuperación de petróleo por encima del gas, se indujeron sobre Mirador, daños tales como: invasión de fluidos de perforación y completamiento e invasión de cemento durante las operaciones remediales (*squeeze*), que sumado a las reconfiguraciones del completamiento (doble *liner* de producción), restringen la posibilidad de contar con el potencial real del yacimiento Mirador.

Adicional, por estar el campo Cusiana desarrollado por más de 20 años y con pozos completados a profundidades alrededor de los 15000 ft, las tuberías de producción, empaques de producción y todos los accesorios y dispositivos que cuenta el completamiento de cada uno de los pozos, ha estado sometido a procesos de desgaste y deterioro por el hecho de haber estado produciendo hidrocarburos y agua durante la vida del campo e incluso por el mismo hecho de realizarse intervenciones de pozo con unidades tales como: *Coiled Tubing* o Taladro para operaciones de reacondicionamiento o para mantenimiento de la línea base de producción.

Actualmente, como propósito de recobro de gas de la formación Mirador, se plantea la realización de estimulación con alta presión de este yacimiento para promover la conectividad y aumentar la productividad del mismo. De acuerdo a este requerimiento y teniendo en cuenta las premisas en cuanto al completamiento de los pozos actuales, se propone frente a la incertidumbre de la pérdida de la integridad de los pozos que sean sometidos a cambios de presión durante la estimulación con alta presión, definir los límites operativos para los pozos candidatos a ser estimulados con alta presión en el campo Cusiana, manteniendo la integridad del pozo, garantizando operaciones seguras y de esta manera evitando posibles reacondicionamientos y/o pérdidas de los pozos que irían en detrimento de

los objetivos del desarrollo del campo y del aseguramiento de las reservas de gas de la compañía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Definir los límites operativos para los pozos candidatos a ser estimulados con alta presión en el campo Cusiana.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Cusiana.
2. Seleccionar los posibles pozos candidatos del Campo Cusiana para ser estimulados con alta presión teniendo en cuenta su historia, completamiento e integridad.
3. Desarrollar registro de integridad (corrosión y desgaste) del completamiento y de cemento en frente del yacimiento.
4. Simular en *WellCat* las cargas a las que estarán sometidos los pozos seleccionados del campo Cusiana durante las intervenciones propuestas.
5. Definir los límites operativos de los pozos candidatos para ser estimulados con alta presión a través de los resultados de las simulaciones en donde se encuentren las recomendaciones y los valores de presión simulados y así tenerlos en cuenta durante las pruebas de presión.

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO CUSIANA

Este capítulo muestra la descripción del campo Cusiana, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, además de que evidenciará también la historia, la localización, el modelo geológico y la historia de producción del campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CUSIANA

El Campo Cusiana fue descubierto en 1988 con la perforación del Pozo Cusiana-1, encontrando las formaciones productoras Mirador, Barco y Guadalupe. La empresa TRITON adquirió el contrato de asociación Tauramena que contiene el sector Sur de la estructura de Campo Cusiana. Mediante de un proceso de oferta de intereses, las empresas BP y TOTAL, adquirieron una participación en el contrato Santiago de las Atalayas en 1986 y en el Tauramena en 1990.

En 1991 con modernas tecnologías y técnicas de exploración sísmica se logran perforar más pozos, entre ellos Cusiana-2A, que fue el primer pozo en perforar las tres formaciones productoras del Piedemonte Llanero, comprobando así la existencia de petróleo y de gas en estas formaciones. En 1992 se perforó el Pozo Buenos Aires-1 en el área del contrato de asociación Tauramena, el cuál verificó los datos obtenidos por Cusiana-2A, confirmando el hallazgo del Campo más grande en Colombia para la fecha.

Estos pozos y los posteriores, comprobaron la existencia de reservas recuperables superiores a 1.250 millones de barriles de petróleo y condensado y 3 billones de pies cúbicos de gas en el Campo Cusiana.¹

En el año 1995, la producción se incrementa 655 mbd y le da un respiro al país y se invita al buen aprovechamiento de los recursos. En 2016, una vez terminado el contrato de asociación, la empresa Colombiana Ecopetrol, asume el control como operador del campo.²

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Cusiana se encuentra ubicado en el Departamento del Casanare en Colombia, en la cuenca de la Cordillera Oriental a 240 Km al noroeste de Bogotá D.C.

¹ECOPETROL, BP TOTAL, TRITON. Estudio técnico del campo Cusiana y el cupiagua contratos de asociación Santiago de las atalayas y tauramena. 1993. P. 16.

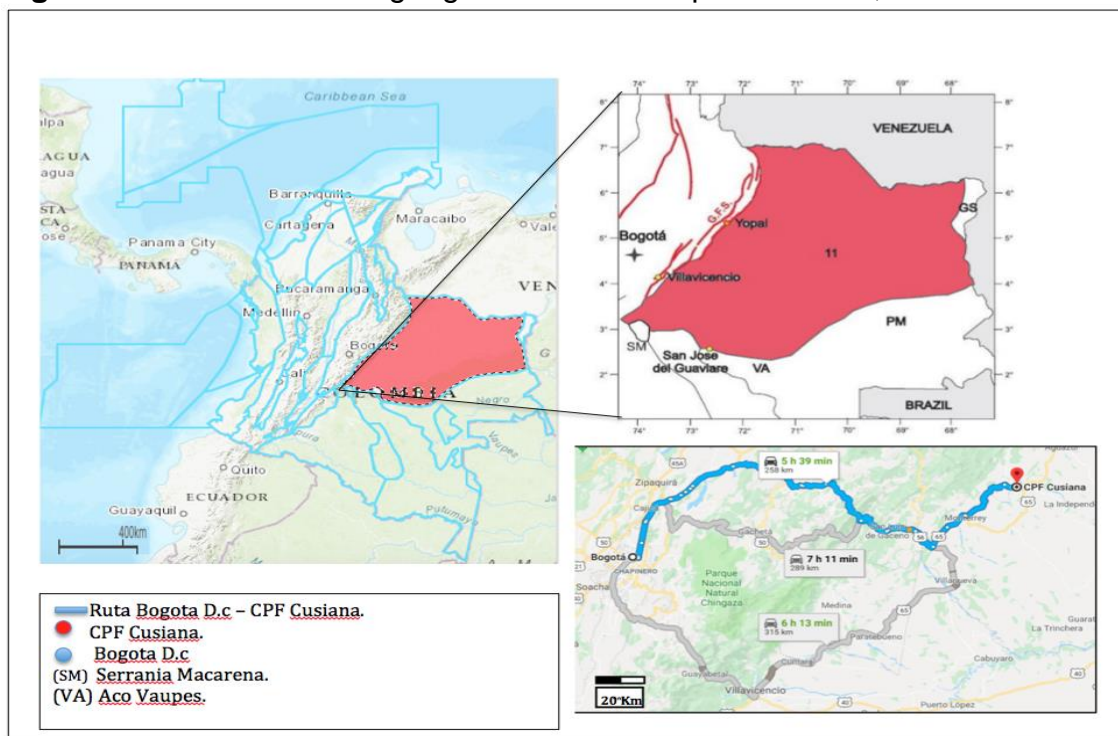
² TAURAMENA, Ecopetrol recibió operación del campo Cusiana (en línea), 5 de julio de 2016 (revisado 5 marzo 2019) disponible en internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines/Boletines/Ecopetrol-recibio-operacion-campo-Cusiana>

Las facilidades centrales de producción o CPF por sus siglas en inglés, están ubicadas en el Km 3 vía Tauramena, municipio localizado en la zona suroccidental del departamento, limitando al norte con Recetor y Aguazul.

Para llegar desde la ciudad de Bogotá a la CPF, se debe tomar la carretera 55 (Bogotá-Tunja), luego tomar la carretera 56 (Macheta-Guateque), continuar por la carretera 65 hacia Tauramena y seguir hasta la CPF³.

En la Figura 1 se observa la ubicación exacta de la cuenca, el Campo, las ciudades más cercanas y sus principales vías de acceso.

Figura 1. Localización geográfica de campo Cusiana, Llanos Orientales



Fuente: elaboración propia con base en Geovisor de la ANH. Google Maps. LOZANO Edison, ZAMORA Nadezhda, Servicio Geológico colombiano compilación cuenca Llanos Orientales.

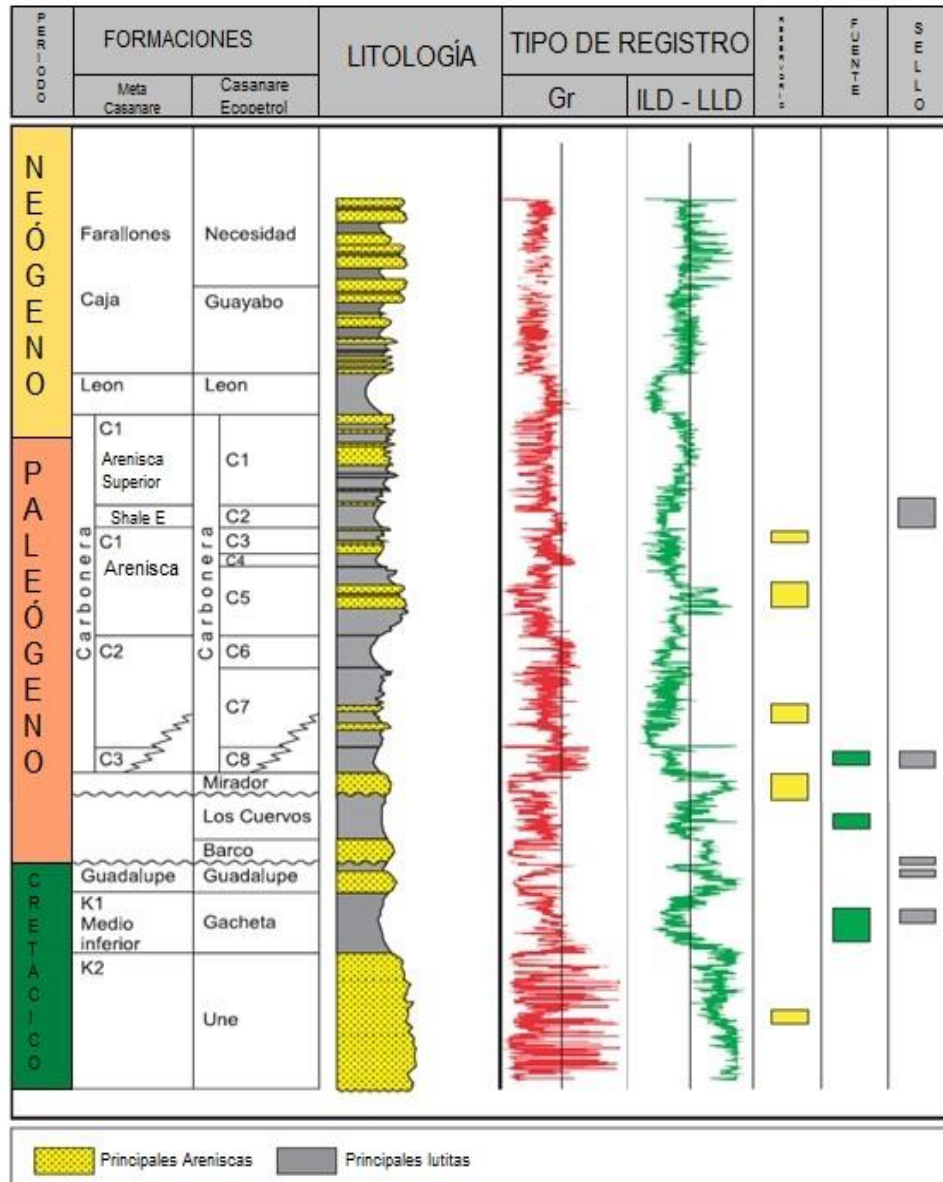
1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se describe en esta sección, la geología de las formaciones presentes en el Campo Cusiana, el cual es un anticlinal de 25 km de longitud y 5-6 km de ancho que delimita al este con la falla de Cusiana y al oeste con un acuífero.

³ GOOGLE MAPS.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la Figura 2 se aprecia la descripción estratigráfica generalizada del Campo Cusiana, la cual presenta edad, formaciones, tiempo y litología de este.

Figura 2. Columna estratigráfica del campo Cusiana



Fuente: elaboración propia con base en ANH. Cuencas Sedimentarias Colombianas. 2018. [En Línea]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

1.3.2 Estratigrafía del Campo. A continuación, se realiza una descripción más detallada de las formaciones de interés que son Mirador, Barco y Guadalupe. La

formación Mirador actualmente entre 2500 y 3000 psi de presión de yacimiento mientras que Barco y Guadalupe están en el orden de 5000 a 5200 psi.

1.3.2.1 Formación Mirador. La formación Mirador tiene un espesor de 520 pies aproximadamente y está conformada por dos secuencias de areniscas cuarzosas, separadas en la parte media por arcillolitas continentales y marinas. La parte inferior tiene las mejores condiciones de roca almacenadora. Se encuentra ubicada entre la formación carbonera la cual la suprayace y la formación Los Cuervos.

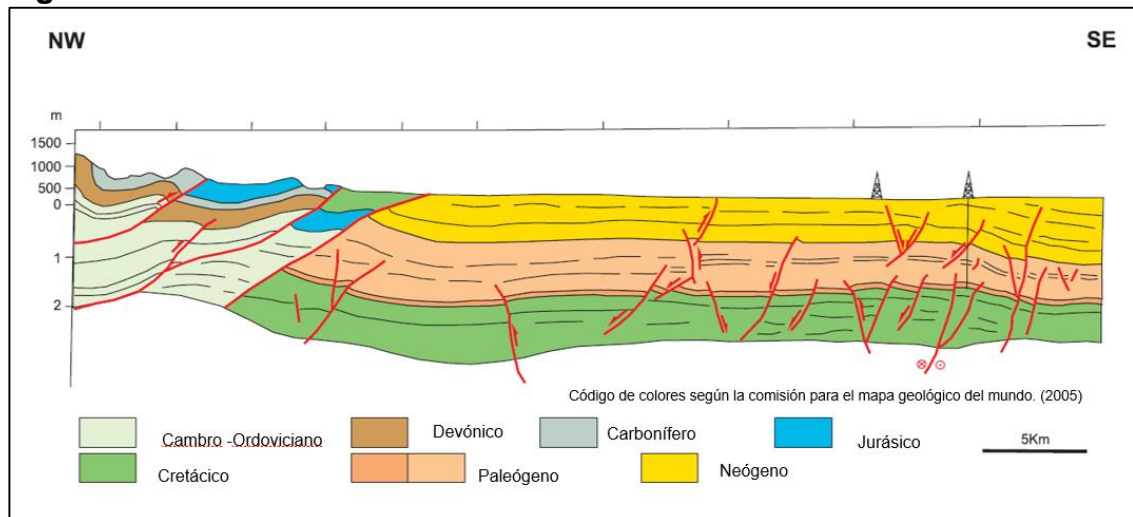
1.3.2.2 Formación Barco. La formación Barco tiene un espesor de 370 pies y es una secuencia moderadamente homogénea compuesta por areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas. Se considera como buena roca almacenadora y como el yacimiento intermedio del bloque principal de Cusiana.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. La formación Guadalupe tiene un espesor de 650 pies aproximadamente. La parte inferior de Guadalupe está formada por Arenas divididas en dos secciones: la superior con presencia de cementos fosfáticos, que le confieren el nombre a esta sección de arenas fosfáticas, las cuales tienen muy alta permeabilidad. La sección inferior está formada por Arenas con cemento de cuarzo de más baja permeabilidad.

1.3.3 Estructura Geológica.

En la Figura 3, se pueden observar los eventos evolutivos de las secciones transversales de los llanos.

Figura 3. Secciones transversales de los Llanos Orientales



Fuente: elaboración propia con base en ANH. Cuencas Sedimentarias Colombianas. 2018. [En Línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion->

Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

1.3.3.1 Geología del Petróleo. En esta se describen los principales elementos de la geología del petróleo del Campo Cusiana.

1.3.3.2 Roca Generadora. Según la ANH la roca con potencial generador corresponde a los *shales* marino-continentales de la formación Gachetá, la cual contiene valores de *TOC* entre 1.0 y 3.0% y que Kerógeno tipo I y II.⁴

1.3.3.3 Roca Reservorio. Las rocas reservorio más importantes corresponde a areniscas de las formaciones Une y Guadalupe depositadas durante el Albiano, Cenomaniano, Campaniano y las unidades siliciclásticas paleógenas de Barco y Mirador. Estas rocas presentan un amplio rango de propiedades petrofísicas: porosidades promedio entre 5-10% y permeabilidades en el orden de 4-100 mD. La porosidad secundaria generada por disolución de granos también parece haber tenido lugar después de la cementación por cuarzo y podría coincidir con la depositación de cemento de tipo caolinítico. La porosidad secundaria representa no más del 10% de la porosidad total de los reservorios haciendo que este tipo de porosidad sea relativamente menos importante.

1.3.3.4 Generación y Migración. Dos pulsos de migración han sido documentados durante el Oligoceno tardío y un segundo pulso de migración inició en el Mioceno y continúan hasta el presente.⁵

1.3.3.5 Roca Sello. Las unidades arcillosas de la formación Carbonera y la formación León, han sido considerados los sellos regionales de la cuenca, aunque se consideran sellos locales las partes arcillosas de la formación Gachetá y la formación Guadalupe.⁶

1.3.3.6 Trampas. La estructura del campo Cusiana corresponde a un anticlinal asimétrico con tendencia al noreste de aproximadamente 25 km de alto y de 5 a 6 km de ancho, desarrollado en el bloque colgante de la falla de cabalgamiento de Cusiana. Los datos de pozo y sísmica indican cerca de 1500 m de desplazamiento vertical en esta falla.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

De acuerdo con el estudio de comercialidad del campo Cusiana, en 1991 se inició con altos valores de producción cercanos a los 25.000 barriles de aceite por día, catalogándolo como el campo más grande de Colombia.⁷

⁴ ANH. Colombian Sedimentary Basins, 2007. P.71

⁵ ANH. Colombian Sedimentary Basins, 2007. P.71

⁶ ANH. Colombian Sedimentary Basins, 2007. P.71

⁷ ECOPETROL,BP,TRITON,OP.,CIT.,P.9

En el año 1999 tuvo su mayor auge con una producción de 290.000 barriles de aceite por día, fecha a partir de la cual empezó la declinación del Campo, con respecto a los niveles de aceite. En el caso del gas en el año 2002 alcanzó la máxima producción reportada en la historia del campo de 1.4 MMSCF por día manteniendo un comportamiento más estable comparado a ver a la del aceite.

1.4.1 Mecanismo de Producción. A continuación, se mencionan los mecanismos de producción que afectan el recobro del Campo.⁸

1.4.1.1 Drenaje por gravedad. El ángulo de buzamiento de 15° en Cusiana contribuye a mejorar los efectos de segregación gas-petróleo teniendo como resultado unas bajas relaciones GOR y un mayor recobro de petróleo. El perfil de permeabilidad favorable a lo largo de la formación Mirador teniendo los intervalos con mayor permeabilidad en las unidades inferiores de flujo, mejora aún más el proceso de drenaje por gravedad.

1.4.1.2 Expansión de la Capa de gas. La expansión de la capa de gas y la migración del gas en solución buzamiento arriba, contribuye a mejorar el factor de recobro, puesto que las saturaciones de petróleo residual detrás del frente de avance gas-petróleo, son menores que en la correspondiente zona invadida por agua, y el mantenimiento de presión mediante reinyección de gas, también detiene el avance del acuífero y permite que el mecanismo de desplazamiento por gas sea más eficiente.

1.4.1.3 Intrusión del Acuífero. Las saturaciones de petróleo residual en este son más altas que las de las que son barridas con gas. Sin embargo, al contribuir a mantener la presión del yacimiento, la intrusión del acuífero reduce la cantidad de condensación retrógrada que ocurre en el yacimiento y mejora los procesos de desplazamiento miscible además el mantenimiento de presión por un acuífero activo puede permitir a los pozos de producción, fluir durante períodos más largos sin necesidad de levantamiento artificial.

1.4.1.4 Empuje por gas en solución. La evolución del gas en solución ayuda a mantener la presión del yacimiento y así mismo mejora el recobro total; además la eficiencia del mecanismo de empuje por gas en solución es incrementada por el alto buzamiento del yacimiento, que permite que el gas formado se desplace lejos de los pozos de producción localizados buzamiento abajo.

1.4.2 Método de Producción. En la actualidad el método principal de producción del Campo Cusiana es la inyección de gas, la cual mejora el recobro de producción del petróleo además de mantener la presión del yacimiento y desplazar el hidrocarburo presente. Otra razón por la cual se inyecta el gas es para evitar la declinación de presión del yacimiento, ya que el condensado presente puede

⁸ ANH. Colombian Sedimentary Basins, 2007. P.71

convertirse en aceite, por lo cual el flujo se verá afectado de manera negativa. En cambio, al aumentar la presión, el condensado se convertirá en gas y así fluye más fácilmente.

1.4.3 Tiempo de Producción. En 1988 se comprobaron grandes volúmenes de hidrocarburos en el Campo Cusiana, pero sólo hasta 1991 se inició su producción hasta la actualidad dando como resultado un tiempo de vida de 28 años de producción.

1.4.4 Propiedades Petrofísicas. A continuación, se mostrarán algunas propiedades petrofísicas del yacimiento:

- Gravedad API: 40.4 API
- Presión inicial: 5300 PSI
- Presión de abandono: 2200 PSI
- Temperatura: 255 °F
- Gradiente del gas: 0.1 PSI/ft
- Gradiente de petróleo: 0.3 PSI/ft
- Gradiente de agua: 0.43 PSI/ft

1.4.5 Número de Pozos. En la Tabla 1 se muestra el número de pozos y su estado a la fecha.

Tabla 1. Información de Pozos

POZOS PRODUCTORES	NÚMERO DE POZOS
Mirador	17
Barco	3
Guadalupe	0
Mirador/Barco	3
Barco/Guadalupe	1
Mirador/Barco/Guadalupe	2
Mirador/LC/Barco	2
Total no - activos	14
Suspendidos	4
Abandonado	2
POZOS INYECTORES	NÚMERO DE POZOS
Inyector de Gas	17
Inyector de Agua	2
Total no - activos	7
Agua abandonada	2
Productor de agua no - activo	1
Total	77

Fuente: elaboración propia con base en CUSIANA, 2013.

1.4.6 Producción acumulada. En la Tabla 2 se muestran los datos registrados de producción de aceite y gas de los años 2010-2015.

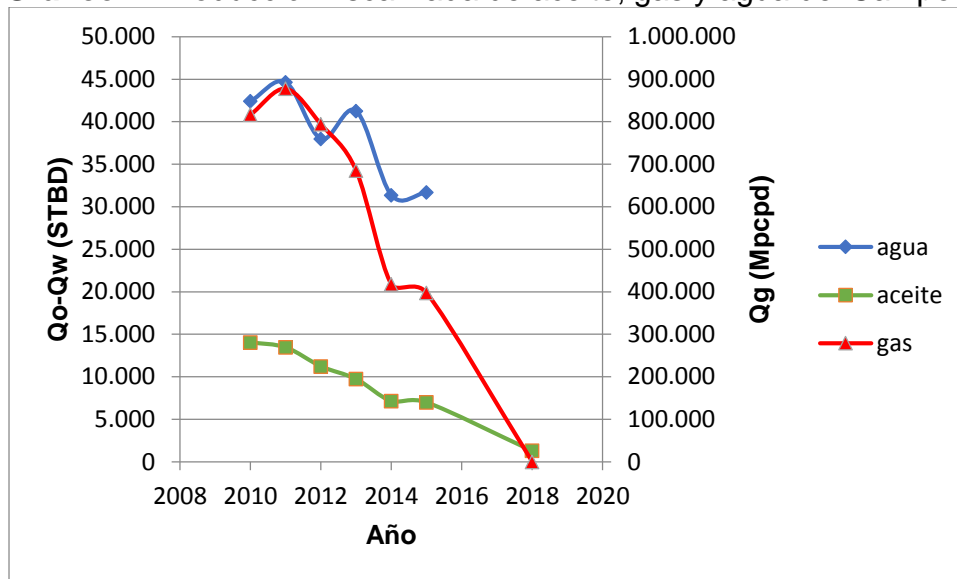
Tabla 2. Producción acumulada

AÑO	AGUA TOTAL (STBD)	QO (STBD)	QG (MPCPD)
2010	42.407	14.049	816.656
2011	44.632	13.453	877.484
2012	37.985	11.226	794.035
2013	41.264	9.738	685.039
2014	31.370	7.138	417.344
2015	31.700	6.991	397.220
2018		1.300	164.65

Fuente: elaboración propia con base en Equión y producción fiscalizada por ANH.

Además, en la Gráfica 1 podemos observar el comportamiento de producción acumulada desde el año 2010 hasta el 2018.

Gráfico 1. Producción fiscalizada de aceite, gas y agua del Campo Cusiana



Fuente: elaboración propia con base en Equión y producción fiscalizada por ANH.

2. SELECCIÓN POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON ALTA PRESIÓN

En este capítulo se explicará lo relacionado a la selección de pozos para ser estimulados con alta presión, teniendo en cuenta normatividad, características de diseño y operaciones a realizar para llevar con éxito una estimulación con alta presión.

2.1 GENERALIDADES “API RECOMMENDED PRACTICE 100-1”

La norma API RP100, es una práctica recomendada cuyo objetivo es el de guiar la selección de los pozos que se consideren candidatos para ejecutar una estimulación de alta presión.

La integridad del pozo tiene dos áreas de enfoque y está limitado a los pozos en tierra. El primero es diseñar y ejecutar el plan de pozo de modo que el agua subterránea de calidad utilizable se aisle y proteja durante la perforación y las posteriores operaciones de estimulación de la fractura. El segundo es diseñar y construir el pozo e instalar el equipo de pozo para cumplir con los requisitos de carga de fractura esperados, la contención de fracturas combina aquellos parámetros que existen, los que se pueden establecer durante la instalación y los que se pueden controlar durante la ejecución de la siguiente manera:

- Parámetros de formación existentes con rango asociado de incertidumbres.
- Barreras e integridad de pozos establecidos tal como se crearon durante la construcción del pozo.
- Diseño de fractura controlable y parámetros de ejecución.

Aunque las prácticas típicas de toda la industria asociadas con la construcción de pozos son similares, existen variaciones considerables en los detalles del diseño y la construcción de los pozos individuales debido a las diversas configuraciones y requisitos geológicos, ambientales, regulatorios y operativos.

Las prácticas recomendadas están relacionadas con la integridad del pozo y la validación de la contención de la fractura desde el punto de vista de barreras mecánicas fijas o requeridas para promover el aseguramiento de la operación.⁹

A continuación, se consignan algunos apartes de la norma API RP100, que se consideraron previo al estudio de los pozos:

⁹ American petroleum institute. Hydraulic Fracturing-Well Integrity and Fracture Containment. API Recommended practice 100-1. 1 ed. 2015, p 1.

2.1.1 Alcance. Se divide en dos partes, la primera tiene dos secciones:

- Integridad del pozo: el diseño e instalación del equipo de pozo a un estándar que protege y aísla el agua subterránea de calidad utilizable, entrega y ejecuta un tratamiento de fractura hidráulica, y contiene y aísla los fluidos producidos.
- Contención de fracturas: el diseño y la ejecución de tratamientos de estimulación hidráulica permite contener la fractura resultante dentro de un intervalo geológico prescrito.

La segunda parte, cubre las recomendaciones para el diseño de la barrera de contención de presión y las prácticas de construcción de pozos para pozos en tierra que se someterán a la estimulación de fractura hidráulica. Este documento es específicamente para pozos perforados y completados en tierra, aunque muchas de las disposiciones son aplicables a pozos en aguas costeras.

2.1.2 Planificación de pozos. La ejecución exitosa y segura del pozo es el resultado final de una buena y temprana planificación multidisciplinaria por parte de ingenieros de perforación, geólogos, geofísicos, personal de regulación, ingenieros de terminación e ingenieros de producción, entre otros.

La carga de estimulación de la fractura puede ser la carga más alta que el pozo puede experimentar. Por lo tanto, el proceso de diseño del pozo para los pozos estimulados por fracturas debe comenzar con el ingeniero de completamiento que proporcione al ingeniero de perforación un diseño de fractura de alto nivel. Este diseño debe incluir cargas estimadas de estimulación (tratamiento y reflujos), tamaño del *casing* de producción, información de fluidos (incluidos los problemas de corrosión), y requisitos de aislamiento y barrera.

Las propiedades de roca necesarias para el diseño de la fractura se pueden determinar con la ayuda de datos sísmicos y / o de registro antes de la perforación o mediante registros, núcleos y monitoreo de fracturas en los primeros pozos en una nueva área prospectiva.¹⁰

El ingeniero de perforación debe tener información adicional como la siguiente:

- La profundidad para protección de aguas subterráneas de calidad utilizable típicamente obtenida de las agencias reguladoras locales.
- Topes de formación.
- Presión de poro y gradiente de fractura.

¹⁰ American petroleum institute. Hydraulic Fracturing-Well Integrity and Fracture Containment. API Recommended practice 100-1. 1 ed. 2015, p 7

- Zonas problemáticas actuales o potenciales tales como inyección, pérdida, corrosión y flujo.
- Otra información específica del área local.

La información proporcionada se utiliza para determinar el número y la ubicación de los asientos / barreras de *casing* necesarios para perforar el pozo. La minuciosidad con la que se planifican los pozos contribuirá en gran medida al logro exitoso y seguro de los objetivos del proyecto.

Después de perforar el pozo y antes de la estimulación mediante la fractura, se debe realizar una revisión y confirmación de la construcción actual del pozo que incluya barreras para confirmar que la integridad del pozo y la contención de la fractura están dentro de las especificaciones para la estimulación de la fractura planificada.

2.2 GUÍA DE FACTORES Y CARGAS MÍNIMAS PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTOS Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN – ECOPETROL

Esta guía define los factores y las cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción de pozos con el propósito de asegurar la integridad de los pozos durante las operaciones de perforación, completamiento, producción y abandono final del pozo.

Por lo anterior, se adjuntan los factores dados por la guía que son los que se usarán durante las simulaciones en *WellCat*.

Cuadro 1. Revestimiento intermedio de perforación

CASOS DE CARGA	FACTOR MÍNIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Colapso	1.0	<p>Perfil interno de presión. Seleccionar el peor escenario de acuerdo con el conocimiento del área:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caída del nivel de lodo teniendo en cuenta la presión de poro más baja en la siguiente sección, pudiendo ser incluso hasta escenario crítico. No considerar esta condición en áreas donde hay evidencia que no se presenta esta caída de nivel. • 1/3 de evacuación. <p>Perfil externo de presión. El mayor valor de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del fluido base del lodo al finalizar la perforación de la sección. • Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg). • Presión de poro. <p>Siempre debe considerarse la lechada de cemento.</p>

Cuadro 1. (Continuación)

CASOS DE CARGA	FACTOR MINIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Estallido	1.1	<p>Perfil interno de presión durante la perforación. El que representa el mayor valor de presión interna entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prueba de presión con el 80% del rating de presión al cual fue diseñado el sistema, considerando el elemento más débil. • Desplazamiento por gas, solo en caso de probabilidad de alta presencia de gas en la zona. Aunque la tolerancia al influjo (kick tolerance) afecta más a la formación que al revestimiento, debe considerarse: <ul style="list-style-type: none"> ✓ 25 bbl de influjo a 0.5 ppg sobre el máximo peso del lodo o máxima presión de poro en pozos de desarrollo. ✓ 15 bbl de influjo a 0.15 ppg sobre el máximo peso del lodo o máxima presión de poro en pozos de desarrollo depletados. ✓ 50 bbl a 1 ppg sobre el máximo peso del lodo en pozos exploratorios. <p>Perfil externo de presión. El que represente el menor valor de presión externa entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del fluido base al finalizar de perforar la sección (8.4 ppg si WBM o 7.3 ppg si OBM) hasta el tope del cemento. • Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg) frente a la columna de cemento. • Presión de poro.
Tensión	1.4 API	Usar como mínimo 100.000 lb de sobretensión (overpull) en áreas en donde haya certeza de no existencia de incidentes de pegas o arrastre y 200.000 lb en todas las demás áreas.
Triaxial	1.25	Realizar el diseño triaxial por separado para considerar el impacto de las demás cargas combinadas.

Fuente: elaboración propia con base en ECOPETROL, Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción.

Cuadro 2. Revestimiento intermedio usado para producción

CASOS DE CARGA	FACTOR MÍNIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Colapso	1.0	<p>Cuando los demás revestimientos sean <i>liners</i>, el revestimiento intermedio estaría expuesto al ambiente de producción del pozo. En este caso el revestimiento intermedio debe cumplir con los requisitos de las cargas de producción.</p> <p>Perfil interno mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Escenario más crítico. <p>Perfil de presión externo, el máximo de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del lodo en el momento de la corrida de revestimiento. • Presión de poro de la formación a través de la columna de cemento detrás del revestimiento. • Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg) frente a la columna de cemento.
Estallido	1.1	<p>Perfil de presión interno máximo, similar al del revestimiento intermedio para cargas durante la perforación, más el perfil de cargas de producción:</p> <p>Fuga a través del <i>tubing</i> en superficie por encima del empaque de producción.</p> <p>Máxima presión esperada en cabeza en pozos de desarrollo y en pozos exploratorios.</p> <p>Máxima BHP esperada menos 0.1 psi/ft en el perfil de gas hasta superficie.</p> <p>Presiones de prueba del revestimiento de producción con el 80% del rating de presión al cual fue diseñado el sistema, considerando el elemento más débil.</p> <p>Presión de prueba del anular (el valor de la presión será determinado con el cálculo del desgaste y el requerimiento de presión de soporte para operaciones de fractura).</p> <p>Mínimo perfil externo de presión. El que represente el menor valor de presión externa entre:</p> <p>Densidad del fluido base al finalizar de perforar la sección (8.4 ppg si WBM o 7.3 ppg si OBM, y/o cualquier otro fluido utilizado) hasta el tope del cemento.</p> <p>Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg) frente a la columna de cemento.</p> <p>Presión de poro.</p>
Tensión	1.4 API	Usar como mínimo 100.000 lb de sobretensión (overpull) en áreas en donde haya certeza de no existencia de incidentes de pegas o arrastre y 200.000 lb en todas las demás áreas.
Triaxial	1.25	Realizar el diseño triaxial por separado para considerar el impacto de las demás cargas combinadas.

Fuente: elaboración propia con base en ECOPETROL, Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción.

Cuadro 3. Liner de producción

CASOS DE CARGA	FACTOR MÍNIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Colapso	1.0	<p>Perfil interno mínimo, depletamiento del yacimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Escenario más crítico. • Cañoneo bajo balance, cuando aplique. <p>Perfil externo de presión. El máximo de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del lodo al momento de la corrida del <i>Liner</i>. • Presión de poro de la formación a través de la columna de cemento detrás del revestimiento. • Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg) frente a la columna de cemento.
Estallido	1.1	<p>Perfil interno de presión. El que representa el mayor valor de presión interna entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prueba de presión con el 80% del rating de presión al cual fue diseñado el sistema, considerando el elemento más débil. • Fuga a través del <i>tubing</i> en superficie por encima del empaque de producción. • Presión de <i>tubing</i> en superficie: máxima presión en cabeza en pozos de desarrollo y exploratorios. • Máxima BHP esperada menos 0.1 psi/ft en el perfil de gas hasta superficie para pozos exploratorios o producción de gas metano, usar 0.15 psi/ft en pozos de desarrollo con producción de hidrocarburos húmedos más pesados que el metano. • Máxima presión anular aplicada en la estimulación. • Presión de fractura (<i>screen out</i>), según lo descrito en la prognosis. <p>Perfil externo de presión. El que represente el menor valor de presión entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del fluido base al finalizar la perforación de la sección (8.4 ppg si WBM o 7.3 ppg si OBM y/o cualquier otro fluido utilizado) hasta el tope del cemento. • Agua de mezcla de la lechada (8.4 ppg) frente a la columna de cemento. • Presión de poro.
Tensión	1.4 API	Usar como mínimo 100.000 lb de sobretensión (<i>overpull</i>) en áreas en donde haya certeza de no existencia de incidentes de pegas o arrastre y 200.000 lb en todas las demás áreas.
Triaxial	1.25	Realizar el diseño triaxial por separado para considerar el impacto de las demás cargas combinadas.

Fuente: elaboración propia con base en ECOPETROL, Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción.

Cuadro 4. Tubería de producción o inyección

CASOS DE CARGA	FACTOR MÍNIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Colapso	1.0	<p>Perfil interno de presión. El que represente menor valor de presión interna entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión hidrostática del fluido de trabajo (fluidos de control, fluidos de estimulación/ fracturamiento). • Presión hidrostática del fluido de producción o inyección. • Full evacuación (operaciones de suabeo, producción en gas lift, limpieza con N2). <p>Nota: a este valor se debe sumar la presión de prueba de tubería y/o presión de inyección presente.</p> <p>Perfil externo de presión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión hidrostática del fluido en el anular. El que represente el mayor valor de presión de acuerdo a los escenarios considerados en la etapa de producción o inyección del pozo, teniendo en cuenta la configuración del completamiento (con empaque o sin empaque) y nivel de fluido (estático, dinámico). Analizar con presión anular sostenida MAASP y columna hidrostática del anular con baja presión interna por levantamiento del pozo.
Estallido	1.1	<p>Perfil interno de presión. El que represente el mayor valor de presión interna entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión hidrostática del fluido de producción o inyección. • Presión hidrostática del fluido de trabajo (fluidos de control, fluidos de estimulación/fracturamiento). <p>Nota: a este valor se debe sumar la presión de prueba de tubería y/o presión de inyección presente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Casos de producción inicial y a un año. <p>Perfil externo de presión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión hidrostática del fluido en el anular. El que represente el menor valor de presión de acuerdo a los escenarios considerados en la etapa de producción o inyección del pozo, teniendo en cuenta la configuración del completamiento (con empaque o sin empaque) y nivel de fluido (estático, dinámico). Analizar con casos de carga como presión máxima de cierre y producción- inyección si el pozo tiene ciclos Huff & Puff con un valor de presión anular = 0 psi y con la máxima presión anular sostenida MAASP. <p>Matada del pozo bombeando desde superficie. Definir las temperaturas que se utilizaran en los casos de carga a modelar (estático y dinámico).</p>

Cuadro 4. (Continuación)

CASOS DE CARGA	FACTOR MINIMO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES
Tensión	1.34	<ul style="list-style-type: none">• Tener en cuenta que algunas conexiones tienen un rating de tensión distinto a la del cuerpo de la tubería. Diseñar bajo el menor rating de tensión (conexión o cuerpo de la tubería).• Incluir en el diseño los pesos de los distintos componentes que tengan conexión directa con la tubería de producción – inyección.• Considerar el peso del fluido de producción/completamiento que genere mayor esfuerzo axial. <p>Nota: lo anterior, para los casos donde el peso del fluido genere directamente carga axial en las conexiones y cuerpo de la tubería.</p>
Triaxial	1.25	<ul style="list-style-type: none">• Considerar presión máxima en cabeza durante las etapas de producción o inyección y pruebas de integridad de tubería.• En el anular considerar el menor valor de densidad para el factor de bonanza.• Cuando se tengan operaciones de máximo overpull, no superar el rating de tensión con factor de seguridad.• Especificar casos de carga requeridos y analizar el componente triaxial en cada carga y con cada sección de tubería.• <p>En este análisis se deberían incluir los casos de carga de producción en el <i>Liner</i> que no se incluyen en los modelos de perforación.</p>

Fuente: elaboración propia con base en ECOPETROL, Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción.

2.3 OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZO REQUERIDAS DURANTE LA ESTIMULACIÓN DE ALTA PRESIÓN

Dentro del planteamiento general de las operaciones de estimulación de alta presión, con el fin de asegurar la mejor información y la ejecución de los trabajos, se destacan las siguientes operaciones:

- Revisión de la historia del pozo desde su perforación.
- Estudio de los componentes del completamiento (rating de válvula de subsuelo, empaques de producción, *liners*, cabezal, etc).
- Simulación de condición de integridad del completamiento bajo las condiciones de operación estimadas (simulador *WellCat*).
- Registros de integridad del completamiento.
- Registros de condición del cemento.

- Pruebas de presión del completamiento a las condiciones de operación estimadas.
- Aislamiento de zonas que no serán parte de la estimulación y con empaques que soporten el diferencial de presión a los que serán sometidos durante la estimulación de alta presión.

2.4 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

De acuerdo con el estudio geológico, donde se tuvieron en cuenta los resultados del estudio de análisis de núcleos de distintos pozos del campo Cusiana, la historia del desarrollo del campo y demás condiciones petrofísicas, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

Conforme a Soto 2004*, existe tres familias de fracturas que se encuentran en la zona:

2.4.1 Fracturas Naturales. Las cuales son las fracturas generadas en el momento de la compactación y que se pueden extrapolar hasta superficie, ellas se encuentran orientadas paralelamente al esfuerzo principal.

2.4.2 Fracturas Asociadas a Fallas. Estas fracturas se encuentran asociadas a los planos de fallas principales. Para el caso de Cusiana, esta franja de fracturamiento se espera muy delgada dado al poco movimiento que ha tenido su falla principal, sin embargo, es esperado que ellas presentan una alta transmisibilidad vertical.

2.4.3 Fracturas de Cizalla. Se encuentran asociadas a la cresta de la estructura donde se han evidenciado movimientos laterales y creación de “harina de falla” lo cual reduce la transmisibilidad horizontal. Esto fue probado con pruebas de inyección en pozos cercanos en los que el gas no era evidenciado en pozos Updip sino en los pozos que mantenían cotas de profundidad similares.

Durante la perforación se evidenció mayor pérdida de lodo en los pozos localizados en la cresta de la estructura y en la Formación Mirador, lo que habla de un alto grado de fracturamiento, pero no de transmisibilidad.

La Formación Mirador se divide sedimentológicamente en 2 grandes unidades, definidas por su ambiente de depositación y separadas regionalmente por una discordancia de edad Eoceno Medio. En la parte Inferior de la Formación Mirador (MIR-V, VI, VII, VIII) las propiedades petrofísicas presentan mejores características en Porosidad y Permeabilidad. Por otro lado, la parte superior de la Formación Mirador (MIR I, II, III Y IV) se presenta un desgaste de los granos, perdiendo así

calidad de sus propiedades petrofísicas.¹¹

En resumen, para la pobre calidad petrofísica de la roca del Mirador Superior de todo el campo Cusiana, el aprovechamiento de las fracturas naturales, es el mejor escenario para garantizar la recuperación del mayor volumen posible de reservas asociadas y se trabajará con pozos en esta formación.

Además, a las características petrofísicas de la roca, durante la perforación de los pozos y a través principalmente de las fracturas naturales, se ha visto inducida la pérdida de lodo de perforación durante el desarrollo del campo, induciendo a daños severos sobre la cara de la formación principalmente en Mirador cuya presión de Yacimiento es menor en comparación a Barco y Guadalupe, causando de esta manera, una pérdida mayor en la capacidad de conectar la roca en condiciones actuales.

Además, otro protagonista que se suma, dentro del daño inducido al Mirador Superior, y tiene que ver con la estrategia, que por años, se le dio al campo como un enfoque de recuperación de petróleo por encima del gas y que originó intervenciones de pozos encaminadas a aislar el Mirador Superior (Gas), estos aislamientos, realizados en su mayoría con cemento (*Squeeze*), fueron ejecutados bajo la premisa de aislar y proporcionar hermeticidad al Mirador para que no se viese afectada la producción de Petróleo proveniente de otros pozos con mayor competitividad en cuanto a GLR.

En conclusión; pobres propiedades petrofísicas de las rocas del Mirador Superior, invasión de fluidos de perforación e invasión de cemento durante intervenciones de pozos son las tres fuentes de daño más significativas y que restringen de alguna forma la posibilidad de contar con el potencial real del yacimiento. Por esta razón, por medio de la estimulación de alta presión existe la posibilidad de reconectar las fracturas naturales y/o volver a comunicar la permeabilidad de la roca original sobre la cara de la formación, y por esto fueron escogidos 7 pozos caso de estudio que cumplen con los requisitos y son apropiados para ser estimulados con alta presión a los cuales se les evaluará el estado del completamiento e integridad para ver si son aptos o no para este procedimiento y que cargas de operación pueden soportar en esta estimulación dicho procedimiento será desarrollado durante los siguientes capítulos.

¹¹ ECOPETROL, Análisis geológico formación mirador. Noviembre 2017.

3. GENERALIDADES DE LOS REGISTROS

Entre 1912 y 1926, Conrad Schlumberger, físico francés y su hermano Marcel, ingeniero mecánico, inventaron una técnica de prospección minera basada en mediciones eléctricas tomadas en la superficie de la tierra, el éxito obtenido condujo en 1927 al primer registro eléctrico.¹²

El 5 de septiembre de 1927, en el campo de Pechelbronn, en Francia se tomaron medidas de la resistividad de un pozo, que luego se registraron en un gráfico de perfilaje. Aunque este tenía solo una curva, fue la primera vez que se relacionó un evento geológico con una medición eléctrica. “El primer registro eléctrico en el continente americano se llevó a cabo en Cabimas, Venezuela, en 1929.”¹³

Los registros eléctricos se introdujeron en la industria petrolera para analizar el comportamiento del subsuelo. Desde entonces los registros han tenido avances tecnológicos. Esta información obtenida por los registros es muy importante para la exploración y producción de hidrocarburos.

Dentro de la investigación se usaron únicamente los registros de la empresa Schlumberger, por lo que de aquí en adelante solo se usarán los nombres que registran bajo el nombre de esta compañía.

Los registros USIT y IBC funcionan mediante fuentes acústicas de las cuales existen tres tipos que se utilizan en la adquisición de registros de pozos: mono polar, dipolar y cuadripolar. Las fuentes monopolares generan ondas acústicas que irradian desde la herramienta y viajan a través de la formación como ondas compresionales. Las fuentes dipolares generan ondas flexurales direccionales. Las fuentes dipolares cruzadas emiten dos ondas flexurales orientadas con una separación de 90°. Las fuentes cuadripolares generan formas de ondas complejas que son dependientes de la frecuencia. Con frecuencias muy bajas, se propagan a velocidades que se aproximan a la velocidad de las ondas de corte.

3.1 UTILIDAD DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

Un registro eléctrico es una lectura a profundidad que toma características de formaciones rocosas atravesadas. Comúnmente en el campo petrolero es la primera herramienta que se utiliza para el análisis de obtención de datos, en donde hay conjuntos de perfiles cuidadosamente seleccionados y específicos para cada

¹² BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 49.

¹³ VILLEGAS, Elias. 2005 interpretación de registros de pozos de petróleo. Lima, Perú. (Monografía en línea, revisado por última vez el 19-05-2019)

operación. En estos se puede obtener datos directos o inferir valores precisos como es el caso de saturación de petróleo, porosidad, litología de la roca de yacimiento.¹⁴

3.2 PRESENTACIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

Todos los registros eléctricos, tienen una presentación en forma física la cual se describe a continuación:

3.2.1 Encabezado. Colocado en la parte inicial del registro, se identifica los datos pertinentes, divididos en tres secciones.

3.2.1.1 Información general del registro. En esta sección se observa la fecha de realización del registro eléctrico, la hora en las que se corrió, profundidad inicial y profundidad final, la escala en las cual se presenta la información, nombre de la compañía, nombre del campo y del pozo, país al que pertenece el campo petrolero y por último el nombre del responsable por el trabajo de registro.

3.2.1.2 Información del pozo. Se presenta información detallada en la cual se aclaran las características topográficas del pozo.

3.2.1.3 Información de las curvas. En esta última sección se presenta la lista de los nombre y códigos (abreviaturas que la prestadora del servicio le da al tipo de registro corrido) de los registros que se corren en el pozo, finalizando con las debidas observaciones sobre particularidades ocurridas durante la operación. Toda esta información se verá en la Figura 4.

¹⁴ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 49.

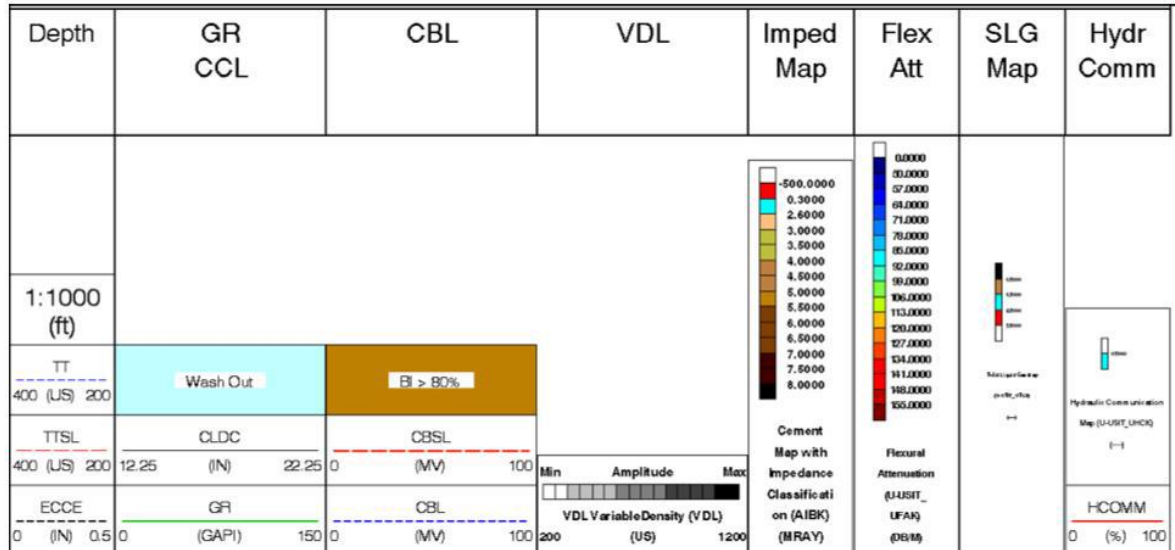
Figura 4. Encabezado del registro eléctrico

INFORMACIÓN PRINCIPAL DEL REGISTRO			
Fecha			Hora
Start Depth			Stop Depth
Escala			
Compañía			Pozo
Campo			País
INFORMACIÓN DEL POZO			
Latitud			Longitud
Elevacion del sistema por encima del nivel del mar			
Elevacion de la profundidad de referencia mesa rotaria			
INFORMACIÓN DE LAS CURVAS			
CODIGO		DESCRIPCIÓN	

Fuente. PETROMINERALES COLOMBIA LTD, Registro GR.¹⁵

3.2.2 Pistas o carriles. Serie de columnas en las que se grafican los trazados de las diferentes curvas de los registros corridos en el pozo. Figura 5.

Figura 5. Pistas o carriles de registro completo de integridad



Fuente. PETROMINERALES COLOMBIA LTD, Registro revestimiento de 9-5/8".¹⁶

¹⁵ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 50.

¹⁶ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 51.

3.2.2.1 Escalas de profundidad. Representan los indicadores que señalan la profundidad a la cual se está corriendo el registro, se debe tener en cuenta que la profundidad de la medición puede estar en pies o en metros. La función de estas escalas es informar que por cada pie o metro registran una cantidad de pies o metros de profundidad medida, la anterior aclaración se puede observar en la Tabla 3.

Tabla 3. Escala de profundidad

Cantidad de pies registrados en papel (registro)	40	100	200	500	1000
Escala de profundidad del registro eléctrico	1:40	1:100	1:200	1:500	1:1000

Fuente: elaboración propia.

3.3 REGISTRO ELÉCTRICO GAMMA RAY (GR)

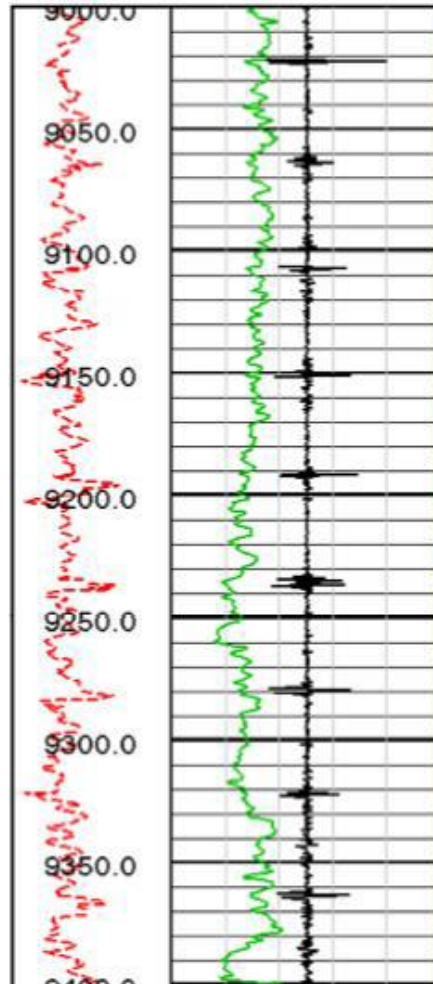
El registro GR o Gamma Ray es un registro comúnmente utilizado en la industria petrolera para obtener una generalización de las formaciones atravesadas en algún punto de la tierra. Esta herramienta funciona mediante la radioactividad natural de la formación.

Generalmente las formaciones limpias tienen un nivel bajo de radioactividad a menos que estas contengan elementos radioactivos contaminantes, como es el caso de las arcillas y lutitas porque estos tienden a concentrarse en estas. El registro GR puede ser corrido en casi cualquier situación lo que lo hace útil para hacer correlaciones en operaciones de abandono o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro SP (potencial espontaneo)

3.3.1 Propiedades de los Rayos Gamma. El potasio un elemento básico que puede ser inestable a ciertas condiciones convirtiendo su catión en radioactivo, y los elementos como uranio y torio emiten impulsos de ondas electromagnéticas de energía espontáneamente a esto se le conocen como rayos Gamma.

Estos elementos emiten casi toda la radiación gamma en la tierra. Cada uno de ellos el número y energía es distinto como por ejemplo en la Figura 6, los rayos gamma al atravesar la materia muestran colisiones sucesivas con los átomos de la formación teniendo un desgaste de energía, después el rayo gamma es absorbido según el efecto fotoeléctrico.

Figura 6. Registro GR



Fuente: PETROMINERALES COLOMBIA LTD, Registro GR.¹⁷

3.3.2 Equipo. La sonda de rayos gamma contiene un detector para medir la radiación originada en el volumen de formación cercano a ésta. Se ha generalizado una medición de radioactividad en los pozos ya que estudian las formaciones atravesadas en detalle.

3.3.3 Usos del perfil. El uso de perfil del registro Gamma Ray es esencial para:

- Útil para la definición de estratos de lutita.

¹⁷ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 53.

- Refleja la proporción de lutita y en algunas regiones puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita.
- Detecta y evalúa minerales radioactivos
- Usado para la delineación de minerales radioactivos incluyendo estratos de carbón.
- Correlaciona con pozos entubados.

Este registro puede ser fundamental para futuros trabajos debido a que la radiación de zonas que se creen sujetas al paso de grandes cantidades de agua de formación, aumenta de forma significativa.

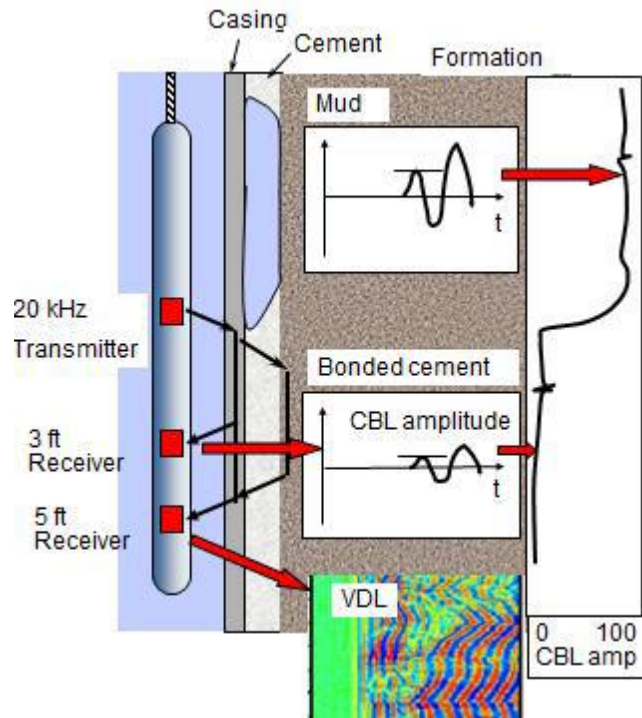
3.4 REGISTRO CBL (CEMENT BOND LOG)

El registro CBL (registro de adherencia del cemento) se ha utilizado desde la década del 1950. CBL son las siglas en ingles de Cement Bond Log (registro de adherencia del cemento): Lo cual indica la integridad de la adherencia al cemento entre la tubería/revestimiento con las paredes del pozo. El registro es comúnmente obtenido de una variedad de herramientas de tipo sónico o acústico.

Cuando el pozo es seleccionado a ser productor, el revestimiento se corre en el agujero y se prosigue a bombear cemento para sellar el revestimiento a la pared del pozo. Una vez esto sucede es necesario ejecutar el registro CBL inspeccionando la integridad del cemento sellado y la formación, esto con el fin de garantizar que los fluidos de la formación fluirán dentro del revestimiento cuando la zona productora esta cañoneada y no en la parte exterior del revestimiento.

3.4.1 Funcionamiento. La herramienta CBL funciona similar a la herramienta sónica a hueco abierto. Consta de un transmisor que emite un pulso omnidireccional y dos receptores a distancias de tres y cinco pies del transmisor donde las ondas sónicas llegan después de viajar a través del revestimiento. Al igual que con la herramienta sónica, las ondas compresiones u ondas P se utilizan para medir el tiempo de viaje desde el transmisor al receptor y amplitud. La herramienta CBL no es compensada a diferencia de la herramienta sónica a hueco abierto. La centralización del CBL es esencial para garantizar su operación. Figura 7.

Figura 7. Fundamentos registro CBL



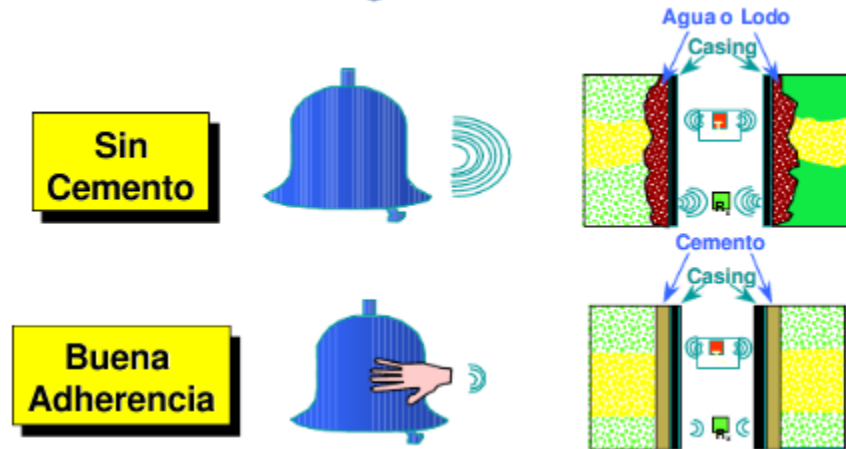
Fuente: SCHLUMBERGER, Cement Evaluation with ultrasonic image. Presentación Power point, p. 2¹⁸

El principio es registrar el tiempo de tránsito y atenuación de la onda acústica de 20 kHz después de la propagación a través del fluido del pozo y el revestimiento cuando existe una adherencia adecuada entre el revestimiento y el cemento, la señal acústica resulta atenuada, proporcionalmente a la superficie del revestimiento adherida al cemento. Figura 8. La señal de tres pies desde el emisor hacia el primer receptor principalmente medirá la adherencia del cemento al *casing*. Si hay poco o ningún vínculo, la amplitud de la señal será muy grande.

Si hay buena adherencia, la amplitud será muy pequeña. Esto se conoce comúnmente como el TT3 (Tiempo de viaje de 3 pies) o señal CBL (Registro CBL de Adherencia del cemento). Una onda de compresión similar se medirá con la señal de cinco-pies desde el emisor hasta el segundo receptor. La señal sin embargo leerá más profundamente en la formación. Predominante medirá la adherencia del cemento a la formación. Al igual que para el TT3, una amplitud grande de la onda indicará una mala adherencia mientras que una amplitud corta lo contrario. Se conoce comúnmente como el TT5 (Tiempo de viaje de 5 pies) o señal.

¹⁸ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reduccion diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogota D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 55.

Figura 8. Interpretación acústica del registro CBL



Fuente. SCHLUMBERGER, Cement evaluation with ultrasonic image. Presentación power point, p. 4

La Interpretación de la amplitud se mide en:

- Amplitud medida baja: Buen cemento.
- Amplitud medida alta: No hay cemento.

La amplitud del CBL depende de:

- El Diámetro y peso del revestimiento.
- Las Propiedades del fluido de registro.
- La impedancia acústica del cemento (No de la resistencia a la compresión).
- La impedancia acústica del cemento puede ser medida o calculada.
- Efecto de los canales debidos al lodo.
- La amplitud medida es una combinación de la respuesta de: La tubería libre y buena adherencia revestimiento-cemento.

Cuando existe amplitud por la tubería libre:

- Es mucho más alta que la del *casing* cementado.
- Depende del diámetro del *casing* y las propiedades acústicas del fluido de registro.

La presencia de un canal de lodo dará una amplitud más alta que la esperada para un anular perfectamente cementado. Para realizar un análisis es necesario determinar el índice de adherencia, (*Bond Index*) Ecuación 1.

Ecuación 1. Índice de adherencia

$$BI = \frac{\log[E_{Media}] - \log[E_{Tuberia Libre}]}{\log[E_{100\%}] - \log[E_{Tuberia Libre}]}$$

Fuente: SCHLUMBERGER, Cement evaluation with ultrasonic image. Presentación. 2008

BI = Índice de adherencia
E medida = Medida del registro
E tubería Libre = Dato de campo (Constante)

El índice de adherencia es linealmente relacionado al porcentaje de la superficie del revestimiento adherido al cemento y esta proporcionado por experimentos, en los que canales artificiales fueron creados en el anular. Es importante reconocer el campo para facilitar la interpretación del registro CBL.

Cuando BI > 80% a lo largo de una sección significa que hay aislamiento hidráulico, pero un índice de adherencia del 80% significa que el 80% de la superficie del revestimiento está adherida al cemento.

Si este índice es debido a una canal, sería bastante grande (20% o 72 grados) pero en ausencia de respuesta de la herramienta ultrasónica, esta respuesta es considerada satisfactoria.¹⁹

3.4.2 Efectos negativos de una cementación. El cemento puede llegar a tener mal frague debido a las siguientes consecuencias:

3.4.2.1 Contaminación por lodo. Las consecuencias de contaminación del lodo durante la colocación son: desarrollo más lento de la impedancia acústica, impedancia acústica final más baja de la esperada, a un tiempo de registro dado la amplitud del CBL es mayor que la esperada sin importar cuál es el tiempo de registro.

3.4.2.2 Sobre estimación de la temperatura del pozo. La sobre estimación tendrá los efectos de: desarrollo más lento de la impedancia acústica, en un tiempo de registro dado la amplitud del CBL es mayor que la esperada, una amplitud mayor

¹⁹ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reduccion diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogota D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 57.

que la esperada pudiese significar: canal en el anular, el cemento tiene una impedancia acústica menor que la esperada, el anular pudiese estar aislado hidráulicamente, una combinación de todos estos.

3.4.2.3 Mala adherencia del cemento. Cuando el cemento no está bien adherido se generan dos tipos de defectos.

- **Formación de micro anillo:** Presencia de un fluido entre el cemento y el revestimiento dejando espacios causado por remoción de lodo ineficiente (película de lodo/espaciador), cambio en los esfuerzos actuantes en el pozo, luego de realizar trabajo de cementación (cambio de fluido de completamiento o prueba con presión al revestimiento).
- **Formación de canales:** Mala cementación dejando un espacio libre entre el revestimiento y la formación.

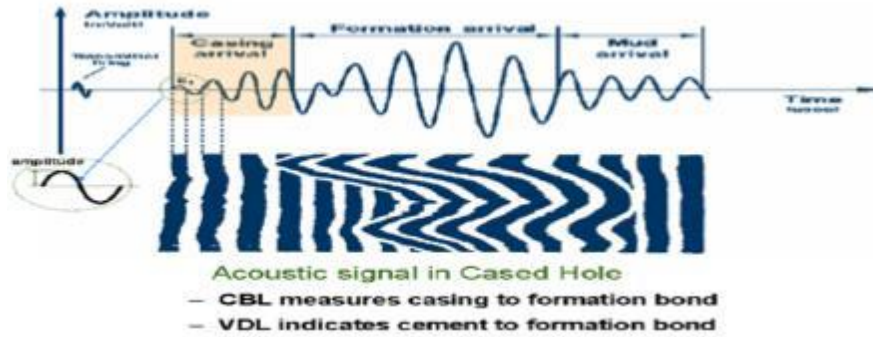
3.4.3 Aplicaciones del registro. Entre las variadas aplicaciones del registro CBL se encuentran: determinar la calidad del cemento y correlacionar registros a hueco abierto con registros de pozo entubado utilizando el *Casing Collar Locator* (CCL) y el registro de Gamma Ray (GR).

El registro es una indicación de la resistencia a la compresión del cemento, junto con otras herramientas que miden el espesor de *casing*, micro anillo y la canalización del cemento; se puede comparar, pero solo el CBL posee estas cualidades dichas anteriormente para la integridad del pozo, esto cuando se realiza óptimamente.

3.5 REGISTRO VDL (VARIABLE DENSITY LOG)

El registro VDL se corre con el registro CBL para dar un resultado total de la adherencia del cemento. A diferencia del registro CBL que mide la adherencia entre el revestimiento y la formación, el VDL indica la adherencia del cemento a la formación. Este registro también posee ventajas y desventajas con respecto a la amplitud dada por la herramienta, como las del registro CBL por lo que al correrlos juntos se puede conocer el total de la adherencia entre el revestimiento, cemento y formación.

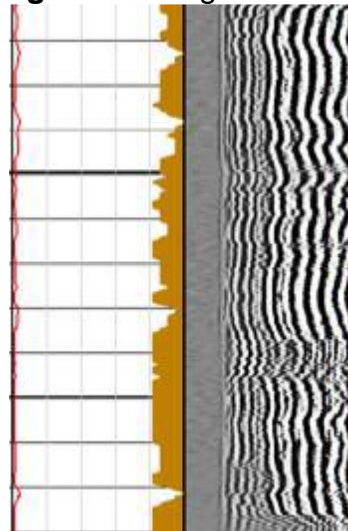
Figura 9. Señal acústica del registro CBL-VDL



Fuente: SCHLUMBERGER, Cement evaluation with ultrasonic image. Presentación power point, p. 5, 2010

En el registro de igual forma van unidos el CBL y VDL mostrando una imagen y una señal acústica para analizar y comprar con más registros, determinando una óptima decisión sobre las formaciones atravesadas Ver Figura 10.

Figura 10. Registro CBL – VDL



Fuente. PETROMINETALES COLOMBIA LTD, Registro GR.²⁰

²⁰ BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013. P 60.

3.6 REGISTRO CCL (CASING COLLAR LOCATOR)

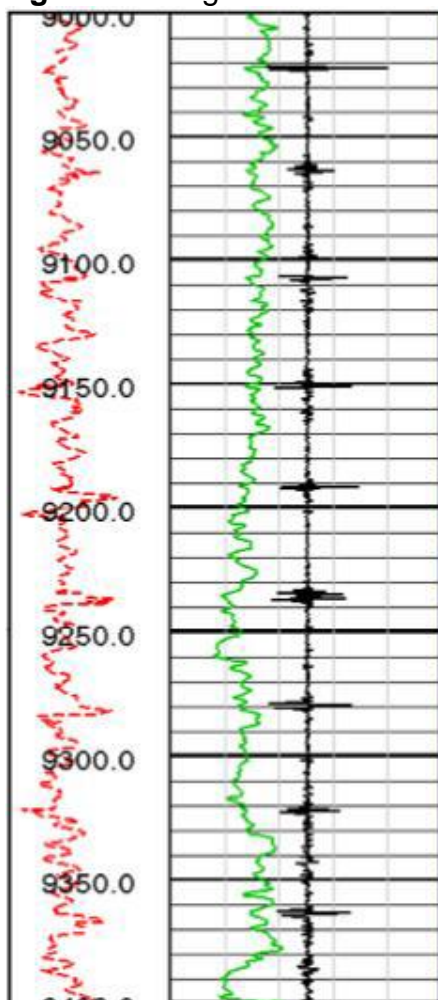
El CCL es una herramienta magnética sensible al incremento de metal. Es un dispositivo magnético que corresponde a cambios de masa metálica tales como: collares, perforaciones, uniones, empaquetaduras y centralizadores.

El registro tiene una escala en pulgadas donde tiene una variación drástica cuando encuentra cada junta, esto correlaciona profundidades de perfiles y cañoneos al nivel en que se desee llevar la operación Figura 13.

3.6.1 Partes del CCL. Las partes más relevantes de la herramienta CCL son.

- El núcleo: que es el receptáculo donde se encuentran alojados los imanes y enrollada.
- La bobina: De alambre conductor.
- Los imanes: que se colocan a cada lado del núcleo en la misma posición para generar un mayor campo magnético.
- La coraza: que encierra todo el dispositivo, duro e inoxidable para que no perjudique las señales que van a ser registradas.

Figura 11. Registro CCL



Fuente: PETROMINERALES, COLOMBIA LTD, Registro GR, Pozo Corcel. 2008

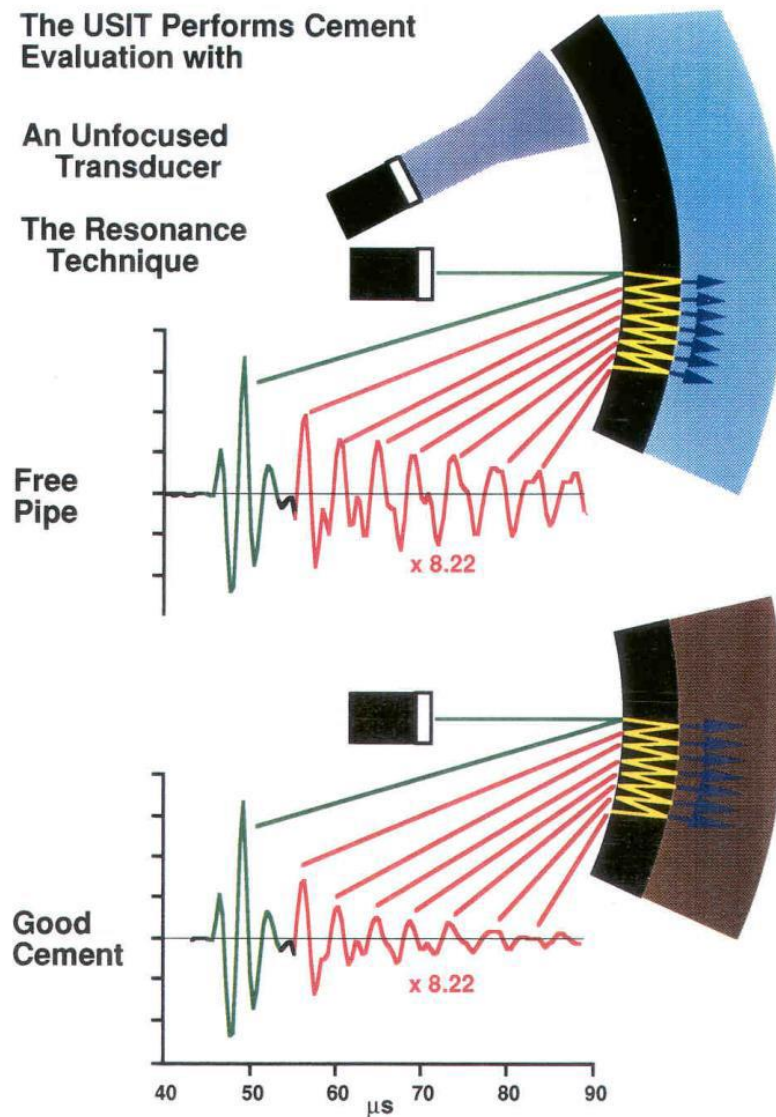
Todo conductor que se exponga a la influencia de un campo magnético generará corriente o flujo de electrones. La bobina del CCL, esta fija con respecto a dos imanes uno a cada lado con los polos iguales enfrentados lo que induce corriente constantemente sobre la bobina. Al acercarse objetos magnetizables a la zona de influencia de los imanes, la corriente que circula por la bobina sufrirá alteraciones en función a la distancia a la que se aproxima el material y a su consistencia física.

3.7 REGISTRO USIT (ULTRASONIC IMAGER TOOL)

El registro USIT es una herramienta Ultrasónica que opera entre 200 y 700 kHz. Tiene una cobertura total del revestimiento a 1.2" (30 mm) de resolución usando un transductor rotatorio. Mide la evaluación de cemento, corrosión y desgaste del revestimiento. Figura 12.

Utiliza un único transductor ultrasónico montado en una unidad rotatoria 'USRS' (Ultra Sonic Rotating Sub) en la parte inferior de la herramienta. El transmisor emite pulsos ultrasónicos entre 200 y 700 kHz y las medidas de la forma de onda ultrasónica son reflejadas desde las interfaces internas y externas de la *casing*. La velocidad de desintegración de ondas recibidas indica la calidad de la adherencia del cemento en la interfaz cemento / cuerpo.

Figura 12. Principio del registro USIT



Fuente: SCHLUMBERGER, Cement evaluation with ultrasonic image. Presentación power point, p. 6, 2010

3.7.1 Aplicaciones del registro. Entre las aplicaciones más resaltadas del registro USIT se encuentran:

- Facilitar un mapa detallado de la distribución de los materiales: sólidos, líquido, gas y cemento no-adherido.
- Cobertura total del pozo, resolución de imagen de 30 mm.
- Capacidad de detectar canales en el anular.
- Interpretación más fácil y menos incierta que el registro sónico (CBL).
- Permite inspeccionar la condición del revestimiento al mismo tiempo.
- La herramienta es sensible a las propiedades acústicas del material en contacto con la *casing*.
- Es la herramienta de evaluación primaria; la imagen es más fácil interpretar y mucho menos ambiguo que el registro de CBL.
- El USIT y CBL son sensibles a la unión cemento/caja, pero en diferentes maneras complementarias de evaluación.
- El USIT por ser un método acústico está limitado a cementos de muy bajas densidades (bajo contraste acústico de lodo).
- Para la evaluación óptima, los datos de cemento deben ser incluidos en la evaluación de lo contrario el cemento no dará información fiable.

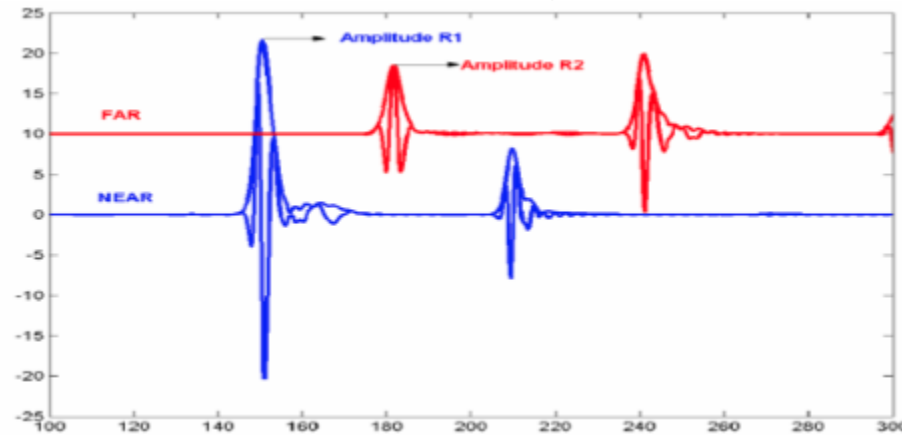
3.8 IBC (IMAGE BEHIND CASING)

El registro IBC es un registro que muestra la imagen detrás del revestimiento, utilizando una onda especial de imágenes del dispositivo. Este registro supera las limitaciones del registro USIT y tecnologías ultrasónicas para proporcionar una evaluación integral de baja acústica, cementos de impedancia y caracterizar por primera vez el medio ambiente del pozo entubado.

Esto significa que los operadores ahora pueden diferenciar baja densidad, sólidos de líquidos y, por lo tanto, cementos ligeros o espuma de cemento contaminado o líquido. Además, la información detallada sobre cemento dentro del *casing* y espesores identifican cualquier corrosión o desgaste de perforación inducida.

El IBC combina dos tipos de medidas (dos amplitudes), el estándar del registro USIT que es con un transductor que envía y recibe una señal con incidencia en el revestimiento, y una onda flexural que es medida en el separador entre el emisor y el receptor. Figura 13.

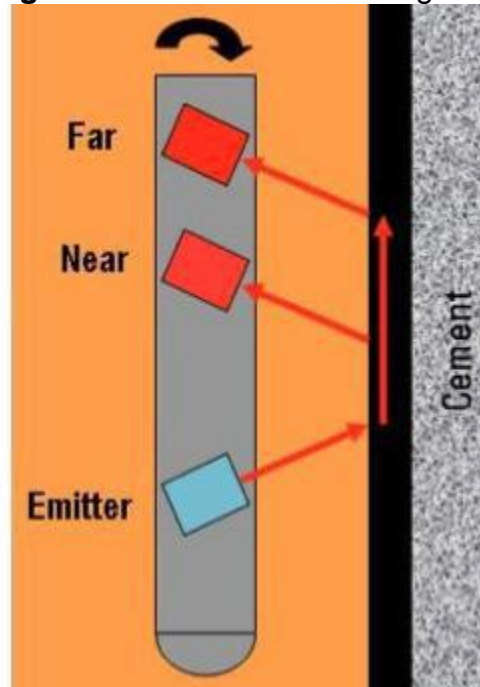
Figura 13. Tipos de Amplitudes del registro IBC



Fuente: SCHLUMBERGER, Cement and pipe integrity evaluation. Presentación power point, p. 20, 2012

Es un subconjunto de rotación que soporta cuatro transductores en lugar de un impulso-eco transductor. La nueva herramienta de transductor está orientada a 180 grados desde sus tres transductores de flexión que están dispuestos de manera de un transmisor y dos receptores que reciben las señales de retorno, proporcionando la amplitud de atenuación de medición. Figura 14.

Figura 14. Funcionamiento registro IBC



Fuente: SCHLUMBERGER, Cement evaluation with ultrasonic image. Presentación power point, p. 23, 2011.

Los transductores de flexión operan a aproximadamente 200 kHz, y su resolución azimutal es similar a la de pulso-eco transductor (30 mm).

4. ESTUDIO DE INTEGRIDAD (WELLCAT)

4.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR *WELLCAT*

Es una suite integrada de programas para predecir temperaturas y presiones en la estructura integral del pozo. Además, analiza esfuerzos y deformación en la tubería incluyendo el pandeo en tuberías de producción y revestimientos, siendo una herramienta útil en el diseño y evaluación de completamientos de pozo.

Para esto usa modelos como:

- Modelo Helicoidal – Lubinski
- Modelo Lateral (forma de S) - Mitchell
- Secciones de tubería de producción - Hammerlindl
- Fricción - Mitchell
- Cargas sobre empacadores - Hammerlindl
- Desviación – Mitchell
- Termico – balance termico y conduccion de Fourrier
- Flujo – ecuacion de momento integral

Analizando los esfuerzos de la siguiente manera:

- Secciones cementadas, no hay condiciones de límite de deformación.
 - Fricción - Mitchell
 - Desplazamientos Axiales - Análisis de elementos finitos Mitchell.
- Esfuerzos y Desplazamientos Radiales y tangenciales Solución elástica de pared gruesa Lamé.
 - Esfuerzos Axiales - Derivados de desplazamientos axiales
 - Esfuerzos de Flexión - Lubinski & Mitchell
- Criterios de fallas.
 - Triaxiales - Von Mises
 - (colapso) Uniaxial & Biaxial - Boletín API 5C3
 - Conexión API - Boletín API 5C3²¹

Y de esta manera realiza simulaciones de presión y temperatura para operaciones de producción, inyección, terminación y reparación. En este caso se simularán cargas axiales y triaxiales teniendo en cuenta distintas operaciones mencionadas posteriormente en cada pozo para establecer el estado del completamiento y sus factores de seguridad, comparados con los teóricos dados por la guía de factores de Ecopetrol para establecer la factibilidad a realizar una estimulación con alta presión en estos pozos seleccionados. En el anexo A, se muestra el paso a paso

²¹ Halliburton, Landmark.2006. Wellcat training manual. P 16-18.

para realizar un proyecto en el simulador *WellCat*.

4.2 POZO 1

4.1.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento).

Pozo completado en marzo de 1998, inicialmente completado sobre la formación Mirador en modo inyector y posteriormente, en marzo de 2001, mediante la perforación lateral, fue convertido como productor de la formación Guadalupe, durante esta intervención, se realizó **squeeze** en frente de los perforados de Mirador bombeando 15 Bbls de cemento dentro de la formación, durante esta intervención, se perdieron adicionalmente 75 Bbls de lodo de 17 ppg.

En Julio de 2002, se realizó aislamiento de las (Lower Fosfáticas) que producían agua y también re-cañoneo de la formación Guadalupe superior, así como de 1 ft en el Mirador con el objetivo de mejorar el levantamiento del pozo.

En 2010, se realizó perforación lateral en Barco, con el objetivo de convertir el pozo en productor de Barco y Mirador, mientras la formación Guadalupe fue aislada por el aporte significativo del agua.

En octubre de 2016, el pozo pierde capacidad de levantamiento por cierre repentino por condiciones atmosféricas, debido al riesgo de flujo cruzado desde Barco a Mirador, se define realizar intervención en febrero de 2017, cañoneo de Mirador Inferior fue realizado para mejorar capacidad de levantamiento del pozo sin respuesta, por lo que se decide aislar con tapón permanente la formación Barco y dejar en modo productor únicamente de Mirador.

Árbol de Navidad de 5 1/8" 5 Kpsi
Registros Eléctricos destacados:

- 26-Nov-1996.USIT-CBLdesde14132 a 10000 ft.
- 12-Mar-2001. USIT-CBL, registro 9 5/8" y 7".
- 18-May-2001.USIT-GPIT-CBT registro 9 5/8" y 7".

El pozo esta completado con PBR, tubería de producción de 5.5" 20# L-80 y *liner* de producción de 4.5" 12.6# P-110.

Esquemático Pozo 1 Ver Anexo B.

Tabla 4. Información de yacimiento

FORMACIÓN	TOPE (MD FT)	BASE (MD FT)	PRESIÓN (PSI)	TEMPERATURA (°F)
Mirador	13796	14104	2945 +/- 100 psi	256

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5. Información del revestimiento

CASING TYPE	OD (INC.)	LBS/FT	GRADO	CONN.	TOP (FT)	SHOE (FT)	TOC (FT)	FLUID BEHIND (TYPE/PPG)
Conductor	30		GR 5		0	132	0	
Surface	20	106.5	K 55	Buttres	0	1358	0	
Intermediate	13 5/8	72		Buttres	0	11071		
Production	9 5/8	5.5	P 110	NV	0	13759		

Fuente: Handover.

Tabla 6. Información del revestimiento

DESCRIPCIÓN	OD (INC.)	LBS/FT	GRADO	CONN.	SHOE (FT)	HANGER (FT)	TOP PBR (FT)	LINER TOP ISOLATION PACKERS (TIPO-PROFUNDA D)
Production liner	7	32	L 80					7195
Production liner	4.5	12.6	9 110	NV	1539 5		1370 9	
Production liner ZXP #1								
Production liner	2.7/8	6.4	L 80	Vam FJL	1482 4	N/A	N/A	Dropped Predrilled leiner

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 5. Datos de operación, información técnica de la DHSV.

FUNCIÓN	PROFUNDIDAD DE AJUSTE 1,400
Clase de Servicio	Ver material master
Presión nominal de trabajo (psi)	6,000
Test de presión (psi)	9,000
+Desplazamiento del pistón (c.c.)	20.97
Cámara de control test de presión (psi)	9,000
Rango de temperatura para líquidos a base de agua (°F)	40-275
Rango de temperatura para líquidos a base de petróleo (°F)	20-300
Presión de apertura (psi) en la válvula de seguridad ##Para TME-6:	1,632 + Presión de cierre
Presión de compensación es la misma que la presión de apertura	

Cuadro 5. (Continuación)

FUNCIÓN	PROFUNDIDAD DE AJUSTE 1,400
Presión de línea de control mínima requerida en la válvula de seguridad para mantener abierto SCSSV después de la apertura inicial (psi)	1,632 + Presión de flujo
Profundidad máxima de configuración a prueba de fallas con agua salada en la línea de control (pies)	1,400*
Profundidad máxima de configuración a prueba de fallas con fluido hidráulico en la línea de control (pies)	1,795*
Presión de rendimiento: Explosión (psi)	9,000
Colapso (psi)	6,000
Resistencia a la carga de tracción (lbs)	530,000
***Resistencia a la carga de tracción comunicada (lbs)	Solicitud previa
Clasificación de presión de control comunicada (psi)	Solicitud previa
Presión de ecualización diferencial máxima (psi)	6,000

Fuente: Handover.

Tabla 7. Información del completamiento

CALIFICACIONES DE EXPLOSIÓN Y COLAPSO TODOS LOS COMPONENTES INDIVIDUALES DEBEN INCLUIRSE					
Descripción	Proveedor	Datos del fabricante			
		Rating estallido (psi)	Rating Colapso (psi)	Longitud (ft)	Min ID (inc)
TC-1A-EMS TUBING HANGER	FMC	10000	10000	0.91	4.909
5-1/2", 20#, 13%Cr L80 New Vam Pup Joint - 3 PUP JOINTS	SUMITOMO	9190	8840	29.93	4.778
5-1/2",New Vam, 20#, 13%Cr, L80 TUBING JOINT - 7 JOINTS	SUMITOMO	9190	8840	219.24	4.778
5-1/2", 20#, 13%Cr L80 New Vam Pup Joint	SUMITOMO	9190	8840	7.98	4.778
5 1/2" 20#, 13%Cr, L80 TME-6 BOT 6KSSSV	BOT	9190	8840	8.28	4.778
5-1/2", 20#, 13%Cr L80 New Vam Pup Joint	SUMITOMO	9190	8840	5.79	4.778
5-1/2",New Vam, 20#, 13%Cr, L80 TUBING JOINT - 217 JOINTS	SUMITOMO	9190	8840	6799	4.778
5-1/2", 20#, 13%Cr L80 New Vam Pup Joint	SUMITOMO	9190	8840	7.66	4.778

Tabla 7. (Continuación)

Descripción	Proveedor	Datos del fabricante			
		Rating estallido (psi)	Rating Colapso (psi)	Longitud (ft)	Min ID (inc)
5-1/2" 20# 13%Cr, L80, NV X 5" 18#, 13% P110 NV XOVER	SUMITOMO	13930	13460	0.94	4.276
5", 18#, 13%Cr P110 New Vam Pup Joint	SUMITOMO	13930	13460	6.24	4.276
5" 18#, 13%Cr, P110 NEW VAM TUBING JOINT - 169 JOINTS	SUMITOMO	13930	13460	6579	4.276
5" 18#, 13% Cr, P110 NEW VAM Pup Joint	SUMITOMO	13930	13460	8.16	4.276
190-52 Seal Assy (5.25" OD) NEW VAM	BOT	8000	7000	27.42	4.41
WIRELINE ENTRY GUIDE MULE SHOE	BOT	8000	7000	1	4.41
5.25" OD PBR 13% Cr	BOT	9470	3930	25	5

Fuente: Handover

Tabla 8. Ensamblaje de Sellos PBR

PBR-SEAL ASSY.	
Fabricante:	Baker Oil Tools
WEG localizado @ (ft-MD BRT):	13.732
Tamaño de taladro PBR (Inc)	5, 25
Espacio de salida (ft) / Slack-OFF (lbf)	1,62 HUF
Prueba de presión interna (PSI)	4.500
Prueba de presión externa (PSI)	3.500

Fuente: Handover.

Tabla 9. Pruebas de presión de tubing

PRUEBA DE PRESIÓN DE TUBING	
Presión de prueba de la cabeza (PSI)	4.500
Tipo y densidad del fluido de tubing	Clay Treat/8.4 PPG
Duración de la prueba sostenida (hrs)	15 min
test realizado	4-1/2 " WG Plug
Resultados test	ok

Fuente: Handover.

Tabla 10. Prueba de presión Anular

PRUEBA DE PRESIÓN ANULAR	
Presión de prueba de la cabeza (PSI)	3.500
Tipo de fluido anular y densidad	Clay Treat/8.4 PPG
Duración de la prueba sostenida (hrs)	15 min
Test realizado contra	9 5/8 "x7"revestimientoTol
Resultados Test	ok

Fuente: Handover.

NOTA: Prueba de presión fallida a 4,500 psi cae 190 psi/30 min por encima de lo admitido por política de Ecopetrol (5 psi/min) para ser considerada una prueba óptima, sólo sostiene **2,500 psi**.

4.1.2 Resultados de la simulación. Como se describió anteriormente, la simulación en WellCat incluye cada una de las operaciones que se tienen planeadas, en base a esto y teniendo en cuenta las condiciones límites conocidas actualmente, se simularon las cargas bajo los factores de diseño aprobados por Ecopetrol.

Para representar los escenarios planteados durante y después de la fractura, se contó con la información estimada en base a los fluidos a utilizar durante cada una de las operaciones, así como de las condiciones esperadas por el equipo de yacimientos.

- Presión de prueba de superficie: 8000 psi
- Presión máxima superficie: 4980 psi
- Intervalo a fracturar: (13898 – 13948) ft

Cuadro 6. Pozo 1

POZO 1		
Se debe simular considerando como tasa total la última prueba de producción del pozo 1 Qg=14.2 Mscfd + el esperado por la fractura según los rangos:		
Incremento de producción gas (Mscfd)		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
5.1	13.6	26.1
OGR inicial (1/GOR) STB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
0.58	1.2	3.06
WGR inicial STB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
5.0	3.0	2.0

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 7. Resultados de la tubería de producción

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión anular	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Triaxial	1,658	Superficie	-Prueba anular, con fluido de terminación en tubing. -Profundidad de camisas @ 4-1/2 " línear. -Punto más débil = tubería en superficie	Test @ presión requerida. Movimiento total = 1,62 ft (hacia abajo)
Prueba de presión de tubing	-	5.500	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,375	13.709,0	- tubing de prueba, con fluido de terminación en tubing. -Profundidad de camisas @ 4-1/2 " línear. -Punto más débil = 5,25 " conjunto de sellos (PBR). La evacuación de la tubería debe estar condicionada según 4 límites de evacuación de línear de 1/2".	Test @ presión requerida. Movimiento total = 6,92 pies (hacia arriba)

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Producción	-	08	Aceite (48.1 ° API)	48.1 ° API	Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,665	13.709,0	-48, 1 ° API de producción. -Perforaciones @ 13,925 ft -Producción: 20 bopd;20bwpd;25Mmscpd -Temperatura en la parte inferior = 256 ° f. -El punto más débil es el 5, 25 " sello assembly/PBR @ 13.709 ft -Movimiento de sellos = 1, 62 pies (abajo)	-Ejecución de carga con parámetros de producción esperados. -Movimiento total = 1,62 ft (hacia abajo)

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Estimulación	-	4.000	Hcl	8,5	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,866	13.709,0	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de bombeo = 63 gpm. - Perforaciones @ 14.700 PSI. - El punto más débil es el 5,25 " Seal Assembly/PBR 	<ul style="list-style-type: none"> - T perfil se toma del módulo de producción, la carga de estimulación. - Sellos movemen. t = 6,26 ft (movimiento ascendente)

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL <i>TUBING</i>											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del <i>tubing</i> (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación de <i>tubing</i>	-	-	Compl. Fluido	8,4	Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,175	6.840,0	-Carga simulando evacuación total. -Soporte annulus = 8, 41 PPG fluido de terminación. -La evacuación del <i>tubing</i> debe estar condicionada según 4 1/2 " límite de evacuación de la línea (el Tol debehan2700PSI). -La evacuación máxima del <i>tubing</i> se calculó teniendo en cuenta un fluido de 8,43 PPG en la tubería de producción.	-Evacuación teniendo en cuenta la evacuación total hasta la parte inferior del <i>tubing</i> de terminación. -Movimiento de sellos =1,62 ft(movimiento hacia abajo)

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fracturar	2.500	8.000	Fracturamiento gel	8,9	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,497	13.709,0	-Carga de fracturación con 8,9 PPG (gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 13,925 ft. -Caída de presión por fricción = 13,5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta una línea de 3,996 "ID de 4-1/2" r. -Presión inferior @ 13.709 ft = 13.210 PSI. -Punto más débil = 5,25 "ensamble de sello /PBR	-La carga de fracturación simulada con 8,9 PPG gel con 13,5 PSI/100 ft de caída de presión friccional. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Movimiento de sellos = 14,48 ft (movimiento ascendente).

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura screen out	2.500	7.400	Fracturamiento gel	12,3	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,258	13.709,0	-Screen defractura simulada con todos los tubing con 12, 4 PPG (Gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 13,925 ft. -Presión en la parte inferior = 14.652 PSI -Caída de presión por fricción = 13, 5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta una línea de 3,996 "ID de 4-1/2" r.	-Simulación realizada teniendo en cuenta que todo el tubing está lleno de 12, 4 PPGgel. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Movimiento de sellos = 15,35 ft (movimiento ascendente).

Cuadro 7. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en el software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
MAASP	2.000	708	Aceite (48.1 ° API)	48,1 ° API	Oil (48,1 ° API)	48,1 ° API	Colapso	1,120	13.709,0	-Simulación realizada teniendo en cuenta 2000 PSI en anular. -La carga de producción estaba teniendo en cuenta.	-Sellos de movimiento=1, 62 pies (movimiento hacia abajo).

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 8. Resultados del revestimiento y *Liner* de producción

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,988	Superficie	<ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). - Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner. 	
Evacuación 4-1/2 " liner	-	-	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,137	13.709,0	<ul style="list-style-type: none"> - El <i>liner</i> no puede evacuar completamente. - Suponiendo complet. Fluido mediante <i>liner</i>. - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. - No se suponía disminución de potencia en el <i>liner</i>. - El Tol debe tener 2700 PSI. 	

Cuadro 8. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,988	Superficie	<ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). - Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner. 	
Fractura 4-1/2 " liner (Tol @	5.658	13.707	Fracturamiento gel	8,90	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,168	13.709,0	<ul style="list-style-type: none"> - Fractura a través de 4-1/2 " liner. - Presión de fractura en Tol = 13.707 PSI - Presión inferior @ 13.925 ft = 13.800 PSI -No se suponía disminución de potencia en el liner. 	

Cuadro 8. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,988	Superficie	- Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). - Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner.	
Prueba de presión 7 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Axial	1,523	13.900,0	-Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -ZXP Packer ratings =ráfaga: 9.640 PSI; Colapso:7.520PSI; T:300klbs; C:180Klbs -No se suponía disminución de potencia en el liner.	

Cuadro 8. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,988	Superficie	<ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). - Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner. 	
Evacuación 7 " liner	-	-	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,263	13.917,0	<ul style="list-style-type: none"> -El liner no puede evacuar completamente. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner. -El Tol debe tener 500 PSI. -Punto más débil = clasificaciones de Packer ZXP (compresión) 	

Cuadro 8. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " liner	2.500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,988	Superficie	<ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión @ 2500 PSI (prueba de terminación anular). - Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). - PBR rating = ráfaga: 9470 PSI; Colapso =3930PSI. -No se suponía disminución de potencia en el liner. 	
Carga de fractura con AFE	2.500	8.000	Fracturamiento gel	8,90	Compl. Fluido	8,41	Triaxial	0,980	13.229,0	<ul style="list-style-type: none"> - La AFE (expansión de fluido anular) se simuló en el trazador de líneas de 7 " liner/SCAB con carga de fractura. Los resultados son un valor de 2500 PSI por debajo de la presión hidrostática atrapada. En el peor escenario, la fractura no puede estar en este valor 8.000 	

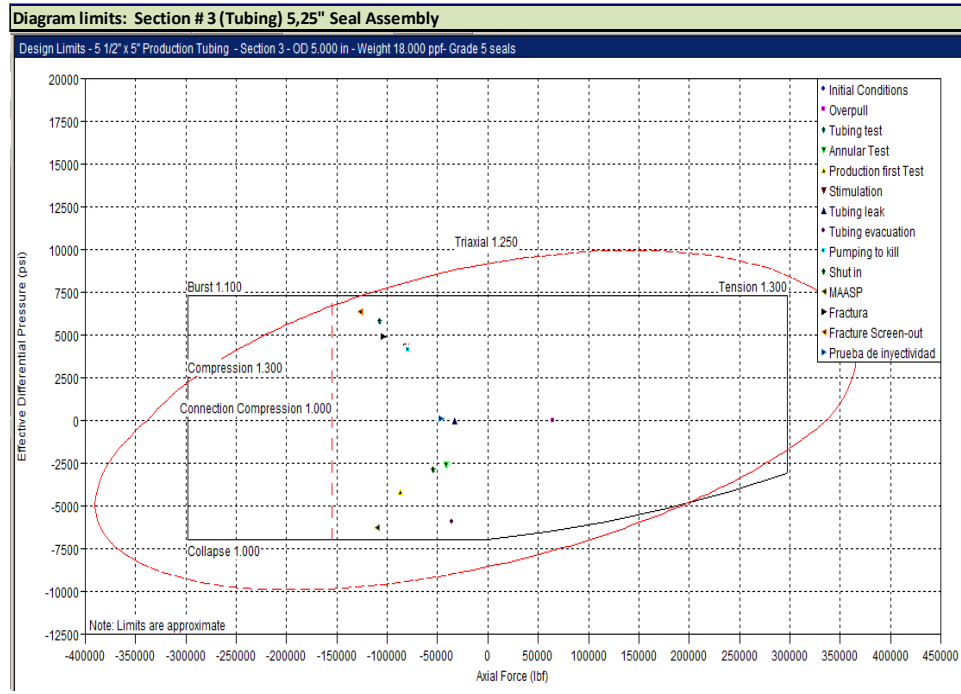
Cuadro 8. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura 7 = delineador (Tol @ 7, 1	5.658	13.707	Fracturamiento gel	8,90	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,632	14.205,0	-Fractura a través de revestimiento de 7 " -Presión de fractura en Tol = 11.330 PSI -Presión inferior @ 14.205 ft = 13.405 PSI -No se suponía disminución de potencia en el <i>liner</i> .	

Fuente: elaboración propia.

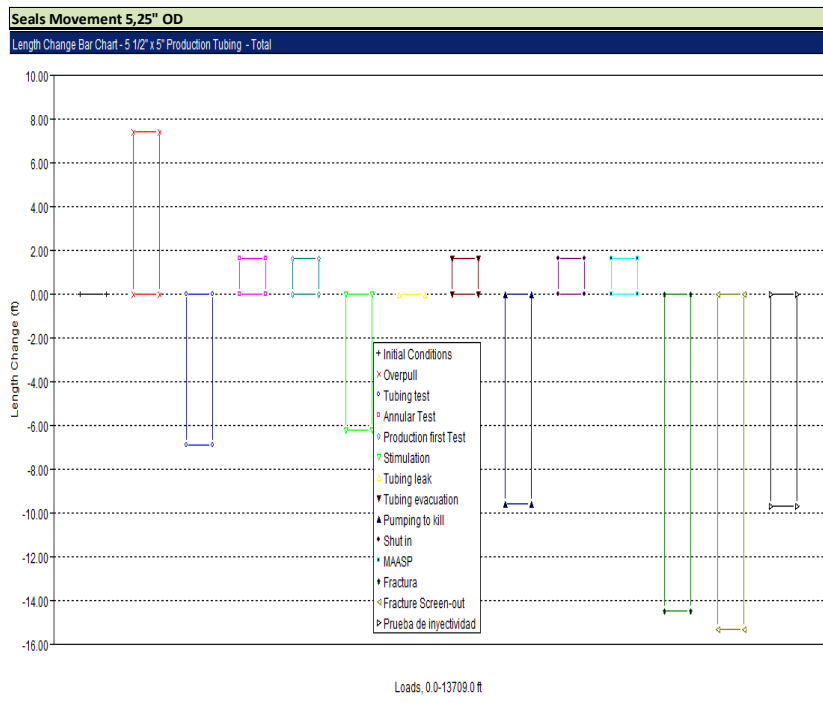
4.1.3 Resultados Gráficos

Gráfico 2. Ensamble de sellos



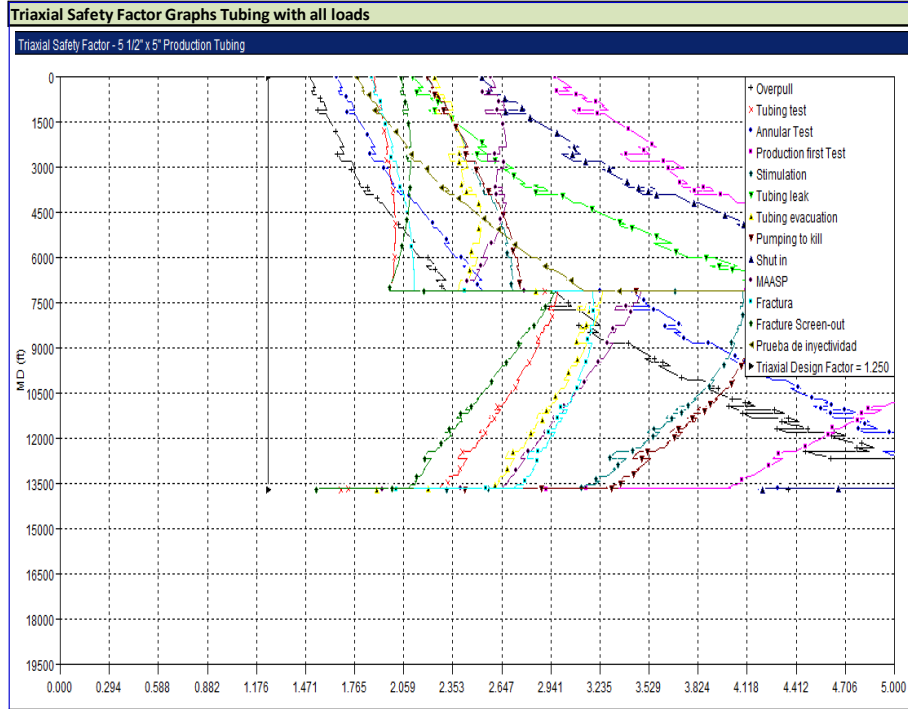
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 3. Movimiento de sellos



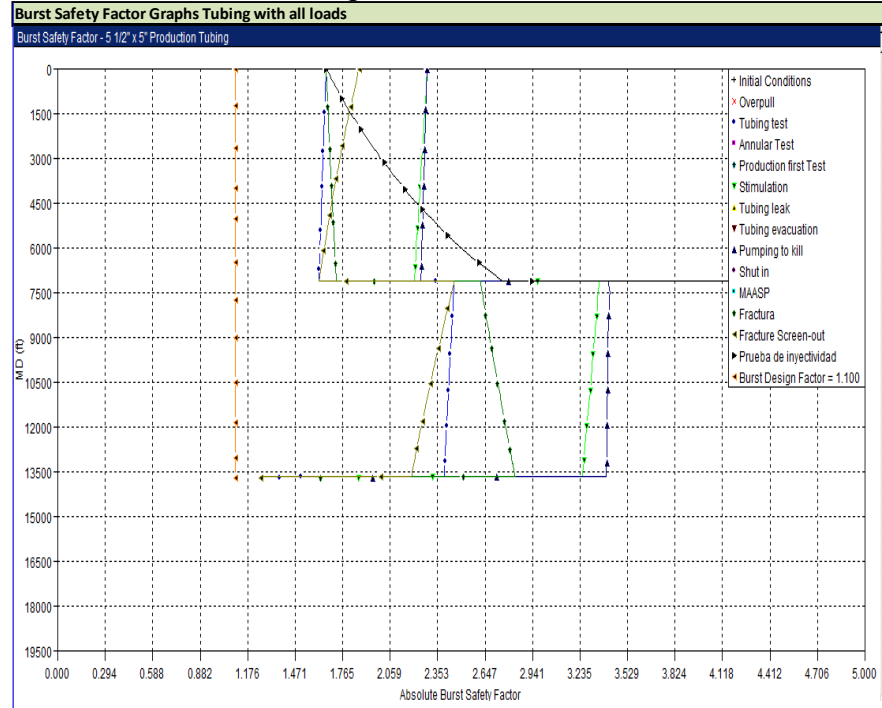
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 4. Factor triaxial



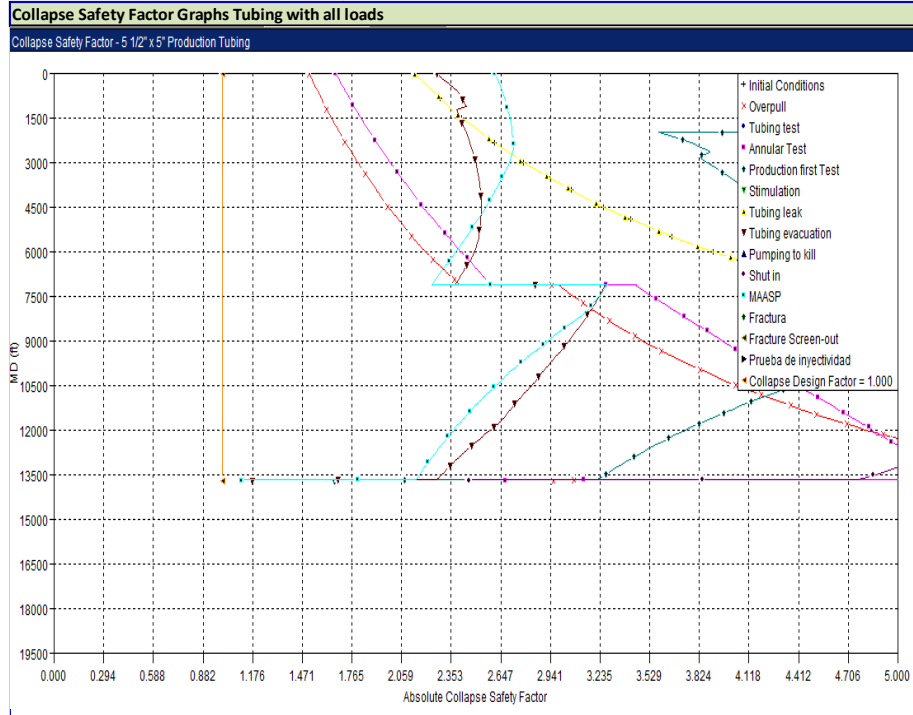
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 5. Factor de seguridad de estallido



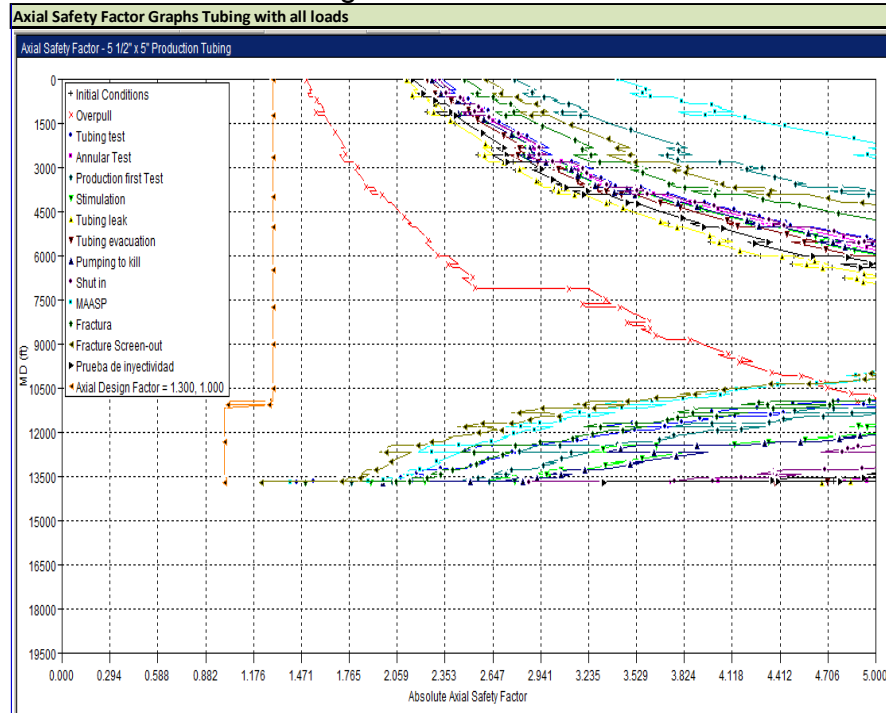
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 6. Factor de seguridad de colapso



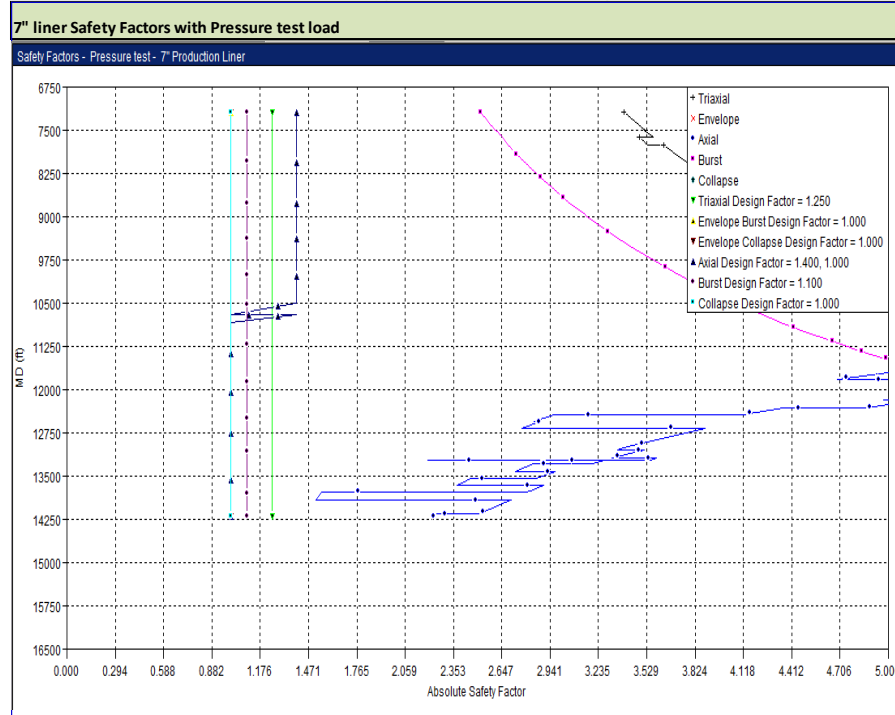
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 7. Factor de seguridad axial



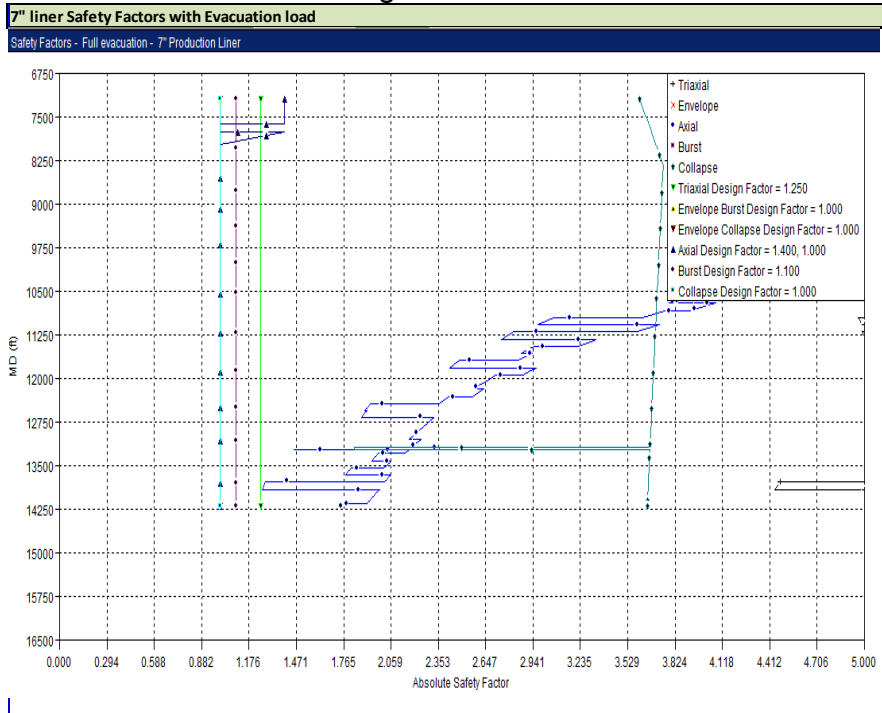
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 8. Factores de seguridad con carga de presión



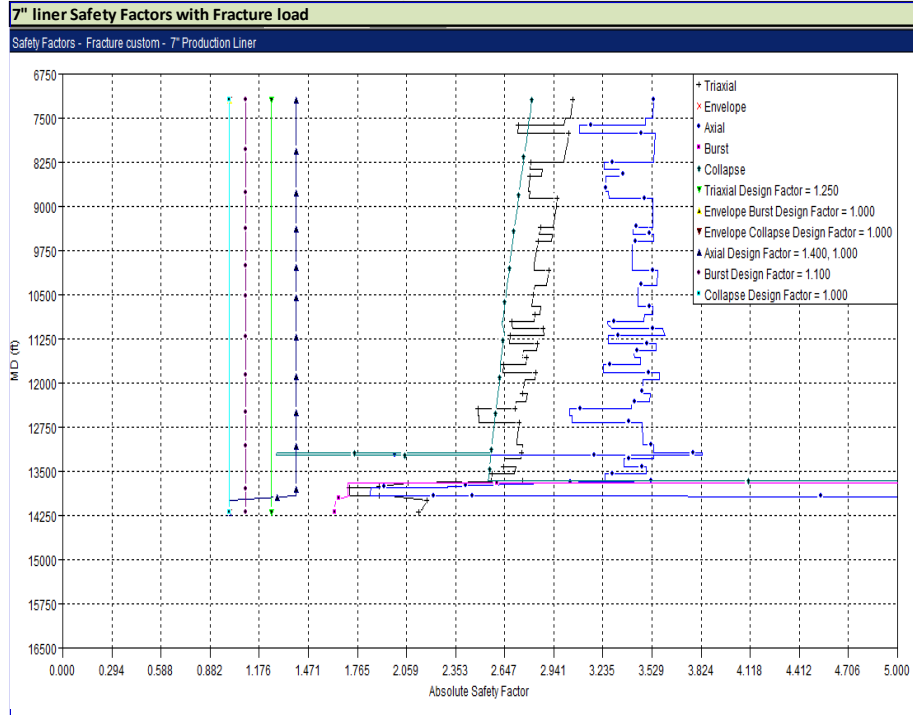
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 9. Factores de seguridad con evacuación



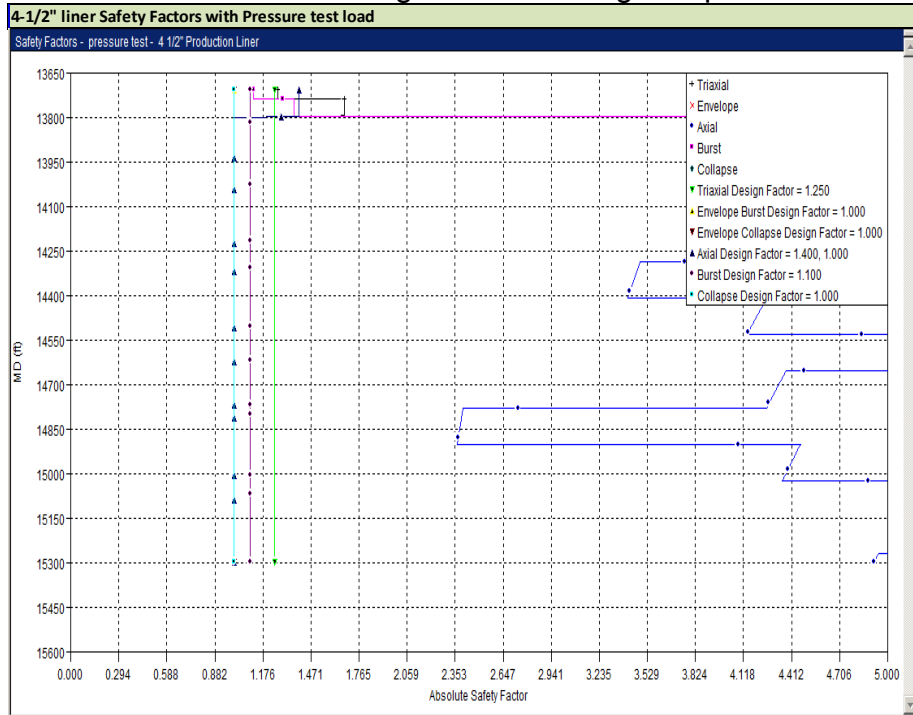
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 10. Factores de seguridad con fractura



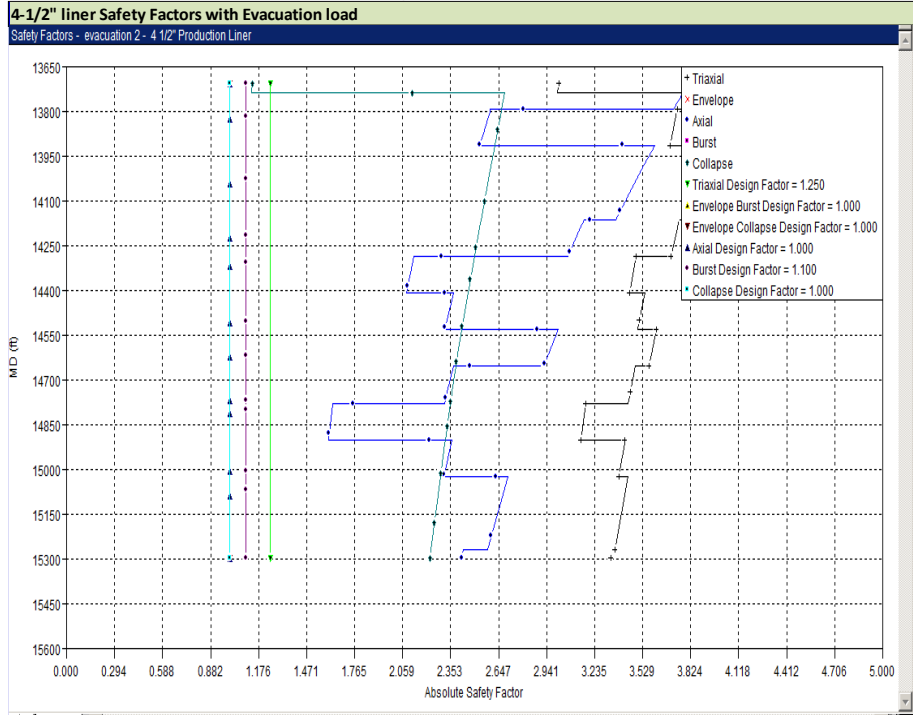
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 11. Factores de seguridad con carga de presión



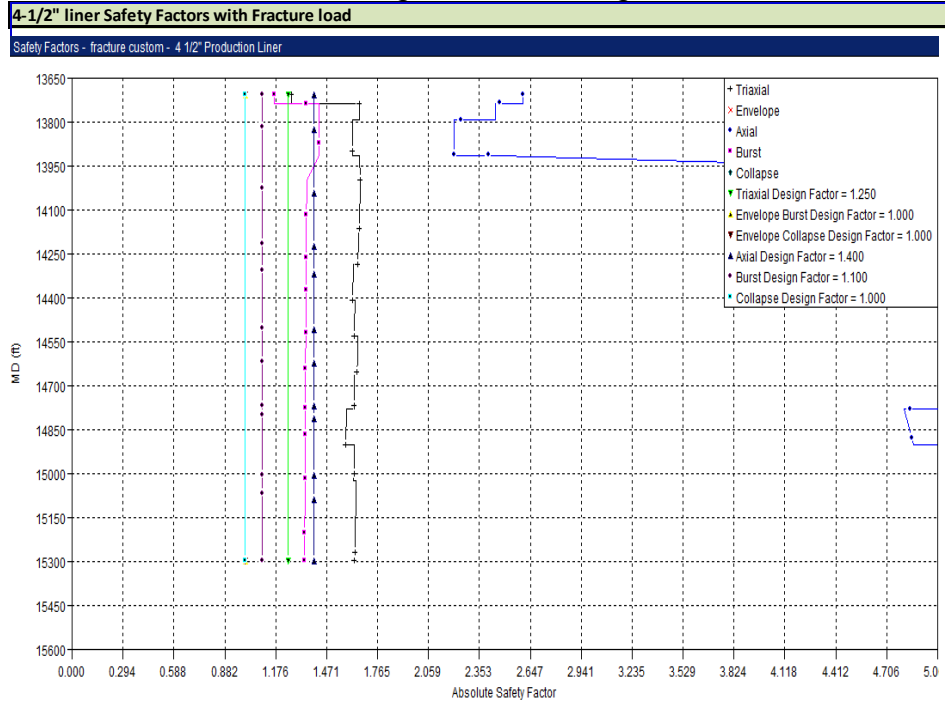
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 12. Factores de seguridad con evacuación



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 13. Factores de seguridad con carga fractura



Fuente: elaboración propia.

4.1.4 Análisis

- La prueba de presión máxima recomendada con agua en *tubing* y anular es:
 - Prueba de presión de *tubing*: 5.500 PSI. Máximo movimiento = 6,92ft (Hacia arriba) sin camisas en el *tubing*.
 - Prueba de presión de la *casing*: 2.500 PSI. (Debido a la prueba de presión donde se confirmó fuga por encima de este valor). Máximo movimiento = 1,62ft (hacia abajo) sin camisas en el *tubing*.
- Carga de producción simulada bajo parámetros esperados. OK.
Movimiento total = 1,62 ft (hacia abajo)
- La presión recomendada para la estimulación con tratamiento de 8,5 PPG HCl @ 63 GPM (1,5 BPM) y 24 horas es:
 - 4000 PSI.
 - Sellos movimiento. $t = 6,26$ ft (movimiento ascendente)
 - Si durante el funcionamiento cambia la densidad del fluido, tasa o tiempo de estimulación es necesario hacer una nueva carga y análisis.
- Para la carga de fractura:
 - Presión superficial máxima: 8.000 PSI
 - Presión inferior con 8,9 PPG gel = 13.210 PSI @ 13.709 PSI.
 - Movimiento de sellos = 14,48 ft (movimiento ascendente).
 - Punto más débil = 5, 25 "ensamble de sello /PBR
 - Consideraciones tomadas en cuenta:
 - ✓ Gel de 8, 9 PPG.
 - ✓ Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - ✓ Caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13, 5 PSI/100 ft.
 - ✓ Perforaciones de profundidad = 13.925 ft
- Para la carga de fractura *screen out*.
 - Presión superficial máxima: 7.400 PSI

- Presión inferior con 12.4 PPG gel = 13.210 PSI @ 14.652 PSI.
- Movimiento de sellos = 15.35 ft (movimiento ascendente).
- Punto más débil = 5.25 "ensamble de sello /PBR
- Consideraciones tomadas en cuenta:
 - ✓ Gel de 12.4 PPG (suponiendo toda la tubería con gel)
 - ✓ Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - ✓ Caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13.5 PSI/100 ft.
 - ✓ Perforaciones de profundidad = 13.925 ft
- Evacuación de *tubing* y MASSP están bien. La Load Massp estaba simulados con 2.000PSI en el anillo durante la carga de producción.
- *Casing* 7 " & 4-1/2" no evacuar por completo. Ahí se encuentra 2.700 PSI en el 4-1/2 " liner para evitar colapso de Liner. *Casing* & liner no fue desgastado.
- Para cualquier operación adicional que no se incluya en este análisis se ha recomendado realizar un análisis para esta condición.
- Máxima prueba de presión recomendada del Anular A es de 2500 psi. Esto teniendo en cuenta que después del último workover realizado en el 2010, durante la prueba de presión anular, la misma no cumplió con la política de Ecopetrol por encima de 2500 psi.
- Se debería garantizar que el tapón de fondo resista un diferencial mayor o igual a 10000 psi para aguantar las cargas durante el peor escenario (*Fracture screen out*). Por lo anterior, se recomienda poner soporte con tapón de cemento sobre tapón mecánico actualmente sentado por encima de la formación Barco.
- Dentro de la evaluación de los registros, se recomienda lo siguiente: 13966-14170 ft CBL irregular 30-40mv promedio señal de tubería presente con chevrones, muy pocos arribos de formación. 13768-13966 aparecen arribos de formación fuertes, sin embargo, el VBL se ve fuertemente influenciado por señales de tubería (*falta adherencia cemento-casing*). 13228-13768 Tubería libre. Candidato a *squeeze* para poder realizar la fractura ya que la calidad del cemento no es buena.
- Se recomienda tomar registro de integridad con el fin de validar el desgaste real de la tubería, con estos resultados, se deberá volver a correr la simulación en WellCat con el objetivo de validarlos.

- Se recomienda evaluar el cemento en el *liner* de producción con el objetivo de validar el soporte de las cargas durante las operaciones de estimulación de alta presión, del mismo modo, evaluar el cemento, mínimo a una profundidad por encima del tope de Mirador de tal manera que cuando se interprete, se valide que efectivamente el cemento aguantará las cargas a las que podría estar expuesto.
- El *liner* de 7" x 4.5" no puede ser evacuado completamente, debe existir al menos 2700 psi sobre el tope del *liner* de 4.5" para evitar colapso. Para esto se recomienda una definición operativa concertada y clara entre todos los equipos con el fin de poder realizar la limpieza de la arena y el posterior levantamiento del pozo mitigando este riesgo.
- Se recomienda validar conexiones a nivel de la válvula de subsuelo con el fin de confirmar soporte de presión durante las operaciones de estimulación de alta presión.
- Para cualquier otra operación que no esté contemplada dentro de las simulaciones realizadas, se recomienda realizar de nuevo una simulación bajo las condiciones operativas estimadas.
- Cualquier cambio sobre las condiciones operativas evaluadas, requiere que las simulaciones deban ser corridas nuevamente para evaluar las nuevas condiciones.

4.2 POZO 2

4.2.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento).

Pozo perforado y completado en febrero de 1996 como productor de Barco, durante esta etapa, se evidenció gran presencia de *scale*, por lo que se le realizaron trabajos de estimulación. En Julio de 1998, un intento de fracturamiento fue realizado en la formación, sin embargo, no fue exitoso debido a la baja tasa de Inyectividad, en un segundo intento, en noviembre del mismo año, se fracturó con 11000 lbs de propante y pobres resultados en beneficio.

Teniendo en cuenta el potencial estimado en Guadalupe en marzo de 2000 con taladro fue recuperado un pescado sobre Guadalupe Superior, en esta intervención se recuperó el completamiento de 7" x 5 1/2", y teniendo en cuenta un registro corrido en frente del revestimiento de 9 5/8" se identificó el desgaste y ovalidad severa del mismo, por lo que fue corrido un scab *liner* de 7" y 1204 ft fueron cementados. Después de esto, una nueva operación de fractura con taladro fue realizada en

Barco, logrando inyectar 247000 lbs de Bauxita, posteriormente, luego de la limpieza de la arena el pozo fue completado monobore 7”.

En enero de 2013, se realizó un lateral a través de Guadalupe para convertirse en inyector de esta formación, durante esta operación más de 175 Bbbs de lodo de perforación fueron perdidos dentro de Mirador. Finalmente el pozo fue completado con *liner* de producción de 4.5” 13.5# P-110 en frente de los yacimientos Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe, los mismos separados por empaques hinchables, es decir, no hay cemento detrás de este *liner*, del mismo modo, durante la bajada del *liner* de 4.5”, este se corrió con ZXP *packer* sin cuñas, sólo elementos, lo que significa que el *liner* está limitado para soportar cargas que generen cambios de peso sobre el mismo.

Árbol de Navidad de 7 1/16” 10 Kpsi
Registros Eléctricos destacados:

- 26-Mar-2000. USIT-CBL a través del scab *liner* de 7”. El Tope del cemento fue encontrado a 10,470 ft (3.1 % ovalidad)
- 21-Dic-2012. PMIT, registro realizado hasta 15150 ft.

El pozo esta completado con PBR, tubería de producción de 7” 32# L-80 y *liner* de producción de 4.5” 13.5# P-110.

Esquemático Pozo 2 Ver Anexo C.

Tabla 11. Información de yacimiento

FORMACIÓN	TOPE MD FT	BASE MD FT	PRESIÓN (PSI)	TEMP (°F)
Mirador	14887	15233	3025 +/- 100 PSI	260

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12. Información del revestimiento

TIPO DE CASING	OD (INC.)	LBS/FT	GRADO	CONN.	TOP (FT)	SHOE(PIES)	TOC (FT)	FLUIDO DETRÁS (TIPO/PPG)
Conductor	30	234,3	K-55	Trasero	Superficie	115		
Superficie	20	106.5	K-55	Btc	Superficie	1884		
Intermedio	13 3/8 "	72	N-80	Btc	Superficie	11357		
producción	9 5/8 "	53,5	P110	Nuevo VAM	Superficie	14.819		
Scab liner	7	32	N-80 CR 13%	Nuevo VAM	9964			

Tabla 12. (Continuación)

TIPO DE CASING	OD (INC.)	LBS/FT	GRADO	CONN.	TOP (FT)	SHOE(PIES)	TOC (FT)	FLUIDO DETRÁS (TIPO/PPG)
producción	7	32	L-80 CR13%	Nuevo VAM	14503	16057		
producción	4 1/2 "	13,5	P110 CR 13%	OCT 513	14878 ' MD	16026 ' MD	N/A	VERSAPRO OBM 9, 6 PPG

Fuente: Handover.

Tabla 13. Información del revestimiento

DESCRIPCIÓN	OD(INC)	LBS/FT	GRADO	CONN.	SHOE(PIES)	HANGER (FT)	TOP PBR(FT)	LINER TOP PACKERS (TIPO-PROFUNDIDAD)
Revestimiento de producción	4 1/2 "	13,5	P110 CR13 %	OCT 513	16026 ' MD	NO		ZXP sin resbalones sólo goma @ 14878 ' MD

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14. Información del Completamiento

SE DEBEN INCLUIR CLASIFICACIONES DE ESTALLIDO Y COLAPSO DE TODOS LOS COMPONENTES INDIVIDUALES					
Descripción	Proveedor	Datos del fabricante			
		Rating de estallido (PSI)	Rating de colapso (PSI)	Longitud (ft)	Min ID (Inc)
7 ' ' finalización					
7 ' ' 32 # L-80 13% CR nuevo VAM Conn <i>tubing</i>	Sumitomo	9.060	8.610	254,67	5,969
7 ' ' 32 # L-80 13% CR nuevo VAM Conn HYD boquilla con acoplamiento de caudal	Baker / CAMCO	9.060	8.610	8,8	5,936
7 ' ' 32 # L-80 13% CR nuevo VAM Conn <i>tubing</i>	Sumitomo	9.060	8.610	9.961	5,97
7,25 ' ' movimiento PBR/Seal Assembly	pastelero	7.000	7.000	25	6,09
7 ' ' <i>liner</i> de SCAB					
7,25 " PBR TIE back Sleeve	pastelero	9.697	7.596	25	7,25
7 ' ' x 9 5/8 ' ' SDD <i>liner</i> Hanger	pastelero	10422	8740	5,60	6,08
7 ' ' 32 # L-80 13% CR nuevo VAM Conn <i>tubing</i>	Sumitomo	9060	8610	4504,00	5,97
7,25 ' ' movimiento PBR/Seal Assembly	pastelero	7000	7000	25,00	6,09

Fuente: Handover

Tabla 15.Ensamblaje de Sellos PBR

PBR-SEAL ASSY.	
Fabricante:	Baker
WEG localizado @ (ft-MD BRT):	9.862 ft (MD)
Tamaño de taladro PBR (Inc)	7.45
Space Out (ft) / Slack-OFF (lbf)	4.41 HUF
Prueba de presión interna (PSI)	4.500
Prueba de presión externa (PSI)	4.000

Fuente: Handover.

Figura 15. Información de los Swell Packer. Datos obtenidos del Handover

Customer Information			
Customer Name:	EQUION	Rig Name:	
Geographical Location:		Well Name / Number:	Y16
Field:	BUENOS AIRES	Date:	5/11/2012

Packer Design			
Base Pipe OD:	4.50 in	Element Length:	18.00 ft
Element OD:	5.20 in	Reactive Elastomer:	Oil (Standard REPacker)

Well Information			
Well MD:	15,000.00 ft	BHP (Static):	6,000.00 psi
Well TVD:	15,000.00 ft	BHP (Flowing):	6,000.00 psi
Minimum Drift:	5.50 in	BHT (Static):	260.00 degF
Maximum Deviation:	0.00 dega	BHT (Flowing):	260.00 degF
Max. Dog-Leg Severity:	0.00 dega/100ft	Application Type:	Open Hole
Setting Depth MD:	14,000.00 ft	Casing ID:	6.09 in
Setting Depth TVD:	14,000.00 ft	Gauged Hole:	No
Setting Depth Deviation:	0.00 dega	Setting Depth ID:	5.70 in
Est. Run-in Time:	0.00 h		

Performance			
Time to Swell:	1.43 d		
Time to Seal:	2.43 d		
Pressure Differential:	6,088.42 psi		
% Swell:	80.27 %	WARNING: Required Swell % should NOT exceed 105% Max Limit	

Fuente: Handover.

cuadro 9. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA NEGATIVA / DE EMPATE							
Sección expuesta	Fecha	Profundidad del empaque (ft)	Profundidad del medidor de memoria (ft)	Nivel de fluido (ft)	Densidad de fluido (PPG)	Duración de la prueba (HR)	Comentarios
7 " <i>Casing</i> de producción	21-dic-95				9,7		Prueba negativa.
4 1/2 " <i>liner</i> de producción	-	-	-	-	-	-	No paso prueba negativa debido a dificultades operativas: -No hay herramientas disponibles (RTTS) para realizar en 4 1/2 " la prueba. Se encontró un empaque Cham (8' length) para poner en 5 " XO, pero el XO y <i>Packer</i> son los mismos y está en riesgo para realizar la prueba con estas herramientas. Para establecer un empaque en 4 1/2 " <i>liner</i> tenemos que aplicar peso y el ZXP no tiene <i>slips</i> , Adicionalmente el <i>liner</i> no tiene cemento. La configuración de operación puede causar pandeo a 4 1/2 " <i>liner</i> y movimiento del ZXP.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 16. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA DE PRESIÓN DE TUBING	
Presión de prueba de cabeza (PSI)	5.000 PSI (Ene / 2.013)
Tipo y densidad del fluido en <i>tubing</i>	Agua dulce 8.33 PPG
duración de la prueba sostenida (hrs)	0,50
test realizado contra w/4500 PSI	Champ <i>Packer</i> @ 10.609 ft MD
Observaciones:	El 23/Jan/ 2013 a Cham <i>Packer</i> se estableció en 10.609 brtmd, Luego se realizó la prueba de presión a través de 7' ' <i>tubing</i> y 4' ' String Champ <i>Packer</i> anular a 5.000 PSI por 30

Tabla 17. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA DE PRESIÓN ANULAR	
Presión de prueba de cabeza (PSI)	4.000 PSI (abril / 2.000)
Tipo de fluido anular y densidad	KCI BRINE 8.34 PPG
Duración de la prueba sostenida (hrs)	
test realizado contra	PBR.
Observaciones	En la última intervención en Dic-2012 "A" anular fue llenado con 3,2 BLS de formiato de sodio y probado para 500 PSI x 5mins. OK.

Fuente: Handover.

NOTA: ZXP *packer* en tope del *liner* de 4.5” esta sin cuñas, sólo elementos, lo que significa que el *liner* está limitado para soportar cargas que generen cambios de peso sobre el mismo, ya que hace referencia en que cuenta con un sello anular para 10.000 psi de diferencial de arriba o abajo y 400 grados F que corresponden a este empaque.

4.2.2 Resultados de la simulación. Como se describió anteriormente, la simulación en WellCat incluye cada una de las operaciones que se tienen planeadas, en base a esto y teniendo en cuenta las condiciones límites conocidas actualmente, se simularon las cargas bajo los factores de diseño aprobados por Ecopetrol.

Para representar los escenarios planteados durante y después de la fractura, se contó con la información estimada en base a los fluidos a utilizar durante cada una de las operaciones, así como de las condiciones esperadas por el equipo de yacimientos.

- Presión de prueba de superficie: 9500 psi
- Presión máxima superficie: 4980 psi
- Intervalo a fracturar: (15010 – 15060) ft
- Fluido de fractura: Base agua (8.9 ppg)

Cuadro 10. Pozo 2

POZO 2		
Se debe simular considerando como tasa total el caudal del APF en Mirador Inferior (que compensará la producción de P2, entre 8 y 15 Mscfd) + el esperado por la fractura según los rangos presentados:		
Incremento de producción gas (Mscfd)		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
13,3	19,7	31,8
OGR inicial(1/Gor) STB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
1,2	3	5,8
WGR inicialSTB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
11,2	3,6	2,0

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 11. Resultados de la tubería de producción

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión anular	4000	-	Agua dulce	8.4	Agua dulce	8.4	Colapso	1.217	2050	-Prueba anular, con fluido de terminación en tubing. -Profundidad de camisas @ 7" liner. -Punto más débil = tubería con alto desgaste @ 2,050 ft (de acuerdo con traspaso. -Documento donde el análisis de desgaste)	Test @ presión requerida. Movimiento total = 0,92 ft (hacia abajo)

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión de tubing	-	5500	Agua dulce	8.4	Agua dulce	8.4	Estalló	1.168	2050	-Tubing de prueba, con agua fresca en el tubing. -Profundidad de camisas @ 7" liner. -Punto más débil = tubería con alto desgaste @ 2,050 ft (de acuerdo con traspaso documento donde el análisis de desgaste)	Test @ presión requerida. Movimiento total = 5,83 ft (hacia arriba)

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Producción	-	700	DRy gas	-	Agua dulce	8.4	Axial	2.051	2050	-Para producir gas seco (0, 78 GG). -Perforaciones @ 15,010 ft -Producción: 60mmscf/d -Temperatura en la parte inferior = 115 ° f. -Punto más débil = tubería con alto desgaste @ 2,050 ft (de acuerdo con el documento de entrega donde análisis de desgaste).	-Ejecución de carga con parámetros de producción esperados. -Movimiento total = 3,68 ft (hacia arriba)

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Estimulación	-	4000	Hcl	8.5	Agua dulce	8.4	Estalló	1.609	2050	-Velocidad de bombeo = 63 gpm. -Perforaciones a 15,010 PSI. -Punto más débil = tubería con alto desgaste @ 2,050 ft (de acuerdo con el documento de entrega donde análisis de desgaste).	-T perfil se toma del módulo de producción, la carga de estimulación. -Sellos movemen. t = 6,95 ft (movimiento ascendente)
Evacuación de tubing	-	-	Agua dulce	8.4	Agua dulce	8.4	Colapso	1.706	9963	-Carga simulando evacuación total. -Soporte de annulus = 8,4 PPG de agua dulce.	-Evacuación teniendo en cuenta la evacuación total hasta la parte inferior del tubing de terminación. -Movimiento de sellos = 2,48 ft (movimiento ascendente)

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fracturar	3500	9000	Fracturamiento gel	8.9	Agua dulce	8.4	Estalló	1.173	2050	-Carga de fracturación con 8,9 PPG (gel). -Tasa de inyección = 40 BPM. -Caída de presión friccional = 13,5 PSI/100 ft, un 3,996 " ID de 4-1/2 " <i>liner</i> . -Presión inferior @ 15,010 ft = 15,350 PSI. -Punto más débil = tubería con alto desgaste @ 2,050 ft (análisis de desgaste)	-Fractura de Carga simulada con 8,9 PPG gel con 13,5 PSI/100 ft de caída de presión por fricción. -La presión de tratamiento superficial recomendación es de 9000 PSI (para evitar valores por debajo de la crítica factores de seguridad) -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Sellos movimiento = 10,24 pies (movimiento ascendente).

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura Screen out	3500	7600	Fracturamiento gel	12.4	Agua dulce	8.4	Estalló	1.121	9963	-Screen de fractura simulada con todos los tubing con 12,4 PPG (gel). -Profundidad de perforación = 15,010 ft. -Presión en la parte inferior (profundidad de perforación) = 16,360 PSI -Caída de presión friccional = 13,5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta un 3,996 " ID de 4-1/2 "liner. -Punto más débil = 7,25 " ensamble de sello /PBR	-Simulación realizada teniendo en cuenta que todo el tubing está lleno de 12,4 PPG gel. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. Movimiento de sellos = 9,57 ft (movimiento ascendente).

Cuadro 11. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
CARGAS	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Seguridad crítica Factor			Descripción cargas en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
MAASP mientras que la producción	1600	700	DRy gas	-	DRy gas	-	Colapso	1.223	9963	-Simulación realizada teniendo en cuenta 1,600 PSI en anular. -La carga de producción estaba teniendo en cuenta.	- Sellos de movimiento = 1,01 ft (movimiento ascendente).

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 12. Resultados del Revestimiento y *Liner* de Producción

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	resión anular (PSI)	Presión del <i>tubing</i> (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4-1/2 " <i>liner</i>	4.300	-	Agua dulce	8.4	Agua dulce	8.4	Estalló	1.105	Superficie	Prueba de presión @ 4.300 PSI (valor máximo permitido sin restricciones de SF). 5 " x 7" L80% ZXP <i>Packer</i> VT Conn. Rating =Ráfaga :6.880PSI; Colapso =3.400PSI. El 13% de desgaste fue asumido en el <i>liner</i> . Punto más débil: Tol (ZXP <i>Packer</i> sin resbalones) Soporte anular con agua dulce.	El valor máximo de la prueba de presión recomendada fue de 4.300 PSI. <i>Liner</i> con ZXP <i>Packer</i> sin <i>slips</i> , sólo elemento de goma. el ZXP <i>Packer</i> no este puesto debido que 4-1/2 "colapso. Así que, la primera <i>swealable Packer</i> vera toda la presión de fractura.

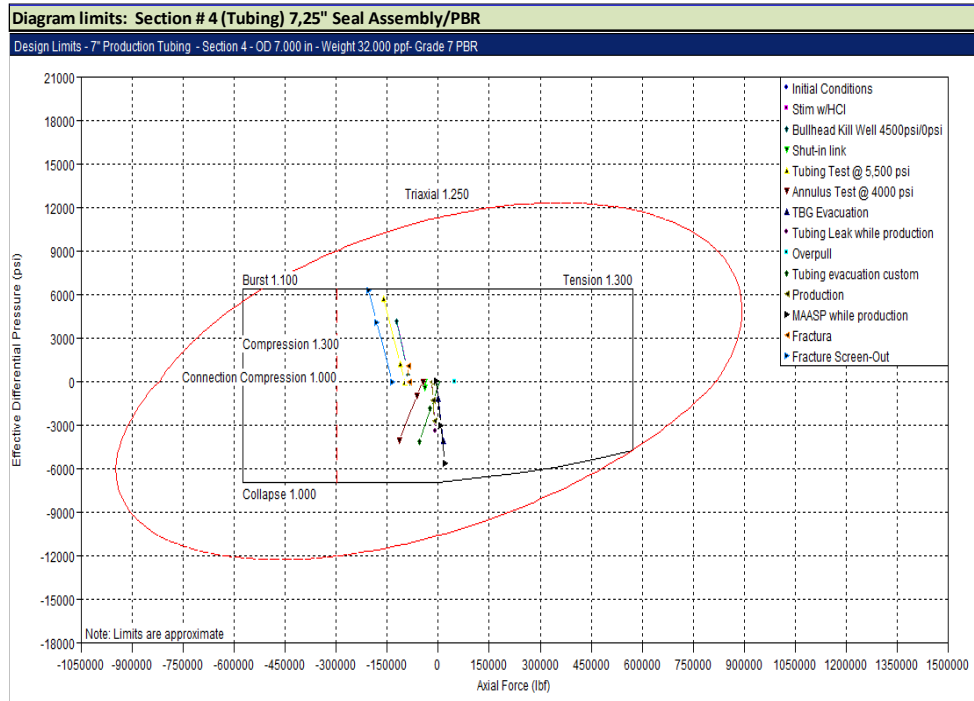
Cuadro 12. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	resión anular (PSI)	Presión del <i>tubing</i> (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura 4-1/2 " <i>liner</i> (Tol @ 14.878 ft)	-	4500 PSI (en superficie) 10770 PSI (abajo)	Fracturamiento gel	8,90	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,316	Peaje	Prueba de presión @ 4.300 PSI (valor máximo permitido sin restricciones de SF). 5 " x 7" L80% ZXP <i>Packer</i> VT Conn. Rating =Ráfaga :6.880PSI; Colapso =3.400PSI. El 13% de desgaste fue asumido en el <i>liner</i> . Punto más débil: Tol (ZXP <i>Packer</i> sin resbalones) Soporte anular con agua dulce.	valor máximo de la prueba de presión recomendada fue de 4.300 PSI. <i>Liner</i> con ZXP <i>Packer</i> sin slips, sólo elemento de goma. dónde el ZXP <i>Packer</i> no está puesto debido que 4-1/2 "colapso. la primera <i>swealable Packer</i> vera la presión de fractura

Fuente: elaboración propia.

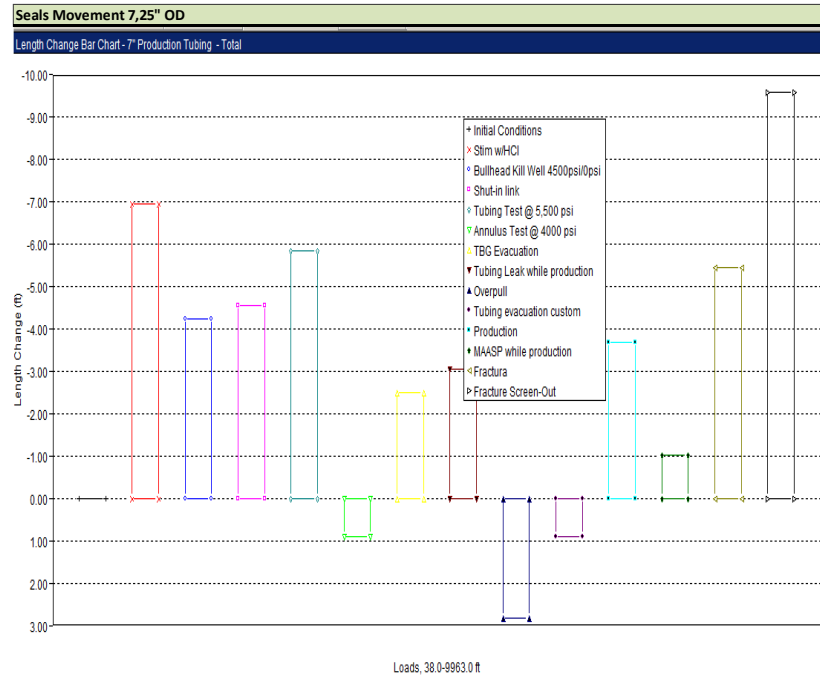
4.2.3 Resultados Gráficos

Gráfico 14. Ensamble de sellos



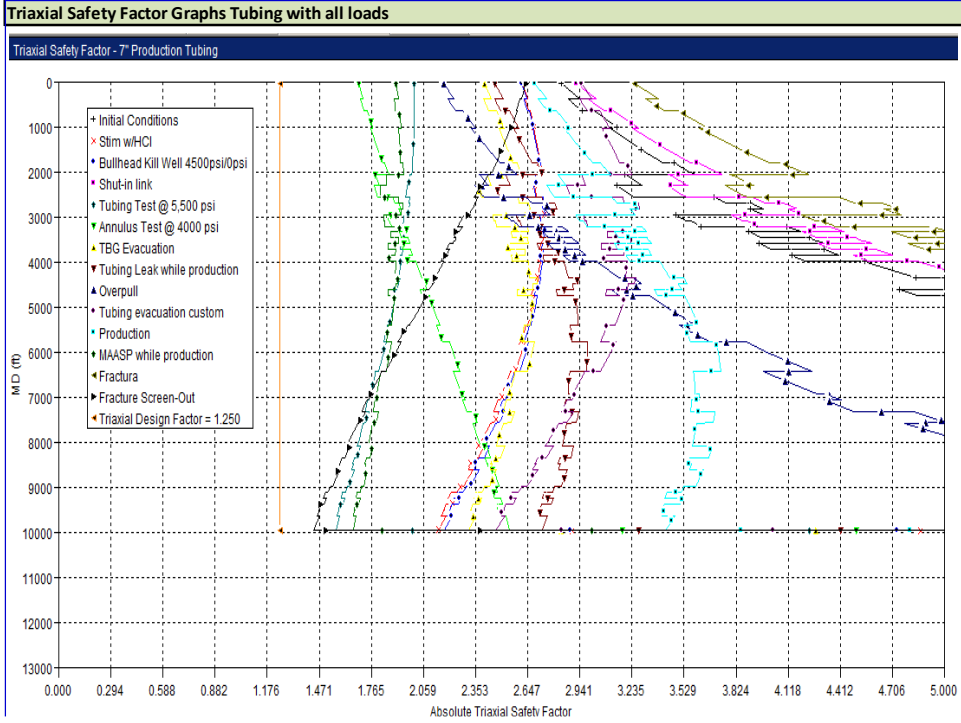
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 15. Movimiento de sellos



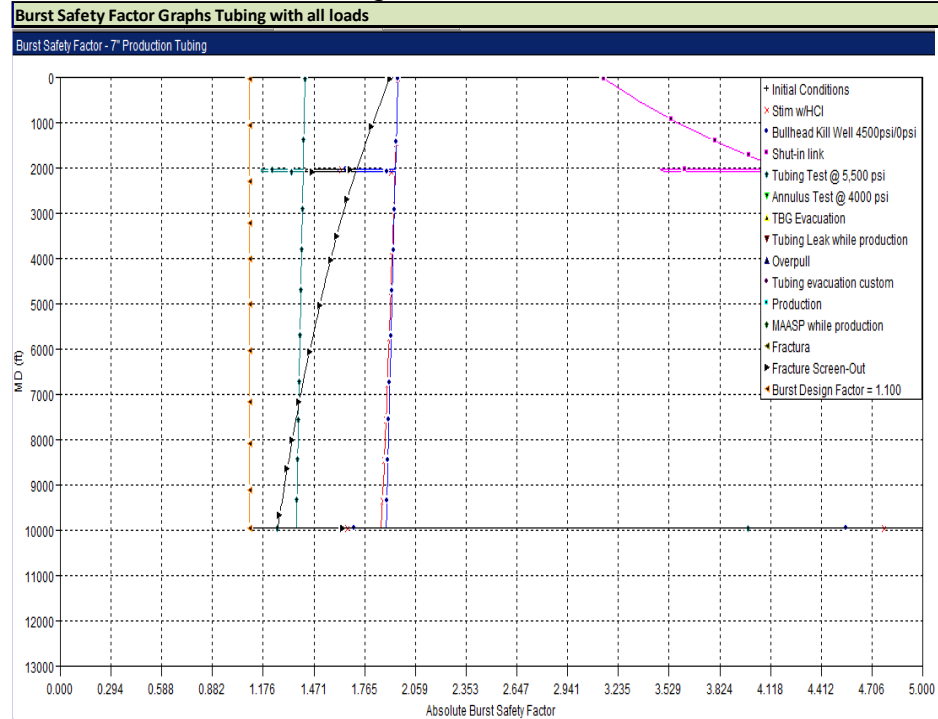
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 16. Factor triaxial de seguridad



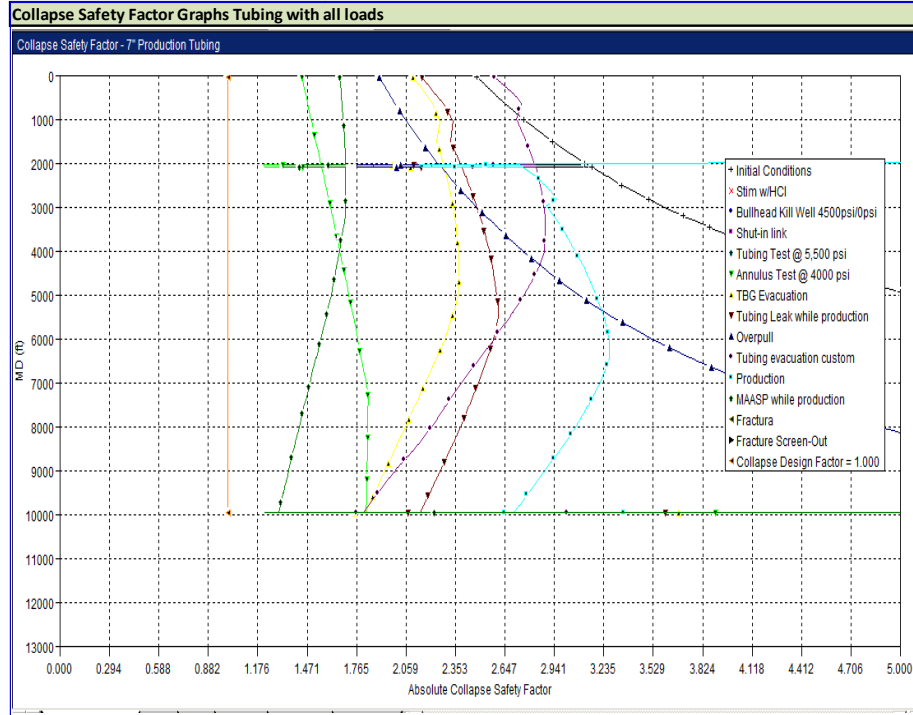
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 17. Factor de seguridad de estallido



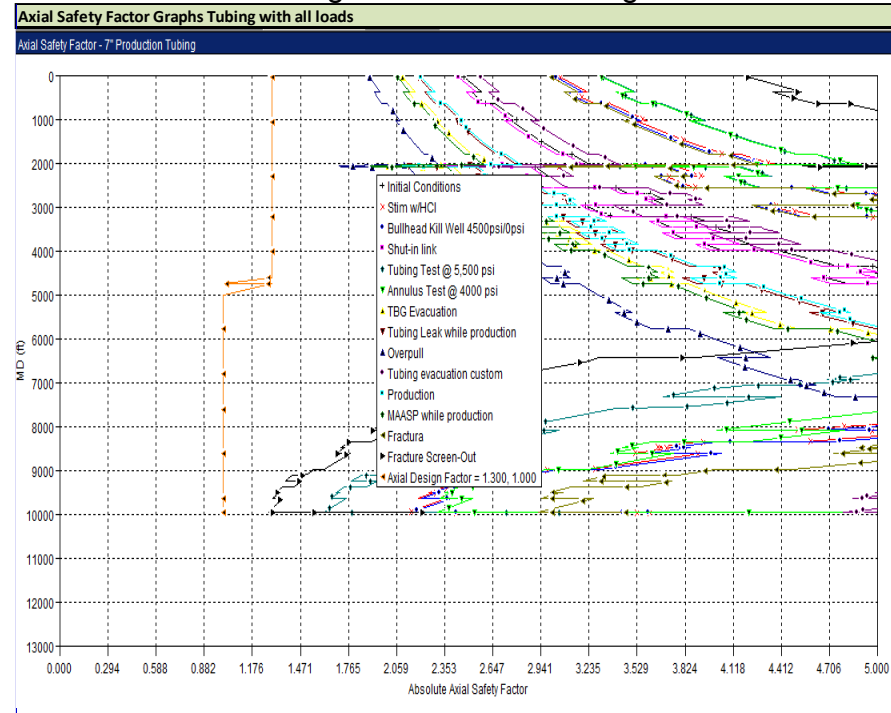
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 18. Factor seguridad colapso



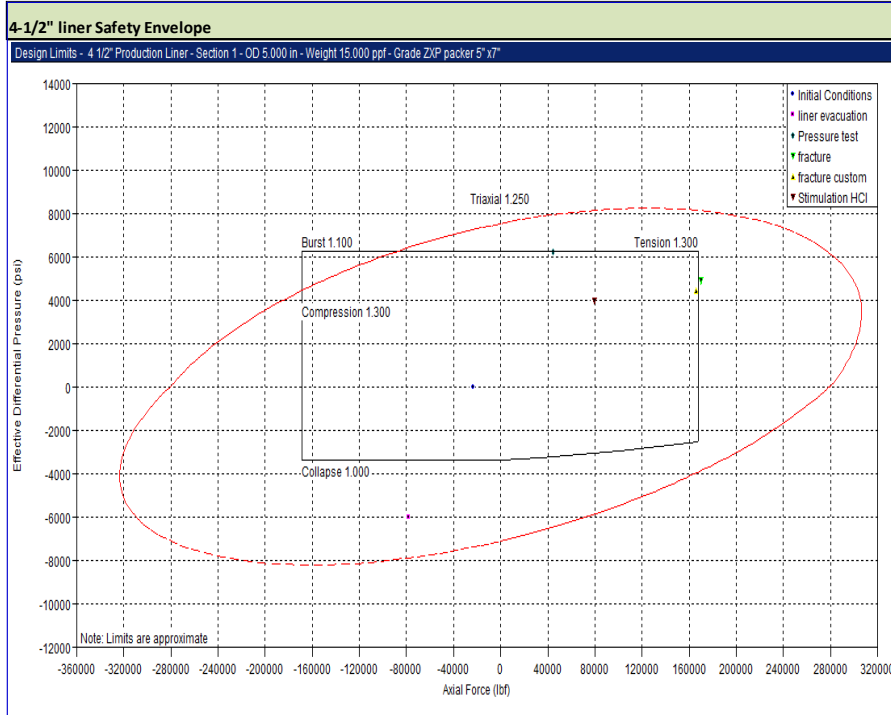
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 19. Factor seguridad axial con cargas



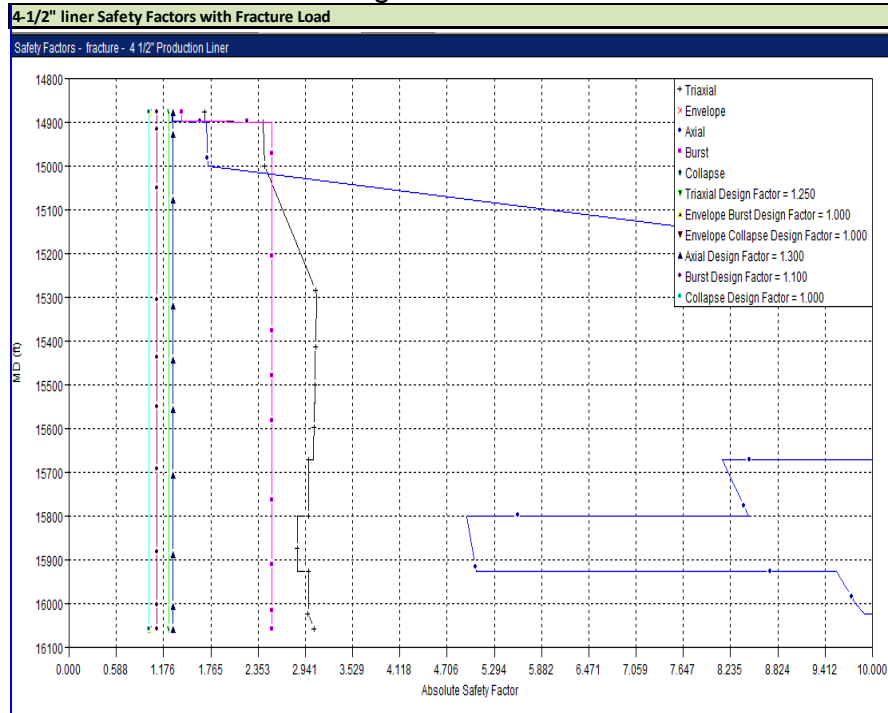
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 20. Envelope



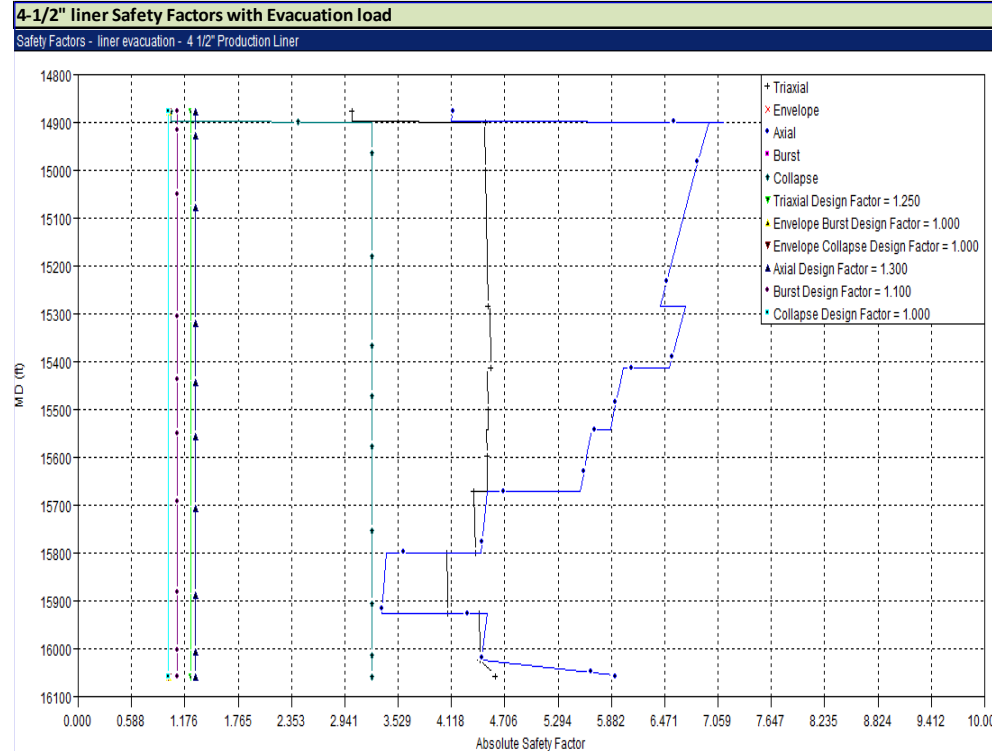
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 21. Factor de seguridad con fractura



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 22. Factor de seguridad con evacuación



Fuente: elaboración propia.

4.2.4 Recomendaciones

- Teniendo en cuenta que el ZXP packer en tope del liner de 4.5" no cuenta con cuñas, el liner está limitado para soportar cargas que generen cambios de peso, por esta razón, no se recomienda ser considerado como candidato para estimulación de alta presión bajo las condiciones actuales del pozo.
- El liner, scab liner y el final del liner de 7" no tiene problema con las cargas de fractura, el limitante está en el liner de 4-1/2" donde el empaque 5"x7" zxp packer no está puesto y adicionalmente el liner no está cementado. el primer empaque se verá fracturado por el diferencial de presión de 5000 psi, entonces la recomendación es no llevar a cabo una fractura en este pozo.
- Dentro de la retroalimentación que se recibió de parte del grupo de integridad de Ecopetrol S.A. se confirmó que, bajo las condiciones actuales, el pozo no es candidato a estimulación con alta presión.
- En principio, una de las opciones que se evaluaron para recomendación, fue la de realizar un Squeeze con el fin de cementar el liner de 4.5" en frente de Mirador y de esta manera darle soporte al empaque para que resista las cargas, sin embargo, no se recomienda por la incertidumbre operativa puesto que se trata

de una distancia de cerca de 134 ft (14878 - 15012 ft) en *liner* de 4.5" (ID: 3.920") cuyo volumen sería muy pequeño para realizar cementación evitando el riesgo existente de cementar el tope del *liner* de 4.5".

- Aprovechando la consideración del *liner* de 4.5" en la cual el ZXP *packer* no cuenta con cuñas, se recomienda evaluar la posibilidad de realizar corte del *liner* de 4.5" sobre el tope del *swell packer* que separa las formaciones Mirador y Los Cuervos, de esta forma, recuperar desde el tope del *liner* hasta la profundidad de corte @ 15500 ft, aproximadamente 622 ft de *liner* de 4.5" 13.5# P-110. Con esta operación, se podría considerar la estimulación con alta presión sobre el *liner* de 7" 32# N-80 el cual se encuentra en frente del Mirador.
- Dentro de la evaluación de los registros, se tiene registro PMIT con los valores de desgaste de tubería, y se validó que operativamente no se realizó cementación del *liner* de 4.5".
- En resumen, este pozo tiene un *liner* de 4.5" que no fue cementado. Se corrió un ZXP *packer* sin cuñas, por lo tanto, no resiste tensión ni compresión. Según el handover este *packer* no fue sentado por los indicios de colapso y pandeo que puede experimentar durante el proceso de asentamiento, por esta razón este *liner* es el limitante para la fractura ya que la formación Mirador se encuentra debajo de este; de igual manera el primer empaque hinchable estaría recibiendo toda esta presión y como se indicó el máximo diferencial de este es 5000 psi.
- Bajo estas premisas no se recomienda fracturar este pozo ya que se induciría un colapso y pandeo del *liner* de 4.5" y por consiguiente pérdida total de acceso a través de este.
- Cualquier cambio sobre las condiciones operativas evaluadas, las simulaciones deberán ser corridas nuevamente para evaluar las nuevas condiciones.

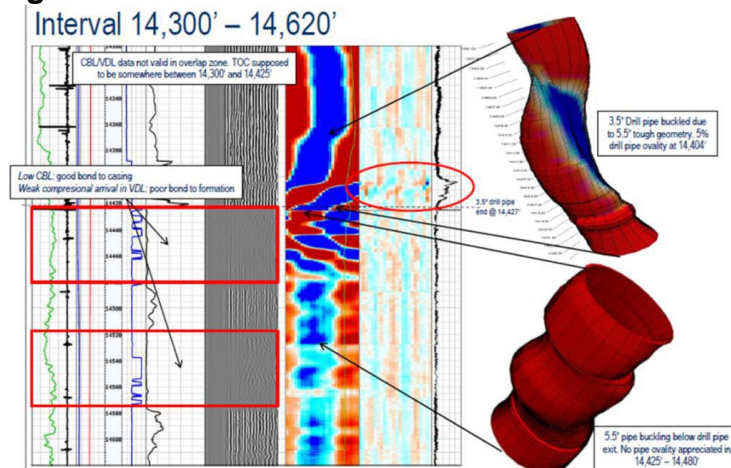
4.3 POZO 3

4.3.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento).

Pozo perforado y completado en agosto de 2014, como parte de la estrategia de yacimientos para desarrollar el área sur del campo Cusiana e incrementar el recobro de aceite de Barco y Guadalupe. Inicialmente la estrategia del completamiento del pozo consistió en poner en producción la formación Barco mediante cañoneo, posteriormente, con la evaluación del GOR, considerar la estrategia para la apertura de Guadalupe.

Sin embargo, durante la corrida del completamiento del pozo, específicamente del *liner* de 5.5", se indujo un daño severo (*buckling*) sobre el *liner* de producción ocasionando la pérdida de acceso hasta fondo después de haberse puesto en producción el pozo y comprometiendo la estrategia de cañonear la formación Guadalupe.

Figura 16. Pozo 3



Fuente: Handover.

Con lo anterior, actualmente el pozo es productor exclusivamente de Barco sin tener apertura de Mirador.

Árbol de Navidad de 5 1/8" 5 Kpsi
Registros Eléctricos destacados:

- 1-Jul-2014. CBL-VDL a través del *liner* de 5.5".
- 2-Jul-2014. PMIT-GR-CCL a través del *liner* de 5.5".
- 18-Jul-2014. USIT-GR-CCL a través del *liner* de 5.5".

El pozo esta completado con PBR, tubería de producción de 5.5" 20# P-110 y *liner* de producción de 5.5" 20# P-110.

Esquemático pozo 3 ver anexo D

Tabla 18. Información de Yacimiento

FORMACIÓN	TOPE MD FT	BASE MD FT	PRESIÓN (PSI)	TEMP (°F)
Mirador	13828	14215	3100 +/- 300 PSI	260

Fuente: elaboración propia.

4.3.2 Análisis. El pozo BA GC45 no se simuló en WellCat teniendo en cuenta su condición (Buckling) en el *liner* de producción de 5.5” 20# P110 previamente validada por registros de integridad y confirmada con los intentos de acceso que se han llevado a cabo después de que se puso en producción el pozo en la formación Barco. No se considera como candidato para una operación de estimulación de alta presión, adicionalmente, se recomienda ante cualquier operación diferente a la condición actual de producción, simular y validar las condiciones a que podría someterse el *liner* que se comporta como el punto débil del completamiento.

4.4 POZO 4

4.4.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento)

Pozo perforado y completado en diciembre de 2009 sobre las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco. Uno de los pocos pozos de Cusiana que ha contado con producción proveniente de Los Cuervos.

Debido al alto corte de agua desde la formación Barco, en abril de 2012 se realizó aislamiento con tapón mecánico, sin embargo, a finales del mismo año de acuerdo a las condiciones de producción, se validó que el aislamiento se había perdido, razón por la cual, una estimulación fue llevada a cabo sobre Los Cuervos y un nuevo aislamiento instalado sobre Barco.

Actualmente, el pozo es productor de las formaciones Los Cuervos y Mirador. Árbol de Navidad de 5 1/8” 5 Kpsi

Registros Eléctricos destacados:

- 06-Nov-2009. CBL-VDL-GR-CCL a través del *liner* de 7”.
- 17-Nov-2009. SCMT-GR-CCL a través del *liner* de 4.5”.

El pozo esta completado con PBR, tubería de producción de 5.5” 20# P-110 y *liner* de producción de 4.5” 13.5# P-110.

Esquemático pozo 4 ver anexo E.

Tabla 19. Información de Yacimiento

FORMACIÓN	TOPE MD FT	BASE MD FT	PRESIÓN (PSI)	TEMP (°F)
Mirador	14428	14806	3049 +/- 100 PSI	260

Fuente: elaboración propia.

Tabla 20. Información del revestimiento

DETALLES CASING								
Tipo de casing	OD (Inc.)	Lbs/ft	Grado	Conn.	Superior (ft)	Zapato (pies)	TOC (ft)	Fluido detrás (tipo/PPG)
Superficie	30,00	234,29	K-55	ST2	Superficie	125	Superficie	9,2 PPG WBM
Conductor	20,00	106,5 / 133	K-55	Contrafuerte	Superficie	446 / 1.709	Superficie	9,2 PPG WBM
Intermedio 1	11 3/4 " x 11 7/8 "	65 / 71,8	HCP 110	Nuevo VAM	Superficie	5.545 / 11.082	8930ft	12,9 PPG OBM

Tabla 21. Información del revestimiento

DETALLES DEL LINER								
Descripción	FROM (INC)	Lbs/ft	Grado	Conn.	Zapato (pies)	Colgado r (ft)	PBR superior (ft)	Empaquetadores de aislamiento de revestimiento superior (profundidad de tipo)
Liner de perforación	9 5/8 "	53,5	SM 110 T	VAM FJL	14.305	10.507		ZXP Packer - 10.452
Liner de perforación	7	32	SM 110 13% CR	Usted Top	15.164	13.987		ZXP Packer - 13.891
revestimiento de producción	4 1/2 " x 7"	18,9 / 32	SM 110 13 % CR	Usted Top	15.535	13.642	13.790	ZXP Packer - 13.602

Fuente: Handover.

Tabla 22. Información del Completamiento

SE DEBEN INCLUIR CLASIFICACIONES DE RÁFAGA Y COLAPSO DE TODOS LOS COMPONENTES INDIVIDUALES.					
Descripción	Proveedor	Datos del fabricante			
		Rating estallido (PSI)	Rating de colapso (PSI)	Longitud (ft)	Min ID (Inc)
TC-1A-EMS colgador de tubería	Fmc	10000	10000	0,83	4,909
5-1/2 ", 20 #, 13% CR P110 VAM Top PUP Junta - 5 articulaciones PUP	Sumitomo	12640	11110	42,02	4,778
5-1/2 ", VAM Top, 20 #, 13% CR, P110 Junta de tubería- 5 juntas	Sumitomo	12640	11110	196,68	4,778
5-1/2 ", 20 #, 13% CR P110 VAM Top PUP Junta	Sumitomo	12640	11110	8,17	4,778
5 1/2 " 20 #, 13% CR, P110 Optimax WSP € 10ksssv	Weatherford	14283	13492	7,25	4,562
5-1/2 ", 20 #, 13% CR P110 VAM Top PUP Junta	Sumitomo	12640	11110	8,18	4,778
5-1/2 ", VAM Top, 20 #, 13% CR, P110 Junta de tubería- 334 juntas	Sumitomo	12640	11110	13247,36	4,778
5-1/2 " 20 # 13% CR, P110, VT X 5-1/2" 20 #, 13% P110 NV SC Xover	Sumitomo	12640	11110	38,52	4,778
5-1/2 " 20 #, 13% CR, SM110 nuevo VAM SC tubería Junta - 5 juntas	Sumitomo	12640	11110	195,32	4,778
5-1/2 " 20 #, 13% CR, SM110 nuevo VAM SC PUP Joint	Sumitomo	12640	11110	9,97	4,778
6 " Seal mandrel VTP SUP 13cr, 110 ksi 5 1/2" nuevo VAM SC Box	Weatherford	10000	10000	29,4	4,813
zapato de mula de Guía de entrada Wireline	Weatherford	10000	10000	2,31	4,818
6 " PBR 13% CR P110 NW	Weatherford	10000	10000	29,4	6.000
7 " 32 # 13% CR SM110 VT x 4-1/2" 13,5 # 13% CR SM110 VT Xover	Weatherford	12410	10690	1,86	3,877
4-1/2 " 13.5 # 13% CR P110 VT Junta PUP	Sumitomo	12410	10690	6,09	3,877
4 1/2 " 13.5 # 13% CR VAM juntas de revestimiento superior	Sumitomo	12410	10690	1623,46	3,877

Fuente: Handover

Tabla 23. Ensamblaje de Sellos PBR

PBR-SEAL ASSY.	
Fabricante:	Weatherford
WEG localizado @ (ft-MD BRT):	13.821
Tamaño de taladro PBR (Inc)	6.000
Espacio de salida (ft) / Slack-OFF (lbf)	3,825 HUF
Prueba de presión interna (PSI)	4.000
Prueba de presión externa (PSI)	4.000

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 13. Pruebas de presión realizadas

PRUEBAS POSITIVAS							
Sección o vuelta expuesta	Fecha	WHP (PSI)	Profundidad del empaquetador (ft)	Presión vía	Densidad de fluido (PPG)	Duración de la prueba (HR)	Comentarios
20 " casing	29/06/2008	1000		string	11,7 (OBM)	0,5	Bombeó 2,7 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 2,7 BBL.
11 3/4 " x 11 7/8" casing	19/08/2009	2535		string	12,9 (OBM)	0,5	Bombeó 10,5 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 10,2 BBL.
9 5/8 " liner	10/05/2009	2170	Top de liner en 10.452 ft MD, 9.857,5 TVD	string	13,8 (OBM)	0,5	Bombeó 9,8 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 9,8 BBL.
7 " liner	27/10/2009	4150	Top de liner en 13891 ft MD, 13.091 TVD	string	9,6 (OBM)	0,5	Bombeó 23.2 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 23,2 BBL.
4 1/2 " x 7" liner	13/11/2009	5000	liner superior a 13,602ft, 12,811 TVD	string	8,4 (OBM)	0,5	Bombea 30.4 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 30,4 BBL.
Prueba de presión final w/ agua	20/11/2009	4000		string	8,3 (agua)	0,5	Bombeó 17,87 bbls. Sangrar OFF presión para que 0 PSI. Devueltos 17,87 BBL.

Cuadro 14. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA NEGATIVA / DE EMPATE							
Sección expuesta	Fecha	Profundidad del empacador (ft)	Profundidad del medidor de memoria (ft)	Nivel de fluido (ft)	Densidad de fluido (PPG)	Duración de la prueba (HR)	Comentarios
7 " overlap	28/10/2009	13850ft	13872ft	6957ft	9,7	2 horas	Realizó draw down con 3535 psi (500 PSI por debajo de la presión de formación del mirador). Drill String estaba vacía desde Superficie hasta 6957ft para que lograra draw down. Monitoreando pozo por 2 hrs quieto.
7 " x 4 1/2" overlap	16/11/2009	Top de liner en 13.602 ft MD, 12.811 ft TVD	13431ft	8130ft	8,4	1.5 hrs	Realizó una prueba de draw down con 4600psi (500 PSI por debajo de la presión de formación de barco). Drill String estaba vacía desde Superficie hasta 8130 ft para que lograra draw down. Monitoreando pozo por 1.5 hrs quieto.

Tabla 24. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA DE PRESIÓN DE TUBING	
Presión de prueba de la cabeza bien (PSI)	4.000
Tipo y densidad del fluido de <i>tubing</i>	Formato de sodio - 8,4 PPG
Duración de la prueba sostenida (hrs)	30 min
test realizado contra	4-1/2 " collar cementado/ sellos de 6"
Resultados de la prueba	Vale

Tabla 25. Pruebas de presión realizadas

PRUEBA DE PRESIÓN ANULAR	
Presión de prueba de la cabeza bien (PSI)	4.000
Tipo de fluido anular y densidad	Formato de sodio - 8,4 PPG
Duración de la prueba sostenida (hrs)	30 min
test realizado contra	7 " x 4-1/2" revestimiento Tol / 6 " sellos
Resultados de la prueba	Vale

Fuente: Handover.

4.4.2 Resultados de la simulación

- Presión de prueba de superficie: 8000 psi.
- Intervalo a fracturar: (14550 – 14600) ft.
- Fluido de fractura: Base agua (8.9 ppg)

Cuadro 15. Pozo 4

POZO 4		
Se debe simular considerando como tasa total la última prueba de producción del pozo 4 qg=33.5 Mscfd + el esperado por la fractura según los rangos		
Incremento de producción gas (Mscfd)		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
4,5	7,9	18,3
OGR inicial(1/Gor) STB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2,7	3,0	3,4
WGR inicialSTB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
5	2,5	2

Fuente: Handover.

Cuadro 16. Resultados de la Tubería de Producción

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión anular	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Triaxial	1,389	275	-Prueba anular, con fluido de terminación en tubing. -Punto más débil = 5 1/2 " válvula de seguridad Optimax. -Asumiendo el 15% de desgaste.	Test @ presión requerida. Movimiento total = 3,8 ft (hacia abajo)
Prueba de presión de tubing	-	4.500	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,253	13602	-Tubing de prueba, con fluido de terminación en tubing. -Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.	Test @ presión requerida. Movimiento total = 7, 73 pies (hacia arriba)
Producción	-	650	Gas	0,7 dar	Compl. Fluido	8,41	Colapso	2,564	13602	-0, 7 GE de producción de gas. -Perforaciones @ 14,550 ft -Producción: 0 bopd;106bwpd;51,2Mmscfd -Temperatura en la parte inferior = 265 ° f. -Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.	-Ejecución de carga con parámetros de producción esperados. -Movimiento total = 3,80 ft (hacia abajo)

Cuadro 16. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL <i>TUBING</i>											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del <i>tubing</i> (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Estimulación w/HCl	-	4.000	Hcl	8,5	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,217	13602	- Velocidad de bombeo = 210 gpm. -Perforaciones @ 14,550 ft Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.	-T perfil se toma del módulo de producción, la carga de estimulación. -Sellos movemen. t = 13,35 ft (movimiento ascendente)
Evacuación de <i>tubing</i>	-	-	Compl. Fluido	8,4	Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,645	13583	-Carga simulando evacuación total. -Soporte annulus = 8, 41 PPG fluido de terminación. -Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.	-Evacuación teniendo en cuenta la evacuación total hasta la parte inferior del <i>tubing</i> de terminación. -Movimiento de sellos = 3,8 ft (movimiento hacia abajo)

Cuadro 16. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fracturar	3500	8.000	Fracturamiento gel	8,9	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,284	13602	-Carga de fracturación con 8,9 PPG (Gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 14,550 ft. -Caída de presión de fricción = 13,5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta un 3,996 " ID de 4- 1/2" Lin ER. -Presión inferior @ 14.550 ft = 13.168 PSI. -Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.	-Fractura de carga simulada con 8,9 PPG gel con 13,5 PSI/100 ft de caída de presión por fricción. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Movimiento de sellos = 12,21 ft (movimiento ascendente).

Cuadro 16. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura screen out	3500	8000	Fracturamiento gel	12,3	Compl. Fluido	8,41	Axial	0,918	13602	<p>-Screen de fractura simulada con todos los tubing con 12, 4 PPG (Gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 14,550 ft. -Presión en la parte inferior = 15.635 PSI -Caída de presión de fricción = 13, 5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta un 3,996 " ID de 4-1/2" Lin ER. -Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC new VAM.</p>	<p>-Simulación realizada teniendo en cuenta que todos los tubing está llenos de 12, 3 PPGGEI. - Movimiento de sellos = 17, 85 pies (movimiento ascendente). -La simulación se realizó con 7000 PSI en la superficie un tratamiento de presión, presión axial SF =1,055. Movimiento de las focas = 15,63 pies (movimiento ascendente). Presión en el inferior = 14.635PSI. ¡La recomendación!</p>

Cuadro 16. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anular		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
MAASP	2000	650	Gas	0,7 dar	Gas	0,7 dar	Colapso	1,638	13584	-Simulación realizada teniendo en cuenta 2000 PSI en anular. -La carga de producción estaba teniendo en cuenta.	-Sellos de movimiento = 3, 80 pies (movimiento hacia abajo).

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 17. Resultados de *liner*

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4,5 " liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	2,194	14800	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -Asumiendo el 15% de desgaste.	

Cuadro 17. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación 4,5 " liner	-	-		Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,363	15535	-Liner puede ser evacuado por completo. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -Asumiendo el 15% de desgaste.		

Cuadro 17. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura 4,5 " liner (Tol @ 13.602 ft)	2950	8000	Fracturamiento gel	8,90	Mirador presión poro	2950 PSI	Estalló	0,837	14800	-Fractura a través de 4,5 " liner. -Presión de fractura en Tol = 14.300 PSI -Presión inferior @ 14.800 ft = 14.840 PSI -15% de desgaste. - 2.950 PSI como soporte de presión anular (presión miradora). -El factor de seguridad de ráfaga y triaxial no pasa el SF estándar -Máxima presión superficial fracturase4700 PSI.	

Cuadro 17. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 9-5/8 " liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,585	14305	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -No se suponía disminución de potencia en el liner.	
Evacuación 9-5/8 " liner	-	-								-Liner no se puede evacuar por completo. Es posible 80%. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se suponía disminución de potencia en el liner.	

Cuadro 17. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 11-3/4 " x 11-7/8" liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,651	5536	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -ninguna disminución de potencia en la casing.	
Evacuación 11-3/4 " x 11-7/8" liner	-	-	Compl. Fluido	8,41	Cola pso	8,41		1,112	11081	-La casing no se puede evacuar por completo. 50%. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se supuso ninguna disminución de potencia en la casing.	

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 18. Resultados del Revestimiento y *Liner* de Producción

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 4,5 " liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	2,194	14800	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -Asumiendo el 15% de desgaste.	
Evacuación 4,5 " liner	-	-		Compl. Fluido		8,41	Colapso	1,363	15.535,0	-Liner puede ser evacuado por completo. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -Asumiendo el 15% de desgaste.	

Cuadro 18. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura 4,5 " liner (Tol @ 13.602 ft)	2950	8000	Fracturamiento gel	8,90	Mirador presión poro	2950 PSI	Estalló	0,837	14800	-Fractura a través de 4,5 " liner. -Presión de fractura en Tol = 14.300 PSI -Presión inferior @ 14.800 ft = 14.840 PSI -Asumiendo el 15% de desgaste. -Con esos valores, el factor de seguridad de ráfaga y triaxial no pasa el SF estándar - máxima presión superficial durante fractura va a ser 4700PSI.	

Cuadro 18. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 9-5/8 " liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,585	14305	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -No se suponía disminución de potencia en el liner.	

Cuadro 18. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación 9-5/8 " liner	-	-	-	-	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,035	14305	-Liner no se puede evacuar por completo. Es posible 80%. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se suponía disminución de potencia en el liner.	

Cuadro 18. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 11-3/4" x 11-7/8" liner	3500	-	Compl. Fluido	8,41	Obm	7,00	Estalló	1,651	5536	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -No se supuso ninguna disminución de potencia en la casing.	

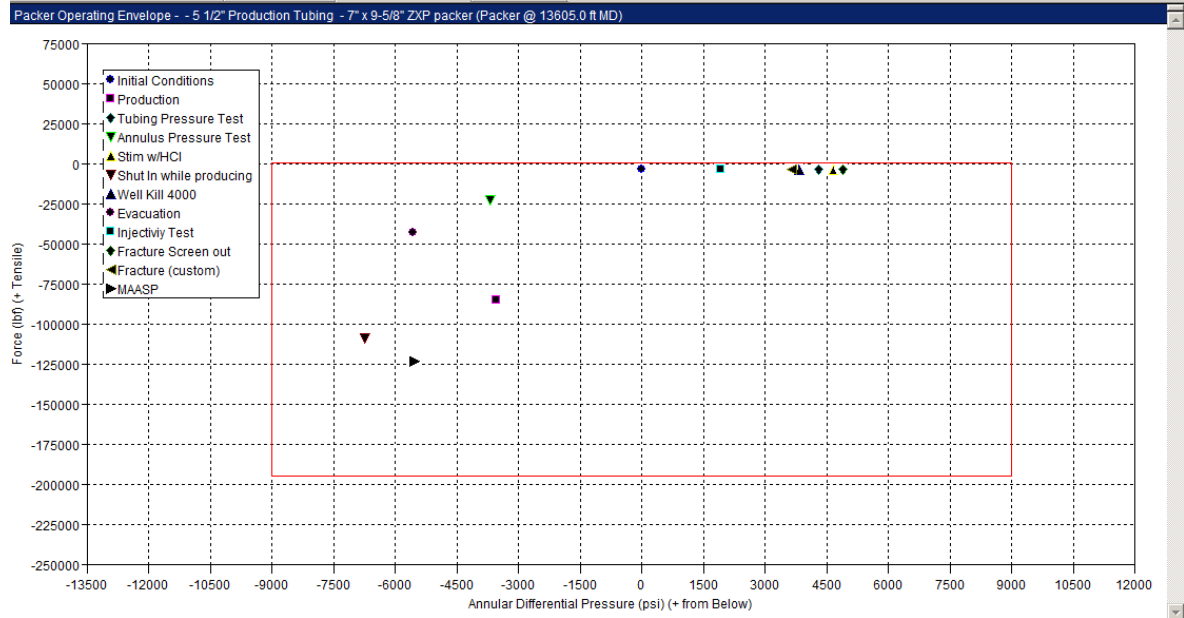
Cuadro 18. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación 11-3/4 " x 11-7/8" liner	-	-	Compl. Fluido			8,41	Colapso	1,112	11081	-La casing no se puede evacuar por completo. Es posible 50%. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se supuso ninguna disminución de potencia en la casing.	

Fuente: elaboración propia.

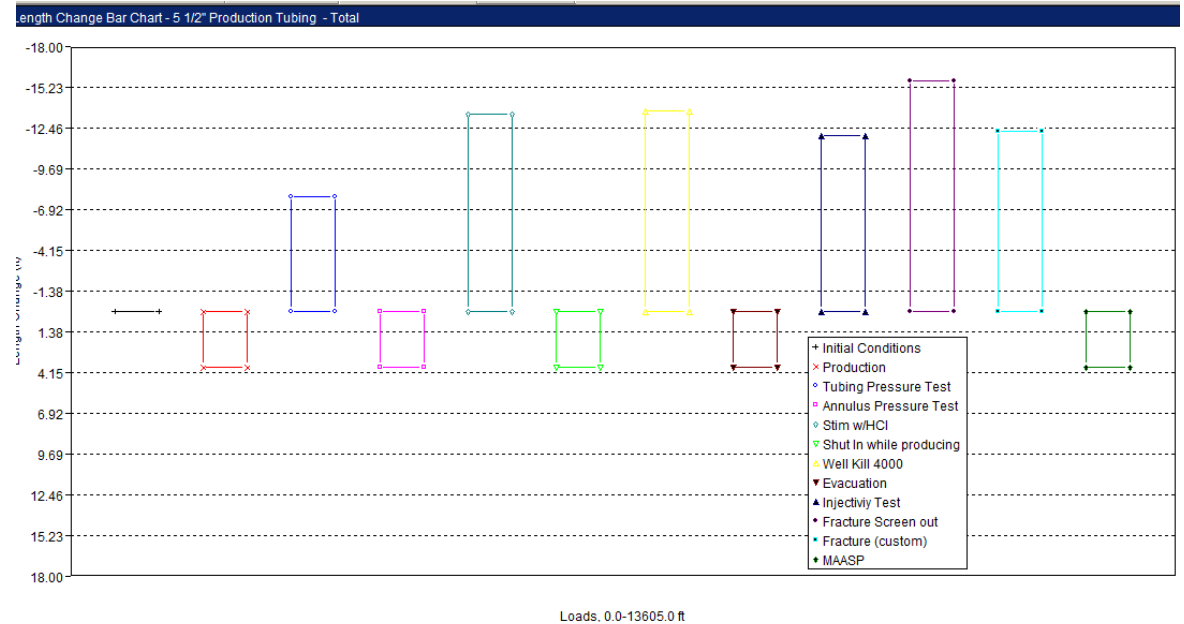
4.4.3 Resultados Gráficos

Gráfico 23. Envelope



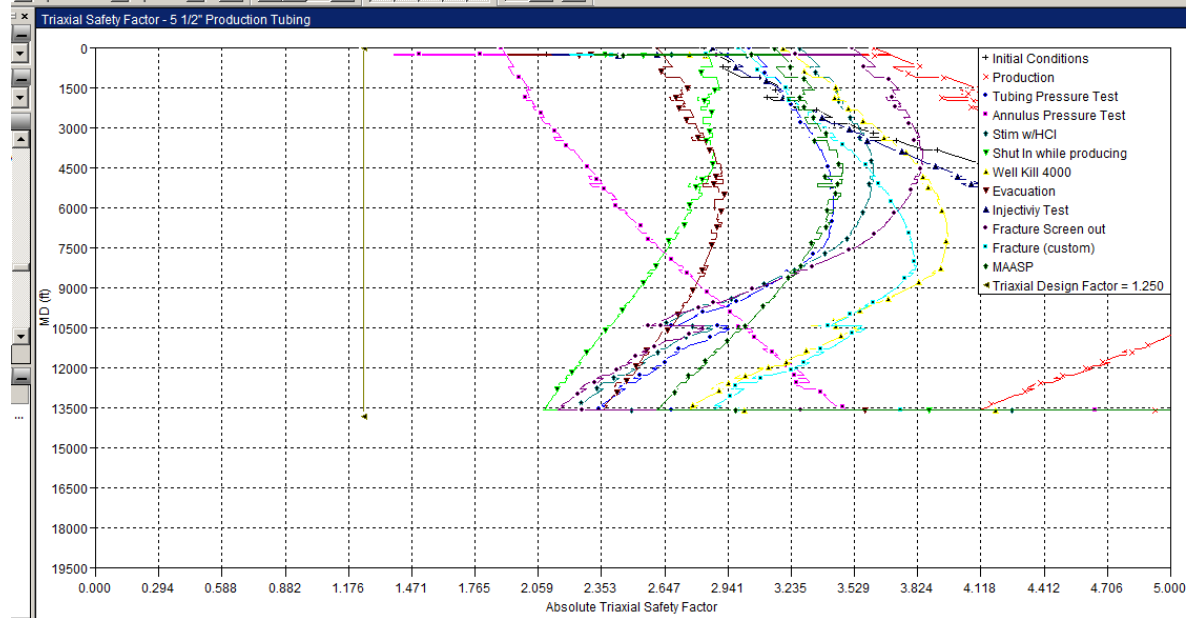
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 24. Movimiento sellos



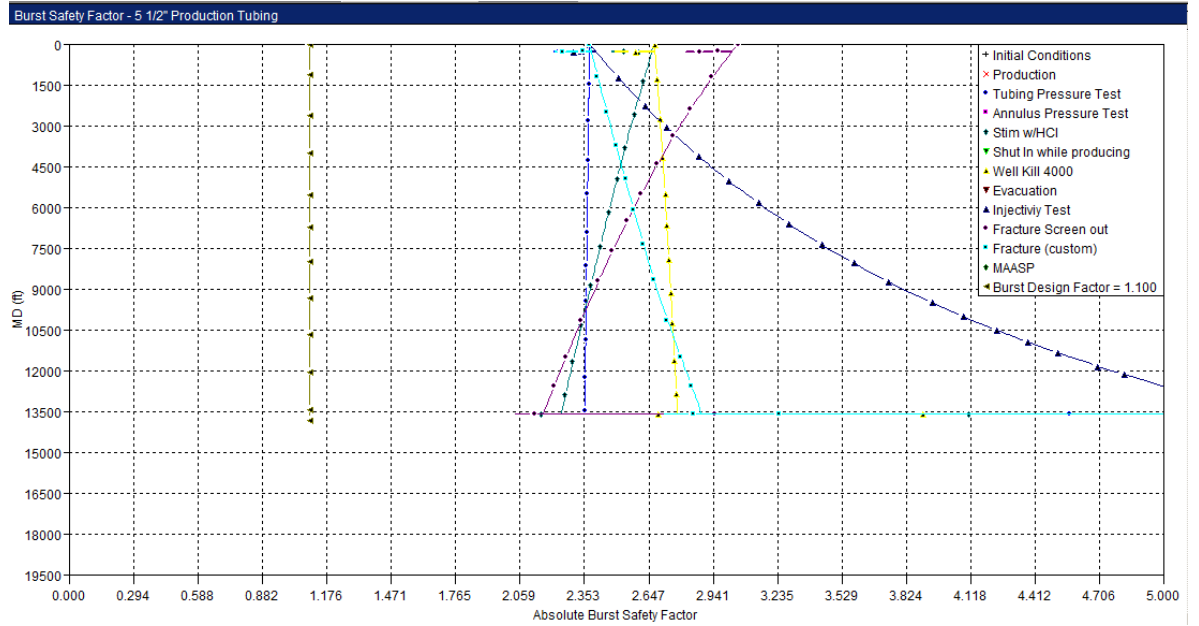
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 25. Factor seguridad triaxial



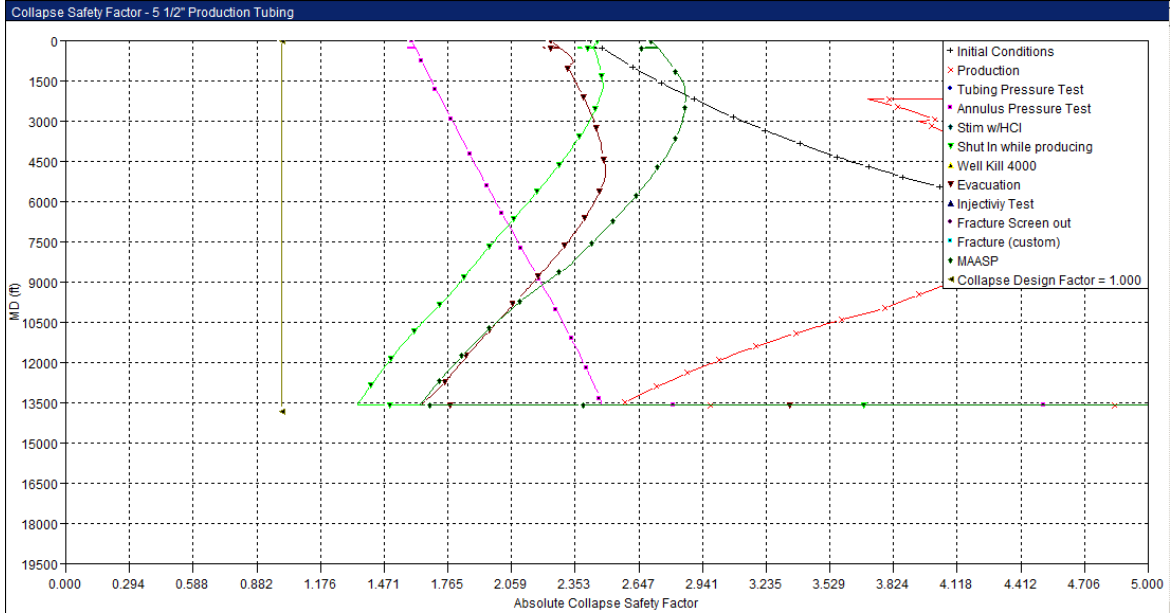
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 26. Factor estallido.



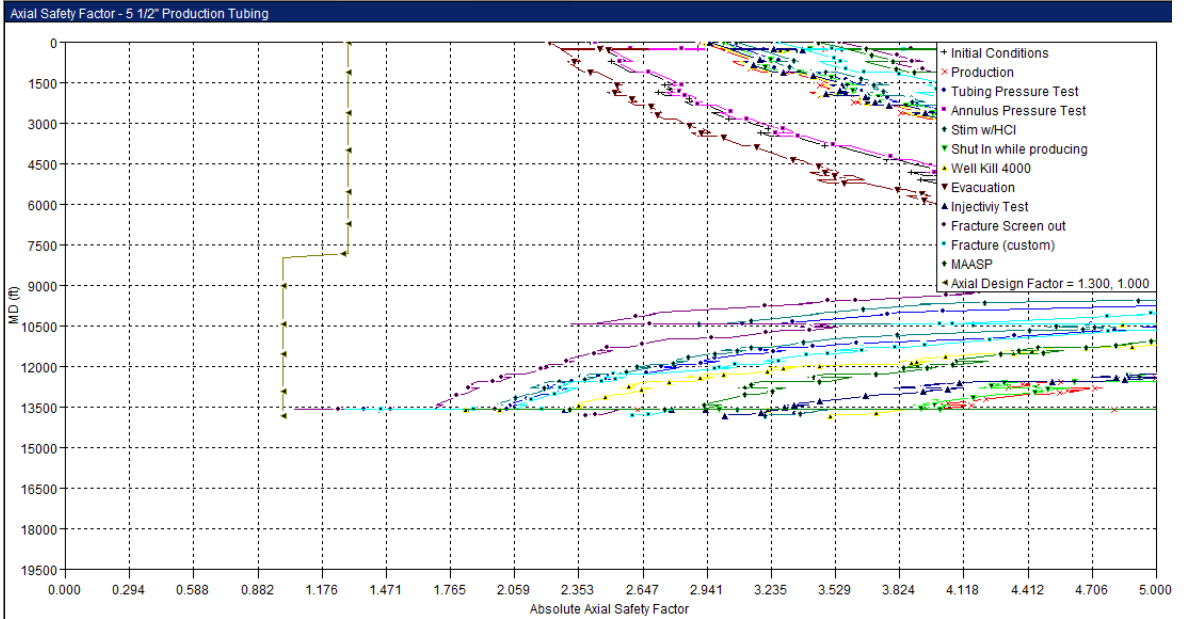
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 27. Factor colapso



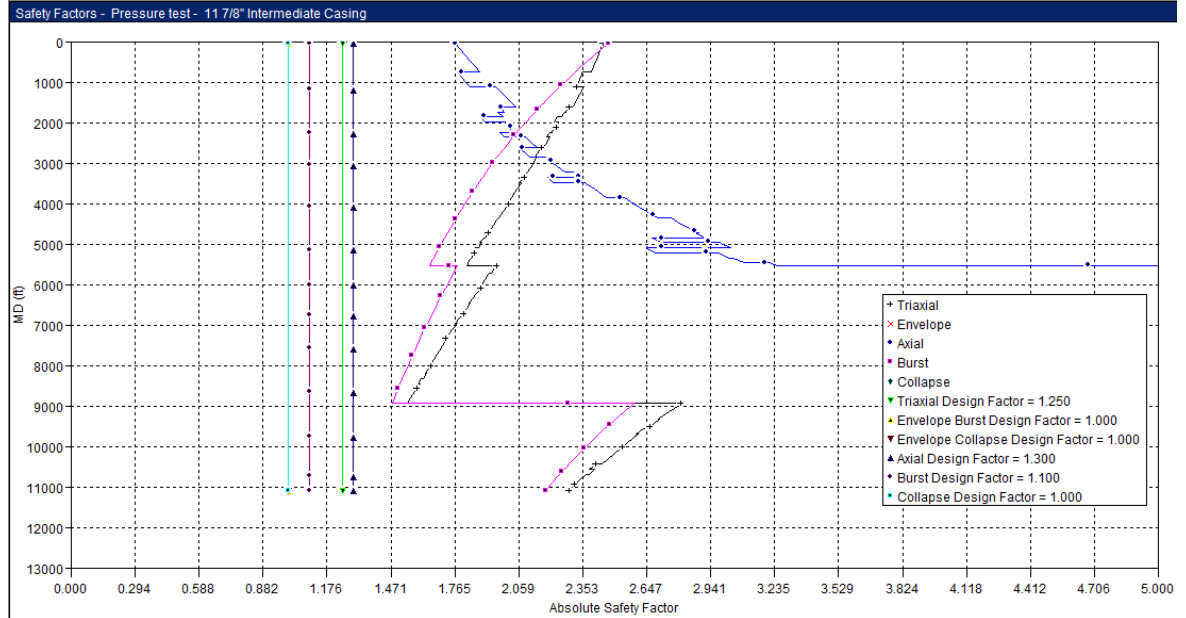
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 28. Factor axial



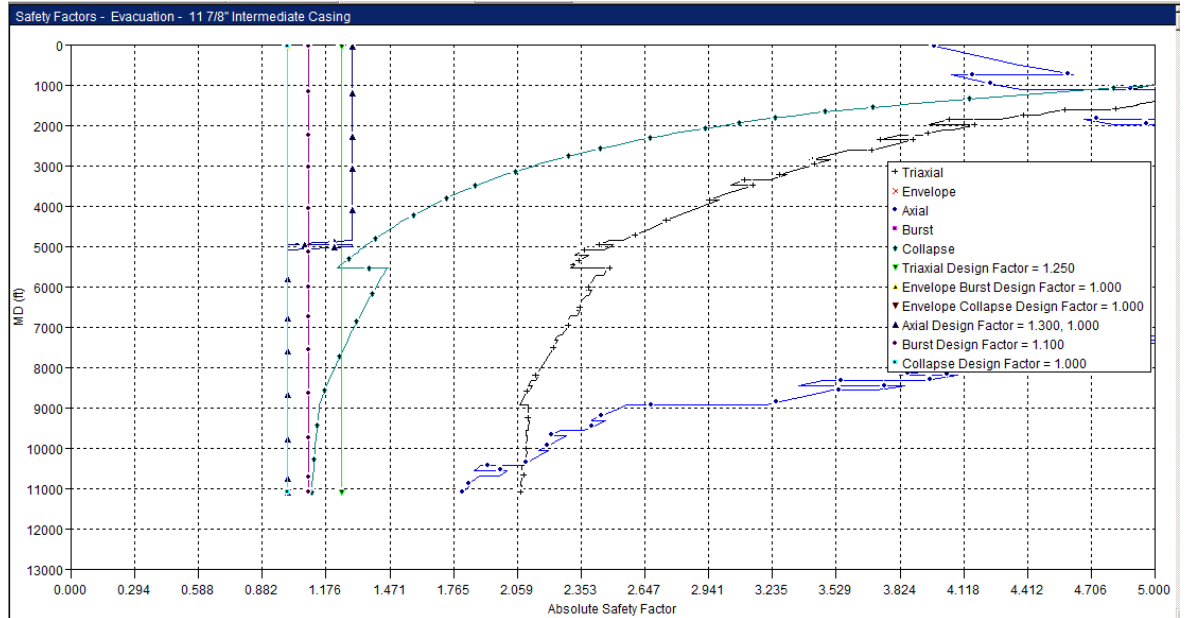
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 29. Factores con presión



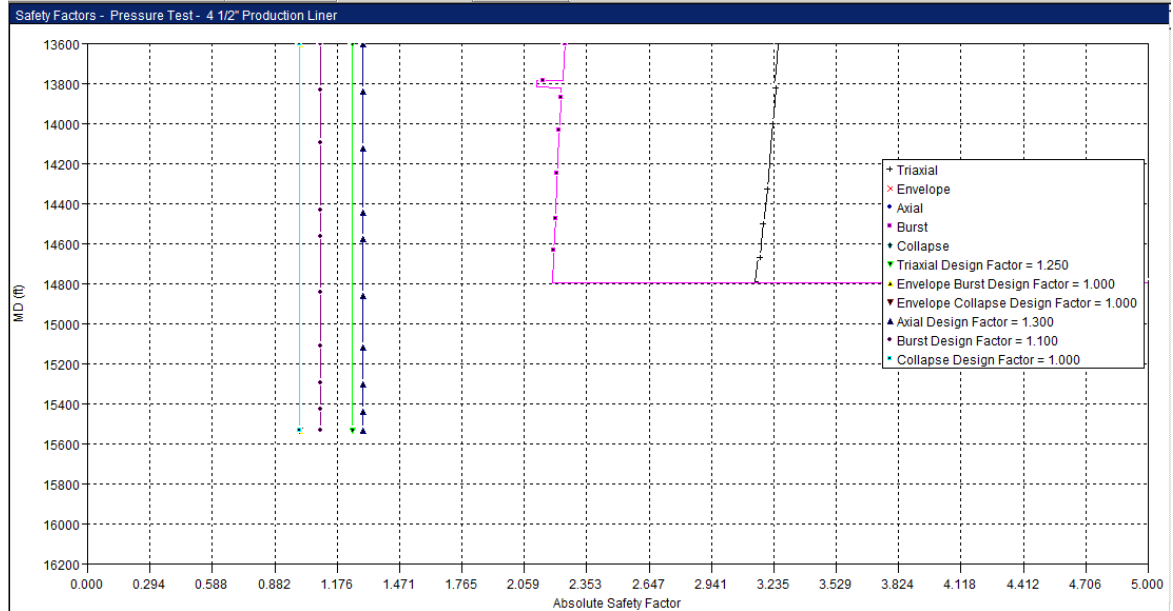
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 30. Factores con evacuación



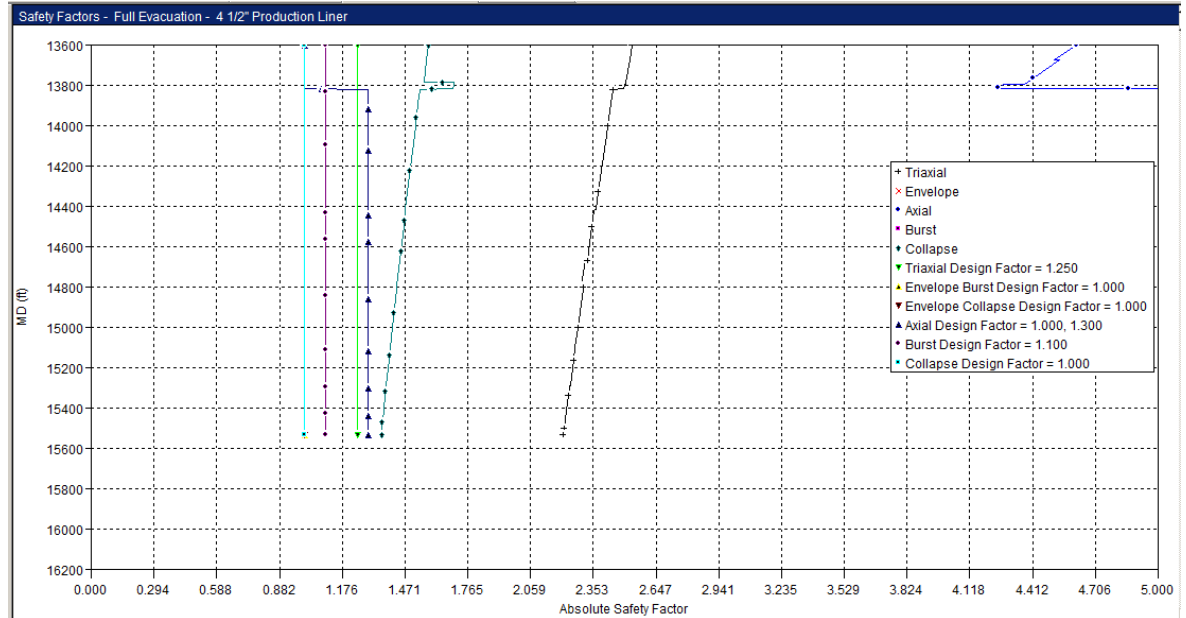
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 31. Factores con presión



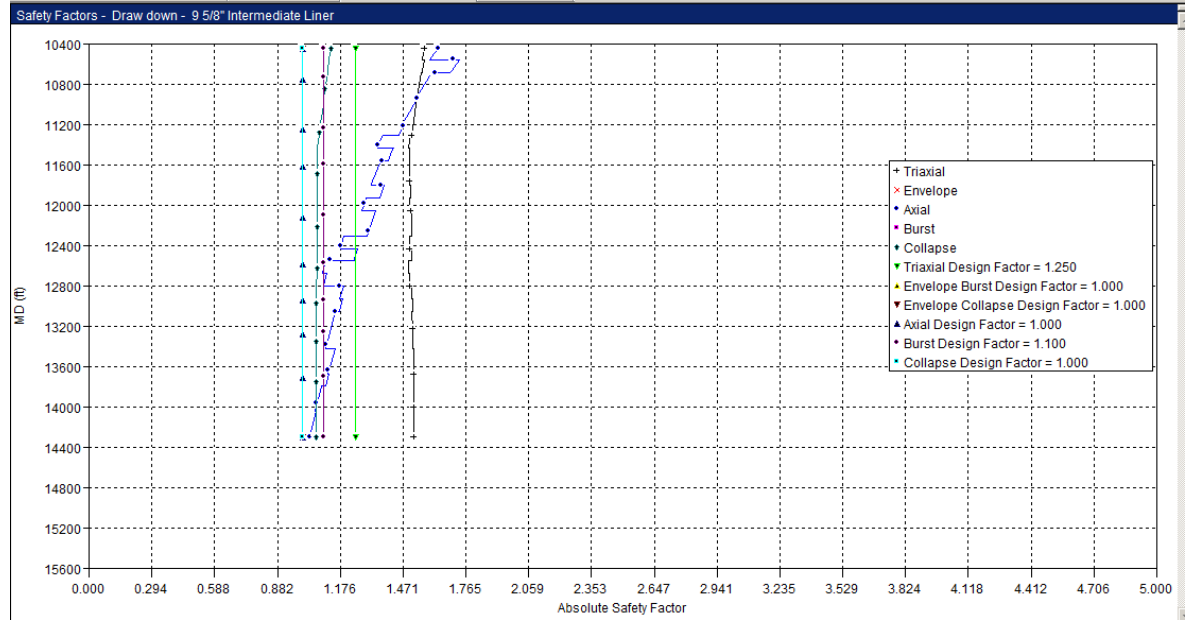
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 32. Factores con evacuación



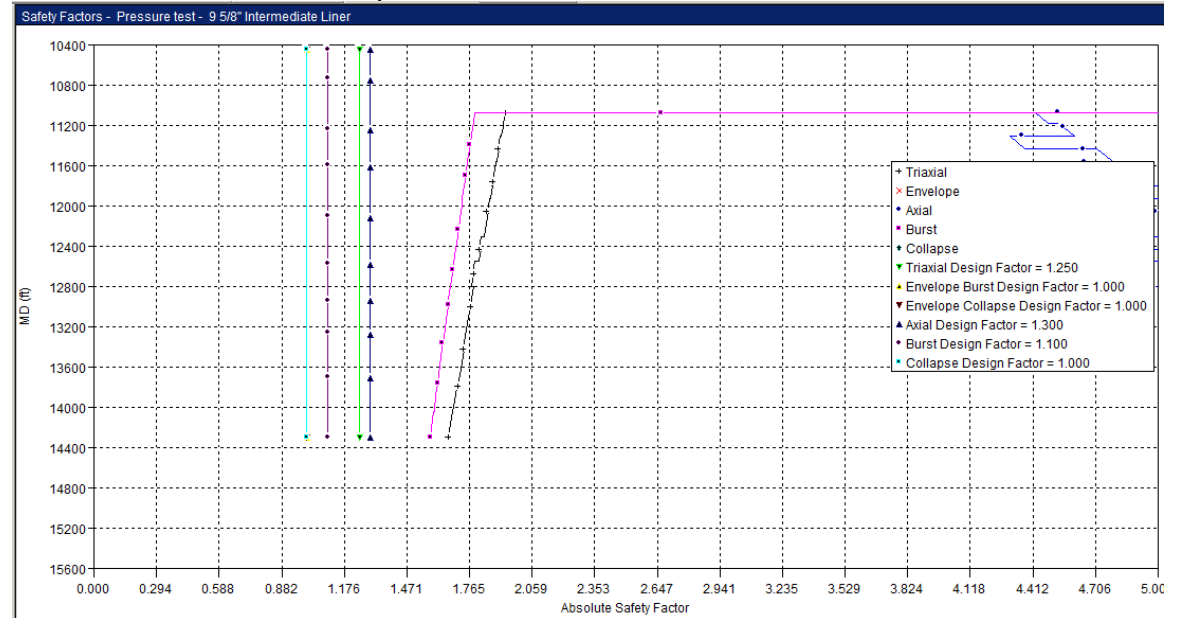
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 33. Factores con draw down



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 34. Factores con presion



Fuente: elaboración propia.

4.4.4 Análisis

- La prueba de presión máxima recomendada con agua en *tubing* y anular es:
 - Prueba de presión de *tubing*: 4.500 PSI. Máximo movimiento = 3,80ft (Hacia arriba) sin tapón.
 - Prueba de presión de la *casing*: 3.500 PSI. Máximo movimiento = 7,73ft (hacia abajo) sin tapón en el *tubing*.
 - La prueba de presión original fue de 4.000 PSI.OK
- Carga de producción simulada bajo parámetros esperados. OK.
 - Movimiento total = 3,4 ft (hacia abajo).
 - Información de producción: WHP: 650 PSI, WHT: 166 ° f, tasa de aceite: 176 bpd, tasa de gas: 51,806 MMSCFD, tasa de agua: 104Bpd.
- La presión recomendada para la estimulación con tratamiento de 8, 5 PPG HCl a 210 GPM (5 BPM) y 24 horas es: 4.000 PSI.
 - Sellos movimiento. t = 13,35 ft (movimiento ascendente)
 - Si durante el funcionamiento cambia la densidad del fluido, tasa o tiempo de estimulación es necesario hacer una nueva carga y análisis.
- Carga de fractura para tubería:
 - Presión superficial máxima: 8.000 PSI
 - Presión inferior con 8, 9 PPG gel = 13.168 PSI @ 14.550 ft.
 - Sellos movimiento = 12, 21 pies (movimiento ascendente).
 - Punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC nuevo VAM.
- Consideraciones tomadas en cuenta:
 - Gel de 8, 9 PPG.
 - Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - Caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13, 5 PSI/100 ft.

- Profundidad de perforaciones = 14.550 ft.
- Para *tubing*, esta carga pasa todo el sobre SF, de movimiento y de empacadores. OK.
- Para el *casing*, el *liner* de 4,5 " tiene la restricción para las operaciones de fractura (suponiendo 2.950 PSI como un Mirador presión). La máxima presión en la superficie va a ser 4.700 PSI.
- Para la carga *screen out* de fractura (tubería):
- Presión superficial máxima: 7.000 PSI
- Presión inferior con 12, 4 PPG gel = 14.635 PSI @ 14.550 ft.
- Movimiento de sellos = 15, 63 pies (movimiento ascendente).
- Punto más débil = punto más débil = 5 1/2 " 20 # SC nuevo VAM. @13.602ft.
- Consideraciones tomadas en cuenta:
 - ✓ Gel de 12, 4 PPG (suponiendo que todos los *tubing* con gel)
 - ✓ Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - ✓ caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13, 5 PSI/100 ft.
 - ✓ Perforaciones de profundidad = 14.550 ft
- MASSP está bien. La carga MASSP estaban simulados con 2.000 PSI en el anillo durante carga de producción.
- La evacuación del *tubing* es posible totalmente. OK.
- *Liner* 9-5/8 " no se puede evacuar por completo. 80% de total evacuación.
- *Liner* 4,5 " puede ser evacuado total. *Liner* estaba disminuyendo el 15%.
- Para cualquier operación adicional que no se incluya en este análisis se ha recomendado realizar un análisis para esta condición.
- A menos de que en frente del *liner* de producción no se valide que hay un soporte de presión, se recomienda de acuerdo a simulación sólo tener la posibilidad de tener una máxima WHP de 4700 psi en el escenario de estimulación de alta presión, la limitación se encuentra regida por la presión de poro puesto que es muy baja para Mirador.
- Dentro de la evaluación de los registros, se recomienda lo siguiente: Se dispone

de un USIT 10053-10430 ft, 10188-13581 ft para *casing* de 9 5/8" con buena adherencia en general. A partir de la evaluación del registro se observa una buena amplitud para el *casing* a la profundidad de interés, sin embargo, se observan líneas de tubería continuas desde 14530 hasta 14610. Podría deberse a un microanular y posiblemente la herramienta no estaba bien centralizada reportando baja amplitud. Se observa que el GR es muy plano en la zona donde se observan las líneas de tubería. No hay presencia de onda Chevron. En términos generales se ve en buena condición. Se recomienda toma de USIT.

- Se recomienda evaluar el cemento en el *liner* de producción con el objetivo de validar el soporte de las cargas durante las operaciones de estimulación de alta presión, del mismo modo, evaluar el cemento mínimo a una profundidad por encima del tope del *liner* de producción de tal manera que cuando se interprete, se valide que efectivamente el cemento dará soporte al *liner* en cuanto a las cargas a las que podría estar expuesto.
- Teniendo en cuenta el límite de presión máxima de 4700 psi y en base al registro de cementación se avala un soporte adicional en cuanto a presión, entonces se recomendaría validar con un registro de integridad el valor simulado de desgaste de la tubería de producción y volver a realizar la simulación en WellCat.
- Se recomienda validar conexiones a nivel de la válvula de subsuelo con el fin de confirmar soporte de presión durante las operaciones de estimulación de alta presión.
- Para cualquier otra operación, que no esté contemplada dentro de las simulaciones realizadas, se recomienda realizar de nuevo simulación bajo las condiciones operativas estimadas.
- Cualquier cambio sobre las condiciones operativas evaluadas, cambiara las simulaciones y deberán ser corridas nuevamente para evaluar las nuevas condiciones.

4.5 Pozo 5

4.5.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento)

Pozo perforado y completado en octubre de 2000 sobre las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe. Inicialmente se produjeron las formaciones Barco y Guadalupe evidenciando severos depósitos de *scale* dando lugar a trabajos de limpieza de tubería y de perforados, debido al incremento en el corte de agua, en junio de 2002, 1 ft en Mirador tuvo que ser cañoneado para que promoviera el levantamiento de los líquidos.

Como estrategia de yacimientos, se realizó aislamiento total del Mirador en el 2011 mediante cementación remedial. El pozo quedó únicamente produciendo de Barco y Guadalupe hasta su posterior muerte por falta de capacidad de levantamiento.

Árbol de Navidad de 7 1/16" 5 Kpsi
Registros Eléctricos destacados:

- Sep-2000. USIT-CBL a través del *liner* de 9 5/8".
- Sep-2000. USIT-CBL a través del *liner* de 7".

El pozo esta completado con PBR, tubería de producción de 7" 32# L-80 y *liner* de producción de 7" 32# L-80.

Esquemático pozo 5 ver anexo F.

Tabla 26. Información del yacimiento

FORMACIÓN	TOPE MD FT	BASE MD FT	PRESIÓN (PSI)	TEMP (°F)
Mirador	14555	14937	2970 +/- 100 PSI	260

Fuente: elaboración propia.

Tabla 27. Información del *casing*

CASING / COMPONENTES / CROSSOVERS		
	Rating estallido	Rating colapso
<i>casing</i> de superficie 20	2,320	770
<i>casing</i> de producción 11 3/4 "	8,750	4,470
<i>casing</i> de producción 11 3/4 "	8,750	5,800
Líner de producción 9 5/8 " P	10,900	7,950
7 manga de ajuste Hr	7,272	3,873
<i>liner</i> 7 L-80 32 lb/ft	9,060	8,610

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 17. Información del Completamiento

DESCRIPCIÓN	SUPPLIER	TOP DEPTH (FT)	MANUFACTURER'S DATA				
			BURST RATING (PSI)	COLLAPSE RATING (PSI)	LENGTH (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)
TC-1A-EMS TUBING HANGER	FMC	34.22	10,000	10,000	0.83	6.245	13.625
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM - 2 Joints		35.26	9,060	8,610	10.89	6.094	7.000
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		46.15	9,060	8,610	228.35	6.094	7.000
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		274.50	9,060	8,610	8.09	6.094	7.000
TRSCSSVBAKER MODEL TSME-6'	BAKER	282.59	14,283	13,492	8.25	5.950	9.210
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		290.84	9,060	8,610	5.76	6.094	7.000
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		296.60	9,060	8,610	13448.21	6.094	7.000
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		13744.81	9,060	8,610	8.06	6.094	7.000
SCHLUM. PERMANENT SRO GAGE MANDREL	SLB	13752.87	9,000	9,000	9.81	5.960	8.344
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM		13762.68	9,060	8,610	4.69	6.094	7.000
Cross over Sub, 7" New Vam x 7" Vam Top		13767.37	9,060	8,610	8.01	6.094	7.790
190-72 x 25 FT (7.25"OD) SEAL ASSEMBLY		13775.38	9,060	8,600	25.99	6.094	7.250
BOTTOM OF MULE SHOE		13801.37					

Cuadro 17. (Continuación)

DESCRIPCIÓN	SUPPLIER	TOP DEPTH (FT)	MANUFACTURER'S DATA				
			BURST RATING (PSI)	COLLAPSE RATING (PSI)	LENGTH (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)
HR SETTING SLEEVE w/7.25" ID x 25 ft TIEBACK EXTENSION	BAKER	13782.00	7,272	3,873	27.65	7.250	8.250
CEMENTING PBR	BAKER	13809.65	9,060	8,600	9.27	6.026	8.256
7" x 9-5/8" 'SDD' LINER HANGER	BAKER	13818.92	9,060	8,600	5.50	6.070	7.100
7" 32 lb/ft 13% Cr LINER		13824.42	9,060	8,610	2163.58	6.094	7.000
		15988.00					

Fuente: Handover.

Tabla 27. Ensamblaje de Sellos PBR

PBR-Seal ASSY:	Empresa	Baker	WEG situado (ft-MD BRT) (Guía de entrada de Wireline)	13,801
	PBR Bore tamaño	7,25"	espacio fuera	5.71 ft por encima
Presión de prueba (PSI)	Annulus	4,000	Internamente	4,500

Fuente: Handover

Tabla 28. Pruebas de presión realizadas

Prueba de presión del <i>tubing</i> (WhP PSI)	4.500	Contra profundidad	15.474 ft MD
Tipo de fluido de tubería	Agua	Peso (PPG)	8,34
Prueba de presión anular (WhP PSI)	4.000		
Tipo de fluido anular	Agua	Peso (PPG)	8,34
Tipo de fluido <i>liner</i>	Formato de sodio	Peso (PPG)	8,34

Fuente: Entrega.

4.5.2 Resultados de la simulación.

- Presión de prueba de superficie: 8000 psi
- Intervalo a fracturar: 14713 – 147 ft
- Fluido de fractura: Base agua (8.9 ppg)

Cuadro 19. Pozo 5

POZO 5		
Para P5 Se debe simular considerando como tasa total la última prueba de producción del pozo $q_g=26$ Mscfd + el esperado por la fractura según los rangos.		
Incremento de producción gas (Mscfd)		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
6,2	13,0	21,2
OGR inicial(1/Gor) STB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
0,58	1,20	3,06
WGR inicialSTB/MSCF		
Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
5	3,0	2

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 20. Resultados de la Tubería de Producción

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión anular	3.500	-	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Triaxial	1,305	291,0	-Prueba anular, con fluido de terminación en tubing. -Punto más débil = 5 1/2 " válvula de seguridad Baker. -No se asumió la disminución de potencia.	Test @ presión requerida. Movimiento total = 1,00 ft (hacia abajo)
Prueba de presión de tubing	-	4.500	Compl. Fluido	8,41	Compl. Fluido	8,41	Estalló	1,328	291,0	-Tubing de prueba, con fluido de terminación en tubing. -Punto más débil = 5 1/2 " válvula de seguridad Baker.	Test @ presión requerida. Movimiento total = 5, 07 pies (hacia arriba)

Cuadro 20. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Producción	-	650	Gas	0,7 dar	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,382	13.602,0	-0, 7 GE de producción de gas. -Perforaciones @ 14,713 ft -Producción: 0 bopd; 100bwpd; 21,2Mmscfd -Temperatura en la parte inferior = 265 ° f. -Punto más débil = 7, 25 " Junta de sellado	-Ejecución de carga con parámetros de producción esperados. -Movimiento total = 1 ft (hacia abajo)
stimulación w/HCl	-	4.000	Hcl	8,5	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,506	13.676,0	- Velocidad de bombeo = 210 gpm. -Perforaciones @ 14,713 ft -Punto más débil = 7, 25 " ensamble de sello	-T perfil se toma del módulo de producción, la carga de estimulación. -Sellos movemen. t = 11, 84 pies

Cuadro 20. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación de tubing	-	-	Compl. Fluido	8,4	Compl. Fluido	8,41	Colapso	1,266	13.780,0	-Carga simulando evacuación total. -Soporte annulus = 8, 41 PPG fluido de terminación. -Punto más débil = 7, 25 " ensamble de sello	-Evacuación teniendo en cuenta la evacuación total hasta la parte inferior del tubing de terminación. -Movimiento de sellos = 1 ft (movimiento hacia abajo)

Cuadro 20. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fracturar	3.500	8.000	Fracturamiento gel	8,9	Compl. Fluido	8,41	Axial	1,323	13.676,0	-Carga de fracturación con 8, 9 PPG (gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 14,713 ft. -Caída de presión friccional = 13, 5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta un 3,996 " ID de 4- 1/2" liner. -Presión inferior @ 14.713 ft = 14.331 PSI. -Punto más débil = 7, 25 " ensamble de sello	-Fractura de carga simulada con 8,9 PPG gel con 13,5 PSI/100 ft de caída de presión por fricción. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Movimiento de sellos = 10, 64 pies (movimiento ascendente).

Cuadro 20. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL <i>TUBING</i>											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del <i>tubing</i> (PSI)	Fluido de <i>tubing</i>		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Sreen de fractura	3.500	8.000	Fracturamiento gel	12,3	Compl. Fluido	8,41	Triaxial	1,112	13.676,0	-Screen de fractura simulada con todos los <i>tubing</i> con 12, 4 PPG (gel). -Tasa de inyección = 40 BPM -Profundidad de perforación = 14,713 ft. -Presión en la parte inferior = 16.893 PSI - presión friccional = 13, 5 PSI/100 ft, teniendo en cuenta un 3,996 " ID de 4- 1/2" <i>liner</i> . -Punto más débil = 7, 25 " ensamble de sello	- <i>tubing</i> está lleno de 12, 3 PPG gel. -T perfil se toma del módulo de producción, carga de la fractura. -Movimiento de sellos = 14, 45 pies (movimiento ascendente). - 7.200 PSI en presión, presión triaxial = 1,259. Movimiento de sellos = 13, 14 pies (movimiento ascendente). Presión en el inferior =16.077PSI.

Cuadro 20. (Continuación)

LOS RESULTADOS DEL TUBING											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Factor de seguridad crítico			Descripción carga en software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
MAASP	800	650	Gas	0,7 dar	Gas	0,7 dar	Axial	1,267	13.676,0	-Simulación realizada teniendo en cuenta 800 psi en anular. -La carga de producción estaba teniendo en cuenta. -Punto más débil = 9-5/8 " x 7" ZXP Packer	- Sellos de movimiento = 1,00 ft (movimiento hacia abajo).

Cuadro 21. Resultados del Revestimiento y *Liner* de Producción

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Crítico de seguridad FAcar			Descripción las cargas en Software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 7 " <i>liner</i>	3.500	-	Compl. Fluido	8.41	Obm	7.00	Estalló	1.600	15.9 77.0	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular. -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). No se asumió ningún desgaste	
Evacuación 7 " <i>liner</i>	-	-		Compl. Fluido		8.41	Colapse	1.209	15.9 78.0	- <i>Liner</i> no se puede evacuar por completo (90%). -Suponiendo complet. Fluido mediante <i>liner</i> . -No se asumió desgaste.	

Cuadro 21. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Crítico de seguridad FAcar			Descripción las cargas en Software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Fractura 7 " delineador (Tol @ 13.782 ft)	2.900	8.000	Fracturamiento gel	8.90	Mirador presión poro	2900 PSI	Estalló	0.720	15.9 76.0	-Fractura a través de revestimiento de 7". -Presión de fractura en Tol = 14.378 PSI -Presión inferior @ 15.976 ft = 15.387 PSI -Asumiendo 2.900 PSI como soporte de presión anular (presión miradora). - factor de seguridad de ráfaga y triaxial no pasa el SF estándar. Máxima presión superficial durante la fracturación 3.500PSI (instalado casing @ 14.900 ft, sólo mirador será fracturado)	

Cuadro 21. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Crítico de seguridad FAcar			Descripción las cargas en Software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 9-5/8 " liner	3.500	-	Compl. Fluido	8.41	Obm	7.00	Estalló	1.533	14.5 36.0	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (odo deteriorado). -No se suponía disminución de potencia en el liner.	
Evacuación 9-5/8 " liner	-	-		Compl. Fluido		8.41	Axial	1.002	13.6 76.0	-Liner no se puede evacuar por completo. Es posible 50%. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se suponía disminución de potencia en el liner.	

Cuadro 21. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Crítico de seguridad FAcar			Descripción las cargas en Software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Prueba de presión 11-3/4 " x 11-7/8" liner	3.500	-	Compl. Fluido	8.41	Obm	7.00	Estalló	1.539	6.68 8.0	-Prueba de presión @ 3500 PSI (prueba de terminación anular). -Considerando el peor escenario = fluido anular: 7 PPG (lodo deteriorado). -No se supuso ninguna disminución de potencia en la casing.	

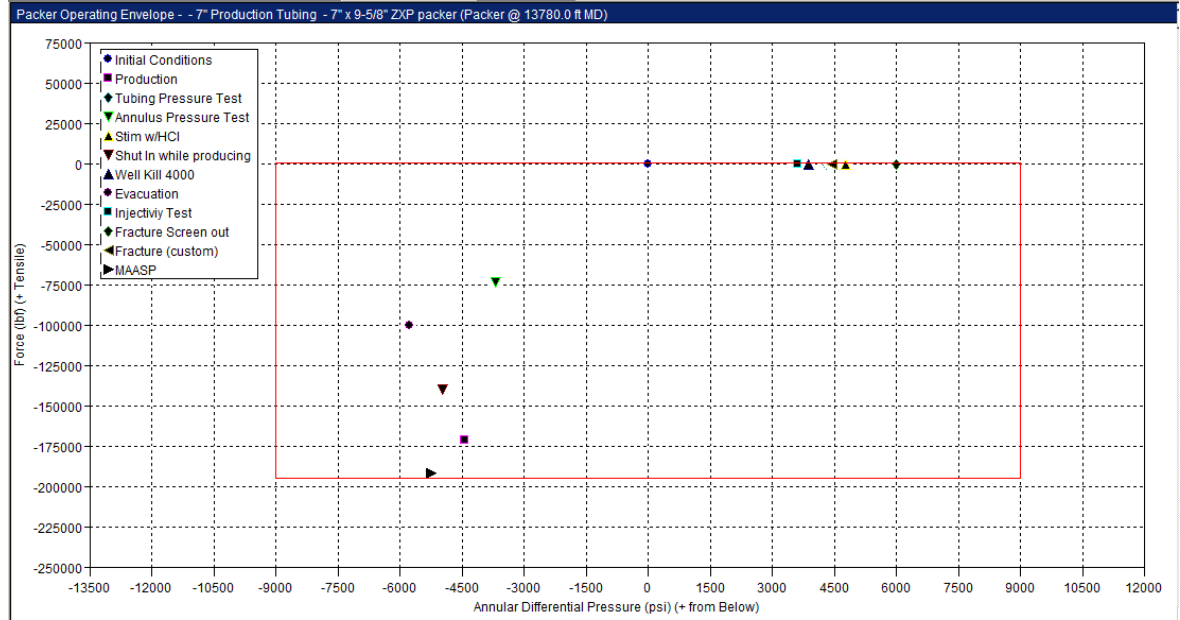
Cuadro 21. (Continuación)

CASING & RESULTADOS DE LINER											
Cargas	Presión anular (PSI)	Presión del tubing (PSI)	Fluido de tubing		Fluido de Anulus		Crítico de seguridad FAcar			Descripción las cargas en Software wellcat	Descripción la carga
			Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor (PPG)	Nombre	Valor	Profundidad (ft)		
Evacuación 11-3/4 " x 11-7/8" liner	-	-		Compl. Fluido		8.41	Colapso	1.035	13.0 90.0	-La casing no se puede evacuar por completo. Es posible 55%. -Mezclar el agua y el cemento como soporte de presión de Anulus. -Suponiendo complet. Fluido mediante liner. -No se supuso ninguna disminución de potencia en la casing.	

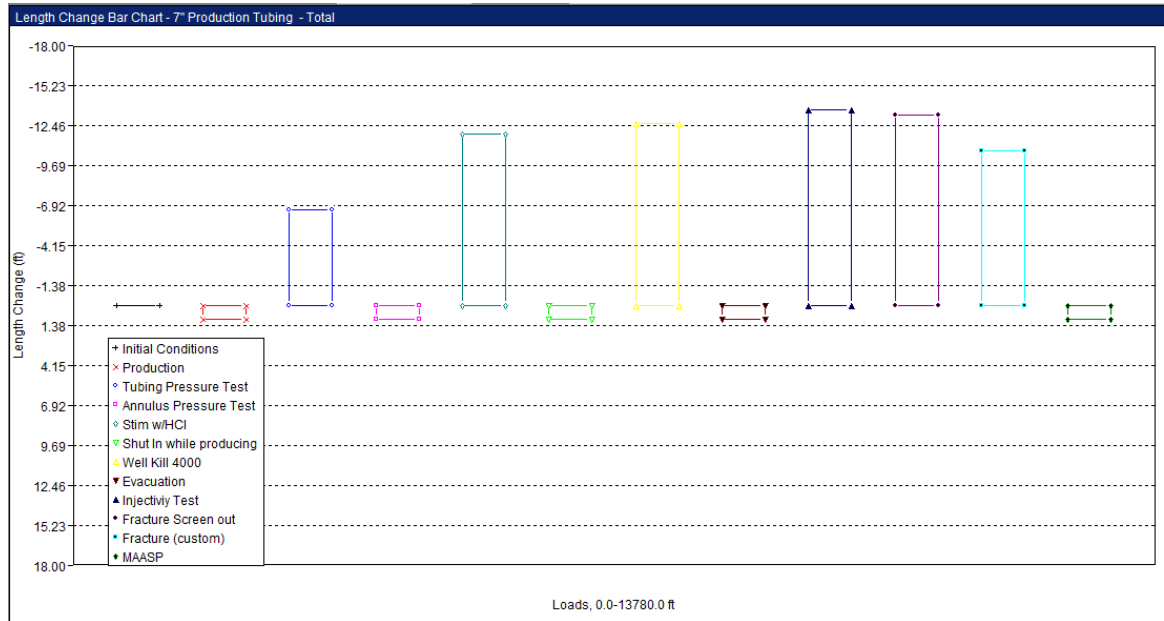
Fuente: elaboración propia.

4.5.3 Resultados Gráficos

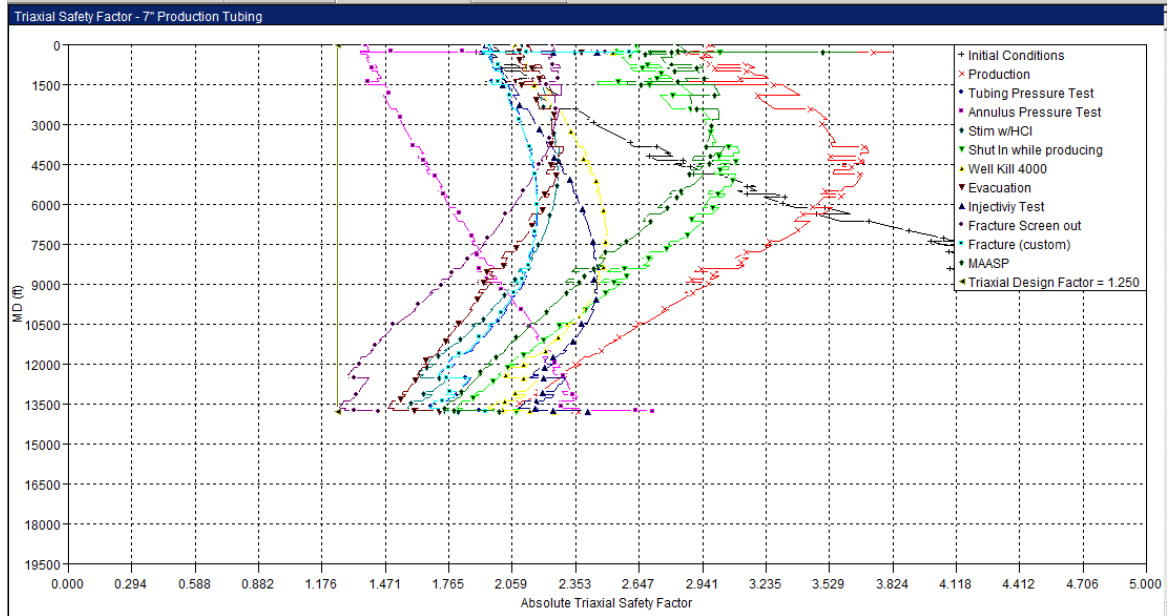
Gráfica 35. Envelope



Gráfica 36. Movimiento de sellos

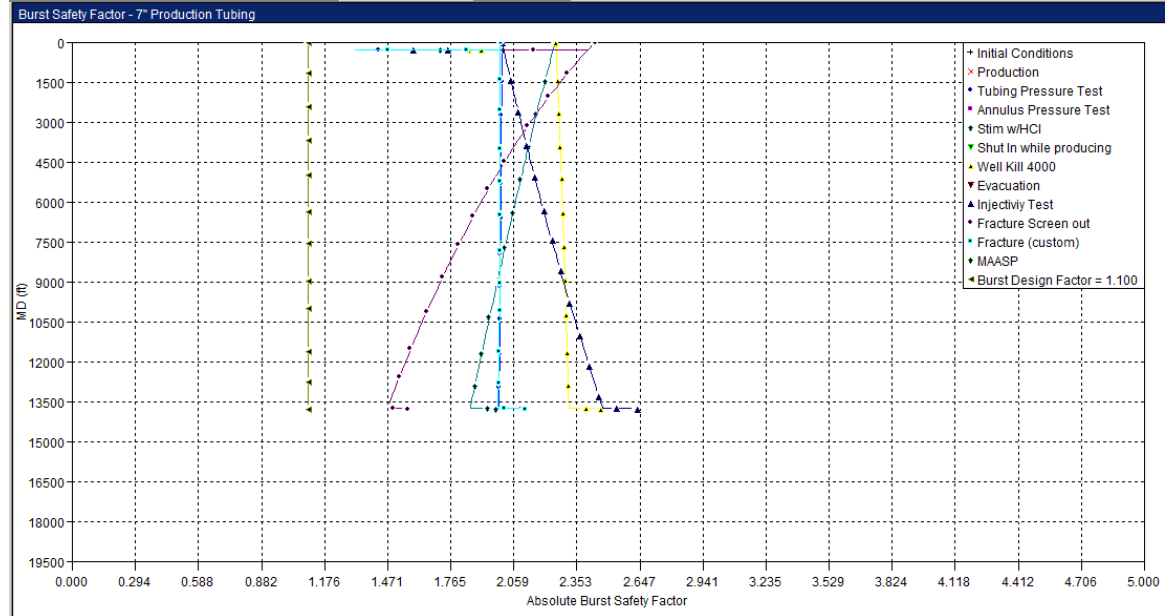


Gráfica 37. Factor triaxial



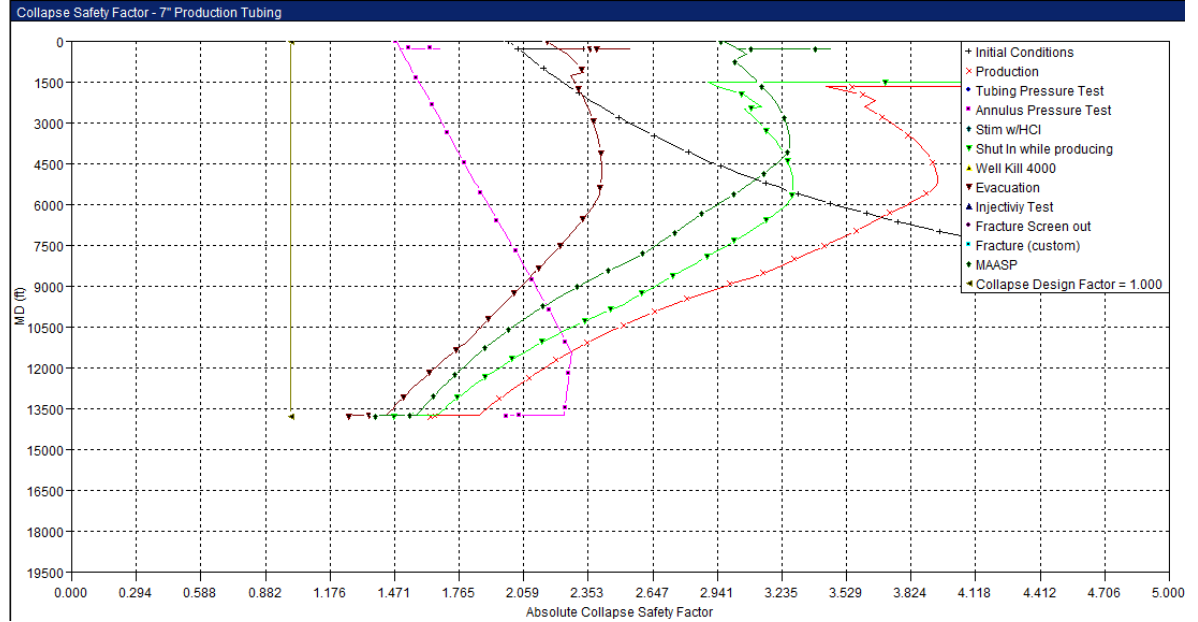
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 38. Factor estallido



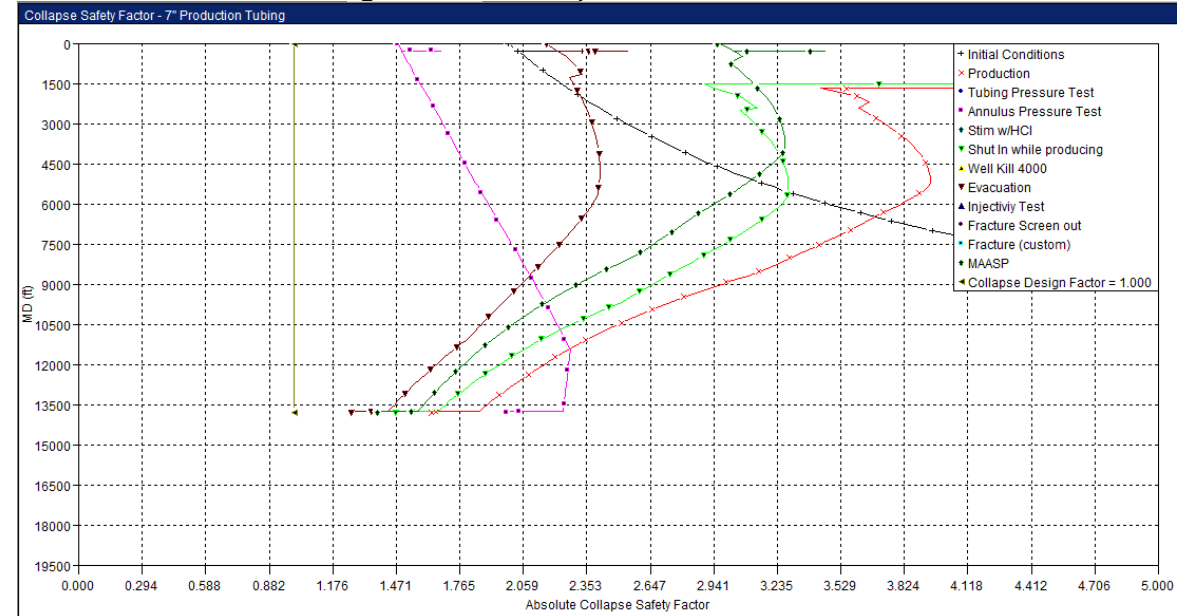
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 39. Factor colapso



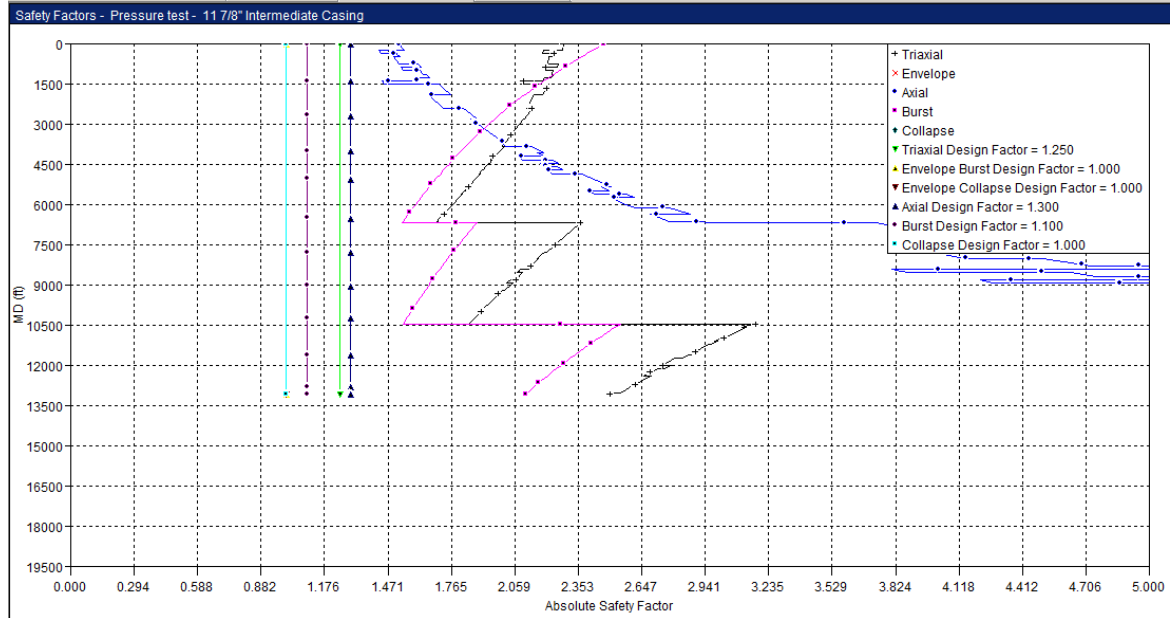
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 40. Factor de seguridad de colapso



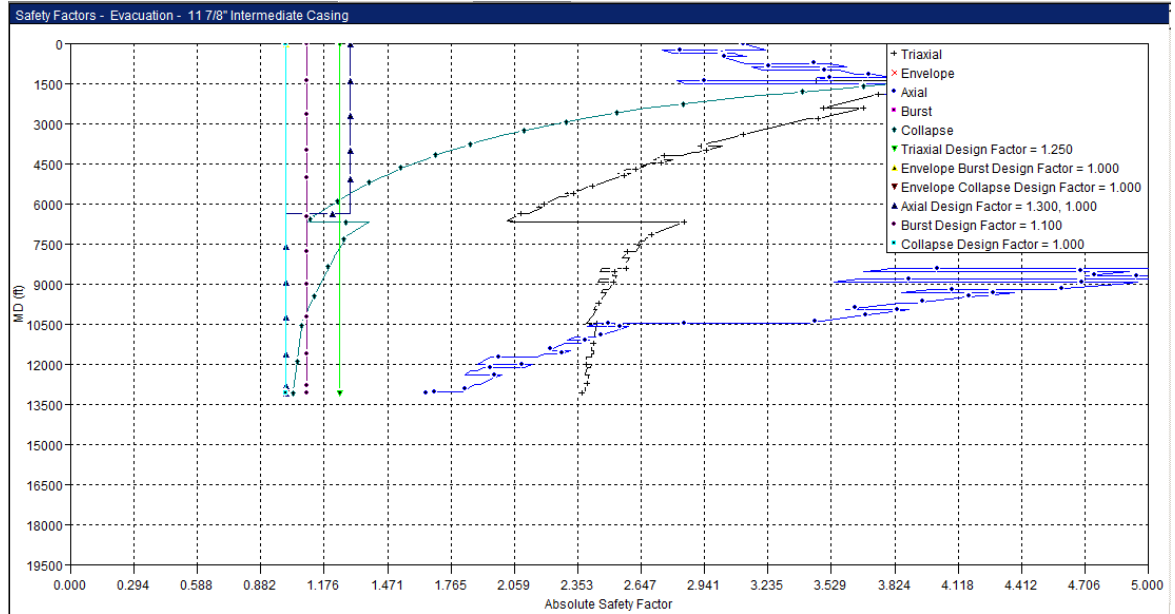
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 41. Factores con carga presión



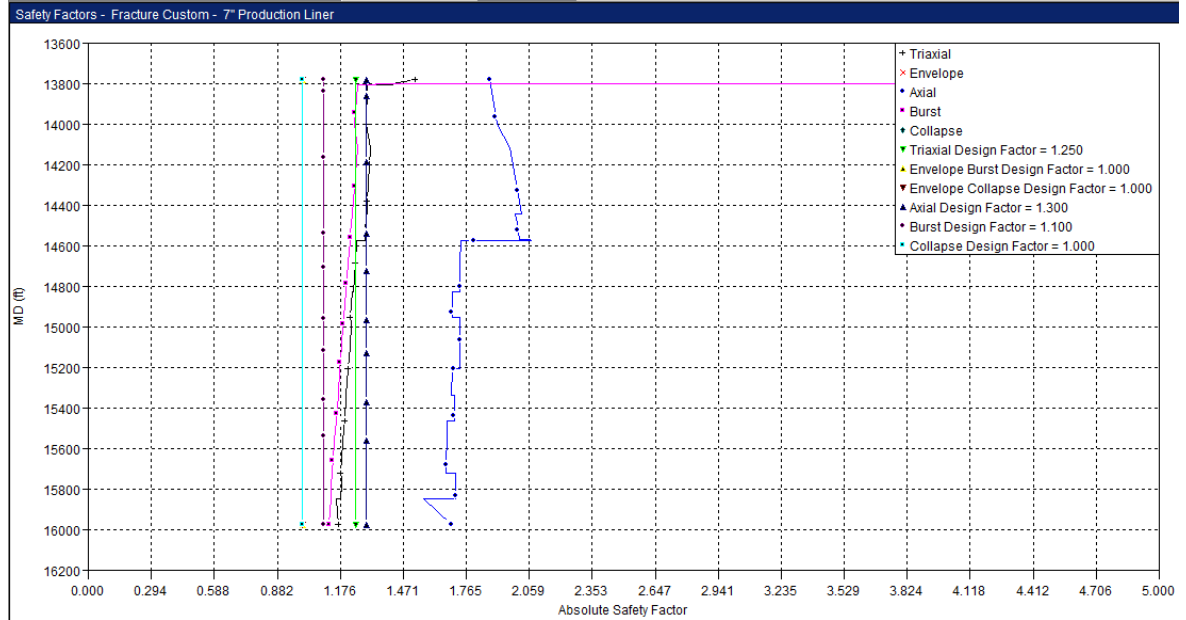
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 42. Factores con evacuación



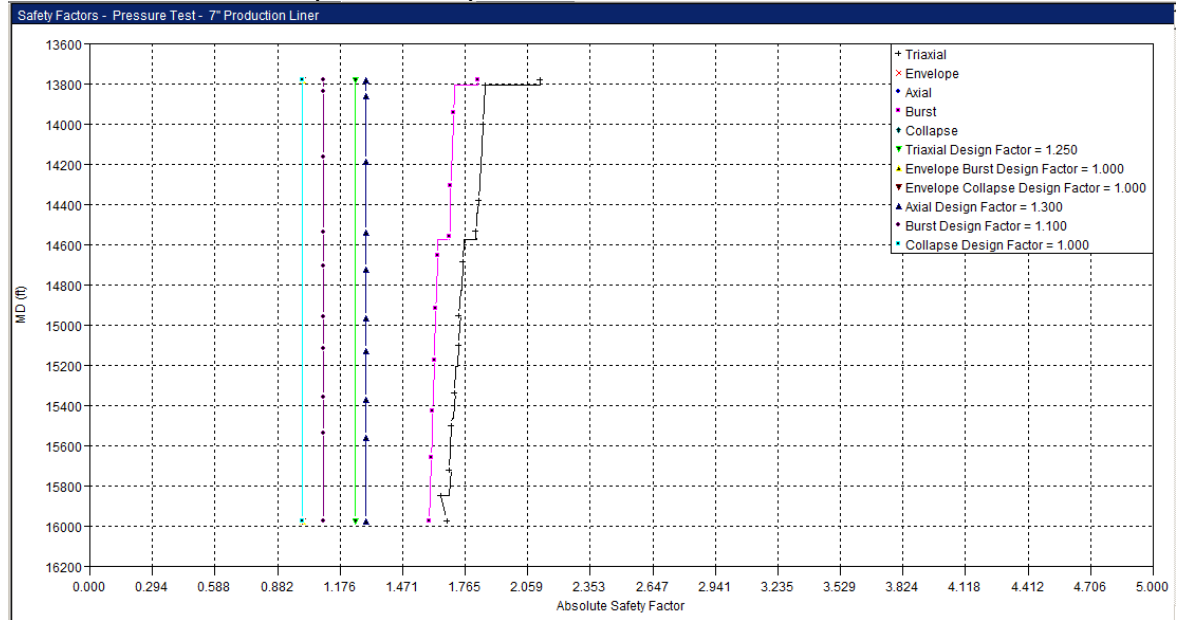
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 43. Factores con fractura



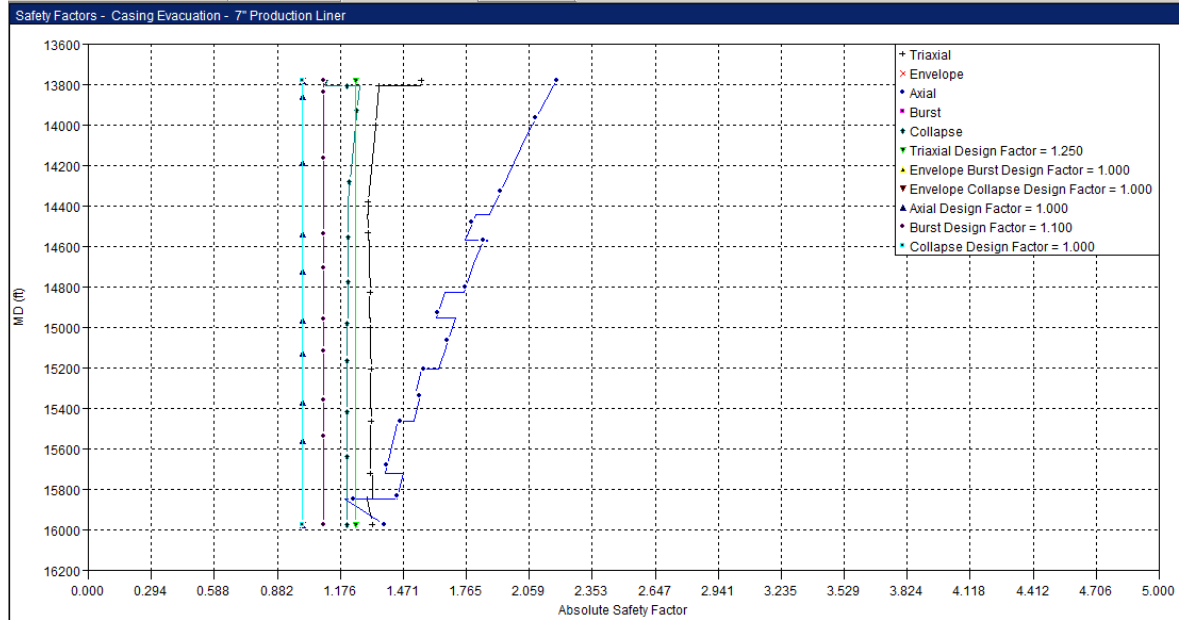
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 44. Factores prueba de presión



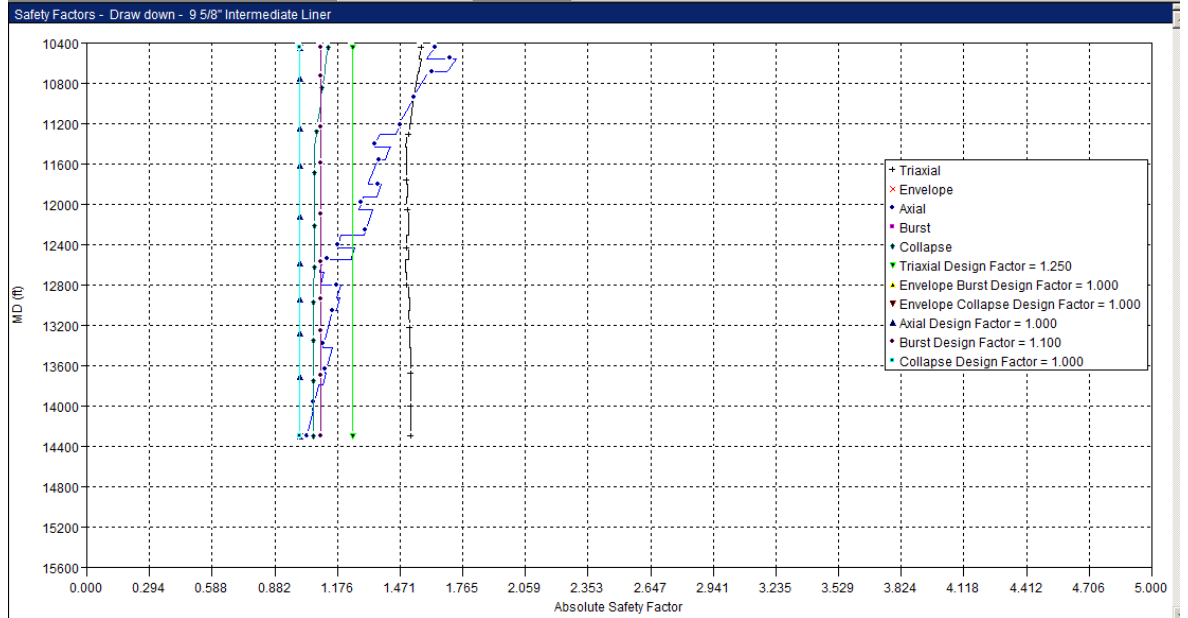
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 45. Factores con evacuación



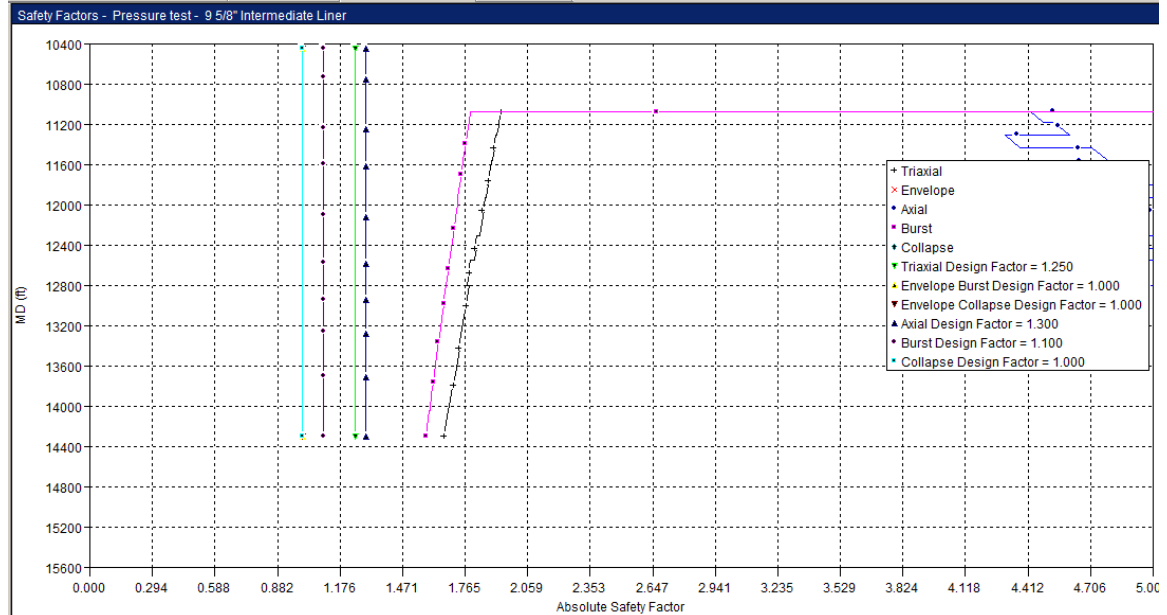
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 46. Factores draw down



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 47. Factores con presión



Fuente: elaboración propia.

4.5.4 Análisis.

- La prueba de presión máxima recomendada con agua en *tubing* y anular es:
 - Prueba de presión de *tubing*: 4.500 PSI. Máximo movimiento = 5,07ft (Hacia arriba) sin tapon.
 - Prueba de presión de la *casing*: 3.500 PSI. Máximo movimiento = 1,00 ft (hacia abajo) sin tapon en el *tubing*.
 - La prueba de presión original fue de 4.500 PSI.OK
- Carga de producción simulada bajo parámetros esperados. OK.
 - Movimiento total = 1,00 ft (hacia abajo).
 - Información de producción: WhP: 650 PSI, WHT: 650 °F, velocidad de aceite: 0 bpd, tasa de gas: 21,2 MMSCFD, Tasa de agua: 100 bpd.
- La presión recomendada para la estimulación con tratamiento de 8, 5 PPG HCl a 210 GPM (5 BPM) y 24 horas es:
 - 4.000 PSI.
 - Movimiento de Sellos. t = 11, 84 pies (movimiento ascendente)

- Si durante el funcionamiento cambia la densidad del fluido, tasa o tiempo de estimulación es necesario hacer una nueva carga y análisis.
- Carga de fractura para tubería:
 - Presión superficial máxima: 8.000 PSI
 - Presión inferior con 8, 9 PPG gel = 14.331 PSI @ 14.713 ft.
 - Movimiento de sellos = 10, 64 pies (movimiento ascendente).
 - Punto más débil = 7, 25 " ensamble del sello.
 - Consideraciones tomadas en cuenta:
 - ✓ Gel de 8, 9 PPG.
 - ✓ Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - ✓ caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13, 5 PSI/100 ft.
 - ✓ Perforaciones de profundidad = 14.713 ft.
 - Para *tubing*, esta carga pasa todo el sobre SF, de movimiento y de empacadores. OK. Para el *casing*, el *liner* de 7 " tiene la restricción para las operaciones de fractura (suponiendo 2.900 PSI como un mirador de presión). La presión máxima de superficie recomendada va a ser 3.500PSI.
 - Para la carga *screen out* de fractura (tubería):
 - Presión superficial máxima: 7.200 PSI
 - Presión inferior con 12, 4 PPG gel = 16.077 PSI @ 14.713 ft.
 - Sellos movimiento = 13, 14 pies (movimiento ascendente).
 - Punto más débil = 7, 25 " conjunto del sello OD.
 - Consideraciones tomadas en cuenta:
 - ✓ Gel de 12, 4 PPG (suponiendo todos los *tubing* con gel)
 - ✓ Velocidad de bombeo = 40 BPM
 - ✓ Caída de presión en 3.996 " ID de tubería = 13, 5 PSI/100 ft.
 - ✓ Perforaciones de profundidad = 14.713 ft
 - MASSP está bien. La carga MASSP estaba simulada con 800 PSI en el anillo durante la carga de producción.
 - La evacuación del *tubing* es totalmente posible. OK.

- 11-3/4 " x 11-7/8" no se puede evacuar por completo. Sólo 55% del total de evacuación total.
- *Liner* 9-5/8 " no se puede evacuar por completo. 50% del total de evacuación.
- Trazador de líneas 7 " no puede ser evacuado total. Sólo 90% del total de evacuación.
- No hay disminución de potencia.
- Para cualquier operación adicional que no se incluya en este análisis se ha recomendado realizar un análisis para esta condición.
- Se evidencia el mismo problema del pozo 4, aunque por el tamaño del *liner* en este pozo 7" es más débil y la condición es más crítica, ya que máximo se podrían tener 3500 psi en cabeza esto sin tener en cuenta la carga de *screen out*.
- A menos de que en frente del *liner* de producción no se valide que hay un soporte de presión, se recomienda de acuerdo a simulación sólo tener la posibilidad de tener una máxima WHP de 3500 psi en el escenario de estimulación de alta presión, la limitación se encuentra regida por la presión de poro puesto que es muy baja para Mirador.
- Dentro de la evaluación de los registros, se recomienda lo siguiente: Se observan ondas Chevron que indican tubería libre, la amplitud está en promedio en 10 Mv. Estas ondas pueden indicar canalización de cemento por la cara alta del pozo evidenciándose en las líneas continuas del VDL. En conclusión, muestra pobre adherencia. Posible canalización. En registro posterior (15 días después) se observan lecturas de CBL altas cerca de tubería libre (50Mv). Mala cementación.
- Respecto a la interpretación de los registros de cemento y teniendo en cuenta que sin cemento no habría soporte adicional a la presión de poro, no se recomienda realizar registros eléctricos ni de cemento, puesto que no habría alguna condición que cambiase los límites superiores en cuanto a presión máxima para estimulación de alta presión.
- Para cualquier otra operación, que no esté contemplada dentro de las simulaciones realizadas, se recomienda realizar de nuevo simulación bajo las condiciones operativas estimadas.
- Cualquier cambio sobre las condiciones operativas evaluadas, las simulaciones deberán ser corridas nuevamente para evaluar las nuevas condiciones.

4.6 POZO 6

4.6.1 Información general del pozo. (Historia obtenida de *Openwells*, reportes finales de intervención de pozos, reportes finales de perforación y completamiento).

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

Después, varios registros de integridad fueron corridos en las diferentes secciones del completamiento, cuyos resultados, en frente del revestimiento de 11 3/4" (desde 6920 ft a superficie), mostró desgaste equivalente al 34%, pérdidas de fluido fueron evidenciadas y corregidas antes de correr la tubería de producción, sin embargo, después de bajar la tubería de 7" 32 lbs/ft e intentar presurizar el anular A, se continuó evidenciando perdidas de fluido en el Anular A, en total, durante la prueba realizada a este Anular, 29 Bbls de sodio fueron bombeados para intentar presurizar, de estos, sólo retornaron 1.5 Bbls, siendo 150 psi la máxima presión alcanzada.

Teniendo en cuenta estas pérdidas, se realizó el bombeo de 46 bls de píldora con trazadores desplazándolos por la sección B y retornando por la sección A (comunicación anular), mientras tanto, un registro del perfil de temperatura fue corrido. "Se detecta con este registro de temperatura comunicación anular (11 3/4" x 20") a aprox 6550 ft."

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

- @ 14:05 hrs, WHP: 4535 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi
- @ 16:03 hrs, WHP: 5050 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi
- @ 16:28 hrs, WHP: 4990 psi, Anular A: 65 psi, Anular B: 0 psi

Árbol de Navidad de 7 1/16" 10 Kpsi

Registros Eléctricos destacados para estudio:

- 11-Feb-2013. USIT-GR-CBL *Liner* 5".
- 12- Feb-2013. USIT-GR-CBL *Liner* 7" desde 16848 a 14110 ft.
- 12- Feb-2013. USIT-GR-CBL *Casing* 9 5/8" desde 14120 a 12678 ft.
- 12- Feb-2013. USIT-GR-CBL *Casing* 11 7/8" desde 12660 a 6920 ft.

- 12- Feb-2013. USIT-GR-CBL *Casing* 11 3/4" desde 6920 a 0 ft.

El pozo esta completado con Shear Release PBR de 4 1/2" con Premier *Packer* de 7". Completamiento de 4 1/2" x 7" *tubing* string con 5.875" bullet seal assembly. El *liner* es 5", 18 lbs/ft y *tubing* de 4 1/2" 12.6 lb/ft x 7" 32 lb/ft 13CR.

Esquemático pozo 6 ver anexo G.

Tabla 29. Información del revestimiento

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

Fuente: Handover.

Tabla 30. Información DHS

SUB-SURFACE SAFETY VALVE	
<i>Type (WR/TR)</i>	<i>Tubing Retrievable</i>
<i>Make</i>	Baker Oil tools
<i>Model</i>	TSME-5
<i>Pressure Tested (psi)</i>	5,000
<i>Minimum I.D. (in)</i>	5,953
<i>Nominal Size (in)</i>	7
<i>Nominal Opening Pressure (psi)</i>	2,200
<i>Recorded Opening Pressure (psi)</i>	2,200
<i>Recorded Closing Pressure (psi)</i>	1,800
<i>Maximum Hydraulic pressure (psi)</i>	8,200
<i>Setting Depth (ft) mdbrt</i>	284
<i>Function Test From below</i>	4500 PSI
<i>Control Line Description</i>	1/4" X 0.069" INCOLOY 825 CONTROL LINE

Fuente: Handover.

Tabla 31. Información del Completamiento

BURST AND COLLAPSE RATINGS OF ALL INDIVIDUAL COMPONENTS MUST BE INCLUDED.					
<i>Description</i>	<i>Supplier</i>	<i>Manufacturer's Data</i>			
		<i>Burst Rating (psi)</i>	<i>Collapse Rating (psi)</i>	<i>Length (ft)</i>	<i>Min ID (inc)</i>
TUBING HANGER TC-1A-EMS, 13 5/8" x 7" 10K, VAM TOP. S# 11-11-118	FMC	10000	10000	1.04	6.222
PUP JOINT, 7" VAM TOP PIN x PIN, 32 LB/FT, 13CR L-80, Ecopetrol	SUMITOMO	9060	8610	7.10	6.094
PUP JOINT 7", VAM TOP, 32 LB/FT, 13CR, L-80	SUMITOMO	9060	8610	0	6.094
PUP JOINT 7", VAM TOP, 32 LB/FT, 13CR, L-80	SUMITOMO	9060	8610	0	6.094
TUBING 7", VAM TOP, 32 LB/FT, 13CR L-80 (6 JOINTS)	SUMITOMO	9060	8610	231.53	6.094
PUP JOINT 7", VAM TOP, 32 LB/FT, 13CR L-80	SUMITOMO	9060	8610	9.72	6.094
TRSCSSV BAKER MODEL TSME-5 INCONEL, VAM TOP, S# 644850	BOT	9000	5000	7.73	5.953
X/O PUP JOINT 7", TENARIS BLUE PIN x VAM TOP BOX, 32 LB/FT, SM13CR-80	ECOPETROL	9060	8610	9.67	6.094
TUBING 7", TENARIS BLUE, 32 LB/FT, 13%Cr L-80 (363 JTS).	SUMITOMO	9060	8610	13684.54	6.094
X/O PUP JOINT 7", VAM TOP PIN x TENARIS BLUE BOX, 32 LB/FT, 13CR L-80	SUMITOMO	9060	8610	9.67	6.094
CROSS-OVER 7" VAM TOP BOX x 5-1/2" VAM TOP PIN, 20 LB/FT, 13CR L-80	ECOPETROL	9190	8830	1.13	4.544
CROSS-OVER 5-1/2" VAM TOP BOX x 4-1/2" VAM TOP PIN, 13.5 LB/FT, 13CR L-80	ECOPETROL	9020	8540	2.74	3.892
PUP JOINT 4-1/2", VAM TOP PIN, 12.6 LB/FT, 13CRS-110	SUMITOMO	11590	9210	8.08	3.958
TUBING 4-1/2", 12.6 LB/FT VAM TOP, 13CR P-110 (1 JT)	SUMITOMO	11590	9210	39.52	3.958

Tabla 31. (Continuación)

BURST AND COLLAPSE RATINGS OF ALL INDIVIDUAL COMPONENTS MUST BE INCLUDED.					
<i>Description</i>	<i>Supplier</i>	<i>Manufacturer's Data</i>			
		<i>Burst Rating (psi)</i>	<i>Collapse Rating (psi)</i>	<i>Length (ft)</i>	<i>Min ID (inc)</i>
PUP JOINT 4-1/2", VAM TOP PIN , 12.6 LB/FT, 13CRS-110	SUMITOMO	11590	9210	8.07	3.958
BOT STROKE PBR/ANCHOR TUBING SEAL WITH 25.25 FT SEALS	BOT	6000	6000	29.21	3.873
PUP JOINT 4-1/2", VAM TOP PIN, 12.6 LB/FT, 13CRS-110	SUMITOMO	11590	9210	8.07	3.958
TUBING 4-1/2", 12.6 LB/FT VAM TOP, 13CR P-110 (4 JTS)	SUMITOMO	11590	9210	158.07	3.958
PUP JOINT 4-1/2", VAM TOP PIN, 12.6 LB/FT, 13CRS-110	SUMITOMO	11590	9210	8.69	3.958
BAKER 7" PREMIER PACKER	BOT	10,000	10,000	8.69	3.88
PUP JOINT 4-1/2", VAM TOP PIN, 12.6 LB/FT, 13CRS-110	SUMITOMO	11590	9210	8.06	3.958
TUBING 4-1/2", 12.6 LB/FT VAM TOP, 13CR P-110 (1 JT)	SUMITOMO	11590	9210	39.64	3.958
WIRE LINE ENTRY GUIDE (WLEG)	BOT	8430	7500	0.69	3.884

Fuente: Handover.

Tabla 32. Ensamblaje de sellos PBR y empaque de producción

PBR-SEAL ASSY.	
<i>Manufacturer:</i>	Baker Oil Tools
<i>WEG Located @ (ft-MD BRT):</i>	14,316
<i>PBR Bore Size (inc) [above Premier Pkr]</i>	4.875"
<i>Space Out (ft) / Slack-Off (lbf): Seals open</i>	Shear Release PBR
<i>Internal Pressure Test (psi)</i>	5,000
<i>External Pressure Test (psi)</i>	MAX APPLIED 1,100 Psi (Circulation at 3 bpm)

Fuente: Handover

Tabla 33. Empaque de producción

PROD. PACKER	
Manufacturer & MODEL	Baker Oil tools
Setting Depth (ft)	14,259
Size (Premier Packer w/PBR)	7"
Pressure Tested from Above (psi)	5,000
Pressure Tested from below (psi)	NA

Fuente: Handover.

Tabla 34. Pruebas de presión realizadas

TUBING PRESSURE TEST	
Well head Test Pressure (psi)	5,000
Tubing Fluid Type and Density	Sodium Formate - 8.4 ppg
Sustained test Duration (hrs)	30 min
Tested Performed Against	4-1/2" WG BRIDGE PLUG
Test Results	OK

Fuente: Handover

Tabla 35. Pruebas de presión realizadas

ANNULUS PRESSURE TEST	
Well head Test Pressure (psi)	FAILED
Annulus Fluid Type and Density	Sodium Formate - 8.4 ppg
Sustained test Duration (hrs)	MAX APPLIED 1,100 Psi (w/Circulation at 3 bpm)
Tested Performed Against	TH pack off, 5 7/8" Seal Assy, 7" TOL, 9 5/8" TOL
Test Results	Found hole at 6,540 ft in 11-3/4" CSG

Fuente: Handover.

Con registro de Temperatura se ubicó una comunicación en 11-3/4" aprox a 6,540 ft MD.

Los *casings* de 11-3/4" y 11-7/8" presentan daños por corrosión hasta de 34%, Se sugiere no probar este anular con presiones superiores a 3,200 psi.

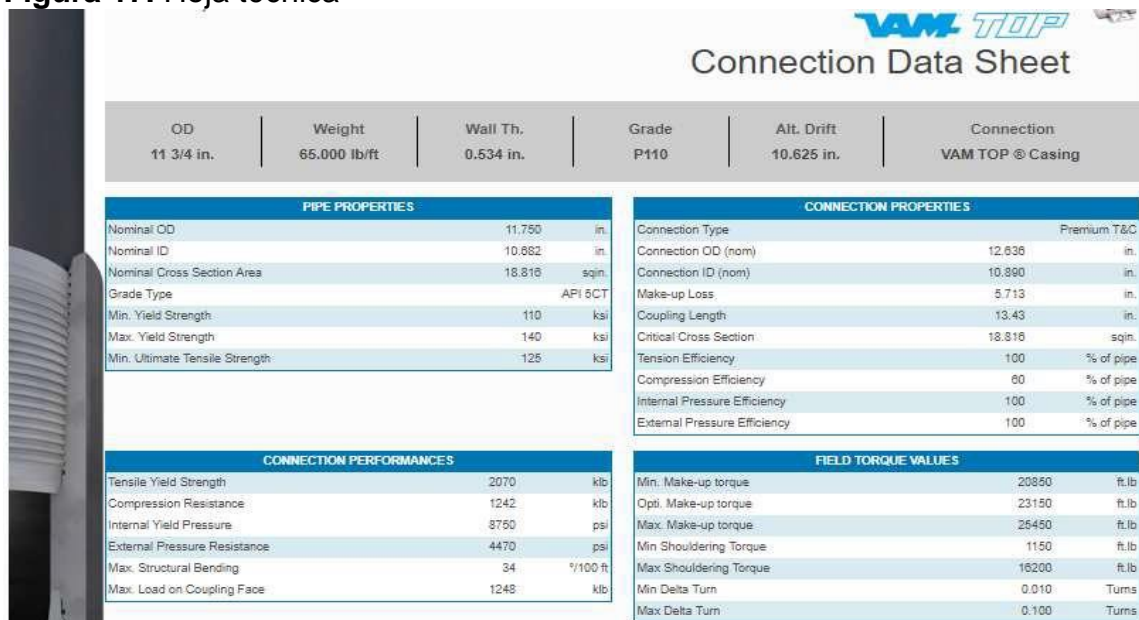
4.6.2 Análisis.

- Realizar interpretación de los registros USIT referenciados en la (Información general del pozo) de los diferentes revestimientos y *tubing* de producción, la interpretación debería ser validada con respecto a lo que dice el documento de entrega del taladro hacia subsuelo.
- Dentro de las conclusiones del documento oficial entregado por taladro, mencionan el desgaste revestimiento de 11 3/4" equivalente al 34% general, se confirma comunicación, hueco a 6550 ft, donde se presenta pérdida de fluido

después de llenar y presuriza el anular A. Validar el registro USIT si a esa profundidad el desgaste es más crítico en comparación con la demás tubería.

- Dentro de los reportes existe una comunicación reportada desde el anular B hacia el anular A, teniendo en cuenta que solo se menciona un hueco a 6540 ft, validar de acuerdo con los registros, la razón de la comunicación entre anular B y A, si el zapato del revestimiento de 20" está a 2490 ft MD.
- El documento oficial del taladro hace referencia a la resistencia del revestimiento de 11 3/4" (estallido nominal: 4480 psi y colapso: 8750 psi), estos valores NO concuerdan con lo que dice la hoja técnica, adjunto la hoja técnica.

Figura 17. Hoja técnica



The image shows a technical data sheet for a VAM TOP connection. It includes a header with the VAM TOP logo and the title 'Connection Data Sheet'. Below the header is a summary table with six columns: OD (11 3/4 in.), Weight (65,000 lb/ft), Wall Th. (0.534 in.), Grade (P110), Alt. Drift (10.625 in.), and Connection (VAM TOP ® Casing). The main body of the sheet is divided into four sections: PIPE PROPERTIES, CONNECTION PROPERTIES, CONNECTION PERFORMANCES, and FIELD TORQUE VALUES. Each section contains a table of technical specifications and their units.

OD	Weight	Wall Th.	Grade	Alt. Drift	Connection
11 3/4 in.	65,000 lb/ft	0.534 in.	P110	10.625 in.	VAM TOP ® Casing

PIPE PROPERTIES		
Nominal OD	11.750	in.
Nominal ID	10.882	in.
Nominal Cross Section Area	18.818	sq.in.
Grade Type	API 5CT	
Min. Yield Strength	110	ksi
Max. Yield Strength	140	ksi
Min. Ultimate Tensile Strength	125	ksi

CONNECTION PROPERTIES		
Connection Type	Premium T&C	
Connection OD (nom)	12.636	in.
Connection ID (nom)	10.890	in.
Make-up Loss	5.713	in.
Coupling Length	13.43	in.
Critical Cross Section	18.818	sq.in.
Tension Efficiency	100	% of pipe
Compression Efficiency	80	% of pipe
Internal Pressure Efficiency	100	% of pipe
External Pressure Efficiency	100	% of pipe

CONNECTION PERFORMANCES		
Tensile Yield Strength	2070	klb
Compression Resistance	1242	klb
Internal Yield Pressure	8750	psi
External Pressure Resistance	4470	psi
Max. Structural Bending	34	°/100 ft
Max. Load on Coupling Face	1248	klb

FIELD TORQUE VALUES		
Min. Make-up torque	20850	ft.lb
Opti. Make-up torque	23150	ft.lb
Max. Make-up torque	26450	ft.lb
Min Shouldering Torque	1150	ft.lb
Max Shouldering Torque	16200	ft.lb
Min Delta Turn	0.010	Turns
Max Delta Turn	0.100	Turns

Fuente: VAM TOP

- Respecto a la hoja técnica y al desgaste de 34% reportado con el registro USIT corrido en frente del revestimiento de 11 3/4" y de 11 7/8" en el 2013, la resistencia en ese momento de los revestimientos sería:

Revestimiento 11 3/4"

Burst: $8750 \times 0.66 = 5775$ psi

Collapse: $4470 \times 0.66 = 2950$ psi

Revestimiento 11 7/8"

Burst: $9430 \times 0.66 = 6223$ psi

Collapse: $5290 \times 0.66 = 3491$ psi

De acuerdo con el documento entregado por taladro, confirman que se alcanzó máxima presión de circulación por anular A de 1100 psi con formiato de sodio (8.4

ppg), validar, si las presiones hidrostáticas a lo largo de los revestimientos de 11 3/4" y de 11 7/8" con el desgaste validado de 34%, pudieron superar el nuevo rating de los revestimientos, teniendo en cuenta el soporte de presión de yacimiento y/o cemento que se pudiese tener.

- Revisar y analizar los documentos de entrega de los pozos, después de que se le realiza un workover, así como simular en WellCat las nuevas condiciones que se tendrían antes de postular cualquier actividad que involucre la puesta en marcha del pozo en modo productor o inyector.
- Tener en cuenta las lecciones aprendidas de otros pozos de ECOPETROL, que se han visto comprometidos por temas de integridad, teniendo en cuenta que los campos de la GDP tienen condiciones distintas y extremas (en algunos casos) respecto a los campos operados por ECOPETROL.
- No se recomienda realizar pruebas de completamiento (anular B, anular A, ni tubería de producción) de acuerdo a los resultados de la interpretación de los registros sobre el revestimiento de 11 3/4" y 11 7/8", también, teniendo en cuenta que durante la etapa final del workover realizado en el año 2013, se realizaron varios intentos de presurización y que al final de estos intentos solo se lograba alcanzar presiones en el anular A de cerca de 400 psi, de manera que presurizar nuevamente este espacio pudiese generar un impacto negativo adicional al completamiento.
- La evidencia de comunicación entre anular B y anular A durante un intento por llevar a cabo una circulación durante el workover realizado en el año 2013, además del hueco que fue reportado con la entrega del pozo desde perforación, supone que existe comunicación entre anulares y/o formación, de manera tal, que NO cumple con los requerimientos de la política de ECOPETROL, como bien lo dice el acta de entrega firmada por los ingenieros que entregaron el pozo después de ejecutada la operación de Workover.
- Desde marzo de 2013, en el momento de la entrega del pozo, el concepto final firmado por los involucrados, luego de operación de Workover, fue que el pozo "No cumple con todos los requerimientos de integridad de pozos de ECOPETROL", por lo anterior, la inactividad del pozo ya consideraba que había un impedimento para su restablecimiento.
- Dentro de la información recopilada, el tope de cemento del revestimiento de 11 7/8" es de 8044 ft MD, en este sentido, no hay cemento en frente del hueco reportado @ 6540 ft MD, es decir, el hueco se encontraría expuesto a la formación Guayabo (formación más superficial).

- La simulación en *WellCat* es inviable puesto que ya existe una evidencia demostrable (circulación, pérdida de fluido o retorno durante pruebas de presión, monitoreo de presiones, evidencia de hueco en tubería), por recomendación de los ingenieros de completamiento, la simulación NO sería validada porque ya hay una previa evidencia de hueco en el revestimiento.
- Dentro de los requerimientos de barreras para la puesta en marcha en producción o inyección de un pozo, el pozo NO cumple con el mínimo requerido de barreras necesarias para garantizar la contención de los fluidos.
- Se sugiere con lo anterior, que el pozo NO sea habilitado en modo inyector ni en modo productor hasta tanto se recupere la integridad de la contención anular, esto implica recuperar la integridad en el revestimiento de 11 3/4" y 11 7/8".

4.7 POZO 7

4.7.1 Información del pozo. A continuación, se mostrará toda la información de este pozo y las intervenciones necesarias para su aptitud a ser estimulado con alta presión, en este pozo se tiene una condición actual de pozo productor con los siguientes datos:

- WHP: 777 psi.
- WHT: 157 °.
- Oil Rate: 374 BPD.
- Gas rate: 5 MMScfd.
- Water rate: 927 BPD.
- La máxima presión permitida para matar el pozo es 3,300 psi con un fluido de 8.4 ppg, sin soporte anular.
- La máxima profundidad para evacuar el pozo es 12,000 ft, donde la limitante se encuentra en el empaque SABL-3 7" x 4 1/2".
- La cementación Forzada con 1,500 psi en cabeza se puede realizar sin inconvenientes.
- Se recomienda realizar una corrida de acceso para garantizar la integridad del completamiento min ID 3.875"

Esquemático pozo 7 ver anexo H.

Tabla 36. Información requerida

INFORMACIÓN REQUERIDA COMLETAMIENTO			
POZO Cusiana 7			
Formación	Tope ft (MD)	Base ft (MD)	Espesor
Mirador	N/A		ft
GOC Original	13225 ft TVDSS		ft
OWC (Anticipated)	Orginal13720 ft TVDSS		ft
Litología:		Cuarzoarenita	
Pb: @ 13,400 ft		4,645	psi
API gravedad aceite		38.5	API
Presion inicial Reservorio @ 13,400 ft TVDSS		5,950	psi
Presion abandono		2,200	psi
temperatura		265	F
Gradiente gas		0.1	psi/ft
Gradiente petroleo		0.3	psi/ft
Gradiente agua		0.433	psi/ft
actual % H2S		0	ppm
actual % CO2			%
Presion máxima anticipada cierre en cabeza de pozo		2,896	psi

Fuente: elaboración propia.

Tabla 37. Producción

PRODUCCIÓN	
	actual
Presion en línea superficie (Psi)	777
Presion fondo fluyente (Psi)	2067
Temperature cabeza pozo (F)	157
Petroleo (bbl/d)	374
Gas (MMscfd)	5.192
Agua (bbl/d)	927

Fuente: elaboración propia.

Tabla 38. Formación

FORMACIÓN			
Formación	Tope MD (ft).	Base MD (ft).	Presión poro (PPG)
C1	8,564	9,962	10.1
C2	9,962	10,492	10.1
C3	10,492	10,813	10.3
C4	10,813	10,986	10.35
C5	10,986	12,167	10.74
C6	12,167	12,643	11.2
C7	12,643	13,247	11.5
C8	13,247	13,690	11.7
MIRADOR	13,690	14,053	7.3
LOS CUERVOS	13,720	13,132	3400 psi
BARCO	14,583	13,970	4,900 psi
GUADALUPE	14,893	14,276	5,200 psi
GACHETA	15,248	15,316	7.7

Tabla 39. Cementación forzada

CEMENTACIÓN FORZADA	
Presión cabeza de pozo (Psi)	1,500
Densidad cemento (ppg)	15.8

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 22. Pruebas de completamiento

DESCRIPCIÓN	PRESIÓN (PSI)	COMENTARIOS
Prueba <i>tubing</i>	5.000	Durante 30 Min Ok. <i>Packer Fluid</i> 8.34 ppg Realizado en diciembre 2006. Volumen Bombeado y retornado 5,7 Bbls
Prueba anular	5.000	Durante 30 Min Ok. <i>Packer Fluid</i> 8.34 ppg Realizado en diciembre 2006. Volumen Bombeado y retornado 19,5 Bbls

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 23. Resumen de las pruebas de los toques de los *liners* y revestimientos.

DESCRIPCIÓN	PRESIÓN (PSI)	COMENTARIOS
<i>Liner</i> producción 9 5/8"	9924 PSI Calculado @ 11,228 ft TVD	Realizado octubre 2006. Densidad fluida 13 ppg. Duración 30 Min Ok. Volumen bombeado igual al retornado 10.9 bbls.
<i>Liner</i> producción 7"	10521 PSI Calculado @ 10,521 ft TVD	Realizado octubre 2006. Densidad fluida 9.4 ppg. Duración 30 Min Ok. Volumen bombeado igual al retornado 24 bbls.
<i>Liner</i> producción 4 1/2"	10,889 PSI Calculado @ 13,483 ft TVD	Realizado noviembre 2006. Densidad fluida 8.4 ppg. Duración 30 Min Ok. Volumen bombeado igual al retornado 34 bbls.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 40. Información TOC

DESCRIPCIÓN	PROFUNDIDAD (FT) TOC
<i>Casing</i> 30"	Superficie
<i>Casing</i> 20"	Superficie
<i>Casing</i> 11 3/4"	10,068 ft
<i>Liner</i> 9 5/8"	11,684 ft
<i>Liner</i> 7"	13,197 ft
<i>Liner</i> 4 1/2"	14097 ft

Fuente: elaboración propia.

Tabla 41. Fluidos Anulares *Casings*

DESCRIPCIÓN	FLUIDO
<i>Casing</i> 30"	WBM 9.1 ppg
<i>Casing</i> 20"	OBM 9.6 ppg
<i>Casing</i> 11 3/4"	OBM 11.7 ppg
<i>Liner</i> 9 5/8"	OBM 13.2 ppg
<i>Liner</i> 7"	OBM 9.4 ppg
<i>Liner</i> 4 1/2"	OBM 8.4 ppg

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 24. Equipos de Completamiento y Tubería

DESCRIPTI ON	SUPPLIE R	P/N	S/N	TOP DEPT H (FT)	MANUFACTURER'S DATA					COMENTARIO S
					BURS T RATIN G (PSI)	COLLAP SE RATING (PSI)	LENGT H (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)	
<i>Tubing</i> Hanger 13 5/8" 10 KSI X 5 1/8" 5 KSI, TC-1A- EMS	FMC	Type TC-1A- EMS	2006- 02-429t	34.87	5000	5000	0.83	4.909	11.000	
<i>Tubing</i> 1/2" 20# 13Cr SM110 New Vam	SUMITO MO			35.70	12640	11110	237.15	4.778	6.071	Tensión 641 Klbs, Compresión 256 klbs
TSME-6 TUBING RETRIEVAB LE SAFETY VALVE (INCONEL)	BAKER			272.85	6000	6000	8.25	4.625	8.375	Pressure test 6,000 psi Nominal Opening 2,200 psi Maximum Hydraulic Pressure 9,000 psi. Funtion Test From Bellow 4,700 psi Control line 1/4" INCOLOY Tension 641 Klbs, Compression 256 klbs

Cuadro 24. (Continuación)

DESCRIPTI ON	SUPPLIE R	P/N	S/N	TOP DEPT H (FT)	MANUFACTURER'S DATA					COMENTARIO S
					BURS T RATIN G (PSI)	COLLAP SE RATING (PSI)	LENGT H (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)	
<i>Tubing 5 1/2" 20# 13Cr SM110 New Vam</i>	SUMITO MO			281.10	12640	11110	83.50	4.778	6.071	Tension 641 Klbs, Compression 256 klbs
<i>Tubing 5 1/2" 20# 13Cr SM110 Vam Top</i>	SUMITO MO			364.60	12640	11110	12733.4 3	4.778	6.071	Tension 641 Klbs, Compression 385 klbs
<i>Tubing 5 1/2" 20# 13Cr L-80 New Vam</i>	SUMITO MO			13098. 03	9190	8830	9.76	4.778	6.071	Tension 466 Klbs, Compression 186 klbs
5 1/2" 190- 60 x 20ft Strok Shear Release PBR	BAKER			13107. 79	8500	8000	28.53	4.625	8.250	Space Out = 0.ft Connection 5 1/2" 20# 13Cr L-80 6" PBR ID - 6" A-Rite Seal Assembly 4.695 In.
<i>Tubing 5 1/2" 20# 13Cr L-80 New Vam</i>	SUMITO MO			13136. 32	9190	8830	13.78	4.778	6.071	Tension 466 Klbs, Compression 186 klbs
<i>Tubing 5" 18# 13Cr 110 New Vam</i>	SUMITO MO			13150. 10	13940	13470	133.00	4.276	5.577	Tension 580 Klbs, Compression 232 klbs

Cuadro 24. (Continuación)

DESCRIPTI ON	SUPPLIE R	P/N	S/N	TOP DEPT H (FT)	MANUFACTURER'S DATA					COMENTARIO S
					BURS T RATIN G (PSI)	COLLAP SE RATING (PSI)	LENGT H (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)	
<i>Tubing 4 1/2" 12.6# 13Cr L-80 New Vam</i>	SUMITO MO			13283. 10	8430	7500	17.78	3.958	4.937	Tension 288 Klbs, Compression 115 klbs
Baker Model KC-22S ANCHOR	BAKER	443- 03- 3526	1009153 13	13300. 88	7500	7500	1.96	3.875	5.500	Tension 288 Klbs, Compression 115 klbs
SABL-3 7" x 4 1/2" Production <i>packer</i>	BAKER	409- 08- 5200	1009914 618	13302. 84	7500	7500	4.49	3.873	5.677	
<i>Tubing 4 1/2" 12.6# 13Cr L-80 New Vam</i>	SUMITO MO			13307. 33	8430	7500	99.96	3.958	4.937	Tension 288 Klbs, Compression 115 klbs
Locator	BAKER			13407. 29			2.74			
4 1/2" Seal Assy w/o Seals	BAKER			13410. 03			24.61			Space Out = 1ft
FIRST <i>PACKER</i>										
4 1/2" Polish Bore Receptacle	BAKER	683- 19- 4832		13411. 81			26.08	3.955	5.856	

Cuadro 24. (Continuación)

DESCRIPTI ON	SUPPLIE R	P/N	S/N	TOP DEPT H (FT)	MANUFACTURER'S DATA					COMENTARIO S
					BURS T RATIN G (PSI)	COLLAP SE RATING (PSI)	LENGT H (FT)	MIN ID (IN)	MAX OD (IN)	
<i>Tubing 4 1/2" 12.6# 13Cr L-80 New Vam</i>	SUMITO MO			13437. 89	8430	7500	13.76	3.958	4.937	Tension 288 Klbs, Compression 115 klbs
Baker Model KC-22S ANCHOR	BAKER	443- 03- 3526		13451. 65	7500	7500	2.52	3.875	5.500	Tension 288 Klbs, Compression 115 klbs
SABL-3 7" x 4 1/2" Production <i>packer</i>	BAKER	409- 08- 5200		13454. 17	7500	7500	4.50	3.872	5.677	
				13458. 67						

Tabla 42. Árbol de navidad

XMASS TREE.	
Type	FMC
Size	13 5/8" X 7"
WP (psi)	5,000
Tested (Psi)	
TWCV Type	
<i>Tubing</i> Hanger Type	TC-1A-EMS
<i>Tubing</i> hanger Size	7 1/16"
<i>Tubing</i> Hanger WP (psi)	5,000
<i>Tubing</i> Hanger tested Above	5,000
<i>Tubing</i> hanger tested Below	5,000

Fuente: información tomada del hand over del pozo

Tabla 43. Información casing y liner

<i>Description</i>	<i>Top Depth (ft)</i>	<i>Bottom Depth (ft)</i>	<i>Manufacturer's Data</i>			
			<i>Burst Rating (psi)</i>	<i>Collapse Rating (psi)</i>	<i>Tension Rating (klbs)</i>	<i>Compression Rating (klbs)</i>
Conductor Casing 30" 234 #/ft K55 RL4S	35	123	2,275	772	3,583	1,500
Surface Casing 20# 106.5#/ft K-55 BTC	35	1,199	2,410	772	1,684	1,683
Intermediate Casing 13 3/4" 65# SM- 110T New Vam	35	6,419	8,750	4,470	2,070	828
Intermediate Casing 13 7/8" 71.8# SM- 110TT New Vam	6,419	12,184	9,430	5,290	2,271	908
Drilling Liner 9 5/8" 53.5# SM 110T Vam FJL	11,699	13,669	10,900	7,950	1,114	446
Drilling Liner 7" 32# SM 110 13%Cr Vam Top	13,197	14,485	12,460	10,780	1,025	615
Production Liner 4 1/2" 13.5# SM 110 13%Cr Vam Top	14,083	15,316	12,410	10,690	422	422

Fuente: elaboración propia.

Tabla 41. Resultados de la simulación del movimiento de tubería y casing

TABLA DE RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA Y CASING.									
Load Case	Annulus Pressure (psi)	Tubing Pressure (psi)	Fluid in Tubing (ppg)	Critical Safety Factor	Tubing to packer force (lbf)	Packer to casing force (lbf)	ΔP (PSI) Annulus	Seal Movements (ft)	DESCRIPTION OF LOAD CASES
TUBING SIMULATION									
Production	0	777	Reservoir Fluid (38.5 API)	Axial	111,852	114,407	2861 Above	0.00	1.157 Axial SF @ 13,299 ft. Producción Oil: 374 BPD, Gas: 5 MMscf/day, Water: 927 BPD.
Shut in While Producing	0	4,000	Reservoir Fluid (38.5 API)	Burst	13,333	12,849	542 Below	0.00	1.366 Burst S.F @ 273 ft. (The WHSIP 2,896 psi)
Well Kill After Production	0	3,500	Fresh water (8.4 ppg)	Axial	924	-1,944	3211 Below	-11.54	1.038 Axial SF. @ 13,299 ft. Connection Compression & 1.551 Burst SF @ 273 ft With 420 gal/min

Tabla 41. (Continuación)

TABLA DE RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA Y CASING.									
Load Case	Annulus Pressure (psi)	Tubing Pressure (psi)	Fluid in Tubing (ppg)	Critical Safety Factor	Tubing to packer force (lbf)	Packer to casing force (lbf)	ΔP (PSI) Annulus	Seal Movements (ft)	DESCRIPTION OF LOAD CASES
TUBING SIMULATION									
Well Kill After Production	0	1,500	Fresh water (8.4 ppg)	Axial	941	-112	1179 Below	-8.02	1.993 Axial SF. @ Surface. @ 273 ft with 420 gal/min
EDTA Stimulation	1,500	4,000	EDTA (9.60 ppg)	Axial	939	-1,072	2252 Below	-9.7	1.280 Axial SF @ 13,299 ft Connection Compression & 2.171 Burst SF @ 273 ft (20 BPM)
Diesel Stimulation	0	4,000	Diesel Oil (7.00)	Axial	984	-1,161	2402 Below	-9.37	1.293 Axial SF @ 13,299 ft & 1.365 Burst SF @ 273 ft (20 BPM)
Annulus test	4,000	0	Fresh water (8.4 ppg)	Collapse	78,263	81,995	4180 Above	0.00	1.327 Collapse @ 273 ft & 1.271 Collapse SF @ 13,299 ft. The annulus pressure test was tested on 2006 to 5,000 psi.

Tabla 41. (Continuación)

TABLA DE RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA Y CASING.									
Load Case	Annulus Pressure (psi)	Tubing Pressure (psi)	Fluid in Tubing (ppg)	Critical Safety Factor	Tubing to packer force (lbf)	Packer to casing force (lbf)	ΔP (PSI) Annulus	Seal Movements (ft)	DESCRIPTION OF LOAD CASES
TUBING SIMULATION									
<i>Tubing test without plug</i>	0	3,300	Fresh water (8.4 ppg)	Axial	951	-1,835	3119 Below	-5.38	<i>1.021 Axial SF. @ 13,299 ft Connection Compression & 1.642 Burst SF @ 273 ft . The tubing was tested on 2006 to 5,000 psi)</i>
<i>Tubing Evacuation 100% Evacuation</i>	0	0	Fresh water (8.4 ppg)	Collapse	88,542	93,466	5514 Above	0.00	<i>1.118 Collapse SF @ 13,299 ft. Total Tubing evacuation is not possible in this well, the load is outside the envelope. (See 11. Packer Envelope)</i>
<i>Tubing Evacuation Until 12,000 ft</i>	0	0	Fresh water (8.4 ppg)	Collapse	81,917	86,339	4952 Above	0.00	<i>1.226 Collapse SF @ 13,299 ft. The evacuation is possible until 12,000 ft, it is in the limit of the envelope. (See 11. Packer Envelope)</i>

Fuente: elaboración propia.

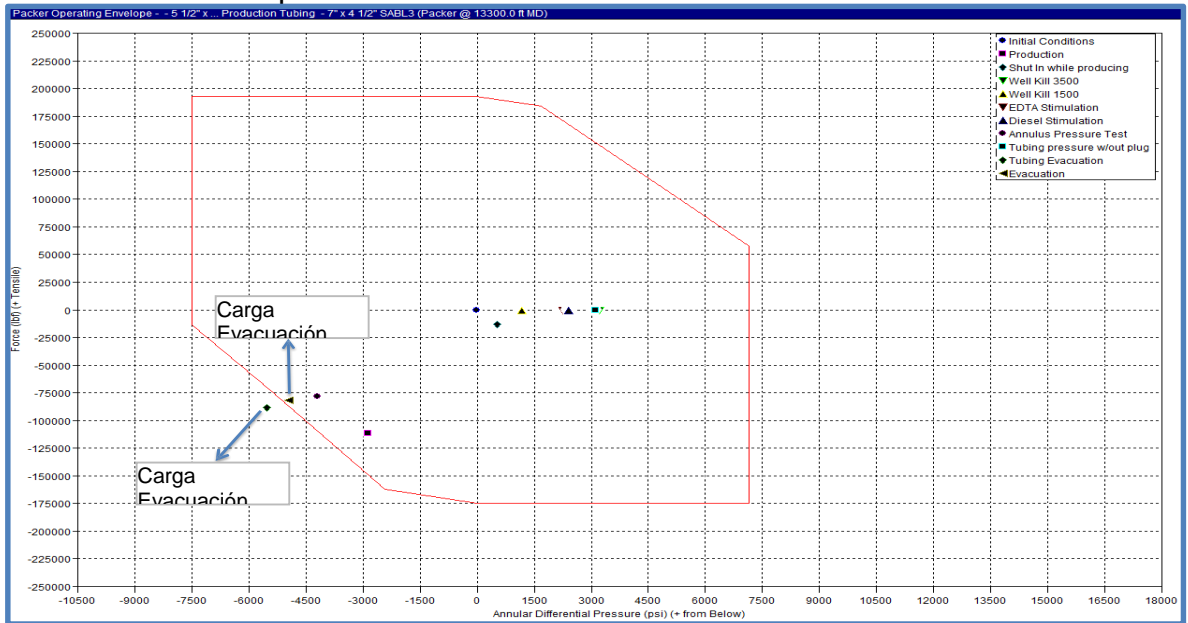
Tabla 44. Casing simulation

CASING SIMULATION					
Load Case	Annulus Pressure (psi)	Tubing Pressure (psi)	Fluid in Tubing (ppg)	Critical Safety Factor	DESCRIPTION OF LOAD CASES
11 3/4" Intermediate Casing Pressure Test	0	4,000	Fresh water (8.4 ppg)	Burst	1.531 Burst SF @ 12,183 ft.
9 5/8" Drilling Liner Pressure Test	0	4,000	Fresh water (8.4 ppg)	Burst	1.698 Burst SF @ 13,669 ft.
7" Drilling Liner Well Kill	0	3,500	Fresh water (8.4 ppg)	Triaxial	1.725 Triaxial SF @ 13,669 ft.
7" Drilling Liner Well Kill	0	1,500	Fresh water (8.4 ppg)	Triaxial	2.072 Triaxial SF @ 13,669 ft.
7" Drilling Liner Casing Evacuation	0	0	Reservoir Fluid (38.5 API)	Collapse	1.610 Collapse SF & 1.577 Triaxial SF @ 14,484 ft.
4 1/2" Production Liner Well Kill	0	3,500	Fresh water (8.4 ppg)	Triaxial	1.720 Triaxial SF @ 14,500 ft.
4 1/2" Production Liner Cementación Forzada	0	1,500	Cement (15.8 ppg)	Triaxial	1.156 Triaxial SF @ 14,500 ft.
4 1/2" Production Liner Casing Evacuation	0	0	Reservoir Fluid (38.5 API)	Collapse	1.671 Collapse SF & 1.604 Triaxial SF @ 15,315 ft.

Fuente: elaboración propia.

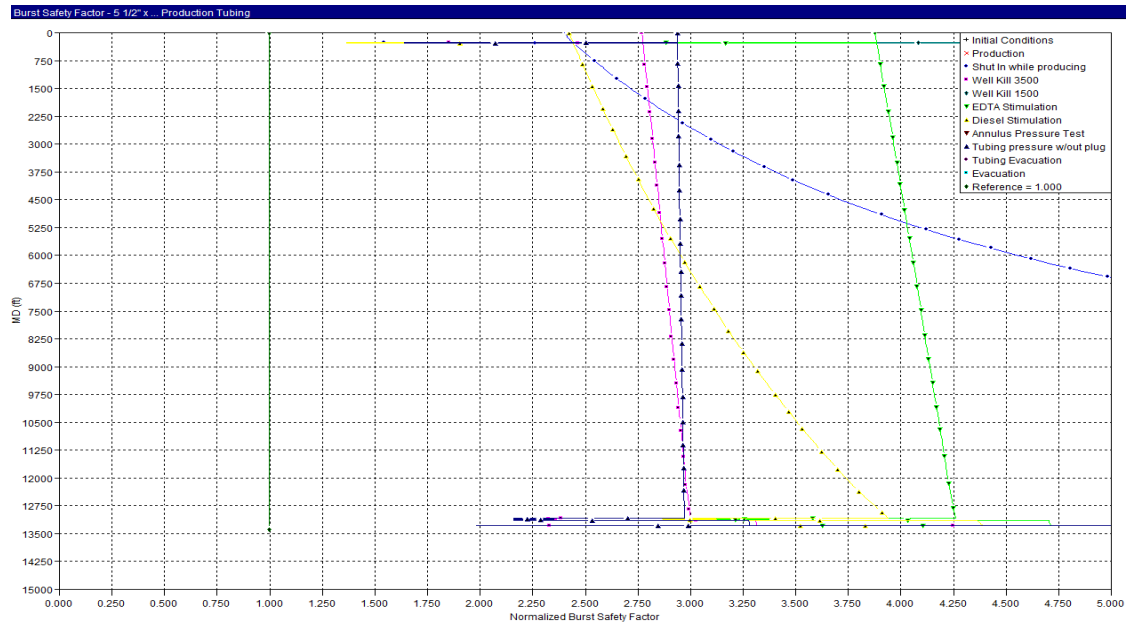
4.7.2 Resultados Gráficos

Gráfico 48. Envelope



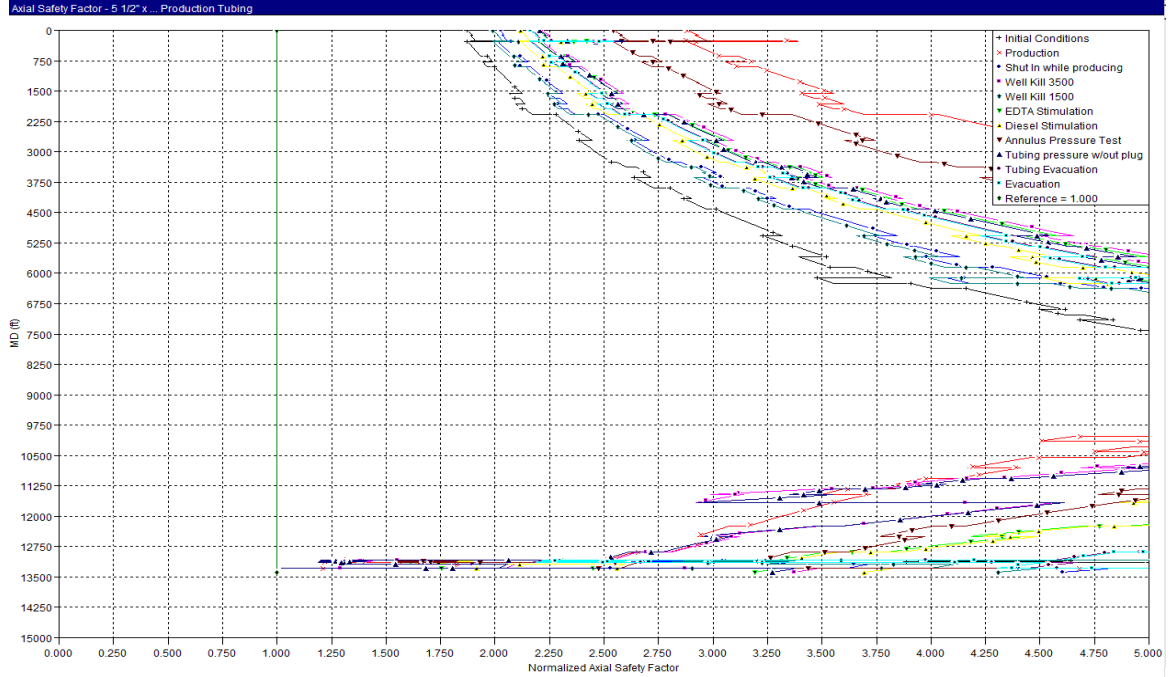
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 49. Factor estallido



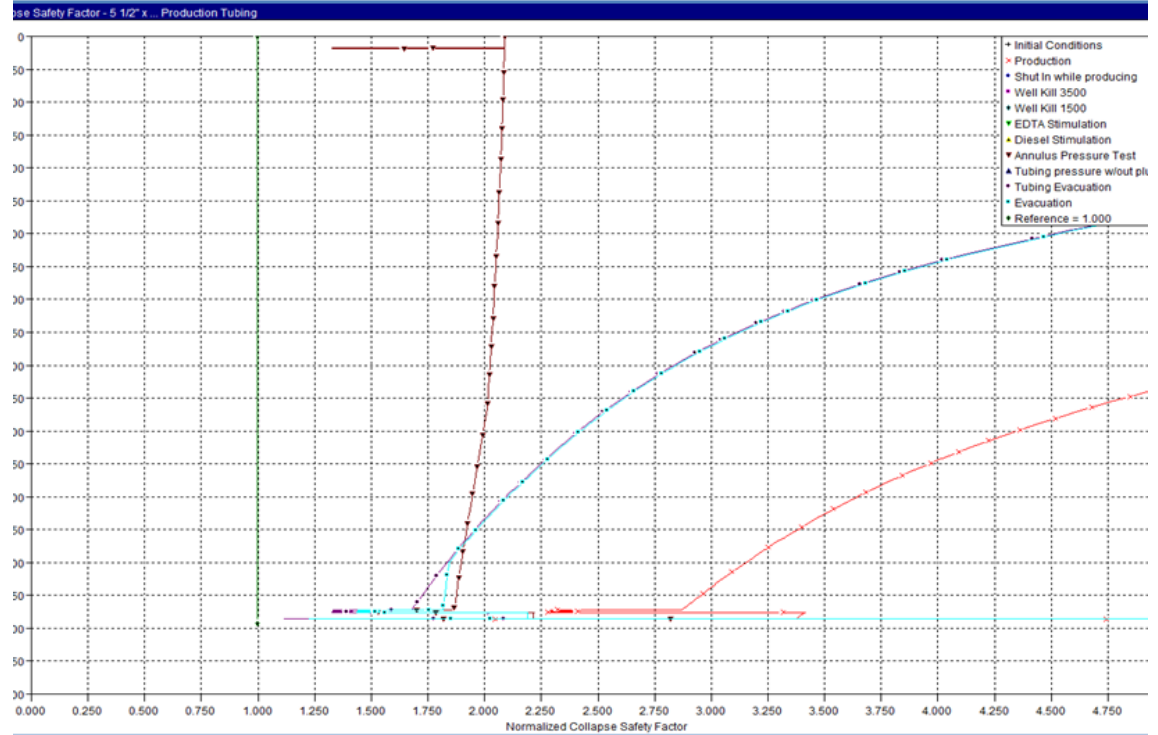
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 50. Factor axial



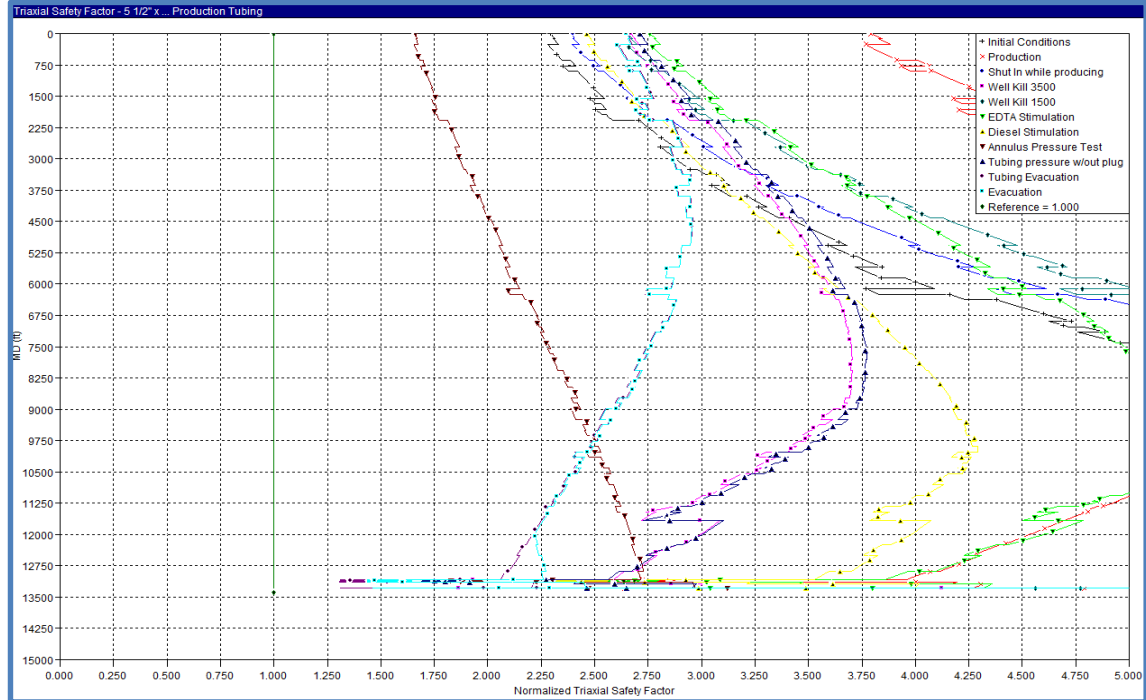
Fuente: elaboración propia.

Gráfico 51. Factor colapso



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 52. Factor triaxial



Fuente: elaboración propia.

4.7.3 Resultados

- El SRPBR de Baker solo permite movimiento hacia arriba de 20 ft y no permite movimiento hacia abajo. (Space Out = 0 ft).
- El sello de ensamble del primer SBL-3 *Packer* no tiene sellos por lo cual no presenta volúmenes atrapados
- Se considera un desgaste del 15% en la tubería según información suministrada por integridad.
- Se Considera un desgaste de 5% en el *liner* de 4 1/2" y 7" y un desgaste del 4% en el *liner* de 9 5/8", de acuerdo a la información tomada del *Hand Over*.
- Condición Inicial: WHT: 90 °F, BHT: 265°F.

Cuadro 25. Tabla de resultados

Cargas	Resultados	Comentarios
Producción	Con WHP: 777 Psi Producción Oil: 374 BPD, Gas: 5 MMscf/day, Water: 927 BPD	El Completamiento resiste la carga de producción.
Cierre de Pozo	WHT 4,000 psi	El completamiento resiste la carga de cierre de pozo. WHSIP: 2,896 psi.
Matar pozo	<i>Tubing Pressure 3,500 Psi</i>	WHSIP 2,896 psi. La presión mínima para matar el pozo es 3,500 psi. Sin Asistencia Anular.
EDTA Stimulación	<i>Tubing Pressure 4,000 psi Annulus Pressure 1,500 Psi</i>	Se simulo con presión en <i>tubing</i> de 4,000 psi para la estimulación con EDTA y los factores de diseño no pasaron. Con presión en <i>tubing</i> de 4,000 psi y presión en anular de 1,500 psi, las cargas pasan y se puede realizar la estimulación bajo estas condiciones.
Diesel Stimulación	WHT 4,000 psi	El completamiento resiste la carga de Diesel Stimulation.
Prueba de Presión Anular	Presión Anular 4,000 psi	Agua Fresca. Prueba anular realizada en el año 2006, fue a 5,000 psi. El completamiento resiste la carga de Anular test.
Presión Prueba <i>Tubing</i>	<i>Tubing Pressure 3,300 Psi</i>	Agua Fresca. Prueba <i>Tubing</i> realizada en el año 2006 fue a 5,000 psi. Con presión en <i>tubing</i> de 3,300 psi y sin asistencia anular, las cargas pasan y se puede realizar la prueba de presión.
Evacuación	Se puede evacuar el pozo hasta 12,000 ft.	Las cargas de 100% Evacuación pasaron para el <i>tubing</i> , <i>liner</i> 7" y 4 1/2". La carga de 100% evacuación se encuentra por fuera del envelope, por lo cual se simulo la máxima evacuación donde la carga quede dentro de la envolvenpe (12,000 ft).
Movimiento de Tubería	-12.58 ft con la carga de "Well Kill After Production"	OK, máximo movimiento permitido -20 ft.
Envelope <i>Packer</i>	La Carga de 100% Evacuación se encuentra por fuera del envelope	La máxima profundidad de evacuación es 12,000 ft y se encuentra por dentro del envelope. Las demás cargas se encuentran por fuera del envelope.

Fuente: elaboración propia.

4.7.4 Análisis

- El Completamiento resiste la carga de producción y de cierre de pozo.
- Con presión en *tubing* de 4,000 psi y presión en anular de 1,500 psi, las cargas pasan y se puede realizar la estimulación EDTA bajo estas condiciones.
- El completamiento resiste la carga de Diesel *Stimulation*.
- Con presión en *tubing* de 3,300 psi y sin asistencia anular, las cargas pasan y se puede realizar la prueba de presión.
- Las cargas de 100% evacuación pasaron para el *tubing, liner* 7" y 4 1/2".
- La carga de 100% evacuación se encuentra por fuera del *envelope*, por lo cual se simulo la máxima evacuación donde la carga quede dentro de la *envelope* (12,000 ft).

5. CONCLUSIONES

- Pobres propiedades petrofísicas de la roca del Mirador superior, invasión de fluidos de perforación e invasión de cemento durante intervenciones de pozos son las tres fuentes de daño más significativas y que restringen de alguna forma la posibilidad de contar con el potencial real del yacimiento. Por esta razón, por medio de la estimulación de alta presión existe la posibilidad de reconectar las fracturas naturales y/o volver a comunicar la permeabilidad de la roca original sobre la cara de la formación.
- La selección de pozos se hizo con criterios de la API *recommended practice* 100-1 y la guía de factores de riesgo de Ecopetrol S.A. escogiendo pozos de la parte más alta en la estructura de Cusiana, debido a su mayor potencial y que no tienen abierto Mirador Superior.
- La posibilidad de colapso es mayor si se presenta ovalidad y desgaste según la información validada en la información de registros.
- Cuando se tiene una mala o nula cementación de una zona puede llevar a colapsar la tubería.
- Ningún pozo fue apto para la estimulación con alta presión al no cumplir con la viabilidad según el factor de diseño de alguna de sus intervenciones anteriormente descritas para cada pozo en su análisis de resultados y graficas correspondientes.
- El pozo número dos sería candidato a realizar un fracturamiento pero con taladro para realizar el *squeeze* recomendado y ejecutarlo de forma segura.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar este tipo de análisis para los campos Cupiagua Sur, Cupiagua y Recetor.
- Realizar estudio de integridad a los demás pozos del campo que se encuentren en la unidad mirador Superior que debido a su heterogeneidad se recomienda realizar trabajo operativo que permitan contactar verticalmente la secuencia de interés (Fracturamiento Hidráulico).
- Mantener los pozos en constante observación de posibles desgastes y ovalidades para prevenir fallas en la integridad de estos.
- Para cualquier otra operación, que no esté contemplada dentro de las simulaciones realizadas, se recomienda realizar de nuevo simulación bajo las condiciones operativas estimadas.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuencas Sedimentarias Colombianas. Disponible en línea:

http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicayGeofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. LLANOS OREINTALES. DISPONIBLE:

[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

American petroleum institute. Hydraulic Fracturing-Well Integrity and Fature Containment. API Recommended practice 100-1. 1 ed. 2015.

BAQUERO, Jose. LOPEZ, Daniela. Reducción diámetro tubería debido al colapso en el revestimiento utilizando registros de integridad. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. 2013.

ECOPETROL, BP TOTAL, TRITON. Estudio técnico del campo Cusiana y Cupiagua contratos de asociación Santiago de las atalayas y Tauramena. 1993.

ECOPETROL, Guía de factores y cargas mínimas para el diseño de revestimientos y tubería de producción.

ECOPETROL, Análisis geológico formación mirador. Noviembre 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LOZANO Edison, ZAMORA Nadezhda, Servicio Geológico colombiano compilación cuenca llanos orientales. Disponible en línea:

<http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

TAURAMENA, Ecopetrol recibió operación del campo Cusiana (en línea), 5 de julio de 2016 (revisado 5 marzo 2019) disponible en internet:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines/Boletines/Ecopetrol-recibio-operacion-campoCusiana>

VILLEGAS, Elias. 2005 interpretación de registros de pozos de petróleo. Lima, Perú. Disponible en línea:

http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/Tesis/Basic/falla_ve/falla_ve.pdf

ANEXOS

ANEXO A
MANUAL SIMULADOR *WELLCAT*
Ver CD

ANEXO B
ESQUEMÁTICO POZO 1

ANEXO C
ESQUEMÁTICO POZO 2

ANEXO D
ESQUEMÁTICO POZO 3

ANEXO E
ESQUEMATICO POZO 4

ANEXO F
ESQUEMÁTICO POZO 5

ANEXO G
ESQUEMÁTICO POZO 6

ANEXO H
ESQUEMÁTICO POZO 6

