

**ANÁLISIS DE LOS COLAPSOS EN REVESTIMIENTOS DE POZOS
PRODUCTORES DE UN CAMPO COLOMBIANO DEBIDOS A LA INYECCIÓN
DE AGUA**

MARÍA JOSÉ CARRILLO CATAÑO

JAIME ENRIQUE LÓPEZ TOLEDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**ANÁLISIS DE LOS COLAPSOS EN REVESTIMIENTOS DE POZOS
PRODUCTORES DE UN CAMPO COLOMBIANO DEBIDOS A LA INYECCIÓN
DE AGUA**

MARÍA JOSÉ CARRILLO CATAÑO

JAIME ENRIQUE LÓPEZ TOLEDO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos.**

Director:

FERNANDO E. CALVETE G.

Ingeniero de Petróleos, MS.c

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014



DEDICATORIA

A Dios por permitirme ser fuerte en los momentos difíciles, por guiarme en el camino a cumplir mis metas y por bendecirme cada día.

A mi mamá por ser el motivo y la razón de mi vida, mi fortaleza, mi inspiración y felicidad, porque con su constancia, dedicación y sacrificio ha logrado apoyarme en todo momento.

A mi papá y mis hermanos Carlos y Milena, porque han sido parte de este sueño y mi motivo para ser mejor, por llenar mi vida de amor y por apoyarme incondicionalmente.

A Tania, por escucharme, comprenderme, acompañarme en los momentos difíciles, ser mi apoyo y llenar este camino de bendiciones y alegrías.

A mis amigos UIS, porque gracias a ellos aprendí que en la vida se puede ser mejor y porque han llenado esta etapa de mi vida con buenos recuerdos.

Finalmente a todas aquellas personas que hicieron parte de este sueño, muchas gracias.

Jaime Enrique López Toledo

DEDICATORIA

A Dios por ser luz, guiar mi camino y brindarme la sabiduría para afrontar todos los
retos y obstáculos que he superado

A mi mamá Carmen Cataño que con su cariño y comprensión supo levantar mi
ánimo cuando pensaba que todo estaba perdido, por su apoyo, paciencia,
sacrificio y por enseñarme lo que realmente es valioso: Constancia, dedicación,
amor y respeto

A mi papá Luis Eduardo Carrillo por brindarme la oportunidad de lograr mis sueños
y acompañarme día a día desde que era una niña

A mis hermanas Dany y Toti por luchar a mi lado en cada momento

A mis abuelos Lucila Guzmán, Enrique Carrillo quienes cuidan de mí desde el
cielo a cada momento

A mi abuelita Maria Brujes quien siempre me ha incluido en sus oraciones y
bendiciones

A mi primo Camilo Mejía quien más que nadie soñaba con verme convertida en lo
que hoy gracias a todos soy

A Oscar Acevedo por todo el cariño y comprensión, por trasnochar a mi lado y
ayudarme a salir adelante cuando los colapsos de los pozos pasaban a ser los de
mi mente

A Jaime López mi amigo y compañero de trabajo incondicional desde los
principios de mi carrera, por confiar en mi para sacar este proyecto adelante

A mis amigos por compartir conmigo esta etapa importante en mi vida

A DD por todas las enseñanzas que aportaste a mi vida

María José



AGRADECIMIENTOS

Son tantas personas que con su apoyo lograron que pudiéramos sacar este proyecto adelante, miles y miles de gracias:

Al equipo de ingeniería y yacimientos de la Alianza Casabe, quienes nos adoptaron como uno más de ellos, a los tutores; ALFONSO MERECA con quien aprendimos a amar la geología y nuestro querido tormento: petrel y TITO ACOSTA quien con su experiencia nos ayudó a reafirmar el amor hacia la ingeniería de petróleos.

A nuestro codirector y apoyo incondicional en Schlumberger BENJAMIN FRANKLIN BONFANTI, que con su intelecto y carisma logro que amaramos los colapsos y todo lo que ellos se origina en el campo.

A nuestro director de tesis FERNANDO CALVETE por confiar, apoyar y asesorar este proyecto, a la escuela de ingeniería de petróleos y todos los docentes que nos vieron crecer y avanzar en el transcurso de nuestra carrera, gracias por permitirnos recorrer este camino y por enseñarnos a amar esta carrera.

Al ingeniero MALEKOV ROBLES quien con su experiencia resolvió las dudas que presentamos a lo largo del proyecto.

A PATRICIO GONZALEZ quien con su humor argentino dedicaba parte de su tiempo para asesorar y resolver interrogantes ingenieriles del proyecto.

A la Alianza Casabe SCHLUMBERGER – ECOPETROL por depositar su confianza en nosotros y permitirnos llevar este proyecto a cabo, a los reclutadores de Schlumberger RAFAEL CÓRDOBA y ROBERTO CORTEZ por confiar en que era posible este proyecto.

Solo nos resta decir que los colapsos de Casabe, han dejado de ser nuestros propios colapsos, gracias y mil gracias SCHLUMBERGER SURENCO por brindarnos la oportunidad de asumir un proyecto tan enriquecedor como lo fue este.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. COLAPSO EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DE POZOS PETROLEROS	23
1.1 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	24
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	25
1.2.1 Propiedades del Acero: Punto de Cedencia.	26
1.2.2 Niveles de Servicio.....	28
1.3 TIPOS DE REVESTIMIENTOS	29
1.3.1 Revestimiento Conductor.....	29
1.3.2 Revestimiento de Superficie.....	30
1.3.3 Revestimiento Intermedio o de Protección	31
1.3.4 Revestimiento de Producción.....	31
1.3.5 Revestimiento corto o Liner	32
1.3.6 Tie Back.....	34
1.4 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	35
1.5 CARGAS OPERACIONALES EN REVESTIMIENTOS	36
1.6 CARGAS GENERADAS POR EL YACIMIENTO EN REVESTIMIENTOS	39
1.7 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LOS REVESTIMIENTOS	42
1.7.1 Colapso	43
1.7.2 Estallido	43
1.7.3 Efecto Combinado de Esfuerzos	44
1.8 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE REVESTIMIENTOS	46
1.8.1 Mecanismos de Desgaste del Revestimiento	46
1.8.1.1 Esfuerzo Térmico.....	47
1.8.1.2 Arenamiento.....	47
1.8.1.3 Corrosión.....	52
1.8.1.4 Efectos de la Perforación	55

1.8.2	Variación de las Propiedades de las Tuberías Debido al Desgaste.....	59
1.8.2.1	Resistencia al Estallido.....	59
1.8.2.2	Resistencia al Colapso.....	60
1.8.3	Tipos de Colapso.....	61
1.8.3.1	Colapso de Cedencia.....	62
1.8.3.2	Colapso Plástico.....	63
1.8.3.3	Colapso de Transición.....	65
1.8.3.4	Colapso Elástico.....	67
1.8.4	Mecanismos de Colapsos.....	71
1.8.4.1	Buckling de Revestimiento.....	71
1.8.4.2	Hinchamiento de Arcillas.....	73
2.	GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE.....	74
2.1	HISTORIA Y LOCALIZACIÓN.....	74
2.2	ESTRUCTURA DEL CAMPO.....	77
2.3	ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.....	79
2.3.1	Formación La Paz (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior).....	83
2.3.2	Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior A Medio).....	84
2.3.3	Formación Colorado (Oligoceno Medio – Mioceno Inferior).....	84
2.4	CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	85
2.5	HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	88
2.6	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CASABE.....	90
2.7	ANTECEDENTES DE COLAPSOS DE POZOS.....	92
3.	GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	100
3.1	CONDICIONES OPERACIONALES.....	101
3.1.1	Tasa de Inyección.....	101
3.1.2	Presión de Inyección.....	101
3.1.3	Espaciamiento entre Pozos.....	102
3.2	PRUEBAS DE INYECCIÓN.....	102
3.2.1	Prueba de Trazadores entre Pozos.....	103
3.2.1.1	Requerimientos Técnicos.....	106

3.3	INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CASABE	107
3.3.1	Criterios de Inyección	109
3.3.2	Problemas Asociados a la Inyección en Campo Casabe	111
3.3.2.1	Represurización del Yacimiento	111
3.3.2.2	Aumento en la Producción de Arena	112
3.3.2.3	Corrosión de las Tuberías	114
3.3.2.4	Canalización de la Inyección	116
3.3.3	Inyección Selectiva	117
4.	HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN EL ANÁLISIS	118
4.1	REGISTROS USIT	119
4.1.1	Funcionamiento	119
4.1.2	Ventajas Ultrasónicos USIT Sobre Sónicos VDL	122
4.2	SOFTWARE TECHLOG	123
4.2.1	Requerimientos de Información	124
5.	RECOPILACIÓN HISTÓRICA DE POZOS PRODUCTORES COLAPSADOS DEL CAMPO CASABE	126
5.1	CLASIFICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CASABE Y DEL BLOQUE DE ESTUDIO	126
5.2	IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS COLAPSADOS DEL BLOQUE DE ESTUDIO	129
5.3	SELECCIÓN DE LOS POZOS COLAPSADOS DEL BLOQUE UIS-ESTUDIO PARA EL ANÁLISIS	135
6.	ANÁLISIS DE COLAPSO EN EL POZO PRODUCTOR SELECCIONADO	140
6.1	PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS	141
6.1.1	Primera Etapa: Cálculo de la Presión con la cual llega el Agua Inyectada a la Cara del Pozo Productor	141
6.1.1.1	Procedimiento	142
6.1.2	Segunda Etapa: Cálculo de las Presiones de Colapso por Medio de Registros Eléctricos	148
6.1.2.1	Cálculos de Ovalidad y Desgaste	149
6.1.2.2	Cálculos de Presión de Colapso y Estallido	150
6.1.2.3	Procedimiento	151



6.2	OFENSORES PRINCIPALES LIGADOS A LA INYECCIÓN DE AGUA.....	159
7.	CONCLUSIONES	161
8.	RECOMENDACIONES	164
	BIBLIOGRAFÍA.....	165
	ANEXOS.....	171

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Proceso de construcción de tuberías mediante fusión en horno.....	25
Figura 2. Carga graficada contra tensión (o contracción) indicando el punto de cedencia.	26
Figura 3. Convencional Mechanical Liner Hanger System.....	33
Figura 4. Esquema representativo de las tuberías de Revestimiento.	35
Figura 5. Impacto de la corrosión en la integridad de la tubería de revestimiento	53
Figura 6. Esquema de desgaste del revestimiento.....	56
Figura 7. Desgaste del revestimiento por adhesión	58
Figura 8. Desgaste del revestimiento por maquinado.....	58
Figura 9. Desgaste del revestimiento por pulido	59
Figura 10. Factor de reducción por ovalidad según la calidad del cemento.....	70
Figura 11. Localización geográfica del Campo Casabe.....	74
Figura 12. Producción de petróleo e inyección de agua en el Campo Casabe	76
Figura 13. Ambiente estructural del Campo Casabe.....	78
Figura 14. División por bloque del Campo Casabe	79
Figura 15. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	81
Figura 16. Columna estratigráfica Generalizada Campo Casabe.....	82
Figura 17. Esquema Ambiente de Sedimentación Fluviales Meandriformes	83
Figura 18. Tormenta de ideas para analizar la deformación de los revestimientos	96
Figura 19. Pozos con restricción por bloque, de los perforados por la Alianza Casabe. ..	97
Figura 20. Pozos con restricción por arenas, de los perforados por la Alianza Casabe. ..	98
Figura 21. Esquema de una prueba de inyección de trazadores	105
Figura 22. Esquema de inyección y producción del Campo Casabe.	108
Figura 23. Comparación de los esquemas de inyección de agua correspondientes a 1986 y 2003.	109
Figura 24. Esquema de la herramienta multifinger.	119

Figura 25. Esquema de la herramienta USIT.	120
Figura 26. Mediciones USIT.	121
Figura 27. Presentación combinada USIT.	122
Figura 28. Interpretación de imágenes USIT.	123
Figura 29. Interpretación de imágenes USIT.	124
Figura 30. Clasificación de pozos del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo.	127
Figura 31. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO correspondientes a su respectivo tipo.	131
Figura 32. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por año.	132
Figura 33. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por tipo de revestimiento.....	133
Figura 34. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por tipo de cemento.	135
Figura 35. Patrón de inyección cinco puntos.	141
Figura 36. Patrón de inyección usado para el análisis.....	142
Figura 37. Perfil de presión del pozo inyector 1 al productor UIS DIR.	146
Figura 38. Perfil de presión del pozo inyector 2 al productor UIS DIR.	146
Figura 39. Perfil de presión del pozo inyector 3 al productor UIS DIR.	147
Figura 40. Perfil de presión del pozo inyector 3 al productor UIS DIR.	147
Figura 41. Diagrama tomado del software TECHLOG de la zona muestreada.	153
Figura 42. Reporte final PDF del archivo armado en TECHLOG para el análisis de las presiones de colapso.....	154
Figura 43. Multifinger del pozo UIS DIR en el software WELLCAD.....	155
Figura 44. Croquis de ubicación de línea sísmica aleatoria (SW-NE) por pozos.	156
Figura 45. Croquis de ubicación de línea sísmica aleatoria (SW-NE) por pozos, corte sísmico en diferentes pozos.	158

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Puntos de cedencia para tuberías de diferentes grados API.....	27
Tabla 2. Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento.....	45
Tabla 3. Factores de seguridad recomendados por tipo de carga y tubería.....	46
Tabla 4. Grado de Corrosión a partir de la presión parcial del CO ₂	54
Tabla 5. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso plástico.....	63
Tabla 6. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso plástico.....	64
Tabla 7. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso transitivo	66
Tabla 8. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso elástico.....	68
Tabla 9. Clasificación del crudo según densidad.	86
Tabla 10. Gradientes de presión y temperatura de los yacimientos en el Campo Casabe	87
Tabla 11. Propiedades petrofísicas del campo.....	87
Tabla 12. Propiedades de los fluidos del campo.....	88
Tabla 13. Criterios de inyección empleados durante la inyección de agua en campo Casabe.....	110
Tabla 14. Numero de limpiezas de arena realizadas en Casabe a junio de 1991	113
Tabla 15. Resumen de problemas de corrosión en el Campo Casabe desde que se implementó la inyección de agua.	115
Tabla 16. Clasificación de pozos del Campo Casabe según tipo.....	126
Tabla 17. Clasificación de pozos abandonados del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo. ...	128
Tabla 18. Clasificación de pozos del Bloque UIS-ESTUDIO según fecha de completamiento.	128
Tabla 19. Clasificación de pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo.	130
Tabla 20. Pozos productores colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO en los perforados.	136
Tabla 21. Pozos productores del Bloque UIS-ESTUDIO con datos de arenamiento y BSW cercano a las fechas de los colapsos.	137
Tabla 22. Síntesis caída de presión desde los pozos inyectoras al productor.	148
Tabla 23. Resultados obtenidos para ovalidad, presión de colapso y desgaste.....	152



Tabla 24. Comparación entre las presiones de inyección y la de colapso del pozo UIS DIR
..... 155

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Características Generales y de los revestimientos de los pozos Colapsados del bloque UIS-ESTUDIO	171
ANEXO B. Características de los colapsos y cañoneo de los pozos Colapsados del bloque UIS-ESTUDIO.....	188
ANEXO C. Tabla de pozos Colapsados por año en el Bloque UIS-ESTUDIO	207
ANEXO D. Tablas de colapsos de los pozos productores del bloque UIS-ESTUDIO por revestimiento de producción utilizado.....	209
ANEXO E. Proyecto UIS DIR generado en TECHLOG	211
ANEXO F. Datos a partir de los cuales se generó el Proyecto UIS DIR en TECHLOG..	213

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LOS COLAPSOS EN REVESTIMIENTOS DE POZOS PRODUCTORES DE UN CAMPO COLOMBIANO DEBIDOS A LA INYECCIÓN DE AGUA*.

AUTORES: MARÍA JOSÉ CARRILLO CATAÑO.
JAIME ENRIQUE LÓPEZ TOLEDO**.

PALABRAS CLAVES: Colapsos, Revestimiento, Desgaste de tuberías, Inyección de Agua.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto está enfocado en analizar el efecto de la inyección de agua en los colapsos de revestimientos en pozos productores de uno de los principales campos maduros de la cuenca del valle medio del Magdalena y así determinar los principales factores que influyen en la resistencia de las tuberías. Para esto, se realizó una revisión bibliográfica de todo lo concerniente a colapsos en tuberías de pozos petroleros seguido de una descripción del campo de estudio y el proyecto de recuperación secundaria llevado a cabo allí.

Seleccionado el campo de estudio, se escogió un bloque para el análisis, del cual se efectuó una revisión de todos los pozos en campo y se seleccionaron aquellos que presentaron problemas de integridad por colapsos en los revestimientos. Se presentó un análisis estadístico y se escogió el patrón de inyección a analizar.

El análisis se efectuó en dos etapas, una en la que se calculó la presión de inyección en cara del pozo productor para cada uno de los pozos inyectoros, y la segunda en la cual a partir de los registros USIT y MULTIFINGER se calculó la presión de colapso actual con la cual se pudo asegurar la influencia del proceso de recobro secundario en los colapsos de los pozos del bloque.

Del análisis se encontró que los principales ofensores en la resistencia mecánica de los revestimientos son el desgaste mecánico, dado por la producción de arena y las altas presiones de inyección, y el desgaste químico, generado por el aumento de gases ácidos como el CO₂ y el H₂S el cual se libera a partir del efecto de las bacterias BSR presentes en el yacimiento.

* Trabajo de Grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. MSc. Fernando E. Calvete G.



ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE COLLAPSE OF PRODUCING WELLS IN CASING OF A COLOMBIAN FIELD DUE TO WATER INJECTION*.

AUTHORS: MARÍA JOSÉ CARRILLO CATAÑO.
JAIME ENRIQUE LÓPEZ TOLEDO**.

KEY WORDS: Collapse, Casing, Wear pipes, Waterflooding.

DESCRIPTION:

This project is focused in analyzing the effect of waterflooding in collapses casing of producing wells of a major mature fields in the basin of the Middle Magdalena Valley and determine the main factors influencing the strength of the pipe. For this, it was a literature review of all matters relating to collapses in oil well pipes followed by a description of the field of study and the waterflooding generalities.

Chosen field of study, selected a block for analysis, which reviewed all the wells in the field and those presenting problems integrity collapses casing were selected. Statistical analysis was presented and the injection pattern was chosen to analyze.

The analysis was effected in two stages, one in which the injection pressure in the wellbore of the producing well was calculated for each of the injection well and the second in which from the USIT and MULTIFINGER records collapse pressure was calculated current with which are able to secure the influence of the process of secondary recovery in the collapses of the wells in the block.

From the analysis, it was found that the major offenders in the mechanical strength of the casing are mechanical wear, given by sand production and high injection pressures, and chemical wear, generated by the increase in acid gases such as CO₂ and H₂S which is released from the effect of the BSR bacteria present in the reservoir.

* Degree Project.

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director. MSc. Fernando E. Calvete G.



INTRODUCCIÓN

Una vez superadas las etapas de producción debidas al empuje natural del yacimiento y al empleo de sistemas de levantamiento artificial, en las que el monitoreo, seguimiento y ajuste básico de condiciones operacionales es suficiente para controlar el proceso, comienzan a evidenciarse con mayor regularidad la presencia de factores y condiciones que generan problemas y afectan la eficiencia de producción, aumentándose así los daños y por ende los costos operacionales y debido a esto se aumenta progresivamente el nivel de complejidad para controlar las variables del proceso.

En el mundo, a lo largo de la historia las fallas en los revestimientos han generado diversidad de problemas de seguridad y de tiempos perdidos, generando alzas significativas en los costos de operación que afectan a su vez directamente la eficiencia en la producción de los campos petroleros. Una de las causas más comunes de las pérdidas de pozos y de que se presente una baja producción por restricciones en los mismos, son las fallas del sistema por colapsos de revestimiento de pozos y de ahí la importancia en su identificación y análisis. En Colombia por ejemplo, este tipo de problema se evidencia con bastante frecuencia en pozos de la cuenca del valle medio del Magdalena por causas como arenamiento, desgaste del revestimiento, corrosión en los tubulares, malas decisiones en la selección de los parámetros de diseño, alto tiempo de operación de las tuberías y efecto de los procesos de recuperación secundaria de crudo como la inyección de agua.

Este proyecto está enfocado en analizar el efecto de la inyección de agua en los colapsos de revestimientos en pozos productores de uno de los principales campos maduros de la cuenca del valle medio del Magdalena y así determinar los principales factores que influyen en la resistencia de las tuberías.



En primer lugar se realiza una recopilación bibliográfica de los conceptos asociados a las tuberías de revestimientos, la resistencia a las diferentes cargas operacionales y del yacimiento que soportan, sus propiedades mecánicas y los diferentes parámetros que afectan su desempeño y su integridad.

Para contextualizar el tema, seguido de esto se realiza una descripción del campo Casabe y sus generalidades haciendo énfasis en las características del yacimiento que se ven afectadas por la inyección de agua, así mismo se efectúa una recopilación histórica de los estudios sobre antecedentes de problemas de colapsos en revestimientos de los pozos del campo. A continuación se describen las generalidades de la inyección de agua en el campo y los principales problemas asociados a este proceso de recuperación secundaria.

Como parte del análisis, se genera una base de datos de los pozos que presentaron problemas de colapsos de revestimientos seleccionando un bloque del campo y se caracterizan a partir de diferentes criterios para seleccionar el patrón a ser analizado. Utilizando el registro USIT y el software TECHLOG, se identifican las posibles zonas de colapsos de revestimientos a partir de la inyección de agua.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como resultado del desarrollo del proyecto, en las cuales se identifica las zonas del revestimiento que son más afectadas por el colapso, el efecto que tienen las propiedades petrofísicas en la caída de presión del pozo inyector al productor y su afección directa en la integridad del casing. A su vez se recomienda realizar diferentes estudios de los ofensores principales que generan desgaste en los revestimientos por efecto de la inyección de agua.



1. COLAPSO EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DE POZOS PETROLEROS

Una vez superada la etapa de recuperación primaria durante la producción de fluidos en un campo petrolero, la presión del sistema no es suficiente para extraer los volúmenes deseados de crudo y debido a ello es necesario implementar sistemas de levantamiento y/o estrategias de recuperación adicionales que contribuyan a solventar esta exigencia. Aunque la eficiencia de estas técnicas es relativa dependiendo de las características del yacimiento y de los pozos, de la estrategia implementada y de hecho, de una selección oportuna y pertinente, la mayor parte de ellas favorece los índices de producción durante las etapas tempranas y medias de implementación. Una vez superadas estas etapas, en las que el monitoreo, seguimiento y ajuste básico de condiciones operacionales es suficiente para controlar el proceso, comienzan a evidenciarse con mayor regularidad la presencia de factores y condiciones que afectan la eficiencia de producción, se aumentan los daños y por ende los costos operacionales y se aumenta progresivamente el nivel de complejidad para controlar las variables del proceso.

La implementación de procesos de recuperación adicional de petróleo en campos colombianos no es ajena a los elementos mencionados, más aún cuando históricamente la selección de los procesos y estrategias de recuperación no ha sido precisamente la más adecuada. Sin embargo, durante la última década, las características y condiciones de mercado han favorecido una perspectiva diferente de las compañías operadoras, que ha conducido a reevaluar la mayor parte de los trabajos y estrategias empleadas, generando políticas operacionales más agresivas y oportunas, que minimicen las pérdidas y problemas en pozo y favorezcan sus tasas de retorno. La mejor forma de conseguir este balance se ha dado a través del monitoreo en tiempo real de los problemas con su respectivo grado de ocurrencia,



la planificación y proyección de necesidades futuras, la identificación y análisis de las causas que generan eventuales problemas en pozo y la selección de estrategias más eficientes para darles solución.

En relación a lo anteriormente mencionado, uno de los factores que más afecta la regularidad en la producción de crudo, es el daño en los pozos ocasionado por el colapso del revestimiento. Aunque continuamente se han implementado acciones para disminuir el daño asociado a este factor, es indispensable identificar las causas de su generación y en base a su análisis establecer el mejor escenario para prevenir en pozos futuros este tipo de eventualidades. Para ello es necesario por comenzar teniendo un buen conocimiento de las tuberías de revestimientos de pozos.

1.1 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Los revestimientos comprenden toda clase de tubería que se instala dentro del pozo con el propósito principal de proporcionar una protección al hueco.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están¹:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.

¹ MORENO VARGAS, Gelber Hernán. BALLESTEROS BENAVIDES, Javier Antonio. Perforación de Pozos de Petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling. 2011. Pág. 29.

- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Dependiendo de la profundidad a la que se ubique el revestimiento, éstos tienen funciones complementarias.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación siguiendo las especificaciones de la Norma API 5CT². Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno como se ve en la figura 1, o con costura mediante soldadura eléctrica dependiendo del tipo de tubería, del grado y grupo al cual esta pertenezca.

Figura 1. Proceso de construcción de tuberías mediante fusión en horno.



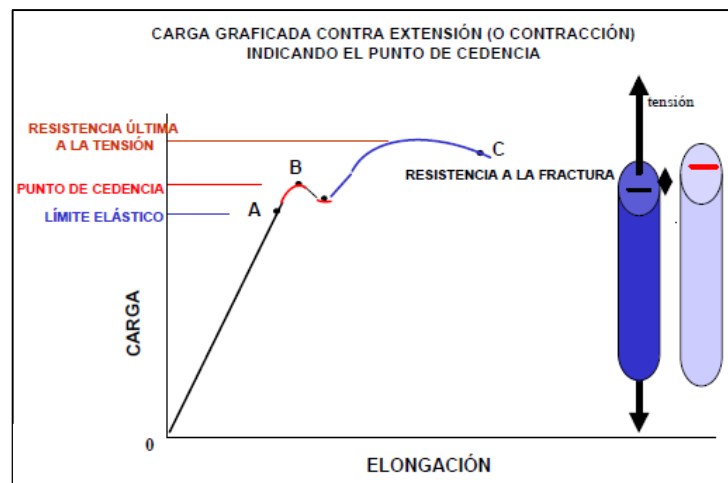
Fuente: JFE. Steel Corporation. Catálogo productos tubulares para países petroleros.

² American Petroleum Institute (API), Specification for Casing and Tubing. API 5CT. 2001.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para los revestimientos y las conexiones están características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas³.

1.2.1 Propiedades del Acero: Punto de Cedencia. Cuando un espécimen de cualquier metal como el acero se carga lentamente por tensión o por compresión, se observa un incremento o decremento en su longitud. Si los incrementos de carga se grafican contra la elongación (o la contracción), se va a obtener una gráfica característica (Ver figura 2).

Figura 2. Carga graficada contra tensión (o contracción) indicando el punto de cedencia.



Fuente: SCHLUMBERGER. Dimensiones y resistencias para tubulares API empleados en el campo petrolero.

³ MORENO VARGAS. BALLESTEROS BENAVIDES. Op. Cit. Pág. 31.

API define el punto de cedencia como el esfuerzo de tensión que se requiere para producir una elongación total de 0.5% de la longitud medida de un espécimen de prueba, determinado por un extensómetro o multiplicando divisores. Para los grados P- 105 y P- 110 la elongación total de la longitud es de 0.6%⁴.

En la tabla 1 se muestra los puntos de cedencia para los diferentes grados de tubería API.

Tabla 1. Puntos de cedencia para tuberías de diferentes grados API.

Grado	Esfuerzo de Cedencia (psi)		Ultima resistencia a la Tensión (psi)	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H40	40 000	80 000	60 000	29,5
J55	55 000	80 000	75 000	24,0
K55	55 000	80 000	95 000	19,5
L80	80 000	95 000	95 000	19,5
N80	80 000	110 000	100 000	18,5
C90	90 000	105 000	100 000	18,5
C95	95 000	110 000	105 000	18,0
T95	95 000	110 000	105 000	18,0
P110	110 000	140 000	125 000	15,0
Q125	125 000	150 000	135 000	14,0

Fuente: CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice.

El principio básico del diseño en la norma API 5C3 para la cedencia del colapso es tal que la falla toma lugar por la cedencia inicial en la pared interna; de hecho, no hay pérdidas de la integridad de la presión interna y la integridad estructural, cuando la falla toma lugar y el casing puede todavía soportar una gran cantidad de presiones de colapso. Por lo tanto, una consideración importante en el diseño del casing es realizar una predicción precisa del punto de cedencia a la resistencia de colapso a

⁴ SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Dimensiones y resistencias para tubulares API empleados en el campo petrolero. Pág. 23.



través de la pared la cual se define como el máximo valor de presión externa requerida para causar que el casing de acero falle⁵.

1.2.2 Niveles de Servicio. Los tubulares usados en la industria petrolera se clasifican de acuerdo con las condiciones de servicio en niveles especificados en la norma API 6A PSL⁶.

- **Nivel 1: Grados H-40, J-55, K-55 y N-80**

Para servicio dulce o cantidad limitada de H₂S y presiones menores a 5000 psi.

- **Nivel 2: Grados M65, L80, C90, C95 y T95**

Alta presión con contenido de H₂S limitado o baja presión con contenido de H₂S elevado y control estricto de dureza y de QA/QC.

- **Nivel 3: Grado P-110**

Para bajo contenido de H₂S, alta temperatura y alta presión.

- **Nivel 4: Grados por encima del nivel 3 como Q125**

Aplicaciones de altas presión con alto contenido de H₂S, control muy estricto de QA/QC, los tramos de tubería son totalmente rastreables por número de serie para todo el trabajo.

⁵ SUN, Yongxing. Equation for calculation casing through Wall yield collapse pressure. SPE 126580 MS. 2010. Pág. 1.

⁶ SCHLUMBERGER. Op. Cit. Pág. 26.



1.3 TIPOS DE REVESTIMIENTOS

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo.

Las diferentes sartas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son⁷:

- Revestimiento Conductor
- Revestimiento de Superficie
- Revestimiento Intermedio
- Revestimiento de Producción
- Camisa o “Liner”
- Revestimiento removible o “Tie back”

1.3.1 Revestimiento Conductor. Es un tubo guía de diámetro grande (16” a 30”) que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, y es la primera tubería de revestimiento sobre la cual se montan las preventoras y las conexiones de circulación de lodo de perforación. Se utiliza para reforzar la sección superior del pozo y evitar que la circulación de fluidos de perforación lo lave demasiado.

La profundidad de asentamiento varía entre 150’ y 250’.

Sus principales funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del pozo.

⁷ MORENO VARGAS. BALLESTEROS BENAVIDES. Op. Cit. Págs. 37-43.



- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un B.O.P. anular.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del pozo.

1.3.2 Revestimiento de Superficie. Es la tubería de revestimiento de diámetro inferior (20" a 9 5/8"), esta proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes de la formación. La profundidad de asentamiento varía entre 300' y 3500' dependiendo de la profundidad final y diseño del completamiento del pozo y generalmente se cementa hasta superficie.

Entre sus funciones más importantes están:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo.
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad (B.O.P).
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.



1.3.3 Revestimiento Intermedio o de Protección. Este tipo de revestimiento proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo, también suministra aislamiento en zonas inestables del pozo, en zonas donde hay pérdidas de circulación o bajas presiones y en capas productoras. Sus profundidades de asentamiento están entre 11000' y 12000' o más y sus diámetros suelen ser entre 13 3/8", 10 3/4", 9 5/8".

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas hinchables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.
- Separa el agujero en secciones para facilitar el trabajo.
- Cubrir zonas con pérdida de circulación severas.

1.3.4 Revestimiento de Producción. Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completamientos. Este revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción ("tubing") durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo y sus diámetros suelen ser de 4 1/2", 5", 7" y 9 5/8".

Las principales funciones son:



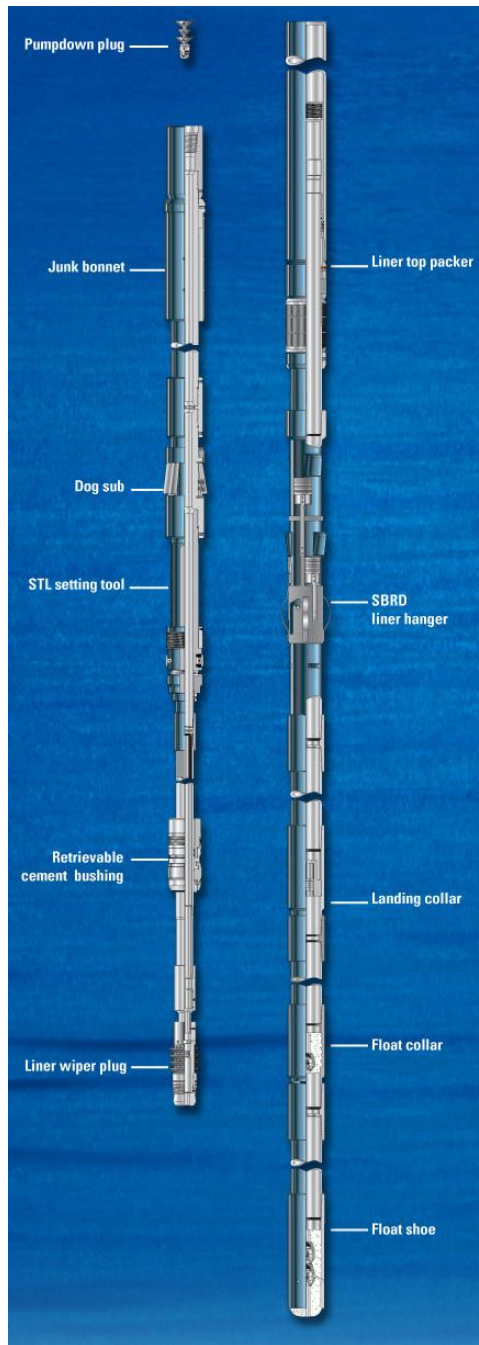
- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.
- Cubrir la tubería de revestimiento intermedia desgastada o dañada.
- Servir de cubierta protectora para los equipos de producción.

1.3.5 Revestimiento corto o Liner. Este tipo de revestimiento es una manera de solucionar la posibilidad de generar cargas axiales excesivas sobre el tope del revestimiento intermedio o de producción, a medida que aumenta la profundidad.

Además de reducir la tensión en la tubería de revestimiento debido a la menor longitud, también reduce los costos al no estar colgada desde la superficie. Un inconveniente que tiene este revestimiento es que se debe garantizar un muy buen sello en el tope del liner al realizar la operación de cementación, de otra forma podría haber una fuga al no tener un adecuado aislamiento hidráulico. Esto se puede solucionar instalando un empaque en el tope del liner, pero esto se debe tener solo como contingencia. Normalmente esta cementada en toda su longitud. La mayoría de revestimientos cortos o liners son de 4 1/2" de diámetro.

Esta tubería de revestimiento ayuda a remediar problemas de integridad de los revestimientos anteriores; en estos casos se le llama comúnmente en la industria Scab Liners. Se usan cuando no hay un buen aislamiento hidráulico en el tope del liner u ocurre el colapso de la tubería. Su esquema se puede observar en la figura número 3.

Figura 3. Convencional Mechanical Liner Hanger System.



Fuente: Services & Products. Schlumberger. 2014



Los liners se utilizan para:

- Control de pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- Economía de tubería de revestimiento.
- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro.

1.3.6 Tie Back. Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento “tie back” cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial.

El tie back aísla el revestimiento usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

En la figura 4 se presentan algunos de los esquemas como puede quedar revestido un pozo.

Figura 4. Esquema representativo de las tuberías de Revestimiento.



Fuente: http://fracfocus.ca/sites/all/themes/fracfocus_look/images/drilling_casing.jpg

1.4 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La selección apropiada de las tuberías de revestimientos es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y durante la vida productiva del pozo.

Un diseño de casing es exitoso cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completamiento, profundización, producción y



workover durante la vida útil del pozo a un costo óptimo. Los criterios generales de la selección de tubería de revestimiento son⁸:

- Tipo de pozo (horizontal / vertical)
- Tope de cemento hasta la mitad de la tubería
- Gradiente normal de temperatura
- Gradiente de fractura calculado
- Densidad y tipo de lodo de perforación
- Trayectoria del pozo
- Presión de poro de la formación
- Presión de fractura estimada
- Perfil de temperatura
- Localización de zonas permeables
- Zonas de posibles pérdidas de circulación
- Altura de cemento
- Presencia de H₂S y/o CO₂, domos salinos, etc.
- Datos históricos del yacimiento

El objetivo es diseñar un programa de revestimientos que sea confiable, sencillo y económico.

1.5 CARGAS OPERACIONALES EN REVESTIMIENTOS

Las cargas a las cuales los revestimientos están sometidos se pueden clasificar en tres grandes categorías⁹:

⁸ Ibíd. Págs. 28-29.

⁹ OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte Llanero operados por BP. 2008. Págs. 38-42.



- Diferenciales de presión a través de la sección transversal
- Cargas axiales
- Concentración de esfuerzos debido a la deformación asociada con la curvatura de los pozos.

Los esfuerzos que son aplicados sobre la cara de los revestimientos son directamente el resultado de la acción de las presiones de formación o el intento de control de estas presiones. Estas presiones normales son el resultado del gradiente hidrostático de los fluidos de poro que se encuentran en la roca, el cual es transmitido verticalmente por la comunicación de los espacios porales. No obstante, en algunos casos, formaciones con muy baja permeabilidad pueden causar presiones anormales y estas zonas pueden causar a su vez problemas en los revestimientos. La dificultad con las zonas de presiones anormales no está solo en la magnitud de la presión actuando sobre la cara externa del revestimiento, sino la posibilidad de escape de los fluidos de formación ejerciendo presiones de gran magnitud aplicadas sobre los revestimientos anteriores instalados a menor profundidad.

Aparte de las presiones debido a fluidos en la parte externa del revestimiento, otra forma de cargas diferenciales es el aumento de presión de fluidos de completamiento atrapados debido al mal diseño del completamiento en conjunto con la expansión térmica del fluido; y también el aumento de presión en la parte externa del revestimiento generado por un proceso de recobro secundario como lo es la inyección de agua.

Por su lado, las cargas axiales en los revestimientos son imposibles de evitar. Una junta de revestimiento siempre estará soportando el peso de las que se encuentren por debajo de ella, sin embargo a través de la vida operativa del pozo las cargas pueden cambiar, ya que se pueden generar cargas adicionales en diferentes partes de la tubería debido a los cambios de las condiciones a las cuales fue instalada.



Las cargas axiales incrementales, es decir, las que son generadas después de que la tubería es instalada pueden ser divididas en dos clases de acuerdo a su origen. La primera clase tiene en cuenta las cargas que están relacionadas con el proceso de completamiento como lo son el aumento de la tensión/compresión en un intervalo no soportado durante el proceso de instalación del completamiento (peso arriba y peso abajo) y posiblemente cargas discretas debido a secciones colgadas de liners. Este tipo de cargas deben ser tenidas en cuenta en los cálculos de diseño. La segunda clase tiene que ver con los cambios del medio en el cual están instalados los revestimientos y estos pueden tener consecuencias más importantes que las anteriores. Numerosos casos de falla de los revestimientos pueden ser atribuidos a la acción conjunta de los efectos de tensión incremental como resultado de¹⁰:

- *Cambios de temperatura:* un aumento o disminución de la temperatura de yacimiento a la cual se instalaron los revestimientos puede ocasionar un alargamiento o reducción en la longitud de la tubería induciendo esfuerzos de tensión o compresión en ésta si sus extremos están fijos.
- *Cambios de presión:* El efecto del cambio de presión interna de la tubería hace que aumente su sección transversal presionando las caras de la tubería y hay un gran efecto donde haya cambios de diámetro; además de esto, la tubería se induce bajo una fuerza de tensión/compresión en la dirección axial si la tubería no se puede desplazar y esta fija o anclada en sus extremos.

Por ello se deben usar casing con más espesor de pared y más alto grado de acero en los completamientos con el fin de compensar los esfuerzos térmicos y los cambios de presión. Esto incrementa la capacidad de resistencia al colapso y resiste

¹⁰ Ibid. Pág. 41.



las fallas del casing debidas a cargas no uniformes como por ejemplo las ejercidas por el arenamiento¹¹.

Por otra parte los esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería se han tomado como una categoría aparte ya que su modelamiento es muy complejo y depende directamente del perfil del pozo, su trayectoria y tortuosidad. El doblado de la tubería también puede ocurrir debido a su mismo peso.

1.6 CARGAS GENERADAS POR EL YACIMIENTO EN REVESTIMIENTOS

Entre las cargas que soportan los revestimientos debido a diferentes factores del yacimiento se encuentran:

- Altos gradientes de esfuerzos in situ
- Variación de la presión de poro
- Compactación y subsidencia
- Cizallamiento a lo largo de planos de falla

La depleción de los yacimientos de hidrocarburos provoca efectos significativos en su entorno; un ejemplo de esto es la variación de la presión de poro, que surge de las actividades de producción o de inyección que se traduce en cambios de los esfuerzos de las rocas que componen el campo. Por lo tanto, el yacimiento sufre cambios significativos en su configuración de equilibrio; actividades como la producción (o inyección) de fluido en el medio poroso causa variaciones significativas en su presión de poro y por tanto, en su estado de estrés.

Altos gradientes de esfuerzos y desplazamientos normalmente son tenidos en cuenta en geomecánica de yacimientos durante un desarrollo del campo. Al llegar

¹¹ L.Q. YANG, H. ZHANG, J.Y. LIANG, H.Y. WANG. Mechanisms of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation. PETSOC 2009 026. 2009. Pág. 1.



a niveles críticos, tales gradientes pueden tener efectos perjudiciales sobre la integridad de las características presentes en el sistema, tales como en el daño en revestimiento de los pozos¹².

Por otro lado, en todos los pozos hay fuerzas naturales y ocasionalmente inducen fuerzas las cuales pueden colapsar el casing. Por esto ha sido una práctica común diseñar sartas de casing con suficiente resistencia para aguantar dichas fuerzas. Las fuerzas naturales son creadas por el movimiento actual de la roca o sedimentos penetrados por el pozo. Al menos dos tipos básicos de movimientos de roca en la tierra se han reconocido: primero desplazamiento a lo largo de planos de fallas activas y segundo la subsidencia de los sedimentos sobre la zona de compactación.

En el efecto de compactación y subsidencia en el casing, la totalidad de la sección por encima de la zona de compactación disminuye y la sarta de revestimiento se mueve hacia abajo sin esfuerzos adicionales. Sin embargo en la zona de compactación, el casing está sujeto a fuerzas compresivas del overburden que se trasmite a través del cemento al casing sobre esta zona. Teniendo en cuenta que este acortamiento de la sección puede ser tanto como 20 o 30 ft, es de notar que un casing convencional se puede pandear y colapsar antes de que se tenga una máxima compactación. Entonces, la fuerza de subsidencia es transmitida del casing al liner a través del colgador y el empaque dentro de la zona de compactación en sí, transfiriendo las fuerzas compresivas al liner lo cual resulta en el colapso del mismo¹³.

¹² RIGHETTO, G.L, LAUTENSCHLAGER, C. E, et al. A Smart Way to Build Geomechanical Models and Analyze Casing Collapse during the Petroleum Field Development. ARMA 14 7183. 2014. Pág. 1.

¹³ MURCHEY, G.N. Problems in casing collapse. SPE 519 G. 1955. Pág. 2.



La mayoría de las sartas de casing no cementados continuamente a través de su longitud son probablemente deformados cuando están sujetos a cargas axiales resultantes de la compactación del yacimiento¹⁴.

Otro factor importante es cuando el deterioro del casing surge a través de la cizalla debido al desplazamiento de los estratos de roca a lo largo de los planos de falla de inclinación más pronunciada. Estos desplazamientos son fallas de corte o cizalla. Ellas se activan por la concentración de tensión generada por los cambios de volúmenes resultantes de la producción o actividad de inyección. Los cambios de volúmenes pueden surgir a partir de cambios de presión, cambios de temperatura, o movimientos sólidos (inyección de sólidos o producción)¹⁵.

Los mecanismos de deformación de casing dominantes están localizados en el corte horizontal en las interfaces de las litologías débiles dentro de las capas de la tierra, localizadas en el corte horizontal al tope de la producción y en los intervalos de inyección, y el pandeo entre el intervalo de producción principalmente localizado cerca a las perforaciones.

La mitigación del daño del casing por este factor usualmente se traduce en reducir la cantidad de cizalla o encontrar un método que permita distorsión sin que se vea afectado el casing. El fortalecimiento del sistema cemento-casing rara vez eliminara el cizallamiento, aunque en algunas circunstancias esto las puede retardar.

El cizallamiento del casing es causado por el cizallamiento de la roca. El cizallamiento de la roca es causado por cambios en el esfuerzo y la presión, inducidos por las actividades típicas de recobro de petróleo tales como la depleción, inyección y calentamiento.

¹⁴ YUDOVICH, A. CHIN, L.Y. MORGAN, D.R. Casing Deformation in Ekofisk. SPE 17856 PA. 1989. Pág. 1.

¹⁵ DUSSEAULT, Maurice B. BRUNO, Michael S. BARRERA, John. Casing shear: Causes, Cases, Cures. SPE 72060 PA. 2001. Pág. 1.



El cizallamiento de la formación es analizado en términos del comportamiento esfuerzos/tensión y la resistencia de la roca. Los factores mecánicos críticos son los parámetros de deformación del material, la resistencia a la cizalla de varias unidades e interfaces y los cambios en el esfuerzo, temperatura y volumen a los cuales los estratos están expuestos. Esos cambios se deben a la producción y las actividades de inyección.

1.7 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LOS REVESTIMIENTOS

El diseño convencional de tubulares consiste en una comparación de los escenarios más razonables en los cuales se presentan cargas aplicadas y la evaluación de la resistencia de estos en presencia de dichas cargas.

La variedad de modos de falla mecánica que el cuerpo de una junta de revestimiento puede sufrir, se puede subdividir en dos modos.

Modo de falla relacionado con la inherente resistencia del acero del casing (estallido o cedencia axial) y modo de falla relacionado con la inestabilidad estructural (pandeo o colapso). De hecho, que el casing falle en cualquiera de estas categorías depende de la geometría del casing y la resistencia final del acero del casing. Sin embargo, en el caso de fallas de estabilidad (especialmente colapso), normalmente se intenta evitar la inicialización con el entendimiento del pandeo y no el comportamiento postpandeo que representa el punto al cual el revestimiento pierde su integridad de diseño¹⁶.

¹⁶ PATTILLO, P.D. HUANG, N.C. The effect of axial load on casing collapse. SPE 9327 PA. 1982. Pág. 1.



1.7.1 Colapso. La resistencia al colapso está relacionada con la capacidad de la tubería a mantener su forma, con un diferencial de presión aplicado desde su parte externa.

El desempeño del revestimiento con respecto a la resistencia al colapso está basado en los siguientes principios¹⁷:

- La resistencia al colapso de las conexiones siempre se asume mayor al de la tubería.
- La resistencia al colapso incluye la resistencia a la presión de los fluidos que se encuentra en el exterior y el interior de la tubería y a la tensión axial. La deformación del área transversal debido a cargas no uniformes debe ser tratada por separado.
- El efecto de doblado de la tubería con respecto a la resistencia al colapso es tomado como una carga axial equivalente, donde la carga equivalente es el máximo esfuerzo de doblado aplicado a la sección entera.
- Las cargas axiales que son aplicadas en la tubería pueden afectar la resistencia al colapso en forma positiva si es de compresión y negativa si es de tensión. En el diseño se debe tener en cuenta la de tensión, ya que es la que más impacta las cargas operacionales de la tubería.

1.7.2 Estallido. La resistencia a la presión interna o estallido refleja la cantidad de esfuerzo que resiste la estructura metálica a un diferencial de presión interno.

La resistencia a la presión interna de los revestimientos está basada en los siguientes principios¹⁸:

¹⁷ OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. Op. Cit. Pág. 44.

¹⁸ *Ibíd.* Pág. 48.



- La resistencia al estallido de la conexión debe ser igual o mayor que la de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente la Buttress, es posible que la resistencia al estallido de la conexión sea inferior a la de la tubería.

1.7.3 Efecto Combinado de Esfuerzos. Las propiedades anteriormente mencionadas son tomando la tubería sin ninguna deformación por curvaturas y sin los efectos de la tensión o compresión de la tubería debido a esfuerzo axial. Desafortunadamente varias de las propiedades del revestimiento son modificadas debido a la interacción de todos los esfuerzos al mismo tiempo y en presencia de esfuerzos axiales de tensión, compresión y esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería.

Las especificaciones de las tuberías de revestimiento utilizadas en el Campo Casabe se verán en los próximos capítulos, sin embargo en la tabla 2 se muestran las propiedades mecánicas de las tuberías de revestimiento allí utilizadas¹⁹.

La norma API 5C3 establece los cálculos mínimos que se realizan para el diseño de las tuberías de revestimientos, en esta norma solo se consideran 3 tipos de cargas y los factores de seguridad recomendados por la industria como se muestran en la tabla 3²⁰.

¹⁹ PRONTUARIO. Tenaris Tamsa. Tubos de Acero de México S.A. REV. 02. Octubre 2009.

²⁰ GUTIERRES ESCOBAR, Sergio. Identificación de problemas de colapsos en revestimientos de pozos ocasionados por efectos Geomecánicos. Caso de estudio: Pozo de un campo Colombiano. 2013. Pág. 29.

Tabla 2. Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento

O.D.	Peso	Dimensiones				Propiedades Mecánicas	Grados de Acero API						
		Espesor	I.D.	Drift	Área Transversal		H40	J55	K55	N80	P110		
Pulg	lb/ft	Pulg	Pulg	Pulg	Pulg ²								
9 5/8	36	0.352	8.921	8.765	10.254	Colapso	Psi	1720	2020	2020	2370		
						Tensión	lbx1000	410	564	564	820		
						P. Interna	Psi	2560	3520	3520	5120		
						P. Prueba	Psi	2300	3200	3200	4600		
7	20	0.272	6.456	6.331	5.749	Colapso	Psi	1970	2270	2270	2740		
						Tensión	lbx1000	230	316	316	460		
						P. Interna	Psi	2720	3740	3740	5440		
						P. Prueba	Psi	2500	3400	3400	3400		
	23	0.317	6.366	6.241	6.656	Colapso	Psi		3270	3270	3830		
						Tensión	lbx1000		366	366	532		
						P. Interna	Psi		4360	4360	6340		
						P. Prueba	Psi		4000	4000	5800		
	26	0.362	6.276	6.151	7.549	Colapso	Psi		4330	4330	5410	6230	
						Tensión	lbx1000		415	415	604	830	
						P. Interna	Psi		4980	4980	7240	9960	
						P. Prueba	Psi		4600	4600	6600	9100	
29	0.408	6.184	6.059	8.449	Colapso	Psi				7030	8530		
					Tensión	lbx1000				676	929		
					P. Interna	Psi				8160	11220		
					P. Prueba	Psi				7500	10000		
6 5/8	20	0.288	6.049	5.924	5.734	Colapso	Psi	2520	2970	2970			
						Tensión	lbx1000	229	315	315			
						P. Interna	Psi	3040	4180	4180			
						P. Prueba	Psi	2800	3800	3800			
	24	0.352	5.921	5.796	6.937	Colapso	Psi		4560	4560	5760	6730	
						Tensión	lbx1000		382	382	555	763	
						P. Interna	Psi		5110	5110	7440	10230	
						P. Prueba	Psi		4700	4700	6800	9400	

Fuente: PRONTUARIO. Tenaris Tamsa. Tubos de Acero de México S.A. REV. 02. Octubre 2009.

Tabla 3. Factores de seguridad recomendados por tipo de carga y tubería.

Revestidor	Colapso	Estallido	Tensión
Conductor	1,0	-	-
Superficial	1,0	1,1	1,6
Intermedio	1,0	1,1	1,6
Producción	1,1	1,1	1,6

Fuente: GUTIERREZ ESCOBAR, Sergio. 2011.

1.8 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE REVESTIMIENTOS

Las propiedades mecánicas de los revestimientos de pozo se ven afectadas en gran medida debido al desgaste y a la deformación²¹.

Los modos de fallas relacionados a la resistencia del casing son el colapso (esfuerzo radial), ruptura tensil (tensión axial) y salto de rosca (tensión/compresión axial). Además cuando se le adicionan los efectos de corrosión y fatiga a la resistencia del casing, el potencial de falla incrementa. A su vez cuando ocurre un incremento en la tensión se reduce considerablemente la resistencia al colapso del casing²².

1.8.1 Mecanismos de Desgaste del Revestimiento. Hay muchos factores causantes de desgaste en el revestimiento. Entre ellos se tiene:

²¹ OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. Op. Cit. Págs. 53-77.

²² YUDOVICH, A. CHIN, L.Y. MORGAN, D.R. Op. Cit. Pág. 1.



1.8.1.1 Esfuerzo Térmico. En procesos térmicos como la inyección de vapor, el casing se expande cuando es calentado. El esfuerzo axial dentro del casing es compresivo cuando los dos terminales del casing son fijos. Cuando el esfuerzo axial excede el punto de cedencia, este no puede liberarse eficazmente. Entonces el esfuerzo axial cambia a esfuerzo lateral y entonces ocurre la falla del casing debido a la generación de deformación permanente o deformación plástica del casing. Cuando la inyección de vapor se detiene la temperatura disminuye el casing se contrae. Por lo tanto el esfuerzo compresivo cambia a esfuerzo de tensión. Cuando esto excede el punto de cedencia, la falla del casing ocurre debido al excesivo esfuerzo de tensión en las juntas del casing o el cuerpo principal del casing²³.

1.8.1.2 Arenamiento. Este surge cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos generados por el arrastre de los fluidos, los gradientes de presión y los esfuerzos in situ) resultan mayores que la resistencia mecánica de la formación provocando el desprendimiento de las partículas. Cabe resaltar que el proceso de desprendimiento no ocurre instantáneamente, este es progresivo hasta llegar a un punto de estabilización²⁴.

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0,0625 mm de diámetro.

En base a la cantidad de arena producida, se pueden identificar tres etapas de severidad del problema de arenamiento, cada una de las cuales genera un impacto económico. La primera etapa ocurre cuando la producción de arena es baja,

²³ L.Q. YANG, H. ZHANG, J.Y. LIANG, H.Y. WANG. Op. Cit. Pág. 2.

²⁴ RIVERA ORTEGA, Gerson Orlando. Predicción de la producción de arena en las formaciones poco consolidadas de un campo del Valle Medio del Magdalena. 2011. Pág. 19.



causando desgaste del equipo, obligando a veces, la disminución de la producción de petróleo para evitar que ocurra dicho fenómeno, creándose así un potencial de producción diferido. La segunda etapa sucede cuando la producción de arena es mediana, cuando adicionalmente al impacto técnico y económico de la primera etapa, se presenta taponamiento en la tubería, originando la inactividad del pozo, lo cual implica un mayor impacto económico por los gastos adicionales de reacondicionamiento y la pérdida de producción. La tercera etapa, de mayor gravedad, ocurre cuando la producción de arena es muy alta, ocasionando todos los problemas técnicos y económicos anteriormente descritos, pero adicionalmente la gran cantidad de arena producida deja cavernas enormes alrededor del revestidor, pudiendo éste colapsar, perdiéndose por completo el pozo²⁵.

Un pozo con problemas de arenamiento sin la atención adecuada progresará por las etapas planteadas y su condición empeorará con el tiempo.

- **Causas del Arenamiento**²⁶
 - **Naturales**

Consolidación

Se relaciona con la capacidad que tienen los granos de mantenerse unidos, se supone que los sedimentos más jóvenes son los que presentan menor consolidación debido a que no cuentan con la suficiente columna litológica para la acomodación de los granos. Una manera de medir la consolidación es a partir de la resistencia uniaxial compresiva UCS.

²⁵ DÍAZ, Cristian E. DÍAZ, Yoslery C. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socororo. 2002. Pág. 3.

²⁶ RIVERA ORTEGA, Gerson Orlando. Predicción de la producción de arena en las formaciones poco consolidadas de un campo del Valle Medio del Magdalena. 2011. Págs. 20-22.



El material cementante

Las rocas productoras se encuentran unidas por varios materiales cementantes, cualquier tratamiento ácido podría disolverlo dejando débil el armazón de la roca.

Presión de poro

Los fluidos que se encuentran dentro de la roca productora soportan parte del esfuerzo total aplicado sobre la formación, por tal motivo a medida que se depleta el yacimiento, el armazón de las rocas estará expuesto a mayores esfuerzos efectivos hasta el punto que supere su resistencia.

Permeabilidad

La heterogeneidad en la permeabilidad de un yacimiento puede generar velocidades de producción de fluidos extremadamente altas que sobrepasan la velocidad crítica y derrumban la formación, principalmente en las que son poco consolidadas.

Tipos de fluidos producidos

Cuando existen cortes de agua asociados a la producción de aceite, se puede alterar el material cementante de la formación.

Viscosidad de los fluidos producidos

Las fuerzas de arrastre sobre los granos de arena están relacionadas con la velocidad de flujo y la viscosidad del mismo. Altas viscosidades del fluido generan fuerzas de arrastre.

- **Causas Operacionales**

Las operaciones que provocan el riesgo del arenamiento son:



La perforación

Causa daño en resistencia mecánica de la formación y es directamente proporcional a la tasa de penetración, adicionalmente el lodo usado puede generar fracturas debido a su excesivo peso como también problemas de filtrado generando un factor skin que proporciona una caída de presión extra por perforado.

La cementación

Una mala cementación crearía zonas de baja resistencia en la vecindad del pozo debido a la concentración de esfuerzos. Si se dejan canales entre la formación y el casing, estos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán altas.

Cañoneo

Las actividades de cañoneo deben ser planificadas y ejecutadas para producir cavidades estables a largo plazo. Los parámetros de diseño de las perforaciones tales como diámetro, longitud o penetración, densidad, Angulo de fase y presiones de desbalance, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación.

Tasas de producción

Cuando se requieren mayores tasas de flujo lo que se hace es disminuir la presión de fondo fluyente. Esto puede resultar en altas caídas de presiones que llegan a superar los niveles críticos.

Cortes de agua

La mayoría de las rocas almacenadoras de HC se encuentran preferiblemente mojadas por agua, parte de la cohesión de los granos está dada por la tensión



interfacial líquido-grano. Cuando se empiezan a presentar altos cortes de agua las fuerzas capilares disminuyen provocando una reducción de la cohesión.

- **Efectos de la Producción De Arena²⁷**

Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Algunos efectos son:

Acumulación en los equipos de superficie

Cuando la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena se queda atrapada en el separador, la caldera o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente.

Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no solo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferimiento de la producción.

Acumulación en el fondo

Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta queda bloqueada en la tubería de producción o cae y empieza a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo este totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se

²⁷ DÍAZ, Cristian E. DÍAZ, Yoslery C. Op. Cit. Págs. 19-21.



requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.

Erosión del equipo de fondo y de superficie

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.

1.8.1.3 Corrosión. La corrosión del casing es un fenómeno que en la mayoría de los casos se pasa por alto durante el diseño del pozo y su construcción. Los revestimientos de pozos usualmente son seleccionados de los estándares API de acero al carbón y la mayoría son cementados externamente hasta superficie. Basado en análisis de datos históricos de pozos y un estudio de las prácticas de la industria, es evidente que en la mayoría de los casos se le da poca importancia a los posibles efectos de la corrosión de los revestimientos de pozos en su integridad a largo plazo.

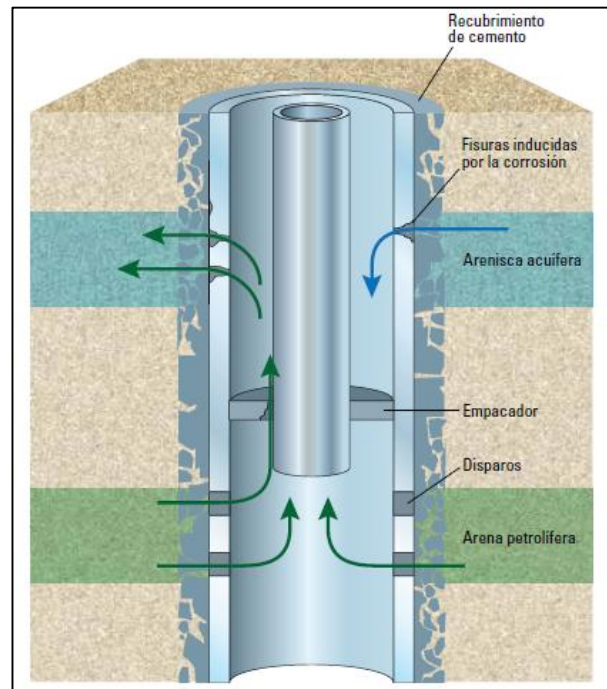
En muchos casos la corrosión extendida a través de la pared del casing resulta en pérdidas de la integridad de la presión anular. En algunos casos la reducción del espesor del acero es suficiente para reducir la resistencia al pandeo del casing causando colapso en el pozo por varias pulgadas²⁸.

El proceso de corrosión, que comienza en el momento en que se funde el acero, se acelera en el campo petrolero debido a la presencia de especies ácidas, tales como el ácido sulfhídrico (H₂S) o el dióxido de carbono (CO₂), en muchos fluidos de

²⁸ SMITH, Liane. MILANOVIC, Dragan. HONG LEE, Chee. BILLINGHAM, Mike. Modeling and prediction of the corrosion of onshore well casings. 2012. Pág. 2.

formación, y a causa de las presiones y temperaturas elevadas de las formaciones productivas.

Figura 5. Impacto de la corrosión en la integridad de la tubería de revestimiento



Fuente: ABDALLAH, Dalia. Et, al. Schlumberger. 2014.

Entre las consecuencias de la corrosión se encuentran la reducción del espesor de las paredes y la pérdida de resistencia como se observa en la figura 5, ductilidad y resistencia al impacto del acero que compone los tubulares de fondo de pozo, los cabezales de los pozos y las tuberías de superficie, y el equipo de procesamiento ubicado aguas abajo²⁹.

²⁹ ABDALLAH, Dalia. Et, al. Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. Schlumberger. 2014. Págs. 19-20.



- **Principales Agentes de Corrosión³⁰**

Agua Salada

CO₂: El CO₂ está presente en la producción de muchos pozos de petróleo. La corrosión con CO₂ se conoce como corrosión dulce. Para que se presente corrosión por CO₂ se necesita la presencia de agua; además depende de la presión parcial de CO₂ de la siguiente manera (Ver tabla 4):

Tabla 4. Grado de Corrosión a partir de la presión parcial del CO₂

Pp CO ₂ (Psi)	Grado de Corrosión
0 - 10	Débil
10 - 30	Moderada
30+	Alta

Fuente: VARGAS REYES, Julián. 2005.

H₂S: La corrosión con H₂S se conoce como corrosión agria. También requiere la presencia de agua para que se presente la corrosión.

Oxígeno: La presencia de oxígeno tiende a aumentar la tasa a la que reaccionan los agentes de la corrosión puede ocasionar reacciones secundarias en el cátodo, originar celdas de aireación diferencial. En algunos casos la presencia de oxígeno puede ser beneficiosa porque puede formar capas aislantes de oxígenos que se depositan sobre el ánodo impidiendo que continúe la corrosión.

³⁰ VARGAS REYES, Julián Enrique. Análisis de Colapsos de Casing para Pozos Productores en Arenas del Cretáceo. 2005. Págs. 148-152.

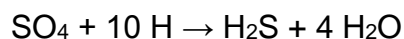


Corrosión por Bacterias: Las bacterias que interesan desde el punto de vista de corrosión se pueden clasificar como aeróbicas y anaeróbicas; las primeras necesitan la presencia del oxígeno, las segundas no. Las aeróbicas en presencia de oxígeno producen limo o cieno que se acumula en algunas partes de la tubería originando celdas de concentración de oxígeno.

Cuando se presenta corrosión por H₂S también se presenta un proceso adicional que se conoce como fragilización del acero, que consiste en que los iones de hidrógeno se entran en los espacios vacíos que deja la estructura del acero, pero al formarse el H₂ aumenta de tamaño y aplica esfuerzos sobre los átomos de Fe en el acero debilitando los enlaces electrónicos y afectando las propiedades mecánicas de acero negativamente. Esto se presenta en el caso de corrosión por H₂S porque el H₂S impide la formación de las moléculas de H₂.

Las BSR (Bacterias Sulfato Reductoras) son bacterias anaeróbicas que pueden sobrevivir en ambientes oxigenados, se desarrollan preferencialmente en aguas estancadas y áreas de baja velocidad, debajo de incrustaciones y de sedimentos, en estos casos son difíciles de matar.

Las BSR son promotoras activas y acelerantes de la corrosión, su acción se debe a que reducen los iones sulfato del agua a iones sulfuro dando ácido sulfhídrico como subproducto.



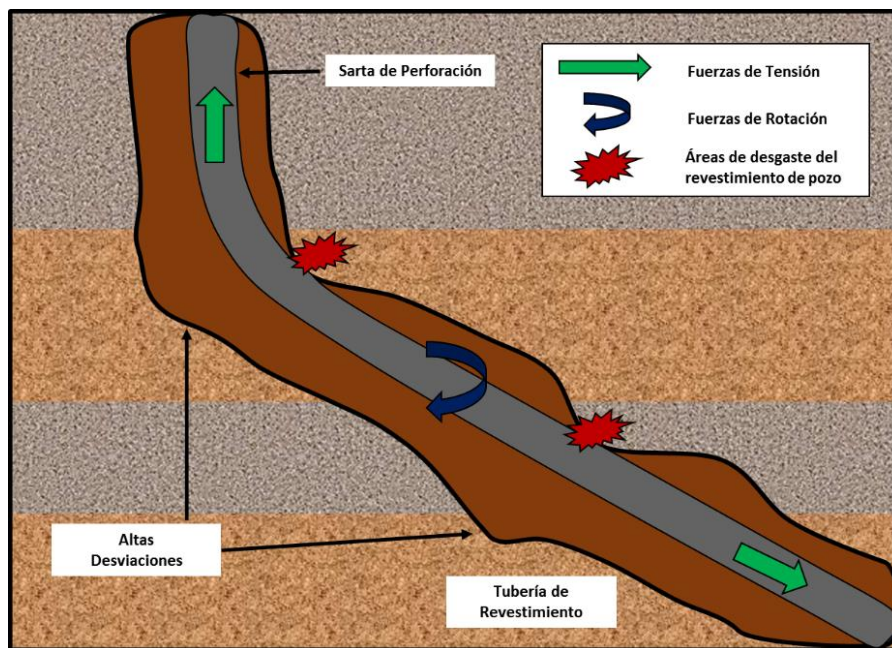
1.8.1.4 Efectos de la Perforación. Los efectos de la perforación sobre la resistencia de colapso del casing son pequeños menores al 8 % después de la perforación no importa si se ejerce una carga uniforme o no en el casing para perforación convencional. Sin embargo durante la inyección de vapor, el esfuerzo de casing incrementa con la temperatura, la magnitud de este en los intervalos

perforados del casing es 60% mayor que en el cuerpo del casing por lo tanto la resistencia reduce significativamente³¹.

El desgaste en los revestimientos en la perforación (Ver Figura 6) es de forma localizada y con forma de surco, elaborado por la acción de rotación de la sarta de perforación y/o el contacto de la tubería enrollada o coiled Tubing sobre la cara interna de la tubería de revestimiento.

Una combinación de las altas fuerzas laterales y el continuo contacto de la superficie de la tubería es la principal causa del desgaste, pero si se le adiciona a este escenario patas de perro o dog legs se agrava el caso.

Figura 6. Esquema de desgaste del revestimiento



Fuente: Modificado, OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. 2008.

³¹ L.Q. YANG, H. ZHANG, J.Y. LIANG, H.Y. WANG. Op. Cit. Pág. 2.



El desgaste continuo sobre un área puede llevar al final a la falla de la tubería. Antes de esto, existen varios efectos sobre la tubería desgastada³²:

- El desgaste de las paredes de la tubería reduce la capacidad para manejar presiones en su interior, es decir el manejo de presiones se limita y afecta los límites operativos para realizar procedimientos de prueba de pozos, leak off test y eventos de control de pozo.
- Las uniones de las juntas de la tubería de perforación se desgastan, lo cual crea costos adicionales por mantenimiento o reemplazo.
- Pérdidas de energía en fricción debido al contacto durante la rotación de la sarta lo cual representa una cantidad adicional de torque en superficie.
- Los puntos de desgaste son puntos preferenciales para que se inicie la corrosión de la tubería.

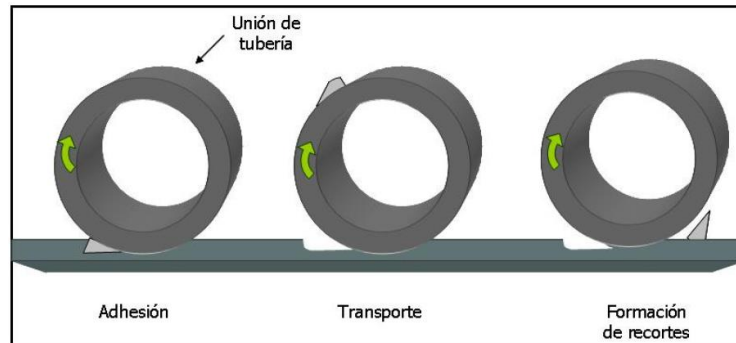
El desgaste de los revestimientos es el resultado de la interacción del revestimiento, el lodo de perforación y las uniones de la tubería de perforación. Existen tres diferentes mecanismos de desgaste de la tubería de revestimiento dependiendo de las condiciones en las que se esté operando.

- **Desgaste por Adhesión**

En este ocurre una transferencia de material en estado sólido de la cara del revestimiento hacia la tubería de perforación debido a la rotación y a la alta presión que ejerce la tubería de perforación, robando material; esta transferencia se da entre la unión de la junta de la sarta con la tubería, creando pequeños trozos de recortes de metal de revestimiento (Ver Figura 7).

³² OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. Op. Cit. Págs. 53-77.

Figura 7. Desgaste del revestimiento por adhesión

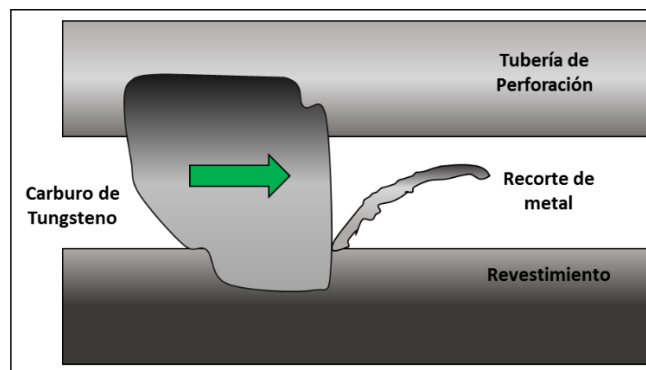


Fuente: OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. 2008.

- **Desgaste por Abrasión - Maquinado**

Se da debido a la remoción de material por la acción de partes abrasivas que se encuentran en la sarta de perforación, como insertos de carburo de tungsteno en las uniones de la tubería de perforación, cuando esta es revestida para su protección, los insertos hacen surcos sobre el revestimiento creando pequeñas tiras de metal (Ver Figura 8).

Figura 8. Desgaste del revestimiento por maquinado

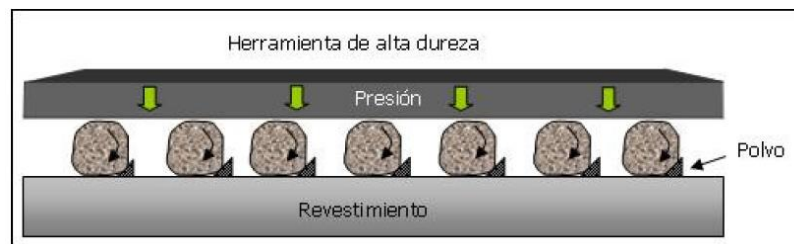


Fuente: Modificado, OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. 2008.

- **Desgaste por Abrasión - Pulido**

Ocurre cuando partículas de alta dureza quedan atrapadas entre el revestimiento y la tubería de perforación, debido a las fuerzas laterales y la rotación de la sarta, las partículas realizan una acción abrasiva sobre ambas superficies, creando surcos y una superficie pulida en la cual se encuentra un fino polvo de metal (Ver Figura 9).

Figura 9. Desgaste del revestimiento por pulido



Fuente: OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. 2008.

1.8.2 Variación de las Propiedades de las Tuberías Debido al Desgaste. El desgaste del revestimiento afecta tanto a la presión de estallido como la de colapso, así que calculando el factor de desgaste se puede conocer en cuanto se disminuyen las presiones de operación del revestimiento³³.

1.8.2.1 Resistencia al Estallido. Para relacionar el desgaste con la resistencia al estallido se calcula el factor de desgaste $F_{desgaste}$ dado por:

$$F_{desgaste} = 1 - \frac{\% \text{ desgaste}}{100} \quad (1)$$

³³ *Ibíd.* Págs. 53-77.



$$\% \text{ Desgaste} = \frac{\text{Reduccion en espesor}}{\text{Espesor original}} \times 100 \quad (2)$$

Si se tienen mediciones detalladas del espesor del revestimiento se pueden realizar los cálculos de la capacidad real de resistencia al estallido, contemplando el desgaste del revestimiento, teniendo en cuenta el diferencial que está siendo aplicado sobre este.

$$P_{ext} - P_{int} < \frac{F_{desgaste} \times P_{estallido}}{DF_c} \quad (3)$$

Donde se tienen las presiones externas e internas que están siendo aplicadas en el momento, P_{ext} , P_{int} , el factor de desgaste del pozo, $F_{desgaste}$, y el factor de seguridad aplicado para el diseño.

1.8.2.2 Resistencia al Colapso. Para tener en cuenta todos los tipos de desgaste que ocurren sobre las paredes del revestimiento, se supone que la resistencia al colapso de la tubería es directamente proporcional al espesor de la tubería restante, es decir, si el desgaste es de alrededor del 20%, el nuevo valor de la resistencia al colapso es del 80% del casing sin desgaste.

No se deben recalcular los valores de resistencia al colapso con las ecuaciones de tubería intacta tomando un nuevo D/t porque se estaría cometiendo un error debido a que esto solo puede hacerse si y solo si el desgaste es uniforme en toda la pared de la tubería y en la mayoría de los casos esto nunca se cumple.



1.8.3 Tipos de Colapso. La presión de colapso externa de tuberías de acero muy delgadas es gobernada por las formulas clásicas de pandeo elástica. Sin embargo, para tuberías de espesor más grueso se deben tener en cuenta más consideraciones elasto-plásticas. Hay muchos factores que tienen algún grado de influencia sobre la presión externa que produce el colapso de una tubería de acero, entre ellos³⁴:

- La relación entre diámetro externo y espesor (D/t)
- El esfuerzo de cedencia de la tubería
- La forma de las secciones de tubería (forma del diámetro externo y distribución de espesor)
- Los esfuerzos residuales encerrados en la tubería de acero
- El endurecimiento de la tubería
- Las imperfecciones localizadas introducidas ya sea en las tuberías de producción, en el manejo de las tuberías o debido al desgaste localizado.

Existen 4 tipos de colapsos cuyas ecuaciones que los modelan están dadas por el API³⁵:

- Colapso de Cedencia
- Colapso plástico
- Colapso elástico
- Colapso de transición

³⁴ ASSANELLI, A.P., TOSCANO, D.H., DVORKIN, Jonhson and E.N. Collapse behavior of casings: Measurement techniques, numerical analyses and full scale testing. SPE 51314. 1998. Pág. 1.

³⁵ BRAVO VALLEJO, Christian Alejandro et al. Capacidad de resistencia de tuberías petroleras. 2013. Pág. 28.

Estas ecuaciones se derivan tanto de métodos empíricos como de métodos analíticos y son razonablemente precisas asumiendo que la carga de colapso es aplicada uniformemente en el casing³⁶.

1.8.3.1 Colapso de Cedencia. La ecuación para la presión de colapso se deriva de la ecuación de lamé, donde el valor de la presión de colapso genera un esfuerzo de cedencia mínimo en la parte interior de la tubería. La ecuación es la siguiente:

$$P_c = 2 \sigma_y \left[\frac{\frac{D}{t} - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right] \quad (4)$$

Donde:

P_c = Presión de colapso (psi)

σ_y = Esfuerzo tangencial al radio r (psi)

D = Diámetro exterior del cuerpo de la tubería (pulgadas)

t = Espesor de la pared de la tubería (pulgadas)

Esta ecuación tiene un rango de aplicación para valores de D/t menores a la intersección con la ecuación de colapso plástico. La intersección se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{D}{t}\right)_{\sigma_y} = \frac{\sqrt{(A - 2)^2 + 8 \left(B + C/\sigma_y\right)} + (A - 2)}{2 \left(B + C/\sigma_y\right)} \quad (5)$$

Los valores de D/t que pueden ser aplicados a la ecuación de colapso para el esfuerzo de cedencia se muestran en la tabla 5.

³⁶ BERGER, A., FLECKENSTEIN, W.W., EUSTES, A.W., THONHAUSER, G. Effect of eccentricity, voids, cement channels and pore pressure decline on collapse resistance of casing. SPE 90045 MS. 2004. Pág. 1.

Tabla 5. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso plástico

Grado	D/t
H-40	16.40 y menores
-50	15.24 y menores
J-K-55	14.81 y menores
-60	14.44 y menores
-70	13.85 y menores
C-75 & E	13.60 y menores
L-N-80	13.38 y menores
C-90	13.01 y menores
C-T-95 & X	12.85 y menores
-100	12.70 y menores
P-105 & G	12.57 y menores
P-110	12.44 y menores
-120	12.21 y menores
Q-125	12.11 y menores
-130	12.02 y menores
S-135	11.92 y menores
-140	11.84 y menores
-150	11.67 y menores
-155	11.59 y menores
-160	11.52 y menores
-170	11.37 y menores
-180	11.23 y menores

Fuente: API Bulletin 5C3 (*Los grados sin una letra no son grados API)

1.8.3.2 Colapso Plástico. La ecuación de presión de colapso plástico y sus constantes se derivó de análisis de regresión estadística de pruebas realizadas para los tipos de revestimientos K-55, N-80 y P-110. Esta ecuación es:

$$P_c = \sigma_y \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad (6)$$

Donde:

$P_c =$ Presion de colapso (psi)

$\sigma_y =$ Esfuerzo de cedencia (psi)

$D =$ Diametro exterior del cuerpo de la tuberia (pulgadas)

$t =$ Espesor de la pared de la tuberia (pulgadas)

$A, B, C =$ Coeficientes empiricos

Esta ecuación tiene un rango de aplicación para valores de D/t desde $(D/t)_{oy}$ a $(D/t)_{pt}$

Este rango de D/t se muestra en la tabla 6 y la ecuación para $(D/t)_{pt}$ es:

$$(D/t)_{tp} = \frac{\sigma_y (A - F)}{C + \sigma_y (B - G)} \quad (7)$$

Tabla 6. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso plástico

Grado	A	B	C	D/t
H-40	2.95	0.0465	754	16.40 - 27.01
-50	2.976	0.0515	1,056	15.24 - 25.63
J-K-55	2.991	0.0541	1,206	14.81 - 25.01
-60	3.005	0.0566	1,356	14.44 - 24.42
-70	3.037	0.0617	1,656	13.85 - 23.38
C-75 & E	3.054	0.0642	1,806	13.60 - 22.91
L-N-80	3.071	0.0667	1,955	13.38 - 22.47
C-90	3.106	0.0718	2,254	13.01 - 21.69
C-T-95 & X	3.124	0.0743	2,404	12.85 - 21.33
-100	3.143	0.0768	2,553	12.70 - 21.00
P-105 & G	3.162	0.0794	2,702	12.57 - 20.70
P-110	3.181	0.0819	2,852	12.44 - 20.41
-120	3.219	0.087	3,151	21.21 - 19.88
Q-125	3.239	0.0895	3,301	12.11 - 19.63
-130	3.258	0.092	3,451	12.02 - 19.40
S-135	3.278	0.0946	3,601	11.92 - 19.18
-140	3.297	0.0971	3,751	11.84 - 18.97
-150	3.336	0.1021	4,053	11.67 - 18.57
-155	3.356	0.1047	4,204	11.59 - 18.37
-160	3.375	0.1072	4,356	11.52 - 18.19

Grado	A	B	C	D/t
-170	3.412	0.1123	4,660	11.37 - 17.82
-180	3.449	0.173	4,966	11.23 - 17.47

Fuente: API Bulletin 5C3 (*Los grados sin una letra no son grados API)

Los coeficientes empíricos A, B y C también se encuentran dados por las siguientes ecuaciones adimensionales:

$$A = 2.8762 + 0.10679x10^{-5}(\sigma_y) + 0.2130x10^{-7}(\sigma_y)^2 + 0.36989x10^{-13}(\sigma_y)^3 \quad (8)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609x10^{-6}(\sigma_y) \quad (9)$$

$$C = -465.3 + 0.030867(\sigma_y) - 0.10483x10^{-7}(\sigma_y)^2 + 0.36989x10^{-13}(\sigma_y)^3 \quad (10)$$

1.8.3.3 Colapso de Transición. Cuando se desarrollan fórmulas para calcular la presión de colapso, los valores calculados usando las ecuaciones para esfuerzos de cedencia y para deformación plástica se interceptan. Desafortunadamente, esto no es cierto para las ecuaciones de deformación plástica y para la elástica. Se desarrolló entonces, una ecuación de transición plástica/elástica la cual intersecta el valor de D/t donde el promedio de la ecuación de presión de colapso plástica da un valor de cero y es tangente a el valor mínimo de la presión de colapso elástica. La ecuación de transición es usada para calcular la presión de colapso entre su tangente a la curva de presión de colapso elástica y su intersección con la curva de presión de colapso plástica. La ecuación de transición es:

$$P_c = \sigma_y \left[\frac{F}{D/t} - G \right] \quad (11)$$

Donde:

$P_c =$ Presion de colapso (psi)

$\sigma_y =$ Esfuerzo de cedencia (psi)

$D =$ *Diametro exterior del cuerpo de la tuberia (pulgadas)*

$t =$ *Espesor de la pared de la tuberia (pulgadas)*

F y $G =$ *Coefficientes empiricos*

La ecuación es aplicable para rangos D/t desde $(D/t)_{pt}$ a $(D/t)_{te}$ donde $(D/t)_{te}$ es igual:

$$(D/t)_{te} = \frac{2 + \frac{B}{A}}{3 \frac{B}{A}} \quad (12)$$

Los rangos de D/t y las constantes de la ecuación de presión de colapso transitiva se presentan en la tabla 7:

Tabla 7. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso transitivo

Grado	F	G	D/t
H-40	2.063	0.0325	27.01 - 42.64
-50	2.003	0.0347	25.63 - 38.83
J-K-55	1.989	0.036	25.01 - 37.21
-60	1.983	0.0373	24.42 - 35.73
-70	1.984	0.0403	23.38 - 33.17
C-75 & E	1.99	0.0418	22.91 - 32.05
L-N-80	1.998	0.0434	22.47 - 31.02
C-90	2.017	0.0466	21.69 - 29.18
C-T-95 & X	2.029	0.0482	21.33 - 28.36
-100	2.04	0.0499	21.00 - 27.60
P-105 & G	2.053	0.0515	20.70 - 26.89
P-110	2.066	0.0532	20.41 - 26.22
-120	2.094	0.0565	19.88 - 25.01
Q-125	2.106	0.0582	19.63 - 24.46
-130	2.119	0.0599	19.40 - 23.94
S-135	2.133	0.0615	19.18 - 23.44
-140	2.146	0.0632	18.97 - 22.98
-150	2.174	0.0666	18.57 - 22.11
-155	2.188	0.0683	18.37 - 21.70
-160	2.202	0.07	18.19 - 21.32

Grado	F	G	D/t
-170	2.213	0.0734	17.82 - 20.60
-180	2.261	0.0769	17.47 - 19.93

Fuente: API Bulletin 5C3 (*Los grados sin una letra no son grados API)

Los coeficientes empíricos F y G también se encuentran dados por las siguientes ecuaciones adimensionales:

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{(3B/A)}{2 + (B/A)} \right]^3}{\sigma_y \left[\frac{(3B/A)}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \left[1 - \frac{(3B/A)}{2 + (B/A)} \right]^2} \quad (13)$$

$$G = \frac{FB}{A} \quad (14)$$

1.8.3.4 Colapso Elástico. La ecuación de colapso elástico se derivó de la ecuación teórica desarrollada por W.O. Clinedinst³⁷. La ecuación se muestra a continuación:

$$P_c = \frac{2E}{1 - \nu^2} \left[\frac{1}{D/t (D/t - 1)^2} \right] \quad (15)$$

Donde:

P_c = Presion de colapso (psi)

E = Modulo de Young para el acero (psi)

ν = Relacion de poisson (adimensional)

t = Espesor de la pared de la tuberia (pulgadas)

³⁷ CLINEDINST, W. O. A rational expression for the critical collapsing pressure of pipe under external pressure. Chicago. 1939.

$D = \text{Diámetro exterior del cuerpo de la tubería (pulgadas)}$

Los rangos de D/t para la ecuación de presión de colapso elástica se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Constantes y rangos de D/t para la presión de colapso elástico

Grado	D/t
H-40	42.64 y mayores
-50	38.83 y mayores
J-K-55	37.21 y mayores
-60	35.73 y mayores
-70	33.17 y mayores
C-75 & E	32.05 y mayores
L-N-80	31.02 y mayores
C-90	29.18 y mayores
C-T-95 & X	28.36 y mayores
-100	27.60 y mayores
P-105 & G	26.89 y mayores
P-110	26.22 y mayores
-120	25.01 y mayores
Q-125	24.46 y mayores
-130	23.94 y mayores
S-135	23.44 y mayores
-140	22.98 y mayores
-150	22.11 y mayores
-155	21.70 y mayores
-160	21.32 y mayores
-170	20.60 y mayores
-180	19.93 y mayores

Fuente: API Bulletin 5C3 (*Los grados sin una letra no son grados API)

Se debe tener en cuenta también, que el desarrollo del colapso de casing tal como se define por el API, asume que la tubería es cargada por todas partes por un fluido que ejerce una presión externa. Sin embargo la carga impuesta por una formación



no es necesariamente distribuida radialmente y por lo tanto las calificaciones del API para colapso de una tubería no son tan aplicables en dichos casos.

Entre los diversos modelos que han aparecido en la literatura para predecir el colapso de los tubulares de campos petroleros, un importante número de ellos son dependientes a la ovalidad. Sin embargo, la mayoría de estas expresiones consideran solo la fabricación de la ovalidad y asumen una carga de presión externa uniforme sobre el tubo. Estas expresiones no son aplicables cuando las cargas del colapso no son uniformes. También parece que estas expresiones no pueden ser aplicadas al colapso debido a que la presión uniforme de un tubo tiene que haber sido preovalizada por una carga no uniforme o deformación, lo que se refiere como una ovalidad impuesta³⁸.

Las ecuaciones API para el cálculo de colapso no tiene en cuenta factores que pueden tener influencia significativa. Por tal motivo, otros autores han realizado otras aproximaciones que incluyen dichos factores para aumentar la precisión del cálculo de la presión de colapso³⁹.

$$P_c = f_{desgaste} f_{ovalidad} P_{API} \quad (16)$$

Donde:

P_c = Presion de colapso ajustada (psi)

$f_{desgaste}$ = Reduccion por desgaste. Para 15% desgaste = 0,85

$f_{ovalidad}$ = Reduccion por ovalidad

P_{API} = Resistencia al colapso API

³⁸ LAST, Nigel. BP UK. MUJICA, Santiago. PATTILLO Phillip. KELSO, Gary. Casing deformation in a tectonic setting: Evaluation, impact and management. IADC/SPE 74560 MS. 2002. Págs. 3-4.

³⁹ GIORDANO, Héctor. Colapso de tuberías de pozos petroleros provocados por esfuerzos tectónicos. Terminación, reparación y servicios de pozos. Aconcagua.

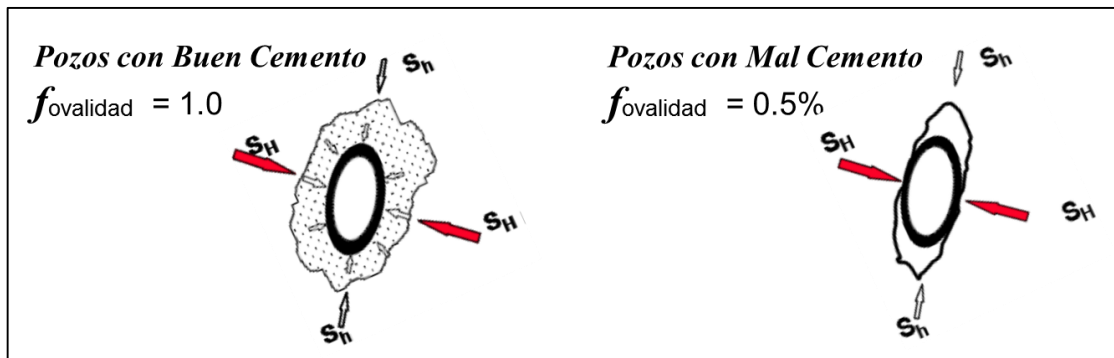
El factor de reducción por ovalidad se puede calcular de la siguiente manera y se puede ver gráficamente en la figura 10:

$$f_{\text{ovalidad}} = \begin{cases} 1 \text{ para } \Omega < 0,5 \% \\ (1 - 0,05) \text{ para } \Omega > 0,5 \end{cases} \quad (17)$$

Donde:

$\Omega = \text{Ovalidad } (\%)$

Figura 10. Factor de reducción por ovalidad según la calidad del cemento



Fuente: GIORDANO, Héctor.

Por otro lado como se mencionó anteriormente, el diseño convencional de colapso está basado sobre cargas uniformes de presión externa. Es decir, los diseños convencionales no tienen en cuenta los efectos sobre los esfuerzos en la cubierta del casing y los al rededores de la formación. Adicionalmente los diseños convencionales no predicen la carga del colapso cuando se presentan cargas no uniformes en el casing que surge cuando se presenta mala cementación.

El diseño convencional de casing falla por no tener presente las cargas no uniformes en los casing a la hora de calcular los esfuerzos que causan el colapso. La canalización del cemento, los espacios vacíos en la formación o el casing centrado



excéntricamente pueden causar que se generen cargas no uniformes alrededor de la cubierta del casing⁴⁰.

1.8.4 Mecanismos de Colapsos⁴¹

1.8.4.1 Buckling de Revestimiento. Buckling no es un modo de falla a no ser que este conduzca a la deformación más allá del límite elástico y así puede llegar a ser una limitante para el paso de herramienta. Los esfuerzos inducidos de doblamiento por buckling contribuyen al estado de esfuerzos triaxial total del revestimiento o de la tubería de producción, haciendo al revestimiento ceder y deformarse permanentemente. El revestimiento que presenta buckling bajo condiciones estáticas cerradas puede impedir el paso de herramientas de trabajo o de registros por la tubería. Por lo tanto, la presencia y la cantidad de buckling deberían ser calculadas para este tipo de situaciones.

La determinación de la presencia de buckling es relativamente un procedimiento simple si los esfuerzos axiales son conocidos. El cálculo exacto de la cantidad de buckling y puntos neutrales es más complicado. La relación del cambio fuerza – longitud no es lineal. La cantidad de buckling depende de la fuerza axial, la cual es afectada por la cantidad buckling. Así es requerida una solución iterativa, la cual es mejor desarrollada utilizando computadoras.

Los dos factores que producen buckling son la fuerza axial y la presión. En su estudio de buckling, Lubinski describe una fuerza ficticia (F_{fict}) la cual es relativa a la presión del buckling.

$$F_{fict} = A_0P_0 - A_iP_i \quad (18)$$

⁴⁰ BERGER, A., FLECKENSTEIN, W.W., EUSTES, A.W., THONHAUSER, G. Op. Cit. Pág. 1.

⁴¹ OLARTE, Paola. Metodología para análisis de causas de colapso en revestimientos de pozos del bloque VI. Campo Casabe. 2006. Págs. 132-137.

Donde:

$A_0 =$ Area externa del revestimiento (in^2)

$P_0 =$ Presion externa sobre el revestimiento (psi)

$A_i =$ Area interna del revestimiento (in^2)

$P_i =$ Presion interna sobre el revestimiento (psi)

La fuerza ficticia es combinada con fuerza axial para formar una fuerza efectiva.

$$F_{eff} = F_{\alpha} + F_{fict} \quad (19)$$

Donde:

$F_{\alpha} =$ Fuerza axial (libra fuerza)

Usando el signo de convención de la tensión que es una fuerza axial positiva, una F_{eff} positiva indica que no ocurre buckling. Contrariamente una F_{eff} negativa indica que el buckling puede ocurrir si la magnitud de la fuerza crítica (F_{crit}) requerida para iniciar buckling es excedida. Para un pozo vertical, F_{crit} puede ser, en un concepto conservativo aproximada a 0.

Para un revestimiento lateralmente libre sujeta a un esfuerzo axial cuando las extremidades están fijadas, la carga crítica de buckling (F_{crit}) está definida en la ecuación 20.

$$F_{crit} = \frac{4 \pi^2 E I}{L^2} \quad (20)$$

Donde:

$E =$ Modulo de Young o elastico (psi)

$I =$ Momento de inercia de la seccion ($lb - ft^2$)

$L =$ Longitud de la tuberia (ft)



El punto neutral es definido como la profundidad donde la fuerza efectiva es 0. En muchos casos este no es el mismo punto de fuerza axial 0. Encima del punto neutral, la tubería no presentará buckling. Debajo del punto neutral la tubería presentara buckling.

1.8.4.2 Hinchamiento de Arcillas. Un revestimiento puede colapsar debido a la reactividad de las arcillas por el agua de inyección. Varios autores han estudiado la hidratación y la expansión de los minerales arcillosos así como las consecuencias de este proceso (Mitchel, Mody & Hale, Heidung & Wong). La esméctica un tipo de mineral arcilloso, se asocia frecuentemente con este tipo de falla. En este proceso un intercambio iónico entre el fluido inyectado y la formación arcillosa produce hidratación y expansión del mineral arcilloso. Esto significa un incremento de esfuerzos a medida que la arcilla se expande, lo que se traducirá en presión contra el revestimiento.



Se encuentra limitado al Este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo. El Campo Casabe presenta una extensión aproximada de 150 Km² que no incluye al Campo Peñas Blancas, localizado al occidente del primero. Su principal vía de acceso es a través del Río Magdalena, desembarcando en el Puerto Casabe desde Barrancabermeja⁴³.

Fue descubierto en octubre de 1941 mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1, y completado por la compañía Shell de Colombia, pero su explotación comercial se inició hasta junio de 1945. El campo se encontraba subsaturado cuando comenzó la producción y durante la recuperación primaria los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46 000 BOPD provenientes de 414 pozos. Los estimados oficiales de aceite original en sitio son de 1300 Mbls; sin embargo, un estudio realizado en el año 2008 luego de la interpretación de nueva información sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1750 Mbls⁴⁴.

En 1977, se iniciaron los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo con algunos pilotos, pero fue hasta el 17 de febrero de 1982, que se aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante la inyección de agua”⁴⁵. En 1979, la empresa ECOPETROL S.A inició la explotación secundaria del campo, mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte

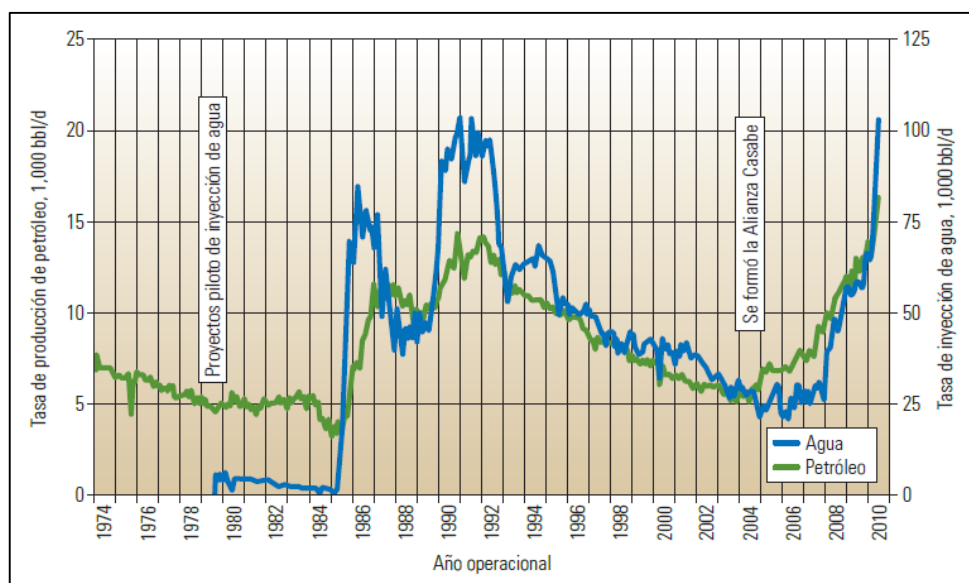
⁴³ OLARTE CARO, Diana Paola. Metodología para análisis de causas de colapso de revestimientos en pozos del bloque VI – Campo Casabe – Valle Medio del Magdalena. 2006. Pág. 40.

⁴⁴ GIL GODOY, Brayam Leonardo. MOLINA ANAVE, Luis Carlos. Evaluación técnica y financiera de las operaciones Rigless con wireline de registros y cañonea en el campo Casabe de ECOPETROL S.A. Págs. 22-23. 2013

⁴⁵ AMAYA, Mauro. Revitalización de un campo maduro. Págs. 4-5. Oilfield Review Summer 2010

(Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988 (Ver Figura 12). Para el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores⁴⁶.

Figura 12. Producción de petróleo e inyección de agua en el Campo Casabe



Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Schlumberger. 2010.

Durante este período de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas hinchables, areniscas heterogéneas y petróleos viscosos conspiró contra la efectividad del programa de inyección de agua. La producción de arena se observó en un alto porcentaje de pozos, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozo. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas, y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo; desde 1996 en adelante, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año (Ver Figura 12).

⁴⁶ GIL GODOY, Brayam Leonardo. MOLINA ANAVE, Luis Carlos. Op. Cit. Pág. 23



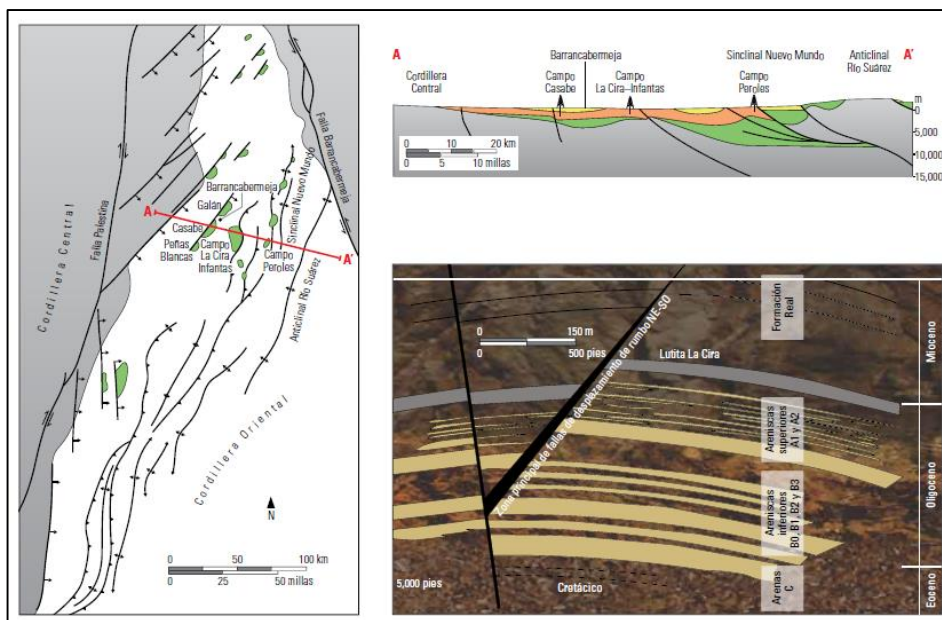
En el año 2004 se firmó la Alianza tecnológica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de incrementar la producción del campo mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se logró revertir la declinación de la producción: Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5200 a más de 16 000 BOPD. Además, el factor de recuperación final estimado aumentó, pasando de 16% a 22% del petróleo original en sitio (OOIP) ⁴⁷.

2.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO

Casabe tiene una estructura anticlinal asimétrica de 8 km de largo, con un buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por un fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrampamiento del Terciario. Este anticlinal tiene un cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa (Ver Figura 13).

⁴⁷ AMAYA, Mauro. Op. Cit. Pág. 5

Figura 13. Ambiente estructural del Campo Casabe

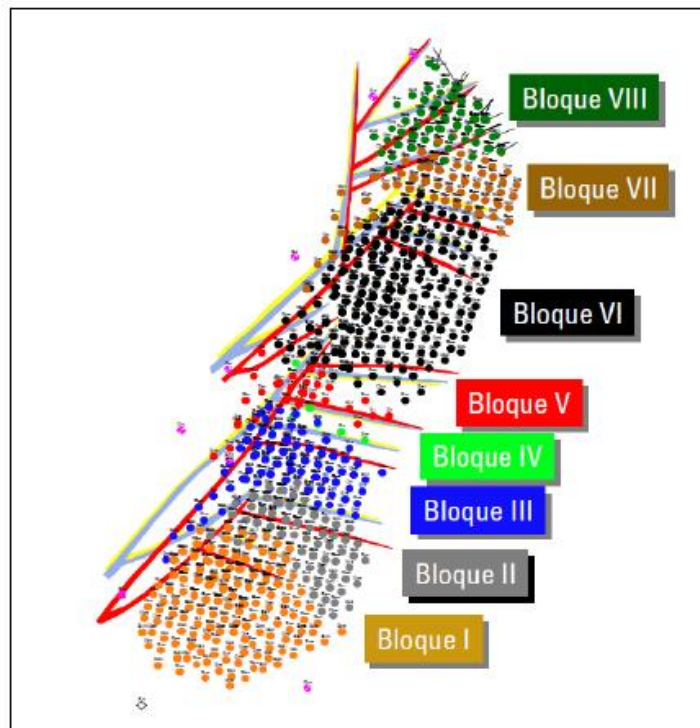


Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Schlumberger. 2010.

La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo, es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, se cuenta con los campos Peñas blancas a unos 7 Km y Casabe sur a unos 4 Km en dirección sur al campo Casabe, con un desarrollo menos agresivo, pero no menos significativo, actualmente Casabe sur cuenta con varios de los pozos de mayor potencial del activo Casabe. Las operaciones de perforación se limitan habitualmente a pozos verticales o desviados, dentro de cada bloque, debido a la intensidad del fallamiento y la compartimentalización. La división por bloques del campo Casabe⁴⁸ se muestra en la figura 14.

⁴⁸ MAYORGA HUERFANO, Diana Lorena. Op. Cit. Pág. 22.

Figura 14. División por bloque del Campo Casabe



Fuente: Ecopetrol S.A

2.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estratigrafía del campo Casabe muestra los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena. El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Mega-secuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como la formación Girón.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca tipo Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de

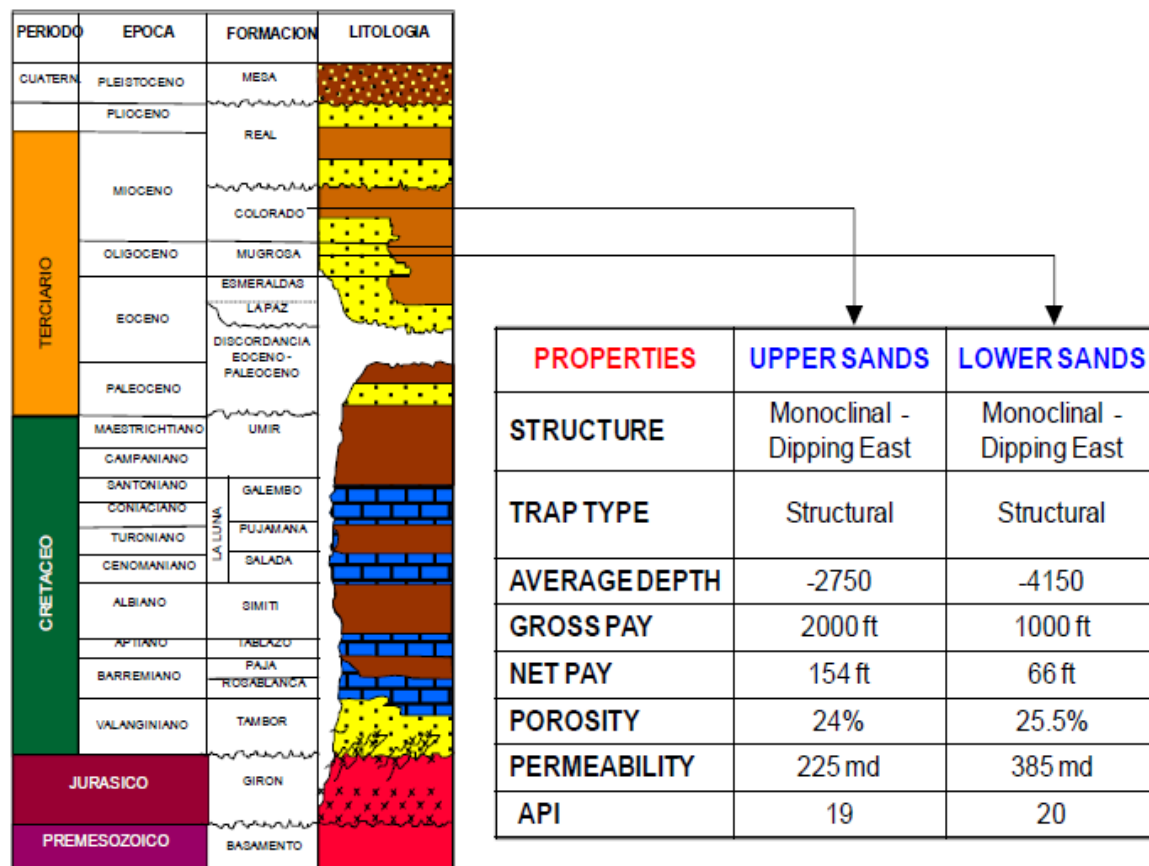


calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea. El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepais, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno A Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzofeldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía. El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno- Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

Figura 15. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



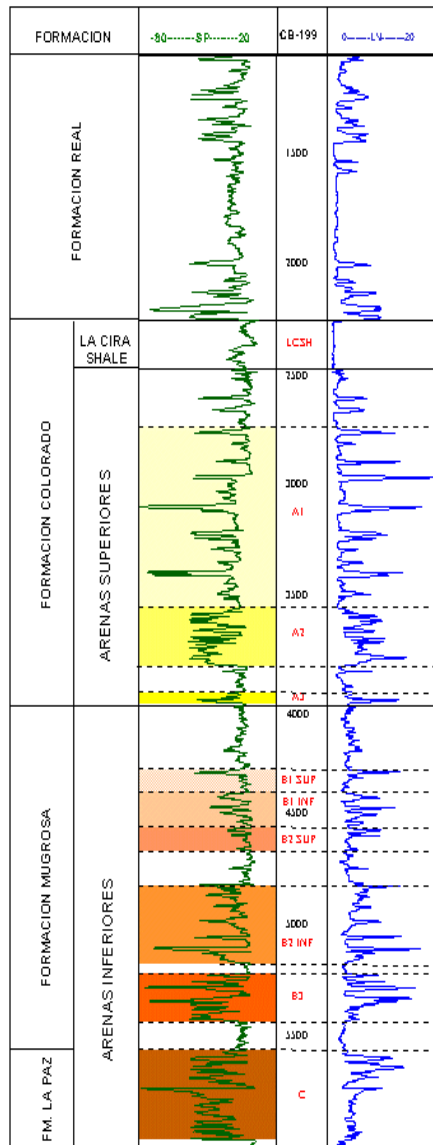
Fuente: Paper SPE 139378-MS

Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado (Terciario medio) o arena A, Mugrosa (Terciario bajo a medio) o arena B y La Paz (Terciario bajo) o arena C cuyas profundidades varían de 2200 a 5500 ft; las cuales se subdividen en unidades operacionales⁴⁹.

⁴⁹ Ibid. Págs. 23-24

Las areniscas se encuentran habitualmente aisladas por sellos impermeables de arcillita y exhiben tamaños de granos que varían de limosos a arenosos y a guijarrosos (Ver Figuras 15 y 16).

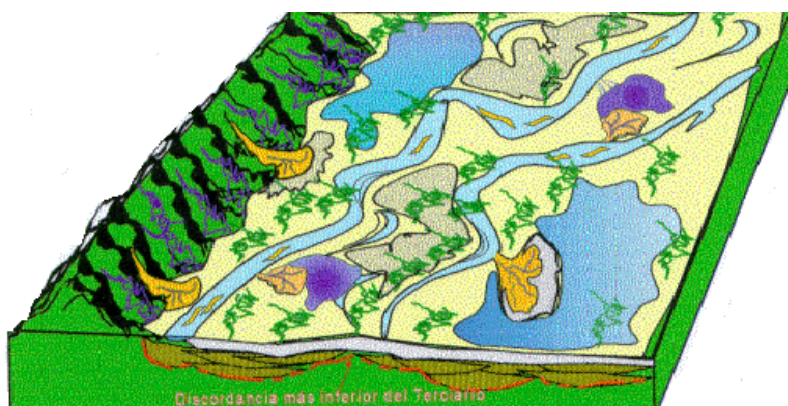
Figura 16. Columna estratigráfica Generalizada Campo Casabe



Fuente: Alianza Casabe (SCHLUMBERGER – ECOPETROL S.A)

Con base en la información de corazones existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen brevemente como sigue (Ver Figura 17)⁵⁰.

Figura 17. Esquema Ambiente de Sedimentación Fluviales Meandriformes



Fuente: Ecopetrol S.A

2.3.1 Formación La Paz (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior). Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos

⁵⁰ *Ibíd.* Págs. 26-27



son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

2.3.2 Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior A Medio). Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzofeldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base.

Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente. La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría gradacional de fino a medio hacia el tope y de medio a grueso hacia la base con intercalaciones de conglomerados y gravas principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales accesorios. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

2.3.3 Formación Colorado (Oligoceno Medio – Mioceno Inferior). Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es suprayacente discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente



fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

- **Arenas A2.** Constituida por areniscas de grano fino a medio, sub-redondeadas, selección regular a buena y buena madurez textural. Se han clasificado en general como arcosas líticas y algunos niveles como litoarenitas feldespáticas. Se presentan en intercalaciones delgados niveles de limolitas de variados colores. Aparecen como un paquete en la parte inferior de la secuencia con un espesor de 350 a 400 pies.

- **Arenas A0 y A1.** A diferencia de las areniscas A2, estas se presentan distribuidas en la secuencia estratigráfica de una manera aleatoria. Están constituidas en general por areniscas de grano fino, sub-angulares a sub-redondeadas, sub-maduras, selección regular a mala. Composicionalmente estas arenas están clasificadas como arcosas líticas y litoarenitas feldespáticas. La composición mineralógica de las areniscas indica la presencia predominante de cuarzo monocristalino, acompañado de feldespato potásico, características que señalan una roca fuente constituida por rocas ígneas ácidas, con algunos aportes de rocas metamórficas y sedimentarias. La roca fuente es producto de sedimentos provenientes de la Cordillera Central emergida en el Oligoceno, afirmación confirmada por el aumento de espesor de sedimentos hacia el este.

2.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

El Campo Casabe posee tres yacimientos: el yacimiento A de la Formación Colorado, el yacimiento B de la formación Mugrosa y el yacimiento C de la Formación La Paz. Los pozos productores fueron completados para producir en forma independiente de los yacimientos A o B y en algunos casos en forma conjunta

de A y B o B y C. Los volúmenes de fluidos producidos están clasificados y contabilizados de dicha manera.

El crudo que produce el campo Casabe reporta generalmente una gravedad API de 19.5-21.5° para el yacimiento A y de API 23-23.9° para el yacimiento B y C, lo cual corresponde a un crudo pesado mediano según el instituto americano del petróleo (Ver Tabla 9).

Tabla 9. Clasificación del crudo según densidad.

Aceite Crudo	Densidad grados API	Densidad (g/cm ³)	Comentarios
Extrapesado	< 10°	> 1	Inmóvil a condiciones de yacimiento
Pesado	10.0° - 22.3°	1.0 - 0.92	Móvil a condiciones de yacimiento
Mediano	22.3° - 31.1°	0.92 - 0.87	---
Ligero	31.1° - 39°	0.87 - 0.83	---
Superligero	> 39°	< 0.83	---

Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API)

De los datos de presión y temperatura estática y prueba de incremento de presión con pozo cerrado medidos en los pozos durante los primeros años de explotación, documentados en los diferentes estudios e informes preparados por los especialistas tanto de la Compañía Shell como de Ecopetrol S.A, se ha podido establecer las presiones y temperaturas originales de los yacimientos productores

así como los gradientes de presión de fluido promedio como se muestra en la Tabla número 10⁵¹.

Tabla 10. Gradientes de presión y temperatura de los yacimientos en el Campo Casabe

Yacimiento	Gradiente Presión (Psig/pie)	Gradiente Temperatura (°F/pie)
A (Formación Colorado)	0.389	0.009
B (Formación Mugrosa)	0.370	0.009
C (Formación La Paz)	0.370	0.009

Fuente: Estudio de caracterización de fluidos en el Campo Casabe (Alianza Casabe)

Tabla 11. Propiedades petrofísicas del campo.

PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Formación Colorado		Formación Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Área (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Promedio (ft)	2600	2900	3900	4200
Espesor neto (ft)	76	78	43	23
Porosidad Promedio (%)	24	24	25	25
Permeabilidad Promedio (mD)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos			
Mecanismo Producción	Inyección de Agua			

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A

⁵¹ OLARTE CARO, Diana Paola. Op. Cit. Págs. 54-56



Las propiedades petrofísicas y de fluidos promedias de cada una de las zonas productoras reflejan las características sedimentarias de las formaciones mencionadas anteriormente. Se resumen en las tablas 11 y 12⁵².

Tabla 12. Propiedades de los fluidos del campo

PARÁMETRO	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (Cp) @ Pb	43	21
Factor Volumétrico Inicial	1.083	1.117
Factor Volumétrico	1.055	1.07
GOR (Scf/STB)	187	254
Presión de Saturación (Psi)	1350	2200

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A

2.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B). En Febrero 1954 llegó a su máxima producción con 47 134 BOPD. En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para arenas superiores y arenas inferiores. En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los resultados obtenidos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y se reemplazaron aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico. En Junio 20 de

⁵² GIL GODOY, Brayam Leonardo. MOLINA ANAVE, Luis Carlos. Op. Cit. Pág. 29-30



1985 se inició la inyección en el sector norte, bloques VI, VII, VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 4000 BPD.

En agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III, V. La máxima inyección en el campo se presentó el 15 de Febrero de 2010 con 118 190 BWPD con una producción de aceite de 16 005 BOPD. La máxima producción de aceite una vez iniciado el proceso de inyección se presentó el 1 de agosto de 2010 con 18 288 BOPD y una inyección de 108 565 BWPD.

Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectoros en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se dispone de pozos individuales para cada una de las arenas A1, A2, B1 Y B2 (4 inyectoros en cada vértice) y dos pozos productores centrales (uno para A1-A2 y otro para B1- B2). Se utiliza agua dulce de la formación la Mesa. Se dispone de siete pozos de captación para el suministro de agua. Se encuentran en inyección los bloques VI, VII y VIII (en el sector norte) y I, II, III y V (en el sector sur). El bloque V fue sometido a inyección solo en las arenas B. La producción promedio anual del Campo actualmente es de 13 885 BOPD de 105 pozos con bombeo por cavidades progresivas - PCP, 5485 BOPD de 155 pozos con Bombeo Mecánico - BM, con un corte de agua promedio (BSW) de 88% (Ver Figura 12).

También se cuenta con 402 pozos inyectoros (232 sarta convencional y 170 sarta selectiva) y con 7 pozos de captación de agua (4 BES y 3 Sumergibles con motor en superficie).

El campo Casabe cuenta con tres estaciones de recolección, una de estación de bombeo y una planta de inyección de agua (147 200 BWPD) que cuenta con un centro de generación eléctrica con una capacidad de 1.6 Megavatios⁵³.

2.6 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CASABE

Yacimientos complejos como campo Casabe muestran un número de características que pueden ser clasificados de la siguiente manera⁵⁴:

Relacionado al Yacimiento

- Heterogeneidad
- Limitada continuidad de arenas
- Viscosidad de crudo altas
- Contenido de arcillas en las arenas
- Elementos radioactivos en las arenas
- Arenas no consolidadas

Relacionado a la Madurez del Campo

- Revestimientos viejos, corroídos o rotos para hasta un 50% de los pozos
- Alta relación agua crudo (WOR) y bajas tasas de crudo
- Bajo gas en solución
- Depleción diferencial de arenas

⁵³ MAYORGA HUERFANO, Diana Lorena. Op. Cit. Págs. 29-31

⁵⁴ MÁRQUEZ, L., ELPHICK. PERALTA, J., AMAYA, M., LOZANO, E. Casabe Mature field revitalization through an Alliance: A case study of multicompany and multidiscipline integration. SPE 122874 MS. 2009. Págs. 2-3.



Relacionado a la Inyección de Agua

- Sarta sencilla de inyección sin control
- Inyección preferencial
- Temprana ruptura del agua
- Límites empíricos máximos para tasas de inyección
- Agua fresca mezclada con agua de yacimiento, haciendo difícil interpretar los registros de resistividad
- Baja inyección acumulada
- Colapso de revestimiento
- Relación de movilidad adversa amplificando la heterogeneidad natural e inducida
- Pobre barrido areal y vertical
- Depleción de la presión del yacimiento debido a la inyección insuficiente
- Inhabilidad para disminuir el corte de agua en los pozos productores

Relacionado a lo Operacional

- Cortes eléctricos frecuentes
- Opciones del manejo de arena limitadas debido a las condiciones de pozo
- Habilidad para perforar nuevos pozos (pegas de tuberías, altos tiempos de viaje, puntos apretados, rimado, influjo o pérdida de circulación durante la perforación)
- Pobre calidad de los trabajos de cementación en los pozos nuevos
- Cuellos de botella superficiales
- Producción limitada por la producción de arena
- Medición de la producción



Relacionado al Manejo Histórico del Campo

- Prácticas tradicionales
- Falta de control y monitoreo de la inyección de agua y los líquidos producidos por capa
- Vigilancia histórica limitada (pruebas, perfiles de inyección, pruebas de presión, etc.)
- Producción mezclada
- Files perdidos
- Falta de registros de producción debido a bombas de varillas

De todos estos, los factores claves que deben ser administrados en campo Casabe son el comportamiento de la inyección de agua, los mecanismos de colapso de pozos y los problemas de la producción de arena.

2.7 ANTECEDENTES DE COLAPSOS DE POZOS

Desde el año 2008 se ha observado en las intervenciones de pozo una tendencia progresiva de daños en revestimiento en pozos perforados por la Alianza Casabe.

Varios estudios se han realizado con respecto a pozos anteriores a esta alianza con el fin de optimizar el diseño de los pozos para evitar estos problemas. Sin embargo los revestimientos de los nuevos diseños siguen presentando estos daños y es una alarma que conlleva a estudios de posibles causas que pudieran estar afectando la integridad de los pozos.



En 1987 se realizó un estudio titulado “Análisis de Colapsos Campo Galán y Casabe” por Bernardo A. Silva. Entre las principales conclusiones de este estudio se tiene⁵⁵:

- El cambio de método de recobro primario a secundario redujo el tiempo de vida del revestimiento, siendo más crítico cuando el pozo había producido en la etapa de recobro primario.
- El tiempo de vida de un pozo es inversamente proporcional a la cantidad de operaciones de suabeo a la que ha sido sometido.
- La falla de los revestimientos se debe principalmente a la baja resistencia al colapso que estos soportaron.
- La acción de la corrosión no es un factor importante.
- No existe relación de los colapsos con el sistema de fallas transversales en el campo Casabe.

Las recomendaciones más relevantes de este estudio fueron:

- Empaquetar todos los pozos productores con *liner* ranurado y grava para control de producción de arena.
- Realizar tratamientos periódicos de estabilizadores de arcillas.
- Aislar los intervalos que presentaron inyección preferencial y ajustar la inyección a 15Bbls/pie cañoneado.
- Cambiar diseño del completamiento utilizando revestimientos que resistan presiones de 8600 psi al colapso.
- Utilizar cemento con mayor resistencia a la compresión.

⁵⁵ SILVA DE JESÚS, Bernardo A. Análisis de colapso campos Galán y Casabe. Yondó, Colombia. 1987.



En 2006 se realizó otro estudio de daños al revestimiento, el cual fue publicado en la SPE y realizado por el equipo de yacimientos, perforación e ingeniería de la Alianza Casabe⁵⁶.

Este estudio estuvo enfocado sólo en el Bloque VI, que es donde se presenta el 69% de ocurrencia de daños de revestimiento. El análisis se realizó por campañas de perforación, que principalmente se dividen en 3:

1. 1941 - 1979: Etapa de flujo natural
2. 1979 - 2003: Recobro secundario
3. 2004 - Actualidad: Período de producción incremental e inicio de la Alianza Casabe.

De los pozos perforados durante la primera campaña, 78% experimentaron incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento durante la operación. En la segunda campaña, esta cifra fue levemente inferior: 68%. No obstante, este período correspondió a los programas de inyección de agua; en consecuencia, se habían perforado muchos más pozos. Durante el período de estudio, no se registró episodio alguno de colapso en el Bloque VI, en relación con los pozos construidos en la tercera campaña de perforación. Se estima que ese cambio fue consecuencia del mejoramiento de las prácticas de perforación, las cuales se analizan más adelante.

Los ingenieros descubrieron que dichos incidentes se habían producido en todos los niveles estratigráficos. No obstante, la distribución de los incidentes puso de relieve una fuerte correlación entre la sobrecarga y las formaciones inundadas con agua.

⁵⁶ OLARTE, P., MARQUEZ, L., LANDINEZ, G., AMAYA, R., Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Society of Petroleum Engineers. SPE-122956-MS. 2009.



Entre las observaciones y conclusiones de este estudio, se tuvieron:

- No existe preferencia de daño de revestimiento entre pozos productores e inyectores.
- Los daños en revestimiento ocurren a lo largo de todas las formaciones estratigráficas, sin embargo es de mayor ocurrencia en formaciones afectadas por la inyección, como A1 y en la zona por encima de la sección productora, llamada en el documento de referencia, la zona de sobrecarga (*overburden*).
- No hay relación con la estructura del yacimiento.
- El análisis mecánico indica que los revestimientos tienden a fallar por colapso por el bajo nivel de fluido y el desgaste de pared a lo largo de los años debido a la corrosión, cuyo valor de referencia fue tomado de registros USIT y es 10%. Mientras que en la zona de sobrecarga, tienden a fallar por tensión por la profundidad del tope de cemento, conjugado con el desgaste de pared de revestimiento por corrosión.
- Las operaciones de suabeo pudieran incidir en la ocurrencia de daños de revestimiento.
- La erosión en las perforaciones debido a las altas velocidades de producción de arena debilitan el revestimiento.

En 2010 se efectuó otro estudio por la alianza Casabe denominado proyecto LEAN. Durante el estudio, se realizó un análisis de causa raíz general y luego un análisis pozo a pozo para asignar las posibles causas determinadas a cada caso en particular. A lo largo del análisis, se determinó que la información con la que se cuenta es muy escasa y para poder confirmar o descartar algunas hipótesis es necesario recolectar datos en estos pozos problemas a través de tecnología⁵⁷.

De los estudios anteriores, se resumió que los revestimientos de producción de los pozos perforados antes de la Alianza eran H-40, J-55, N-80 y K-55 en pesos que

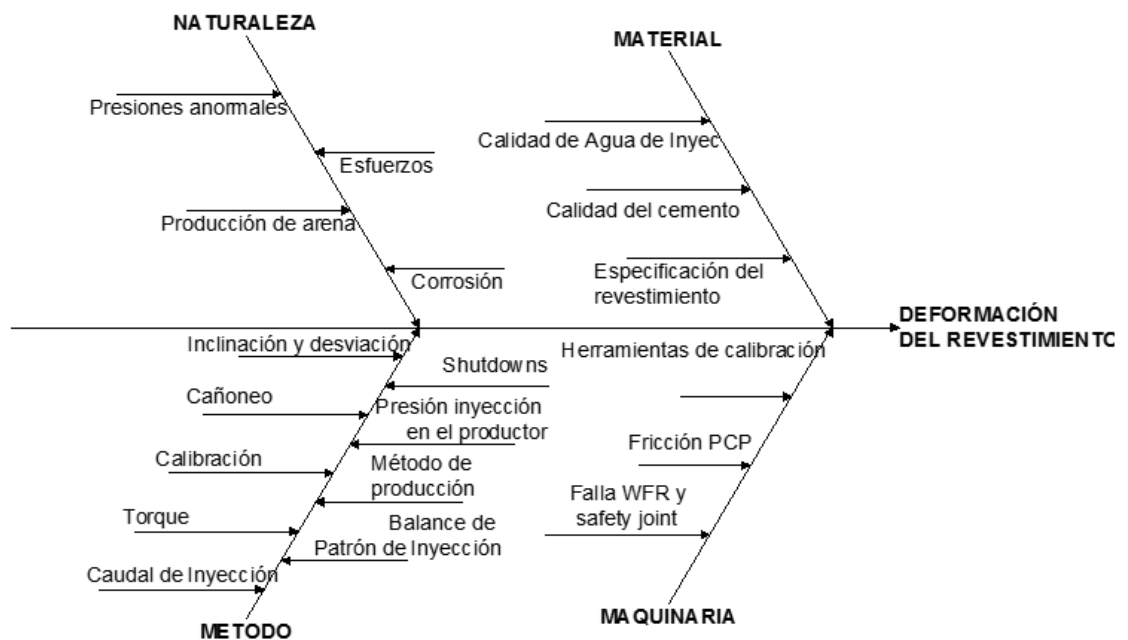
⁵⁷ PROYECTO LEAN. ALIANZA CASABE. Estudio de deformación de revestimientos en pozos nuevos. 2010.

varían entre 20, 24, 26, 29 y 36 lb/pie. A partir del estudio de integridad de los revestimientos en el 2006, el diseño de los pozos en la Alianza Casabe se cambió a un revestimiento de 7"OD, P-110, 29 lb/pie.

Sin embargo, a la fecha de octubre de 2010, se encontraron 31 pozos de los perforados por la Alianza Casabe con daños en revestimiento. Esto llamó la atención, ya que son pozos que han tenido una vida productiva no mayor a los 6 años a la fecha, en el mejor de los casos.

El análisis de posibles causas que afectaron la integridad de los revestimientos, en este estudio, se realizó a través de una tormenta de ideas, y se agruparon en espina de pescado como se observa en la figura 18.

Figura 18. Tormenta de ideas para analizar la deformación de los revestimientos



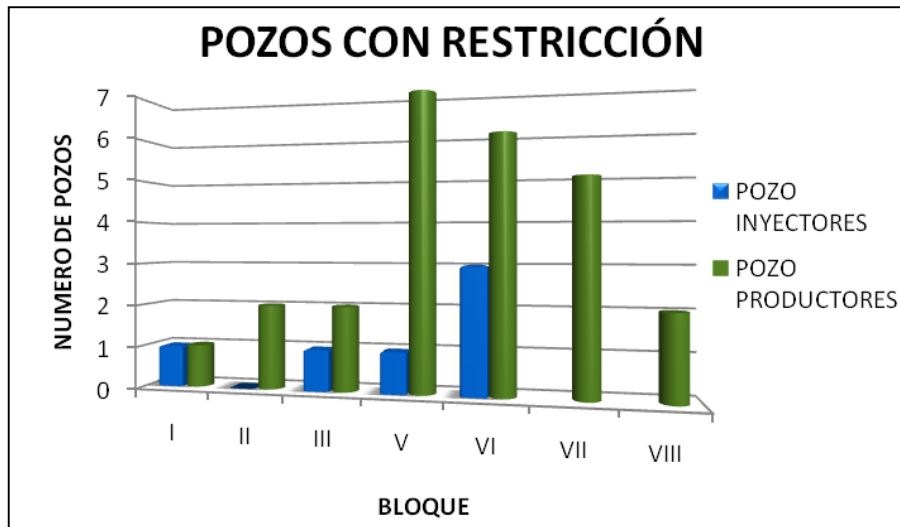
Fuente: PROYECTO LEAN. ALIANZA CASABE. 2010.

Entre los resultados de este estudio se tuvo:

- Tendencia de ocurrencia de las restricciones en los pozos del campo

El 58% de los pozos con daño en revestimientos se encuentran en los Bloques V, VI y VII y sólo el 20% son inyectores (Ver figura 19), lo cual no necesariamente indica que sea una minoría ya que la frecuencia de intervenciones en un pozo inyector es menor que en un productor debido a la baja probabilidad de falla.

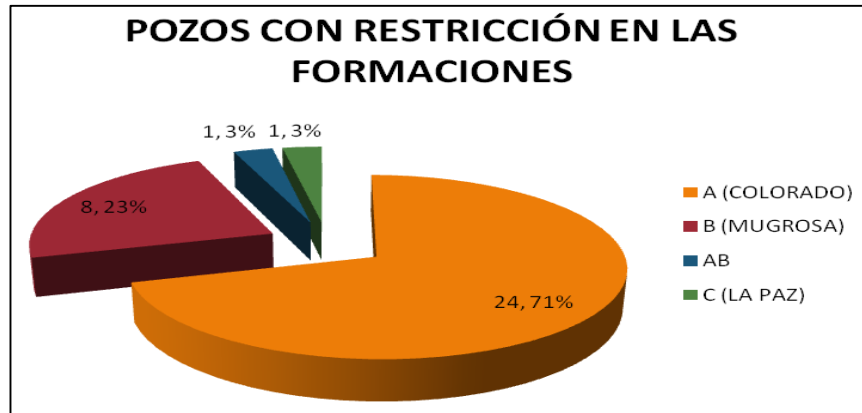
Figura 19. Pozos con restricción por bloque, de los perforados por la Alianza Casabe.



Fuente: PROYECTO LEAN. ALIANZA CASABE. 2010.

En cuanto a la profundidad de los daños en el revestimiento, la ubicación preferencial con 71% de ocurrencia es a nivel de las arenas A y 23% en las arenas B como se observa en la figura 20.

Figura 20. Pozos con restricción por arenas, de los perforados por la Alianza Casabe.



Fuente: PROYECTO LEAN. ALIANZA CASABE. 2010.

- Posibles causas que generan daño al revestimiento en el campo Casabe

Durante la revisión de la historia de cada pozo y con base en algunas publicaciones, se determinaron algunas causas que generan daño en la integridad del casing.

A continuación se mencionan cada una de ellas:

1. Cañoneo en cuellos del revestimiento
2. Contacto metal-metal

En algunos pozos la profundidad de restricción coincide con los cuellos del revestimiento, por lo cual se infiere que la herramienta se atasca en la unión de las juntas.

3. Corrosión
4. Efecto de cañoneo
5. Efecto de suabeo
6. Abrasión
7. Producción de agua con alto contenido de Cloruros



8. Producción de gas
9. Producción de arena
10. Drift de herramientas
11. Mala cementación original
12. Mala cementación después
13. Mala práctica operacional
14. Alta inyectividad



3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido que le proporcione energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de agotarse la propia, se le llama recuperación secundaria.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se nombran⁵⁸:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

⁵⁸ MAYORGA HUERFANO, Diana Lorena. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. 2011. Pág. 32.



3.1 CONDICIONES OPERACIONALES

Para el proceso de inyección de agua se requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en el proceso de recuperación de petróleo, dependiendo de las características específicas del yacimiento. Se deben considerar factores como la geología del yacimiento, los mecanismos de producción, las propiedades de las rocas y de los fluidos, presión del yacimiento, y factores operaciones como la tasa y la presión de inyección⁵⁹.

3.1.1 Tasa de Inyección. Algunos autores han concluido que es imposible establecer un valor exacto para la tasa de inyección de agua, debido a que existe un amplio rango en las propiedades petrofísicas y del fluido en todos los yacimientos. Sin embargo, para cualquier valor de saturación de petróleo, existe una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de recobro cae considerablemente; una vez se supera esta velocidad crítica, la relación agua petróleo aumenta rápidamente, reduciendo la vida productiva del yacimiento. La tasa inicial de inyección de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, espesor de la arena y del factor de llenado. Una alta tasa de inyección, no garantiza una mayor recuperación; así como una reducción en la tasa de inyección de agua, en últimas, está controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

3.1.2 Presión de Inyección. La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, siendo superior a la presión de la formación, pero inferior a la presión de fractura, de ocurrir el sobrepaso de la presión de fractura se ocasionarían canalizaciones, pérdidas de fluido y daño en la formación. La presión con la que se inyecta el fluido en la cara de la arena es una de las características alterables en un

⁵⁹ *Ibíd.* Pág. 34.



proceso de inyección, se puede estimar esta presión conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la viscosidad del agua. En las pruebas de inyectividad, se mide la presión necesaria para que el agua penetre la formación, durante este proceso el agua alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente hasta llegar a un valor más o menos estabilizado.

Al respecto, algunos autores recomiendan que la presión óptima a la cual se deba realizar la inyección, es la del punto de burbuja incrementada en 500 psia. En la presión de burbuja, la viscosidad del crudo está en su valor mínimo, luego habrá una mejor movilidad y una mayor eficiencia de barrido areal. Adicionalmente, en el punto de burbuja los pozos productores están en su mayor índice de productividad, y no existe una respuesta retardada a la inyección de agua pues no existe una saturación de gas libre en el yacimiento.

3.1.3 Espaciamento entre Pozos. Es un parámetro clave para solucionar los problemas en el recobro causados por la heterogeneidad. En estudios realizados, se estableció que el efecto del espaciamento solo es apreciable, cuando el estudio se realiza por secciones. Allí se muestra que a bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamento.

3.2 PRUEBAS DE INYECCIÓN

Algunas pruebas de inyección se basan en el único objetivo de cuantificar la cantidad de fluido que entrará a una formación o capa específica y así poder cuantificar la inyectividad total del pozo o de un grupo de capas, también es posible cuantificar la cantidad de agua de inyección que se está produciendo después del



momento de irrupción con la adición de algunos isotopos radioactivos al agua de inyección y la herramienta que tome datos de radioactividad en el pozo productor⁶⁰.

3.2.1 Prueba de Trazadores entre Pozos. Los trazadores interpozos son útiles para monitorear el progreso de los frentes de inundación en proyectos de inyección de agua, lo cual permite establecer medidas de optimización del proceso con el fin de mejorar el recobro de los hidrocarburos.

Una aplicación específica de los trazadores interpozos se da, por ejemplo, cuando se produce la irrupción prematura de agua en los pozos productores, especialmente en procesos de desplazamiento por patrones, lo que dificulta la determinación precisa de la fuente ofensora del agua. Los trazadores permiten entonces determinar el problema y ayudar a definir una acción remedial adecuada.

Otra aplicación importante es la validación de los modelos estáticos (geológicos, petrofísicos) y dinámicos del campo o yacimiento en estudio.

La existencia de comunicación lateral y el análisis de los tiempos de irrupción permiten verificar la consistencia de los modelos, con base en lo observado en la realidad. Esto permite optimizar los procesos de desplazamiento, reduciendo los costos operativos de la inyección de agua, así como el incremento de las reservas.

Como resumen, los trazadores interpozos permiten⁶¹:

- Inferir el grado de heterogeneidad del yacimiento.

⁶⁰ GUIO BARACALDO, Uriel Felipe. VELÁSQUEZ CASAS, Camilo Alejandro. Identificación de factores geomecánicos en procesos de inyección de agua en yacimientos de hidrocarburos: Casos de estudio a nivel mundial. 2013. Pág. 33-34.

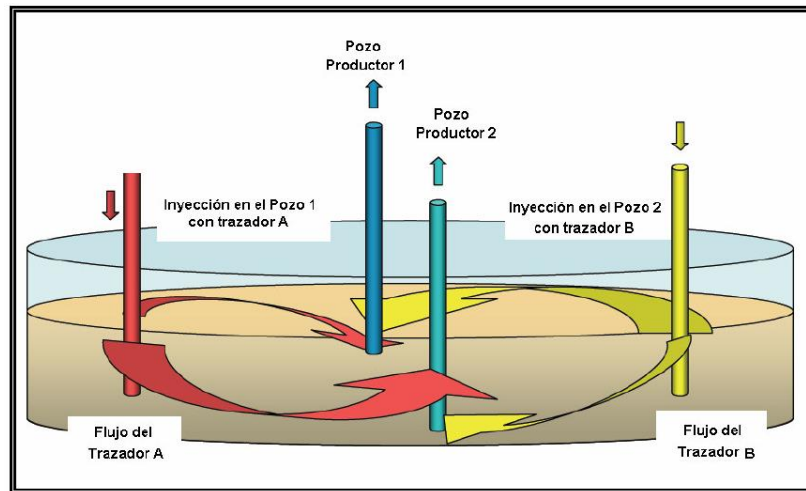
⁶¹ MÁRQUEZ, Leonardo. Requerimientos técnicos de trazadores interpozos en Casabe. Alianza Casabe Colombia. 20 de junio. 2005. Págs. 4-5.



- Inferir la continuidad de las arenas y las lutitas (cuerpos de yacimiento y sellos).
- Validar el modelo estático del yacimiento, en lo que se refiere a la comunicación lateral entre pozos, rasgos estructurales con control sobre el movimiento de fluidos, etc.
- Delineación de las barreras de flujo.
- Evaluación de los tiempos de flujo dentro del yacimiento, lo cual permite inferir el régimen teórico de flujo dentro del yacimiento.
- Identificación de flujos preferenciales causado por canales con permeabilidades preferenciales, fracturas inducidas, etc.
- Inferencia de zonas no barridas.
- Identificación de inyectores con problemas.

En términos generales, se puede decir que una prueba de trazadores entre pozos en un yacimiento, consiste en la inyección de una sustancia (radioactiva o química) disuelta en el fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores vecinos. En la Figura 21 se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores; se inyectan los trazadores A y B, y se monitorea en los pozos productores 1 y 2.

Figura 21. Esquema de una prueba de inyección de trazadores



Fuente: Ramírez, Jetzabeth. Prueba de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México, D.F. Septiembre 2008.

El diseño de la prueba debe determinar con la mayor precisión posible el tiempo de arribo del trazador y obtener con un mínimo de muestras una tendencia definida de la curva de respuesta.

Las pruebas de trazadores proporcionan información de inestimable valor sobre el comportamiento dinámico del fluido de inyección en el yacimiento, que opera bajo un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada. La información que surge de su aplicación no puede obtenerse por medio de otras técnicas, por lo que constituye la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por la habilitación o cierre de pozos inyectores, existencia de heterogeneidades en el yacimiento, tales como canalizaciones o fallas, o la comunicación vertical entre estratos⁶².

⁶² Ramírez, Jetzabeth. Prueba de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México, D.F. Septiembre 2008. Págs. 9-10.



3.2.1.1 Requerimientos Técnicos. Los requerimientos técnicos que se presentan a continuación son lineamientos generales mínimos que deben cumplir los trazadores a seleccionar y emplear en el campo. Por lo general, cada compañía que suministra este servicio posee sus propios trazadores, con características particulares.

Los trazadores que se seleccionen deben cumplir con los siguientes criterios⁶³:

- Seguros en su manejo (almacenamiento, transporte y uso).
- Inertes o no reactivos con la formación o con los fluidos de formación, de lo contrario nunca serían observados en los pozos productores, o podría enmascarse las respuestas.
- Que no sean absorbidos por la formación.
- Estables por efectos de temperatura y por efectos de presión.
- Que no estén presentes en los fluidos de formación o en los fluidos inyectados, para no enmascarar las respuestas.
- Fácilmente detectables a bajas concentraciones. Las concentraciones usualmente se miden en partes por billón.
- Solubles en el agua, de manera que puedan ser arrastrados por ésta, y seguir sus direcciones de flujo.
- Relativamente económicos.
- Aunque el uso de trazadores no-radioactivos es ocasionalmente factible, la detectabilidad de trazadores radioactivos es mucho más elevada, lo que hace que el volumen de los trazadores que los requerimientos volumétricos de los trazadores no radioactivos sean prohibitivos desde el punto de vista

⁶³ Ibid. Págs. 5-6.



ambiental y de costos. No obstante, las empresas de servicios suministrarán toda la información que permita jerarquizar los distintos trazadores y tomar la decisión con base en criterios técnicos, económicos y ambientales.

- Dado que los trazadores serán intencionalmente producidos en superficie a través de los pozos productores, debe hacerse un diseño que permita obtener concentraciones detectables, pero a la vez, que no excedan las concentraciones máximas permitidas por los organismos reguladores locales.

3.3 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CASABE

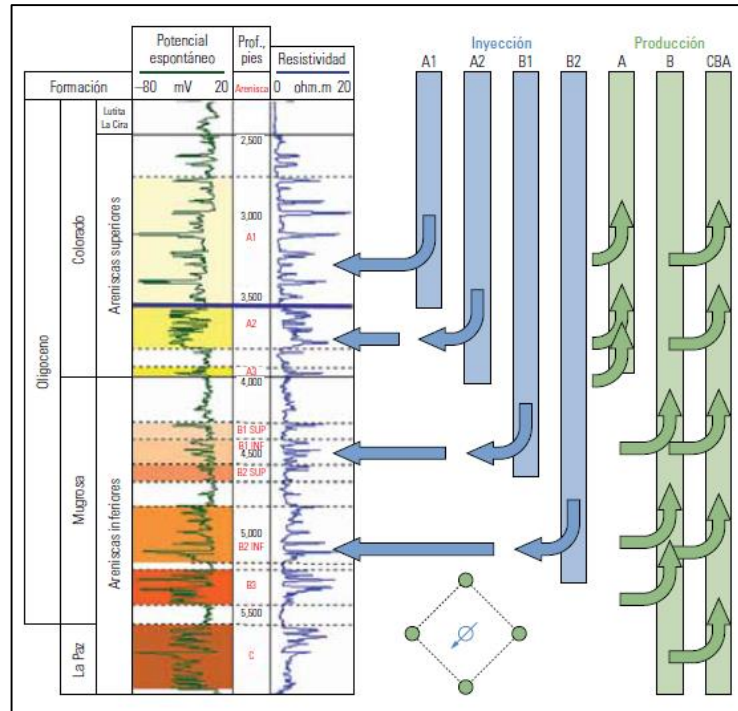
Cuando el Campo Casabe pasó del mecanismo de empuje natural a un programa de inyección de agua, a fines de la década de 1970, el operador optó por utilizar una malla típica de cinco pozos, con aproximadamente 500 pares de inyectores y productores. Para el barrido de las secciones superiores e inferiores de las Arenas A y B, se perforaron hasta cuatro pozos por cada localización de inyección (ver figura 22). Durante el período inicial de inyección de agua, las tasas de inyección alcanzaron picos en 1986 y 1991. Estas fechas corresponden al primer y segundo años posteriores al comienzo de los dos programas de inyección de agua para las áreas norte y sur del Campo Casabe⁶⁴.

Transcurridos dos o tres años luego de cada pico, se observó una caída notable de las tasas de inyección de agua. Esto se debió fundamentalmente a las restricciones impuestas sobre las tasas para evitar incidentes de aplastamiento de las tuberías de revestimiento. No obstante, en la reducción de las tasas de inyección de agua incidieron además muchos otros factores. Estos problemas fueron identificados en el plan de redesarrollo de la alianza y pasaron a formar una parte importante de los

⁶⁴ AMAYA, Mauro y Raul. CASTAÑO Héctor. LOZANO, Eduardo. RUEDA, Carlos Fernando. 2010. Pág. 9.

requerimientos de reelaboración de los programas de inyección de agua del Campo Casabe.

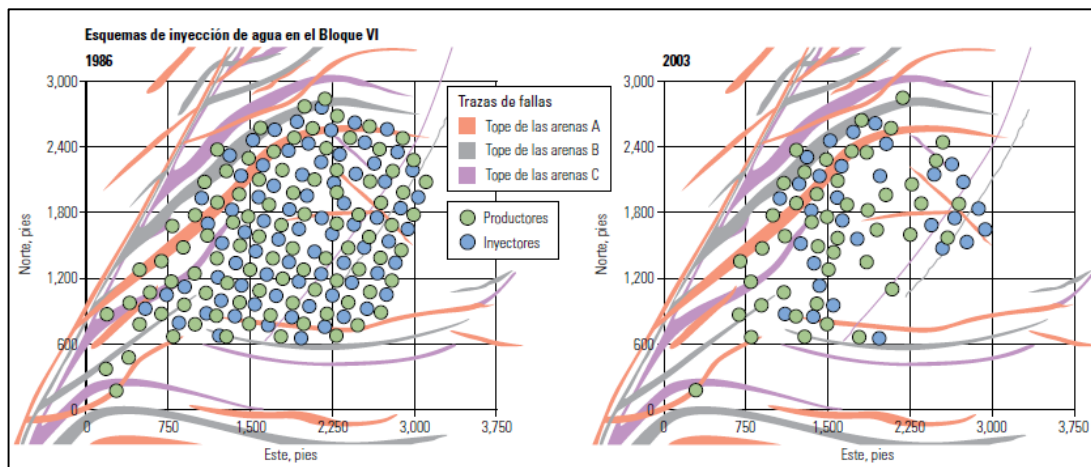
Figura 22. Esquema de inyección y producción del Campo Casabe.



Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Schlumberger. 2010.

La producción de arena y la alta velocidad de los chorros de agua arenosa a través de los disparos erosionaron significativamente las paredes de las tuberías de revestimiento y los equipamientos de fondo de pozo en los pozos productores. Durante un período crucial del programa de inyección de agua, numerosos pozos colapsaron y fueron abandonados o puestos fuera de servicio. Para sustentar los niveles de producción, el operador optó por convertir muchos pozos inyectoros en pozos de producción; sin embargo, esto afectó drásticamente los esquemas de inyección de agua (Ver figura 23).

Figura 23. Comparación de los esquemas de inyección de agua correspondientes a 1986 y 2003.



Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Schlumberger. 2010.

La restricción de las tasas de inyección para mitigar los colapsos de los pozos fue otro de los factores que produjo una distribución no uniforme del flujo de agua. El barrido areal era pobre, lo cual se tradujo en numerosas áreas de petróleo pasado por alto. El equipo de redesarrollo del campo quería restablecer las distribuciones para mejorar la eficiencia de barrido. Por consiguiente, gran parte de la tercera campaña de perforación consistió en la planeación y construcción de nuevos pozos inyectores y productores⁶⁵.

3.3.1 Criterios de Inyección. Durante el proceso de recuperación secundaria en el campo, se emplearon diferentes criterios que se enuncian en la tabla 13. Estos criterios se enuncian por etapas para poder explicarlos como sigue⁶⁶.

⁶⁵ Ibid. Pág. 10.

⁶⁶ MATULEVIVH ARÉVALO, Alejandro. PULGARIN ECHEVARRÍA, Carlos Arturo. GONZALES FERNÁNDEZ, Santiago. Análisis de la explotación secundaria del Campo Casabe. 1997. Págs. 10-15.

La etapa 1 corresponde al inicio de la inyección en el sector norte del campo. La tasa límite de inyección fue de 7 BWPD/ft.

En la etapa 2 como consecuencia de la disminución del gradiente, la inyección se disminuyó de 71 000 BWPD a 45 000 BWPD (inyección solo en el sector norte).

En la etapa 3 el proceso de aumento escalonado de la tasa de flujo consistió en incrementar progresivamente en cada pozo la tasa de inyección hasta alcanzar un valor estabilizado de presión comenzando con 1 barril de agua por día por pie (BWPD/ft), considerando como tasa límite 3.5 (BWPD/ft).

En la etapa 4 el gradiente diferencial de inyección consistió en aplicar a cada pozo la presión necesaria para alcanzar la tasa de 3.5 (BWPD/ft). El incremento de presión se realizó principalmente en las arenas superiores, alcanzándose gradientes hasta de 1.14 psi/ft.

Tabla 13. Criterios de inyección empleados durante la inyección de agua en campo Casabe

ETAPA	PERIODO	CRITERIO
1	1985 - 1987	Se utilizó (1 psi/ft) - 200 psi como gradiente de inyección
2	Desde julio 1987	Se redefinió el gradiente de inyección a 0.80 psi/ft
3	Agosto de 1988 y Noviembre 1990	Incremento escalonado de tasas de inyección
4	Junio 1991 - 1992	Aplicación del gradiente diferencial de inyección
5	1992 - 2004	Balace de fluidos en el yacimiento
6	2004 - 2013	Inyección Selectiva

Fuente: Modificado. Propuesta de desarrollo. ECOPETROL S.A. Gerencia centro Oriente. El Centro. Septiembre de 1997.

En la etapa 5 como resultado del incremento de la presión de formación durante la etapa anterior y debido al desbalance acumulado de fluidos en el yacimiento, se evidencio las primeras manifestaciones de represión de los yacimientos superiores del campo, se incrementó la producción de arena en las estaciones de 190 a 790 toneladas por mes. Para controlar la represión y con el fin de mantener un balance



de fluidos en el yacimiento, se disminuyó gradualmente la tasa de inyección, con aproximadamente 120 pozos inyectoros cerrados.

De la etapa 6 se hablara más adelante.

3.3.2 Problemas Asociados a la Inyección en Campo Casabe. Entre los principales problemas debido a la inyección que se han evidenciado en el campo se encuentran:

3.3.2.1 Represurización del Yacimiento. La represurización de los yacimientos en un proceso secundario de inyección con agua es el resultado del aumento anormal de la presión de formación (mayor a la presión original) que como se mencionó anteriormente, se evidencia en la etapa 5 después de los noventa⁶⁷.

Las principales consecuencias de la represurización son:

Sobre el sistema de producción

- Incrementos anormales de fluidos de la formación, generalmente de manera intempestiva y por lo tanto de difícil control a través de pozos en flujo (tanto productores como inyectoros) que impiden la producción estabilizada de los yacimientos.
- Incremento de los volúmenes de producción de arena en las estaciones de recolección e incremento de las limpiezas de arena en los pozos productores
- Deterioro de los estados mecánicos: colapsos y/o roturas en los liners o revestimientos.

⁶⁷ *Ibíd.* Pág. 15.



En el sistema de inyección

- Cierre de gran cantidad de pozos inyectores
- Bajo potencial de inyección
- Gran porcentaje de colapsos

3.3.2.2 Aumento en la Producción de Arena. El campo Casabe desde el inicio de la etapa primaria de producción presentó problemas de producción de arena debido a que los pozos productores son cañoneados en arenas heterogéneas y no consolidadas. Adicionalmente en la primera etapa de inyección de agua se implementó el uso de empaquetamiento con grava para controlar la producción de arena pero este generó una gran caída en la producción debido al daño mecánico, el cual causó represurización en ciertas áreas y caída de la tasa de inyección⁶⁸.

Desde el inicio el problema más crítico en el campo ha sido la producción de arena la cual ocurre debido a varios factores, tales como:

- Arenas no consolidadas
- Alto contenido de arcillas hinchables
- Heterogeneidad de las propiedades petrofísicas
- Migración de partículas de grano fino a través de la matriz de la formación
- Complejidades en la estructura del yacimiento

Con el inicio del proyecto de inyección de agua en los 80's conducido con patrones de 5 puntos, ECOPELROL anticipó que la producción de arena sería un gran problema para el campo por lo que se determinó que el empaquetamiento con grava, el uso de cañoneo con grandes cargas de diámetro y alta densidad, eran los sistemas más efectivos para el control de la arena, sin embargo a raíz del inicio de

⁶⁸ NUNEZ, G., AMAYA, M., HERNANDEZ, J., AGUDELO, O. Integrated sand-production management in a heterogeneous and multilayer mature field with water injection. SPE 139378 MS. 2010. Pág. 1.

la inyección de agua se incrementó el número de limpiezas por arena realizado en el campo como se observa en la tabla 14.

Tabla 14. Numero de limpiezas de arena realizadas en Casabe a junio de 1991

Año	Numero de Limpiezas	Observaciones
1987	397	Se presenta inyección en el sector norte del campo
1988	210	Se inicia inyección en el sector sur
1989	123	Falta empezar inyección en el bloque 1
1990	125	Se tiene inyección en todo el campo
1991	23	Se tiene inyección en todo el campo

Fuente: Propuesta de desarrollo. ECOPEPETROL S.A. Gerencia centro Oriente. El Centro. Septiembre de 1997.

El mayor número de limpiezas de arena en los pozos productores se presentó en 1987 (con 397 limpiezas) fenómeno que se encontró asociado con las inyecciones preferenciales en 90 pozos inyectoras a 1986.

Entonces, en la mitad de los 80's fue planeada una campaña mayor y extendida en el campo, inicialmente usando liner ranurado con tamaño de grava 10-20. Tan pronto como la tasa de inyección de agua se incrementó, el problema de la producción de arena también incremento en los pozos empacados y no empacados y también en las facilidades de superficie. Para minimizar esos problemas los liner ranurados fueron cambiados por envueltas de alambre y tamaño de grava 20-40.

Los estudios geomecánicos en este campo han concluido que las arenas A (Colorado), especialmente las A0 y A1 son las arenas más grandes productoras en el campo en el cual la roca falla con un muy bajo diferencial de presión.



Adicionalmente estos estudios confirman que el área norte del campo tiene la mayor producción de arena.

3.3.2.3 Corrosión de las Tuberías. El agua inyectada en el yacimiento desde los ochentas es agua fresca de un acuífero somero al sur del campo. Desde ese momento, es bien sabido que el agua de formación es incompatible con el agua de inyección. El tratamiento químico para adecuar el agua fresca para la inyección ha sido aplicado regularmente, sin embargo algunos periodos ha tenido menor atención lo cual ha generado alguna presencia de corrosión⁶⁹.

Durante el periodo de la alianza, el agua de inyección se ha incrementado en 5 veces, de 25 000 BWPD a 110 000 BWPD, los cuales requieren gran revisión de tratamiento químico para lograr alcanzar las necesidades del campo y reducir el potencial de corrosión en el sistema de inyección, sin embargo, el sistema de producción ha sido afectado por el agua de inyección, con el incremento de gases no deseables tales como CO₂ y H₂S.

Esta combinación de agua corrosiva (agua de inyección fresca) y gases ácidos (CO₂ y H₂S) y escalando la mezcla que viene del yacimiento, crea dificultades en el sistema inyección-producción donde los insumos químicos son una necesidad para reducir al mínimo los daños en el casing, tubing, bombas, sarta de completamiento de inyección de agua, líneas de flujo y facilidades de producción.

La tabla 15 muestra un resumen de la historia de implementación de la inyección de agua y cuando la corrosión fue detectada y como fue tratada.

⁶⁹ VARGAS – PERALTA, J., GONZALES, V., BRAVO, L., GANDOLFO, J. Martín., CAICEDO, J., VALERA, M. Corrosion and scales problems in a mature oil field under waterflooding; from the diagnostic to the integrity management; Casabe Field, Colombia. 2012. Pág. 2.



Tabla 15. Resumen de problemas de corrosión en el Campo Casabe desde que se implementó la inyección de agua.

AÑO	EVENTO
1979	Se dio inicio a los pilotos de inyección de agua
1895	Los problemas de corrosión y las bacterias sulfato reductoras (SRB) fueron identificadas en el norte del campo
1986	Se dio inicio a tratamiento biosida e inhibición de la corrosión
1991	Se detectaron más problemas de corrosión debido a las bacterias, el contenido de SRB por encima de 10^6 ufc/ml. Se detectó la contaminación por SRB en los pozos productores
1995	Un estudio demostró que el biosida no inhibía el crecimiento de SRB y requería una gran dosificación. Un consultor halló el contenido de SRB por encima de 10^{12} ufc/ml en la cabeza de los pozos inyectores
1997 - 1998	Se evaluó un segundo biosida
1998	Se recomendó aplicar un segundo biosida, alternados ambos junto con el primero
2005	Se aplicó un solo biosida
2010	Algunas anomalías se observaron en el sistema de inyección después de un costoso monitoreo y se detectó contaminación por SRB en los pozos productores. Se midió CO_2 y H_2S en el gas y el agua de los pozos productores. Se observaron anomalías en el acero en los pozos productores e inyectores. La corrosión finalmente es considerada como un daño en el campo. Problemas de escamas son detectados en algunos pozos productores
2011	Se realizaron tomas de muestras de agua, cuantificación de bacterias y medidas de gas para confirmar las anomalías observadas en el 2010. La turbidez, sólidos extraños y SRB está impactando sobre la inyectividad de los pozos
2012	Se inició un plan de manejo integral para desarrollar soluciones para minimizar el CAPEX y mejorar el OPEX

Fuente: SPE 155209 MS. 2012.

La condición acida, en adición al H_2S por la generación de la bacteria, representa el principal riesgo para la integridad en el campo, en especial a condiciones de fondo de pozo. Las facilidades y las tuberías superficiales pueden ser reemplazadas fácilmente si se detecta el daño por corrosión pero el completamiento permanente



de la tubería como el casing no es reemplazable y la vida del pozo puede ser reducida drásticamente si esos enemigos no son controlados.

Algunos hallazgos obtenidos en el 2012 en la velocidad de corrosión en algunos pozos fueron dramáticos. La velocidad de corrosión fue estimada teóricamente, instalando algunos cupones para medir por lo menos la velocidad de corrosión en superficie. El valor fue de 135 mpy, el cual puede corresponder a 1/8 de pulgada de pérdida de material por año, alrededor de 20% por año para un casing P110⁷⁰.

3.3.2.4 Canalización de la Inyección. Casabe en su naturaleza heterogéneo, altamente estratificado y el agua va preferencialmente a través de las arenas más conductivas. La canalización del agua es agravada a través de los siguientes mecanismos⁷¹:

- Las arenas más someras pueden ser fracturadas en forma no intencional durante el proceso de inyección de agua, incrementando significativamente la permeabilidad mientras otras capas gradualmente se taponan debido a la calidad del agua causando perfiles adversos de inyección.
- El agua desplaza el crudo viscoso y una vez la ruptura toma lugar en el pozo productor por una capa, la inyectividad (o más correctamente el índice Inyectividad-Productividad (IPI)) va a estar condicionada por dicha capa. En consecuencia, el agua fluye a través de la capa de mayor permeabilidad y probablemente no se inyecta en las otras, especialmente en las arenas más profundas con daño mecánico afectando la eficiencia de barrido vertical. Éste ha sido un rasgo distintivo de las operaciones de producción del Campo Casabe.

⁷⁰ Ibid. Pág. 5.

⁷¹ MÁRQUEZ, L., ELPHICK. PERALTA, J., AMAYA, M., LOZANO, E. Casabe Mature field revitalization through an Alliance: A case study of multicompany and multidiscipline integration. 2009.



3.3.3 Inyección Selectiva. La configuración de 5 puntos al inicio del proyecto de inyección de agua en muchos casos causo problemas como, inyección preferencial, tiempo temprano de ruptura de agua, pérdida de pozos debido al colapso de pozos, pobre barrido vertical y areal, producción limitada por la producción de arena, arenamiento de inyectores, etc. Por esa razón se implementó el uso del regulador de inyección de agua (WFR) para mejorar el rendimiento de la inyección de agua, principalmente el barrido vertical.

La WFR es un dispositivo incluido en la sarta de completamiento para controlar el perfil de inyección por ajuste a una tasa deseada para inyección en cada arena o grupo de arenas. Esto permite una alta tasa de inyección de agua por pozo sin causar problemas asociados con altas tasas de agua yendo por una sola arena. Esto a su vez, permite barrer todas las arenas del nivel 3 al mismo tiempo por tanto mejora el soporte de presión para incrementar tanto la tasa de producción como la eficiencia de barrido vertical. Al año 2010, 64 de los 99 pozos inyectores nuevos de ese entonces fueron completados con ese tipo de sarta⁷².

Aunque la inyección selectiva es una técnica excepcional para el control de la inyección de agua, el barrido vertical y la producción de arena, aun se tenían problemas de flujo de retorno de arena en la válvula regulador lo cual causo erosión sobre el asentamiento de la válvula debido a la alta velocidad de la arena. Al inicio del proyecto se sentaron válvulas con acero estándar, después ocurrieron los problemas de erosión y se cambió la metalúrgica de la válvula a acero 440 °C y carburo de tungsteno para prevenir o limitar la erosión sobre el asentamiento de la válvula y evitar así la canalización de la inyección.

Al final, debido a la inyección selectiva de agua, para el 2010 el total de inyección en el campo Casabe se incrementó en 400% (120 000 BWPD)⁷³.

⁷² NUNEZ, G., AMAYA, M., HERNANDEZ, J., AGUDELO, O. Op. Cit. Pág. 4.

⁷³ *Ibíd.* Pág. 4.



4. HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN EL ANÁLISIS

Las herramientas a utilizar en el análisis que se tendrá en los próximos capítulos son el software TECHLOG, WELLCAD, PETREL y los registros USIT y multifinger.

WELLCAD es el paquete de visualización de registros compuestos, que combina mecanismos de edición gráfica integrales y herramientas de procesamiento de datos. Combina técnicamente excelentes capacidades de visualización, edición y análisis de los datos de pozos. El módulo básico incorpora todas las funciones y herramientas necesarias para la importación, editar, procesar y mostrar los datos de pozos⁷⁴.

PETREL es un software de propiedad de Schlumberger que proporciona una solución integrada a problemas de yacimientos petroleros desde la exploración hasta la producción. Permite al usuario interpretar datos sísmicos así como construir modelos de yacimientos adecuados para la simulación, presentar y visualizar resultados de la simulación, calcular volúmenes de original, generar mapas y estrategias de desarrollo de diseño para maximizar la explotación de yacimientos. Aborda la necesidad de una única aplicación capaz de soportar el flujo de trabajo "la sísmica hasta la simulación", reduciendo la necesidad de una multitud de herramientas altamente especializadas⁷⁵.

El registro multifinger es el que se obtiene de la herramienta caliper multifinger. Esta herramienta es un dispositivo para medir el diámetro de la pared interna de un revestimiento o la tubería utilizando múltiples brazos. Mediante el uso de un gran número de brazos o dedos, el caliper puede detectar pequeños cambios en la pared de la tubería. Su propósito principal es para detectar deformaciones, la acumulación

⁷⁴ <http://www.alt.lu/wellcad.htm>

⁷⁵ <http://www.software.slb.com/products/platform/Pages/petrel.aspx>

de escamas o la pérdida de metal debido a la corrosión. Calibradores multifinger típicos tienen entre 20 y 80 dedos⁷⁶. En la figura 24 se muestra un esquema de una herramienta multifinger.

Figura 24. Esquema de la herramienta multifinger.



Fuente: <http://es.slideshare.net/josedavidpenagosmontealegre/registro-caliper>

Los registros USIT y la herramienta software TECHLOG son abordados con más detalle ya que a partir de ellos se efectuó el análisis directamente.

4.1 REGISTROS USIT⁷⁷

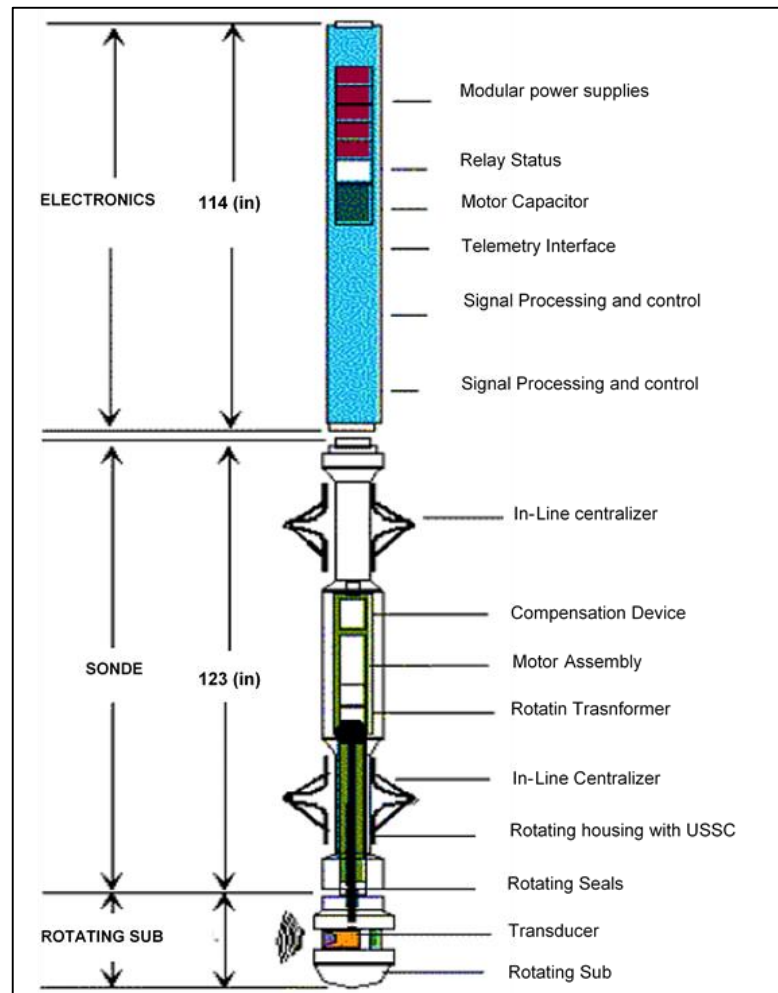
4.1.1 Funcionamiento. Los registros USIT (Ultrasónico Imager Tool) funcionan por medio de un transductor ultrasónico el cual se encuentra en la parte inferior de la herramienta (Rotating Sub, USRS). Este se encarga de emitir pulsos entre 200 y 700 kHz los cuales son recibidos posteriormente como ondas reflejadas desde las interfaces de los revestimientos internos y externos. La descomposición de las ondas ultrasónicas recibidas hace de esta herramienta un perfecto candidato en aplicaciones donde se busca tener información de:

⁷⁶ ACUÑA, Cristian. QUIROGA, Harold. Registro caliper. Disponible en: <http://es.slideshare.net/josedavidpenagosmontealegre/registro-caliper>

⁷⁷ EQUION. Procedimiento análisis de deformación y/o desgaste de tubería por medio de registros UIST en el software TECHLOG. 2014. Págs. 6-8.

- Evaluación del cemento
- Inspección de los revestimientos
 - Detección y monitoreo de la corrosión
 - Detección interna y externa de daño a la formación
 - Análisis de espesores de revestimiento para cálculos de presión de colapso y estallido

Figura 25. Esquema de la herramienta USIT.

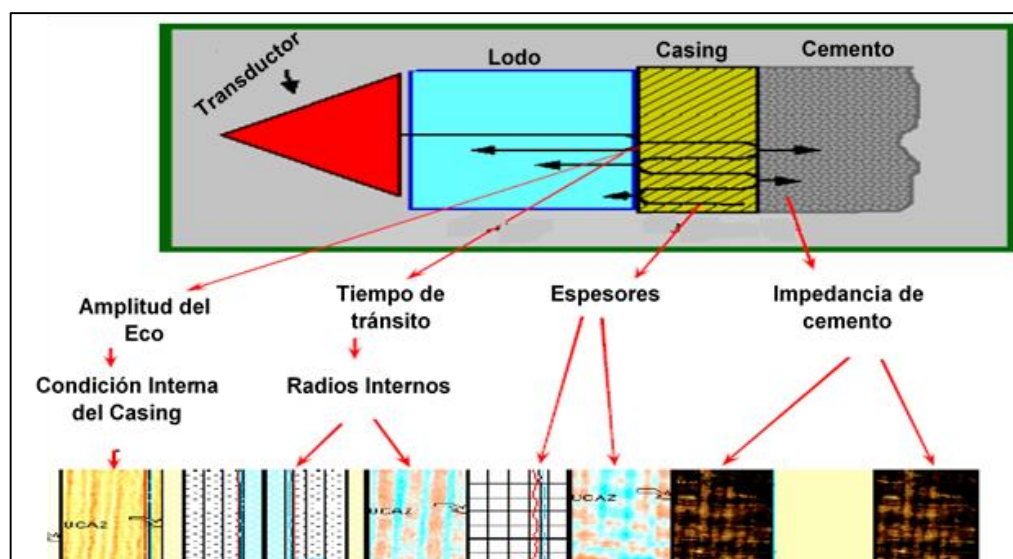


Fuente: Schuemberger, Well Integrity, USIT.

Debido a la configuración del “Rotating Sub” se puede tener un escaneo con cobertura de 360°, lo cual facilita la detección de las condiciones internas y externas con muy altas resoluciones angulares y verticales, también permite la detección de canales estrechos en el cemento de aproximadamente 1,2 pulg. La obtención de esta información es fácil de interpretar y tiene un componente especial que permite tomar decisiones de forma oportuna y es que la información en la mayoría de los casos está en tiempo real. En la figura 25 se observa un esquema de la herramienta.

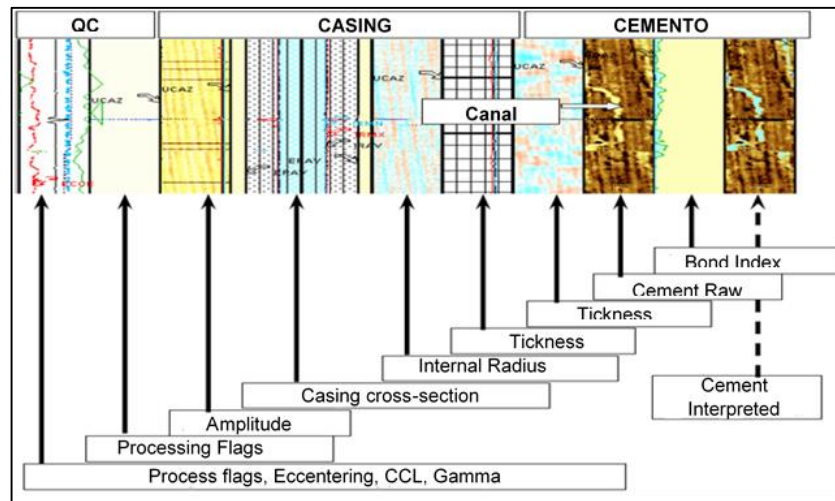
En la figura 26 se muestra las mediciones realizadas por la herramienta USIT, mientras que en la figura 27 se muestra una presentación combinada del registro.

Figura 26. Mediciones USIT.



Fuente: Schuemberger, Well Integrity, USIT.

Figura 27. Presentación combinada USIT.



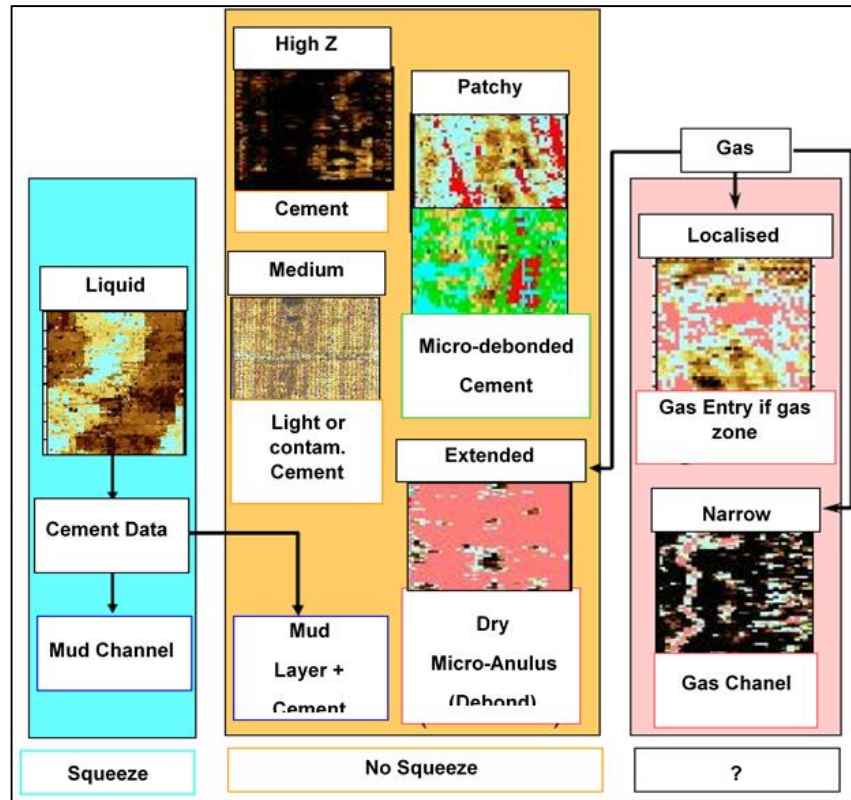
Fuente: Schlumberger, Well Integrity, USIT.

4.1.2 Ventajas Ultrasónicos USIT Sobre Sónicos VDL

- Tolera líquido microanillos
- Cobertura completa, 30 mm resolución de imagen.
 - Detallada distribución del material: solido, liquido, gas, cemento contaminado.
 - Detecta canales angostos.
- Fácil interpretación y menos incertidumbre como sónicos (CBL/CBT).
- Inspección del revestidor en la misma pasada.

Adicionalmente su interpretación es muy gráfica y dinámica como se observa en la figura 28.

Figura 28. Interpretación de imágenes USIT.



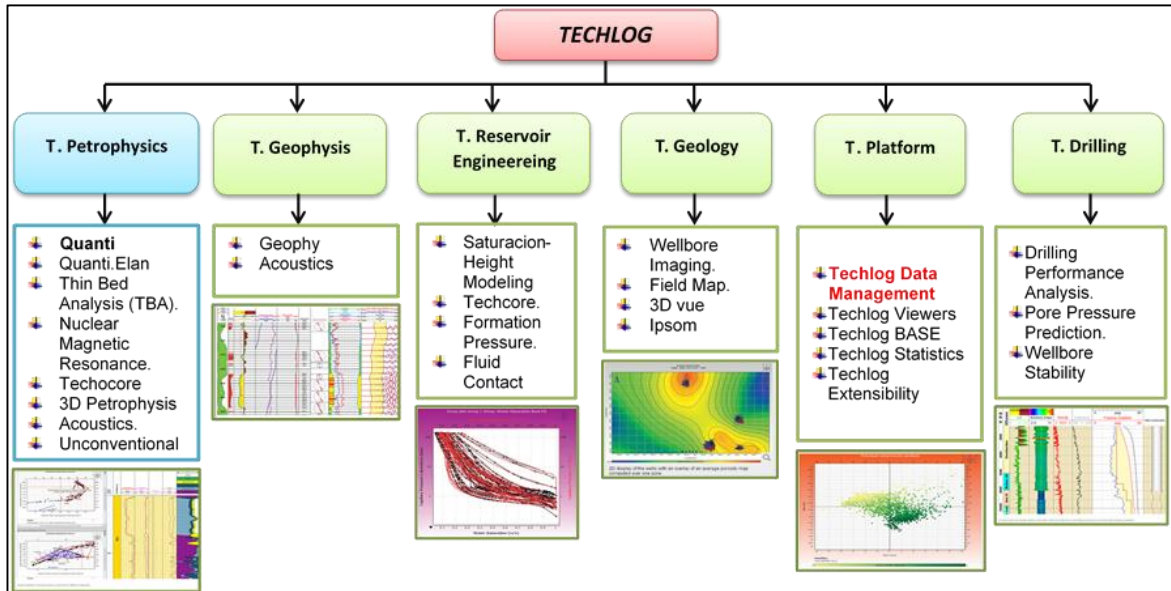
Fuente: Schuumberger, Well Integrity, USIT.

4.2 SOFTWARE TECHLOG⁷⁸

Es un software de la compañía Schlumberger con módulos especiales para las diferentes áreas de trabajo de la industria de los hidrocarburos. A continuación se presenta la figura 29 donde se resume las diferentes aplicaciones del Software.

⁷⁸ Ibid. Págs. 10-12.

Figura 29. Interpretación de imágenes USIT.



Fuente: Schuemberger, Well Integridad, USIT.

4.2.1 Requerimientos de Información. Con el objetivo de poder desarrollar la correspondiente evaluación de los registros USIT para los pozos mencionados es necesario considerar la siguiente información:

- **OPEN HOLE**

Corresponden a un conjunto de registros que son tomados mientras se hace las operaciones de perforación de pozo en cada una de las secciones, la gran mayoría son tomados en tiempo real y buscan caracterizar el yacimiento.

Entre la información necesaria para el software esta:

- Gamma Ray Composite



- Topes – Zonas
- Direccionales

- **CASED HOLE**

Conjunto de registros que son tomados una vez el pozo ha sido revestido con las diferentes tuberías de perforación, completamiento u operaciones. (Casing, Liner, Tubing, entre otros). Algunas de las razones que explican la necesidad de tomar este tipo de registros son: Identificar problemas de integridad, evaluar las condiciones de cemento, corrosión, zonas con alto impacto al desgaste, entre otros.

Entre la información necesaria para el software esta:

- Extensiones (.LAS)
- Extensiones (.DLIS)

- **DOCUMENTACIÓN ADICIONAL**

- Esquemático del pozo
- Reporte Final del pozo
- Historial del pozo (operaciones, problemas, etc.)

5. RECOPIACIÓN HISTÓRICA DE POZOS PRODUCTORES COLAPSADOS DEL CAMPO CASABE

5.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CASABE Y DEL BLOQUE DE ESTUDIO

El Campo Casabe cuenta con 1468 pozos a la fecha de julio de 2014, los cuales se distribuyen como se muestra en la tabla 16. La clasificación pozos convertidos hace referencia a pozos que inicialmente fueron pozos inyectoros de agua pero con el tiempo se convirtieron a productores de aceite. De la tabla se puede observar que el mayor número de pozos perforados en el campo corresponden a los productores de aceite y en una cantidad inferior los inyectoros de agua.

Tabla 16. Clasificación de pozos del Campo Casabe según tipo.

	Numero	Porcentaje del total de pozos Campo (%)
Pozos Productores Aceite	775	52.79
Pozos Productores Agua	13	0.90
Pozos Productores Gas	1	0.07
Pozos Inyectoros Agua	587	40.00
Pozos Convertidos	84	5.72
Pozos Secos	8	0.54
Total Pozos Campo	1468	100

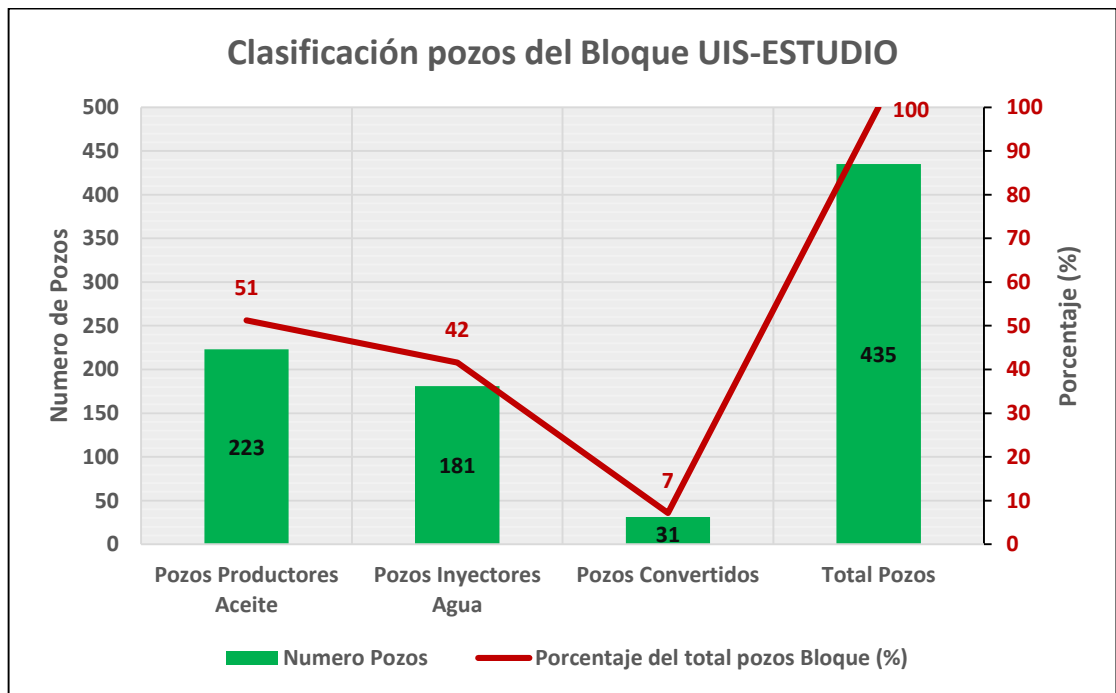
Para localizar más el estudio, el análisis de los colapsos de los revestimientos en pozos productores del campo Casabe se realizó centrando este trabajo en un

bloque del mismo, que por motivos de confidencialidad se llamó Bloque UIS-ESTUDIO.

Este bloque abarca una superficie total de 13.4 Kilómetros cuadrados (Km²) con un total de 435 pozos distribuidos en toda su extensión que corresponden al 30% de los pozos del campo, y se clasifican según el tipo de pozo como se ve en la figura 30.

Este bloque fue seleccionado para el estudio debido a que los problemas de colapso de revestimientos (detectados) han tenido una mayor incidencia en esta área.

Figura 30. Clasificación de pozos del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo.



En el bloque UIS-ESTUDIO debido a diferentes factores, 221 pozos entre productores e inyectores se han abandonado, que corresponden al 47% del total de pozos del bloque, lo cual se puede observar en la tabla 17. Allí cabe notar que la

mayoría de pozos abandonados corresponden a pozos productores de aceite y de ahí la importancia de su análisis.

Tabla 17. Clasificación de pozos abandonados del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo.

	Numero	Porcentaje del total pozos Abandonados (%)
Pozos Productores Aceite	131	59.27
Pozos Inyectores Agua	67	30.32
Pozos Convertidos	23	10.41
Total Pozos Abandonados	221	100

Así mismo los pozos de este bloque se clasificaron de acuerdo a su tipo y fecha de completamiento en la tabla 18, donde se observa claramente el aumento de los completamientos de los pozos a partir del inicio de la inyección de agua con el fin de desarrollar el proceso de recobro secundario.

Tabla 18. Clasificación de pozos del Bloque UIS-ESTUDIO según fecha de completamiento.

Fecha Completamiento	Pozos Productores Aceite	Pozos Inyectores Agua	Total Pozos Periodo
1945-1950	86	0	86
1951-1960	53	0	53
1961-1970	2	0	2
1971-1980	3	0	3
1981-1990	43	168	211
1991-2000	21	1	22
2001-2005	25	17	42

Fecha Completamiento	Pozos Productores Aceite	Pozos Inyectores Agua	Total Pozos Periodo
2006	6	0	6
2007	5	13	18
2008	7	6	13
2009	5	2	7
2010	9	7	16
2011	28	23	51
2012	6	9	15
2013	7	12	19
2014	7	2	9
		Total Completamientos	573

5.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS COLAPSADOS DEL BLOQUE DE ESTUDIO

Para identificar la cantidad de pozos colapsados a través del tiempo en el bloque UIS-ESTUDIO, se recopiló toda la información histórica de la base de datos OFM de la Alianza Casabe y se actualizó la información histórica de colapsos de revestimientos de pozos no disponible en esta base de datos, revisando los files de los pozos del bloque en campo, sintetizando la información en un archivo Excel. Por motivos de confidencialidad como se mencionó anteriormente, se cambió el nombre de los pozos. El resumen de la recopilación de información se puede observar en las tablas de los Anexos A y B, donde entre otras clasificaciones se tiene, el nombre del pozo, sus características generales, características del revestimiento, cañoneos y características de los colapsos.

De esta revisión en campo y actualización de los datos de pozos colapsados, a la fecha 169 pozos entre productores e inyectores se han colapsado en este bloque lo cual corresponde al 39% del total los pozos. En la tabla 19 se muestra la cantidad de pozos que se han colapsado de acuerdo al tipo de pozos en el bloque.

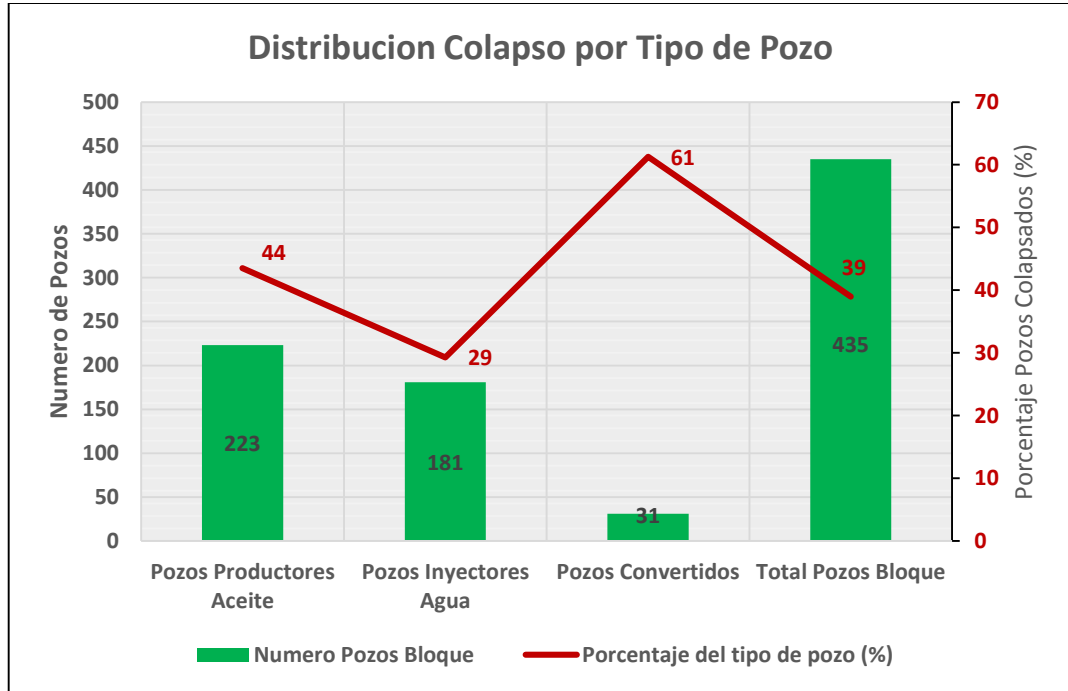
Tabla 19. Clasificación de pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO según tipo.

	Numero Pozos Colapsados	Porcentaje del total de pozos del bloque (%)
Pozos Productores Aceite	97	22.3
Pozos Inyectores Agua	53	12.2
Pozos Convertidos	19	4.4
Total Pozos Colapsados	169	39
Total Pozos Bloque	435	100

De la tabla anterior se puede observar que la mayor cantidad de pozos que se han colapsado en el Bloque UIS-ESTUDIO corresponde a los pozos productores de aceite.

Analizando la cantidad de pozos por tipo de pozo con respecto a la ocurrencia de colapsos en sus revestimientos, se tiene que la mayor cantidad de pozos convertidos sufrieron colapso, a su vez que casi la mitad de pozos productores se colapsaron a través del tiempo y en un menor porcentaje los pozos inyectores sufrieron colapsos, como se observa en la figura 31.

Figura 31. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO correspondientes a su respectivo tipo.

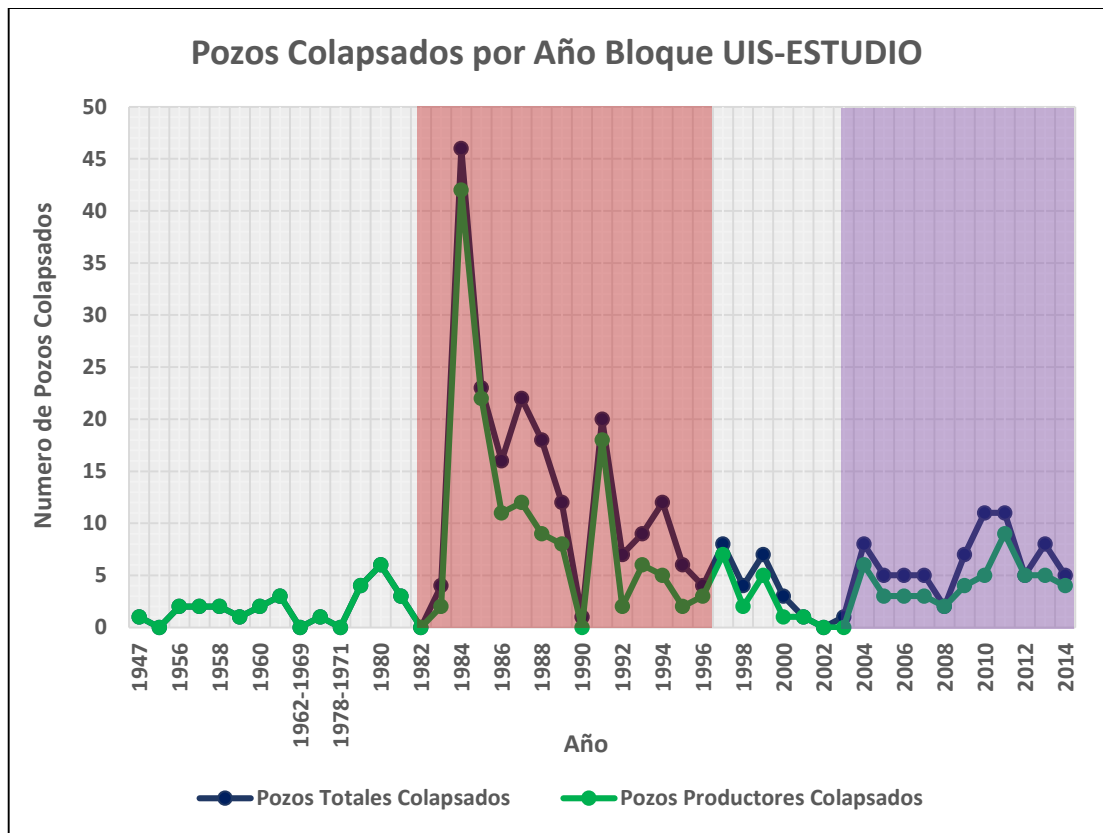


Para observar la tendencia por año de la cantidad de colapsos de revestimientos de pozos en el Bloque UIS-ESTUDIO se realizó la tabulación de los datos en base a la información recopilada, lo cual se observa en la figura 32. Cabe notar que los colapsos que allí se presentan hacen referencia a la fecha a la cual fueron detectados por la herramienta más no necesariamente a la fecha en la que realmente ocurrieron.

De esta figura es destacable que la mayor cantidad de pozos colapsados en el bloque estudiado se tuvieron a partir del inicio de la etapa de inyección de agua en el campo (Franja Roja – 154 pozos colapsados entre 1979 y 1989, de los cuales 119 productores de aceite) lo cual indica una indudable relación entre los colapsos sufridos por los pozos y el proceso de recobro secundario. A su vez, también se observa que los colapsos en los pozos después del inicio de la Alianza Casabe (2004), se mantuvieron en un rango mayor o igual 5 pozos colapsados por año hasta

la fecha actual (Franja morada – 72 pozos colapsados entre 2004 y lo que va del 2014, de los cuales 49 productores). Observando también la cantidad de pozos productores colapsados se tiene que son los que marcan la tendencia en cuanto a los colapsos porque representan por tipo el mayor porcentaje de pozos con fallas en los revestimientos como se mencionó anteriormente. Para mayor detalle ver Anexo C.

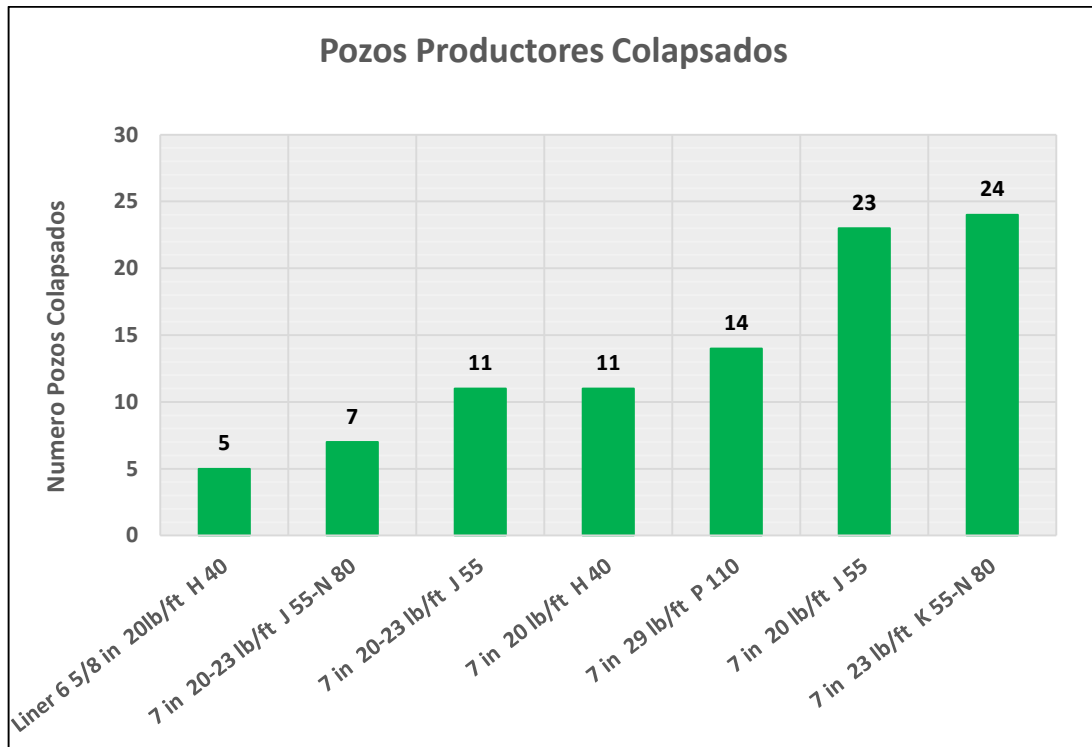
Figura 32. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por año.



Para identificar la ocurrencia de los colapsos en los revestimientos de producción y los liner de producción de los pozos productores del bloque de estudio, se categorizó la información por cada completamiento de los pozos colapsados, sin embargo solo se graficaron los revestimientos que sufrieron 5 o más colapsos ya que corresponden al 4% del total de los pozos productores a partir del cual se

considera que los datos son representativos, esto se observa en la figura 33 y la información detallada se encuentra en el Anexo D.

Figura 33. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por tipo de revestimiento



De la gráfica anterior se marca una gran tendencia al colapso de pozo para los pozos productores completados con revestimientos 7 in 23 lb/ft K 55 – N 80 y 7 in 20 lb/ft J 55.

Cabe resaltar que los pozos productores completados con el primer revestimiento nombrado fueron perforados en su mayoría entre 1981-1984 y presentaron problemas de colapsos a finales de la década de los ochenta y principios de los noventa en su mayoría lo que puede relacionarse con el desarrollo del proceso de recobro secundario. Los pozos completados con el segundo revestimiento



nombrado fueron perforados entre 1947-1951 por lo cual sus problemas de colapso se pueden referir a problemas de un diseño inadecuado y la edad de servicio de los mismos.

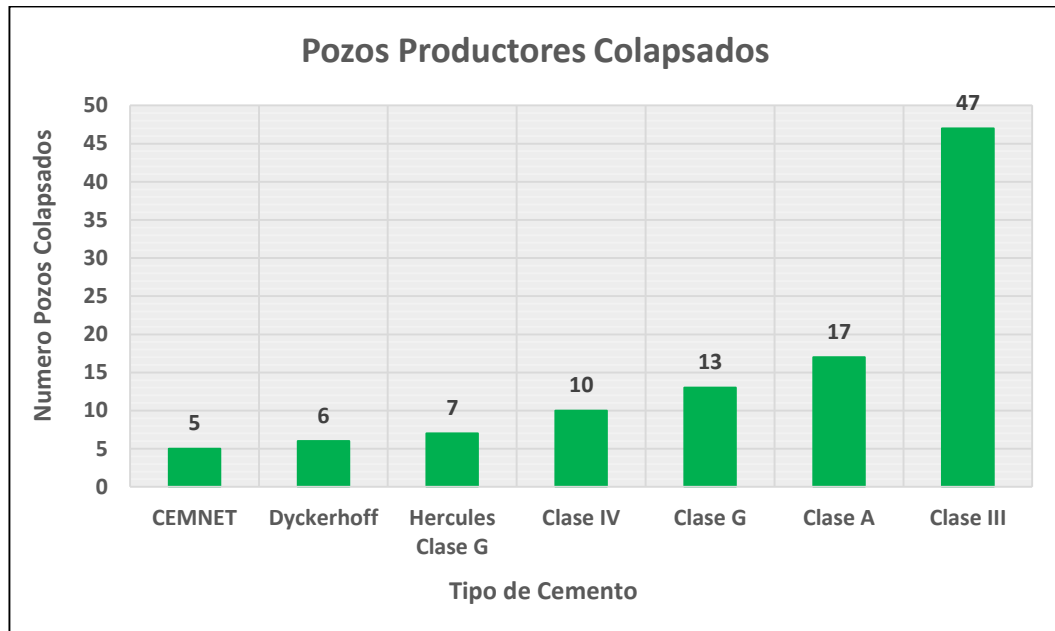
Por otro lado pero no menos relevante, los pozos productores completados con revestimiento 7 in 29 lb/ft P110 también presentan un número de pozos colapsados considerable, teniendo en cuenta que estos pozos fueron perforados entre los años 2005-2011 y sus eventos de colapsos se detectaron a partir del 2009 hasta la fecha con pocos años de servicio de la tubería evidenciando problemas serios en el campo que afectan la integridad de los revestimientos de los pozos.

Adicionalmente, se categorizó la ocurrencia de colapsos de pozos productores de acuerdo al tipo de cemento utilizado en los completamientos; se utilizó el mismo criterio de graficar donde ocurriera 5 o más colapsos de pozos, lo que se consideran datos representativos. Esto se puede observar en la figura 34.

De dicha gráfica se debe destacar que la mayor cantidad de colapsos ha ocurrido en los pozos que utilizaron cemento clase III dado que este se empleó durante las perforaciones de los años 1946-1953 y es posible que debido a su antigüedad sus propiedades se hayan deteriorado; el segundo que fue utilizado en los pozos de mayor ocurrencia de colapso fue los que emplearon cemento clase A que se utilizó en los pozos productores perforados entre los años 1984-1986 posiblemente por efecto directo del proceso de recuperación secundaria en el campo.

Los pozos perforados a partir del 2004 fueron cementados con cemento clase G el cual se utilizó en un número considerable de pozos que colapsaron y los perforados a partir del 2010 fueron cementados con cemento CEMNET en los cuales también se ha tenido registro de pozos colapsados. Esto indica que aunque se ha cambiado a lo largo del tiempo la clase de cemento utilizado en el campo, su efecto no logra atenuar la ocurrencia de colapsos efectivamente en los pozos productores.

Figura 34. Distribución pozos colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO por tipo de cemento.



5.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS COLAPSADOS DEL BLOQUE UIS-ESTUDIO PARA EL ANÁLISIS

Para asociar una posible ocurrencia de colapsos de pozos con la inyección de agua, primero se categorizaron los pozos productores que tuvieron ocurrencia de colapsos en la región de los cañoneos ya que es la más susceptible a sentir los efectos de la producción debido al proceso secundario, tanto por la presión en la cara de pozo como por arenamiento y efectos de corrosión. De esta categorización, de los 97 pozos productores de aceite colapsados 68 de ellos presentaron al menos dos colapsos del revestimiento de producción. Estos pozos se observan en la tabla 20.

Tabla 20. Pozos productores colapsados del Bloque UIS-ESTUDIO en los perforados.

Pozos Productores Colapsados en Perforados			
UIS 2	UIS 26	UIS 58	UIS 83
UIS 3	UIS 31	UIS 61	UIS 86
UIS 5	UIS 34	UIS 64	UIS 100
UIS 6	UIS 39	UIS 65	UIS 101
UIS 7	UIS 40	UIS 66	UIS 117
UIS 8	UIS 41	UIS 67	UIS 148
UIS 10	UIS 42	UIS 68	UIS 151
UIS 12	UIS 43	UIS 69	UIS 155
UIS 13	UIS 44	UIS 72	UIS 156
UIS 14	UIS 45	UIS 73	UIS 157
UIS 15	UIS 47	UIS 74	UIS 158
UIS 16	UIS 50	UIS 75	UIS 159
UIS 17	UIS 51	UIS 77	UIS DIR
UIS 20	UIS 52	UIS 78	UIS 163
UIS 21	UIS 53	UIS 79	UIS 164
UIS 22	UIS 55	UIS 81	UIS 168
UIS 23	UIS 57	UIS 82	UIS 169

De los pozos anteriores los que mayor presentan colapsos en la zona de los perforados son los pozos el UIS 17, UIS 65, UIS 75, UIS 77 y UIS 86 con un total de 7 colapsos en esta región.

Así mismo, se filtró la lista anterior seleccionando los pozos que presentaron colapsos en sus revestimientos a partir del año 1985, momento en el cual comenzó la inyección de agua en el sector del Bloque UIS-ESTUDIO. Los pozos que presentaron colapsos antes de esta fecha fueron 10 de la lista anterior. Estos son UIS 8, UIS 20, UIS 44, UIS 47, UIS 51, UIS 52, UIS 64, UIS 74, UIS 77 Y UIS 79; con lo cual se descartan de la posible afección de la inyección de agua en sus

colapsos y por ende se tiene hasta esta instancia 58 pozos productores colapsados con un margen de posibilidad de incidencia de la inyección de agua en ello.

Los siguientes parámetros revisados en la información recopilada fueron aquellos pozos que registraron trabajos de limpieza por problemas de arenamiento y/o aquellos que tienen registro de pruebas de agua cercanos a las fechas de colapsos registradas, dado que el aumento significativo del corte de agua en el pozo y el excesivo arenamiento son unos de los principales indicios de que el agua se ha empezado a canalizar y a debilitar la formación. De este nuevo filtro los pozos que presentaron esta información fueron 15, los cuales se muestran al detalle en la tabla 21.

Tabla 21. Pozos productores del Bloque UIS-ESTUDIO con datos de arenamiento y BSW cercano a las fechas de los colapsos.

Nombre del Pozo	PRUEBAS DE AGUA			CARACTERISTICAS DEL ARENAMIENTO		
	% BSW	PPM Cl-	Fecha de registro	Fecha	Profundidad inicial Limpieza (ft)	Profundidad final limpieza (ft)
UIS 10	25		04/01/1983	19/1/1984	2304	2322
				27/3/1985	3069	3089
UIS 12	50	13200	20/2/1985	24/11/1986	3397	3522
	81	12600-13200	16/2/1987	10-11/12/1986	2280	3522
	74-87	6200-13200	1/1-7/1988	16/7/1987	2400	3522
UIS 21	60	2800	24/6/1984	21/1/1989	2297	2634
	60	3200	07/01/1984	24/10/1988	2231	2316
	100	21000	03/01/1984	25/10/1988	2310	3104
	50	5500	01/12/1985	26/1/1989	2238	2346
	55	2600	21/1/1989			
UIS 22	100		jul-84	28/8/1984	4683	4862
				14/9/1984	4075	4228
				26/8/1984	4458	4550
				27/8/1984	4580	4590



Nombre del Pozo	PRUEBAS DE AGUA			CARACTERISTICAS DEL ARENAMIENTO		
	% BSW	PPM Cl-	Fecha de registro	Fecha	Profundidad inicial Limpieza (ft)	Profundidad final limpieza (ft)
UIS 23	86	6500	16/10/2013	31/08/2008	3267	3683
				24/10/2009	3382	3683
				01/12/2010	3312	3683
				25/01/2011	3388	3683
				19/05/2011	3227	3683
				10/12/2011	2585	3683
UIS 26				28/5/1985	4458	4883
				15/12/1986	3774	5420
UIS 39				may-80	3349	3720
				dic-82	3200	3456
UIS 55	91.1	8200	abr-87			
	100	3200	jul-87			
UIS 68	82.3	2500	17/9/2014			
UIS 159	85		02/04/2009	11/05/2007	3799	3869
	84		25/06/2009	05/02/2009	3678	4096
				30/06/2009	3678	4096
				10/04/2009	2638	4071
				26/06/2010	2361	3382
UIS DIR	91.7	8000	21/09/2014			
UIS 163	94.6	4500	02/06/2013			
UIS 164	98	3000	21/09/2014			
UIS 168	70		09/03/2011			
	55	8000	17/12/2013			
UIS 169	82		08/11/2011			
	94.3	5000	17/09/2014			

A partir de ese último criterio se tienen los pozos con una probabilidad mayor de ser colapsados debido a la influencia de la inyección de agua en el campo.

Finalmente, para el análisis a realizar se seleccionó el pozo UIS DIR debido que este presentaba colapsos en fechas posteriores a las de inicialización de la inyección de agua en el patrón que correspondía a este pozo, así mismo durante la



recopilación de la data se identificaron tanto los diferentes niveles de BSW y salinidad de las pruebas registradas como los arenamientos, con el fin de comparar si los colapsos podían tener influencia de la inyección de agua, además fue necesario seleccionar un pozo que cumpliera con la condición de habersele corrido un registro USIT y MULTIFINGER, los cuales hasta la fecha solo han sido corridos en conjunto para el pozo seleccionado.



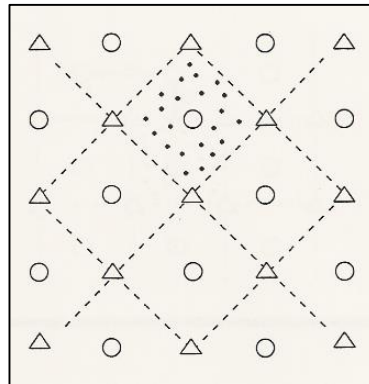
6. ANÁLISIS DE COLAPSO EN EL POZO PRODUCTOR SELECCIONADO

El propósito de este análisis fue determinar las presiones de yacimiento de manera aproximada que se dieron por la inyección de agua con el objetivo de identificar la influencia de esta sobre los revestimientos de los pozos productores pertenecientes a un patrón de cinco puntos, los cuales no fueron determinados como colapsados debido al diseño mecánico del revestimiento, para realizar posteriormente una comparación con las nuevas presiones de colapso que presenta el tipo de casing a estudiar, el cual corresponde a un grado API N-80 para hueco de 7”.

Este análisis fue realizado en dos etapas, la primera corresponde al cálculo de las presiones con las cuales llega el agua proveniente de los pozos inyectoras a la cara del pozo productor, el cual se realizó teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas (Resultados del estudio petrofísico de los pozos de interés, curvas de permeabilidad relativas K_{ro} , K_{rg} y K_{rw}), propiedades de los fluidos PVT (presión, volumen y temperatura, presiones de cabeza de los pozos inyectoras y pruebas de presiones, la segunda etapa consto del cálculo de las presiones de colapso actuales que se presentan en el revestimiento, por medio de la evaluación de registros eléctricos USIT y MULTIFINGER.

Posteriormente se realizó el cálculo de las presiones de yacimiento generadas a nivel de pozo en los inyectoras y por el frente de agua a nivel de yacimiento, seguido se comparó con las presiones de colapso calculadas, para determinar si esta influyó en la ocurrencia de colapso en el revestimiento en los pozos de un patrón de inyección (Ver Figura 35).

Figura 35. Patrón de inyección cinco puntos.

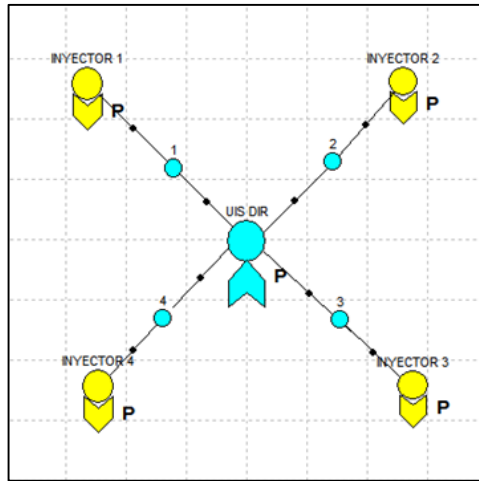


Fuente: OLARTE, Paola. 2006.

6.1 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS

6.1.1 Primera Etapa: Cálculo de la Presión con la cual llega el Agua Inyectada a la Cara del Pozo Productor. Para este proyecto se utilizó un pozo productor denominado, UIS DIR, acompañado de cuatro pozos inyectores, para conformar el patrón de cinco puntos (Ver Figura 36).

Figura 36. Patrón de inyección usado para el análisis.



6.1.1.1 Procedimiento. Primero se halló la presión de inyección en pozos inyectores para esto se determinó inicialmente la presión hidrostática que actúa al nivel de la formación (Ecuación 21) y a esta se le sumó la presión de inyección de cabeza, determinando la presión de inyección a nivel de yacimiento (Ecuación 22).

$$P_{Hidrostatica} = 0.433 \left(\frac{psi}{ft} \right) * TVD_{Formacion}(ft) \quad (21)$$

$$P_{iny@yacimiento} = P_{Hidrostatica} + P_{inycabeza}(ft) \quad (22)$$

La profundidad utilizada para hallar la presión hidrostática fue el punto medio de la formación determinada para el análisis.

Segundo se determinó la relación de movilidad (M). Esta fue determinada en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazantes y desplazados (Ecuación 23).

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} = \frac{K_w * \mu_o}{K_o * \mu_w} = \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w} \quad (23)$$



Donde:

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua a la saturación de agua (S_w) promedio antes del rompimiento

K_{rw} = Permeabilidad relativa del petróleo en el banco del mismo

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

μ_w = Viscosidad del agua (cp)

Las viscosidades se determinaron de la tabla de propiedades de fluido PVT extrapoladas a la presión del yacimiento hallada en el primer paso.

Para el cálculo de las permeabilidades relativas se tomaron los datos de producción a la fecha en que se registra la presión de inyección en cabeza seleccionada en el primer paso de este análisis, para encontrar el corte de agua y con este determinar el flujo fraccional, para obtener la S_w actual.

Cuando M es igual a 1, significa que las movilidades del agua y del petróleo son iguales y ellos encuentran la misma resistencia al flujo dentro del yacimiento. Cuando M es menor a 1, el petróleo fluye mejor que el agua y hay facilidad del agua para desplazar el petróleo, esta condición resulta en alta eficiencia de barrido y buen recobro de petróleo. Seguidamente cuando M es mayor a 1, el agua inyectada fluye mejor que el petróleo siendo esto poco efectivo para el desplazamiento del petróleo. En general, la eficiencia de barrido y el recobro de petróleo tienden a incrementar a medida que la relación de movilidad disminuye.

Tercero se determinó el factor de daño en el pozo inyector y productor por medio del análisis de pruebas de presiones para calcular el radio efectivo (r_w') respectivo usando la ecuación 24 y reemplazarlo según se requirió para el cálculo de la presión en el banco de petróleo en el siguiente paso.

$$r'w = re * e^{-S} \quad (24)$$

Donde:

S = Factor de daño en el pozo productor o inyector

re = Radio del banco de aceite (ft)

El $r'w$ hallado para el pozo inyector actúa desde este hasta las inmediaciones de la cara del pozo productor (r diez pies antes de alcanzar el espaciamiento total entre los dos pozos), de ahí en adelante se utiliza el $r'w$ hallado para el pozo productor.

Cuarto paso se calculó la presión en el banco de petróleo provocada por el efecto de inyección de agua a diferentes distancias de r entre el espaciamiento total del pozo inyector al productor en los patrones existentes en el bloque UIS-ESTUDIO, despejándola de la ecuación 25, cuando la M hallada en el segundo paso de este procedimiento era diferente de uno o de la ecuación 26, cuando M era igual a 1. Lo anterior con el fin de crear un perfil de caída de presión entre un pozo inyector y uno productor de diferentes patrones de inyección, para determinar la presión en la cara del pozo productor.

$$iw = \frac{0.00707 kh\Delta p}{\frac{\mu w}{Krw} \ln \frac{r}{r'w} + \frac{\mu o}{Kro} \ln \frac{re}{r}} = \frac{0.00707 kh(P_{iny} - P_{banco\ oil})}{\frac{\mu w}{Krw} \ln \frac{r}{r'w} + \frac{\mu o}{Kro} \ln \frac{re}{r}} \quad (25)$$

$$iw = \frac{0.003541 (K_o)_{swir} kh\Delta p}{\mu_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5 (S_i + S_p) \right]} = \frac{0.003541 (K_o)_{swir} kh(P_{iny} - P_{banco\ oil})}{\mu_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5 (S_i + S_p) \right]} \quad (26)$$

Donde:

iw = Caudal de agua inyectado (Bbl/dia)

h = Espesor neto (ft)

k = Permeabilidad absoluta (mD)



$(K_o)_{swir}$ = Permeabilidad absoluta a la saturación de agua irreducible (mD)

r = Radio del banco de agua (ft)

d = Espaciamiento total entre el pozo productor y el inyector (ft)

$r'w$ = Radio efectivo del pozo (ft)

rw = Radio del pozo (ft)

rw = Radio del pozo (ft)

P_{iny} = Presión de inyección a nivel de formación (psi)

Δp = Pérdida de presión entre el pozo inyector (P_{iny})

y el pozo productor ($P_{banco\ oil}$) (psi)

S_i = Factor de daño en el pozo inyector

S_p = Factor de daño en el pozo productor

Se asume el radio del banco de aceite (r_e) como la mitad de esta distancia, que es el radio máximo de drenaje del pozo productor según estudios conceptuales.

Las propiedades de roca se tomaron del pozo productor, hallándose K a la fecha en que se registró la presión de inyección en cabeza utilizada para el primer paso de este procedimiento, mientras que el h fue constante a lo largo del tiempo para cada pozo en una formación específica.

Así mismo el i_w fue tomado del pozo inyector a la fecha en que se registró la presión de inyección en cabeza.

Al aplicar la ecuación 25 se obtiene el perfil de presión desde los pozos inyectores hacia el productor (Ver Figuras 37, 38, 39 y 40), por ejemplo el pozo inyector 1 hacia el productor UIS DIR muestra una caída de presión total de 350 psi, asumiendo los respectivos daños en los pozos identificados anteriormente.

Figura 37. Perfil de presión del pozo inyector 1 al productor UIS DIR.

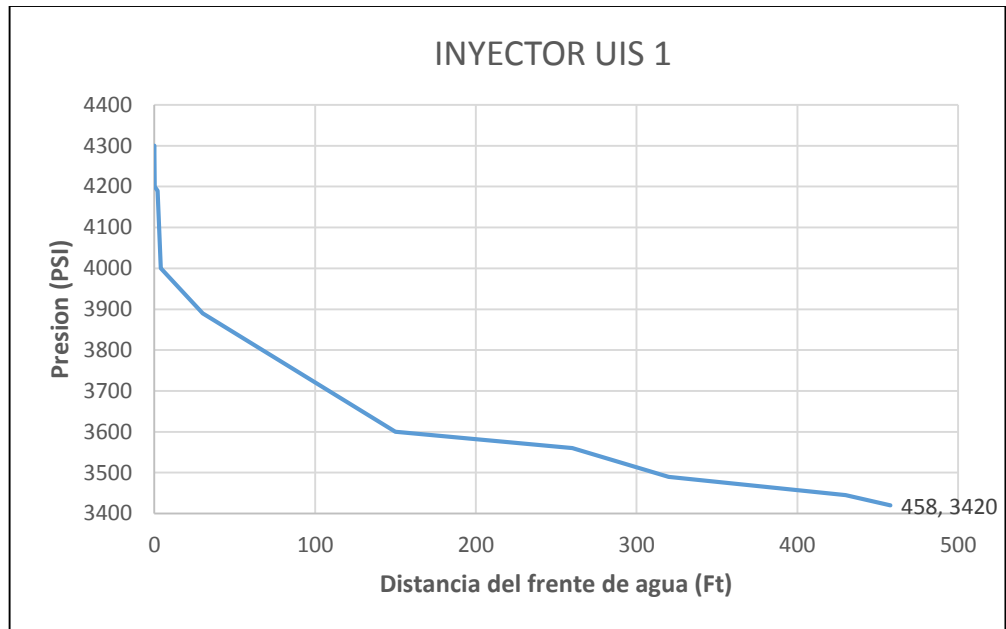


Figura 38. Perfil de presión del pozo inyector 2 al productor UIS DIR.

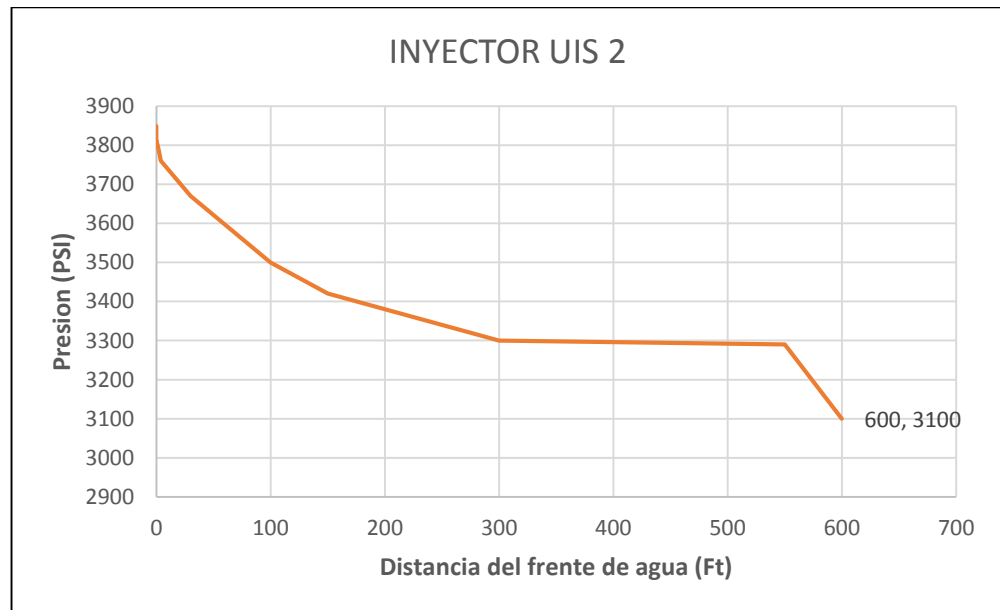


Figura 39. Perfil de presión del pozo inyector 3 al productor UIS DIR.

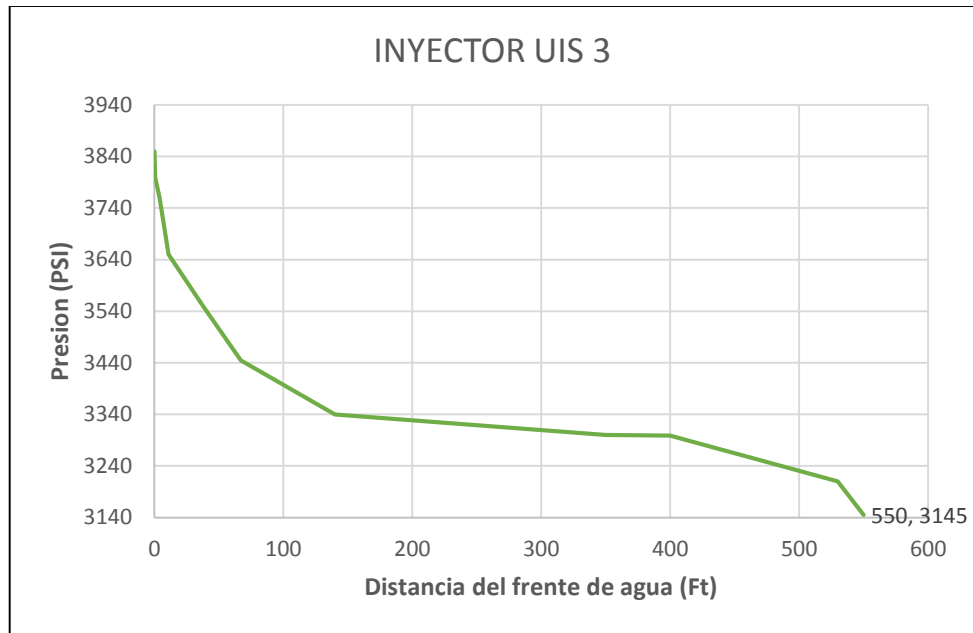
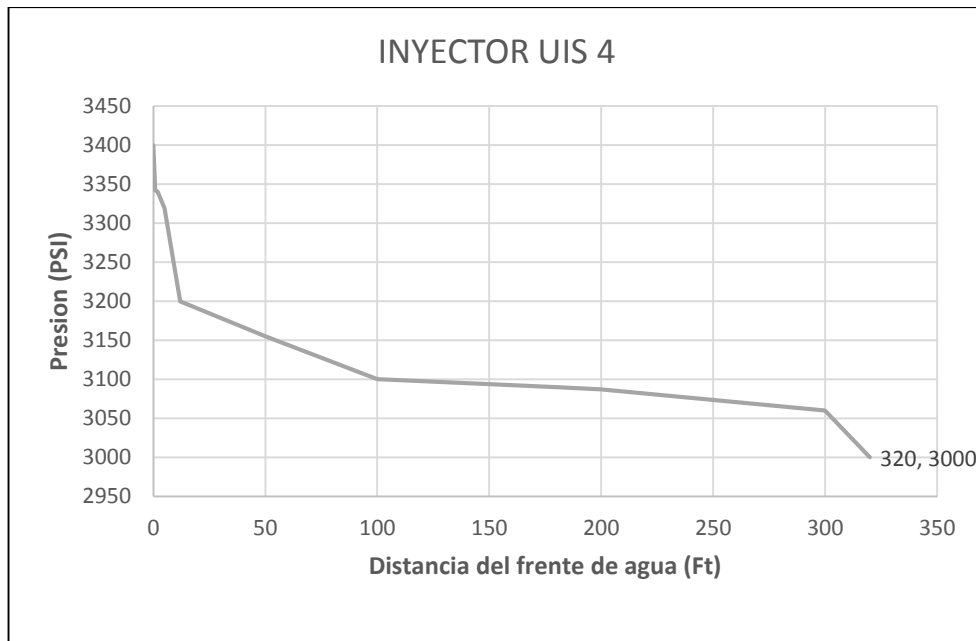


Figura 40. Perfil de presión del pozo inyector 3 al productor UIS DIR.



En la tabla 22 se muestra una síntesis de los resultados obtenidos del cálculo de la caída de presión desde el pozo inyector hasta el productor.

Tabla 22. Síntesis caída de presión desde los pozos inyectores al productor.

Pozo	Tipo de pozo	BWPD	Presión de inyección en cabeza (PSI)	Presión de inyección en la formación (PSI)	Presión de inyección en cara del pozo productor (PSI)	Distancia al Productor (Ft)	Caída de Presión
1	Inyector	55	2387	4300	3420	458	880
2	Inyector	250	1927	3849	3100	600	749
3	Inyector	465	2237	3850	3145	550	705
4	Inyector	709	1957	3400	3000	320	400

6.1.2 Segunda Etapa: Cálculo de las Presiones de Colapso por Medio de Registros Eléctricos. En esta etapa se realizó un análisis de las presiones actuales de colapso y estallido del casing, con el fin de observar zonas de daño severo en el revestimiento y evaluar la integridad de este, dicho análisis se realizó por medio del uso de registros USIT en el software TECHLOG a partir de los cuales se calculó por medio del archivo .LAS, las nuevas presiones de colapso y estallido que presenta el casing actualmente, y por medio de la interpretación de registros MULTIFINGER en el software WELLCAD se rectificaron las zonas colapsadas.

Por medio de las ecuaciones 27, 28, 29 y 30 se pueden determinar los valores de desgaste y ovalidad para los revestimientos a partir de los datos que ofrece la herramienta del registro USIT. Además una vez se ha identificado los valores mencionados es posible calcular el Factor de ovalidad y de desgaste los cuales finalmente son empleados para conocer las presiones de colapso y estallido actuales del pozo.

6.1.2.1 Cálculos de Ovalidad y Desgaste. Para estos cálculos se tiene las siguientes ecuaciones.

ECUACIONES (I)

$$Wear (W1)\% = \left(\frac{THAV - THMN}{THAV} \right) * 100 \quad (27)$$

$$Oval (Oval 1) = \left(\frac{IRMX}{IRMN} - 1 \right) * 100 \quad (28)$$

ECUACIONES (II)

$$Wear (W2)\% = \left\{ \frac{(ERAV - IRAV) - (ERAV - IRMX)}{(ERAV - IRAV)} - 1 \right\} * 100 \quad (29)$$

$$Oval(Oval2) = \left\{ \frac{(IRMX) - (THAV - THMN)}{(IRMN)} - 1 \right\} * 100 \quad (30)$$

Donde:

IRMX, IRMN, IRAV = Valores obtenidos del archivo .LAS del registro USIT para radios internos del casing

ERMX, ERMN, ERAV = Valores obtenidos del archivo .LAS del registro USIT para radios externos del casing

De las ecuaciones planteadas anteriormente se seleccionaron las ecuaciones 28 y 29, debido que son las que tienen en cuenta las variables presentes en el archivo .LAS obtenido del registro USIT .



6.1.2.2 Cálculos de Presión de Colapso y Estallido. Para el cálculo de estos parámetros se utilizaron algunas ecuaciones que ya se habían visto en capítulos anteriores sin embargo se escriben de nuevo para recordarlas ahora en el momento en que se emplean.

$$P_c = f_{desgaste} f_{ovalidad} P_{API} \quad (16)$$

Donde:

P_c = Presion de colapso ajustada (psi)

$f_{desgaste}$ = Reduccion por desgaste. Para 15% desgaste = 0,85

$f_{ovalidad}$ = Reduccion por ovalidad

P_{API} = Resistencia al colapso API

$$f_{ovalidad} = \begin{cases} 1 & \text{para } \Omega < 0,5 \% \\ (1 - 0,05) & \text{para } \Omega > 0,5 \end{cases} \quad (17)$$

Donde:

Ω = Ovalidad (%)

Para hallar la presión de estallido se tiene:

$$P_e = f_{desgaste} P_{API} \quad (31)$$

Donde:

P_e = Presion de estallido ajustada (psi)

$f_{desgaste}$ = Reduccion por desgaste. Para 15% desgaste = 0,85

$$f_{desgaste} = \frac{100 - wear}{100} \quad (32)$$

6.1.2.3 Procedimiento

- Crear el archivo en el software TECHLOG, para este caso el archivo fue denominado UIS
- Importar la información correspondiente al archivo .LAS del registro USIT.
- Organizar información:
 - } Pozo.
 - } Cased hole /Open hole.
 - } Fecha.
 - } Nomenclatura.
- Crear composite (Conjunto de Curvas).
 - } GR.
 - } Topes/Zone.
 - } Desgaste.
 - } Radios internos.
 - } Radios Externos.
 - } Espesores.
 - } Ovalidad.
 - } Factor de Desgaste y Ovalidad.
 - } Presión de Colapso Actual del pozo.
 - } CCL.
- Editor de datos.
- Crear Ecuaciones.
- Cálculos de nuevas curvas a partir de curvas existentes.
- Quitar collares y/o ruido de la herramienta.

- Crear Cabezote de registro.
- Imprimir Registro / Guardar como (PDF). Ver Anexo E.
- Evaluar secciones con varias corridas y con diferentes periodos de registro.

Al realizar el cálculo de las nuevas presiones de colapso y estallido del casing, se obtuvieron los siguientes resultados (Ver Tabla 23):

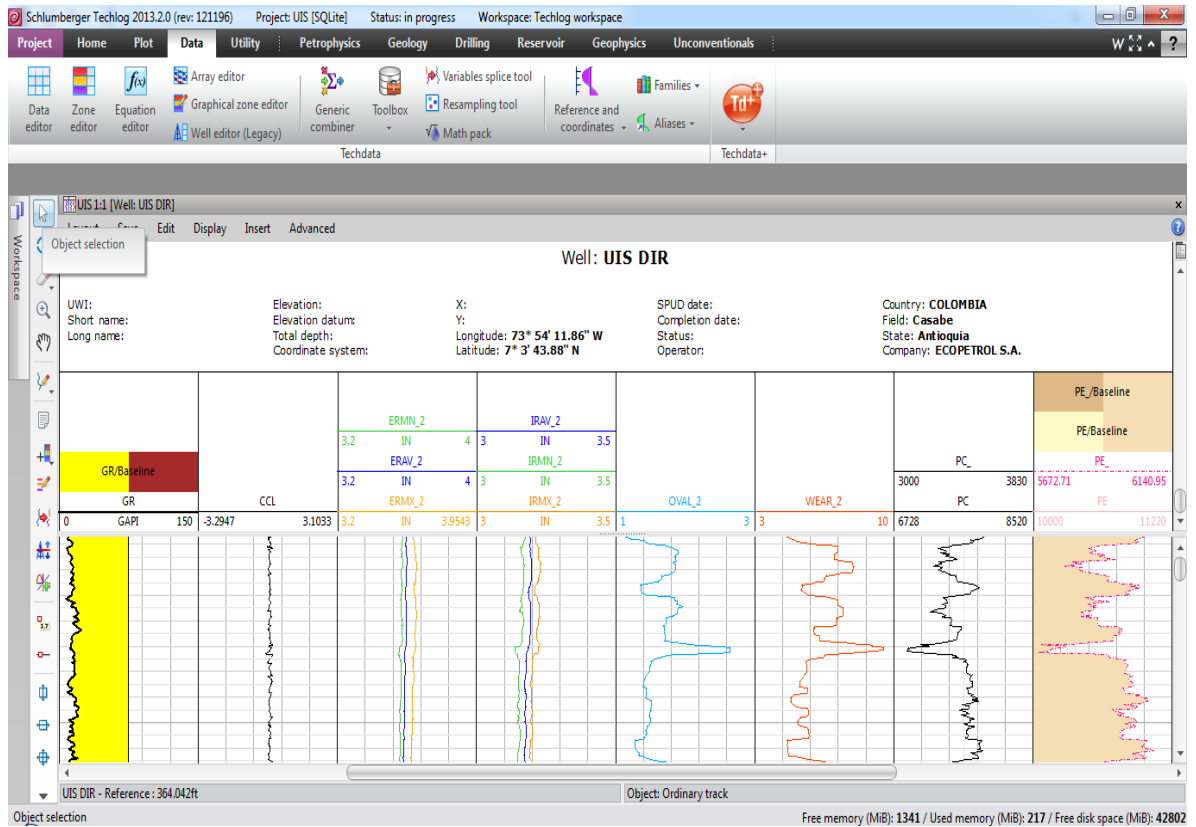
Tabla 23. Resultados obtenidos para ovalidad, presión de colapso y desgaste.

OVALIDAD	PC	PE	DESGASTE
1.47026	3429.672	5966.782	5.886722
1.611171	3391.192	5943.85	6.248426
2.147956	3179.34	5735.522	9.534348
2.695568	3063.578	5696.673	10.14711
2.695568	3045.843	5688.31	10.14711
2.695568	3042.046	5686.597	10.14711
2.695568	3036.842	5676.869	10.14711
2.695568	3034.618	5672.711	10.14711
2.662141	3088.953	5733.093	9.659252
2.61604	3093.97	5727.603	9.572663
2.272653	3232.96	5872.153	7.379284
1.890597	3323.524	5907.903	7.333841

La tabla corresponde a una muestra representativa de los datos extrapolados del software TECHLOG correspondiente a las profundidades desde 2600' hasta 2670', dentro de los cuales es posible identificar en la zona resaltada los máximos valores de desgaste y ovalidad, dando como resultado una presión de colapso y estallido mínima para un casing N-80.

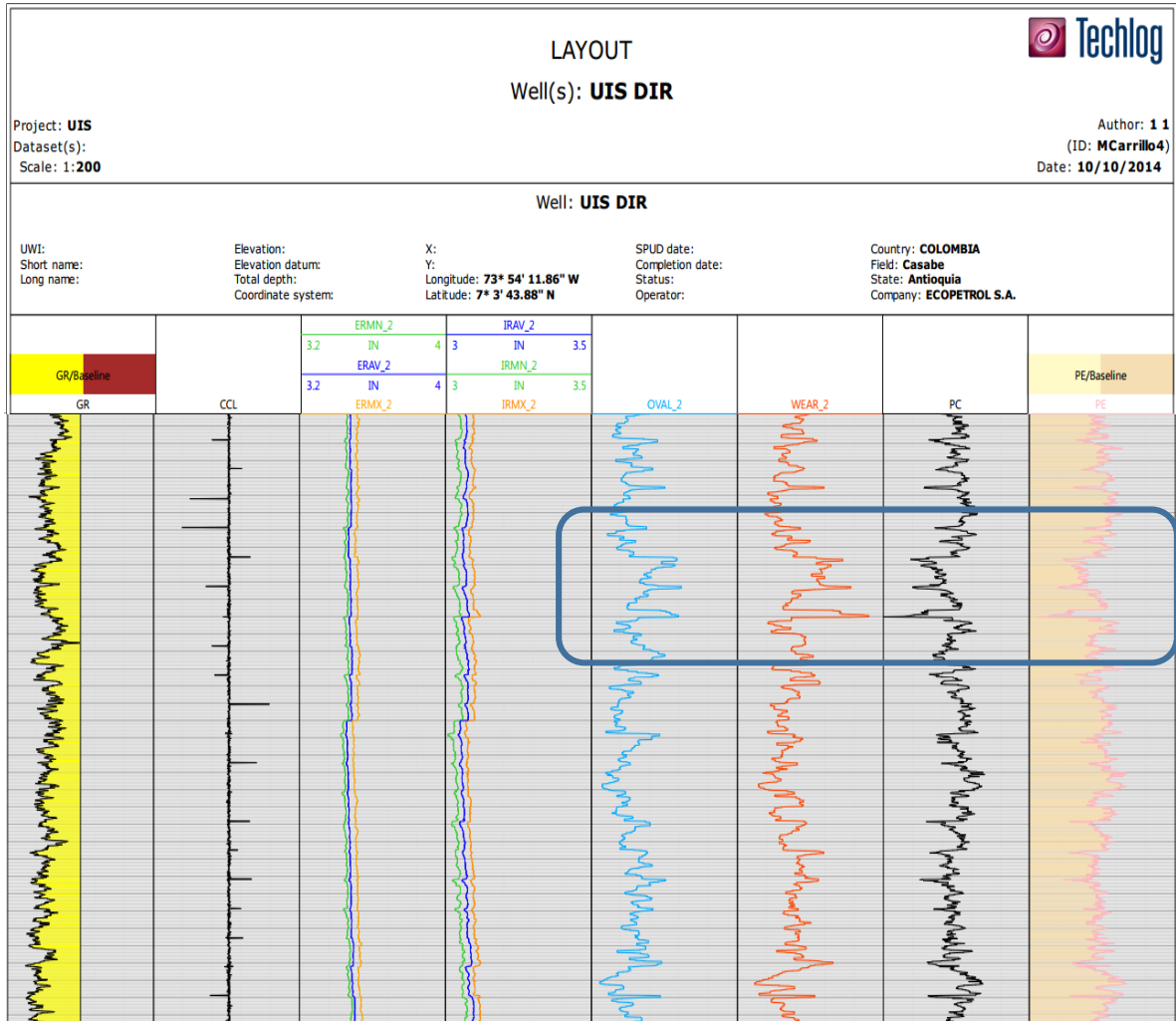
En la figura 41 se identifica la zona muestreada anteriormente en la tabla 23.

Figura 41. Diagrama tomado del software TECHLOG de la zona muestrada.



La figura 42 representa parte del archivo PDF generado a partir del proyecto en TECHLOG el cual corresponde a la zona de perforados del pozo estudiado, en la cual es posible observar la zona en la cual se presenta el mínimo valor de presión de colapso del casing, para el pozo productor UIS DIR seleccionado para el análisis. Para ver el detalle de un resumen de los datos con los que se armó el registro, dado que los datos del USIT viene cada 2 pies, ver el Anexo F.

Figura 42. Reporte final PDF del archivo armado en TECHLOG para el análisis de las presiones de colapso.



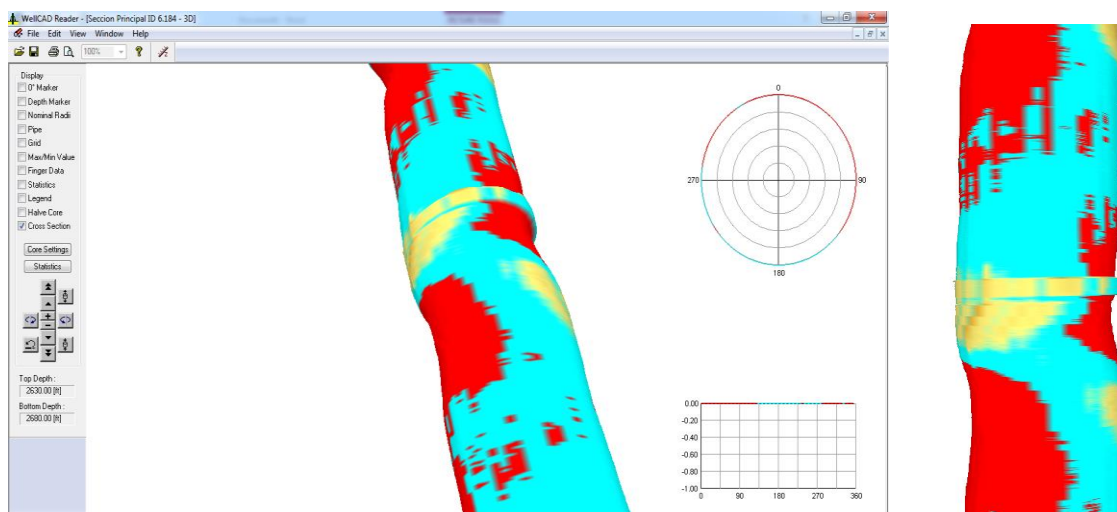
Como conclusión del análisis de presiones de colapso anterior se encontró que a la profundidad de la zona de perforados existe un mayor desgaste de la tubería de revestimiento, lo cual es desfavorable para el casing con esta referencia (N-80).

La tabla 24 representa las presiones de inyección las cuales afectan la casing y el valor de la presión de colapso a esa profundidad de inyección.

Tabla 24. Comparación entre las presiones de inyección y la de colapso del pozo UIS DIR

Pozo Productor	Pozos Inyectores	Presión de inyección en cara del pozo productor	Presión de colapso en zona de inyección
UIS DIR	1	3420	3429.672
UIS DIR	2	3100	3391.192
UIS DIR	2	3100	3179.34
UIS DIR	3	3145	3063.578
UIS DIR	3	3145	3045.843
UIS DIR	3	3145	3042.046
UIS DIR	3	3145	3036.842
UIS DIR	3	3145	3034.618
UIS DIR	4	3000	3088.953
UIS DIR	4	3000	3093.97

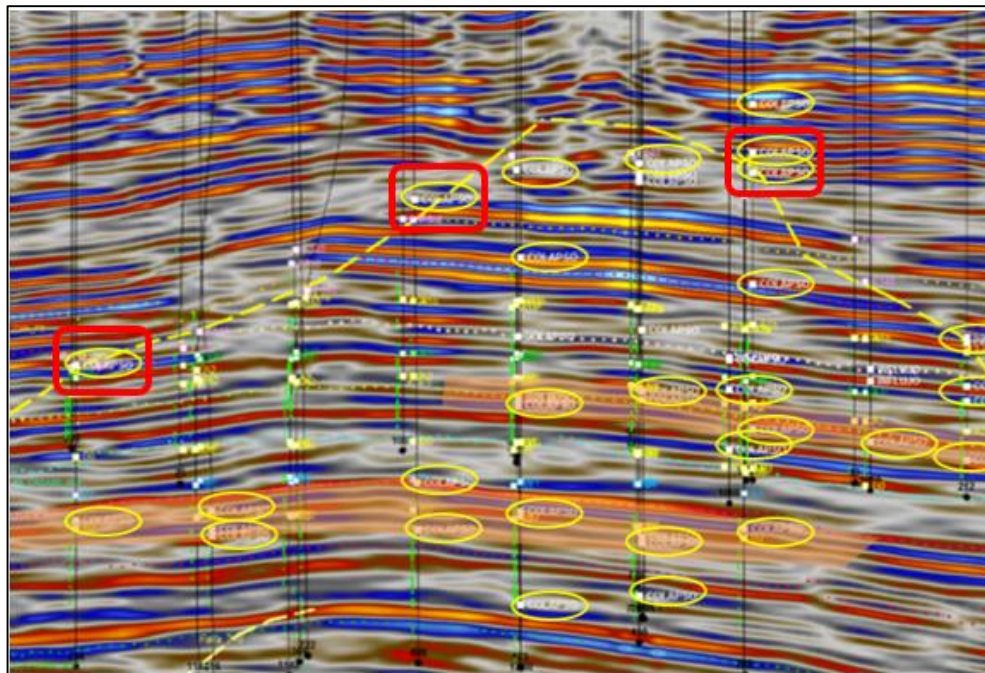
Figura 43. Multifinger del pozo UIS DIR en el software WELLCAD



En la figura 43 se puede observar por medio de la herramienta WELLCAD el estado real del revestimiento en una imagen 3D, donde es posible rectificar que a la profundidad a la cual marca el archivo armado en TECHLOG por medio del registro eléctrico USIT, se presenta un colapso a manera de BUCKLING.

Por otro lado, a manera global para ratificar lo anteriormente analizado del patrón de estudio, la figura 44 muestra la forma en la que fue posible determinar que la inyección de agua, es uno de los principales factores que propician la formación de colapsos en un campo con Casabe; los círculos amarillos representan los colapsos a las profundidades a las cuales fueron encontrados en los diferentes pozos graficados, demostrando que no solo en las formaciones superiores (arenas A) del yacimiento se presentan colapso, sino también en las formaciones medias correspondientes a las arenas B.

Figura 44. Croquis de ubicación de línea sísmica aleatoria (SW-NE) por pozos.





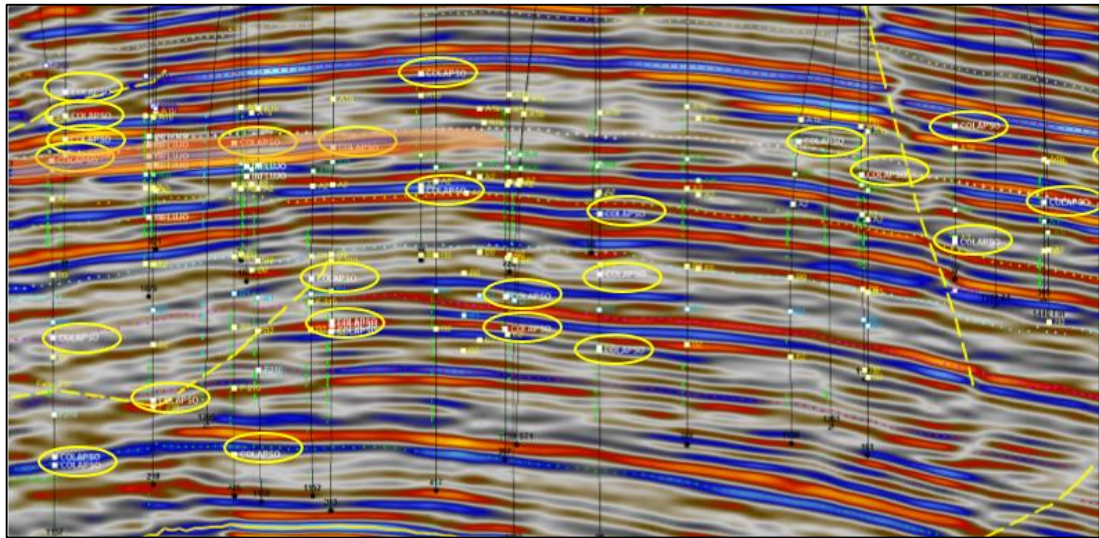
Para poder identificar la presencia de los canales preferenciales resaltados en la imagen con color naranja, fue necesario realizar un estudio en el software PETREL, a partir del cual teniendo como referencia las trayectorias, completamientos, información geológica del yacimiento (topes, bases de las arenas del campo, entre otros) y demás data de los pozos usados para este proyecto, se generó dentro del cubo sísmico la imagen mostrada anteriormente.

De la imagen fue posible concluir los siguientes aspectos importantes para el desarrollo de este estudio,

- La reactivación de fallas durante el proceso de inyección - producción traen como consecuencia la presencia de colapsos en zonas falladas, como se muestra en la imagen (cuadros rojos que contienen colapsos).
- Debido a la inyección de agua, más específicamente a las altas tasas de inyección, las cuales superan la presión de poro de la formación se genera una posible zona de canalización en aquellas arenas donde las características petrofísicas son óptimas para el desarrollo de canales diferenciales (canales de color naranja).

Para confirmar que la presencia de los canales anteriormente descritos como resultado de la inyección de agua, se decidió realizar un análisis en diferentes direcciones del cubo sísmico, por lo cual se tomaron cortes en diferentes pozos como se muestra en la imagen 45.

Figura 45. Croquis de ubicación de línea sísmica aleatoria (SW-NE) por pozos, corte sísmico en diferentes pozos.



La imagen 45 representa otra sección del cubo sísmico en la cual es posible evidenciar nuevamente la presencia del mismo canal preferencial mostrado en la imagen 44 en las arenas superiores o arenas A, las cuales son las arenas que presentan la mayor cantidad de inyección y donde se ha reportado a través del tiempo la mayor cantidad de colapsos, cabe resaltar que en estas arenas como muestra la imagen (puntos blancos dentro de la trayectoria de los pozos) es donde se encuentran los perforados de los pozos y por lo tanto es una de las zonas del yacimiento que recibe directamente la influencia de la inyección de agua.

Algunos pozos inyectoros pertenecientes al patrón de pozos en las arenas A colapsados pertenecientes al grupo que se encuentran dentro de la zona de canalización (señalada en color naranja en la imagen), han sufrido de problemas de alta inyectividad a través del tiempo, ya sea por problemas con las válvulas reguladoras de flujo o con un mal diseño del equipo de inyección.



Adicionalmente se pudo corroborar la presencia de colapsos en zonas de fallas y en los perforados, como fue posible evidenciar en la imagen 44 y en el análisis anteriormente desarrollado en el cual se tuvo en cuenta la relación entre las presiones de inyección que llegan a cara del pozo productor y las presiones de colapso que presenta el casing actualmente.

6.2 OFENSORES PRINCIPALES LIGADOS A LA INYECCIÓN DE AGUA

Del análisis anteriormente desarrollado, se identificaron diferentes ofensores ligados a la inyección de agua, los cuales tienen un porcentaje de incidencia dentro de la formación de colapsos, entre estos podemos resaltar dos tipos de factores que se presentan en el campo de estudios, como lo son los desgastes mecánicos producidos por la presencia de arenas poco consolidadas y el mismo efecto de la inyección de agua, lo cual conlleva a la presencia de arenamientos, zonas fracturadas debido a las presiones de inyección empleadas, fenómenos como las cuevas de gusanos, debido a la pérdida del cemento de la roca al desplazar el agua por la formación, así mismo se presentan otros desgastes, como lo son los desgastes químicos propiciados principalmente por la incompatibilidad del agua de inyección con el agua de la formación lo cual genera reacciones químicas dentro del yacimiento, todos estos factores ligados a las condiciones de presión y temperatura presentes en el campo favorecen la generación de bacterias sulfato reductoras, las cuales reducen los iones sulfatos del agua, favoreciendo la formación de H_2S como subproducto y CO_2 los cuales son agentes corrosivos por naturaleza.

Los ofensores descritos anteriormente tiene un fuerte impacto sobre las diferentes condiciones presentes en el pozo para la medición de los diferentes registros empleados, y de esta manera en los cálculos de las diferentes variables utilizadas en este proyecto para analizar la influencia del agua como generador de los



colapsos en los revestimientos de pozos productores del campo estudiado. Esto es posible evidenciarlo en los cálculos de desgastes de las tuberías de revestimiento, generados a partir de las mediciones de los registros USIT de los radios internos y externos del casing.

Para realizar una cuantificación del efecto de cada uno de los ofensores mencionados, es necesario realizar un estudio con mayor detalle de la relación que tienen estos con la inyección de agua y así mismo lograr saber con certeza como influyen dentro de la formación de colapsos en tuberías de revestimientos.



7. CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos se pudo concluir que el pozo inyector 3, es el que representa la mayor influencia sobre el colapso del revestimiento en la zona identificada, debido que este presenta una presión de inyección (3145 psi) mayor que la presión de colapso que soportaría el casing a las condiciones actuales que posee dentro del pozo (3034 psi).
- Del análisis realizado en el archivo UIS por medio del software TECHLOG fue posible identificar que las zonas con mayor porcentaje de ovalidad del 2,7% y desgaste del 10% en el pozo estudiado corresponden a los perforados, uniones y collares de tuberías, por lo cual se puede decir que son zonas más propensas a colapsar con el paso del tiempo.
- Por medio de software WELLCAD, fue posible visualizar el registro Multifinger del pozo UIS DIR, por medio del cual se observó el colapso del revestimiento en la zona de perforados, identificando en una imagen en 3D la forma del colapso, con el fin de concluir que dicho colapso pertenece a un buckling o pandeo de la tubería.
- La distribución probabilística de detección de daño de revestimiento, muestra que la mayoría ocurren al inicio de la inyección de agua entre 1984-1895 representando un 41% del total de pozos colapsados de los cuales el 38% eran productores. Sin embargo la fecha de detección no necesariamente es igual a la fecha de ocurrencia.
- La presión a la que está expuesto un pozo productor debido al efecto de la inyección es una causa de daño en los revestimientos, y es más crítica en las



arenas ya barridas, ya que la caída de presión a lo largo del yacimiento es menor.

- Las caídas de presiones de inyección desde cabeza hasta la formación, se deben a la profundidad y distancia que el frente de inyección recorre, así mismo a las diferentes condiciones geológicas, petrofísicas y geomecánicas que presenta el yacimiento, las cuales al presentar arenas incomunicadas, poco consolidadas, posibles cuevas de gusano entre otros fenómenos más, favoreciendo la pérdida de presión del frente de inyección.
- Se recomienda utilizar una configuración de casing diferente para los próximos pozos a completar, debido que el revestimiento N-80 utilizado en el caso de estudio posee presiones de colapso y de estallido bajas para las presiones de inyección utilizadas y además a que tiene el porcentaje más alto de colapsos en los pozos productores que se utilizó, del 25%. Para el caso desarrollado se plantea considerar las presiones de inyección empleadas con el fin de disminuir la probabilidad de que el casing se colapse debido a los diferentes ofensores que le afectan dentro del pozo.
- Se propone como medida de remediación de los colapsos presentados, emplear la tecnología “METALSKIN” para solucionar el problema de rotura de revestimientos y prolongar la vida útil de estos mismos.
- Del análisis se puede plantear la hipótesis de que los posibles colapsos que no se encuentran presentes en zonas de perforados y/o collares, pueden tener influencia de la inyección de agua, debido que en algunos casos se presentó alta inyectividad en algunos pozos, dichas presiones pueden superar la presión de poro de la formación y de esta manera fracturar el yacimiento creando canales preferenciales para fluencia del agua, la cual ligada a los fenómenos de corrosión que generan la inyección de agua dulce (como es el agua de la formación la



mesa) en un yacimiento de agua salobre propician la formación de CO_2 y H_2S , agentes corrosivos por naturaleza.

- Se pudo identificar que la friabilidad de la roca perteneciente a la formación productora del campo de estudio, no posee las condiciones adecuadas para efectuar un método de recobro secundario como lo es la inyección de agua, a las condiciones operacionales empleadas en el campo.
- Los registros ultrasónicos son la herramienta más apropiada para el diagnóstico de los pozos, ya que permiten cuantificar la ovalización y el desgaste de la tubería de revestimiento en tiempo real teniendo en cuenta las condiciones actuales del pozo.



8. RECOMENDACIONES

- Realizar una análisis de la viabilidad de modificar las presiones de inyección empleadas en el campo, para evitar presiones por encima de la presión de poro de la formación y con esto disminuir las posibilidades de fracturar el yacimiento, así mismo tratar de usar presiones de inyección que no sobrepasen las presiones de colapso de los revestimientos empleados en los pozos productores del campo de estudio.
- Realizar un estudio de corrosión teórico práctico, para lograr cuantificar y determinar la incidencia de este factor dentro de los colapsos de revestimientos en el campo de estudio.
- Realizar un análisis de sensibilidad de los ofensores identificados en el estudio anteriormente desarrollado, con el fin de cuantificar la incidencia de cada uno de estos dentro de la formación de colapsos en revestimientos del campo de estudio.
- Realizar un estudio sobre el impacto del recobro secundario empleado en el campo de estudio, relacionado con las buenas prácticas operacionales e ingenieriles, con el fin de evitar problemáticas y mejorar la producción de este mismo.
- Realizar una evaluación de la influencia de los arenamientos en el desgaste de las tuberías de revestimientos, incluyendo producción de inlfujos y jeteos.
- Realizar una evaluación técnica financiera de la viabilidad de implementar la tecnología METALSKIN como solución a la problemática de colapsos presentes en el campo de estudio.



BIBLIOGRAFÍA

ABDALLAH, Dalia. Et, al. Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. En: Oilfield Review. Otoño de 2013, vol. 25, no 3. Schlumberger.

ADAMS, A.J. WARREN, A.V.R. MASSON, P.C. On the development of reliability-based design rules for casing collapse. SPE 48331 MS. Society of Petroleum Engineers. 7-8 May. 1998.

AMAYA, Mauro. AMAYA, Raul. CASTAÑO Héctor. LOZANO, Eduardo. RUEDA, Carlos Fernando. ECOPETROL S.A. Bogotá, Colombia. ELPHICK, Jon. Cambridge, Inglaterra. Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera de 2010.

ASSANELLI, A.P., TOSCANO, D.H., DVORKIN, Jonhson and E.N. Collapse behavior of casings: Measurement techniques, numerical analyses and full scale testing. Society of Petroleum Engineers. SPE 51314. 7-8 May. 1998.

BERGER, A. SPE, Colorado School of Mines. FLECKENSTEIN, W.W. SPE, Colorado School of Mines. EUSTES, A.W. SPE, Colorado School of Mines. THONHAUSER, G. SPE. Mining University Leoben. Effect of eccentricity, voids, cement channels and pore pressure decline on collapse resistance of casing. SPE 90045 MS. Houston, Texas. 26-29 September. 2004.

BRAVO VALLEJO, Christian Alejandro. Et al. Capacidad de resistencia de tuberías petroleras. Instituto Politécnico Nacional. Ciencias de la Tierra. México, D.F. 2013.



CABRERA MARMOL, Jonathan Nicolás. CABRERA OCHOA, Freddy Enrique. DELGADO CHANCAY, Jimmy Patricio. Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador. 2012.

CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del valle medio del Magdalena. Universidad de América.

DÍAZ, Cristian E. DÍAZ, Yoslery C. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socororo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Abril de 2002.

DUSSEAULT, Maurice B. BRUNO, Michael S. BARRERA, John. Casing shear: Causes, Cases, Cures. SPE 72060 PA. SPE Drilling & Completion. June 2001.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS. ECOPETROL S.A. AREA CASABE. BROCHURE CASABE. 1999.

GIL GODOY, Brayam Leonardo. MOLINA ANAVE, Luis Carlos. Evaluación Técnica y Financiera de las Operaciones Rigless con Wireline de Registros y Cañoneo en el Campo Casabe de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

GIORDANO, Héctor. Colapso de tuberías de pozos petroleros provocados por esfuerzos tectónicos. Terminación, reparación y servicios de pozos. Aconcagua. 20-22 Octubre.

GUIO BARACALDO, Uriel Felipe. VELASQUEZ CASAS, Camilo Alejandro. Identificación de Factores Geomecánicos en Procesos de Inyección de Agua en Yacimientos de Hidrocarburos: Casos de Estudio a Nivel Mundial. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

GÓMEZ VALDERRAMA, Mario Andrés. REYES SÁNCHEZ, Fredy Andrés. Análisis hidráulico de la red de recolección de crudo asociado a las estaciones 4 y 5 de campo Casabe perteneciente a la gerencia regional del Magdalena Medio de ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

GUTIERREZ ESCOBAR, Sergio. Identificación de Problemas de Colapso en Revestimientos de Pozos, Ocasionados por Efectos Geomecánicos. Caso de Estudio: Pozo de un Campo Colombiano. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

HERNÁNDEZ MORALES, David. Investigación del fenómeno del colapso en tuberías de revestimiento y producción. TenarisTamsa. Octubre. 2010.

HUANG, Xiaolan. LIU, Jianjun. Mechanism of Casing's Shear Failure in Water Injection Oilfield and Its Numerical Simulation. Wuhan Polytechnic University. Wuhan, China.

LAST, Nigel. BP UK. MUJICA, Santiago. BP Colombia. PATTILLO Phillip. BP America. KELSO, Gary. BP Colombia. Casing deformation in a tectonic setting: Evaluation, impact and management. IADC/SPE 74560 MS. Dallas, Texas. 26-28 February 2002.

LI, X-Q., ZHU, T-G., FANG, L-T., YUAN, Y. Effect of sand production on casing integrity. Technical Note. Journal of Canadian Petroleum Technology. PETSOC 07 12 TN3 P. December 2007.

MÁRQUEZ, Leonardo. Requerimientos técnicos de trazadores interpozos en Casabe. Alianza Casabe Colombia. 20 de junio. 2005.

MÁRQUEZ, L., ELPHICK. PERALTA, J., AMAYA, M., LOZANO, E. Casabe Mature field revitalization through an Alliance: A case study of multicompany and multidiscipline integration. SPE 122874 MS. Society of Petroleum Engineering. 31 May. 2009.

MAYORGA HUERFANO, Diana Lorena. Evaluación de Prácticas Operacionales para Reducir las Fallas en Tubería de Producción por Efecto de la Inyección de Agua en el Campo Casabe. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

MORENO VARGAS, Gelber Hernán. BALLESTEROS BENAVIDES, Javier Antonio. Perforación de Pozos de Petróleo con la Técnica no Convencional Casing Drilling. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

MURCHEY, G.N. Problems in casing collapse. SPE 519 G. Petroleum Branch. AIME. Dallas, Texas. Lagunillas. Edo. Zulia, Venezuela. 2-5 October 1955.

NUNEZ, G., AMAYA, M., HERNANDEZ, J., AGUDELO, O. Integrated sand-production management in a heterogeneous and multilayer mature field with water injection. SPE 139378 MS. Society of Petroleum Engineering. 1-3 December. 2010.

OCHOA VARGAS, Oscar Nicolás. Análisis de la Deformación y el Colapso de la Tubería de Revestimiento en los Campos del Piedemonte Llanero operados por BP. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2008.



OLARTE, P. MARQUEZ, L. SPE. LANDINEZ, G. Schlumberger. AMAYA. R. ECOPEPETROL. Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Society of Petroleum Engineers. SPE-122956-MS. Cartagena, Colombia. Junio 2009.

PABÓN ACEVEDO, Yohan Harley. OLARTE PEÑA, Andrés Felipe. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2014.

PABÓN GELVEZ, Eduard. OBEID MENDEZ, Yussed. Análisis de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos de los campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a esfuerzos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2004.

PATTILLO, P.D. HUANG, N.C. The effect of axial load on casing collapse. SPE 9327 PA. Society of petroleum engineers of AIME. January 1982.

RAMIREZ SABAG, Jetzabeth. Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos. México, D.F. Septiembre de 2008.

RIGHETTO, G.L, LAUTENSCHLAGER, C. E, et al. A Smart Way to Build Geomechanical Models and Analyze Casing Collapse during the Petroleum Field Development. ARMA 14 7183. Minneapolis, USA. 1-4 June 2014.

RIVERA ORTEGA, Gerson Orlando. Predicción de la producción de arena en las formaciones poco consolidadas de un campo del Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

SILVA DE JESÚS, Bernardo A. Análisis de colapso campos Galán y Casabe. Yondó, Colombia. Abril. 1987.



SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Dimensiones y resistencias para tubulares API empleados en el campo petrolero.

SMITH, Liane. MILANOVIC, Dragan. HONG LEE, Chee. BILLINGHAM, Mike. Modeling and prediction of the corrosion of onshore well casings. Corrosion conference & Expo. NACE-2012-1378. 2012.

SUN, Yongxing. Equation for calculation casing through Wall yield collapse pressure. SPE 126580 MS. Society of petroleum engineer. 2010.

VARGAS – PERALTA, J., GONZALES, V., BRAVO, L., GANDOLFO, J. Martín., CAICEDO, J., VALERA, M. Corrosion and scales problems in a mature oil field under waterflooding; from the diagnostic to the integrity management; Casabe Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers. SPE 155-209-MS. 28-29 May. 2012.

VARGAS REYES, Julián Enrique. Análisis de Colapsos de Casing para Pozos Productores en Arenas del Cretáceo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.

YANG, L.Q., ZHANG, H., LIANG, J.Y., WANG, H.Y. Mechanisms of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation. PETSOC 2009 026. Alberta, Canada. 16-18 June 2009.

YUDOVICH, A. CHIN, L.Y. MORGAN, D.R. Casing Deformation in Ekofisk. SPE 17856 PA. Journal of Petroleum Technology. July 1989.

ZAPATA, Jairo. FERNEYNES, Heberth. A novel to reduce formation damage in gravel packed Wells: Case study, Casabe Field, Colombia. Society of petroleum engineering. SPE 69452 MS. Society of Petroleum Engineering. 25-28 march. 2001.

ANEXOS

ANEXO A. Características Generales y de los revestimientos de los pozos Colapsados del bloque UIS-ESTUDIO

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 1	Productor	3608	16/07/1943	Abandonado	2344-3607	6 5/8	28	J-55	Liner Ranurado	Cemento de construcción
UIS 2	Productor	3773	23/07/1944	Abandonado	2194-3771	6 5/8	28	H-40	Liner Ranurado	Cemento de construcción Portland clase especial I
UIS 3	Productor	3773	23/12/1945	Abandonado	2542-3773	6 5/8	20	H-40	Liner Ranurado	Clase III
UIS 4	Productor	3609	22/02/1946	Abandonado	2273-3500	6 5/8	20	H-40	Liner Ranurado	Construcción clase III
UIS 5	Productor	3707	16/03/1946	Inactivo	2526-3706	6 5/8	20	H-40	Liner Ranurado	Lone Star
UIS 6	Productor	3783	22/8/1946	Abandonado	2637-3777	6 5/8	20	H-40	Liner Ranurado	"Atlas"
UIS 7	Productor	6568	12/09/1946	Abandonado	0-6069	6 5/8	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 8	Productor	3773	15/1/1947	Abandonado	2288-3766	4 1/2	9.5	H-40	Liner Ranurado	"Oil well" clase III
UIS 9	Productor	3609	24/01/2006	Activo	0-3604	7	29	P-110	Producción	Clase G

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 10	Productor	3622	18/3/1948	Abandonado	2066-3621	6 5/8	20	H-40	Liner Ranurado	"Oil well" clase III
UIS 11	Productor	3775	05/08/1948	Abandonado	0-3768	6 5/8	20	H-40	Producción	Construcción clase III
UIS 12	Productor	3800	31/10/1948	Abandonado	0-3789	7	23	J-55	Producción	Construcción clase III
UIS 13	Productor	3600	01/05/1949	Abandonado	0-3592	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 14	Productor	3850	01/10/1949	Abandonado	0-3819	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 15	Productor	3700	02/01/1949	Abandonado	0-3684	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 16	Productor	3600	03/09/1949	Abandonado	0-3588	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 17	Productor	3730	14/05/49	Abandonado	0-3709	6.625	20	J-55	Producción	"Oil well" clase III
UIS 18	Productor	5383	10/12/1949	Abandonado	0-5368	7	20	J-55	Producción	Construcción clase III
UIS 19	Productor	5430	13/09/46	Abandonado	0-5091	7	20	J-55	Producción	NR
UIS 20	Productor	3500	12/08/1949	Abandonado	0-3476	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 21	Productor	3556	12/11/1949	Abandonado	0-3555	7	20	H-40	Producción	Construcción clase III
UIS 22	Productor	5300	25/1/1950	Abandonado	0-5070	7	20	J-55	Producción	Construcción clase III
UIS 23	Productor	3750	13/11/2004	Activo	0-3746	7	26	N-80	Producción	Clase "G"
UIS 24	Productor	3600	26/1/50	Abandonado	0-3580	7	20	J-55	Producción	"Oil well" clase III

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 25	Productor	3770	15/2/50	Abandonado	0-3755	7	20	H-40	Producción	"Oil Well" Clase III
UIS 26	Productor	5420	03/10/1950	Abandonado	0-5330	7	20/23	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 27	Productor	5500	23/10/2004	Activo	0-4710 4710-5495	7	23 26	N-80	Producción	Clase G
UIS 28	Productor	3600	29/3/50	Abandonado	0-3566	7	20	H-40	Producción	"Oil well" clase III
UIS 29	Productor	5568	04/06/1950	Abandonado	0-4394 4394-5398	7	20 23	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 30	Productor	3925	13/5/50	Abandonado	0-3917	7	20	H-40	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 31	Productor	4000	13/6/1950	Abandonado	0-3939	7	20	H-40	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 32	Productor	5300	13/5/1950	Abandonado	0-4077 4077-5239	7	20 23	J-55 H-40	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 33	Productor	5496	09/09/1950	Abandonado	0-4400 4400-5400	7	20 23	J-55 H-40	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 34	Productor	3900	09/12/1950	Abandonado	0-3754	7	20	H-40	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 35	Productor	3900	24/9/50	Abandonado	0-3799	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 36	Productor	5321	10/10/1950	Abandonado	0-3762	7	20	J-55	Producción	"Oil well" clase III
UIS 39	Productor	3770	10/10/1950	Abandonado	0-3762	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 40	Productor	3620	21/21/50	Abandonado	0-3600	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 41	Productor	5383	30/10/1950	Abandonado	0-4190	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 42	Productor	5450	31/10/50	Activo	4514-5391	7	23	N-80	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 43	Productor	4030	13/11/1950	Abandonado	0-3731	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 44	Productor	3605	12/03/1950	Abandonado	0-3494	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 45	Productor	5400	16/12/1950	Abandonado	0-4400 4400-5400	7	20 26	J-55	Producción	Cemento Clase IV
UIS 46	Productor	3850	17/12/50	Abandonado	0-3822	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 47	Productor	3650	30/12/1950	Abandonado	0-3613	7	20	J-55	Producción	"Oil well" clase III
UIS 48	Productor	3560	01/11/1951	Activo	0-3401	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 49	Productor	5400	13/1/1951	Suspendido	0-3917 3917-4897	7	20 26	J-55	Producción	Clase IV
UIS 50	Productor	3900	23/1/1951	Abandonado	0-3857	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 51	Productor	3952	02/03/1951	Abandonado	0-3921	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III"
UIS 52	Productor	5350	02/12/1951	Suspendido	0-4400 4400-5350	7	20 24	J-55 N-80	Producción	Clase IV

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 53	Productor	5350	03/06/1951	Abandonado	0-4400 4400-5350	7	20 24	J-55 N-80	Producción	Clase IV
UIS 54	Productor	5350	30/6/1951	Activo	0-5251	7	20 23	J-55	Producción	Clase IV
UIS 55	Productor	3950	09/12/1951	Abandonado	0-3909	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III" + 14 sacos de bentonita "Clarsol"
UIS 56	Productor	3680	22/9/51	Abandonado	0-3650	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III" + 14 sacos de bentonita "Clarsol"
UIS 57	Productor	3940	12/06/1951	Abandonado	0-3884	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III" + 14 sacos de bentonita "Clarsol"
UIS 58	Productor	3940	18/12/1951	Abandonado	0-3921	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III" + 14 sacos de bentonita "Clarsol"
UIS 59	Productor	3942	20/1/1952	Activo	0-3930	7	20	J-55	Producción	Clase III + 4% bentonita
UIS 60	Productor	3941	30/1/1952	Abandonado	0-3931	7	20	J-55	Producción	Clase III + 4% bentonita
UIS 61	Productor	3900	16/8/1952	Abandonado	0-3883	9-5/8	36	H-40	Producción	Clase IV + Bentonita "Clarsol"
UIS 62	Productor	5360	20/12/52	Abandonado	0-4400 4400-5317	7	20 23	J-55	Producción	Clase IV + 30 sacos de Bentonita "Clarsol"

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 63	Productor	5250	13/1/1953	Activo	0-4400 4400-5250	7	20 23	J-55	Producción	Clase IV + 30 sacos de Bentonita "Clarsol"
UIS 64	Productor	3746	02/01/1953	Abandonados	0-3732	7	20	J-55	Producción	Construcción "Clase III" + 14 sacos de bentonita "Clarsol"
UIS 65	Productor	5180	05/11/1953	Abandonado	0-5134	7	20 23	J-55	Producción	Clase IV + 3% Bentonita
UIS 66	Productor	5530	01/08/1955	Activo	0-5524	7	20 23	J-55	Producción	clase IV 5% de bentonita
UIS 67	Productor	5370	23/12/1955	Abandonado	0-4112 4112-5341	7	20 23	J-55	Producción	Cemento Nare + 4% Bentonita
UIS 68	Productor	5354	01/01/2005	Activo	0-5355	7	23	N-80	Producción	Clase G
UIS 69	Productor	5373	01/11/1956	Abandonado	0-4400 4400-5358	7	20 23	J-55	Producción	Cemento UNAFLO
UIS 70	Productor	5170	27/1/1956	Abandonado	0-4089 4089-5140	7	20 23	J-55	Producción	Cemento UNAFLO
UIS 71	Productor	5450	21/11/1956	Activo	0-5446	7	26 29	N-80	Producción	Dyckerhoff
UIS 72	Productor	5500	12/07/1956	Abandonado	0-1000 1000-5442	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Syckerhoff
UIS 73	Productor	5500	20/12/1956	Activo	0-4400 4400-5461	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Dyckerhoff

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 74	Productor	5321	01/12/1957	Abandonado	0-4400 4400-5228	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Dyckerhoff
UIS 75	Productor	5300	03/04/1957	Abandonado	0-4320 4320-5290	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Dyckerhoff
UIS 76	Productor	5520	23/3/1957	Abandonado	0-4417 4417-5472	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Cemento UNAFLO
UIS 77	Productor	5199	17/6/1957	Abandonado	0-5199	7	23	J-55	Producción	Dyckerhoff
UIS 78	Productor	5500	05/10/1957	Abandonado	0-3742 3742-5277	7	20 23	J-55 N-80	Producción	Dyckerhoff
UIS 79	Productor	5505	10/01/1957	Suspendido	0-4176 4176-5458	7	20 23	J-55	Producción	Cemento UNAFLO
UIS 80	Inyector	5154	08/09/1977	Abandonado	0-779 779-3712	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% CFR-2
UIS 81	Inyector convertido a productor	3920	03/05/1977	Abandonado	0-1670 1670-2246 2246-3912	7	23	J-55 K-55 N-80	Producción	Hércules "A"
UIS 82	Inyector convertido a productor	3840	24/2/1977	Abandonado	0-1497 1497-3810	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 83	Inyector convertido a productor	3800	27/6/1982	Abandonado	0-2017 2017-3770	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "G"
UIS 84	Inyector	5150	30/5/1982	Abandonado	0-77.6 77.6-1839 1839-5096	7	23	N-80 K-55 N-80	Producción	Clase G
UIS 85	Inyector	3900	17/11/1981	Abandonado	0-2928 2928-3850	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "G"
UIS 86	Inyector convertido a productor	3720	14/10/1981	Abandonado	0-1762 1762-3723	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "G"
UIS 87	Inyector	5250	26/9/1981	Abandonado	0-74 74-3610 3610-5245	7	23	N-80 K-55 N-80	Producción	Hércules "G" + 0.75% CFR-2
UIS 88	Inyector	3730	12/01/1981	Abandonado	0-1980 1980-3700	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "G"
UIS 89	Inyector convertido a productor	5200	21/12/1981	abandonado	0-2128 2128-5187	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "G" + 0.75% CFR-2

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 90	Inyector	3981	15/4/1982	Activo	0-2407 2407-3965	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"
UIS 91	Inyector	4030	20/8/1982	Activo	0-2514 2514-3995	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 92	Inyector	3955	15/8/1981	Activo	2396-3955	7	23	N-80	Producción	Clase G
UIS 93	Inyector	4100	09/12/1981	Suspendido	0-2478 2478-4078	7	23 23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% CFR-2
UIS 94	Inyector	4010	23/9/1982	Abandonado	0-2355 2355-4000	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 95	Inyector	3920	25/10/1982	Abandonado	0-2275 2275-3909	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"
UIS 96	Inyector	4000	11/10/1981	Activo	0-2315 2315-3998	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A"
UIS 97	Inyector	4050	13/12/1981	Suspendido	0-2283 2283-4043	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 98	Inyector	3930	14/1/1983	Activo	0-2442 2442-3924	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 99	Inyector	3900	24/1/1983	Abandonado	0-2467 2467-3836	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 100	Inyector convertido a productor	3250	28/10/1981	Abandonado	0-2071 2071-3244	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 101	Inyector convertido a productor	3150	26/1/1982	Abandonado	0-1772 1772-3136	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + CFR-2
UIS 102	Inyector	3320	23/2/1982	Abandonado	0-2011 2011-3312	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"
UIS 103	Inyector convertido a productor	3350	09/12/1981	Abandonado	0-1934 1934-3344	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + CFR-2
UIS 104	Inyector	3250	10/7/01982	Abandonado	0-2049 2049-3231	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 105	Inyector convertido a productor	3390	22/7/1982	Abandonado	0-2001 2001-3369	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 106	Inyector	3480	08/08/1982	Abandonado	0-2048 2048-3861	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"
UIS 107	Inyector	3780	09/11/1982	Suspendido	0-2515 2515-3770	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65
UIS 108	Inyector	3514	25/10/1982	Abandonado	0-2050 2050-3514	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G" + 0.75% D-65

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 109	Inyector	3350	14/12/1983	Abandonado	0-2194 2194-3350	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 110	Inyector convertido a productor	5200	27/11/1983	Abandonado	0-2085 2085-5200	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.15% HR-4
UIS 111	Inyector	3840	01/06/1984	Abandonado	0-2204 2204-3840	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 112	Inyector	5100	26/12/1983	Abandonado	0-2180 2180-5100	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 113	Inyector	3500	18/11/1983	Activo	0-2074 2074-3740	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.1% HR-4
UIS 114	Inyector	3232	30/11/1983	Abandonado	0-2117 2117-3232	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 115	Inyector	3250	03/07/1984	Abandonado	0-2159 2159-3250	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 116	Inyector convertido a productor	5350	02/12/1984	Activo	0-2044 2044-5349	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 117	Inyector convertido a productor	3500	15/9/1983	Abandonado	0-2162 2162-3848	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 118	Inyector	5300	01/06/1983	Abandonado	0-1941 1941-5293	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 1.5% D-65
UIS 119	Inyector	3160	03/12/1983	Abandonado	0-2040 2040-3143	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 1.3% D-65
UIS 120	Inyector	5425	14/4/1983	Abandonado	0-1563 1563-5405	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase G"
UIS 121	Inyector	3200	08/03/1981	Suspendido	0-1495 1495-3168	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "G" + CFR-2
UIS 122	Inyector	5470	19/3/1983	Activo	0-5465	7	23	N-80	Producción	Clase A
UIS 123	Inyector	3120	04/11/1983	Activo	0-1859 1859-3109	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + cascarillas de arros + 1.5% D-65
UIS 124	Inyector	3120	05/02/1983	Abandonado	0-2088 2088-3111	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 1.5% D-65
UIS 125	Inyector	5450	03/12/1983	Activo	0-1975 1975-5442	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A"
UIS 126	Inyector	4260	27/6/1983	Activo - Suspendido	0-1963 1963-4252	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase A"
UIS 127	Inyector	3120	31/1/1984	Abandonado	0-1998 1998-3119	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 128	Inyector	4495	12/03/1983	Activo	0-1970 1970-4995	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 129	Inyector	4400	23/12/1983	Activo - Suspendido	0-1999 1999-4400	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase A"
UIS 130	Inyector	3620	08/04/1983	Inactivo	0-1937 1937-3616	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 131	Inyector	4350	21/7/1983	Abandonado	0-1741 1741-4342	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 131 A	Inyector convertido a productor	3670	09/05/1983	Abandonado	0-2041 2041-3670	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 132	Inyector	5350	11/05/1983	Abandonado	0-2195 2195-5350	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 133	Inyector	3341	09/05/1983	Abandonado	0-2176 2176-3340	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 134	Inyector convertido a productor	3996	25/7/1983	Abandonado	0-2423 2423-3996	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 135	Inyector convertido a productor	3440	12/06/1983	Cerrado AT	0-2220 2220-3438	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 136	Inyector	3310	01/11/1984	Abandonado	0-2104 2104-3310	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 137	Inyector	5400	15/12/1983	Abandonado	0-2064 2064-5400	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 138	Inyector	5350	26/10/1983	Activo - Suspendido	0-2234 2234-5349	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 139	Inyector	5300	16/11/1984	Activo - Suspendido	0-2247 2247-5236	7	23	K-55 N-80	Producción	Hércules "Clase A"
UIS 140	Inyector	4150	12/10/1983	Activo	0-2135 2135-4138	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A"
UIS 141	Inyector	5500	20/10/1983	Activo	0-2228 2228-5495	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "G"
UIS 142	Inyector convertido a productor	3860	10/01/1983	Abandonado	0-2053 2053 - 3860	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A
UIS 143	Inyector	4110	24/3/1983	Activo	0-2614 2614-4100	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 144	Inyector	3940	28/6/1983	Inactivo	0-2738 2738-3935	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2
UIS 145	Inyector	3840	03/12/1983	Inactivo	0-2586 2586-3818	7	23	K-55 N-80	producción	Clase "A" + 0.75% CFR-2

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 146	Inyector	3860	03/02/1983	Inactivo	0-2638 2638-3852	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 1.5% D-65
UIS 147	Inyector convertido a productor	3910	30/3/1983	Inactivo	0-2667 2667-3902	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.2 D-80
UIS 148	Inyector convertido a productor	3850	16/3/1983	Inactivo	0-2660 2660-3850	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% de reductor de viscosidad
UIS 149	Inyector convertido a productor	3850	16/4/1983	Inactivo	0-2779 2779-3830	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% D-65
UIS 150	Inyector	3960	24/4/1983	Activo	0-2646 2646-3953	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase "A" + 0.75% D-65
UIS 151	Productor	5108	26/10/1984	Abandonado	0-1679 1679-5106	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31
UIS 152	Productor	5300	10/10/1984	Abandonado	0-2074 2074-5299	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31
UIS 153	Productor	3650	21/12/2005	activo	0-3424	7	29	P-110	Producción	Clase "G"

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 154	Productor	5200	02/03/1986	Abandonado	0-2109 2109-5067	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31 + 0.15 R6
UIS 155	Productor	4660	24/10/1984	Abandonado	0-2029 2029-4660	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31
UIS 156	Productor	3750	31/10/1985	Abandonado	0-2233 2233-3749	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31
UIS 157	Productor	3600	30/10/1985	Abandonado	0-1673 1673-3579	7	23	K-55 N-80	Producción	Clase A + 0.75% D-31
UIS 158	Productor	3787	05/12/1987	Abandonado	0-3787	7	23	P-110	Producción	Clase "G" + 0.75% D-31 + 0.15% R6
UIS 159	Productor	4250	04/12/2006	Abandonado	0-4145	7	29	P-110	Producción	Clase G
UIS 160	Productor	3960	06/04/2007	Activo	0-3915	7	29	P-110	Producción	Clase G
UIS 161	Productor	5250	26/1/2010	Activo	0-5240	7	29	P-110	Producción	Clase G
UIS DIR	Productor	5661	01/07/2007	Activo	0-5651	7	29	N -80	Producción	Clase G
UIS 163	Productor	5030	11/05/2010	Suspendido	0-5025	7	29	P-110	Producción	LEAD + GASBLOK + CEMNET
UIS 164	Productor	6050	14/9/2010	Suspendido	0-6050	7	29	P-110	Producción	Clase G
UIS 165	Productor	4688	25/2/2011	Suspendido	0-4682	7	29	P-110	Producción	CEMNET + GASBLOK CEMNET + Lechada principal

Nombre del Pozo	CARACTERISTICAS GENERALES				CARACTERISTICAS DEL REVESTIMIENTO					
	Tipo de Pozo	Profundidad total de perforación (ft)	Fecha de perforación	Estado Actual	Intervalo de Profundidad (ft)	OD (in)	Peso (Lb/Ft)	Grado de Acero API	Tipo de Revestimiento	Tipo Cemento
UIS 166	Productor	5170	23/8/2010	Activo	0-5165	7	29	P-110	Producción	CEMNET + Lechada Principal
UIS 167	Productor	5585	29/8/2009	Activo	0-5582	7	29	P-110	Producción	Clase G
UIS 168	Productor	5952	02/04/2011	Suspendido	0-5562	7	29	P-110	Producción	CEMNET + GASBLOK CEMNET + Lechada principal
UIS 169	Productor	4063	10/09/2011	Activo	0-4059	7	29	P-110	Producción	CEMNET + GASBLOK

ANEXO B. Características de los colapsos y cañoneo de los pozos Colapsados del bloque UIS-ESTUDIO.

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 1	2387	2418	A1, A2, A3	3139	3140	4-1/2	03/07/1979
	2387	2418	A1, A2, A3	3279	3280	4 3/4	04/07/1979
	2387	2418	A1, A2, A3	3294	3304	5	27/02/1985
	2387	2418	A1, A2, A3	3316	3319	5	28/01/1987
	2387	2418	A1, A2, A3	3425	3432	5	28/01/1987
UIS 2	2236	3728	A1, A2, A3	3247	3248	1-1/4 < D < 2-1/2	29/11/1987
	2236	3728	A1, A2, A3	3700	3701	3 1/2	20/12/1987
UIS 3	2588	3653	A1, A2	2611	2612	ND	31/08/1993
	2588	3653	A1, A2	3493	3494	5 5/8 < D < 6 5/8	31/08/1993
UIS 4	2313	3500	A1, A2, A3	3104	3107	1-1/4	02/03/1985
	2313	3500	A1, A2, A3	2224	2224	1-1/4	01/01/1997
UIS 5	2569	3675	A	1554	1554	8 11/16	03/08/1985
	2569	3675	A	2530	2532	5 7/8	03/08/1985
	2569	3675	A	2364	2364	8 11/16	03/08/1985
	2569	3675	A	2712	2712	ND	18/1/84
	2569	3675	A	2835	2835	02/03/2008	21/02/1985
UIS 6	2678	3777	A1, B2	3480	3484	5 7/8	14/10/1995
	2678	3777	A1, B2	3507	3511	5 7/8	13/02/1985
UIS 7	2554	4932	A1, B2	50	50	5-13/16	02/01/1993
	2554	4932	A1, B2	195	195	5-13/16	02/01/1993
	2554	4932	A1, B2	3310	3310	2,4 < D < 1,96	03/01/1991
	2554	4932	A1, B2	3324	3324	< 4-1/8	23/8/1988
	2554	4932	A1, B2	3763	3765	5-3/4	05/01/1985
	2554	4932	A1, B2	4378	4378	5-1/4 < D < 5-3/8	31/3/1985

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 8	2822	3766	A1, A2	2855	2855	2	10/01/1947
	2822	3766	A1, A2	3001	3001	3 < D < 3-1/2	18/12/1984
	2822	3766	A1, A2	3004	3006	1-1/4 < D < 3	18/12/1984
	2822	3766	A1, A2	3113	3125	4-1/4	18/12/1984
	2822	3766	A1, A2	3156	3156	3 < D < 3-1/2	18/12/1984
	2822	3766	A1, A2	3724	3724	ND	18/12/1984
UIS 9	2512	3470	A1, A2	2296	2299	5 1/2 < D < 6 1/16	17/12/2009
	2512	3470	A1, A2	2299	3303	6	19/05/2014
UIS 10	2159	3528	A	2160	2160	5-7/8	04/09/1985
	2159	3528	A	2187	2187	6-5/8	12/01/1999
	2159	3528	A	2824	2824	6 5/8	12/01/1999
	2159	3528	A	2941	2941	5	11/06/1961
	2159	3528	A	3224	3272	5	04/09/1985
	2159	3528	A	3258	3258	6-5/8	12/01/1999
UIS 11	2661	3766	A1, A2	1138	1138	6-5/8	04/02/1994
	2661	3766	A1, A2	2100	2100	6-5/8	04/02/1994
	2661	3766	A1, A2	2100	2103	5-13/16	22/8/1987
	2661	3766	A1, A2	2661	2661	1-1/4 < D < 2-7/8	09/07/1987
	2661	3766	A1, A2	3690	3690	1 < D < 5-9/16	04/02/1994
UIS 12	2420	3670	A1, A2, A3	402	407	6-1/4	01/03/1991
	2420	3670	A1, A2, A3	2158	2158	5-1/2	03/06/1970
	2420	3670	A1, A2, A3	2584	2295	6-1/4	20/02/1985
	2420	3670	A1, A2, A3	3398	3415	6-1/4	28/02/1985
	2420	3670	A1, A2, A3	3480	3527	6-1/4	18/02/1985
UIS 13	2540	3552	A1, A2	3110	3126	5-3/4	28/2/1979
	2540	3552	A1, A2	1520	1520	6 1/8	29/11/84
	2540	3552	A1, A2	1634	1634	6 1/8	29/11/84
	2540	3552	A1, A2	1558	1596	NR	26/11/84
	2540	3552	A1, A2	3182	3186	5 1/4 < D < 5.5	03/01/1991
	2540	3552	A1, A2	1200	1350	NR	20/09/2004

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 14	2634	3664	A1, A2, A3	2755	2760	5 7/8" < D < 5 15/16	03/04/1985
	2634	3664	A1, A2, A3	3567	3567	6	03/04/1985
	2634	3664	A1, A2, A3	3457	3457	2-3/8 < D < 4	16/05/1979
	2634	3664	A1, A2, A3	3476	3476	< 2 3/8	07/09/1960
	2634	3664	A1, A2, A3	1520	1560	NR	15/3/1985
	2634	3664	A1, A2, A3	1322	1355	NR	
	2634	3664	A1, A2, A3	1821	1821	NR	03/04/1985
	2634	3664	A1, A2, A3	1760	1760	NR	03/04/1985
UIS 15	2526	3508	A1, A2, A3	2794	2798	6 1/16	08/09/1984
	2526	3508	A1, A2, A3	3374	3381	5 7/8	08/07/1984
	2526	3508	A1, A2, A3	1280	1310	NR	02/05/1986
	2526	3508	A1, A2, A3	3118	3118	4 3/4 < D < 6	20/5/86
	2526	3508	A1, A2, A3	2795	2795	1 1/4	11/02/1987
	2526	3508	A1, A2, A3	1105	1105	NR	20/5/86
	2526	3508	A1, A2, A3	1095	1095	7	mar-91
	2526	3508	A1, A2, A3	1225	1225	7	mar-91
UIS 16	2604	3426	A1, A2, A3	1186	1192	4 3/4	06/05/1984
	2604	3426	A1, A2, A3	2610	2613	5 1/4	01/09/1991
	2604	3426	A1, A2, A3	3414	3414	5 1/4	01/09/1991
	2604	3426	A1, A2, A3	1189	1190	5 1/4	06/04/1984
UIS 17	2557	3474	A1, A2	30	60	5 25/32	11/06/1985
	2557	3474	A1, A2	327	330	5 25/32	11/06/1985
	2557	3474	A1, A2	1951	1952	5 25/32	13/9/89
	2557	3474	A1, A2	2086	2090	5 25/32 < D < 5 7/8	14/11/85
	2557	3474	A1, A2	2564	2565	5 1/2 < D < 5 25/32	13/11/89
	2557	3474	A1, A2	2571	2572	4 1/2 < D < 5 9/32	26/8/1989
	2557	3474	A1, A2	2688	2700	D < 4 1/2	26/8/1989
	2557	3474	A1, A2	2693	2694	D < 4 1/2	11/06/1985
	2557	3474	A1, A2	2741	2751	D < 4 1/2	11/07/1985
	2557	3474	A1, A2	2925	2928	D < 4 1/2	14/11/85
	2557	3474	A1, A2	3242	3246	D < 4 1/2	11/09/1985



Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 18	3941	5072	B1, B2	2804	2804	2 3/8 < D < 4 1/2	01/11/1989
	3941	5072	B1, B2	4215	4215	7	03/03/2011
UIS 19	4450	4994	B2	2441	2441	< 4-1/8	27/11/1997
	4450	4994	B2	3806	3820	5 1/2	01/01/1958
UIS 20	2636	3363	A1, A2	222	223	NR	26/6/84
	2636	3363	A1, A2	2721	2726	6 1/16	25/7/1984
	2636	3363	A1, A2	2831	2836	NR	26/6/84
	2636	3363	A1, A2	3127	3128	4 3/4	26/6/84
UIS 21	1087	3464	A1, A2	1480	1512	6 1/8	07/06/1984
	1087	3464	A1, A2	2477	2349	> 1 3/4	29/1/89
	1087	3464	A1, A2	1087	1100	4 1/4	18/04/1996
	1087	3464	A1, A2	1137	1138	6	18/04/1996
UIS 22	3191	4968	B1, B2	929	929	< 6 1/16	mar-04
	3191	4968	B1, B2	2568	2568	<3	12/09/1997
	3191	4968	B1, B2	976	976	NR	2004
	3191	4968	B1, B2	4222	4225	5-1/16	19/8/84
	3191	4968	B1, B2	4230	4232	5 3/8	19/8/84
UIS 23	3020	3552	A1, A2, A3	3050	3050	NR	04/12/2006
	3020	3552	A1, A2, A3	3347	3347	5 7/8 < D < & 1/32	10/10/2010
UIS 24	2660	3464	A1, A2	2838	2838	5 9/16	22/4/94
	2660	3464	A1, A2	2195	2195	<1	22/8/1989
UIS 25	2545	3630	A1, A2, A3	3390	3393	6-1/8	15/8/1984
UIS 26	3988	5254	A, B, C	4029	4029	>= 5 5/8	jun-84
	3988	5254	A, B, C	4860	4860	3 5/8 < D < 5 5/8	13/7/87
	3988	5254	A, B, C	2010	2010	<3-3/4	06/04/1987
UIS 27	2962	4761	A1, A2, B1,B2	2597	2597	6.1	14/4/2014
UIS 28	2095	3341	A1, A2, A3	1403	1423	6 1/4	01/02/1985
	2095	3341	A1, A2, A3	1415	1415	5 7/8	14/8/84
UIS 29	3779	4673	B, C	3589	3589	6 1/8	15/1/85
	3779	4673	B, C	3563	3563	3 1/2	18/6/88
	3779	4673	B, C	3570	3570	<= 4 3/8	28/4/88
	3779	4673	B, C	3587	3587	07/05/2008	29/3/86

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 30	2932	3874	A1, A2	1280	1295	--	21/8/84
	2932	3874	A1, A2	1194	1630	01/06/2008	13/09/84
	2932	3874	A1, A2	1225	1428	< 6 1/8	06/02/1987
	2932	3874	A1, A2	1537	1600	6	13/11/86
	2932	3874	A1, A2	2252	2252	6-1/8< d <6	06/02/1987
UIS 31	2973	3852	A1, A2	3030	3030	<1/4	10/09/1984
	2973	3852	A1, A2	3255	3255	< 4 1/4	10/09/1984
	2973	3852	A1, A2	3370	3370	5	13/10/84
	2973	3852	A1, A2	3249	3255	4 5/16	02/03/1985
	2973	3852	A1, A2	1993	1997	01/06/2002	14/2/85
	2973	3852	A1, A2	3371	3412	4 1/16	14/2/85
UIS 32	2932	3874	A1, A2	1280	1295	--	21/8/84
	2932	3874	A1, A2	1194	1630		13/09/84
	2932	3874	A1, A2	1225	1428	< 6 1/8	06/02/1987
	2932	3874	A1, A2	1537	1600	6	13/11/86
	2932	3874	A1, A2	4922	4922	2-7/8"	30/5/1991
UIS 33	4101	5074	B1, B2, B3	4101	4188	3 3/4	31/5/1984
UIS 34	2601	3694	A1, A2	2656	2659	<= 5 7/8	09/10/1988
	2601	3694	A1, A2	2617	2625	5	19/11/88
	2601	3694	A1, A2	2691	2694	<= 5 7/8	03/01/1991
	2601	3694	A1, A2	2723	2730	<= 5 7/8	03/01/1991
UIS 35	4055	5258	B1, B2, B3, C	2630	2634	5 3/4<D< 6 1/4	29/3/61
	4055	5258	B1, B2, B3, C	3014	3018	6 1/4	13/10/84
	4055	5258	B1, B2, B3, C	3120	3128	6 1/4	13/10/84
	4055	5258	B1, B2, B3, C	3600	3602	6 1/4	03/01/1991
UIS 36	2487	3628	A1, A2	4097	4099	d>=6-1/8"	Aug-84
	2487	3628	A1, A2	4126	4127	d>=5-1/2"	Nov-88
	2487	3628	A1, A2	4138	4139	d>=5-1/2"	Nov-88
	2487	3628	A1, A2	4160	4174	5-1/2	Aug-84
	2487	3628	A1, A2	2770	2770	<3-1/16	18/1/2009
UIS 39	1019	3628	A1, A2	1020	1020	NR	may-80
	1019	3628	A1, A2	1334	1334	> 5 5/8	23/05/84
	1019	3628	A1, A2	3348	3348	5 5/8	may-80
	1019	3628	A1, A2	1462	1468	5 1/2	sep-91
	1019	3628	A1, A2	2200	2203	NR	sep-91

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 40	2247	3535	A1, A2, A3	3140	3456	5 7/8	26/8/84
	2247	3535	A1, A2, A3	2247	2247	2.875	31/3/10
UIS 41	3908	5211	B1, B2, B3, C	3980	3980	<4-3/8	11/07/1979
	3908	5211	B1, B2, B3, C	3975	3985	5-1/2	01/03/1985
	3908	5211	B1, B2, B3, C	2160	2160	NR	02/02/1994
	3908	5211	B1, B2, B3, C	2141	2145	6-1/8	02/02/1994
	3908	5211	B1, B2, B3, C	3968	3986	5-1/2	26/2/1985
UIS 42	4416	5332	B2, C	4743	4743	3-1/16	31/10/1957
	4416	5332	B2, C	4713	4713	5-1/2	01/12/1999
UIS 43	3052	3628	A	3234	3234	5 1/4 >D> 4 1/2	15/1/1980
	3052	3628	A	1151	1174	NR	15/1/1981
	3052	3628	A	3280	3293	5 3/4	03/01/1991
	3052	3628	A	850	852	6 1/4	03/01/1991
	3052	3628	A	881	895	6 1/4	03/01/1991
	3052	3628	A	883	1174	01/06/2004	03/01/1991
	3052	3628	A	1040	1157	6 1/4	03/01/1991
	3052	3628	A	2698	2701	6 3/16	03/01/1991
	3052	3628	A	3265	3265	5 3/4	03/01/1991
UIS 44	2978	3283	A1, A2, A3	3126	3126	5 1/2	16/12/84
	2978	3283	A1, A2, A3	3025	3025	6 1/8	18/12/84
	2978	3283	A1, A2, A3	3071	3072	6 1/8	18/12/84
	2978	3283	A1, A2, A3	3268	3270	6 1/8	18/12/84
UIS 45	3716	5126	B1, B2, B3, C	3717	3717	6 1/8	09/10/1984
	3716	5126	B1, B2, B3, C	3734	3744	5 7/8	09/11/1984
	3716	5126	B1, B2, B3, C	4292	4292	5	06/04/1997
	3716	5126	B1, B2, B3, C	4317	4330	6	13/9/84
	3716	5126	B1, B2, B3, C	5171	5171	7	06/04/1997
UIS 46	2643	3754	A1, A2	2640	2640	1 1/4	mar-91
UIS 47	2527	3517	A1, A2, A3	2800	2813	5 7/8	09/11/1984
	2527	3517	A1, A2, A3	2786	2786	6 1/2	09/11/1984
	2527	3517	A1, A2, A3	2883	2901	07/05/2008	09/11/1984
UIS 48	2532	3298	A	3358	3358	7	23/4/99
UIS 49	2858	4640	A1, A2, B1, B2	4095	4095	4 1/4<D< 6 1/4	21/6/84
	2858	4640	A1, A2, B1, B2	2806	2816	NR	2004
	2858	4640	A1, A2, B1, B2	2801	2801	<5-13/16	dic-04

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 50	2720	3799	A1, A2	2476	2476	6 1/8<D<5 7/8	28/6/96
	2720	3799	A1, A2	2961	2961	6 1/8	06/06/1984
	2720	3799	A1, A2	3716	3716	6 1/8	06/06/1984
	2720	3799	A1, A2	3156	3156	2 7/8	21/10/06
UIS 51	2873	3779	A1, A2	2913	2919	6 1/8	19/5/84
	2873	3779	A1, A2	2950	2959	6	19/5/84
	2873	3779	A1, A2	3580	3586	6 1/8	19/5/84
	2873	3779	A1, A2	3663	3670	3 3/4<D<5 7/8	19/5/84
UIS 52	2718 4636	3582 4992	A1, A2, A3 B2	4676	4676	4 13/16<D<5	19/9/83
	2718 4636	3582 4992	A1, A2, A3 B2	4740	4744	NR	20/6/84
UIS 53	3969	5455	A, B	4365	4369	5-17/32	17/10/84
	3969	5455	A, B	944	949	NR	04/01/1985
	3969	5455	A, B	4045	4045	5 7/8<D< 6 1/8	04/01/1985
UIS 54	4038	5197	B, C	4827	4827	6 1/8	03/01/1991
UIS 55	3134	3850	A1, A2	3186	3186	4 1/2	28/11/86
	3134	3850	A1, A2	3174	3199	5 1/2	jun-80
	3134	3850	A1, A2	3208	3212	5 1/2	jun-80
UIS 56	2715	3579	A1, A2	2877	2883	> 6 1/16	07/08/1984
UIS 57	2741	3812	A	2740	2740	3.06	07/09/1956
	2741	3812	A	3800	3800	3.6<D<5-7/8	May-80
	2741	3812	A	2771	2776	6-1/4	12/01/1984
	2741	3812	A	2922	2928	6	12/02/1984
	2741	3812	A	3764	3796	4-1/8<D<6	Mar-91
	2741	3812	A	2916	2919	<6-1/16	Mar-91
UIS 58	2807	3860	A	3078	3078-3089	< 6	03/01/1981
	2807	3860	A	3114	3114	6 1/4	24/3/85
	2807	3860	A	3114	3125	6 1/8	24/3/85
	2807	3860	A	3204	3214	6 1/8	24/3/85
	2807	3860	A	3715	3715	<4.5	13/12/2013
UIS 59	2866	3820	A1, A2	3421	3421	5-7/8 < D < 6-1/4	20/9/1984
UIS 60	2776	3845	A1, A2	3210	3210	< 1-1/4	09/07/1993

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 61	2534	3679	A	2795	2795	8 3/4	13/3/85
	2534	3679	A	2805	2805	8 3/4	13/3/85
	2534	3679	A	2811	2811	8 3/4	13/3/85
UIS 62	3840	5250	B1, B2, B3, C	1565	1575	5 7/8<D<6 1/6	6/84 - 8/97
	3840	5250	B1, B2, B3, C	4097	4099	6	03/01/2011
	3840	5250	B1, B2, B3, C	2176	2180	6	03/01/2011
UIS 63	4129	5073	B2, B3	4141	4174	NR	24/8/1988
	4129	5073	B2, B3	3892	3892	6-3/16	12/08/1988
	4129	5073	B2, B3	3922	3922	<= 6-3/16	12/08/1988
UIS 64	3117	3678	A	3339	3339	< 5 1/8	27/2/81
	3117	3678	A	3348	3361	5 1/4<D<5 1/2	28/9/84
	3117	3678	A	1600	1520	NR	30/9/84
	3117	3678	A	1547	1514	NR	21/9/84
UIS 65	4042	5012	B	3758	3758	3<D<6	02/02/1959
	4042	5012	B	4200	4200	<5-1/2	17/2/1980
	4042	5012	B	4072	4076	5-15/16	19/2/1980
	4042	5012	B	4083	4117	5-15/16	19/2/1980
	4042	5012	B	4250	4250	3-1/2	29/2/1980
	4042	5012	B	4071	4081	5-7/8	15/3/1984
	4042	5012	B	4081	4280	5-3/4	17/3/1984
	4042	5012	B	4287	4300	4-3/4	17/3/1984
	4042	5012	B	416	1616	6-1/8	26/3/1984
	4042	5012	B	2284	2284	5-1/4	03/03/1989
4042	5012	B	2286	2286	4-15/16	14/6/1989	
UIS 66	3992	5396	A1,A2,A3,B1,B2,B3,C	3991	3999	6<D<6-1/8	04/09/1985
	3992	5396	A1,A2,A3,B1,B2,B3,C	4017	4020	5<D<6-1/8	04/09/1985
	3992	5396	A1,A2,A3,B1,B2,B3,C	4153	4155	4-1/8<D<5-7/8	04/09/1985
UIS 67	3682	5134	B1, B2, B3, C	3745	3749	5-1/16	5/7/198
	3682	5134	B1, B2, B3, C	3751	3759	4-3/4<D<5-1/16	20/1/01985
	3682	5134	B1, B2, B3, C	4597	4609	5-1/16	23/1/1985
UIS 68	2932	4745	A2, B1, B2, B3	3607	3608	6.059	29/06/2011
	2932	4745	A2, B1, B2, B3	3386	3395	NR	24/02/2010

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 69	2616	5183	A, B, C	3781	3781	4	28/3/1961
	2616	5183	A, B, C	4170	4170	4-7/8	25/11/1986
	2616	5183	A, B, C	4157	4157	2-7/8	26/10/1999
	2616	5183	A, B, C	1638	1638	5<D<5-1/2	26/10/1999
	2616	5183	A, B, C	4180	4180	<1	07/07/2001
UIS 70	4063	5024	B1, B2, B3	1380	1383	6-3/32	Dec-80
	4063	5024	B1, B2, B3	1447	1458	6-3/32	Dec-80
	4063	5024	B1, B2, B3	4767	4768	5-1/2	Dec-80
	4063	5024	B1, B2, B3	1506	1506	<6	19/10/1984
UIS 71	3870	5360	B1, B2, B3, C	3160	3162	3	26/6/2010
	3870	5360	B1, B2, B3, C	3952	3953	2.375	30/9/1958
	3870	5360	B1, B2, B3, C	3929	3938	1 1/4 < D < 3 11/16	07/03/1987
	3870	5360	B1, B2, B3, C	1869	1870	5 19/32"	23/9/1997
UIS 72	3996	5270	B, C	4012	4012	6	07/02/1988
	3996	5270	B, C	4175	4178	5-3/4	07/03/1988
	3996	5270	B, C	4012	4020	NR	07/03/1988
	3996	5270	B, C	4179	4179	<6	07/04/1988
	3996	5270	B, C	4227	4230	<5-3/4	07/05/1988
UIS 73	2486	5296	A1, A2, B, C	3696	3696	<4-1/4	20/12/1956
	2486	5296	A1, A2, B, C	4044	4044	6-1/4>D>5-3/8	01/11/1985
	2486	5296	A1, A2, B, C	3983	3983	6	09/05/1986
	2486	5296	A1, A2, B, C	5363	5363	6>D>4-1/2	09/05/1986
	2486	5296	A1, A2, B, C	3858	3865	5-5/8	09/12/1991
	2486	5296	A1, A2, B, C	4600	4600	NR	14/9/1991
UIS 74	3820	5224	B1, B2, B3, C	3173	3175	6-1/4	22/9/1984
	3820	5224	B1, B2, B3, C	3865	3880	6-1/8	25/9/1984
	3820	5224	B1, B2, B3, C	3907	3913	6-1/8	25/9/1984
	3820	5224	B1, B2, B3, C	4112	4115	6-1/8	25/9/1984
	3820	5224	B1, B2, B3, C	4510	4516	6-1/8	26/9/1984
	3820	5224	B1, B2, B3, C	4555	4643	6-1/8	26/9/1984

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 75	4003	5216	B1, B2, B3, C	4305	4305	5<D<5-7/8	Nov-84
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4730	4730	3-1/16<D<4-1/8	04/03/1987
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4707	4707	3-1/16<D<4-1/2	18/4/1987
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4725	4725	NR	24/11/1987
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4728	4728	<4-1/8	18/12/1987
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4072	4078	4	10/07/1989
	4003	5216	B1, B2, B3, C	4305	4305	5-3/4	10/07/1989
	4003	5216	B1, B2, B3, C	2196	2196	6-1/16	20/4/2007
UIS 76	3992	5255	B1, B2, B3, C	1110	1150	NR	16/11/1989
	3992	5255	B1, B2, B3, C	2729	2730	4-1/5	Mar-91
	3992	5255	B1, B2, B3, C	5200	5200	NR	26/12/2000
UIS 77	3892	4885	B2, B1	4161	4161	4-1/2	23/7/1983
	3892	4885	B2, B1	4007	4009	5-7/8<D<6.366	08/07/1984
	3892	4885	B2, B1	4136	4143	>=5-7/8	08/06/1984
	3892	4885	B2, B1	3872	3872	NR	13/6/1984
	3892	4885	B2, B1	4144	4148	4-5/8<d<5-1/16	13/6/1984
	3892	4885	B2, B1	4186	4212	4-1/2<d<4-5/8	13/6/1984
	3892	4885	B2, B1	4212	4212	4-1/2<d<4-5/8	25/4/1957
UIS 78	3871	5024	B1, B2, B3	4032	4032	3	30/6/1960
	3871	5024	B1, B2, B3	4028	4051	5-15/16	08/03/1984
	3871	5024	B1, B2, B3	4255	4255	<3-5/8	21/10/1981
	3871	5024	B1, B2, B3	4051	4051	NC	12/04/1986
	3871	5024	B1, B2, B3	5018	5018	<=3-5/16	Mar-91
UIS 79	2836	5260	A, B,C	5226	5228	D < 6"	30/10/1984
	2836	5260	A, B,C	4939	4958	D < 6 3/16"	31/10/1984
	2836	5260	A, B,C	3248	3249	D < 6 1/4"	11/01/1984
UIS 80	3256	3526	A1, A2	2459	2463	4.5	29/6/1988
	3256	3526	A1, A2	2524	2530	4.5	29/6/1988
UIS 81	2702	3679	A2, A3	3386	3386	6-1/8	15/7/1988
	2702	3679	A2, A3	2592	2595	4-7/8	05/10/2005
	2702	3679	A2, A3	2956	2956	NR	09/02/2006
UIS 82	3396	3680	A2	3510	3510	2-7/8<D<2-7/8	14/12/1984
	3396	3680	A2	3513	3513	4-3/4<D<3-11/16	21/7/1988
	3396	3680	A2	3528	3528	<1.66	15/06/1995

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 83	3188	3666	A2, A3	3346	3365	6-1/8	25/2/1986
	3188	3666	A2, A3	3340	3340	5-7/8	12/08/1987
UIS 84	2606	3106	A1	4474	4474	NR	15/4/1987
	4494	4758	B2				
	2606	3106	A1	3356	3359	6-1/8	12/01/1987
	4494	4758	B2				
	2606	3106	A1	2356	2356	5-7/8"	16/4/2009
UIS 85	3324	3601	A2	3462	3467	4 1/2"	15/5/1987
	3324	3601	A2	2971	2971	4 1/2"	14/5/2003
	3324	3601	A2	2967	2967	4 1/2"	14/5/2003
	3324	3601	A2	3318	3318	4 1/2"	23/3/2005
UIS 86	3066	3544	A2, A3	3512	3512	6-1/8	07/05/1985
	3066	3544	A2, A3	3223	3315	5.61	21/1/1987
	3066	3544	A2, A3	2340	2341	6-1/16	22/1/1987
	3066	3544	A2, A3	3223	3228	6-1/17	22/1/1987
	3066	3544	A2, A3	3315	3317	6-1/18	22/1/1987
	3066	3544	A2, A3	3228	3230	6<D<6-1/16	18/8/1987
	3066	3544	A2, A3	3215	3215	NR	01/01/2007
UIS 87	4227	5060	B1, B2, B3	2341	2346	6-1/16<D<6-1/8	20/3/1987
	4227	5060	B1, B2, B3	3309	3309	6-1/16<D<6-1/8	20/3/1987
	4227	5060	B1, B2, B3	4856	4856	<7	13/6/1988
	4227	5060	B1, B2, B3	3315	3316	NR	14/7/1988
	4227	5060	B1, B2, B3	3224	3227	NR	14/2/1988
UIS 88	3152	3589	A2, A3	2431	2431	NR	07/11/1994
	3152	3589	A2, A3	2420	2420	NR	07/11/1994
	3152	3589	A2, A3	2439	2439	NR	07/11/1994
	3152	3589	A2, A3	3240	3240	NR	21/9/1994
UIS 89	4442	4827	B2	2407	2407	<6-1/8	25/1/1994
	4442	4827	B2	4468	4468	NR	25/1/1994
	4442	4827	B2	3322	3323	<6-1/8	25/1/1994
	4442	4827	B2	2523	2524	<6-1/8	29/1/1994
UIS 90	3616	3796	A2	3714	3720	4-15/16	07/01/1986
	3616	3796	A2	3660	3660	NR	07/08/1986



Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 91	2851	3882	A1	3888	3889	D < 6 1/8	13/02/1988
	3726	3924	A2				
	2851	3882	A1	3765	3765	6 1/8"	28/07/1995
	3726	3924	A2				
2851	3882	A1	3081	3082	6 1/16"	11/03/2013	
3726	3924	A2					
UIS 92	2851	3882	A1	3833	3833	5-7/8<D<6-1/8	26/7/2005
	3726	3924	A2				
UIS 93	3613	3863	A2	3745	3745	6-1/8	02/02/1988
	3613	3863	A2	3750	3750	5-5/8	27/7/2013
UIS 94	3817	3970	A2	3534	3534	D < 6 1/16	17/4/1990
UIS 95	3448	3714	A1, A2	3564	3564	1-1/4<D<4-1/8	9/5/1988
UIS 96	3362	3636	A2	3442	3442	5-3/8<D<6	9/1991
	3362	3636	A2	3008	3008	NR	29/3/1995
UIS 97	2851	3778	A2	3623	3624	5 7/16	09/11/1993
	2851	3778	A2	3205	3211	6.241	26/9/2013
UIS 98	3724	3919	A2	3114	3117	5 3/4"	27/1/2014
	3724	3919	A2	3823	3837	NR	04/10/2004
UIS 99	3585	3688	A2	2842	2842	NR	11/04/2000
	3585	3688	A2	3633	3635	5-7/16 < D < 5-7/8	11/04/2000
UIS 100	3353	3686	A2, A3	3569	3570	5.875	05/10/2984
	3353	3686	A2, A3	3353	3358	6.125	05/11/1984
	3353	3686	A2, A3	2990	NR	6	28/5/1999
UIS 101	2331	2992	A1	2900	2900	6-3/16<D<6-1/16	13/1/1988
	2331	2992	A1	2340	2340	<=6-1/8	20/1/1994
	2331	2992	A1	2333	2333	<5-3/4	03/01/1996
UIS 102	2384	3024	A1	2402	2402	<5-7/8	30/1/1994
	2384	3024	A1	2433	2433	5-7/16	30/1/1994
UIS 103	2452	3126	A1	2476	2478	5-5/8>D>5-7/8	22/2/1989
	2452	3126	A1	2472	2472	5-7/16	29/10/1989
	2452	3126	A1	2436	2436	NR	01/06/1997
UIS 104	2552	3254	A1	2591	2591	NR	07/04/2004



Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 104	2490	3132	A1	2505	2505	4.750	16/6/1984
	2490	3132	A1	2258	2258	5.875	16/6/1984
	2490	3132	A1	2475	2475	NR	30/11/1993
	2490	3132	A1	2542	2542	5-7/8>D<6	21/12/1993
UIS 105	2610	3264	A1	2401	2401	5.875	07/07/1984
	2610	3264	A1	3075	3075	NR	11/01/2011
UIS 106	2680	3352	A1	584	584	NR	07/02/2010
UIS 107	3121	3580	A1	3508	3512	D < 6 1/16	10/05/1989
UIS 108	2706	3359	A1	3044	3044	NR	NR
UIS 109	2623	3212	A1	2617	2622	<4-3/4	30/1/1993
	2623	3212	A1	2590	2590	4.750	06/11/1984
UIS 110	2686	3135	A1	2633	2633	NR	29/3/2005
	3256	3492	A2				
	4654	4998	B2				
	2686	3135	A1	2320	2320	4-1/2"	20/03/2005
	3256	3492	A2				
	4654	4998	B2				
2686	3135	A1	2304	2304	<6	10/01/2011	
3256	3492	A2					
4654	4998	B2					
UIS 111	3226	3645	A2, A3	2275	2300	<5-31/32	04/07/1999
UIS 112	4340	4780	B2	4575	4585	<5-1/2	25/11/1998
	4340	4780	B2	2278	2278	5-15/16	12/09/1996
UIS 113	2602	3467	A1, A2	2560	2572	NR	11/08/1992
	2602	3467	A1, A2	2288	2308	5-15/16	06/05/1994
	2602	3467	A1, A2	2549	2549	NR	05/02/2011
	2602	3467	A1, A2	2549	2549	5-15/16	05/02/2011
UIS 114	2560	3085	B2	2554	2554	>5-15/16	04/04/1994
	2560	3085	B2	2803	2803	5-1/2	04/04/1994
	2560	3085	B2	2300	2300	>5-1/2	18/10/2006
	2560	3085	B2	2734	2734	>5-1/2	02/09/2007
	2560	3085	B2	2913	2913	NR	02/09/2007
	2560	3085	B2	3014	3014	NR	02/09/2007

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 115	2482	3014	B2	2545	2545	<5-3/4	11/11/1992
	2482	3014	B2	2555	2555	5-7/8<D<5-13/16	17/9/1994
	2482	3014	B2	3012	3012	5-1/2	17/9/1994
UIS 116	4305	5006	B2, B3	2551	2551	5-15/16	14/10/1997
	4305	5006	B2, B3	2556	2556	D < 6"	08/12/1999
	4305	5006	B2, B3	2517	2519	D < 6"	25/06/2011
	4305	5006	B2, B3	5177	5177	<6-1/8	19/11/2007
UIS 117	3294	3558	A2	3657	3657	NR	15/19
	3294	3558	A2	3121	3121	4-1/2<D<5-12/16	25/8/2004
	3294	3558	A2	3529	3529	<4-1/2	26/10/2004
UIS 118	2811	3598	B2	4684	4684	6-1/8>D>5-7/8	12/01/1987
	4440	4983					
	2811	3598	B2	4383	4387	5-1/2	04/01/2011
	4440	4983					
UIS 119	2141	2957	A0, A1	2276	2288	D < 6	08/01/1995
	2141	2957	A0, A1	2305	NR	4-3/4 < D < 5-15/16	17/4/1998
	2141	2957	A0, A1	2341	NR	D < 4-3/4	17/4/1998
	2141	2957	A0, A1	2461	NR	D < 4-3/4	17/4/1998
UIS 120	4200	4933	B2	4847	4847	<6-1/32	02/01/1987
	4200	4933	B2	4030	4030	<6-1/32	07/01/1998
	4200	4933	B2	4796	4801	<6-1/32	07/01/1998
	4200	4933	B2	3559	3559	NR	Sep-09
UIS 121	2464	3028	A1	1764	1764	6-1/8"	07/01/1988
	2464	3028	A1	1806	1806	6-1/8"	07/01/1988
	2464	3028	A1	2520	2528	NR	27/01/1988
UIS 122	4419	4787	B2	4390		D < 6"	29/08/2010
	4419	4787	B2	4509		D < 6"	29/08/2010
	4419	4787	B2	4482		D < 6-3/16"	30/08/2010
	4419	4787	B2	3814		D < 6-3/16"	31/08/2010
UIS 123	2309	2960	A1	2643	2643	D < 6-1/8"	05/03/2008
	2309	2960	A1	2970	2972	6.125	23/6/1984

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 124	2424	2945	A1	2174	2174	NR	24/10/2006
UIS 125	4256	4894	B2, B3	2460	2523	5-1/2<D<5-5/8	Aug-10
	4256	4894	B2, B3	4474	4475	6.125	May-83
	4256	4894	B2, B3	4107	4107	6-1/8	20/10/1983
UIS 126	3906	4150	B	4143	4143	6	07/09/1983
	3906	4150	B	4207	4208	6	08/07/1984
	3906	4150	B	4042	4042	6.125	07/10/1983
	3906	4150	B	3933	3933	6.125	11/71983
UIS 127	2114	2898	A1	2261	2261	4-1/8	06/07/1994
	2114	2898	A1	2885	2885	>6-1/8	02/02/1988
UIS 128	4274	4860	B2, B3	4560	4560	2-7/8<D<2-3/8	03/08/1995
	4274	4860	B2, B3	4664	4664	6-1/8"	03/07/1998
	4274	4860	B2, B3	4730	4757	6	31/07/2010
UIS 129	3804	4255	B1, B2	1835	1838	6-1/8<D<=6-1/16	08/09/1987
	3804	4255	B1, B2	4205	4205	<6-1/8	08/09/1987
	3804	4255	B1, B2	1959	1961	< 6-1/8"	01/07/2010
	3804	4255	B1, B2	1983	1986	< 6-1/8"	01/07/2010
	3804	4255	B1, B2	2043	2051	< 6-1/8"	01/07/2010
	3804	4255	B1, B2	2234	2242	< 6-1/8"	01/07/2010
	3804	4255	B1, B2	3898	3906	< 6-1/8"	01/07/2010
UIS 130	2103	2134	A2, A3	2042	2042	<6-1/8	06/06/2000
	2980	3410					
	2103	2134	A2, A3	2996	2996	<6-1/8	06/06/2000
	2980	3410					
UIS 131	2146	2148	B1, B2	2109	2110	NR	Oct-87
	4003	4260					
	2146	2148	B1, B2	4100	4100	1-1/4" <D< 3-21/32"	14/09/2007
	4003	4260					
	2146	2148	B1, B2	2010	2010	D < 4-1/2"	14/09/2007
4003	4260						
2146	2148	B1, B2	2092	2102	D < 3-1/2	14/09/2007	
4003	4260						
2146	2148	B1, B2	2096	2096	<4	11/09/1989	
4003	4260						

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 131 A	3044	3530	A2, A3	2485	2485	4-1/2" < D < 6-1/8"	29/9/1993
UIS 132	4433	4670	B2	2372	2397	6	01/11/1988
	4433	4670	B2	2331	2342	6	14/2/1990
UIS 133	2490	3169	A1	431	431	6-3/16	24/3/1988
	2490	3169	A1	1379	1379	6-3/16	24/3/1988
	2490	3169	A1	2210	2210	6-3/16	24/3/1988
	2490	3169	A1	2504	2509	5-3/16	03/01/1988
	2490	3169	A1	3138	3146	6-1/8	24/3/1988
	2490	3169	A1	2519	2523	5-3/16 < D < 6-1/32	03/01/1988
UIS 134	2780 3620	3648 3826	A1, A2	3240	3240	4-5/8	28/6/2005
	2780 3620	3648 3826	A1, A2	3749	3756	6-5/32	25/4/1986
UIS 135	2562	3250	A1	3019	3019	3-21/32	04/01/1998
UIS 136	2533	2998	A0, A1	2806	2806	<5-1/2	19/3/1994
	2533	2998	A0, A1	2534	2534	6	Sep-91
	2533	2998	A0, A1	2841	2841	NR	29/3/1994
UIS 137	2801	4844	B2	2835	2835	5-11/16	06/10/1992
	2801	4844	B2	2042	2042	5-3/32	04/06/2010
UIS 138	2452 4115	3426 4837	A0, A1, A2, A3 B2, B3	4192	4192	NR	23/11/2009
	2452 4115	3426 4837	A0, A1, A2, A3 B2, B3	3774	3774	6-1/16"	11/07/2009
	2452 4115	3426 4837	A0, A1, A2, A3 B2, B3	4215	4215	3-5/8 < D < 5-15/16	08/12/1992
UIS 139	2726 4018	3392 4694	A1 B2, B3	4212	4212	<6-1/8	22/12/1989
	2726 4018	3392 4694	A1 B2, B3	2542	2543	<=6-1/8	30/4/1987
UIS 140	2882 3584	3187 3989	A1 B1, B2	Restricción @ 3558' con taper mill de 6-3/16"			
	4322	4917	B2	1890	1900	5-3/4	25/1/1992
UIS 142	2488	3145	A1	2918	2920	5-3/4 < D < 6	20/4/1984



Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 143	3214	3678	A1	3341	3344	5-15/16>D>4-1/16	09/04/1986
UIS 144	3108	3471	A1	3141	3141	4-1/16<=D<5-1/2	09/12/1986
	3108	3471	A1	3341	3344	4.5	07/11/1984
UIS 145	3018	3740	A1	3704	3708	<6-1/8	17/7/1985
	3018	3740	A1	3283	3286	6-1/8	25/10/1987
	3018	3740	A1	3260	3260	6-1/8	Dec-87
	3018	3740	A1	3598	3598	6-1/8	Dec-87
	3018	3740	A1	3750	3750	<6-1/8	30/4/1988
UIS 146	3046	3731	A1	3293	3296	6-3/16	17/11/1986
	3046	3731	A1	3417	3424	6-1/8	19/11/1986
	3046	3731	A1	3048	3050	<5-3/4	Oct-87
UIS 147	3055	3647	A1	3275	3275	5-1/2<D<4-1/2	12/02/1986
	3055	3647	A1	3545	3545	5-1/2	08/04/1991
UIS 148	2949	3761	A1, A2	3180	3180	5-7/8	18/10/1991
	2949	3761	A1, A2	3250	3250	5-7/8	18/10/1991
	2949	3761	A1, A2	3650	3650	5-7/8	18/10/1991
UIS 149	3116	3688	A1	3336	3337	<=6-3/16	07/06/1985
UIS 150	3294	3688	A1	3359	3363	+6-3/16	07/07/1986
	3294	3688	A1	3671	3674	NR	07/08/1986
UIS 151	3212	3410	A	2242	2262	<5-3/4	20/10/2004
	4398	5000	B2				
	3212	3410	A	4394	4394	6-1/8>D>5-7/8	Dec-08
	4398	5000	B2				
	3212	3410	A	4408	4408	6>D>2-7/8	13/5/1992
	4398	5000	B2				
3212	3410	A	4905	4905	6>D>2-7/8	13/5/1992	
4398	5000	B2					
3212	3410	A	5016	5017	<2-7/8	13/5/1992	
4398	5000	B2					

Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERÍSTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 152	2586	3115	A1	2623	2636	>=4-3/4	13/1/1993
	3202	3494	A2				
	3616	3656	A3				
	4390	4830	B2				
	5130	5137	B3				
UIS 153	2390	3118	A1, A2	2897	2897	4.5	18/5/2014
UIS 154	2551	2957	A1	2316	2317	6<D<6-1/8	17/11/1993
	3057	3352	A2				
	4081	4189	B1				
	4309	4950	B2				
	2551	2957	A1	4729	4741	6-1/8>D>6	30/6/1988
	3057	3352	A2				
	4081	4189	B1				
	4309	4950	B2				
UIS 155	2156	4456	A0, A1, A3, B1, B2	3204	3205	5-1/2>D>5	22/5/1989
	2156	4456	A0, A1, A3, B1, B2	2145	2145	6-1/8	22/5/1989
UIS 156	2496	3564	A1, A2, A3	2603	2603	5-7/8<D<6-1/8	07/01/1992
	2496	3564	A1, A2, A3	3092	3092	5-7/16<D<5-7/8	07/01/1992
	2496	3564	A1, A2, A3	3214	3214	3-3/4<D<4-7/16	12/01/1992
UIS 157	2632	3381	A1, A2	2700	2700	1-1/4<D<=2-3/8	24/11/1985
	2632	3381	A1, A2	3360	3360	<=6.078	16/5/1987
UIS 158	2463	3612	A1, A2, A3	2986	2986	6	22/9/1987
	2463	3612	A1, A2, A3	3325	3325	5.5	23/9/1987
	2463	3612	A1, A2, A3	3457	3457	6-1/8	15/9/1987
UIS 159	2632	3894	A1, A2	3564	3564	5.9	08/07/2009
	2632	3894	A1, A2	3573	3573	D < 4.5	08/07/2009
	2632	3894	A1, A2	3885	3890	D < 4.5	08/07/2009
	2632	3894	A1, A2	3310	3770	NR	08/07/2009
UIS 160	2831	3507	A1, A2	2785	2785	5.6	16/7/2011
UIS 161	2844	3620	A1, A2, A3	800	1500	6	07/08/2012
UIS DIR	2622	4942	A1, A2, A3, B1, B2	2228	2228	6	17/2/2010
	2622	4942	A1, A2, A3, B1, B2	3428	3428	5-31/32>D>5-3/4	10/02/2013



Nombre del Pozo	CAÑONEO			CARACTERISTICAS DEL COLAPSO			
	Tope (ft)	Base(ft)	Formación	Profundidad Inicial del colapso (ft)	Profundidad Final del Colapso (ft)	Diámetro del colapso (in)	Fecha registrada del Colapso
UIS 163	2740	4836	A1, A2, B1, B2, B3	2659	2660	5-3/8	06/03/2012
	2740	4836	A1, A2, B1, B2, B3	2666	2690	NR	22/3/2014
UIS 164	2714	3816	A1, A2	3976	3976	NR	28/9/2012
	2714	3816	A1, A2	3618	3618	D < 6	25/10/2012
UIS 165	2548	3702	A1, A2, A3	3012	3012	5-1/2 < D < 5-13/16	13/11/2012
UIS 166	2530	4884	A1, A2, A3, B1, B2	2779	2779	5-7/32 < D < 5-7/8	22/8/2013
UIS 167	2362	5220	A1,A2,A3,B1,B2,B3,C	3804	3804	NR	26/2/2011
UIS 168	2586	5370	A1,A2,A3,B2,C	2941	2941	5-15/16 < D < 6	16/7/2011
	2586	5370	A1,A2,A3,B2,C	4277	4277	NR	17/7/2011
	2586	5370	A1,A2,A3,B2,C	5274	5274	NR	18/7/2011
	2586	5370	A1,A2,A3,B2,C	5342	5342	5-15/32 < D < 5-15/16	21/6/2013
UIS 169	2673	3742	A1,A2	3680	3680	>6	08/01/2012
	2673	3742	A1,A2	3742	3742	D < 6"	09/07/2013

ANEXO C. Tabla de pozos Colapsados por año en el Bloque UIS-ESTUDIO

Año	Pozos Totales Colapsados	Pozos Productores Colapsados
1947	1	1
1955-1948	0	0
1956	2	2
1957	2	2
1958	2	2
1959	1	1
1960	2	2
1961	3	3
1962-1969	0	0
1970	1	1
1978-1971	0	0
1979	4	4
1980	6	6
1981	3	3
1982	0	0
1983	4	2
1984	46	42
1985	23	22
1986	16	11
1987	22	12
1988	18	9
1989	12	8
1990	1	0
1991	20	18
1992	7	2

Año	Pozos Totales Colapsados	Pozos Productores Colapsados
1993	9	6
1994	12	5
1995	6	2
1996	4	3
1997	8	7
1998	4	2
1999	7	5
2000	3	1
2001	1	1
2002	0	0
2003	1	0
2004	8	6
2005	5	3
2006	5	3
2007	5	3
2008	2	2
2009	7	4
2010	11	5
2011	11	9
2012	5	5
2013	8	5
2014	5	4

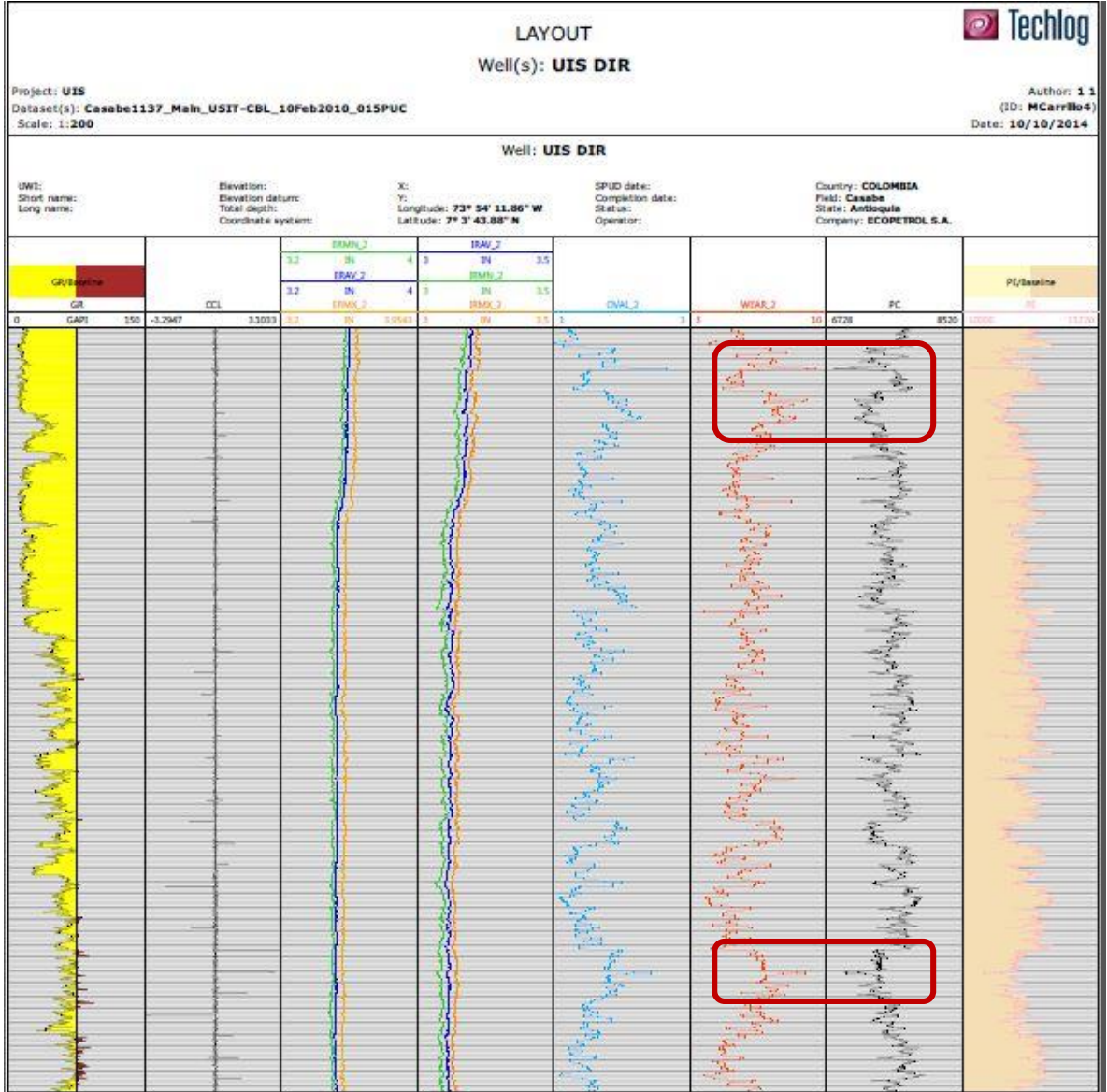


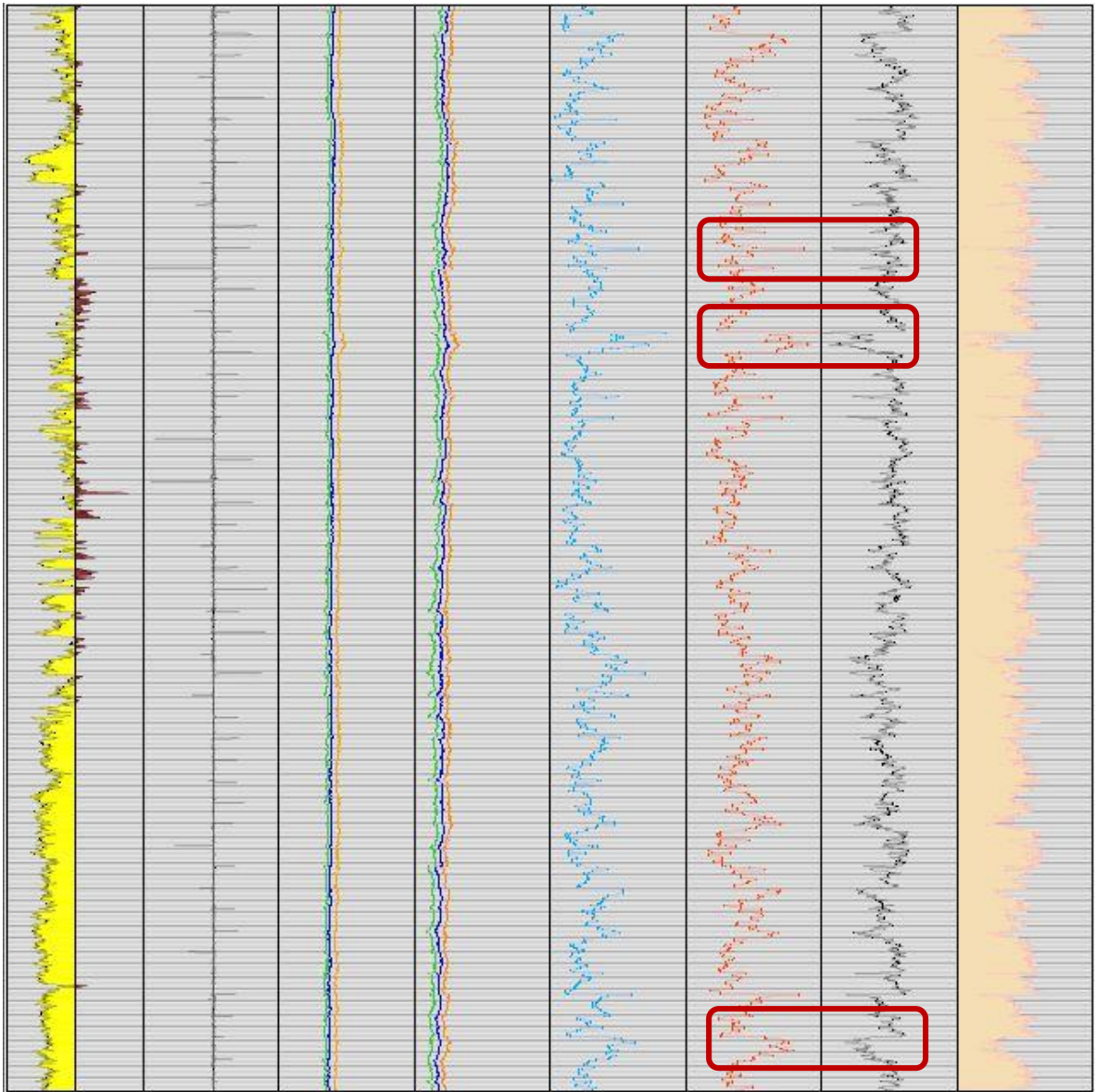
ANEXO D. Tablas de colapsos de los pozos productores del bloque UIS-ESTUDIO por revestimiento de producción utilizado.

Revestimiento de Producción			
OD (in)	Peso (Lb/ft)	Grado API	Numero de Pozos Colapsados
6 5/8	20	H 40	2
7	20	H 40	11
9 5/8	36	H 40	1
6 5/8	20	J 55	1
7	20	J 55	23
7	23	J 55	2
7	20-23	J 55	11
7	20-26	J 55	2
7	20-23	J 55-N 80	7
7	20-24	J 55-N 80	2
7	20-23	J 55-H 40	2
7	23	J 55-K 55-N 80	1
7	23	K 55-N 80	24
7	23	N 80	1
7	26	N 80	1
7	23-26	N 80	1
7	26-29	N 80	1
7	23	P 110	1
7	29	P 110	14
Total pozos productores			108

Liner Ranurado			
OD (in)	Peso (Lb/ft)	Grado API	Numero de Pozos Colapsados
4 1/2	9.5	H 40	1
6 5/8	20	H 40	5
6 5/8	28	J 55	1
6 5/8	28	H 40	1
Total pozos productores			8

ANEXO E. Proyecto UIS DIR generado en TECHLOG





Las regiones encerradas en el recuadro rojo hacen referencia a aquellas zonas colapsadas o con problemas de posible colapsamiento del revestimiento.

ANEXO F. Datos a partir de los cuales se generó el Proyecto UIS DIR en TECHLOG

ERAV_2	ERMN_2	ERMX_2	IRAV_2	IRMN_2	IRMX_2	OVAL_2	FO	WEAR_2	FW	PC_	PE_
3.5978	3.5808	3.6159	3.1954	3.1773	3.2169	1.247481	0.962683	5.180782	0.94657	3490.075	6001.255
3.5982	3.581	3.6159	3.1974	3.1794	3.2172	1.246345	0.965555	5.169014	0.950599	3515.386	6026.797
3.5982	3.5805	3.6156	3.1982	3.1794	3.2177	1.224314	0.964769	5.155115	0.95125	3514.929	6030.925
3.5981	3.5809	3.6156	3.1982	3.1794	3.2192	1.246345	0.96241	5.155115	0.947487	3492.465	6007.068
3.5982	3.5809	3.6156	3.1986	3.1795	3.2192	1.214065	0.962569	5.155115	0.948449	3496.589	6013.166
3.5982	3.5809	3.6156	3.1989	3.1794	3.218	1.214065	0.964297	5.155115	0.952166	3516.595	6036.735
3.5984	3.5809	3.6159	3.1989	3.1827	3.2192	1.248617	0.967659	5.25129	0.949187	3517.812	6017.844
3.5985	3.5775	3.6159	3.1989	3.179	3.2212	1.251806	0.958627	5.48733	0.944194	3466.647	5986.191
3.5989	3.5809	3.6159	3.199	3.1827	3.2212	1.248617	0.964517	5.48733	0.944486	3489.024	5988.041
3.5989	3.5809	3.6178	3.199	3.181	3.2212	1.231738	0.961812	5.48733	0.944486	3479.242	5988.041
3.5989	3.5809	3.6178	3.199	3.181	3.2212	1.231738	0.961812	5.48733	0.944486	3479.242	5988.041
3.5989	3.5809	3.6191	3.1998	3.1817	3.2217	1.257188	0.962141	5.48733	0.945127	3482.79	5992.104
3.5991	3.5783	3.623	3.2	3.1825	3.2217	1.257188	0.963413	5.48733	0.945628	3489.246	5995.281
3.5989	3.5783	3.623	3.2	3.1825	3.2212	1.263753	0.964199	5.48733	0.946854	3496.619	6003.054
3.5989	3.5783	3.6223	3.2	3.1825	3.2217	1.263753	0.963413	5.48733	0.945601	3489.146	5995.108
3.6003	3.5787	3.6212	3.2021	3.1825	3.2233	1.282014	0.960899	5.48733	0.946761	3484.31	6002.462
3.6023	3.5796	3.6223	3.2024	3.1825	3.2244	1.292169	0.959171	5.501394	0.944986	3471.524	5991.211
3.6003	3.5787	3.6223	3.2024	3.1817	3.2244	1.31488	0.957897	5.529045	0.94471	3465.9	5989.458
3.5987	3.5787	3.6212	3.2	3.1817	3.2244	1.31658	0.957897	5.744873	0.938801	3444.224	5951.999
3.5987	3.5787	3.6212	3.1987	3.1817	3.2244	1.327798	0.957897	5.753975	0.93575	3433.029	5932.653
3.6008	3.5787	3.6223	3.1987	3.1807	3.2218	1.327798	0.960392	5.753975	0.942551	3466.986	5975.775
3.5987	3.5787	3.6212	3.1976	3.179	3.2208	1.327798	0.959256	5.753975	0.942159	3461.446	5973.288
3.6008	3.5796	3.6212	3.1976	3.1782	3.2208	1.31488	0.957981	5.753975	0.94246	3457.95	5975.198
3.6008	3.5796	3.6212	3.196	3.1782	3.2204	1.312522	0.95861	5.744873	0.939723	3450.172	5957.846
3.6008	3.5796	3.6205	3.196	3.1771	3.2188	1.292169	0.959374	5.632404	0.943676	3467.445	5982.905
3.6	3.5796	3.6188	3.1946	3.1771	3.2151	1.262995	0.965197	5.343488	0.949433	3509.772	6019.404
3.6	3.5796	3.6188	3.1945	3.1769	3.2151	1.247052	0.964878	5.343488	0.949198	3507.747	6017.917
3.6	3.5785	3.6188	3.1941	3.1755	3.2151	1.247052	0.962647	5.343488	0.948263	3496.187	6011.986
3.6	3.5785	3.6188	3.1941	3.175	3.2151	1.247052	0.96185	5.343488	0.948263	3493.292	6011.986
3.598	3.5768	3.6161	3.1919	3.1745	3.2136	1.247052	0.963416	5.343488	0.946565	3492.714	6001.223
3.598	3.5768	3.6163	3.1919	3.1745	3.2136	1.247634	0.963416	5.343488	0.946565	3492.714	6001.223
3.598	3.5768	3.6163	3.1919	3.1745	3.2151	1.247634	0.961053	5.343488	0.942871	3470.551	5977.803
3.598	3.5768	3.6163	3.1919	3.174	3.2151	1.262995	0.960255	5.346121	0.942871	3467.67	5977.803
3.5978	3.5768	3.6163	3.1919	3.174	3.2136	1.278944	0.962618	5.589893	0.946539	3489.726	6001.056



ERAV_2	ERMN_2	ERMX_2	IRAV_2	IRMN_2	IRMX_2	OVAL_2	FO	WEAR_2	FW	PC_	PE_
3.5978	3.5767	3.6163	3.1938	3.1747	3.2136	1.310442	0.963735	5.712887	0.95099	3510.203	6029.278
3.5973	3.5767	3.6183	3.1943	3.1747	3.2174	1.329053	0.95775	5.712887	0.94268	3457.919	5976.588
3.5973	3.5767	3.6183	3.1943	3.1747	3.2174	1.345011	0.95775	5.722103	0.94268	3457.919	5976.588
3.598	3.578	3.6212	3.1943	3.1752	3.2174	1.345011	0.958547	5.732042	0.942779	3461.164	5977.219
3.5982	3.5781	3.6233	3.1951	3.1747	3.2192	1.345011	0.954915	5.732042	0.940214	3438.666	5960.956
3.5982	3.5792	3.6256	3.1951	3.1747	3.218	1.345011	0.956805	5.732042	0.943191	3456.381	5979.829
3.598	3.578	3.6212	3.1951	3.1747	3.2192	1.345011	0.954915	5.722103	0.940184	3438.558	5960.767
3.5982	3.5767	3.6212	3.1952	3.1752	3.2192	1.344756	0.955713	5.680939	0.940447	3442.394	5962.433
3.5984	3.5723	3.6212	3.1957	3.1753	3.218	1.344756	0.957762	5.53762	0.944624	3465.097	5988.915
3.5984	3.5723	3.6212	3.1957	3.1754	3.218	1.341561	0.957922	5.53762	0.944624	3465.675	5988.915
3.5984	3.5723	3.6198	3.1961	3.1768	3.2169	1.26228	0.961886	5.170298	0.948297	3493.549	6012.203
3.5984	3.578	3.6198	3.1961	3.1768	3.2136	1.158396	0.96708	4.349967	0.9565	3542.798	6064.212
3.5987	3.5792	3.6198	3.1961	3.1768	3.2136	1.158396	0.96708	4.349967	0.956533	3542.918	6064.417
3.5987	3.5802	3.6179	3.1961	3.1768	3.2136	1.158396	0.96708	4.346727	0.956533	3542.918	6064.417
3.5995	3.5802	3.6179	3.1961	3.1764	3.2126	1.139656	0.968017	4.346727	0.959098	3555.86	6080.679
3.6001	3.5827	3.6179	3.1955	3.1772	3.2122	1.101594	0.96992	4.127539	0.958725	3561.465	6078.314
3.6001	3.5859	3.6179	3.193	3.1772	3.2118	1.08901	0.97055	4.104208	0.95382	3545.543	6047.216
3.6001	3.5865	3.6179	3.1928	3.177	3.2095	1.038912	0.973851	4.100179	0.958998	3576.919	6080.049
3.6001	3.5865	3.6179	3.1927	3.177	3.2094	1.022979	0.974009	4.099171	0.959008	3577.536	6080.112
3.6001	3.5865	3.6154	3.1927	3.1764	3.2094	1.019827	0.973054	4.099171	0.959008	3574.031	6080.112
3.5996	3.5859	3.6154	3.1927	3.177	3.2094	1.019827	0.974009	4.099171	0.958958	3577.348	6079.793
3.5996	3.5862	3.6151	3.1928	3.177	3.2087	1.019827	0.97511	3.930753	0.960915	3588.702	6092.199
3.5996	3.5862	3.613	3.193	3.177	3.2087	1.019827	0.97511	3.930753	0.961388	3590.468	6095.196
3.5987	3.5862	3.613	3.1935	3.177	3.2094	1.038912	0.974009	3.930753	0.96076	3584.072	6091.221
3.5982	3.5854	3.6123	3.1935	3.1755	3.2094	1.067549	0.971623	3.930753	0.960712	3575.111	6090.914
3.598	3.5847	3.6118	3.1935	3.1751	3.2094	1.080276	0.970986	3.930753	0.960693	3572.697	6090.79
3.598	3.5847	3.6117	3.1935	3.1748	3.2097	1.095892	0.970036	3.987105	0.95995	3566.443	6086.085
3.598	3.5849	3.6118	3.1942	3.1751	3.2103	1.099288	0.969569	3.990068	0.960129	3565.39	6087.218
3.5977	3.5849	3.6085	3.1942	3.1755	3.2103	1.108623	0.970205	4.004961	0.960099	3567.62	6087.03
3.5977	3.5849	3.6085	3.1935	3.1755	3.2117	1.136969	0.968001	4.502701	0.954973	3540.509	6054.529
3.5967	3.5847	3.6118	3.1935	3.1755	3.2117	1.139979	0.968001	4.51387	0.954861	3540.094	6053.82
3.5963	3.5794	3.6112	3.1935	3.1755	3.2117	1.139979	0.968001	4.518353	0.954817	3539.928	6053.536
3.5958	3.5787	3.6104	3.1926	3.1751	3.2112	1.139979	0.968152	4.613093	0.953869	3536.966	6047.53
3.5958	3.5787	3.6112	3.1935	3.1745	3.2122	1.187587	0.965621	4.648245	0.953518	3526.42	6045.301
3.5958	3.577	3.6127	3.1938	3.1745	3.2135	1.228541	0.963573	4.900511	0.950995	3509.632	6029.308
3.5958	3.5769	3.6138	3.1942	3.1695	3.2149	1.41383	0.95338	4.913955	0.948456	3463.236	6013.212