

**DIAGNÓSTICO Y CARACTERIZACIÓN DE COLAPSOS MECÁNICOS EN  
REVESTIMIENTOS DE POZOS EN LOS CAMPOS SOMETIDOS A INYECCIÓN  
DE AGUA EN LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN HUILA**

**JHON JAIME ROMERO OBANDO**

**JOSE RICARDO PALENCIA MEDINA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2010**

**DIAGNÓSTICO Y CARACTERIZACIÓN DE COLAPSOS MECÁNICOS EN  
REVESTIMIENTOS DE POZOS EN LOS CAMPOS SOMETIDOS A INYECCIÓN  
DE AGUA EN LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN HUILA**

**JHON JAIME ROMERO OBANDO**

**JOSE RICARDO PALENCIA MEDINA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para  
Optar al título de ingeniero de petróleos.**

**Director  
DIEGO FERNANDO BRIÑEZ  
INGENIERO DE PRODUCCIÓN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2010**

Nota de Aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del presidente del jurado**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, 25 de Febrero de 2010**

## **DEDICATORIA**

Dedico este logro ante todo a Dios por haberme permitido culminar esta etapa tan especial en mi vida dándome sabiduría, salud, bienestar y felicidad.

A mi padre Ricardo Palencia León y a mi madre Rosario Medina Ninco por darme es apoyo y amor incondicional, que me enseñaron a ser una persona de bien inculcándome los valores. A Diana Caterine Palencia Medina mi hermana menor, que ha sido y seguirá siendo mi fuente de inspiración.

A los compañeros de universidad y amigos que siempre estuvieron conmigo en las buenas y en las malas, brindándome apoyo y momentos de felicidad.

### **JOSE RICARDO PALENCIA MEDINA**

Quiero dedicar este trabajo a Dios, por haber permitido la culminación esta etapa de mi vida, fruto del esfuerzo y dedicación constante, la cual se fue construyendo durante todo el transcurso de mi formación profesional. A mis padres y hermanos, por ser la fuente de esperanza y amor, a partir de las cuales mis metas y sueños llegan a tornarse una realidad.

A mis amigos y compañeros de la Universidad, quienes supieron brindar una voz de aliento en los momentos de incertidumbre y también estuvieron allí para celebrar y reconocer los triunfos alcanzados. A ellos solo me resta decirles, gracias por compartir una parte de su vida conmigo.

Por último, a todas aquellas personas que de una u otra forma estuvieron presentes en cada una de las etapas de la elaboración de este proceso. Gracias por permitirme crecer como profesional y como ser humano.

### **JHON JAIME ROMERO OBANDO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- ECOPETROL S.A. por permitirnos desarrollar este proyecto.
- La Universidad SURCOLOMBIANA, por la formación impartida durante estos años.
- Ing. Darwin Villadiego, por su colaboración y compañerismo.
- Ing. Diego Fernando Briñez, Director del proyecto por sus valiosos consejos.
- Ing. Henry Chavarro, por su excelente colaboración y compañerismo.
- Ing. Camilo Ortega, por su colaboración y valiosos consejos.
- Los departamentos de ingeniería y producción de la Superintendencia de Operaciones Huila –Tolima de ECOPETROL S.A.
- A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	27
1. GENERALIDADES	28
1.1 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL	28
1.2 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO DE LA ZONA	30
1.2.1 Unidad TH	30
1.2.2 Unidad TB	30
1.2.3 Unidad TKGBAS	30
1.2.4 Unidad K4	30
1.3 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	30
1.3.1 Campo Cebú – Palogrande (CB-PG)	32
1.3.1.1 Reseña histórica	32
1.3.1.2 Mecanismo de producción	33
1.3.2 Campo Dina Cretáceos (DK)	36
1.3.2.1 Reseña histórica	36
1.3.2.2 Modelo geológico y estructural campo Dina cretáceos	37
1.3.3 Campo Pijao	39
1.3.3.1 Reseña histórica	39
1.3.3.2 Modelo geológico y estructural del campo Pijao	40

1.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPOS DINA CRETACEOS, CEBÚ-PALOGRANDE Y PIJAO	42
1.5 COLAPSO	44
1.5.1 Efectos de imperfecciones	44
1.5.2 Resistencia al colapso con imperfecciones	44
1.5.3 Revestimiento colapsado	44
1.5.4 Trabajos de cementación defectuosas	47
2 REVISION DE LA HISTORIA DE LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCION HUILA (CPH)	49
2.1 FUNDAMENTO TEORICO DE LOS SOFTWARE	49
2.1.1 Oil Field Manager (OFM)	49
2.1.2 Drilling Information Management System (DIMS)	49
2.1.3 Profile	49
2.2 ELABORACION BASE DE DATOS	50
2.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS	51
2.4 FASES DEL ESTUDIO	51
2.4.1 Estadística y probabilidad	51
2.4.2 Caracterización y clasificación de las restricciones	52
2.4.3 Mapa de criticidad	52
2.4.4 Acciones y recomendaciones	52

3	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRADE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO	53
3.1	GENERAL Y TIPO DE POZO	53
3.2	DISTRIBUCIÓN DE COLAPSOS POR CAMPO	56
3.2.1	Campo Cebú-Palogrande (CB-PG)	56
3.2.2	Campo Dina Cretáceos (DK)	58
3.2.3	Campo Pijao (PJ)	59
3.3	NÚMERO DE RESTRICCIONES POR POZO	61
3.3.1	Número de restricciones por pozo en el campo Cebú-Palogrande	63
3.3.2	Colapsos por pozo en el campo Dina Cretáceos (DK)	63
3.3.3	Colapsos por pozo en el campo Pijao (PJ)	64
3.4	MAPA DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRADE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO	65
4	CLASIFICACIÓN DE LOS COLAPSOS EN LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRADE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO	70
4.1	FECHA DE COLAPSOS	70
4.1.1	Fecha de colapsos general	70
4.2	FECHA DE COLAPSOS POR CAMPO	72
4.2.1	Colapsos en Cebú-Palogrande (CB-PG)	72
4.2.2	Colapsos campo Dina Cretáceos (DK)	73
4.2.3	Colapsos campo Pijao (PJ)	75

4.3	CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN	77
4.3.1	Distribución de colapsos según la cantidad de pozos perforados por campaña	78
4.4	TIEMPO DE SERVICIO DE LOS CASING	81
4.4.1	Tiempo de servicio de los revestimientos sin colapsos	82
4.4.2	Tiempo de servicio de los revestimientos con colapsos	82
4.5	FORMACIONES EN DONDE SE PRESENTAN LAS RESTRICCIONES	84
4.6	COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS	88
4.6.1	Cañoneo	88
4.6.2	Tipo de casing	89
4.6.3	Topes de cemento en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao	91
4.7	CONVERSIÓN POZOS	93
4.8	INYECCIÓN DE AGUA	94
4.9	PRESIÓN DE INYECCIÓN	99
5	ELABORACIÓN DE LA TABLA DE CRITICIDAD	105
5.1	TIEMPO DE SERVICIO DEL REVESTIMIENTO	105
5.2	ESTADO MECÁNICO DEL POZO	105
5.2.1	Porcentaje cementado de cada zona problemática	106

5.2.2 Existencia de colapso	106
5.3 TIPO DE POZO	107
5.3.1 Pozos tipo inyector	107
5.3.2 Pozos tipo productor	108
5.4 VALOR CRÍTICO POR FACTOR EVALUADO EN LA TABLA DE CRITICIDAD	109
6 ESCENARIOS ECONÓMICOS	114
6.1 NO HACER NADA	114
6.2 INTERVENCIÓN DE POZO	117
6.3 PERFORACIÓN O CONVERSIÓN DE POZO	117
7 CONCLUSIONES	118
8 RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121
ANEXOS	122

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Número y tipo de pozos del campo Cebú-Palogrande (CB-PG).	33
Tabla 2. Número y tipos de pozos del campo Dina Cretáceos (DK).	37
Tabla 3. Número y tipo de pozos del campo Pijao (PJ).	40
Tabla 4. Campos y Número de pozos Inyectores.	42
Tabla 5. Distribución de pozos de los campo Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	51
Tabla 6. Distribución condiciones actuales por tipo de pozo en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	55
Tabla 7. Clasificación de pozos según su tiempo de servicio en años y días.	81
Tabla 8. Estado mecánico de los diferentes casing.	90
Tabla 9. Pozos convertidos con presencia de colapsos.	94
Tabla 10. Relación promedio de agua/petróleos.	115
Tabla 11. Distribución de estado de los pozos en el campo Cebú-Palogrande.	123
Tabla 12. Distribución de estados de los pozos en el campo Dina Cretáceos.	123
Tabla 13. Distribución de estados de los pozos en el campo Pijao.	123
Tabla 14. Distribución de estado de los pozos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	123
Tabla 15. Distribución de restricciones en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	124
Tabla 16. Distribución de Pozos por campaña en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	143

Tabla 17. Distribución de pozos perforados y pozos con colapso de cada campaña de perforación.	143
Tabla 18. Distribución de pozos por grupo de servicio de los pozos que no tienen colapsos	146
Tabla 19. Distribución de pozos por grupo de servicio de los pozos que no tienen colapsos.	146
Tabla 20. Distribución de pozos sin colapso por tiempo de servicio promedio.	146
Tabla 21. Distribución de pozos con colapsos por tiempo de servicio promedio.	147
Tabla 22. Campo Cebú-Palogrande.	148
Tabla 23. Campo Dina Cretáceos.	148
Tabla 24. Campo Pijao.	148
Tabla 25. Pozos con colapso por tiempo de servicio promedio.	149
Tabla 26. Distribución de pozos con colapso por tiempo de servicio promedio.	150
Tabla 27. Distribución de colapsos según tope de cemento.	152
Tabla 28. Distribución por pozo.	152
Tabla 29. Porcentaje cementado en zonas problemáticas en los colapsos que se presentan por encima del tope del cemento.	154
Tabla 30. Porcentaje cementado de las formaciones problemáticas.	154
Tabla 31. Distribución de pozos convertidos.	156
Tabla 32. Años de servicio de los pozos que tienen problemas de colapsos después de la conversión	156
Tabla 33. Relación agua/petróleo	160

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Propiedades promedio de los fluidos del campo Cebú-Palogrande.	32
Cuadro 2. Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Cebú-Palogrande.	33
Cuadro 3. Propiedades de los fluidos Campo Dina Cretáceos.	36
Cuadro 4. Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Dina Cretáceos.	37
Cuadro 5. Propiedades de los fluidos Campo Pijao.	39
Cuadro 6. Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Pijao.	39
Cuadro 7. Clasificación tiempo de servicio para la generación de la tabla de criticidad.	105
Cuadro 8. Valores para la tabla de criticidad por formación.	106
Cuadro 9. Índice por estado de pozo.	107
Cuadro 10. Factor índice de Operación respecto al tiempo de servicio.	107
Cuadro 11. Clasificación por el Índice de Operación.	108
Cuadro 12. Parámetros para la construcción de la tabla de criticidad.	109
Cuadro 13. Costo de un pozo productor con bombeo mecánico.	114
Cuadro 14. Costo de un pozo productor con bombeo electrosumergible.	114
Cuadro 15. Costo de un pozo inyector con sarta de inyección selectiva con mandriles y reguladores de flujo.	115
Cuadro 16. Resumen de costos, por equipo de subsuelo.	115
Cuadro 17. Perdidas por no producción de petróleo.	116

Cuadro 18. Costo del trabajo de reparación de colapso de revestimiento por 15 días.	117
Cuadro 19. Distribución de pozos en los campos con solo una restricción.	124
Cuadro 20. Distribución de pozos en los campos con dos restricciones.	125
Cuadro 21. Distribución de pozos en los campos con tres restricciones.	126
Cuadro 22. Distribución de pozos en los campos con seis restricciones.	126
Cuadro 23. Distribución de colapsos.	126

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Superior del Magdalena.	29
Figura 2. Ubicación de los campos Dina Cretáceos, Cebú-Palgrande y Pijao.	31
Figura 3. Mapa estructural del Campo Cebú-Palgrande tope Monserrate.	35
Figura 4. Modelo estructural del campo Dina Cretáceo tope Monserrate.	38
Figura 5. Modelo estructural del campo Pijao tope Monserrate.	41
Figura 6. Esquema del proceso de abastecimiento del sistema de inyección de agua para los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos, Dina Terciarios y Pijao.	43
Figura 7. Revestimiento colapsado durante la perforación.	45
Figura 8. Colapsos por formaciones fracturadas y falladas.	46
Figura 9. Colapsos ocasionados por formaciones móviles.	46
Figura 10. Colapsos ocasionados por Formaciones Reactivas.	47
Figura 11. Causa de colapsos por una mala cementación en conjunto con la inyección de agua.	48
Figura 12. Porcentaje de pozos sometidos a la inyección de agua que presentan colapsos en la CPH.	53
Figura 13. Pozos abandonados en los campos de la Coordinación de Producción Huila sometidos a la inyección de agua.	54
Figura 14. Distribución de los colapsos según el tipo de pozo en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	55
Figura 15. Distribución y estado de los pozos en el campo Cebú-Palgrande (CB-PG).	56

Figura 16. Pozos productores con problema de restricciones en el campo Cebú-Palgrande.	57
Figura 17. Pozos inyectores con colapsos en el campo Cebú-Palgrande.	57
Figura 18. Distribución y estado de los pozos en el campo Dina Cretáceos.	58
Figura 19. Pozos productores con colapsos en el campo Dina Cretáceos.	58
Figura 20. Estado pozos inyectores en el campo Dina Cretáceos.	59
Figura 21. Distribución y estado de los pozos en el campo Pijao (PJ).	60
Figura 22. Pozos productores con restricciones en el campo Pijao.	60
Figura 23. Número de colapsos por pozo en los campos estudiados.	61
Figura 24. Distribución de restricciones en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	62
Figura 25. Número de Colapsos por pozo en el campo Cebú-Palgrande.	63
Figura 26. Número de restricciones por pozo en el campo Dina Cretáceos.	64
Figura 27. Número de restricciones por pozo en el campo Pijao.	64
Figura 28. Mapa condiciones actuales de los campos CB-PG, DK y PJ.	66
Figura 29. Mapa de las condiciones actúales por colapsos en el campo Dina Cretáceos.	67
Figura 30. Mapa de las condiciones actuales por colapso en el campo Cebú-Palgrande.	68
Figura 31. Mapa de las condiciones actuales por colapsos en el campo Pijao.	69
Figura 32. Restricciones por año en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	70
Figura 33. Acumulado de colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	71
Figura 34. Colapsos que se presentaron por año en el campo Cebú-Palgrande.	72

Figura 35. Acumulado de colapsos en el campo CB-PG.	73
Figura 36. Colapsos que se presentaron por año en el campo Dina Cretáceos.	74
Figura 37. Acumulado de colapsos en el campo Dina Cretáceos.	75
Figura 38. Colapsos que se presentaron por año en el campo Pijao.	76
Figura 39. Acumulado de colapsos en el campo Pijao.	76
Figura 40. Campañas de perforación en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	78
Figura 41. Pozos perforados y pozos con colapso por cada campaña de perforación.	79
Figura 42. Pozos con colapsos de la primera campaña de perforación.	79
Figura 43. Pozos con colapsos de la segunda campaña de perforación.	80
Figura 44. Pozos colapsados de la tercera campaña de perforación.	80
Figura 45. Tiempo de servicio de los revestimientos sin colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	82
Figura 46. Tiempo de servicio en días hasta la fecha del colapso.	83
Figura 47. Tiempo de servicio de los casing con colapsos.	83
Figura 48. Formaciones donde se presentan las restricciones en los campos Cebú- Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	85
Figura 49. Formaciones donde se presentan colapsos en el campo Cebú-Palgrande.	86
Figura 50. Formaciones en donde se presentan los colapsos en el campo Dina Cretáceos.	87
Figura 51. Formaciones en donde se presentan los colapsos en el campo Pijao.	87
Figura 52. Colapsos que se encuentran en zonas cañoneadas.	89

Figura 53. Tipos de casing utilizado en los pozos de Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	90
Figura 54. Tipos casing en los pozos colapsados.	90
Figura 55. Ubicación de los colapsos respecto al tope del cemento.	91
Figura 56. Porcentaje de formación cementada en colapsos por encima del tope del cemento.	92
Figura 57. Estado pozos convertidos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	93
Figura 58. Inyección de agua vs colapsos en el campo Cebú-Palogrande.	95
Figura 59. Inyección de agua vs los colapsos en el campo Dina Cretáceos.	96
Figura 60. Inyección de agua vs los colapsos en el campo Pijao.	97
Figura 61. Inyección de pozos CB 05 y CB 08 con los colapsos en el campo Pijao.	98
Figura 62. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías nuevas J-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.	100
Figura 63. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías J-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.	101
Figura 64. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.	102
Figura 65. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 26 Lb/ft.	102
Figura 66. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido para tuberías N-80.	103
Figura 67. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a colapso para tuberías N-80.	103

Figura 68. Mapa general de criticidad en los campos CB-PG, DK y PJ.	110
Figura 69. Mapa de criticidad para el campo Dina Cretáceos.	111
Figura 70. Mapa de criticidad para el campo Cebú-Palgrande.	112
Figura 71. Mapa de las condiciones actuales por colapsos en el campo Pijao.	113
Figura 72. Pozos con una restricción en los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).	125
Figura 73. Pozos con dos restricciones en los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).	125
Figura 74. Pozos con tres restricciones en los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).	126
Figura 75. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	127
Figura 76. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	128
Figura 77. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	129
Figura 78. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.	130
Figura 79. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Dina Cretáceos.	131
Figura 80. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Dina Cretáceos.	132
Figura 81. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Dina Cretáceos.	133
Figura 82. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Dina Cretáceos.	134

Figura 83. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Cebú-Palogrande.	135
Figura 84. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Cebú-Palogrande.	136
Figura 85. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Cebú-Palogrande.	137
Figura 86. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Cebú-Palogrande.	138
Figura 87. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Pijao.	139
Figura 88. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Pijao.	140
Figura 89. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Pijao.	141
Figura 90. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Pijao.	142
Figura 91. Colapsos en los pozos de la primera campaña de perforación.	143
Figura 92. Acumulado de restricciones de pozos de la primera campaña de perforación.	144
Figura 93. Colapsos en los pozos de la segunda campaña de perforación.	144
Figura 94. Acumulado de restricciones de pozos de la segunda campaña de perforación.	144
Figura 95. Colapsos en los pozos de la tercera campaña de perforación.	145
Figura 96. Acumulado de restricciones en los pozos de la tercera campaña de perforación.	145
Figura 97. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías nuevas J-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.	157

- Figura 98. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft. 157
- Figura 99. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 26 Lb/ft. 158
- Figura 100. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido para tuberías N-80. 158
- Figura 101. Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a colapso para tuberías N-80. 159

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Distribución de estado de los pozos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	123
Anexo B. Distribución de restricciones en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao	124
Anexo C. Mapa de las condiciones actuales de colapsos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	127
Anexo D. Distribución de Pozos por campaña de perforación.	143
Anexo E. Tiempo de servicio de los casing de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.	146
Anexo F. Formaciones donde se presentan las restricciones.	148
Anexo G. Distribución de colapso por tiempo de servicio promedio.	149
Anexo H. Distribución de los colapsos con referencia al tope del cemento.	152
Anexo I. Pozos convertidos.	156
Anexo J. Presiones de fondo en los pozos y resistencia del casing a estallido y colapso.	157
Anexo K. Relación agua/petróleo para los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao	170

## GLOSARIO

**COORDENADAS GEOGRÁFICAS:** Son unas líneas imaginarias trazadas, sobre la tierra, de forma que hacen una cuadrícula, la cual nos sirve para localizar un punto en el mapa terrestre. Hay dos tipos de líneas, las que nos sirven para medir la latitud (paralelos), y las que nos sirven para medir la longitud (meridianos).

**ELEVACIÓN DE LA MESA ROTARIA (KELLY BUSHING ELEVATION):** Es la elevación que tiene la mesa rotaria con respecto al nivel del suelo.

**PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TRUE VERTICAL DEPTH - TVD):** La TVD es una medida de una línea vertical imaginaria justo por debajo de la mesa rotaria, utilizada para encontrar la profundidad de topes y cálculos de presiones hidrostáticas.

**TIPO DE POZO:** Condición para la cual fue perforado un pozo (productor o inyector). Debido a que los parámetros en el completamiento de un pozo productor pueden variar un poco con respecto al de un inyector.

**CONVERSIÓN DEL POZO:** En ocasiones cuando las condiciones del yacimiento o del fluido cambian hace que un tipo de pozo sea ineficiente se decide convertir un pozo. Hay un cambio de las condiciones mecánicas del pozo.

**FECHA DE PERFORACIÓN:** Con la fecha en la cual se termina la perforación de un pozo de petróleo.

**GRADO DE ACERO API:** las tuberías de revestimiento tienen varios grados especificados por la API las cuales dependen de la condiciones que pueda soportar (H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80, C-95 y P110).

**OD:** Es la medida del diámetro externo de una tubería.

**ID:** Es la medida del diámetro interno que tiene una tubería.

**Cuenca de Rift:** Se producen por extensión cortical en ambiente de intraplaca. El *rifting* constituye una fase tectónicamente activa, con fallamiento normal, adelgazamiento cortical, cambios topográficos, volcanismo y elevado flujo calórico. En forma local hay fuerte subsidencia y espacio para la acumulación sedimentaria. Las cuencas de rift suelen estar segmentadas a lo largo de su eje mayor y se limitan por zonas de transferencia que son sitios donde puede desarrollarse volcanismo sin sedimentario. Los tipos de sedimentos dependen de la posición con respecto a las áreas de aporte terrígeno y a las fajas climáticas.

**Cuencas de trasarco (*backarc*):** evolucionan por detrás de un arco magmático. Entre ellas se reconocen dos tipos: cuencas con sustrato de corteza oceánica, por detrás de arcos magmáticos intraoceánicos, y cuencas sobre corteza continental por detrás de un arco magmático ensiálico, pero sin desarrollo de fajas plegadas y corridas. Muchas de las cuencas de trasarco son extensionales, formadas por procesos de rifting (ciertas etapas andinas) y expansión de fondo oceánico. Las cuencas de trasarco son cuencas profundas y acumulan detritos procedentes esencialmente del arco magmático. Hay depósitos epiclásticos y piroclásticos primarios y reelaborados. Son comunes los flujos y caídas piroclásticas, los depósitos de remoción en masa y las turbiditas volcanoclásticas.

**El término cuenca de antepaís (*foreland*):** describe a una depresión que se ubica entre una faja orogénica (un frente tectónico o cinturón plegado y corrido) y un cratón. En las cuencas de retroarco el frente orogénico coincide con la posición del arco magmático. Por tal motivo (al igual que en las de trasarco) se localizan por detrás del arco magmático. Se desarrollan en estado de convergencia, por subducción de la corteza continental que subyace al arco magmático. La subsidencia es predominantemente flexural (por sobrecarga del cinturón plegado y corrido o por el propio peso del arco magmático), asociada con subsidencia debida al efecto de carga sedimentaria.

## RESUMEN

En los campos petroleros se ha venido incrementando la presencia de pozos abandonados; estos abandonos se debe en ocasiones al colapso de los mismos. En los campos de la Coordinación Producción Huila no están exentos a esta problemática, esto conlleva a la disminución de la producción ya que disminuyen tanto los pozos productores como los inyectores, lo cual afecta al recobro y disminuye las reservas recuperables.

Para solucionar esta problemática se recurrió a determinar cuáles son los posibles factores que generan la problemática en los revestimientos revisando el historial de los pozos como es la ubicación, profundidad del fondo, del colapso y las formaciones, los trabajos realizados anteriormente al problema, etc. Posteriormente, se continuó con el montaje del mapa para poder mirar las zonas donde se presenta el problema actualmente.

Se estudio cada colapso para poder determinar qué factores fueron los que mayor incidencia tienen para que se presente este problema; ya determinado estos factores se realizo una clasificación de los colapsos para poder crear la tabla de criticidad y poder estimar cuales pozos son propensos a presentar esta problemática. Teniendo la tabla, se crea un mapa que nos ayudará a observar la tendencia que tiene este problema y así poder proponer acciones y recomendaciones que ayude a minimizar el riesgo de que se presente.

## ABSTRACT

The oil field has come increasing the abandoned presence of wells, these abandons it owes in occasions to the collapse of the same ones. The field of the Production Coordination Huila are not exempt this problematic, this carries to the decrease of the production since there diminish both the producing wells and the injectors that affecting the recovery and diminishing the recoverable reservations

To solve this problematic it was appealed when determined which are the possible factors that generate the problematic in the coatings checking the record of the wells since it is the location, depth of the bottom, of the collapse and the formations, the works realized previously to the problem, etc. Immediately afterwards I continue with the assembly of the map to be able to look at the zones where one presents the problem nowadays.

We are study every collapse to be able to determine what factors were those that have major incident in order that one presents this problem, already certain these factors I realize a classification of the collapses to be able to create of the table of critical and be able to estimate which wells are inclined to present this problematic. Already having the table there is created a map that was helping us to look at the trend that has this problem and to be able like that to propose actions and recommendations that there helps to minimize the risk that he appears.

## INTRODUCCIÓN

En los campos a cargo de la Coordinación Producción Huila que están sometidos a inyección de agua se ha venido presentando una problemática que impide la realización de trabajos de subsuelo poniendo en riesgo la integridad de los equipos y ocasionando la inactividad o abandono de los pozos. Esto puede generarse por las restricciones y/o colapsos mecánicos de los revestimientos debido a diversos factores que afectan la producción, ya que esto provoca la inhabilidad del pozo y por consecuencia la no producción y gastos en reparación.

Por lo anterior, este estudio plantea caracterizar los factores que posiblemente están ocasionando problemas en los revestimientos de los pozos productores e inyectores de los campos Dina Cretáceos, Cebú-Palogrande y Pijao, y así construir un mapa de criticidad que nos indique las zonas con mayor riesgo de presentar estos problemas.

Para lograr soportar la finalidad de este estudio se revisó y estudió el historial de los pozos y una vez logrado esto se procedió a definir y clasificar los colapsos para así determinar los factores con los cuales se elaborara la tabla de criticidad; una vez terminado, se procedió a evaluar parámetros como la edad, el estado mecánico y el tipo de pozo al cual pertenecía (si el pozo es productor o inyector), para llegar a establecer cuales se comprometían en cierta forma a ser los causante de los colapsos en los campos estudiados.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL

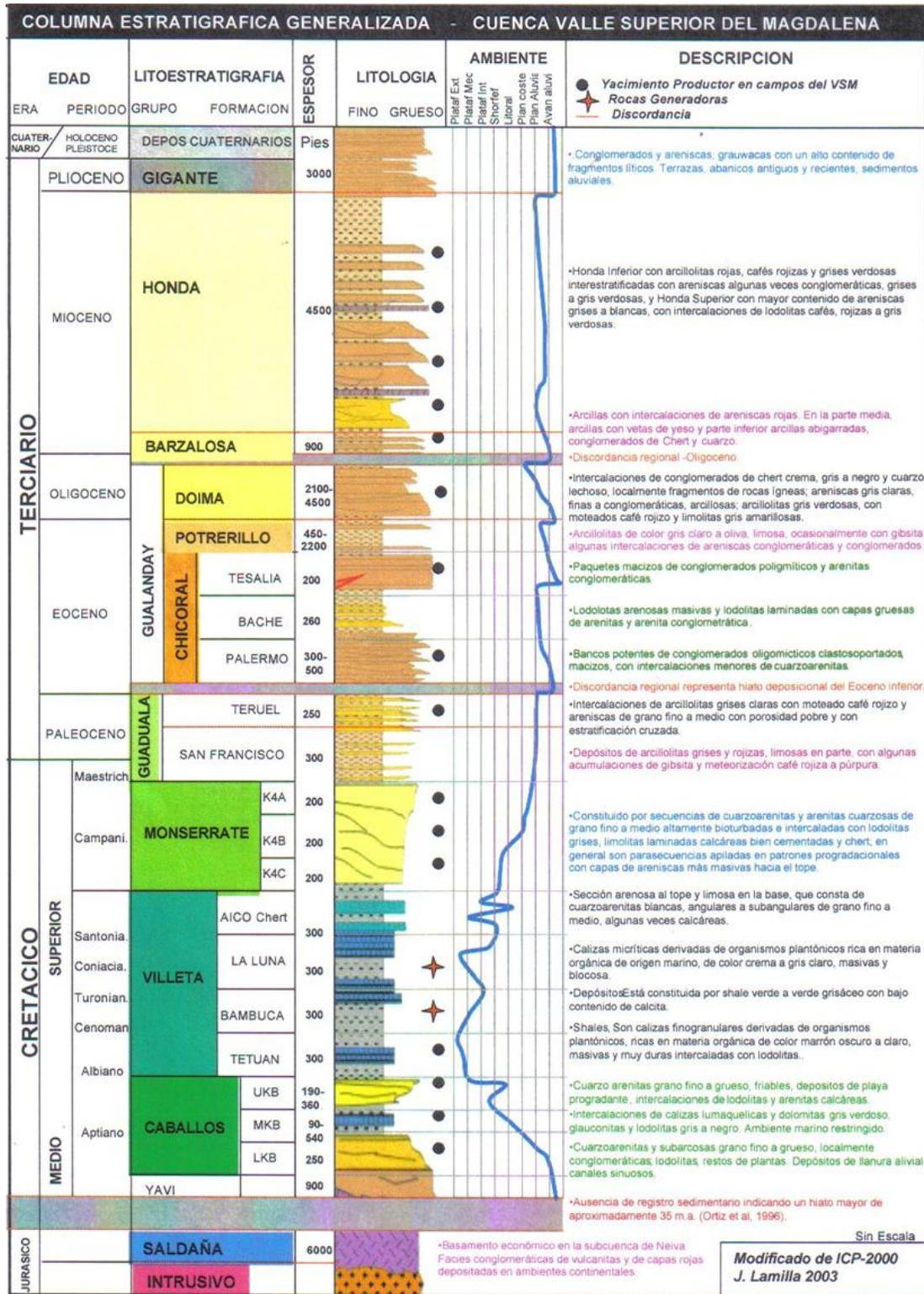
En su desarrollo geológico la cuenca ha sufrido una serie de eventos tecto-sedimentarios actuando como una cuenca de "Rift" durante el Triásico-Jurásico con deposición de sedimentos de tipo continental principalmente y con influencia marina representado por las rocas del Grupo Payandé que constituyen el basamento económico de la cuenca. En el Cretáceo la cuenca se comporta como un "Backarc" detrás de la zona de subducción Andina, la historia de sedimentación de este periodo, en la subcuenca de Neiva, tiene su registro en la Formación Caballos, de edad Aptiano-Albiano, constituida por una secuencia de areniscas y conglomerados de origen fluvio-deltaico. Con la continua subsidencia y el avance del mar se establecen condiciones de ambiente marino de plataforma y se da inicio a la acumulación de una espesa secuencia de shales ricos en materia orgánica denominada Formación Villeta (K3), la cual se considera como la principal roca generadora de la cuenca.

La regresión del mar en el Cretáceo Tardío propicia la deposición de arenas de frente de playa de la Formación Monserrate (K4). Durante el final del Cretáceo y el Paleoceno la acreción de terrenos de naturaleza oceánica a la Cordillera Occidental ocasionó la deformación y levantamiento de la paleo-Cordillera Central y el desarrollo incipiente de una cuenca de antepaís "Foreland"; con el gradual retiro del mar, la deposición pasa a ser continental (fluvial y fluvio-deltaico) representado por el registro litológico del Grupo Guaduala (TKG).

Durante el Eoceno temprano ocurre un periodo de deformación y erosión representado por una inconformidad regional. Se depositan las rocas del Grupo Chicoral, las Formaciones Potrerillo y Doima.

La secuencia hasta este momento depositada fue sometida a un gran evento orogénico en el Oligoceno inferior en los cuales ocurren periodos claros de erosión que dejan su registro con discordancias de tipo regional y el depósito de secuencias de carácter molásico, las principales denominadas Formación Barzalosa (TB) y Formación Honda (TH). Con el Levantamiento de la Cordillera Oriental la cuenca se convierte en una cuenca Intramontana consiguiendo la configuración actual.

Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Superior del Magdalena.



Fuente: J. Lamilla 2003. Modificada de ICP 2000

## 1.2 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO DE LA ZONA

**1.2.1 Unidad TH:** Corresponde a las arenas, arenas conglomeráticas y arcillas de la Formación Honda, constituidas por areniscas inter-estratificadas con algunas areniscas conglomeráticas grises y verdosas, además por facies de canales de abanico aluviales y arcillas rojas, claras rojizas y grises verdosas.

**1.2.2 Unidad TB:** Corresponde a las arenas y conglomerados basales de la Formación Barzalosa, constituida por facies de canales de abanico aluviales y arcillas de ambiente lacustrico.

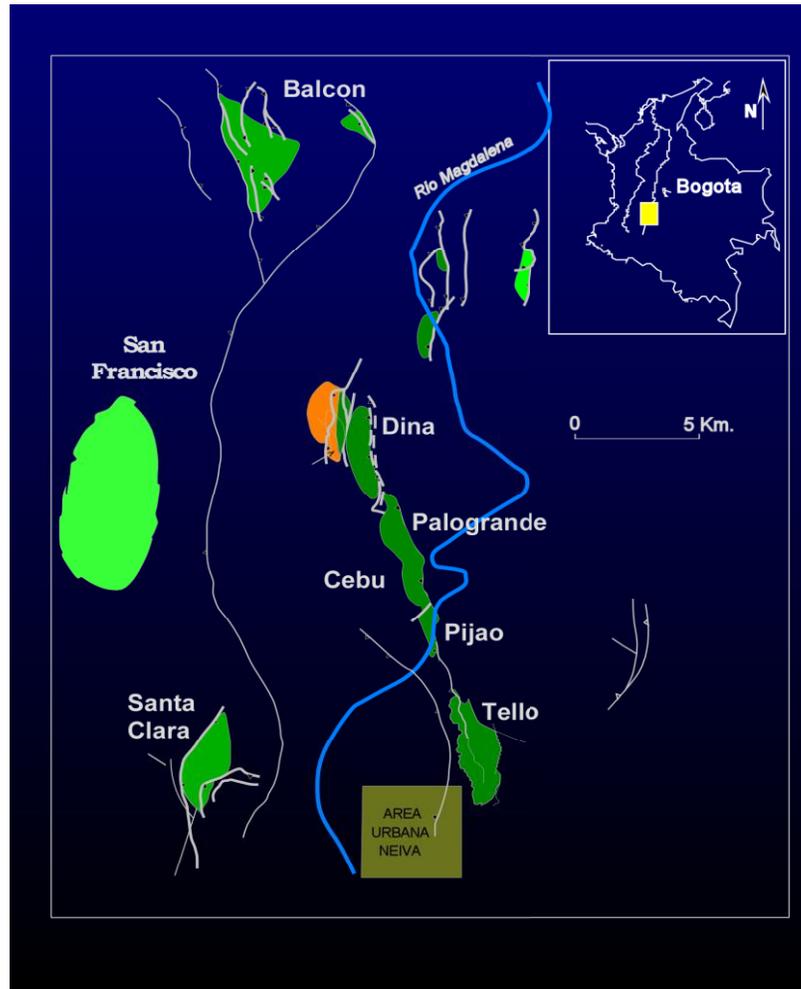
**1.2.3 Unidad TKGBAS:** Corresponde a la definición desde el punto de vista genético a la parasecuencia de arenas basales del terciario (TKG) de La Formación San Francisco del Grupo Guaduala. Constituida por facies de canales y llanuras de inundación. Litológicamente corresponde con litoarenitas y arcillas varicoloreadas.

**1.2.4 Unidad K4.** Corresponde a la deposición de arenas de frente de playa (Shoreface) de la Formación Monserrate (K4). Constituidas por secuencias de arenas de cuarzoarenitas y arenitas cuarzosas de grano fino a medio intercaladas con lodolitas grises, limolitas laminadas bien cementadas (Artunduaga Aroca 2008).

## 1.3 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

Los campos de la Coordinación de Producción Huila (CPH) que cuentan con la inyección de agua como método de recuperación secundaria son los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK), Dina Terciarios (DT) y Pijao (PJ). Debido a que el campo Dina Terciarios hasta la fecha no presenta colapsos, este campo no será tomado en cuenta para la elaboración de los cálculos estadísticos y la tabla de criticidad; pero las recomendaciones del presente estudio se podrán poner en práctica para minimizar las probabilidades de aparición de restricciones y buscar correctivos cuando estos ocurran, tanto en ese campo como para otros.

**Figura 2.** Ubicación de los campos Dina Cretáceos, Cebú-Palgrande y Pijao.



Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Dina Terciarios. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

Los campos se encuentran ubicados en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en la subcuenca de Neiva, a una distancia promedio de 12 km al norte de la Ciudad de Neiva en el Departamento del Huila limita al norte y oeste con los campos Dina Cretáceos (DK) y Dina Terciarios (DT), centro con el campo Cebú - Palgrande y al sur-este con el campo Pijao (PJ). Hace parte del bloque de la Antigua Concesión Neiva -540 la cual revirtió a la Nación por parte de la operadora Shell-Hocol en Noviembre 17 de 1994, momento a partir del cual ECOPETROL S.A es el operador.

### 1.3.1 Campo Cebú – Palogrande (CB-PG)

**1.3.1.1 Reseña histórica.** Inicialmente se perforo el pozo PG-1 en 1964 pero no alcanzo el objetivo por problemas mecánicos. El campo Palogrande fue descubierto en el año de 1971 con el pozo PG-2, perforado cerca al anterior, con una producción inicial de 154 BFPD, 6% de BSW, con un °API de 15, pero luego fue cerrado por bajo potencial. El desarrollo del campo comenzó en 1980 con la perforación de PG-3 el cual tenía una producción inicial de 700 BOPD y un API de 18°, Entre 1980 y 1982 se perforaron 25 pozos, alcanzando el valor máximo de producción en la etapa primaria obteniéndose 10229 BOPD en febrero de 1982.

Al principio se creía que Palogrande y Cebú eran dos estructuras diferentes pero luego se comprobó que era un mismo campo. Para efecto de este trabajo tomaremos los campos como uno solo. El mecanismo predominante de producción es gas en solución.

**Cuadro 1.** Propiedades promedio de los fluidos del campo Cebú-Palogrande

PROPIEDAD FLUIDO	VALOR
API promedio	20.5 °API
Presión de Burbuja	790 Psi
Temperatura de Yacimiento	143 °F
Solubilidad del Gas	116 scf/Bbl
Factor Volumétrico	1.104 By/Stb
Viscosidad del aceite	9.43 Cp
Contenido de resinas y asfáltenos	39 %

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Cebú-Palogrande. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

En agosto de 1984 se iniciaron los trabajos de inyección de agua, posteriormente en 1985 se implemento la inyección de agua periférica. La presión de yacimiento al inicio de la inyección se encontraba ligeramente por encima del punto de burbuja ( $P_b = 790$  psi) en la mayoría de los pozos del campo principalmente en las arenas B1, B2 y B3. Actualmente la presión del yacimiento se encuentra alrededor de 1700 psi (Datum de 4700' TVDSS) implicando una restauración de la presión del yacimiento del orden de 900 psi. La máxima tasa de producción después de la inyección de agua se logró en diciembre de 1987 con 11459 BOPD.

**Cuadro 2.** Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Cebú-Palgrande.

PROPIEDAD DE LA ROCA	DESCRIPCION
Formación productora	Monsserrate
Porosidad promedio	15 %
Espesor promedio	200 Ft
Permeabilidad promedio	40 mD

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Cebú-Palgrande. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

**Tabla 1.** Número y tipo de pozos del campo Cebú-Palgrande (CB-PG).

CAMPO	TOTAL POZOS	POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES
CB	11	7	4
PG	39	24	15
<b>TOTAL POZOS</b>	<b>50</b>	<b>31</b>	<b>19</b>

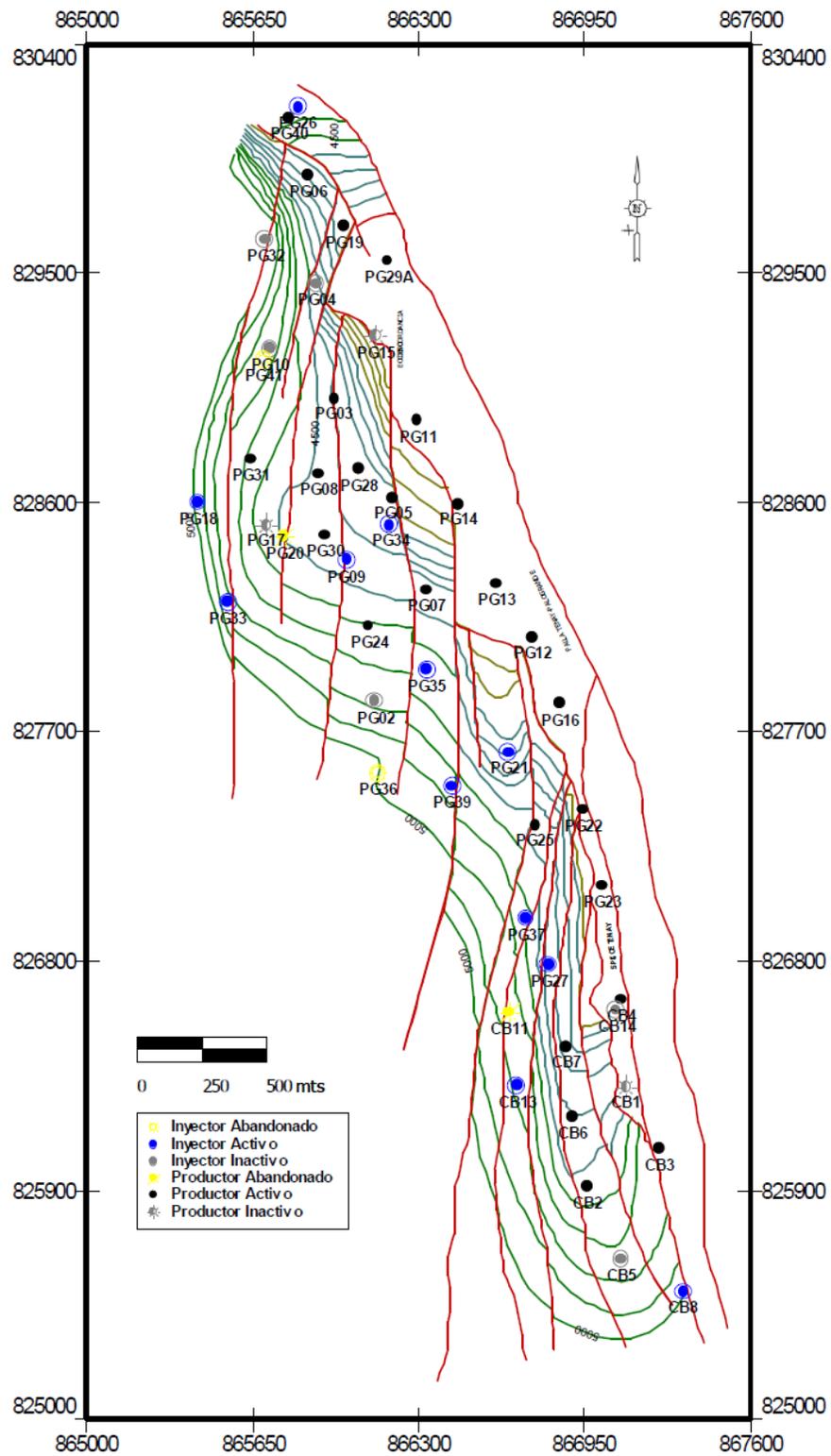
Este campo cuenta con 50 pozos en total de los cuales cuatro pozos (CB11, PG20 PG36, PG41) se encuentran abandonados.

**1.3.1.2 Mecanismo de producción.** Las bajas producciones de agua en la mayor parte de los pozos en promedio de BSW del campo era 10%, desde la etapa inicial hasta cuando se inició el proceso de soporte de presión por inyección de agua, así como también el comportamiento de presión del yacimiento, insinúan que el mecanismo de producción predominante originalmente fue de expansión de gas en solución, aunque desde el comienzo de la historia del campo en los pozos del sector de Cebú se detectó la presencia de un acuífero que efectúa un empuje parcial al yacimiento y que conificó y canalizó varios pozos en las unidades B3SL, B3 y B2; sin embargo, el acuífero no logró un adecuado mantenimiento de presión. Debido a los fuertes buzamientos que se encuentran hacia los flancos del anticlinal (50°-30°) y la detección de una capa de brea o crudo pesado en el flanco Occidental del campo en el sector de Palgrande, desde etapas iniciales de explotación del campo, se deduce que en el campo existe efecto de segregación gravitacional. Actualmente el campo se encuentra sometido a un proceso de inyección agua implementado inicialmente como mecanismo de soporte de presión pero que adicionalmente ha obrado como mecanismo de recobro secundario.

El Campo Cebú-Palgrande (CB-PG) se encuentra localizado en el frente de deformación originado por el sistema de Fallas de Chusma al occidente del Bloque Neiva, a partir de esta estructura se desarrollaron fallas de cabalgamiento con despegues a nivel del pre-cretáceo y posteriores despegues dentro de la Formación Villeta.

El campo Cebú-Palgrande está relacionado con una falla principal denominada Dina Cretáceo-Palgrande (DK-PG), de cabalgamiento (Thrust fault), convergencia NE, a la cual se encuentran asociadas un serie de fallas satélites de igual convergencia que afectan los costados orientales de los anticlinales que forman los campos Dina Cretáceo, Palgrande-Cebú y Pijao. Este sistema de fallas presenta su zona de despegue dentro de la Formación Villeta, La formación Monserrate se encuentra a una profundidad que varía entre 5700' y 6630' MD (Ecopetrol S.A. 2008).

**Figura 3.** Mapa estructural del Campo Cebú-Pallogrande tope Monserrate.



### 1.3.2 Campo Dina Cretáceos (DK).

**1.3.2.1 Reseña histórica.** Fue descubierto en el año 1969, por el pozo DK-1 con una producción inicial de 154 BFPD y un BSW del 6%; la formación productora es la Formación Monserrate que se encuentra entre 5960' - 6570' MD de profundidad.

El campo inició su vida productiva en el año 1969 con una máxima tasa de producción en su etapa de producción primaria en Abril de 1980 con 6535 BOPD. Anterior a la etapa de inyección, el mecanismo principal de producción del yacimiento fue por expansión del gas en solución y empuje por parte del acuífero parcial presente.

La etapa de inyección periférica de agua se inicio en Diciembre de 1985, donde se alcanzo una máxima producción de 9853 BOPD en Diciembre de 1987. En el año 2000, con el objetivo de aumentar el factor de recobro final, se identificó como estrategia de explotación cambiar el patrón de inyección periférico por un patrón interno de líneas y puntos.

Según registros PLT, las unidades B1 y B2 son las que presentan los mayores volúmenes de producción existentes. Los pozos que en la actualidad presentan mayor producción son DK27, DK02, DK24 y DK15. La producción promedio actual del campo es 901 BOPD\* (Ecopetrol S.A. 2009).

**Cuadro 3.** Propiedades de los fluidos Campo Dina Cretáceos.

PROPIEDAD FLUIDO	VALOR
API promedio	22 °API
Presión burbuja	886 Psi
Temperatura de Yacimiento	152 °F
Solubilidad del Gas	147 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.090 BY/STB
Viscosidad del Aceite	8.35 Cp
Contenido de resinas y asfáltenos	29 %

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Dina Cretáceos. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

\*Tomado de Informe Potencial de Producción Huila, Octubre 2009.

**Cuadro 4.** Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Dina Cretáceos.

PROPIEDAD DE LA ROCA	DESCRIPCION
Formación productora	Monserate
Porosidad promedio	14 - 18 %
Espesor promedio	200 Ft
Permeabilidad promedio	50 - 200 mD

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Dina Cretáceos. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

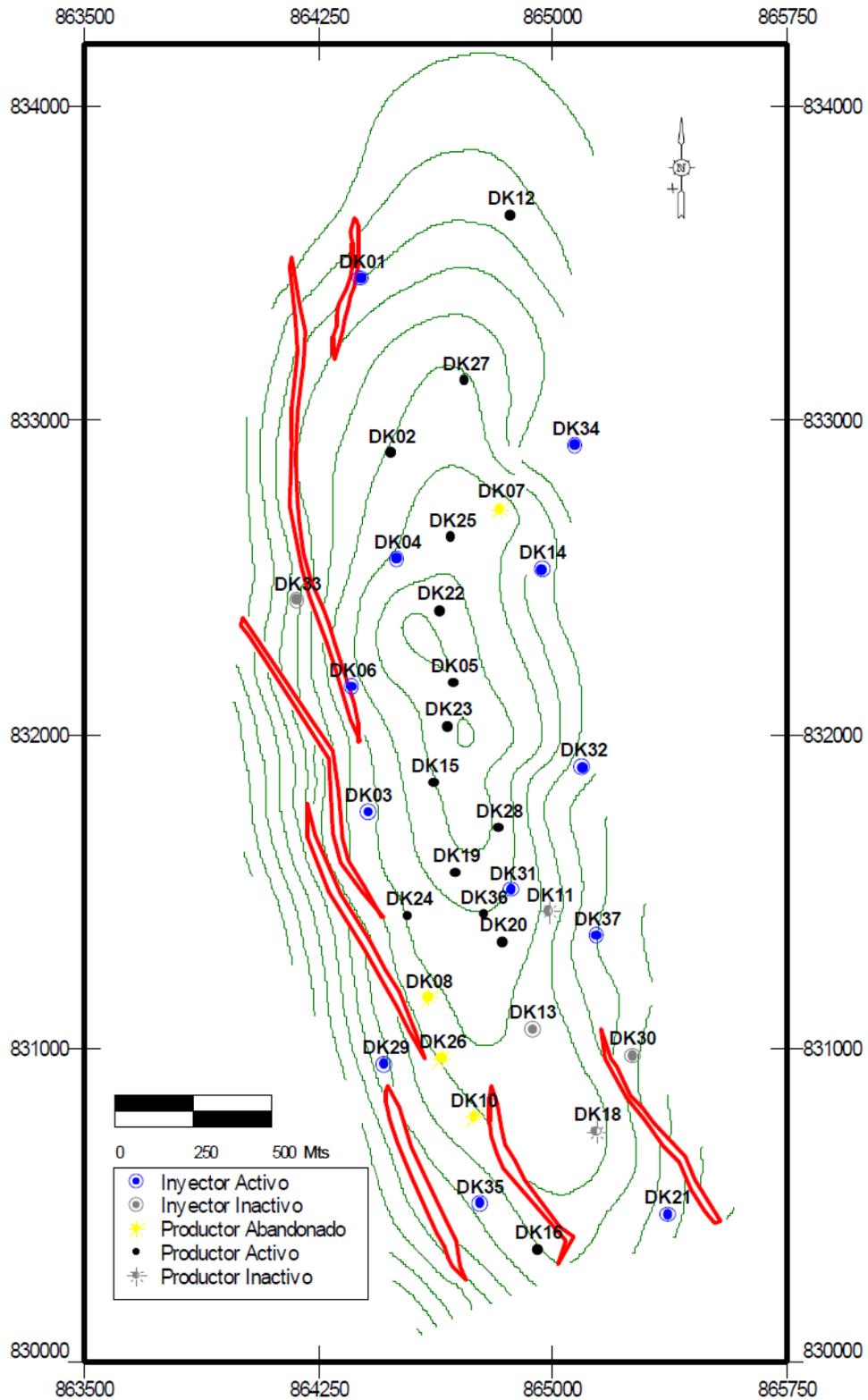
**Tabla 2.** Número y tipos de pozos del campo Dina Cretáceos (DK).

TOTAL POZOS	POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES
35	20	15

El campo Dina Cretáceos tiene 35 pozos en total, 4 se encuentran abandonados.

**1.3.2.2 Modelo geológico y estructural campo Dina cretáceos.** Este Campo se encuentra sobre un Anticlinal elongado, asimétrico, fallado en su flanco oriental, cuyo eje tiene una dirección principal NNW-SSE, con cabeceo tanto al norte como al sur. Hacia el Flanco Occidental se encuentra limitado por una falla de retrocarga “Backthrust” de la falla principal la cual no constituye límite del yacimiento. La falla principal denominada falla DK-PG, es de cabalgamiento, con convergencia Este, a la cual se encuentran asociadas una serie de fallas satélites de igual convergencia, que afectan el costado oriental del anticlinal (Ecopetrol S.A. 2008).

**Figura 4.** Modelo estructural del campo Dina Cretáceo tope Monserrate.



### 1.3.3 Campo Pijao.

**1.3.3.1 Reseña histórica.** El Campo Pijao fue descubierto en el año 1981 por la compañía Hocol S.A, con la perforación del pozo Pijao-1, el cual produjo 367 bbl de aceite de 22° API, provenientes de las areniscas superiores de la Formación Monserrate, que se encuentra entre 6790' y 7680' MD de profundidad, la formación Monserrate es productora también en los campos vecinos Dina Cretáceo, Cebú-Palgrande, la cual ha sido sometida a procesos de inyección de agua desde 1985, con resultados satisfactorios, debido a que es una formación relativamente limpia que favorece el proceso de inyección de agua. El mecanismo de producción del campo Pijao es una combinación de gas en solución con un empuje parcial de agua. El campo Pijao está relacionado estructural y estratigráficamente con el tren de producción de los campos Dina Cretáceos.

**Cuadro 5.** Propiedades de los fluidos Campo Pijao.

PROPIEDAD FLUIDO	VALOR
Gravedad API promedio	19.5 °API
Presión burbuja	886 Psi
Solubilidad del Gas	100-150 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.090 BY/STB
Viscosidad del Aceite	11-16 Cp

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Pijao. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

**Cuadro 6.** Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento Pijao

PROPIEDAD DE LA ROCA	DESCRIPCIÓN
Formación productora	Monserrate
Porosidad promedio	2 - 24 %
Espesor promedio	200 Ft
Permeabilidad promedio	3 - 165 mD

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Pijao. Superintendencia de Yacimientos y Producción

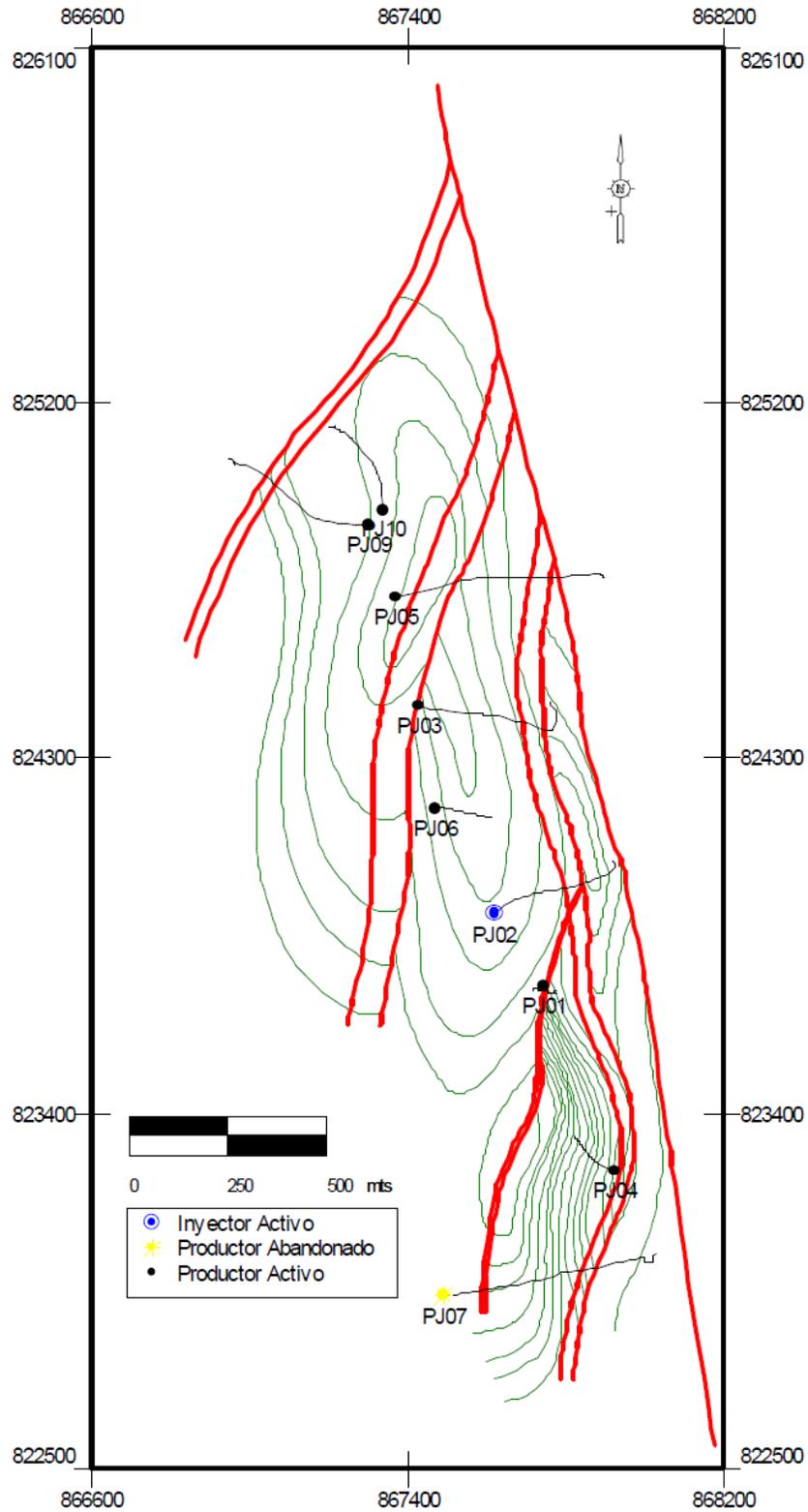
**Tabla 3.** Número y tipo de pozos del campo Pijao (PJ).

TOTAL POZOS	POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES
9	8	1

El campo Pijao tiene 9 pozos en total de los cuales solo uno está abandonado.

**1.3.3.2 Modelo geológico y estructural del campo Pijao.** El campo consiste en una estructura anticlinal asociada a una falla de cabalgamiento principal a la cual se asocian fallas menores que sectorizan el campo. El Campo Pijao está conformado por cuatro bloques con aparente incidencia en la producción del campo. Los intervalos productores principales tienen una buena continuidad lateral, inter-estratificados con areniscas de plataforma inferior que se pueden comportar como retardante al flujo de fluidos y con lodolitas de plataforma con buena continuidad lateral y que constituyen barreras verticales al flujo de fluidos. Todos los bloques a excepción del Bloque Oriental presentan producción de hidrocarburos (Ecopetrol S.A. 2008).

Figura 5. Modelo estructural del campo Pijao tope Monserrate.



#### 1.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPOS DINA CRETACEOS, CEBÚ-PALOGRANDE Y PIJAO.

Actualmente los campos bajo la operación de la Coordinación de Producción Huila que cuentan con la inyección de agua como método de recuperación secundaria son los campos Dina Cretáceos (DK'S), Palogrande-Cebú (PG-CB), Pijao (PJ) y Dina Terciarios (DT'S).

El sistema de inyección cuenta actualmente con 35 pozos inyectores los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

**Tabla 4.** Campos y Número de pozos Inyectores.

CAMPO	N° POZOS INYECTORES	NO COLAPSADOS	COLAPSADOS
CB-PG	19	14	5
DK	15	10	5
PJ	1	-	1

Actualmente 9 pozos se encuentran abandonados, 14 se encuentran inactivos o fuera de servicio temporalmente por razones operacionales, 8 pozos inactivos están para abandonar el próximo año y se evalúa el resto para la definición de su estado definitivo.

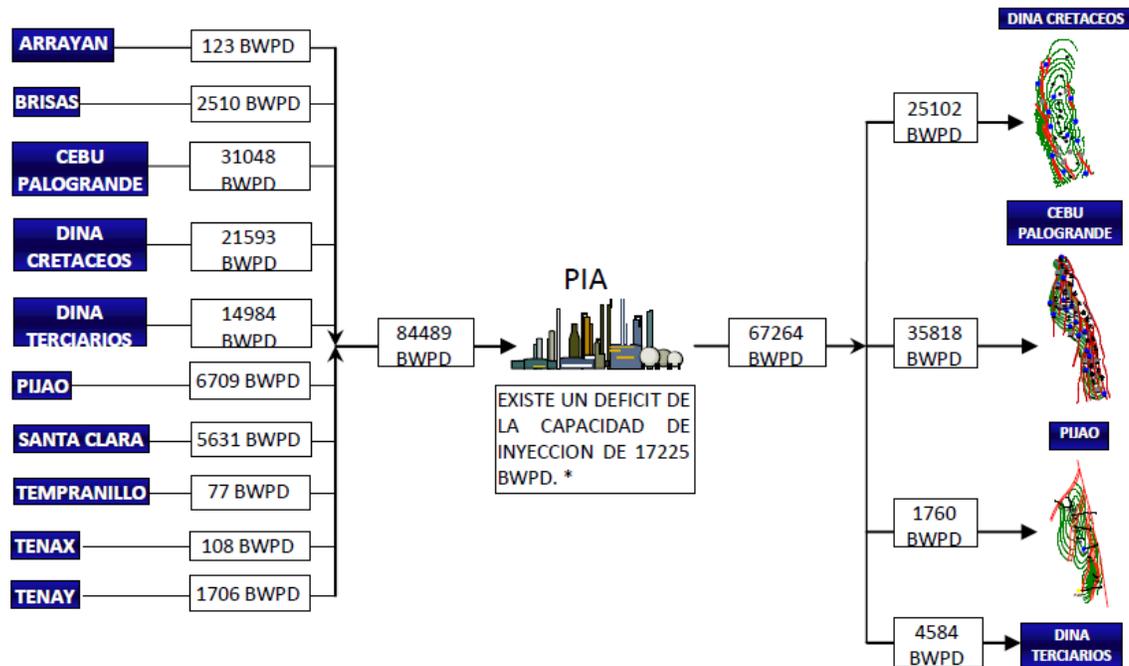
El sistema de inyección de agua es abastecido por el agua asociada a la producción de crudo proveniente de los campos bajo la operación de la coordinación de producción Huila, que en la actualidad son diez (10): Arrayan, Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú, Pijao, Dina Terciarios, Santa Clara, Brisas, Tempranillo, Tenax y Tenay.

Las aguas de estos campos se separan y recolectan en las baterías, Dina Cretáceos, Dina Terciarios y Cebú-Palogrande, luego son enviadas previa operación de desnate a la Planta de Inyección de Agua.

El proceso de inyección de agua cumple con una doble función para la Coordinación de Producción Huila, debido a que no solo es el mecanismo de recobro aplicado a estos campos para aumentar las reservas recuperables, sino

que se convierte en la única alternativa que por el momento existe para la disposición de aguas asociadas a la producción de crudo y residuales, ya que en la actualidad no se cuenta con licencia ambiental para verterlas al medio ambiente.

**Figura 6.** Esquema del proceso de abastecimiento del sistema de inyección de agua para los campos Cebú-Palোগ്രande, Dina Cretáceos, Dina Terciarios y Pijao.



\* Datos de producción de agua fueron tomados del potencial del mes de noviembre del año 2009 bajo condiciones de operación de 24 horas al día (asumiendo cero producción diferida). Este déficit se debe a que la capacidad real de inyección se encuentra limitada en los pozos inyectoros.

## 1.5 COLAPSO.

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica que se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Esta actúa sobre las paredes externas de la misma hasta el punto de exceder la capacidad de resistencia de la tubería. La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente, se ha determinado que las fallas por colapsos pueden ser generadas por los siguientes factores:

**1.5.1 Efectos de imperfecciones.** Dentro de los factores que influyen en la resistencia al colapso de las tuberías, está el aspecto geométrico. Las imperfecciones generadas en el proceso de fabricación dan como resultado que no existan tuberías con diámetros y espesores constantes. Los factores asociados a estas variaciones son:

- Ovalidad.
- Excentricidad.

**1.5.2 Resistencia al colapso con imperfecciones.** La falla al colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de estos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

**1.5.3 Revestimiento colapsado.** El colapso del revestimiento ocurre cuando la fuerza ejercida por la formación o por el influjo de una presión de los fluidos excede la resistencia al colapso del revestimiento.

Las causas más comunes del colapso son un diseño inadecuado del revestimiento o el desgaste del revestimiento, el cual reduce su grado de resistencia al colapso. La corrosión también reduce su resistencia al colapso, conllevando a problemas en los trabajos de reacondicionamiento (workover) u otras operaciones en pozos viejos. (Ver Figura 7).

**Figura 7.** Revestimiento colapsado durante la perforación.

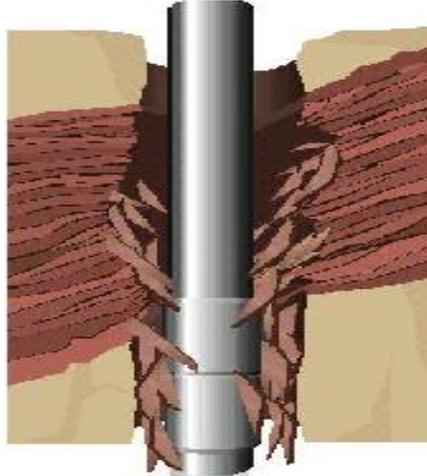


Fuente: SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.PDF

Algunas precauciones a tomar para evitar un colapso en el revestimiento es:

- Es muy importante tener un diseño correcto del revestimiento. Hay que revisar varias veces los cálculos de diseño.
- Asegurándose de tener buen trabajo de cementación. Una buena adherencia del cemento incrementa la resistencia al colapso del revestimiento.
- Si es posible utilizar protectores de caucho sobre la tubería de producción, estos evitan la fricción contra el revestimiento y por ende su desgaste.
- Se deben revisar los requerimientos para influjos y pruebas de producción. Modificarlos si es evidente el desgaste del revestimiento durante la perforación o producción.
- Si se produce una pega, se requieren herramientas y procedimientos especializados. Se deben Comunicar las anomalías.

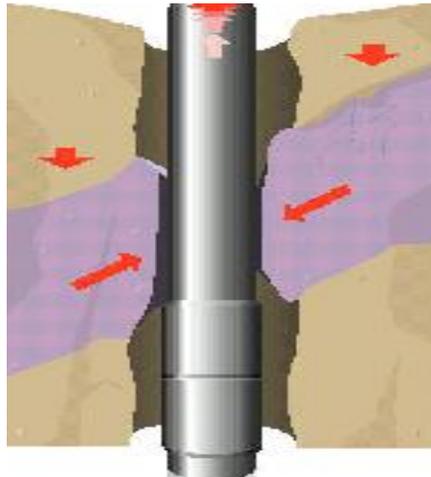
**Figura 8.** Colapsos por formaciones fracturadas y falladas.



Fuente: SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.

Los problemas de estabilidad relacionados con fracturas y fallas no se pueden prevenir, a lo mucho se pueden minimizar. No se puede garantizar, pero la inestabilidad puede desaparecer eventualmente a medida que el pozo se colapsa hasta una condición estable.

**Figura 9.** Colapsos ocasionados por formaciones móviles.

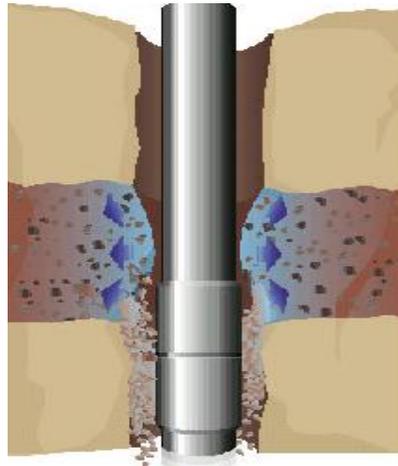


Fuente: SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.

Las formaciones móviles son rocas extremadamente plásticas, que “fluyen” hacia el revestimiento cuando el pozo se encuentra cementado o completado.

Las más comunes son la halita (sal), y las arcillas plásticas. Estas formaciones se deforman plásticamente y se deslizan hacia el revestimiento provocando sobrepresiones al mismo.

**Figura 10.** Colapsos ocasionados por Formaciones Reactivas.



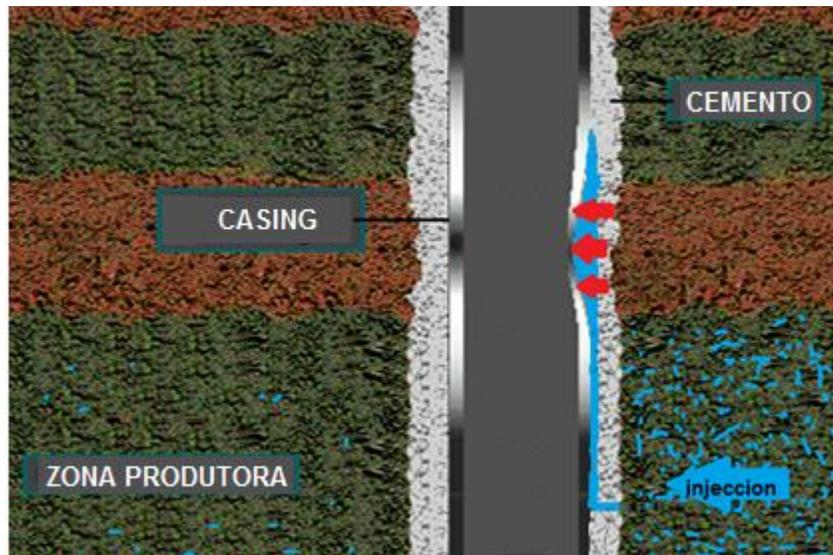
Fuente: SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.

Las Lutitas que contienen arcillas reactivas que pueden reaccionar libremente con el filtrado del lodo o con el agua cuando se presenta canalización en la inyección, causando una hidratación de las Lutitas y un hinchamiento en las paredes del hueco cuando está abierto, cuando está colocado el revestimiento se produce una sobrepresión que intenta presionar el casing cuando el pozo se ha completado.

**1.5.4 Trabajos de cementación defectuosas.** Debido a que una de las funciones de la cementación primaria es:

- Proporcionar aislamiento entre las zonas que contengan gas, petróleo y agua.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

**Figura 11.** Causa de colapsos por una mala cementación en conjunto con la inyección de agua.



En algunas ocasiones no ocurre una adecuada adherencia entre el casing y el cemento, ocasionando pequeños canales entre los dos, si el agua de inyección entra a este espacio la cementación no puede producir zonas de aislamiento y aumenta el proceso de corrosión de la tubería de revestimiento, debilitando el casing con el tiempo y ocasionando que cada vez mas pierda las propiedades para las cuales fue diseñado.

## 2. REVISION DE LA HISTORIA DE LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCION HUILA (CPH)

### 2.1 FUNDAMENTO TEORICO DE LAS HERRAMIENTAS DE COMPUTO.

**2.1.1 Oil Field Manager (OFM).** Es un programa diseñado por Schlumberger, el cual está compuesto por un conjunto de módulos de gran alcance con el propósito de facilitar las tareas cotidianas de supervisión y administración de campos petroleros y de gas. OFM le permite al usuario visualizar, modificar y analizar los datos de producción y del yacimiento, permitiendo desarrollar análisis básicos y complejos, tanto para completamientos individuales como para múltiples zonas, así como para grupos de pozos, un campo entero, o incluso varios campos.

**2.1.2 (Drilling Information Management System) DIMS.** Sistema administrativo de información de perforación, es una base de datos totalmente integrada y comprensiva, en la comunicación, análisis e información administrativa de datos corporativos de ingeniería usando un sistema de captura de datos de perforación y operación de servicios a pozos.

Generalmente uno de los sistemas de reporte temprano más usados en la perforación y servicios a pozos en la industria en la actualidad. Puede ser fácilmente configurado para adaptarse a cualquier ambiente de operación del campo, lo cual facilita la notificación corporativa y las necesidades de consulta, lo cual permite recuperar fácilmente los datos necesarios, sin un amplio conocimiento de un lenguaje de consulta o de la estructura yacente del modelo de datos.

**2.1.3 Profile.** Es un software esquemático de nueva generación para los campos petroleros que puede ser utilizado en el sistema operativo de Windows. Desarrollado por Landmark Graphics Corporation, Se enfoca en la presentación visual del montaje de los pozos.

El PROFILE permite crear rápidamente:

- Croquis detallado de la sarta seleccionada en la cara del pozo y el conjunto.
- una tabla de datos numéricos y textuales que presenta datos del pozo, los cuales pueden ser definidos por el usuario.

## **2.2 ELABORACION BASE DE DATOS.**

Para la elaboración de este proyecto se llevó primero un proceso de recolección, ubicación y validación de la información disponible en la base de datos actual de ECOPETROL S.A y así generar una nueva base de datos que a su vez servirá para actualizar la base de datos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao. Se necesito de la ayuda de las herramientas de informática y de administración de información como DIMS, PROFILE y OFM, contando con unos parámetros de filtración, depuración y corroboración de la información para la elaboración de la nueva base de datos, la cual fue pieza fundamental en la elaboración y desarrollo el presente proyecto.

La información fue estudiada tomando en cuenta un periodo de tiempo de 1969 a 2007, esto se hace ya que hasta esa fecha fue cuando funciono el Software DIMS, Debido a que PROFILE utiliza la base de datos de DIMS para la elaboración de los esquemas de pozos, fue necesario estudiar la base de datos de DIMS para conocer las generalidades de los pozos involucrados en el sistema, tomando como parámetro principal aquellos que presentan restricciones en los revestimientos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

Al finalizar este estudio fue entregado una base de datos final que fue utilizada en el Software OFM y un mapa de criticidad actual y futuro, los cuales son fundamentales para el área de Producción e Ingeniería y Confiabilidad de ECOPETROL S.A.

Los parámetros que fueron buscados en la base de dato DIMS y PROFILE fueron las siguientes:

- **Coordenadas geográficas.**
- **Elevación de la mesa rotaria (Kelly Bushing Elevation).**
- **Profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth – TVD).**
- **Fecha de perforación.**
- **Tipo de pozo.**

- Fecha de conversión del pozo.
- Condición actual del pozo.
- Tipo de tubería utilizada.
- Restricciones que presente cada pozo.
- Profundidades de las restricciones.
- Fecha a la cual se reporto el colapso.
- Ultima intervención al pozo.

### 2.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS.

Para el estudio de los colapsos de los campos Cebú-Pallogrande, fueron tomadas las condiciones actuales de cada campo, estableciendo la relación de pozos por campo, la cual se ilustra en la siguiente tabla.

**Tabla 5.** Distribución de pozos de los campo Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

CAMPO	PRODUCTOR	INYECTORES	TOTAL POZOS
CEBÚ-PALLOGRANDE	31	19	50
DINA CRETÁCEOS	20	15	35
PIJAO	8	1	9

### 2.4 FASES DEL ESTUDIO.

Este estudio fue dividido en 4 fases las cuales se presentaran a continuación.

**2.4.1 Estadística y probabilidad.** A partir de la base de datos se realizo un estudio de todos los pozos haciendo una estadística de colapsos por tipo de pozo, por campo, por zona en la cual se presenta este problema y se intenta establecer así la probabilidad a la cual se desarrollan para estimar restricciones futuras

**2.4.2 Caracterización y clasificación de las restricciones.** Se reviso cada restricción, intentando establecer la posible causa por la cual se generaron para poder caracterizarlas y clasificarlas.

**2.4.3 Mapa de criticidad.** Al establecer las posibles causas de los colapsos, se elaboro una tabla de criticidad actual y a futuro, la cual fue base para la elaboración de los mapas actuales y futuros de criticidad por restricciones en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.

**2.4.4 Acciones y recomendaciones.** Con los mapas de criticidad futuros se dispuso una serie de Acciones y recomendaciones para intentar reducir la probabilidad de generación de las restricciones; además de recomendaciones de entrar a corregir el problema o intentar operar en esas condiciones.

### 3. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRANDE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO.

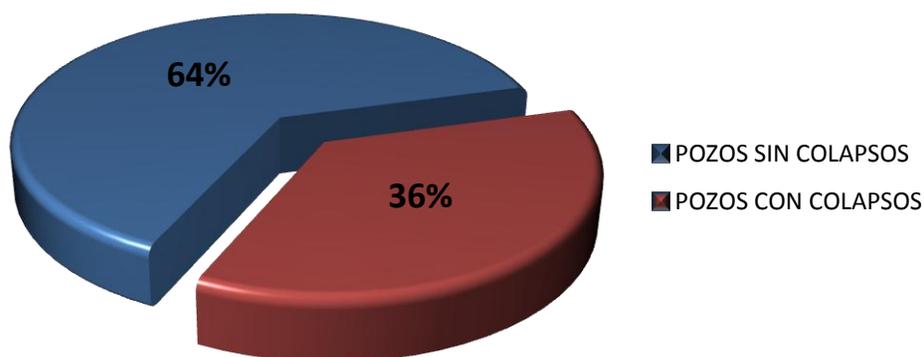
Una vez la base de datos fue completada con la información suministrada por los software DIMS, PROFILE y OFM, se procede a realizar una evaluación de las condiciones actuales de los pozos correspondientes a los campo Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao; este estudio se fija a partir de los datos suministrados por las herramientas antes mencionadas, teniendo en cuenta que estos corresponden a un rango de tiempo desde 1969 hasta los últimos cambios o modificaciones realizadas en el 2007. A continuación serán definidos los parámetros concernientes a este estudio.

#### 3.1 GENERAL Y TIPO DE POZO.

Al filtrar de la base de datos, los pozos que tienen restricciones hasta 2007 se evaluaron a partir de sus condiciones actuales para cada uno de los campos correspondientes a Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

A continuación se presentaran los resultados obtenidos a partir de esta evaluación.

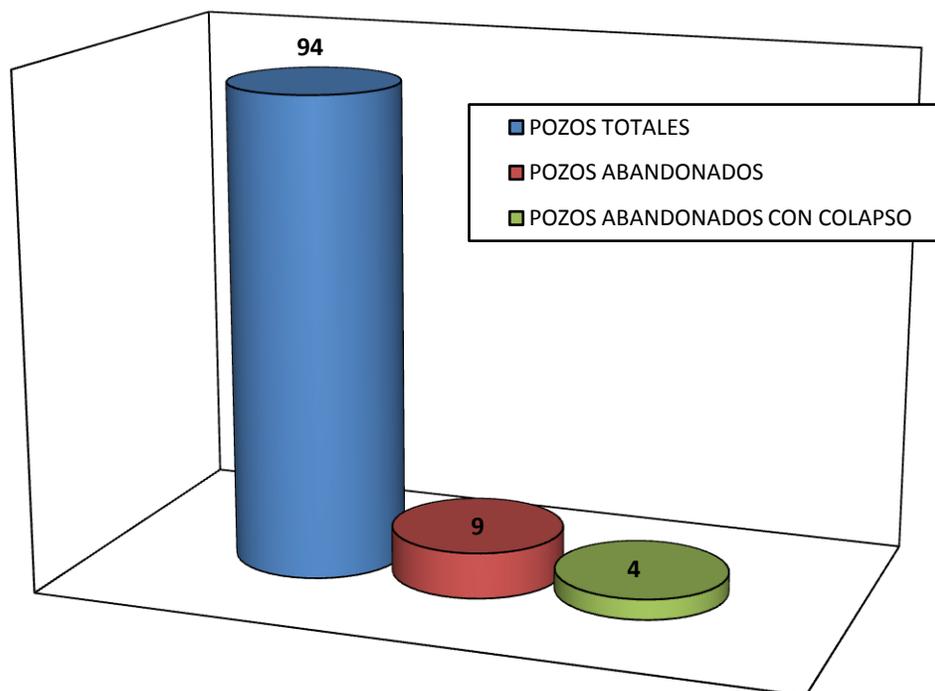
**Figura 12.** Porcentaje de pozos sometidos a la inyección de agua que presentan colapsos en la CPH.



Los tres campos cuentan con 94 pozos en total, de los cuales el 64% que corresponde a un número de 60 pozos no presentan ningún tipo de restricciones,

en comparación al 36% perteneciente a los 34 pozos restantes en donde se evidencia problemas de colapsos. Este porcentaje es muy alto considerando los pocos pozos con los que cuenta los tres campos. Afortunadamente no todos los pozos que cuentan con restricciones tienen una obstrucción total del revestimiento hasta llegar al punto de abandono del mismo. (Ver figura 13.)

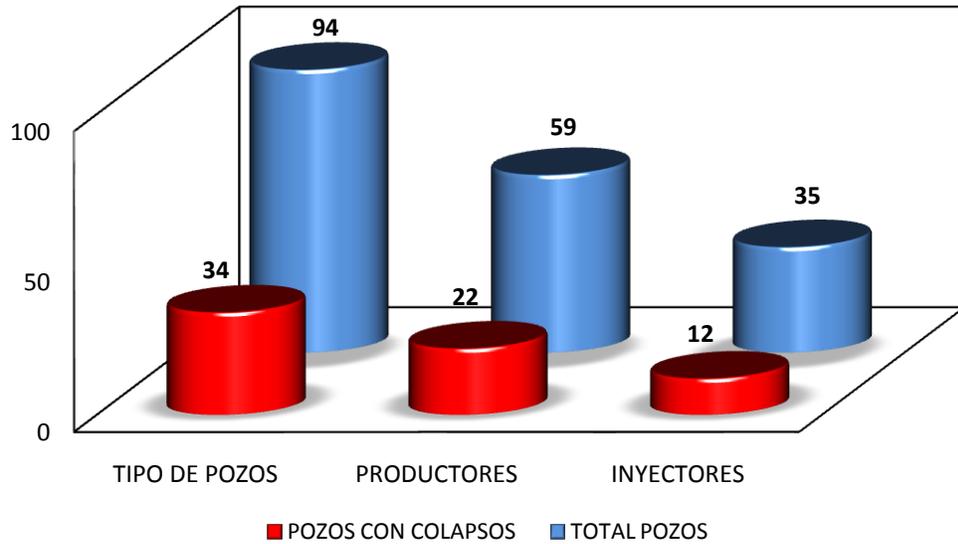
**Figura 13.** Pozos abandonados en los campos de la Coordinación de Producción Huila sometidos a la inyección de agua.



Se han abandonado 9 pozos que representan el 9.54% del total de los pozos en los campos estudiados; 2 pozos inyectoros abandonados representando el 2.12% de los pozos totales, 7 pozos productores abandonados correspondientes al 7.4% del total de los pozos, pero solo 4 de estos últimos fueron abandonados por problemas de restricciones.

Para una visualización y mejor entendimiento del estudio, los pozos fueron clasificados dependiendo el tipo de pozo al cual correspondieran: pozos productores o inyectoros.

**Figura 14.** Distribución de los colapsos según el tipo de pozo en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Como se observa en los tres campos estudiados existen 94 pozos, de los cuales 34 pozos tienen restricciones, 59 pozos son productores y 22 de esos pozos productores poseen restricciones (correspondientes al 37% de los productores). Por otro lado, de los 35 pozos inyectores, 12 presentan restricciones en el revestimiento representando así el 34.3% de ellos; además hay 14 pozos inactivos de los cuales 7 presentan problema de restricciones.

**Tabla 6.** Distribución condiciones actuales por tipo de pozo en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

TIPO DE POZO	N° POZOS	COLAPSADOS	ABANDONADOS	ABANDONADOS COLAPSADOS	INACTIVOS
PRODUCTORES	59	22	7	4	6
INYECTORES	35	12	2	0	8
<b>TOTAL</b>	<b>94</b>	<b>34</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>14</b>

Existen una serie de pozos inactivos que se encuentran con la posibilidad de ser abandonados en los próximos años; tal es el caso de los pozos DK-30, DK-33, DK-11, DK-13, DK-18, PG-02, PG-04 y PG-10.

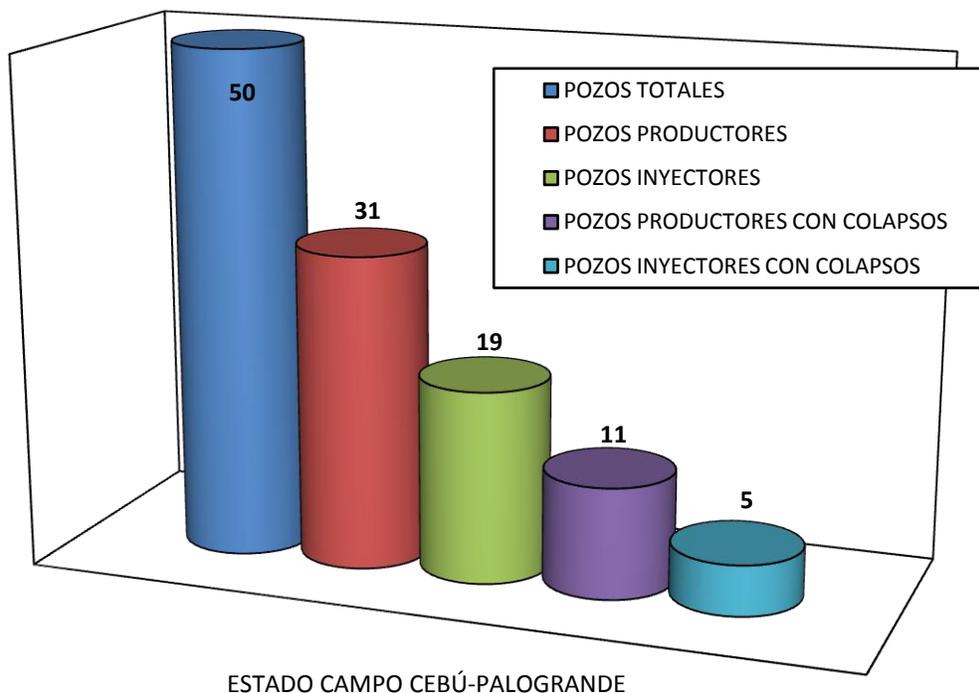
Se puede contemplar la posibilidad de que en los pozos productores con colapsos que no se encuentren inactivos o abandonados tengan que cerrarse por causa de las restricciones; esto reduciría en gran medida la producción de petróleo en estos tres campos, afectando significativamente la producción total de la Coordinación de Producción Huila.

### 3.2 DISTRIBUCIÓN DE COLAPSOS POR CAMPO.

Con el fin de poder hacer el estudio más detallado fue necesario hacer una clasificación por campo, intentando determinar cuál de los tres presenta un estado crítico. (Ver Anexo A).

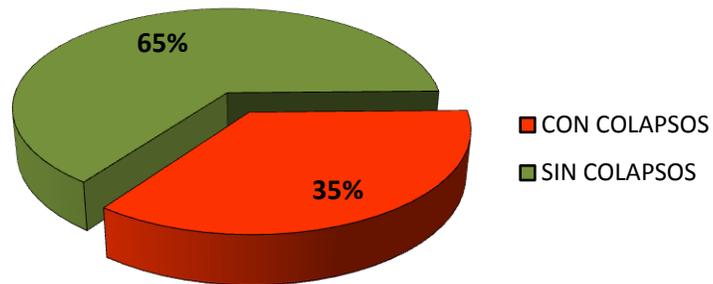
**3.2.1 Campo Cebú-Palgrande (CB-PG).** El campo Cebú-Palgrande cuenta con 50 pozos en total, los cuales están distribuidos de la siguiente manera.

**Figura 15.** Distribución y estado de los pozos en el campo Cebú-Palgrande (CB-PG).



Cuenta con 31 pozos productores, de los cuales 11 de ellos se encuentran colapsados. (Ver figura 16).

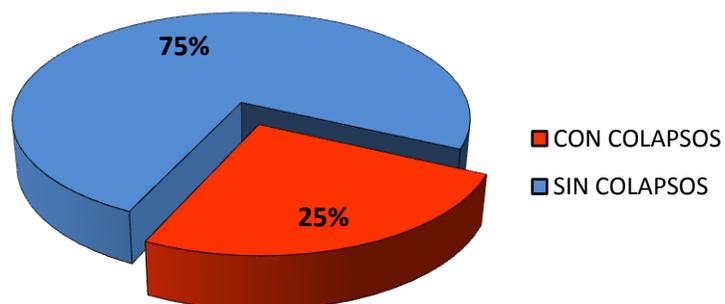
**Figura 16.** Pozos productores con problema de restricciones en el campo Cebú-Palgrande.



El 35% de los pozos productores en el campo Cebú-Palgrande presentan problemas de restricciones; 4 pozos productores inactivos, 2 de los cuales presentan restricciones en el revestimiento. Además cuenta con 2 pozos productores abandonados uno de ellos con colapsos en el casing.

De los 19 pozos restantes correspondientes al tipo de pozos inyectoros, 5 tienen restricciones en el casing. (Ver figura 17).

**Figura 17.** Pozos inyectoros con colapsos en el campo Cebú-Palgrande.

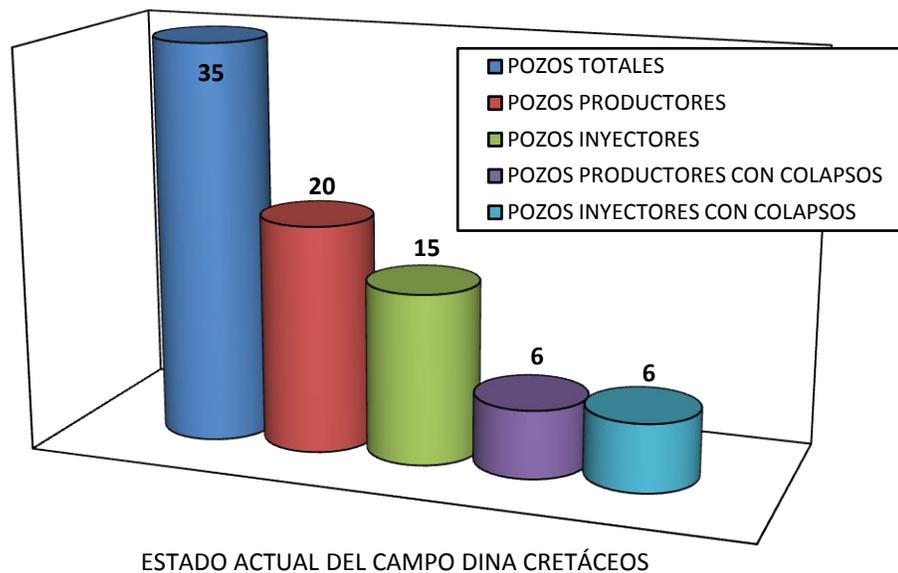


El 25% de los pozos inyectoros presentan problema de restricciones. Además 5 pozos inyectoros inactivos, uno de ellos con restricciones en el revestimiento, como es el caso del pozo PG-02 que actualmente se encuentra inactivo, presenta

colapsos y será abandonado para Julio del 2010. Además cuenta con 2 pozos inyectores abandonados.

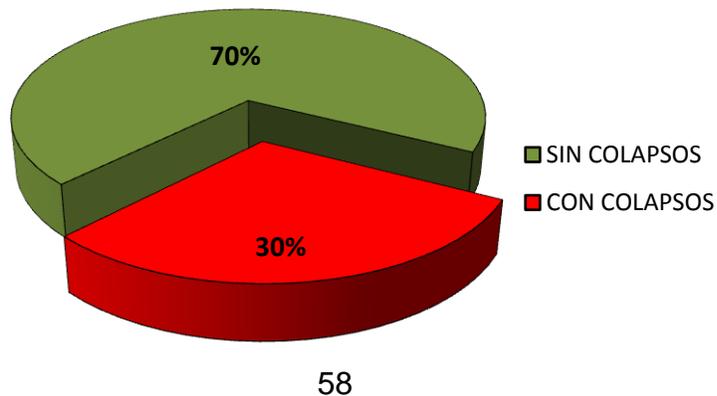
**3.2.2 Campo Dina Cretáceos (DK).** El campo Dina Cretáceos cuenta con 35 pozos en total, los cuales están distribuidos de la siguiente manera. (Ver figura 18).

**Figura 18.** Distribución y estado de los pozos en el campo Dina Cretáceos.



Cuenta con 20 pozos productores, de los cuales 6 pozos tienen colapsos. (Ver figura 19).

**Figura 19.** Pozos productores con colapsos en el campo Dina Cretáceos.

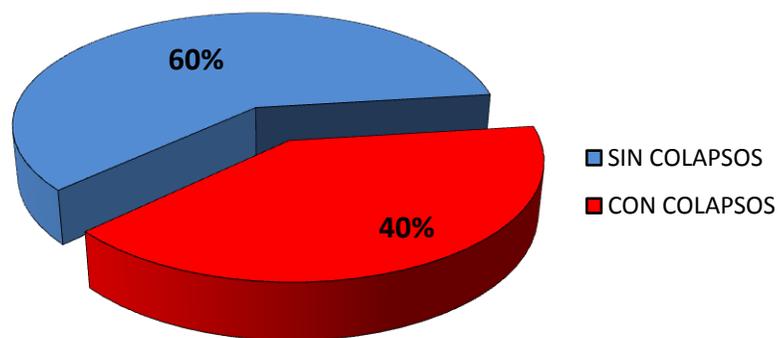


El 30% de los pozos productores del campo Dina Cretáceos presenta restricciones en el casing; 2 pozos inactivos se encuentran pronto a ser abandonados, este es el caso de los pozos DK-18 y DK-11 que serán abandonados para Agosto de 2010.

Cabe aclarar que el pozo DK-18 no aparece como pozo con colapso debido a que este se presentó en una fecha posterior a la base de datos de los software de DIMS y PROFILE. Además este campo presenta 4 pozos productores abandonados, 3 de ellos con problema de colapsos en el casing; claro ejemplo son los pozos DK-08, DK-10 y DK-26.

Los 15 pozos restantes del campo Dina Cretáceos corresponden a pozos inyectores, de los cuales 6 presenta restricciones. (Ver figura 20).

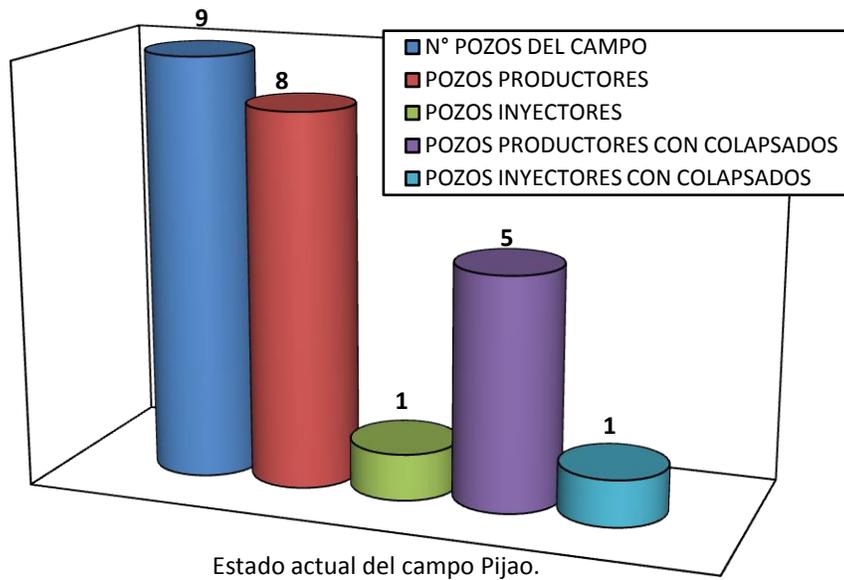
**Figura 20.** Estado pozos inyectores en el campo Dina Cretáceos.



El 40% de los pozos inyectores del campo Dina Cretáceos presentan restricciones en su revestimiento, además tiene 3 pozos inactivos todos con problema de restricciones, tal es el caso de los pozos DK-13, DK-30 y DK-33 que serán abandonados para Agosto del año 2010.

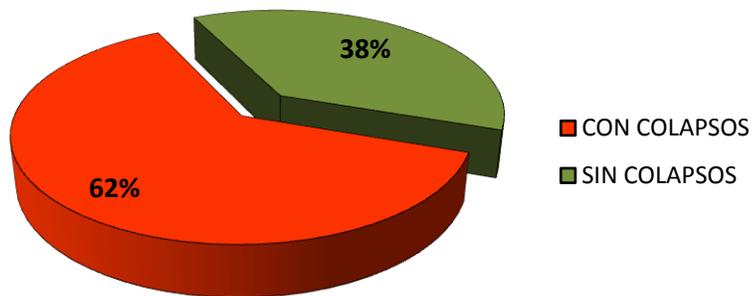
**3.2.3 Campo Pijao (PJ).** El campo Pijao cuenta con 9 pozos en total, los cuales están distribuidos de la siguiente manera. (Ver figura 21).

**Figura 21.** Distribución y estado de los pozos en el campo Pijao (PJ).



Cuenta con 8 pozos productores, de los cuales 5 presenta restricciones en el revestimiento. (Ver figura 22).

**Figura 22.** Pozos productores con restricciones en el campo Pijao.



El 62% de los pozos productores en este campo presenta problema de colapsos, siendo este el campo que presenta mayor porcentaje de pozos productores con este problema.

Además cuenta con 1 pozo abandonado por problemas de restricciones, como es el caso del pozo PJ-07.

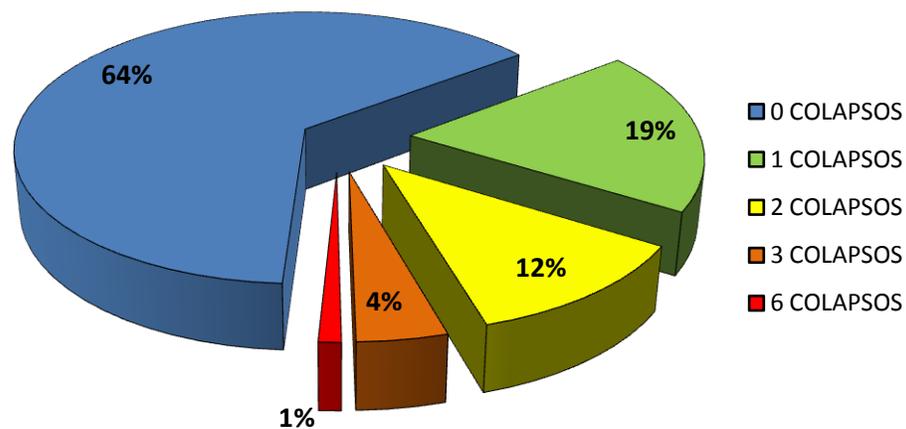
El único pozo inyector de este campo (PJ-02) presenta colapso en el casing, lo cual puede ser un factor crítico, ya que si la restricción de este pozo llega al punto de colapsar totalmente no será viable la implementación de métodos de recobro secundario como es la inyección de agua.

### 3.3 NÚMERO DE RESTRICCIONES POR POZO.

Debido a que muchos pozos presentan más de una restricción, se podría establecer que este problema se encuentre más localizado en algunas zonas que en otras.

Para una mejor visualización del problema se determino la distribución de pozos por número de restricciones en los campos. (Ver figura 23).

**Figura 23.** Número de colapsos por pozo en los campos estudiados.

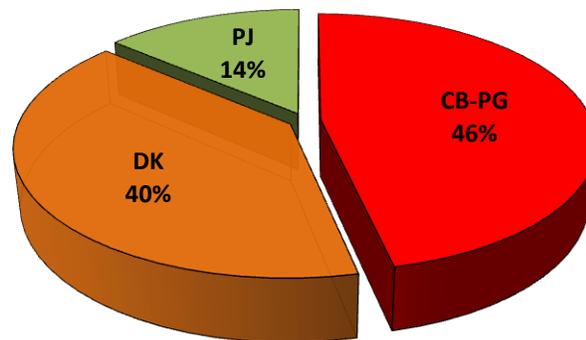


Como ya se ha mencionado, el 64% de los pozos de los campos Cebú-Palagrande, Dina Cretáceos y Pijao no presentan problemas de colapsos en el revestimiento, entonces el 34% restante se distribuye como se observa en la figura anterior.

Existen 58 restricciones distribuidas en 34 pozos en los tres campos estudiados, siendo lo más común que se presenten 1 o 2 colapsos por pozos.

A continuación se mostrara un esquema que permite identificar y establecer dichas apreciaciones. (Ver anexo B).

**Figura 24.** Distribución de restricciones en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.



El problema de las restricciones en los revestimientos es más notorio en el campo Cebú-Palgrande, seguido de cerca por el campo Dina Cretáceos. A pesar que el Campo Pijao presenta un menor porcentaje de restricciones, esto no es un aspecto del todo determinante, es decir, a pesar de que la mayoría de pozos de este campo presenten colapsos, este último tiene una menor cantidad de pozos a comparación a los otros campos.

Cuando un casing presenta más de una restricción en su revestimiento se puede considerar que el nivel de criticidad aumenta, debido a que entre mayor sea el número de restricciones, existe mayores posibilidades de que presenten problemas al intentar desarrollar un trabajo de reparación en dicho pozo o peor aún, alcanzar un punto en que se colapse totalmente el casing y dar el pozo por abandonado.

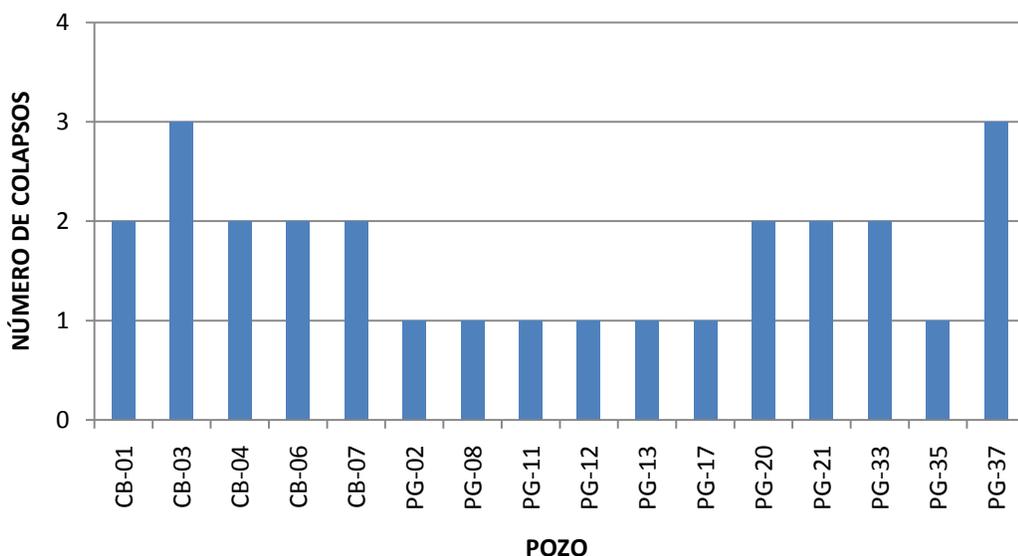
Este índice del número de restricciones se utilizara más adelante para la elaboración de una tabla y mapa de criticidad actual de los campos.

La distribución de los 58 colapsos por campo puede observarse en la tabla (Distribución de colapsos) del anexo B. En la cual se logro determinar que el 48% de los pozos con problema de restricciones tienen más de una restricción, lo cual indica que la presencia de 1 colapso hace que sea más probable que se genere otra restricción en el mismo casing.

La razón por la cual se decidió elaborar un estudio por campo fue el de identificar cual muestra un mayor número de restricciones y colapsos por pozo; esto con la finalidad de ilustrar un poco más el objetivo propuesto en este proyecto.

**3.3.1 Número de restricciones por pozo en el campo Cebú-Palgrande.** En el campo Cebú-Palgrande se presentan 27 restricciones en total, las cuales se distribuyen en los siguientes pozos.

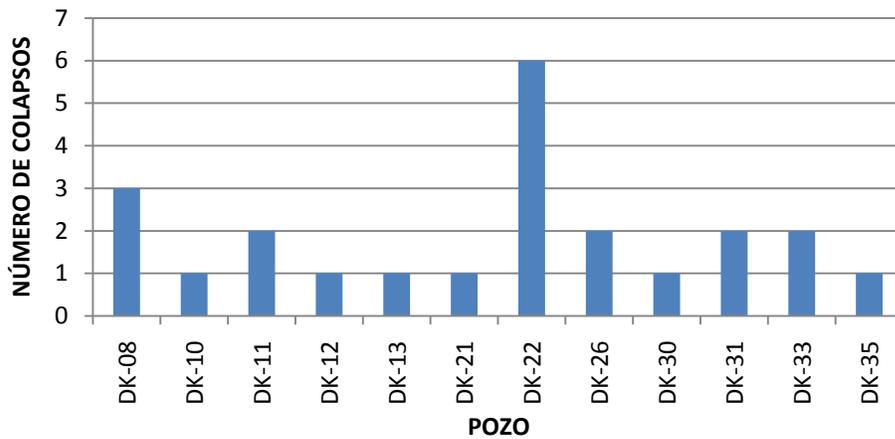
**Figura 25.** Número de Colapsos por pozo en el campo Cebú-Palgrande.



Más de la mitad de los pozos que presenta colapsos en el campo Cebú-Palgrande tiene más de una restricción en el revestimiento; un ejemplo de ello son los pozos CB-03 y CB-04 los cuales son los más críticos, ya que cuentan con 3 restricciones cada uno.

**3.3.2 Colapsos por pozo en el campo Dina Cretáceos (DK).** En el campo Dina Cretáceos hay 23 restricciones en total, las cuales se disponen de la siguiente forma. (Ver figura 26).

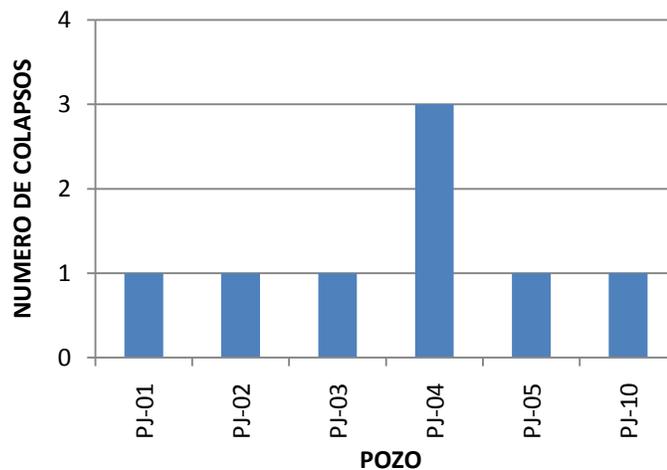
**Figura 26.** Número de restricciones por pozo en el campo Dina Cretáceos.



El 50% de los pozos que presentan colapsos tiene más de una restricción en el revestimiento; esto se puede observar en los pozos DK-08 y DK-22 con mayor cantidad de restricciones, 3 y 6 respectivamente, siendo el último el más crítico de todos los campos que fueron estudiados.

**3.3.3 Colapsos por pozo en el campo Pijao (PJ).** En el campo Pijao cuenta con 8 restricciones en total, las cuales se ilustran a continuación. (Ver figura 27).

**Figura 27.** Número de restricciones por pozo en el campo Pijao.



El 83% de los pozos con colapsos de este campo presenta una restricción, sin embargo se muestra una situación un poco particular y en cierta forma crítica ya el

17% restante de los pozos con colapsos tiene 3 restricciones; tal es el caso del pozo PJ-04 el cual es el pozo con mayor aporte de fluidos y petróleo del campo, con una producción de petróleo de 151 BOPD\*. Además dado el caso de que todos los pozos productores con colapso en este campo tengan que ser abandonados por las restricciones, se reduciría la producción de petróleo del campo Pijao en un 73.3% representado en 320.83 BOPD.\*

### **3.4 MAPA DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRADE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO.**

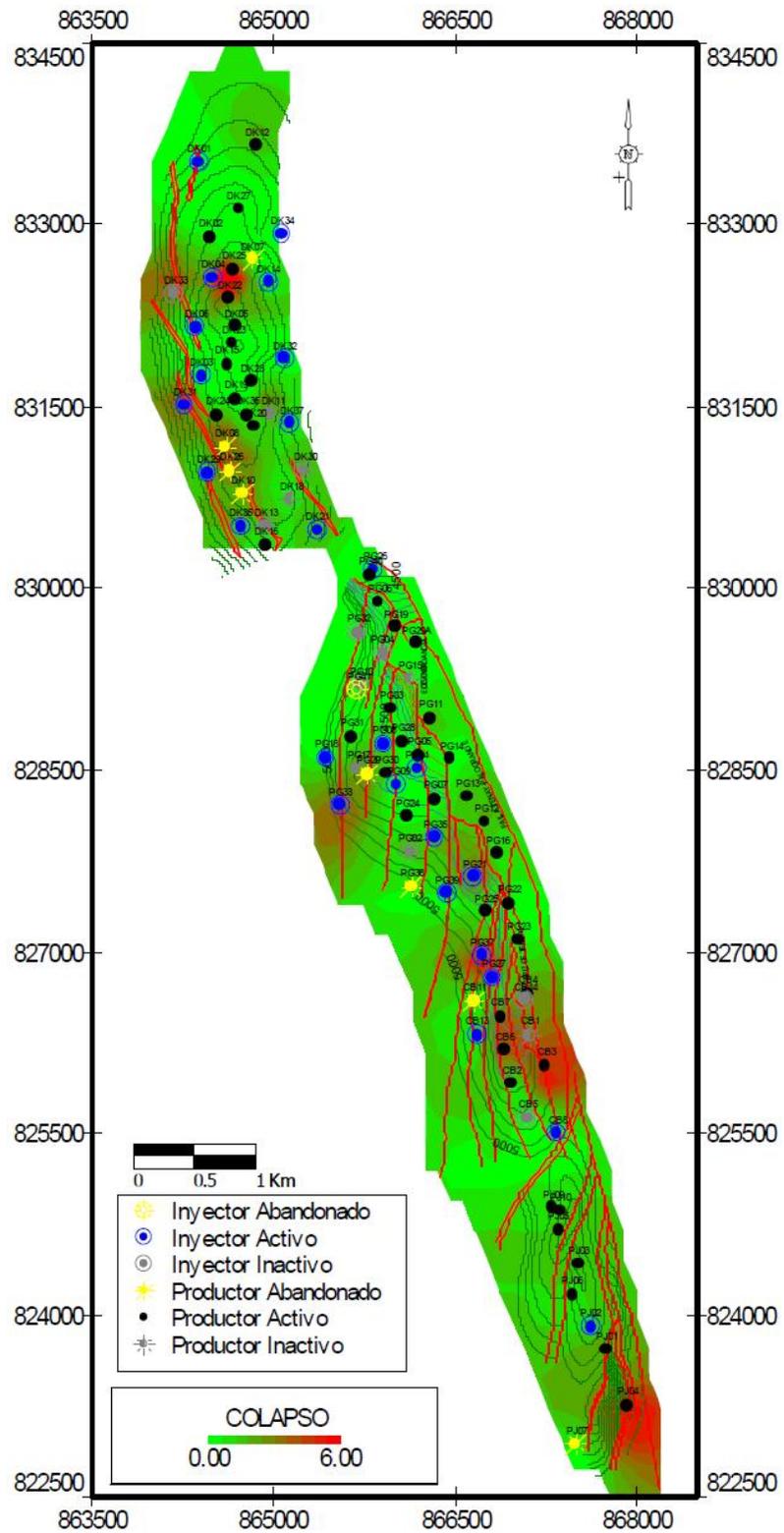
Para comprender mejor las condiciones en las que se encuentra actualmente los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao con respecto a las restricciones, se elaboraron las siguientes figuras las cuales fueron desarrolladas mediante el software OFM y estas serán utilizadas por los ingenieros del área de producción e ingeniería encargados de estos campos para futuros trabajos.

Las figuras 31, 32, 33 y 34 muestran mediante una escala de colores el estado crítico por número de restricciones de cada uno de los pozos, además el estudio se profundizo por formaciones. (Ver Anexos C al R).

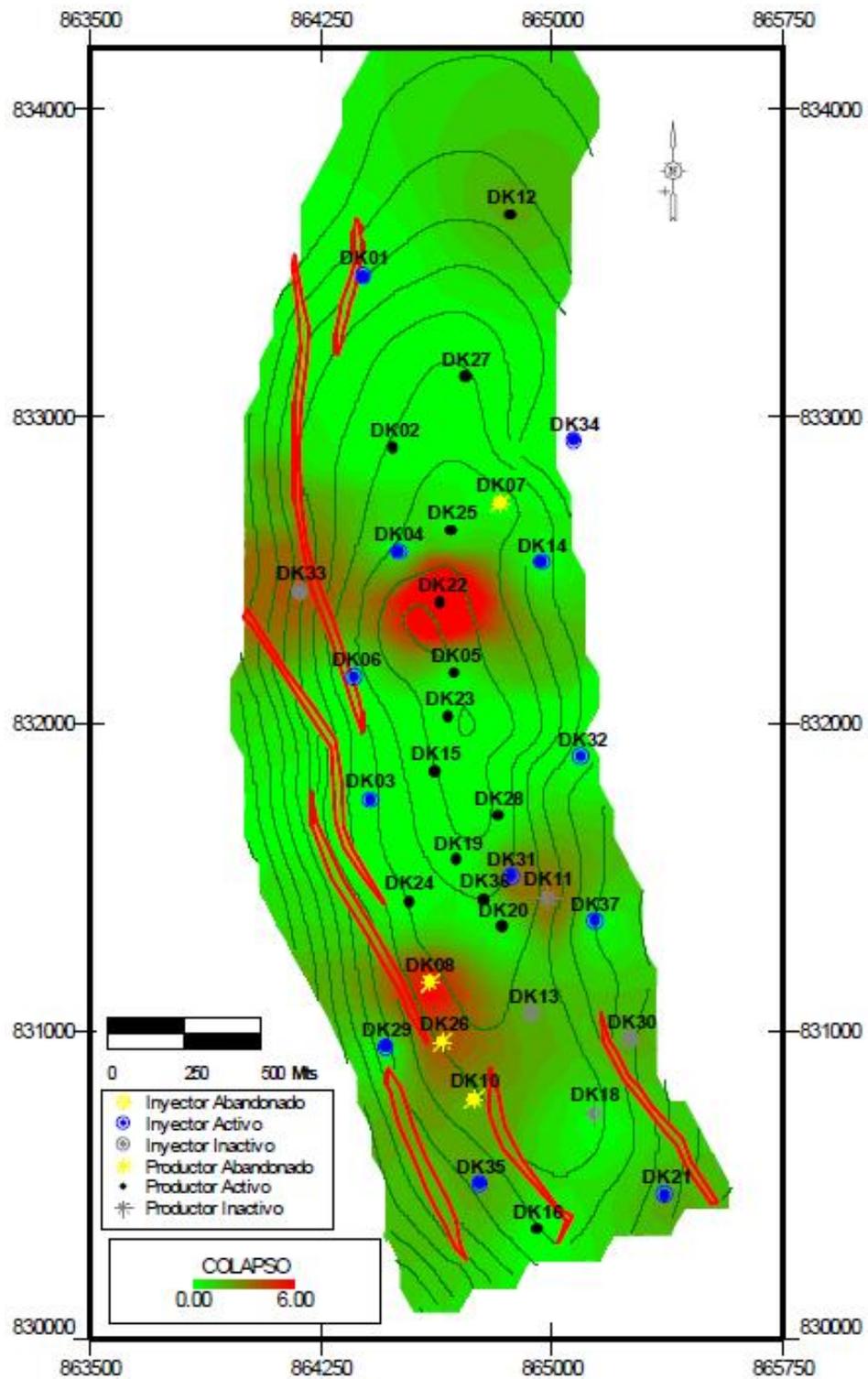
---

\*Tomado de Informe Potencial de Producción Huila, Octubre 2009.

Figura 28. Mapa condiciones actuales de los campos CB-PG, DK y PJ.



**Figura 29.** Mapa de las condiciones actuales por colapsos en el campo Dina Cretáceos.



**Figura 30.** Mapa de las condiciones actuales por colapso en el campo Cebú-Palagrande.

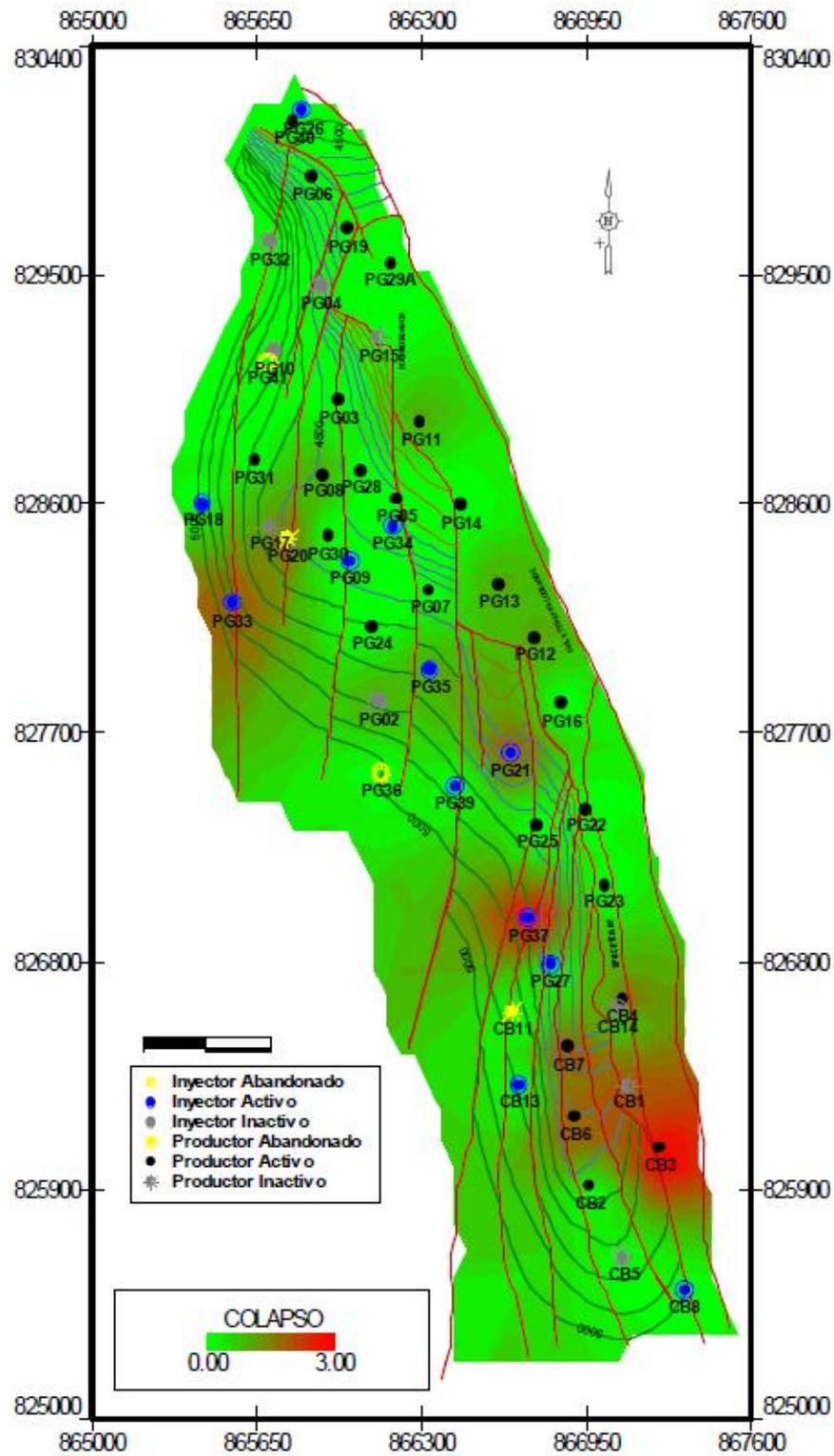
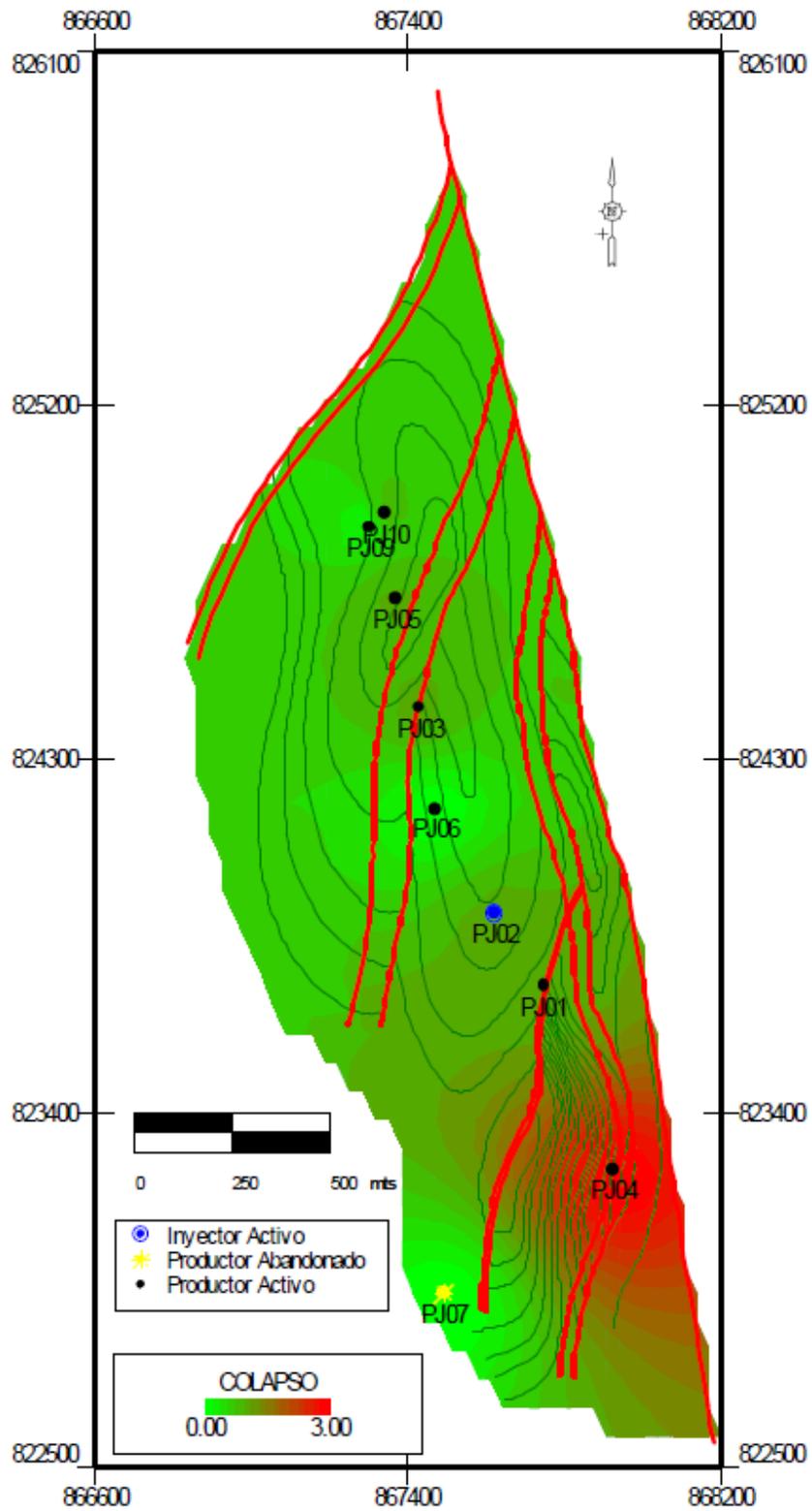


Figura 31. Mapa de las condiciones actuales por colapsos en el campo Pijao.



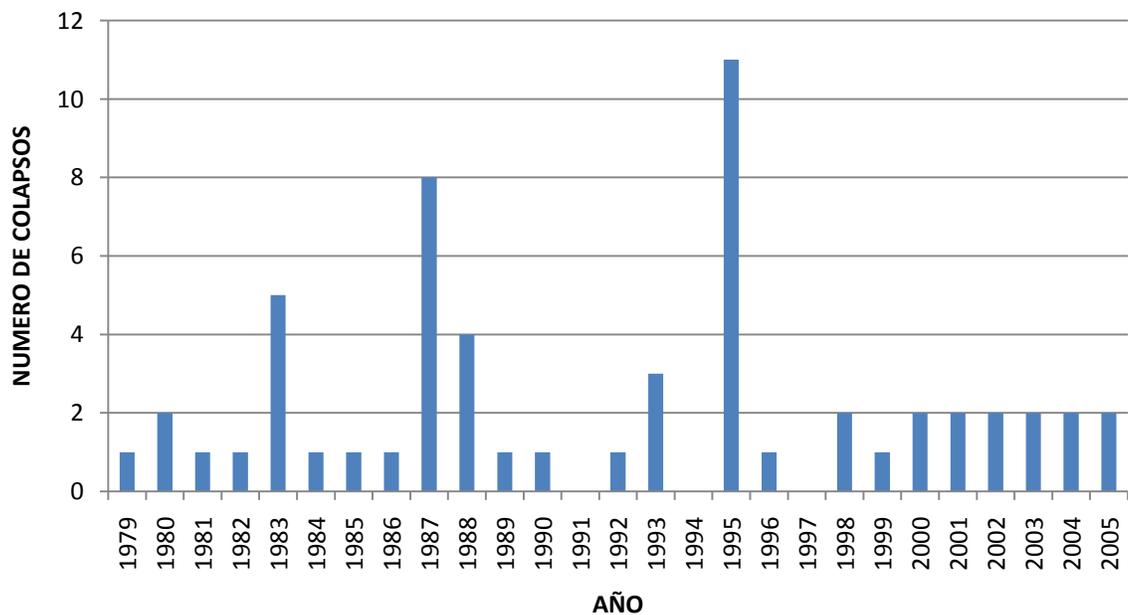
## 4. CLASIFICACIÓN DE LOS COLAPSOS EN LOS CAMPOS CEBÚ-PALOGRANDE, DINA CRETÁCEOS Y PIJAO.

### 4.1 FECHA DE COLAPSOS.

Este estudio se elaboró con el fin de poder determinar si se presenta una tendencia con respecto a alguna fecha o periodo en especial en la cual se presentaron las restricciones. Fue necesario revisar la historia de cada pozo, con el fin de determinar trabajos anteriores a la fecha de reporte de la restricción e intentar determinar una fecha tentativa a la cual se genero el colapso; en muchas ocasiones no se pudo hacer dicho pronóstico, debido a que no se elaboraron trabajos en las zonas afectadas o las herramientas utilizadas que pasaban por las mismas no alcanzaban a detectar la reducción del diámetro en el revestimiento. En dichos casos fue necesario igualar la fecha a la cual aparecieron los colapsos con la fecha del reporte para poder elaborar el presente documento.

**4.1.1 Fecha de colapsos general.** Fue necesario filtrar de la base de datos las fechas en las cuales posiblemente se presentaron las restricciones en los pozos, dando como resultado la siguiente figura.

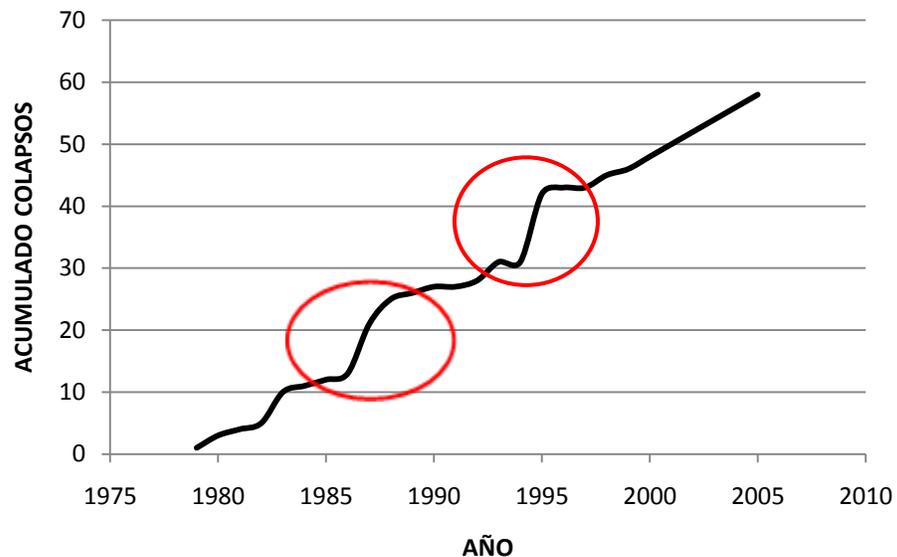
**Figura 32.** Restricciones por año en los campos Cebú-Palогrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Se observa que los años más críticos son el año 1987 donde se presentaron 9 restricciones y el año de 1995 donde se produjeron 11 colapsos; este último, corresponde al periodo más crítico, ya que al parecer en este año fue cuando aparecieron las restricciones del pozo DK-22.

Con el fin de poder determinar una tendencia de cuantos colapsos se registraron por año, se hizo necesaria la elaboración de la siguiente figura. (Ver figura 33).

**Figura 33.** Acumulado de colapsos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Se puede observa que hay un aumento significativamente en la incidencia de las restricciones en los campos estudiados entre los año 1985 a 1988, donde aparecían en promedio 4 restricciones por cada 3 años; por otro parte el periodo comprendido entre los años 1991 a 1995 se presentaron en promedio 9 restricciones por cada 5 años.

Para los datos que corresponden al último periodo entre los años 2001 a 2005 se determinó una tendencia de 6 restricciones cada cinco años. Se puede llegar a pensar que las restricciones que aparecen en este último pueden ser ocasionadas por el deterioro natural de los revestimientos.

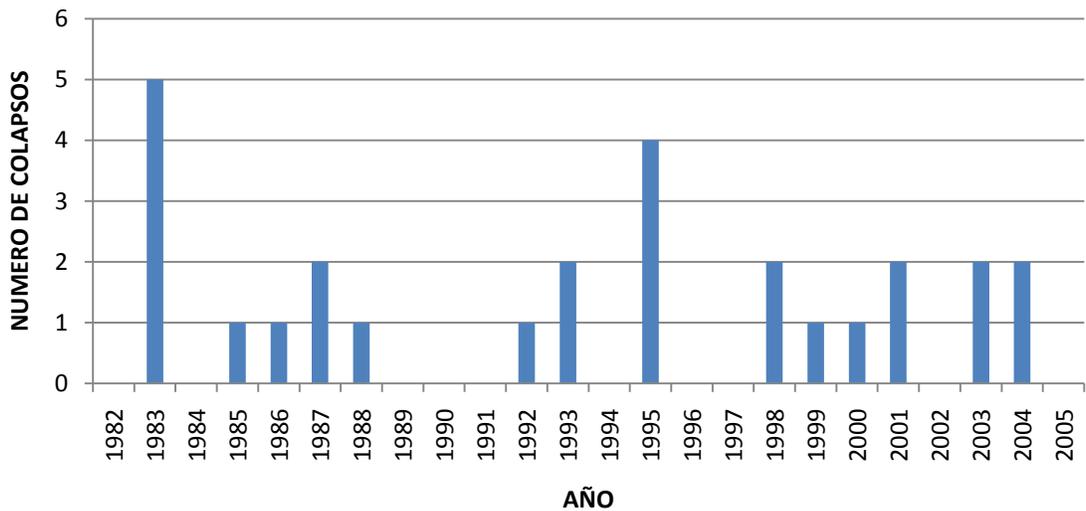
Los dos primeros periodos son tomados en cuenta para compararse con las demás variables que son evaluadas más adelante.

## 4.2 FECHA DE COLAPSOS POR CAMPO.

Para poder determinar el comportamiento de la presencia de restricciones por cada campo, fue necesario filtrar los datos utilizados anteriormente teniendo en cuenta cada campo por separado. Esto se hace debido a que en algunas zonas la relación entre la incidencia de restricciones puede variar significativamente de un campo a otro, sea por parámetros tales como la petrofísica, producción, inyección e incluso las condiciones mecánicas generales de cada campo o pozo.

**4.2.1 Colapsos en Cebú-Palgrande (CB-PG).** Como se mencionó anteriormente el campo Cebú-Palgrande cuenta con mayor cantidad de restricciones a comparación de los otros campos estudiados, esto puede establecer que parámetros están más relacionados con las restricciones y así requerir de un estudio por separado de cada año y con ello más adelante poder vincular alguna variable con la presencia de dichos problemas.

**Figura 34.** Colapsos que se presentaron por año en el campo Cebú-Palgrande.

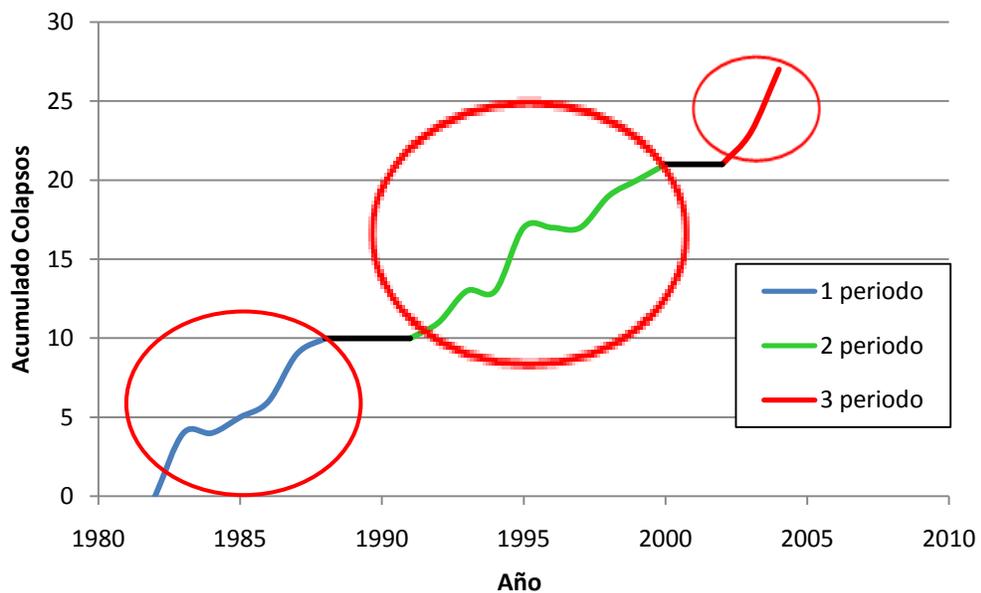


Se observan que hay periodos de actividad con pequeños aislamientos de tiempo. Con tal de facilitar el estudio se hicieron los tres siguientes periodos:

- El primer periodo (años 1983 – 1988).
- El segundo periodo (años 1992 – 1995).
- El tercer periodo (años 1998 – 2004).

Los tres periodos fueron evaluados por separado para determinar la tendencia con que aparecen las restricciones por año. Esto se hizo para facilitar la evaluación de las restricciones y poderlas comparar posteriormente con otros parámetros.

**Figura 35.** Acumulado de colapsos en el campo CB-PG.

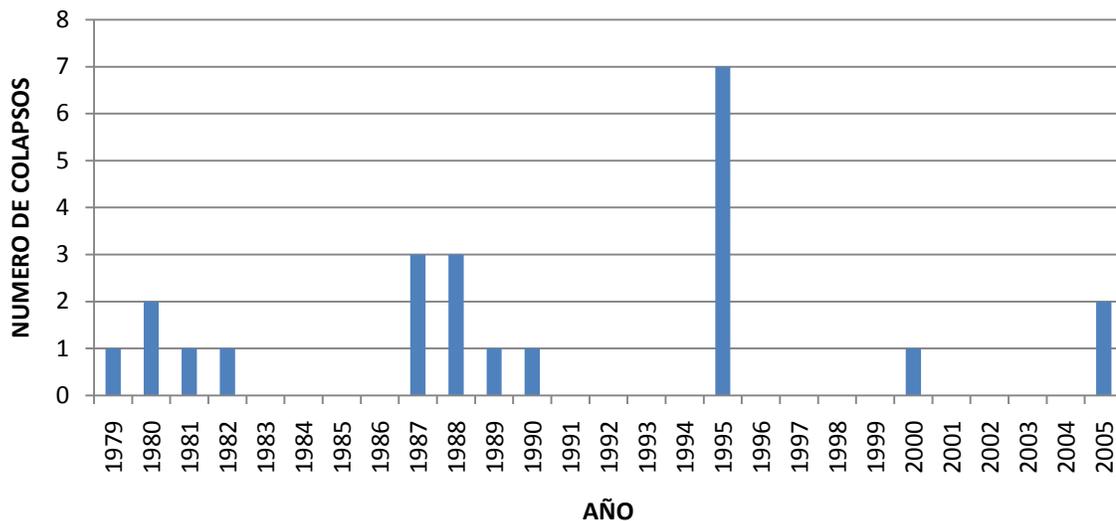


Se observa que en el primer periodo se presentó un aumento significativo en las restricciones, alrededor de 3 restricciones cada dos años; hacia el 1991 corresponde al segundo periodo donde empiezan a aparecer las restricciones, se promedian alrededor 6 restricciones cada 5 años. En el último periodo se detectaron en promedio 3 restricciones por año, siendo la más alta de los tres grupos; se piensa que este aumento se debe al deterioro natural de los casing en conjunto con otros parámetros que logran el aumento en el número de restricciones por año.

**4.2.2 Colapsos campo Dina Cretáceos (DK).** Al igual que el campo Cebú-Palagrande, el campo Dina Cretáceos este campo tiene un alto porcentaje de

pozos con colapsos; se debe estudiar la presencia de las restricciones por año para más adelante intentar enlazar esta información con otros parámetros.

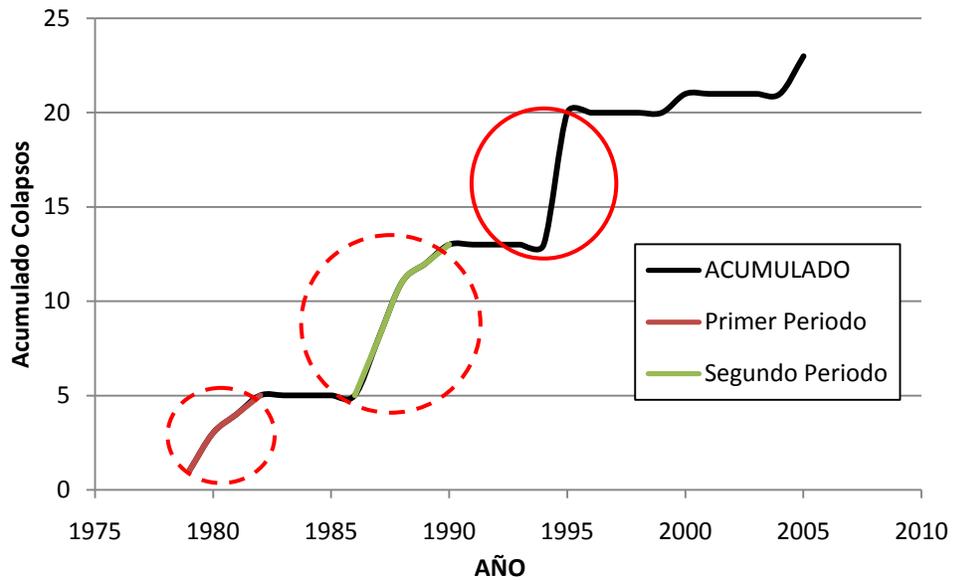
**Figura 36.** Colapsos que se presentaron por año en el campo Dina Cretáceos.



Se observa que en este campo hay dos agrupaciones significativas en la incidencia de las restricciones con respecto al tiempo; la primera (año 1979 – 1982) y la segunda (año 1987 – 1990), pero también se observan tres años aislados en los que aparecieron restricciones, siendo el más significativo el año 1995.

De igual forma que con el campo Cebú-Palgrande los periodos fueron evaluados por separado para determinar alguna tendencia en la presentación de las restricciones por año, además para facilitar la evaluación de las restricciones y comparar posteriormente con otros parámetros. (Ver Figura 37).

**Figura 37.** Acumulado de colapsos en el campo Dina Cretáceos.



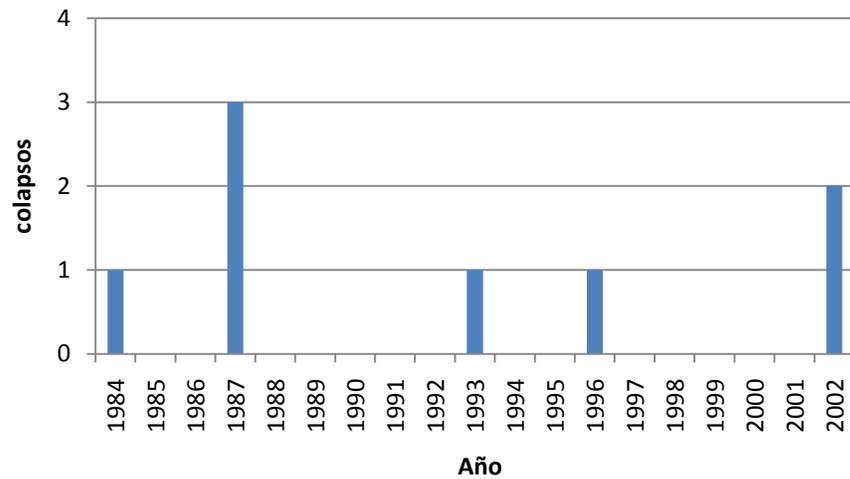
Como se muestra en la figura anterior, los dos periodos encerrados en líneas a puntos corresponden al primer periodo en el que se presentó un aumento en las restricciones, alrededor de 4 colapsos cada tres años. Luego de un cese de los colapsos empiezan a reaparecer de nuevo a partir del año 1986 hasta el año 1991, donde en promedio existían 2 restricciones por año.

En el año de 1995, el cual se encuentra encerrado con una línea roja, aparecieron 7 restricciones equivalentes al 86% de ellas en el pozo DK-22.

Para el final del estudio se observa también que las restricciones han tendido a estabilizarse mostrando una tendencia de aproximadamente una restricción cada 3 años; se piensa que se debe al deterioro natural de los revestimientos.

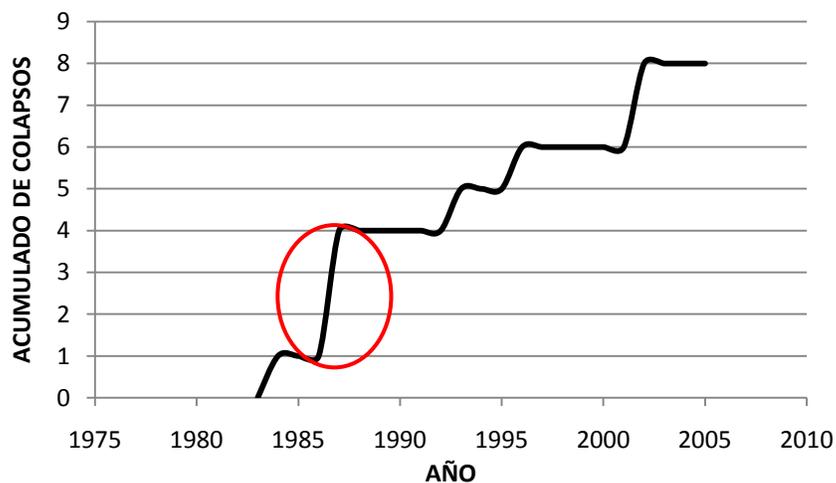
#### **4.2.3 Colapsos campo Pijao (PJ).** (Ver figura 38).

**Figura 38.** Colapsos que se presentaron por año en el campo Pijao.



Se puede observar que las fechas de los colapsos no tienen tendencia alguna. Con esta grafica solo se puede establecer que la actividad inicio en el año de 1984 con una sola restricción, luego en el año de 1987 aumentó hasta el máximo de tres restricciones por año y posteriormente ocurre un cese en las restricciones hasta el año de 1993, donde a partir de esta fecha se presentaron hechos aislados con una restricción (año 1993 y 1996) y el último periodo en el que se encontraron 2 restricciones fue hacia el año 2002. Por esta razón se hizo necesaria la elaboración del acumulado de la incidencia de las restricciones y así intentar comparar estas fechas con otros eventos que se presentasen en ese campo.

**Figura 39.** Acumulado de colapsos en el campo Pijao.



Como se muestra en la anterior figura, la mayoría de los pozos de este campo presentan problemas de restricciones y no se tiene una tendencia clara.

En el año 1986 hubo un aumento marcado de 3 restricciones por año, siendo este el periodo con mayor número de colapsos.

Se puede llegar a pensar que las restricciones encontradas en el año de 2002 pudieron presentarse por el deterioro natural del revestimiento; como no hay una tendencia clara, es necesario tener en cuenta las fecha para más adelante ser comparadas con otros parámetros.

### **4.3 CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN.**

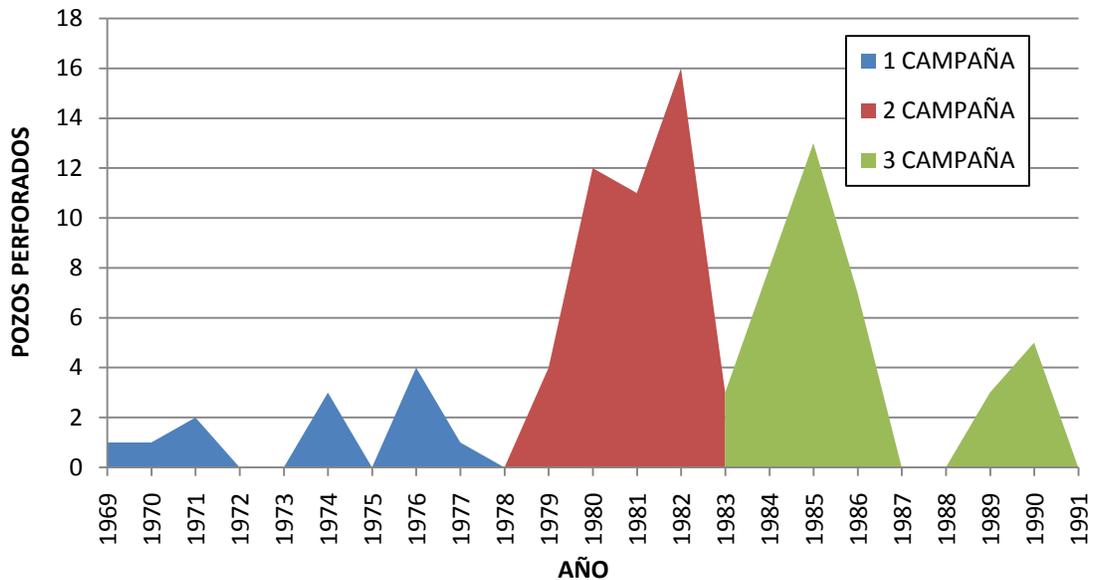
Fue necesario precisar si existe alguna relación entre las fechas a las cuales fueron perforados los pozos con los eventos de colapsos que pudieran presentarse en los mismos. Fue necesario realizar una evaluación de esta posible variable, para optimizar así esta investigación.

Los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao no tienen campañas de perforación como tal, por ello fue necesario establecer dichas campañas a partir de la división de los picos de perforación de todos los pozos y así nombrar tres periodos de perforación para los campos. Las fechas donde se agruparon los diferentes periodos de perforación son las siguientes:

- Primera campaña de perforación (1969 - 1977).
- Segunda campaña de perforación (1978 – 1982).
- Tercera campaña de perforación (1983 a 1990).

(Ver anexo D)

**Figura 40.** Campañas de perforación en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.

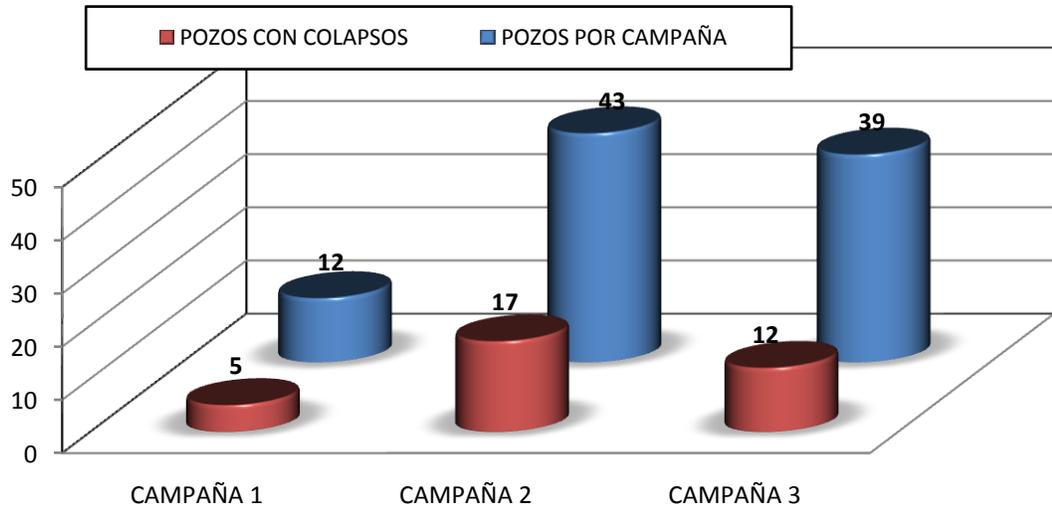


Se observa que la segunda y tercer campaña son las que tiene el mayor número de pozos perforados.

Para visualizar y entender el problema se decidió elaborar un estudio por campaña de perforación, el cual muestre el número de pozos perforados por campaña y cuáles de estos pozos presenta restricciones.

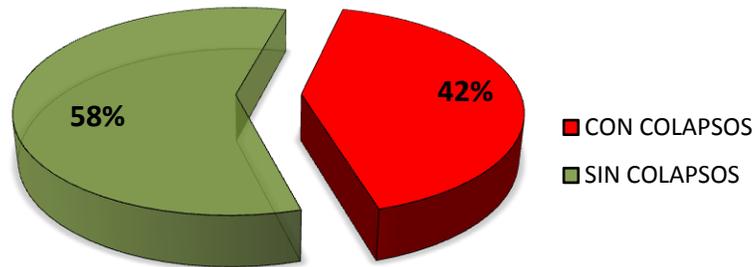
**4.3.1 Distribución de colapsos según la cantidad de pozos perforados por campaña.** Para efecto de los cálculos se tomó la fecha en la cual tentativamente apareció la primera restricción en cada pozo, sin importar el número de restricciones que tenga cada uno. Esto se hizo con el fin de intentar determinar cuántos pozos de una campaña en especial tienden a tener más problemas de colapsos; de ser así, quedaría pendiente por evaluar en estudios posteriores estos parámetros o técnicas con las cuales se hicieron las perforaciones. (Ver figura 41).

**Figura 41.** Pozos perforados y pozos con colapso por cada campaña de perforación.



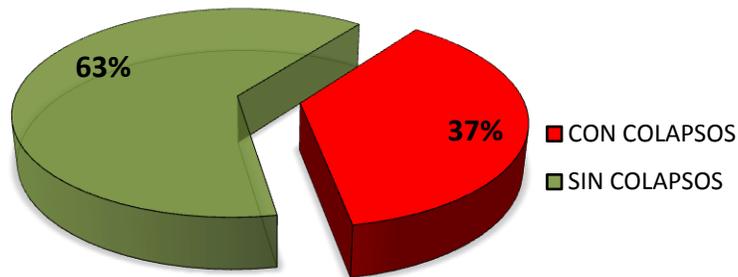
Se observa que la segunda campaña de perforación tiene mayor número de pozos colapsados a comparación de las dos restantes, pero esto es relativo al número pozos que tenga cada campaña, razón por la cual se decidió profundizar el estudio respecto a cada campaña por separado.

**Figura 42.** Pozos con colapsos de la primera campaña de perforación.



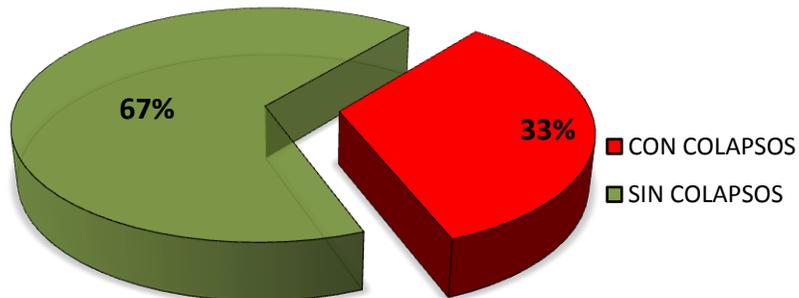
La primera campaña de perforación tiene 12 pozos perforados, donde el 42% de los pozos de la primera campaña de perforación corresponden a 5 pozos que presentaron problema de restricciones en el casing. Como estos son los pozos más antiguos se pensaría que estos son más susceptibles a tener problema de colapsos.

**Figura 43.** Pozos con colapsos de la segunda campaña de perforación.



La segunda campaña de perforación cuenta con 46 pozos perforados, de los cuales el 37% de los pozos de la segunda campaña constituyen a un número total de 17 pozos que presentaron problemas de restricciones en el casing hasta la fecha de estudio.

**Figura 44.** Pozos colapsados de la tercera campaña de perforación.



La tercera campaña de perforación tiene 36 pozos y cuenta con un 33% de los pozos de la tercera campaña que toman un valor de 12 pozos, en los cuales se presentaron problemas de colapsos hasta la fecha de cierre de este estudio.

De lo anterior se pudo concluir que las primeras campañas son las que mayor porcentaje de pozos colapsados tiene en relación al número de pozos que se perforaron; además, esto se debe en cierta parte al deterioro natural de los revestimientos debido a la diferencia de años que existe entre campañas, las cuales son alrededor de siete años.

#### 4.4 TIEMPO DE SERVICIO DE LOS CASING.

Los revestimientos están diseñados para resistir los elementos a los cuales estarán sometidos dentro de un pozo de petróleo; cargas axiales, fuerzas colapso, fuerzas de estallido, corrosión y otras.

El tiempo de servicio de un revestimiento depende de cómo los elementos reducen la capacidad mecánica de un casing para soportar las cargas a las cuales debe someterse, además de otros factores como la cementación que cambia las condiciones de los esfuerzos a los cuales está sometido el revestimiento. Cabe resaltar que para efectos de este estudio se tomo como tiempo de servicio los días o años en que el revestimiento funcionó en condiciones normales.

Para los pozos que presentan colapsos el tiempo tomado va desde la perforación hasta la fecha tentativa a la cual pueda presentarse este tipo de problema.

Para el caso de los casing que no presenta restricciones, el tiempo de servicio corresponde al tiempo desde la perforación hasta el año 2009; en ambas situaciones se toma como inicio la fecha de la perforación debido a que la variación de tiempo desde que se termina la perforación hasta el momento de colocar el revestimiento es mínima.

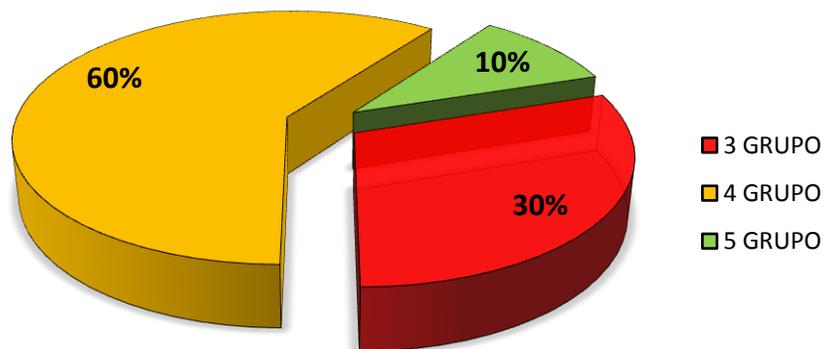
Para ello se requiere hacer una clasificación de los pozos según un periodo de tiempo determinado, obteniendo de esta manera cinco grupos, los cuales se ilustran en la siguiente tabla. (Ver tabla 7).

**Tabla 7.** Clasificación de pozos según su tiempo de servicio en años y días.

TIEMPO DE SERVICIO	AÑOS	DIAS
GRUPO 1	< 5	< 2000
GRUPO 2	5 – 15	2000 – 5500
GRUPO 3	15 – 25	5500 – 9100
GRUPO 4	25 – 35	9100 – 12500
GRUPO 5	> 35	> 12500

**4.4.1 Tiempo de servicio de los revestimientos sin colapsos.** Las propiedades para resistir los esfuerzos de un revestimiento se minimizan con el tiempo. Para tener una idea de cuál es el tiempo de servicio de los revestimientos sin colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao, se desarrollo la siguiente figura (Ver figura 45), en la cual se ilustra los grupos por tiempo de servicio en los que se encuentran ubicados los pozos que no tienen problemas de restricciones.

**Figura 45.** Tiempo de servicio de los revestimientos sin colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Se observa que todos los pozos tienen un tiempo de servicio mayor a 15 años, el 30% representado por 18 pozos tienen entre 15 a 25 años de servicio, el 60% que constituyen 36 pozos tiene entre 25 a 35 años de servicio y el 10% restante está contemplado por 6 pozos que tienen más de 35 años de servicio. (Ver anexo E),

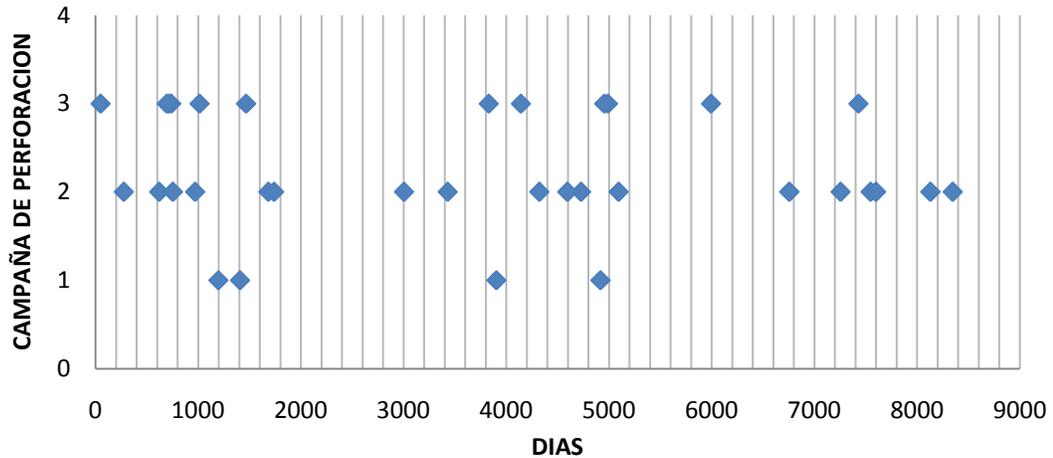
Estos últimos se esperan que sean los que mayores posibilidades de restricciones tengan para un futuro, como es el caso de los pozos DK-01, DK-02, DK-03, DK-04, DK-05 y DK-06.

**4.4.2 Tiempo de servicio de los revestimientos con colapsos.** Los revestimientos que tienen problema de restricciones han tenido un tiempo de servicio antes de que se evidencie la restricción. Este se hace con el fin de intentar determinar si los colapsos se generan en un determinado tiempo de servicio o una reducción del mismo.

Es necesario aclarar, que dar un dato exacto del tiempo de servicio ideal de un revestimiento casi es imposible, ya que depende de muchos factores.

Para establecer cuál fue el tiempo de servicio de los revestimientos se elaboró la siguiente figura.

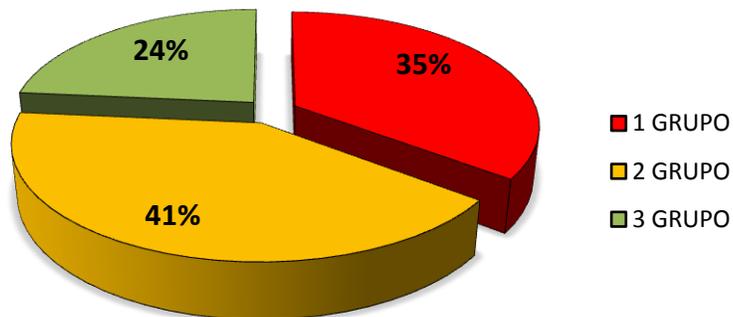
**Figura 46.** Tiempo de servicio en días hasta la fecha del colapso.



Esta grafica permitió visualizar cual fue el tiempo de servicio en días de cada pozo hasta el momento del primer colapso, además fueron separados por campaña de perforación con el fin de intentar determinar alguna relación.

Se observa un grupo pozos que tuvieron una vida de servicio inferior a cinco años, lo cual indica las restricciones en estos pozos debieron presentarse por factores ajenos al deterioro natural del casing, razón por la cual será evaluado mas adelante con factores que pudieron afectar las condiciones a las cuales está sometido normalmente el casing.

**Figura 47.** Tiempo de servicio de los casing con colapsos.



Se puede apreciar que 12 pozos que representan el 41% presentaron colapsos antes de 5 años (<2000 días), 14 pozos que corresponden al 35% mostraron restricciones de 5 a 15 años (2000 – 5500 días) y 8 pozos que hacen 24% restante aparecieron en un rango de 15 a 25 años (5500 – 9100 días). (Ver anexo E).

Por lo tanto se puede deducir que un número significativo de pozos tuvieron restricciones a tiempos tempranos de servicio, lo que puede indicar que en dicho periodo se pudieron desarrollar trabajos que de alguna forma afectaron las condiciones en las que normalmente se veía sometido el revestimiento y por esta razón fueron tomados en consideración para estudios posteriores.

#### **4.5 FORMACIONES EN DONDE SE PRESENTAN LAS RESTRICCIONES.**

Son muchos los factores que pueden asociarse a los eventos de restricciones, por ejemplo si hablamos de las formaciones, las propiedades petrofísicas varían de una formación a otra, o las condiciones varían por que alguna formación está sometida a la inyección de agua como método de recuperación secundaria; esto afecta de alguna manera los esfuerzos a los cuales normalmente se ve sometido el revestimiento. Por ello es importante la construcción de hipótesis para encontrar posibles causas en la generación de estos problemas.

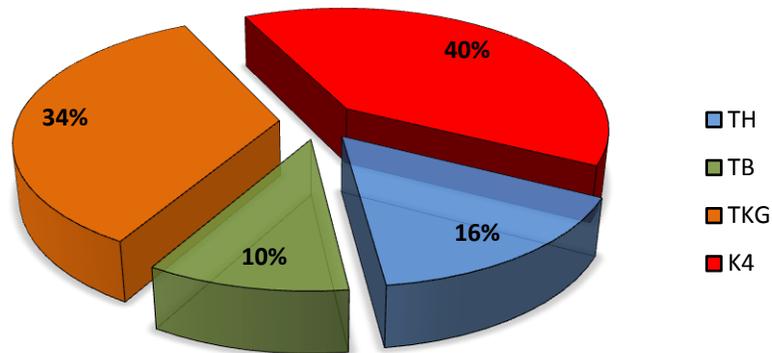
Para efectos de este ejercicio se tomo el número total de restricciones por pozo, además de las siguientes consideraciones:

- Los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos son verticales, debido a que los mismos tienen poca desviación con respecto a la vertical.
- Se tomaron las profundidades verticales verdaderas (TVD) de los topes de las formaciones en el campo Pijao.
- Los datos de la profundidad de cada colapso y topes de formación corresponden a las profundidades verticales verdaderas (TVD) dentro del pozo.

Según las consideraciones anteriores se tomaron las profundidades de cada restricción y con los datos de los topes de formación de cada pozo, y se ubicó en que estrato del subsuelo se encontraba cada colapso.

Se realizó una tabla que indica el número de restricciones por formación dando como resultado la siguiente figura.

**Figura 48.** Formaciones donde se presentan las restricciones en los campos Cebú- Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.



El 16% representa las 9 restricciones que se encuentran en la formación Honda (TH), las cuales son de depósitos fluviales del terciario con arcillolitas rojas, cafés rojizas y grises verdosas intercaladas con areniscas algunas veces conglomeráticas. (Ver figura U).

El 10% pertenece a las 6 restricciones presentes en la formación Barzalosa (TB), las cuales son depósitos fluviales del terciario con Arcillas con intercalaciones de areniscas rojas.

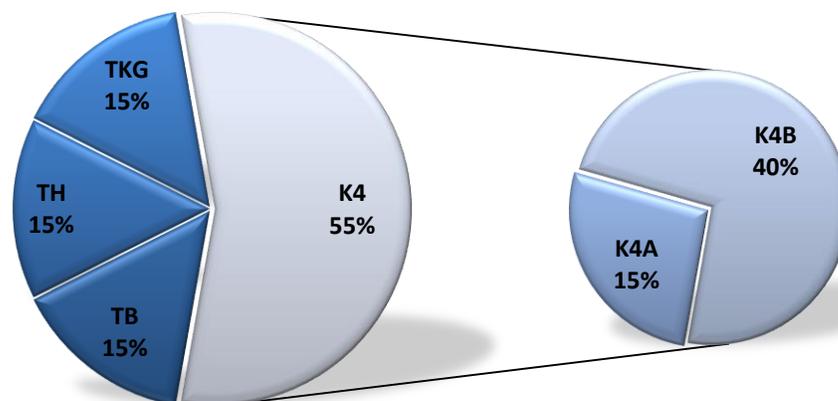
El 34% corresponde a las 20 restricciones de la formación Guaduala (TKG), la cual está constituida por facies de canales y llanuras de inundación de ambiente Fluvial y Fluvio-deltaico, con depósitos de color claros y areniscas de grano fino a medio con porosidad pobre y con estratificación cruzada.

Por último, 40% faltante pertenece a las 23 restricciones de la formación Monserrate (K4), la cual está constituida por secuencias de arenitas cuarzosas de grano fino a medio intercaladas con lodolitas grises y limolitas laminadas bien cementadas.

Las formaciones Guaduala y Monserrate son las zonas productoras de estos campos y a su vez las zonas en donde se genera la inyección de agua como método de recuperación secundario.

Debido a que las condiciones petrofísicas de las formaciones pueden variar de un campo a otro, se decidió dividir el estudio por campo.

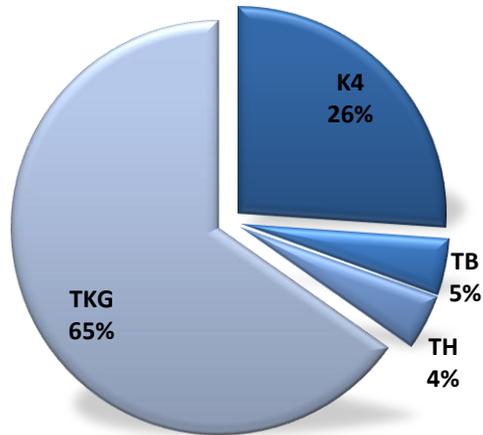
**Figura 49.** Formaciones donde se presentan colapsos en el campo Cebú-Palogrande.



Esto indica que la formación en donde más se presentaron los colapsos fue la formación Monserrate (K4) con 55% representado por 15 restricciones; además de esto la formación Monserrate se divide en tres estratos K4A, K4B y K4C, donde los estratos K4A y K4B fueron los únicos que desarrollaron estos problemas, siendo el estrato K4B con 11 restricciones el que mayor número mostro.

Cabe resaltar que la inyección de agua en este campo se desarrolla por las formaciones Monserrate (K4A, K4B, K4C) y Guaduala (TKG), razón por la cual este parámetro será evaluado más adelante con respecto a la incidencia de las restricciones en este campo. (Ver figura 50).

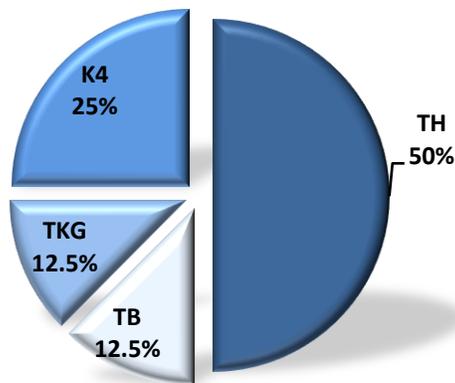
**Figura 50.** Formaciones en donde se presentan los colapsos en el campo Dina Cretáceos.



En el campo Dina Cretáceos se observa que el 65% que comprenden un número de 15 colapsos se presentaron en la formación Guaduala (TKG), seguida de la formación Monserrate (K4) específicamente en el estrato (K4B) con el 26% representado por 6 restricciones.

A diferencia del campo Cebú-Palgrande la producción e inyección de agua en este campo se desarrollan en la formación Monserrate (K4), razón por la cual se generó la hipótesis que algún factor en esta formación ajeno a la inyección de agua estaba generando las restricciones.

**Figura 51.** Formaciones en donde se presentan los colapsos en el campo Pijao.



En este campo el 50% que eta determinado por 4 restricciones ocurren en la formación Honda (TH), esta zona no es productora ni tiene implementado la inyección de agua.

De igual forma sucede con las formaciones Barzalosa (TB) y Guaduala (TKG), en donde ambas cuentan con el 12.5% y muestran tan solo 1 restricción; esto para cada una de ellas.

A partir de esto se puede establecer que para este campo las restricciones en las formaciones Honda (TH) y Barzalosa (TB) podrían ser por la presencia de un acuífero activo.

#### **4.6 COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS.**

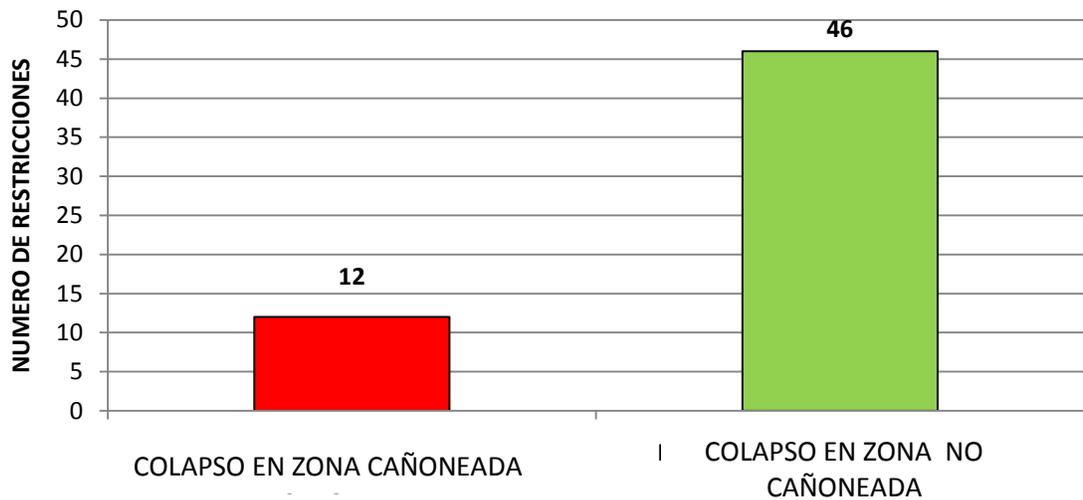
Uno de los factores que puede ocasionar las restricciones en un pozo es el completamiento del mismo, ya sea por el tipo de revestimiento que se utilice, el tope del cemento y la cantidad de tiros por pie de cañoneo que tenga el revestimiento en una zona determinada. Por ello fue necesario evaluar cada parámetro del completamiento de los pozos e intentar establecer una conexión con la presencia de las restricciones en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.

**4.6.1 Cañoneo.** Debido que el cañoneo abre canales para comunicar el interior del pozo con la formación, el revestimiento puede sufrir un debilitamiento que podría ocasionar la reducción del diámetro interno. Por esto se decidió tomarse en cuenta para evaluar si alguna densidad de disparo en el cañoneo está ocasionando las reducciones.

Se tiene entonces, que al aumentar la densidad de disparo aumenta también las posibilidades de generarse restricciones.

Para evaluar este parámetro primero se determinó cuantas reducciones se presentan entre una zona con cañoneo, dando como resultado la siguiente figura. (Ver figura 52).

**Figura 52.** Colapsos que se encuentran en zonas cañoneadas.

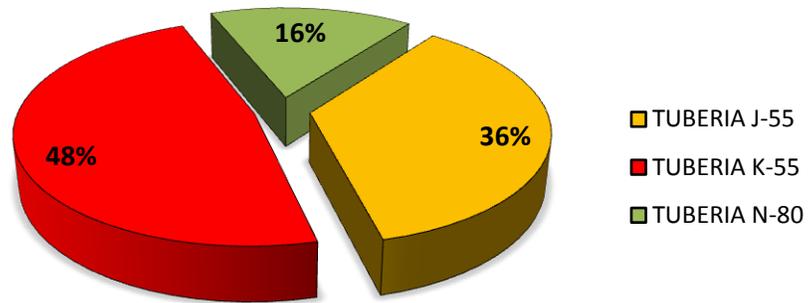


El 79% de las restricciones se encuentra en zonas donde no ha sido cañoneado el casing. Solo una pequeña cantidad de los colapsos están dentro de zonas con cañoneo. El 83.33% de estas restricciones aparecieron en casing con una densidad de cañoneo de 4 tiros por pie (4 TTP) que es la más utilizada en estos campos; en las zonas donde hay una mayor densidad de disparo (6 TTP) no se presentan restricciones.

Con esto se concluye que la densidad de disparo no es influyente en la incidencia de restricciones.

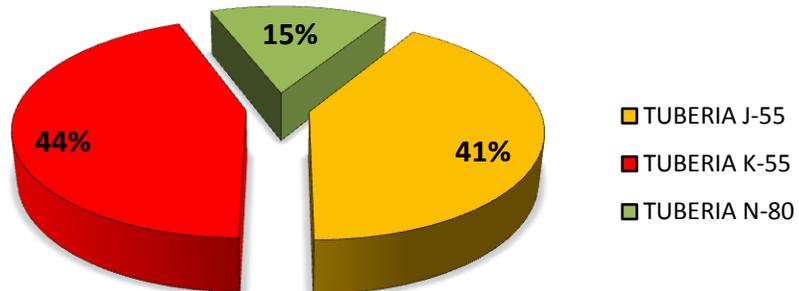
**4.6.2 Tipo de casing.** La micro estructura del acero y las propiedades mecánicas pueden cambiar dramáticamente por la adición de aleaciones especiales y por medio de tratamiento de calor. Debido a esto, se fabrican diferentes grados de tubería de revestimiento para que soporte diferentes situaciones o condiciones de operación. Por ello fue necesario determinar si algún tipo de casing está más propenso a sufrir algún tipo de restricciones, y por tal razón fue necesario saber que tipos de casing son los más utilizados en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao y luego comparar los tipos de casing que más tienen restricciones; para esto se tomaron las tuberías que tienen solo un tipo de casing. Para los pozos con más de un tipo de casing se escogió cual es el más predominante. (Ver figura 53).

**Figura 53.** Tipos de casing utilizado en los pozos de Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Se observa que el 48% representado en 44 pozos utiliza un casing tipo K-55, el 38% que corresponde a 33 pozos, utilizan casing tipo J-55 y 15% restante que compromete a 15 pozos, utiliza tubería tipo N-80.

**Figura 54.** Tipos casing en los pozos colapsados.



Se observa que la proporción de los casing con colapsos en tubería tipo J-55 aumentó; parece ser que este tipo de tubería es más propensa a las restricciones. Para evaluar que rango de tubería es la que mayor incidencia de restricciones presenta, se hace necesario separar cada tipo de tubería y determinar su valor porcentual; la siguiente tabla recopila esta información.

**Tabla 8.** Estado mecánico de los diferentes casing.

ESTADO CASING	J-55	K-55	N-80
CON COLAPSOS	14	15	5
SIN COLAPSOS	19	29	10

El 42% de los casing J-55 tienen problemas de restricciones, el 34% de los casing K-55 presenta restricciones en el casing y 33% de los revestimientos N-80 presenta problema de colapsos. (Ver anexo).

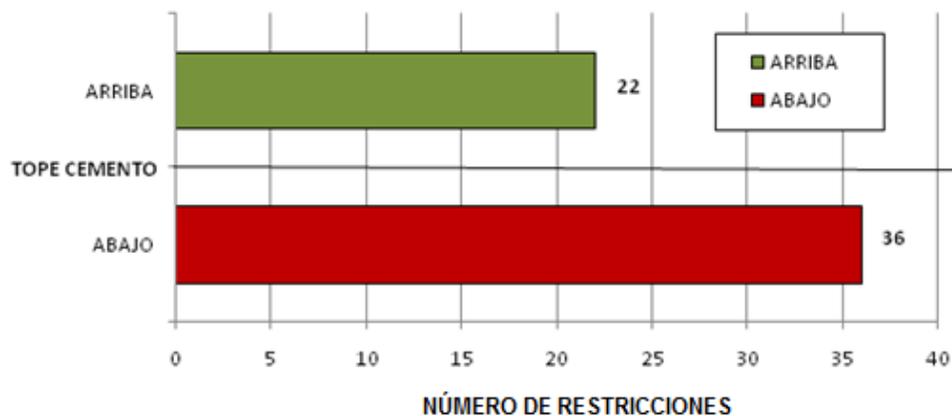
De los tres tipos de tuberías, la tubería tipo J-55 es la que tiene menor capacidad para soportar esfuerzos de presión de estallido y colapso.

Con esto se concluye, que el tipo de tubería de cierta forma está ligada con las restricciones.

**4.6.3 Topes de cemento en los pozos de los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.** En muchas ocasiones para minimizar costos tanto operacionales como de cementación, se cementa el pozo hasta una profundidad determinada. Para evaluar en donde se presentan los colapsos respecto al tope del cemento, se tomó los pozos que tienen problema de colapsos, la profundidad vertical del colapso dentro del pozo y la profundidad de los topes del cemento. En teoría, la zona más propensa a las restricciones debería de ser por encima del tope del cemento.

Con el fin de poder hacer el estudio más detallado, fue necesario desarrollar la siguiente figura la cual ilustra cuantas restricciones se presentan por encima del tope del cemento.

**Figura 55.** Ubicación de los colapsos respecto al tope del cemento.

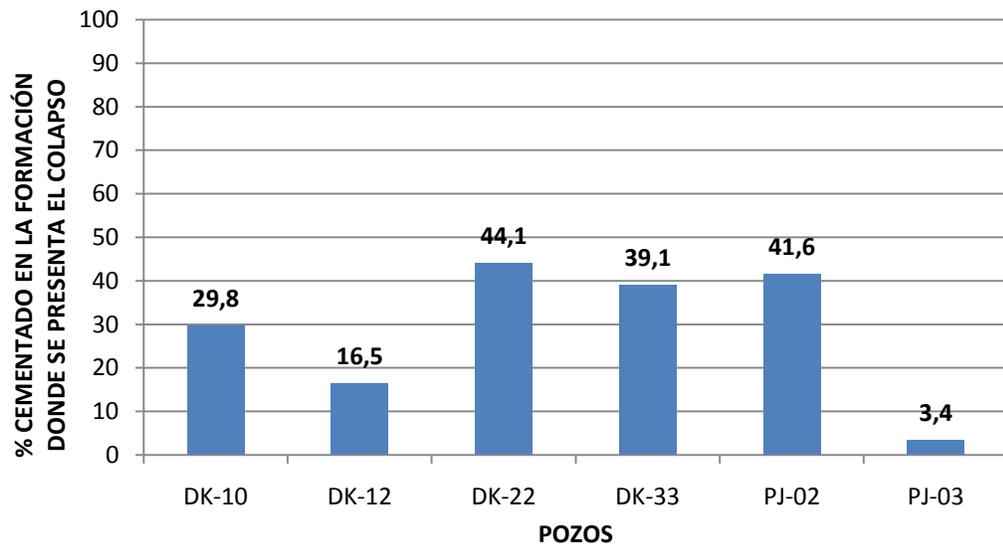


El 62% de las restricciones se encuentran por debajo del tope del cemento. Aunque los resultados no fueron lo que se esperaba, cabe resaltar que hay un porcentaje significativo de restricciones que si se encuentran por encima del tope del cemento. (Ver Anexo H).

Una hipótesis de estas fallas, es que no existe una cementación representativa respecto al espesor de cada formación en donde se genera el problema, ocasionando consigo corrosión y debilitamiento del revestimiento hasta llegar al punto de colapso.

Se estableció si la formación en donde se presenta la restricción es la misma en donde está el tope de cemento, tomando como muestra los colapsos que se generan por encima del tope del cemento y así se determinó que porcentaje de cemento hay con respecto a esta zona con colapsos.

**Figura 56.** Porcentaje de formación cementada en colapsos por encima del tope del cemento.



Se observa que todas las restricciones que se presentan por encima del tope del cemento tienen un porcentaje de cementación bajo, lo que indica que una gran parte del casing está expuesto a la formación, donde generalmente se presenta los colapsos en cada pozo.

Cabe recordar que la formación en donde mayor se presentan colapsos en el campo Dina Cretáceos es la formación Guaduala (TKG) y la mayor parte de los pozos en este campo tienen el tope de cemento en esta formación (Ver anexo H), lo mismo sucede con el campo Pijao, en el cual la zona problemática es la formación Honda (TH) y los porcentajes de cemento en estas zonas son bajos o en algunos casos nulo.

Por ello se determinó que el porcentaje de zona cementada en la formación con influencia a presencia de colapsos, es influyente en la probabilidad para que las restricciones aparezcan.

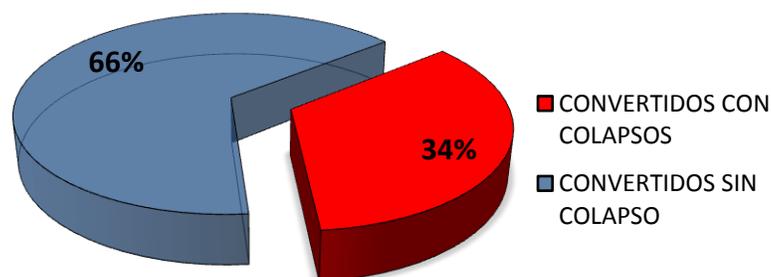
#### 4.7 CONVERSIÓN POZOS.

La conversión de pozos se da cuando las condiciones del mismo no son las adecuadas para la producción o inyección, además esta es una solución económicamente viable cuando es necesario cambiar los patrones de inyección de un campo.

El problema radica en que las condiciones a las cuales está sometido un pozo productor son diferentes a las condiciones o esfuerzos a las cuales está sometido un pozo inyector, razón por la cual es necesario tener en cuenta este parámetro para determinar si está ligado con el evento de restricciones.

Se tomó como muestra todos los pozos que alguna vez fueron convertidos y cuáles de ellos presentan problema de colapsos, dando como resultado la siguiente figura.

**Figura 57.** Estado pozos convertidos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.



Se observa que el 34% que representan 11 pozos convertidos, muestran problemas de colapsos; 3 de ellos se presentaron antes de la conversión, tal es el caso de los pozos (DK-13, PG-21 y PJ-02).

Para establecer si la causa de las restricciones en los pozos convertidos es la misma conversión, fue necesario determinar el tiempo de servicio del casing desde el momento de la conversión hasta cuando ocurrió la restricción. (Ver Anexo I).

El 83% de los pozos que han sido convertidos con problema de restricciones, estas aparecieron en menos de 4 años. (Ver tabla 9).

**Tabla 9.** Pozos convertidos con presencia de colapsos.

POZO	AÑOS DE SERVICIO CONVERTIDO	AÑOS DE SERVICIO ANTES DE LA CONVERSION	ESTADO
PG-02	1	13	INACTIVO
DK-31	2	<1	ACTIVO
PG-33	2	1	ACTIVO
PG-37	2	<1	ACTIVO
DK-21	4	5	ACTIVO
DK-33	4	<1	INACTIVO
PG-35	13	<1	ACTIVO

Se concluye que los pozos DK-31, DK-33, DK-37 y PG-02 tienen problema de colapsos probados por la conversión de pozos productores a inyectores; además el colapso presentado en el pozo PG-02 puede estar también asociado al deterioro natural del revestimiento ya que este tenía 13 años de servicio como pozo productor antes de ser convertido a pozo inyector.

#### **4.8 INYECCIÓN DE AGUA.**

La inyección de agua en estos campos se compone de dos partes: El patrón de inyección periférico o primera generación, la cual comprende los pozos que fueron convertidos o perforados como inyectores en un periodo de tiempo entre los años 1984 – 1991 y el segundo grupo de pozos que se convirtieron entre los años 2000 – 2003 pertenecientes a la generación de inyección; esta se produjo dentro del

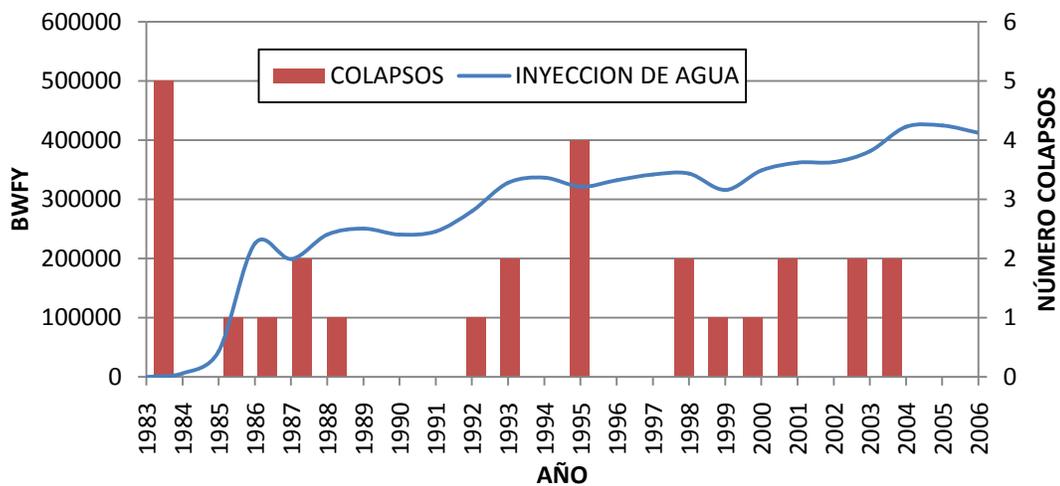
proyecto Optimización del Sistema de inyección Producción (OSIP), el cual surgió a raíz de la nueva estrategia de explotación de los campos en el año 2000 para aumentar el factor de recobro que consistió en cambiar el patrón de inyección periférico por el de líneas<sup>1</sup>.

La inyección de agua necesita una presión mayor a los fluidos del yacimiento para poder ingresar al mismo y además poder desplazar al aceite.

Cuando el frente de avance de la inyección llega al pozo productor, es posible que se pueda producir un aumento en la presión de la cara de pozo y este a su vez puede ocasionar que casing del pozo productor se vea expuesto a un aumento en los esfuerzos.

Por esta razón es necesario comparar las fechas de inyección con las fechas a las cuales se presentaron las restricciones y así intentar determinar si la inyección va ligada con las restricciones.

**Figura 58.** Inyección de agua vs colapsos en el campo Cebú-Palgrande.



Para el campo Cebú-Palgrande se observa que en algunas fechas cuando aumenta la inyección de agua de alguna manera también lo hace los colapsos; por

<sup>1</sup> ARTUNDUAGA AROCA EDWIN. Diagnostico del sistema de inyección de agua de la coordinación de producción Huila, superintendencia de operaciones Huila-Tolima, Gerencia regional sur de Ecopetrol S.A

ejemplo al iniciarse la primera generación de la inyección periférica (1984 - 1991) aumento considerablemente la inyección de agua y también lo hizo las restricciones; ejemplo de ello se observa en el año 1985 y 1986 con una restricción cada año.

Algunos casos que muestran una considerable relación entre la inyección de agua y el desarrollo de las restricciones son los eventos que sucedieron en los años 1989, 1991 y 1995.

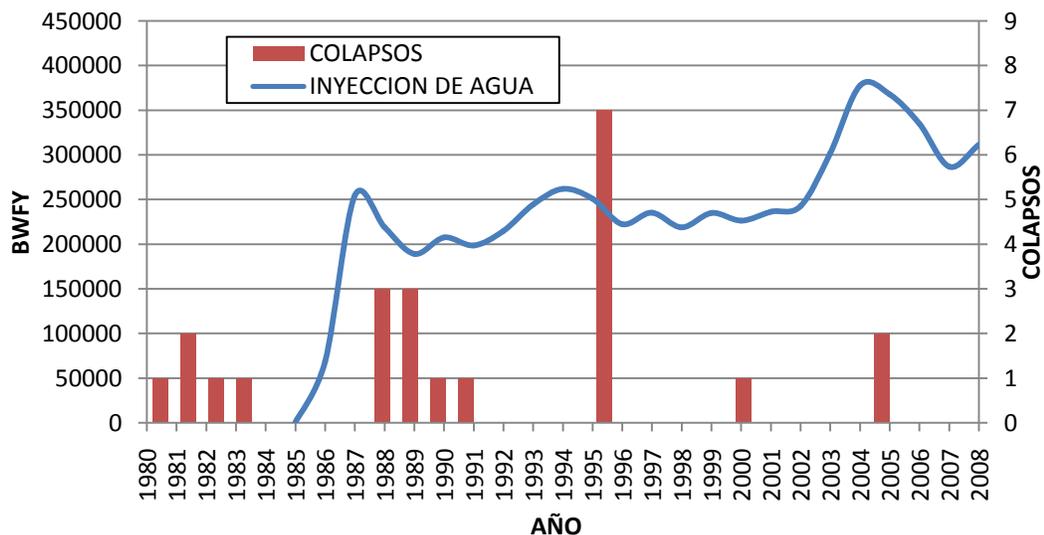
En 1991 la inyección de agua se estabiliza, todos los pozos fueron acondicionados y la inyección de agua tomó un alza considerable.

En el año 1989 también las restricciones se estabilizaron y finalmente hacia el año 1995 se presentó un aumento considerable en las restricciones.

Cuando inicia la inyección en la segunda generación también se observa un aumento en las restricciones.

Todo esto contribuye a soportar la hipótesis que afirma que la inyección de agua está muy ligada al desarrollo de las restricciones.

**Figura 59.** Inyección de agua vs los colapsos en el campo Dina Cretáceos.



En el campo Dina Cretáceos se observa que la inyección de agua empezó en el año de 1985 con la primera etapa de degeneración de pozos inyectoros.

Al aumentar el caudal de inyección para el año 1987, las restricciones aparecieron poco tiempo después de este suceso.

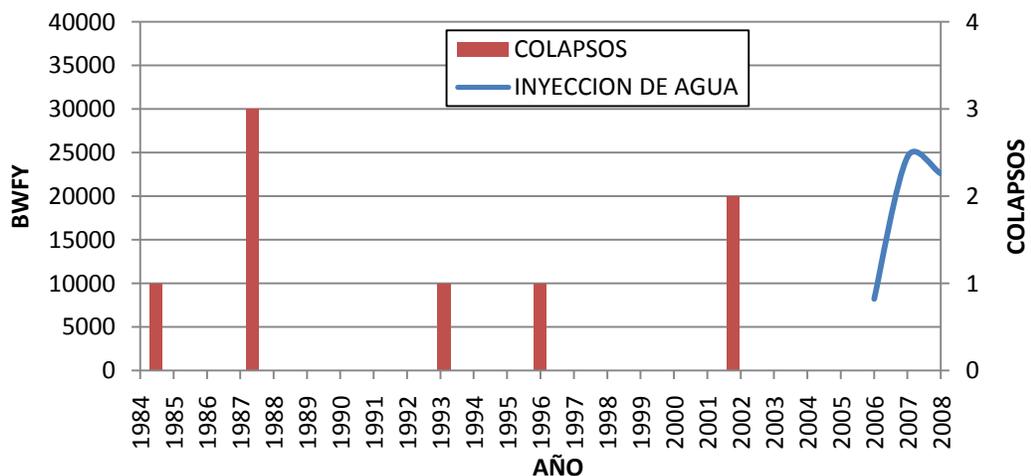
Posteriormente se inicia un aumento en la inyección de agua desde el año 1991 hasta alcanzar un máximo en 1994.

Por último en el año 1995 aparecen 7 restricciones, 6 en el pozo DK-22.

De la misma manera ocurre en la segunda generación, cuando el caudal de inyección alcanza un tope en el año 2004; al año siguiente ocurren 2 restricciones más.

Con esto se concluye que la inyección de agua en este campo también está vinculada con las restricciones.

**Figura 60.** Inyección de agua vs los colapsos en el campo Pijao.

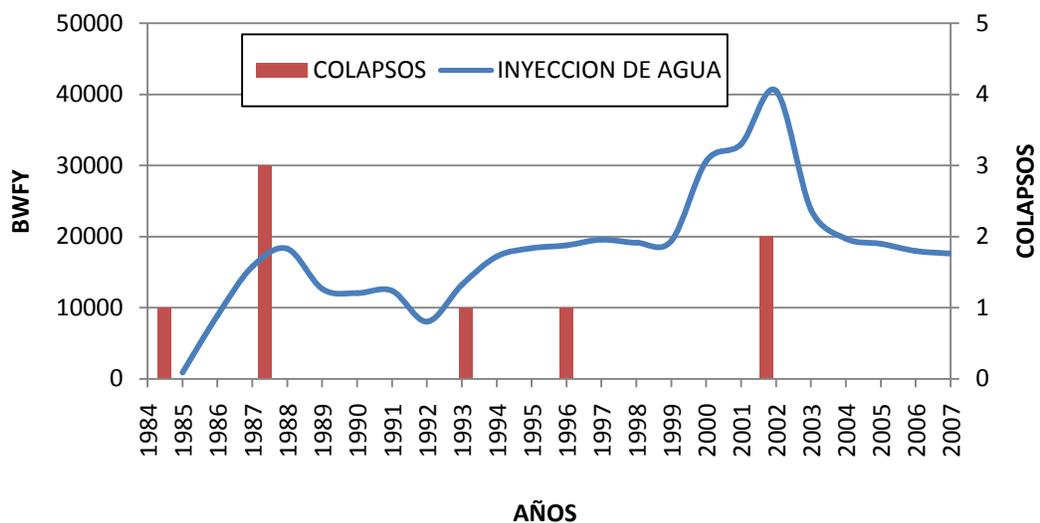


En el campo Pijao se observa que a pesar de que la inyección de agua en el campo empezó en el año 2006, las restricciones comenzaron a aparecer en el año

de 1984; aquí no se puede establecer una relación entre los colapsos y los trabajos de inyección efectuados por el pozo PJ-02.

Debido a que las fechas a las cuales se presentan las restricciones concuerdan con los trabajos de inyección de agua de los campos Cebú-Palgrande y Dina Cretáceos, se decidió compararlos con la inyección de agua de los pozos de la zona sur del campo Cebú-Palgrande obteniéndose la siguiente figura.

**Figura 61.** Inyección de pozos CB 05 y CB 08 con los colapsos en el campo PJ.



Es curioso, que las restricciones que aparecen en el año 1987 en el campo Pijao concuerden con las fechas de aumento en la inyección de agua en los pozos CB-05 y CB-08, los cuales se encuentran al extremo sur del campo Cebú-Palgrande. Al parecer hay una conectividad hidráulica entre las dos estructuras por medio de las fallas.

Las primeras restricciones ocurren en pozos que están muy cerca a fallas en el campo Pijao, siendo primero el pozo PJ-03, luego PJ-04, PJ-01, PJ-05, PJ-10 y por último el PJ-02.

Hay que tener en cuenta que la fecha de colapso del pozo PJ-03 es anterior a la fecha de iniciación de inyección de los pozos CB-08 y CB-05.

## 4.9 PRESIÓN DE INYECCIÓN.

Para poder inyectar agua en una formación, se debe superar ciertos esfuerzos desde superficie hasta perforados. Estos esfuerzos se oponen a que el agua pueda penetrar en los poros de la roca; como ejemplo de ello se debe de tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricción que genera la tubería de inyección, considerar la oposición que genera la misma formación para que estos fluidos puedan ingresar dentro de ella. Por esta razón las presiones y esfuerzos a los que se ve sometida una tubería de inyección son mayores en comparación con las tuberías de producción.

Se establece entonces como posible juicio que los esfuerzos a los cuales están diseñadas las tuberías hayan sido superados y si a esto le sumamos el factor tiempo y desgaste de la misma, se puede diferir que se reduce la capacidad de resistir los esfuerzos a los cuales puede ser sometido el casing sin sufrir daño o deformación.

Para ello fue necesario determinar cuál era la presión de inyección en la zona de los perforados la cual se define como:

$$\text{Presion Fondo} = \text{THP} + Ph_{tub} - \Delta Pf_{tub} + Ph_{csg} - \Delta Pf_{csg}$$

Donde:

THP = Presión en cabeza de pozo.

$Ph_{tub}$  = Presión hidrostática dentro del tubing de inyección.

$\Delta Pf_{tub}$  = Perdidas de presión por fricción dentro del tubing de inyección.

$Ph_{csg}$  = Presión hidrostática dentro del casing.

$\Delta Pf_{csg}$  = Perdidas de presión por fricción dentro del casing.

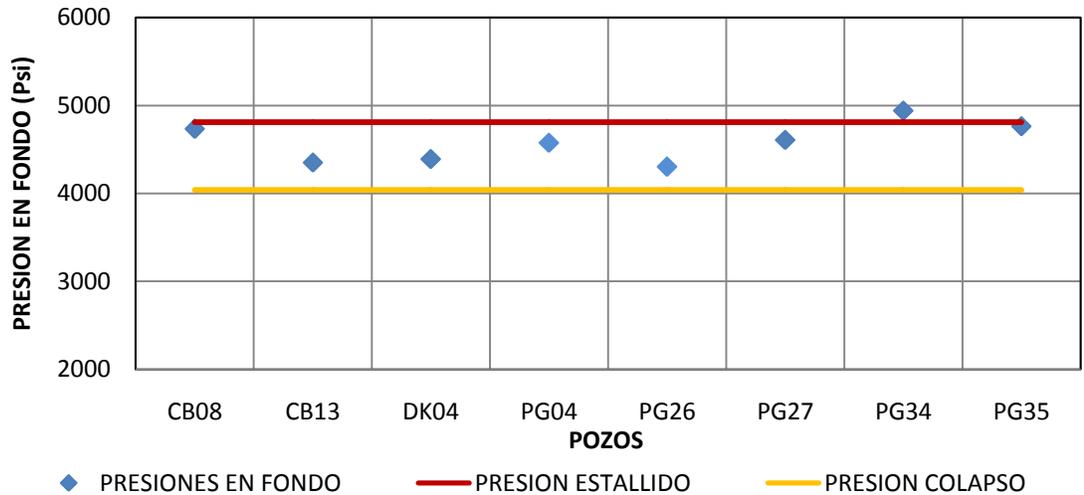
Se tuvo en cuenta el rango de tubería y diámetro externo de la misma, con el fin de poderlos comparar con tablas de las propiedades de los revestimientos (presión de colapso y presión de estallido)<sup>2</sup>.

El lapso de tiempo en el cual fueron tomadas presiones de cabeza de pozo (THP) fue de 2002 a 2009, debido a inconsistencias en la base de datos en donde se reportaron anteriormente dicha información.

---

<sup>2</sup>eEHB Electronic Engineering Handbook. BJ services. Tablas propiedades de revestimientos.

**Figura 62.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías nuevas J-55, 5.5” de OD y 15.5 Lb/ft.



Se observa que en todos los pozos que tienen tubería de revestimiento J-55, 5.5” de OD y 15.5 Lb/ft se están excediendo los esfuerzos de colapso y en algunos se sobrepasa o se está a punto de sobrepasar las presiones de estallido. El pozo PG-02 también tiene casing tipo J-55, OD de 5.5 pero en esta varía el peso de 15.5 Lb/ft a 17 lb/ft, y además está muy cerca a sobrepasar la presión de estallido.

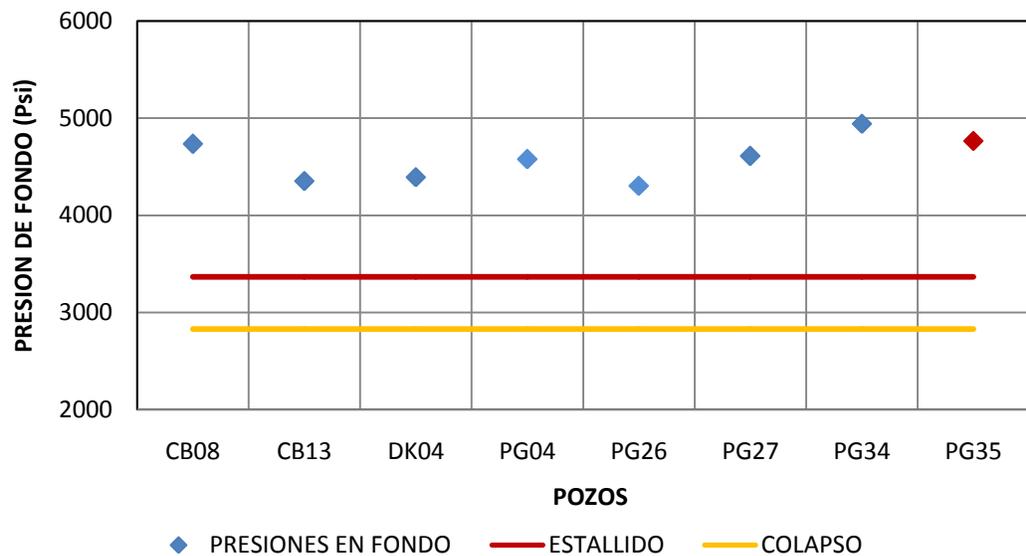
Cabe resaltar que estas presiones de estallido y colapsos son para tuberías nuevas. Para el caso de estos pozos no es representativo, debido a que algunos pozos tienen más de 15 años y algunos superan los 30 años de servicio, dando consigo un deterioro natural; además si sumamos que en algunos casos no hay un porcentaje adecuado de cemento en zonas donde pueden haber presencia de acuíferos activos causando un rápido deterioro.

Las presiones de colapso y estallido deben de multiplicarse por un factor para que estos valores puedan ser representativos con los valores que actualmente pueden soportar.

Este factor está relacionado con la tabla 8 (Clasificación de pozos según su tiempo de servicio en años y días), ya que medida que se avance en un grupo, el factor para soportar esfuerzos se reducirá en un 10%.

A pesar que actualmente el 60% de las tuberías que no presentan colapsos tienen entre 25 y 35 años (4 grupos), fue necesario tomar un factor del 70%, dando consigo los siguientes resultados.

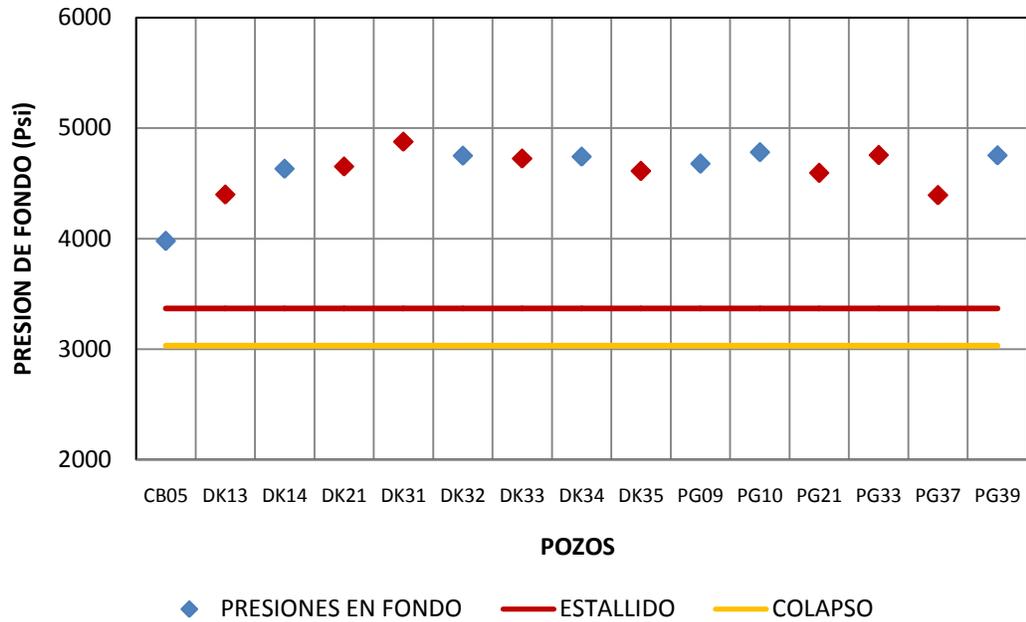
**Figura 63.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías J-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.



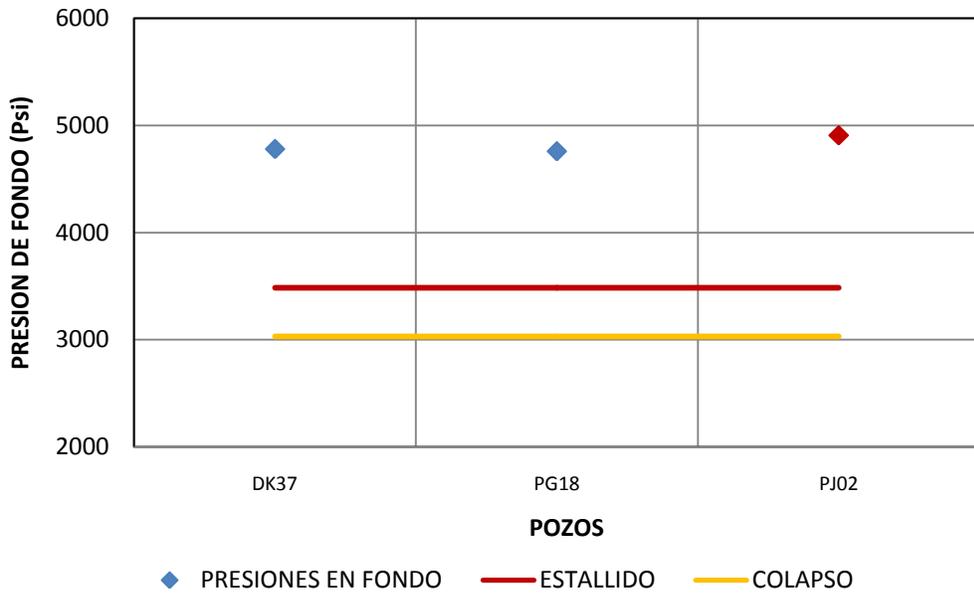
Se observa que todos los casing J-55, 5.5 de OD y 15.5 Lbs/ft posiblemente estén siendo sometidos a esfuerzos mayores a los cuales pueden soportar debido al deterioro de los mismos, por consiguiente es una situación crítica ya que en cualquier momento se pueden presentar problemas de restricciones en estas tuberías.

Este estudio se hizo de igual manera con los otros tipos de casing comparando los esfuerzos en fondo actuales con los datos para tuberías nuevas (ver Anexo J). Las comparaciones de las tuberías con el factor del 70% de resistencia a esfuerzos son mostradas a continuación. (Ver figura 64).

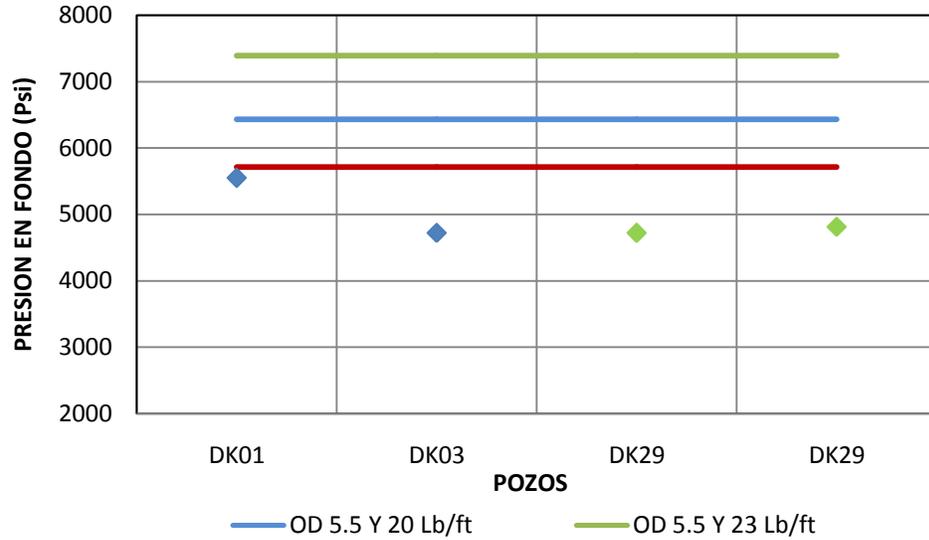
**Figura 64.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 15.5 Lb/ft.



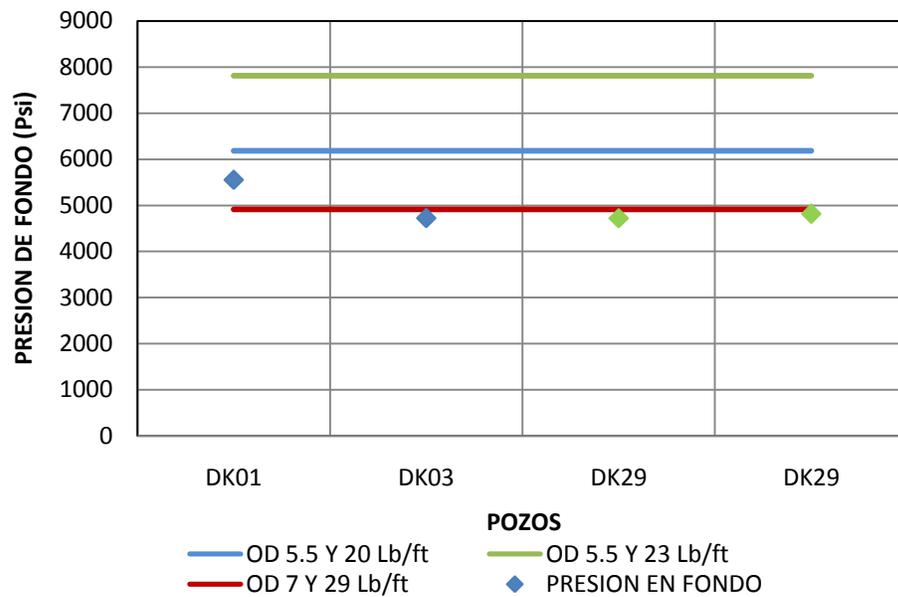
**Figura 65.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5" de OD y 26 Lb/ft.



**Figura 66.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palোগrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a esfuerzos de estallido para tuberías N-80.



**Figura 67.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palোগrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 70% de resistencia a colapso para tuberías N-80.



Se puede observar que la única tubería que no ha sobrepasado las presiones de colapso y estallido son las tuberías N-80, ya que estas pueden soportar esfuerzos mayores a las tuberías J-55 y K-55, por esta razón el porcentaje de tuberías N-80 con colapsos es menor.

Se llego a la conclusión que la presión de inyección tiene una relación con los colapsos en los pozos inyectoros, además asociada al sobre esfuerzo que están siendo sometidos los pozos inyectoros.

## 5. ELABORACIÓN DE LA TABLA DE CRITICIDAD.

La tabla de criticidad se elaboró con el objetivo de poder determinar que pozos son propensos a tener problemas de restricciones. Esto se logró con el estudio de los capítulos anteriores los cuales permitieron determinar los posibles factores que influenciaban en el desarrollo de las restricciones en los pozos de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao. Estos factores son:

### 5.1 TIEMPO DE SERVICIO DEL REVESTIMIENTO.

Como se determino en el numeral 4.4.2 el tiempo de servicio de los revestimientos esta influenciando con los colapsos ya que a medida que pasa el tiempo este sufre un desgaste o envejecimiento natural. Se elaboro una clasificación por edades la cual es mostrada a continuación:

**Cuadro 7.** Clasificación tiempo de servicio para la generación de la tabla de criticidad.

GRUPO	EDAD DE SERVICIO (AÑOS)	VALOR CRITICO POR GRUPO
GRUPO 1	0 – 10	0,25
GRUPO 2	11 – 16	0,45
GRUPO 3	17 – 21	0,61
GRUPO 4	22 – 25	0,73
GRUPO 5	26 – 29	0,82
GRUPO 6	30 – 33	0,89
GRUPO 7	34 – 36	0,94
GRUPO 8	37 – 39	0,97
GRUPO 9	40 – 41	0,99
GRUPO 10	> 41	1,0

### 5.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

Como se determino anteriormente en el capítulo 4 el estado mecánico del pozo tiene una influencia en la presencia de colapsos, son muchos parámetros relacionados con el estado mecánico que pueden tomarse para evaluar lo anterior,

por razones de simplificar la evaluación se decidió tomar los más influyentes, los cuales son:

**5.2.1 Porcentaje cementado de cada zona problemática.** Como se menciona en el numeral 4.5 hay formaciones con influencia a la presencia de restricciones, las cuales varían de acuerdo a cada campo.

Este parámetro fue tomado ya que se logro determinar cualitativamente cual era el porcentaje de presencia de colapsos por formación, lo cual sirve para determinar cuáles de estas serán más propensas a que aparezcan restricciones en un futuro, estos valores son mostrados a continuación.

**Cuadro 8.** Valores para la tabla de criticidad por formación.

CAMPO	VALORES POR CADA FORMACIÓN			
	K4A	TKG	TB	TH
CB-PG	0,55	0,15	0,15	0,15
DK	0,26	0,65	0,5	0,4
PJ	0,25	0,13	0,12	0,5

Además de esto como se logro determinar en el numeral 4.6.3 que el porcentaje de cemento en la zona donde es más común la presencia de restricciones es muy influyente; ya que las restricciones que se presentaron por encima del tope del cemento en las zonas con alta incidencia en la presencia de colapsos, tienen un porcentaje de cementación inferior a 44.1%, o en otras palabras el 55.9% de la tubería está expuesta a la zona problemática.

Por la razón anterior entre mayor sea la zona de casing expuesta a una formación con problemas mayor será la probabilidad a que aparezca una restricción en la zona donde el casing está expuesto a la formación con alta influencia a la presencia de colapsos.

**5.2.2 Existencia de colapso.** Como se determino en el numeral 3.3, la presencia de un colapso en el casing hace que este mismo tenga más tendencia de tener una nueva restricción, por ello se decidió tomar este parámetro para la elaboración de la tabla de criticidad, La cual se ilustra a continuación: (Ver cuadro 8).

**Cuadro 9.** Índice por estado de pozo.

ESTADO DEL POZO	VALOR CRITICO
CON COLAPSO	0,8
SIN COLAPSO	0,2

### 5.3 TIPO DE POZO.

Se logro determinar con anterioridad que el tipo de pozo es influyente en la presencia de las restricciones; por tal motivo fue necesario tenerlo en cuenta en la elaboración de la tabla de criticidad, pero fue necesario tomar el tipo de pozo por separado para lograr que esta sea más representativa, debido a que cada tipo de pozo está expuesto a diferentes esfuerzos.

**5.3.1 Pozos tipo inyector.** Como se logro determinar en el numeral 4.8 la inyección de agua tiene una influencia notoria en la presencia de las restricciones, a su vez el estudio realizado en el numeral 4.9 el cual evidenció que los casing de los pozos inyectores, están siendo utilizados por encima de los niveles deseables de operación concerniente a las presiones de estallido y colapso para las condiciones actuales en los que se encuentran los revestimientos, debido al desgaste y deterioro natural que estas poseen.

En base a lo anterior fue necesario elaborar una relación del índice de operación (I.O); la cual toma el valor de la presión de inyección en fondo y la relaciona con la presión de estallido y colapso para cada tipo de tubería (nueva); la cual se obtiene de tablas propiedades casing y Handbook utilizados. Además de involucrar un factor el cual tiene en cuenta el desgaste natural debido al tiempo, esto se logro multiplicando las presiones de estallido para tuberías nuevas con un factor en base a la edad, el cual es ilustrado a continuación:

**Cuadro 10.** Factor índice de Operación respecto al tiempo de servicio.

GRUPO	EDAD DE SERVICIO (AÑOS)	FACTOR INDICE OPERACION
GRUPO 1	0 – 10	0,9
GRUPO 2	11 – 16	0,84
GRUPO 3	17 – 21	0,79
GRUPO 4	22 – 25	0,75

(Continuación cuadro 9).

GRUPO 5	26 – 29	0,71
GRUPO 6	30 – 33	0,67
GRUPO 7	34 – 36	0,64
GRUPO 8	37 – 39	0,61
GRUPO 9	40 – 41	0,59
GRUPO 10	> 41	0,58

Cuando esta relación del Índice de Operación supera la unidad; quiere decir que la tubería está siendo utilizada por encima de los valores críticos de operación y en consecuencia está más propensa a que aparezcan problemas de restricciones en el casing; se establecieron tres grupos según el índice de operación; la cual es mostrada a continuación:

**Cuadro 11.** Clasificación por el Índice de Operación.

GRUPO	INDICE OPERACIÓN	VALOR CRITICO POR GRUPO
<b>GRUPO 1</b>	<1	0,35
<b>GRUPO 2</b>	1 – 1.4	0,7
<b>GRUPO 3</b>	1.5 – 1.8	1.0

Esta tabla permitió determinar que pozos son los más críticos y tienen más probabilidad de colapso; se estableció que los pozos que se encontraban en el grupo 2, son los pozos que a pesar de que se supero el índice de operación tiene posibilidades operar con una probabilidad media a que se generen restricciones, pero a su vez, los pozos que se encuentren en el grupo 3 son los pozos con las más altas probabilidades de tener un colapso en termino de semanas o meses.

**5.3.2 Pozos tipo productor.** En general un pozo productor está sometido a menores esfuerzos en comparación de un pozo inyector, por esta razón en la tabla de criticidad se estableció que la tendencia de colapsos sería la misma que se instituyó en el numeral 3.1, la cual dice que cerca del 40% de los pozos productores tienden a tener problemas de restricciones. Esto se hizo debido a la falta de información necesaria para profundizar en este estudio.

#### 5.4 VALOR CRÍTICO POR FACTOR EVALUADO EN LA TABLA DE CRITICIDAD.

Como se menciona en los numerales anteriores estos factores son influyentes en la presencia de los colapsos, pero algunos más que otros, por esta razón los factores fueron tomados de acuerdo a los estudios anteriores; a continuación es ilustrada como se elaboró la tabla de criticidad.

**Cuadro 12.** Parámetros para la construcción de la tabla de criticidad.

<b>PORCENTAJES TABLA CRITIDADAD</b>		
<b>1. EDAD (30%)</b>	Valor tomado (cuadro 6)	
<b>2. ESTADO MECANICO (35%)</b>	Porcentaje cementado de la zona problemática (80%)	Unidad de casing sin cementación por valor representativo de presencia de colapsos por formación (cuadro 7).
	Existencia de colapsos (20%)	Valor presencia colapso (cuadro 8).
<b>TIPO DE POZO (35%)</b>	Productor (65%)	Porcentaje pozos con colapso 40% (numeral 3.1)
	Inyector (35%)	Índice Operación multiplicado por Factor de tiempo (cuadro 9), Clasificación de acuerdo grupo índice de Operación (cuadro 10)

En base a la información de cada pozo se estableció un valor de criticidad el cual sirvió de base para la elaboración de las siguientes figuras.

Los pozos que tienen la posibilidad de presentar colapso en el revestimiento según la tabla de criticidad son los siguientes: CB-05, CB-08, CB-13, DK-01, DK-03, DK-04, DK-05, DK-14, DK-16, DK-19, DK-32, DK-34, PG-04, PG-09, PG-10, PG-18, PG-26, PG27, PG-34, PG-39.

Figura 68. Mapa general de criticidad en los campos CB-PG, DK y PJ.

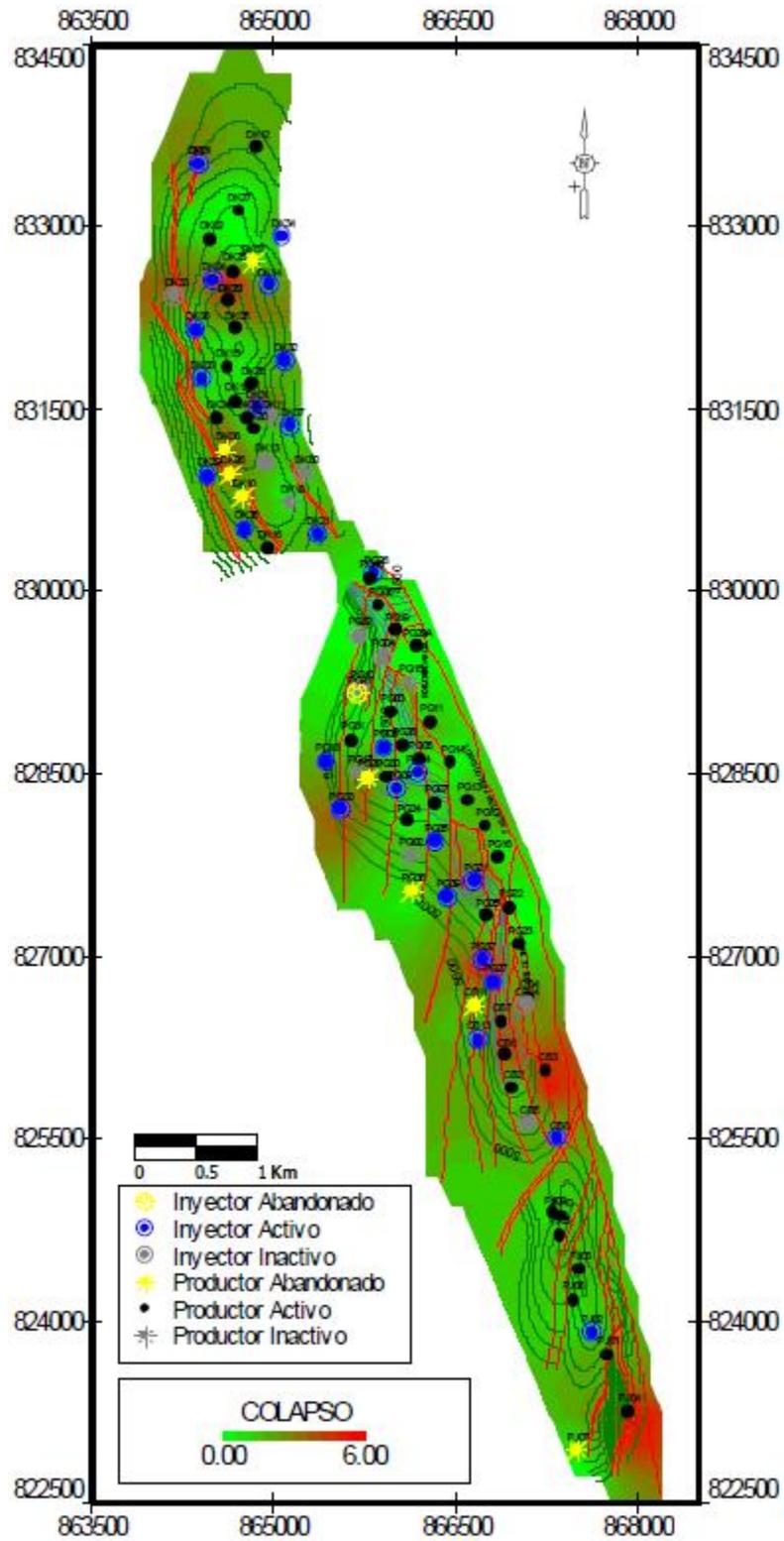


Figura 69. Mapa de criticidad para el campo Dina Cretáceos.

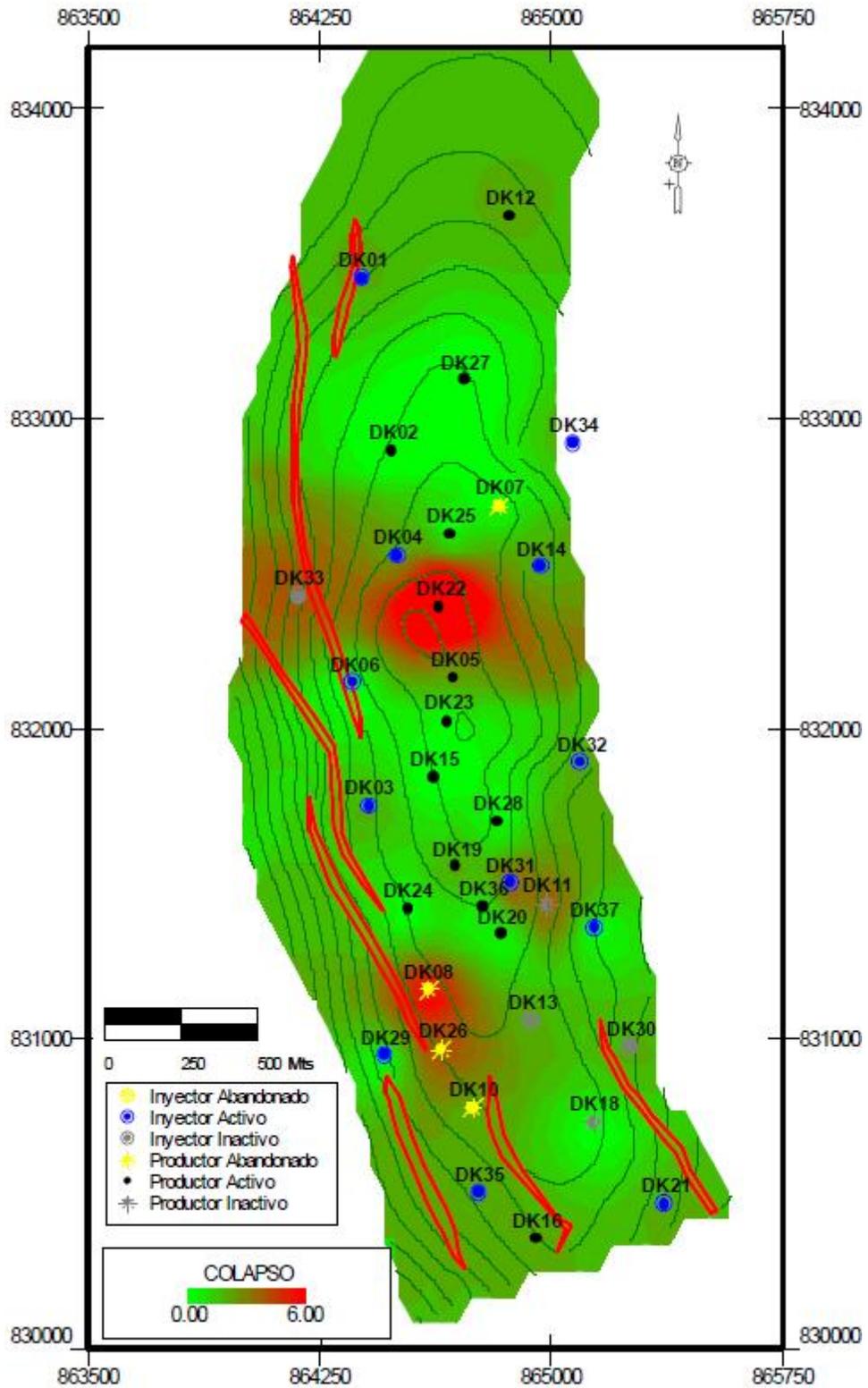


Figura 70. Mapa de criticidad para el campo Cebú-Palgrande.

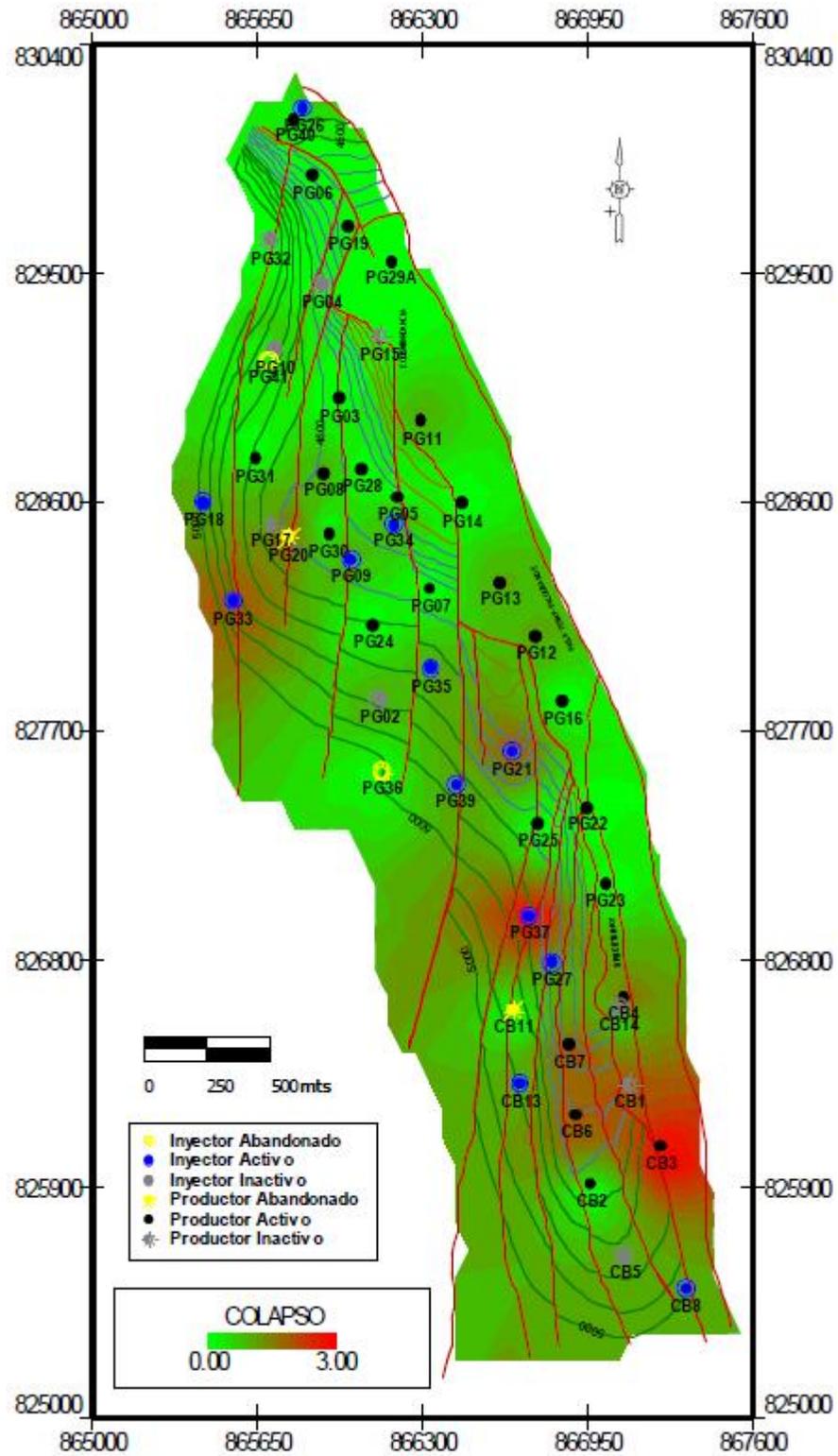
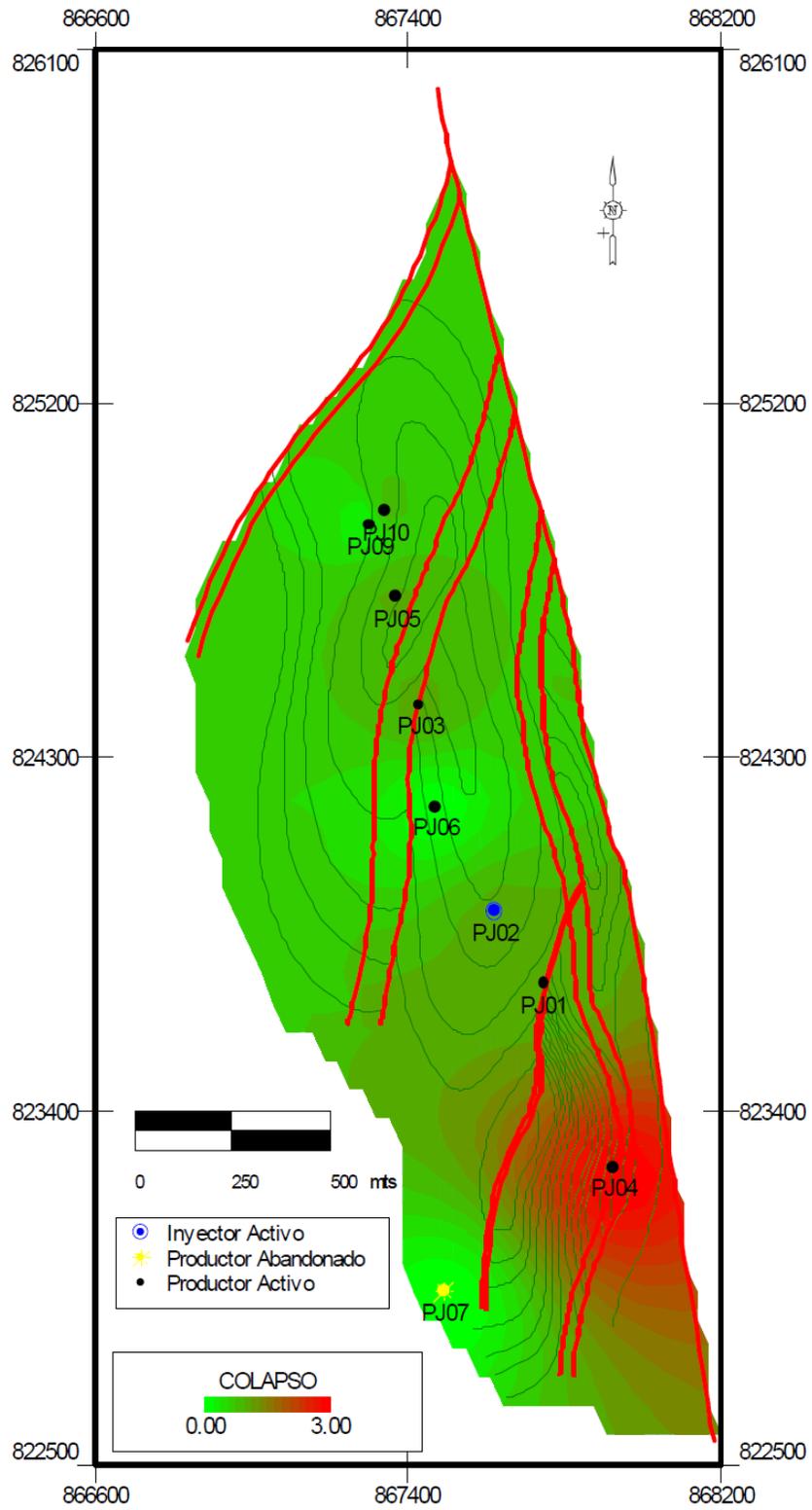


Figura 71. Mapa de las condiciones actuales por colapsos en el campo Pijao.



## 6. ESCENARIOS ECONÓMICOS

Para este estudio se tomaran tres opciones donde se trataran las pérdidas y beneficios que se obtendrán si se llegan a tener en cuenta. Se evaluaran los pozos que presenten la problemática actualmente de los cuales se tienen 15 pozos productores activos de los cuales 8 cuentan con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial y 7 con bomba electrosumergible y 8 inyectores activos.

### 6.1 NO HACER NADA.

Se asumió el caso de no hacer ninguna intervención de reparación del casing y que todo el equipo de subsuelo este nuevo y una profundidad promedio de 6000 ft para efectos de costos.

En el cuadro se desglosa el costo estimado del completamiento de un pozo productor con bombeo mecánico como sistema de levantamiento.

**Cuadro 13.** Costo de un pozo productor con bombeo mecánico.

DESCRIPCION COMPONENTES DE UN BOMBEO MECÁNICO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO US\$	PRECIO TOTAL US\$
VARILLA 1'	240	\$80	\$19.200,00
COUPLING	241	\$25	\$6.025,00
BARRA LISA	1	\$400	\$400,00
BOMBA TH 2 ¾	1	\$5.000	\$5.000,00
<b>TOTAL</b>			<b>\$30.625,00</b>

En el cuadro se desglosa el costo estimado del completamiento de un pozo productor con bomba electrosumergible como sistema de levantamiento.

**Cuadro 14.** Costo de un pozos productor con bombeo electrosumergible.

DESCRIPCIÓN COMPONENTES DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	CANTIDAD	PRECIO TOTAL US\$
MOTOR	2	\$81.971,00
SELLO	1	\$10.650,45
SEPARADOR DE GAS	1	\$21.917,12
BOMBA	4	\$56.371,49
CENTINELL	1	\$21.000,00
CABLE CELF N° 4 AWG (mts)	5850	\$41.209,09
INSTALACION		\$33.000,00
<b>TOTAL</b>		<b>\$266.118,00</b>

En el cuadro se desglosa el costo estimado del completamiento con sarta para inyección selectiva a través de mandriles y reguladores de flujo.

**Cuadro 15.** Costo de un pozo inyector con sarta de inyección selectiva con mandriles y reguladores de flujo.

DESCRIPCIÓN COMPONENTES SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA CON MANDRILES Y REGULADORES DE FLUJO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO US\$	PRECIO TOTAL US\$
CAMISA 1.87", VL DOOR MODEL	1	\$4.300	\$4.300,00
ON-OFF TOOL 5 1/2" x 2 7/8" EU, 4,5 OD	1	\$5.600	\$5.600,00
EMPAQUE HIDRAULICO PARA CSG DE 5 1/2"	1	\$7.000	\$7.000,00
MANDRILES DE 2 3/8" NO ORIENTADOS	3	\$7.600	\$22.800,00
REGULADOR DE FLUJO DE 1" MODELO RWF	3	\$2.600	\$7.800,00
NIPLESILLA DE 1.87, 2 3/8" EU 8RD	1	\$1.500	\$1.500,00
W/L LATCH BK-2	3	\$550	\$1.650,00
SAFETY JOINT 2 3/8" EUE, RELEASE 54K	1	\$3.100	\$3.100,00
WH-6 EMPAQUE HIDRAULICO PARA CSG DE 5 1/2"	1	\$10.500	\$10.500,00
BLANKING PLUG	1	\$6.160	\$6.160,00
RD-2 DUMMY	3	\$1.380	\$4.140,00
HALF MULE SHOE GUIDE CONN 2 3/8"	1	\$410	\$410,00
<b>TOTAL</b>			<b>\$74.960,00</b>

**Cuadro 16.** Resumen de costos, por equipo de subsuelo.

TIPO DE POZO	EQUIPO DE SUBSUELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO US\$	PRECIO TOTAL US\$
PRODUCTOR	BOMBA ELECTROSUMERGIBLES	7	\$266.118,00	\$1'862.826,00
	BOMBEO MECÁNICO	8	\$30.625,00	\$245.000,00
INYECTORES	SARTA INYECCION SELECTIVA CON MANDRILES Y REGULADORES DE FLUJO	8	\$74.960,00	\$599.680,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$2'707.506,00</b>

Para poder ver los efectos que se tienen en la producción de petróleo si se llegase a perder un pozo inyector se hace la relación agua aceite, asumiendo que por cada barril que se inyecta se produce. (Ver anexo K).

**Tabla 10.** Relación promedio de agua/petróleos.

CAMPO	* RELACIÓN PROMEDIO AGUA/PETRÓLEO (BWPD/BOPD)
CEBÚ-PALOGRADE	18
DINA CRETÁCEOS	28
PIJAO	21

\* Los pozos CB03, PG05, PG12, PG40, DK05, PJ05, PJ09 no se tuvieron en cuenta para el promedio ya que son datos que distorsionan el promedio.

Esta relación agua/petróleo, nos indica los barriles de agua necesario para extraer un barril de petróleo.

Llegado el caso de perder un pozo inyector, el impacto directo sería una significativa pérdida de producción de petróleo ya que la inyección de agua en estos campos está en estado de recuperación secundaria; puesto que el frente de avance de la inyección se presentó hace mucho tiempo en los pozos productores, en estos momentos los pozos poseen un alto corte de agua lo cual indica que el agua arrastre pequeñas trazas a los pozos productores.

Los pozos en promedio inyectan 2.500 BWPD, teniendo en cuenta el caudal de inyección y la relación agua /petróleo, en el siguiente cuadro se mostrara cuantos barriles se estaría dejando de producir de forma directa e indirecta.

Además se tiene el problema que toda el agua de inyección proviene de los pozos productores y como efecto colateral se tendría que cerrar un pozo productor para disminuir la producción de agua.

**Cuadro 17.** Perdidas por no producción de petróleo.

<b>CAMPO</b>	<b>PERDIDA DE PRODUCCION DE FORMA DIRECTA BOPD</b>	<b>PERDIDA DE PRODUCCION DE FORMA INDIRECTA BOPD *</b>	<b>TOTAL BOPD</b>	<b>COSTO US\$/BOPD **</b>
CEBU-PALOGRADE	138	28	166	\$6.640
DINA CRETACEOS	89	33	122	\$4.880
PIJAO	119	30	149	\$5.960
<b>TOTAL</b>	<b>346</b>	<b>91</b>	<b>437</b>	<b>\$17.480</b>

Los costos de perder un pozo inyector teniendo en cuenta el equipo de subsuelo y las pérdidas de producción podrían alcanzar los \$92.440 US\$, y si se llegase a perder un pozo productor con bombeo mecánico \$32,505 US\$ con un promedio de 47 BOPD y con bomba electrosumergible \$270.118 US\$ con un promedio de 100 BOPD.

\* Los pozos que se tuvieron en cuenta fueron los que tienen el corte de agua más alto que son pg40, dk05,y pj10 respectivamente.

\*\* Se toma como referencia 40 US\$ por barril de petróleo.

## 6.2 INTERVENCION DE POZO.

En este escenario se asume que se intervendrá los pozos teniendo en cuenta el costo y el tiempo de ejecución del trabajo que tiene un promedio de 15 días para su reparación.

**Cuadro 18.** Costo del trabajo de reparación de colapso de revestimiento por 15 días.

DESCRIPCION REPARACION DE POZOS	PRECIO US\$/POZO
EQUIPO	\$107.150,00
HERRAMIENTAS	\$53.550,00
DIRECCION	\$10.715,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$171.425,00</b>

Los beneficios que se tendrán al reparar es mantener en buen estado los pozos y como efecto colateral mantener la producción. Cabe aclarar que existe un riesgo de perder el pozo durante la reparación.

## 6.3 PERFORACIÓN O CONVERSION DE POZO.

En esta opción es la de perforar nuevos pozos para reemplazar los que están colapsados o convertir pozos ya existentes ya sea de productor a inyector o viceversa. Para este escenario se requeriría un estudio integrado del los yacimientos para saber cuáles serian los pozos candidatos por esa razón no se profundizará el estudio.

## 7. CONCLUSIONES

Los colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao están ligados estrechamente con los trabajos de inyección de agua debido a las coincidencias en el aumento de caudal de inyección con el número de restricciones por año.

La presión de inyección tiene una relación con los colapsos en los pozos inyectoros ya que aumenta los esfuerzos a que están siendo sometidos los revestimientos, causando que el 34.3 % de los pozos inyectoros presenten problema de restricciones.

El tiempo de servicio promedio es un factor influyente en la presencia de restricciones, ya que se encontró que los pozos con mayor tiempo de servicio presentan mayor porcentaje de presentar al menos una restricción.

Se determino que el campo con mayor porcentaje de pozos con restricciones es el campo Cebú-Palgrande, seguidos de los campos Dina Cretáceos y Pijao, pero cabe resaltar que este ultimo presenta mayor porcentaje de restricciones en comparación con el número de pozos.

Las formaciones que presentan mayor porcentaje de colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao son la formación Monserrate (K4), Guaduala (TKG) y Honda (TH) respectivamente.

La falta de cementación en las formaciones problemáticas están ligados a la presencia de restricciones, ya que mayor sea la zona de casing expuesta a una formación con tendencia a la presencia de colapsos, aumenta la probabilidad de que aparezca una restricción en dicha zona.

El 36% de los pozos en los campos estudiados presenta restricciones en el revestimiento. El 48% de los 34 pozos con colapso tiene más de una restricción en el revestimiento. Aproximadamente el 40% de los pozos que fueron abandonados han sido por problemas de colapsos.

Las zonas más propensas a tener restricciones en el campo Cebú-Palgrande se encuentran en la parte Sur del campo donde se encuentran localizados los pozos CB-01, CB-03, CB-04, CB-06, CB-07 y PG-37.

Las zonas más propensas a tener restricciones en el campo Dina Cretáceos se encuentran en la parte Central del campo donde se encuentran localizados los pozos DK-22 Y DK-33 y la zona Sur del campo donde se encuentran localizados los pozos DK-08, DK-26 Y DK-10.

Las zonas más propensas a tener restricciones en el campo Pijao se encuentran en la parte Sur del campo donde se encuentran localizados los pozos PJ-04.

Posiblemente hay una conectividad hidráulica entre Cebú-Palgrande con Pijao ya que los aumentos en el caudal de inyección de los pozos CB-05 y CB-08 localizados al Sur del campo Cebú-Palgrande coinciden con las fechas en las que aparecieron las restricciones en los pozos del campo Pijao, conclusión a la cual se llegó también el estudio “Desarrollo de reservas campo Pijao mediante la perforación de pozos”.

## 8. RECOMENDACIONES

Hacer un estudio de Geomecánica de la zona correspondiente a los campos estudiados con el fin de establecer y clasificar las zonas con acuíferos activos que posiblemente esté ocasionando colapsos.

Procurar cementar las zonas que correspondan a las formaciones problemáticas y a acuíferos activos para minimizar la probabilidad de que se presente un colapso

Estudiar la posibilidad de hacer trabajos de cementación remedial a los pozos con poco porcentaje de cementación del casing en formaciones con alta incidencia de colapsos.

Realizar trabajos de registros para establecer el espesor del casing y la adherencia de la cementación para verificar la velocidad de desgaste y establecer un índice de operación más confiable.

Perforar más pozos inyectoros con el fin de distribuir el agua de inyección y así bajar las presiones de fondo en los pozos inyectoros actuales.

Realizar trabajos para evaluar la posible conectividad hidráulica entre los campos Cebú-Palgrande y Pijao.

Tener en cuenta este estudio para los campos que tengan o estén próximos a implementar la inyección de agua y a su vez sirva como base para estudios que profundicen en el estado mecánico de los revestimientos.

Teniendo en cuenta los costos por pérdida del equipo de subsuelo, es recomendable hacer intervención de corrección de casing a los pozos que operan con bombas electrosumergible.

## BIBLIOGRAFIA

- Diagnostico del sistema de inyección de agua de la Coordinación de Producción Huila, superintendencia de operaciones Huila-Tolima, gerencia regional sur de Ecopetrol S.A. Edwin J. Artunduaga Aroca. Neiva, (Mayo de 2008); p. 99-100.
- ELECTRONIC ENGINEERING HANDBOOK (eEHB) BJ SERVICES, Houston, Texas
- SPE 122956-PP Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Olarte, P. Schlumberger, Colombia. Márquez, L. SPE, Schlumberger, Colombia. Amaya, R.; Ecopetrol, S.A., Colombia. Landínez, G, Schlumberger, México. 2009; p 5-7.
- Evaluación del sistema de inyección – producción del yacimiento Cebú-Palogrande a través del software OFM (Oil Field Manager). Carlos Jose Cardona Bonilla y Javier Herminzul Gonzalez Narváez. Neiva 2008; p 15-17.
- Tesis “Desarrollo de reservas campo Pijao mediante la perforación de pozos”. Leyre Libeth Quesada Arguello y Carolina Cuellar Conde.
- Balance de reservas 2008 campo Dina Cretáceos. Superintendencia de Yacimientos y Producción. ECOPETROL S.A.
- Balance de reservas 2008 campo Cebú-Palogrande. Superintendencia de Yacimientos y Producción. ECOPETROL S.A.
- ECOPETROL S.A. Balance de reservas 2008 campo Pijao. Superintendencia de Yacimientos y Producción.
- SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.
- Informe Potencial de Producción Huila, Octubre 2009.

# ANEXOS

**Anexo A.** Distribución de estado de los pozos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

**Tabla 11.** Distribución de estado de los pozos en el campo Cebú-Palogrande.

ESTADO DEL POZO	PRODUCTOR	INYECTOR	TOTAL
CON COLAPSOS	10	6	16
SIN COLAPSOS	20	14	34
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>50</b>

**Tabla 12.** Distribución de estados de los pozos en el campo Dina Cretáceos.

ESTADO POZO	PRODUCTOR	INYECTOR	TOTAL
CON COLAPSOS	6	6	12
SIN COLAPSOS	13	10	23
<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>16</b>	<b>35</b>

**Tabla 13.** Distribución de estados de los pozos en el campo Pijao.

ESTADO POZO	PRODUCTOR	INYECTOR	TOTAL
CON COLAPSOS	5	1	6
SIN COLAPSOS	3		3
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>9</b>

**Tabla 14.** Distribución de estado de los pozos en los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

CONDICION POZO	CB-PG	DK	PJ	TOTAL
CON COLAPSOS	16	12	6	34
SIN COLAPSOS	34	23	3	60
<b>TOTAL CAMPO</b>	<b>50</b>	<b>35</b>	<b>9</b>	<b>94</b>

**Anexo B.** Distribución de restricciones en los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao

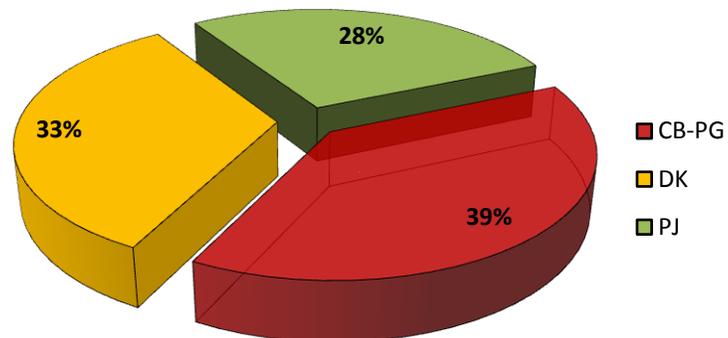
**Tabla 15.** Distribución de restricciones en los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

<b>CAMPO</b>	<b>RESTRICCIONES</b>
CB-PG	27
DK	23
PJ	8
<b>TOTAL</b>	<b>58</b>
<b>RESTRICCIONES</b>	

**Cuadro 19.** Distribución de pozos en los campos con solo una restricción.

<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>
CEBÚ-PALLOGRANDE	PG-02
	PG-08
	PG-11
	PG-13
	PG-17
	PG-35
DINA CRETÁCEOS	DK-10
	DK-12
	DK-13
	DK-21
	DK-30
	DK-35
PIJAO	PJ-01
	PJ-02
	PJ-03
	PJ-05
	PJ-10

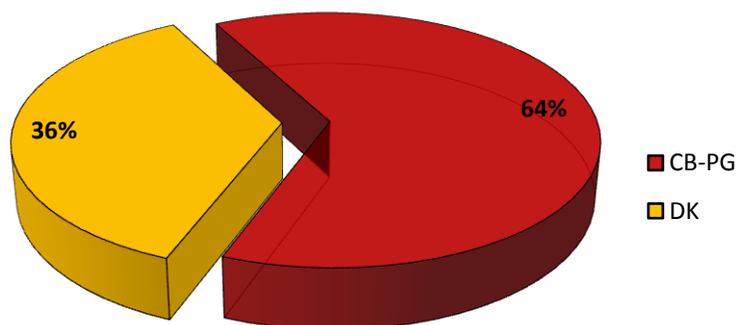
**Figura 72.** Pozos con una restricción en los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).



**Cuadro 20.** Distribución de pozos en los campos con dos restricciones.

CAMPO	POZO
CEBÚ-PALGRANDE	CB-01
	CB-04
	CB-06
	CB-07
	PG-20
	PG-21
	PG-33
DINA CRETÁCEOS	DK-11
	DK-26
	DK-31
	DK-33

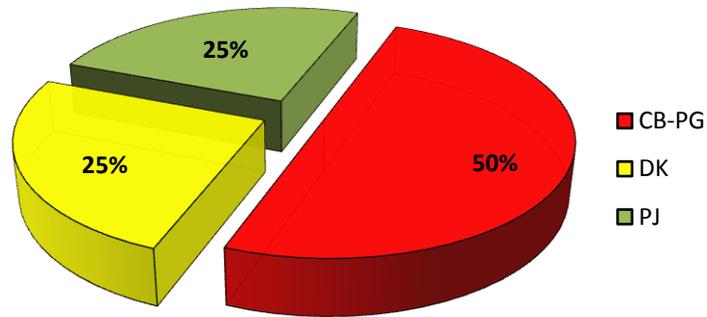
**Figura 73.** Pozos con dos restricciones en los campos Cebú-Palgrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).



**Cuadro 21.** Distribución de pozos en los campos con tres restricciones.

CAMPO	POZOS
CEBÚ-PALOGRADE	CB-03
	PG-37
DINA CRETÁCEOS	DK-08
PIJAO	PJ-04

**Figura 74.** Pozos con tres restricciones en los campos Cebú-Palोगrande (CB-PG), Dina Cretáceos (DK) y Pijao (PJ).



**Cuadro 22.** Distribución de pozos en los campos con seis restricciones.

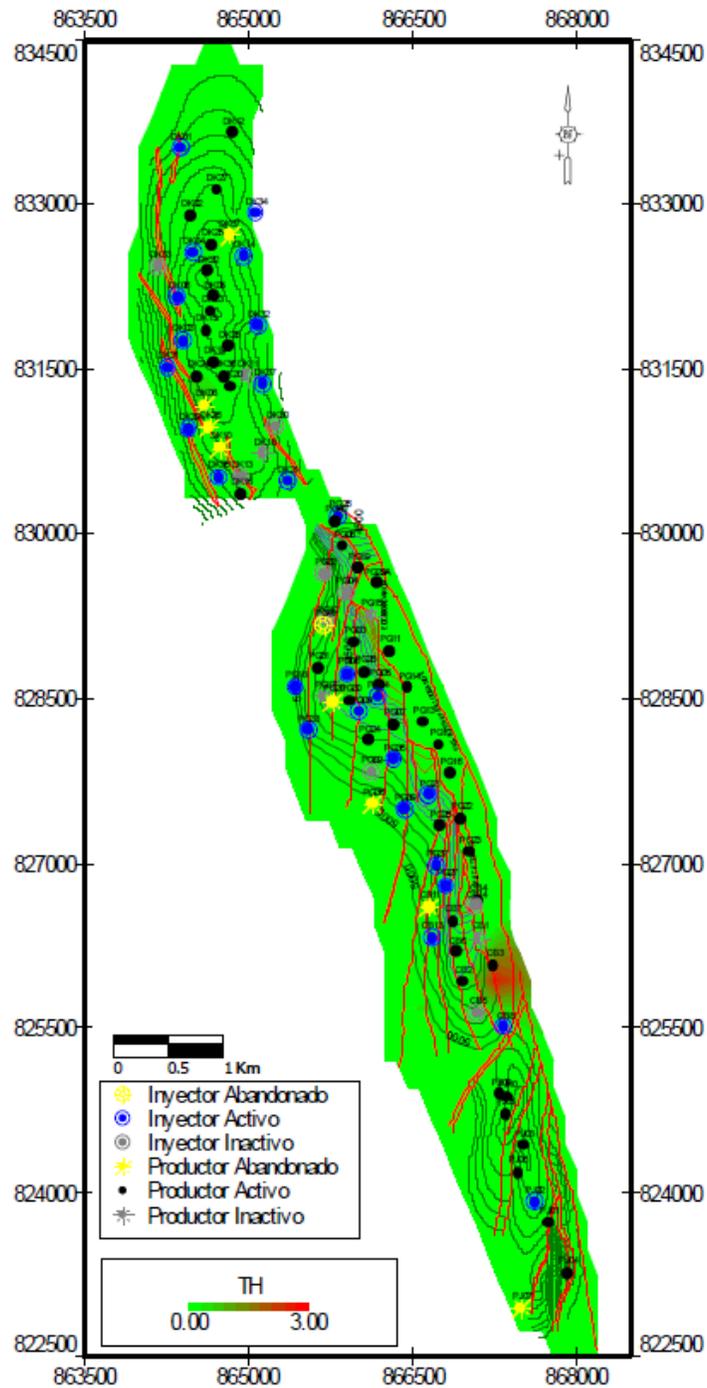
CAMPO	POZOS
DINA CRETÁCEOS	DK-22

**Cuadro 23.** Distribución de colapsos.

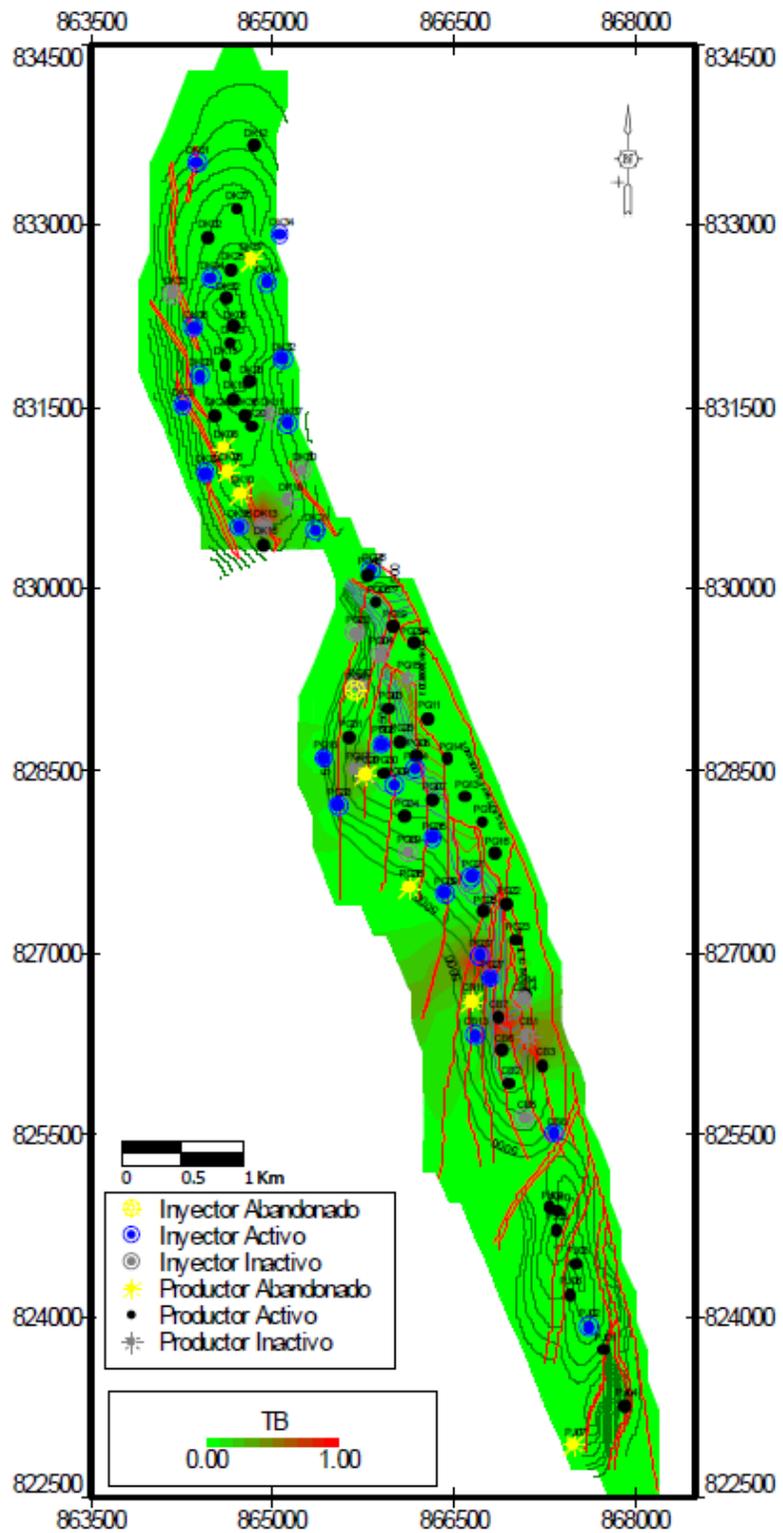
CAMPO	NUMERO DE RESTRICCIONES POR POZO				TOTAL POR CAMPO
	X 1	X 2	X 3	X 6	
CB-PG	7	7	2		27
DK	6	4	1	1	23
PJ	5		1		8
<b>TOTAL DE COLAPSOS</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>58</b>

**Anexo C.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.

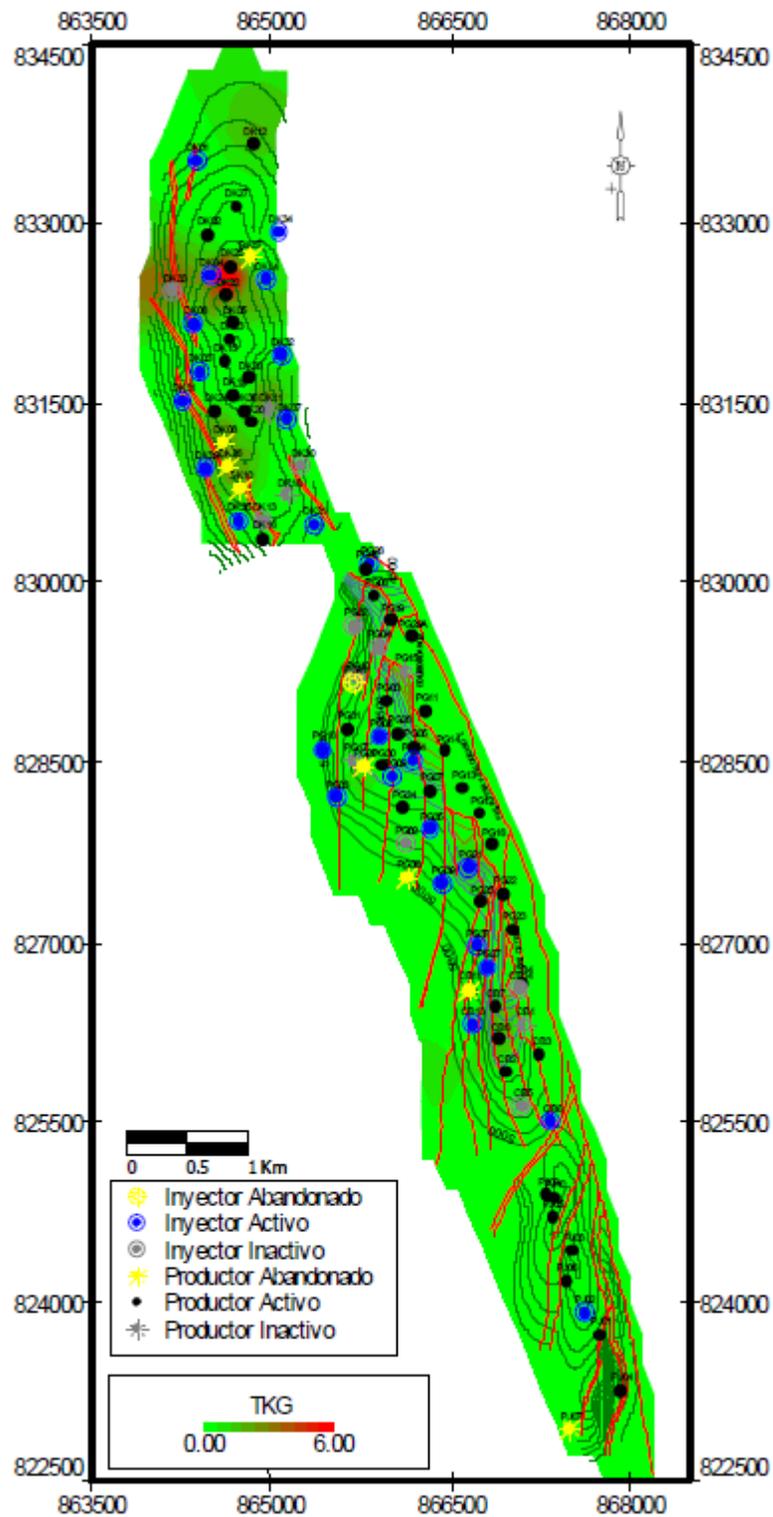
**Figura 75.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao.



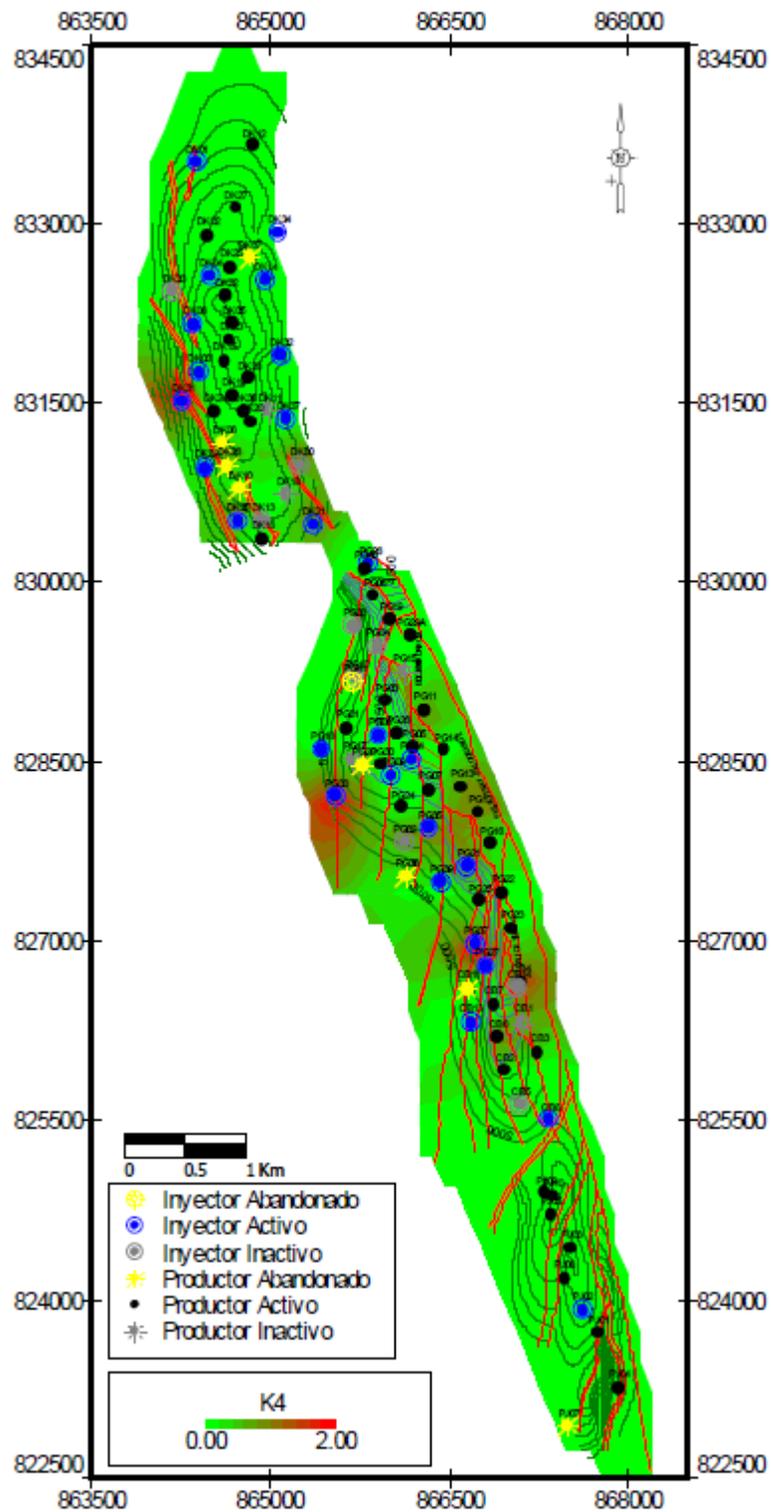
**Figura 76.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao



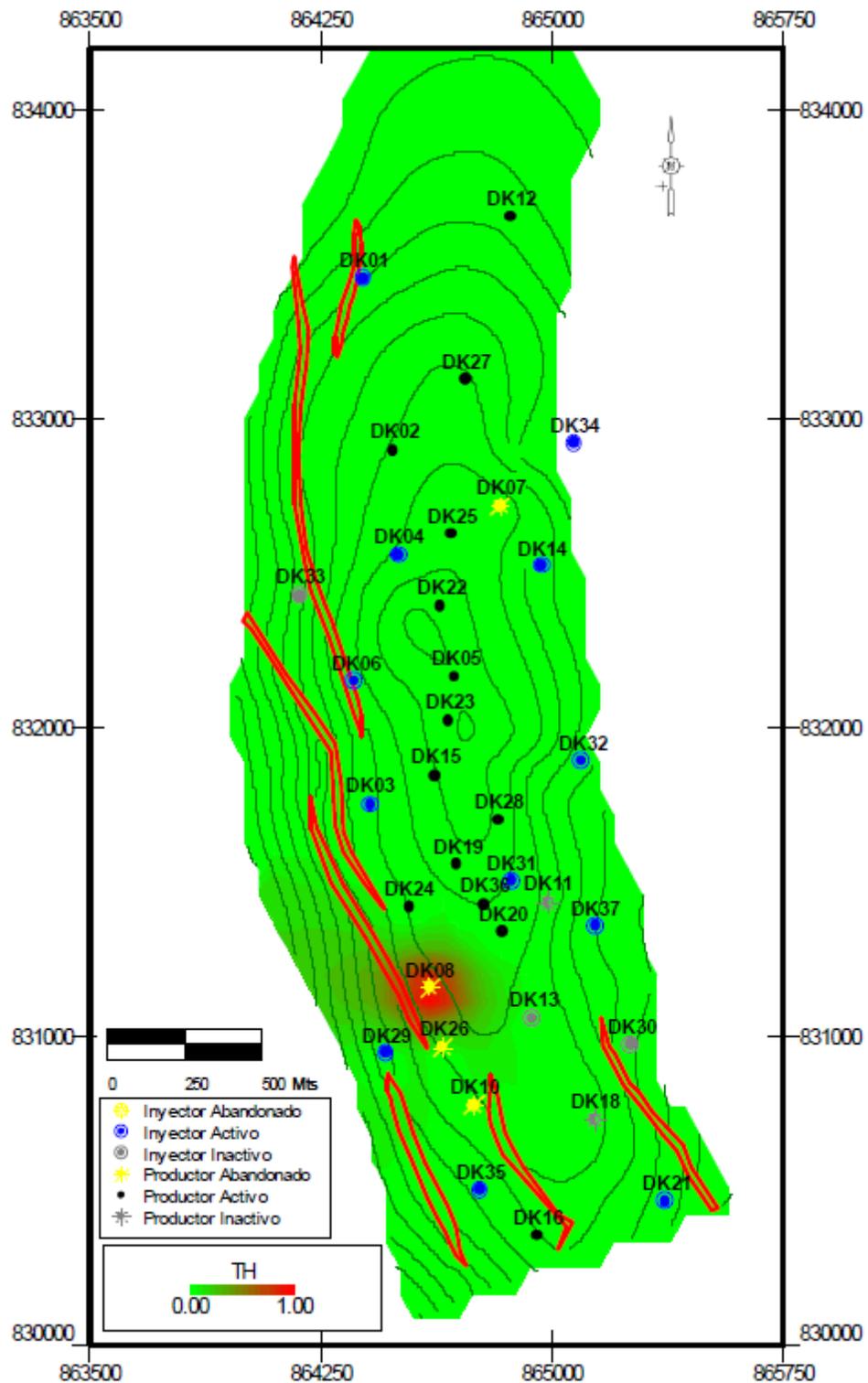
**Figura 77.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao



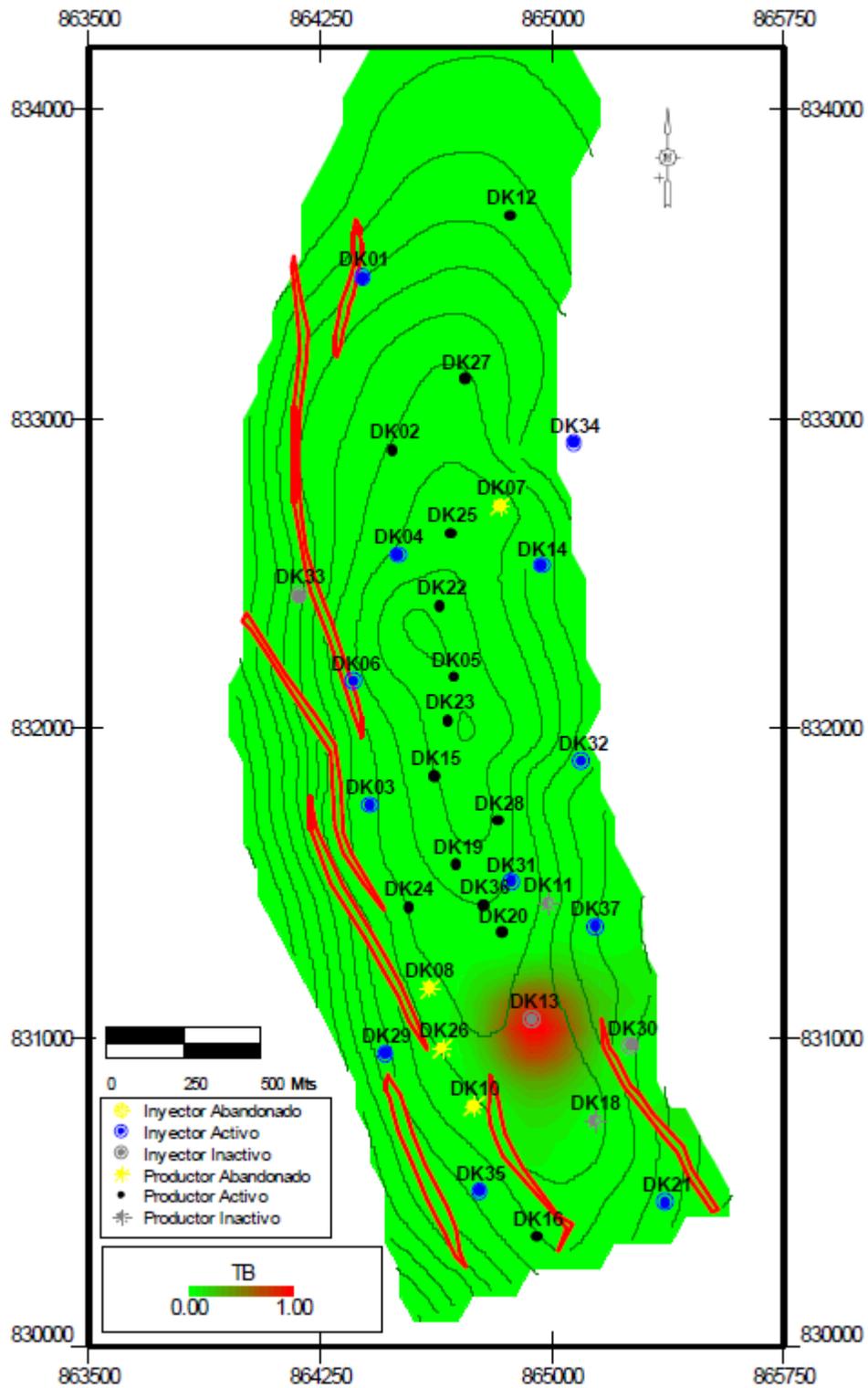
**Figura 78.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao



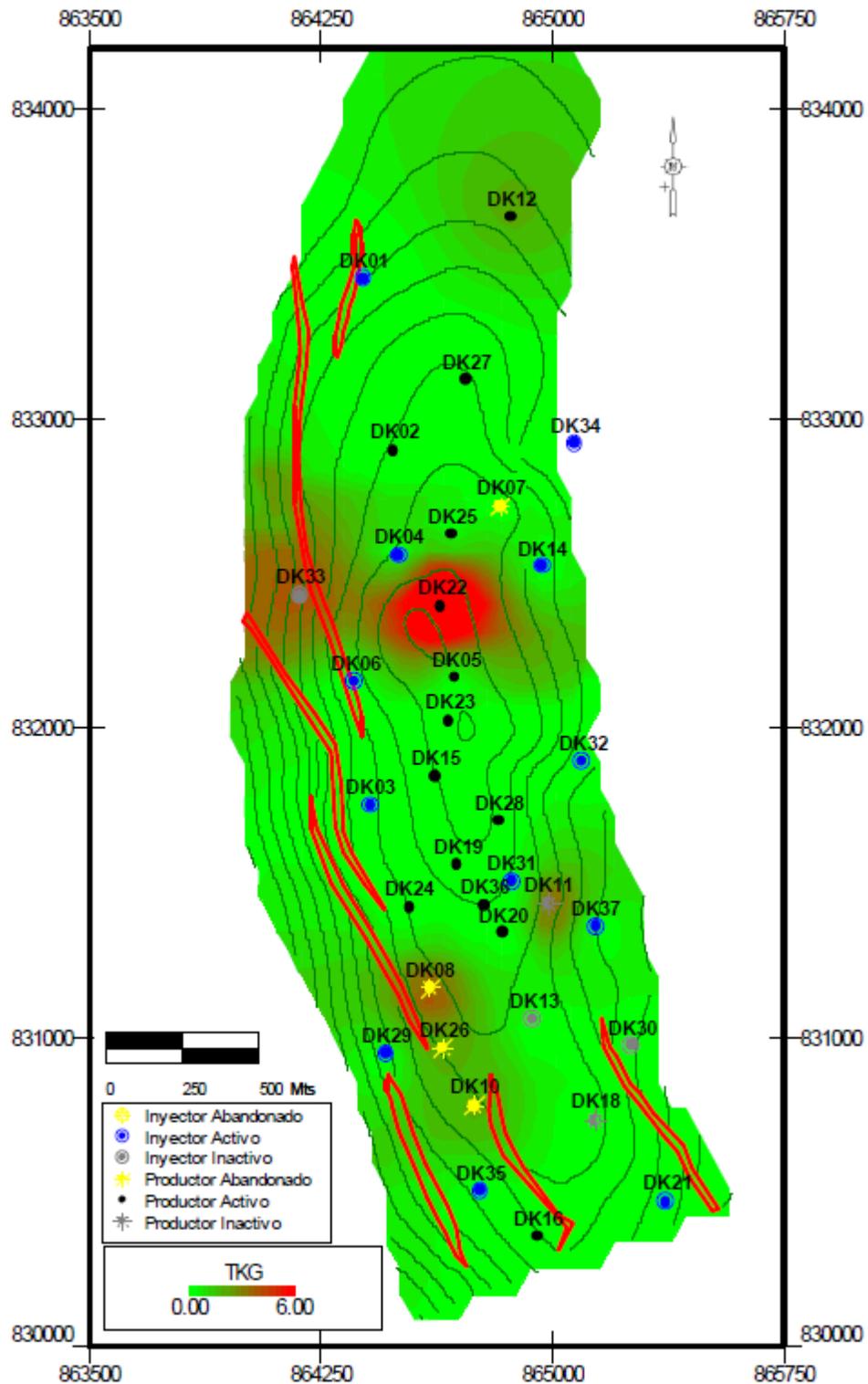
**Figura 79.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Dina Cretáceos.



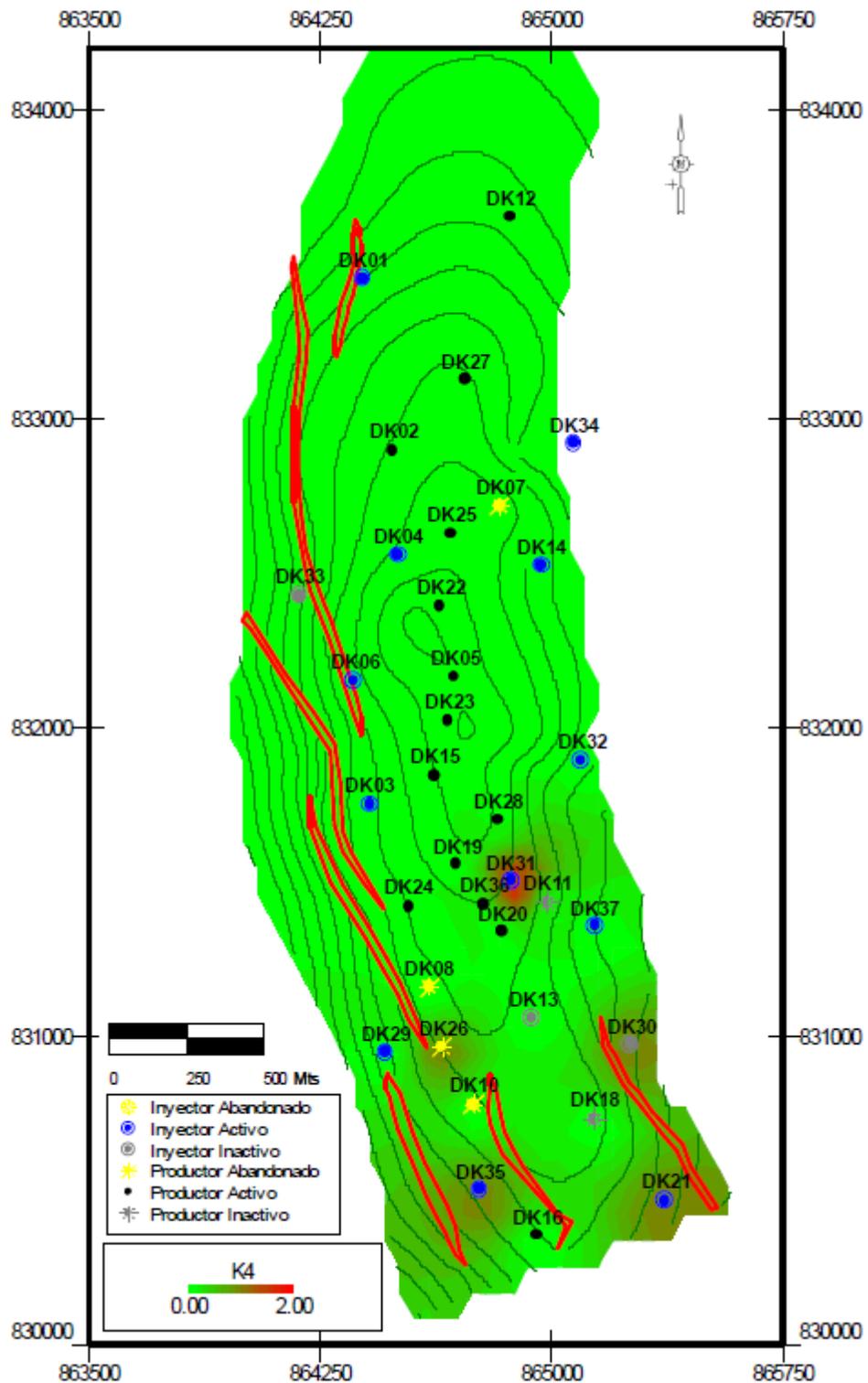
**Figura 80.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Dina Cretáceos.



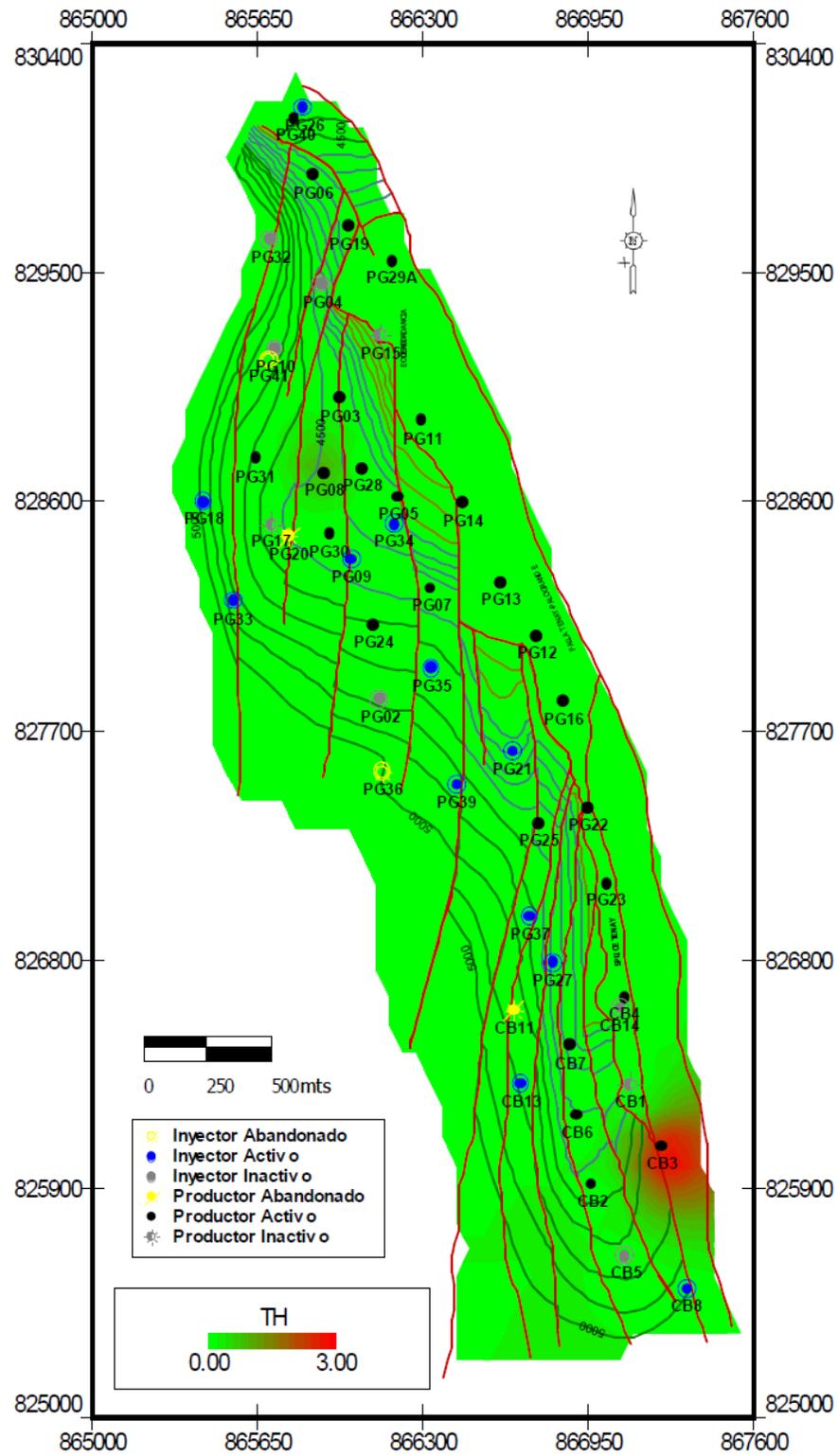
**Figura 81.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Dina Cretáceos.



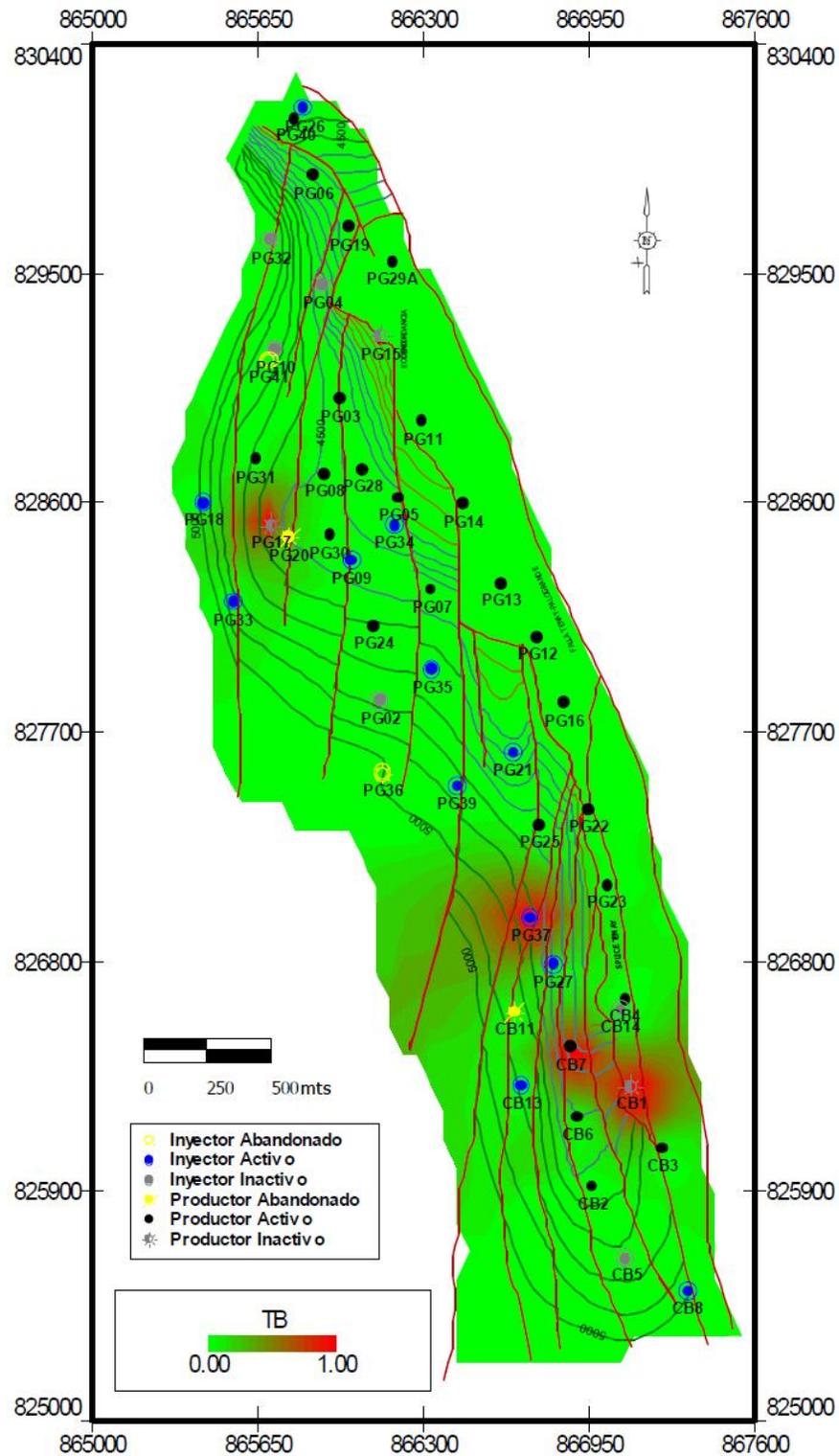
**Figura 82.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Dina Cretáceos.



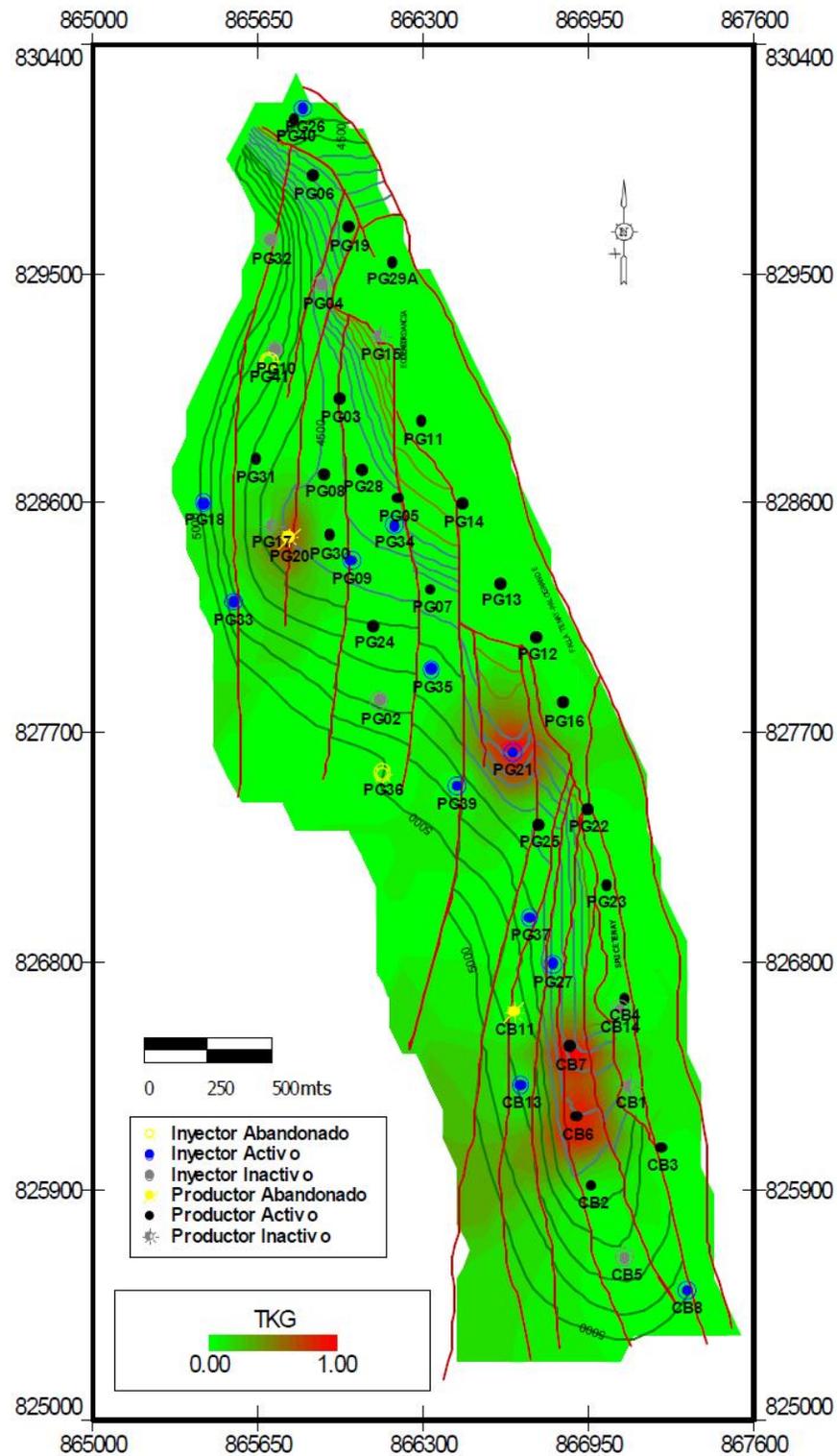
**Figura 83.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Cebú-Palgrande.



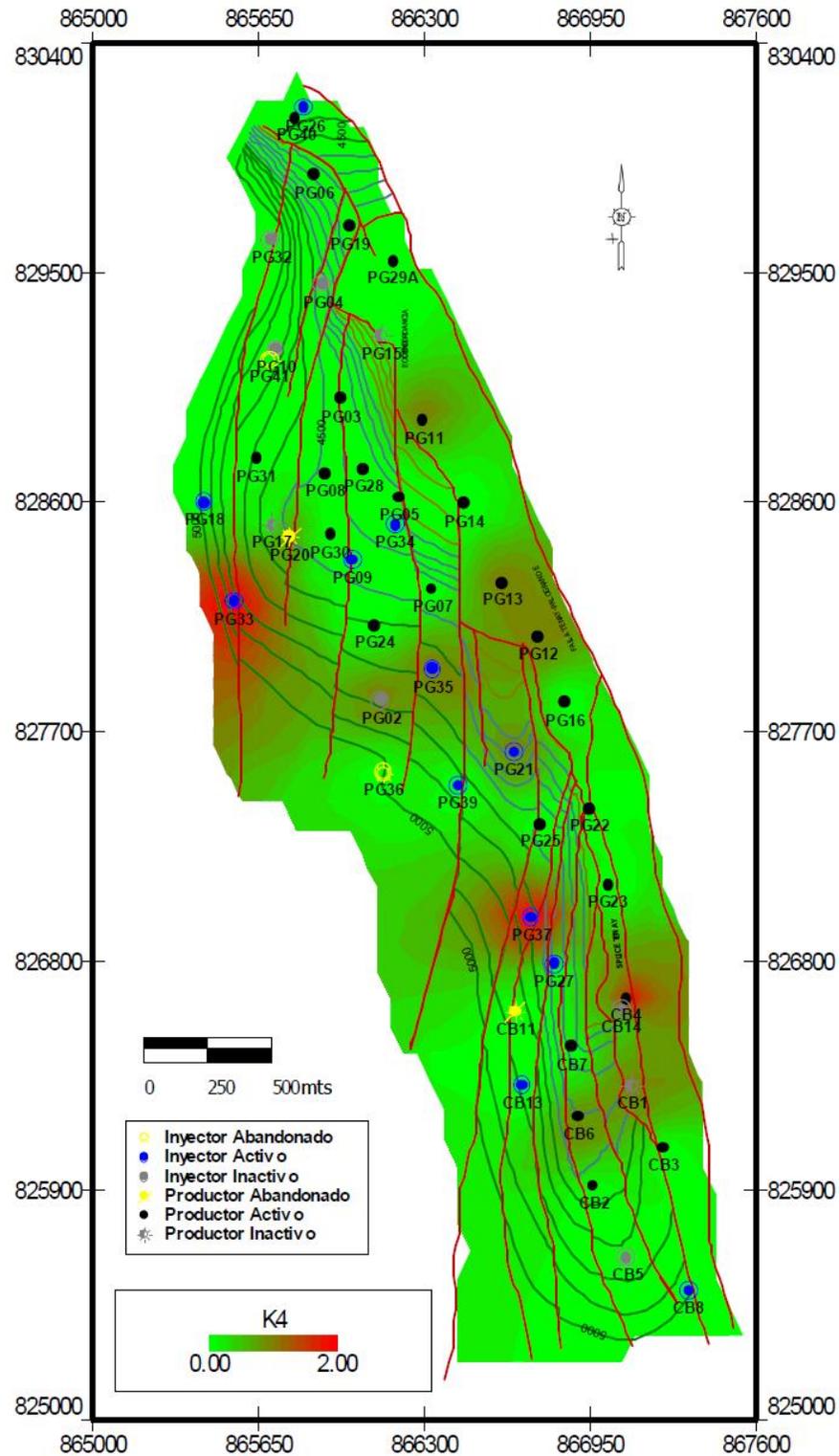
**Figura 84.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Cebú-Palgrande.



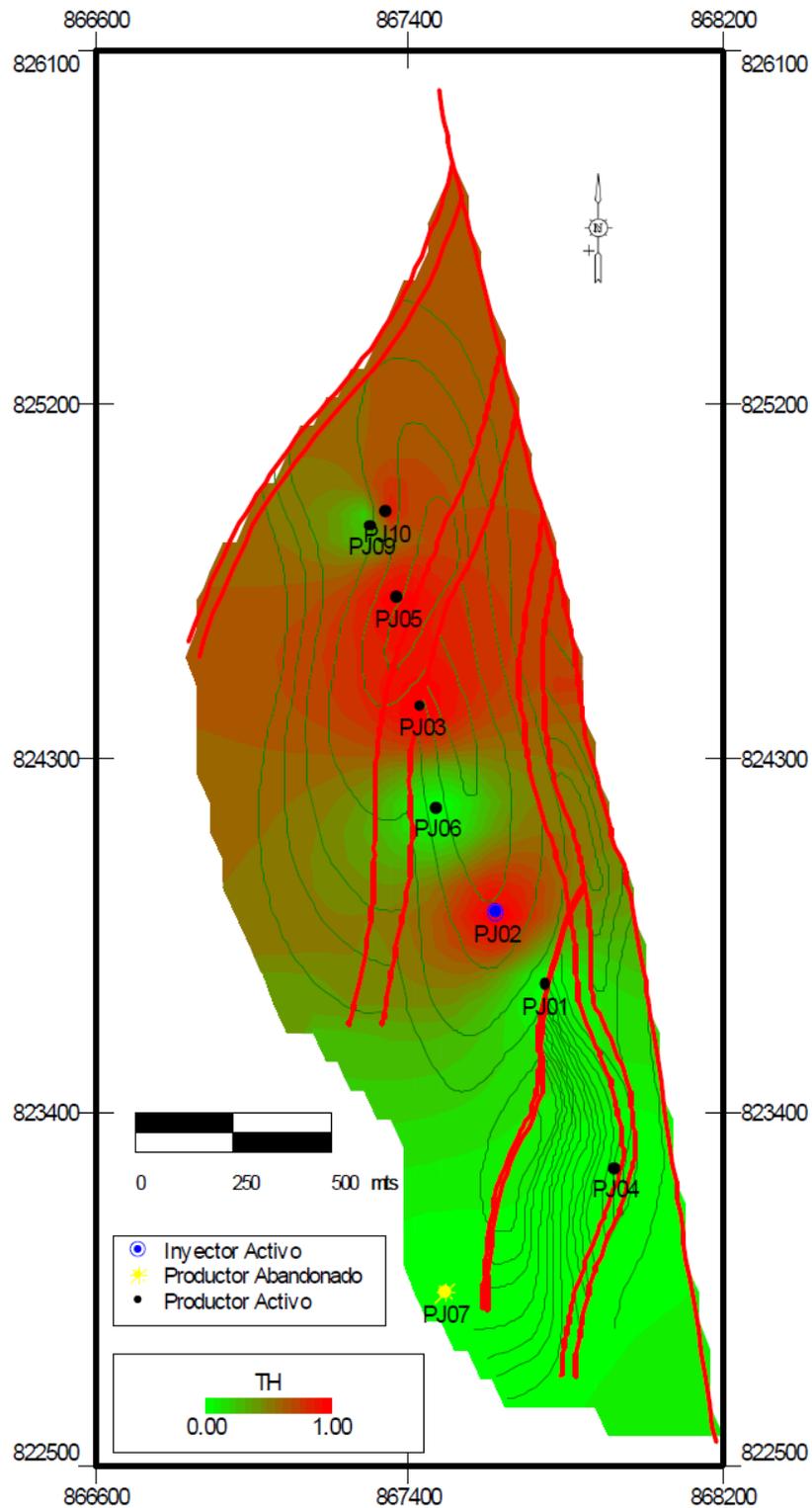
**Figura 85.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Cebú-Palgrande.



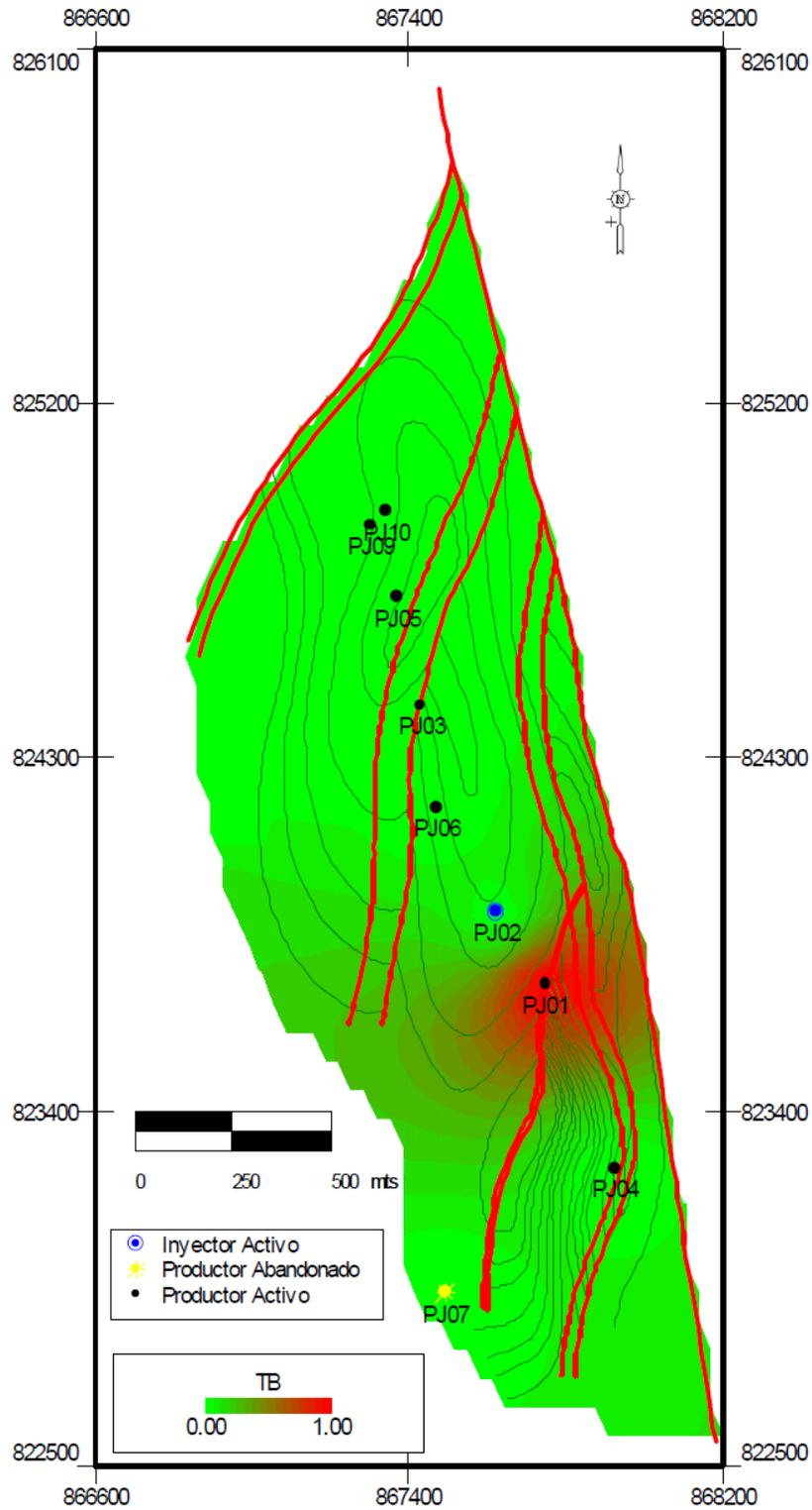
**Figura 86.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Cebú-Palgrande.



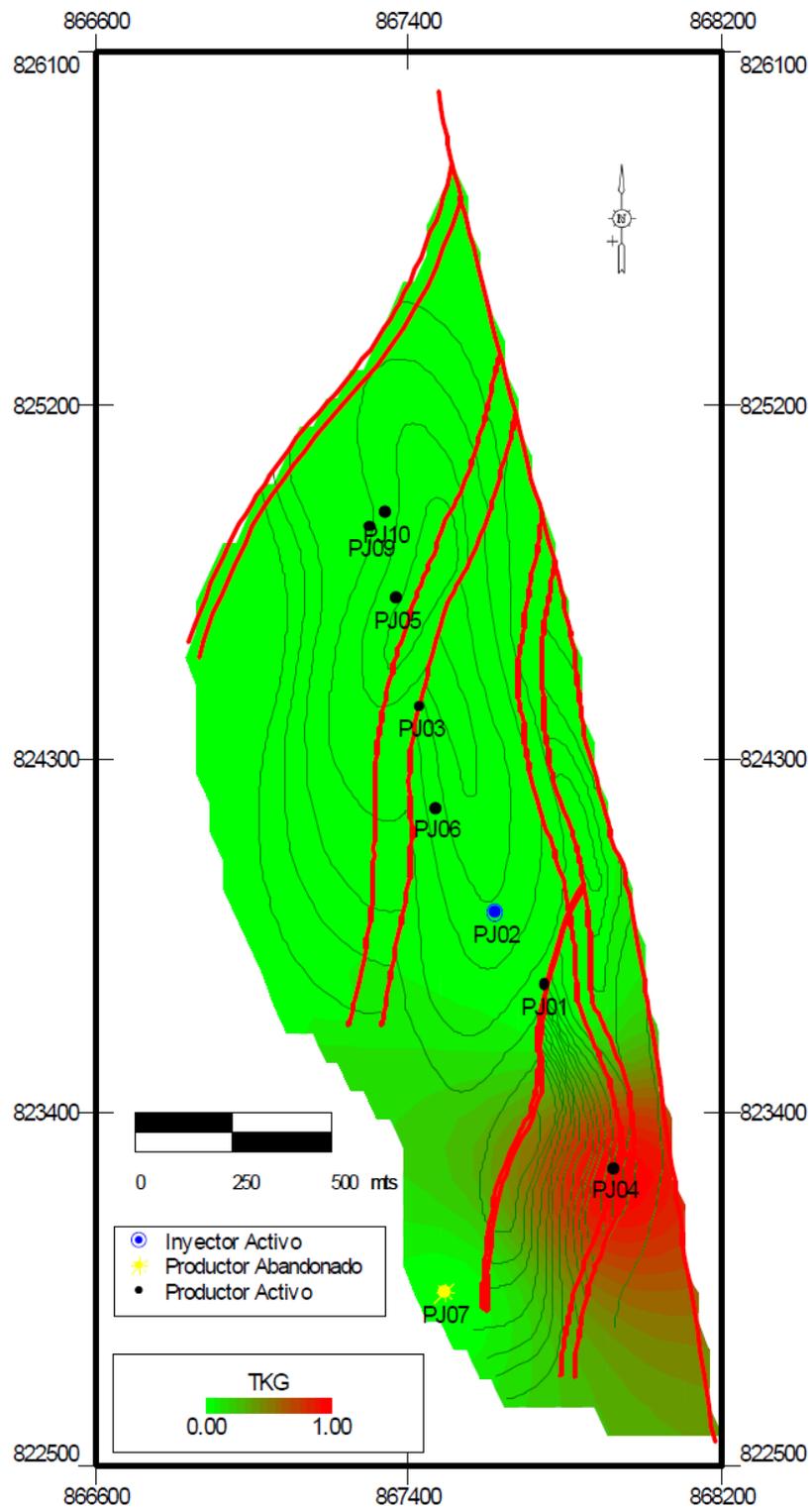
**Figura 87.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Honda (TH) en el campo Pijao.



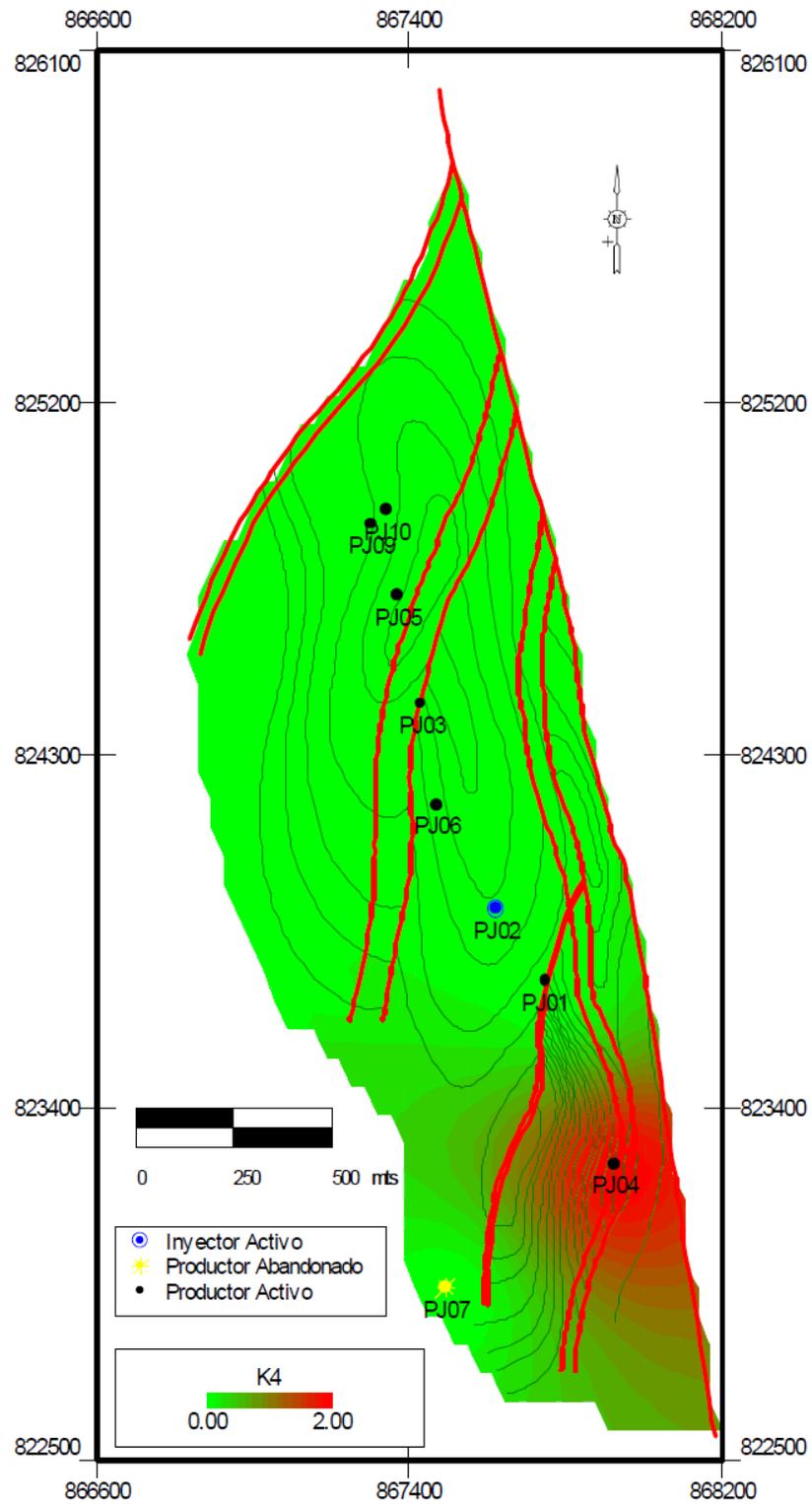
**Figura 88.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Barzalosa (TB) en el campo Pijao.



**Figura 89.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Guaduala (TKG) en el campo Pijao.



**Figura 90.** Mapa de las condiciones actuales de colapsos en la Formación Monserrate (K4) en el campo Pijao.



**ANEXO D.** Distribución de Pozos por campaña de perforación.

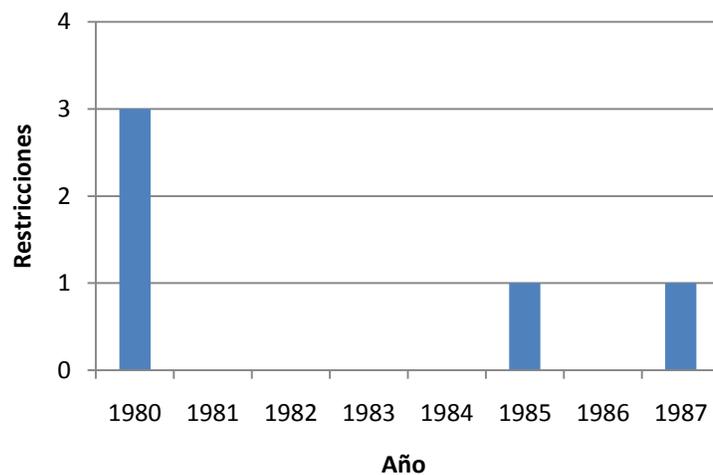
**Tabla 16.** Distribución de Pozos por campaña en los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

CAMPAÑA DE PERFORACION	NUMERO POZOS PERFORADOS
1	12
2	46
3	36
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>94</b>

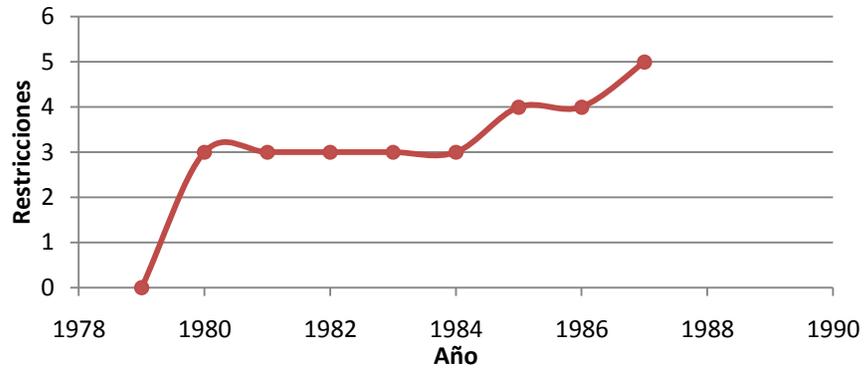
**Tabla 17.** Distribución de pozos perforados y pozos con colapso de cada campaña de perforación.

CAMPAÑA DE PERFORACION	NUMERO POZOS PERFORADOS	POZOS CON COLAPSOS	% POZOS COLAPSADOS POR CAMPAÑA
1	12	5	42 %
2	46	17	37 %
3	36	12	33 %
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>94</b>	<b>34</b>	

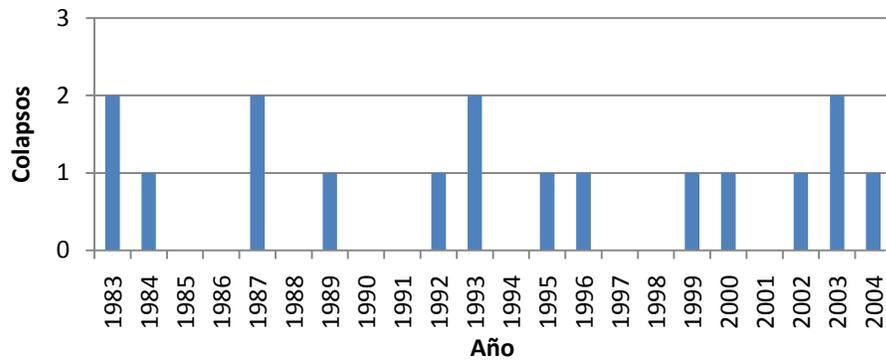
**Figura 91.** Colapsos en los pozos de la primera campaña de perforación.



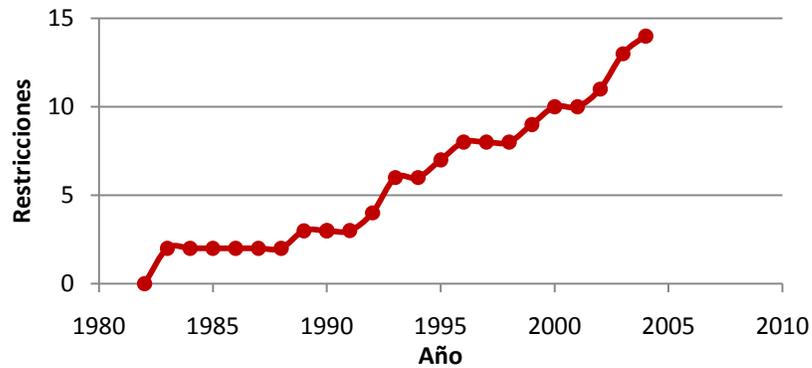
**Figura 92.** Acumulado de restricciones de pozos de la primera campaña de perforación.



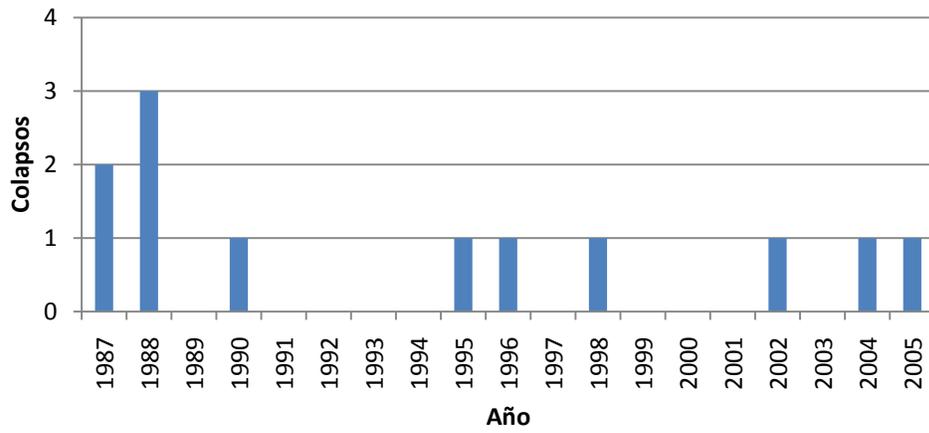
**Figura 93.** Colapsos en los pozos de la segunda campaña de perforación.



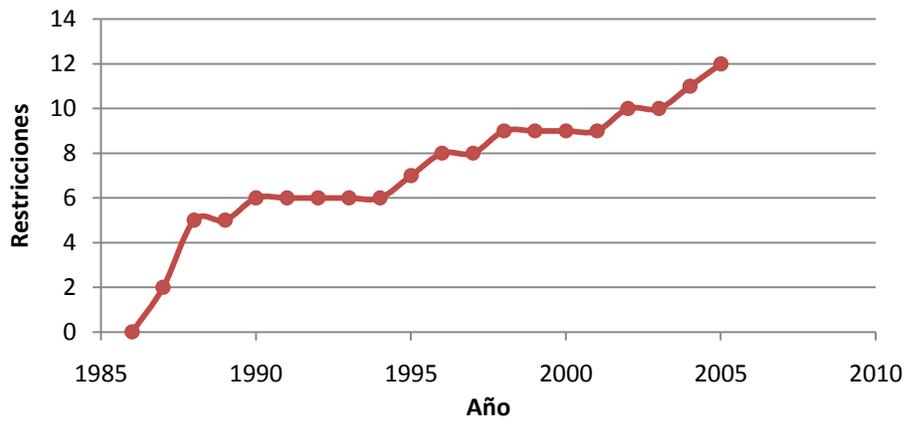
**Figura 94.** Acumulado de restricciones de pozos de la segunda campaña de perforación.



**Figura 95.** Colapsos en los pozos de la tercera campaña de perforación.



**Figura 96.** Acumulado de restricciones en los pozos de la tercera campaña de perforación.



**ANEXO E.** Tiempo de servicio de los casing de los campos Cebú-Palogrande, Dina Cretáceos y Pijao.

**Tabla 18.** Distribución de pozos por grupo de servicio de los pozos que no tienen colapsos.

<b>GRUPO</b>	<b>NUMERO DE POZOS SIN COLAPSOS</b>
3 GRUPO	18
4 GRUPO	36
5 GRUPO	6
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>60</b>

**Tabla 19.** Distribución de pozos por grupo de servicio de los pozos que no tienen colapsos

<b>GRUPO</b>	<b>NUMERO DE POZOS CON COLAPSOS</b>
1 GRUPO	14
2 GRUPO	12
3 GRUPO	8
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>34</b>

**Tabla 20.** Distribución de pozos sin colapso por tiempo de servicio promedio.

<b>GRUPO</b>	<b>POZOS</b>
3	18
4	36
5	6
<b>TOTAL</b>	<b>60</b>

**Tabla 21.** Distribución de pozos con colapsos por tiempo de servicio promedio.

<b>GRUPO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>1</b>	12
<b>2</b>	14
<b>3</b>	8
<b>TOTAL</b>	<b>34</b>

**Anexo F.** Formaciones donde se presentan las restricciones.

**Tabla 22.** Campo Cebú-Palgrande.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>NÚMERO DE RESTRICCIONES</b>
Honda (TH)	4
Barzalosa (TB)	4
Guaduala (TKG)	4
Monserate (K4A)	4
Monserate (K4B)	11
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>

**Tabla 23.** Campo Dina Cretáceos.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>NÚMERO DE RESTRICCIONES</b>
Honda (TH)	1
Barzalosa (TB)	1
Guaduala (TKG)	15
Monserate (K4B)	6
<b>TOTAL</b>	<b>23</b>

**Tabla 24.** Campo Pijao.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>NÚMERO DE RESTRICCIONES</b>
Honda (TH)	4
Barzalosa (TB)	1
Guaduala (TKG)	1
Monserate (K4B)	2
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>

**Anexo G.** Distribución de colapso por tiempo de servicio promedio.

**Tabla 25.** Pozos con colapso por tiempo de servicio promedio.

POZO	DIAS DE SERVICIO PROMEDIO	AÑOS DE SERVICIO PROMEDIO	GRUPO DE SERVICIO
CB- 03	365	1	1
CB- 04	365	1	1
DK-26	730	2	1
DK-30	730	2	1
DK-31	730	2	1
PG-37	730	2	1
PJ-03	730	2	1
DK-10	1095	3	1
PG-33	1095	3	1
DK-08	1460	4	1
DK-11	1460	4	1
DK-33	1460	4	1
PG-08	1825	5	2
PJ-04	1825	5	2
DK-21	3285	9	2
CB-06	3650	10	2
PG-20	3650	10	2
DK-12	4015	11	2
DK-22	4380	12	2
PJ-01	4380	12	2
CB-07	4745	13	2
PG-12	4745	13	2
PG-35	4745	13	2
PJ-10	4745	13	2
PG-02	5110	14	2
PJ-05	5110	14	2
DK-35	5840	16	3
PG-21	6570	18	3
PG-17	7300	20	3
PJ-02	7300	20	3
DK-13	7665	21	3
PG-13	8030	22	3
CB-01	8395	23	3
PG-11	8395	23	3

**Tabla 26.** Distribución de pozos sin colapso por tiempo de servicio promedio.

POZO	DIAS DE SERVICIO PROMEDIO	AÑOS DE SERVICIO PROMEDIO	GRUPO DE SERVICIO
CB-14	6935	19	3
DK-36	6935	19	3
DK-37	6935	19	3
PG-40	6935	19	3
PG-41	6935	19	3
PG-39	7300	20	3
DK-29	8395	23	3
DK-32	8395	23	3
DK-34	8395	23	3
PG-29A	8395	23	3
DK-24	8760	24	3
DK-25	8760	24	3
DK-27	8760	24	3
DK-28	8760	24	3
PG-31	8760	24	3
PG-32	8760	24	3
PG-34	8760	24	3
PG-36	8760	24	3
DK-23	9125	25	4
PG-18	9125	25	4
PG-19	9125	25	4
PG-26	9125	25	4
PG-28	9125	25	4
PG-30	9125	25	4
DK-20	9490	26	4
PG-09	9490	26	4
PG-24	9490	26	4
CB-08	9855	27	4
CB-11	9855	27	4
CB-13	9855	27	4
PG-25	9855	27	4
PJ-06	9855	27	4
PJ-07	9855	27	4
PJ-09	9855	27	4

**Continuación tabla 26.** Distribución de pozos sin colapso por tiempo de servicio promedio.

<b>CB-02</b>	<b>10220</b>	<b>28</b>	<b>4</b>
<b>CB-05</b>	10220	28	4
<b>PG-14</b>	10220	28	4
<b>PG-16</b>	10220	28	4
<b>PG-22</b>	10220	28	4
<b>PG-23</b>	10220	28	4
<b>PG-27</b>	10220	28	4
<b>DK-16</b>	10585	29	4
<b>DK-19</b>	10585	29	4
<b>PG-03</b>	10585	29	4
<b>PG-04</b>	10585	29	4
<b>PG-05</b>	10585	29	4
<b>PG-06</b>	10585	29	4
<b>PG-07</b>	10585	29	4
<b>PG-10</b>	10585	29	4
<b>PG-15</b>	10585	29	4
<b>DK-14</b>	10950	30	4
<b>DK-15</b>	10950	30	4
<b>DK-18</b>	10950	30	4
<b>DK-07</b>	12045	33	4
<b>DK-04</b>	12775	35	5
<b>DK-05</b>	12775	35	5
<b>DK-06</b>	12775	35	5
<b>DK-03</b>	13870	38	5
<b>DK-02</b>	14235	39	5
<b>DK-01</b>	14600	40	5

**Anexo H.** Distribución de los colapsos con referencia al tope del cemento.

**Tabla 27.** Distribución de colapsos según tope de cemento.

<b>UBICACIÓN RESPECTO TOPE CEMENTO</b>	<b>NUMERO COLAPSOS</b>
ABAJO	36
ARRIBA	22
<b>TOTAL</b>	<b>58</b>

**Tabla 28.** Distribución por pozo.

<b>POZO</b>	<b>TOPE CEMENTO (Ft)</b>	<b>PROF. COLAPSO (Ft)</b>	<b>UBICACIÓN COLAPSO</b>
CB01	0	5941	DEBAJO
CB01	0	5998	DEBAJO
CB03	5850	5327	ENCIMA
CB03	5850	5368	ENCIMA
CB03	5850	5395	ENCIMA
CB04	5300	5690	DEBAJO
CB04	5300	5629	DEBAJO
CB06	4920	6048	DEBAJO
CB06	4920	5785	DEBAJO
CB07	6403	5774	ENCIMA
CB07	6403	5742	ENCIMA
DK08	5874	5651	ENCIMA
DK08	6150	378	ENCIMA
DK08	6150	5519	ENCIMA
DK10	6150	5573	ENCIMA
DK11	4880	5184	DEBAJO
DK11	4880	5144	DEBAJO
DK12	6200	5218	ENCIMA
DK13	5275	4860	ENCIMA
DK21	6184	6895	DEBAJO
DK22	5226	4957	ENCIMA
DK22	5226	4992	ENCIMA
DK22	5226	5084	ENCIMA
DK22	5226	5184	ENCIMA
DK22	5226	5200	ENCIMA
DK22	5226	5233	DEBAJO

Continuación tabla 28.distribución por pozo.

<b>POZO</b>	<b>TOPE CEMENTO (Ft)</b>	<b>PROF. COLAPSO (Ft)</b>	<b>UBICACIÓN COLAPSO</b>
<b>DK26</b>	4370	6294	DEBAJO
<b>DK26</b>	4370	6697	DEBAJO
<b>DK30</b>	5150	6680	DEBAJO
<b>DK31</b>	5720	6857	DEBAJO
<b>DK31</b>	5720	6824	DEBAJO
<b>DK33</b>	5602	6369	DEBAJO
<b>DK33</b>	5602	3927	ENCIMA
<b>DK35</b>	4830	6737	DEBAJO
<b>PG02</b>	6100	6698	DEBAJO
<b>PG08</b>	5750	694	ENCIMA
<b>PG11</b>	2500	5115	DEBAJO
<b>PG12</b>	4370	5992	DEBAJO
<b>PG13</b>	5300	5634	DEBAJO
<b>PG17</b>	5530	5584	DEBAJO
<b>PG20</b>	5000	6278	DEBAJO
<b>PG20</b>	5000	6232	DEBAJO
<b>PG21</b>	5070	5783	DEBAJO
<b>PG21</b>	5070	5838	DEBAJO
<b>PG33</b>	5256	6727	DEBAJO
<b>PG33</b>	5256	6758	DEBAJO
<b>PG35</b>	4900	6570	DEBAJO
<b>PG37</b>	4500	6175	DEBAJO
<b>PG37</b>	4500	6331	DEBAJO
<b>PG37</b>	4500	5902	DEBAJO
<b>PJ01</b>	5812	6795	DEBAJO
<b>PJ02</b>	6290	4401	ENCIMA
<b>PJ03</b>	6800	6703	ENCIMA
<b>PJ04</b>	6100	7304	DEBAJO
<b>PJ04</b>	6100	6843	DEBAJO
<b>PJ04</b>	6100	7227	DEBAJO
<b>PJ05</b>	6400	2787	ENCIMA
<b>PJ10</b>	6150	4334	ENCIMA

**Tabla 29.** Porcentaje cementado en zonas problemáticas en los colapsos que se presentan por encima del tope del cemento.

POZO	TOPE CEMENTO (Ft)	FORMACIÓN	FT CEMENTADOS	% CEMENTADO	FT AL TOPE CTO
DK-10	6000	TKG	429	29.77	427
DK-12	6200	TKG	312	16.53	982
DK-22	5226	TKG	746	44.06	269
DK-22	5226	TKG	746	44.06	234
DK-22	5226	TKG	746	44.06	142
DK-22	5226	TKG	746	44.06	42
DK-22	5226	TKG	746	44.06	26
DK-33	5602	TKG	954	39.11	1675
PJ-02	6290	TH	665	41.56	1889
PJ-03	6800	TH	54	3.37	97

**Tabla 30.** Porcentaje cementado de las formaciones problemáticas.

WELLBORE	TOPE CTO	FORM TOP CTO	ESPESOR	CTADO	% CEMENTADO
DK-02	5025	TKG	2110	0.56	56.35
DK-03	5480	TKG	1998	0.39	38.79
DK-04	5700	TKG	1898	0.19	19.28
DK-05	5692	TKG	1635	0.18	17.61
DK-08	4800	TKG	1682	0.87	86.92
DK-10	6000	TKG	1441	0.30	29.77
DK-11	4880	TKG	1385	0.97	97.47
DK-12	6200	TKG	1887	0.17	16.53
DK-13	5275	TKG	1321	0.76	76.46
DK-14	5750	TKG	1372	0.32	32.14
DK-15	5200	TKG	1686	0.49	49.23
DK-18	5700	TKG	943	0.60	60.34
DK-19	6040	TKG	1598	0.04	3.50
DK-20	5490	TKG	1387	0.49	49.32
DK-21	6184	TKG	660	0.44	43.79
DK-22	5226	TKG	1693	0.44	44.06
DK-23	5400	TKG	1619	0.35	34.96
DK-24	4765	TKG	1801	0.83	82.79

Continuación tabla 30.

<b>DK-25</b>	<b>5700</b>	<b>TKG</b>	<b>1563</b>	<b>0.21</b>	<b>20.86</b>
<b>DK-27</b>	5720	TKG	1841	0.23	22.98
<b>DK-31</b>	5720	TKG	2375	0.41	40.63
<b>DK-32</b>	5285	TKG	1270	0.85	84.88
<b>DK-33</b>	5602	TKG	2439	0.39	39.11
<b>DK-34</b>	5124	TKG	1555	0.85	84.95
<b>DK-35</b>	4830	TKG	631	0.80	79.87
<b>DK-36</b>	4966	TKG	1431	0.81	81.41
<b>DK-37</b>	5340	TKG	1150	1.00	99.74

**Anexo I.** Pozos convertidos.

**Tabla 31.** Distribución de pozos convertidos.

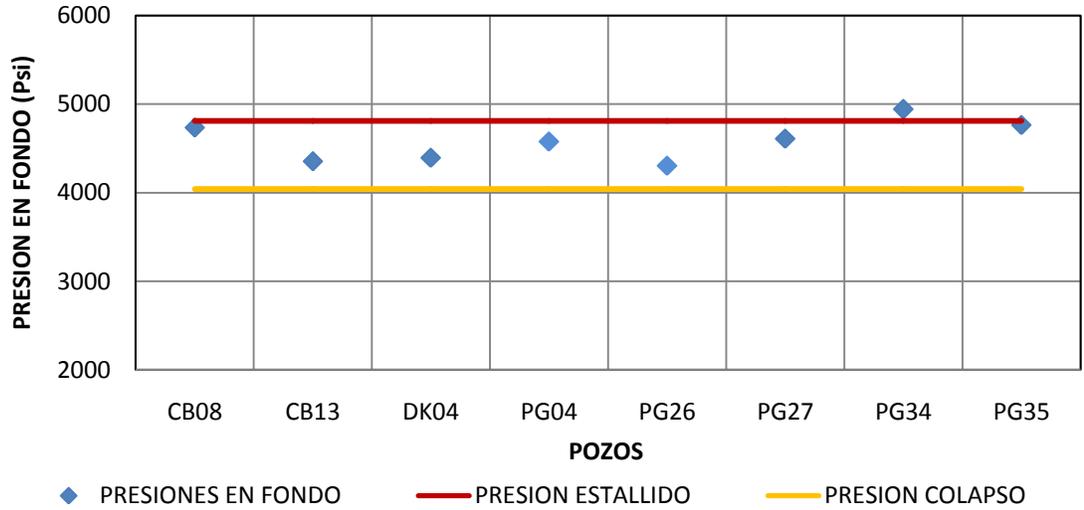
ESTADO POZO	CONVERTIDOS	TOTAL POZOS
CON COLAPSO	11	34
SIN COLAPSO	21	60
<b>TOTAL</b>	<b>32</b>	<b>94</b>

**Tabla 32.** Años de servicio de los pozos que tienen problemas de colapsos después de la conversión.

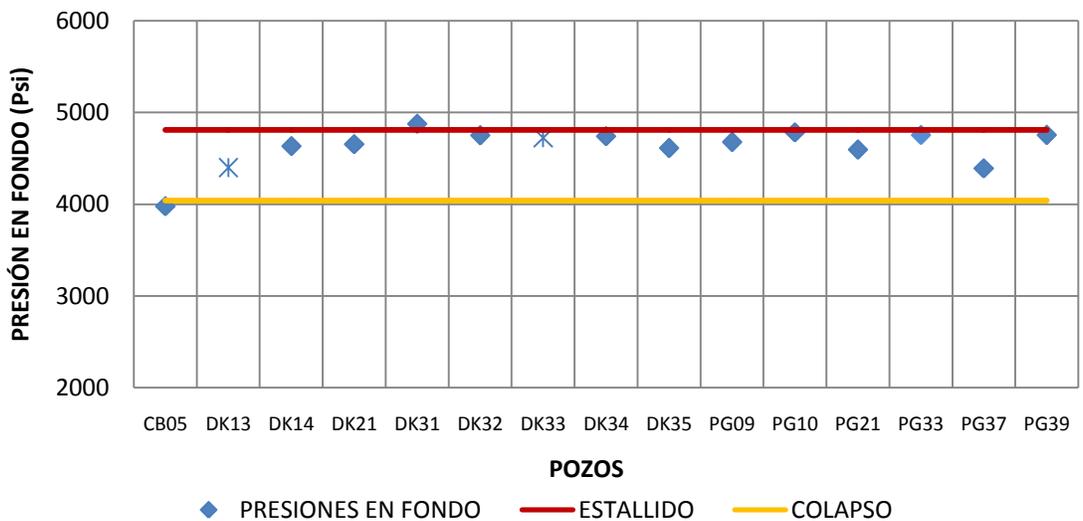
POZO	AÑOS DE SERVICIO CONVERTIDO	AÑOS DE SERVICIO ANTES DE LA CONVERSION	ESTADO
PG-02	1	13	INACTIVO
DK-31	2	<1	ACTIVO
PG-33	2	1	ACTIVO
PG-37	2	<1	ACTIVO
DK-21	4	5	ACTIVO
DK-33	4	<1	INACTIVO
PG-35	13	<1	ACTIVO

**Anexo J.** Presiones de fondo en los pozos y resistencia del casing a estallido y colapso.

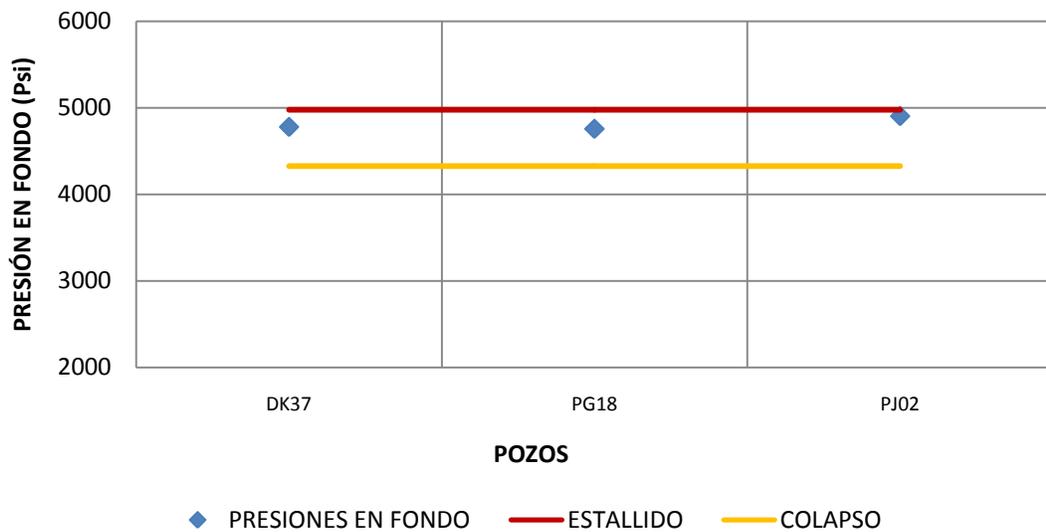
**Figura 97.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palagrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías nuevas J-55, 5.5” de OD y 15.5 Lb/ft.



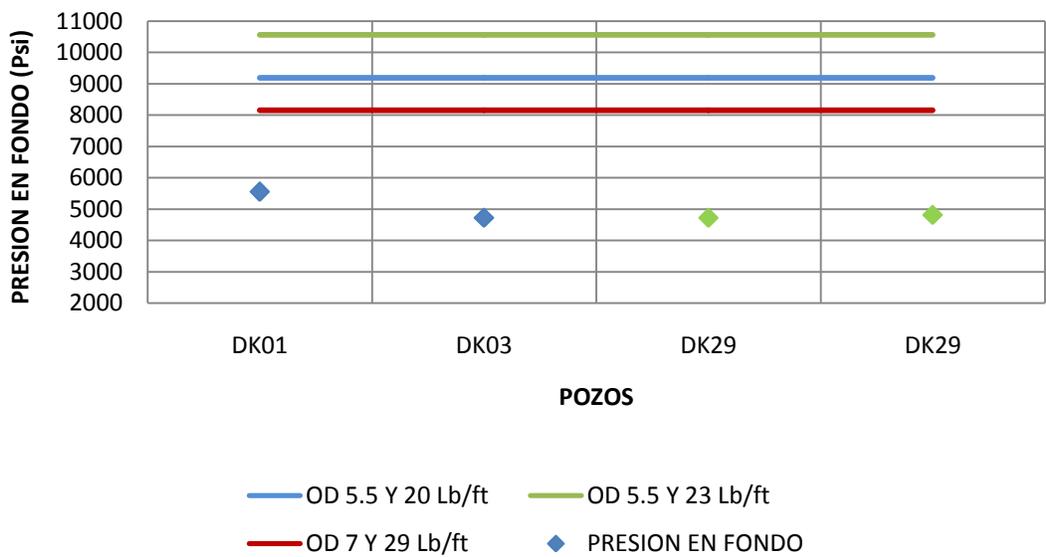
**Figura 98.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Palagrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5” de OD y 15.5 Lb/ft.



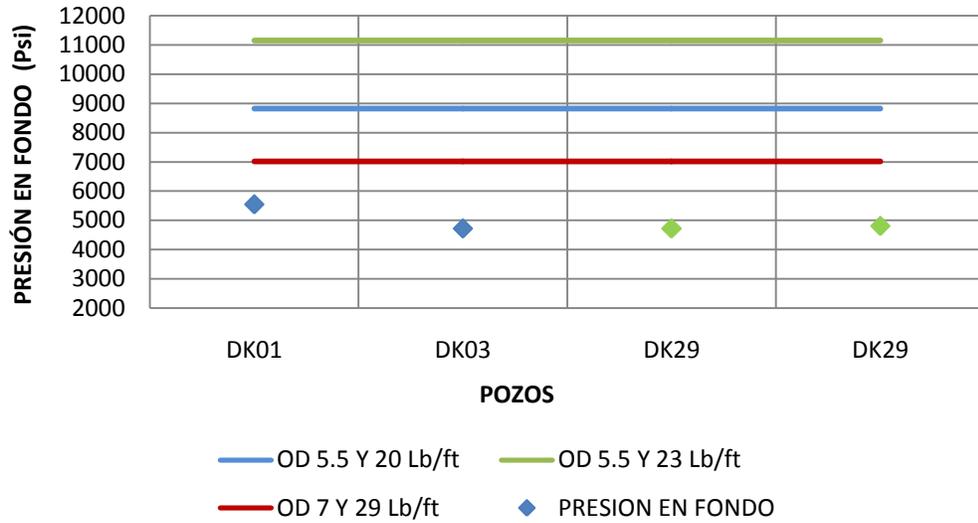
**Figura 99.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido y colapso para tuberías K-55, 5.5” de OD y 26 Lb/ft.



**Figura 100.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a esfuerzos de estallido para tuberías N-80.



**Figura 101.** Presiones de fondo en los pozos de los campos Cebú-Pallogrande, Dina Cretáceos y Pijao con factor 100% de resistencia a colapso para tuberías N-80.



**ANEXO K.** Relación agua/petróleo para los campos Cebú-Palgrande, Dina Cretáceos y Pijao

**Tabla 33.** Relación agua/petróleo

<b>POZOS</b>	<b>BFPD</b>	<b>O</b>	<b>W</b>	<b>W/O</b>
<b>CB03</b>	2000	30	1970	65,67
<b>CB04</b>	480	57,6	422,4	7,33
<b>CB06</b>	2000	80	1920	24,00
<b>CB07</b>	950	118,8	831,2	7,00
<b>PG03</b>	330	99	231	2,33
<b>PG05</b>	25	24,25	0,75	0,03
<b>PG07</b>	620	74,4	545,6	7,33
<b>PG08</b>	800	56	744	13,29
<b>PG11</b>	1200	264	936	3,55
<b>PG12</b>	460	216,2	243,8	1,13
<b>PG13</b>	1830	91,5	1738,5	19,00
<b>PG14</b>	1500	82,5	1417,5	17,18
<b>PG16</b>	850	212,5	637,5	3,00
<b>PG19</b>	2100	105	1995	19,00
<b>PG22</b>	2500	100	2400	24,00
<b>PG23</b>	4250	85	4165	49,00
<b>PG24</b>	950	171	779	4,56
<b>PG25</b>	600	12	588	49,00
<b>PG28</b>	380	70,3	309,7	4,41
<b>PG30</b>	700	45,5	654,5	14,38
<b>PG31</b>	72	1,44	70,56	49,00
<b>PG40</b>	2800	28	2772	99,00
<b>DK02</b>	850	85	765	9,00
<b>DK05</b>	2800	33,6	2766,4	82,33
<b>DK12</b>	29	1,74	27,26	15,67
<b>DK15</b>	890	71,2	818,8	11,50
<b>DK16</b>	730	29,2	700,8	24,00
<b>DK19</b>	1300	52	1248	24,00
<b>DK20</b>	2300	46	2254	49,00
<b>DK22</b>	670	13,4	656,6	49,00
<b>DK23</b>	1870	71,06	1798,94	25,32
<b>DK24</b>	1270	76,2	1193,8	15,67
<b>DK25</b>	2750	55	2695	49,00
<b>DK27</b>	3475	104,3	3370,7	32,32

**Continuación de la tabla 33**

<b>POZOS</b>	<b>BFPD</b>	<b>O</b>	<b>W</b>	<b>W/O</b>
<b>DK28</b>	1000	40	960	24,00
<b>DK36</b>	2020	60,6	1959,4	32,33
<b>PJ01</b>	743	52,53	690,47	13,14
<b>PJ03</b>	847	33,88	813,12	24,00
<b>PJ04</b>	2658	151	2507	16,60
<b>PJ05</b>	73,98	53,27	20,71	0,39
<b>PJ06</b>	1798	86,8	1711,2	19,71
<b>PJ09</b>	22	19,14	2,86	0,15
<b>PJ10</b>	1005	30,15	974,85	32,33