

ESTRATEGIAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION DE CAMPO BRISAS

**CAMILO ANDRES PINTO LOSADA
WILLIAM ANDRES VILLALBA CUELLAR**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2009**

ESTRATEGIAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION DE CAMPO BRISAS

**CAMILO ANDRES PINTO LOSADA
WILLIAM ANDRES VILLALBA CUELLAR**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
WILSON ALEXANDER MARTINEZ
Ingeniero de petróleos
Ecopetrol SOHT**

**Codirector
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de petróleos
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2009**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Diciembre de 2009

DEDICATORIA

Dedico este gran logro a Dios todo poderoso que me brindó la oportunidad de culminar mis estudios dándome salud, inteligencia, alegría y perseverancia.

A mis queridos padres Campo Elías Villalba y Marta Cuellar que siempre han estado conmigo en los buenos y malos momentos de mi vida y me apoyaron incondicionalmente en el transcurso de mi carrera. A mis hermanos Claudia y Daniel que siempre creyeron en mis capacidades.

A mis compañeros de la Universidad por su amistad y apoyo en momentos difíciles de mi carrera. A mis amigos Johan Julián Rojas, Víctor Alfonso Flórez y Andrés Efrén Franco por acompañarme en los buenos y malos momentos de mi carrera.

WILLIAM ANDRES VILLALBA CUELLAR

DEDICATORIA

Dedico este importante logro a Dios, por permitirme alcanzar una de mis más grandes metas, a mi tan preciada madre Claudia Milena, a mi querido padre Hernando y a mis bellos hermanos Juan, Javier, Miguel, Carlos y Yeison, todos ellos porque fueron mi fuerza motriz cuando sentía desfallecer en el intento de llegar a lo más alto de la cumbre y a mi novia Ana María, por su dulzura, por su ternura y por ayudarme a encontrar el norte cuando por culpa de las adversidades lo pierdo.

A mi abuela Yolanda, a mi abuelo Álvaro, a mis tías Nancy, Cecilia y Mercedes y a todos mis demás familiares por su invaluable apoyo para alcanzar este logro tanpreciado.

A mis grandes amigos y amigas, María, Diana, Tita, Leidy, Angi, Diego Velazco, Chente, Jhonatan, Jaimito, Lucas, Alexis, Leonardo, Daniel, Camilo, Diego Durán, Juan Camilo, Arley, Cristian y a todas mis amistades, porque de distintas formas han contribuido en mi formación como persona y como profesional.

CAMILO ANDRES PINTO LOSADA

AGRADECIMIENTOS

Wilson Martínez, Ingeniero de petróleos, grupo de ingeniería y confiabilidad SOHT y director del proyecto por su valiosa colaboración y enseñanzas.

Cesar Augusto Duarte, Ingeniero de petróleos, grupo de ingeniería y confiabilidad SOHT por sus valiosos aportes y enseñanzas para el desarrollo de este proyecto.

Camilo Ernesto Ortega, Ingeniero de petróleos, grupo de ingeniería y confiabilidad SOHT por su comprensión y amistad.

Gerson Saúl Pérez, Ingeniero de petróleos, grupo de ingeniería y confiabilidad SOHT por su valiosa colaboración.

Darwin Oswaldo Villadiego, Ingeniero de petróleos, grupo de ingeniería y confiabilidad SOHT por su colaboración y enseñanzas.

Ervin Aranda, Ingeniero de petróleos, codirector del proyecto por su comprensión y enseñanzas.

Alfonso Ortiz, Docente Universidad Surcolombiana, por su colaboración y amistad.

Julio Mario Rueda, Ingeniero de petróleos, coordinador de producción Campo Tello, por su colaboración.

Alfonso Gómez, Vicepresidente de talento humano SOHT, por darnos la oportunidad de realizar este proyecto de grado.

La compañía Ecopetrol S.A por abrirnos las puertas de esta hermosa familia.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION	
1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO BRISAS	26
1.1 LOCALIZACION	26
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO	27
2 FUNDAMENTOS TEORICOS	29
2.1 OIL FIELD MANAGER (OFM)	29
2.1.1 Módulos básicos de análisis	29
2.1.2 Módulos avanzados de ingeniería y geología	29
2.1.3 Tipos de información.	30
2.1.3.1 Información definida.	30
2.1.3.2 Información no definida.	30
2.1.3.3 Información de referencia.	31
2.1.4 Relaciones entre tablas de un proyecto OFM.	31
2.2 CONTROL DE SCALE	32
2.2.1 Inhibidores de incrustaciones inorgánicas.	32
2.2.1.1 Inhibidores químicos orgánicos.	32
2.2.1.2 Inhibidores inorgánicos o Polifosfatos inorgánicos.	33
2.2.2 Remoción mecánica de incrustaciones.	33
2.2.3 Remoción química de incrustaciones.	34
2.3 CONTROL Y MANEJO DE ARENA	35

2.3.1 Empaquetamiento con grava.	35
2.3.2 Trampa de arena (Sandtrap).	35
2.3.3 Dispositivo sandbuster.	36
2.3.4 Técnicas de control de arena sin filtros.	39
2.4 Sistemas de levantamiento artificial.	39
2.5 Métodos de recobro mejorado.	42
2.5.1 Inyección de gas.	42
2.5.2 Inyección de agua.	44
3 MODELO ESTÁTICO DE CAMPO BRISAS	46
3.1 MODELO GEOLÓGICO	46
3.1.1 Marco geológico y tectónico regional.	46
3.1.2 Modelo geológico estructural.	49
3.1.3 Modelo geológico estratigráfico.	51
3.1.4 Zonificación del yacimiento.	53
3.2 MODELO PETROFÍSICO	54
3.2.1 Mineralogía formación Monserrate (K4).	54
3.2.1.1 Armazón.	55
3.2.1.2 Aglutinante	56
3.2.1.3 Cemento	56
3.2.2 Composición y clasificación mineralógica de campo Brisas.	56
3.2.3 Densidad de matriz, fluidos y tipo de roca a partir de registros.	57
3.2.3.1 Densidad de matriz y fluidos.	57

3.2.3.2 Tipo de roca.	58
3.2.4 Exponente de cementación (m).	60
3.2.5 Exponente de saturación (n).	60
3.2.6 Parámetros petrofísicos.	60
3.2.7 Contacto entre fluidos.	60
4 MODELO DINAMICO DE CAMPO BRISAS	62
4.1 PRESIONES	62
4.2 DISTRIBUCION DE LA PRODUCCIÓN	62
4.3 FACTORES DE RECOBRO	63
4.4 RESERVAS	64
5 ESTUDIO DE OPORTUNIDADES PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN	66
5.1 INFORMACION GENERAL POR POZO	66
5.1.1 Brisas – 01.	66
5.1.2 Brisas – 02.	67
5.1.3 Brisas – 04.	68
5.1.4 Brisas – 08.	69
5.1.5 Brisas – 09.	70
5.1.6 Brisas – 10.	71
5.1.7 Brisas – 11.	72
5.2 PRINCIPALES PROBLEMAS IDENTIFICADOS POZO A POZO	76
5.2.1 Brisas – 01.	76
5.2.2 Brisas – 02.	77

5.2.3 Brisas – 04.	79
5.2.4 Brisas – 08.	80
5.2.5 Brisas – 09.	82
5.2.6 Brisas – 10.	83
5.3 ANALISIS DE LOS PRINCIPALES TRABAJOS REALIZADOS A LOS POZOS DE CAMPO BRISAS	85
5.3.1 Brisas – 02	85
5.3.2 Brisas – 04	88
5.3.3 Brisas – 08	90
5.3.4 Brisas – 09	95
5.4 ANALISIS DE LA PRODUCCION DE ARENA EN CAMPO BRISAS	99
5.4.1 Arena acumulada en los pozos.	100
5.4.2 Condiciones óptimas de operación.	102
5.4.2.1 Brisas – 01	102
5.4.2.2 Brisas – 02	103
5.4.2.3 Brisas – 04	104
5.4.2.4 Brisas – 08	105
5.4.2.5 Brisas – 09	106
5.4.2.6 Brisas – 10	107
5.5 OPORTUNIDADES TECNICAMENTE VIABLES PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN EN CAMPO BRISAS	108

5.5 Manejo y control de arena	108
5.5.2 Control de scale.	109
5.5.3 Inyección de agua.	109
5.5.4 Bombeo de cavidades progresivas (BCP).	109
6 ANALISIS ECONÓMICO	111
6.1 IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SANDBUSTER	111
6.2 IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SANDTRAP	113
6.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA PARA EL POZO BR – 10	116
7 CONCLUSIONES	118
8 RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFIA	121

LISTA DE CUADROS

	Pag.
Cuadro 1. Listado de corazones utilizados e integrados en las correlaciones con el campo Brisas	52
Cuadro 2. Factores de recobro campo Brisas	65
Cuadro 3. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 01	77
Cuadro 4. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 02	78
Cuadro 5. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 02	79
Cuadro 6. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 04	79
Cuadro 7. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 04	80
Cuadro 8. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 08	81
Cuadro 9. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 08	81
Cuadro 10. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 09	82
Cuadro 11. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 09	83
Cuadro 12. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 10	84
Cuadro 13. Prueba de producción Brisas – 02 antes de tratamiento ácido 07/01/2003	86

Cuadro 14. Prueba de producción Brisas – 02 después de tratamiento ácido 07/01/2003	87
Cuadro 15. Resultados índice de productividad Brisas – 02 por tratamiento ácido 07/01/2003	87
Cuadro 16. Prueba de producción Brisas – 04 antes del fracturamiento	88
Cuadro 17. Prueba de producción Brisas – 04 después del fracturamiento	89
Cuadro 18. Resultados índice de productividad Brisas – 04 por fracturamiento	89
Cuadro 19. Prueba de producción Brisas – 08 antes de tratamiento ácido, Noviembre de 2001	92
Cuadro 20. Prueba de producción Brisas – 08 después de tratamiento ácido, Noviembre de 2001	92
Cuadro 21. Resultados índice de productividad Brisas – 08 por tratamiento ácido Noviembre de 2001	93
Cuadro 22. Prueba de producción Brisas – 08 antes del tratamiento ácido, Abril de 2002	94
Cuadro 23. Prueba de producción Brisas – 08 después de tratamiento ácido, Abril de 2002	94
Cuadro 24. Resultados índice de productividad Brisas – 08 por tratamiento ácido, Abril de 2002	95
Cuadro 25. Prueba de producción Brisas – 09 antes del fracturamiento hidráulico, Enero de 2006	98
Cuadro 26. Prueba de producción Brisas – 09 después del fracturamiento hidráulico, Enero de 2006	98
Cuadro 27. Resultados índice de productividad Brisas – 09 por fracturamiento	99

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Ficha técnica campo Brisas	28
Tabla 2. Producción promedio por día al 31 de agosto de 2009	28
Tabla 3. Parámetros estadísticos	57
Tabla 4. Parámetros petrofísicos promedio por pozo	60
Tabla 5. Distribución de la producción acumulada por unidad a Agosto de 2009	64
Tabla 6. Distribución diaria de producción por unidad a Agosto de 2009	64
Tabla 7. Información general pozo Brisas – 01	66
Tabla 8. Intervalos cañoneados Brisas – 01	66
Tabla 9. Información general pozo Brisas – 02	67
Tabla 10. Intervalos cañoneados Brisas – 02	68
Tabla 11. Información general pozo Brisas – 04	68
Tabla 12. Intervalos cañoneados Brisas – 04	68
Tabla 13. Información general pozo Brisas – 08	69
Tabla 14. Intervalos cañoneados Brisas – 08	69
Tabla 15. Información general pozo Brisas – 09	70
Tabla 16. Intervalos cañoneados Brisas – 09	70
Tabla 17. Información general pozo Brisas – 10	71
Tabla 18. Intervalos cañoneados Brisas – 10	71
Tabla 19. Información general pozo Brisas – 11	72

Tabla 20. Intervalos cañoneados Brisas – 11	72
Tabla 21. Ratas de producción de acuerdo a la velocidad de asentamiento de las partículas	102
Tabla 22. Pruebas de producción BR – 01, para condiciones óptimas de operación	102
Tabla 23. Pruebas de producción BR – 02, para condiciones óptimas de operación	103
Tabla 24. Pruebas de producción BR – 04, para condiciones óptimas de operación	104
Tabla 25. Pruebas de producción BR – 08, para condiciones óptimas de operación	105
Tabla 26. Pruebas de producción BR – 09, para condiciones óptimas de operación	106
Tabla 27. Pruebas de producción BR – 10, para condiciones óptimas de operación	107
Tabla 28. Ingresos mensuales generados por disminución de la producción diferida implementando la herramienta sandbuster	111
Tabla 29. Ingresos mensuales por equipos y herramientas implementando la herramienta sandbuster	112
Tabla 30. Costo de instalación herramienta sandbuster	112
Tabla 31. Tiempo de pago por implementar la herramienta sandbuster	113
Tabla 32. Frecuencia de intervenciones a pozo relacionadas con arena para sandtrap	114
Tabla 33. Ingresos anuales por disminución de la producción diferida para sandtrap	114
Tabla 34. Costo de instalación herramienta sandtrap	114
Tabla 35. Ingresos mensuales obtenidos por implementar la herramienta sandtrap	115
Tabla 36. Tiempo de pago por implementar la herramienta sandtrap	116

Tabla 37. Ingresos, egresos y valor presente neto mensual por empaquetamiento con grava en el pozo BR – 10

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Localización geográfica del campo Brisas.	26
Figura 2. Relaciones entre tablas de un proyecto OFM.	31
Figura 3. Empaquetamiento con grava.	36
Figura 4. Ensamble típico Sandtrap.	37
Figura 5. Dispositivo sandbuster	38
Figura 6. Fracturamiento hidráulico sin filtro	39
Figura 7. Esquema típico bombeo de cavidades progresivas	42
Figura 8. Esquema inyección de gas	43
Figura 9. Inyección externa de gas	43
Figura 10. Esquema típico de la inyección de agua.	45
Figura 11. Sísmica del campo Brisas	47
Figura 12. Mapa geológico generalizado de la cuenca de Neiva	48
Figura 13. Sección transversal generalizada (A – A´) desde el margen oriental de la cordillera central hasta el macizo de Garzón	49
Figura 14. Mapa estructural al tope de la formación Monserrate	50
Figura 15. Registro tipo del campo Brisas, pozo Brisas – 01	51
Figura 16. Densidad-neutrón para todos los pozos de Brisas, con las líneas que definen las familias de tipo de roca	59
Figura 17. Histórico de presión campo Brisas	63
Figura 18. Curva de producción Brisas – 01	73
Figura 19. Curva de producción Brisas – 02	73

Figura 20. Curva de producción Brisas – 04	74
Figura 21. Curva de producción Brisas – 08	74
Figura 22. Curva de producción Brisas – 09	75
Figura 23. Curva de producción Brisas – 10	75
Figura 24. Curva de producción Brisas – 11	76
Figura 25. Principales problemas identificados para el pozo BR – 01	77
Figura 26. Principales problemas identificados para el pozo BR – 02	78
Figura 27. Principales problemas identificados para el pozo BR – 04	79
Figura 28. Principales problemas identificados para el pozo BR – 08	81
Figura 29. Principales problemas identificados para el pozo BR – 09	82
Figura 30. Principales problemas identificados para el pozo BR – 10	84
Figura 31. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 02, 12/04/1995	85
Figura 32. Curva IPR compuesta Brisas – 02 antes de tratamiento ácido 07/01/2003	86
Figura 33. Curva IPR compuesta Brisas – 02 después de tratamiento ácido 07/01/2003	87
Figura 34. Curva IPR compuesta Brisas – 04 antes de Fracturamiento	88
Figura 35. Curva IPR compuesta Brisas – 04 después del Fracturamiento	89
Figura 36. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 08, 08/12/1987	90
Figura 37. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 08, Mayo de 1989	91
Figura 38. Curva IPR compuesta Brisas – 08 antes del tratamiento ácido noviembre de 2001	92

Figura 39. Curva IPR compuesta Brisas – 08 después del tratamiento ácido noviembre de 2001	93
Figura 40. Curva IPR compuesta Brisas – 08 antes del tratamiento ácido, Abril de 2002	94
Figura 41. Curva IPR BR – 08 después del tratamiento ácido, Abril de 2002	95
Figura 42. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 09,13 de Febrero de 1995	96
Figura 43. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 09, 19 de Diciembre de 2001	97
Figura 44. Curva IPR BR – 09 antes del fracturamiento hidráulico	98
Figura 45. Curva IPR BR – 09 después del fracturamiento hidráulico	99
Figura 46. Curvas IPR BR – 01, para condiciones óptimas de operación	103
Figura 47. Curvas IPR BR – 02, para condiciones óptimas de operación	104
Figura 48. Curvas IPR BR – 04, para condiciones óptimas de operación	105
Figura 49. Curvas IPR BR – 08, para condiciones óptimas de operación	106
Figura 50. Curvas IPR BR – 09, para condiciones óptimas de operación	107
Figura 51. Curvas IPR BR – 10, para condiciones óptimas de operación	108

RESUMEN

En la actualidad campo Brisas presenta problemas operacionales que aumentan los costos de mantenimientos en los pozos y reducen la producción, razón por la cual se hizo importante realizar un estudio de oportunidades para encontrar soluciones o minimizar estos problemas y así optimizar la producción.

Se seleccionó y organizó la información suministrada del campo Brisas, con la cual se creó un proyecto en Oil Field Manager (OFM) para facilitar las labores de análisis.

Se revisó el historial de eventos de cada pozo, del cual se identificaron los principales problemas que presentan y se realizó un análisis de las estimulaciones efectuadas a todos los pozos del campo Brisas, con la ayuda de curvas IPR y curvas de producción generadas en el OFM, con las cuales se conoció la efectividad de las estimulaciones.

De acuerdo al principal problema operacional que se identificó en campo Brisas se realizó un estudio de oportunidades para el manejo y control de arena en el cual se analizaron nuevas tecnologías que ayudarán a minimizar este problema. Una vez seleccionadas estas tecnologías según la necesidad, se realizó un estudio económico que permitió encontrar la viabilidad para su futura aplicación en el campo Brisas.

También se encontraron otras oportunidades para optimizar la producción como son la implementación de la inyección de agua y se descartó la posibilidad de inyectar el gas producido.

ABSTRACT

At present, Brisas field have operational problems that increase the maintenances cost and reduce the production, reason for the one which it became carry out an opportunities study to find solution to minimize these problems and this way to optimize production.

The given information of Brisas field it was selected and organized, with which one carry out a project in Oil Field Manager (OFM) to facilitate the analysis works.

The records of events of each well was revised of which the main problems were identified and carried out an analysis of the stimulations made to all the wells of the Brisas field with the help of IPR curves and production curves generated in the OFM, with which the effectiveness of the stimulations was known.

According to the main operational problem that was identified in Brisas field, carried out a study of opportunities for the handling and control of sand in which new technologies were analyzed which they will help to minimize this problem. Once selected these technologies according to the necessity she was carried out an economic study that allowed find the viability for their future application in the Brisas field.

Also other opportunities to optimize the production like they are the implementation of water injection and the possibility were discarded of injecting the produced gas.

GLOSARIO

- **Arena.** Conjunto de partículas de rocas disgregadas cuyo tamaño varía entre 0.063 y 2 mm.
- **Bomba de subsuelo.** Equipo de desplazamiento positivo, la cual es accionada por la sarta de cabillas desde la superficie.
- **Caudal.** Cantidad de fluido por unidad de tiempo.
- **Consolidación.** Es un proceso natural de reducción de volumen en rocas, provocado por la presencia de cargas sobre su masa y que ocurre en el transcurso de un tiempo generalmente largo.
- **Corrosión.** Es el ataque destructivo de un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente.
- **Declinación.** Es la disminución progresiva y continua de la tasa de producción de un pozo a medida que disminuye el factor $Ko \cdot \Delta P / \mu_o$ de manera continua, lo que nos indica el aumento del agotamiento del área de drenaje.
- **Densidad.** Es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen.
- **Empaquetamiento con grava.** Es una técnica común de exclusión de arena que implica el bombeo de una lechada compuesta por grava y un fluido encargado de transportarla para rellenar el espacio anular entre un filtro seleccionado y la tubería de revestimiento.
- **Estimulación ácida.** Tratamiento químico que busca disolver depósitos de carbonato-scale.
- **Estrategia.** Proceso seleccionado a través del cual se prevé alcanzar un cierto estado futuro.
- **Fluido.** Todo cuerpo cuyas moléculas tienen entre sí poca coherencia y toma siempre la forma del recipiente donde está contenido.
- **Fracturamiento hidráulico.** Es una técnica utilizada en la industria petrolera desde los años 50, que consiste en inyectar una arena cerámica

mezclada con una gel a fin de mejorar la permeabilidad del yacimiento para incrementar su productividad.

- **Granulometría.** Es la medición de los granos de una formación sedimentaria y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.
- **Gravel pack o empaquetamiento con grava.** Técnica de empaquetamiento que consiste en bajar una malla y colocar propante en el espacio anular entre la malla y el casing.
- **Indice de productividad.** Se define indice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción, y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión en el fondo del pozo.
- **Inhibidor.** Químicos que impiden los depósitos de incrustaciones en la tubería del pozo y las líneas de flujo ayudando a maximizar el volumen de producción.
- **Incrustación.** Es la acción y el efecto de cubrirse una roca con una costra de sustancia mineral abandonada por el agua que la contiene en disolución.
- **Precipitación.** Reacción química en la cual se produce un sólido a partir de líquidos.
- **Presión.** Magnitud física que mide la fuerza por unidad de superficie.
- **Sandbuster.** Es un dispositivo especial utilizado para el manejo de arena en pozos con bombeo mecánico.
- **Sandtrap.** Es una herramienta que separa los sólidos abrasivos que viajan con los fluidos de producción antes de que estos entren a la bomba.
- **Temperatura.** Magnitud física que mide la cantidad de calor que posee un cuerpo.
- **Viabilidad.** Condición que evalúa la conveniencia de un proyecto atendiendo a la relación que existe entre los recursos empleados para obtenerlo y aquellos de los que se dispone.
- **Viscosidad.** Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.

- **Yacimiento.** Unidad porosa y permeable capaz de almacenar hidrocarburos en estado líquido y gaseoso.
- **Spm.** Strokes por minuto.
- **Rpm.** Revoluciones por minuto.
- **bfpd.** Barriles de fluido por día.
- **bppd.** Barriles de petróleo por día.
- **bapd.** Barriles de agua por día.
- **bp.** Barriles de petróleo.
- **scf.** Pies cúbicos estándar.

INTRODUCCION

Durante la historia de producción de los campos petroleros se realizan diversos trabajos para tratar de incrementar o mantener la producción, como también intervenciones rutinarias de mantenimiento, en donde se limpian los pozos y se reemplazan partes de las bombas del subsuelo deterioradas por diversos factores como son el manejo de material sólido y la corrosión, entre otros.

No siempre los trabajos realizados cumplen con el objetivo, como tampoco se realizan de la misma forma y con los mismos elementos. Un ejemplo muy claro se da cuando se realizan estimulaciones ácidas utilizando diferentes disolventes ya sean orgánicos o inorgánicos y en distintas concentraciones.

En campos maduros, donde la presión está muy depletada, los cortes de agua son altos y la producción de aceite es poca, no se pueden realizar proyectos de recuperación secundaria o terciaria, por ser antieconómicos para la empresa operadora, razón por la cual se hace necesario encontrar estrategias factibles que permitan optimizar la producción.

Este trabajo presenta los resultados de un estudio de oportunidades a partir de aspectos técnicos y operacionales de campo Brisas, cuyo principal objetivo es plantear estrategias factibles que permitan optimizar la producción.

Los resultados aquí obtenidos hacen parte de nuestro esfuerzo, con la colaboración de un grupo interdisciplinario de trabajo que involucra geólogos e ingenieros de petróleos de la gerencia de yacimientos (GYA - Bogotá), ingenieros de producción e ingenieros del grupo de ingeniería y confiabilidad de la superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOHT).

El estudio del campo Brisas se realizó mediante el uso de programas especializados en lograr un proceso de análisis e interpretación más ágil y versátil. En las diferentes etapas de interpretación se emplearon los programas interactivos WESEMS, DIMS, Total Well Manager (TWM), PROFILE y Oil Field Manager (OFM). Cada programa empleado aportó a la creación de una base de datos que fue cargada en el OFM.

Para empezar se buscó, clasificó y organizó la información existente de campo Brisas y luego se creó una base de datos en OFM y también se identificó

históricamente los principales problemas operacionales que presentan los pozos del campo y se buscaron tecnologías para solucionar o minimizar dichos problemas.

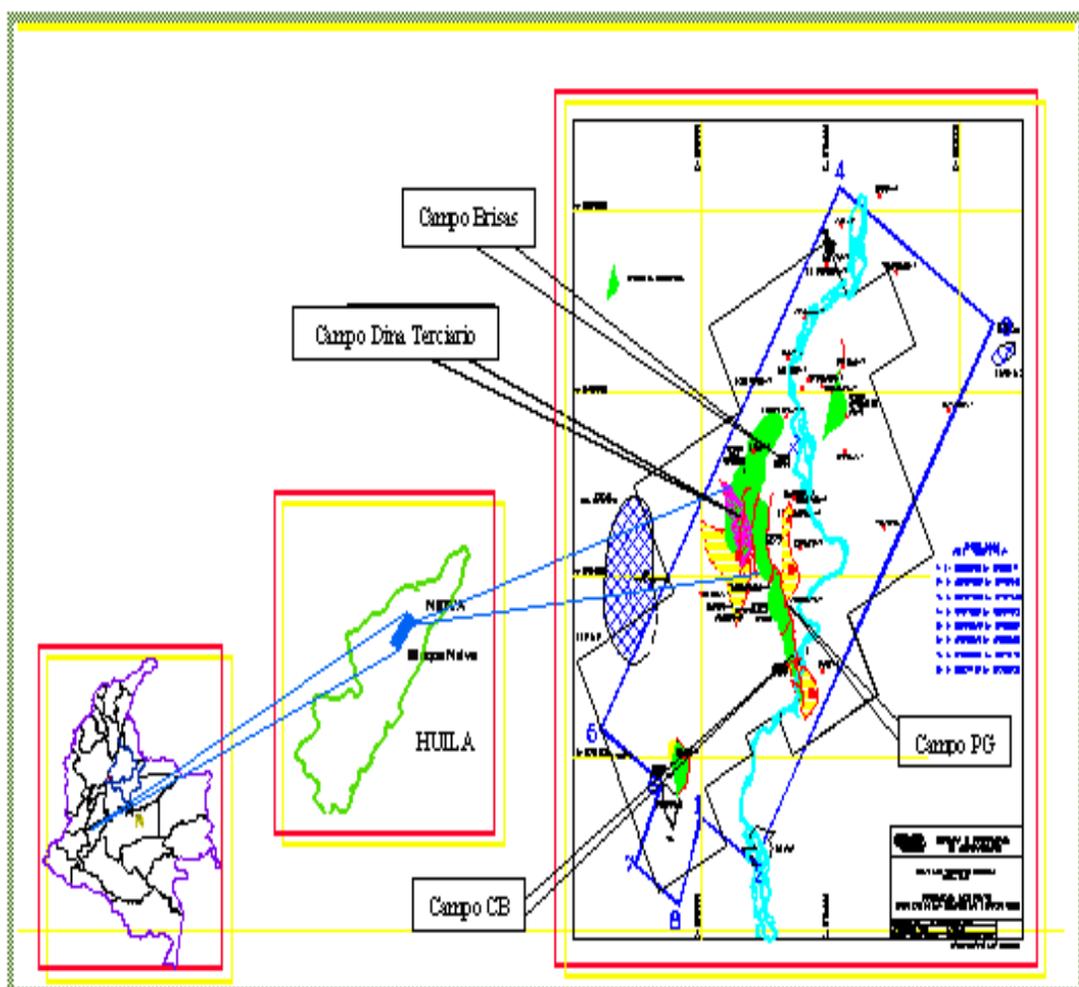
Se realizó un análisis de las curvas de producción, principales intervenciones realizadas a los pozos del campo Brisas y de tecnologías, entre otros, del cual surgieron oportunidades para optimizar producción, cumpliendo con uno de los objetivos de este trabajo.

1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO BRISAS

1.1 LOCALIZACIÓN

El campo Brisas se encuentra localizado en el área de la ex – concesión Neiva-540 (Subcuenca de Neiva), actualmente Superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOHT) de Ecopetrol S.A, 20 Km al norte de la ciudad de Neiva (Huila), en jurisdicción del municipio de Aipe, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. El campo Brisas cubre un área aproximada de 7 Km² como se muestra en la figura uno.

Figura 1. Localización geográfica del campo Brisas.



Fuente: Informe ICP, Simulación Analítica De La Inyección De Agua Campo Brisas, Piedecuesta, Septiembre De 2003

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Brisas fue descubierto por la compañía Tenneco en 1973 con la perforación del pozo Brisas - 01, el cual probó la formación Monserrate. Entre 1975 y 1989 se perforaron 7 pozos: BR – 02, BR – 03, BR – 04, BR – 05, BR – 07, BR – 08, BR – 09. Dos de estos pozos, el BR – 03 quedó fuera de la estructura y produjo agua (bloque 4) y el BR – 07 (bloque 1) no encontró la zona productora de la formación Monserrate, posiblemente por estar erosionada por la discordancia del oligoceno. El 2 de Agosto del año 2003 se terminó de perforar el pozo BR – 11, el cual no encontró la formación productora y el 18 de Julio del 2006 se terminó de perforar el pozo BR – 10, con el cual se reemplazo el BR – 05 que fue cerrado por problemas mecánicos causantes de frecuentes arenamientos. El pozo BR – 01 fue abandonado durante la etapa de desarrollo y producción en 1986 por alto BSW (>90%), problemas de cemento y con una producción de 38 bppd, luego fue reactivado.

Actualmente los pozos que están activos son BR – 01, BR – 02, BR – 04, BR – 08, BR – 09, BR – 10 y BR – 11 con una producción promedia de 458 bppd, 84.69 % de BSW y una producción de gas de 48.87 kscfd al 31 de Agosto de 2009. Los pozos tienen un espaciamiento aproximado de 40 – 60 acres. El mecanismo de producción es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. La presión inicial del yacimiento fue 2000 psi (al datum de - 3000 pies), la presión actual es de 750 psi (al datum de - 3000 pies). La producción de crudo acumulada a Agosto de 2009 es de 8,51 MMbp.

El aceite tiene una gravedad de 23° API. De acuerdo con la información actualizada de reservas, se reportan como reservas iniciales del campo 23.4 MMbp de aceite, con un factor de recobro a Agosto de 2009 de 36,4%. Las reservas probadas últimas del campo se reportan como 8,89 MMbp, las reservas probadas desarrolladas remanentes de 1,4 MMbp, y reservas no probadas probables de 1,6 MMbp.

Desde su descubrimiento en 1973, el campo ha sido operado por las compañías Hocol, Shell, y Ecopetrol. En la actualidad el campo Brisas es administrado por la Superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOHT), Ecopetrol S.A. Algunos datos generales del campo se muestran en la tabla 1 y en la tabla 2 se muestra la producción actual de los pozos del campo Brisas.

Tabla 1. Ficha técnica campo Brisas

Ficha técnica	
Formación	Monserate k4 (cretáceo superior)
Tipo de trampa	Estructural
Profundidad	4000 pies
Litología	Areniscas
Espesor total	200 pies
Espesor neto	75 pies
Porosidad	15 - 21 %
Permeabilidad	120 - 200 md
Gravedad API	23
Presión inicial del yacimiento	2000 psia @ 3000 pies
Presión actual del yacimiento	700 psia @ 3000 pies
Presión de burbuja	800 psia
Viscosidad del crudo @ 135 f	11 Cp, crudo asfáltico
Saturación de agua promedia inicial	25%
GOR inicial	160 scf/bbl
Factor volumétrico inicial	1,076 rb/stb
Temperatura de yacimiento	135 °F
Mecanismo de producción	Empuje parcial de agua y gas en solución
Viscosidad del agua	0,538 Cp
Salinidad agua formación	6500 ppm Cl
Gravedad del gas	0,83
Área productiva	390 Acres
Bsw actual	84,69 @ Agosto de 2009
Producción promedia diaria	450 bppd @ Agosto de 2009

Tabla 2. Producción promedio por día al 31 de Agosto de 2009

Pozo	Levantamiento artificial	Petróleo (bppd)	Agua (bapd)	BSW (%)	Gas (Kscf/día)
BR – 01	Bombeo mecánico	39	415	91.5	142
BR – 02	Bombeo mecánico	61	619	91	317
BR – 04	Bombeo mecánico	77	881	92	176
BR – 08	Bombeo mecánico	71	306	81.2	270
BR – 09	Bombeo mecánico	136	288	68	372
BR – 10	Cavidades progresivas	68	76	53	142
BR – 11	Bombeo mecánico	2	2	50	3

2 FUNDAMENTOS TEORICOS

2.1 OIL FIELD MANAGER (OFM)

El programa OFM está compuesto por un conjunto de módulos de gran alcance diseñados con el propósito de facilitar las tareas cotidianas de supervisión y administración de campos de petróleo y gas. OFM permite visualizar, modificar y analizar los datos de producción y del yacimiento, permitiendo desarrollar análisis básicos y complejos, tanto para completamientos individuales o múltiples, así como para grupos de pozos, un campo entero o incluso varios campos.

2.1.1 Módulos básicos de análisis.

- **Mapa base:** Define los datos del proyecto y constituye la base para los otros módulos.
- **Reportes:** Permite desplegar datos de entrada o datos calculados en forma tabular.
- **Gráficos:** Permite adaptar datos de uno o más completamientos.

2.1.2 Módulos avanzados de ingeniería y geología.

- **Análisis curvas de declinación:** Permite analizar, predecir y planificar el rendimiento del pozo. Se puede efectuar una predicción de declinación, resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.
- **Mapas de burbuja:** Despliega grandes cantidades de datos que ayudan a identificar tendencias, anomalías o problemas potenciales en un campo petrolífero.
- **Mapas de grilla:** Genera mapas de contorno con rellenos de color y representaciones tridimensionales de los datos relacionados con la profundidad o el tiempo.
- **Mapas de gráficos XY:** genera hasta cuatro curvas para cada pozo o categoría de selección y despliega en forma gráfica la información directamente sobre el mapa base, en la ubicación geográfica del pozo.

- **Gráficos de dispersión:** permite realizar hasta cuatro gráficos XY (con dos variables dadas) en función del tiempo y correlacionar el comportamiento de los pozos a través de todas ellas.

2.1.3 Tipos de información. La información a cargar en la base de datos OFM se puede clasificar en tres como se muestra a continuación.

2.1.3.1 Información definida. La información definida requiere que se especifique la estructura de la tabla en la cual se va a almacenar, antes de que pueda cargarse a la base de datos. Esta definición puede hacerse interactivamente a través de la interfase grafica de usuario del OFM, o por medio de un archivo de definición en donde se especifica el tipo de tabla y todos los atributos de sus variables (nombres de las variables, tipo de datos, unidades, formatos para reporte y para grafica, etc), lo cual se hace usando palabras claves (keywords) en una sintaxis preestablecida.

Los tipos de tabla para información definida son los siguientes:

- **Tablas estáticas.** Los datos estáticos dependen de una entidad y se registran una sola vez en la vida de la entidad. Como ejemplos se pueden mencionar los datos de ubicación, la fecha de completamiento, la presión original, la profundidad total, la porosidad y la ubicación.
- **Tablas periódicas.** Estas tablas almacenan valores que cambian con el tiempo, y que pertenecen a las entidades contenidas en la tabla maestra. Las tablas mensuales (Monthly) permiten almacenar un único valor por mes; las tablas diarias (Daily) son equivalentes a las mensuales, solo que permiten almacenar un único valor por día. La clave primaria de estas tablas se compone de dos columnas: la primera columna corresponde a la clave primaria de la tabla maestra, y la segunda columna corresponde al campo de fecha (Date).
- **Tablas esporádicas.** Una tabla esporádica permite almacenar valores que se generan ocasionalmente. Estos valores pueden ser esporádicos en el tiempo o con la profundidad, por ejemplo, datos de pruebas (esporádicos en el tiempo) o datos de corazones (esporádicos en profundidad).

2.1.3.2 Información no definida. La información no definida se puede cargar directamente en la base de datos, en tablas cuya estructura esta preestablecida

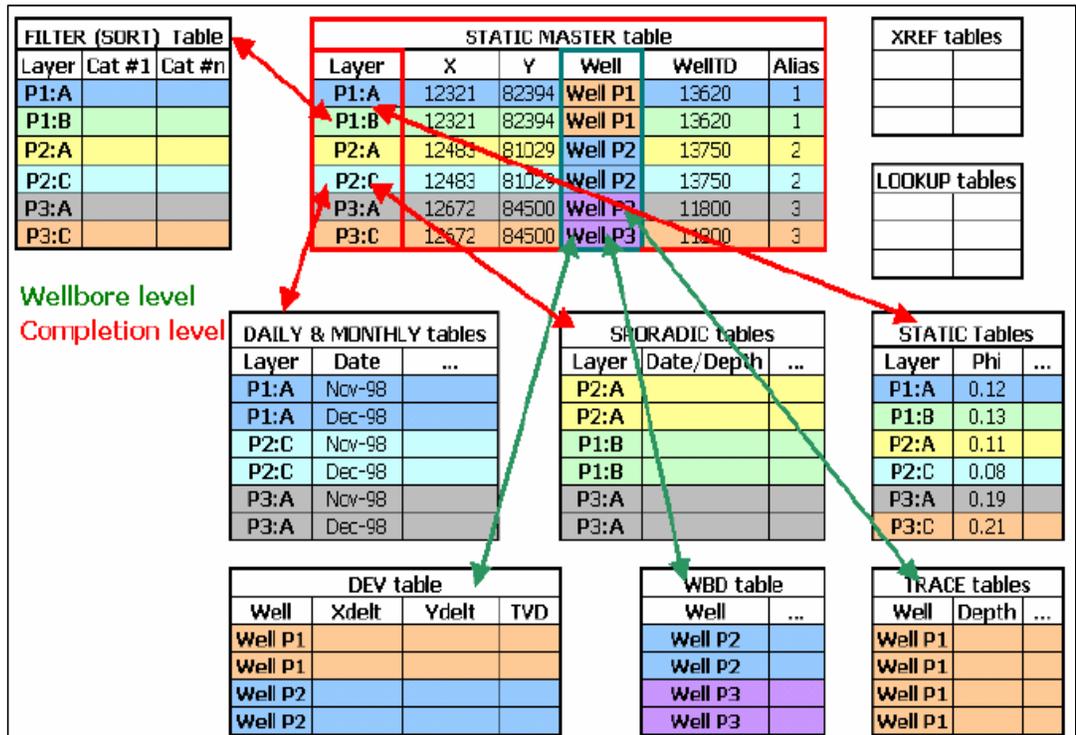
por el OFM y no puede ser modificada por el usuario, de modo que no es necesario crear un archivo de definición para ellas.

2.1.3.3 Información de referencia. La información de referencia no se carga pero puede ser modificada. Entre este tipo de información se encuentran: unidades, ecuaciones de conversión de información y multiplicadores.

2.1.4 Relaciones entre tablas de un proyecto OFM. Casi todos los datos que se pueden manejar en un proyecto OFM pertenecen alguna entidad de diferente nivel; los datos de producción pertenecen a un completamiento o a un pozo, los datos PVT y/o permeabilidades relativas pertenecen a una entidad de flujo.

La figura 2 resume la mayoría de los tipos de tabla mencionados anteriormente y la manera en que ellas se relacionan con la tabla estática maestra.

Figura 2. Relaciones entre tablas de un proyecto OFM



Fuente: Oil Field Manager (OFM) 2005 - manual de referencia.

2.2 CONTROL DE SCALE

Se revisó la historia de las intervenciones realizadas a los pozos de Brisas y se encontró evidencia de scale, como se muestra más adelante en el capítulo 5, razón por la cual se realizó un estudio de oportunidades para controlar dicha depositación que causa daño a la formación disminuyendo la producción de los pozos.

2.2.1 Inhibidores de incrustaciones inorgánicas. Los inhibidores de incrustación son químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de dichas incrustaciones cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas normalmente incrustantes. Los inhibidores empleados en las operaciones de campo funcionan con uno o algunos de los siguientes mecanismos:

- Previendo la nucleación, lo que bloquea la formación de los cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando los mismos comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Los inhibidores de incrustación se usan con mayor frecuencia para evitar el crecimiento de los cristales de los depósitos ya formados, esto significa que el inhibidor debe estar presente en los lugares donde los cristales comienzan a formarse. Otra de las funciones del inhibidor de incrustaciones es mantener los iones en solución y evitar que estos se precipiten y formen depósitos.

Los inhibidores de incrustaciones inorgánicas se clasifican en orgánicos e inorgánicos.

2.2.1.1 Inhibidores químicos orgánicos. Los inhibidores orgánicos son aplicados a facilidades de superficie y pozos de inyección por suministro continuo, usando bombas de inyección de químicos. Los problemas de incrustación en los pozos de producción son tratados con inyección continua desde superficie (el químico se inyecta por el anular) o forzando el inhibidor dentro de la formación (squeeze). Los tipos más comunes son:

- **Esteres orgánicos (polifosfonatos orgánicos, fosfonatos esteres).** Son los inhibidores más efectivos en el control de CaSO_4 . No se recomiendan por encima de 212 °F. Los fosfonatos de esteres orgánicos genéricos más comunes usados en la industria son: amino fosfato esteres y alcohol fosfato esteres, el primero es más efectivo que el segundo.
- **Fosfonatos orgánicos.** Son inhibidores recomendables para el tratamiento del CaCO_3 . Son estables a temperaturas hasta de 350 °F, los fosfonatos genéricos más utilizados en la industria son: ATMP, HEDP, EDTMP.

Estos inhibidores son efectivos a bajas dosis, son aplicables a aguas con bastantes sólidos suspendidos, pero presentan problemas cuando estas tienen elevadas cantidades de ion carbonato.

2.2.1.2 Inhibidores inorgánicos o polifosfatos inorgánicos. Son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como:

- **Polifosfatos simples:** se disuelven en agua rápidamente y son más costosos.
- **Polifosfatos de solubilidad controlada:** se disuelven lentamente en agua.

Los polifosfatos inorgánicos han sido muy utilizados en el control de scale debido a su bajo costo y eficiencia, pero han presentado problemas, con el tiempo los polifosfatos presentan un cambio llamado reversión, que es la hidrólisis de polifosfato a ortofosfato, el ortofosfato insoluble reacciona con el calcio para formar fosfato de calcio insoluble, creándose un nuevo problema de taponamiento.

2.2.2 Remoción mecánica de incrustaciones. Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta microporosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad.

Dentro de la remoción mecánica encontramos métodos mecánicos con chorros de fluidos, que desde hace varios años se encuentran disponibles como el Hydroblast de Halliburton o el sistema RotoJet de BJ-NOWSCO que se utilizan para eliminar las incrustaciones en las tuberías de producción. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario.

2.2.3 Remoción química de incrustaciones. Incluye los procedimientos de estimulación matricial caracterizados por tasas de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: el tipo, severidad y localización del daño y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- **Estimulación matricial no ácida.** Es en el cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos. Los fluidos a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines.
- **Estimulación matricial ácida.** Es en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos (arcillas), precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a

utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido. Dentro de los ácidos más utilizados tenemos: ácido clorhídrico (HCL), ácido fluorhídrico, ácido acético y ácido fórmico¹.

2.3 CONTROL Y MANEJO DE ARENA

De acuerdo a la revisión de las intervenciones realizadas a los pozos de Brisas, también se encontró eventos en donde se observa presencia de arena causando problemas operacionales en la bomba de subsuelo y sarta de varillas, como se evidencia más adelante en el capítulo 5, razón por la cual realizó un estudio de oportunidades para el control de arena.

2.3.1 Empaquetamiento con grava. Es una técnica común de exclusión de arena que ha sido utilizada desde la década de 1930. Esta técnica implica el bombeo de una lechada, compuesta por grava de un tamaño específico y un fluido encargado de transportarla para rellenar el espacio anular entre un filtro seleccionando de acuerdo al tamaño de las partículas a retener y la tubería de revestimiento cañoneada o la formación en el caso de empaques de grava efectuados a hueco abierto.

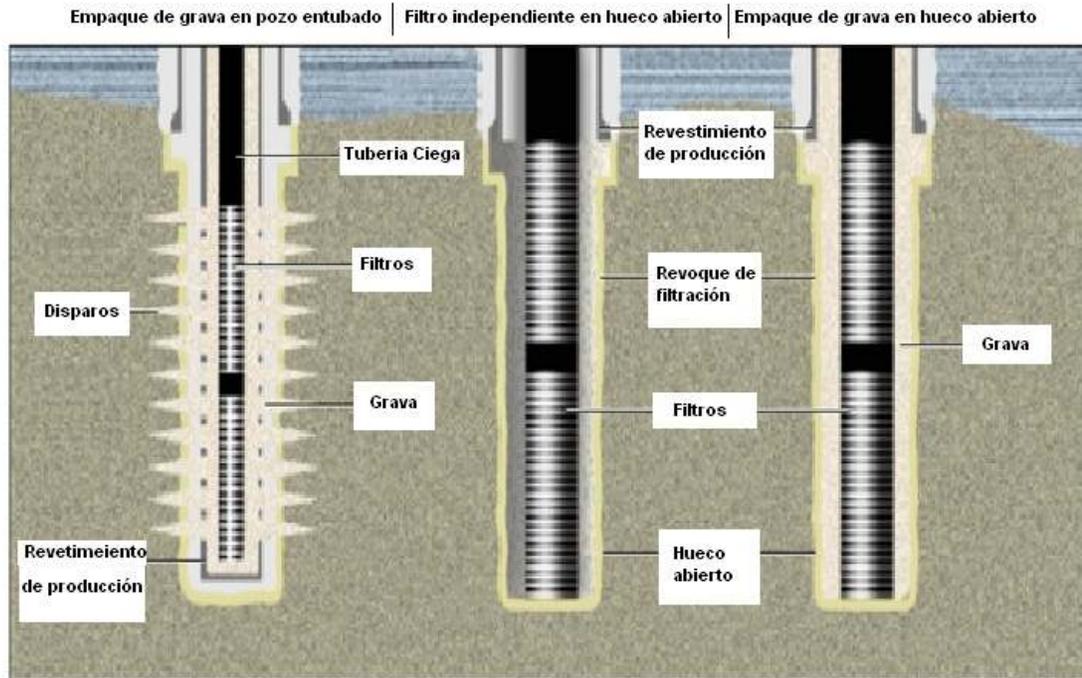
El diseño de empaques de grava en pozos entubados debería incluir la optimización de los disparos. La selección del cañón y del método de disparos más adecuados también puede mejorar la efectividad del empaque de grava porque se minimiza el daño ocasionado por los disparos. La figura 3 muestra los empaques de grava en pozo entubado y hueco abierto².

2.3.2 Trampa de arena (Sandtrap). La trampa de arena o desarenador de fondo es una herramienta que separa los sólidos abrasivos que viajan con los fluidos de producción antes de que estos entren a la bomba. Extiende la vida útil de todos los tipos de bombas de fondo con un funcionamiento simple, facilidad de instalación y bajo costo de inversión, en comparación con otros métodos de control de sólidos.

¹ *Proyecto Brisas, Incrustaciones inorgánicas, Ecopetrol SOH.*

² *Acock Andrew, Orourke Tom, Shirmboh Daniel, métodos prácticos de manejo de la producción de arena, verano 2004.*

Figura 3. Empaquetamiento con grava.



Fuente: Acock Andrew, Orourke Tom, Shirmboh Daniel, métodos prácticos de manejo de la producción de arena, verano 2004

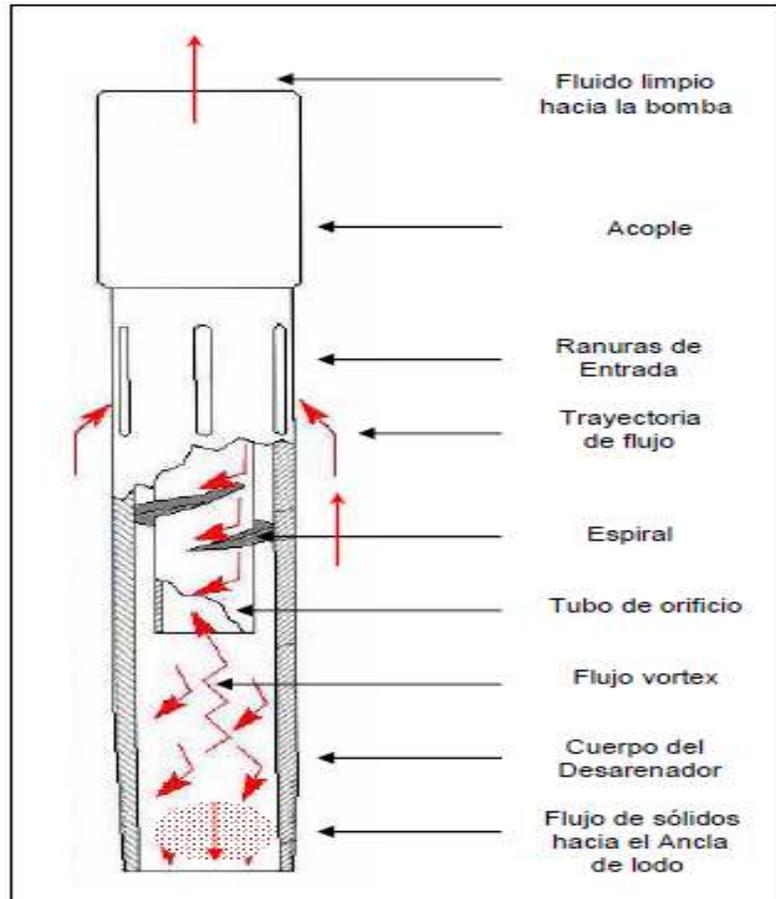
El desarenador de fondo es corrido en la sarta de producción, debajo de la bomba de fondo. Los fluidos producidos entran en el desarenador a través de ranuras en la parte superior del ancla de lodo y por acción centrífuga y decantación, generada por el desarenador, son separados del fluido, sólidos tales como arena, escamas y sulfuro de hierro. La figura 4 ilustra la posición del desarenador cuando es usado por debajo de una bomba de varillas³.

2.3.3 Dispositivo sandbuster. Es un dispositivo especial utilizado para pozos con problemas de producción de arena. En el ciclo de bombeo mecánico, la arena se va acumulando entre el pistón y el barril de la bomba durante la carrera descendente. A medida que el crudo pasa del barril a la tubería de producción, empieza a depositarse la arena por gravedad, ocasionando ralladuras y desgaste del pistón, hasta el punto de ocasionar la pega de la bomba.

³ GOW E&S, tecnología de separación de sólidos, Bogotá, D.C.

El dispositivo sandbuster se puede instalar tanto en la parte superior (ensamble de tope) del pistón, como en la parte inferior (ensamble de fondo), dependiendo la zona donde se deposite la arena entre el pistón y el barril (en el tope o en el fondo) y del tipo de anclaje de la bomba (tope/fondo). La figura 5 muestra la herramienta sandbuster con ensamble de tope.

Figura 4. Ensamble típico SandTrap.



Fuente: GOW E&S, tecnología de separación de sólidos, Bogotá, D.C.

El fluido transferido a la tubería de producción durante el recorrido descendente de la bomba trae consigo sólidos en suspensión en tamaños demasiado pequeños para ser controlados por algún dispositivo o malla de retención. Una vez transferido a la tubería de producción y durante el inicio de la carrera ascendente estos finos se pueden depositar tanto en la parte superior como inferior del espacio anular pistón – barril. Al iniciarse nuevamente el recorrido descendente

estos sólidos son forzados a entrar en dicho espacio causando desgaste, rallado o pega de la bomba⁴.

Figura 5. Dispositivo Sandbuster



Fuente: GOW E&S, Herramientas De Optimización Para Pozos En Bombeo Mecánico

Ventajas

- Aumenta la vida útil de la bomba
- Disminuye costos de mantenimiento de la bomba
- Evita el desgaste de pistón y barril de la bomba
- Evita la pega de bomba
- Disminuye costos de entrada de equipos de varilleo a los pozos por pega de bomba

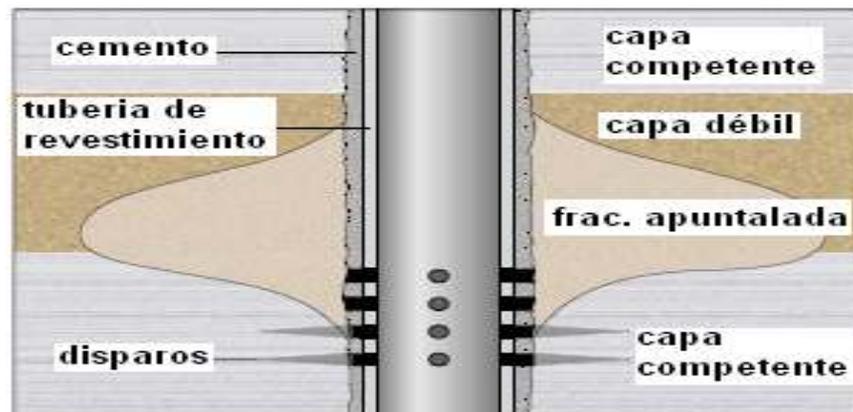
Desventajas

- No se recomienda instalar el dispositivo en pozos que presenten más de tres servicios al año por limpieza de arena

⁴ GOW E&S, *Herramientas De Optimización Para Pozos En Bombeo Mecánico*

2.3.4 Técnicas de control de arena sin filtros. En zonas moderadamente débiles pero consolidadas, las técnicas de control de arena sin filtros ofrecen soluciones efectivas para reducir o eliminar la producción de arena a menor costo y riesgo y con una mayor producción de hidrocarburos. Como parte importante del manejo de la producción de arena, las técnicas de terminación sin filtros hacen uso de una variedad de tecnologías individuales o combinadas, tales como las técnicas de disparos selectivos, en condiciones de bajo balance dinámico, óptimamente distribuidos y orientados, los diseños de fracturamiento con limitación del crecimiento longitudinal de la fractura y las técnicas de fracturamiento vertical indirecto, el control del contraflujo de apuntalante y la inyección de resina para la consolidación de la formación. La figura 6 muestra un fracturamiento hidráulico sin filtros⁵.

Figura 6. Fracturamiento hidráulico sin filtro



Fuente: Acock Andrew, Heitmann Norbert, métodos de control de la producción de arena sin cedazos. Verano del 2003.

2.4 Sistemas de levantamiento artificial. Las cinco técnicas de levantamiento artificial más prevaletes comprenden, bombeo mecánico (BM), bombas de cavidad progresiva (BCP), levantamiento artificial por gas (GAS LIFT), bombeo hidráulico (BH) y bombas eléctricas sumergibles (BES). La aplicabilidad de cada método depende de la profundidad del pozo y de los volúmenes de producción y de muchos otros factores, incluyendo las propiedades de los líquidos producidos, la producción de gas libre, la cantidad y el tipo de sólidos producidos, el ambiente de producción, la desviación del pozo, la geometría de terminación del pozo, su localización, el suministro de energía disponible y los factores económicos.

⁵ Acock Andrew, Heitmann Norbert, métodos de control de la producción de arena sin cedazos. Verano del 2003.

De acuerdo a la cantidad de partículas solidas que se producen en los pozos del campo, las características de fluidos y profundidades, el bombeo de cavidades progresivas (BCP) es el que más se ajusta a las condiciones actuales de operación, razón por la cual a continuación se presenta una breve descripción de dicho sistema de levantamiento artificial.

- **Bombeo de cavidades progresivas.** Las Bombas de cavidad progresiva (BCP) son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero (en bombas tubulares). El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas que pueden ser convencionales o continua. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator lo cual conlleva a que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema.

Este tipo de bombas son conocidas por su habilidad para bombear fluidos altamente viscosos y el manejo eficiente de arena. Hoy en día este sistema de levantamiento es uno de los más populares en el mundo y en Colombia está tomando gran auge por lo que hoy en día son ya varios los campos que han sido cambiados a dicho sistema de levantamiento por representar los costos de implementación y mantenimiento más bajos en comparación con otros sistemas de levantamiento, sin verse afectado su tiempo de vida útil, la tendencia del mercado petrolero es hacia los sistemas de levantamiento artificial versátiles, por lo cual a futuro el sistema de levantamiento por BCP será el más utilizado.

Con este sistema se obtienen eficiencias entre 60 y 80% lo cual lo hace ventajoso con respecto a los otros sistemas de levantamiento artificial que no ofrecen esta eficiencia.

Ventajas

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre

- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Demanda constante de energía
- Simple instalación y operación
- Bajo mantenimiento
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones
- Bajo nivel de ruido

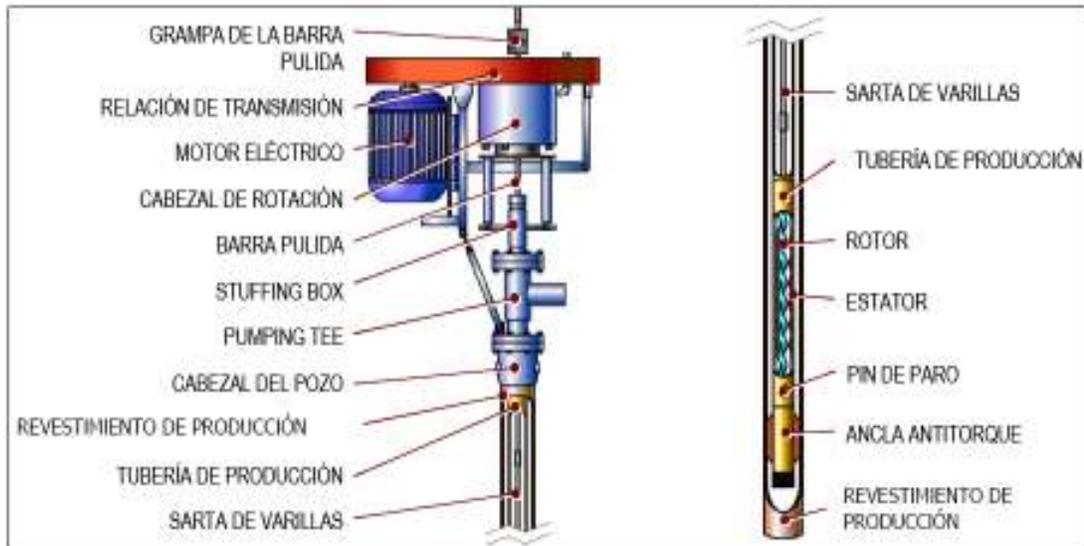
Desventajas

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2500 bfpd (para csg de 7" Tbg de 3-1/2", lo más usado en Colombia).
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6000 pies (máximo 10500 pies) Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F (máximo 350 °F).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse ó deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción, puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.

- Los sistemas están propensos a altas vibraciones el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas.⁶

En la figura 7 se esquematiza un sistema BCP típico.

Figura 7. Esquema típico bombeo de cavidades progresivas



Fuente: Gaitán Suaza Pedro, Estudio De Viabilidad Técnico-Económica Y Diseño De Bombas De Cavidad Progresiva (PCP) Para Su Implementación En El Campo Brisas, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, 2008

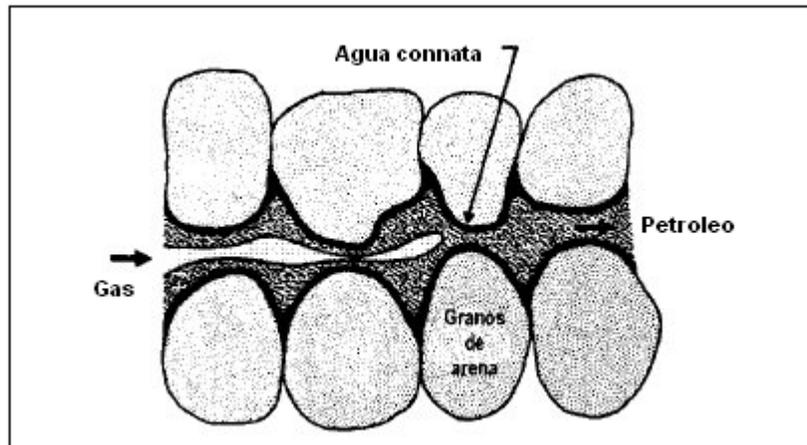
2.5 Métodos de recobro mejorado. Teniendo en cuenta que en campo Brisas no se ha implementado ningún método de recobro, se pensó en inyectar gas o agua. A continuación se describe brevemente estos métodos de recobro.

2.5.1 Inyección de gas. La inyección de gas tuvo su origen aproximadamente para el año 1900 en donde se sugirió por primera vez el uso de este método para mejorar el recobro de petróleo, aunque inicialmente se usó solo con el fin de mantener las condiciones de presión en el yacimiento. Como se muestra en la figura 8 básicamente este método consiste en el desplazamiento de petróleo que satura el medio poroso de la roca debido a una capa de gas inyectada.

⁶ BROWN, K. E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc

De acuerdo a la posición de los pozos inyectoros, existen dos tipos de inyección de gas:

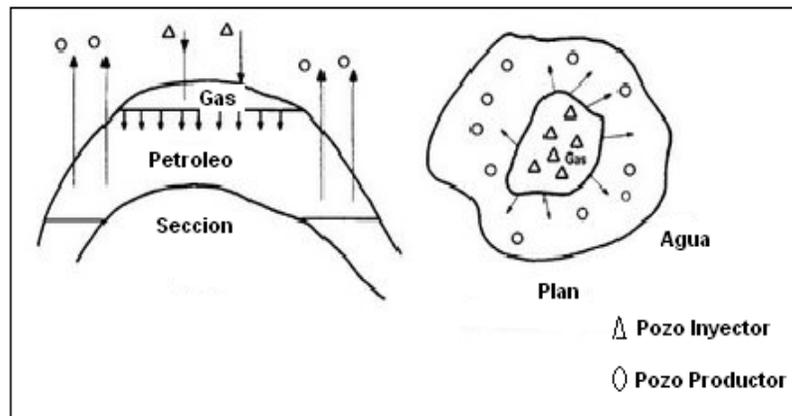
Figura 8. Esquema inyección de gas



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, cap 2. Maracaibo, Venezuela. Editorial astro data

- **Inyección Externa:** se refiere a la inyección de gas en el tope de la estructura en donde se encuentra una capa de gas en yacimiento, esta capa empujara el petróleo hacia los pozos productores logrando así el recobro de hidrocarburo como lo muestra la figura 9.

Figura 9. Inyección externa de gas



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, cap 2. Maracaibo, Venezuela. Editorial astro data

Como se muestra en la figura 9, los pozos inyectoros se colocan de tal manera que cubra el área ocupada por la capa de gas relacionada al yacimiento que empuja el petróleo hacia las zonas de menor presión (pozos productores).

Las ventajas de este método son diversas, abarca la mayor parte de la zona de gas en la cresta del yacimiento y además presenta una buena eficiencia vertical. Y la principal desventaja es el inconveniente que representa la presencia de capas de lutitas puesto que disminuye la eficiencia del método.

- **Inyección dispersa:** proceso en el cual es inyectado gas a través de pozos inyectoros arreglados geoméricamente respecto a los productores en la zona de petróleo, generalmente de yacimientos que no presentan capa de gas inicial y cuyo método de producción principal es el empuje por gas en solución. La principal ventaja de este método es la capacidad de direccionar el gas inyectado hacia zonas deseadas, y la principal desventaja es la considerable inversión económica que representan la cantidad de pozos usados⁷.

2.5.2 Inyección de agua. La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1980, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción. La figura 10 muestra el esquema típico de la inyección de agua.

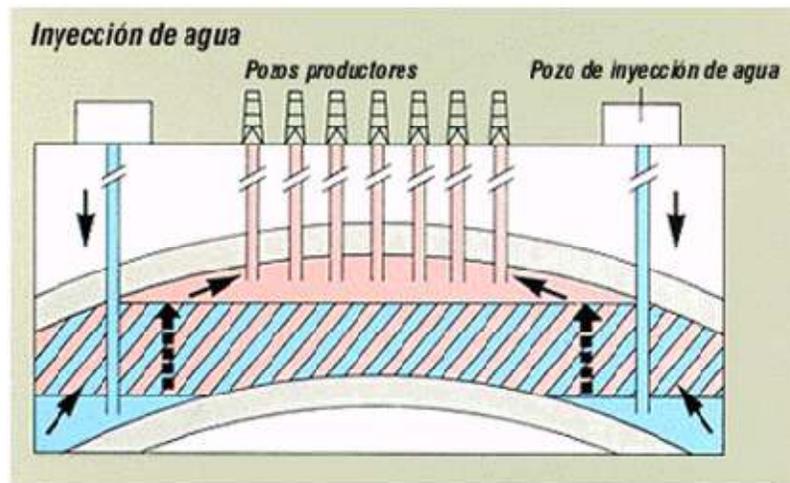
De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.

- **Inyección periférica o externa.** Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

⁷ Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, cap 2. Maracaibo, Venezuela. Editorial astro data.

- **Inyección en arreglos o dispersa.** Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores⁸.

Figura 10. Esquema típico de la inyección de agua.



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, cap 2. Maracaibo, Venezuela. Editorial astro data

⁸ Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, cap 2. Maracaibo, Venezuela. Editorial astro data

3 MODELO ESTÁTICO DE CAMPO BRISAS

3.1 MODELO GEOLÓGICO

El modelo geológico del campo Brisas se definió a partir de la integración de información de corazones, registros de pozo, registros de buzamiento (dipmeter) y sísmica 3D.

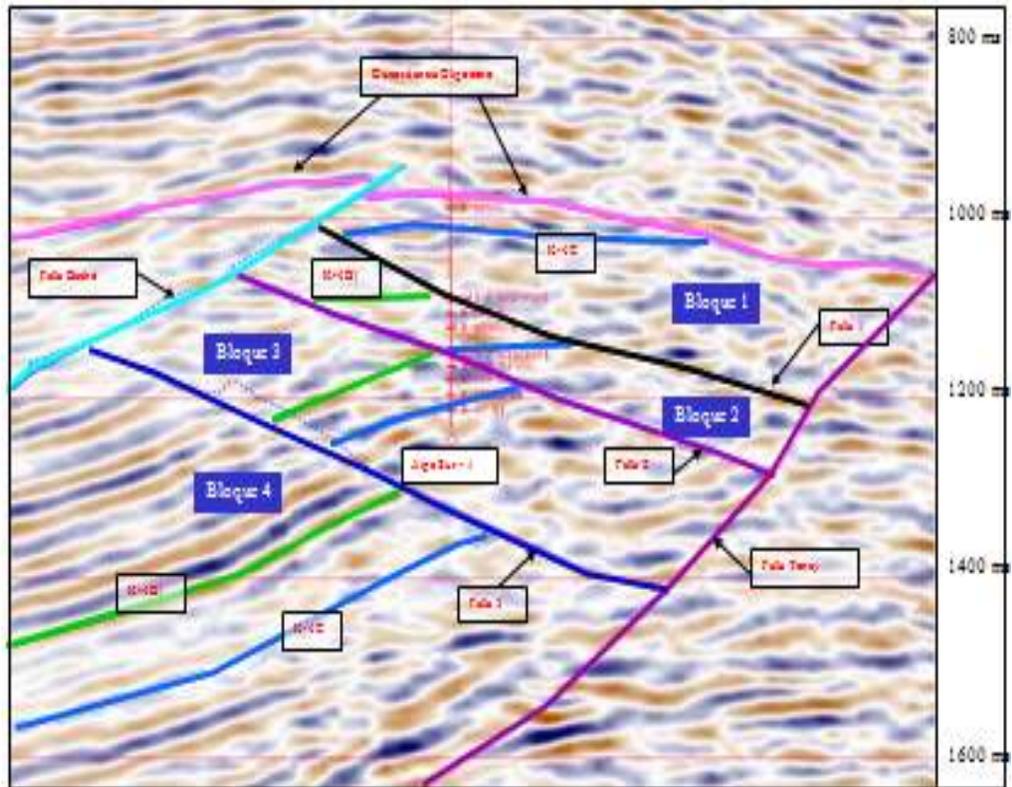
La formación Monserrate se depositó en un ambiente marino, se reconocen depósitos de lodolitas de plataforma y depósitos de areniscas de shoreface inferior, medio y superior. Las areniscas de shoreface medio constituyen los intervalos productores principales, estas se interestratifican con areniscas de shoreface inferior que se pueden comportar como retardantes al flujo de fluidos y con lodolitas de plataforma con buena continuidad lateral.

Como resultado de la interpretación realizada a la información sísmica 3D hecha en 1998 en el área de Neiva, el campo corresponde a un anticlinal erodado de rumbo NE-SW, limitado en su flanco Este por la falla inversa de Tenay y al Oeste por una serie de tres “back thrust” de dicha falla que dividen el campo en cuatro bloques como se muestra en la figura 11.

3.1.1 Marco geológico y tectónico regional. El campo Brisas se ubica dentro de la sub-cuenca de Neiva, abarca la parte Sur de la cuenca del valle superior del Magdalena como se muestra en la figura 12.

Esta sub-cuenca corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, con predominio de sistemas de cabalgamiento convergencia al Este, siendo la falla de Garzón-Suaza su límite Oriental. Esta falla corresponde a una falla inversa de alto ángulo que buza hacia el Este y se estima que tiene un desplazamiento de hasta 2 Km. La falla de Chusma corresponde al límite Occidental y desplaza el basamento Paleozoico hacia el SE y lo pone en contacto con rocas cuya edad puede ser del Oligoceno temprano (formación Barzalosa). El sistema de Fallas de Chusmas es considerado dominante dentro de la subcuenca de Neiva y se estima que tienen un máximo desplazamiento de 15 Km (Buttler & Schamel, 1988). Dentro de este sistema de fallas se destacan las fallas de San Francisco, Palermo, Baché, Palogrande, Dina, Tenay y Hato Nuevo.

Figura 11. Sísmica del campo Brisas



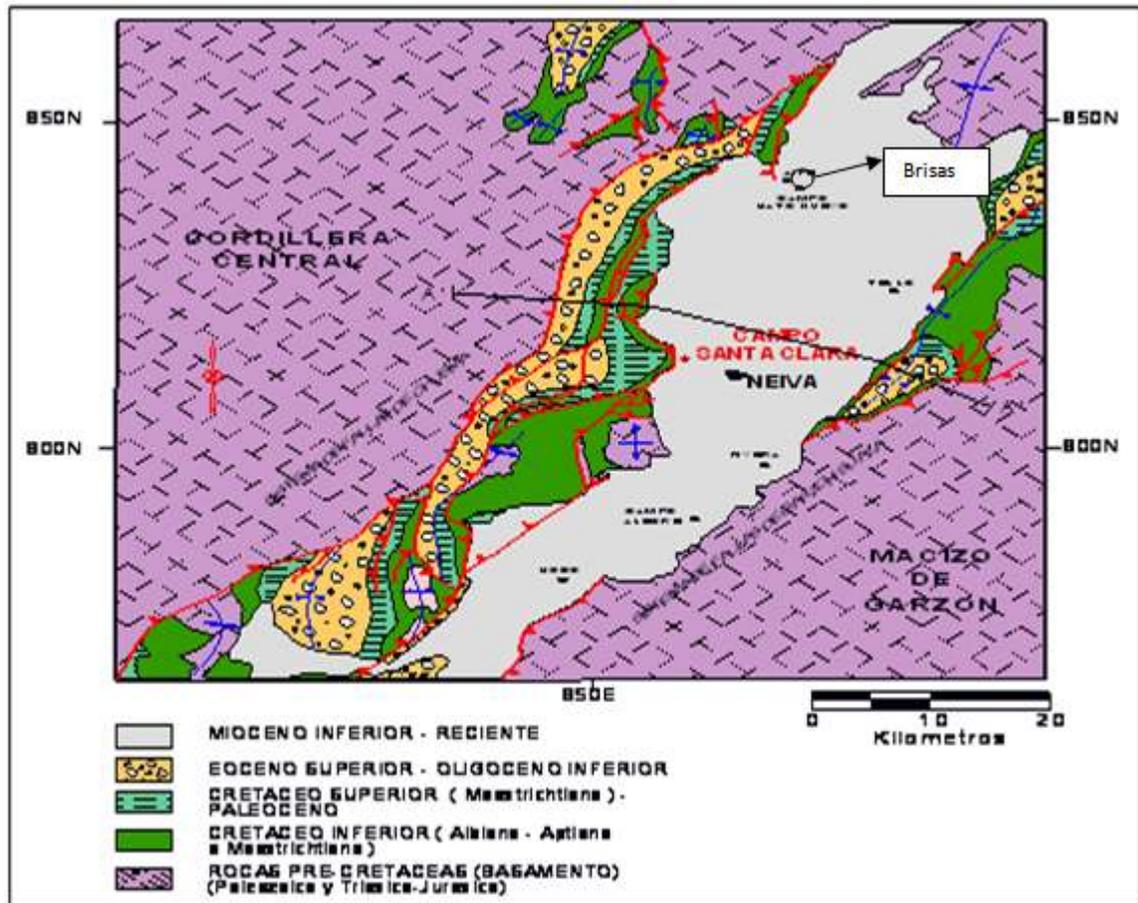
Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

La subcuenca de Neiva está limitada por los sinclinales de Acevedo y Tarqui al Sur y por el Arco de Natagaima al Norte como se muestra en la figura 13

Regionalmente para la subcuenca de Neiva la secuencia de deformación muestra fases compresivas y extensionales, así:

- Fase extensional (Rift) durante el Jurásico superior al Cretácico inferior, originando fallas normales que controlan la sedimentación.
- Fase inicial de compresión durante el Eoceno al Oligoceno, con una secuencia de fallamiento que se inició con la falla de Chusma; fase registrada en la discordancia angular entre el Cretáceo y los estratos del Eoceno superior.
- Un evento tectónico tardío de la fase compresiva que genera una nueva inconformidad regional en el Mioceno-Plioceno.

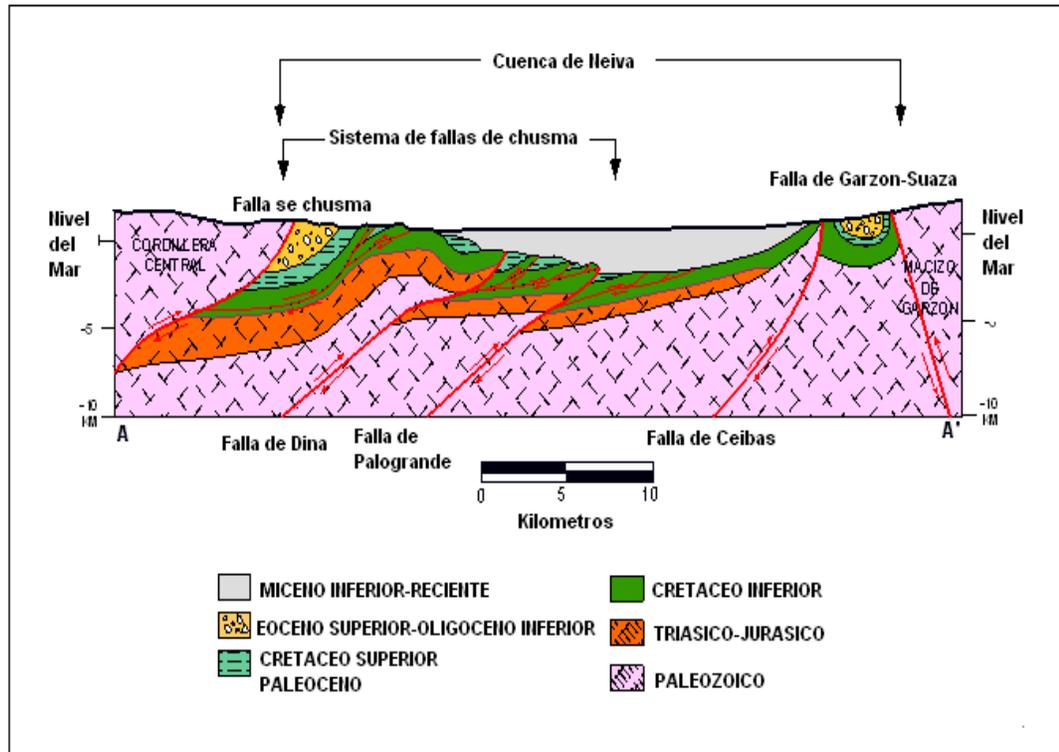
Figura 12. Mapa geológico generalizado de la cuenca de Neiva



Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

En su desarrollo geológico la cuenca ha sufrido una serie de eventos tectónicos - 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 (Shoreface) de la formación Monserrate (K4).

Figura 13. Sección transversal generalizada (A – A') desde el margen oriental de la cordillera central hasta el macizo de Garzón



Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

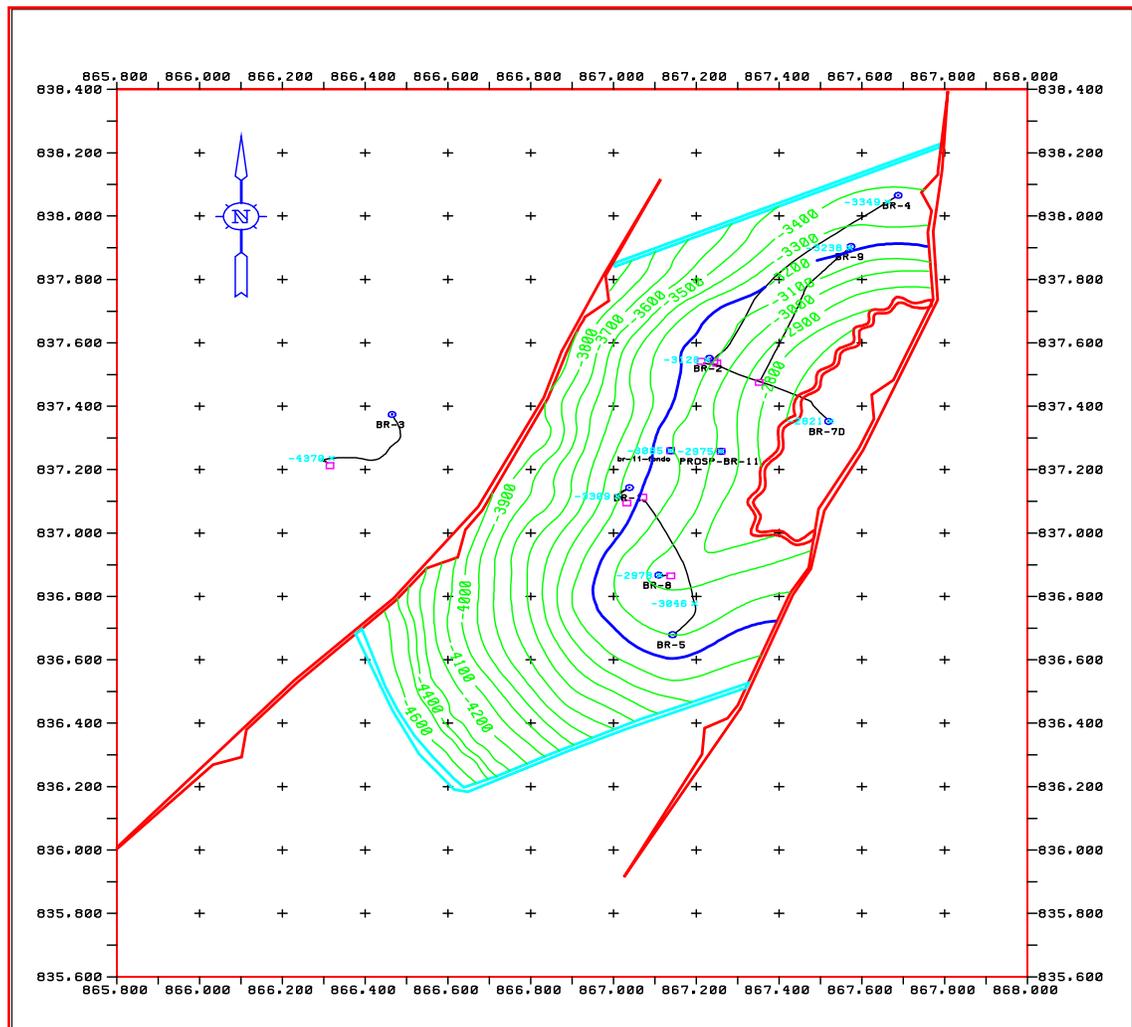
3.1.2 Modelo geológico estructural. Localmente el tope de la formación Monserrate está ausente, especialmente en los bloques más cercanos a la falla de Tenay (bloques 1 y 2), producto del plegamiento, elevación y posterior erosión en el oligoceno. En los pozos BR – 01 y BR – 03 se pueden diferenciar todas las unidades, ya que se encuentran hacia el Oeste del campo, donde las rocas no han sido expuestas a la erosión.

Se han identificado tres fallas que dividen el yacimiento en cuatro bloques, de los cuales, los dos más altos (bloque 1 y 2) se encuentran por encima del contacto agua – aceite (aproximadamente – 3336 pies). Se han numerado del 1 al 4, siendo el bloque 1 el más alto estructuralmente y el más afectado por la discordancia del Oligoceno, y el bloque 4 el más bajo. En el bloque 1 se encuentran los pozos Brisas – 02, Brisas – 04, Brisas – 05, Brisas – 07, Brisas – 08, Brisas – 09; en el bloque dos el pozo Brisas – 01 y el pozo Loma Larga – 1; el bloque tres es el más pequeño y no ha sido perforado por ningún pozo del Campo Brisas, pero sí por el pozo exploratorio Aipe sur-1. En el bloque cuatro se encuentra el pozo Brisas – 03. Las tres fallas se interpretaron como “back thrust”

de la falla de Tenay, de las cuales la más Occidental (falla 3) es fácilmente distinguible en la sísmica, a pesar de la mala calidad de la información en el campo. Las fallas 1 y 2 se interpretaron con base en la correlación sísmica - pozo, debido a las diferencias en la posición estructural de los topes de las unidades al despegarse en la sísmica.

Para la definición del modelo estructural del campo Brisas, se resalta la importancia del análisis de registros de buzamiento (dipmeter), la interpretación de los registros de pozo junto con la sísmica 3D, permite afinar mejor los marcadores y eventos geológicos más significativos de dicho campo. La figura 14 muestra el mapa estructural de campo Brisas.

Figura 14. Mapa estructural al tope de la formación Monserrate

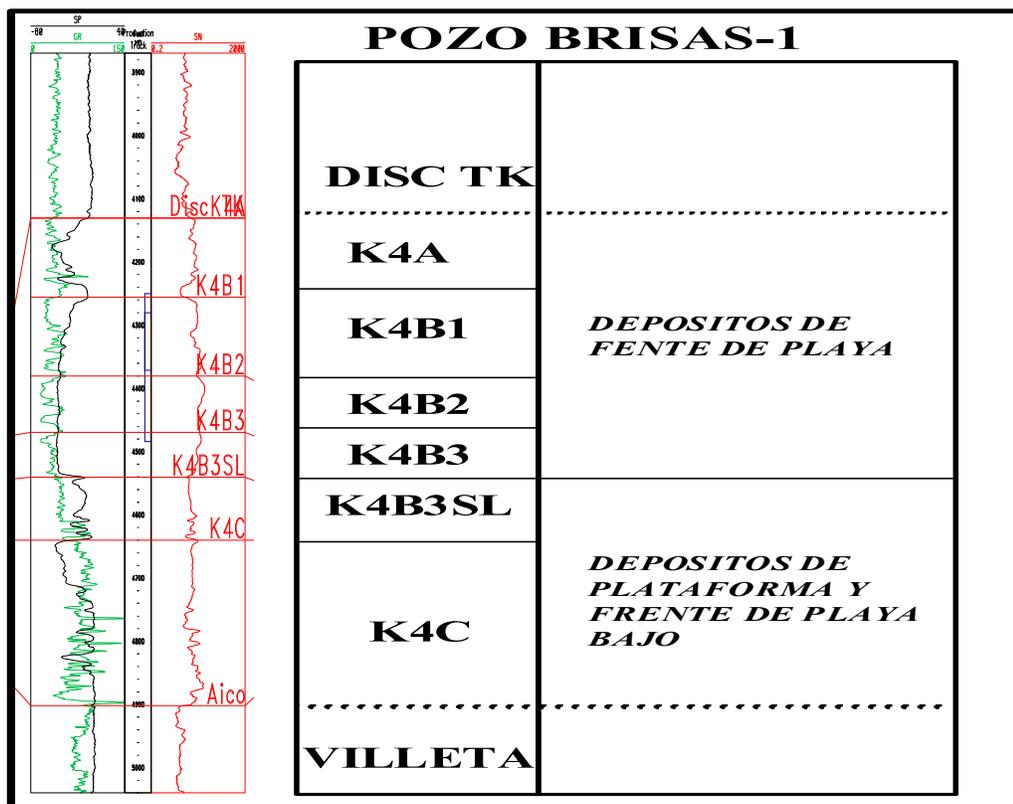


Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

3.1.3 Modelo geológico estratigráfico. Debido a la ausencia de corazones, el análisis estratigráfico se ha hecho con base en electrofacies, muestras de zanja y comparación con el modelo definido por el ICP para el campo Pijao en el informe “Evaluación Geológica del Campo Pijao, 2000”. Como registro tipo se presenta en la figura 15 el pozo Brisas – 01.

Se puede observar que en general, los depósitos de la formación Monserrate representan una secuencia dominada por arcilla a la base, con algunas intercalaciones arenosas granocrecientes (unidades K4C y K4B3SL según respuesta del GR), que hacia el tope se vuelve progresivamente dominada por arenas (K4A y K4B1). La respuesta eléctrica de los pozos de este campo correlaciona muy bien con la de los pozos del campo Pijao, por lo que el modelo de depositación puede ser equivalente.

Figura 15. Registro tipo del campo Brisas, pozo Brisas – 01



Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

El modelo estratigráfico de la formación Monserrate en el campo Brisas se define durante la revisión e integración de los corazones tomados en los campos Dina Cretácico (pozos 2, 3, 10 y 12), Palogrande (pozos 2, 9 y 11) y Cebú (pozo 5),

donde en su mayoría fue corazonada dicha formación como se muestra en la cuadro 1.

Cuadro 1. Listado de corazones utilizados e integrados en las correlaciones con el campo Brisas

Pozo	INTERVALOS CORAZONADO	OBSERVACIONES
Cebú – 5	6100' – 6168' 6236' – 6353' 6394' – 6650'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes Total corazonado 441 pies.
Palogrande – 2	6450' – 6518' 6550' – 6585' 6645' – 6912'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes. Total corazonado 370 pies.
Palogrande – 9	6122' – 6286' 6306' – 6490'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes. Espesor corazonado 348 pies.
Palogrande – 11	4750' – 4787' 5153' – 5185' 5570' – 6028'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes Espesor corazonado 527 pies.
Dina K – 2	6252' – 6325' 6410' – 6582'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes Total corazonado 245 pies.
Dina K – 3	6302' – 6328' 6348' – 6725'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes Total corazonado 403 pies.
Dina K – 10	6300' – 6490' 6547' – 6762'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas presentes Espesor corazonado 405 pies.
Dina K – 12	6396' – 6525' 6663' – 7057'	Se corazonó casi la totalidad de las arenas. Espesor corazonado 523 pies.

Fuente: Evaluación Geológica del Campo Brisas, Ecopetrol GAM – GYA, 2003

- **Ambiente sedimentario formación productora.** La formación Monserrate (K4) corresponde a depósitos progradantes de limos y arenas lodosas a areniscas cuarzosas en un ambiente netamente marino en zonas de frente de costa “Shoreface”, costa afuera “Offshore” y localmente facies de prodelta asociados a una secuencia de Highstand System Track (HST).

A continuación se hace una corta descripción del tipo de ambiente caracterizado como marino y se reconocen eventos progradacionales que están constituidos por lodolitas de plataforma, areniscas de shoreface inferior, medio y superior.

- **Lodolitas de plataforma marina.** Las lodolitas de plataforma corresponden a lodolitas grises y negras que en partes contienen foraminíferos y restos de peces. Algunas de estas lodolitas presentan laminaciones discontinuas, plano paralelas y lenticulares y corresponden a depósitos dístales o más profundos dentro de la plataforma marina. Otros intervalos de lodolitas muestran variados grados de bioperturbación en donde se destacan ichnofósiles como Zoophycus, Cylindrichnus, Teichichnus y Paleophycus, estas lodolitas se interpretan como depósitos de plataforma proximales.
- **Shoreface Inferior.** Están constituidos por areniscas de grano muy fino a fino bien seleccionadas y con contenido variable de matriz lodosa, fluctuando desde muy abundante a escasa. Ocasionalmente contienen vértebras de peces y pellets fosfatizados. El rasgo principal es la bioperturbación, se identifican Cylindrichnus, Paleophycus, Zoophycus, Ophiomorpha y Muensteria. No constituye una roca reservorio con buenas características, los grados de saturación de hidrocarburos son variables y dependen del contenido de matriz y de la intensidad de bioperturbación. Pueden actuar como intervalos retardantes al flujo de fluidos.
- **Shoreface Medio.** Está constituida por areniscas de grano fino, bien seleccionadas, limpias o con muy escasa matriz lodosa. Algunos intervalos contienen fragmentos de conchas y cemento calcáreo. La bioperturbación es el rasgo predominante y se identifican Ophiomorpha, Paleophycus, Teichichnus y Cylindrichnus. Estas areniscas se diferencian de la facies de shoreface inferior por el mayor tamaño de grano, la ausencia de matriz lodosa, un mayor tamaño en los fragmentos de conchas y que casi siempre están saturadas de hidrocarburo.
- **Shoreface Superior.** Está constituido por areniscas de grano medio a grueso y areniscas calcáreas, con abundantes fragmentos de conchas de tamaños muy variados, en algunos intervalos se identifican *pellets* fosfáticos. La selección de la fracción clástica es buena a moderada. En los intervalos calcáreos las conchas están dispuestas irregularmente y se aprecian rasgos de disolución. El principal rasgo es la bioperturbación se identifican ichnofósiles bien desarrollados como Ophiomorpha, Skolithos y Thalassinoides.

3.1.4 Zonificación del yacimiento. Proviene de la formación Monserrate. Esta formación tiene contacto discordante con la formación Barzalosa y está compuesta en la parte superior por arenas cuarzosas y cuarzo chertosas de grano fino a grueso intercaladas con arcillolitas. La parte media presenta un nivel medio grueso de limolitas con intercalaciones de arenas de grano fino y arcillas en la parte inferior. La base a partir de 4660 pies es arcillosa.

Basados en la ocurrencia de eventos transgresivos que definen niveles fácilmente correlacionables y tratando de mantener la nomenclatura preestablecida para el área, la Formación Monserrate se ha subdividido en 6 unidades litoestratigráficas, nombradas a continuación.

- **Unidad K4C.** Esta unidad es arcillosa con delgadas intercalaciones de arenas en la parte superior y esporádicamente presencia de lutita.
- **Unidad K4B3SL.** Esta unidad se caracteriza por un paquete grueso de limolita con intercalaciones finas de arenas y arcillolitas hacia el tope y hacia la base. Localmente hay presencia de lutitas gris oscuras y pardo oscuras.
- **Unidad K4B3.** Esta unidad es arenosa compuesta por arenas cuarzo chertosas de grano fino a grueso y algunas intercalaciones hacia el tope.
- **Unidad K4B2.** Esta unidad se caracteriza por intercalaciones finas a media gruesa de arenas cuarzo - líticas y arcillolitas predominantemente grises.
- **Unidades K4B1 y K4A.** Dominadas por arenas, representan la progradación del frente de playa sobre la plataforma⁹.

3.2 MODELO PETROFÍSICO

La implementación del modelo petrofísico actualizado se encuentra en análisis, pero se cuenta con la evaluación e interpretación sísmica y geológica del campo, información derivada de registros y datos de producción. Para la interpretación general se han utilizado principalmente las curvas de densidad (RHOB), neutrón (NPHI), resistividad profunda (LLD, ILD), potencial espontáneo (SP), rayos gamma (GR) y datos de corazones de algunos pozos de campos aledaños como Dina Cretáceo (DK) y Palo Grande (PG), debido a la ausencia de corazones en Brisas.

3.2.1 Mineralogía formación Monserrate (K4). Se contó con análisis tipo SEM (Scanning Electro Microscope), que consiste en tomar microfotografías con la ayuda del XRD (Difractor de rayos X) y análisis de secciones delgadas al microscopio, el cual es un análisis visual.

⁹ *Evaluación Geológica Del Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2003.*

Los estudios por difracción de rayos x realizados en muestras del área reportan en su análisis granulométrico principalmente arenas que alcanzan el 90%, promedio 78%, la fracción limo alcanzando valores máximos puntuales de 68%, promedio 17% y por último arcillas con valores máximos de 27%, promedio 7%. En la composición mineralógica (roca total) se destaca el cuarzo como el primer constituyente con valores que alcanzan hasta el 90%, promedio 75%, feldespatos alcanzando hasta un 20%, promedio 8%, fosfatos con valores máximos de 10%, promedio 5% y minerales arcillosos en un promedio de 7%. Los carbonatos presentan un promedio de 9% en la composición mineralógica total, con valores puntuales que alcanzan hasta el 49%, especialmente en las unidades K4B1 y K4B2. Dentro de la composición mineralógica de la fracción arcilla se destaca la caolinita (origen diagenético) con valores que alcanzan hasta el 93%, promedio 57% y en segundo orden el cuarzo micro cristalino con valores máximos puntuales de 77%, promedio 20%.

El microscopio electrónico de barrido permitió clarificar la presencia de caolinita diagenética la cual no fue muy evidente en la sección delgada, esta caolinita se encuentra ubicada en los canales de flujo y presenta diferentes grados de cristalización. La morfología de la matriz en todas las muestras es similar y corresponde a mezclas de minerales arcillosos y cuarzo, se pudo corroborar la presencia esporádica de dolomita ferrosa antigénica. A continuación se realiza una descripción más detallada de los resultados obtenidos.

3.2.1.1 Armazón. Dentro del armazón se tienen los siguientes elementos:

- **Cuarzo** (43.7 – 85.7%). Predominan los cuarzos mono cristalinos con extinción levemente ondulosa y recta sobre los de extinción fuertemente ondulosa, pero estos últimos son comunes en muchas muestras. Las inclusiones son raras, ocasionalmente se observan agujas de rutilo, muscovita, biotita, turmalina, circón, vacuolas, y microlitos.
- **Feldespato** (1.7 – 17.7%). Corresponde principalmente a feldespato potásico, el tamaño de estos es generalmente muy fino y se observan frescos. Esporádicamente presentan alteración a caolinita, se encuentra plagioclasa presente a niveles de trazas.
- **Líticos.** El contenido de fragmentos líticos es muy bajo, tan solo algunos ejemplares presentan menos del 1% de granos de Chert.
- **Dúctiles.** Trazas de clorita y muscovita se observan en casi todas las muestras.

3.2.1.2 Aglutinante

- **Matriz** (0 – 9%). Los mayores contenidos se presentan en las subarcosas. Se trata de una mezcla de minerales arcillosos con cuarzo micro cristalino, la grawaca tiene 42.9% de matriz limo – arcillosa compuesta por cuarzo, illita, esmectita y caolinita, embebidos en la matriz es común encontrar foraminíferos.

3.2.1.3 Cemento

- **Calcita**. Presente en casi todas las muestras en un mínimo porcentaje (< 4%). La composición varía desde sin hierro hasta rica en este mineral. Trazas de pequeños cristales de dolomita ferrosa se observan en forma de parches distribuidos irregularmente en la roca y se encuentran ocupando antiguos espacios porales.
- **Pirita** (0.3 – 5%). Aparece en casi todas las muestras con menos del 1%, se encuentra en forma de pequeños cristales y parches distribuidos al azar y asociados a fragmentos fósiles ó a materia orgánica.
- **Sílice** (0 – 1.7%). Se encuentra en forma de sobre - crecimientos alrededor de los granos de cuarzo y su contenido es bajo.
- **Caolinita** (0 – 3.5%). Se manifiesta en forma de pequeños parches ocupando los espacios porales producto de alteración de feldespatos¹⁰.

3.2.2 Composición y clasificación mineralógica de campo Brisas. Para esta parte se conto con una muestra proveniente del pozo Brisas – 10, en la cual se observa como componente mayoritario cuarzo que representa aproximadamente el 95% en peso de la roca total. Adicional a este mineral se encuentran minerales accesorios tales como Pirita, Feldespatos tipo Microclin y mineral de arcilla perteneciente al grupo de las Caolinitas. También se observó la posible presencia de Barita (Sulfato de Bario) a nivel de trazas. De acuerdo a la mayor concentración obtenida de la distribución de tamaño de partícula, aproximadamente el 70% en peso de la muestra, la muestra analizada se clasifica como arena fina; cuyo coeficiente de uniformidad (U) superior a 5 la clasifica como arena altamente no uniforme como se muestra en la tabla 3.

¹⁰ Proyecto Brisas Incrustaciones Inorgánicas, Ecopetrol (SOHT).

Tabla 3. Parámetros estadísticos

Descripción	Brisas – 10
Xm	203.7
Sv	2066.12
Sd	29
U	7.83

Fuente: Informe ICP-UST-ID0153-07-074, Ecopetrol S.A, Agosto 31 De 2007

Donde:

- Xm: diámetro promedio.
- Sv: área superficial específica por unidad de volumen (m^2/m^3).
- Sd: diámetro de una esfera en un sistema monodisperso el cual tiene el mismo volumen total y la misma área superficial total del sistema polidisperso.
- U: coeficiente de uniformidad X60/X10.

Nota: El coeficiente de uniformidad (U) es un modelo básico para comparar arenas, generalmente se rige por la siguiente regla:

- $U < 3$ se considera arena uniforme
- $3 < U < 5$ se considera arena no uniforme
- $U > 5$ se considera arena altamente no uniforme¹¹

3.2.3 Densidad de matriz, fluidos y tipo de roca a partir de registros. Dada la falta de información de corazones, un análisis realizado para el campo Brisas se centra en los de registros de pozos, para definir parámetros como densidad de matriz, densidad de fluidos y tipo de roca entre otros.

3.2.3.1 Densidad de matriz y fluidos. Con el fin de conocer la densidad de matriz y de fluido a incluir en el cálculo de porosidad a partir del registro de

¹¹ Informe ICP-UST-ID0153-07-074, Ecopetrol S.A, Agosto 31 De 2007.

densidad, se realizó el siguiente análisis: se tomaron los datos de densidad de matriz de los análisis de corazón de los pozos DK-10, DK-18, PG-9, PG-11, estableciendo un valor de densidad de grano promedio de 2.64 gr/cc y densidad de fluido de 0.96 gr/cc.

3.2.3.2 Tipo de roca. Con el fin de establecer el tipo de roca se realizó el análisis de la correlación del registro de Densidad – Neutrón (matriz arena). La metodología de análisis consiste en determinar tendencias o familias dentro del X-plot de RHOB vs NPHI como se muestra en la figura 16. Del anterior análisis se definieron 5 tipos de rocas nombrados a continuación:

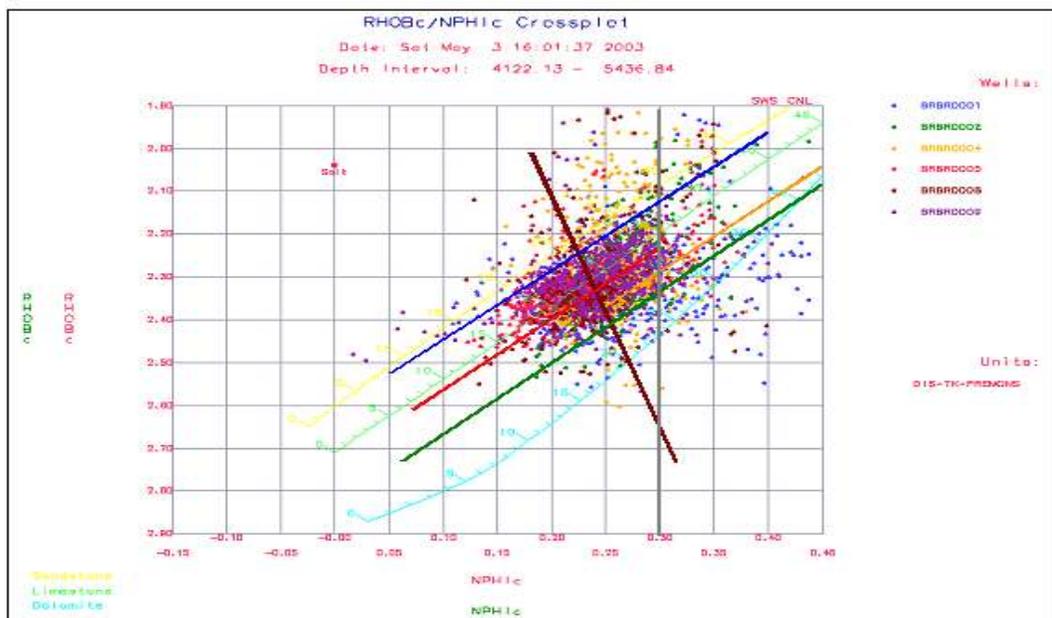
- **TIPO_1:** arenas limpias con las más altas porosidades del Campo.
- **TIPO_2:** areniscas limpias con porosidades más bajas comparadas con el TIPO_1.
- **TIPO_3:** arenas de alta porosidad con cierto grado de arcillosidad
- **TIPO_4:** arcillolitas
- **TIPO_5:** no Pay, el cual puede estar asociados a niveles de arcillas o a mala respuesta de las herramientas de Densidad – Neutrón.

Como resultado del análisis de registros, se concluye lo siguiente:

- Los pozos BR – 04 y BR – 09 localizados en el sector norte del campo, presentan un alto porcentaje de roca TIPO_1, lo cual es consistente con el análisis previamente realizado con el registro de SP. Esto también permite establecer que dado los problemas de respuesta del registro de GR, el SP es un buen iniciador litológico del área.
- El pozo BR – 02, en su zona abierta presenta un alto porcentaje de roca TIPO_1 seguido de tipo de roca TIPO_2, lo cual es consistente con su productividad.
- La unidad K4B3 presenta el siguiente comportamiento. En los pozos localizados hacia los extremos norte y sur del campo, BR – 05, BR – 04 y BR – 09, presenta un comportamiento de tipo de roca TIPO_1 y TIPO_2. En los pozos del centro del campo, esta unidad tiene un comportamiento de intercalación de rocas TIPO_2, TIPO_3 y TIPO_4.

- La unidad K4C, presenta en su tope el desarrollo de una arena TIPO_1, de aproximadamente 30 pies de espesor en promedio.
- Una validación cualitativa de la clasificación del tipo de roca, es la comparación entre el tipo de roca y la separación de las curvas de microresistividad en los pozos que las tienen, las cuales presentan buena correlación.
- Para el pozo BR – 02 existe correspondencia entre la respuesta alta del GR, SP, DENPOR y el tipo de roca TIPO_1, en el intervalo superior de K4B2, con el alto valor de aporte de fluido.
- Para el pozo BR – 02 existe correspondencia entre la respuesta el tipo de roca TIPO_2, en el intervalo intermedio de K4B2, el cual reporta un bajo aporte de fluido comparado con los otros el intervalo superior que solamente tiene tipo de roca TIPO_1.
- Para el pozo BR – 02 el intervalo de mayor aporte de K4B1 coincide con un tipo de roca TIPO_1¹².

Figura 16. Densidad – neutrón para todos los pozos de Brisas, con las líneas que definen las familias de tipo de roca.



Fuente: Análisis De Registros, Ecopetrol S.A

¹² Análisis De Registros, Ecopetrol S.A

3.2.4 Exponente de cementación (m). Se cuenta con la correlación entre unidades hidráulicas de pozos de campo Dina Cretácico y Palo Grande. Para dar inicio a la interpretación petrofísica se utilizó un exponente de cementación, $m = 2$, adelantándose simultáneamente el estudio de propiedades eléctricas para 13 muestras de los pozos DK-2 (1 núcleo), DK-10 (4 núcleos), DK-18 (2 núcleos), PG-9 (1 núcleo) y PG-11 (5 núcleos).

Todas las muestras analizadas presentaron un comportamiento bastante homogéneo en la curva de factor de formación, permitiendo definir un valor confiable para m de 1.98. El valor inicialmente utilizado de $m = 2$ se dejó como el exponente de cementación.

3.2.5 Exponente de saturación (n). El exponente de saturación se toma como $n = 2$, por compatibilidad con los campos Dina Cretáceo y Palogrande – Cebú, por ser campos aledaños y que producen de la formación Monserrate.

3.2.6 Parámetros petrofísicos. La tabla 4 muestra algunos parámetros petrofísicos, que fueron obtenidos de análisis y recolección de información proveniente de registros, pruebas de producción entre otros. Los datos del pozo Brisas – 10, no son consignados en la tabla 4, debido a la ausencia de información.

Tabla 4. Parámetros petrofísicos promedio por pozo

Pozo	Porosidad promedio aritmético Efectiva (PHIE)	Permeabilidad promedio aritmético (md)	Saturación promedio inicial (Swi)
BR – 01	0.20	78	0.62
BR – 02	0.20	14	0.55
BR – 04	0.22	43	0.64
BR – 08	0.20	14	0.50
BR – 09	0.22	11	0.46
BR – 11	0.15	-	0.25

Fuente: Petrofísicos Brisas, Ecopetrol – GYA

3.2.7 Contacto entre fluidos. Se contó con un análisis realizado a partir de la historia de presiones y de producción, obteniendo como resultado un valor del contacto agua - aceite (owc) de -3056 TVDSS (Brisas – 04) en el año 2005. Se toma como dato confiable el valor del pozo Brisas – 04 debido a que éste pozo se

encuentra en una posición central del bloque 1 (donde se encuentran la mayoría de pozos del campo, excepto Brisas – 01).

4 MODELO DINAMICO DE CAMPO BRISAS

4.1 PRESIONES

Al inicio de su explotación, el campo Brisas contaba con una presión promedio de 2000 psi y actualmente se encuentra con una presión promedio de 750 psi (ver anexo 1). El campo Brisas produce de todas las unidades hidráulicas de la formación Monserrate y la mayor parte de las pruebas de presión han sido realizadas para todas las unidades en conjunto. Pruebas secuenciales de formación realizadas al pozo Brisas – 10, mostraron diferencias no mayores de 60 psi entre intervalos.

Se contó con datos de presión de yacimiento obtenidos a partir de pruebas de presión, los cuales fueron graficados contra el petróleo producido acumulado (N_p) con el fin de obtener una tendencia del comportamiento de la presión para cualquier fecha. La presión de yacimiento versus el N_p se muestra en la figura 17, donde se observa un comportamiento lineal con un R^2 muy confiable (0.998) que permite predecir la presión que tendrá el yacimiento a medida que incrementa el N_p . La línea de tendencia se aplicó a los datos del pozo BR – 02, por ser este el más antiguo en producción después del BR – 01 y que se encuentra en el bloque 1 (donde se encuentran todos los pozos productores excepto BR – 01).

Posiblemente existe o se está generando una capa de gas, debido a que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja. Esta posibilidad aún no se ha estudiado a fondo.

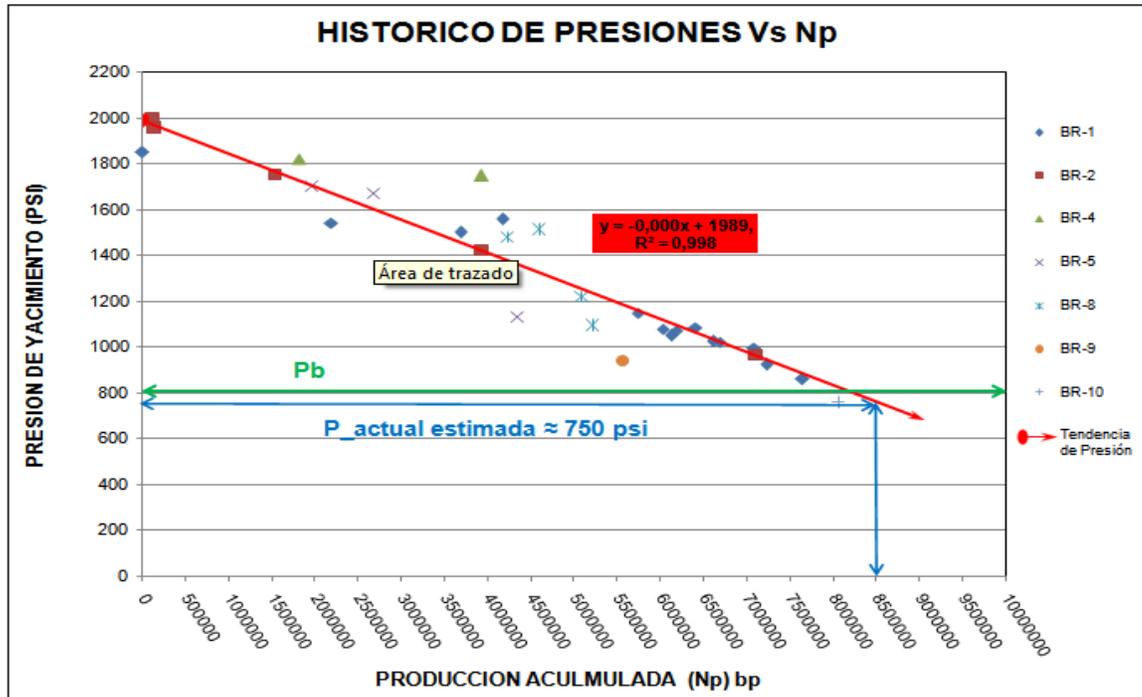
Se evidencia que el comportamiento lineal de la presión contra el N_p , es debido al empuje parcial de agua que presenta el campo gracias a un acuífero activo.

4.2 DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

Las areniscas de la formación Monserrate han estado en producción desde 1973, alcanzando su valor máximo de producción en febrero de 1983 con un total de 2700 bppd. En el campo se ubican 7 pozos productores activos cañoneados en todas las unidades de la formación Monserrate (A, B1, B2, B3, B3SL Y C), de los cuales dos de ellos (BR – 10 y BR – 11), no se tuvieron en cuenta debido a la ausencia de información petrofísica. Para la distribución de producción se toma

como fecha de corte Agosto del 2009, a la cual el campo tiene una producción acumulada de 8,51 MMbp.

Figura 17. Histórico de presión campo Brisas



La distribución de la producción se realizó para cada una de las unidades productoras, teniendo en cuenta los acumulados de producción como se muestra en la tabla 5, encontrando que los mayores valores se registraron en las unidades B1 y B2. La tabla 6 muestra la producción diaria de aceite para cada unidad, donde se observa que la unidad B2 representa el mayor porcentaje en la producción total del campo con 40% y un aporte de 162 bppd, seguida de la unidad B1 con un porcentaje de 38% y un aporte de 152 bppd. (Ver anexo 1).

4.3 FACTORES DE RECOBRO

La producción acumulada a Agosto de 2009 es de 8,51 MMbp, provenientes de las arenas de la formación Monserrate principalmente de las unidades B1 y B2. Actualmente el factor de recobro es de 36.4% sobre el aceite original y 47.7% sobre el aceite móvil como se muestra en el cuadro 2. Actualmente toda la producción de aceite acumulada corresponde a recuperación primaria por

combinación de mecanismos naturales como gas en solución y empuje parcial de agua.

Tabla 5. Distribución de la producción acumulada por unidad a Agosto de 2009

Pozo	A (bp)	B1 (bp)	B2 (bp)	B3 (bp)	B3SL (bp)
BR – 01	-	610.364	337.694	-	-
BR – 02	-	902.755	1.635.938	-	-
BR – 04	249.598	760.235	376.180	-	-
BR – 05	-	-	584.800	401.561	64.058
BR – 08	-	-	507.280	549.004	-
BR – 09	358.106	692.018	365.280	-	-
TOTAL	607.704	2.965.372	3.807.671	950.565	64.058

Tabla 6. Distribución diaria de producción por unidad a Agosto de 2009

Unidad	Producción Acumulada (bp)	Producción diaria (bppd)	Contribución (%)
A	607.704	58	14
B1	2.965.372	152	38
B2	3.807.671	162	40
B3	950.565	33	8
B3SL	64.058	-	-
Total	8.360.092	405	100

4.4 RESERVAS

Campo Brisas presenta originalmente 17.83 MMbp de aceite móvil y a Agosto de 2009 el aceite remanente está por el orden de 9.32 MMbp, equivalente al 52.3% del aceite móvil original. Las últimas reservas probadas del campo se reportan como 8.89 MMbp, reservas probadas desarrolladas remanentes de 1.4 MMbp y las reservas no probadas probables de 1.6 MMbp.

Cuadro 2. Factores de recobro campo Brisas

Factor	Valor	Fuente
Factor de recobro actual (sobre OOIP)	36.4%	“Valor calculado”
Factor de recobro actual (sobre Aceite Móvil)	47.7%	“Valor calculado”
Petróleo original in situ (OOIP)	23.4 MMbp	Estudio ICP “Screening EOR GAM-Fase II”
Petróleo original in situ (Aceite Móvil)	17.83 MMbp	“Valor calculado”
Producción acumulada de aceite (Np)	8.51 MMbp	“Valor calculado”
Saturación inicial de aceite promedio	0.75	“Petrofísicos Brisas, Ecopetrol - GYA”
Saturación inicial de agua promedio	0.25	“Petrofísicos Brisas, Ecopetrol - GYA”
Saturación residual de aceite (SOR)	0.238	“Petrofísicos Brisas, Ecopetrol - GYA”

5 ESTUDIO DE OPORTUNIDADES PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN

Este capítulo incluye la información necesaria para plantear alternativas factibles que permitan optimizar la producción de campo Brisas.

5.1 INFORMACIÓN GENERAL POR POZO

5.1.1 Brisas – 01. Se empezó a perforar el 21 de Febrero de 1973, hasta alcanzar una profundidad final de 5785 pies (máxima desviación 13°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con casing gun a 4 tpp (tiros por pie). La tabla 7 muestra información general y la tabla 8 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 18 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 01.

Tabla 7. Información general pozo Brisas – 01

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	837094
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867032
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1335
Terreno (GLE) en pies	1322
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	5772
Profundidad Medida (MD) en pies	5785
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	39
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	415

Tabla 8. Intervalos cañoneados Brisas – 01

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
A	4132 – 4137	5	4	Cerrado
A	4170 – 4178	8	4	Cerrado
A	4192 – 4197	5	4	Cerrado
A	4210 – 4215	5	4	Cerrado
A	4224 – 4227	3	4	Cerrado
A	4249 – 4250	1	4	Cerrado
B1	4280 – 4291	11	4	Abierto

Tabla 8. (Continuación)

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B1	4298 – 4306	8	4	Abierto
B1	4336 – 4342	6	4	Abierto
B1	4352 – 4368	16	4	Abierto
B2	4390 – 4410	20	4	Abierto
B2	4444 – 4454	10	4	Aislado
B2	4472 – 4484	12	4	Aislado

5.1.2 Brisas – 02. Se empezó a perforar el 27 de Enero de 1975, hasta alcanzar una profundidad final de 4766 pies (máxima desviación 9°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con ceramic unit jet a 4 tpp (tiros por pie). La tabla 9 muestra información general y la tabla 10 los intervalos cañoneados y su estado actual.

Tabla 9. Información general pozo Brisas – 02

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	837535
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867249
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1297
Terreno (GLE) en pies	1284
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4763
Profundidad Medida (MD) en pies	4766
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	61
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	619

En la actualidad se destaca la presencia de un pescado sobre el empaque EZ-SV ubicado a 4226 pies, producto de los componentes del barril de una bomba inserta que cayeron el 2 de octubre de 1993 sobre el empaque. La figura 19 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 02.

Tabla 10. Intervalos cañoneados Brisas – 02

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B1	4124 – 4131	7	4	Abierto
B1	4142 – 4150	8	4	Abierto
B1	4156 – 4161	5	4	Abierto
B2	4178 – 4196	18	4	Abierto
B2	4198 – 4208	10	4	Abierto
B2	4212 – 4220	8	4	Abierto
B2	4233 – 4245	12	4	Aislado
B3	4266 – 4274	8	4	Aislado

5.1.3 Brisas – 04. Se empezó a perforar el 8 de Mayo de 1982, hasta alcanzar una profundidad final de 5426 pies (máxima desviación 32°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con casing gun a 4 tpp (tiros por pie). La tabla 11 muestra información general y la tabla 12 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 20 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 04.

Tabla 11. Información general pozo Brisas – 04

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	837542
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867242
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1299
Terreno (GLE) en pies	1285
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4822
Profundidad Medida (MD) en pies	5426
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	77
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	881

Tabla 12. Intervalos cañoneados Brisas – 04

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
A	4709 – 4720	11	4	Abierto
A	4727 – 4733	6	4	Abierto

Tabla 12. (Continuación)

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
A	4736 – 4749	13	4	Abierto
A	4751 – 4759	8	4	Abierto
A	4778 – 4785	7	4	Abierto
B1	4806 – 4832	26	4	Abierto
B1	4833 – 4842	9	4	Abierto
B1	4872 – 4892	20	4	Abierto
B1	4914 – 4940	26	4	Abierto
B2	4960 – 5004	44	4	Abierto
B3	5046 – 5056	10	4	Aislado

5.1.4 Brisas – 08. Su perforación empezó el 3 de Febrero de 1987 llegando hasta una profundidad de 4500 pies (máxima desviación 3°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual se cañoneo con casing gun de 4 pulgadas y se probaron selectivamente algunos intervalos. La tabla 13 muestra información general y la tabla 14 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 21 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 08.

Tabla 13. Información general pozo Brisas – 08

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	836864
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867138
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1339
Terreno (GLE) en pies	1316
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4498
Profundidad Medida (MD) en pies	4500
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	71
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	306

Tabla 14. Intervalos cañoneados Brisas – 08

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B2	4132 – 4154	22	8	Abierto

Tabla 14. (Continuación)

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B3	4161 – 4186	25	8	Abierto
B3	4194 – 4199	5	8	Aislado
B3	4204 – 4216	12	8	Aislado
B3SL	4230 – 4242	12	4	Aislado
B3SL	4314 – 4330	16	4	Aislado

5.1.5 Brisas – 09. Se empezó a perforar el 30 de Mayo de 1987, hasta alcanzar una profundidad final de 4900 pies (máxima desviación 28°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con casing gun de 5 pulgadas a 8 tpp (tiros por pie). La tabla 15 muestra información general y la tabla 16 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 22 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 09.

Tabla 15. Información general pozo Brisas – 09

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	837474
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867351
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1315
Terreno (GLE) en pies	1291
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4706
Profundidad Medida (MD) en pies	4900
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	136
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	288

Tabla 16. Intervalos cañoneados Brisas – 09

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
A	4374 – 4380	6	5	Abierto
A	4404 – 4415	11	5	Abierto
A	4423 – 4427	4	5	Abierto
B1	4466 – 4490	24	5	Abierto
B1	4514 – 4525	11	8	Abierto

Tabla 16. (Continuación)

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B1	4542 – 4550	8	8	Abierto
B2	4582 – 4606	24	8	Abierto

5.1.6 Brisas – 10. Se empezó a perforar el 2 de Julio de 2006, hasta alcanzar una profundidad final de 4790 pies (máxima desviación 20°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con Millenium de 4 5/8 pulgadas a 12 tpp (tiros por pie). La tabla 17 muestra información general y la tabla 18 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 23 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 10.

Tabla 17. Información general pozo Brisas – 10

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	836850
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867123
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1393
Terreno (GLE) en pies	1380
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4730
Profundidad Medida (MD) en pies	4790
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	68
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	76

Tabla 18. Intervalos cañoneados Brisas – 10

Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B2	4262 – 4285	23	12	Abierto
B2	4288 – 4294	6	12	Abierto
B2	4298 – 4304	6	12	Abierto
B2	4310 – 4320	10	12	Abierto
B3	4330 – 4352	22	12	Abierto
B3	4368 - 4390	22	12	Abierto

5.1.7 Brisas – 11. Se empezó a perforar el 22 de Julio de 2003, hasta alcanzar una profundidad final de 4844 pies (máxima desviación 37°). Se alcanzó la formación Monserrate, la cual fue cañoneada inicialmente con casing gun a 6 tpp (tiros por pie). La tabla 19 muestra información general y la tabla 20 los intervalos cañoneados y su estado actual. La figura 24 muestra la curva de producción del pozo Brisas – 11.

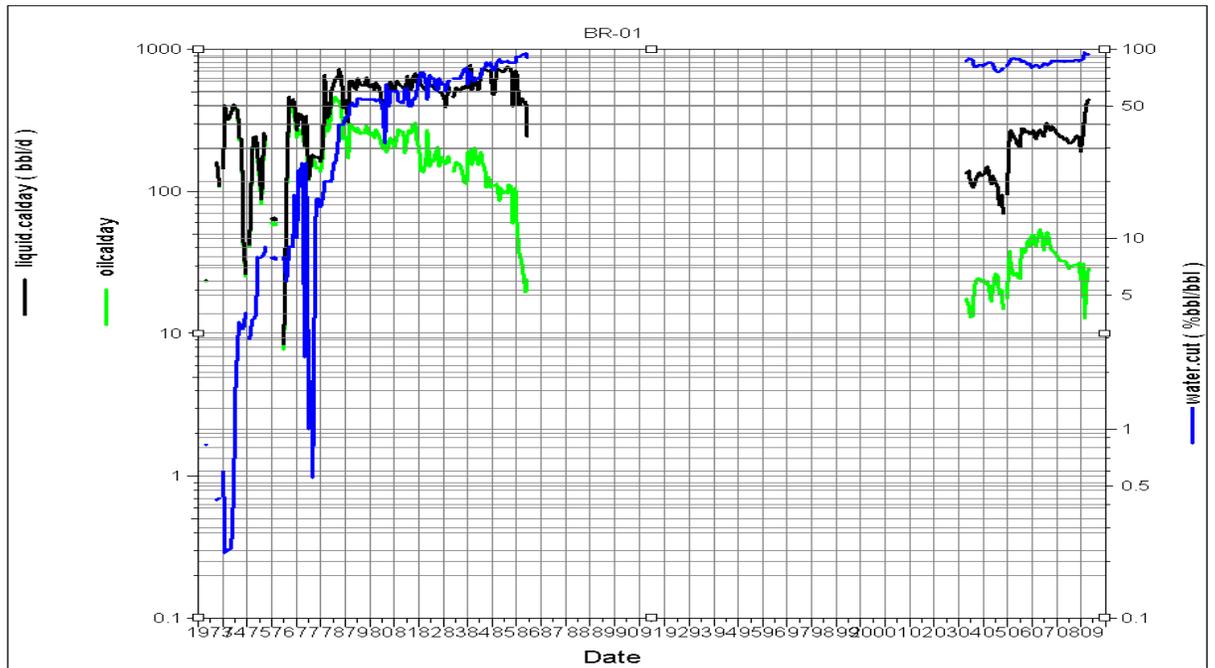
Tabla 19. Información general pozo Brisas – 11

Dato	Valor
Coordenada Norte (Gauss origen Bogotá en metros)	837254
Coordenada Este (Gauss origen Bogotá en metros)	867262
Mesa Rotaria (RTE) en pies	1338
Terreno (GLE) en pies	1325
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en pies	4668
Profundidad Medida (MD) en pies	4844
Caudal de aceite (bppd) @ Agosto del 2009	2
Caudal de agua (bapd) @ Agosto del 2009	2

Tabla 20. Intervalos cañoneados Brisas – 11

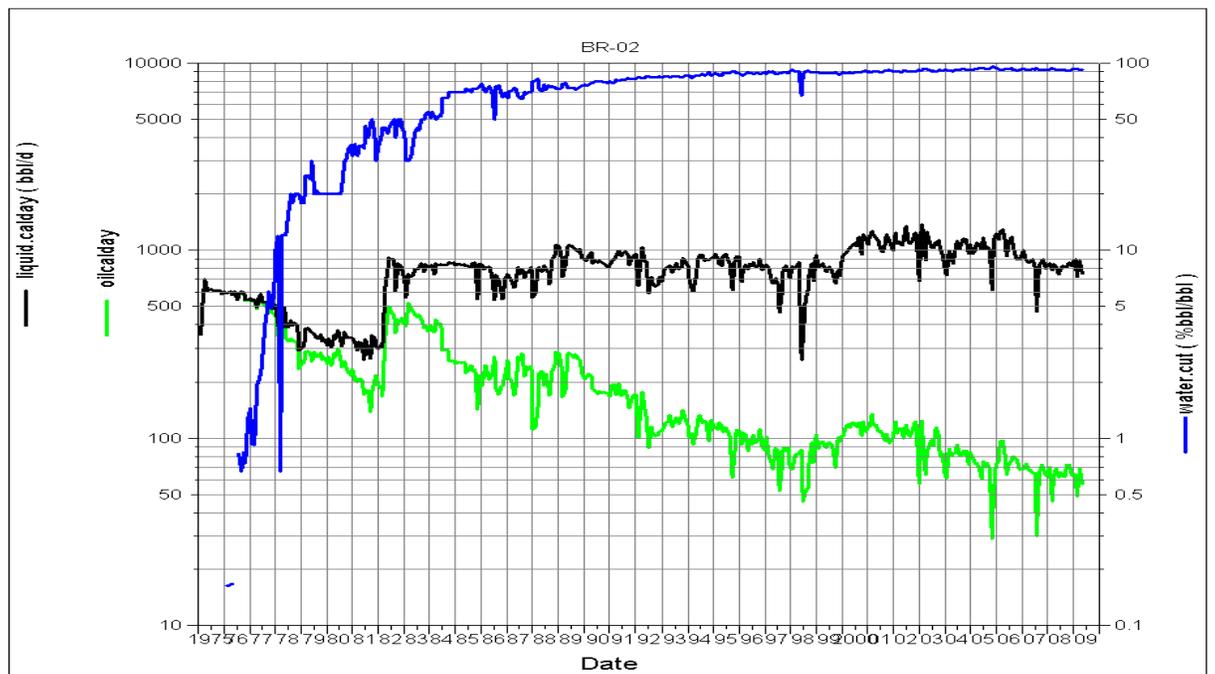
Unidad	Intervalo	Espesor	Densidad (tpp)	Estado
B1	4174 – 4186	12	6	Abierto
B1	4200 – 4209	9	6	Abierto
B2	4226 – 4234	8	6	Abierto
B2	4254 – 4275	21	6	Abierto
B3	4294 – 4312	18	6	Abierto
B3	4317 – 4327	10	6	Abierto
B3	4345 – 4360	15	6	Abierto
B3	4367 – 4390	23	6	Abierto
B3	4607 - 4620	13	6	Abierto

Figura 18. Curva de producción Brisas – 01



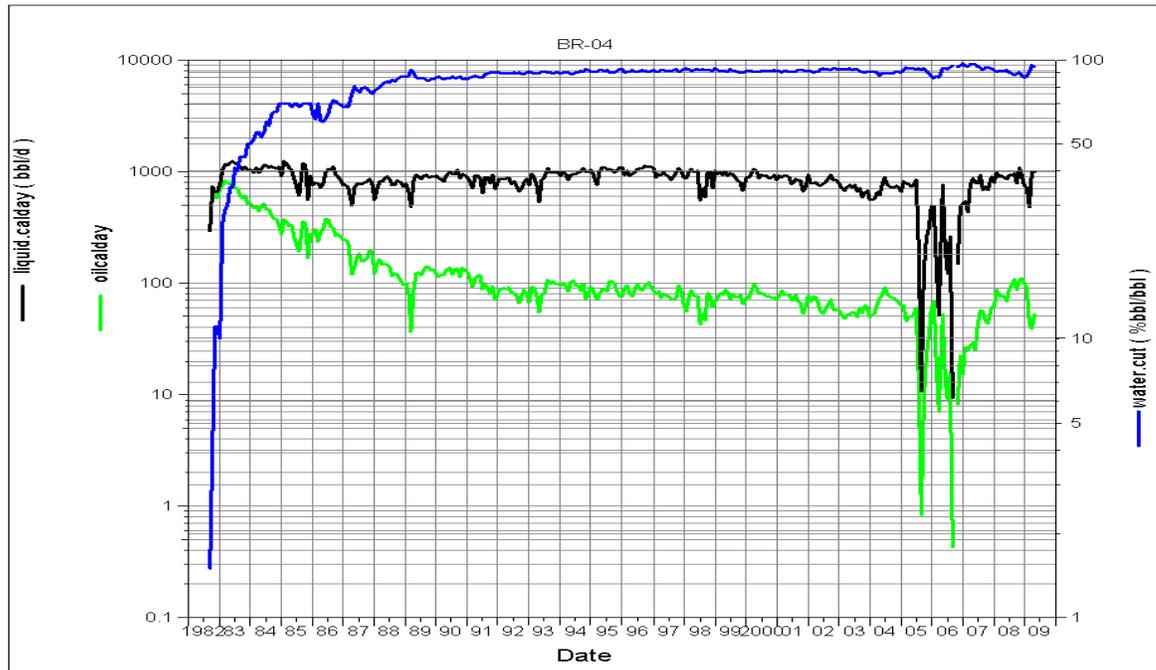
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 19. Curva de producción Brisas – 02



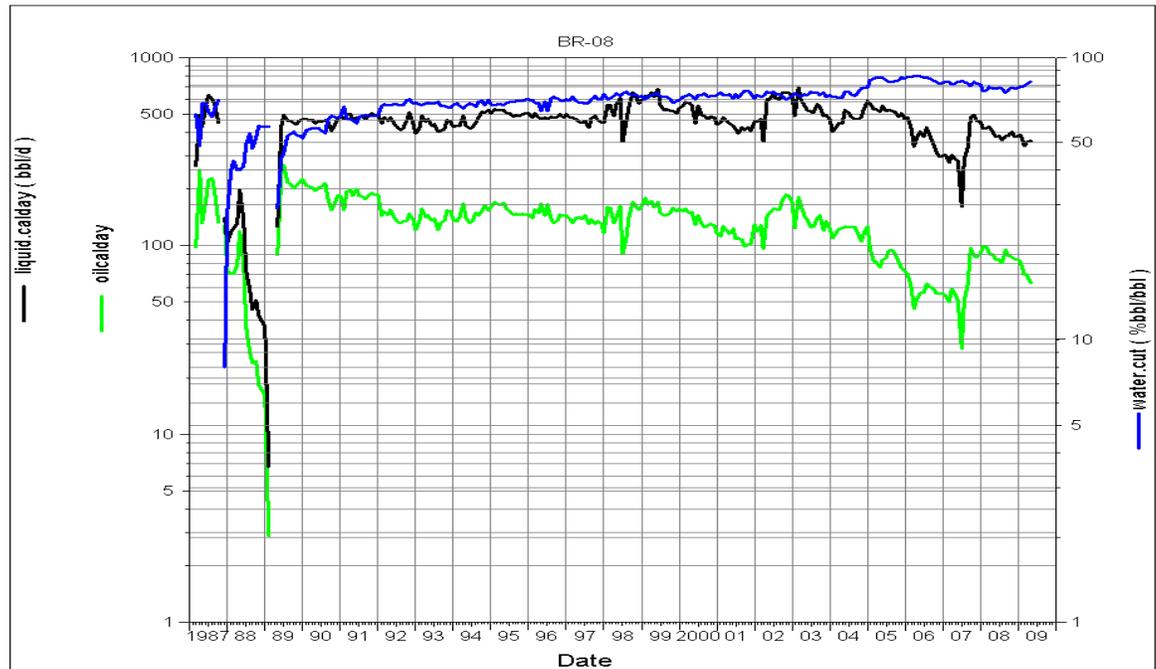
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 20. Curva de producción Brisas – 04



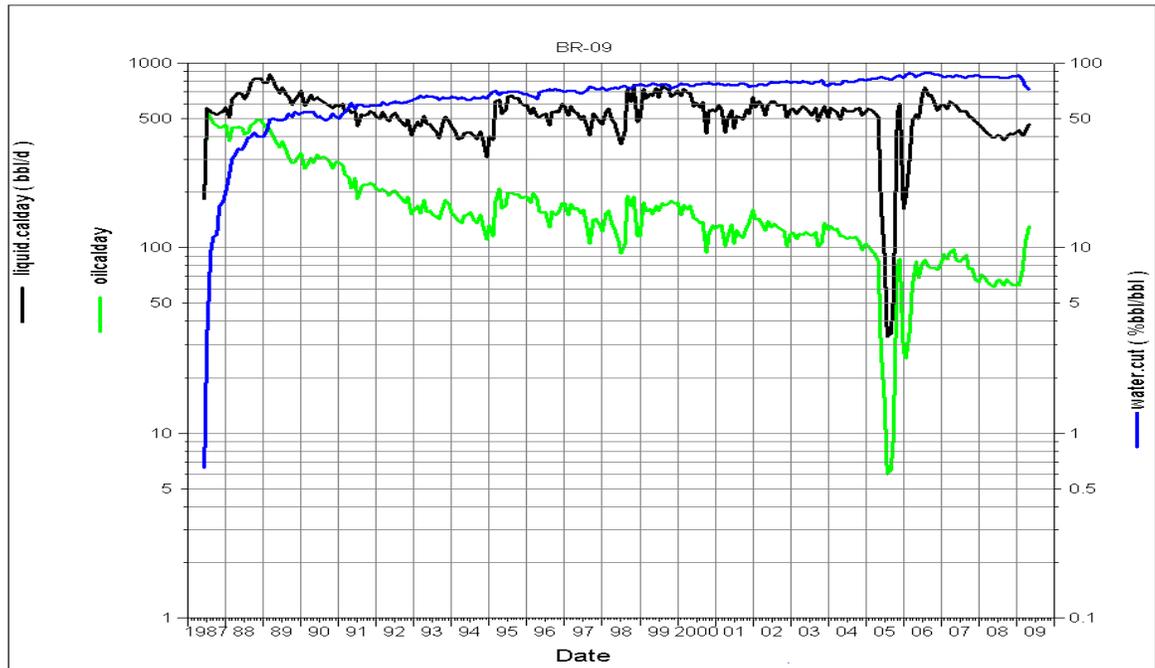
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 21. Curva de producción Brisas – 08



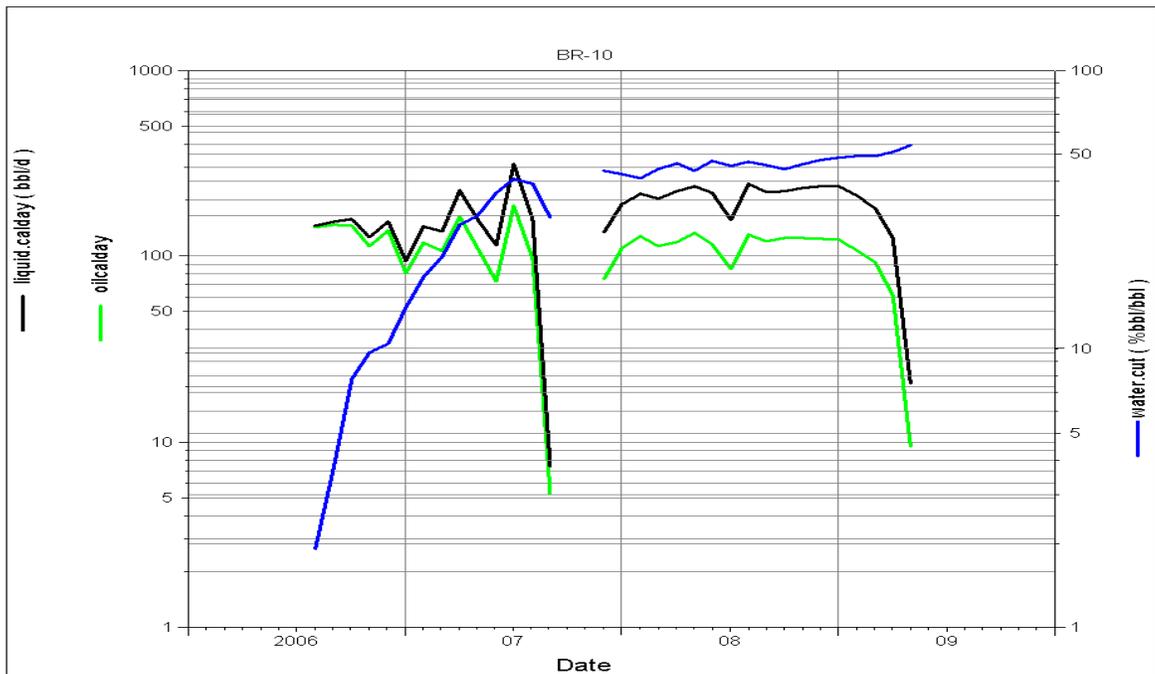
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 22. Curva de producción Brisas – 09



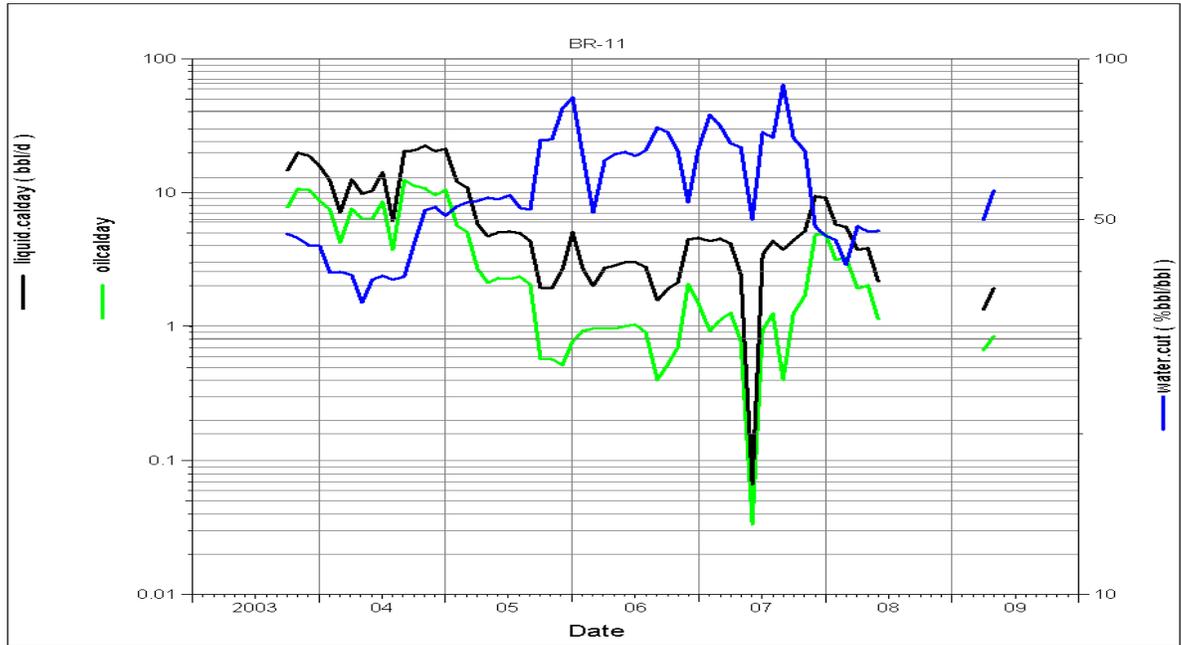
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 23. Curva de producción Brisas – 10



Fuente: Oil Field Manager (OFM)

Figura 24. Curva de producción Brisas – 11



Fuente: Oil Field Manager (OFM)

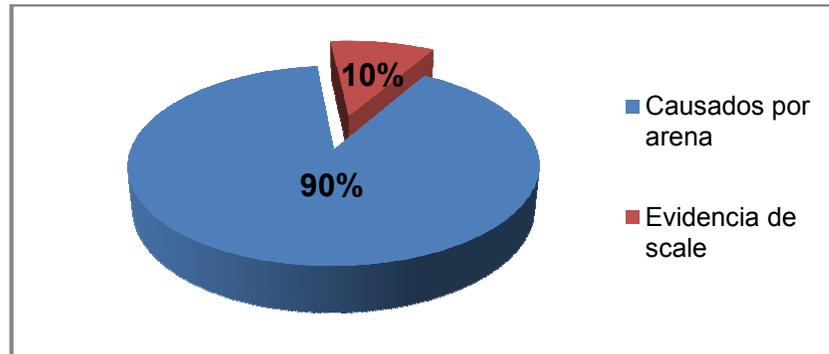
5.2 PRINCIPALES PROBLEMAS IDENTIFICADOS POZO A POZO

Mediante la revisión del historial de operaciones de cada pozo, se identificó principalmente problemas relacionados con varillas partidas y desconectadas, producción de arena y depositación de inorgánicos.

A continuación se hace una breve descripción de los eventos relacionados con los problemas anteriormente mencionados.

5.2.1 Brisas – 01. Durante su historia de producción, el pozo presentó principalmente problemas relacionados con producción de arena, que ocasionan el deterioro de los componentes de la bomba. La figura 25 muestra los porcentajes correspondientes a cada problema identificado a partir del historial de eventos, donde se evidencia que la producción de arena posee el primer puesto con un 90%, seguido de evidencias de scale con un 10%. El cuadro 3 muestra los eventos reportados por problemas de arena.

Figura 25. Principales problemas identificados para el pozo BR – 01



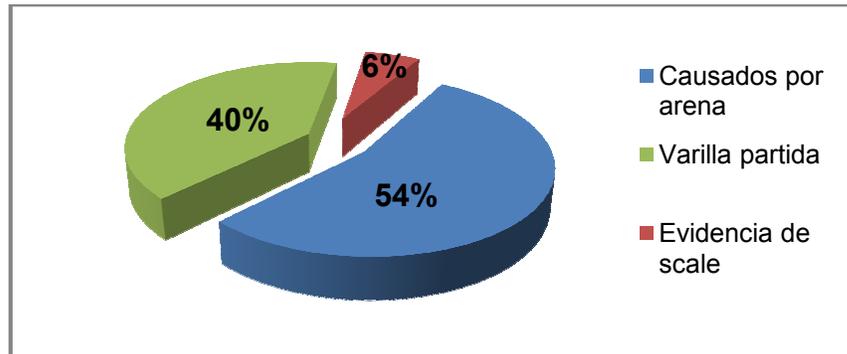
Cuadro 3. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 01

Numero	Evento	Fecha	Spm	Notas
1	Bomba pegada	2004/01/13	8	
2	Bomba pegada	2004/12/13	10	Bomba con baja eficiencia.
3	Bomba pegada	2005/12/17	10	Bomba pegada dentro de un tubo de 2-7/8 pulgadas.
4	Bomba pegada	2006/01/04	10	Bomba pegada a la nipplesilla.
5	Bomba pegada	2006/01/21	10	
6	Bomba pegada	2006/07/26	10	Bomba salió arenada.
7	Cambio bomba	2007/07/10	8.5	Pistón y barra lisa rayados.
8	Bomba pegada	2009/01/09	10	Barril lleno de arena (150 pies de scale CaCO ₃).

5.2.2 Brisas – 02. Durante su historia de producción, reporta problemas de arena como barril y pistón rayados, acanalados y con pérdida de material cromado, tubería taponada y bomba pegada.

En este pozo también se ha evidenciado presencia de inorgánicos. La figura 26 muestra los porcentajes de cada problema identificado a partir del historial de eventos, donde se evidencia que la producción de arena posee el primer puesto con un 54%, seguido de varillas partidas con un 40% y evidencias de scale con un 6%. Los cuadros 4 y 5, muestran los eventos en donde se identificó problemas de arena y scale respectivamente.

Figura 26. Principales problemas identificados para el pozo BR – 02



Cuadro 4. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 02

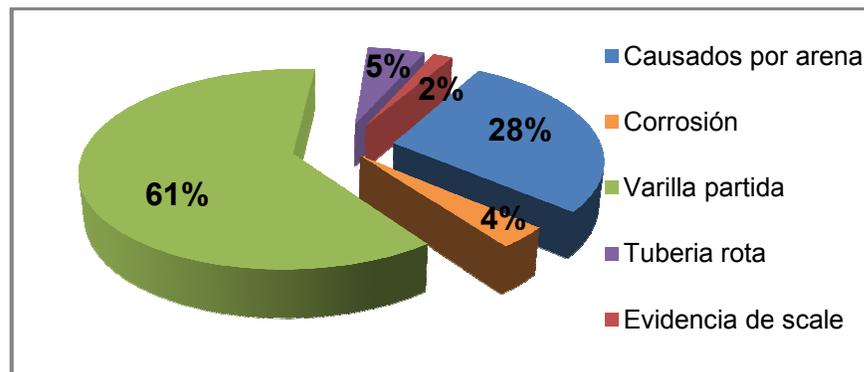
Numero	Evento	Fecha	Spm	Notas
1	Bomba pegada	1983/02/23	13	
2	Bomba pegada	1986/11/23	12	
3	Bomba pegada	1989/03/22	13	
4	Mantenimiento	1996/10/14	11	Barril y pistón rayado y con pérdida de material.
5	Mantenimiento	1997/02/01	9	Tubo taponado por arena.
6	Mantenimiento	1997/02/28	11	Pistón pérdida total material cromado.
7	Mantenimiento	1997/04/16	11	Pistón pérdida total material cromado.
8	Mantenimiento	1999/11/03	12	Pistón rayado y acanalado.
9	Mantenimiento	2000/10/20	11.5	Pistón rayado y con pérdida de material cromado.
10	Servicio bomba	2001/01/17	11.5	Pistón rayado, acanalado y pérdidas de material cromado.
11	Mantenimiento	2002/01/24	11.5	Pistón rayado.
12	Workover	2003/01/07	9	Barril colapsado por arena.
13	Mantenimiento	2004/11/12	11	Pistón rayado y acanalado.
14	Servicio pistón	2005/06/12	11	Revisión de pistón.
15	Varilla partida	2005/11/17	11	Pistón rayado, acanalado y pérdidas de material cromado.
16	Servicio Bomba	2005/12/14	11	Barril averiado.
17	Servicio pistón	2006/02/27	11	Pistón rayado, acanalado y pérdidas de material cromado.
18	Bomba pegada	2006/06/28	11	Pistón rayado, acanalado y pérdidas de material cromado.
19	Servicio de Bomba	2008/10/06	12	Pistón rayado

Cuadro 5. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 02

Numero	Evento	Fecha	Notas
1	Workover	1995/04/12	Se encontró presencia de scale en sarta de producción de 2 7/8 pulgadas.
2	Servicio bomba	2001/01/17	Se observó scale en la parte externa de la sarta de producción.

5.2.3 Brisas – 04. Durante su historia de producción el problema operacional más relevante tiene que ver con varillas partidas, ocupando el primer lugar en los problemas identificados con un 61%, seguido por problemas de arena como son bomba pegada, pistón rayado y acanalado, entre otros. La figura 27 muestra los principales problemas identificados y sus correspondientes porcentajes. El cuadro 6 muestra los eventos en donde se identificó problemas de arena y el cuadro 27 muestra los eventos donde se detectó presencia de scale.

Figura 27. Principales problemas identificados para el pozo BR – 04



Cuadro 6. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 04

Numero	Evento	Fecha	Spm	Notas
1	Limpieza de arena	03/02/1984	12	Limpió de 5066 pies hasta 5187 pies (121 pies) de arena.
2	Limpieza de arena	16/01/1985	12	Limpió de 5110 pies hasta 5187 pies (77 pies) de arena, pistón deteriorado.
3	Limpieza de arena	30/04/1986	12	Limpió de 4982 pies hasta 5020 pies (38 pies), pistón deteriorado. Empaque @ 5027 pies.

Cuadro 6. (Continuación)

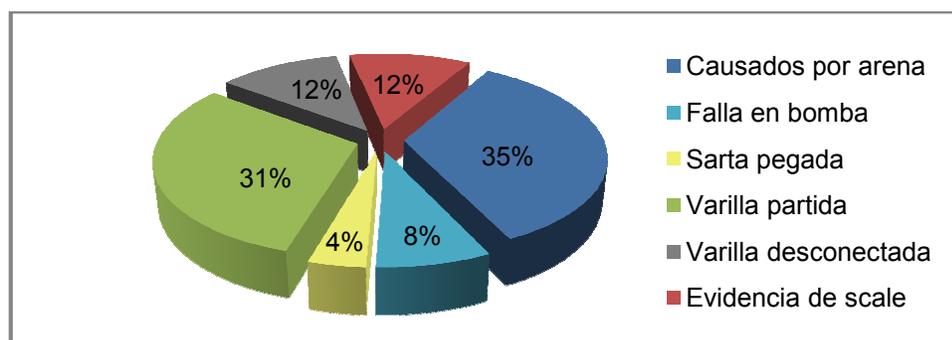
Numero	Evento	Fecha	SPM	Notas
4	Mantenimiento	31/03/1987	12	Fondo @ 5005 pies (19 pies) de arena.
5	Servicio bomba	20/04/1987	12	Válvula fija con escape.
6	Rediseño	22/12/1992	12	Instalación filtro de arena Strainer @ 3349 pies.
7	Mantenimiento	12/01/1993	12	Se cambio elemento al filtro.
8	Mantenimiento	31/05/1993	12	Limpieza filtro stanly handy sand.
9	Bomba pegada	27/01/1998	11	(Arena válvula fija y barril).
10	Bomba pegada	02/02/1998	12.5	Bomba pegada.
11	Mantenimiento	23/12/1998	12.5	Barril roto.
12	Mantenimiento	17/01/2001	12.5	Barril averiado por corrosión.
13	Bomba pegada	24/03/2006	9.5	
14	Bomba pegada	27/04/2006	9	
15	Bomba pegada	03/06/2006	9	Arena @ 4885 pies; RBP @ 4938 pies.
16	Bomba pegada	22/07/2006	9	Bomba arenada.

Cuadro 7. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 04

Numero	Evento	Fecha	Notas
1	Servicio bomba	1995/04/09	La sarta de producción salió con presencia de carbonatos.

5.2.4 Brisas – 08. Durante su historia de producción, el problema más relevante tiene que ver con producción de arena, ocupando el primer lugar en los problemas identificados con un 35%, seguido de problemas por varillas partidas con un 31%. La figura 28 muestra los principales problemas identificados y sus respectivos porcentajes. Los eventos ocurridos por arenamiento se muestran en el cuadro 8 y también se reporta la presencia de scale en sarta de producción, varillas y bomba de subsuelo como se muestra en cuadro 9.

Figura 28. Principales problemas identificados para el pozo BR – 08



Cuadro 8. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 08

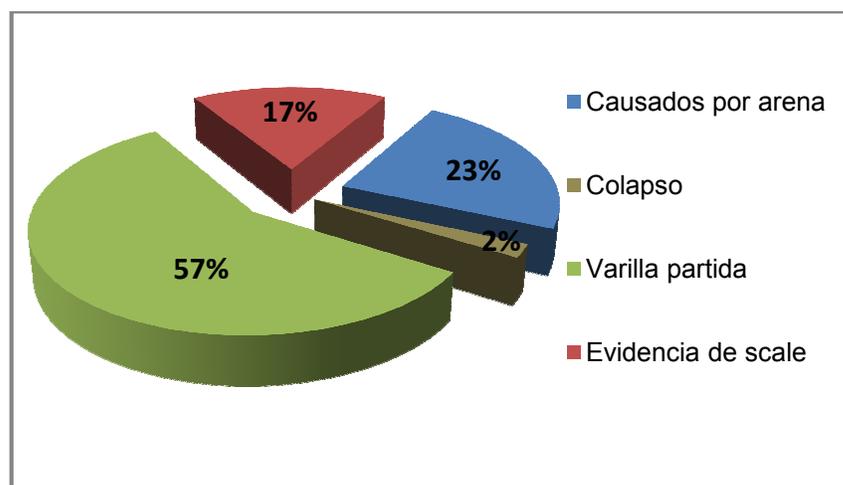
Numero	Evento	Fecha	Spm	Notas
1	Bomba pegada	1987/04/21	14	Se encontró bomba pegada.
2	Workover	1987/10/28	10	Empaquetamiento - Bull Plug @ 4190 pies.
3	Bomba pegada	1993/01/27	10	
4	Mantenimiento	1994/03/14	10	Pistón rayado.
5	Mantenimiento	1999/07/21	10	Pistón rayado, acanalado y con pérdida de material cromado.
6	Mantenimiento	2000/06/02	11	Pistón rayado y malo.
7	Bomba pegada	2001/01/22	11	
8	Servicio Bomba	2007/07/07		Pistón salió con desgaste.

Cuadro 9. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 08

Numero	Evento	Fecha	Notas
1	Mantenimiento	1998/04/20	Se encontró la sarta de bombeo con bastante presencia de inorgánicos, como también en la tubería de producción.
2	Bomba pegada	2003/02/15	Se observó abundante capa de scale internamente en la sarta de bombeo y producción.
3	Bomba pegada	2007/07/07	Al sacar la tubería de producción se observó presencia de scale interna y externamente. También la bomba salió internamente con presencia de scale.

5.2.5 Brisas – 09. Durante su historia de producción, presenta principalmente problemas ocasionados por varillas partidas con un 57%, seguido por problemas como bomba pegada, daño en el pistón y barril ocasionados por arena, con un 23%. La figura 29 muestra los problemas identificados y sus respectivos porcentajes. Los eventos ocurridos por arenamiento se muestran en el cuadro 10 y también se destacan eventos en los cuales se evidencia muestras de scale en sarta de varillas, tubería de producción y bomba de subsuelo. Los eventos que evidencian scale son mostrados en el cuadro 11.

Figura 29. Principales problemas identificados para el pozo BR – 09



Cuadro 10. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 09

Numero	Evento	Fecha	Spm	Notas
1	Bomba pegada	16/02/1990		
2	Rediseño	27/02/1995	10	Pistón rayado, acanalado y con pérdida de material cromado.
3	Mantenimiento	22/05/1995	12	Pistón rayado, acanalado y con pérdida de material cromado.
4	Mantenimiento	17/07/1995	10	Pistón rayado y acanalado.
5	Mantenimiento	27/08/1996	12	Pistón y barril rayados y con pérdidas de material cromado.
6	Bomba pegada	27/01/1998	11	Presencia de arena en válvula fija y barril.
7	Bomba pegada	02/02/1998	12.5	Pistón pegado al barril.

Cuadro 10. (Continuación)

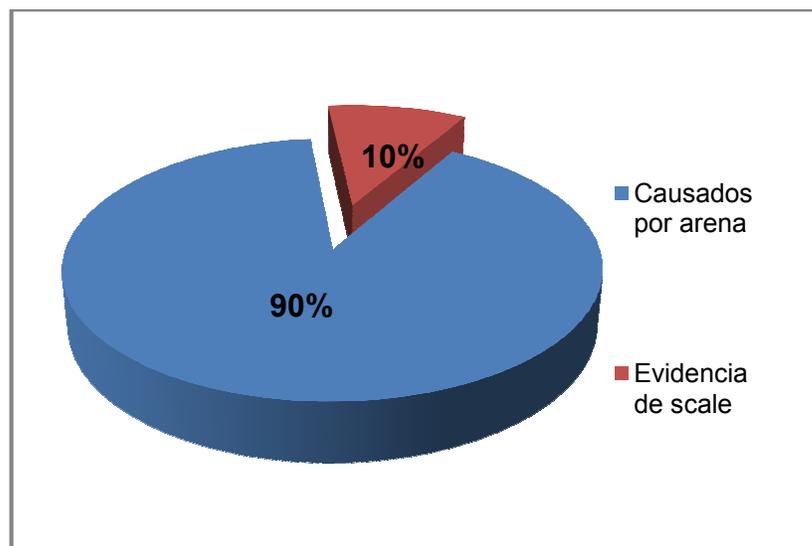
Numero	Evento	Fecha	SPM	Notas
8	Toma de registros	16/12/2004	10	Pistón rayado y con pérdida de material.
9	Aislamiento de zona	22/04/2005	10	Se encontraron 108 pies de arena.
10	Bomba pegada	02/02/2006	6	Pistón pegado al barril.
11	Retiro empaque	04/03/2006	5	Pistón rayado y acanalado.
12	Servicio por tubería rota	12/06/2006	8	Pistón rayado y acanalado con pérdida de material cromado.

Cuadro 11. Eventos relacionados con presencia de scale Brisas – 09

Numero	Evento	Fecha	Notas
1	Apertura zona	1993/09/07	Se encontró scale en sarta de varillas
2	Mantenimiento	1996/27/08	Niplesilla con presencia de carbonato
3	Mantenimiento	1996/11/09	Bomba con presencia de carbonatos en el pistón y las válvulas.
4	Mantenimiento	1998/02/09	Encontró mínima capa de scale en la sarta de varillas.
5	Mantenimiento	1998/05/21	Sarta de varillas salió con presencia de scale.
6	Mantenimiento	2000/17/04	La sarta de varillas presenta capa de scale.
7	Mantenimiento	2001/04/24	Se observó mínima capa de scale en la sarta de varilla.
8	Aislamiento de zona	2005/04/22	Se observó mínima capa de scale en varillas y pistón.

5.2.6 Brisas – 10. Durante su historia de producción, los problemas más frecuentes tienen que ver con bomba pegada, daño en el pistón y tubería averiada a causa de la producción de arena, con un 90% y un 10% en donde se evidencia muestras de scale. La figura 30 muestra los dos problemas identificados y sus respectivos porcentajes. Los eventos ocurridos por problemas de arena se muestran en el cuadro 12.

Figura 30. Principales problemas identificados para el pozo BR – 10



Cuadro 12. Eventos relacionados con presencia de arena Brisas – 10

Numero	Evento	Fecha	Spm – Rpm	Notas
1	Bomba pegada	2006/12/27	8	Se encontraron 171 pies de arena. Pistón salió un poco rayado.
2	Bomba pegada	2007/01/10	8	
3	Bomba pegada	2007/05/24	8	Pistón rayado, todos los intervalos se encuentran tapados por arena.
4	Servicio de bomba y limpieza de arena	2007/06/05	8	Se encontraron 205 pies de arena.
5	Limpieza de arena	2007/08/14	8	Se encontraron 200 pies de arena.
6	Servicio de bomba y limpieza de arena	2007/08/25	8	
7	Servicio de bomba PCP	2007/10/27	70	Se encontraron 474 pies de arena.
8	Servicio de bomba PCP	2007/11/16	80	Cambio de bomba.
9	Bomba pegada	2009/02/28	197	Bomba Pegada al estator.

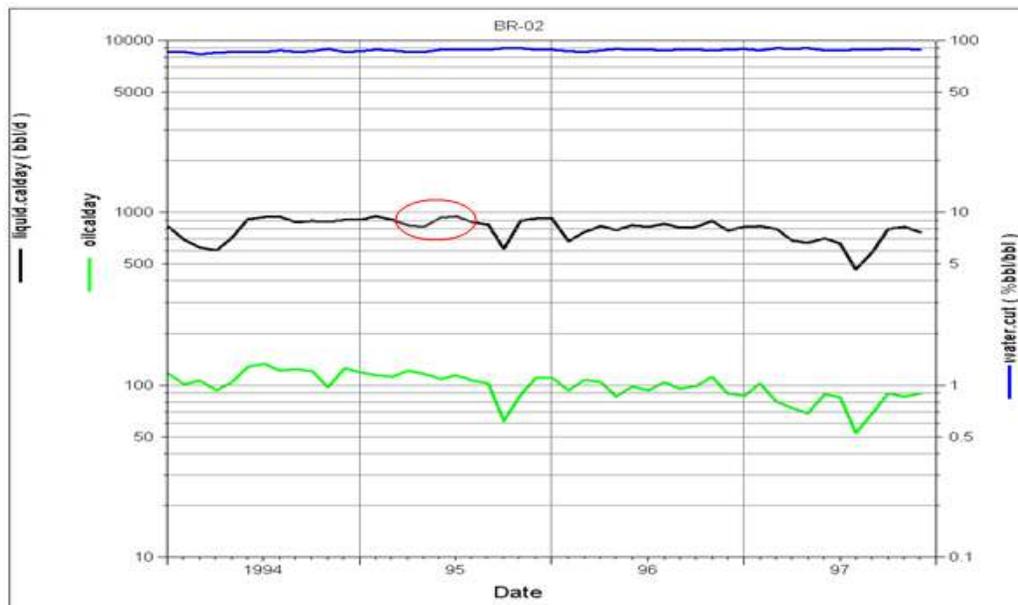
5.3 ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES TRABAJOS REALIZADOS A LOS POZOS DE CAMPO BRISAS

Esta sección incluye el análisis de las estimulaciones realizadas en algunos pozos de campo Brisas mediante el comportamiento del influjo IPR con el fin de conocer cuáles de estas presentaron incremento en la producción. Para algunos casos se analizó la curva de producción debido a que no se cuenta con datos de nivel de fluido que permita calcular la presión de fondo a esas fechas.

5.3.1 Brisas – 02

- **Estimulación con aromáticos y fe – acid.** El 12 de Abril de 1995 se realizó tratamiento con sistema aromático (Diesel 70%, Xileno 20%, Mudsol 10%, solvente mutual HYFLO IV 0.5%) y Fe ACID 15%, con el fin de remover el scale. Se bombeó 1000 galones de disolvente (sistema aromático). Posteriormente se bombeó 3900 galones de fe-acid al 15% desplazando el tratamiento con 20 barriles de agua de formación. El comportamiento de la producción antes y después del tratamiento se muestra en la figura 31.

Figura 31. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 02, 12/04/1995



Fuente: Oil Field Manager (OFM)

La curva de producción muestra que el tratamiento no presentó efectos positivos ni negativos, debido a que se mantiene el comportamiento de declinación en la producción del pozo. De acuerdo a lo anterior se puede afirmar que el tratamiento con aromáticos y fe – acid al 15% no cumplió el objetivo de remover el scale.

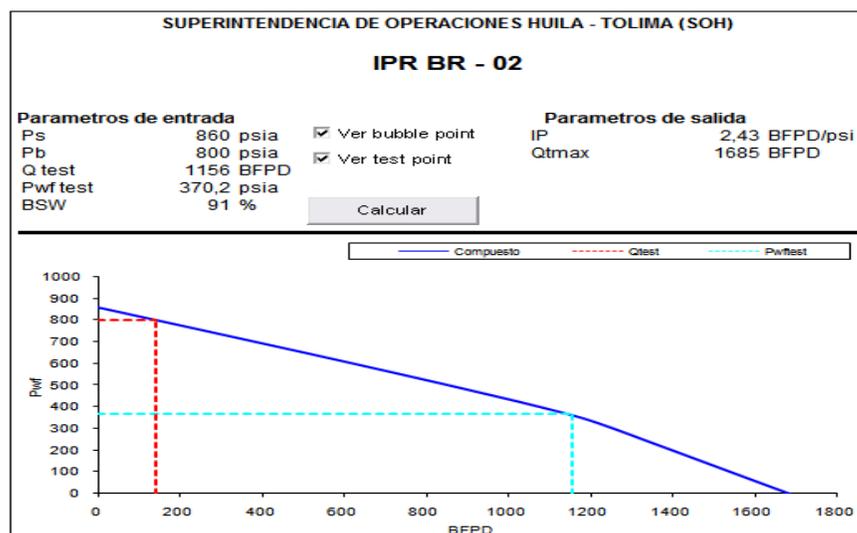
- **Estimulación ácida.** Se bombeó 15 Barriles de tratamiento ácido HCl al 7,5% con xileno al 40% a todo el paquete de perforaciones actualmente en producción comprendido entre 4124 pies – 4220 pies, el día 7 de Enero de 2003. El efecto en la producción por este tratamiento se determinó por medio del comportamiento del influjo IPR.

El cuadro 13 muestra los valores de entrada para realizar la curva IPR antes de la estimulación como se muestra en la figura 32. El cuadro 14 muestra los datos de entrada para realizar la curva IPR después de la estimulación como se muestra en la figura 33.

Cuadro 13. Prueba de producción Brisas – 02 antes de tratamiento ácido 07/01/2003

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
28-Agosto-02	1.156	91	860	370,2

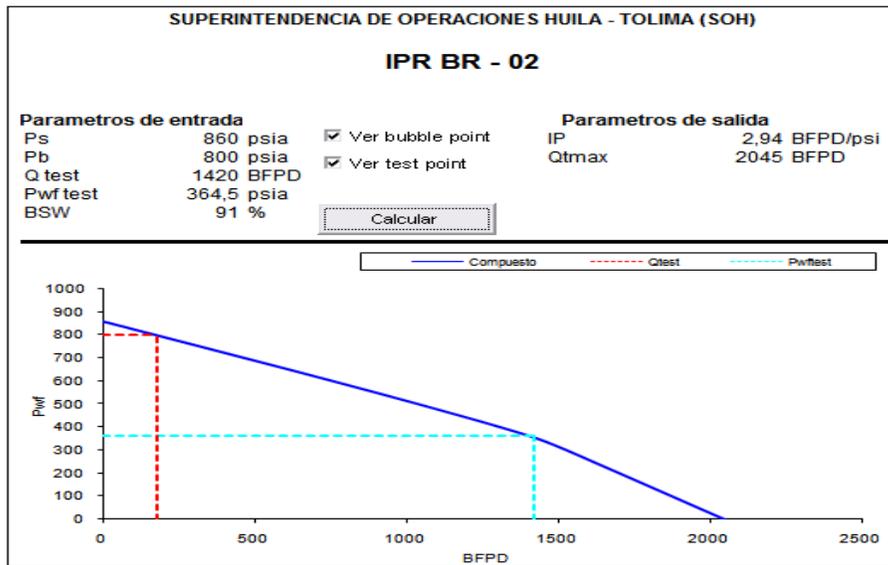
Figura 32. Curva IPR compuesta Brisas – 02 antes de tratamiento ácido 07/01/2003



Cuadro 14. Prueba de producción Brisas – 02 después de tratamiento ácido 07/01/2003

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
17-Enero-03	1.420	91	860	364,5

Figura 33. Curva IPR compuesta Brisas – 02 después de tratamiento ácido 07/01/2003



De acuerdo al comportamiento de la curva IPR después de la estimulación se observa un incremento en el índice de productividad de 0,51 bfpd/psi, lo que permite decir que el tratamiento fue positivo. La ganancia en producción fue aproximadamente de 10 bppd durante un mes. Los resultados por este tratamiento se muestran en el cuadro 15.

Cuadro 15. Resultados índice de productividad Brisas – 02 por tratamiento ácido 07/01/2003

Fecha	Caudal máximo (bfpd)	Índice de productividad (bfpd/psi)
Antes de la estimulación	1685	2,43
Después de la estimulación	2045	2,94

5.3.2 Brisas – 04

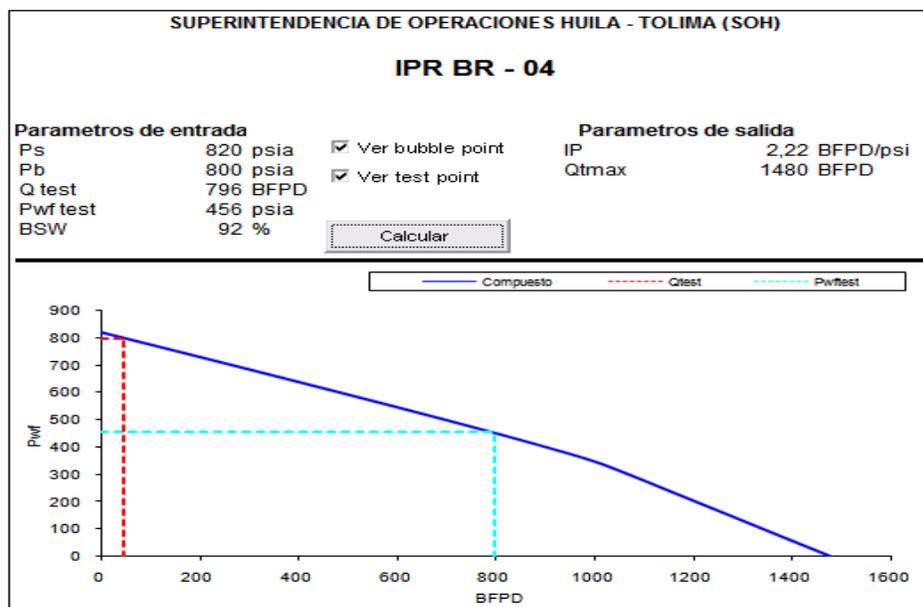
- **Fracturamiento Hidráulico.** Se realizó trabajo de fracturamiento hidráulico al nivel K4B1 en una sola etapa de los tramos: 4872 pies – 4892 pies y 4914 pies – 4940 pies el 8 de Julio de 2005. (Volumen Total: 718 barriles; Cantidad de arena: 43429 libras; volumen de Gel: 670 galones), Rata de Bombeo: 24,4 bpm; Presión rompimiento: 2233 psi. El efecto en la producción por este tratamiento se determinó por medio del comportamiento del influjo IPR.

El cuadro 16 muestra los valores de entrada para realizar la curva IPR antes del fracturamiento hidráulico como se muestra en la figura 34. El cuadro 17 muestra también los datos de entrada para realizar la curva IPR después de la estimulación como se muestra en la figura 35.

Cuadro 16. Prueba de producción Brisas – 04 antes del fracturamiento

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
13-Junio-05	796	92	820	456

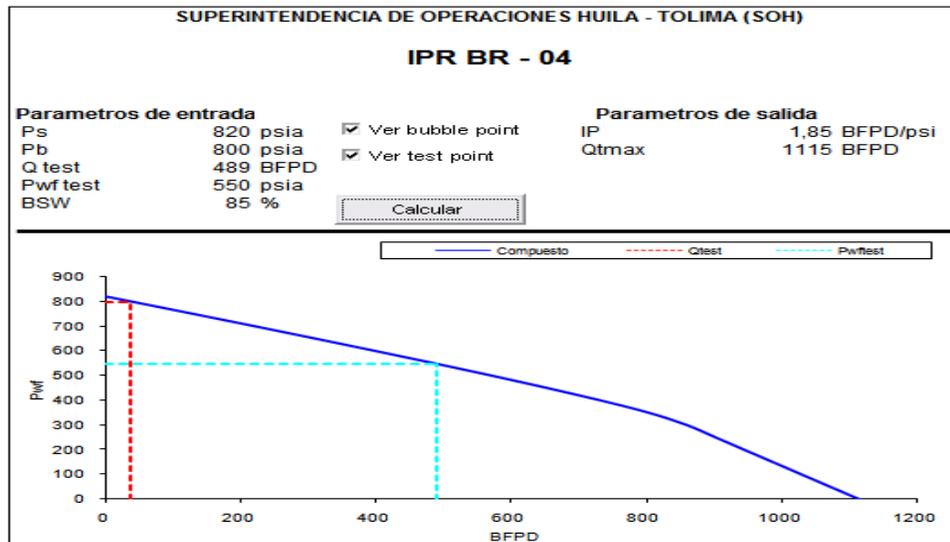
Figura 34. Curva IPR compuesta Brisas – 04 antes de fracturamiento



Cuadro 17. Prueba de producción Brisas – 04 después del fracturamiento

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
24-Enero-06	489	85	820	550

Figura 35. Curva IPR compuesta Brisas – 04 después del fracturamiento



De acuerdo al comportamiento de la curva IPR después del fracturamiento hidráulico se observa una disminución en el índice de productividad de 0,37 bfpd/psi como se muestra en los resultados del cuadro 18, lo cual indica que el fracturamiento generó un daño en la formación causando una disminución en la producción del pozo durante 9 meses aproximadamente.

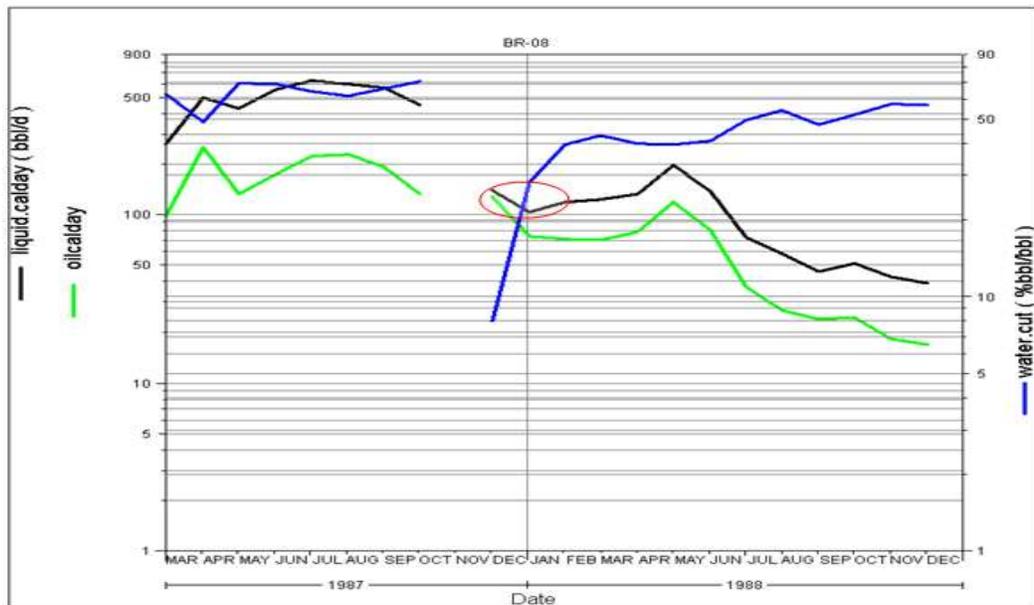
Cuadro 18. Resultados índice de productividad Brisas – 04 por fracturamiento 08/07/2005

Fecha	Caudal máximo (bfpd)	Índice de productividad (bfpd/psi)
Antes de la estimulación	1.480	2,22
Después de la estimulación	1.115	1,85

5.3.3 Brisas – 08

- **Estimulación orgánica.** El 8 de Diciembre de 1987, se realizó estimulación orgánica con 80 barriles de diesel y 42 galones HYFLO IV al 1% con el ánimo de romper la emulsión. El comportamiento de la producción antes y después del tratamiento se muestra en la figura 36.

Figura 36. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 08, 08/12/1987



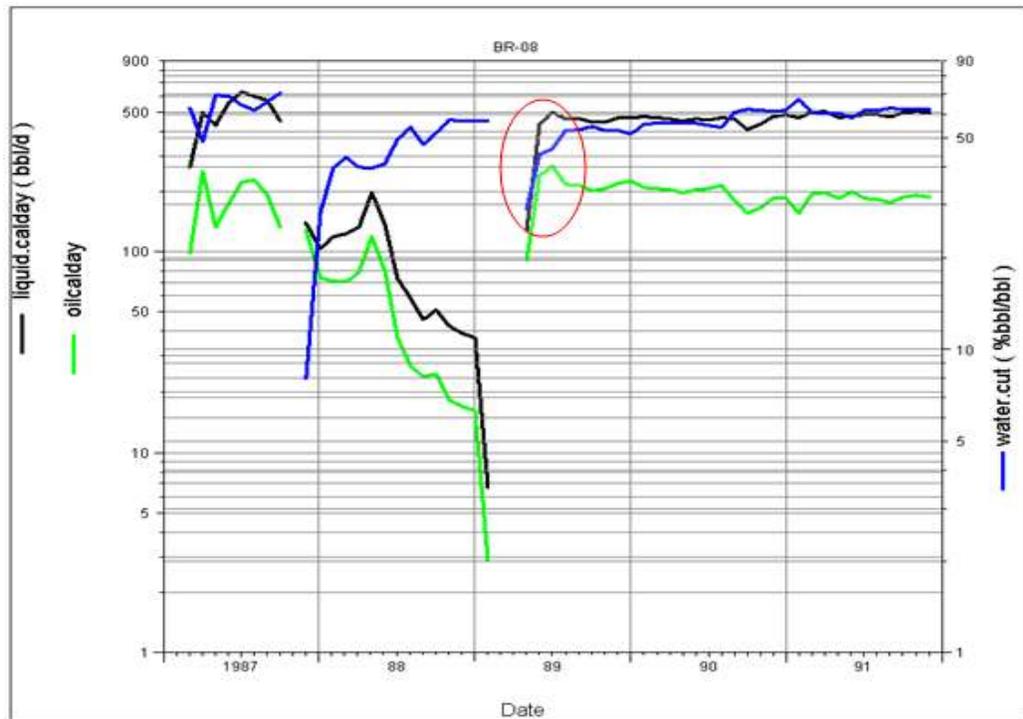
Fuente: Oil Field Manager (OFM)

La curva de producción muestra una disminución en el caudal de fluido hasta finales de Diciembre de 1987 y luego se puede observar un cambio en la tendencia de declinación de la producción en el pozo sin presentarse un aumento, indicando que el tratamiento no fue efectivo.

- **Estimulación ácida.** El 16 de Mayo de 1989 se realizó estimulación ácida con HCL al 6 % + 8 galones de Fe-1A + 1 galón de FRAC FLO CS + 2 galones de HAI-65 + 40 libras de FE-2. El ácido se desplazó con 24 barriles de crudo Tenay + 0.5 % HYFLO IV.

El comportamiento de la producción antes y después de la estimulación con HCL se muestra en la figura 37.

Figura 37. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 08, 16/05/1987



Fuente: Oil Field Manager (OFM)

La curva de producción muestra un incremento significativo en la producción de fluido, que permite concluir que la estimulación fue exitosa obteniendo una ganancia aproximada de 150 bppd durante 2 años. Esta estimulación cumplió el objetivo de remover el scale.

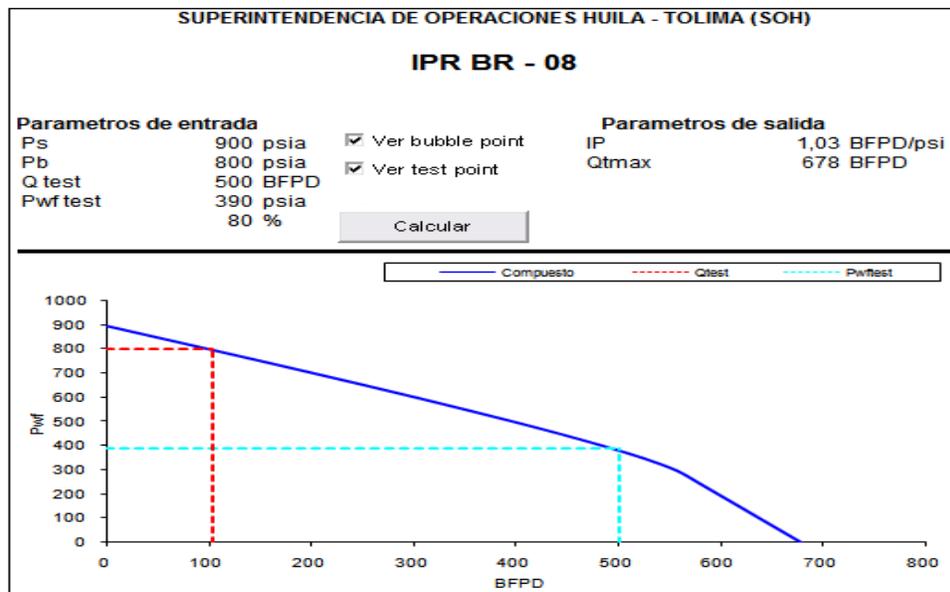
- **Estimulación ácida – orgánica.** Se bombeó 20 barriles de paravan (50% Xileno, 50% Diesel y surfactante mutal). Posteriormente se bombeó 29 barriles de ácido HCL al 7,5% el día 11 de Noviembre de 2001. El efecto en la producción por este tratamiento se determinó por medio del comportamiento del influjo IPR.

El cuadro 19 muestra los valores de entrada para realizar la curva IPR antes de la estimulación como se muestra en la figura 38. El cuadro 20 muestra los datos de entrada para realizar la curva IPR después de la estimulación como se muestra en la figura 39.

Cuadro 19. Prueba de producción Brisas – 08 antes de tratamiento ácido, Noviembre de 2001

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
25-Sep-01	500	80	900	390

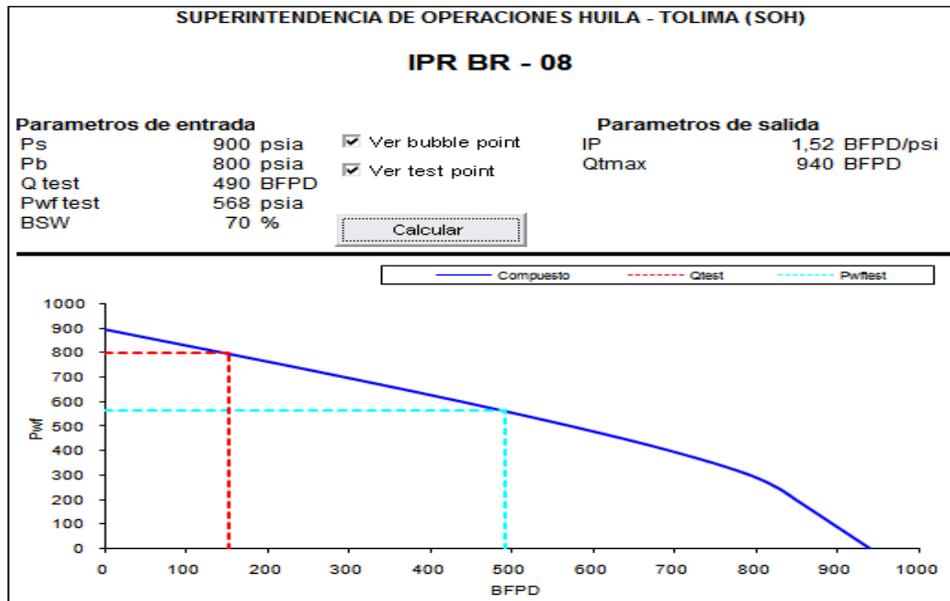
Figura 38. Curva IPR compuesta Brisas – 08 antes del tratamiento ácido 11/11/2001



Cuadro 20. Prueba de producción Brisas – 08 después del tratamiento ácido, Noviembre de 2001

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
03-Ene-02	490	70	900	568

Figura 39. Curva IPR compuesta Brisas – 08 después del tratamiento ácido Noviembre de 2001



De acuerdo al comportamiento de la curva IPR después del tratamiento ácido se observa un incremento en el índice de productividad de 0,49 bfpd/psi como se muestra en los resultados del cuadro 21, indicando que la estimulación fue efectiva. Este tratamiento ácido logró incrementar la producción de aceite en 25 bfpd aproximadamente durante 3 meses.

Cuadro 21. Resultados índice de productividad Brisas – 08 por tratamiento ácido, Noviembre de 2001

Fecha	Caudal máximo (bfpd)	Índice de productividad (bfpd/psi)
Antes de la estimulación	678	1,03
Después de la estimulación	940	1,52

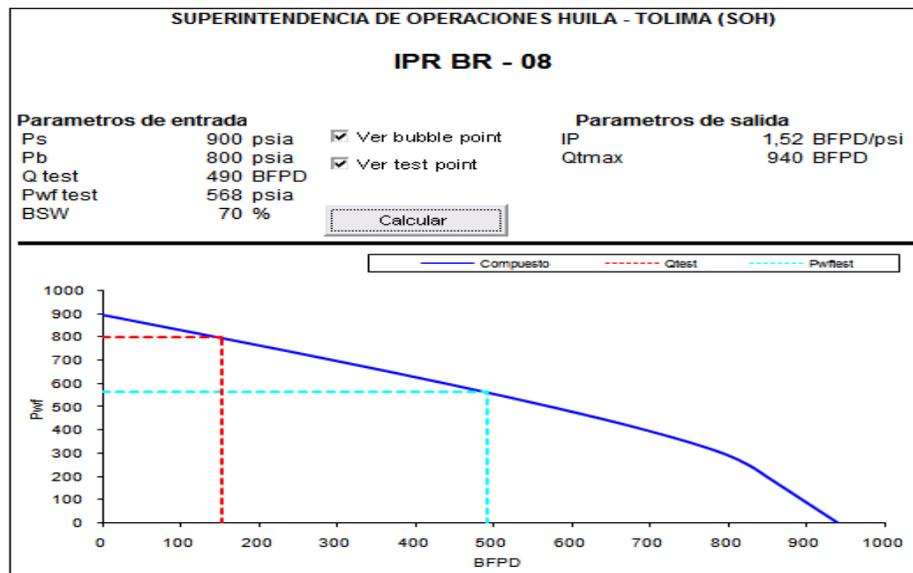
- **Estimulación ácida.** Se envió píldora ácida de HCL al 7,5% de 8 barriles y desplazó con agua de formación el día 23 de Abril de 2002. El efecto en la producción por este tratamiento se determinó por medio del comportamiento del influjo IPR.

El cuadro 22 muestra los valores de entrada para realizar la curva IPR antes de la estimulación como se muestra en la figura 40. El cuadro 23 muestra los datos de entrada para realizar la curva IPR después de la estimulación como se muestra en la figura 41.

Cuadro 22. Prueba de producción Brisas – 08 antes del tratamiento ácido, Abril de 2002

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
03-Ene-02	490	70	900	568

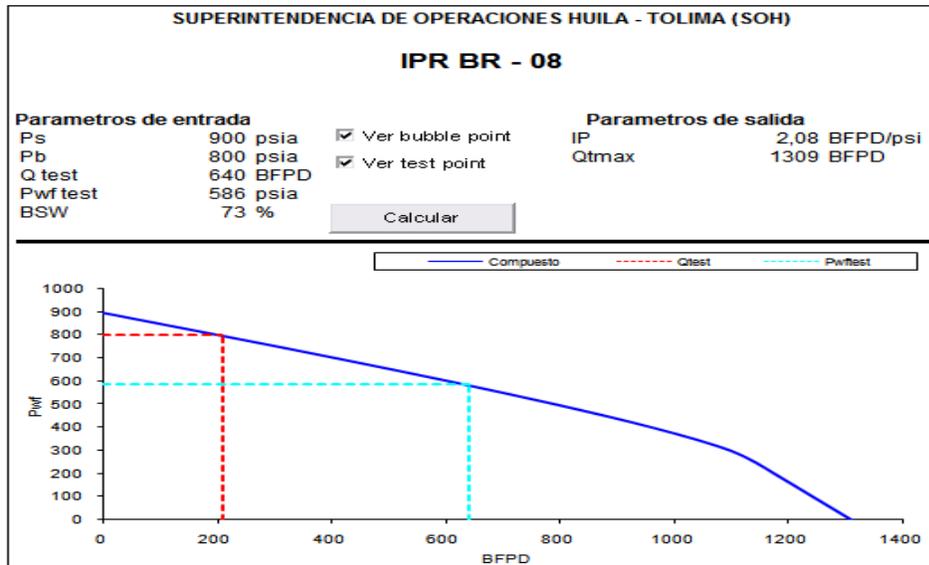
Figura 40. Curva IPR compuesta Brisas – 08 antes del tratamiento ácido, Abril de 2002



Cuadro 23. Prueba de producción Brisas – 08 después de tratamiento ácido, 23/04/2002

Fecha	Caudal de fluido (BFPD)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
15-Mayo-02	640	73	900	586

Figura 41. Curva IPR BR – 08, después del tratamiento ácido, Abril de 2002



De acuerdo al comportamiento de la curva IPR despues del tratamiento ácido se observa un incremento en el índice de productividad de 0,56 bfpd/psi como se muestra en los resultados del cuadro 24, indicando que el tratamiento fue efectivo debido a que la producción aumentó y se mantuvo estable durante 8 meses.

Cuadro 24. Resultados indice de productividad Brisas – 08 por tratamiento ácido, Abril de 2002

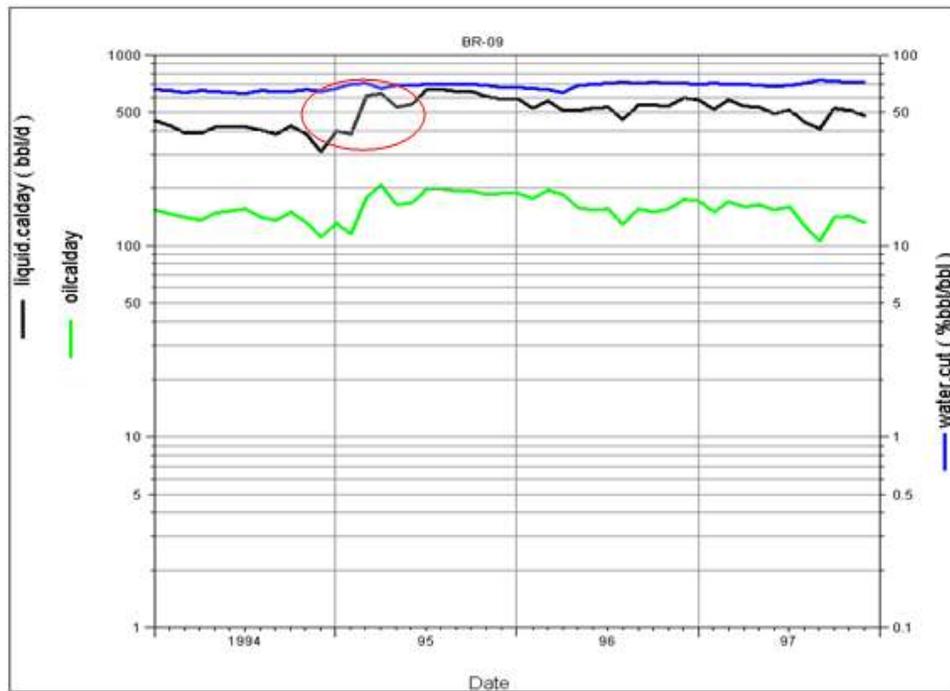
Fecha	Caudal máximo (bfpd)	Índice de productividad (bfpd/psi)
Antes de la estimulación	940	1,52
Después de la estimulación	1.309	2,08

5.3.4 Brisas – 09

- **Estimulación ácida – orgánica.** Se realizó tratamiento ácido el día 13 de Febrero de 1995, donde se bombeó un bache de 1000 galones de disolvente orgánico aromático paravan (90% xileno+ 9% J-40+ 1% NE-18) y se dejó por 6,5 horas, posteriormente se bombeó 6000 galones de HCL al 15% y se dejó en el pozo por 2,5 horas. El comportamiento de la

producción antes y después de la estimulación con HCL se muestra en la figura 42.

Figura 42. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 09, 13 de Febrero de 1995

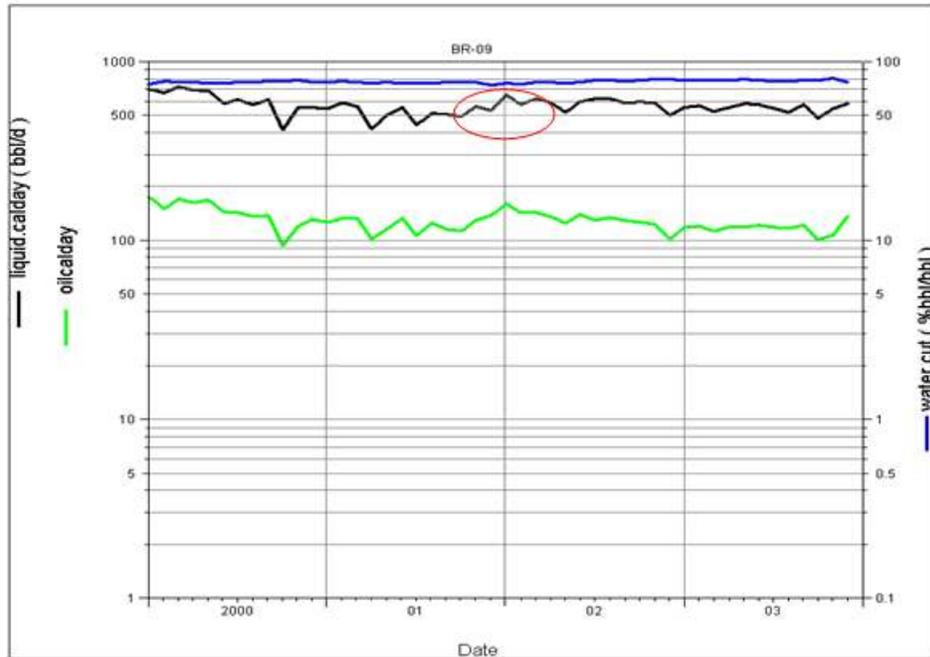


Fuente: Oil Field Manager (OFM)

La curva de producción muestra un incremento en la producción de fluidos, que permite concluir que la estimulación fue exitosa y cumplió con el objetivo de remover el scale. Por esta estimulación se obtuvo una ganancia de aproximadamente 60 bppd, según el comportamiento de la curva de producción.

- **Estimulación ácida – orgánica.** El 19 de Diciembre de 2001 se realizó estimulación ácida a todos los intervalos abiertos al flujo. El resumen de la operación es el siguiente: se bombeó 37 barriles de paravan (50 % xileno, 50 % diesel, solvente mutual J-40, surfactante NE-118) desplazando con 9 barriles de agua de formación y se dejó en remojo. Se bombeó 92 barriles de tratamiento ácido (HCl al 7,5 %, inhibidor de corrosión CL-25, secuestrante de hierro FERROTROL). El comportamiento de la producción antes y después de la estimulación con HCL se muestra en la figura 43.

Figura 43. Comportamiento de la producción antes y después del trabajo BR – 09, 19 de Diciembre de 2001



Fuente: Oil Field Manager (OFM)

La curva de producción muestra un incremento leve en la producción de fluidos, que permite concluir que la estimulación no fue exitosa debido a que el pozo mantiene su comportamiento de declinación en la producción.

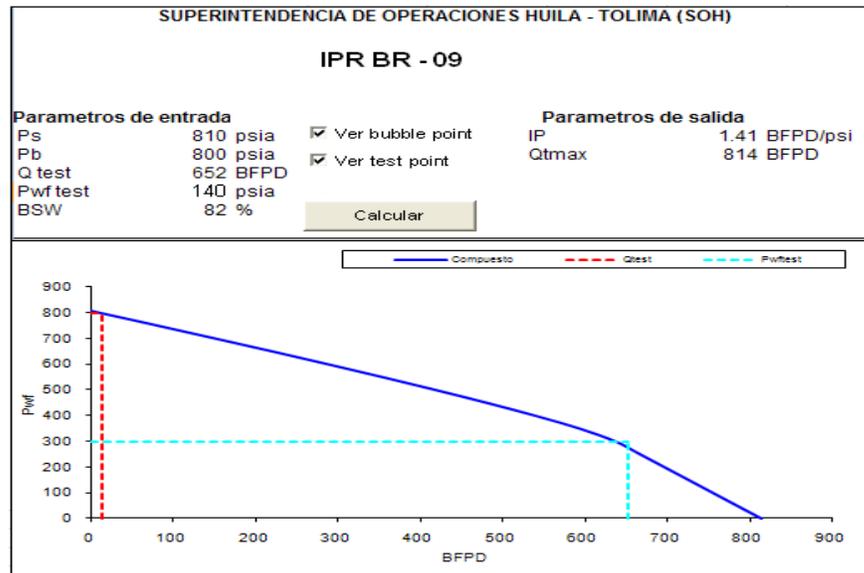
- **Fracturamiento hidráulico.** Realizó fracturamiento a los intervalos 4514 – 4525 (pies); 4542 – 4550 (pies) el 10 de Enero de 2006. (Volumen total de fluido: 580 Barriles, cantidad de arena: 39701 libras, Presión máxima: 2353 psi). El efecto en la producción por este tratamiento se determinó por medio del comportamiento del influjo IPR.

El cuadro 25 muestra los valores de entrada para realizar la curva IPR antes de la estimulación como se muestra en la figura 44. El cuadro 26 muestra los datos de entrada para realizar la curva IPR después de la estimulación como se muestra en la figura 45.

Cuadro 25. Prueba de producción Brisas – 09 antes del fracturamiento hidráulico, Enero de 2006

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
16-Dic-2005	652	82	810	298

Figura 44. Curva IPR BR – 09 antes del fracturamiento hidráulico

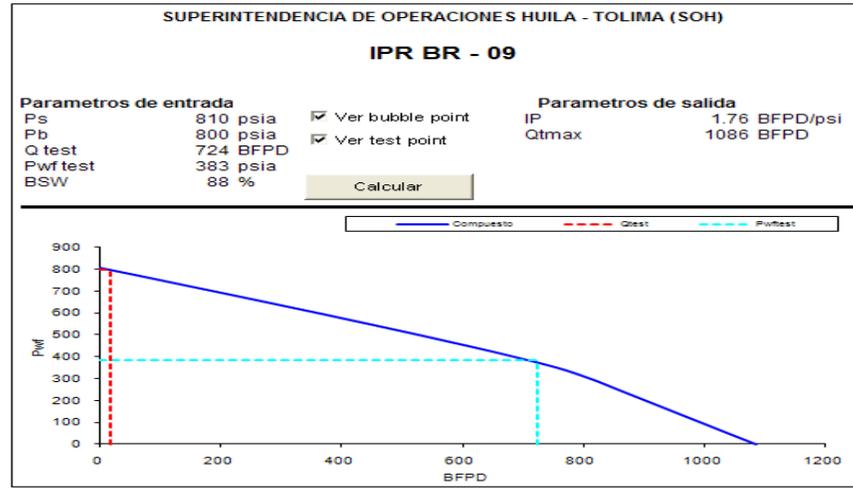


Cuadro 26. Prueba de producción Brisas – 09 después del fracturamiento hidráulico, Enero de 2006

Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de yacimiento (psi)	Presión de fondo (psi)
06-Jul-2006	724	88	810	383

De acuerdo al comportamiento de la curva IPR después del fracturamiento hidráulico se puede observar un aumento en el índice de productividad de 0,35 bfpd/psi como se muestra en el cuadro 27. Según lo anterior, el fracturamiento no fue efectivo debido a que no logro incrementar la producción de una manera significativa.

Figura 45. Curva IPR BR – 09 después del fracturamiento hidráulico



Cuadro 27. Resultados índice de productividad Brisas – 09 por fracturamiento 10/01/2006

Fecha	Caudal máximo (bfpd)	Índice de productividad (bfpd/psi)
Antes de la estimulación	814	1,41
Después de la estimulación	1.086	1,76

5.4 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN CAMPO BRISAS

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos en la industria del petróleo, generalmente asociado a la producción de crudo proveniente de areniscas estructuralmente débiles e incapaces de resistir las fuerzas que se generan al fluir el petróleo a través de ellas.

En el campo Brisas la producción de arena se ha convertido en el principal problema operacional que trae como consecuencia el deterioro de los componentes de la bomba de subsuelo, reduciendo de esta forma el tiempo de vida útil y su eficiencia, conduciendo a trabajos frecuentes por servicios de bomba que aumentan los costos operacionales. También se destaca la acumulación de arena reportada en algunos servicios prestados a los pozos, causando en algunos casos el taponamiento de intervalos abiertos a producción.

5.4.1 Arena acumulada en los pozos. La acumulación de arena en el fondo del pozo es otra consecuencia de la producción de arena, si esta se acumula hasta el punto que taponan las unidades productoras abiertas, disminuirá la productividad del pozo.

Para solucionar este problema, se hace necesario determinar la velocidad de asentamiento de la arena en cada pozo, por tal razón se calculó dicha velocidad utilizando la ley de Stokes¹³ como se muestra a continuación.

● Ley de Stokes

$$V = \frac{175 * PD * (PW - MW)^{0.657}}{MW^{0.333} * \mu^{0.333}}$$

Donde:

V = Velocidad de asentamiento (pies/min)

ϕD = Diámetro de la partícula (in)

ρ_w = Densidad de la partícula (lb/gal)

ρ_w = Densidad del fluido de producción (lb/gal)

μ = Viscosidad del fluido de producción (cp)

Para el campo Brisas, la densidad de la arena se ha estimado en 22.0745 lb/gal y el diámetro de la partícula en 0.0117 pulgadas mediante estudios granulométricos. La viscosidad del fluido varía entre 0.66 y 2.43 cp y con una densidad de 8.01 lb/gal.

Con los datos anteriores se determinó la velocidad de asentamiento para cada pozo. Una vez calculada la velocidad de asentamiento y teniendo en cuenta que los pozos están completados con revestimientos de 5-1/2 y 7 pulgadas, se

¹³ RAMIREZ Vargas, Martha y SAAVEDRA Pinzón, Luis Eduardo. *Análisis del arenamiento en los pozos del Campo Caño Limón (Arauca), Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, 1991.*

determinó el área de flujo en función del diámetro interno del revestimiento y se calcularon los caudales de asentamiento mostrados en la tabla 21.

● Área de flujo

$$A = \frac{3.1416}{4} * \Phi_{csg}^2 * \frac{1}{144}$$

Donde:

A = Área de flujo

Φ_{csg} = Diámetro interno del casing (in)

144 = Factor de conversión a pies²

● Rata de producción a partir del área de flujo y la velocidad de asentamiento

$$Q = V * A * 256,47$$

Donde:

V = Velocidad de asentamiento (pies/min)

A = Área de flujo (pies²)

256,47 = Factor de conversión a bfpd

De acuerdo a los resultados se puede observar que la velocidad de asentamiento de las partículas oscila entre 4,35 y 6,72 (pies/min), lo cual significa que se deben manejar caudales mayores a los que aparecen en la tabla 21 con el fin de evitar la depositación de arena en fondo durante la producción.

Tabla 21. Ratas de producción de acuerdo a la velocidad de asentamiento de las partículas

Pozo	Viscosidad (cp)	Velocidad de asentamiento (pies/min)	Diámetro interno Casing (in)	Caudal de asentamiento (bfpd)
Brisas – 01	0,85	6,18	4,778	197
Brisas – 02	0,68	6,65	4,950	228
Brisas – 04	0,66	6,72	4,950	230
Brisas – 08	0,98	5,89	6,366	334
Brisas – 09	1,14	5,60	6,366	317
Brisas – 10	2,43	4,35	6,366	246

5.4.2 Condiciones óptimas de operación. Debido a que en campo Brisas no se cuenta con muestras de corazones, las condiciones óptimas de operación en cada pozo fueron halladas empíricamente, a partir del lapso de tiempo más largo en donde no se presentaron eventos relacionados con producción de arena y además la producción se mantuvo relativamente constante.

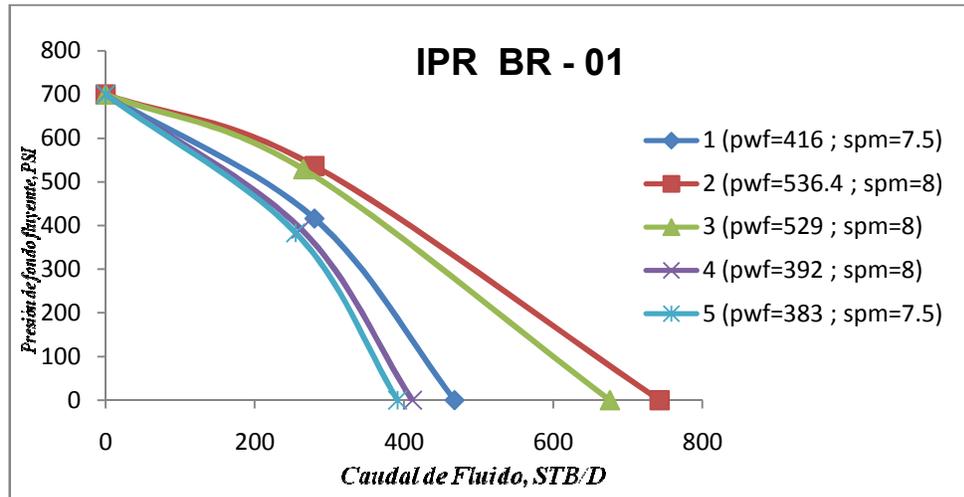
5.4.2.1 Brisas – 01. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre Julio de 2007 y Enero de 2009. La tabla 22 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de hallar las condiciones de operación.

Tabla 22. Pruebas de producción BR – 01, para condiciones óptimas de operación

Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (spm)
1	27-Dic-07	280	81	416	7,5
2	08-Feb-08	280	88	536	8
3	12-Mar-08	265	89	529	8
4	10-Abr-08	262	88	392	8
5	10-Abr-08	255	88	383	7,5

La figura 46 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 22, donde se aprecia que las condiciones óptimas de operación para este pozo se dan cuando las presiones de fondo varían entre 529 y 537 psi.

Figura 46. Curvas IPR BR – 01, para condiciones óptimas de operación



5.4.2.2 Brisas – 02. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre julio de 2008 y agosto de 2009. La tabla 23 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de hallar las condiciones de operación.

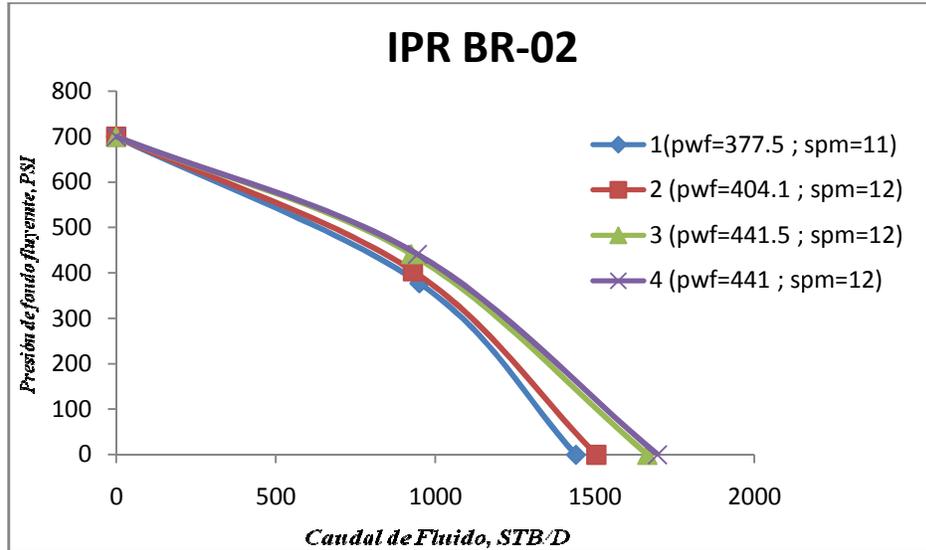
Tabla 23. Pruebas de producción BR – 02, para condiciones óptimas de operación

Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (spm)
1	09-Ago-08	950	93	378	11
2	23-Sep-08	930	93	404	12
3	13-Nov-08	925	93	442	11
4	02-Dic-08	944	93	441	11

Al igual que el pozo Brisas – 01, durante este periodo la arena se produjo en su gran mayoría hacia las facilidades de superficie, debido a que los caudales de producción estuvieron por encima del caudal de asentamiento (228 bfpd).

La figura 47 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 23, donde se aprecia que las condiciones óptimas de operación para este pozo se dan cuando la presión de fondo es de 441 psi.

Figura 47. Curvas IPR BR – 02, para condiciones óptimas de operación



5.4.2.3 Brisas – 04. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre Julio de 2002 y Agosto de 2003. La tabla 24 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de hallar las condiciones de operación.

Tabla 24. Pruebas de producción BR – 04, para condiciones óptimas de operación

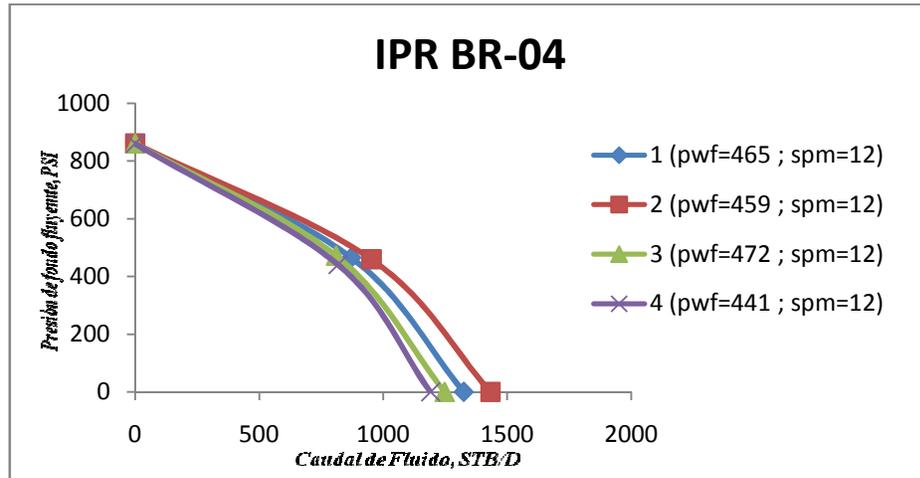
Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (spm)
1	09-Jul-02	872	93	465	12
2	27-Ago-02	953	93	459	12
3	09-Jun-03	810	93	472	12
4	14-Jul-03	818	93	482	12

Debido a que los caudales son superiores al caudal de asentamiento (230 bfpd), durante este periodo la arena se produjo en su gran mayoría hacia las facilidades de superficie, evitando la acumulación en el pozo y cuidando la bomba del subsuelo.

La figura 48 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 24, donde se aprecia que las condiciones óptimas de

operación para este pozo se dan cuando las presiones de fondo varían entre 460 y 465 psi.

Figura 48. Curvas IPR BR – 04, para condiciones óptimas de operación



5.4.2.4 Brisas – 08. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre Marzo de 2003 y Julio de 2007. La tabla 25 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de hallar las condiciones de operación.

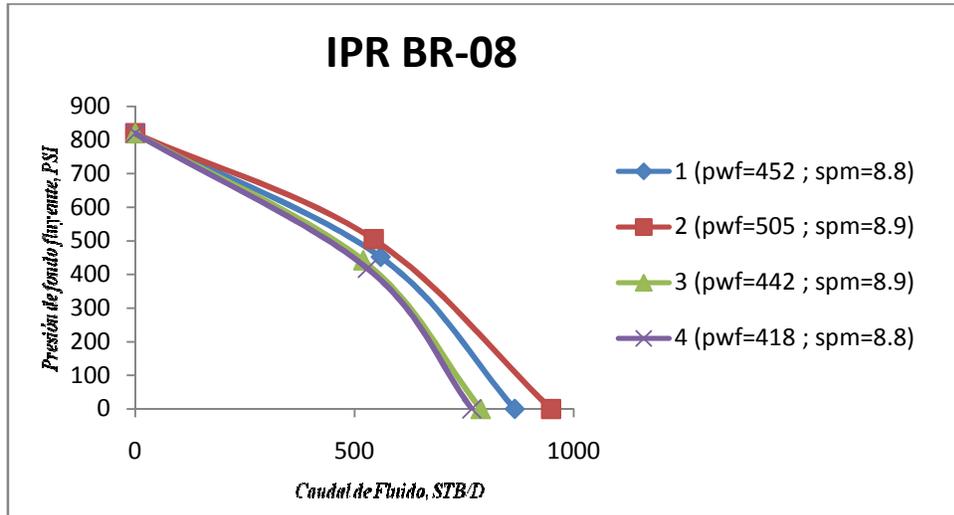
Tabla 25. Pruebas de producción BR – 08, para condiciones óptimas de operación

Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (spm)
1	23-Ene-05	560	82	452	8.8
2	28-Feb-05	544	85	505	8.9
3	31-Mar-05	520	84	442	8.9
4	26-May-05	530	84	418	8.8

Debido a que los caudales son superiores al caudal de asentamiento (334 bfpd), durante este periodo la arena se produjo en su gran mayoría hacia las facilidades de superficie, evitando la acumulación en el fondo del pozo.

La figura 49 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 25, donde se aprecia que las condiciones óptimas de operación para este pozo se dan cuando la presión de fondo es de 505 psi.

Figura 49. Curvas IPR BR – 08, para condiciones óptimas de operación



5.4.2.5 Brisas – 09. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre Octubre de 2006 y Abril de 2009. La tabla 26 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de hallar las condiciones de operación.

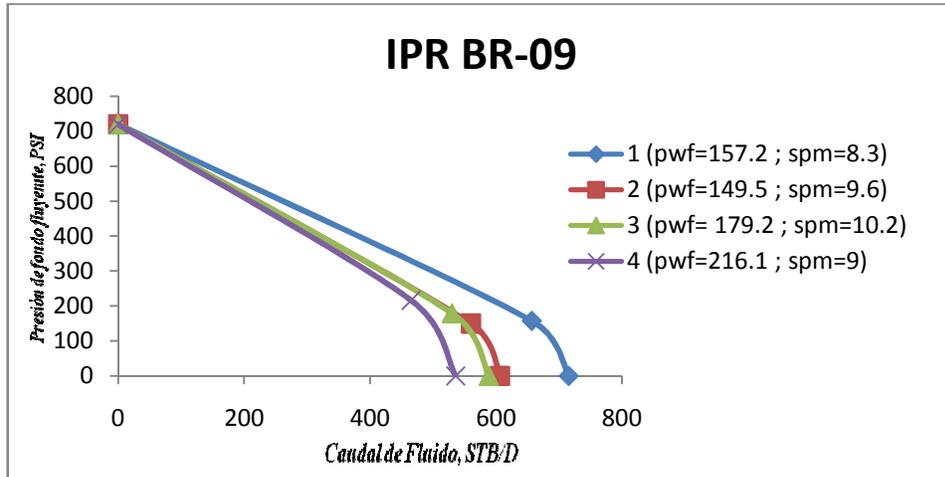
Tabla 26. Pruebas de producción BR – 09, para condiciones óptimas de operación

Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (spm)
1	27-Mar-07	657	86	157	8,3
2	03-Jul-07	560	84	150	9,6
3	04-Dic-07	530	86	179	10,2
4	27-Mar-08	465	86	216	9

Debido a que los caudales son superiores al caudal de asentamiento (317 bfpd), durante este periodo la arena se produjo en su gran mayoría hacia las facilidades de superficie, evitando la acumulación en el pozo y problemas en la bomba de subsuelo.

La figura 50 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 26, donde se aprecia que las condiciones óptimas de operación para este pozo se dan cuando la presión de fondo es de 150 psi.

Figura 50. Curvas IPR BR – 09, para condiciones óptimas de operación



5.4.2.6 Brisas – 10. Para este pozo, el lapso de tiempo más largo está comprendido entre Enero y Junio de 2008. La tabla 27 muestra pruebas de producción realizadas durante dicho periodo, con el fin de mirar las condiciones de operación.

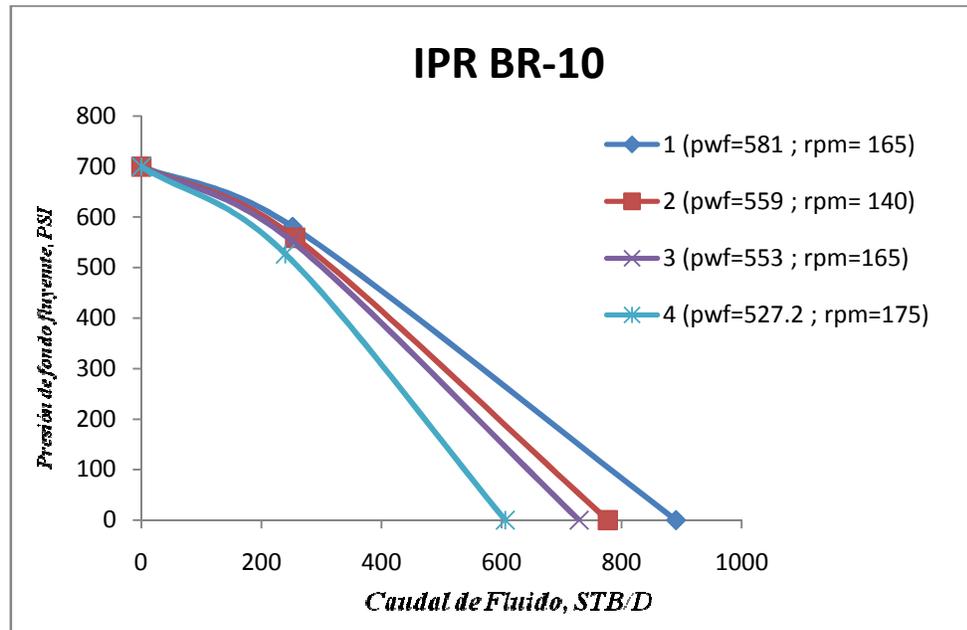
Tabla 27. Pruebas de producción BR – 10, para condiciones óptimas de operación

Prueba	Fecha	Caudal de fluido (bfpd)	BSW (%)	Presión de fondo (psi)	Velocidad de bombeo (rpm)
1	15-Feb-08	252	49	581	165
2	12-Mar-08	256	50	559	140
3	26-Abr-08	256	44	553	165
4	10-May-08	244	50	527	175

En este pozo se tienen caudales de producción muy cercanos al caudal de asentamiento, lo que significa que muy posiblemente la arena se está asentando en fondo durante la producción, por lo tanto se debe producir a caudales mayores para evitar la depositación de la arena, que trae como consecuencia el aumento de intervenciones por limpieza de arena.

La figura 51 muestra las curvas IPR realizadas en a partir de las pruebas de producción de la tabla 27, donde se aprecia que las condiciones óptimas de operación para este pozo se dan cuando la presión de fondo es de 560 psi.

Figura 51. Curvas IPR BR – 10, para condiciones óptimas de operación



5.5 OPORTUNIDADES TÉCNICAMENTE VIABLES PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN EN CAMPO BRISAS

Según los problemas identificados y analizados, se encontraron oportunidades técnicamente viables para control y manejo de arena, control de scale e implementación de un método de recobro secundario.

5.5.1 Manejo y control de arena. Para el manejo de la arena, se seleccionaron las herramientas sandbuster y sandtrap, teniendo en cuenta los problemas operacionales mostrados anteriormente. También se coordinó con Halliburton y Schlumberger, para que presentaran propuestas de control de arena en el pozo BR – 10, debido a que actualmente se encuentra parado por problemas severos de arenamiento.

- **Dispositivo Sandbuster.** Técnicamente puede ser instalado en los pozos BR – 01, BR – 02, BR – 04, BR – 08, BR – 09 y BR – 11 debido a que solo funciona en pozos que operan en bombeo mecánico.
- **Dispositivo Sandtrap.** Técnicamente puede ser instalado en todos los pozos de campo Brisas.
- **Empaquetamiento con grava (gravel pack).** Esta técnica es propuesta por Halliburton y Schlumberger, para el pozo Brisas – 10.

5.5.2 Control de scale. Para el control de scale, se deben realizar periódicamente estimulaciones ácidas con HCl a una concentración del 7.5% - 15% utilizando como fluido de preflujo un sistema aromático tipo paravan (según el análisis de las estimulaciones realizadas es el que presenta mejores resultados especialmente en los pozos Brisas – 08 y Brisas – 09), acompañadas de una inhibición para prolongar la duración del tratamiento, ya que en la mayoría de los casos se obtuvo un incremento en la producción inmediatamente después del tratamiento, pero al poco tiempo la producción declina, lo cual significa que probablemente el scale se deposita a un ritmo acelerado.

5.5.3 Inyección de agua. Para esta alternativa, se cuenta con una simulación analítica realizada por el ICP¹⁴ y un estudio de factibilidad de la inyección de agua¹⁵, donde se evidencia que se puede aumentar producción implementando este método.

5.5.4 Bombeo de cavidades progresivas (BCP). Como punto de partida para pensar en implementar este sistema de levantamiento artificial en todos los pozos de campo Brisas, se tiene como referencia el comportamiento que ha presentado el pozo BR – 10, el cual no ha sido muy benéfico para la producción, ya que los caudales producidos no marcan gran diferencia en comparación con los producidos en los pozos que están en bombeo mecánico y además se han presentado problemas graves de arenamiento. Si se realiza un empaque de grava en todos los pozos o se tienen en cuenta las condiciones optimas de operación, se podría obtener un buen desempeño de dicho sistema de levantamiento. Se cuenta con un estudio de factibilidad para implementar el cambio a BCP de los pozos que

¹⁴ *Screening Eor Campos De La Gerencia Del Alto Magdalena (Gam- Ecp)- Fase II, Simulación Analítica De La Inyección De Agua Campo Brisas, Ecopetrol-ICP, Piedecuesta, 2003.*

¹⁵ *Factibilidad De Mantenimiento De Presión En El Campo Brisas Mediante Inyección De Agua, Ecopetrol S.A.*

actualmente se encuentran en bombeo mecánico, pero debe ser reevaluado debido a que se diseñó con una presión de fondo muy baja (50 psi), con lo cual, según el comportamiento histórico de los pozos se presentarán problemas graves de arenamiento¹⁶.

¹⁶ *Gaitán Suaza, Pedro, Estudio De Viabilidad Técnico-Económica Y Diseño De Bombas De Cavidad Progresiva (PCP) Para Su Implementación En El Campo Brisas, Universidad Surcolombiana, 2008.*

6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Este capítulo demuestra la viabilidad económica para la implementación de las alternativas para el control y manejo de arena seleccionadas en el capítulo anterior.

El análisis se realizó para todos los pozos de campo Brisas, de acuerdo a la viabilidad técnica para implementar las herramientas.

6.1 IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SANDBUSTER

En la evaluación económica., no se incluye el pozo BR – 10 por ser técnicamente inviable y se tuvo en cuenta los siguientes ingresos: los generados por disminución de producción diferida (calculada a partir de la producción diaria, la duración total de las intervenciones anuales y el precio de referencia del crudo igual a 40 USD, ver tabla 28) y los generados por costo de equipos y herramientas utilizadas en cada intervención (ver tabla 29). También se tuvo en cuenta como único egreso el costo de instalación de la herramienta, que incluye la herramienta, el equipo con su respectivo personal, la producción diferida y las posibles eventualidades que generan un sobrecosto del 50% (ver tabla 30).

Tabla 28. Ingresos mensuales generados por disminución de la producción diferida implementando la herramienta sandbuster

Pozo	Producción diaria (bppd)	Intervenciones (año)	Duración intervención (días)	Ganancia en producción (bppd)	Ingresos mensuales (USD)
BR – 01	39	2	3	117	\$ 390
BR – 02	61	2	3	183	\$ 610
BR – 04	77	3	3	231	\$ 770
BR – 08	71	1	3	213	\$ 710
BR – 09	136	2	3	408	\$ 1.360
Total	384			1152	\$ 3.840

Se espera que la herramienta disminuya a cero las intervenciones por problemas relacionados con el manejo de arena, de acuerdo a experiencias mostradas por el fabricante, donde se instaló la herramienta a un pozo que presentaba 13

intervenciones por problemas de arenamiento durante el último año y 16 meses después no se ha requerido servicios¹⁷.

Tabla 29. Ingresos mensuales por equipos y herramientas implementando la herramienta sandbuster

Pozo	Costo de Intervención (USD)	Intervenciones (año)	Ingresos mensuales (USD)
BR – 01	\$ 31.450	2	\$ 5.242
BR – 02	\$ 31.450	2	\$ 5.242
BR – 04	\$ 31.450	3	\$ 7.863
BR – 08	\$ 31.450	1	\$ 2.621
BR – 09	\$ 31.450	2	\$ 5.242
Total	\$ 157.250	10	\$ 26.210

Tabla 30. Costo de instalación herramienta sandbuster

Pozo	Costos de instalación (USD)
BR – 01	\$ 29.370
BR – 02	\$ 32.184
BR – 04	\$ 34.104
BR – 08	\$ 33.210
BR – 09	\$ 41.184
Total	\$ 170.052

Se tiene como indicador el valor presente neto (VPN), el cual se calcula a partir de la tasa interna de oportunidad, que para Ecopetrol es igual al 12% anual.

Se realizó el análisis de costos en donde se llevaron los valores de ingresos y egresos futuros a valores presentes, para determinar el valor presente neto (VPN) mes a mes, que determina el tiempo en el que se paga el trabajo en cada pozo. El

¹⁷ *Antecedentes en el uso de la herramienta sandbuster, GOW, Bogotá*

tiempo en meses, al cual se obtiene un valor presente neto positivo y sus respectivos montos, son consignados en la tabla 31.

Tabla 31. Tiempo de pago por implementar la herramienta sandbuster

Pozo	Meses	Valor presente neto (USD)
BR – 01	6	\$ 3.328
BR – 02	6	\$ 1.791
BR – 04	5	\$ 7.859
BR – 08	11	\$ 1.428
BR – 09	7	\$ 3.325
Total		\$ 17.731

6.2 IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SANDTRAP

Para el análisis de viabilidad económica se tuvo en cuenta tanto los ingresos como los egresos que se generan por implementar la herramienta en cada pozo activo de campo Brisas. Para el pozo BR – 10, se realiza el análisis suponiendo que el pozo se encuentra activo.

Se espera que la herramienta disminuya a cero, las intervenciones a pozo por problemas relacionados con el manejo de arena, en donde se realizan cambios de bombas por salir deterioradas debido a la abrasión. La tabla 32 muestra la frecuencia anual con la que ocurren intervenciones a pozo por problemas de arenamiento y los costos que se generan (sin producción diferida).

La ganancia por disminución de la producción diferida es mostrada en la tabla 33, donde se tiene en cuenta la producción diaria, las intervenciones esperadas, la duración de cada intervención y el precio de referencia del barril de petróleo (40 USD).

Los costos de instalación por pozo son consignados en la tabla 34, donde se tuvo en cuenta los costos de la herramienta y del equipo, la producción diferida, la duración del trabajo y las posibles eventualidades que generan un sobrecosto del 50%. Se espera realizar un mantenimiento al año.

Tabla 32. Frecuencia de intervenciones a pozo relacionadas con arena para sandtrap

Pozo	Intervenciones			
	Anuales	Esperadas (año)	Duración (días)	Costo unitario (USD)
BR – 01	2	0	3	\$ 31.450
BR – 02	2	0	3	\$ 31.450
BR – 04	3	0	3	\$ 31.450
BR – 08	1	0	3	\$ 31.450
BR – 09	2	0	3	\$ 31.450
BR – 10	3	0	5	\$ 55.450
Total	13	0		\$ 212.700

Tabla 33. Ingresos anuales por disminución de la producción diferida para sandtrap

Pozo	Producción diaria (bppd)	Ganancia en producción (bppd)	Ingresos anuales (USD)
BR – 01	39	234	\$ 9.360
BR – 02	61	366	\$ 14.640
BR – 04	77	462	\$ 18.480
BR – 08	71	426	\$ 17.040
BR – 09	136	816	\$ 32.640
BR – 10	60	900	\$ 36.000
Total	444	3.204	\$ 128.160

Tabla 34. Costo de instalación herramienta sandtrap

Pozo	Costos (USD)	
	Instalación	Mantenimiento
BR – 01	\$ 40.000	\$ 8.000
BR – 02	\$ 40.000	\$ 8.000
BR – 04	\$ 40.000	\$ 8.000
BR – 08	\$ 40.000	\$ 8.000
BR – 09	\$ 40.000	\$ 8.000
BR – 10	\$ 40.000	\$ 8.000
Total	\$ 240.000	\$ 48.000

Para el presente estudio se tiene como indicador el valor presente neto (VPN) y se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- Tasa interna de oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A, igual a 12%.
- Precio referencia del barril de petróleo para ECOPETROL S.A, igual a 40 USD/BBL.

Se toma como ingresos los costos de cada intervención que se dejaría de hacer y la ganancia por disminución de producción diferida. La tabla 35 muestra los ingresos mensuales que se generan por implementar la herramienta en cada pozo.

Tabla 35. Ingresos mensuales obtenidos por implementar la herramienta sandtrap

Pozo	Ingresos (USD/mes)		Total (USD/mes)
	Ganancia en producción	Disminución de intervenciones	
BR – 01	\$ 780	\$ 5.241,67	\$ 6.022
BR – 02	\$ 1.220	\$ 5.241,67	\$ 6.462
BR – 04	\$ 2.310	\$ 7.862,50	\$ 10.173
BR – 08	\$ 710	\$ 2.620,86	\$ 3.331
BR – 09	\$ 2.720	\$ 5.241,67	\$ 7.962
BR – 10	\$ 3.000	\$ 13.862,50	\$ 16.813
Total	\$ 10.740	\$ 13.104,17	\$ 50.811

Con los criterios de referencia, se realizó el análisis de costos en donde se llevaron los valores de ingresos y egresos futuros a valores presentes, para determinar el valor presente neto (VPN) mes a mes, que determina el tiempo en el que se paga el trabajo en cada pozo. El tiempo en meses, al cual se obtiene un valor presente neto positivo y sus respectivos montos, son consignados en la tabla 36.

Para el análisis del flujo de caja, se toman como egresos los costos de instalación y mantenimiento de la herramienta, consignados en la tabla 34.

En la tabla 63 se observa que el pozo BR – 10 presenta el menor tiempo de pago (3 meses) y con el valor presente neto (ganancia adicional) más alto, esto se debe

al alto número de intervenciones (3) que se hacen por año y además al alto número de días que dura cada intervención. El pozo BR – 04 presenta el segundo tiempo de pago más corto (5 meses) y con un valor presente neto significativo (\$ 6.206), debido al alto número de intervenciones (3) realizadas por año.

Tabla 36. Tiempo de pago por implementar la herramienta sandtrap

Pozo	Meses	Valor presente neto (USD)
BR – 01	8	\$ 1.067
BR – 02	8	\$ 4.441
BR – 04	5	\$ 6.206
BR – 08	17	\$ 1.642
BR – 09	6	\$ 2.352
BR – 10	3	\$ 7.680
Total		\$ 23.388

6.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA PARA EL POZO BR – 10

En Agosto del 2009 el pozo BR – 10 dejó de producir por presentar problemas graves de arenamiento, razón por la cual se revisaron dos propuestas para control de arena de dos empresas prestadoras de servicios, que coincidían en realizar un empaquetamiento con grava en dicho pozo. Debido a que la finalidad de las propuestas es la misma, se escogió la más económica para realizar una evaluación y determinar el periodo de pago.

Para evaluar económicamente la propuesta, seleccionó como indicador el valor presente neto (VPN), además se tienen en cuenta los dos siguientes criterios:

- Tasa interna de oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A, igual a 12%.
- Precio referencia del barril de petróleo para ECOPETROL S.A, igual a 40 USD/BBL.

Con los criterios de referencia, se realizó el análisis de costos en donde se llevaron los valores de ingresos y egresos futuros a valores presentes y posteriormente se determinó el periodo de pago.

La evaluación se realizó mensualmente, para la cual se toma como único ingreso el costo de la producción acumulada y como egresos el costo total del trabajo (propuesta seleccionada por economía) y el costo de dos intervenciones a pozo para realizar limpieza de arena de empaquetamiento, que según la literatura pueden presentarse durante el primer mes.

La tabla 37 muestra los ingresos y egresos mensuales con su respectivo (VPN) de la siguiente forma: los egresos del mes cero son equivalentes al costo total del trabajo, los egresos del primer mes equivalen al costo de las intervenciones por limpieza de arena y los ingresos de los meses 1, 2 y 3 son equivalentes al costo de la producción acumulada mensual esperada (60 bppd). En el tercer mes se tiene un VPN positivo, que significa que al cabo de este, se obtienen ganancias iguales al VPN.

Tabla 37. Ingresos, egresos y valor presente neto mensual por empaquetamiento con grava en el pozo BR – 10

Mes	Egresos (USD)	Ingresos (USD)	Valor presente neto (USD)
0	\$ 180.831	\$ 0	-180.831
1	\$ 16.000	\$ 72.000	-125.327
2	\$ 0	\$ 72.000	-54.750
3	\$ 0	\$ 72.000	15.284

En conclusión, si se realizara el empaquetamiento con grava al pozo BR – 10, al cabo de tres meses, se recuperará la inversión inicial con intereses iguales a la TIO (12%), además se tendrán ingresos adicionales de 15.284 (USD). (Ver Anexo 2).

7 CONCLUSIONES

- Se creó el proyecto OFM del campo Brisas, en el cual se incluyó información de producción, petrofísica, geológica, entre otras, que puede ser utilizada para la creación de nuevos proyectos.
- El uso del OFM en este proyecto permitió una interpretación más rápida y ágil de la información recolectada de campo Brisas.
- De acuerdo al análisis de las estimulaciones realizadas en campo Brisas, se confirma la existencia de daño a la formación por carbonato de calcio (CaCO_3) y se afirma la efectividad de la limpieza con HCL en concentraciones entre 7,5 - 15%.
- Con base al seguimiento de las intervenciones realizadas en los pozos de campo Brisas, se puede afirmar que el principal problema operacional lo constituye la producción de arena.
- De acuerdo al historial de eventos, se puede indicar que los pozos que tienen mayor problema por depositación de carbonato de calcio son Brisas – 08 y Brisas – 09.
- Se demostró la factibilidad para implementar las herramientas sandbuster y sandtrap, con el objetivo de minimizar las fallas que se presentan en la bomba de subsuelo debido a la producción de arena.
- Se descartó la posibilidad de inyectar el gas producido en la batería del campo Brisas, debido a la baja producción de gas que tiene el campo actualmente.
- El bombeo de cavidades progresivas no presenta grandes ventajas sobre el bombeo mecánico, según lo observado en el historial del pozo BR – 10.

8 RECOMENDACIONES

- Organizar la información del campo Brisas según la metodología implementada, para tener un ágil manejo al momento de ser necesitada.
- Implementar las herramientas sandbuster y sandtrap de acuerdo a lo consignado en el capítulo 6, ya que proporcionan soluciones necesarias para el manejo de la producción de arena en campo Brisas.
- Reevaluar las reservas del campo Brisas, para confirmar o descartar la posibilidad de que existan más reservas de las calculadas originalmente.
- Refinar el proyecto OFM y a partir del mapa de burbuja, mirar que zonas del yacimiento están menos drenadas con el fin de perforar nuevos pozos productores.
- Programar periódicamente estimulaciones ácidas con HCl en todos los pozos del campo Brisas, en especial en los pozos Brisas – 08 y Brisas – 09 (pozos que presentan mayor evidencia de scale), acompañadas de inhibición para prolongar la duración del tratamiento, con el fin de controlar la depositación de carbonato de calcio.
- Retira el empaque EZ – SV ubicado a 4226 pies en el pozo Brisas – 02, teniendo en cuenta que existe un pescado en el tope de este, con el fin de probar la producción de los intervalos 4233 pies – 4245 pies y 4266 pies – 4274 pies y así determinar su potencial.
- Cañonear las unidades K4B3SL y K4C en los pozos BR – 04 y BR – 09, soportado en que según la interpretación sísmica del campo Brisas, estas unidades se encuentran presentes y no están abiertas a producción.
- Analizar la posibilidad de cañonear nuevas zonas en el pozo Brisas – 08, teniendo en cuenta que solo produce de las unidades K4B2 y K4B3.
- Debido a que no se cuenta con muestras de corazones para el campo Brisas, se debe cuantificar la arena producida a medida que se incrementa la presión

de fondo fluyente (P_{wf}), teniendo en cuenta el caudal de asentamiento en cada pozo, con el fin de obtener empíricamente la presión de fondo fluyente a la cual se previene el arenamiento desde la formación hacia el pozo.

- Realizar un estudio de causa raíz (RCA) a las fallas por varilla partida en todos los pozos del campo Brisas, en especial para los pozos BR – 04 y BR – 09 que son los que presentan el mayor porcentaje de falla, 61% y 57% respectivamente.

BIBLIOGRAFIA

- ACOCK, Andrew, OROURKE, Tom y SHIRMBOH, Daniel. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena, verano de 2004.
- CARRILLO, Luis y ZAPATA, Francisco. Estudio de análisis petrofísicos especiales formación Monserrate, Area Neiva, Piedecuesta, 1995, ECOPETROL-ICP EXE.
- GAITÁN Suaza, Pedro. Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de bombas de cavidad progresiva (PCP) para su implementación en el Campo Brisas, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, 2008.
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO, División de producción. Estudio de daño a la formación Campo Brisas informe final ECP-ICP-315-03, Piedecuesta, Marzo de 2003.
- RAMIREZ Vargas, Martha y SAAVEDRA Pinzón, Luis Eduardo. Análisis del arenamiento en los pozos del Campo Caño Limón (Arauca), Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, 1991.
- COLLAZOS Ortiz, Jhonatan y GUZMAN García, Gerardo. Evaluación del daño a la formación por precipitación y depositación de compuestos orgánicos – inorgánicos en yacimientos de hidrocarburos por medio de pruebas de desplazamiento positivo, Universidad Surcolombiana, Neiva – Huila, 2008.

**ANEXO 1: DISTRIBUCIÓN DE LA
PRODUCCIÓN POR CAPAS E HISTORICO DE
PRESIONES**

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION POR UNIDAD

POZO	UNIDAD	TVDSS			TVD		
		TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
BRISAS-5	B1	2749	2816	67	4076	4143	67
BRISAS-5	B2	2816	2879	63	4143	4207	64
BRISAS-5	B3	2879	2934	55	4207	4261	54
BRISAS-5	B3SL	2934	3045	111	4261	4372	111
BRISAS-5			TOTAL	296		TOTAL	296
BRISAS-8	B2	2793	2837	44	4125	4170	45
BRISAS-8	B3	2837	2884	47	4170	4217	47
BRISAS-8	B3SL	2884	2977	93	4217	4309	92
BRISAS-8			TOTAL	184		TOTAL	184
BRISAS-1	A	2796	2895	99	4124	4222	98
BRISAS-1	B1	2895	3053	158	4222	4381	159
BRISAS-1	B2	3053	3111	58	4381	4438	57
BRISAS-1	B3	3111	3212	101	4438	4539	101
BRISAS-1	B3SL	3212	3306	94	4539	4633	94
BRISAS-1			TOTAL	510		TOTAL	509
BRISAS-2	B1	2826	2884	58	4116	4174	58
BRISAS-2	B2	2884	2941	57	4174	4231	57
BRISAS-2	B3	2941	3035	94	4231	4325	94
BRISAS-2	B3SL	3035	3124	89	4325	4414	89
BRISAS-2	C	3124	3309	185	4414	4599	185
BRISAS-2			TOTAL	483		TOTAL	483
BRISAS-9	A	2801	2860	59	4103	4162	59
BRISAS-9	B1	2860	2990	130	4162	4292	130
BRISAS-9	B2	2990	3046	56	4292	4348	56
BRISAS-9	B3	3046	3168	122	4348	4469	121
BRISAS-9	B3SL	3168	3238	70	4469	4539	70
BRISAS-9			TOTAL	437		TOTAL	436
BRISAS-4	A	2877	2969	92	4167	4259	92
BRISAS-4	B1	2869	3127	258	4259	4417	158
BRISAS-4	B2	3127	3195	68	4417	4485	68
BRISAS-4	B3	3195	3262	67	4485	4552	67
BRISAS-4			TOTAL	485		TOTAL	385
BRISAS-10	B2			0			0
BRISAS-10	B3			0			0

BRISAS-10			TOTAL	552		TOTAL	452
BRISAS-11	B1			0			0
BRISAS-11	B2			0			0
BRISAS-11	B3			0			0
BRISAS-11	C			0			0
BRISAS-11			TOTAL	0		TOTAL	0

POZO	UNIDAD	TMD			ESPESOR CAÑONEADO ABIERTO
		TOPE	BASE	ESPESOR	
BRISAS-5	B1	4263	4332	69	0
BRISAS-5	B2	4332	4397	65	43
BRISAS-5	B3	4397	4453	56	32
BRISAS-5	B3SL	4453	4567	114	5
BRISAS-5			TOTAL	304	80
BRISAS-8	B2	4127	4171	44	22
BRISAS-8	B3	4171	4219	48	25
BRISAS-8	B3SL	4219	4311	92	0
BRISAS-8				184	47
BRISAS-1	A	4125	4223	98	0
BRISAS-1	B1	4223	4382	159	41
BRISAS-1	B2	4382	4440	58	20
BRISAS-1	B3	4440	4551	111	0
BRISAS-1	B3SL	4551	4635	84	0
BRISAS-1				510	61
BRISAS-2	B1	4117	4175	58	20
BRISAS-2	B2	4175	4232	57	36
BRISAS-2	B3	4232	4326	94	0
BRISAS-2	B3SL	4326	4415	89	0
BRISAS-2	C	4415	4601	186	0
BRISAS-2				484	56
BRISAS-9	A	4379	4440	61	21
BRISAS-9	B1	4440	4577	137	43
BRISAS-9	B2	4577	4635	58	24
BRISAS-9	B3	4635	4763	128	0
BRISAS-9	B3SL	4763	4837	74	0
BRISAS-9				458	88

BRISAS-4	A	4663	4771	108	21
BRISAS-4	B1	4771	4956	185	43
BRISAS-4	B2	4956	5035	79	24
BRISAS-4	B3	5035	5113	78	0
BRISAS-4				450	88
BRISAS-10	B2			0	45
BRISAS-10	B3			0	44
BRISAS-10				528	89
BRISAS-11	B1			0	21
BRISAS-11	B2			0	29
BRISAS-11	B3			0	66
BRISAS-11	C			0	13
BRISAS-11				0	129

POZO	UNIDAD	PHI PROMEDIO	K PROMEDIO	PHI*h	PHI*h%
BRISAS-5	B1	0,153		0,00	0,00
BRISAS-5	B2	0,207		8,90	0,56
BRISAS-5	B3	0,191		6,11	0,38
BRISAS-5	B3SL	0,195		0,98	0,06
BRISAS-5		0,200	0,000	15,99	1,00
BRISAS-8	B2	0,147	62,2	3,23	0,48
BRISAS-8	B3	0,140	47,9	3,50	0,52
BRISAS-8	B3SL	0,128	47,9	0,00	0,00
BRISAS-8		0,143	54,594	6,73	1,00
BRISAS-1	A	0,230		0,00	0,00
BRISAS-1	B1	0,193	53	7,91	0,64
BRISAS-1	B2	0,219	54	4,38	0,36
BRISAS-1	B3	0,220		0,00	0,00
BRISAS-1	B3SL	0,176		0,00	0,00
BRISAS-1		0,262		12,29	1,00
BRISAS-2	B1	0,148	52,4	2,96	0,36
BRISAS-2	B2	0,149	104,5	5,36	0,64
BRISAS-2	B3	0,154	65,6	0,00	0,00
BRISAS-2	B3SL	0,155	56	0,00	0,00
BRISAS-2	C	0,170	47	0,00	0,00
BRISAS-2		0,149	85,893	8,32	1,00

BRISAS-9	A	0,160	60,6	3,36	0,25
BRISAS-9	B1	0,151	52,4	6,49	0,49
BRISAS-9	B2	0,143	49,3	3,43	0,26
BRISAS-9	B3	0,164	94,7	0,00	0,00
BRISAS-9	B3SL	0,144	68	0,00	0,00
BRISAS-9		0,151	53,511	13,29	1,00
BRISAS-4	A	0,160	88,7	3,36	0,18
BRISAS-4	B1	0,238	97,9	10,23	0,55
BRISAS-4	B2	0,211	108,8	5,06	0,27
BRISAS-4	B3	0,168	139	0,00	0,00
BRISAS-4		0,212	98,677	18,66	1,00
BRISAS-10	B2			0,00	0,00
BRISAS-10	B3			0,00	0,00
BRISAS-10		0,212	98,677	18,66	0,00
BRISAS-11	B1			0,00	0,00
BRISAS-11	B2			0,00	0,00
BRISAS-11	B3			0,00	0,00
BRISAS-11	C			0,00	0,00
BRISAS-11		0,000	0,000	0,00	0,00

POZO	UNIDAD	K*h	K*H %	PROD_ACUM	PROD_DIA
BRISAS-5	B1	0	#iDIV/0!	0	#iDIV/0!
BRISAS-5	B2	0	#iDIV/0!	584800	#iDIV/0!
BRISAS-5	B3	0	#iDIV/0!	401561	#iDIV/0!
BRISAS-5	B3SL	0	#iDIV/0!	64058	#iDIV/0!
BRISAS-5		0	#iDIV/0!	1050419	0
BRISAS-8	B2	1368	1	507280	38
BRISAS-8	B3	1198	0	549004	33
BRISAS-8	B3SL	0	0	0	0
BRISAS-8		2566	1	1056284	71
BRISAS-1	A	0	0	0	0
BRISAS-1	B1	2173	1	610364	26
BRISAS-1	B2	1080	0	337694	13
BRISAS-1	B3	0	0	0	0
BRISAS-1	B3SL	0	0	0	0
BRISAS-1		3253	1	948058	39
BRISAS-2	B1	1048	0	902755	13

BRISAS-2	B2	3762	1	1635938	48
BRISAS-2	B3	0	0	0	0
BRISAS-2	B3SL	0	0	0	0
BRISAS-2	C	0	0	0	0
BRISAS-2		4810	1	2538692	61
BRISAS-9	A	1273	0	358106	37
BRISAS-9	B1	2253	0	692018	65
BRISAS-9	B2	1183	0	365780	34
BRISAS-9	B3	0	0	0	0
BRISAS-9	B3SL	0	0	0	0
BRISAS-9		4709	1	1415904	136
BRISAS-4	A	1863	0	249598	21
BRISAS-4	B1	4210	1	760235	48
BRISAS-4	B2	2611	0	376180	29
BRISAS-4	B3	0	0	0	0
BRISAS-4		6821	1	1386013	77
BRISAS-10	B2	0	0	0	0
BRISAS-10	B3	0	0	0	0
BRISAS-10		6821	1	107492	68
BRISAS-11	B1	0	0	0	0
BRISAS-11	B2	0	0	0	0
BRISAS-11	B3	0	0	0	0
BRISAS-11	C	0	0	0	0
BRISAS-11		0	0	6336	2

UNIDAD	Np (bp)	Producción diaria (bppd)	Porcentaje
A	607.704	58	14
B1	2.965.372	152	38
B2	3.807.671	162	40
B3	950.565	33	8
B3SL	64.058	-	-
C	-	-	-
Total	8.395.371	405	100

HISTORICO DE PRESIONES

DATE	Np	BR - 01	BR - 02	BR - 04	BR - 05	BR - 08	BR - 09	BR - 10
Abr-73	726	1849						
Feb-75	117557		1997					
Mar-75	138705		1957					
Mar-81	1542451		1750					
Sep-82	1815766			1821				
Ene-83	1967778				1702			
Abr-83	2184611	1541						
Nov-83	2675790				1670			
May-84	3692182	1500						
Nov-85	3926311		1420	1749				
Oct-86	4174896	1558						
Feb-87	4231890					1480		
May-87	4278631						1310	
Jul-87	4340349				1130			
Abr-88	4593526					1512		
Nov-89	5090225					1218		
Abr-90	5218527					1093		
Jul-91	5564706						940	
Abr-92	5736827	1146						
Nov-93	6033773	1077						
May-94	6124571	1049						
Sep-94	6186461	1073						
Nov-95	6407264	1085						
Dic-96	6606187	1024						
Jun-97	6690310	1019						
Nov-99	7085476	994						
Dic-99	7100563		965					
Ago-00	7222331	922						
Abr-03	7643880	858						
Ago-06	8059724							757

ANEXO 2: ESTUDIO ECONÓMICO

Nota: los calculos corresponden al pozo BR - 01.
De la misma forma se calcula para los demas pozos

ECOPETROL			mes 0	mes 1	mes 2	mes 3	mes 4	mes 5	mes 6
% Participación	100,00%								
Ingresos	US\$		0	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632
Costos	US\$		29.370	0	0	0	0	0	0
Impuestos (38%)	US\$		0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	US\$		-29.370	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632	5.632
VPN	US\$								3.328
Tasa Dcto		12%							
			0,113866	0,0095					