

**“EVALUACION DE PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA REDUCIR LAS
FALLAS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE
AGUA EN EL CAMPO CASABE”**

DIANA LORENA MAYORGA HUERFANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**“EVALUACION DE PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA REDUCIR LAS
FALLAS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE
AGUA EN EL CAMPO CASABE”**

DIANA LORENA MAYORGA HUERFANO

**Trabajo de Investigación Presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

Director

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

Ingeniero de Petróleos

Tutor Ecopetrol

LUIS ANTONIO CASTILLO GÓMEZ

Jefe Departamento de Producción Casabe

ECOPETROL S.A

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

Con todo mi amor y cariño a:

*A dios por poner las personas indicadas en el momento justo para
alcanzar todos mis sueños.*

*A ti mamita por ser mi mejor amiga, por su amor,
incondicionalidad, entrega y sacrificio para que yo siempre sea una
mejor persona.*

*A ti papito por darme ejemplo de tenacidad y fuerza para siempre
seguir adelante.*

*A mis hermanitas Shana y Gatico por su amor, apoyo y por creer en
mí.*

*A tí hermanito porque eres la mejor persona que he conocido en mi
vida y eres mi gran orgullo. Gracias por tus consejos y por estar
siempre ahí para mí.*

*A tí Gusta, llegaste en el momento justo, gracias por creer en mí,
porque con tu gran sonrisa y sensibilidad hiciste de mi vida amor.
A toda mi familia que hizo de mis sueños una bella realidad, porque
sin el apoyo y la fuerza que me dieron no hubiera sido capaz de
soportar tanta soledad durante mis primeros años de universidad.*

Diana Lorena Mayorga

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

A la compañía **ECOPETROL S.A** y a la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por la oportunidad de realizar esta práctica empresarial y por mi formación como profesional.

A los tutores de mi práctica, **LUIS ANTONIO CASTILLO GÓMEZ**, Jefe Departamento de Producción Casabe, y **JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA** profesor de la Escuela de ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por todo su apoyo y confianza en mi trabajo.

A los Ingenieros **GUSTAVO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ**, **MAURICIO SÁNCHEZ BERNAL**, **LENIN PEÑA CARDOSO** y al equipo de control de producción Casabe por su colaboración en la ejecución de mi práctica, por acogerme como una compañera más y brindarme conocimiento, cariño y confianza, gracias a los tres por sus aportes, experiencia y profesionalismo para que este trabajo obtuviera excelentes resultados.

A los docentes de la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** por todos los conocimientos que sembraron en mi para alcanzar el primero de mis títulos como profesional. En especial al Ingeniero **CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**, por su apoyo durante mi ciclo de formación como profesional, gracias por creer en mis capacidades.

A mis amigos de universidad, Janice y Silvia porque siempre encontré en ustedes franqueza y consejos, Betty por tu confianza y cariño, Pao mi gambita gracias por mostrarme lo buena que eres y esa alegría que te caracteriza, Cata compartimos

momentos lindos nunca te olvidare, Negro que personalidad la tuya, Hoover por tu ternura conmigo. Egu, León y el Mono sus comentarios pasados no los olvido jamás, Jeffer esas traspasadas estudiando métodos mi dolor de cabeza, Walter tu caballerosidad. Muchachos que lindos fueron conmigo los llevo en mi corazón y gracias por brindarme una verdadera amistad.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	20
1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN	20
1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO	22
1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	23
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS	28
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	29
2. SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO CASABE	32
2.1 INYECCIÓN DE AGUA	32
2.2 CONFIGURACIÓN DE LA INYECCIÓN	33
2.3 ARREGLO DE CINCO POZOS.	34
2.4 CONDICIONES OPERACIONALES	34
2.5.1 Planta de Inyección	37
3. ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO	39
3.1 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-2	39
3.2 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-3	40
3.3 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-4	42
3.4 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – PTS	43
3.5 ESTACIÓN DE BOMBEO CÓNDOR	45
4. SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO	47
4.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)	47
4.2 TUBERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA	49
5. TIPOS DE FALLA EN EQUIPOS DE SUBSUELO	51
5.1 FALLAS EN LA SARTA DE PRODUCCIÓN	51
5.2 FALLAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN	52
5.3 ESTADISTICA DE FALLAS EN EL CAMPO CASABE	52
5.3.1 Distribución de Fallas Para Pcp 2010	56

5.3.2 Fallas Por Tubería En Las Pcp 2010.	57
5.4 FALLA POR EXCESO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN (Jeteo).	58
5.5 ALTERNATIVAS DE ESTUDIO PARA EL PROBLEMA PLANTEADO	60
5.5.1 Uso De Blast Joints.	60
5.5.2 Cambio De Posición De La Bomba	61
5.6 LISTADO DE POZOS CON ANTECEDENTES DE JETEO.	61
6. CASOS DE ESTUDIO	71
6.1 CAMBIO INTAKE DE LA BOMBA	72
6.1.1 CBE 66R: BA	72
6.1.1.1 Historia de Servicios	72
6.1.1.2 Análisis Grafico	72
6.1.2 CBE 80R: A	76
6.1.2.1 Historia de Servicios	76
6.1.2.2 Análisis Grafico	76
6.1.3 CBE 398: BA	80
6.1.3.1 Historia de Servicios	80
6.1.3.2 Análisis Grafico	80
6.1.4 CBE 1060: CBA	83
6.1.4.1 Historia de Servicios	83
6.1.4.2 Análisis Grafico	83
6.1.5 CBE 1083D: A	86
6.1.5.1 Historia de Servicios	86
6.1.5.2 Análisis Grafico	86
6.1.6 CBE 1089: BA	89
6.1.6.1 Historia de Servicios	89
6.1.6.2 Análisis Grafico	89
6.1.7 CBE 1092D: BA	92
6.1.7.1 Historia de Servicios	92
6.1.7.2 Análisis Grafico	92
6.1.8 CBE 1098: BA	95

6.1.8.1 Historia de Servicios	95
6.1.8.2 Análisis Grafico	95
6.1.9 CBE 1121D: CBA	98
6.1.9.1 Historia de Servicios	98
6.1.9.2 Análisis Grafico	98
6.1.10 CBE 1125: BA	101
6.1.10.1 Historia de Servicios.	101
6.1.10.2 Análisis Grafico	101
6.2 USO DE BLAST JOINT	104
6.2.1 CBE 408R: BA	104
6.2.1.1 Historia de Servicios	104
6.2.1.2 Análisis Grafico	104
6.2.2 CBE 1062: BA	107
6.2.2.1 Historia de Servicios.	107
6.2.2.2 Análisis Grafico	107
6.2.3 CBE 1071: A	110
6.2.3.1 Historia de Servicios	110
6.2.3.2 Análisis Grafico	110
6.2.4 CBE1070: A	113
6.2.4.1 Historia de Servicios	113
6.2.4.2 Análisis Grafico	113
6.2.5 CBE 1091: BA	116
6.2.5.1 Historia de Servicios	116
6.2.5.2 Análisis Grafico	117
6.2.6 CBE 1094: BA	119
6.2.6.1 Historia de Servicios	119
6.2.6.2 Análisis Grafico	119
7. ANALISIS GENERALIZADO	122
7.1 INYECCION POR BLOQUE	124
7.2 SUMATORIA DE LA INYECCION TOTAL DEL CAMPO	125

CONCLUSIONES	126
RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Localización del Campo Casabe	20
Figura 2 División por bloque del Campo Casabe	22
Figura 3 Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	25
Figura 4 Esquema ambiente de sedimentación	26
Figura 5 Historia de Producción e Inyección Campo Casabe	30
Figura 6 Arreglo geométrico de 5 Pozos	34
Figura 7 Sistema de Inyección	37
Figura 8 Planta de inyección	38
Figura 9 Planta de inyección	38
Figura 10 Estaciones de recolección y tratamiento	39
Figura 11 Estación de recolección y tratamiento 2	40
Figura 12 Estación de recolección y tratamiento 3	41
Figura 13 Estación de recolección y tratamiento 4	43
Figura 14 Estación de recolección y tratamiento PTS	45
Figura 15 Estación de bombeo cóndor	46
Figura 16 Distribución de fallas para PCP 2010	57
Figura 17 Distribución de fallas por Tubería en las PCP 2010	58
Figura 18 Tubería Jeteada CBE 1091	59
Figura 19 Tubería Jeteada CBE 1091	59
Figura 20 Tubería Jeteada CBE 1060	60
Figura 21 Blast Joint.	61
Figura 21 Localización de Pozos con antecedentes de tubería Jeteada	70
Figura 23 Parámetros CBE 66R: BA	74
Figura 24 Modelo de Inyección CBE 66R: BA	75
Figura 25 Parámetros CBE 80R: A	78
Figura 26 Modelo de Inyección CBE 80R: A	79

Figura 27 Parámetros CBE 398: BA	81
Figura 28 Modelo de Inyección CBE 398: BA	82
Figura 29 Parámetros CBE 1060: CBA	84
Figura 30 Modelo de Inyección CBE 1060: CBA	85
Figura 31 Parámetros CBE 1083D: A	87
Figura 32 Modelo de Inyección CBE 1083D: A	88
Figura 33 Parámetros CBE 1089: BA	90
Figura 34 Modelo de Inyección CBE 1089: BA	91
Figura 35 Parámetros CBE 1092D: BA	93
Figura 36 Modelo de Inyección CBE 1092D: BA	94
Figura 37 Parámetros CBE 1098: BA	96
Figura 38 Modelo de Inyección CBE 1098: BA	97
Figura 39 Parámetros CBE 1121D: CBA	99
Figura 40 Modelo de Inyección CBE 1121D: CBA	100
Figura 41 Parámetros CBE 1125: BA	102
Figura 42. Modelo de Inyección CBE 1125: BA	103
Figura 43 Parámetros CBE 408R: BA	105
Figura 44 Modelo de Inyección CBE 408R: BA	106
Figura 45 Parámetros CBE 1062: BA	108
Figura 46 Modelo de Inyección CBE 1062: BA	109
Figura 47 Parámetros CBE 1071: A	111
Figura 48 Modelo de Inyección CBE 1071: A	112
Figura 49 Parámetros CBE1070: A	114
Figura 50 Modelo de Inyección CBE1070: A	115
Figura 51 Parámetros CBE 1091: BA	117
Figura 52 Modelo de Inyección CBE 1091: BA	118
Figura 53 Parámetros CBE 1094: BA	120
Figura 54 Modelo de Inyección CBE 1094: BA	121
Figura 55 Inyección por bloque	124
Figura 56 Sumatoria Inyección por bloque	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Propiedades petrofísicas del Campo Casabe	28
Tabla 2 Propiedades de los fluidos del Campo Casabe	28
Tabla 3 Inventario de pozos activos Campo Casabe	31
Tabla 4 Líneas de producción Campo Casabe	47
Tabla 5 Líneas de inyección Campo Casabe	49
Tabla 6 Bases de Datos de Falla por mes 2010	53
Tabla 7 Distribución de fallas para PCP 2010	56
Tabla 8 Distribución de fallas por Tubería en las PCP 2010	57
Tabla 9 Pozos con antecedentes de Jeteo	63
Tabla 10 Pozos seleccionados para Análisis	71
Tabla 11 Clasificación por Bloque	123
Tabla 12 Clasificación por arena	123

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DE PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA REDUCIR LAS FALLAS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CASABE.*

AUTOR: Mayorga Diana Lorena.**

PALABRAS CLAVE: Jeteo, Run life, Blast Joint.

En el presente estudio se identifica y evalúan las diferentes técnicas existentes para el control de un problema operacional que se presenta con relativa regularidad en la operación del Campo Casabe denominado Jeteo, dicha falla es ocasionada por el desgaste acelerado y/o ruptura en la tubería de producción generada por efecto de presiones de inyección superiores a las características de resistencia del material o a las condiciones para las cuales se diseñó el completamiento del sistema. Aunque continuamente se han implementado acciones para disminuir el daño asociado a este factor, se busca evaluar con suficiente detenimiento las alternativas usadas, con el propósito de establecer el mejor escenario para cada eventualidad y de esta manera aumentar el run life de los pozos con evidencia de Jeteo.

Este análisis implica entre otros aspectos, examinar la información histórica de los pozos del campo asociados específicamente a la problemática objeto de estudio de este proyecto, la identificación de problemas operacionales, su regularidad, el análisis específico de las variables del problema (posicionamiento del pozo, zonas productoras, densidades cañoneadas, modelos de inyección, caudales inyectados, presiones, periodicidad del daño, tipo de mantenimiento o intervenciones aplicadas), así como el estudio, comprensión y análisis de diferentes alternativas técnicas y operacionales para el control de este problema; su respectiva valoración técnica en los casos de estudio.

Por lo anterior, este trabajo propone evaluar técnicamente el efecto de los factores asociados al proceso de producción respecto a alternativas conocidas y disponibles para implementar en el corto y mediano plazo, como lo son: el uso de Blast Joint (sección de tubería más pesada y resistente a la convencional que se coloca sobre el intervalo perforado y que da paso a la tubería de producción, además de ser más resistente que los componentes de la finalización normal, su pared es empleada para resistir la acción a chorro que se puede dar en locaciones próximas a las perforaciones), y/o la ubicación de la bomba de subsuelo en niveles superiores a las perforaciones.

* Trabajo de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Tutor de la Practica Ingeniero de Petróleos Luis Antonio Castillo Gómez, Jefe de Producción Campo Casabe, Tutor UIS Ingeniero de Petróleos Jorge Andrés Sachica.

ABSTRACT

TITLE: OPERATIONAL EVALUATION OF PRACTICES TO REDUCE THE FAILURE OF PIPE PRODUCTION BY THE EFFECT OF WATER INJECTION IN THE FIELD CASABE.*

AUTHOR: Mayorga Diana Lorena**

KEYWORDS: Jeteo, Run life, Blast Joint.

The present study identifies and values the different techniques employed to control an operational problem that occurs regularly on the operation of the Casabe Field also known as Jeteo. Such failure is caused by accelerated wear and / or break in the tubing; produced by the effect of an injection pressures superior to the strength characteristics of material. While continuous actions have been implemented to reduce the harm associated with this factor, depth evaluation of the used alternatives is necessary in order to establish the best scenario for every eventuality and thereby increase the run life of the wells with evidence Jeteo.

This analysis implies among other things, examining the historical data from wells in the field specifically related to the issue under consideration in this project, identification of operational problems, regularity, specific analysis of the problem variables (position of the well, producing areas, densities guns, injection models, injected flow, pressure, frequency of damage, maintenance or interventions used), and the study, understanding and analysis of technical and operational alternatives for controlling this problem; i.e. the appropriate technical assessment in the case studies.

Therefore, this paper proposes to technically evaluate the effect of factors associated with the production process for known and available alternatives to be implement in the short and medium term, such as: the use of Blast Joint (pipe section heavier and resistant to conventional placed over the perforated interval, which leads to the production tubing, and is more resistant than the normal end components, its wall is used to resist the jet that can occur in locations around the holes) and / or location of the underground pump at levels above the perforations.

* Degree Project

** Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical Engineering & Chemical, School of Petroleum Engineering. Tutor, Luis Antonio Castillo Gómez, Petroleum Engineer and Head of Production Field Casabe. Professor, Jorge Andrés Sachica Petroleum Engineer Ecopetrol S.A.

INTRODUCCIÓN

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

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

Para contextualizar los elementos mencionados en un campo en particular, nos referiremos al Campo Casabe, proyecto que inició su explotación comercial en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46,000 BOPD. En 1979, la empresa ECOPETROL S.A inició la explotación secundaria del campo, mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988. El sistema principal de levantamiento ha sido bombeo mecánico y desde el año 2004 se introdujo el sistema de bombeo de cavidades progresivas dentro del marco de la Alianza Tecnológica entre Ecopetrol S.A. y Schlumberger que ha permitido incrementar producción de petróleo de 5000 BOPD hasta 18000 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BWPD hasta 100000 BWPD. En la actualidad padece de una serie de problemas operativos asociados a las características del proceso de inyección ejecutado a lo largo de todo este tiempo.

Para ser más puntuales, uno de los factores que más afecta la regularidad en la producción, son las paradas en pozos productores, ocasionadas por el colapso, fractura, desgaste y/o obstrucción de la sarta de producción por efecto de presiones de inyección superiores a las características de resistencia del material o a las condiciones para las cuales se diseñó el completamiento del sistema. Aunque continuamente se han implementado acciones para disminuir el daño asociado a este factor, no se ha estudiado y/o evaluado con suficiente detenimiento las alternativas posibles para su aseguramiento, con el propósito de establecer el mejor escenario para cada eventualidad.

Por lo anterior, este trabajo propone evaluar técnicamente el efecto de los factores asociados al proceso de producción respecto a alternativas conocidas y

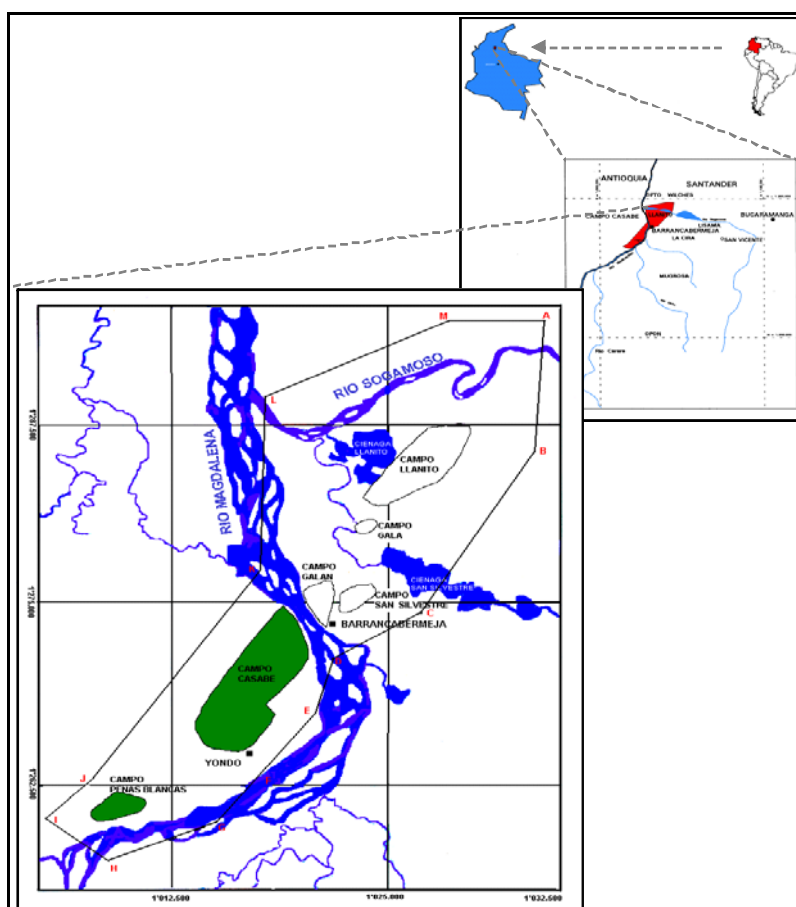
disponibles para implementar en el corto y mediano plazo, como lo son: el uso de Blast Joint (sección de tubería más pesada y resistente a la convencional que se coloca sobre el intervalo perforado y que da paso a la tubería de producción, requerido usualmente en zonas con múltiples terminaciones; además de ser más resistente que los componentes de la finalización normal, su pared es empleada para resistir la acción a chorro que se puede dar en locaciones próximas a las perforaciones), y/o la ubicación de la bomba de subsuelo en niveles superiores a las perforaciones.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe es un campo maduro ubicado en el Valle Medio del Río Magdalena en el municipio de Yondó (departamento de Antioquia), Colombia (Figura 1).

Figura 1 Localización del Campo Casabe



Fuente: Ecopetrol S.A

Fue descubierto mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1, y completado el 20 de octubre de 1941 por la compañía Shell de Colombia, pero su explotación

comercial se inició en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46,000 BOPD provenientes de 414 pozos (ver Figura 5). Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época. Los estimados oficiales de aceite original en sitio son de 1300 Mbls; sin embargo, un estudio realizado en el año 2008 luego de la interpretación de nueva información sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1750 Mbls. En 1977, se iniciaron los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo con algunos pilotos, pero fue hasta el 17 de febrero de 1982, que se aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante la inyección de agua”.

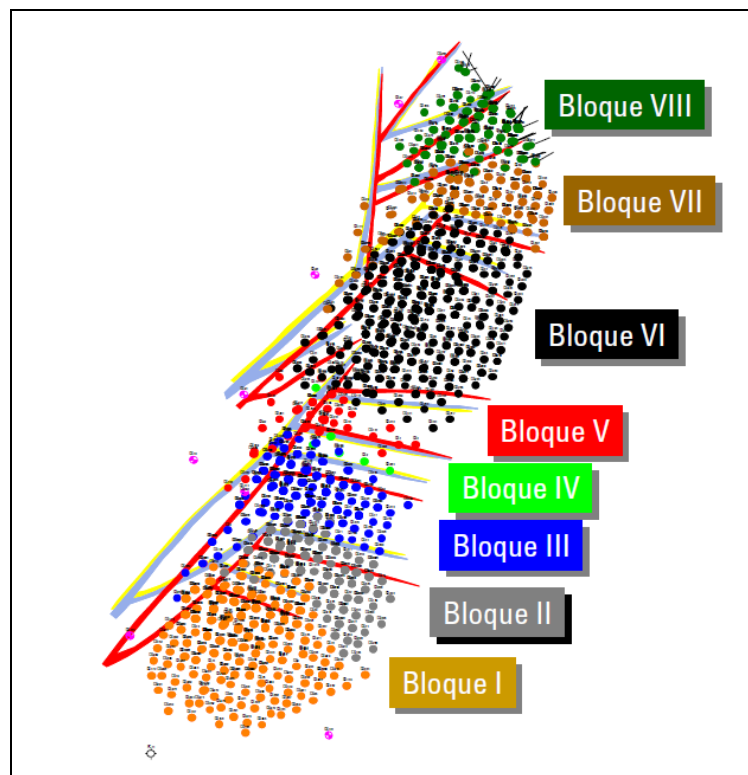
En 1979, la empresa ECOPETROL S.A inició la explotación secundaria del campo, mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988 (ver figura 5). Para el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores. Este mecanismo permitió incrementar la producción sustancialmente la producción en relación a la declinación que marcaba el campo para la época.

En el año 2004 se firmó la Alianza Tecnológica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de incrementar la producción del campo mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 18000 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BOPD hasta 110000 BOPD.

1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO

El área de Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario. La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, a unos 7 Km. al sur del campo Casabe, se encuentra el campo Peñas Blancas, con un desarrollo menos agresivo. La división por bloques del campo Casabe se muestra en la Figura 2.

Figura 2 División por bloque del Campo Casabe



Fuente: Ecopetrol S.A

1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

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

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

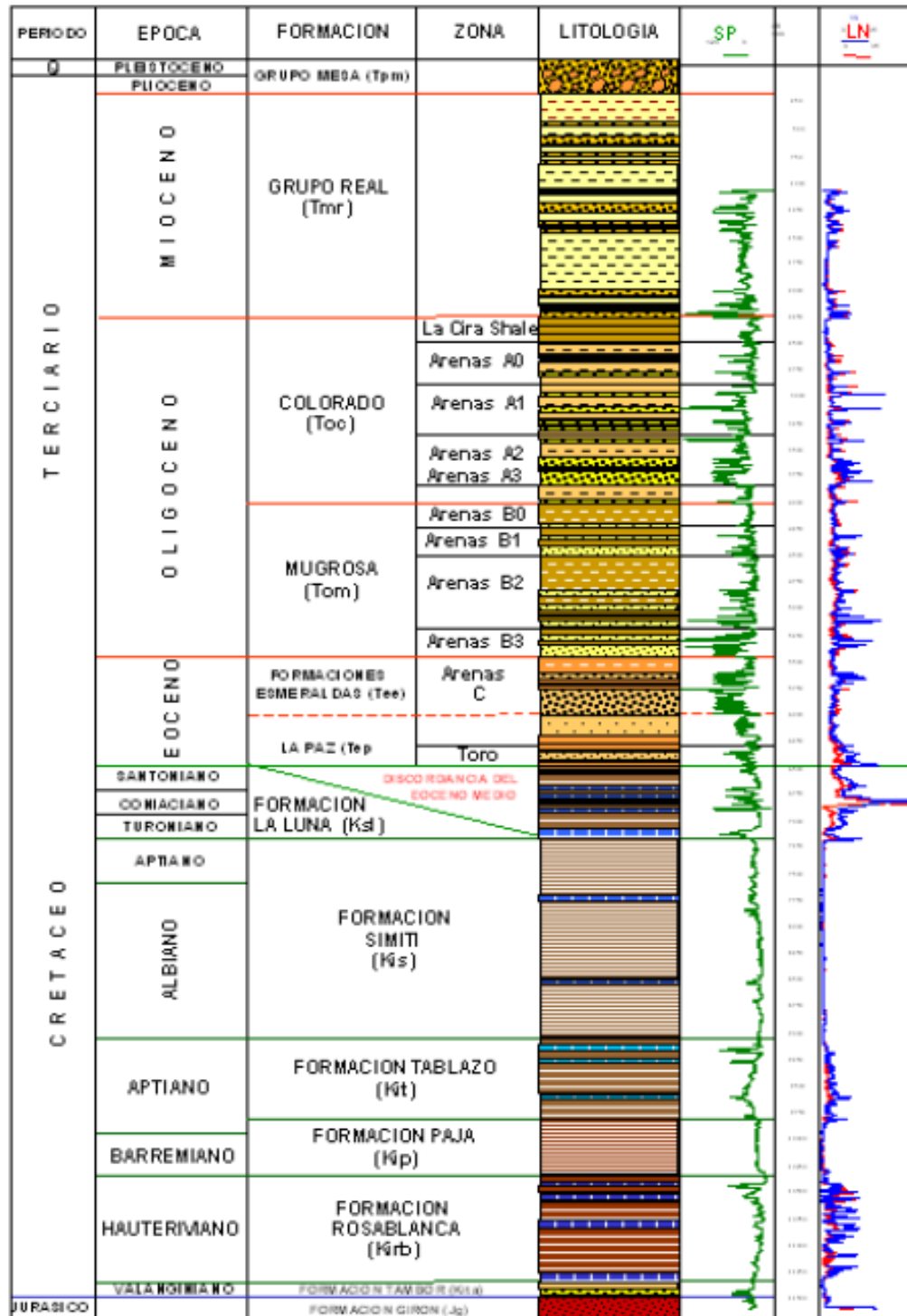
El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepais, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste),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

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

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

Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz; estando la formación Mugrosa infrayaciendo a la formación Colorado (Figura 3).

Figura 3 Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Ecopetrol S.A

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

Figura 4 Esquema ambiente de sedimentación



Fuente: Ecopetrol S.A

- **FORMACIÓN LA PAZ** (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior). Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

- **FORMACIÓN MUGROSA** (Oligoceno Inferior a medio). Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzo-feldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente.

La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

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

- **FORMACIÓN COLORADO** (Oligoceno medio – Mioceno inferior). Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es suprayacente discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrollo en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS

Los parámetros promedios de cada una de las zonas productoras reflejan las características sedimentarias de la formación descritas anteriormente. Estos se resumen en las siguientes tablas.

Tabla 1 Propiedades petrofísicas del Campo Casabe

PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Fm. Colorado		Fm. Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Área (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Prom (ft.s.n.m)	2600	2900	3900	4200
Espesor Neto (pies)	76	78	43	23
Porosidad Prom (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad Prom (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos			
Mecanismo de Producción	Inyección de Agua			

Fuente: El autor

Tabla 2 Propiedades de los fluidos del Campo Casabe

PARÁMETROS	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (cp) a Pb	43	21
Factor Volumétrico Inicial	1,083	1,117
Factor Volumétrico	1,055	1,07
GOR (SCF/STB) Inicial	187	254
Presión a Pb (PSI)	1350	2200

Fuente: El autor

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo inició oficialmente su explotación en junio de 1945, de arenas superiores (formación Colorado zona A), con el pozo Casabe 1. En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B). En Febrero 1954 llegó a su máxima producción con 47.134 BOPD.

En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para arenas superiores y arenas inferiores.

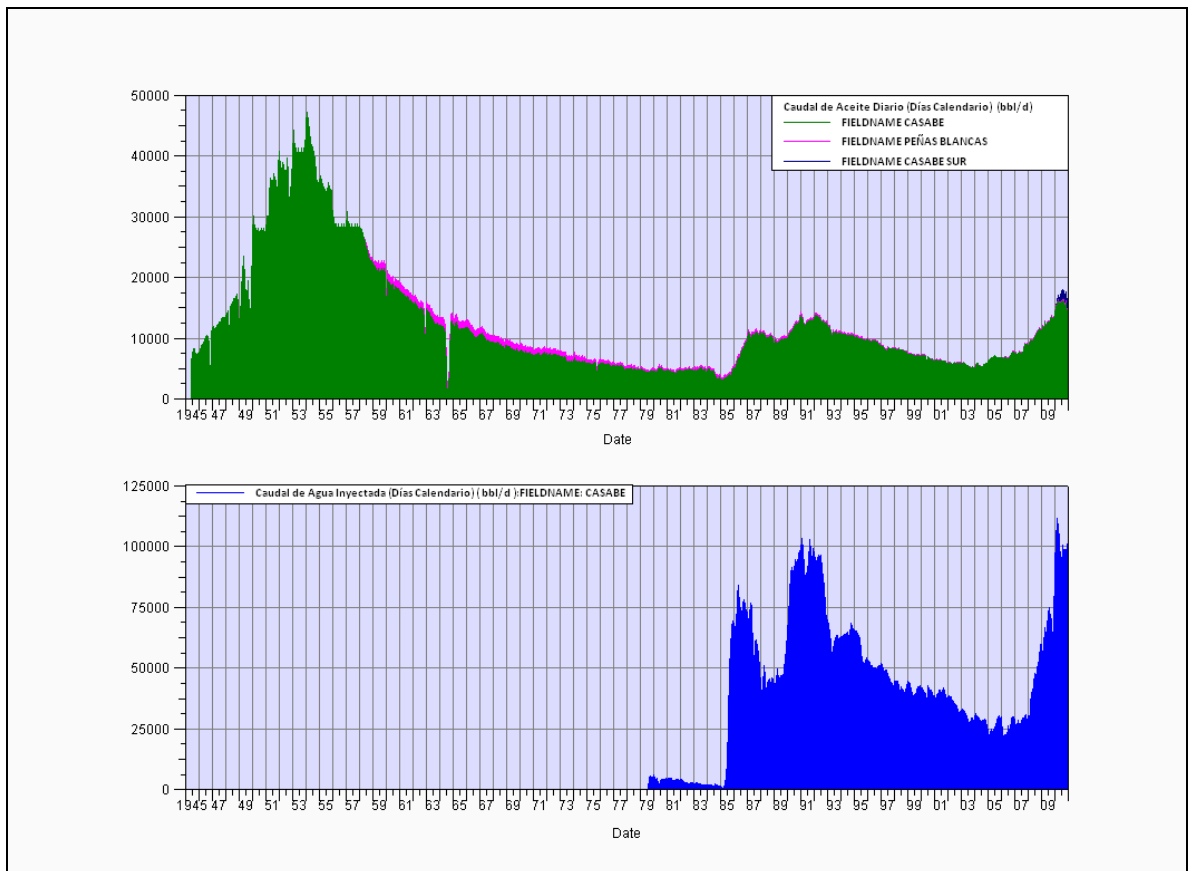
En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas Ay B del campo. Con base en los resultados obtenidos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y se reemplazaron aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico. En Junio 20 de 1985 se inició la inyección en el sector norte, bloques VI, VII, VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 4000 BPD.

En agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III, V. La máxima inyección en el campo se presentó el 15 de Febrero de 2010 con 118.190 BWPD con una producción de aceite de 16.005 BOPD. La máxima producción de aceite una vez iniciado el proceso de inyección se presentó el 1 de agosto de 2010 con 18.288 BOPD y una inyección de 108.565 BWPD.

Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectores en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se dispone de pozos individuales para cada una de las arenas A1, A2, B1 Y B2 (4 inyectores en cada

vértice) y dos pozos productores centrales (uno para A1-A2 y otro para B1- B2). Se utiliza agua dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado. Se dispone de siete pozos de captación para el suministro de agua. Se encuentran en inyección los bloques VI, VII y VIII (en el sector norte) y I, II, III y V (en el sector sur). El bloque V fue sometido a inyección solo en las arenas B. La producción promedio anual del Campo actualmente es de 13885 BOPD de 105 pozos con bombeo por cavidades progresivas - PCP, 5485 BOPD de 155 pozos con Bombeo Mecánico - BM, con un corte de agua promedio (BSW) de 88%. La siguiente figura muestra la producción del campo desde que inició en 1945.

Figura 5 Historia de Producción e Inyección Campo Casabe



Fuente: Oil Field Manager

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

El campo Casabe cuenta con tres estaciones de recolección, una de estación de bombeo y una planta de inyección de agua (147.200 barriles de agua/día (bwpd)); cuenta con un centro de generación eléctrica con una capacidad de 1.6 Megavatios.

Tabla 3 Inventario de pozos activos Campo Casabe

CAMPO	POZOS PRODUCTORES		POZOS INYECTORES		POZOS DE CAPTACIÓN	
	BM	PCP	SARTA CONVENCIONAL	SARTA SELECTIVA	BES	SUMERGIBLE CON MOTOR EN SUPERFICIE
CASABE	149	101	232	170	4	3
PEÑAS BLANCAS	4					
BAJO RIO	1					
CASABE SUR	1	4				
SUB TOTAL	155	105	232	170	4	3
TOTAL	260		402		7	

Fuente: El autor

2. SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO CASABE

2.1 INYECCIÓN DE AGUA

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

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

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

La inyección de agua fue descubierta a mediados del siglo diecinueve cuando ocurrió de forma accidental en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua 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 1890, cuando se notó que el agua había mejorado la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del campo Bradford; se inyectó agua en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua y se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores, para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco pozos y después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección- producción.

Hoy en día, los ingenieros y geocientíficos aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua, en el cual juega un papel fundamental, la información de yacimientos, historia de producción, fuente de agua, tasa de inyección e instalaciones de superficie, entre otros.

2.2 CONFIGURACIÓN DE LA INYECCIÓN

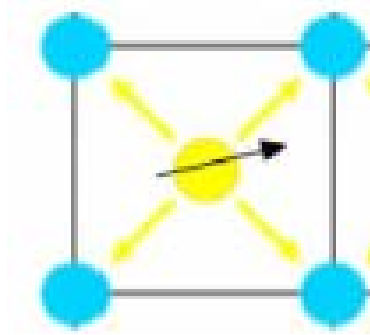
En el momento de planificar un proceso de inyección de agua, es importante determinar el arreglo que tendrán los pozos productores e inyectores; para esto es necesario considerar factores como la forma primaria de producción del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la permeabilidad del yacimiento, la razón de movilidad, la relación entre inyectores y productores y las características geográficas del yacimiento que se va a invadir.

Los arreglos de los pozos pueden ser irregulares tomando en cuenta la geometría del yacimiento, o de tipo regular o geométrico, que busque un avance uniforme del proceso.

2.3 ARREGLO DE CINCO POZOS.

Es un arreglo geométrico de 5 pozos que forma un cuadrado como se ve en la figura 6, es el de aplicación más frecuente, permite generar otro tipo de arreglos y genera buena eficiencia de barrido.

Figura 6 Arreglo geométrico de 5 Pozos



Fuente: Ecopetrol S.A

2.4 CONDICIONES OPERACIONALES

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

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

- **PRESIÓN DE INYECCIÓN.** La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, siendo superior a la presión de la formación, pero inferior a la presión de fractura, de ocurrir el sobrepaso de la presión de fractura se ocasionarían canalizaciones, pérdidas de fluido y daño en la formación. La presión con la que se inyecta el fluido en la cara de la arena es una de las características alterables en un proceso de inyección, se puede estimar esta presión conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la viscosidad del agua. En las pruebas de inyectividad, se mide la presión necesaria para que el agua penetre la formación, durante este proceso el agua alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente hasta llegar a un valor más o menos estabilizado. Al respecto, algunos autores recomiendan que la presión óptima a la cual se deba realizar la inyección, es la del punto de burbuja incrementada en 500 psia. En la presión de burbuja, la viscosidad del crudo está en su valor mínimo, luego habrá una mejor movilidad y una mayor eficiencia de barrido areal. Adicionalmente, en el punto de burbuja los pozos productores están en su mayor índice de

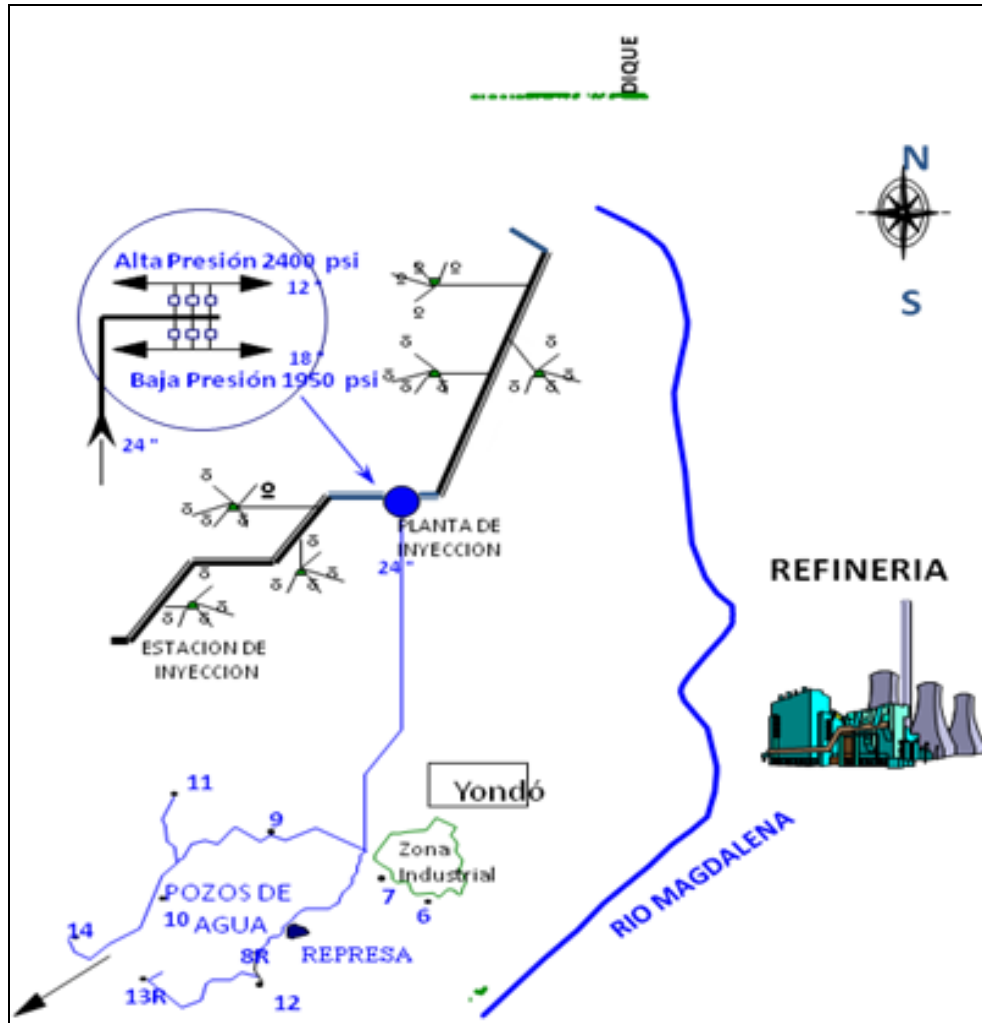
productividad, y no existe una respuesta retardada a la inyección de agua pues no existe una saturación de gas libre en el yacimiento.

- **ESPACIAMIENTO ENTER POZOS.** Es un parámetro clave para solucionar los problemas en el recobro causados por la heterogeneidad en estudios realizados, se estableció que el efecto del espaciamiento solo es apreciable, cuando el estudio se realiza por secciones. Allí se muestra que a bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamiento.

2.5 INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA

El Campo Casabe consta en la actualidad con 7 pozos de captación de agua (PC 8R, PC 9, PC 10, PC 11, PC 12, PC 13R y PC 14) de los cuales 4 tienen sistema de levantamiento por bombeo electro-sumergible y los 3 restantes son sumergibles con motor en superficie. Están ubicados en el sector suroccidental del campo, la producción de agua en ellos proviene del Acuífero La Mesa, agua dulce y de muy buena calidad. Con un potencial de captación de 135.000 barriles de agua por día (bwpd). El agua se transporta por una línea de succión de 24" hasta la Planta de Inyección de Agua donde es comprimida desde 120 psi hasta los valores de 1950 psi y 2400 psi, para los cabezales de descarga de baja y alta presión. Los cabezales de descarga de alta y baja presión son 4 líneas que distribuyen el agua hacia el sector Norte y Sur del campo. Igualmente se cuenta con 53 manifolds de inyección desde los cuales se distribuye el agua hacia los pozos inyectoros.

Figura 7 Sistema de Inyección



Fuente: Ecopetrol S.A

2.5.1 Planta de Inyección: Inicialmente se contó con 9 bombas centrifugas electroaxiales con capacidad para 330000 BWPD. Se han transferido 5 bombas a otros campos de ECOPETROL. Actualmente se disponen de 4 bombas con capacidad total de 148000 BWPD: 2 para el sistema de baja presión (arenas superiores) y 2 para el de alta presión (arenas inferiores), de las cuales solo trabaja una en cada sistema y las dos restantes permanecen disponibles. La capacidad de cada bomba de alta es de 31646 BWPD y de cada bomba de baja es de 42000 BWPD.

Figura 8 Planta de inyección



Fuente: Ecopetrol S.A

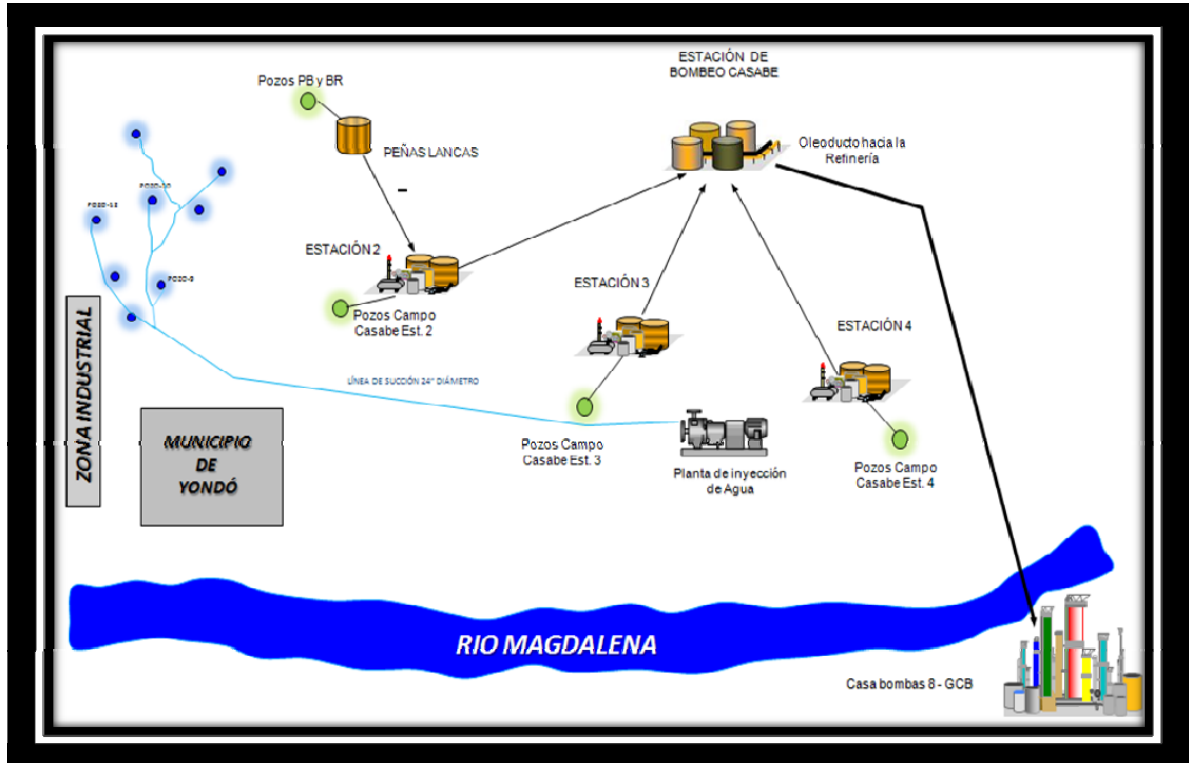
Figura 9 Planta de inyección



Fuente: Ecopetrol S.A

3. ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO

Figura 10 Estaciones de recolección y tratamiento



Fuente: Ecopetrol S.A

3.1 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-2

- Numero de pozos de diseño: 53
- Capacidad de diseño: 38.000 BFPD (4.300 BOPD y 33.700 BWPD)
- Capacidad operacional: 35.800 BFPD (3.800 BOPD y 32.000 BWPD)
- Numero de pozos actualmente: 42 CBE + 5 PB&BR + CBSR 3 (50 pozos)
- Producción de crudo actual en la estación: 3666 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 15418 BWPD

EQUIPOS

- Separador general.
- 4 separadores de prueba.
- Tratador térmico-electrostático.
- Depurador de gas.
- 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bbls.
- Depurador de aire.
- Separador API.
- Piscinas de retención y oxidación.

Figura 11 Estación de recolección y tratamiento 2



Fuente: Ecopetrol S.A

3.2 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-3

- Numero de pozos de diseño: 75
- Capacidad de diseño: 38.000 BFPD (4300 BOPD y 33700 BWPD)

- Capacidad operacional: 35.800 BFPD (3800 BOPD y 32000 BWPD)
- Numero de pozos actualmente: 70 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 4158 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 13721 BWPD

EQUIPOS

- Separador general.
- 4 separadores de prueba.
- Tratador térmico-electrostático.
- Depurador de gas.
- 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bbls.
- Separador API.
- Piscinas de retención y oxidación.

Figura 12 Estación de recolección y tratamiento 3



Fuente: Ecopetrol S.A

3.3 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – ERT-4

- Numero de pozos de diseño: 90
- Capacidad de diseño: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Capacidad operacional: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Numero de pozos actualmente: 70 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 4173 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 18783 BWPD

EQUIPOS

- Botas de gas.
- 2 Desarenadores.
- 1 Desgasificador.
- 2 Trampas de arena.
- 1 Separador general.
- 6 Separadores de prueba.
- 1 Scrubber.
- 1 Gun Barrel.
- Sistema de Tea.
- Separador API.
- 1 Tratador termo-electrostático.
- Piscinas de retención y oxidación.
- Foso agua de drenajes de tanques.
- 2 Tanques de almacenamiento (5000 Bbls).

Figura 13 Estación de recolección y tratamiento 4



Fuente: Ecopetrol S.A

3.4 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO – PTS

- Numero de pozos de diseño: 104
- Capacidad de diseño: 50000 BFPD (10000 BOPD y 40000 BWPD)
- Capacidad operacional: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Numero de pozos actualmente: 71 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 71571 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 24676 BWPD

EQUIPOS

- 3 Desarenadores (3 filtros tipo canasta mesh 20, 2 en servicio y 1 de respaldo)

- 2 Separadores de producción (Capacidades de los separadores 50.000 y 40.000 BPD de fluido total)
- 1 Tratador térmico (Capacidad 12.000 BPD Crudo) más un patín de medición de fluidos.
- 5 Bombas de transferencia (2 para bombeo de crudo, 2 para bombeo de agua y 1 Bomba para recirculación de crudo a proceso y modificada para despacho también)
- 5 tanques de almacenamiento 500 BIs cada uno (4 para almacenamiento de crudo, 1 tanque para almacenamiento de agua).
- 1 paquete de compresión de aire para instrumentos compuesto por 2 Compresores de aire, una unidad de secado y un acumulador de aire (50 SCFM)
- 1 generador eléctrico a diesel como respaldo de la subestación de Ecopetrol.
- 1 tanque sumidero de 50 Barriles.
- 1 bomba neumática Wilden.
- 1 paquete de inyección de químicos (Rompedor de emulsiones directas, antiespumantes). Responsabilidad de Nalco.
- 1 sistema SCADA para supervisión de variables de proceso.
- 2 medidores tipo coriolis para medición de fluido durante transferencia de crudo.

Figura 14 Estación de recolección y tratamiento PTS



Fuente: Ecopetrol S.A

3.5 ESTACIÓN DE BOMBEO CÓNDOR

- Capacidad de almacenamiento: 109000 Bbls
- Capacidad de bombeo: 3000 BPH

EQUIPOS

- 2 tanques de almacenamiento de 42.000 Bbls
- 1 tanque de almacenamiento de 25.000 Bbls
- 5 bombas de despacho de 600 BPH
- Patín de medición y probber
- 1 bomba de trasiego de 1800 BPH
- 1 tanque contraincendios de 2000

- 2 tanques contraincendios de 1000
- 1 bomba eléctrica de agua contraincendios de 4000 gpm
- 1 bomba diesel de agua contraincendios de 3500 gpm
- 1 bomba eléctrica de espuma de 120 gpm
- 1 bomba diesel de espuma de 120 gpm

Figura 15 Estación de bombeo cóndor



Fuente: Oil Field Manager

4. SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO

El campo Casabe cuenta con 402 km de líneas de producción de diferentes diámetros, que transportan el crudo desde los pozos a las diferentes estaciones de Recolección y tratamiento (Estaciones 2,3 y 4) y de éstas a la Estación Cóndor. La producción de crudo es transportada desde la estación Cóndor hacia refinería por un oleoducto de 16 Pulgadas y 12 km de longitud. La distribución de las líneas se describe en las siguientes tablas:

4.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)

Tabla 4 Líneas de producción Campo Casabe

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)			
PEÑAS BLANCAS	Oleoducto	11.286	Metros
	Líneas de pozo	4.728	Metros
ESTACIÓN 2	Cabezales de varios	13.384	Metros
	Cabezales de pruebas	14.608	Metros
	Colector Sur	1.067	Metros
	Líneas de pozo	14.252	Metros
	Líneas de drenaje (PVC)	1.000	Metros
ESTACIÓN 3	Cabezales de varios	11.649	Metros
	Cabezales de pruebas	10.861	Metros
	Líneas de pozo	17.474	Metros
	Líneas de drenaje (PVC)	5.300	Metros
ESTACIÓN 4	Cabezales de varios	25.770	Metros
	Cabezales de pruebas	34.035	Metros
	Colector Norte	1.253	Metros
	Líneas de pozo	28.365	Metros
	Líneas de drenaje (PVC)	3.600	Metros

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)				
SUBTOTALES				
Total Líneas de pozo			64.819	Metros
Total Cabezales de varios			62.088	Metros
Total Cabezales de pruebas			59.505	Metros
Total Colectores			2.320	Metros
Total líneas drenaje (PVC)			9.900	Metros
Total tubería de producción:			188.731	Metros
TUBERÍAS DE TRANSFERENCIA (CRUDO BAJO ESPECIFICACIÓN)				
LÍNEAS DE TRANSFERENCIA		LT General	1.200	Metros
		LT Estación 2	1.043	Metros
		LT Estación 3	90	Metros
		LT Estación 4	4.114	Metros
OLEODUCTO CBE – GALAN		Oleoducto	10.600	Metros
Total tubería de crudo:			17.047	Metros
TUBERÍAS DE GAS				
ANILLO DE GAS CAMPO CBE		Anillo de gas	10.000	Metros
LÍNEA DE POZO DE GAS - CBE 651		Gasoducto	5.912	Metros
Total tubería de gas:			15.912	Metros
TUBERÍAS DE AGUA INDUSTRIAL		Agua industrial	9.000	Metros
TRAMPAS DE MARRANOS				
Trampa de recibo de marranos de oleoducto Peñas Blancas		Diámetro:	8	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos de oleoducto CBE – Galán		Diámetro:	18	Pulgadas
Fecha Ultimo RBI		Realizado entre Octubre - Diciembre 2009 y Enero - Febrero de 2010		

Fuente: Ecopetrol S.A

OLEODUCTO Y LÍNEAS DE POZOS DE CASABE SUR

Línea de 8": 8,300 metros (desde CBE SUR hasta Estación Cóndor).

Línea de 4": 2,200 metros (desde CBE SUR hasta Oleoducto Peñas Blancas).

Líneas de 3": 200 metros (correspondientes a las líneas de flujo de c/u de los 4 pozos, es decir 50 metros por pozo).

4.2 TUBERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

Tabla 5 Líneas de inyección Campo Casabe

TUBERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA			
LÍNEAS POZOS DE CAPTACIÓN			
Línea pozo captación No 8	Longitud:	115	Metros
Línea pozo captación No 9	Longitud:	128	Metros
Línea pozo captación No 10	Longitud:	84	Metros
Línea pozo captación No 11	Longitud:	1.256	Metros
Línea pozo captación No 12	Longitud:	1.119	Metros
Línea pozo captación No 13	Longitud:	22	Metros
Línea pozo captación No 14	Longitud:	38	Metros
Total líneas pozos de captación		2.763	Metros
TUBERÍAS DE CAPTACIÓN			
Línea de captación de Peñas Blancas (12 ")	Longitud:	4.065	Metros
Línea de captación de la Represa (16 ")	Longitud:	3.454	Metros
Línea de succión (24 ")	Longitud:	4.672	Metros
Total líneas de captación		15.013	Metros
CABEZALES DE INYECCIÓN DE AGUA			
Cabezal de Alta Norte	Longitud:	3.675	Metros

TUBERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA			
Cabezal de Baja Norte	Longitud:	3.586	Metros
Cabezal de Alta Sur	Longitud:	2.720	Metros
Cabezal de Baja Sur	Longitud:	3.970	Metros
Total cabezales de inyección		13.951	Metros
LÍNEAS HACIA MÚLTIPLES DE INYECCIÓN	Longitud:	23.344	Metros
LÍNEAS DE POZO DE INYECCIÓN DE AGUA	Longitud:	164.000	Metros
TRAMPAS DE MARRANOS			
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Alta Norte	Diámetro:	14	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Baja Norte	Diámetro:	20	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Alta Sur	Diámetro:	14	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Baja Sur	Diámetro:	18	Pulgadas
Fecha Ultimo RBI	Realizado en Mayo de 2009 - Sector Sur.		

Fuente: Ecopetrol S.A

5. TIPOS DE FALLA EN EQUIPOS DE SUBSUELO

El control de fallas en los equipos de subsuelo inicia en las mismas acerías, continúa a través del fabricante, luego con el operador y el equipo de la empresa de reacondicionamiento, quienes deben darle el cuidado y manipulación adecuada con la finalidad de maximizar su uso y disminuir al máximo el desgaste del material hasta el punto de falla.

Un aspecto importante para el análisis de este trabajo es el desgaste del componente. El desgaste de las superficies de tubería de producción, es provocado por la fricción entre los mismos componentes, por el efecto de la presión cuándo hay inyección de agua, por la tensión que se ejerce sobre ella, entre otras. Las fallas más comunes son por fatiga, mecánicas, corrosión, y/o de conexión, reduciendo la vida útil de la herramienta y generan costos por reacondicionamiento del sistema de producción. Para el personal de control es relevante comprender los efectos de los daños y como estos pueden ocasionar fallas que terminen restringiendo o limitando la producción del pozo.

5.1 FALLAS EN LA SARTA DE PRODUCCIÓN

La prevención de fallas en la sarta de producción comienza con el diseño, es posible que las sartas mal diseñadas contribuyan y ocasionen el bajo rendimiento o lo que es más grave la falla de otros componentes del sistema de levantamiento artificial. Un diseño correcto implica análisis técnicos ligados al pozo, análisis económico, condiciones operacionales inestables o preferencias personales.

Años atrás el resultado del diseño partía de la experiencia o habito, luego pasó a un diseño basado en la profundidad así como en el caudal del fluido a manejar, hoy en día, los programas de computadora permiten que se optimicen los equipos y los diseños.

En muchos pozos el reemplazo frecuente de varillas y tubería de producción constituye serios problemas económicos; en realidad, se dice que el desempeño de las varillas se considera un directo indicador de la eficiencia del pozo del cual se está bombeando. En algunos pozos con excesivas fallas en las varillas o daños en la tubería de producción, estos son considerados como el resultado ocasionado por el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción, ocasionando una reducción del metal en la parte que entra en rozamiento y posterior falla en ese lugar.

5.2 FALLAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción debe estar en buenas condiciones y proporcionar un sello ajustado sobre la longitud entera en orden a contener la presión interna y prevenir el escape de gas o líquido por el espacio anular entre la tubería de producción y la de recubrimiento, y deberá ser fuerte, lo suficiente para resistir la presión interna de varios miles de libras por pulgada cuadrada así como resistir la considerable presión externa. Las grietas pueden desarrollarse en medio de una junta debido a un defecto de fabricación o a un hoyo causado por la abrasión o la corrosión, sin embargo ocurren con mayor frecuencia en las conexiones enhebradas a cada extremo. Los pozos con niveles bajos de fluido en el anular pueden tener presiones internas de varios miles de libras, presionando la bomba y reventando la tubería de producción, una tubería agrietada se manifestará como si la bomba no trabajara, y la pequeña grieta puede desarrollar una gran pérdida de fluido en un muy corto tiempo.

5.3 ESTADISTICA DE FALLAS EN EL CAMPO CASABE

Para el año 2010 se realizó un estadístico de fallas, con datos extraídos del reporte de servicios realizados a cada uno de los pozos y del cual se obtuvieron los resultados relacionados en la tabla 6.

Tabla 6 Bases de Datos de Falla por mes 2010

TRABAJO	ENERO			FEB			MARZ			ABR			MAY			JUN			JUL			AGOS			SEPT			OCT			NOV			DIC			TOTAL		
	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L	P C P	B M	T O T A L						
PVF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PVF – CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SVF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SVF – CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPTIMIZACION	0	4	4	0	4	4	0	6	6	0	5	5	0	2	2	1	2	3	0	3	3	0	1	1	0	4	4	1	3	4	1	1	1	5	5	3	3	9	42
TUBERIA DESCONECTADA	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4	0	4
TUBERIA ROTA POR DESGASTE	1	3	4	3	4	7	2	3	5	2	3	5	6	6	12	3	1	4	1	4	5	1	2	3	2	2	4	5	2	7	5	5	10	2	2	2	3	3	68
TUBERIA ROTA POR CUELLO	1	0	1	1	1	2	2	0	2	2	0	2	2	1	3	3	1	4	1	1	2	4	0	4	2	2	4	2	0	2	1	1	1	1	1	2	2	6	28
TUBERIA ROTA POR JETEO	2	0	2	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0	2	1	0	1	2	2	0	1	2	0	1	0	12
TUBERIA NUEVA	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2

TRABAJO	ENERO			FEB			MARZ			ABR			MAY			JUN			JUL			AGOS			SEPT			OCT			NOV			DIC			TOTAL				
	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T	P	C	T		
	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M
TUBERIA - VAR NUEVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0			0	0	0	0		
C. BARRA LISA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0			0	1	1	0	5	5	5		
VAR. DESCONECT ADA	1	2	3	0	2	2	1	0	1	0	1	1	2	1	3	0	1	1	0	1	1	0	0	0	1	2	3	0	0	0			0			0	5	1	15		
VAR. DESCONECT ADA -CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0			0	0	0	0		
SHEAR COUPLING DISPARADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	1	0	1		
VAR. PARTIDA EN EL CUERPO	0	1	1	1	2	3	0	2	2	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	2	1	0	1	0	1	1	0	1	1			0	1	1	2	5	1	15		
VAR. PARTIDA EN PIN Ó COUPLING	0	0	0	0	0	0	1	2	3	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	1	1	3	4	1	1	2	5	9	14		
VAR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0			0	0	0	0		

TRABAJO	ENERO			FEB			MARZ			ABR			MAY			JUN			JUL			AGOS			SEPT			OCT			NOV			DIC			TOTAL					
	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T	P	B	T			
	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A	C	M	A
PARTIDA - CB																																										
VARILLA NUEVA	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1			
BOMBA PEGADA	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0	1	1	0	5	5	2	0	2	0	2	2	0	0	0			0			0	4	1	18			
CB (ESTATOR)	0	7	7	0	5	5	3	3	6	0	3	3	4	5	9	2	1	3	0	0	0	0	0	0	2	0	2	1	0	1	1	2	3	2	2	2	1	2	41			
CB (ROTOR)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	8	0	0	0	0	9	9	0	2	2	1	6	7	2	1	3			0	5	2	29			
C – PISTON	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2	2	0	1	1	0	3	3	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1		3	3	2	2	0	1	5	15			
REESPACIAMIENTO – FLUSHING	8	0	8	6	2	8	1	2	13	3	0	3	7	2	9	1	0	10	6	0	6	4	0	4	5	0	5	7	2	9	1	1	11	9	9	8	6	9	95			
REESPACI - FLUSHING PREVENT	0	0	0	0	0	0	1	1	19	8	0	8	2	1	3	6	0	6	1	0	16	4	1	5	1	1	2	2	0	2	1	1	1	1	1	5	9	4	63			
QUEDO PARA LA	1	2	3	2	1	3	2	2	4	2	7	9	1	1	2	1	2	3	2	7	9	1	4	5	1	4	5	2	3	5	2	1	3	3	2	5	2	3	56			

Fuente: Ecopetrol S.A

Para el desarrollo de este trabajo nos enfocamos en las fallas en tubería de producción del sistema de levantamiento por cavidades progresivas, ya que la falla por Jeteo se da bajo estas condiciones de extracción. Para este estadístico de fallas vemos que en el 2010 se presentaron 12 fallas asociadas a tubería rota por Jeteo.

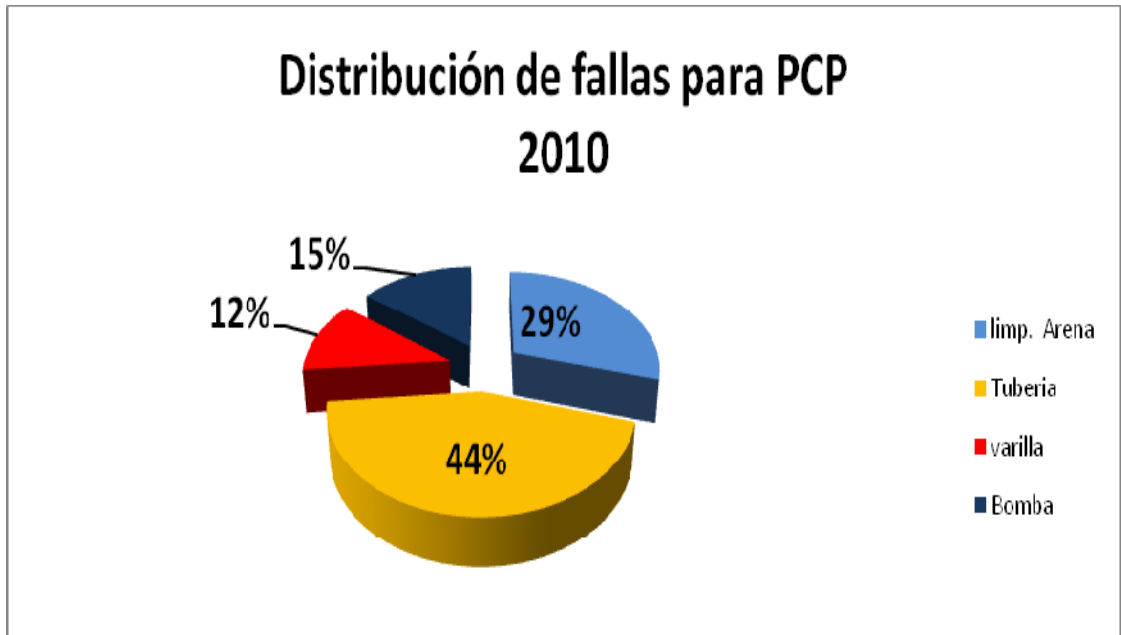
5.3.1 Distribución de Fallas Para Pcp 2010. La distribución de fallas para el 2010 se dispuso de la siguiente manera, el mayor índice de falla para el sistema de levantamiento por cavidades progresivas se da por daño en la tubería de producción con un 44 % del total de fallas para PCP, luego viene las fallas en pozo por limpieza de arena con un 29%, seguido de fallas en la bomba PCP con un 15%, y por ultimo daños en la varilla con un 12%.

Tabla 7 Distribución de fallas para PCP 2010

Causas	Distribución de fallas para PCP	
Limpieza de Arena	29%	30
Tubería	44%	45
Varilla	12%	12
Bomba	15%	15
Total	100%	102

Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 16 Distribución de fallas para PCP 2010



Fuente: Ecopetrol S.A

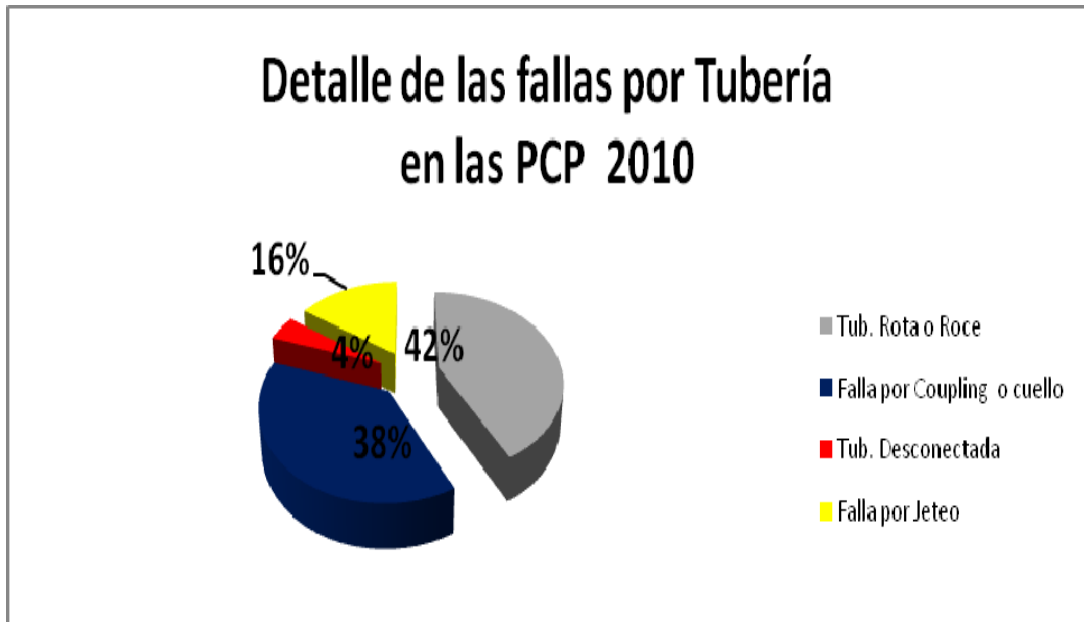
5.3.2 Fallas Por Tubería En Las Pcp 2010. En lo que en corresponde a fallas en la tubería para las PCP del 44% anterior, podemos ver que el 46% se debe a tubería rota por roce, seguido con un 38 % por falla en coupling o cuello, y con un 16% de falla por tubería rota por jeteo y por ultimo con un 4% tubería desconectada.

Tabla 8 Distribución de fallas por Tubería en las PCP 2010

Causas	FALLAS TUBERÍA	
Tubería Rota o Roce	42%	19
Falla por Coupling o cuello	38%	17
Tubería Desconectada	4%	2
Falla por Jeteo	16%	7
Total	100%	45

Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 17 Distribución de fallas por Tubería en las PCP 2010



Fuente: Ecopetrol S.A

5.4 FALLA POR EXCESO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN (Jeteo).

Este tipo de falla es generada específicamente por la irrupción de un frente de agua de inyección sobre las perforaciones, a través de los cuales el flujo de agua se desplaza por medio de estos, a una presión lo suficientemente alta, como para deformar la tubería de producción, de tal forma que sobre ella ocurre desgaste y en ocasiones ruptura del tubing de producción. De acuerdo al estudio estadístico que se realizó se cuenta con un 16 % de incidencia de falla por esta causa en las tuberías del sistema de levantamiento por cavidades progresivas. En las figuras 18, 19 y 20 se pueden observar fotografías de casos en los que se ha presentado este fenómeno, referenciado operacionalmente como Jeteo.

Figura 18 Tubería Jeteada CBE 1091



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 19 Tubería Jeteada CBE 1091



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 20 Tubería Jeteada CBE 1060



Fuente: Ecopetrol S.A

5.5 ALTERNATIVAS DE ESTUDIO PARA EL PROBLEMA PLANTEADO

5.5.1 Uso De Blast Joints. Los Blast Joints son instalados en tubería de producción frente a las perforaciones en pozos con dos o más zonas (Ver figura 21). Ayudan a prevenir el daño en la tubería de producción por acción de chorro en las zonas de las perforaciones.

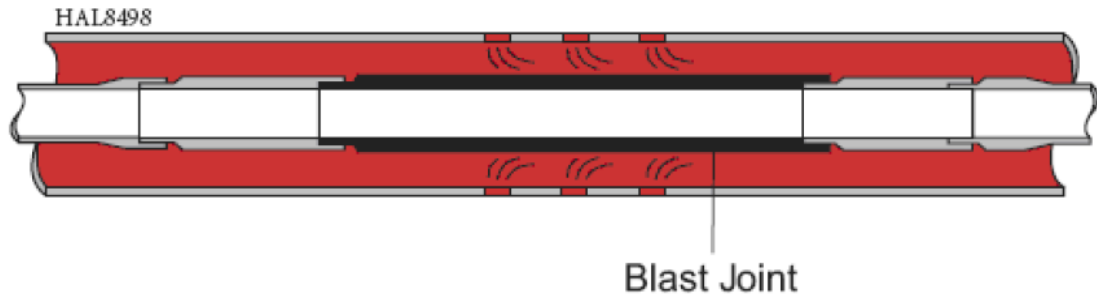
Características

- Disponible en longitudes de más de 10 pies (3,048m)
- Espesor del grueso de la tubería de producción.

Beneficios

- Aumento de la vida útil de la tubería de producción.

Figura 21 Blast Joint.



Fuente: HALLIBURTON

5.5.2 Cambio De Posición De La Bomba. Uno de los procedimientos más comunes empleados para contrarrestar el efecto que tiene la presión sobre la tubería de producción consiste en sacar la bomba del nivel de las perforaciones, posicionándola más arriba de estos.

Beneficios

- Aumento de la vida útil de la tubería de producción.

Desventajas

- Como consecuencia de este procedimiento habrá una disminución en la producción total de cada pozo.

5.6 LISTADO DE POZOS CON ANTECEDENTES DE JETEO.

Al estudiar las generalidades del campo y la teoría necesaria para desarrollar este trabajo, se seleccionaron los pozos del campo que se encuentren afectados por este tipo de falla (Jeteo) y que además presenten fallas repetitivas por el efecto del no control de la inyección en los modelos de estos pozos. Al realizar la

investigación se encontró que en la mayor cantidad de fallas en los pozos con evidencia de Jeteo se da en el bloque 3, 6 y 8 del campo.

En la siguiente tabla se encuentran los pozos que van a ser parte de este estudio, en ella se recopiló la información de los aspectos más relevantes de cada pozo como lo son, el bloque al cual pertenece, volumen bruto, neto y agua que produce el pozo y su respectivo BSW y salinidad. Una breve descripción del servicio que se realizó en la fecha que ocurrió la falla, así mismo se define la profundidad de la falla por jeteo, la profundidad de la bomba en ese momento y la profundidad actual de la bomba con el tope y base de perforados que actualmente registra el pozo (datos tomados de los file de pozo y de la información cargada en OIL FIELD MANAGER).

Tabla 9 Pozos con antecedentes de Jeteo

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
398	6	500	85	75	42 5	4000	04-sep-09	BA	268 5	240 6	3505	256 5	5010	Sacó barra lisa de 1-1/2" x 40', 136 varillas de 1", Retiró rotador de tubería, sacó 154 jta de 3-1/2", saliendo la # 118 jeteado, FE @ 4230' y NF @ 2400'. Bajó con taper de 6-1/16", tocó @ 4061'. Probó revestimiento con full bore sentado @ 899' con 500 psi.
1060	8	915	80	18 3	73 2	10000	28-ago-09	CB A	254 3	356 3	3800	256 3	5316	Sacó rotor con sarta de varillas (148 de 1"), sacó estator con sarta de tubería (165 jta de 3-1/2" EUE R1) saliendo el 113 jeteado, 133 roto y 160 jeteado. FE @ 4330' y NF @ 2330', bajó con cuello dentado tocando sucio @ 4250'. Bombeó píldora y limpió.
1062	2	800	90	80	72 0	3500	01-dic-09	BA	257 7	389 9	4012	369 2	5154	Sacó sarta de tubería, FE @ 5210'. Se encontró roto el tubo # 116 y jeteo en la jta # 113. Fondo encontrado @

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
														5210.
1070	6	260	75	65	195	6000	22-nov-09	A	2838	2582	3156	2561	3650	Saco sarta de varillas + bomba pcp, midió fondo @ 3100 (50% arenado), salió tubo # 125 con jeteo, realizo limpieza de arena por circulación hasta fondo, bajo y calibre pozo, bajo BHA con blast joint + pcp.
1071	6	400	85	60	340	3000	28-sep-09	A	2655	3107	3410	2538	3560	Ingresó con flushby y sacó rotor con sarta de varillas. Ingresó con equipo SAI-11 y sacó sarta de tubería (sale jta 118 roto por jeteo y blast joint con marcas de jeteo), FE con sand line @ 3600' y limpió por circulación hasta 3799'.
1089	5	600	85	90	510	17000	03-may-10	BA	2832	2807	4000	2842	5138	Sacó rotor con sarta de varilla en sencillo (158 varillas de 1" d). Sacó 175 jta de tubería, encontrando rota la # 174 por rozamiento y el tubo # 125 con marca de jeteo. Fe con sl @ 4167'

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
														y NF @ 1222'. Bajó con sarta de producción probando y dejó para limpieza de arena.
1094	3	1200	88	144	1056	6500	09-nov-09	BA	3110	2763	4033	2798	5019	Con unidad de flushby saco sarta de varillas continuas. Luego con equipo, saco tubería en sencillo (176 jta) + BHA de pcp, saliendo las jta # 137, 175 y 170 con jeteo. Midió fondo @ 4770'. Trato de realizar limpieza por circulación en directa.
1094	3	1200	88	144	1056	6500	06-dic-09	BA	2882	2763	4330	2798	5019	Con unidad flushby se saco la varilla continua. Se ingresó con equipo, se encontró roto por la jta # 127 por jeteo. Mf @ 5080, NF @ 57. Se bajo sarta de tubería con blast joint. El 12-12-09 con unidad de flushby bajo sarta de varilla
1094	3	1200	88	144	1056	6500	16-dic-09	BA	3041	2763	4330	2798	5019	E encontró el tubo # 134 roto con jeteo. Fe @ 4719. Pozo fluyendo. Se

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
														decide no limpiar. Se bajo sarta de tubería con varilla continua. Dejo en producción.
1094	3	1200	88	144	1056	6500	04-ene-10	BA	3105	2763	2772	2798	5019	Se encontró 3o y 4o blast joint con rosca quemada. FE @ 4407 (pozo fluyendo), se realizó limpieza por circulación hasta 5094'. Por no contar con blast joint se decidió subir la bomba.
1083D	6	100	67	33	67	21000	12-oct-10	A	3220	3621	3560	2933	5049	Sacó rotor con sarta de varillas, sacó sarta de tubería + BHA pcp, saliendo jeteada la jta # 142, FE @ 4580' y NF @ 1870'. Envió bomba a prueba a la base de WTF. Bajó BHA pcp con sarta de tubería, (160 jta de 3-1/2" r1), bajó rotor con sarta de varillas
1091D	3	730	80	146	584	3300	03-dic-09	BA	2792	2554	4096	2669	5009	La unidad de flushby y sacó rotor con sarta de varilla. El 3 de diciembre ingresó con equipo B y sacó tubería

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
														con BHA pcp. FE @ 4420' y NF @ 1125' (encontró la jta # 123 y los blast joint con jeteo.).
109 2D	3	100 0	75	25 0	75 0	11600	30-abr-10	BA	329 0	309 0	3290	247 1	4934	Probó tubería, se quedó hold down, sacó tubería (137 jta Tenaris Blue) salió cuerpo del estator de la bomba jeteado. FE con S.L. @ 3826', bajó tubería Tenaris Blue con cuello dentado en punta y dejó para L.A con C.T.
109 8D	4	250	60	10 0	15 0	5000	04-mar-10	BA	304 2	278 7	2800	283 6	5072	Ingresó con equipo F-5, sacó estator con sarta de tubería, saliendo el # 134 roto por jeteo. FE @ 4950'. Limpió por circulación en directa hasta 5549'.
112 1D	8	150 0	90	15 0	13 50	16400	09-dic-09	CB A	365 5	360 3	3899	362 4	5637	Con unidad de flushby saco sarta de varillas + pcp. Con equipo saco sarta de tubería, consiguió tubo # 161 roto por jeteo, reemplazo tubo roto, midió fondo @ 5815' (limpio). Bajo BHA de

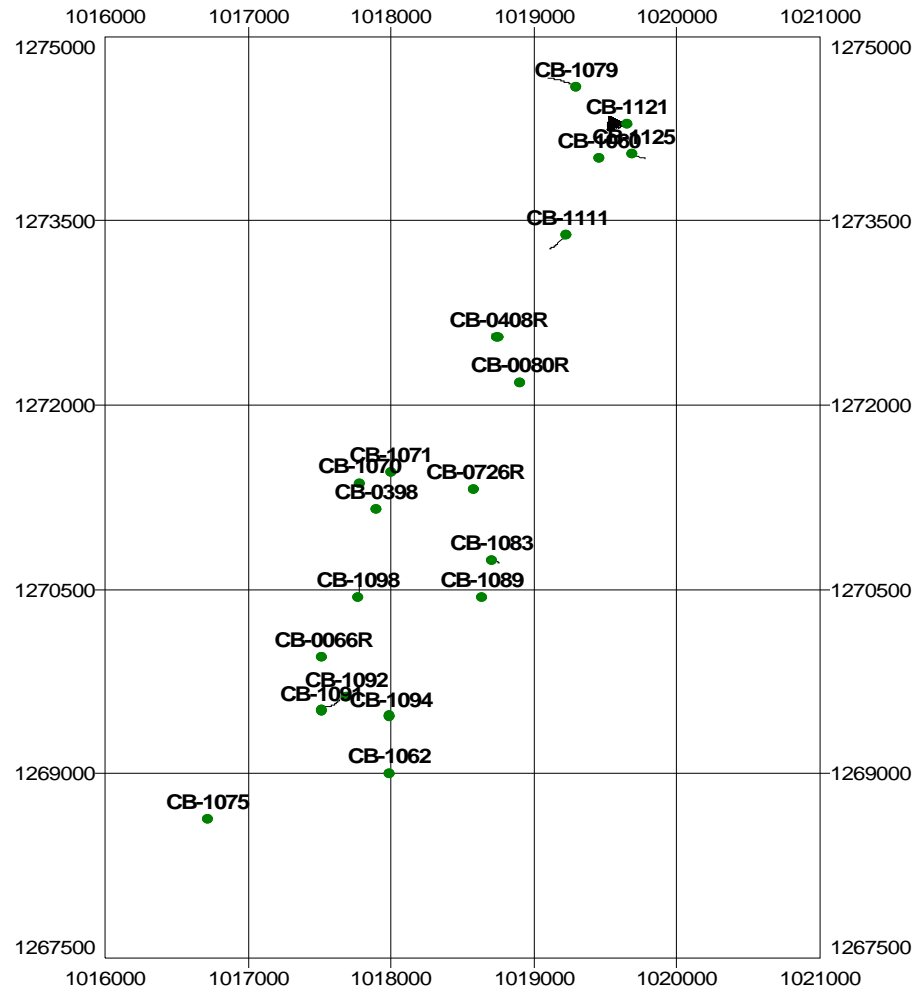
Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
														producción.
112 5D	8	124 0	82	22 3	10 17	11900	01- sep-10	BA	370 0	264 9	3790	269 4	4886	Ingresó con flushby y sacó rotor con corod. Ingresó con equipo B y sacó sarta de tubería saliendo la jta # 163 rota por jeteo, FE @ 4790'. Envío bomba a revisión. Bajó estator con 156 jta de 3-1/2" (intake @ 3655').
408 R	6	800	68	25 6	54 4	5500	05- sep-10	BA	312 5	346 5	3554	264 5	4745	Desaseguro y saco en sencillo 115 jta de 3 1/2" R2 EUE j-55 con BHA pcp, se evidencio la jta 101 con muestras de jeteo. La tubería salió con presencia de lodo. Destorquéo BHA y aseguró pozo.
66R	3	280	78	62	21 8	5500	17-oct- 09	BA	333 8	320 5	3658	317 2	4691	Midió fondo, encontrándolo @ 4345 ft. Bajo probando cuello dentado 3-1/2. (Encontró tubos rotos, por rozamiento el no. 13 y por jeteo el no. 44, ambos de abajo hacia arriba) pesco hold down.

Pozo	Bloque	Bruto	Bsw	Neto	Agua	Salinidad	Fecha falla	Arena	Profundidad falla	Profundidad actual de la bomba	Profundidad de la bomba	Tope perforado	Base perforado	Descripción del servicio
80R	6	450	85	68	38 2	10000	20-abr-10	A	225 0	215 4	2721	218 4	3500	Ingresó con equipo Sai-11 sacó tubería encontraron tubo # 99 roto por jeteo. FE con s.l. @ 2897'. Bajó con cuello dentado, se quedó hold down, bajó nuevamente encontrando obstrucción
80R	6	450	85	68	38 2	10000	06-jun-10	A	225 0	215 4	2721	218 4	3500	Saco tubería de 3 1/2" EUE R1 j-55, el tubo 97 colapso a 2175', y el tubo 98 perforado con hueco a 2178.43' total 99 jta (2205,25') + 4 blast joint x 39' + 20 jta x 451,53' + BHA x 51,29', total= 2771,08'. Midió fondo con sand line a 3200',

Fuente: Autor

Figura 21 Localización de Pozos con antecedentes de tubería Jeteada

• PRODUCTOR OIL



Fuente: Oil Field Manager

6. CASOS DE ESTUDIO

De acuerdo a los criterios técnicos y los escenarios de interés, para remediar, controlar o solventar el problema planteado en este proyecto, se procedió a recopilar información pozo a pozo, y con estos datos realizar una serie de gráficos que nos puedan facilitar la visualización de la falla y su respectiva acción correctiva que tomo el equipo de control de producción del Campo Casabe para poder ver su efecto sobre parámetros muy importantes como lo son la producción de líquido, aceite, BSW. Junto a este grafico se graficó en la misma escala la profundidad de la bomba, tope y base de perforados, nivel del fluido en el pozo.

Este grafico nos permite realizar una mejor interpretación del problema planteado y una muy confiable determinación sobre cuál de las dos alternativas planteadas es la más eficiente y la más representativa para la producción del Campo Casabe. A continuación se presenta este grafico por pozo a analizar y sus respectivos pozos modelos de inyección para estos productores.

De esta forma el listado de pozos que se le realizo el correspondiente análisis son los siguientes 16 pozos que en se distribuyeron de la siguiente manera.

Tabla10 Pozos seleccionados para Análisis

CAMBIO INTAKE DE LA BOMBA	USO BLAST JOINT
<ul style="list-style-type: none">• CBE-66R• CBE-80R• CBE-398• CBE-1060• CBE-1083• CBE-1089• CBE-1092• CBE-1121• CBE-1098• CBE-1125	<ul style="list-style-type: none">• CBE-408R• CBE-1062• CBE-1071• CBE-1070• CBE-1091• CBE-1094

Fuente: Autor

6.1 CAMBIO INTAKE DE LA BOMBA

6.1.1 CBE 66R: BA

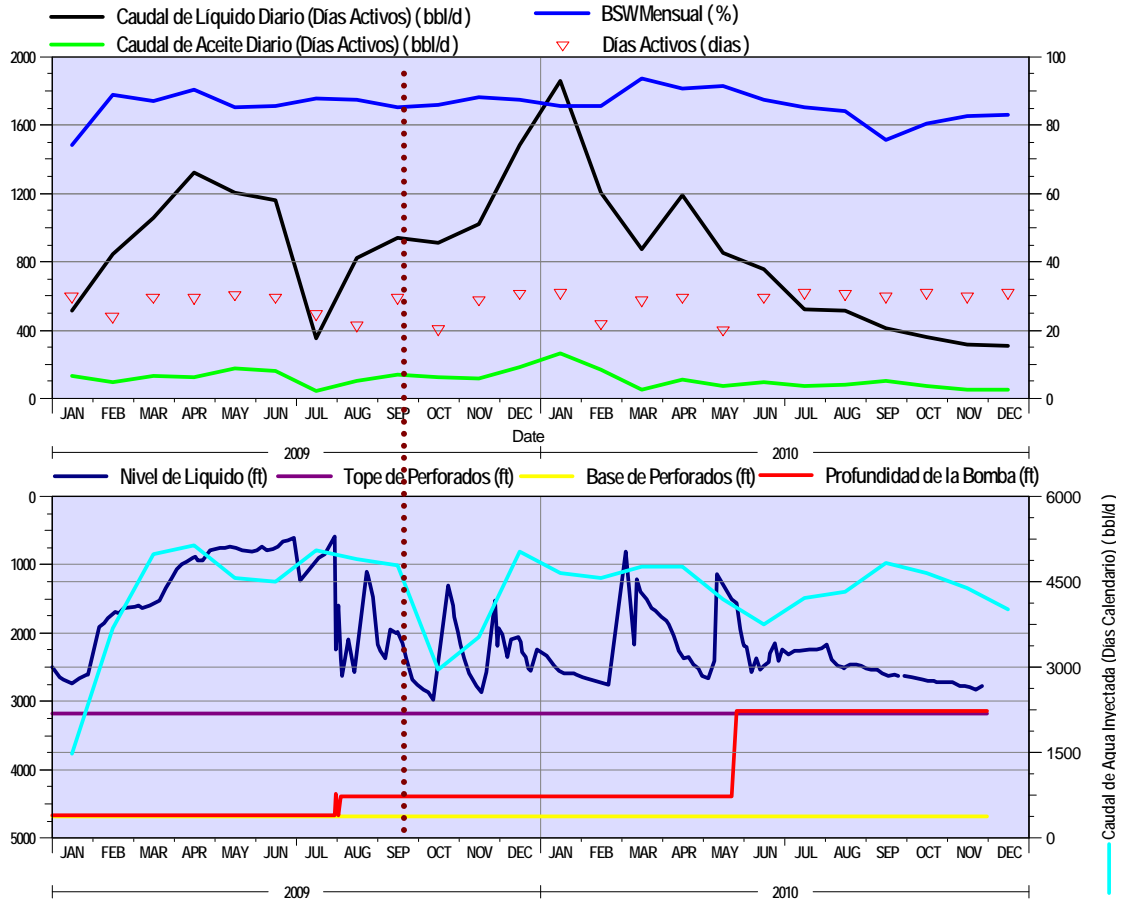
6.1.1.1 Historia de Servicios. El 1 de febrero de 2005 fue completado el pozo, la compañía Weatherford instaló la bomba PCP 24-40-1200 el 8 de abril del 2005. Este pozo se ha intervenido por limpiezas de arena en abril de 2005, enero y junio de 2006, en julio de 2007 se hizo limpieza de arena y se bajó sarta de tubería nueva. Cambiando la sarta de nuevo en febrero de 2009, antes de presentarse el problema de Jeteo. En julio de 2009 se dejó intake de la bomba a 4350', luego se realizó una limpieza de arena el 22 de agosto de 2009. El 15 de octubre ingreso F-200 sacó la sarta de tuberías saliendo la junta #147 con marca de jeteo y la junta #44 de abajo hacia arriba (3675') rota por jeteo, en esa oportunidad se reemplazó la sarta de tubería por una nueva. En mayo de 2010 detectó un colapso a 3330', realizó limpieza de arena y se decidió dejar el intake de la bomba a 3260'.

6.1.1.2 Análisis Grafico. Como podemos ver en el siguiente gráfico, para este pozo donde la falla en tubería de producción causada por el efecto de la inyección fue en Octubre de 2010, vemos que el equipo de control de producción tomó la decisión de cambiar esa tubería por una nueva, sin recurrir a una de nuestras dos alternativas para mitigar este daño, sin embargo en mayo de 2010 se decidió subir el intake de la bomba arriba de perforados, analizando las tendencias de producción, puede considerarse que el posicionamiento de la bomba tuvo un efecto de disminución en la producción del pozo, debido a que en el modelo de inyección se ha mantenido constante el caudal de inyección, sin embargo esta disminución en producción es compensada con los días activos del pozo después de subir la bomba, es decir, produce a menor tasa pero evita intervenciones con equipo debido a falla en tubería. Con respecto a la inyección de agua se puede decir que antes del jeteo en la tubería de producción, 8 meses atrás la inyección sobre este pozo fue aumentando gradualmente debido a que fue aumentando el

número de pozos inyectoros que afectan a las arenas donde fue cañoneado este pozo hasta llegar a un promedio de 4500 barriles de agua inyectada por el modelo de inyección. Luego de esto cuando se interviene el pozo en octubre de 2009 se puede ver la disminución de la inyección, recuperándola de nuevo gradualmente. En cuanto a los niveles no presentan una tendencia definida, ya que oscilan de manera no regulada, lo que cambio después de que subieron la posición de la bomba arriba de perforados, ya que su comportamiento fue más definido y de alguna manera se comporta similar a la curva de inyección.

Puede considerarse la opción de bajar blast Joints al frente de las perforaciones que han presentado el efecto de jeteo para recuperar la producción que se ha dejado de extraer, alargando el run life del pozo, esto asociado al monitoreo del modelo de inyección para evitar futuros desbalances y afectación a la integridad de la tubería. Sin embargo el porcentaje de sólidos que maneja el pozo es elevado, si se toma la alternativa de bajar la bomba dentro de perforados se incrementa el riesgo de pegas de bomba por la cantidad de sólidos presentes en el pozo. Por lo tanto el balance económico debe apuntar a que se mantenga la bomba sobre perforados produciendo a una tasa inferior a la alcanzada con la bomba dentro pero constante en el tiempo y sin generar costos por intervenciones con equipo de subsuelo.

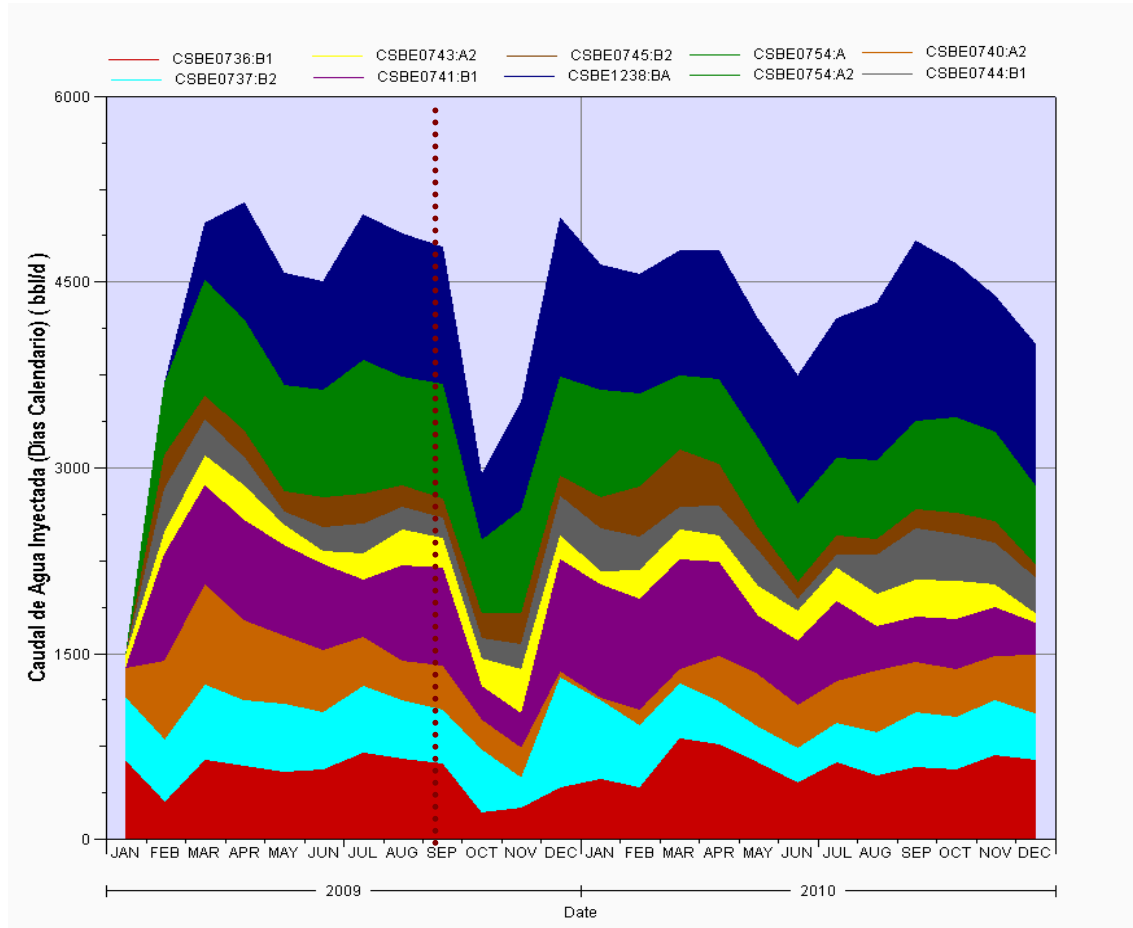
Figura 23 Parámetros CBE 66R: BA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección del pozo se puede decir que antes de presentarse problemas de jeteo en la tubería de producción los pozos que más inyección presentaban para esa fecha eran CBE-754 A, CBE-741B1, CBE-736 B1, CBE-1238 BA. Se dice que las fallas en la tubería de producción de este pozo se vieron influenciadas por la inyección de estos pozos más específicamente en el aumento por la presencia del pozo CBE-1238. De alguna manera podemos ver la similitud en las tendencias de las curvas de inyección y producción de crudo, que para en el caso de este pozo se ven muy semejantes.

Figura 14 Modelo de Inyección CBE 66R: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 754: A
- CBE 736: B1
- CBE 740: A2
- CBE 741: B1
- CBE 743: A2
- CBE 744: B1
- CBE 745: B2
- CBE 1238: BA

6.1.2 CBE 80R: A

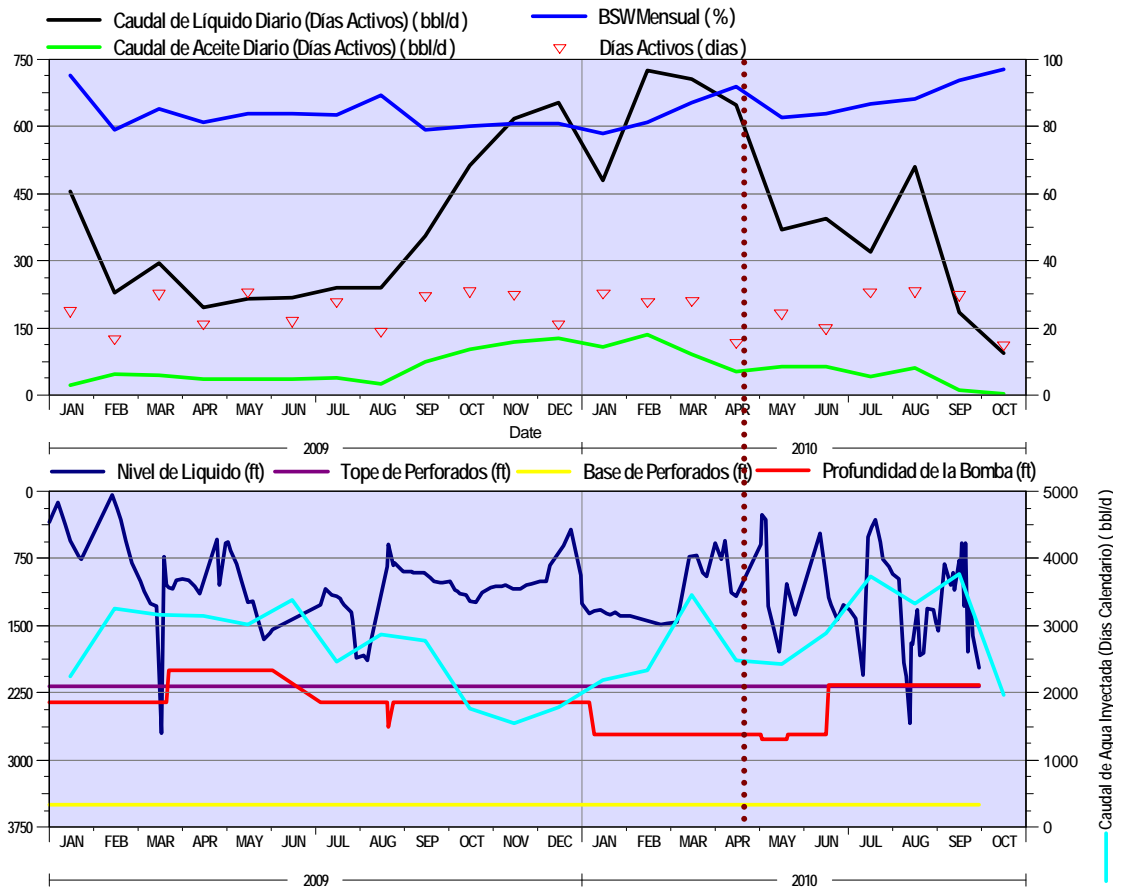
6.1.2.1 Historia de Servicios. El 18 de marzo de 2006 se completó el pozo, trabajo durante 5 meses sin ninguna complicación hasta agosto de 2006 que se realizó una limpieza de arena, nuevamente se intervino en noviembre del mismo año ya que se areno el mismo intervalo que habían limpiado la vez anterior. En enero de 2007 se vuelve a intervenir el pozo para limpieza de arena y se limpia el intervalo que presenta problemas de arenamiento (3100'-3560'). En enero de 2009 se baja bomba del CBE-1214 y se deja intake a 2000'. En abril de 2009 se realizó limpieza de arena encontrando tope de sucio a 2039' y limpio por circulación hasta 3546', bajo BHA de bomba PCP con estator usado y rotor nuevo. El 3 de julio volvió a entrar equipo para cañonear más intervalos, bajando sarta de tubería nueva dejando del intake de la bomba a 2373'. El 28 de diciembre de 2009 limpio por circulación en directa hasta 3545' encontrando un puente de arena a 2380'. Durante los primeros 5 meses del 2010 se le realizaron varios Flushing dejando el pozo en producción. El 1 de mayo de 2010 que ingreso el equipo SAI-11 y sacando la tubería encontró la junta # 99 rota por jeteo, realizo limpieza de arena por circulación hasta 3545'. Un mes más tarde volvió a presentar arenamiento con un 22,44% de perforados taponados, limpio y dejo el pozo en producción.

6.1.2.2 Análisis Grafico. Para este pozo donde la falla en tubería de producción causada por el efecto de la inyección fue el 1 de mayo de 2010 vemos que el equipo de control de producción tomo la decisión de subir el intake de la bomba arriba de perforados hasta 2165'. Analizando las tendencias de producción, podemos decir que el posicionamiento de la bomba tuvo un efecto en la disminución en la producción bruta del pozo sin embargo esta producción se ve recompensada con los días activos del pozo después de subir la bomba, ya que se produce a una menor tasa pero constantemente, evitando las intervenciones con equipos debido a fallas en la tubería. Durante los periodos que la bomba

estuvo dentro de los intervalos perforados la producción aumento. Con respecto a la inyección de agua se puede decir que antes del jeteo en la tubería de producción, durante dos meses la inyección para este pozo fue aumentando gradualmente hasta llegar a 3500 barriles de agua inyectada por el modelo de inyección para este pozo, luego de esto cuando se interviene el pozo en mayo de 2010 se puede ver la disminución de la inyección, recuperándola de nuevo gradualmente llevándola hasta 4000 barriles. En cuanto a los niveles no presentan una tendencia definida, ya que oscilan de manera no regulada, en cuanto al BSW este fue aumentando desde la fecha de la falla por jeteo.

Podría considerarse la opción de bajar blast joint en el BHA de PCP, pero el contenido de sólidos de este pozo es elevado y bajar la bomba dentro de los perforados incrementaría el riesgo de pegas de la bomba, por tanto el balance económico debe apuntar a que en se mantenga la bomba arriba de perforados produciendo a una tasa inferior pero sin interrupciones por paradas para servicio del pozo.

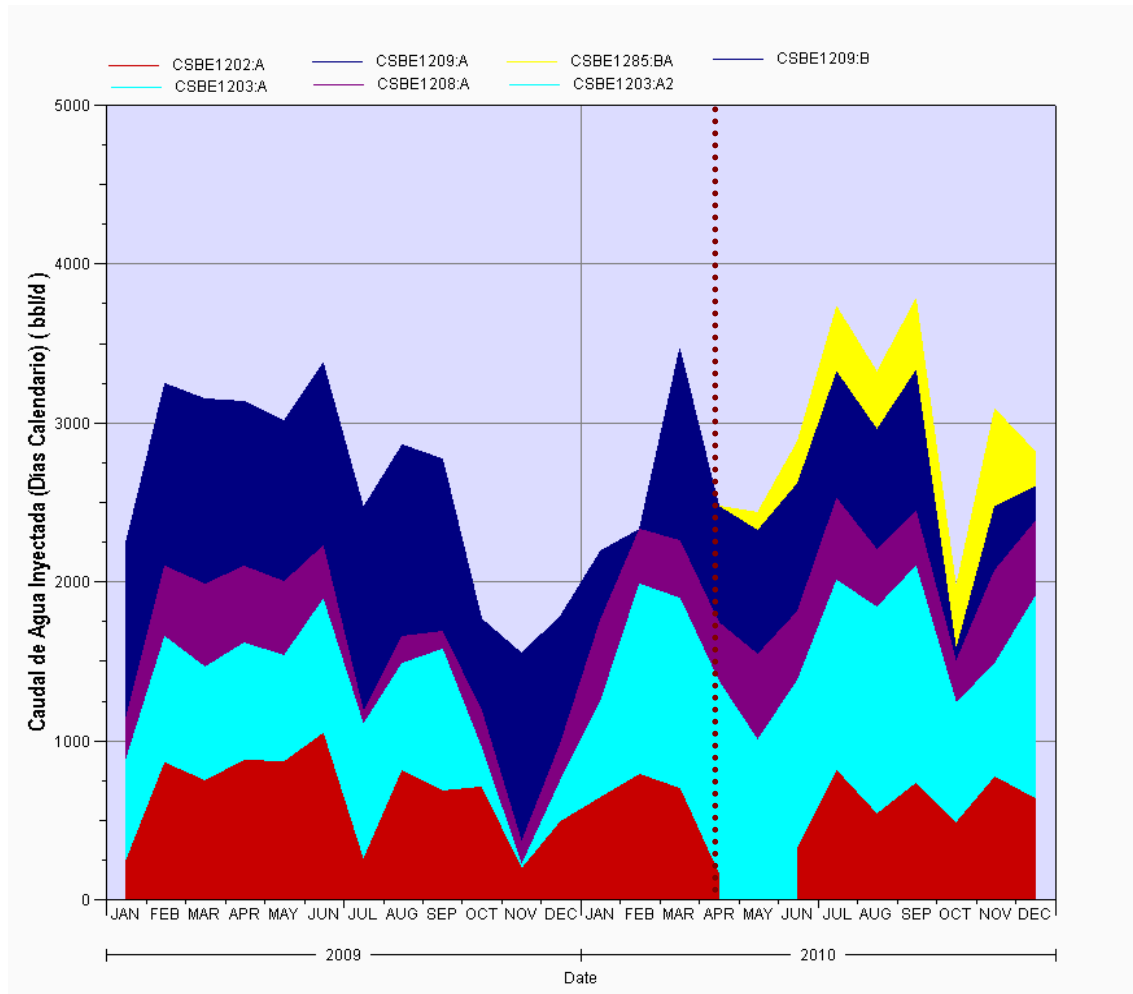
Figura 25 Parámetros CBE 80R: A



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección del pozo se puede decir que antes de presentarse problemas de jeteo en la tubería de producción los pozos que más inyección presentaban para esa fecha eran CBE-1203 A2, CBE-1209 B se puede decir que las fallas en la tubería de producción de este pozo se vieron influenciadas por la inyección de estos pozos más específicamente en el aumento por la presencia del pozo CBE-1209.

Figura 26 Modelo de Inyección CBE 80R: A



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 1208: A
- CBE 1203: A
- CBE 1209: A
- CBE 1202: A
- CBE 1285: BA

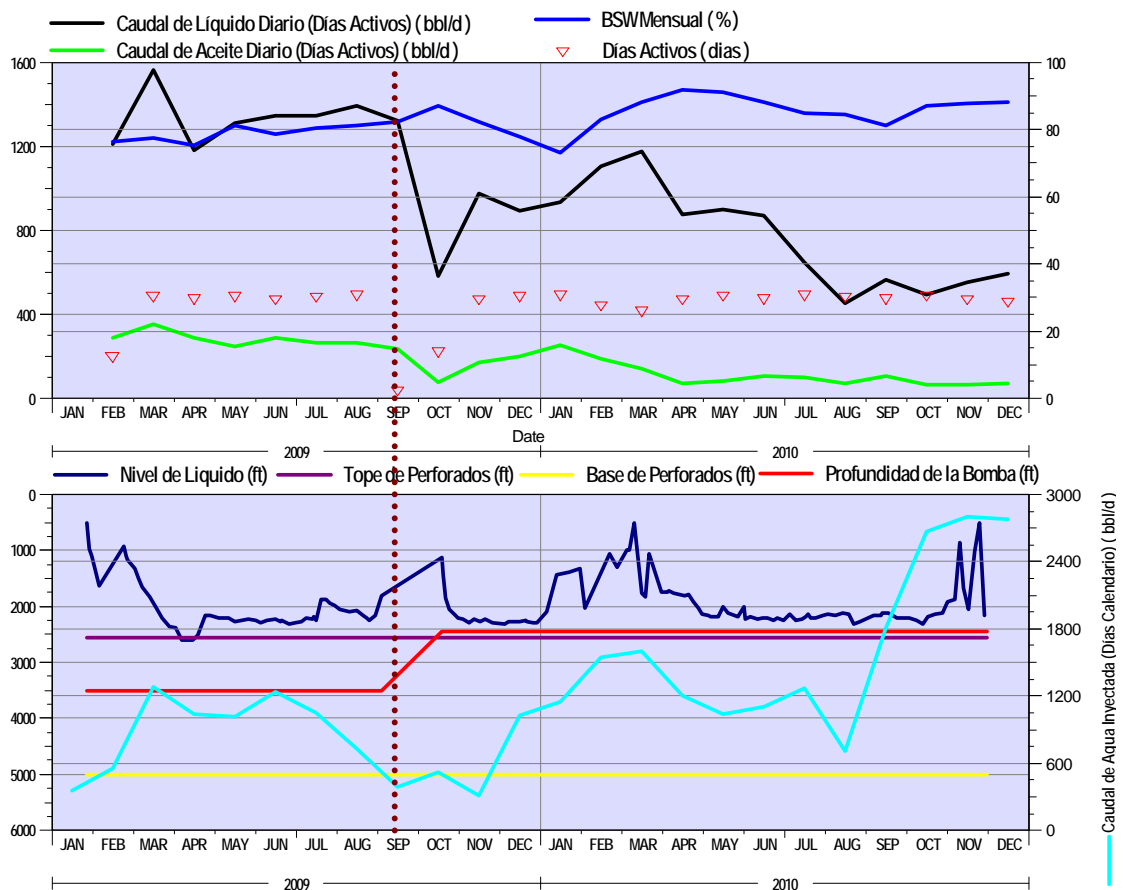
6.1.3 CBE 398: BA

6.1.3.1 Historia de Servicios. Este pozo inicialmente fue completado en 1955 con sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico. Durante su producción bajo este método, tubo frecuentes fallas por tubería rota. El 26 de enero de 2009 se realizó cañoneo adicional y se cambió el sistema de levantamiento a Bombeo por Cavidades Progresivas PCP. Ocho meses más tarde en septiembre de 2009 ingreso equipo saco tubería encontrando la junta 118 jeteada, realizo prueba de inyección y dejo el intake de la bomba a 2406'. En Octubre se cambia de varilla convencional a varilla continua. En marzo de 2010 ingreso la FlushBy saco el roto partido, luego ingreso equipo saco sarta de varillas y cambio el estator por uno nuevo. El 26 de marzo de 2010 ingresa la FlushBy y baja el roto y la varilla continua y deja el pozo en producción.

6.1.3.2 Análisis Grafico. Para este pozo donde la falla en tubería de producción causada por el efecto de la inyección fue en septiembre de 2009 vemos que el equipo de control de producción tomo la decisión de subir el intake de la bomba arriba de perforados hasta 2406'. Analizando las tendencias de producción, podemos decir que el posicionamiento de la bomba tuvo un efecto de aumento sobre la producción del pozo a medida que en la inyección también fue aumentando durante los siguientes 3 meses, los niveles aumentaron y el BSW bajo. Pero después de esto disminuyo la producción a los niveles más bajos que haya registrado el pozo, sin embargo esta disminución se ve compensada con los días activos del pozo, ya que en produce a menor tasa pero sin interrupciones. Los niveles después de esto han disminuido lo cual para este caso específico el ubicar la bomba dentro de perforados teniendo la inyección regulada representaría más disminución en el caudal de producción bruta, debido a que en se hace necesario ajustar la extracción de la bomba para mantenerla en condiciones operativas. De esta manera en este pozo se estaría eliminando el efecto del jeteo pero la perdida en producción es mucho mayor por estas razones de decidió subir

el intake de la bomba. Con respecto a la inyección de agua se puede decir que antes del jeteo en la tubería de producción la inyección para este pozo aumento gradualmente desde enero de 2010 hasta 1200 barriles de agua inyectada por el modelo de inyección para este pozo, luego de esto cuando se interviene el pozo en septiembre de 2009 se puede ver la disminución de la inyección, aumentado hasta llegar a una inyección de 2700 barriles.

Figura 27 Parámetros CBE 398: BA

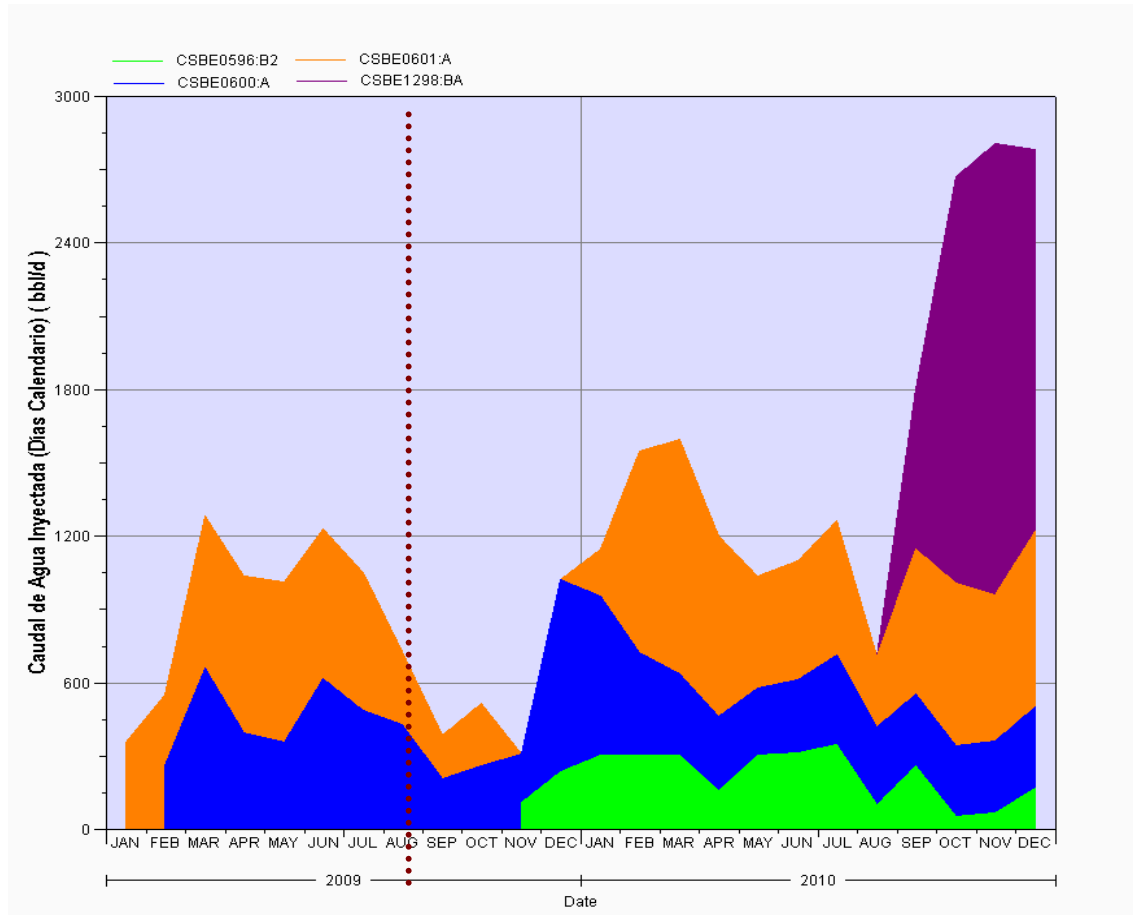


Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección de este pozo, los pozos que afectaban en el momento anterior a encontrar la falla por jeteo fueron CBE-600 y CBE-601. Siendo

el CBE-601 el que aumento en mayor proporción la inyección de agua, pudo ser que esta inyección irrumpió con mayor presión en la tubería de producción.

Figura 38 Modelo de Inyección CBE 398: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 601: A
- CBE 600: A
- CBE 596: B2
- CBE 1298: BA

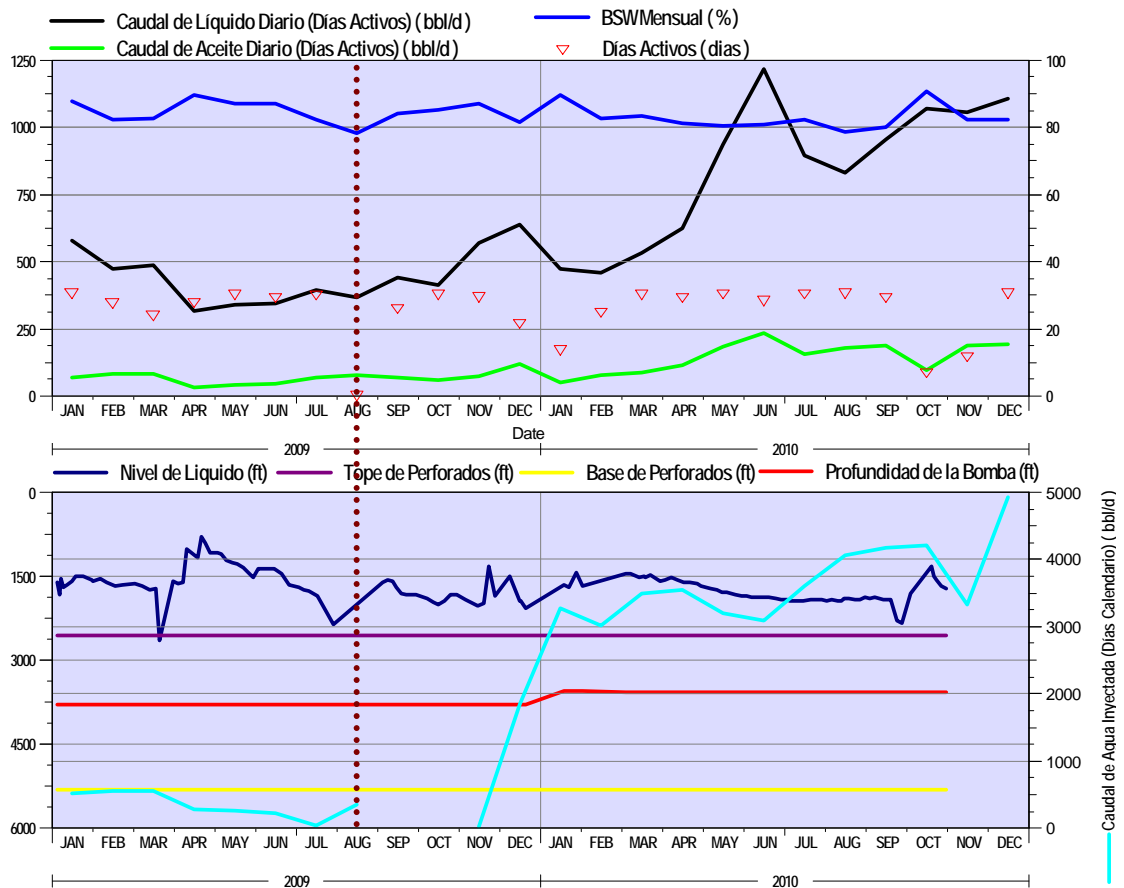
6.1.4 CBE 1060: CBA

6.1.4.1 Historia de Servicios. El 11 de Octubre de 2007 se perforo hasta 5758', fue cañoneado en arenas C y se instaló sistema de levantamiento PCP. En Febrero de 2008 se limpió con bomba desarenadora hasta 5643' y se dejó en producción. En Septiembre de 2008 cañoneo intervalos adicionales en arena A y B. En Octubre de 2008 saco tubería encontrando tubo roto # 96, bajo nueva bomba, el siguiente mes se intervino el pozo y se encontró junta # 134 de arriba hacia abajo rota. En marzo de 2009 se encontró junta # 89 rota y se procedió a cambiar 5 juntas por encima y 5 por debajo del tubo roto. En septiembre de 2009 se sacó el estator con la sarta de tubería y se encontró las juntas # 113 y 160 con evidencia de jeteo, se procedió a cambiar la tubería jeteada por una nueva. En enero de 2010 se levantó la sarta evidenciando peso incompleto, se pescó y se bajó sarta de producción dejando la profundidad de la bomba a 3563'. Las intervenciones siguientes han sido durante todo el 2010 Flushing preventivos, cambios de cabezales y motor en cuatro oportunidades, en octubre de 2010 se sacó sarta de varillas, de tubería, y se encontró junta #150 rota, se limpió por circulación en directa hasta 5352'. Se armó BHA PCP y se bajó sarta de tubería nueva.

6.1.4.2 Análisis Grafico. En este pozo se encontró la tubería jeteada en septiembre de 2009 y se procedió a cambiar esa tubería por una nueva, ya en enero de 2010 se determinó subir la bomba arriba de perforados dejándola a 3563'. Podemos evidenciar en el grafico que la producción se mantuvo después de cambiar la tubería por una nueva y ascendiendo hasta que en enero se intervino el pozo para una pesca y se le subió en intake de la bomba y la producción cayó un poco por el cierre del pozo pero luego la producción siguió en ascenso para este caso en particular se puede ver como se produce a una taza mayor y con regularidad en los días activos del pozo, la decisión de subir la bomba fue acertada y no trajo consigo una disminución en el caudal de producción. En

cuanto al BSW este ha disminuido después de que se subió la bomba y se ha estabilizado durante este periodo hasta que fluctuó un poco cuando se intervino el pozo en octubre de 2010. Con respecto a la inyección podemos ver que antes de la evidencia de jeteo la inyección no era significativa, esta empezó a influir sobre este pozo a partir de noviembre de 2009.

Figura 29 Parámetros CBE 1060: CBA

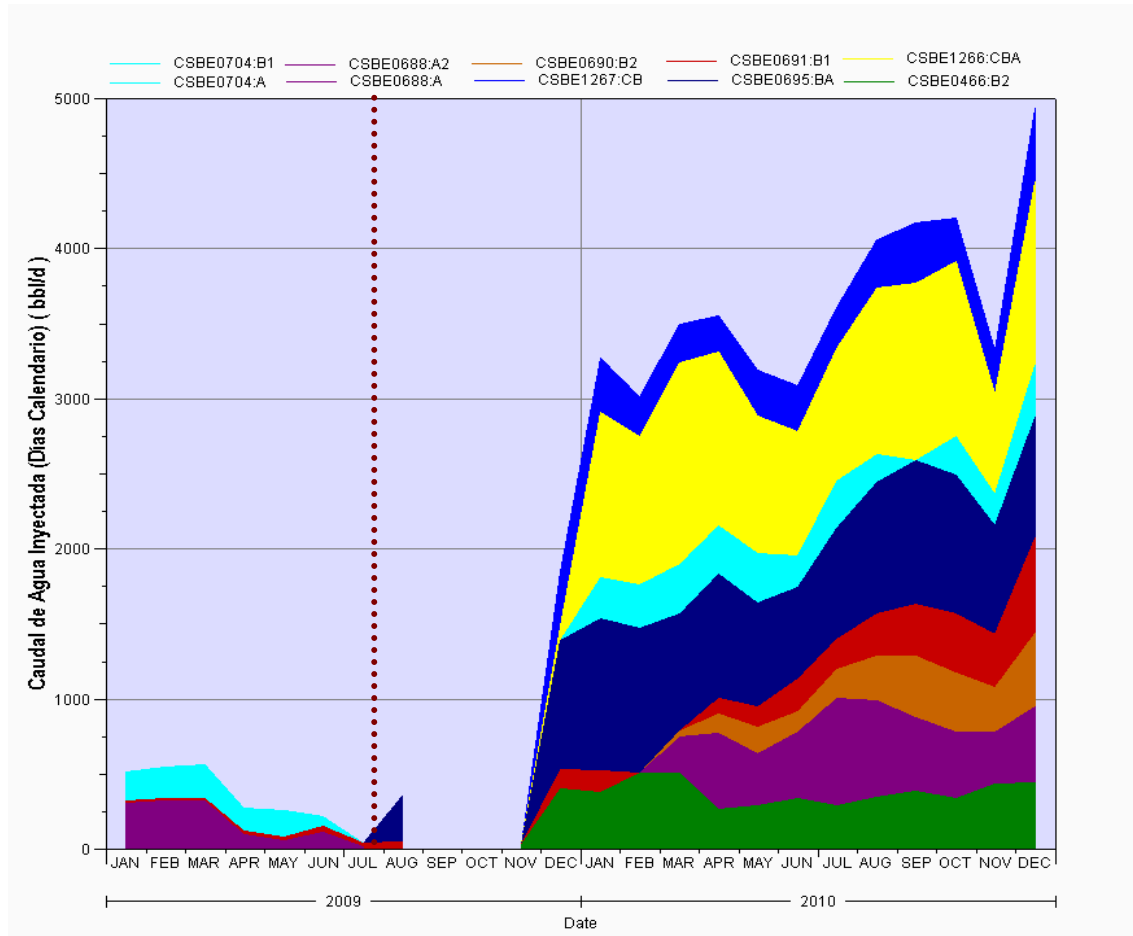


Fuente: oil field manager

Con respecto a el modelo de inyeccion para este pozo tenemos que antes de la evidencia de jeteo el pozo CBE-1267 tenia la mayor cantidad de caudal inyecctado. Posiblemente esta presion de inyeccion afecto dicha tuberia

generando jeteo, luego de el cambio de profundidad de la bomba los pozos que mas aportan inyección son CBE-1267 Y CBE-1266.

Figura 30 Modelo de Inyección CBE 1060: CBA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 695: B
- CBE 704: A
- CBE 466: B2
- CBE 691: B1
- CBE 688: A2

- CBE 690: B2
- CBE 1267: CB
- CBE 1266: CBA
- CBE 695: BA

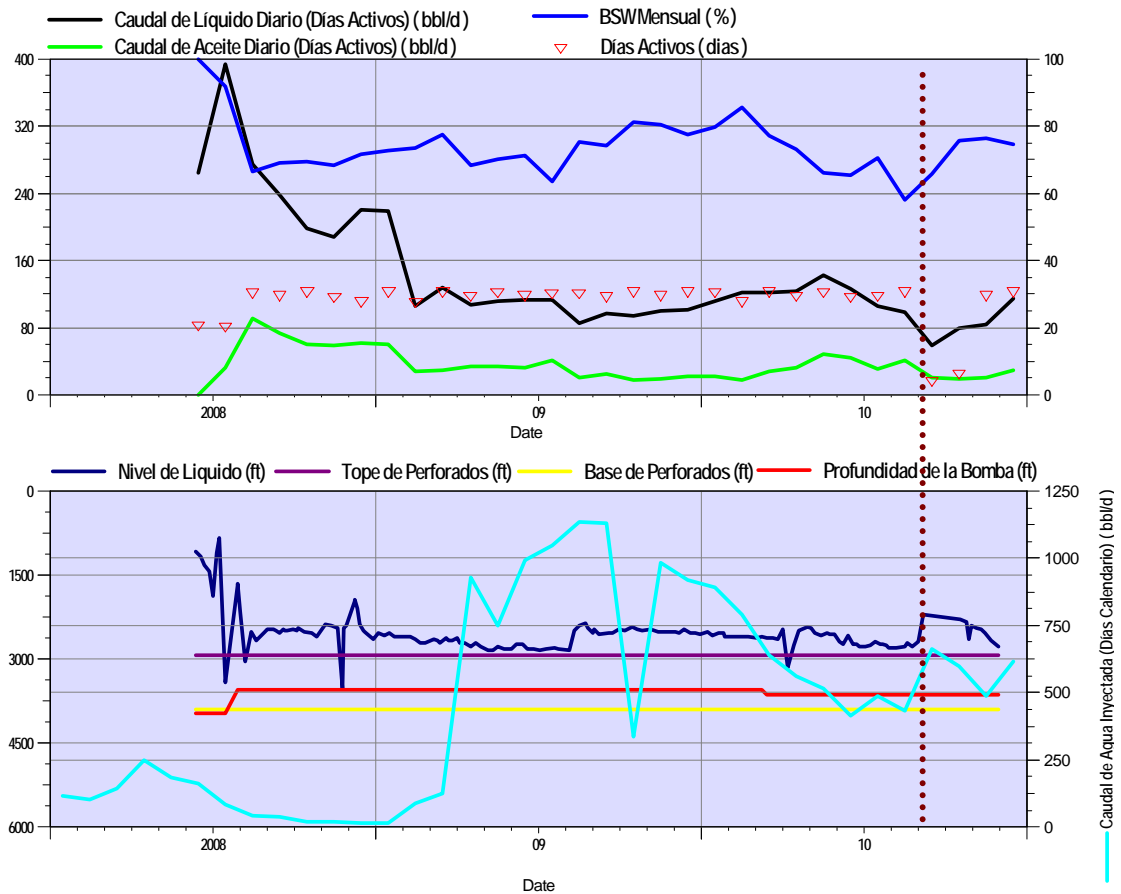
6.1.5 CBE 1083D: A

6.1.5.1 Historia de Servicios. El 19 de mayo de 2008 se perforo, el 10 de junio de 2008 se cañonearon los intervalos propuestos 2933'-3892' bajo sarta de producción se bajó sarta de producción, varillas y bomba PCP de Weatherford 32-40-1200NBRA a 3976'. El 27 de julio de 2008 se sacó sarta de varillas con rotor, tubería y se encontraron los tubos # 11,33 y 15 de abajo hacia arriba con alto grado de desgaste, se procedió a reemplazar los tubos en malas condiciones, y se limpió con N₂, circulo pozo a limpio y bajo sarta de tubería, varillas y bomba nueva con mayor capacidad de extracción. La siguiente intervención fue el 7 de diciembre de 2008 se maniobro por varilla partida, pescos y saco rotor, bajo nuevamente cambiando algunas varillas en mal estado. En marzo y julio de 2010 se realizaron Flushing preventivos con éxito. El 15 de octubre se sacó rotor, sarta de tubería y BHA de PCP, saliendo jeteada la junta # 142 de arriba hacia abajo, se cambió por tubería nueva y se dejó intake de la bomba a 3621'.

6.1.5.2 Análisis Grafico. La evidencia de jeteo para este pozo se encontró en la intervención del pozo que se llevó a cabo en octubre de 2010, sin embargo para este pozo se cambió el intake de la bomba pero se mantuvo dentro de los límites de perforados. De igual manera podemos ver que en marzo de 2010 se bajó un poco más la bomba ayudando a aumentar la extracción de aceite hasta que se intervino el pozo en octubre, lo que lo llevo a bajar la producción. El BSW para este pozo en promedio es de 67% este ha bajado desde la intervención que se hizo de marzo de 2010. Los niveles han permanecido constantes. En cuanto a la inyección antes de la presencia de jeteo tubo un aumento de casi 250 barriles más

de lo que venía inyectando. Realmente para este pozo debido a los niveles que maneja no se recomendaría subir el intake de la bomba arriba de perforados ya que en por los niveles tan bajos de este pozo se haría necesario ajustar la capacidad de extracción lo que en disminuiría más la producción bruta.

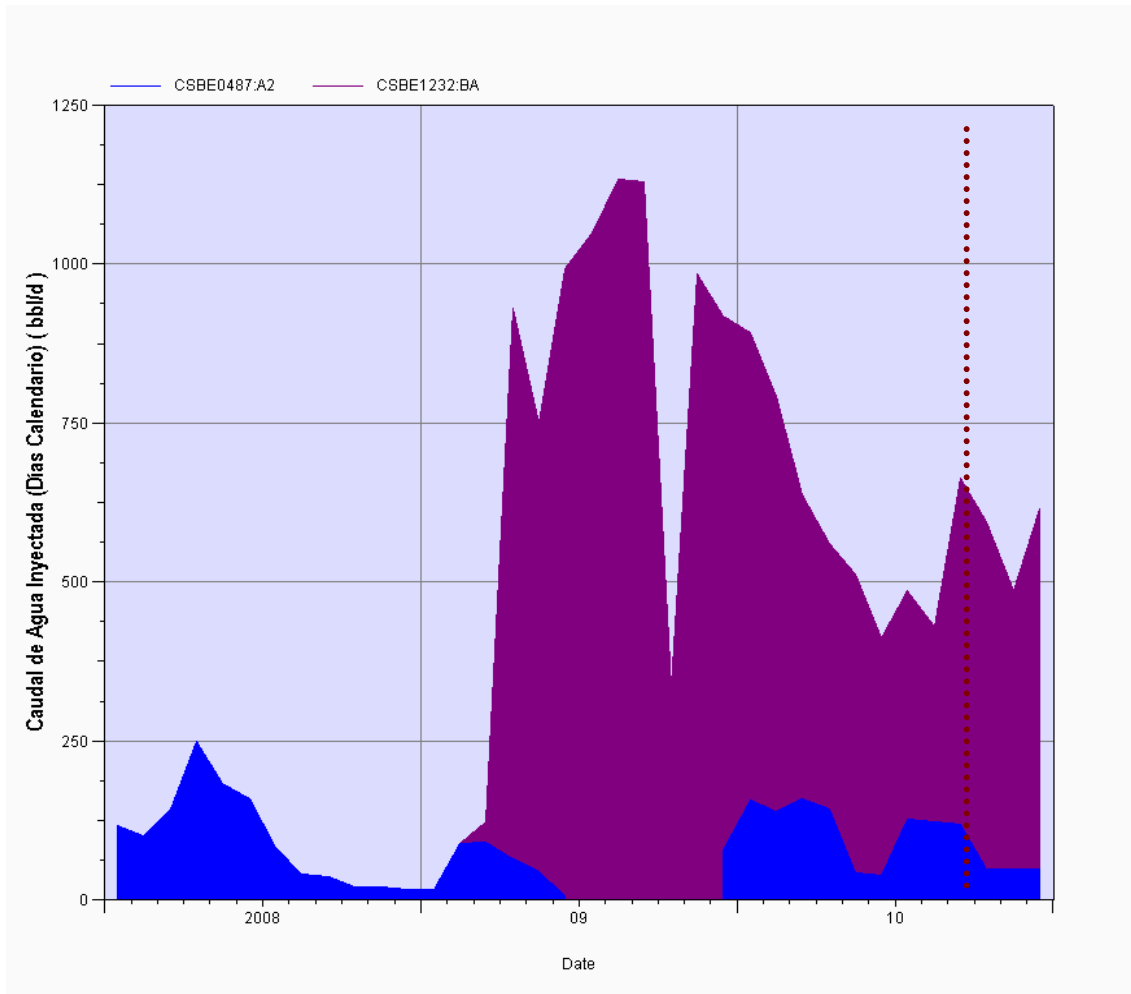
Figura 31 Parámetros CBE 1083D: A



Fuente: Oil Field Manager

Con respecto al modelo de inyección de este pozo podemos ver que son tan solo dos pozos los que inyectan y el que en lo hace con mayor proporción el CBE-1232. Muy posiblemente a este se atribuya el daño en la tubería.

Figura 34 Modelo de Inyección CBE 1083D: A



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 487: A2
- CBE 1232: BA

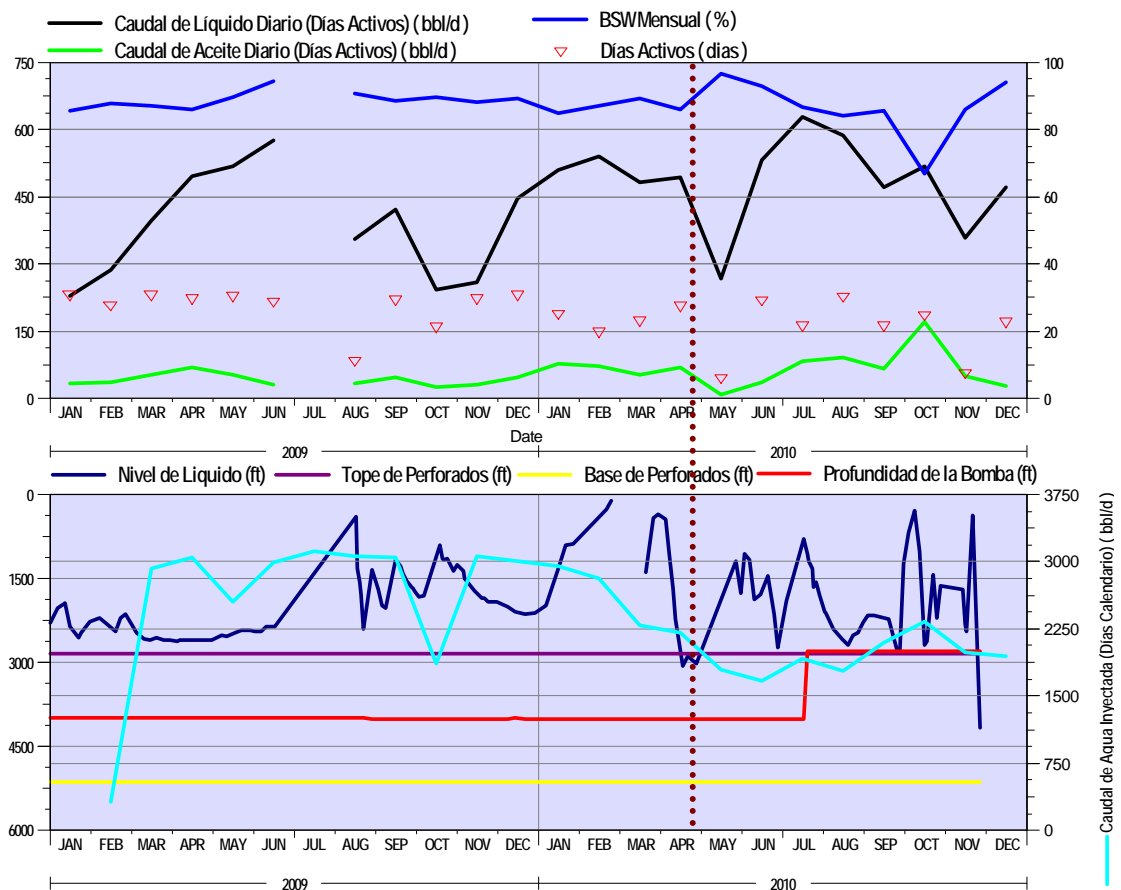
6.1.6 CBE 1089: BA

6.1.6.1 Historia de Servicios. El 19 de noviembre de 2008 se perforo, el 11 de diciembre de 2008 se cañoneo desde 5138' hasta 2842', bajo BHA de PCP con sarta de varillas en sencillo, espacio e instalo cabezal y dejo en producción desde ese día. El 1 de mayo de 2009 se realizó Flushing y reespaciamiento preventivo. El 3 de agosto de 2009 se limpió por circulación hasta 5251', el 16 de agosto se intentó Flushing sin éxito saco sarta de varillas, intento sacar rotor sin éxito, se logró sacar haciendo backoff, calibre con taper y bajo sarta de producción y dejo intake de la bomba a 4010'. El 18 de octubre de 2009 se sacó sarta de varillas y tubería encontrando el tubo # 175 roto, se limpió con C.T y limpio hasta 5530', luego ingresa equipo baja BHA de PCP y rotor con sarta de varilla y deja pozo produciendo. El 8 de febrero de 2010 se hizo limpieza de arena por circulación en directa. El 5 de mayo de 2010 se sacó tubería encontrando la junta # 174 rota por rozamiento y el tubo # 125 jeteado, se realizó limpieza de arena y se cambiaron los tubos en mal estado por tubería nueva. El 12 de julio limpio arena por circulación hasta 5572', armo BHA para PCP y dejo intake de la bomba a 2750'. El 10 de diciembre de 2010 se limpió por circulación hasta 5561' armo y bajo BHA de PCP, el 12 de noviembre la Corod bajo el rotor con varilla continua. El 3 de diciembre de 2010 ingreso C.T, limpio por circulación hasta 5570', luego ingreso equipo y bajo BHA de PCP dejando el intake de la bomba a 2738'. El 27 de enero de 2011 se cambió motor por fuerte de ruido.

6.1.6.2 Análisis Grafico. En mayo de 2010 se evidencio la tubería jeteada cuando se intervino el pozo, se decidió cambiar esa tubería jeteada por una tubería nueva, en julio de 2010 se hizo limpieza de arena y se decidió subir el intake de la bomba arriba de perforados (2750'), para este caso la posición de la bomba no trajo consecuencias para la producción de este pozo por que como se puede ver a partir de la fecha en que se subió la posición de la bomba la producción aumento, aun cuando presentaba intervenciones que reducían los días activos de trabajo del

mismo, en cuanto a los niveles ellos permiten tener la bomba bajo estas condiciones, sería importante precisar los motivos por los cuales este pozo se interviene en repetidas ocasiones ya que los días activos después de subir la bomba no son regulares. En cuanto a la inyección podemos decir que cuatro meses antes de la presencia de jeteo la inyección había llegado a 3000 barriles y fue disminuyendo.

Figura 33 Parámetros CBE 1089: BA

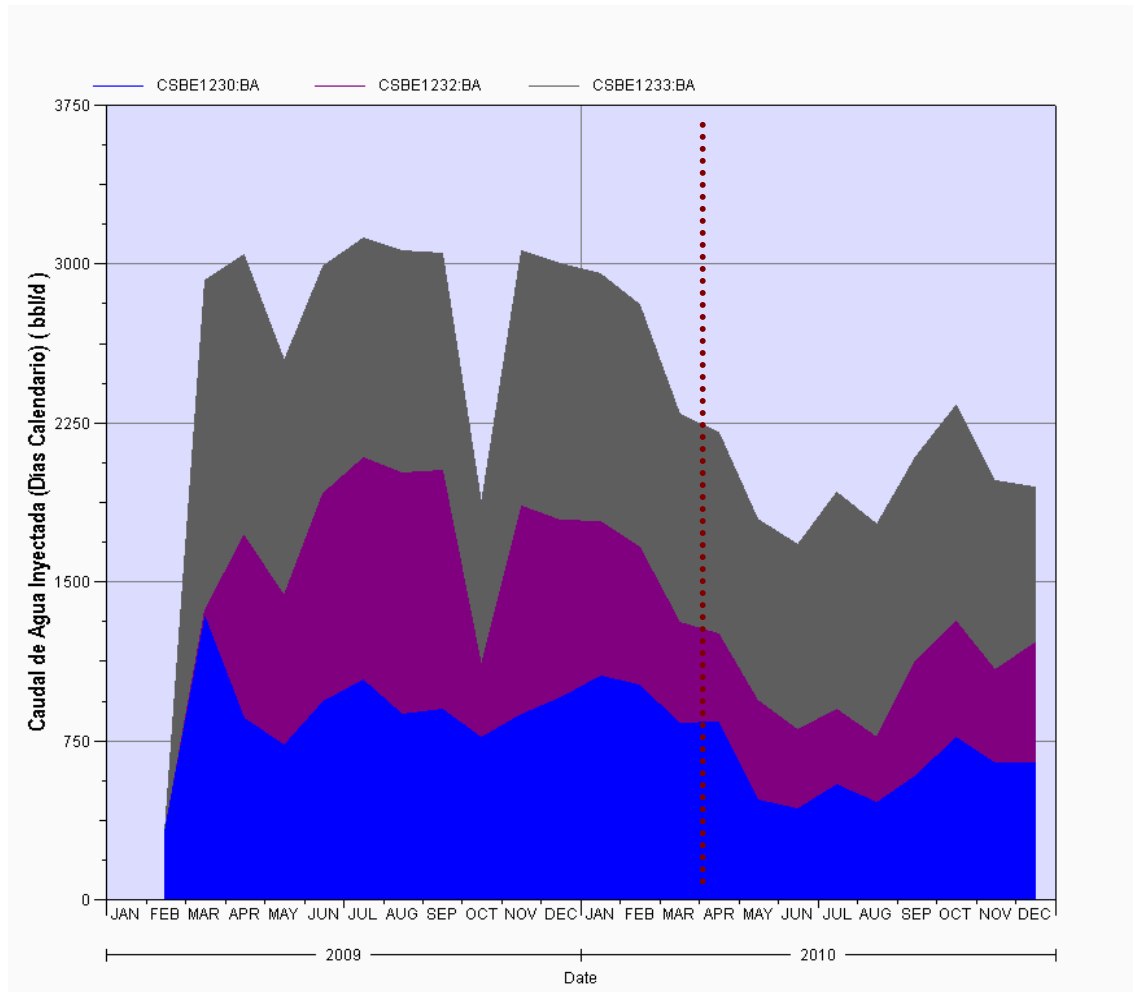


Fuente: Oil Field Manager

Con respecto al modelo de inyección vemos que antes de la falla en la tubería por efecto de la presión de inyección, este pozo estaba influenciado por la inyección en mayor proporción por el pozo CBE-1230 y CBE-1233, podríamos decir que el

pozo CBE-1233 tuvo un caudal de inyección considerablemente alto apartir de octubre de 2009 lo que posiblemente afecto o fue el causante del jeteo en la tubería de producción.

Figura 34 Modelo de Inyección CBE 1089: BA



Fuente: OIL FIELD MANAGER

Pozos inyectores

- CBE 1230: BA
- CBE 1232: BA
- CBE 1233: BA

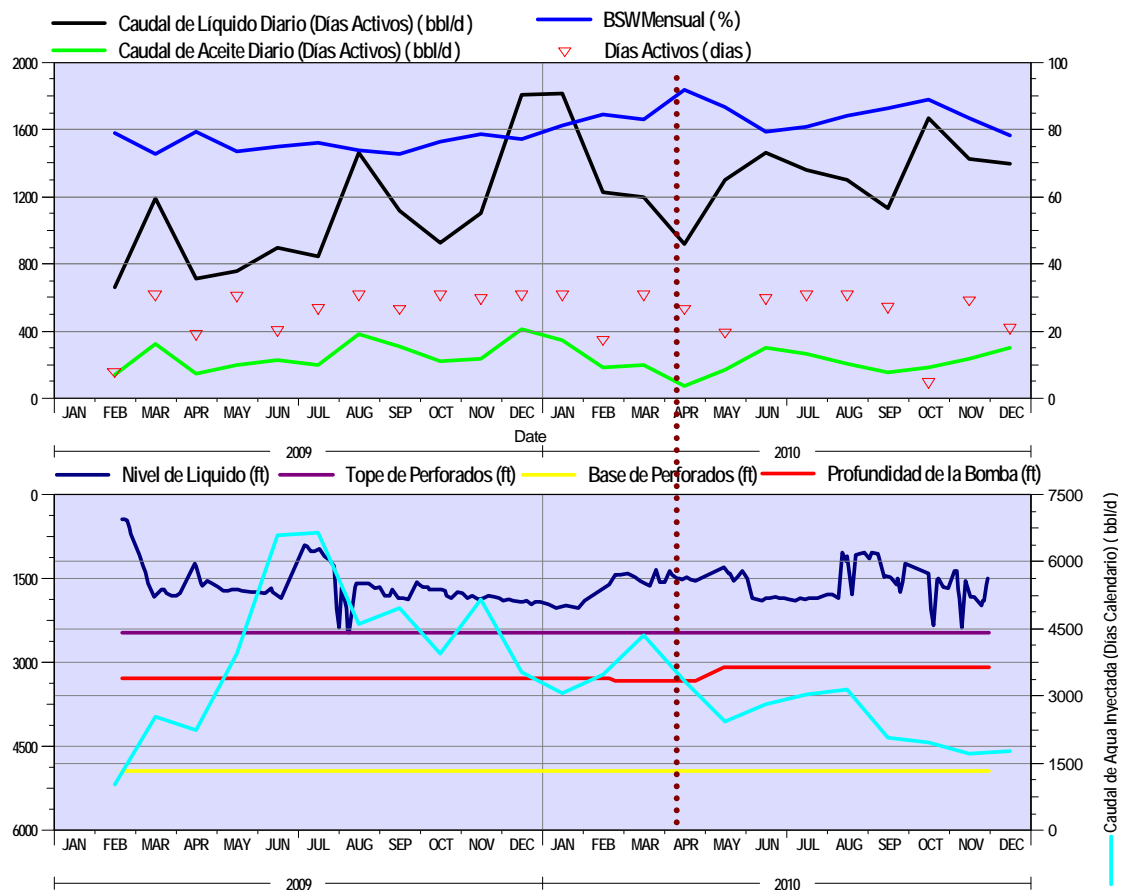
6.1.7 CBE 1092D: BA

6.1.7.1 Historia de Servicios. El 20 de febrero de 2009 se bajó taper de 7", se bajó BHA con estator, y dejó intake a 3331'. El 2 de abril se realizó Flushing con éxito. El 13 de abril de 2009 ingreso equipo para realizar limpieza de arena con desarenadora encontrando tope a 4251', lavo hasta 5286', bajo tubería de producción probando, dejó intake de la bomba a 3290' y bajo roto con varilla continúa. El 23 de julio ingreso flushby a liberar varilla sin éxito, ingreso equipo y saco sarta de producción, bajo con cuello dentado encontrando tope de sucio a 3897' limpio por circulación y luego con bomba Aldana hasta 5285'. Bajo BHA de PCP con tubería de producción. El 8 de febrero de 2010 saco rotor con Corod, el 9 de febrero ingreso equipo limpio con desarenadora hasta 5269', armo BHA con tubería nueva y dejó intake a 3290', luego la flushby bajo rotor con varilla continúa. El 5 mayo de 2010 saco tubería Tenaris Blue saliendo cuerpo del estator jeteado, bajo tubería Tenaris Blue con cuello dentado en punta y dejó para limpieza de arena. El 8 de mayo 2010 saco sarta de tubería, armo BHA de PCP y bajo nuevamente Tenaris Blue dejando el intake a 3075. El 12 de mayo ingresa flushby y bajo rotor con varilla continua. El 14 de octubre de 2010 se realizó limpieza de arena con desarenadora hasta 5425', bajo BHA de PCP con tubería Tenaris Blue y bajo rotor con varilla continua. El 25 de diciembre se limpió con desarenadora hasta 5275', cambio toda la sarta por tubería nueva Tenaris Blue. El 2 de enero de 2011 ingreso Corig y soldó pin end superior, se espacio cabezal y se dejó pozo en producción.

6.1.7.2 Análisis Grafico. En mayo de 2010 se intervino el pozo y se encontró el cuerpo del estator jeteado se procedió a cambiar la tubería por una nueva Tenaris Blue y se decidió subir el intake de la bomba a 3075' quedando está dentro del intervalo de perforados. Con respecto a la producción de aceite, después de la subida de la bomba se recuperó un poco la producción, pero después dos meses más tarde empezó a caer debido a las intervenciones en el pozo. Los niveles se

podrían mantener constantes salvo que cuando se interviene el pozo los niveles cambian durante periodos cortos debido a esto se decide subir la bomba pero dejarla dentro de perforados ya que se puede mantener la capacidad de extracción. La inyección antes de la falla venía a 4500 barriles por el modelo de inyección los cuales se empezaron a regular hasta disminuir abruptamente el caudal de inyección del modelo.

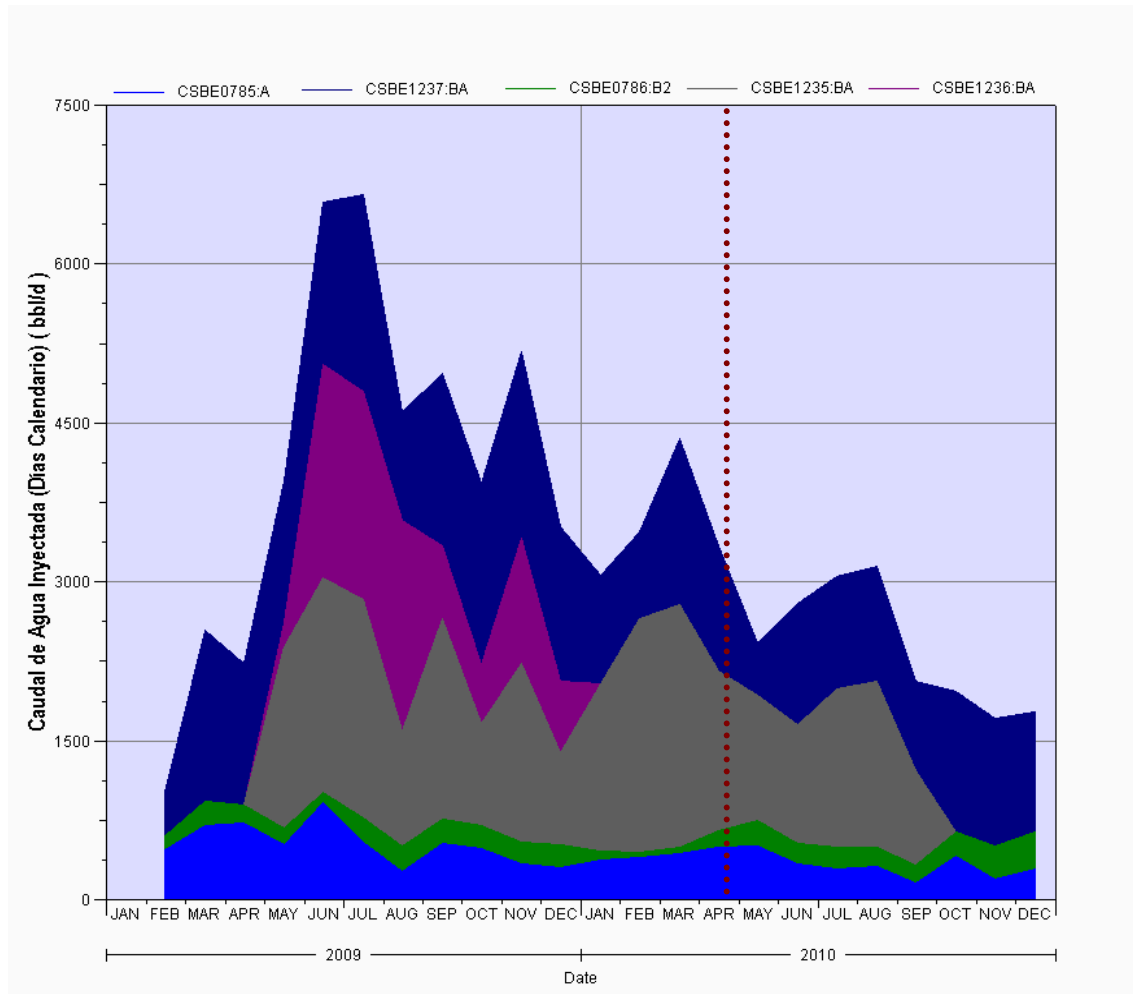
Figura 35 Parámetros CBE 1092D: BA



Fuente: Oil Field Manager

Para el modelo de inyección del pozo, vemos que el pozo que mayor aporta es el CBE-1235. Se puede evidenciar que el pozo CBE-1236 ya no influía en este pozo cuatro meses antes de la falla por jeteo.

Figura 36 Modelo de Inyección CBE 1092D: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 785: A
- CBE 786: B2
- CBE 1235: BA
- CBE 1236: BA
- CBE 1237: BA

6.1.8 CBE 1098: BA

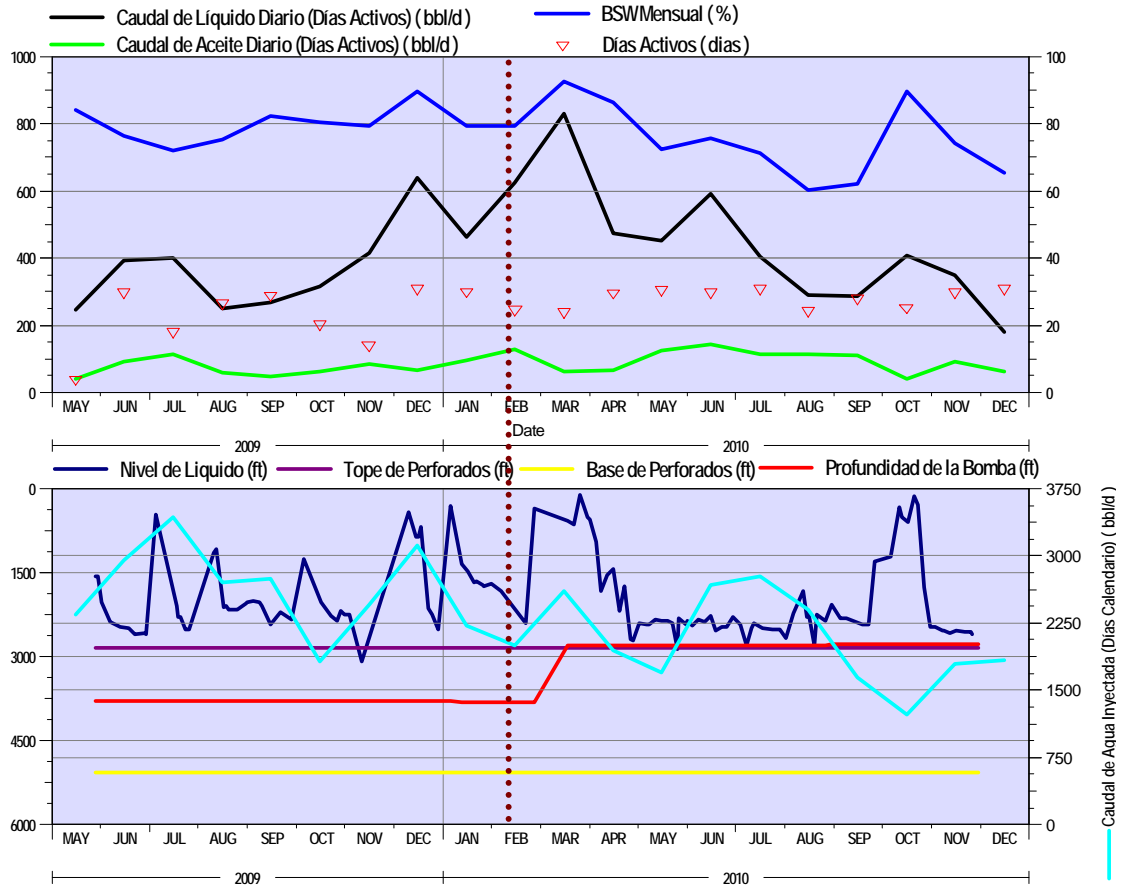
6.1.8.1 Historia de Servicios. El 24 de febrero de 2009 se perforo hueco de producción, el 25 de mayo se completó el pozo con sistema PCP. En julio de 2009 se intentó realizar Flushing sin éxito, se encontró la bomba pegada. El 16 de julio de 2009 se encuentran las ultimas 11 juntas llenas de arena, se limpia por circulación has 5551', se baja BHA PCP y sarta de varillas. El 9 de agosto de 2009 se limpió por circulación directa hasta 5544', bajo BHA de PCP y dejo intake a 3791' y bajo sarta de varillas. El 15 de octubre de 2009 encontró junta # 56 de abajo hacia arriba roto, ingreso flushby y bajo rotor con varilla continua. El 24 de febrero de 2010 se realizó Flushing con éxito. El 4 de marzo de 2010 ingreso equipo se sacó estator y bomba con sarta de tubería encontrando # 134 jeteada, se limpió por circulación en directa hasta 5549', bajo bomba dejando intake a 2803'. El 6 de agosto de 2010 intento Flushing sin éxito. El 10 de octubre de 2010 y febrero 2 de 2011 se realizaron Flushing con éxito.

6.1.8.2 Análisis Grafico. En marzo de 2010 se encontró tubería jeteada y se decidió durante la intervención subir el intake de la bomba a 2801' quedando está arriba de perforados, la posición de la bomba no tuvo efectos negativos sobre la producción de aceite ya que esta aumento y mantuvo su producción durante casi 5 meses, después de esto tuvo una disminución que se le puede atribuir a la caída de inyección de agua, los niveles después de que se subió la bomba se comportaron de mejor manera ya que no variaron drásticamente . El pozo después de subir la bomba ha tenido en promedio 27 días activos por mes.

Para este caso específico la opción de ubicar la bomba por encima de las perforaciones teniendo la inyección regulada representaría una disminución mayor en el caudal de producción bruta debido a que por presentar los niveles de fluido tan bajos se hace necesario el ajuste de extracción para mantener la bomba en

condiciones operativas, se eliminaría el efecto de jeteo pero la pérdida de producción sería mayor.

Figura 37 Parámetros CBE 1098: BA



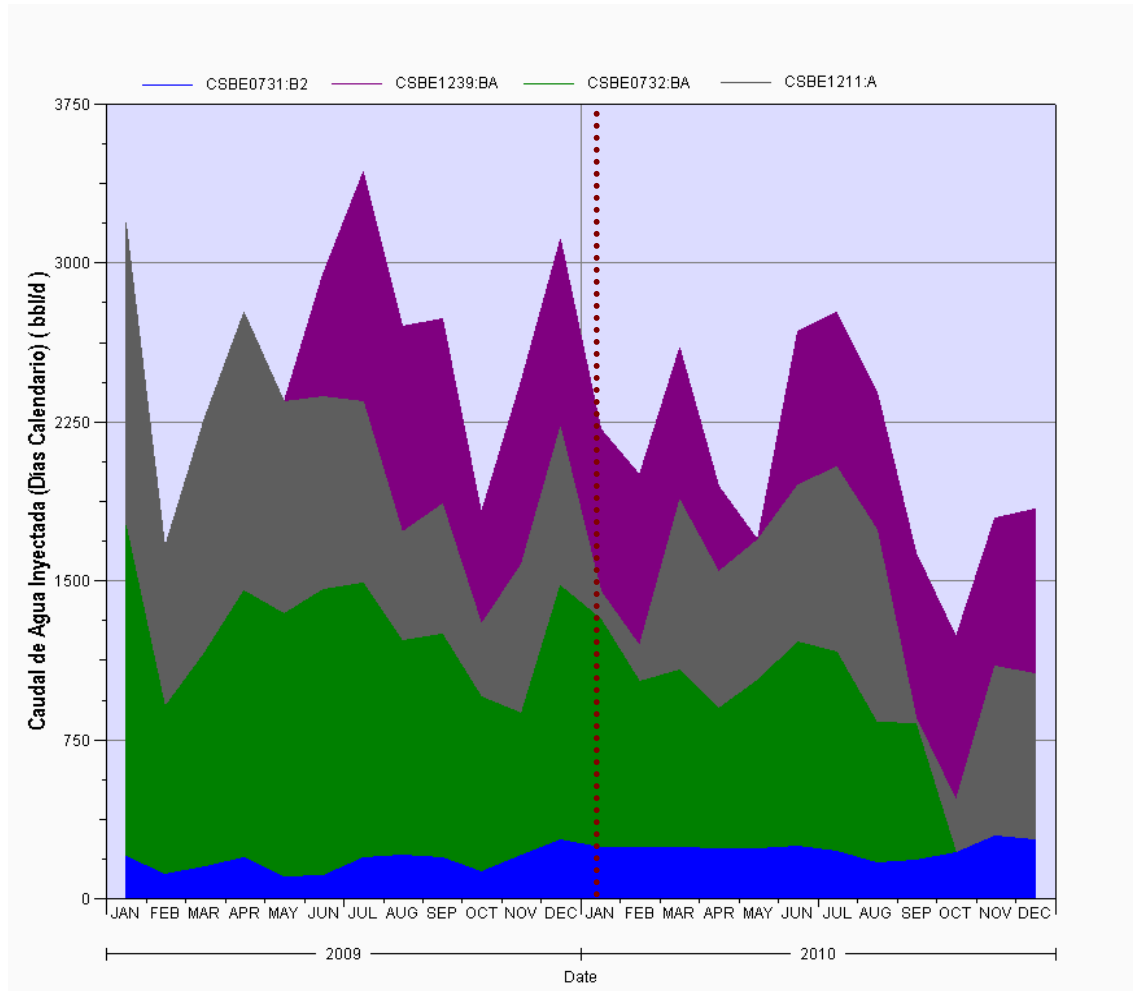
Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección se puede ver que el pozo que inyectaba de ese modelo en esos momentos fue el CBE-732 y antes de encontrar la falla este tuvo un incremento en el caudal de inyección, podríamos atribuirle al aumento del caudal de este pozo el daño en la tubería de producción.

Para este caso específico la opción de ubicar la bomba por encima de las perforaciones teniendo la inyección regulada representaría una disminución mayor

en el caudal de producción bruta debido a que por presentar los niveles de fluido tan bajos se hace necesario el ajuste de extracción para mantener la bomba en condiciones operativas, se eliminaría el efecto de jeteo pero la pérdida de producción sería mayor.

Figura 38 Modelo de Inyección CBE 1098: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 731: B2
- CBE 732: BA

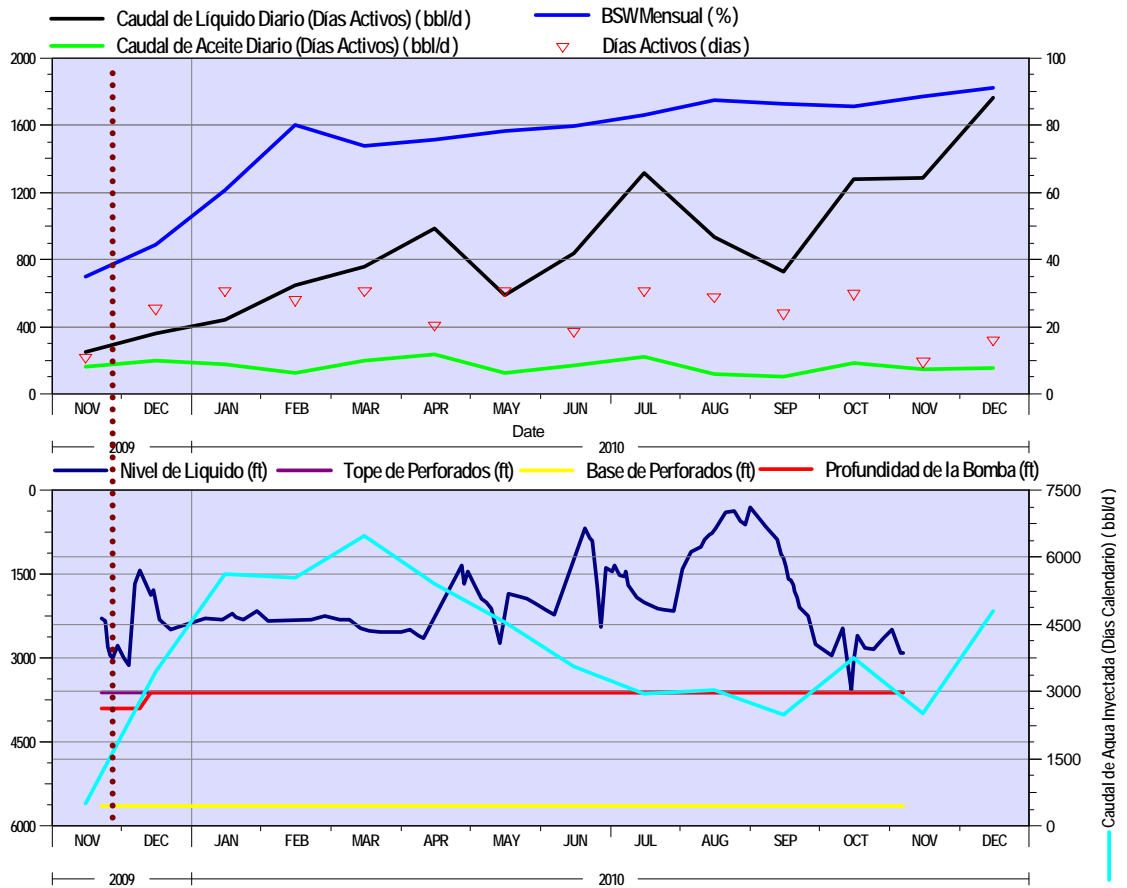
- CBE 1211: A
- CBE 1239: BA

6.1.9 CBE 1121D: CBA

6.1.9.1 Historia de Servicios. El 9 de octubre de 2009 se perforo hoyo direccional hasta 5865', el 2 de noviembre se cañoneo los intervalos 5344'-5617'. El 18 de noviembre de 2009 se realizó limpieza hasta fondo firme 5685' y se cañoneo los intervalos 3624'-5144' se bajó tubería de producción, BHA de PCP, rotor con varilla continua, y se dejó pozo en producción. El 13 de diciembre de 2009 se sacó sarta de tubería encontrando junta # 161 rota por jeteo, se procedió a reemplazar tubo roto y se subió la bomba a 3650', se bajó BHA de producción, sarta de varilla continua y se dejó en producción. El 26 de abril de 2010 ingreso equipo y sacando tubería encontró que tanto la bomba como la tubería estaban torcidas. Realizo limpieza de arena con desarenadora tocando fondo de sucio a 5556' y limpio hasta 5704', bajo sarta de producción dejando intake de la bomba a 3610'.

6.1.9.2 Análisis Grafico. En diciembre de 2009 se encontró tubería rota por jeteo, se procedió a cambiar el tubo roto y subir la bomba arriba de perforados. Después de subir el intake de la bomba podemos ver que la producción de aceite es relativamente constante y sin muchas variaciones, mientras que el BSW y la producción de líquido han aumentado sustancialmente. En cuanto a los niveles ellos permiten mantener la bomba en esta posición y en cuanto la inyección fue aumentando en esos mismos meses, luego disminuyendo su caudal de inyección hasta llegar a 2700 barriles por día inyectados.

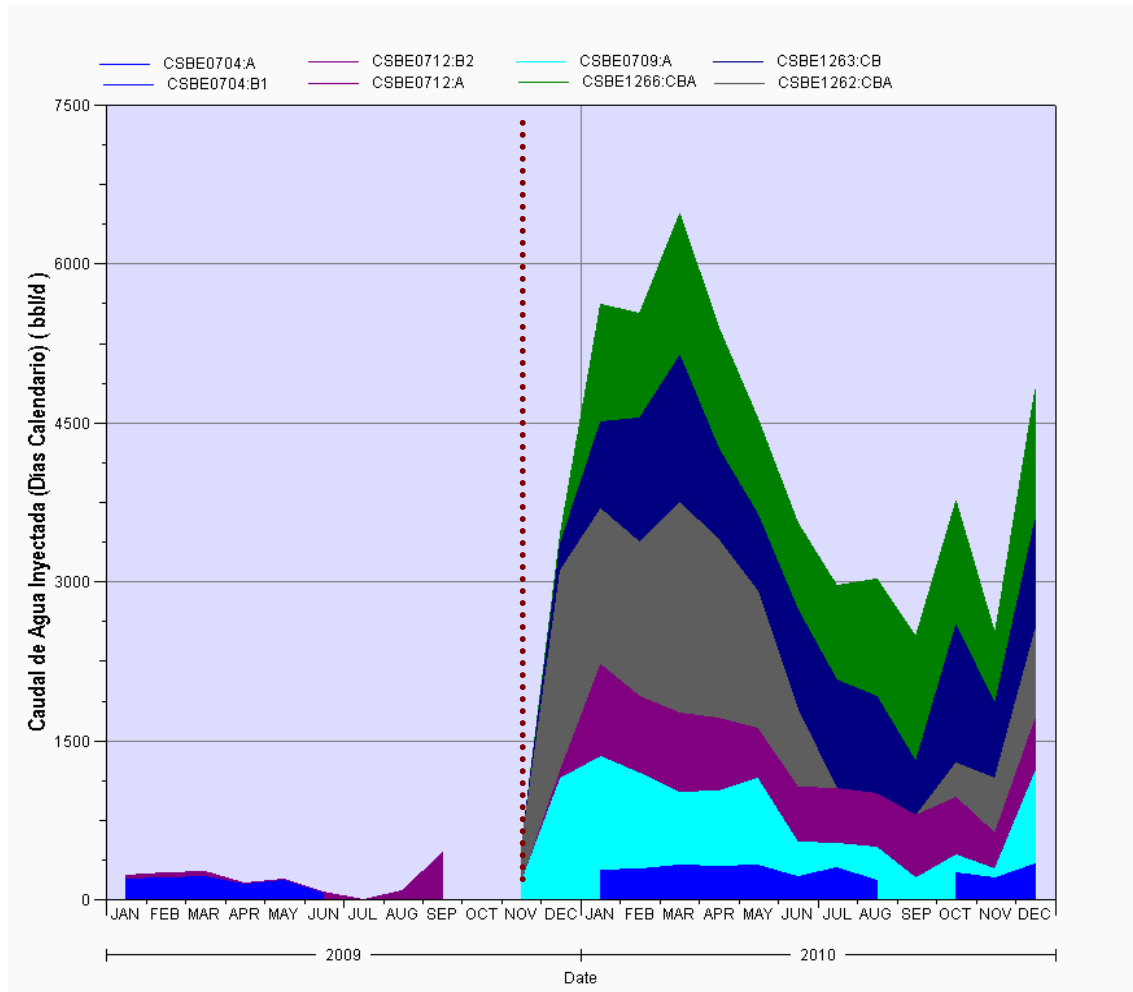
Figura 39 Parámetros CBE 1121D: CBA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección se puede ver que debido al cambio brusco de inyección se pudo generar el jeteo en la tubería de producción siendo los siguientes pozos los que más caudal inyectaron antes de la falla CBE-1262 y CBE-709.

Figura 40 Modelo de Inyección CBE 1121D: CBA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

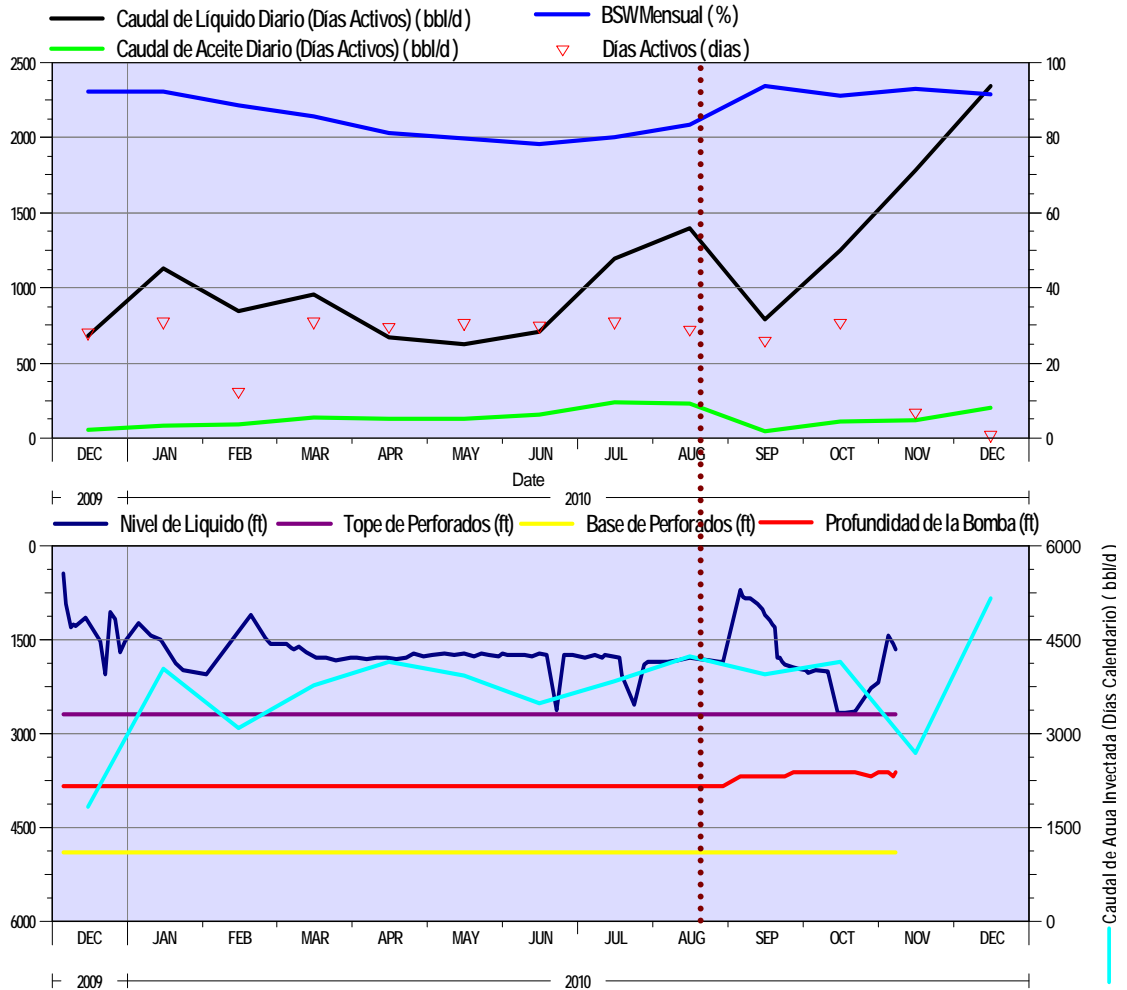
- CBE 704: A
- CBE 709: A
- CBE 712: A
- CBE 1263: CB
- CBE 1262: CBA
- CBE 1266: CBA

6.1.10 CBE 1125: BA

6.1.10.1 Historia de Servicios. El 31 de octubre de 2009 se perforo hoyo direccional hasta 5100', el 23 de noviembre de 2009 se cañoneo los intervalos de 2694'-4886', el 4 de diciembre bajo tubería de producción y BHA de PCP y dejo pozo listo para producción. El 12 de febrero de 2010 se intentó hacer Flushing sin éxito, el 8 de febrero ingreso equipo limpio por circulación hasta 5038', bajo BHA de PCP y puso la bomba a 3835', luego la flushby baja rotor con varilla continua. El 3 de septiembre de 2010 ingresa equipo saca sarta de tubería y encuentra la junta # 163 jeteada, reemplazo por tubería nueva y bajo BHA de PCP y dejo el intake de la bomba a 3655'. El 26 de diciembre de 2010 se intentó realizar Flushing sin éxito. El 10 de enero de 2011 ingreso equipo y limpio con desarenadora hasta 4840' donde se presentó pega de la sarta, ingreso equipo recupero pescado, limpio con Aldana hasta 4832'. Armo y bajo BHA de PCP, el 24 de enero de 2011 bajo rotor con corod y dejo pozo en producción.

6.1.10.2 Análisis Grafico. En septiembre de 2010 se encontró tubería jetea, se cambió la junta jeteada por una nueva y se subió el intake de la bomba quedando este dentro del intervalo de perforados. La inyección de agua antes de la falla venia incrementando y luego de esto mantuvo su inyección constante hasta que el pozo se paró en noviembre de 2010 trabajando en ese mes solo 8 días y en diciembre sus días activos fueron cero. La producción del pozo no se vio afectada por la profundidad de la bomba disminuyo un poco pero no de manera considerable, el BSW permaneció constante después del cambio de intake, en lo que si podemos decir que ha influenciado es en la producción de líquido ya que a partir de esa fecha fue aumentando gradualmente.

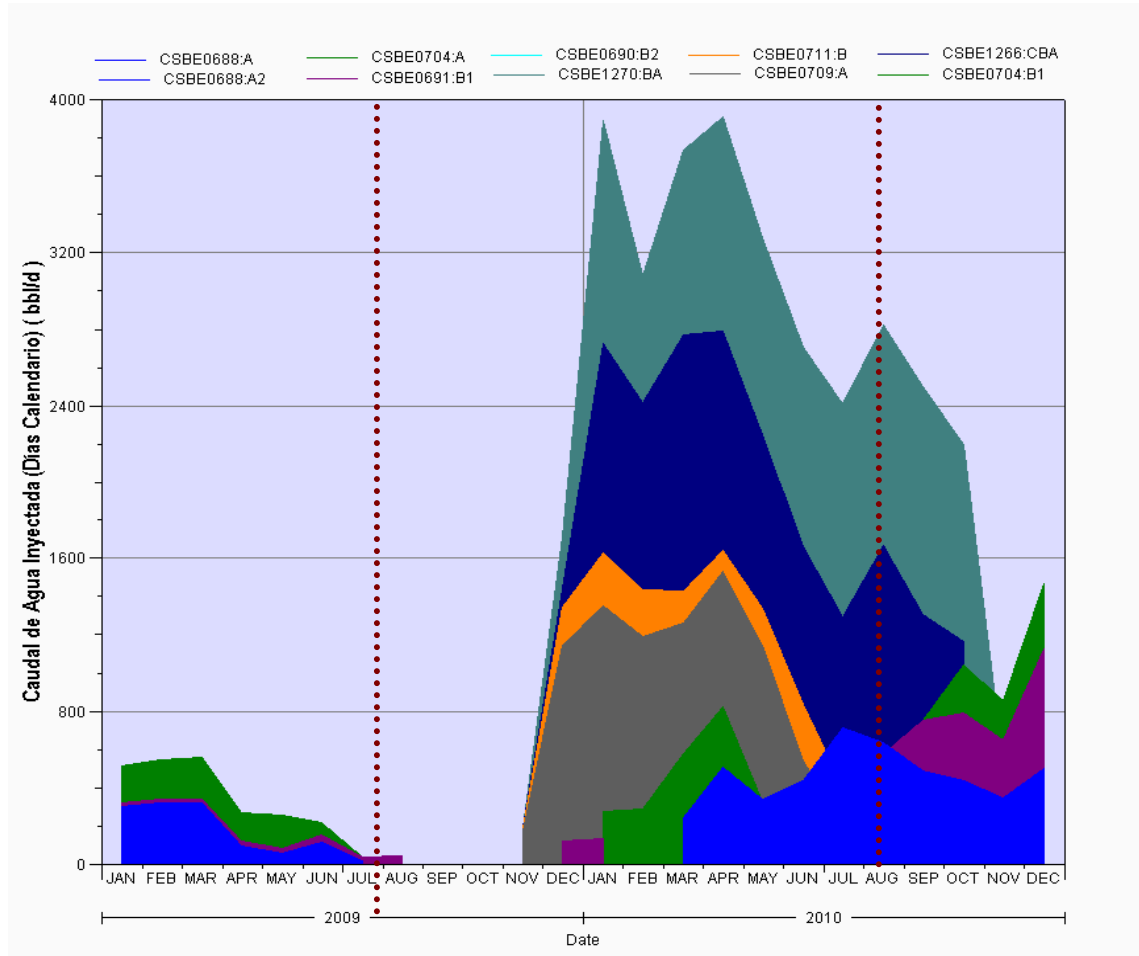
Figura 41 Parámetros CBE 1125: BA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección podemos decir que los pozos que más caudal de agua inyectaban eran CBE-688, CBE-1266 Y CBE-1270. Posiblemente la entrada a inyectar de nuevo del pozo CBE-691 pudo haber sido la causante de la falla en tubería de producción.

Figura 42. Modelo de Inyección CBE 1125: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectores

- CBE 704: A
- CBE 709: A
- CBE 688: A
- CBE 690: B2
- CBE 691: B1
- CBE 1270: BA
- CBE 1266: CBA

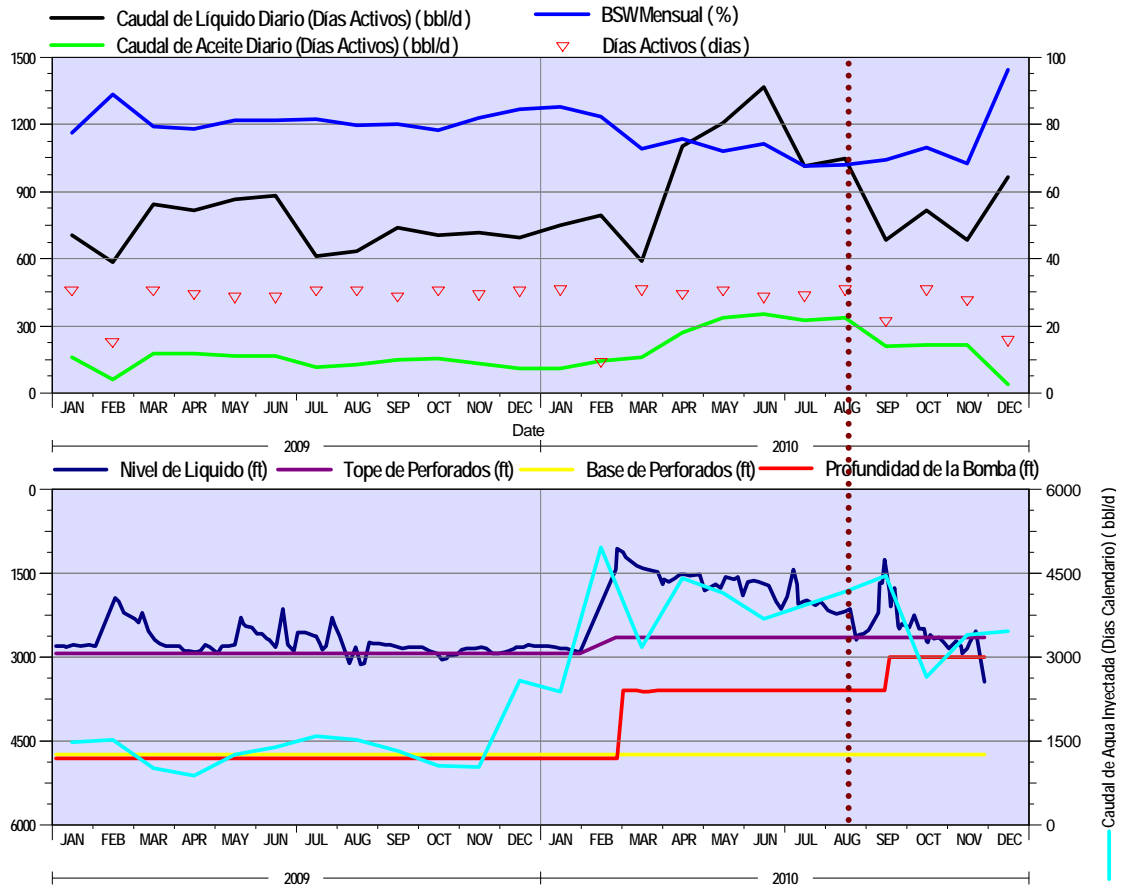
6.2 USO DE BLAST JOINT

6.2.1 CBE 408R: BA

6.2.1.1 Historia de Servicios. El 6 de enero de 2005 se perforo, el 14 de enero se completó y se bajó bomba PCP de Weatherford 24-40-1200. El 10 de febrero de 2009 se realizó Flushing sin éxito, se encontró la bomba pegada, el 16 de febrero saco pescado y bajo con desarenadora y toco tope de sucio a 4827' y limpio hasta 5290', bajo bomba PCP nueva. En mayo 1 y junio 30 de 2009 se realizó Flushing preventivo. El 24 de febrero de 2010 entro equipo realizo limpieza de arena, se tomaron registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL entre 50000' y 2000'. Se cañonearon intervalos adicionales entre 2645'-4710', se dejó intake de la bomba a 3554'. Se realizó Flushing en junio y julio de 2010. El 9 de septiembre de 2010 se retiró la tubería encontrando la junta # 101 jeteada cambio la tubería en mal estado por una nueva y dejo en producción. El 5 de diciembre se le realizo un Flushing con éxito. El 18 de diciembre se limpió por circulación hasta 5289' y bajo BHA de PCP con blast Joint y dejo intake a 3466', se instaló bomba con varilla continua y dejo pozo en producción. Y el 15 de enero de 2011 se realizó Flushing con éxito.

6.2.1.2 Análisis Grafico. La falla en la tubería de producción para este pozo fue en septiembre de 2010 para este pozo se decidió cambiar esas juntas por unas nuevas y subir el intake de la bomba a 3466', luego la siguiente intervención se decidió bajar el BHA de PCP con blast Joint conservando el mismo intake de la bomba. Luego de realizar esta maniobras vemos que el comportamiento del pozo en cuanto a la producción de aceite se debilito bajando la producción debido a la regulación del modelo de inyección la inclusión de los blast joints en la tubería de producción ubicados frente a los intervalos que históricamente han generado el problema de jeteo, alarga el run life del pozo sin llegar a ser la solución definitiva.

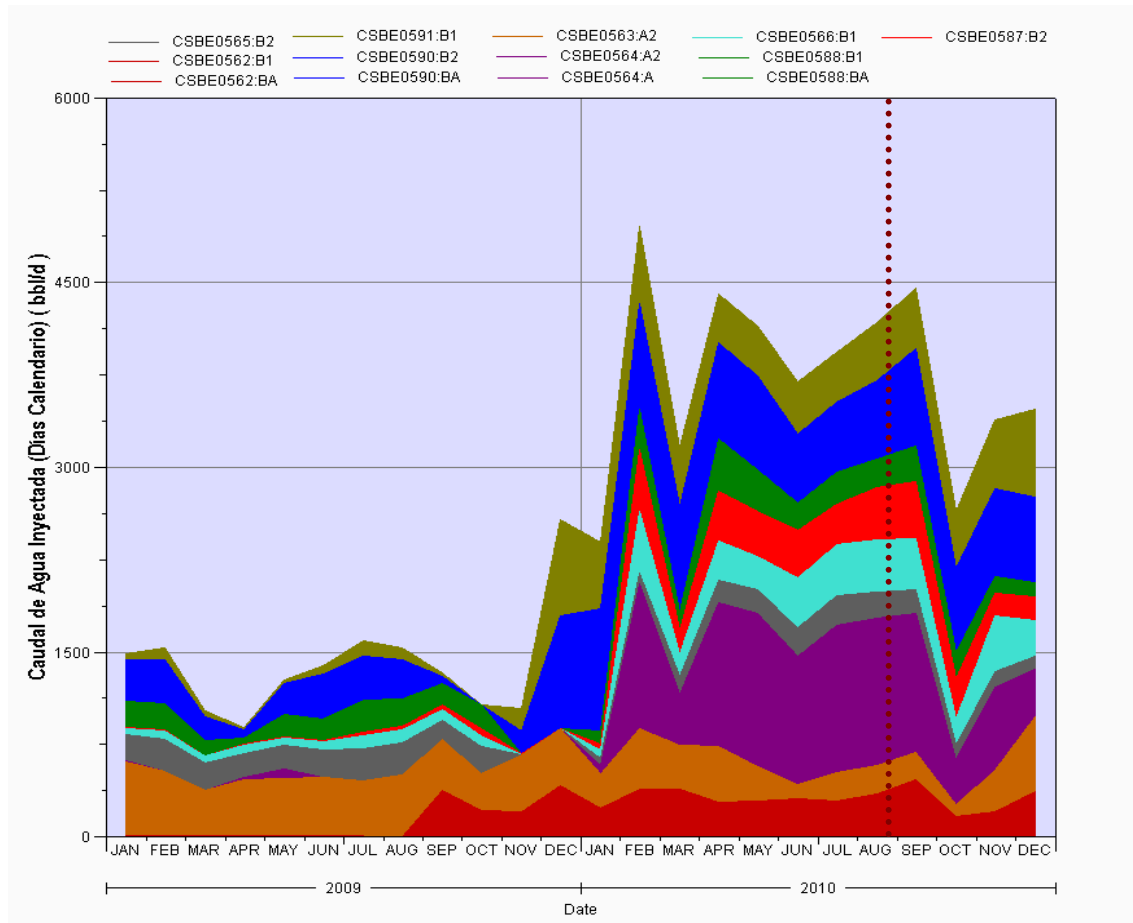
Figura 43 Parámetros CBE 408R: BA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección para este pozo podemos ver que pozo CBE-564 aumento su caudal de inyección considerablemente lo que pudo haber influido en la falla en la tubería de producción.

Figura 44 Modelo de Inyección CBE 408R: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 564: A
- CBE 590: BA
- CBE 591: B1
- CBE 565: B2
- CBE 588: BA
- CBE 587: B2
- CBE 562: BA
- CBE 563: A2

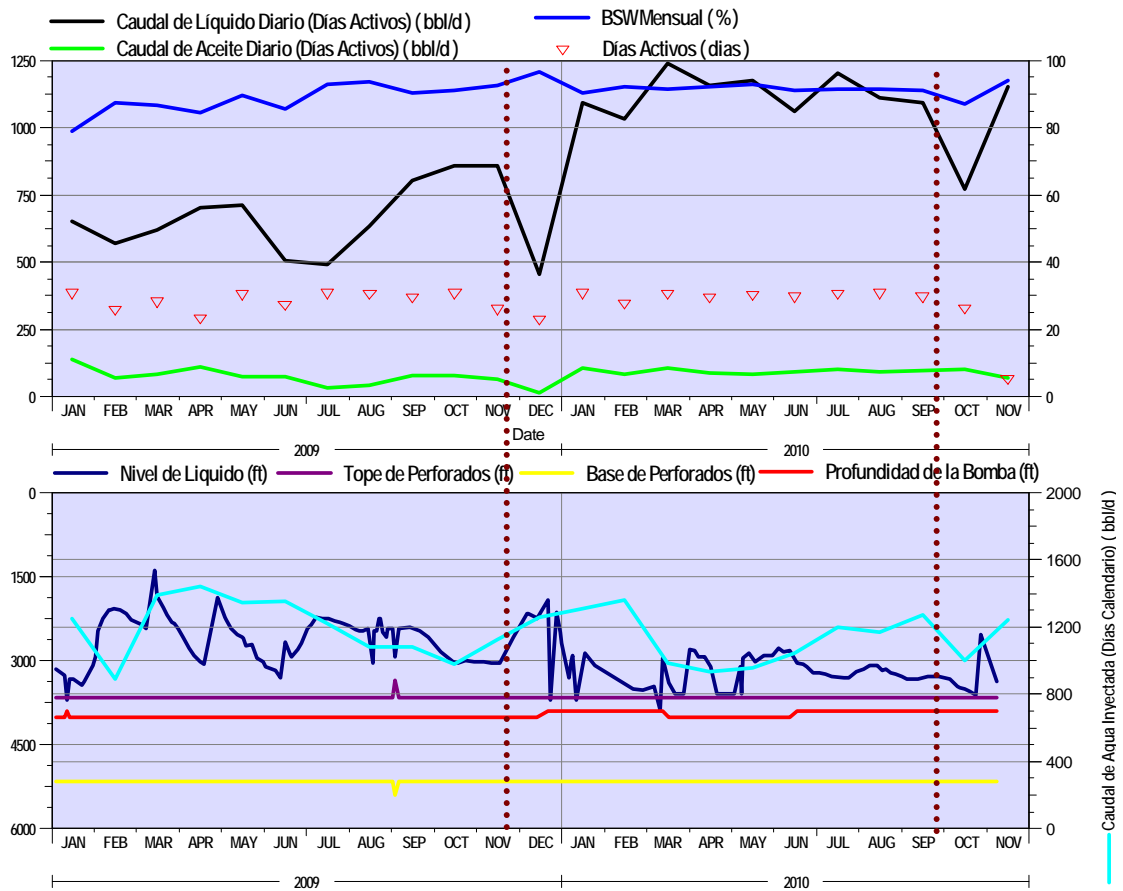
6.2.2 CBE 1062: BA

6.2.2.1 Historia de Servicios. El 20 de enero de 2007 se perforo, el 10 de mayo de 2007 se le realizo un Squeeze y se completó dejando el pozo en flujo natural. El 13 de julio se bajó bomba PCP. El 8 de enero de 2008 se limpió por circulación en directa hasta 5121' y se reemplazaron las varillas en mal estado. El 26 de julio de 2008 y el 18 de agosto de 2008 se realizó Flushing con éxito. El 8 de diciembre de 2008 se intervino el pozo por tubería rota, se reemplazó el tubo roto y se dejó en producción. El 3 de febrero de 2009 se realizó Flushing, el 13 de marzo del 2009 se intervino el pozo por tubería rota, se procedió a cambiar 5 tubos arriba y 5 tubos abajo del daño. El 14 de junio de 2009 se realizó Flushing con éxito. El 6 de diciembre de 2009 ingreso equipo saco sarta de tubería y encontró roto el tubo #116 y jeteado el # 113, se cambió toda la tubería por una nueva y se dejó en producción, el 20 de diciembre ingresa equipo bajo sarta de producción dejando el intake de la Bomba a 3902', enseguida entro la flushby y bajo rotor con varilla continua. En noviembre 2 de 2010 se sacó sarta de producción saliendo la junta # 163 (3749') jeteada se intentó limpiar por circulación pero dicha operación fue sin éxito, y se dejó para limpieza de arena con desarenadora con la cual se logró limpiar hasta 5133', armo BHA de PCP y bajo con blast Joint, dejando el intake de la bomba a 3940. El 18 de enero de 2011 se intentó realizar Flushing pero no se obtuvieron los resultados esperados en consecuencia se decidió ingresar equipo sacar tubería, bajar BHA de PCP y se logró dejar el pozo en producción el 22 de enero de 2011

6.2.2.2 Análisis Grafico. La primera evidencia de jeteo se presentó en diciembre de 2009 donde se decidió cambiar toda la tubería por una nueva y se dejó el intake de la bomba a 3902' en esta oportunidad el pozo recupero rápidamente la producción y se mantuvo constante durante casi un año y en octubre de 2010 volvió a fallar la tubería por presencia de jeteo. En esta última oportunidad se decidió bajar el BHA con blast Joint, la producción pudo mantenerse como venía

sin embargo la producción cayó por que el pozo tuvo muy pocos días activos en el mes de noviembre de 2010, el BSW subió lo mismo que en la producción de líquido. En cuando a la inyección de agua en la primera evidencia de jeteo venía a la alza siguió subiendo por un periodo de tiempo pero se regulo el flujo de los pozos que más inyectaban agua y para la segunda ocasión donde fallo la tubería por exceso de presión de inyección se generó por la entrada de un pozo inyector que le apporto más caudal al modelo de inyección del pozo.

Figura 45 Parámetros CBE 1062: BA

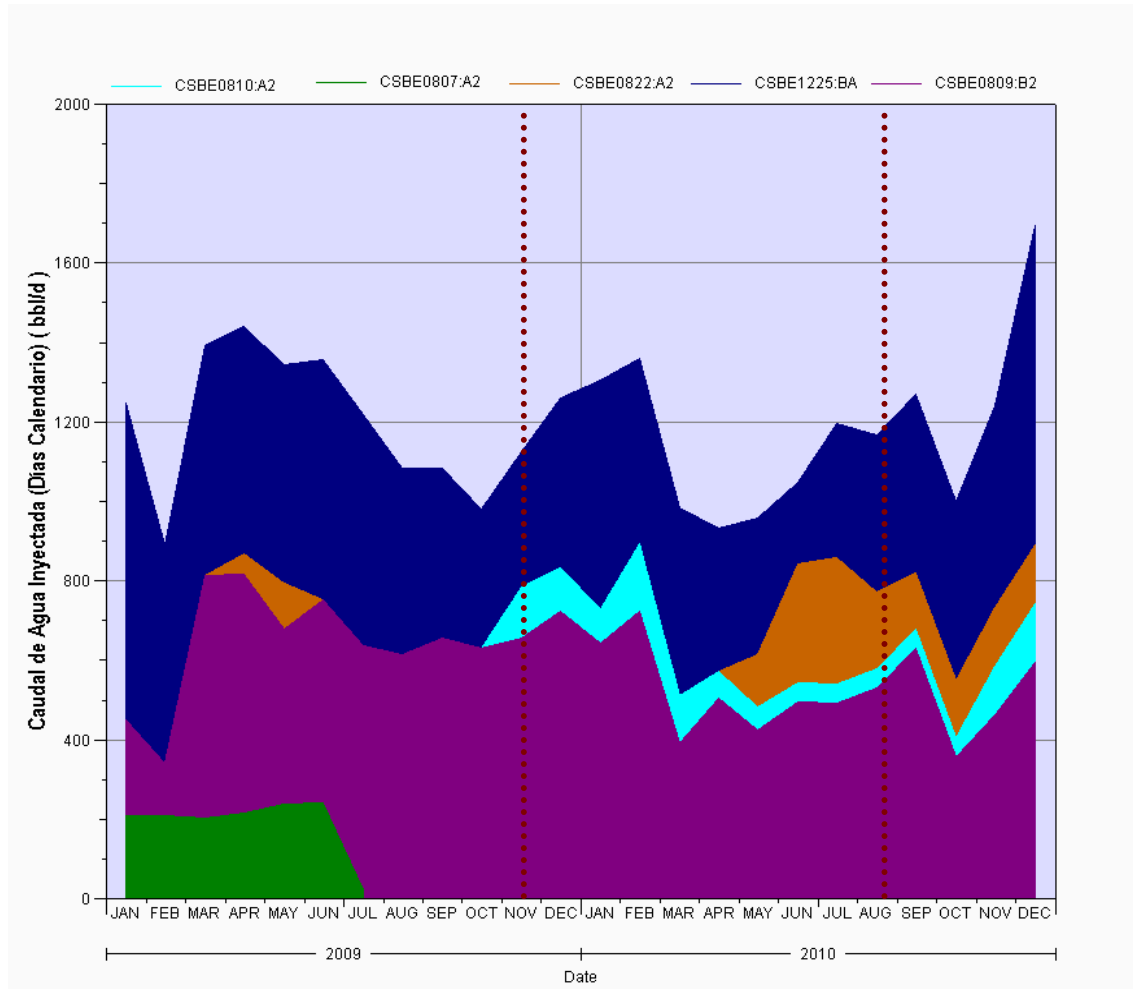


Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección de este pozo productor podemos analizar que para los periodos anteriores a las fallas para la primera ocasión el aumento del

caudal de inyección se generó por la entrada de un nuevo pozo CBE-810 a ese modelo de inyección. Y para la segunda ocasión aumento por la entrada del pozo CBE-822 que posiblemente fueron los que generaron las rupturas en la tubería de producción.

Figura 46 Modelo de Inyección CBE 1062: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 807: A2
- CBE 809: B2

- CBE 822: A2
- CBE 810: A2
- CBE 1225: BA

6.2.3 CBE 1071: A

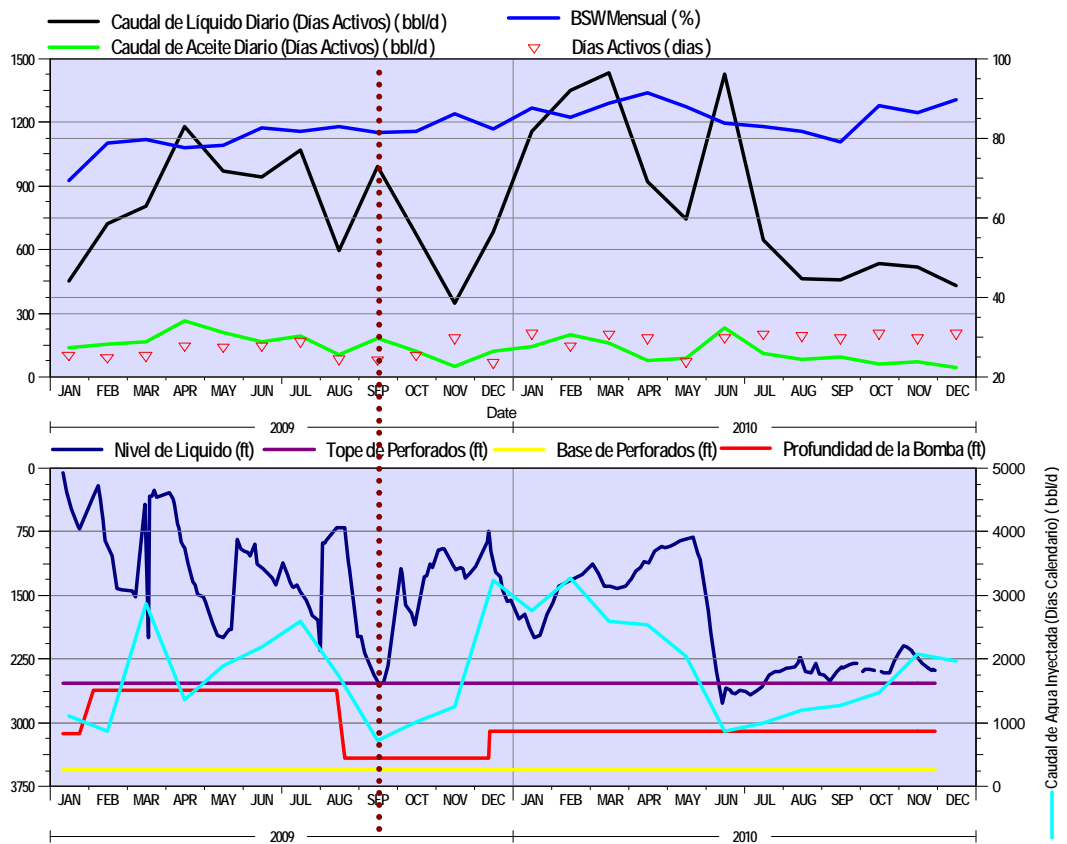
6.2.3.1 Historia de Servicios. El 27 de enero de 2009 se intentó realizar Flushing pero la bomba no se pudo despegar, se dejó para limpieza de arena donde entro equipo sacaron sarta de tubería y los últimos 25 tubos se encontraron llenos de arena, se limpió por circulación desde 3568' -3815'. El 2 de abril de 2009 se intervino pozo por tubería pegada, se limpió con cuello dentado por circulación en directa hasta 3800' y se dejó pozo en producción. El 26 de mayo de de 2009 se encontró rota la junta # 132 de arriba hacia abajo se cambiaron 42 juntas por unas nuevas, se bajó roto y varillas y se dejó pozo en producción. El 30 de junio de 2009 se realizó Flushing con éxito. El 19 de agosto de 2009 ingreso equipo saco sarta de tubería se limpió hasta 3804' y se bajó bomba nueva con 4 blast Joint dejando intake a 3410' se bajó rotor con varilla continua. El 2 de octubre de 2009 se saca sarta de tubería y la junta # 123 sale jeteada, se limpió por circulación hasta 3798' se bajó BHA de PCP y se dejó intake de la bomba a 3113', se bajó rotor con varilla continua y se dejó pozo en producción. El 9 de diciembre de 2009 se realizó limpieza de arena por circulación en directa. El 19 de mayo de 2010 se limpió por circulación en directa hasta 3804' y se dejó intake de la bomba a 3107' y entro flushby e instalo roto con varilla continua.

6.2.3.2 Análisis Grafico. El 2 de octubre de 2009 se encuentra la primera evidencia de jeteo, aunque en la intervención anterior en agosto se bajó el BHA con 4 blast Joint. Para este pozo la disminución en el caudal de producción bruta se debe a la regulación del modelo de inyección por presentar interferencia con pozos vecinos de complicado manejo (CBE 1070), la inclusión de los blast joints en la tubería de producción ubicados frente a los intervalos que históricamente

han generado el problema de jeteo, alarga el run life del pozo sin llegar a ser la solución definitiva. En este pozo ya se presentó roto por jeteo sobre el cuerpo del blast joint ubicado a 2549' e impacto sin llegar a romperse sobre el blast joint ubicado a 2556'.

Para este caso específico la opción de ubicar la bomba por encima de las perforaciones teniendo la inyección regulada representaría una disminución mayor en el caudal de producción bruta debido a que por presentar los niveles de fluido tan bajos se hace necesario el ajuste de extracción para mantener la bomba en condiciones operativas, se eliminaría el efecto de jeteo pero la pérdida de producción sería mayor.

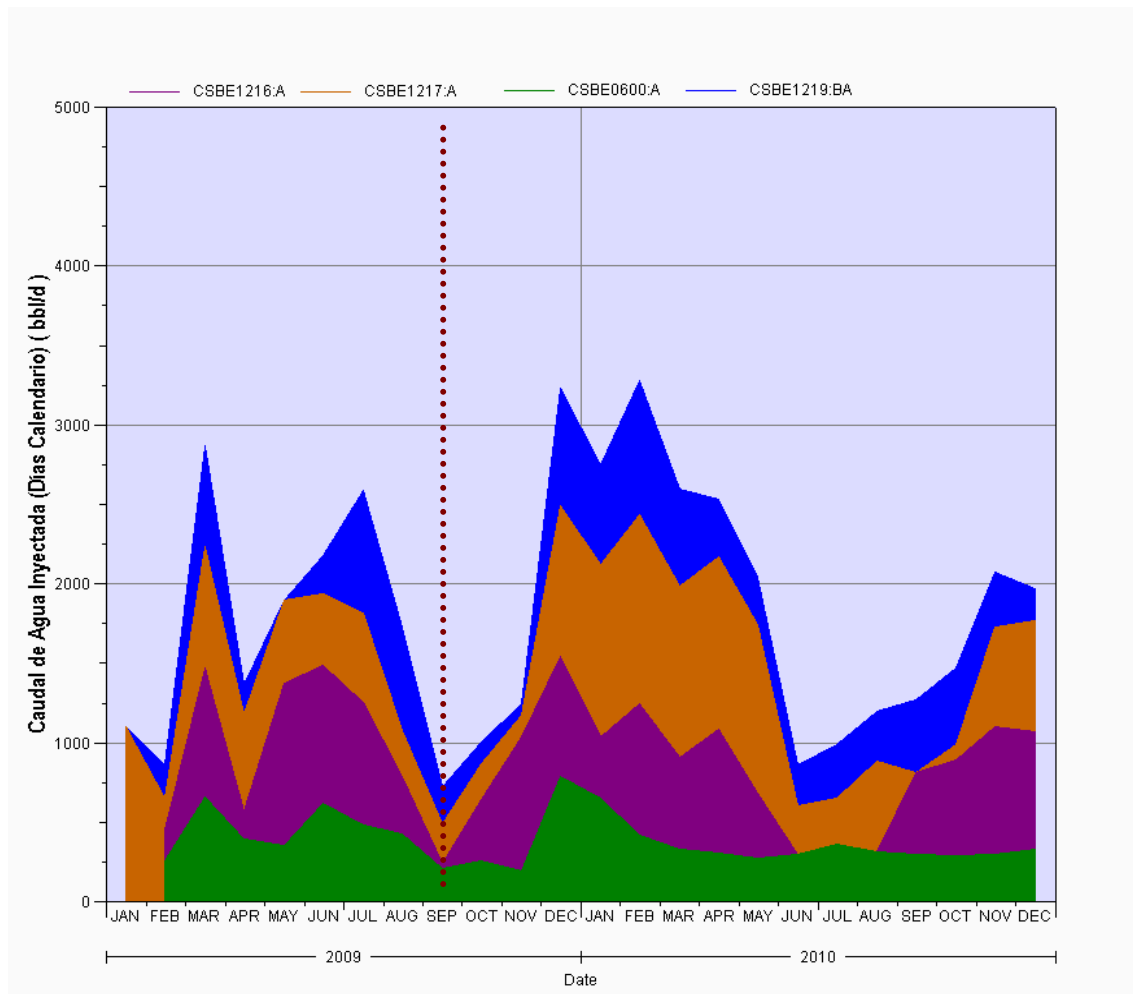
Figura 47 Parámetros CBE 1071: A



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección para este pozo, vemos que en antes de evidenciar el jeteo los pozos que aportaban más inyección fueron el CBE-1216, y el CBE-1219. Que de alguna manera podemos atribuirles el daño en la tubería.

Figura 48 Modelo de Inyección CBE 1071: A



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 600: A
- CBE 1217: A
- CBE 1216: A

- CBE 1219: BA

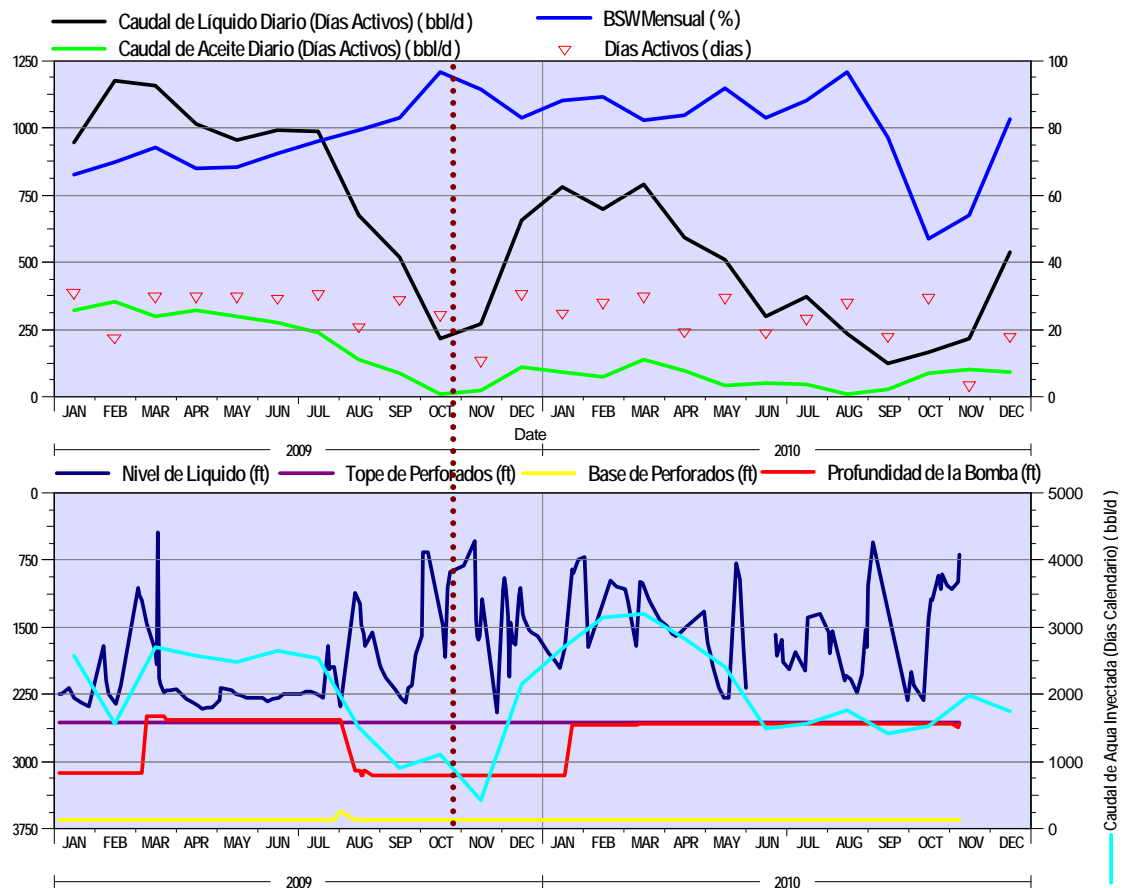
6.2.4 CBE1070: A

6.2.4.1 Historia de Servicios. El 26 de enero de 2008 se perforo hasta 4010', el 13 de febrero se cañoneo los intervalos de 2561'-3650', se bajó BHA de PCP, sarta de tubería, se instaló cabezal y se espacio. Trabajo hasta octubre de 2008 donde se intervino el pozo y se encontró tubo # 124 de arriba hacia abajo roto, se dejó para limpieza de arena la cual se realizó en noviembre de 2008, se limpió por circularon con bomba desarenadora desde 3322'-3382', bajo y probó BHA de producción dejando el intake de la bomba a 3134'. En febrero de 2009 se realizó Flushing sin éxito, encostro rotor pegado se procedió a sacar haciendo backoff, cambio los últimos 40 tubos por nuevos y se puso bomba nueva. En marzo de 2009 se sacó sarta de tubería encontrando los últimos tres tubos llenos de arena, se tocó con cuello dentado a 3388'. Se lavó por circulación hasta 3955', se bajó BHA de PCP y sarta de tubería dejando el intake de la bomba a 2500'. En agosto de 2009 se sacó tubería y se reemplazaron los tramos en mal estado, bajo BHA de PCP dejando el intake de la bomba a 3100'. En noviembre de 2009 se sacó sarta de varillas, bomba PCP saliendo la junta # 125 jeteada, se realizó limpieza de arena por circulación y se bajó BHA con Blast Joint. En enero de 2010 se limpia por circulación y se deja intake de la bomba a 2570' luego se realiza Flushing con éxito. Durante abril y junio se le realizaron Flushing con éxito. En junio 10 de 2010 se realizó limpieza de arena dejando intake a 2535'. Hasta la fecha ha entrado en servicio este pozo por Flushing correctivos con éxito.

6.2.4.2 Análisis Grafico. En la intervención del noviembre de 2009 se encontró la junta #125 como marcas de jeteo y se determinó que en se iba a bajar el BHA de PCP con blast Joint. En el caso de este pozo la producción de aceite fue buena durante los primeros meses del 2009, como en agosto empezó a disminuir considerablemente, luego de esto se cambió la tubería y se bajó blast Joint con lo

cual se intentó recuperar la producción, pero no se vio reflejado así ya que en el pozo ha trabajado a media marcha en promedio como 24% de días activos al mes. En cuanto a los niveles podemos decir que estos han fluctuado mucho debido a las intervenciones y las paradas del pozo. Además de poner los blast Joint en enero de 2010 se decidió subir la bomba y esta está situada a nivel de perforados, lo que en también tuvo efecto en la producción del pozo. La inyección aumento considerablemente después de poner los blast Joint pero pues no se vio reflejado esto en la producción del pozo.

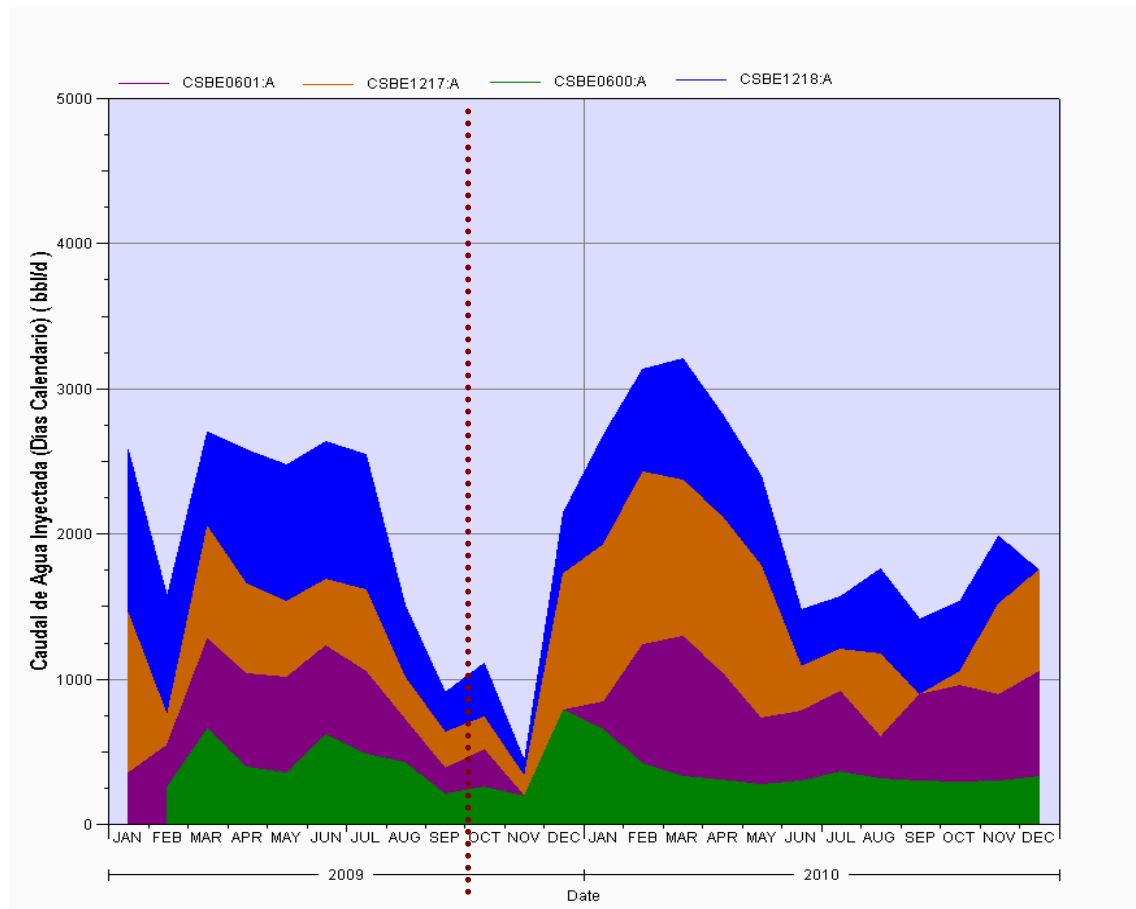
Figura 49 Parámetros CBE1070: A



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección podemos ver que antes del jeteo el pozo CBE-1218 aumento el caudal de inyección considerablemente, los demás pozos inyectaron en la misma proporción en la que en venían. Con lo cual se podría concluir que en el CBE-1218 tuvo influencia en el daño de la tubería de producción.

Figura 50 Modelo de Inyección CBE1070: A



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 601: A
- CBE 600: A

- CBE 1218: A
- CBE 1217: A

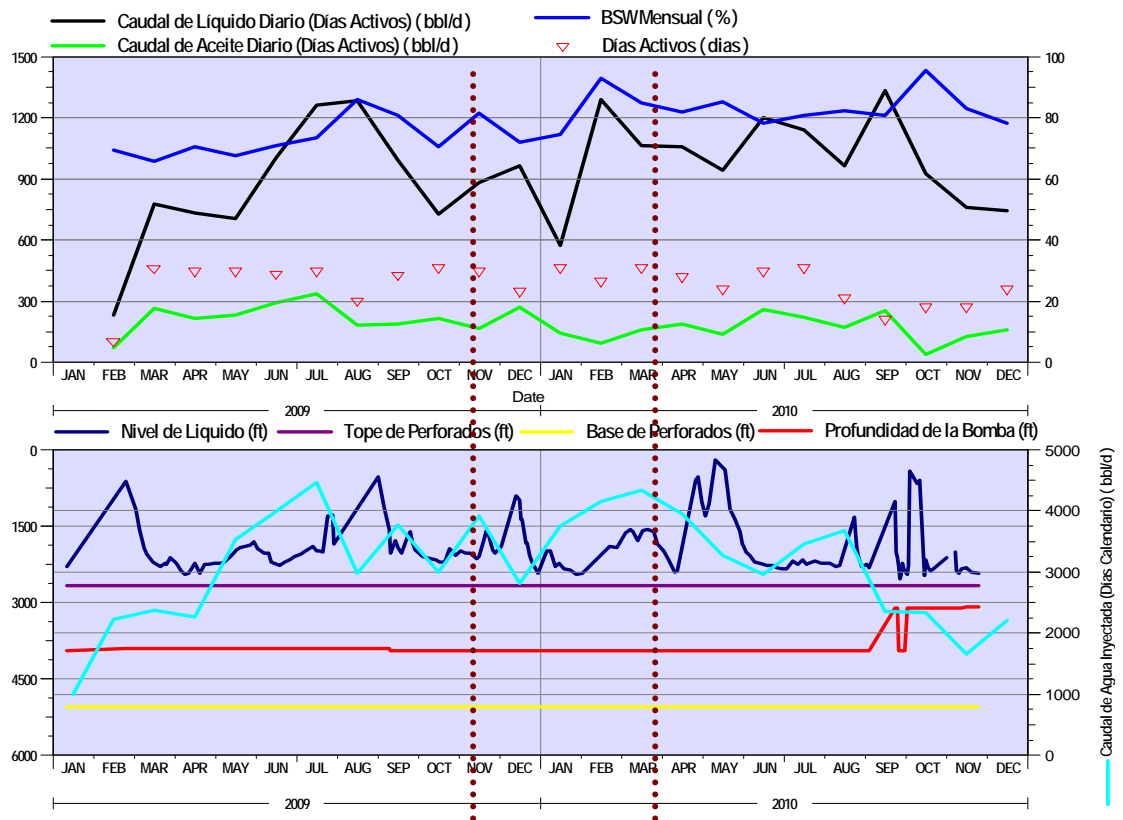
6.2.5 CBE 1091: BA

6.2.5.1 Historia de Servicios. El 23 de febrero de 2009 se calibro hasta 5560', se corrieron registro y cañoneo con unidad rigless, armo BHA de PCP y bajo varilla continua con flushby. El 23 de agosto de 2009 saco sarta de tubería encontrando tubo # 88 roto por rozamiento y el # 124 con daño externo. Se limpió por circulación en directa hasta 5598', se armó BHA de PCP y se la flushby bajo rotor con varilla continua. El 4 y 22 de septiembre de 2009 se realizaron Flushing con éxito. El 3 de diciembre de 2009 ingreso equipo y saco tubería con BHA de PCP encontrando la junta # 123 y los blast Joint jeteados, se procedió hacer limpieza de arena con N₂ desde 4300'-4800' por mantenimiento correctivo. El 10 de diciembre se terminó de limpiar por circulación hasta 5589' se bajó sarta de tubería, y la flushby bajo bomba PCP con varilla continua. El 24 de abril de 2010 se evidencio que el tubo # 123 tenía marcas de jeteo. El 15 de mayo de 2010 se ingresó por tubería rota. El 13 de agosto de 2010 se limpió por circulación en directa hasta 5600'. Se armó BHA de PCP y bajo sarta totalmente nueva, se bajó rotor con varilla continua. El 20 de septiembre personal de Tenaris hace inspección de toda la tubería Tenaris Blue que sale del pozo, encontrando el tubo # 135 jeteado a 3167' se sacó todo y se limpió por circulación hasta 5598', se volvió a bajar tubería Tenaris Blue nueva. El 22 de septiembre se bajó rotor con varilla continua y se dejó el pozo en producción. El 4 de octubre se realizó un Flushing con éxito, luego el 9 de octubre se intervino de nuevo realizando un pulsing dejando el pozo en producción. El 14 de octubre de 2010 se realizó Flushing sin éxito y se procedió hacer pulsing, con el cual el pozo empezó a trabajar. El 3 de noviembre ingreso equipo saco sarta de tubería, encontrando tope de sucio a 3101', limpio por circulación en directa hasta 5600' bajo BHA de PCP, después de terminado este trabajo ingreso la flushby e instalo rotor con

varilla continua. El 27 de noviembre se limpió por circulación hasta 5600', se bajó BHA de PCP dejando el intake de la bomba a 2555'. Ingreso la Corig y bajo rotor con varilla continua. El 24 de enero se realizó Flushing con éxito.

6.2.5.2 Análisis Grafico. Las evidencias de jeteo se dieron en dos intervenciones al pozo la primera en diciembre de 2009 y la siguiente en abril de 2010. Para la primera intervención la inyección que afecta al pozo tenía ascensos periódicos hasta llegar a 4000 barriles, la producción de aceite disminuyó después de la falla y se ha incrementado en los periodos que en la inyección es más alta, el BSW subió como también los niveles en determinados momentos, específicamente cuando la inyección es mayor.

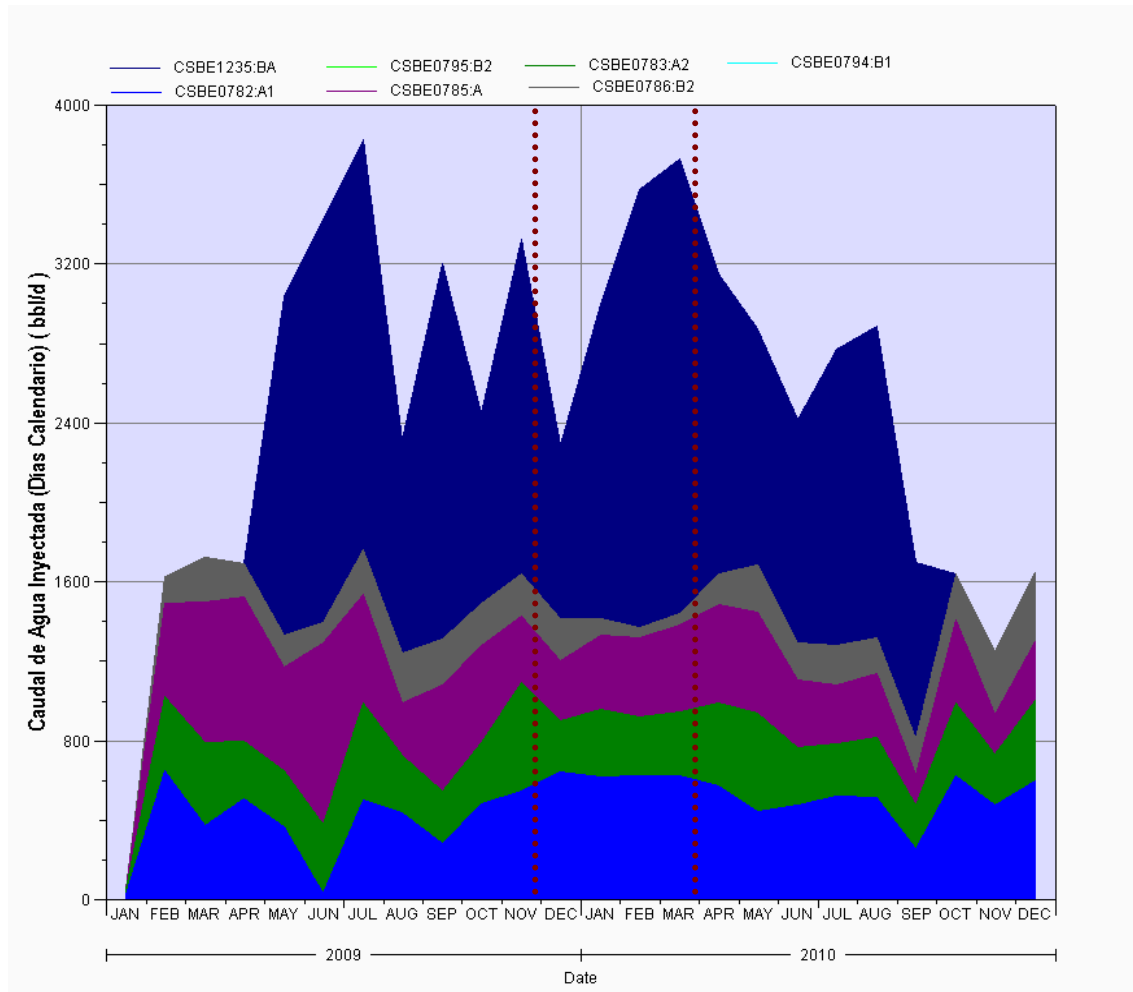
Figura 51 Parámetros CBE 1091: BA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección podemos decir que en los pozos que mayor influenciaba el daño en la tubería de producción era el CBE- 783, ya que aumento de manera considerable el caudal de inyección.

Figura 52 Modelo de Inyección CBE 1091: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectores

- CBE 785: A
- CBE 783: A2
- CBE 782: A1

- CBE 794: B1
- CBE 795: B2
- CBE 786: B2
- CBE 1235: BA

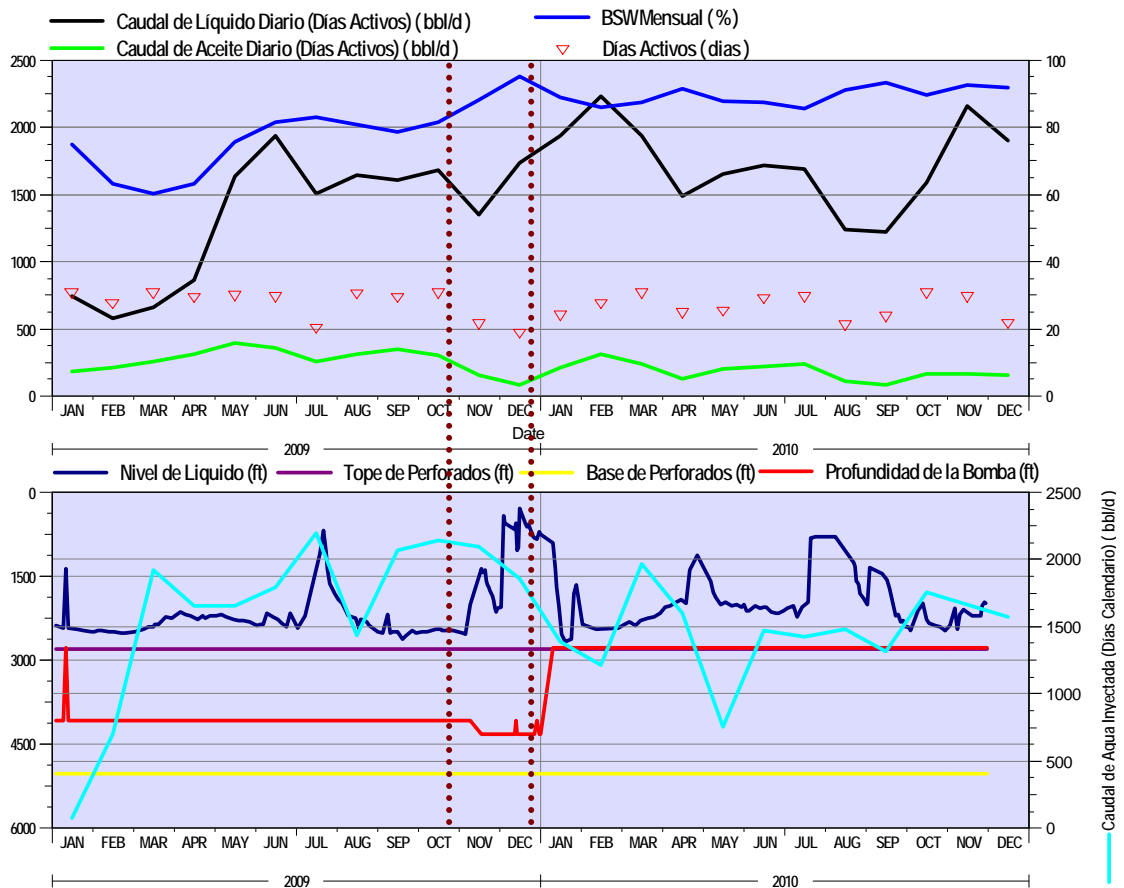
6.2.6 CBE 1094: BA

6.2.6.1 Historia de Servicios. El 13 de septiembre de 2008 se perforo hasta 5375', el 24 de septiembre se cañoneo los intervalos de 2798'-5019'. El 12 de octubre bajo tubería de producción y BHA de PCP dejando la a bomba a 4066' de profundidad. El 29 de abril de 2009 se realizó reespaciamiento y Flushing con éxito. El 17 de julio limpio por circulación hasta 5284', bajando y probando sarta de producción encontró tubo # 62 roto a 2587' aproximadamente, se cambió por tubería nueva y se bajó rotor. El 15 de noviembre de 2009 se sacó tubería y BHA de PCP y salieron las juntas # 137, 175,170 jeteadas. Realizo limpieza de arena con desarenadora hasta 5189', circulo a limpio, bajo tubería con 4 blast Joint, bomba nueva PCP, y con la flushby se bajó rotor con sarta de varilla continua. El 7 de diciembre se encontró junta # 127 jeteada, se bajó sarta de tubería con blast Joint. El 8 de enero de 2010 se encontró 3 y 4 blast Joint con rosca quemada, se realizó limpieza por circulación y por no contar con blast Joint se decidió subir la bomba a 2764'. El 4 de mayo de 2010 se limpió por circulación hasta 5285', se bajó BHA de PCP y sarta de producción, luego el 5 de mayor ingreso flushby y bajo rotor. El 17 de agosto de 2010 se realizó otra limpieza de arena por circulación hasta 5312'.

6.2.6.2 Análisis Grafico. Los jeteos encontrados en este pozo fueron en noviembre de 2009 y enero de 2010. En la primera intervención se procedió a bajar blast Joint, y en la segunda se subió la bomba arriba de perforados ya que en los niveles aguantaban para posicionarla ahí. Vemos que en justo antes de la primera falla por jeteo la inyección llego a ser de 2000 barriles por todo el modelo

de inyección, en la segunda la inyección bajo sustancialmente. En cuanto a los niveles de aceite podemos decir que la producción bajo, pero después que en se decidió subir la bomba se trató de recuperar sin llegar al caudal que manejaba el pozo. El BSW se mantuvo y los niveles subieron mientras el pozo estuvo cerrado pero volvían a lo acostumbrado cuando se trabajaba en marcha.

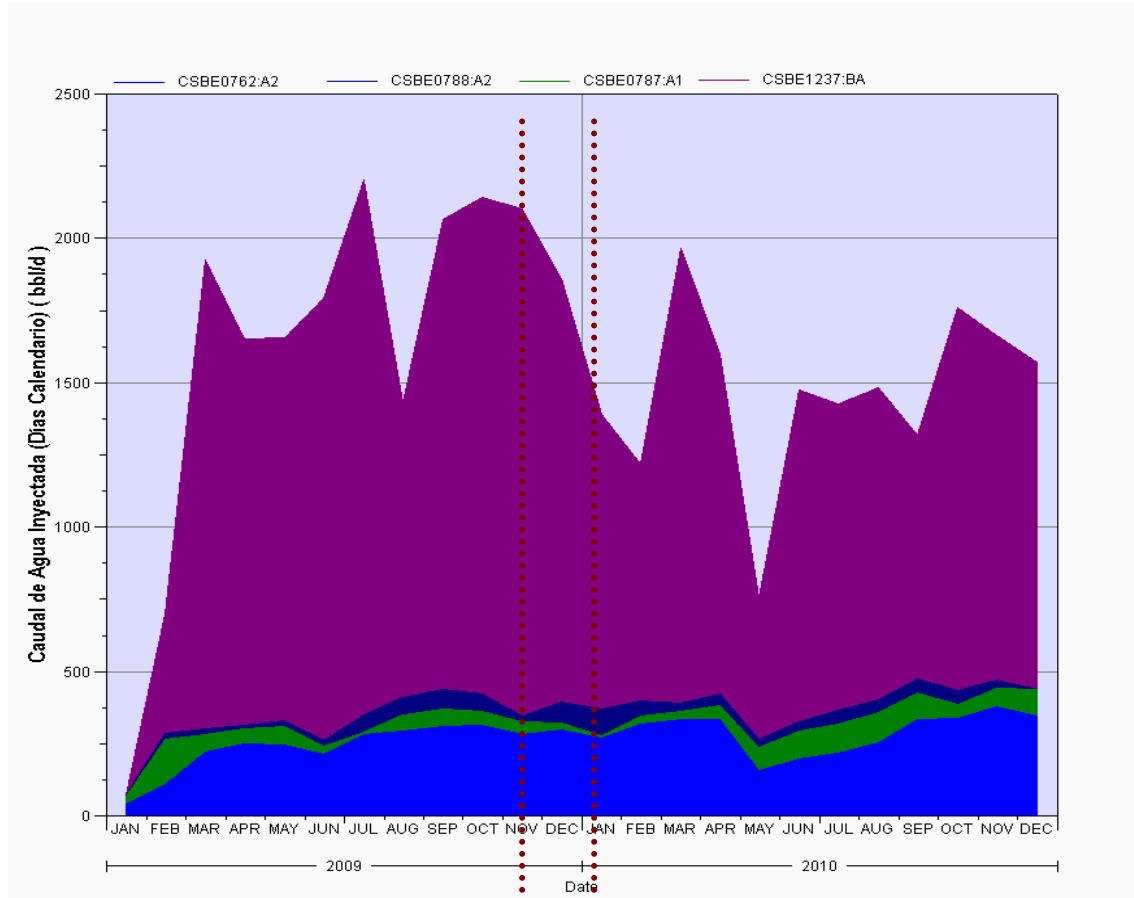
Figura 53 Parámetros CBE 1094: BA



Fuente: Oil Field Manager

En cuanto al modelo de inyección podemos decir que el pozo que en probablemente afecto la tubería de producción fue el CBE-1237 ya que este aumentaba su caudal justo antes de presentarse las fallas.

Figura 54 Modelo de Inyección CBE 1094: BA



Fuente: Oil Field Manager

Pozos inyectoros

- CBE 788: A2
- CBE 787: A1
- CBE 762: A2
- CBE 1237: BA

7. ANALISIS GENERALIZADO

Realizando una clasificación más generalizada de los pozos que presentan problemas en tubería de producción por efecto de la inyección, se pueden hacer las siguientes afirmaciones.

Con respecto a la distribución de estos pozos con evidencia de Jeteo, en cuanto a su ubicación por bloque tenemos, la zona a la cual le afecta más la inyección es el bloque 6 con un 37.5%, como podemos ver en la figura 55, los desbalances de inyección para esta zona son fuertemente evidenciados ya que se pasó de una inyección de 10000 bbls a llegar a tener en el 2010 casi los 30000 bbls de agua inyectada por día , este aumento significativo tiene que ver con la cantidad de pozos inyectoros y por el sistema de sarta que en se ha venido implementando en los pozos inyectoros durante los últimos años ya que ahora se ha pasado de usar sartas convencionales a sartas selectivas las cuales trabajan a mayor caudal de inyección, caudal por el cual se logra ver un fuerte aumento en la inyección en la zona. En la figura 56 se ve notoriamente que la tasa de inyección se ha disparado para esta zona a partir del 2008. Con respecto al bloque 3 con un 25% de los pozos con problemas de jeteo, se puede ver que a finales del 2008 se disparó la inyección en esta zona, paso de inyectar 2500 a 17000 bbls de agua por día, y con respecto al Bloque 8 con 19%, este venía con una inyección de 2500 bbls promedio de inyección hasta finales del 2009, momento en el cual se disparó la inyección para esta zona hasta llega a una inyección de 20000 bbls de agua por día.

Con respecto a la frecuencia de falla por jeteo en cuando al tipo de arena, se cuenta con que en el índice de frecuencia de falla en las arenas Mugrosa-Colorado BA es del 63%, las arenas Colorado A con un 25% y las arenas Mugrosa-Colorado CBA con un 12 %. Con lo cual podemos llegar a concluir que en los pozos con perforaciones en las arenas BA son a los que se les tiene que

regular la inyección, ya que en el mayor porcentajes de pozos con esta problemática se encuentran en esta zona.

Tabla11 Clasificación por Bloque

BLOQUE	POZOS
Bloque 2	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1062
Bloque 4	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1098
Bloque 5	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1089
Bloque 8	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1121 • CBE-1125 • CBE-1060
Bloque 3	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-66R • CBE-1092 • CBE-1091 • CBE-1094
Bloque 6	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-408 • CBE-80R • CBE-1071 • CBE-1070 • CBE-398 • CBE-1083

Fuente: Oil Field Manager

Tabla12 Clasificación por arena

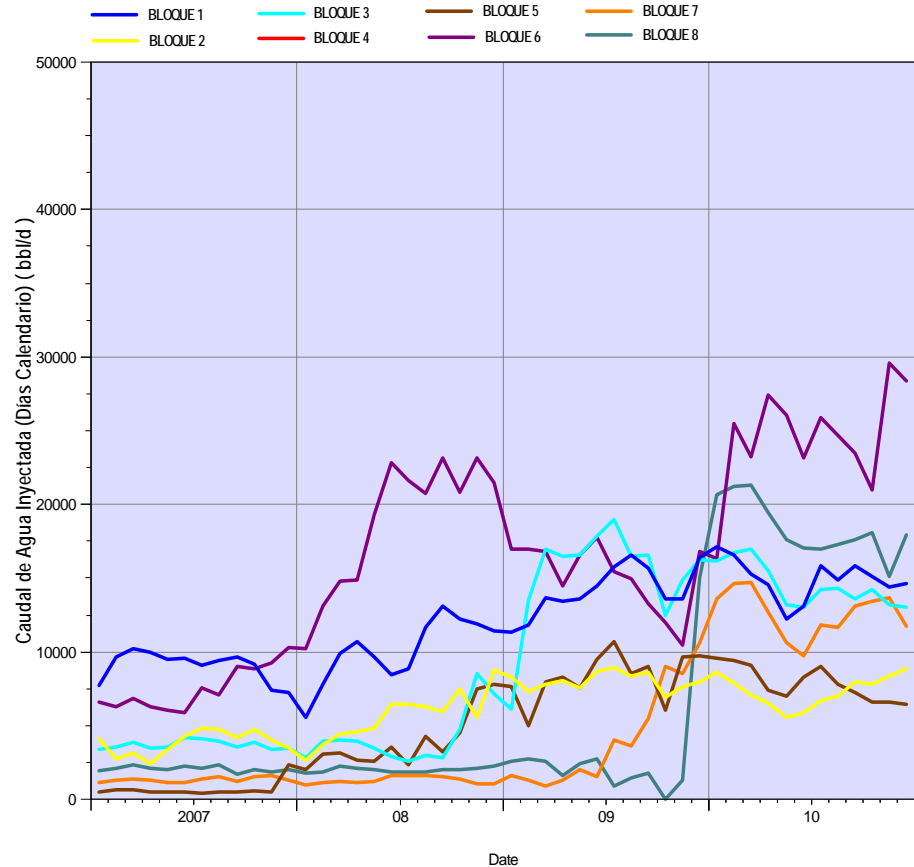
TIPO DE ARENA	POZOS
Mugrosa- Colorado CBA	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1060 • CBE-1121
Colorado A	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-80R • CBE-1071 • CBE-1070 • CBE-1083
Mugrosa- Colorado BA	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-1125 • CBE-408

TIPO DE ARENA	POZOS
	<ul style="list-style-type: none"> • CBE-398 • CBE-1089 • CBE-66R • CBE-1092 • CBE-1091 • CBE-1094 • CBE-1062 • CBE-1098

Fuente: Oil Field Manager

7.1 INYECCION POR BLOQUE

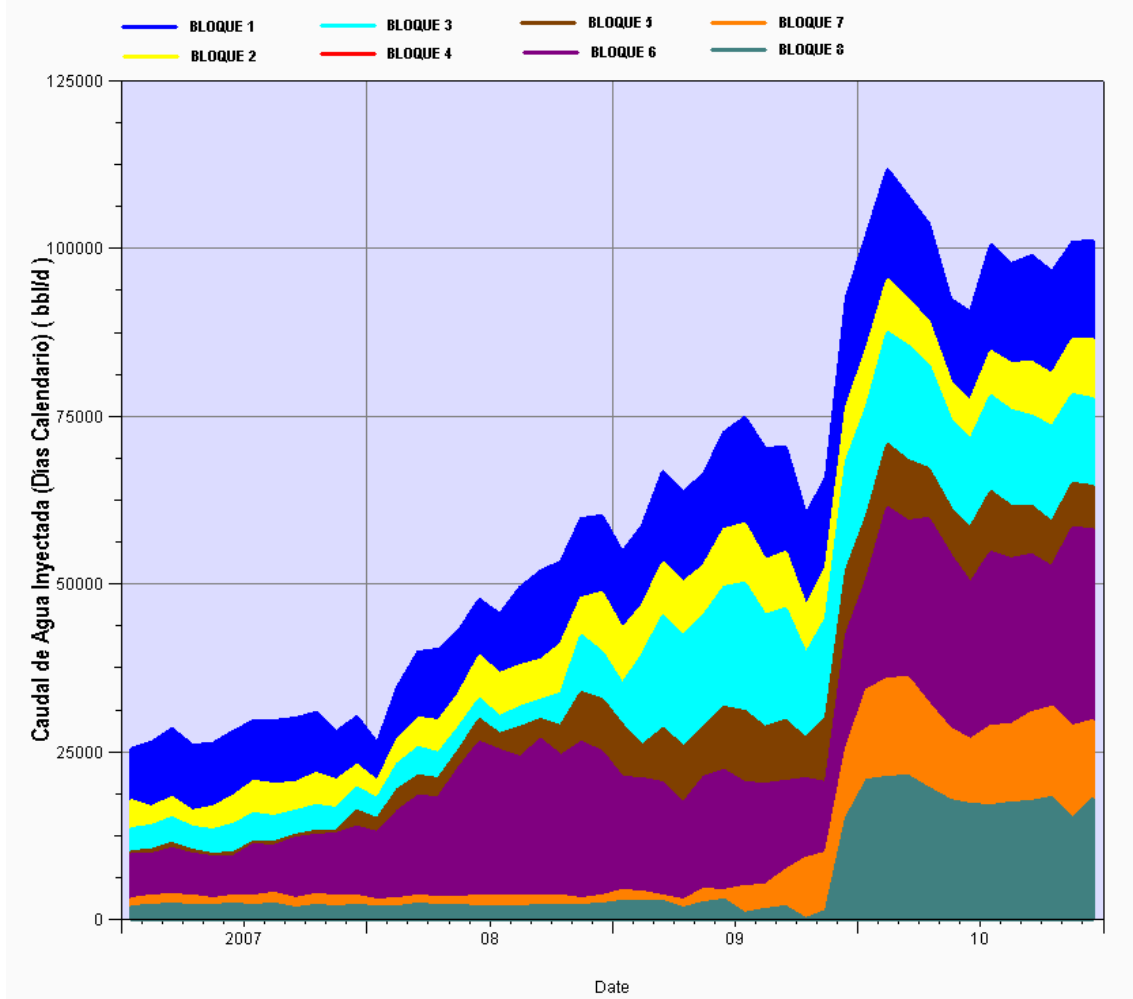
Figura 55 Inyección por bloque



Fuente: Oil Field Manager

7.2 SUMATORIA DE LA INYECCION TOTAL DEL CAMPO

Figura 56 Sumatoria Inyección por bloque



Fuente: Oil Field Manager

CONCLUSIONES

La disminución de producción bruta para los pozos con problemas de Jeteo está asociada a la posición de la bomba después de ser ubicada por arriba de las perforaciones. Este posicionamiento trae consigo disminución de la producción del pozo, sin embargo se ve compensada con los días activos del pozo, ya que se produce a menor tasa pero se evitan intervenciones con equipo debido a la falla en tubería.

La inclusión de los Blast Joint en la sarta de producción, en intervalos que históricamente han tenido problemas por tubería Jeteada, alarga el run life del pozo sin llegar a ser la solución definitiva.

Las zonas de más alta vulnerabilidad para esta falla, son los pozos cañoneados en las arenas Mugrosa-Colorado BA y los ubicados en los bloques 6, 3 y 8 del campo, respectivamente. En estas zonas la inyección de agua es considerablemente alta en comparación a la tendencia que manejaban antes del desbalance de inyección.

Los niveles de fluido son determinantes a la hora de tomar decisiones para contrarrestar el efecto de la inyección en la tubería de producción, ya que si se llegase a presentar niveles muy bajos se hace necesario ajustar la capacidad de extracción de la bomba para mantenerla en condiciones operativas, lo que eliminaría el efecto de Jeteo pero la pérdida de producción sería más elevada, es en ese entonces donde se decide bajar Blast Joint en el BHA de PCP.

La eficiencia de cada intervención se ve reflejada en el incremento de la producción, siempre y cuando se garantice la eficiencia de la extracción para así disminuir los ingresos por servicio a pozos.

RECOMENDACIONES

Hacer extensivo el estudio de inyección de agua en los bloques 3, 6 y 8 ya que en estos se concentran las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección (Jeteo).

Se recomienda optimizar los caudales de inyección mediante el seguimiento y monitoreo a los modelos de inyección de los pozos con evidencia de Jeteo, para evitar futuros desbalances en la inyección y para así obtener una disminución en la afectación a la integridad de la tubería y por ende minimizar los costos por entradas con equipo a los pozos.

Realizar un estudio más profundo en el que se consideren otras alternativas de intervención y remediación, acorde al desarrollo de nuevas tecnologías en el área.

Realizar un análisis económico profundo para cuantificar y proyectar alternativas más rentables en el mediano y largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek & McKINNEY, Paul. Advanced Reservoir Engineering. 2005.

ATOS, Jaime. Optimización de la producción por sistema PCP en Campo Pacaya. 2009.

BENEDETTO, Fabián. Sección y diseño de tuberías TENARIS SIDERCA. 2004

CANDELA, Carlos. Revisión del sistema inyección-producción del área VII-VIII-Arenas inferiores, Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 1990.

CASADIEGO, Efraín. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación Mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 2008.

CASTRO, Rubén & GORDILLO, Gustavo. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2005.

CASTRO, R. Caracterización del sistema de inyección producción para el bloque III del Campo Casabe. ICP. 2006.

CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Monograph Series, Volume. Society of Petroleum | 1971.

ECOPETROL S.A. Informes de Control de Producción, Historias de pozos, programas de mantenimiento operativo.

GARCÍA FRANCO, Lenin. Análisis técnico-económico de completamientos dobles y su aplicación en pozos de la Cuenca Amazónica del Ecuador. 2009.

GÓMEZ, Clara. Sistematización del control estadístico del sistema inyección-producción de Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 1989.

LAZARO, Gloria. Evaluación del sistema de inyección – producción, arenas superiores, Bloque II Sector Sur, Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 1991.

Manuales técnicos de software para el desarrollo del proyecto: OIL FIELD MANAGER, WESEMS, TWM.

ROMERO, Iván. Evaluación del sistema de inyección – producción, arenas inferiores, Bloque I, Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 1992.

RODRÍGUEZ, Milton. Análisis de fallas en bombas de subsuelo del sistema de Bombeo Mecánico en el Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 2005.

WHILLHITE, Paul. Waterflooding (SPE Textbook Series).1986.