



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE PROVOCARON PROBLEMAS DE
ARENAMIENTO EN LOS POZOS DEL DISTRITO CABRUTICA,
DIVISIÓN FAJA DURANTE EL PERÍODO 2001-2009**

MARÍA REBECA FERNÁNDEZ

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente Como
Requisito Parcial Para Optar al Título de INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, AGOSTO 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE PROVOCARON PROBLEMAS DE
ARENAMIENTO EN LOS POZOS DEL DISTRITO CABRUTICA,
DIVISIÓN FAJA DURANTE EL PERÍODO 2001-2009**

**MARÍA REBECA FERNÁNDEZ
C.I: 17.244.841**

REVISADO POR:

**Msc. Carlos De La Cruz
Asesor Académico**

**Ing. Fernando España
Asesor Industrial**

MATURÍN, AGOSTO 2010

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
Maturín / Monagas / Venezuela

ACTA PRELIMINAR DE TRABAJOS DE GRADO*

Nº 1260

A los **04** días del mes de **Agosto/2010**, siendo las **10:00 a.m.** En la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", **Campus Los Guaritos, Núcleo Monagas de la Universidad de Oriente.**

A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el reglamento vigente para obtener el título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación y discusión del Trabajo de Grado de la Bachiller: **María Rebeca Fernández C.I. 17.244.841.** Titulado: **ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE PROVOCARON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO EN LOS POZOS DEL DISTRITO CABRUTICA, DIVISIÓN FAJA DURANTE EL PERÍODO 2001-2009.** Estando presentes los Miembros del Jurado: **MSc. Carlos De La Cruz, Ing. Miguel Flores, MSc. Luis Castillo, Ing. Fernando España.** Se dio curso a la presentación, discusión y defensa del mencionado Trabajo, el cual se decidió _____

PROBAR POR UNANIMIDAD

Prof. MSc. Carlos De La Cruz
C.I. 12.664.336
Asesor Académico

Prof. Ing. Miguel Flores
C.I. 10.467.516
Jurado

Prof. MSc. Luis Castillo
C.I. 13.773.520
Jurado

Ing. Fernando España
C.I. 9.435.941
Asesor Industrial



* NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja Nº 076 del 8º libro de Actas de Trabajos de Grado de la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el asesor y miembros del jurado

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien le participara al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que me ha dado su fuerza y me ha guiado en mi carrera, a mi madre que con su esfuerzo me ha ayudado a llegar donde estoy, mis hermanos, a mi misma y a todas aquellas personas que de una u otra forma me han ayudado y han estado conmigo.



AGRADECIMIENTO

Gracias a Jesucristo mi Dios bendito, mi amigo y mi compañero incondicional que ha estado presente en mi vida, cuidándome, apoyándome y guiándome.

Gracias a mi madre que ha estado conmigo en todo momento y me ha ayudado incondicionalmente, a ti mami gracias por darme la vida y todo tu esfuerzo.

A mis hermanos, mi abuela, mis tíos, primos y todos aquellos familiares que me ayudaron a lo largo de mi carrera.

Gracias a la Universidad de Oriente por haberme brindado la oportunidad de ser parte de la casa más alta.

A PDVSA por la oportunidad que me brindó para realizar mis pasantías y culminar esta etapa en mi vida, a mi asesor industrial, a mis compañeros de oficina y a todos aquellos que me brindaron su apoyo y sus conocimientos, ellos saben quienes son...

Gracias a mis compañeros de estudio que fueron muchos, a mis verdaderos amigos que no son tantos y que han compartido conmigo buenos momentos.

A todas aquellas personas que de una u otra forma me ayudaron a terminar mi carrera, A TODOS ELLOS GRACIAS...

ÍNDICE

ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2.2.1 Ubicación del Área	7
2.2.2 Geología Local	8
2.2.3 Descripción del Distrito Cabrutica	10
2.2.3.1 Característica general del Campo Zuata que constituyen el Distrito Cabrutica	11
2.3 BASES TEÓRICAS	12
2.3.1 Pozos Horizontales	12
2.3.2 Pozos Multilaterales	13
2.3.2.1 Ventajas de los Pozos Multilaterales	13
2.3.3 Técnicas de Completación de Pozos Horizontales	14
2.3.4 Técnicas de Completación de Pozos Multilaterales	17
2.3.5 Sistemas Multilaterales Utilizados en la Construcción de Pozos en el Distrito Cabrutica	23
2.3.5.1 Sistema Multilateral Secure Oil Tools (Schlumberger)	23
2.3.5.2 Sistema Multilateral HOOK Hanger (Baker Hughes)	25
2.3.5.3 Sistema Multilateral Sperry Drilling Service (Halliburton)	27
2.3.6 Muestras de Arena de Formación	29
2.3.7 Análisis del Tamizado	31
2.3.8 Causas de la Producción de Arena	32

2.3.9 Efectos de la Producción de Arena.....	36
2.3.10 Geomecánica.....	38
2.3.11 Importancia de los Ensayos Geomecánicos.....	41
2.3.12 Caída de Presión Crítica de Arenamiento.....	42
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	43
CAPÍTULO III.....	44
MARCO METODOLÓGICO.....	44
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	44
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	44
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	45
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	45
3.4.1 Etapa I. Descripción de la configuración mecánica y del comportamiento de producción de los pozos que presentaron problemas de arenamiento durante el período 2001-2009.....	46
3.4.2 Etapa II. Análisis granulométrico de las arenas drenadas por los pozos que presentaron problemas de arenamiento.....	46
3.4.3 Etapa III. Detección de las causas que originaron la producción de arena.....	48
3.4.4 Etapa IV. Alternativas para la construcción de nuevos pozos.....	49
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	49
3.5.1 Técnicas.....	49
3.5.2 Instrumentos.....	50
3.6 RECURSOS.....	51
3.6.1 Recursos Humanos.....	51
3.6.2 Recursos Materiales.....	51
3.6.3 Recursos Económicos.....	52
CAPÍTULO IV.....	53
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	53
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN MECÁNICA Y DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTARON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO DURANTE EL PERÍODO 2001-2009.....	57
4.1.1 Descripción de la Completación.....	57
4.1.1.1 Revestidor superficial.....	58
4.1.1.2 Revestidor intermedio.....	59
4.1.1.3 Revestidor de producción.....	60
4.1.2 Descripción del porcentaje de agua y sedimentos.....	62
4.1.3 Descripción del comportamiento de producción.....	70
4.2 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE LAS ARENAS DRENADAS POR LOS POZOS QUE PRESENTARON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO.....	74
4.3 DETECCIÓN DE LAS CAUSAS QUE ORIGINARON LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	79

4.4 ALTERNATIVAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE NUEVOS POZOS	83
CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
APÉNDICES	92



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Campo Zuata Principal (PETROZUATA 2000)	8
Figura 2.2 Columna Estratigráfica de del Area de San Diego de Cabrutica (PETROZUATA, 2000).....	9
Figura 2.3 Ubicación del Distrito Cabrutica en la Faja Petrolífera del Orinoco (PETROZUATA 2000)	10
Figura 2.4 Propiedades básicas del yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 (PETROZUATA 2000).....	12
Figura 2.5 Pozo Multilateral Nivel 1 (PETROZUATA, 2001)	18
Figura 2.6 Pozo Multilateral Nivel 2 (PETROZUATA, 2001)	19
Figura 2.7 Pozo Multilateral Nivel 3 (PETROZUATA, 2001)	20
Figura 2.8 Pozo Multilateral Nivel 4 (PETROZUATA, 2001)	21
Figura 2.9 Pozo Multilateral Nivel 5 (PETROZUATA, 2001)	22
Figura 2.10 Pozo Multilateral Nivel 6 (PETROZUATA, 2001)	23
Figura 2.11 Sistema multilateral Secure Oil Tools (SCHLUMBERGER, 2000)	24
Figura 2.12 Sistema multilateral HOOK Hanger (BAKER HUGHES, 2009)	27
Figura 2.13 Hoyo productor con sistema LatchRite® (HALLIBURTON, 2009)	29
Figura 2.14 Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado (MANTILLA, 2008)	32
Figura 2.15 Cargas presentes en la roca-yacimiento (MANTILLA, 2008).....	40
Figura 3.1 Muestra de núcleo de pozo estratigráfico	47
Figura 3.2 Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado	48
Figura 4.1 Diagrama mecánico del pozo BC22-06	65
Figura 4.2 Geometría de un puente estable rodeando la abertura del revestidor de producción (EXXON 1995)	78
Figura 4.3 Registro de Gamma Ray y Resistividad de la formación de la sección de la empacadura inflable del pozo CD18-04	81
Figura 4.4 Zona de ventana y empacadura del pozo BC22-06.....	82
Figura 4.5 Sistema multilateral SealRite® (HALLIBURTON, 2009).....	85
Figura 4.6 Sistema multilateral FORM 5® (BAKER HUGHES, 2009).....	87

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Distribución de la totalidad de los pozos del Distrito Cabrutica.....	53
Gráfico 4.2 Distribución porcentual de los pozos arenados.....	54
Gráfico 4.3 Distribución de la muestra de los pozos arenados.....	57
Gráfico 4.4 Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo BC22-06.....	63
Gráfico 4.5 Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo CD18-04.....	66
Gráfico 4.6 Comportamiento del agua una vez estabilizado el pozo BC22-06.....	68
Gráfico 4.7 Comportamiento del agua una vez estabilizado el pozo CD18-04.....	68
Gráfico 4.8 Comportamiento de sedimentos después de la reparación del pozo CD18-04.....	69
Gráfico 4.9 Comportamiento del agua después de la reparación del pozo CD18-04.....	70
Gráfico 4.10 Comportamiento de producción antes de la reparación del pozo BC22-06.....	72
Gráfico 4.11 Comportamiento de producción antes de la reparación del pozo CD18-04.....	73
Gráfico 4.12 Comportamiento de producción después de la reparación del pozo CD18-04.....	74
Gráfico 4.13 Granulometría de la arena 4 A en el stratigráfico EF-23.....	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Pozos con problemas de arenamiento	54
Tabla 4.2. Muestra de los pozos en estudio.....	56
Tabla 4.3 Granulometría de la arena 4 A	76



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**



**ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE PROVOCARON PROBLEMAS DE
ARENAMIENTO EN LOS POZOS DEL DISTRITO CABRUTICA,
DIVISIÓN FAJA DURANTE EL PERÍODO 2001-2009**

Autor:

María Rebeca Fernández

CI: 17.244.841

Fecha: Agosto de 2010

Asesores:

Industrial: Ing. Fernando España

Académico: Msc Carlos De La Cruz

RESUMEN

Los problemas de arena en un pozo traen como consecuencia un déficit y/o desgaste de los equipos de fondo y superficie, resultando en el peor de los casos la obstrucción o taponamiento del mismo. Estos problemas de arenamiento se vienen presentando en varios pozos del Distrito Cabrutica, es por ello que el propósito principal de esta investigación es estudiar las causas que provocaron los problemas de arenamiento durante el período 2001- 2009 en el Campo Zuata de dicho distrito. En el desarrollo de esta investigación se estudió la configuración mecánica de los pozos, las muestras de agua y sedimentos, las pruebas de producción, las reparaciones y/o limpiezas realizadas durante el período 2001-2009 y se calculó la granulometría de las arenas drenadas por los pozos problemas. Como resultado de la investigación se encontró, que los pozos que presentaron problemas de arenamiento son todos multilaterales dobles y triples. Tomando en cuenta los análisis granulométricos y el tipo de pozo problema se descartó que la arena encontrada provenga de la migración de la misma a través de las ranuras de los revestidores de la sección horizontal del pozo. Adicionalmente se observó que el lugar donde se perforó la ventana del lateral y donde se asentó la empaadura inflable del mismo, era una zona de arena, disminuyendo la integridad de estos pozos y haciendo que ésta colapse. Para evitar estos problemas a futuro es necesario aislar la zona de la ventana y de la empaadura con un sistema multilateral especial que evite la migración de arena al pozo en caso de que la formación colapse.

INTRODUCCIÓN

Los pozos del Distrito Cabrutica están diseñados para que a partir de un solo pozo puedan ser drenadas varias arenas a través de dos o más laterales; estos pozos son denominados pozos multilaterales. Bajo la designación de multilaterales se pueden encontrar varias configuraciones como son dual apilado; dual alas de gaviota, dual tenedor, trilateral apilado, trilateral patas de gallo y espinas de pescado.

La configuración geológica del área de Cabrutica está constituida principalmente por arenas lenticulares no consolidadas o formaciones débiles, estas características permiten que los pozos del distrito puedan drenar varias arenas al mismo tiempo, a través de una completación sencilla con camisa o tubería ranurada.

La no consolidación de las arenas, la configuración de los pozos multilaterales y la alta viscosidad (1200 - 1800 cPs) del crudo del distrito, hacen que algunos pozos del campo sean propensos a la producción de arena, lo cual constituye un serio problema, debido a que afecta drásticamente los regímenes de producción, daña los equipos de fondo de pozo, de superficie e implica para el distrito un costo de decenas de millones de dólares. Es por ello que el objetivo general de este trabajo es estudiar las causas que provocaron problema de arenamiento, para así tomar ciertas consideraciones a la hora de construir nuevos pozos multilaterales.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La explotación de hidrocarburos es el eje principal de la economía internacional, a partir de la producción y comercialización de crudo, diversos países del mundo se mantienen estables económicamente, convirtiéndose en grandes potencias tanto a nivel monetario como energético.

La principal actividad financiera de la República Bolivariana de Venezuela es la explotación de hidrocarburos, la cual se encuentra principalmente en manos de la cuarta empresa petrolera a nivel mundial, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), encargada de programar, dirigir, supervisar, ejecutar y velar por todos los proyectos en el ámbito petrolero nacional, e innovando constantemente prácticas y tecnologías empleadas en las distintas áreas petrolíferas del país, con el fin de lograr su principal objetivo, que es generar los mayores ingresos económicos al país.

La mayor reserva de hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela y una de las más importantes del mundo es la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual se divide en cuatro bloques: Boyacá, Carabobo, Ayacucho y Junín, explotada en la actualidad por PDVSA Exploración y Producción (EyP), Distritos Cabrutica, San Tomé y Morichal, y PDVSA Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) con las llamadas empresas mixtas. Este trabajo se centró en el bloque Junín, donde opera el Distrito Cabrutica (EyP) contando con 184 pozos sencillos, 161 dobles, 110 triples, 5 pozos

inyectores de agua, 69 stratigráficos y uno inclinado que suman un total de 530 pozos distribuidos en 44 macollas.

Las arenas productoras de hidrocarburo del área son arenas no consolidadas, alojando en ellas crudo de tipo pesado y extrapesado, debido a las bajas presiones y a la baja gravedad °API que presenta este crudo es imprescindible la aplicación de métodos de levantamiento artificial. En el caso del Distrito Cabrutica los métodos utilizados son bombeo mecánico, bombeo de cavidad progresiva (BCP) y bombas electrosumergibles (BES), en pozos horizontales sencillos, multilaterales dual apilado, dual alas de gaviota, dual tenedor, trilateral apilado, trilateral patas de gallo y espinas de pescado.

Al perforar estas arenas no consolidadas, la producción de fluidos de formación podría estar vinculada a la producción de arena y sedimentos. En algunos casos, se producen pequeñas cantidades de arena y/o sedimentos sin que ello acarree efectos adversos significativos. Sin embargo, en la mayoría de las situaciones, la producción de arena se traduce en una disminución de la productividad y/o en un exceso de mantenimiento del equipo de fondo y de superficie. Asimismo, la producción de una cantidad suficiente de arena podría ocasionar fallas prematuras en el pozo y en los equipos utilizados en el mismo.

Si bien algunos pozos normalmente experimentan producción de sedimento, estos valores deben ser menores a 0,4%, adicionalmente no deberían de presentar partículas o trazas de arena con el fin de evitar problemas de arenamiento a futuro. Según la Superintendencia de Optimización de Producción del Distrito Cabrutica, esta condición constituye la excepción y no la regla de ciertos pozos del distrito, debido a que constantemente se vienen presentando problemas de arenamiento en el

campo, es por ello que es necesario realizar un estudio que determine las causas que dieron origen a los arenamientos de los pozos.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Estudiar las causas que provocaron problemas de arenamiento en los pozos del Distrito Cabrutica, División Faja durante el período 2001-2009.

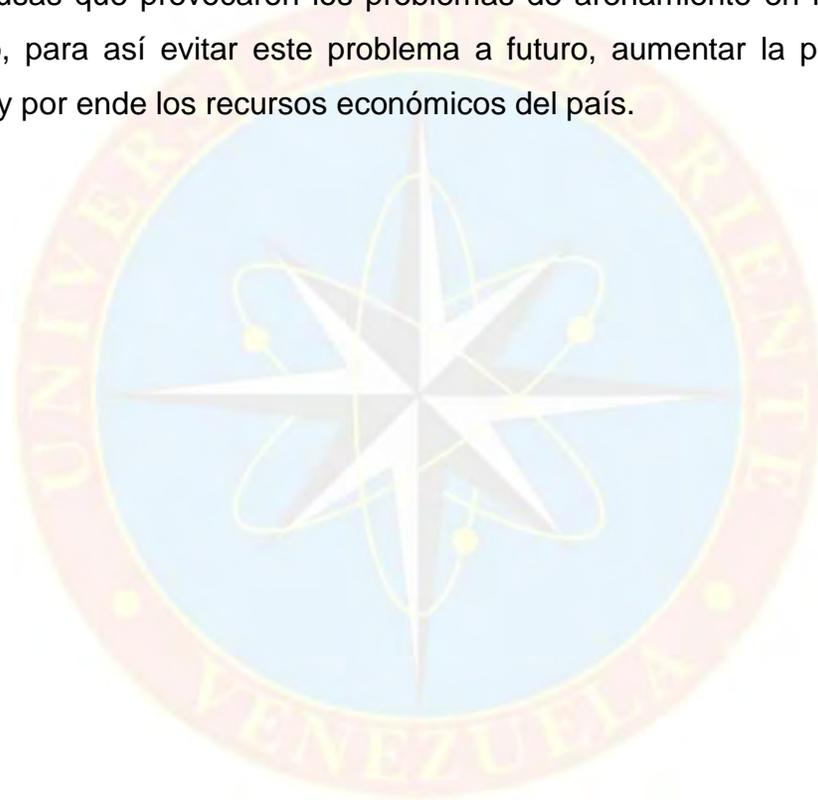
1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir la configuración mecánica y el comportamiento de producción de los pozos que presentaron problemas de arenamiento durante el período 2001-2009.
- Analizar la granulometría de las arenas drenadas por los pozos que presentaron problemas de arenamiento.
- Detectar las causas que originaron la producción de arena.
- Mostrar alternativas para la construcción de nuevos pozos.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La Republica Bolivariana de Venezuela es uno de los países pioneros en la construcción y aplicación con éxito de macollas en sus campos petroleros, proporcionado así diversas ventajas, como la minimización de costos en equipos de superficie, tiempo de supervisión, entre otros. El Distrito Cabrutica, perteneciente a la División Faja, es uno de los ejes principales de

explotación de petróleo en el país. Al ser ésta un área de gran importancia para el país, se debe tomar en cuenta los factores que afecten la producción de hidrocarburo, uno de estos factores son los problemas de arenamiento que traen como principal consecuencia un déficit y/o desgaste de los equipos de fondo y superficie, resultando en el peor de los casos la obstrucción del pozo. Es por ello, que el propósito principal de esta investigación es estudiar las causas que provocaron los problemas de arenamiento en los pozos del distrito, para así evitar este problema a futuro, aumentar la producción de crudo y por ende los recursos económicos del país.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

FUENTES, A (2002) en su trabajo de grado titulado “Optimización en el diseño de construcción de los pozos multilaterales del sector 0-16 yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro operado por Bitor”, optimizó el diseño de pozos multilaterales perforados en el sector 0-16 del Campo Cerro Negro perteneciente al área operacional de Bitor, así como también determinó los parámetros involucrados en la construcción que requieren mejoras, además generó una metodología de diseño y planificación de perforación. Como conclusión más importante del estudio indicó que los parámetros que controlan efectivamente el proceso de perforación multilateral son la severidad de la trayectoria, ubicación de la ventana y la cementación del brazo lateral, observándose en general un aumento de los riesgos operacionales cuando no se toman en cuenta dichos factores.

GONZÁLEZ, M (2000) en su trabajo de grado titulado “Análisis de las causas de arenamiento en los pozos del Campo Bare Arena $U_{1,3}$ yacimiento MFB-53, Faja del Orinoco”, estudió las causas que influyeron en la producción de arena en los pozos pertenecientes al yacimiento MFB-53, arena $U_{1,3}$, ubicada en el Campo Bare, área de Hamaca Norte, Faja del Orinoco, con el objetivo principal de evaluar de manera integral los 23 pozos que presentaron arenamiento, a través de un conjunto de aspectos geológicos y de yacimiento, y su relación con la fase de producción. El propósito fue obtener soluciones que minimizaran y controlaran la producción

de arena hasta un límite donde pudieran ser manejadas sin problemas de arenamiento. Las conclusiones más importantes obtenidas en este estudio indican que las principales causas de arenamiento en los pozos que utilizan empaque con grava es la inyección de vapor (cuando el pH del agua es muy alto), la limpieza deficiente del hoyo, los altos cortes del agua y las altas velocidades de flujo. En los pozos horizontales las principales causas es su ubicación en los bordes del canal y el uso del revestidor ranurado inadecuado.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del Área

La zona de estudio se encuentra ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela. (Figura 2.1). En la parte central de la Faja Petrolífera del Orinoco Campo Junín, en la zona operada por PDVSA Distrito Cabrutica (antes Petrozuata) el Campo Zuata, cuenta con 69 pozos estratigráficos y abarca una extensión de 299,50 Km². En este campo la litología existente pertenece a las arenas de la Formación Oficina del Mioceno Inferior, cuya columna estratigráfica está basada en estratigrafía secuencial. **(PETROZUATA, 2000, p.15)**

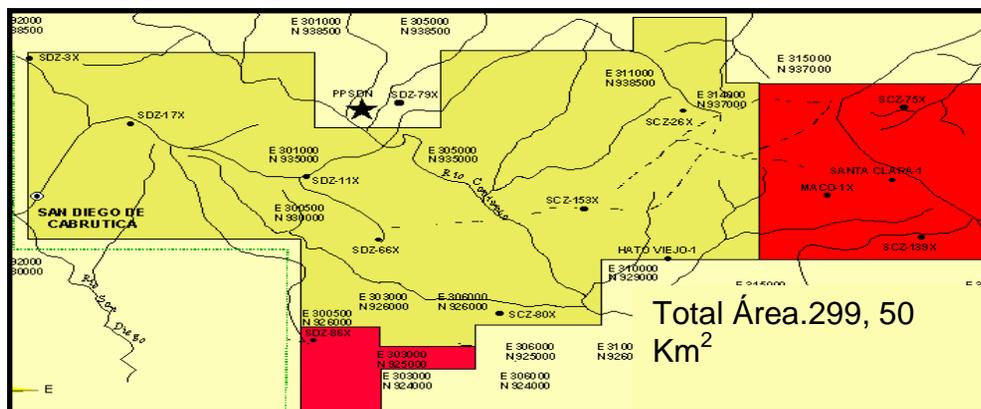


Figura 2.1 Campo Zuata Principal (PETROZUATA 2000)

2.2.2 Geología Local

La principal formación dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Inferior, la columna estratigráfica del Campo Zuata, está basada en un esquema de estratigrafía secuencial, para efectos de facilidades de trabajo se clasificó la Formación Oficina, en dos unidades fundamentales, una con bajo contenido de arenas representado por la secuencia 1 y 5, y un paquete suprayacente caracterizado por intercalaciones de areniscas y lutitas, representado en la secuencia 6.

Reconstrucciones paleo-geográficas realizadas en el área sugieren que la tendencia de la línea de costa, durante la depositación de Oficina fue fundamentalmente este-oeste, con una orientación del drenaje que fluctúa alrededor del eje sur- norte, y algunas orientaciones suroeste-noreste.

Los ambientes sedimentarios interpretados en el campo son predominantemente fluviales, o fluviales con influencia de marea. Las parasecuencias inferiores (1-4) se depositaron dentro de un sistema fluvial,

sin influencia marina, y a partir de la secuencia 5, se observa un incremento en los niveles de marea e influencia marina, conforme se acerca la superficie de máxima inundación registrada en el área 5MFS40; la cual, de acuerdo a información bioestratigráfica es la más marina en el campo. (Figura 2.2).

Los depósitos transgresivos producidos durante incrementos relativos en el nivel del mar, por lo general son delgados, y pobres en arena; en donde, el poco espesor se debe a las bajas tasas de depositación y erosión por parte de los límites de secuencia (SB) suprayacentes. Los intervalos productores consisten fundamentalmente, de varios depósitos fluviales con influencia de marea amalgamados.

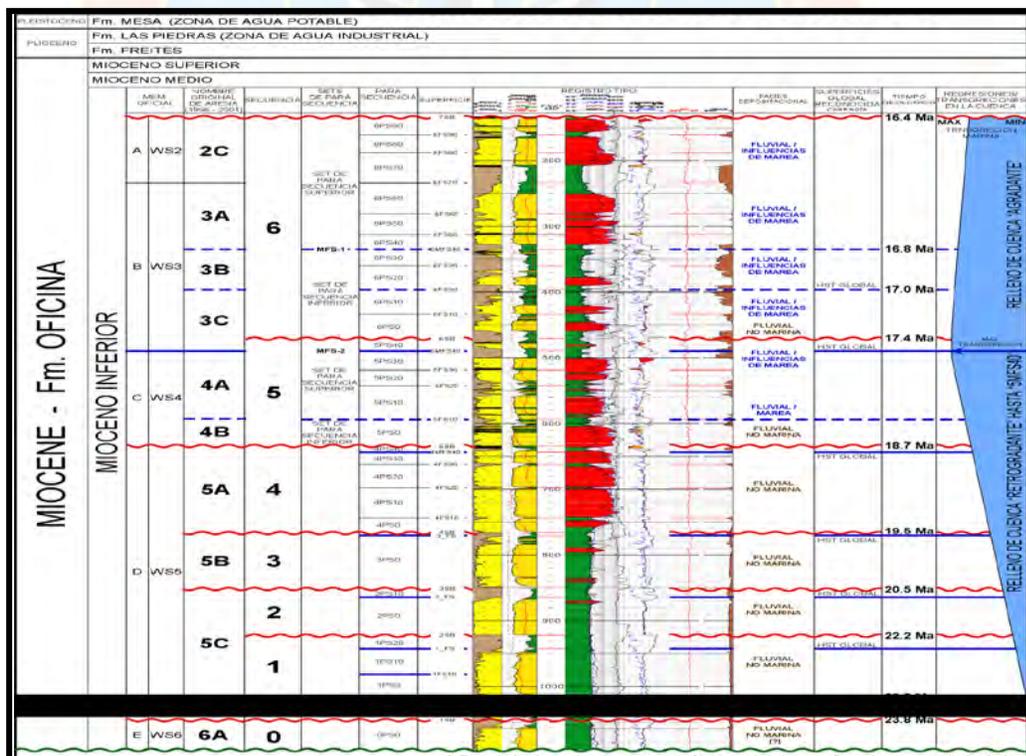


Figura 2.2 Columna Estratigráfica de del Area de San Diego de Cabrutica (PETROZUATA, 2000)

Los sistemas fluviales consisten en una combinación de acreción lateral de barras, canales individuales y canales amalgamados. Los canales cortan los estratos infrayacentes y erosionan a profundidades que oscilan entre 5 y 20 metros, lo que permitió la interconexión de arenas localizadas en diferentes Parasecuencias, y por consiguiente la comunicación entre los fluidos del yacimiento. **(Petrozuata, 2000, p 20)**

2.2.3 Descripción del Distrito Cabrutica

El Distrito Cabrutica (antigua Petrozuata) abarca actualmente un área de 299,50 Km² en la zona Suroeste del Estado Anzoátegui de la República Bolivariana de Venezuela. Se encuentra en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. Está formado por el campo Zuata principal que contiene un POES de total de 21864 MMBN y un GOES de 1421 MMPCN con unas Reservas Recuperables de Petróleo de 2744 MMBN. La gravedad API del yacimiento se encuentra en 9° API. La explotación se realiza en yacimientos arenosos Terciarios, localizado en las Formación Oficina. (Figura 2.3) **(PETROZUATA, 2000, p.25)**

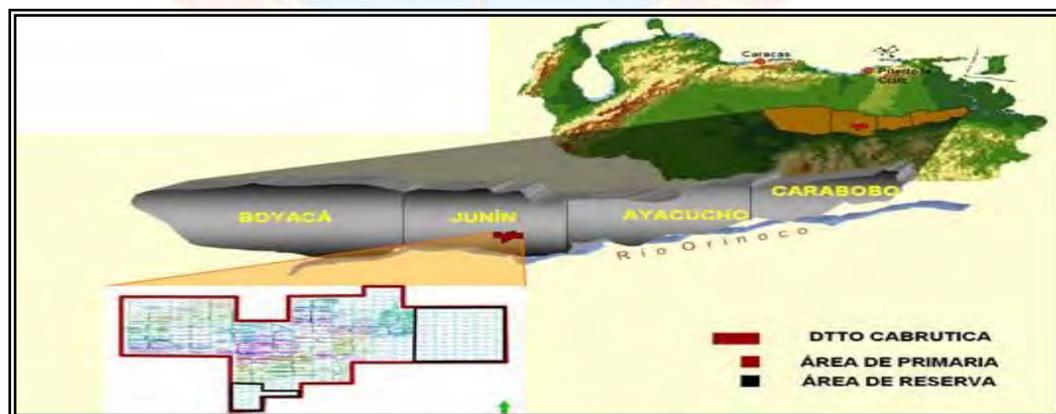


Figura 2.3 Ubicación del Distrito Cabrutica en la Faja Petrolífera del Orinoco (PETROZUATA 2000)

2.2.3.1 Característica general del Campo Zuata que constituyen el Distrito Cabrutica

El campo en el área asignada a Cabrutica corresponde a Zuata Principal, de donde se extrae todo el crudo y gas del distrito. El Campo Zuata Principal se encuentra ubicado en el bloque Junín, de la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 299,50 Km². Está localizado a 81 Km al Suroeste de la población de El Tigre. Limita al Norte, Sur, Este y Sureste por un límite arbitrario asignado a la extinta asociación estratégica Petrozuata, al Oeste y Suroeste: por un límite de concesión con Petrocedeño (antigua Sincor).

El ambiente sedimentario varía de Fluvial a Deltaico – Marino somero con influencia de marea, donde las acumulaciones de hidrocarburos más importantes se encuentran asociadas principalmente a canales fluviales, rellenos de canal distributivo, barras de desembocadura y las de menor interés están relacionadas con depósitos de la llanura de inundación y de bahía interdistributivas. Los yacimientos productores pertenecen a las Formaciones Oficina de Edad Mioceno Inferior a Medio.

Estructuralmente el Campo Zuata Principal forma parte de un homoclinal fallado, generalmente de rumbo Este – Oeste con un buzamiento suave de dos a tres grados al Norte. Existen dos sistemas de fallas normales, uno principal con rumbo Este – Oeste y buzamiento al Sur y otro secundario de fallas con rumbo Noroeste – Sureste y gradualmente orienta el buzamiento hacia el Suroeste. **(PETROZUATA, 2000, p.26)**

Propiedades Básicas del Yacimiento OFI INF SDZ-2X A1		
Análisis de Registros y Núcleo	Profundidad	1700 - 2350 pies
	Porosidad	30 - 35 %
	Permeabilidad	1 - 17 darcy
	Temperatura	100 - 135 °F
Análisis de Fluidos	Gravedad	9.3 °API
	Relación Gas -Petróleo	60 - 70 PCN/BN
	Viscosidad..Muerto	+ 5000 cps
	Viscosidad..C. Yacimientos	1200 - 1800 cps
Análisis de Núcleo	Característica Arena	No Consolidada
	Compresibilidad	88×10^{-6} Lpc
	Presión Inicial	630 - 895 Lpc

Figura 2.4 Propiedades básicas del yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 (PETROZUATA 2000)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Pozos Horizontales

Los pozos horizontales se definen como aquellos pozos perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, (de cero (0) grados hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical); a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el objetivo en el yacimiento.

También se denominan pozos horizontales aquellos cuyo ángulo de desviación sea mayor o igual a 86° , con respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar del mismo. Esta técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el pozo (MARTÍNEZ, 2008, p.12)

2.3.2 Pozos Multilaterales

Un pozo multilateral es aquel que a partir de una misma boca de pozo se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productivos **(AZCONA, 2007, p.3)**.

Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad está solo limitada a nuestra imaginación y a las características de nuestros reservorios. Así podemos tener:

- Vertical y horizontal al mismo reservorio.
- Vertical y horizontal a distintos reservorios.
- Dos o más dirigidos al mismo o distinto horizonte productivo.
- Horizontal con dos o más ramas.
- Vertical y varios horizontales a distintos reservorios.
- La estructura final de un pozo multilateral será función del yacimiento y de los recursos tecnológicos disponibles.

2.3.2.1 Ventajas de los Pozos Multilaterales

Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que los recintos hacen las veces de fracturas mecánicas extensas. **(AZCONA, 2007, p.4)**

- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical.
- En yacimientos donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal y la fractura se genera horizontalmente.
- En pozos mar adentro donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.
- En yacimientos marginales donde es imperativo reducir los costos de producción y reacondicionamiento.
- Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental (menos locaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos, etc).
- También se reducen costos de horas de equipo, cañerías, instrumental, supervisión, etc.

2.3.3 Técnicas de Completación de Pozos Horizontales

Debido a que generalmente el esquema de completación empleado en los pozos, repercute en el comportamiento y por ende en el rendimiento, es muy importante la planificación y el diseño de la misma **(MARTINÉZ, 2008, p.21)**. Ciertos tipos de planificación dependen directamente de la completación empleada en los pozos horizontales entre las opciones de completación se tienen:

a.- Completación a Hoyo Abierto

La completación a hoyo abierto, al igual que en pozos verticales, representa la opción más económica. No obstante, su aplicación está limitada a la calidad de la formación, la cual debe ser suficiente para que el hoyo horizontal se mantenga en condiciones estables. Los pozos completados a hoyo abierto son difíciles de estimular y controlar, tanto para la inyección como la producción a lo largo del hoyo horizontal.

b.- Completación con Camisa Ranurada

Este tipo de completación generalmente es empleada en formaciones donde se prevé la posibilidad de colapso del pozo horizontal.

La camisa ranurada proporciona un control limitado en la producción de arena, y además, es susceptible al taponamiento. Actualmente existen tres tipos utilizadas en la completación de pozos horizontales:

- Camisas perforadas.
- Camisas ranuradas.
- Camisa pre - empacada.

En formaciones no consolidadas, se ha empleado exitosamente el revestidor ranurado para el control del arenamiento. Esta técnica de completación proporciona una trayectoria conveniente para la inclusión de herramientas de subsuelo, con la tubería continua flexible (Coiled Tubing), en trabajos de limpieza, entre otros.

c.- Completación con Camisa Ranurada y Empacaduras Externas

En esta modalidad a la camisa le son instaladas una serie de empacaduras externas, localizadas a lo largo de la sección horizontal del pozo. Estas empacaduras tienen la finalidad de facilitar la aplicación de tratamientos químicos selectivos proporcionando también un mejor control sobre la producción del pozo.

La desventaja más representativa ofrecida por este tipo de completación, se debe a que normalmente la dirección e inclinación de los pozos no es totalmente horizontal, lo que dificulta la bajada al fondo de tuberías ranuradas con empacaduras externas. Además, no hay garantía de que éstas encajen totalmente en la zona de interés.

d.- Completación con Revestidor Cementado y Perforado

Para esta completación la clase de cemento a emplear debe poseer bajo contenido en agua libre y filtrado, en comparación con la utilizada para la perforación de pozos convencionales. Esto es con el objeto de evitar la creación de canales de comunicación a través del cemento en la sección horizontal del pozo. Adicionalmente, la mezcla de cemento debe estar libre de partículas sólidas, para garantizar una buena homogeneidad alrededor del revestidor.

No hay discusión acerca de que un pozo entubado, cementado y perforado ofrece la mayor flexibilidad para aislamiento de zonas y opciones de producción; desafortunadamente, esta configuración es más costosa que otros diseños de completación, y actualmente tiene problemas inherentes de

ejecución. Todas estas opciones dependerán de las observaciones y experiencias que se tengan en la zona seleccionada.

El tipo de completación depende de la técnica de perforación. Por ejemplo; los pozos con radio muy corto pueden ser completados usando solamente tubería ranurada o empaque de grava. Un pozo de radio corto puede ser completado solamente a hueco abierto o con forro ranurado. Debido a que su radio de curvatura es muy pequeño (menor de 40 pies) y limitan hasta cierto punto el uso de equipo de campo convencional, es imposible cementar estos pozos. Sin embargo, en hoyos cuyo radio es de tamaño intermedio o grande, pueden usarse muchos instrumentos de este tipo, lo cual proporciona gran flexibilidad al escoger un método de completación.

2.3.4 Técnicas de Completación de Pozos Multilaterales

La técnica de completación utilizada va a depender del nivel de la junta que se desea obtener. **(PETROZUATA, 2001, p.10)**

a) Nivel 1

Bajo esta clasificación, éste es el más simple de los sistemas multilaterales donde no existe sello en la unión entre el hoyo principal y los laterales. Ambos hoyos están completados a hoyo abierto o los laterales con revestidores o camisas ranuradas. Representa la opción más económica en cuanto a completación de pozos se refiere, debido a que no requiere operaciones especiales tales como: instalar equipos de desviación, frezar, cementar, entre otros (Figura 2.5).

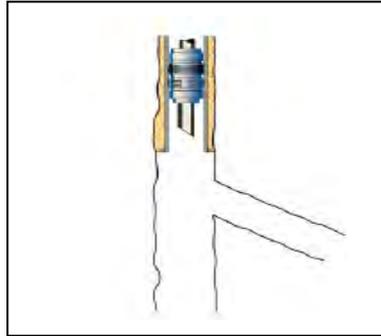


Figura 2.5 Pozo Multilateral Nivel 1 (PETROZUATA, 2001)

La falta de soporte mecánico en la unión limita esta opción de completación a pozos con estabilidad de hoyo natural adecuada. No existe control de la zona productora, la producción debe ser en conjunto y no puede ser de cierre selectivo. No hay confiabilidad en los sistemas comerciales disponibles para garantizar capacidad de reentrada en los laterales para trabajos futuros. Los yacimientos prospectos para este tipo de multilateral son las calizas naturalmente fracturadas.

b) Nivel 2

Con este tipo de completación se encuentran los pozos cuyo hoyo principal está revestido y cementado, pero los laterales están completados a hoyo abierto o con camisas ranurados, sin conexión mecánica en la junta. Al igual que el nivel anterior es una opción cuyo costo de completación es bajo. El control de la producción es limitado al igual que la capacidad de reentrada selectiva y se depende mayormente de la integridad de la formación al nivel de la unión. El revestimiento del hoyo principal minimiza la posibilidad de colapso del hoyo mientras provee aislamiento hidráulico entre las zonas laterales.

Una diversidad de métodos de completación puede ser utilizada en función de los requerimientos del pozo. Pero la inestabilidad de la ventana está siempre presente, por lo que la formación debe ser lo bastante competente para su utilización.

Uno de los métodos de completación más comunes que se utilizan en este nivel es el de colocar una manga de circulación entre la empacadura de orientación y una segunda empacadura por encima de la ventana del lateral o ramal (Figura 2.6).

Desde el punto de vista de producción se puede hacer uso de un tapón para controlar el tramo principal que se deplete o comience a producir agua o gas por conificación. Por otro lado, si el ramal es el que presenta el problema, algunas completaciones permiten que una compuerta deslizante pueda ser accionada para cerrar el ramal con problemas.

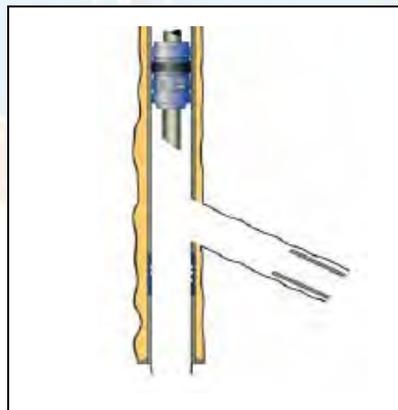


Figura 2.6 Pozo Multilateral Nivel 2 (PETROZUATA, 2001)

c) Nivel 3

Se incluyen aquellos pozos multilaterales en los cuales el hoyo principal está revestido y cementado, pero el lateral está revestido más no cementado. El lateral esta unido mecánicamente al hoyo principal pero no existe aislamiento hidráulico (Figura 2.7).

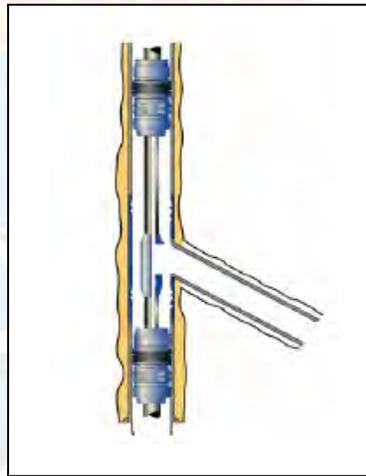


Figura 2.7 Pozo Multilateral Nivel 3 (PETROZUATA, 2001)

d) Nivel 4

En este sistema el hoyo principal y el lateral están revestidos y cementados a la altura de la unión. La integridad hidráulica depende de la calidad del cemento. La producción puede ser separada o en conjunto dependiendo del mecanismo de producción que se acoja. Tiene una amplia factibilidad de reentrada al lateral lo que lo hace candidato para ser aplicado tanto en pozos nuevos como en los ya existentes (Figura 2.8).

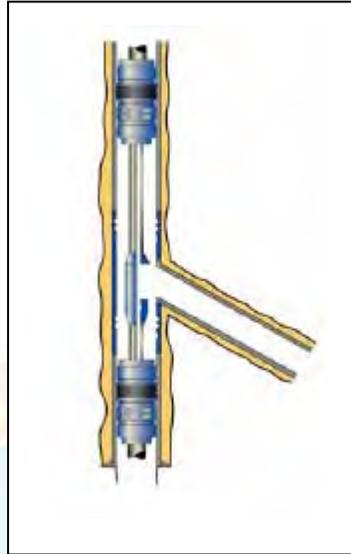


Figura 2.8 Pozo Multilateral Nivel 4 (PETROZUATA, 2001)

e) Nivel 5

Este nivel garantiza un sistema en el cual la integridad en la junta es proporcionada por la completación. La junta puede ser cementada o no. Posee la misma cualidad de buen soporte mecánico en el lateral y en la unión del nivel 4 pero la integridad hidráulica en la unión es mayor, obteniéndose valores de resistencia que oscilan alrededor de las 5000 Lpc. Facilita la posibilidad de producir algunos de los laterales por separado dependiendo de las posibilidades de completación en el ramal principal. La capacidad de acceso está garantizada a los laterales y es aplicable a los pozos existentes pero requiere una adecuada gerencia en su estudio y aplicación (Figura 2.9).

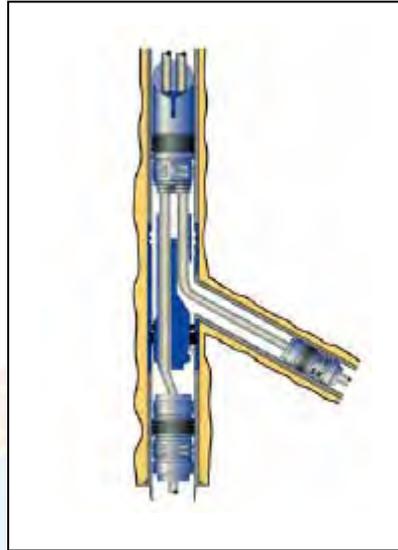


Figura 2.9 Pozo Multilateral Nivel 5 (PETROZUATA, 2001)

f) Nivel 6

Los sistemas de este nivel desarrollados hasta el momento constan de un tubo que contiene la bifurcación integrada en él y que por lo tanto brinda la integridad total que proviene del tubular cementado. El desarrollo de un tubo principal que a partir de una ventana tiene soldado un tubo deformado de manera específica para que al ser colocado en el pozo se ejerza determinada presión y despliegue el lateral, quedando la unión cementada al mismo tiempo que el hoyo principal. Cada hoyo se continúa, rompiéndose la zapata correspondiente. La integridad de la junta es proporcionada por el revestidor. La junta puede ser expansible o prefabricada la cual requiere un hoyo conductor del tamaño de la misma (Figura 2.10).

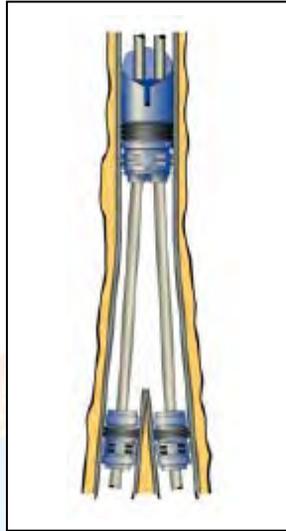


Figura 2.10 Pozo Multilateral Nivel 6 (PETROZUATA, 2001)

2.3.5 Sistemas Multilaterales Utilizados en la Construcción de Pozos en el Distrito Cabrutica

2.3.5.1 Sistema Multilateral Secure Oil Tools (Schlumberger)

El sistema multilateral Secure Oil Tools provee una junta multilateral nivel 3, es decir, el hoyo principal es revestido y cementado y el lateral solo revestido sin cementar, posee un revestidor especial con una ventana ya perforada por el cual se construye el nuevo lateral.

La completación usada para revestir en este lateral consta de un equipo de flotación convencional, revestidores ranurados y empacadura inflable que tiene como función evitar la migración de arena hacia el pozo. Como medio de soporte, el orificio de la ventana posee unos perfiles los cuales sostiene los ganchos donde cuelga el ensamblaje de revestimiento del nuevo lateral. Este sistema permite la entrada a un solo brazo del pozo (lateral principal) (Figura 2.11).

Ventajas Sistema Multilateral Secure Oil Tools

- No es necesario romper el revestidor, debido a que posee una sección especial o ventana diseñada para entrar a construir el nuevo lateral.
- No genera recortes metálicos los cuales son transportados hasta la superficie.
- La forma y el tamaño de la ventana son conocidos.
- Los perfiles de orientación y profundidad permiten una ubicación y orientación certera de la ventana.
- La cobertura interna esta diseñada para soportar presiones hasta 3000 psi.

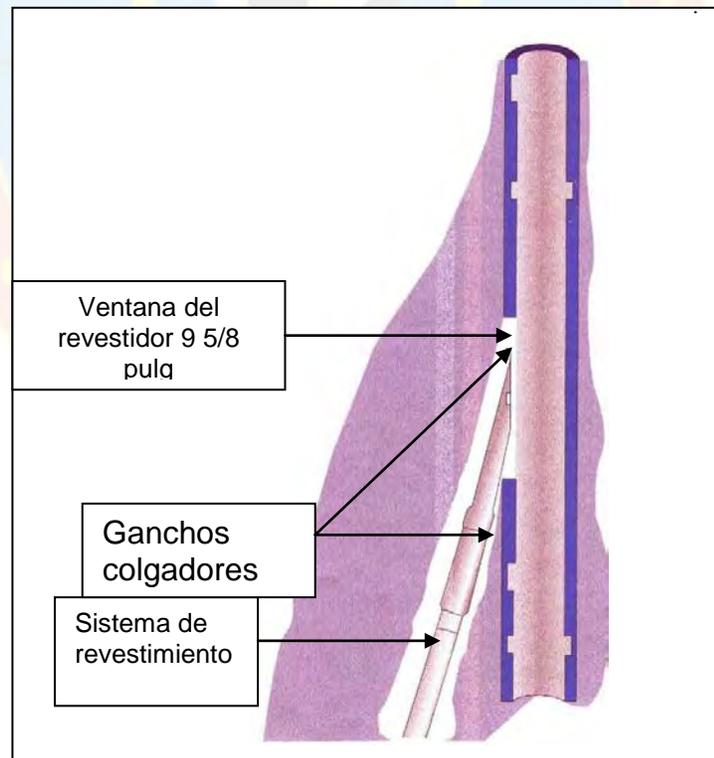


Figura 2.11 Sistema multilateral Secure Oil Tools (SCHLUMBERGER, 2000)

2.3.5.2 Sistema Multilateral HOOK Hanger (Baker Hughes)

El sistema HOOK Hanger de la empresa Baker Hughes, proporciona un sencillo sistema multilateral nivel 3, ésta instalación no sólo proporciona un soporte mecánico en su unión, sino que también permite la reentrada selectiva a cualquiera de los laterales. En la utilización de la técnica de HOOK Hanger, se tiene la libertad de perforar el nuevo lateral a cualquier profundidad y dirección en un pozo ya existente, debido a que éste es instalado en el revestidor de 9 ^{5/8} pulgadas original.

El sistema de revestimiento del HOOK Hanger utiliza un ensamblaje de revestidores especiales, constituido por un tubo doblado posicionado encima de la zapata, con la finalidad de poder dirigir los siguientes revestidores al nuevo hoyo, seguido a este se colocan los revestidores ranurados, una empacadura inflable y/o un dispositivo rotacional y por último el colgador "HOOK Hanger".

El HOOK Hanger se coloca en el pozo con la ventada principal en dirección hacia el hoyo principal, por el cual va a circular el fluido proveniente de esta parte y la parte tubular del mismo es la que va a entrar al lateral secundario. (Figura 2.12). Los equipos estándar para su instalación, incluyen el uso de una herramienta hidráulica para el asentamiento del HOOK Hanger y de todo el ensamblaje de revestimiento en el nuevo lateral (tomando en cuenta la presión con la cual se asientan los revestidores, debido a que si es muy alta se podría perder la orientación del HOOK Hanger).

Ventajas de la Sistema HOOK Hanger

- Proporciona un pozo nivel 3, permite la creación de una reentrada con la capacidad de ingresar al hoyo principal y al lateral con tubería flexible o tubería convencional por medio de un desviador.
- Implementa un solo viaje, se requiere de un solo viaje para asentar el sistema completo de revestimiento del nuevo lateral, reduciendo así el tiempo de exposición de alguno de los laterales.
- Reentrada selectiva al hoyo principal o al lateral con el uso de un desviador, se puede ingresar a cualquiera de los laterales desplegando un desviador para realizar trabajos de reparación, estimulación o perforación.
- Diámetros del hoyo principal y del lateral, se tiene un diámetro interno mínimo de 5.75 pulgadas en la ventana del lateral secundario del HOOK Hanger, y un diámetro mínimo interno de 5.5 pulgadas hacia el lateral principal.
- Ensamblaje de tubos de torque, son usados para transmitir torque o rotación a la ventana del HOOK Hanger, manteniendo su integridad durante las maniobras de rotación.
- Las cargas están distribuidas por encima de toda la longitud del HOOK Hanger minimizando la presión en el principio de la ventana.
- Colgadores de asentamiento, soportan el HOOK Hanger contra el revestidor para evitar que éste se mueva o se separe y pase a través de la ventana hacia cualquiera de los laterales.

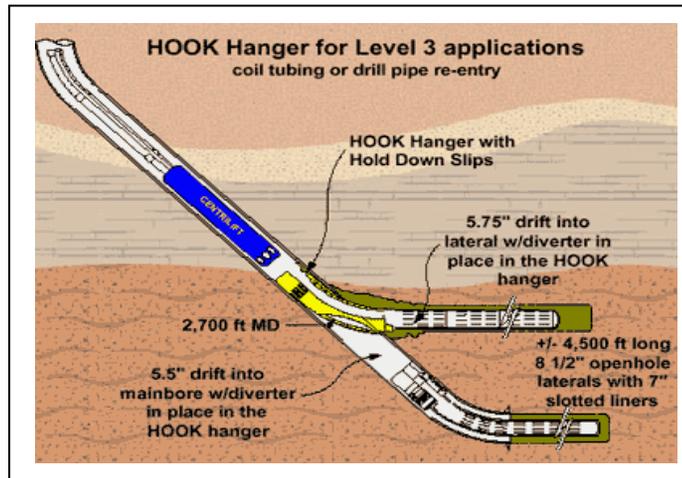


Figura 2.12 Sistema multilateral HOOK Hanger (BAKER HUGHES, 2009)

2.3.5.3 Sistema Multilateral Sperry Drilling Service (Halliburton)

La construcción del sistema multilateral con LatchRite[®] proporciona a la junta del pozo un nivel 4, es decir, el hoyo principal y lateral revestido y cementado, el cual permite un control de arena y un acceso completo al lateral principal. Posee un sistema de zapata y revestidores convencionales, una empaadura inflable que evita la migración de arena y un sistema de soporte especial, el cual es cementado y parte de esta sobresale por la ventana, por lo que se debe utilizar un sistema de limpieza y corte (washover) para lograr la integridad hidráulica del sistema al cementarlo (Figura 2.13).

Ventajas del sistema LatchRite[®]

- Es aplicable a nuevos pozos.
- Puede construir pozos con juntas nivel 2, 4.

- Proporciona una integridad mecánica e hidráulica en juntas nivel 4, debido a se encuentra cementado.
- Se requiere un mínimo fresado para volver al hoyo principal.
- Proveer integridad a la Junta usando cemento.
- Mide completo el diámetro interno a través de hoyo principal y del lateral.
- Permitir intervenciones futuras a cualquiera de los laterales.

Elementos utilizados en la construcción de un pozo multilateral utilizando el sistema LatchRite ®:

- Ventana premilada, posee un diseño geométrico preciso, con una manga de aluminio capaz de resistir hasta 3000 psi de presión al cementar el hoyo principal, posee internamente un acople donde encaja la cuchara desviadora (whipstock) con la cual se controla la profundidad y la orientación, la longitud de la ventana reduce la severidad de las patas de perro (dogleg).
- Correr zapata guía, revestidor ranurado de la zona productora, cuello cementado, empackadura inflable, camisa de cementación, revestidor liso, para ubicar la junta de transición de 7 pulgadas y asentar a la profundidad.
- Cementar mínimo 300 pies de intervalo desde el cuello cementado a la junta con exceso de cemento. Al cementar esta zona se logra aislar la junta multilateral de la formación.
- A fin de proporcionar un mejor soporte mecánico a la junta multilateral se instala una herramienta de soporte de la junta (JST). Este equipo se

corre con una herramienta hidráulica y se instala en el perfil de los acople de cierre de la ventana. Esta herramienta fue desarrollada especialmente para pozos de crudo pesado en Venezuela, permite la instalación de la junta en formaciones poco consolidadas, ayudando también a prevenir problemas de producción de arena y soporta la junta para evitar el colapso del hoyo principal o el lateral.

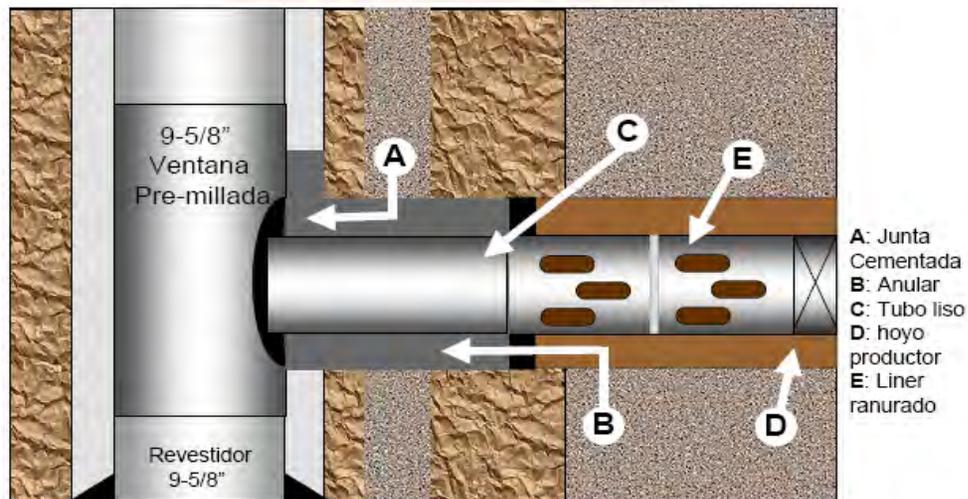


Figura 2.13 Hoyo productor con sistema LatchRite® (HALLIBURTON, 2009)

2.3.6 Muestras de Arena de Formación

- a) **Muestras producidas:** en un pozo que produce arena, puede obtenerse fácilmente una muestra de la arena de formación en superficie. Si bien dicha muestra puede analizarse y utilizarse para determinar cuál debe ser el tamaño de la arena del empaque con grava, las muestras producidas probablemente indicarán un tamaño medio de granos más pequeños que el que realmente posee la arena de formación, debido a que una muestra que se produce a la superficie

contiene una proporción mayor de los granos de arena de menor tamaño. Esto significa, que la muestra de superficie probablemente no constituya una adecuada representación de los distintos tamaños de arena de formación existentes. De igual modo, el transporte de un grano de arena a través de la tubería de producción y de las líneas de flujo superficiales podría ocasionar la ruptura de los bordes de los granos, lo que da lugar a más finos y granos más pequeños; por lo que utilizar muestras de arena producida podría inducir el uso de arena de empaque con grava más pequeña que la requerida.

b) Muestras obtenidas por medio de toma de muestra: se toman del fondo de un pozo utilizando muestreadores de fondo corrida con guaya, son fáciles de obtener, pero probablemente éstas tampoco resulten representativas de la verdadera arena de la formación. Las muestra obtenidas mediante achique generalmente están constituidas por los granos de arena de mayor tamaño, suponiendo que la mayoría de los granos más pequeños se producen hacia la superficie. El uso de muestras obtenidas por muestreadores de fondo podría conducir al diseño de arena de empaque con grava más grande que la requerida, lo que a su vez podría ocasionar producción de arena o el taponamiento del empaque.

c) Muestra de núcleos de pared: se obtienen disparando cargas huecas desde un cañón que se hace descender por el pozo con un cable eléctrico, hasta la profundidad deseada. Las cargas permanecen unidas al cañón mediante un cable de acero, de manera tal, que cuando se extrae el cañón del pozo, se recuperan las cargas con una pequeña muestra de formación en su interior. Si bien son más representativas que las muestras obtenidas por muestreadores de fondo, las muestras de núcleos de pared también pueden producir resultados falsos ya que,

cuando las cargas chocan contra la cara de la formación, se produce una trituración localizada de los granos de arena, lo que genera granos rotos y más partículas finas.

d) Muestras de núcleo: la muestra de formación más representativa es la que se obtiene a partir de núcleos. Aunque estos representan la muestra de formación más deseable, no se encuentran fácilmente disponibles debido al costo de las operaciones de extracción de núcleos. De ser factible, puede tomarse pequeños tapones en condiciones controladas en distintas secciones del núcleo, con el fin de determinar el tamaño y distribución promedio de los granos de la formación. La muestra de núcleo también podría contener sólidos de lodo de perforación que tenderían a confundirse con material de la formación.

2.3.7 Análisis del Tamizado

El análisis del tamizado consiste en colocar una muestra de la formación encima de una serie de tamices cuyos tamaños de malla son progresivamente más pequeños. Los granos de arena de la muestra original del pozo atravesarán los tamices hasta encontrar uno a través del cual ese tamaño de granos no pueda pasar, porque las aperturas son demasiado pequeñas. Al pesar los tamices antes y después del tamizado, podrá determinarse el peso de muestra de formación que cada tamaño de tamiz ha retenido. El porcentaje de peso acumulado de cada muestra retenida puede graficarse como una comparación de los tamaños de mallas de los tamices, en eje de coordenadas semilogarítmicas, con el fin de obtener un gráfico de distribución de tamaños de arena. (Figura 2.14) **(MANTILLA, 2008, p.45)**

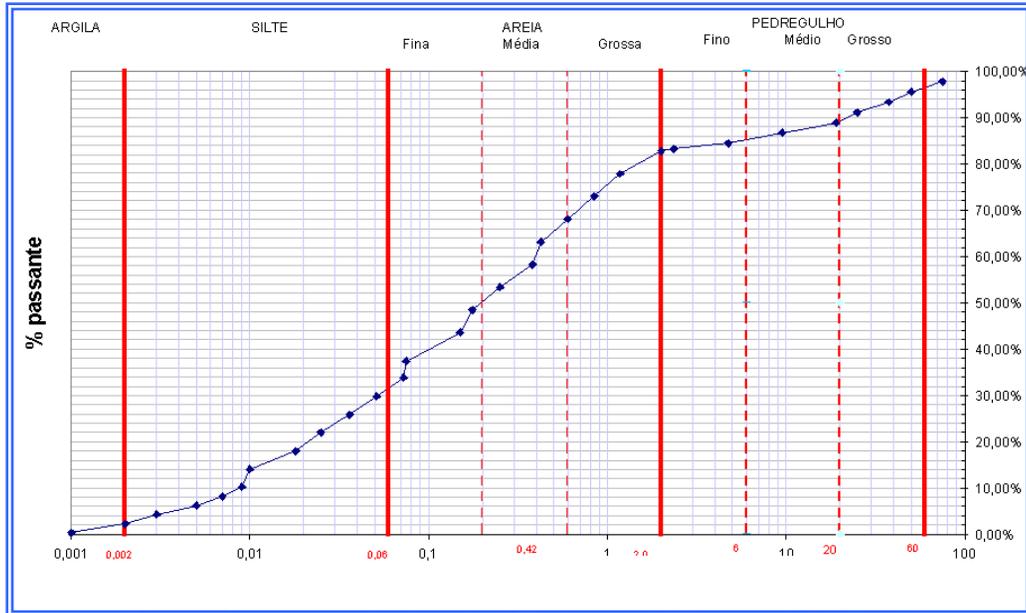


Figura 2.14 Distribuição de los tamaños de arena a partir del tamizado (MANTILLA, 2008)

2.3.8 Causas de la Producción de Arena

El material sólido que se produce en un pozo puede constar tanto de finos de formación (generalmente no considerados parte de las características mecánicas de la formación) como de sólidos que soportan la carga. Generalmente, la producción de finos no puede evitarse y, más bien, resulta beneficiosa. Es preferible que los finos se desplacen libremente, a través de la formación o de un empaque con grava instalado, en lugar de que éstos se taponen. El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea la deseada. (EXXON, 1995, p.32)

La lista que se presenta a continuación resume muchos de los factores que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena:

- Grado de consolidación
- Reducción de la presión de poro a lo largo de la vida del pozo
- Tasa de producción
- Viscosidad del fluido del yacimiento
- Aumento de la producción de agua durante la vida del yacimiento

a) Grado de consolidación. La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Estas formaciones se encuentran en el Golfo de México, California, Nigeria, Zona francesa del Africa Occidental, Venezuela, Trinidad, Egipto, Italia, China, Malasia, Brunei, Indonesia, entre otros. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas”. Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación se denomina “resistencia a la compresión”. Las formaciones de arenisca poco consolidadas

suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 Lpc. Además, incluso las formaciones de arenisca bien consolidadas pueden modificarse al degradarse el material aglomerante, lo que se traduciría en producción de arena. Esto puede ocurrir por la aplicación de tratamientos de estimulación con ácidos o técnicas de recuperación mejorada por inyección de vapor a altas temperaturas.

b) Reducción de la Presión de Poro. Tal como se señalara anteriormente, la presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente. A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro podría ocasionar la subsidencia de la superficie.

c) Tasa de Producción. La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar

a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable. En numerosos casos, esta tasa de flujo se encuentra muy por debajo de la tasa de producción aceptable para el pozo.

d) Viscosidad del Fluido del Yacimiento. La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

e) Aumento de la Producción de Agua. La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena.

El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

2.3.9 Efectos de la Producción de Arena

Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Si bien algunos pozos normalmente experimentan una producción de arena dentro de límites “manejables”, estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente atractiva o prudente. **(EXXON, 1995, p.40)**

- a) Acumulación en los Equipos de Superficie:** Si la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena podría quedar atrapada en el separador, el calentador-tratador o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la

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

- b) Acumulación en el fondo:** Si la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo esté totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.
- c) Erosión del equipo de fondo y de superficie:** En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados. Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad y ambientales y diferimiento en la producción. En algunos casos de falla de equipo, podría requerirse una rehabilitación asistida con taladro para reparar el daño.
- d) Colapso de la formación:** Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia fuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un

vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torna lo suficientemente grande, la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan para crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcilla o una amplia variedad de tamaños de grano. En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaños de grano y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificará la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente. Cuando colapsa la lutita suprayacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. En la mayoría de los casos, la producción ininterrumpida a largo plazo de arena de formación generalmente reduce la productividad del pozo y su recuperación final. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementará significativamente la caída de presión a través la formación cerca del pozo, para una tasa de flujo determinada.

2.3.10 Geomecánica

La Geomecánica es la disciplina que se ocupa de las deformaciones y fallas de las rocas. En la industria del petróleo, los geomecánicos se ocupan de las deformaciones y fallas de las rocas sedimentarias durante el ciclo de

perforación y producción de hidrocarburos. Por ejemplo la inestabilidad del hoyo, la fractura hidráulica, la producción de arena y el hundimiento de la superficie. En algunos casos, la extracción de hidrocarburos provoca la formación de nuevas fallas y fracturas o deslizamientos sobre fallas preexistentes. De igual manera, la geomecánica se conoce como la rama de la mecánica que estudia la respuesta de la roca a los campos de fuerzas existentes en su ambiente físico. La geomecánica es empleada para comprender el arenamiento, pues este fenómeno depende de la relación entre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. **(MANTILLA, 2008, p.69)**

Entre los principales conceptos asociados a la geomecánica tenemos:

- a) Cohesión:** Se refiere a las fuerzas que mantienen unidos los granos de la formación y que impiden su flujo libre. La roca adquiere cohesión a través de procesos diagenéticos (compactación, cementación, recristalización y solución de minerales); mientras mayor sea el grado de diagénesis mayor será el grado de cohesión de la roca. Las fallas por cohesión ocurren cuando el esfuerzo normal es igual a cero, mientras que la producción de arena ocurre cuando las fuerzas de arrastre causadas por los fluidos, exceden el esfuerzo de cohesión del material.
- b) Corte o cizallamiento:** Ocurre cuando la roca es sometida a un campo de esfuerzos de tal forma que se alcanza la resistencia al corte del material. Las fallas por corte ocurren cuando la combinación de esfuerzos intercepta la envolvente de ruptura. La resistencia de los materiales porosos es variable y aumenta con los esfuerzos

compresionales; en la figura 2.15 se muestra una representación de las fuerzas de corte a las cuales se encuentra sometida la roca.

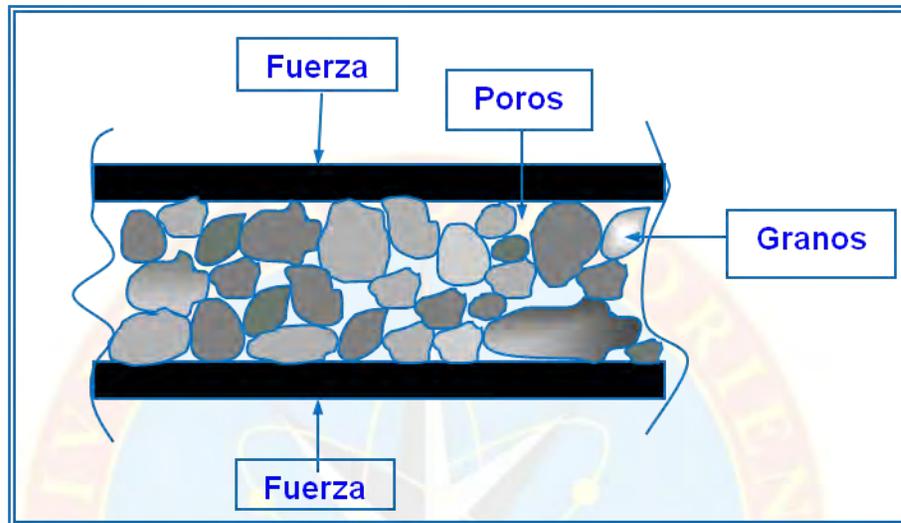


Figura 2.15 Cargas presentes en la roca-yacimiento (MANTILLA, 2008)

- c) Tensión:** Las fallas por tensión ocurren cuando la envolvente de falla intercepta el eje de las abscisas en un valor de esfuerzos de corte igual a cero. Las fallas por tensión pueden ocurrir si se cumple que los esfuerzos por tensión son mayores al diferencial de presión generado alrededor del pozo; esto sucede cuando la tasa de producción es tan alta que crea un gran diferencial de presión alrededor del pozo, produciéndose la rotura de la formación.
- d) Colapso de poro:** La presión de sobrecarga a la cual está sometida la formación es soportada por los granos que constituyen el esqueleto mineral del sistema, así como también por los fluidos dentro del espacio poroso. El esfuerzo al cual es sometido el esqueleto mineral es una fracción del esfuerzo total aplicado. El esfuerzo efectivo a que está

sometido el material se incrementa a medida que se reduce la presión de poro.

2.3.11 Importancia de los Ensayos Geomecánicos

El conocimiento de las propiedades mecánicas de la roca de la formación constituye el primer paso en un análisis geomecánico. Aunque se pueden hacer algunas pruebas de campo para determinar ciertos parámetros geomecánicos, la mayoría de los resultados requieren de la utilización de los núcleos y ensayos especializados de laboratorio. **(MANTILLA, 2008, p.71)**

Las formaciones geológicas donde se encuentran los yacimientos están formadas por rocas compuestas de granos minerales y de poros llenos de fluido. Debido a la naturaleza porosa de las rocas, estas reaccionan no solo a los esfuerzos totales, sino a la presión de fluidos en los poros.

En ingeniería de petróleo, los esfuerzos totales se deben a la profundidad (sobrecarga) y a los esfuerzos tectónicos, mientras que la presión de poros es producto de la presión del fluido en el yacimiento. Con los ensayos geomecánicos de laboratorio se podrán medir varias de las propiedades de la roca de la formación tales como: módulo de Young, relación de Poisson, módulo volumétrico, resistencia a la tracción, resistencia a la compresión, permeabilidad y comportamiento esfuerzo – deformación. En el caso del módulo de Young, este parámetro describe la dureza de la formación y se mide en Pa, Lpc o Bar. El mayor impacto es sobre el ancho de la fractura. En general, un “módulo de Young” alto significa una formación bastante consolidada la cual resulta en menor ancho de la fractura

comparado con un valor bajo. Este valor se puede determinar por pruebas de núcleo o por registro sísmico.

Por otro lado, la relación de Poisson describe como una fuerza aplicada, en una dirección hacia la formación, puede afectarla en dirección perpendicular. Para rocas, la relación de Poisson es típicamente 0,15 – 0,25 expresada en forma adimensional. En rocas débiles y porosas, este valor puede aproximarse a cero hasta convertirse en negativo y para arenas no consolidadas la relación de Poisson es cercana a 0,5.

2.3.12 Caída de Presión Crítica de Arenamiento

Como es de conocimiento general, un pozo productor en condiciones de flujo a estado constante, el aumento en la tasa de producción causa una disminución en la presión de fondo fluyente (P_{wf}), debido a que la presión de la formación, se mantiene constante, la disminución de la presión de fondo fluyentes e traduce en un aumento del diferencial de presión (ΔP), que a su vez causa que cambien los esfuerzos efectivos de la roca. Este cambio en los esfuerzos efectivos causa que aumenten los esfuerzos de corte, lo que induce a falla mecánica de la formación, por lo que existe un drawdown crítico ΔP_c que causa el inicio del arenamiento.

Para poder determinar el diferencial de presión crítico se deben combinar los registros acústicos, que miden las ondas de corte de una manera continua, con resultados de ensayos de laboratorio que miden resistencia mecánica, conjuntamente con propiedades estáticas y dinámicas de la roca. **(MANTILLA, 2008, p.72)**

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Pozo petrolero:** se define a cualquier perforación del suelo diseñada con el objeto de halla y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburo gaseoso.
- **Crudo pesado:** es cualquier tipo de petróleo o crudo que no fluye con facilidad. Se denomina el crudo pesado es aquel que posee una gravedad de 10 a 20 ° API.
- **Arena:** es un conjunto de partículas de rocas disgregadas.
- **Junta:** es la unión entre dos tubos o dos secciones diferentes.
- **Parasecuencia:** son definidas como una sucesión conformable de estratos relacionados entre sí y limitados por superficies de inundación marina y sus superficies correlativas. Adicionalmente, las parasecuencias pueden considerarse como asimétricas y de ciclos granocrecientes.
- **Granulometría:** es la medición de los granos de una formación sedimentaria y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.
- **Tamiz:** un tamiz es una malla metálica constituida por barras tejidas y que dejan un espacio entre sí por donde se hace pasar el alimento previamente triturado.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente estudio se desarrolló como una investigación de Tipo Descriptiva. *“Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere” (Arias, 2006, p.24).*

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, la presente investigación se adaptó a las condiciones de dicha definición, por lo que permitió estudiar aquellos pozos que presentaron problemas de arenamiento del campo Zuata del Distrito Cabrutica.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Dada la estrategia que se empleó para la solución del problema planteado, el diseño de la investigación fue Documental, debido a que *“es aquella que se basa en análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos” (Arias, 2006, p.33).* La información necesaria, como reportes, muestras y pruebas de producción, registros y las bases de datos de los pozos en estudio fueron suministradas por la empresa involucrada; además se tuvo acceso a los archivos de wellview para obtener información detallada referente a la perforación y a los trabajos realizados en los pozos problema.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias (2006) expresa que: *“La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación” (p.81)*. Con referencia en lo anterior, se puede decir que en este estudio la población estuvo representada por 45 pozos del Distrito Cabrutica que presentaron problemas de arenamiento.

“La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población y es obtenida con el fin de investigar a partir de sus características particulares las propiedades de una población determinada” (Arias, 2006, p.83). En esta investigación la muestra estuvo constituida por 19 pozos multilaterales del Distrito Cabrutica. Para la selección de la misma se tomaron en cuenta, las cuatro secciones en las que está dividida el campo y los tres sistemas de completación multilateral que se utilizaron en la construcción de los pozos, seleccionándose un pozo doble y uno triple para cada uno de los sistemas de completación multilateral en los diferentes sectores.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para llevar a cabo el desarrollo eficiente de la presente investigación, con el propósito de alcanzar los objetivos planteados, se estableció un procedimiento metodológico que describe de manera detallada y ordenada las distintas operaciones a las que fueron sometidos los datos o información de interés, los cuales permitieron llegar a las conclusiones con relación al problema del estudio planteado.

De esta manera, se muestran a continuación las etapas que conformaron el procedimiento metodológico de esta investigación:

3.4.1 Etapa I. Descripción de la configuración mecánica y del comportamiento de producción de los pozos que presentaron problemas de arenamiento durante el período 2001-2009

Esta primera etapa de la investigación, se inició con recolectar toda la información disponible de los pozos que presentaron problemas de arenamiento; se consulto en la base de datos del programa wellview la fecha de perforación de cada pozo, número de laterales, nivel de la(s) junta(s) y completación de todos aquellos pozos en estudio.

Adicionalmente se consulto en el programa Centinela el porcentaje de agua y sedimento y el comportamiento de producción antes y después de las reparaciones de dichos pozos, con la finalidad de obtener indicios de las causas que provocaron los problemas de arena.

3.4.2 Etapa II. Análisis granulométrico de las arenas drenadas por los pozos que presentaron problemas de arenamiento

Para el cumplimiento de este objetivo se calculó la granulometría en varias arenas del campo, se obtuvieron las muestras de varios núcleos de pozos estratigráficos vecino a loa pozos en estudio con la finalidad de obtener el tamaño de los granos.



Figura 3.1 Muestra de núcleo de pozo estratigráfico

Para realizar este análisis se utilizó el método del tamizado, que consistió en tomar, limpiar y secar las muestras, luego se disgregaron cuidadosamente con un mortero sin romper el grano mineral, se colocaron en una columna de tamices los cuales van de mayor a menor diámetro y fueron agitados alrededor de 60 minutos; dichos tamices son pesados antes y después de la prueba para así obtener el peso de la muestra.

Con las fracciones acumuladas en peso de cada tamiz y el diámetro de los mismos se graficó la curva de uniformidad. Se seleccionó el percentil 10 (P_{10}), (que va a representar el tamaño de grano del 10% existente en la formación) en cada una de las curvas granulométricas de las arenas drenadas por los pozos en estudio, con el fin de relacionar dicho tamaño con el tamaño de la abertura de las ranuras de los revestidores de producción o “liner”.

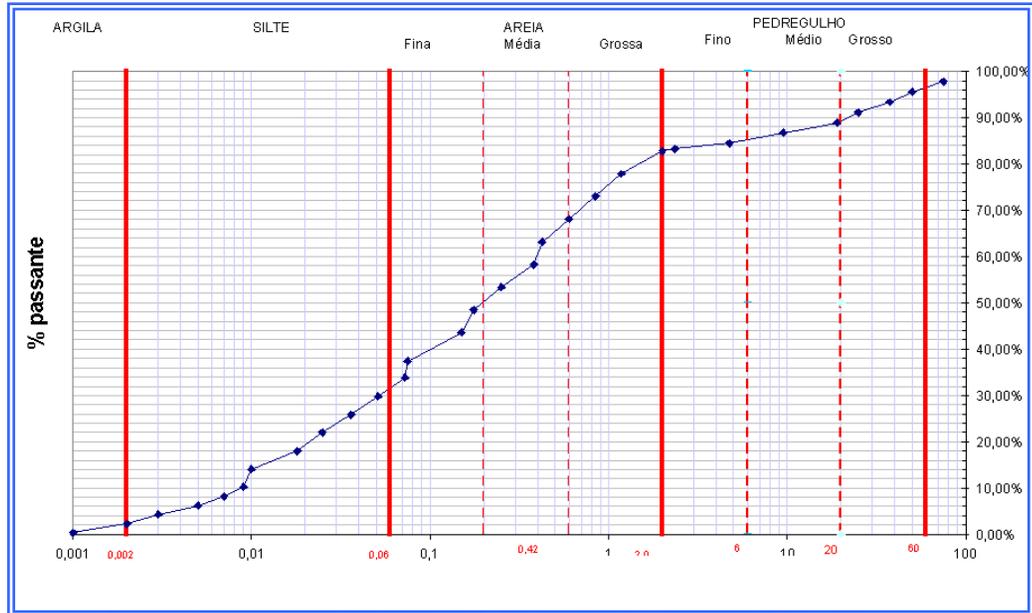


Figura 3.2 Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado

Este criterio de selección del P_{10} se deriva del trabajo efectuado por Coberly (1941), quien determinó que un grano de arena hará un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo.

3.4.3 Etapa III. Detección de las causas que originaron la producción de arena

De acuerdo a lo que se observó en la etapa I y II, se evaluaron los registros litológicos de los pozos problemas, observando en ellos las zonas en las cuales fueron construidos los nuevos laterales y se asentaron las empacaduras inflables de los mismos, basándose en las lecturas de Gamma Ray de los registros y en los criterios de identificación del tipo de roca en la Formación Oficina del Campo Zuata.

En esta etapa se reflejan los resultados de los informes de reparación, los niveles de juntas y los sistemas multilaterales usados en los pozos en estudio, relacionándolos con los resultados de los registros litológicos, con el propósito de detectar las causas que dieron origen a los problemas de arenamiento.

3.4.4 Etapa IV. Alternativas para la construcción de nuevos pozos

Una vez detectadas las causas que provocaron los problemas de arenamiento, se plantearon nuevas alternativas de completación o corrección de las ya existentes, tomando en cuenta planes a futuro de recuperación mejorada de crudo y aquellas las empresas que han operado con anterioridad en el campo, con la finalidad de que las nuevas alternativas puedan mejorar el problema en estudio y den pie a futuras aplicaciones para verificar su efectividad.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas e instrumentos de recolección de datos según el autor **Fidias G. Arias (2006)**, se entenderá por técnica *“el procedimiento o forma de obtener información”*. (p.67) y por instrumentos de colección de datos *“cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”*. (p.69)

3.5.1 Técnicas

- Consulta bibliográfica.

- Revisión de los archivos computarizados de los pozos.
- Revisión de la base de datos computarizada (digital) de la empresa.
- Revisión de reportes de producción suministrados por la empresa.
- Entrevistas no estructurada a las personas que laboran en la Gerencia de Yacimientos, Optimización de Producción, Departamento de Visualización, Conceptualización y Desarrollo (VCD) del Distrito Cabrutica, División Faja, PDVSA, cuyo conocimiento y experiencia es relevante para el desarrollo de esta investigación.

3.5.2 Instrumentos

- Formatos.
- Equipos de computación.
- Programa computarizado (wellview): es una red completa de los archivos de los pozos, donde muestra todas las operaciones realizadas en la construcción de un pozo, los eventos que en este ocurren y reparaciones que ocurren a lo largo de la vida del pozo. Con sus esquemas de gran alcance, informes y análisis de herramientas, wellview pone la información en manos de la gente que más lo necesitan.
- Programa computarizado (Centinela): (Centro de Información del Negocio Petrolero) es un sistema de información oficial de PDVSA para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas, el cual suministra información referente a los pozos como presiones, pruebas de producción, cambio de reductores, entre otros.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Para la realización de la presente investigación se contó con el apoyo del personal especializado que labora en la empresa PDVSA Exploración y Producción (EyP) Cabrutica: Los Asesores Industriales, Ingenieros de VCD, Ingenieros de Perforación y Producción; así como también Ingenieros Geólogos. De igual manera la asesoría académica por parte de profesores de la Universidad de Oriente - Núcleo Monagas.

3.6.2 Recursos Materiales

Para el desarrollo del estudio se utilizaron herramientas que facilitaron la realización del mismo:

- La disponibilidad de una oficina con un equipo de computación personal con acceso a la red interna de la empresa y a Internet.
- Equipos como impresora, fotocopadoras.
- Paquetes computacionales tales como, Windows XP, Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft PowerPoint y aplicaciones de la empresa como Wellview.
- Archivos digitales de los pozos y material bibliográfico del área en estudio.

3.6.3 Recursos Económicos

La empresa PDVSA (EyP) se encargó del financiamiento económico necesario para el desarrollo de esta investigación.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Partiendo de una lista de pozos a los cuales se le realizaron trabajos de reparación se seleccionaron todos aquellos pozos que fueron reparados por problemas de arenas y que para el 23 de septiembre del 2009 se encontraban activos e inactivos. Tomando como base lo anterior se consultó en el wellview la siguiente información para cada uno de los pozos: fecha de perforación, fecha de reparación, comentario de la reparación, número de laterales, nivel de la(s) junta(s) y completación. (Apéndice A)



Gráfico 4.1 Distribución de la totalidad de los pozos del Distrito Cabrutica

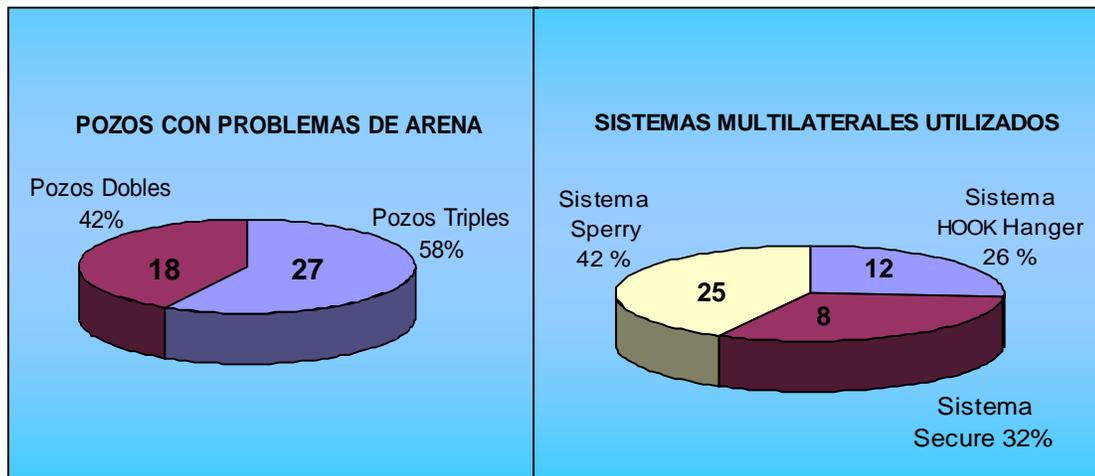


Gráfico 4.2 Distribución porcentual de los pozos arenados

En la tabla 4.1 se muestran los pozos que presentaron problemas de arenamiento, el sistema multilateral utilizado en la completación, el tipo de pozo y la localización en el campo.

Tabla 4.1 Pozos con problemas de arenamiento

NOMBRE	TIPO DE POZO	TIPO DE SISTEMA	LOCALIZACIÓN
JK17 -01	DOBLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
JK17-05	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
JK17-06	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
HI25-07	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
JK17-03	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
DF17-02	DOBLE	SECURE	CENTRAL NORTE
HI22-03	DOBLE	SECURE	CENTRAL NORTE
JK14-05	DOBLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
HI19-01	TRIPLE	SECURE	CENTRAL NORTE
FG25-01	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
FG22-04	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
FG25-03	TRIPLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
HI25-09	DOBLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE

Tabla 4.1 Continuación

NOMBRE	TIPO DE POZO	TIPO DE SISTEMA	LOCALIZACIÓN
FG22-01	DOBLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
DF17-09	DOBLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
GH31-09	TRIPLE	SECURE	CENTRAL SUR
GH33-06	TRIPLE	HOOK HANGER	CENTRAL SUR
IJ31-08	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL SUR
IJ29-11	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL SUR
GH29-09	DOBLE	SPERRY SUN	CENTRAL SUR
JK23-09	DOBLE	SECURE	CENTRAL SUR
BC24-07	DOBLE	SECURE	OESTE
CD18-04	DOBLE	SPERRY SUN	OESTE
DE24-11	TRIPLE	SPERRY SUN	OESTE
BC24-09	DOBLE	SPERRY SUN	OESTE
CD18-07	DOBLE	SPERRY SUN	OESTE
BC22-06	TRIPLE	SECURE	OESTE
DE24-05	TRIPLE	HOOK HANGER	OESTE
BC17-07	TRIPLE	SPERRY SUN	OESTE
LM17-03	DOBLE	HOOK HANGER	ESTE
LM23-05	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
NO18-03	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM21-07	TRIPLE	HOOK HANGER	ESTE
NO18-05	DOBLE	SPERRY SUN	ESTE
LM17-07	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM19-05	DOBLE	SPERRY SUN	ESTE
LM25-04	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM19-06	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM19-04	DOBLE	HOOK HANGER	ESTE
LM21-08	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM21-09	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
NO18-02	TRIPLE	SECURE	ESTE
NO21-06	TRIPLE	HOOK HANGER	ESTE
NO21-08	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
LM23-02	DOBLE	HOOK HANGER	ESTE

Muestras de los Pozos en Estudio

De acuerdo a la configuración del Campo Zuata, éste fue dividido en cuatro sectores: Central Norte, Central Sur, Oeste y Este, en el cual se encuentran distribuidos una población de 45 pozos con problemas de arenamiento, seleccionando 19 pozos de muestra (Tabla 4.2), tomando en cuenta los pozos dobles y triples en cada uno de los sectores y los diferentes tipos de sistemas multilaterales utilizados en la completaciones.

Tabla 4.2. Muestra de los pozos en estudio

NOMBRE	TIPO DE POZO	TIPO DE SISTEMA	LOCALIZACIÓN
JK17-01	DOBLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
FG22-01	DOBLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
DF17-02	DOBLE	SECURE	CENTRAL NORTE
JK17-05	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL NORTE
FG25-03	TRIPLE	HOOK HANGER	CENTRAL NORTE
GH31-09	TRIPLE	SECURE	CENTRAL SUR
GH33-06	TRIPLE	HOOK HANGER	CENTRAL SUR
IJ31-08	TRIPLE	SPERRY SUN	CENTRAL SUR
JK23-09	DOBLE	SECURE	CENTRAL SUR
GH29-09	DOBLE	SPERRY SUN	CENTRAL SUR
BC24-07	DOBLE	SECURE	OESTE
CD18-04	DOBLE	SPERRY SUN	OESTE
BC17-07	TRIPLE	SPERRY SUN	OESTE
BC22-06	TRIPLE	SECURE	OESTE
DE24-05	TRIPLE	HOOK HANGER	OESTE
LM17-03	DOBLE	HOOK HANGER	ESTE
LM19-06	TRIPLE	SPERRY SUN	ESTE
NO18-05	DOBLE	SPERRY SUN	ESTE
NO18-02	TRIPLE	SECURE	ESTE

Teniendo como resultado 11 pozos triples que representan el 58% y 8 pozos dobles para un 42% de la muestra, estudiándose con esto, 5 pozos con el sistema HOOK Hanger, 6 pozos con el sistema Secure y 8 pozos con el sistema Sperry Sun.



Gráfico 4.3 Distribución de la muestra de los pozos arenados

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN MECÁNICA Y DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTARON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO DURANTE EL PERÍODO 2001-2009

4.1.1 Descripción de la Completación

La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente, evitando que ésta afecte negativamente la vida productiva a futuro de un pozo.

Las arenas productoras del Distrito Cabrutica son arenas no consolidadas con petroleos pesado y extrapesado en formaciones someras, perforando pozos horizontales entre 2500 pies y 3000 pies en profundidad vertical y longitudes mínimas horizontales de 3500 pies desde el punto de asentamiento sobre la arena productora hasta el final del pozo, con la finalidad de aprovechar al máximo la mayor área de drenaje posible.

Por lo tanto la completación para estos pozos va a constar de tres tipos de revestidores, cemento clase A, equipos de flotación, entre otros elementos utilizados para tal fin.

4.1.1.1 Revestidor superficial

El revestidor superficial es de 13 ^{3/8} pulgadas, grado J-55 de 54,5 lb, colocado hasta un intervalo de profundidad de 550 pies - 650 pies aproximadamente (dependiendo de la configuración de las arenas productoras y de la planificación de cada pozo).

a) Equipo de flotación

El equipo de flotación utilizado en la primera fase de revestimiento consta de una zapata grado K-55, la cual va enroscada y con un anillo de soldadura para evitar filtración y posible movimientos por torsión colocada a 10 pies aproximadamente del fondo del hoyo.

b) Centralizadores

Los centralizadores son usados en el revestidor de 13 ^{3/8} pulgadas son de arco sencillos. El primer centralizador es colocado en la primera junta arriba de la zapata y luego a cada dos juntas. Típicamente la cantidad de centralizadores por pozo es de 5 a 6. El centralizador en uso es TOP-CO tipo 350 no soldado.

c) Cementación

El tipo de cementación utilizado en el hoyo superficial es cemento clase "A" de 15,5 ppg, un acelerador de 1% de CaCl_2 y un antiespumante de 0,01% de CA91L.

4.1.1.2 Revestidor intermedio

El revestidor intermedio es de 9 ^{5/8} pulgadas, grado J-55 de 40 lb, colocado hasta un intervalo de profundidad de 1900 pies - 2500 pies aproximadamente (dependiendo de la configuración de las arenas productoras y de la planificación de cada pozo). A menudo ventanas para intersecciones multiláteras serán corridas con dicho revestidor, debido a que poseen el mismo diámetro externo.

a) Equipo de flotación

El equipo de flotación para el revestidor intermedio consta de dos elementos los cuales se conectan a los revestidores aplicándole torsión y luego un cordón de soldadura continúa en la junta, para evitar filtración o que se desenrosquen. Estos elementos son un cuello flotador de 9 ^{5/8} pulgadas TOP-CO 225, grado K-55, este es colocado un tubo sobre la zapata, la zapata posee un diámetro de 9 ^{5/8} pulgadas TOP-CO 226, grado K-55, que va colocad en el primer revestidor.

b) Centralizadores

Los centralizadores son usados en el revestidor de 9 ^{5/8} pulgadas son de arco doble y sencillos. En los primeros 6 revestidores se colocan 2 centralizadores de arco doble, a partir del sexto revestidor hasta 1800 pies del mismo se coloca uno por cada junta. Los centralizadores de arco sencillo se colocan uno en cada revestidor hasta el punto de asentamiento, desde este punto hasta superficie se coloca uno cada 7 revestidores.

c) Cementación

Para la sección intermedia se utilizan dos tipos de lechadas la de cola y la de llenado.

Lechada de llenado: posee una densidad de 12,5 lpg.

Lechada de cola: posee una densidad de 14,5 lpg.

4.1.1.3 Revestidor de producción

Los revestidores de producción utilizados son de 7 pulgadas, 5 ^{1/2} pulgadas o una combinación de revestidores de 7 pulgadas y 5 ^{1/2} pulgadas entre lisos y ranurados para cada uno de los casos, dicha combinación varía dependiendo de la configuración del pozo. El grado de los revestidores desde los inicios de la perforación del campo en 1997 hasta finales del mes del julio del año 2004 era K-55 para ambos diámetros, a partir de ésta fecha se comenzó a utilizar J-55, el ancho de las ranuras de los revestidores es 0,020 pulgadas.

a) Equipo de flotación

El equipo de flotación utilizado en el revestimiento de producción consta de una zapata grado K-55, la cual se enrosca con torsión y un cordón de soldadura para evitar filtración y posible movimientos por giros, ésta es colocada a 10 pies aproximadamente del fondo del hoyo.

b) Colgador y empaadura del lateral A

El colgador y la empaadura estándar utilizada en el revestidor del lateral A en los pozos del campo Zuata, es el Baker Hi flow II y Hi flow III, colgador y empaadura respectivamente. La longitud aproximada del colgador es de 9 pies, un diámetro para asentar en revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ pulgadas y su diámetro interno es de 7 pulgadas. La de la empaadura es de 9,18 pies y un diámetro interno de 7 pulgadas. La función principal de estas herramientas es mantener en posición el revestidor ranurado y evitar el desplazamiento del mismo hasta el fondo del pozo. Adicionalmente, ofrecen el sello mecánico y hermético necesario en el tope del revestidor ranurado para evitar el paso de los sólidos de la formación al interior del pozo a través del espacio anular entre el revestidor de $9 \frac{5}{8}$ pulgadas y el revestimiento de producción.

c) Colgador y empaadura del lateral B

Para colgar los revestidores de los lateral B y/o C se emplean los siguientes sistemas multilaterales: sistema multilateral Secure Oil Tools de la empresa Schlumberger, sistema multilateral HOOK Hanger de la empresa

Baker Hughes y el sistema multilateral Sperry Drilling Service de la empresa Halliburton, los cuales fueron descritos anteriormente.

4.1.2 Descripción del porcentaje de agua y sedimentos

a) Sedimentos antes de la reparación

Para el análisis del porcentaje de sedimentos de los pozos en estudio se tomó como valor de referencia 0,4%, parámetro designado a través de datos estadísticos de las muestras de los pozos y de experiencia de campo, el cual se considera como un valor no perjudicial al pozo, porcentajes mayores a éste, se tomaran como una advertencia de que el pozo posiblemente pueda presentar a futuro daños a nivel de equipos de fondo, superficie y posible tendencia a arenamiento o taponamiento del mismo. Para seleccionar los valores que reflejan el comportamiento de los sedimentos en el pozo, se deja estabilizar el mismo por experiencia de campo de una a dos semanas aproximadamente luego de haberse puesto el pozo a funcionamiento o producción, con el fin de que se estabilicen los fluidos en el sistema pozo-yacimiento y se expulse el fluido de completación.

Al estudiar el comportamiento de sedimentos de los pozos en cuestión, se observó que los siguientes pozos GH29-09, JK23-09, CD18-04, BC17-07, GH33-06, DF17-02, JK17-01, BC24-07, NO18-02, NO18-05, FG22-01, LM17-03, FG25-03 y JK17-05 (Apéndice B), presentaron en su historial, valores de sedimentos de 0,4% y por debajo de éste, disminuyendo notablemente el riesgo de que el pozo pueda ser afectado, por alto corte de sedimentos.

La gráfica 4.4 muestra el comportamiento del pozo BC22-06, similar a los pozos antes mencionados, en algunos casos tienden a dar valores de

sedimentos superior a 0,4% como se observa en varias muestras del mismo, que para efecto del pozo van a resultar insignificante debido a que no se presentan de forma consecutiva, considerando también como casos aislados a aquellos que se deban a algún tipo de reparación menor, como es el caso de las muestras para los días 27 y 28 de septiembre del 2003 en el cual se realizó una pesca de cabillas, donde al controlar el yacimiento se tiende a desestabilizar un poco el equilibrio existente en el pozo.

A pesar de que el comportamiento de sedimentos para el pozo BC22-06 no mostró indicios de que podría presentar problemas por taponamiento a futuro, debido a que los valores de sedimentos se encontraban en el rango aceptable, el análisis de la reparación indicó que éste se intervino por problema de arena. Por tal razón se prosiguió a revisar el reporte de reparación del pozo BC22-06.

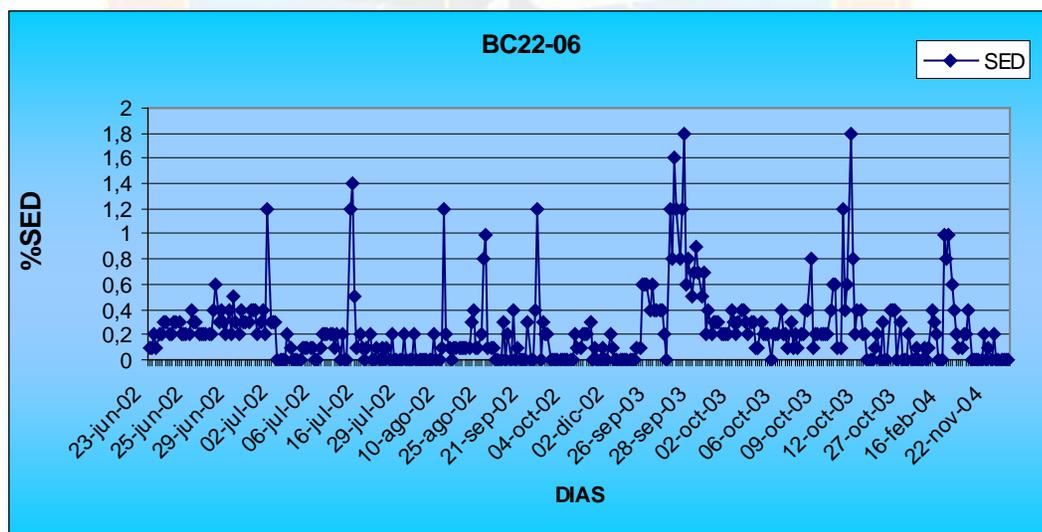
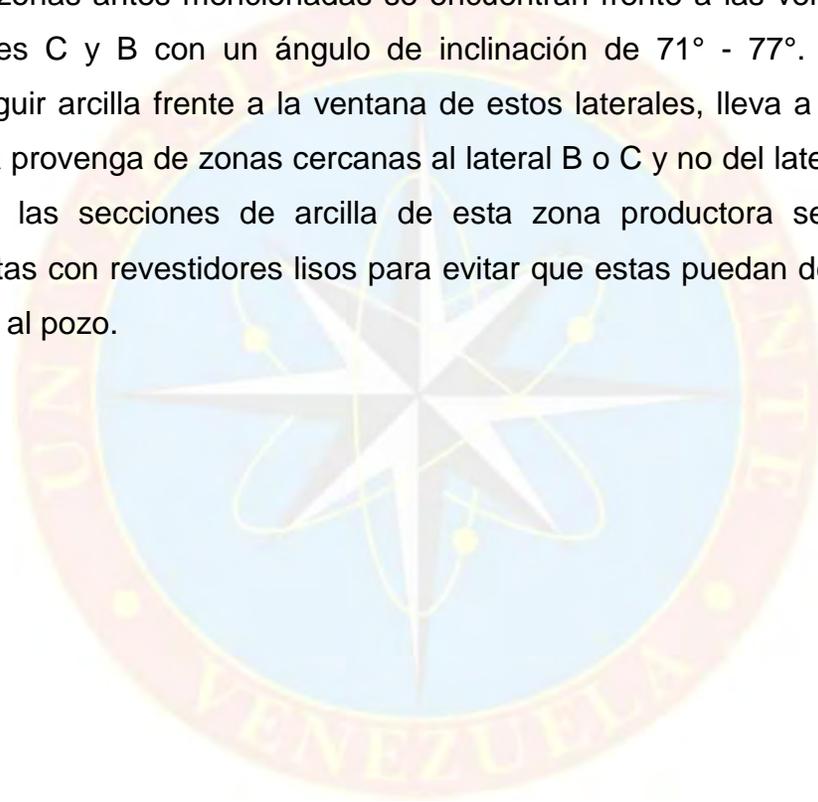


Gráfico 4.4 Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo BC22-06

Es importante destacar que el pozo mostrado en la gráfica es un pozo triple, el cual utiliza el sistema multilateral Secure de la empresa

Schlumberger formando una junta nivel 3 (Diagrama Mecánico BC22-06). En los archivos de reparación del pozo, se observó que en la limpieza realizada para la fecha del 27 de julio del 2005 se obtuvo en superficie retorno de arena desde 2651 pies a 2671 pies de profundidad medida (MD), obstruyendo el avance del equipo de limpieza. También se observó arena y arcilla en intervalos de 2735 pies a 2981 pies (MD), es importante acotar que estas zonas antes mencionadas se encuentran frente a las ventanas de los laterales C y B con un ángulo de inclinación de 71° - 77° . El hecho de conseguir arcilla frente a la ventana de estos laterales, lleva a inferir que la misma provenga de zonas cercanas al lateral B o C y no del lateral A, debido a que las secciones de arcilla de esta zona productora se encuentran cubiertas con revestidores lisos para evitar que estas puedan derrumbarse y migrar al pozo.



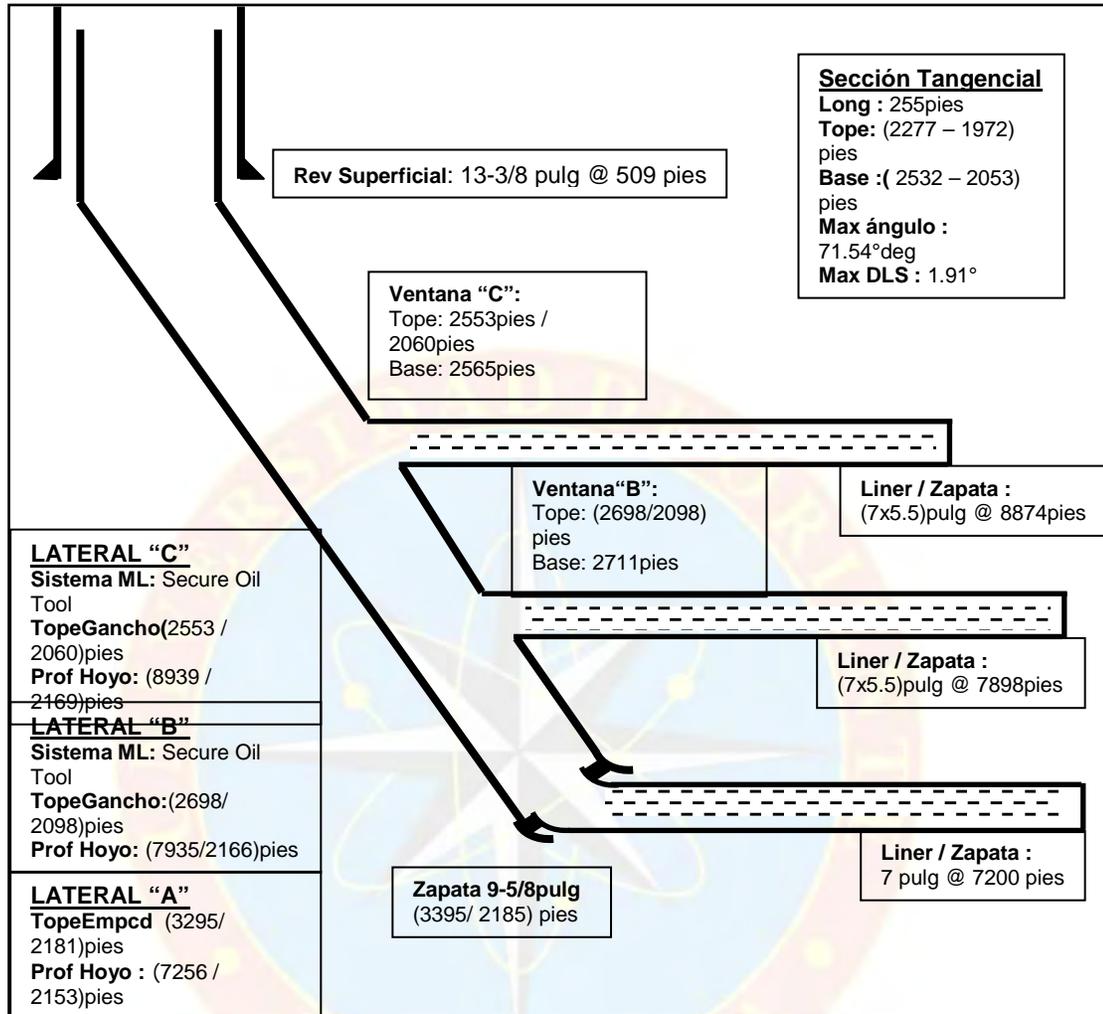


Figura 4.1 Diagrama mecánico del pozo BC22-06

Al no obtener indicios de presencia de arena en las muestras y de valores elevados de sedimentos se plantea la hipótesis de que este taponamiento ocurrió de manera súbita en el pozo, tomando en cuenta los resultados de las muestras del pozo, la presencia de arcilla y arena y el área donde se encontraron.

En el caso del pozo CD18-04 (gráfica 4.5), éste es un pozo doble que forma una junta nivel 4 con el sistema multilateral Sperry Sun de la empresa

b) Agua antes de la reparación

El corte de agua para el Campo Zuata se encuentra de manera general en 10%, designado a través de valores estadísticos y de experiencia de campo por parte de la Superintendencia de Optimización de Producción del distrito, como valor referencial del corte de agua promedio por pozo se seleccionó un rango entre 0,5% - 6% aproximadamente tomándose como referencia los valores observados en la muestras en estudio.

Altos valores de corte de agua, son indicativos de que se pudieran presentar problemas de arena, debido a que las arenas drenadas por los pozos en estudio son arenas mojadas por agua parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de connata que rodea a cada grano y al incrementarse el corte de agua, esta agua connata tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular.

En la gráfica 4.6 del pozo BC22-06, se muestra el comportamiento del corte de agua en el período en estudio, el cual se encuentra en el rango aceptable por pozo, disminuyendo el riesgo de que la cohesión intergranular se rompa y provoque problemas de arena. Las alteraciones de los valores de agua mostrados en la gráfica para la fecha de 23 de septiembre del 2003 y 15 de febrero del 2004 se deben a trabajos de pesca de cabilla y cambio de la bomba respectivamente; el último aumento del corte de agua para la fecha del 20 de mayo del 2005 es causa de que el pozo se encontraba taponado y debido a que la movilidad del agua es mayor que la del petróleo, ésta puede fluir fácilmente por el tapón de arena.

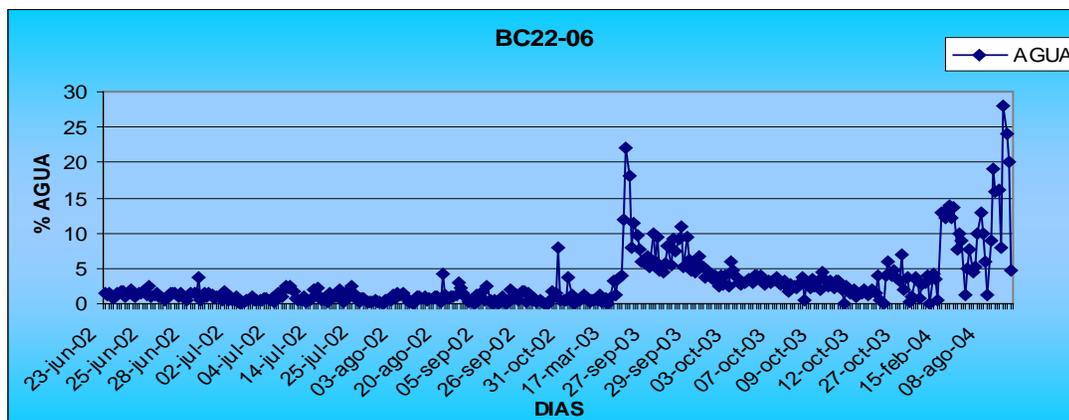


Gráfico 4.6 Comportamiento del agua una vez estabilizado el pozo BC22-06

En el caso del pozo CD18-04, mostrado en la gráfica 4.7, el aumento de agua producto del taponamiento no se puede observar debido a que los valores de las muestras no fueron cargados en la base de datos del programa Centinela, lo que impide un análisis completo del comportamiento del pozo, pese a lo anterior expuesto el periodo de producción reflejado en la muestra un comportamiento dentro y por debajo del rango designado como aceptable para los efectos de esta investigación.

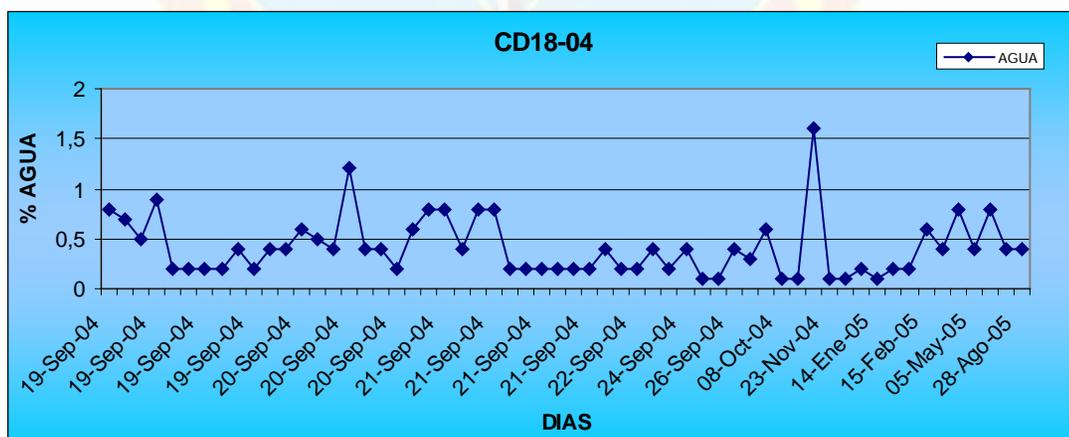


Gráfico 4.7 Comportamiento del agua una vez estabilizado el pozo CD18-04

Debido a que el crudo producido es de tipo pesado y extrapesado y el yacimiento no posee la presión suficiente para que éste pueda fluir por si solo hasta superficie, es indispensable la utilización de un método de levantamiento artificial que traslade el fluido del fondo del pozo hasta la superficie, por lo tanto resulta difícil controlar o estabilizar los niveles de producción.

La gráfica 4.10 muestra el comportamiento de producción del pozo BC22-06, inicia con 149 bl el 05 de Julio del 2002, una vez estabilizados los fluidos en el yacimiento se observa que la producción va aumentando paulatinamente desde 197 bl para el 01 de septiembre del 2002 hasta 777 bl el 11 de mayo del 2003, a partir de esta ultima fecha se observa una disminución considerada de la producción debido a déficit en la bomba; solventado este problema, la producción de crudo aumentó desde el 23 de octubre del 2003 hasta alcanzar su valor mayor de 1711 bl el 17 de Diciembre del 2003. La curva de producción presenta un comportamiento fluctuante desde el 13 de marzo del 2004 al 01 de agosto del 2004. Luego, a partir del 10 de agosto del mismo año se comienza a observar un comportamiento más o menos estable en la producción alrededor de los 200 bl, hasta septiembre del mismo año; la última prueba registrada es para la fecha del 22 de enero del 2005, la cual al ser similar a las anteriores no indica si el pozo presentaba problemas por disminución de la producción. La falta de un muestreo y de pruebas constantes al pozo genera una gran limitante a la hora de analizar completamente el comportamiento del pozo.

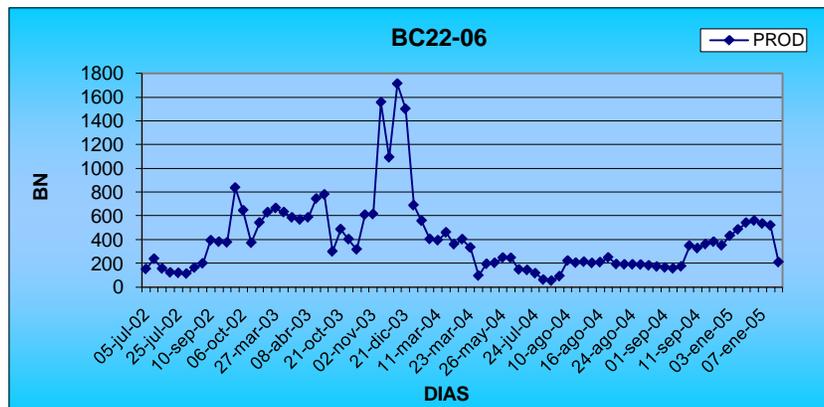


Gráfico 4.10 Comportamiento de producción antes de la reparación del pozo BC22-06

La gráfica 4.11 refleja el comportamiento del pozo CD18-04, éste inicia con 1559 bl el 14 de septiembre del 2004, manteniendo un comportamiento fluctuante hasta el 18 de diciembre del 2004, a partir de esta fecha la curva de producción se mantiene estable alrededor de los 1000 bl hasta el 15 de febrero del 2005, a partir de esta fecha las revoluciones o RPM de la bomba fueron disminuidas desde el 15 de febrero al 21 de marzo del 2005, disminuyendo con esto la producción de crudo; al aumentar las RPM de la bomba el 25 de marzo del mismo año se produjo un aumento de la producción hasta alcanzar su valor mayor de 1686 bl y mantenerse entre un intervalos de valores de 1685 bl y 1325 bl, hasta el 02 de julio del 2005. Luego de esta ultima fecha la producción bajo hasta 382 bl por problemas de la bomba manteniéndose más o menos estables por un período de un mes sobre los 300 bl. Al igual que el pozo anterior la falta de información de producción se convierte en una limitante para su análisis.

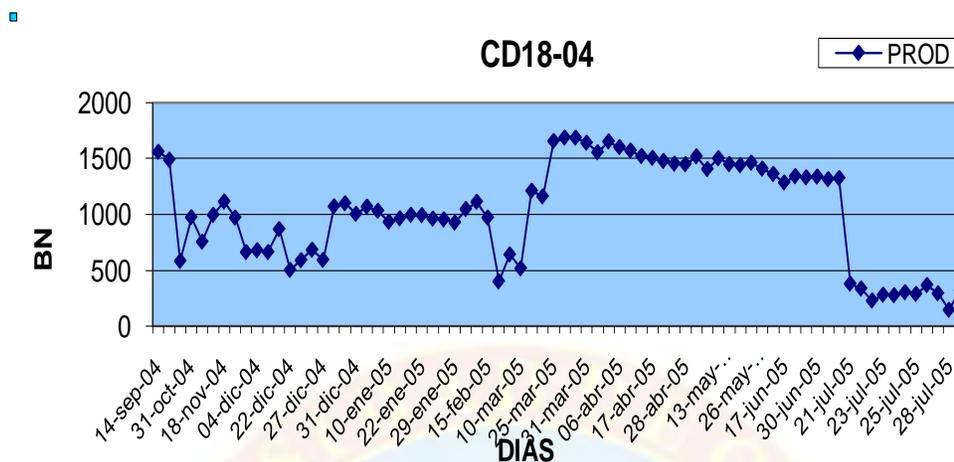


Gráfico 4.11 Comportamiento de producción antes de la reparación del pozo CD18-04

b) Producción de crudo después de la reparación

Una vez realizada la limpieza al pozo e instalado el equipo de control de arena, se observan los resultados obtenidos en la gráfica 4.12 para el pozo CD18-04. La producción del pozo disminuyó notablemente debido a la restricción parcial del lateral B por la instalación del equipo de control de arena o la rejilla colocada frente al mismo, observándose una producción al rededor de los 600 bl, desde agosto del 2006 hasta agosto del siguiente año. A partir del 06 de agosto del 2007, la producción disminuyó y mantuvo un comportamiento fluctuante entre 200 bl y 350 bl. Hasta la culminación de la investigación el pozo se mantenía activo con una producción de 200 bl aproximadamente.

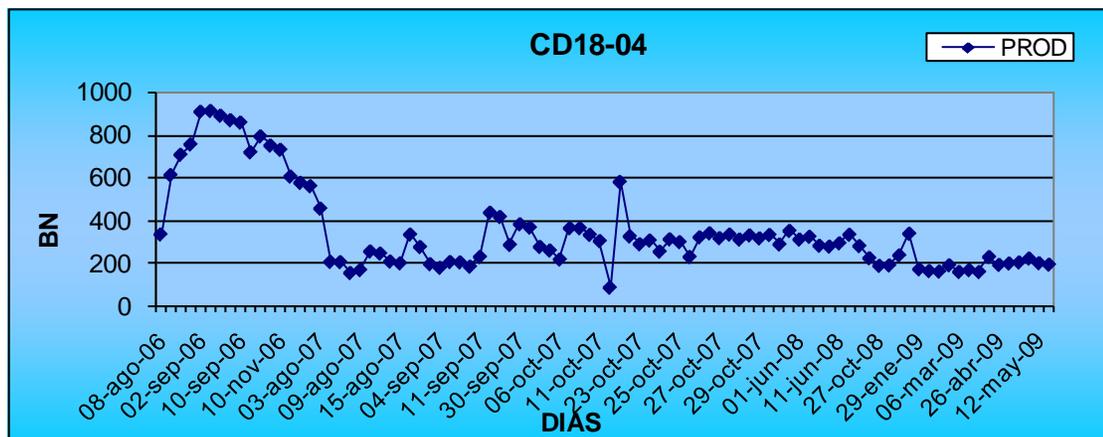


Gráfico 4.12 Comportamiento de producción después de la reparación del pozo CD18-04

En el caso del pozo BC22-06, la reparación no se pudo concluir exitosamente como se menciona anteriormente debido a problemas mecánicos en el pozo haciendo que éste pasara a formar parte de los pozos categoría 5 (esperando abandono).

4.2 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE LAS ARENAS DRENADAS POR LOS POZOS QUE PRESENTARON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO

En los cálculos granulométricos se estudiaron las arenas de los pozos que presentaron problemas, seleccionando como referencia los núcleos de los pozos estratigráficos vecinos a los pozos en estudio, graficándose la curva de uniformidad y obteniendo el percentil 10 (P_{10}) para cada una de las siguientes arenas: 2C, 3A, 3B, 3C, 4A, 4B y 5A.

Tomando en cuenta que los pozos en estudio son horizontales, se seleccionó un rango de valores de tamaño de grano para obtener una mejor visualización de la arena, debido a que los laterales de los pozos navegan a

través de largas secciones horizontales y las mismas no poseen una total homogeneidad en lo que respecta al tamaño del grano.

Para obtener la granulometría de las arenas se utilizó el método del tamizado, seleccionándose las muestras de los núcleos a las profundidades por las cuales pasaban las arenas de interés, limpiándolas, secándolas y disgregándose cuidadosamente con un mortero sin romper el grano mineral, luego de pesar cada uno de los tamices se colocaron en una columna de mayor a menor diámetro, se agregó la muestra y se agitaron alrededor de 60 minutos.

Finalizado el tiempo se volvió a pesar cada uno de los tamices, se obtuvieron las fracciones acumuladas en peso y con el diámetro de los tamices se graficaron las curvas de uniformidad, se obtuvo el percentil 10 (P_{10}) de dicha curva y se relacionó con el tamaño de la abertura de la ranura del revestidor de producción basándose en los estudios realizados por **Coberly (1941)**.

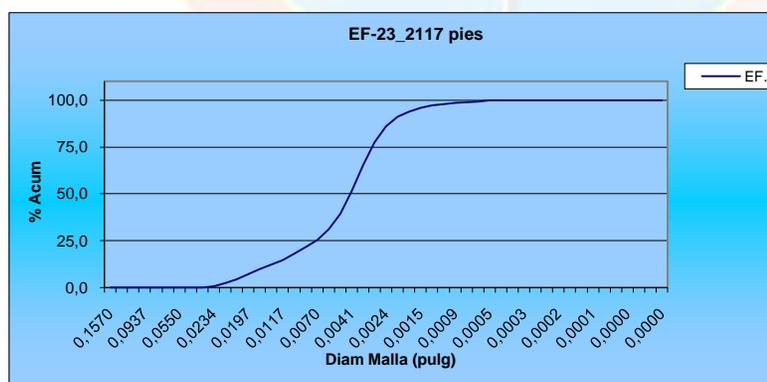


Gráfico 4.13 Granulometría de la arena 4 A en el estratigráfico EF-23

A continuación se muestra la tabla 4.3 con los resultados del P_{10} de la arena 4 A, la cual es una de las más drenadas por los pozos en estudio, el pozo estratigráfico al cual se le realizó el análisis y la profundidad de la arena.

Tabla 4.3 Granulometría de la arena 4 A

ARENA	POZO	PROF (pies)	P_{10}
4A	EF-23	2115	0,014
4A	EF-23	2117	0,015
4A	EF-23	2119	0,014
4A	EF-23	2131	0,012
4A	EF-23	2133	0,011
4A	EF-23	2141	0,011
4A	EF-23	2143	0,013
4A	EF-23	2145	0,014
4A	EF-23	2147	0,010
4A	EF-23	2149	0,012
4A	EF-23	2151	0,013
4A	EF-23	2153	0,010
4A	EF-23	2155	0,011
4A	EF-23	2157	0,013

En el caso de la arena 4A, la cual es una de las más drenadas por los pozos problemas, predomina un tamaño de grano entre 0,010 pulgadas y 0,015 pulgadas.

Recordando que la completación utilizada para cubrir la zona productora se realiza con revestidores ranurados cuyo tamaño de abertura de la ranura es de 0,020 pulgadas, indicando así que es mayor al tamaño de grano predominante en la arena en estudio. Para lo cual, **Coberly (1941)**, determinó en uno de sus trabajos publicados bajo el nombre de “**Selection of Screen Openings for unconsolidated Sands**” que un grano de arena hará un puente estable en la abertura de la ranura cuyo tamaño sea dos veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos granos de arena traten de

entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la construcción de estos puentes requiere una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar al mismo tiempo en el forro ranurado.

Algunos de los estudios de Coberly, fueron repetidos más tarde por McCormack, quien confirmó las mismas conclusiones de Coberly. También informó que se puede formar un puente estable a través de la ranura con tres partículas o granos de arena, mientras que los puentes que consisten en 4 a 5 partículas a través de la ranura eran inestables, haciendo la misma salvedad anterior, en la cual gran cantidad de arena trate en entrar por la abertura al mismo tiempo.

Diversas investigaciones realizadas por **EXXON (1995)** relaciona la perforación de un pozo horizontal en arenas no consolidadas con el concepto de excavación de túneles en formaciones débiles, debido a que en ambos casos una vez terminada la perforación (en el caso de un túnel) y comenzada la producción (en el caso de un pozo), se produce algo de arena en la zona que rodea un túnel de perforación para que permita el desarrollo de un puente (estudio realizado por Coberly), tras lo cual cesa la producción de arena de formación, además, dicho trabajo explica que se crea un vacío detrás de la tubería de revestimiento y se forma un arco alrededor de la perforación que posee resistencia suficiente como para sustentar el peso del material circundante, el arco adquiere mayor estabilidad por la presencia de cohesión, así como de esfuerzos de tensión en la superficie si el material esta mojado.

El escenario mostrado anteriormente se puede encontrar en los pozos en estudio, debido a que estos son pozos horizontales, construidos en formaciones no consolidadas o débiles, cumpliendo también con el criterio de

formación de puente descrito por Coberly, donde el rango de valores pertenecientes al percentil 10 (P_{10}) para la arena 4 A se encuentran entre el rango de 0,010 pulgadas y 0,015 pulgadas, los cuales son indicativos de que cumplen con el criterio de Coberly. En la figura 4.2 se muestra el puente formado alrededor de la abertura del revestidor de producción.

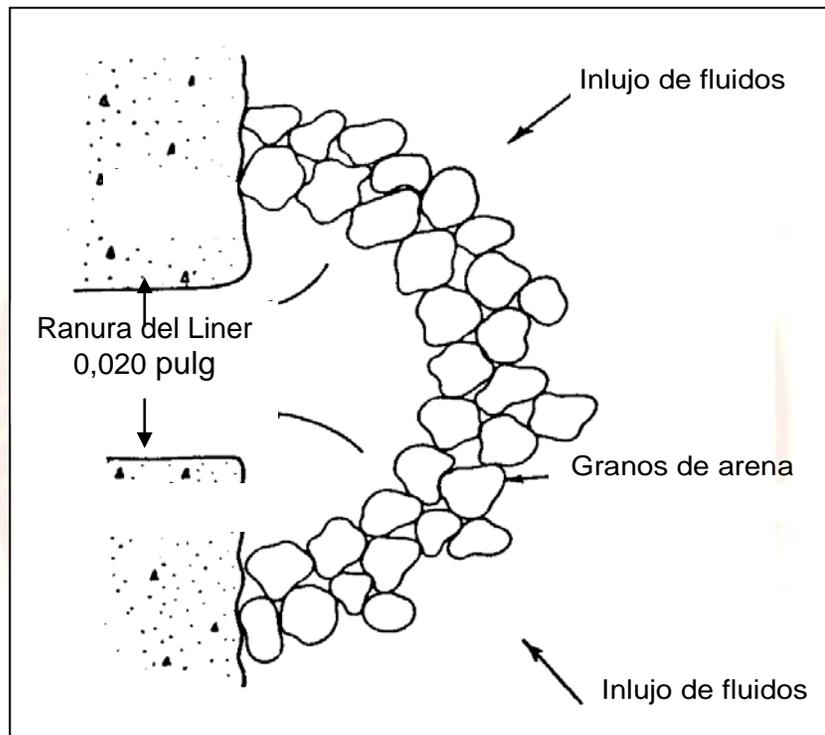


Figura 4.2 Geometría de un puente estable rodeando la abertura del revestidor de producción (EXXON 1995)

En consideración con lo anterior expuesto, los resultados de la granulometría y recordando que los pozos problemas son multilaterales, debido a que los pozos horizontales sencillos (que son mayoría en el campo) no han presentando problemas de arenamiento, se determinó que la arena producida no venía de la sección horizontal del pozo, descartando con esto la

migración de arena a través del revestidor ranurado de las secciones horizontales.

4.3 DETECCIÓN DE LAS CAUSAS QUE ORIGINARON LA PRODUCCIÓN DE ARENA

En el primer objetivo se describió la configuración de los pozos problemas, en la muestra estudiada se encontraron cinco pozos con sistema multilateral HOOK Hanger, seis Secure y ocho Sperry Sun, los dos primeros van a formar en el pozo una junta nivel 3 y el último una junta nivel 4; cada uno posee un sistema de empacadura inflable que se fija a la formación con la finalidad de evitar que migre arena de la formación hacia el pozo a través del lateral.

Para la construcción de los pozos en el Distrito Cabrutica se cuenta con un manual de operaciones de perforación o DOM por sus siglas en inglés, el cual en la sección VII para la construcción de pozos, establece un criterio o cutoff para identificar los diferentes tipos de roca a través de las lecturas de los rayos Gamma en los registros litológicos de los pozos. El criterio dice lo siguiente:

- Lectura de Gamma Ray inferior a 80 unidades API, se consideran arena.
- Lectura de Gamma Ray mayores a 120 unidades API, se consideran lutita.
- Lectura de Gamma Ray entre 80 y 120 unidades API, se consideran una transición entre arena y arcilla o arena sucia.

Basándose en el criterio anterior, el DOM establece el mejor lugar para perforar la ventana del nuevo lateral y asentar la empacadura inflable del pozo. La ventana debería ser perforada en una sección de lutita con no menos de 100 unidades API, preferiblemente selecciones con más de 120 unidades API. Adicionalmente debe examinar la resistividad de todo el intervalo de la zona seleccionada, la cual debe ser una lutita con menos de 10Ω . Esta lutita seleccionada debe tener al menos 10 pies de espesor vertical, sumado a esto, debe haber al menos 5 pies de longitud en profundidad medida (MD) de lutita por encima y por debajo de la ventana. Esta distancia mínima ayuda a evitar que la arena migre a través de la ventana.

Para el asentamiento de la emparadura inflable del lateral se designó una zona de lutita que tuviese una lectura de Gamma Ray mayor o igual a 120 unidades API, con la finalidad de que ésta se adhiera bien a la formación y evite la migración de arena hacia el pozo y garantice la integridad de la junta.

Tomando en cuenta lo anterior, se observaron las zonas en las cuales se encontraban perforadas las ventanas del nuevo lateral y el lugar de asentamiento de la empacadura inflable a través de los registros litológicos de los pozos en estudio, obteniendo que 14 de ellos tenían la empacadura inflable asentada en formación inestable o de arena sucia y 8 ventanas fueron abiertas en lugares inadecuados, lo que disminuye el equilibrio del pozo y aumenta el riesgo de colapso de la formación alrededor de la ventana y la empacadura.

En la figura 4.3 se observa que en el pozo CD18-04, el lugar con la cinta roja es donde se asentó la empacadura inflable del lateral B; este pozo posee un sistema multilateral Sperry Sun de la empresa Halliburton, la cual forma una junta nivel 4 cementada y revestida, lo que reduciría la probabilidad a que colapse la formación sin embargo en la zona en estudio está ubicada una arena de aproximadamente 60 unidades API, lo que aumenta el riesgo al colapso en dicha zona.

La presión que ejerce la empacadura inflable sobre una formación inestable y débil de arenas no consolidadas, va a crear un desequilibrio en la formación colapsando la zona alrededor de la empacadura y/o la ventana del lateral B, situación que se verifico al momento de realizar la limpieza al pozo, debido a que toda la arena encontrada en el mismo estaba localizada entre 2532 pies (MD) hasta 2703 pies (MD) (193 pies antes de llegar al lateral A).

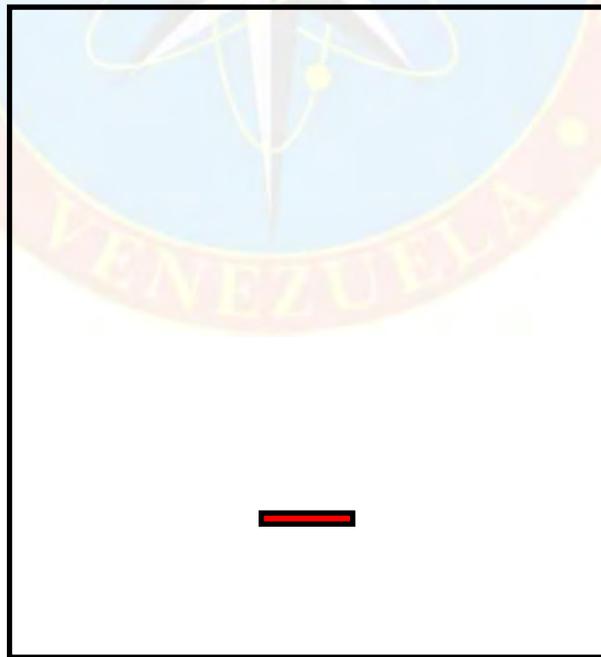


Figura 4.3 Registro de Gamma Ray y Resistividad de la formación de la sección de la empacadura inflable del pozo CD18-04

Similar al caso anterior sucede con el pozo BC22-06, en el que se observa que la ventana del lateral B (segunda cinta roja de arriba hacia abajo) fue abierta en una zona de arena muy cercana a un pequeño cuello lutítico; dicha zona mostrada en la figura 4.4 posee una lectura de Gamma Ray de 50 unidades API aproximadamente, al igual que la empacadura del lateral C fue asentada en una zona con lectura de 60 unidades API aproximadamente, lo que perjudica doblemente la integridad del pozo, lo que llevó a un colapso de formación alrededor de la ventana y la empacadura, situación que se confirma al momento de revisar los reportes de reparación que indican que se obtuvo en superficie retorno de arena y arcilla y como se mencionó anteriormente las áreas de arcilla en la zona productora se encuentran cubiertas con revestidores ranurados; adicional a esto se observa en el registro de la izquierda que sobre las zonas de la ventana del lateral B hay un pequeño cuello lutítico que al colapsar la arena que está debajo de él, éste también va a tender al colapso.

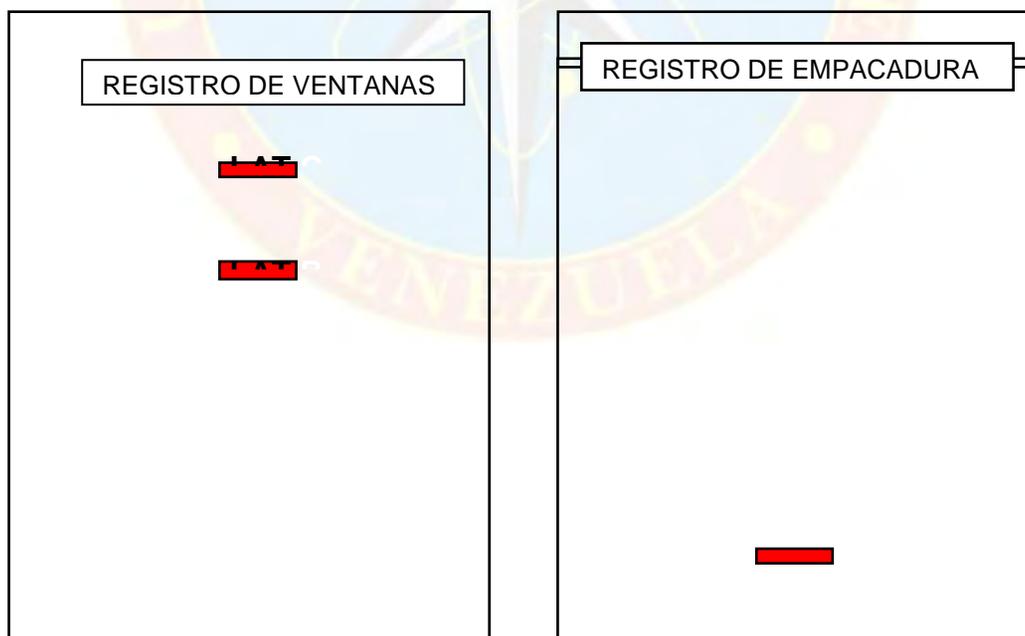


Figura 4.4 Zona de ventana y empacadura del pozo BC22-06

La hipótesis de un colapso repentino de la formación planteada en el primer objetivo cobra más fuerza por los archivos de las reparaciones y los resultados y conclusiones de los registros mostrados anteriormente. Adicionalmente el análisis granulométrico descartó el paso de la arena de formación al pozo a través de la ranura del revestidor, mediante la relación del percentil 10 y la abertura de la ranura por medio del estudio realizado por **COBERLY (1941)** y **EXXON (1995)**. Confirmando con esto que la causa de la producción de arena es por la construcción de la ventana y asentamiento de la empacadura inflable en un lugar inadecuado, lo que llevó a colapsar la formación alrededor de las zonas de la ventana del lateral y de la empacadura inflable.

4.4 ALTERNATIVAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE NUEVOS POZOS

Debido a que la causa del problema es el colapso de la formación a nivel de la junta y de la zona de asentamiento de la empacadura, se recomienda la utilización de un sistema de completación multilateral nivel 5 o nivel 6, donde la junta formada posea un sistema de aislamiento hidráulico para evitar que migre arena de la formación al pozo.

Se inició tomado en cuenta aquellas empresas que cumplan con la característica del sistema y que han laborado con anterioridad en el campo, por facilidades a al momento de solicitar sus productos y los conocimientos que tienen del campo Zuata. Entre los sistemas encontrados en el mercado tenemos los siguientes: sistemas multilateral SealRite® de la empresa Halliburton y el sistema multilateral FORM 5® de la empresa Baker Hughes.

Sistema Multilateral SealRite ®

El sistema SealRite ® de la empresa Halliburton, es uno de los sistemas que cumple con las características antes mencionadas, debido a que su configuración forma una junta nivel 5, lo que le proporciona al pozo una integridad hidráulica a nivel de la junta, evitando con esto que migre arena de la formación hacia el pozo en el caso de que ésta colapse.

Este sistema está diseñado para ser usados en pozos nuevos, es adaptable a los pozos del campo, debido a que posee un revestidor especial con una sección de aluminio por la cual se perfora la ventana del lateral, al hacerlo no genera residuos de acero que puedan dañar algún equipo de perforación, posee el mismo diámetro externo que el revestidor intermedio usado en el campo Zuata, cuyo diámetro es 9 5/8 pulgadas.

Cuando se completan los pozos multilaterales en muchos casos es necesaria la utilización de una cuchara desviadora para dirigir el sistema de revestimiento hacia el lateral, con la implantación de este sistema no es necesario la utilización de este equipo, debido a que posee un elemento deflector que desvía el ensamblaje de los revestidores hacia el pozo, disminuyendo con esto tiempo de trabajo, adicionalmente brinda un soporte para una de las piernas del sistema colgador de la junta. Este sistema de colgador consta de dos secciones, una va en dirección del hoyo principal y encaja en el elemento deflector como se mencionó anteriormente y la otra sección o pierna del colgador va en dirección hacia el nuevo lateral, formando un sello hidráulico en su unión. Este sistema posee una unidad de sello entre las dos secciones por medio de una empaadura.

Los pozos con el sistema SealRite poseen la ventaja de reentrar a cualquiera de los laterales, a través de un diámetro de 5 1/2 pulgadas, para realizar trabajos de reparación y limpiezas con tubería o Coiled Tubing, toma de registros, cañoneos y aislamientos de zonas de agua o gas.

Una de las ventajas de la aplicación de este sistema en el campo Zuata, es que se tienen planes a futuro de realizar proyectos de inyección de vapor para aumentar la producción de crudo y este sistema tiene la capacidad de ser aplicado bajo esta condición, debido a que posee empaaduras térmicas que pueden soportar las temperaturas que se presentan en estos proyectos. Al igual, puede ser aplicado a pozos multilaterales donde la producción es separada o en conjunto.

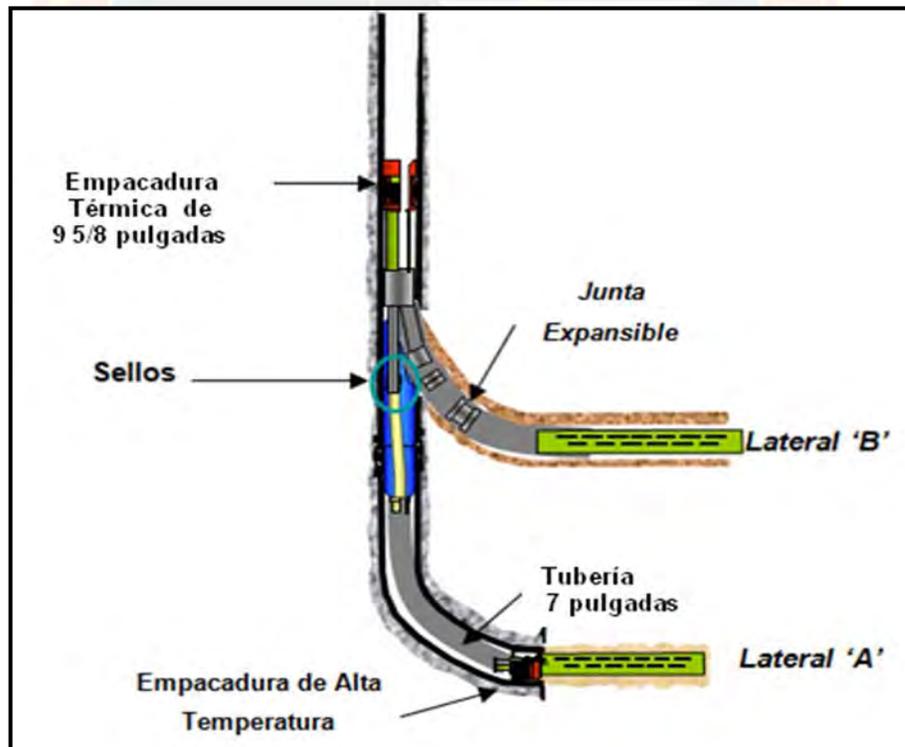


Figura 4.5 Sistema multilateral SealRite® (HALLIBURTOM, 2009)

Otra de la alternativa que se tiene para solventar el problema es el sistema FORM 5 ® de la empresa Baker Hughes, formando una junta nivel 5 como el sistema anterior.

Sistema Multilateral FORM 5 ®

El sistema multilateral FORM 5 ®, al igual que el sistema anterior cumple con las características deseadas, este sistema tiene la ventaja de ser aplicado a pozos nuevos o ya existentes, debido a que se perfora el revestidor original del pozo en cualquier dirección para construir el nuevo lateral.

Este sistema tiene la capacidad de revestir el lateral sin usar una cuchara desviadora, en caso de ésta posee un tubo doblado que va servir de guía al ensamblaje de revestimiento, tiene la capacidad de cementar la junta si así se requiere y no es preciso utilizar un tipo de cemento especial.

El sistema FORM 5 ® forma un sello hidráulico en la junta por medio de dos secciones que encajan herméticamente por el uso de una empacadura interna, posee un colgador de 9 ^{5/8} pulgadas y un diámetro interno de 6, 675 pulgadas, permite la entrada a cualquiera de los laterales a través de un sistema desviador que se encuentra en la junta y así poder realizar trabajos de reparación o limpieza.

Este sistema puede ser aplicado tanto a pozos dobles como triples y recibir la producción por separado de cada uno de los laterales, reduciendo con esto el costo de perforación de otros pozos.



Figura 4.6 Sistema multilateral FORM 5® (BAKER HUGHES, 2009)

CONCLUSIONES

- Por medio del comportamiento de las curvas de agua y sedimentos de los pozos y de experiencia de campo, se designó un rango de valores entre 0,5% y 6% para el agua y entre 0% y 0,4% para el sedimento, considerándose como no perjudiciales al pozo.
- En los trabajos de limpieza de los pozos problema se encontró arena y arcilla en la zona de la ventana del lateral y sobre ella, indicando que ésta es la zona más problemática del pozo.
- El tamaño de grano promedio predominante en las arenas en estudio se encuentran en un rango de 0,010 pulgadas y 0.015 pulgadas, siendo menor al tamaño de la abertura del revestidor, facilitando así la construcción del puente de arena.
- Tomando en cuenta los análisis granulométricos y que los pozos que presentaron problemas de arena son todos multilaterales dobles y triples, se descartó que la arena encontrada provenga de la migración de la misma a través de las ranuras de los revestidores de la sección horizontal del pozo.
- Las ventanas de 8 pozos y las empacaduras inflables de 14 de estos, fueron abiertas y asentadas en zonas de arena, disminuyendo la integridad del pozo.
- La presión que ejerce la empacadura inflable, genera un desequilibrio en formaciones débiles o no consolidadas, volviéndose más propensas a colapsar.
- Debido a que el problema radica en el colapso de la zona de la empacadura inflable y de la ventana, es necesario aislar las mismas a través de un sistema multilateral especial que evite la migración de arena al pozo en caso de que la formación colapse.

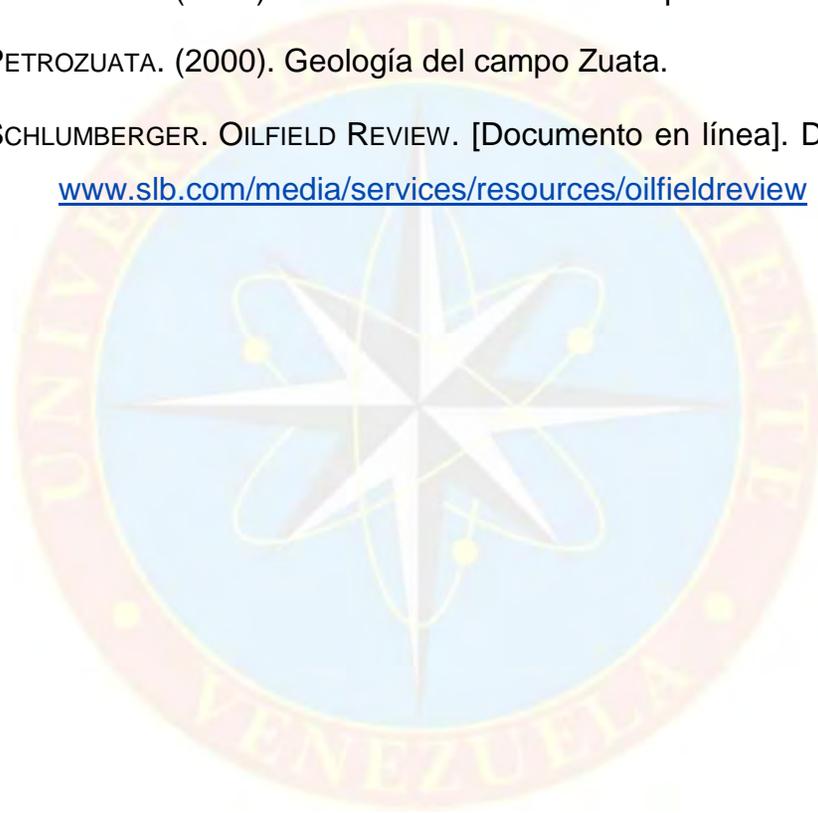
RECOMENDACIONES

- Establecer una base de datos confiable de los pozos que presentaron problemas de arenamiento.
- Implantar un seguimiento constante de las pruebas (cada 15 días) y muestras (cada semana) de los pozos del campo, para observar mejor su comportamiento.
- Cumplir con las normas y recomendaciones señaladas en el programa de perforación al momento de perforar la ventana y asentar la empacadura en los nuevos pozos.
- Tomar registros de cementación para verificar la integridad del cemento en todas las secciones del pozo cementadas.
- Crear el modelo mecánico del yacimiento OF INF-SDZ-2X A1 para conocer los esfuerzos de corte, cizallamiento, axiales y triaxiales de la formación y predecir la producción de arena.
- Con la finalidad de formular un aislamiento hidráulico en la junta se recomienda la utilización de un sistema multilateral nivel 5 o nivel 6, que evite la migración de arena al pozo en caso de existir un colapso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUIRRE, E Y VIVAS, Y. Completación de pozos petroleros. [Documento en línea]. Disponible en: www.monografias.com
- ARIAS, F. (2006). El proyecto de Investigación. Tercera edición. Editorial Episteme. Caracas.
- AZCONA, J. (2007) perforación y terminación de pozos petrolíferos. [Documento en línea]. Disponible en: www.monografias.com
- BAKER HUGHES. FORM 5™ Multilateral System. [Documento en línea]. Disponible en: www.bakerhughesdirect.com.
- COBERLY, C. (1941). Selection of screen openings for unconsolidates sand. API drilling and production practice. [Documento digital].
- EXXON. (1995). Manual de completación. Tecnologías de completación para formaciones no consolidadas.
- FUENTES, A. (2002). Optimización en el diseño de construcción de los pozos multilaterales del sector 0-16 yacimiento Morichal del campo Cerro Negro operado por Bitor. Universidad de Oriente Núcleo Monagas.
- GONZÁLEZ, M. (2000). Análisis de las causas de arenamiento en los pozos del campo Bare Arena U_{1, 3} yacimiento MFB-53, Faja del Orinoco. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui.
- MANTILLA, M. (2008). Evaluación de los mecanismos de control de arena en los pozos productores de petróleo del área Dación este del Distrito San Tomé. Universidad de Oriente Núcleo Monagas.

- MARTÍNEZ, E. (2008). Evaluar el comportamiento de producción de los pozos horizontales completados en la Arena Masiva del Bloque III en el Campo Uracoa. Universidad de Oriente Núcleo Monagas.
- PENBERTHY, W Y SHAUGHNESSY, C. (1992). Sand control, serie SPE. Volumen 1
- PETROZUATA. (2001). Perforación multilateral. Experiencia Petrozuata.
- PETROZUATA. (2000). Geología del campo Zuata.
- SCHLUMBERGER. OILFIELD REVIEW. [Documento en línea]. Disponible en: www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview





APÉNDICES



APÉNDICE A
(DIAGRAMAS MECÁNICO)

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO JK17-01

Nombre común: JK17-01

Nombre legal: ZPZ0234

Macolla: JK17

Ubicación: N 935787.040 m, E 306825.610 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 18-oct-2000

° API: 9°

Arena productora: 5A

Sistema Multilateral: HOOK Hanger

Tipo de Bomba: BES GC-8200 89 STG+16 NPSH

Fecha de Reparación: 06-feb-2003

Categoría: 1 (Activo)

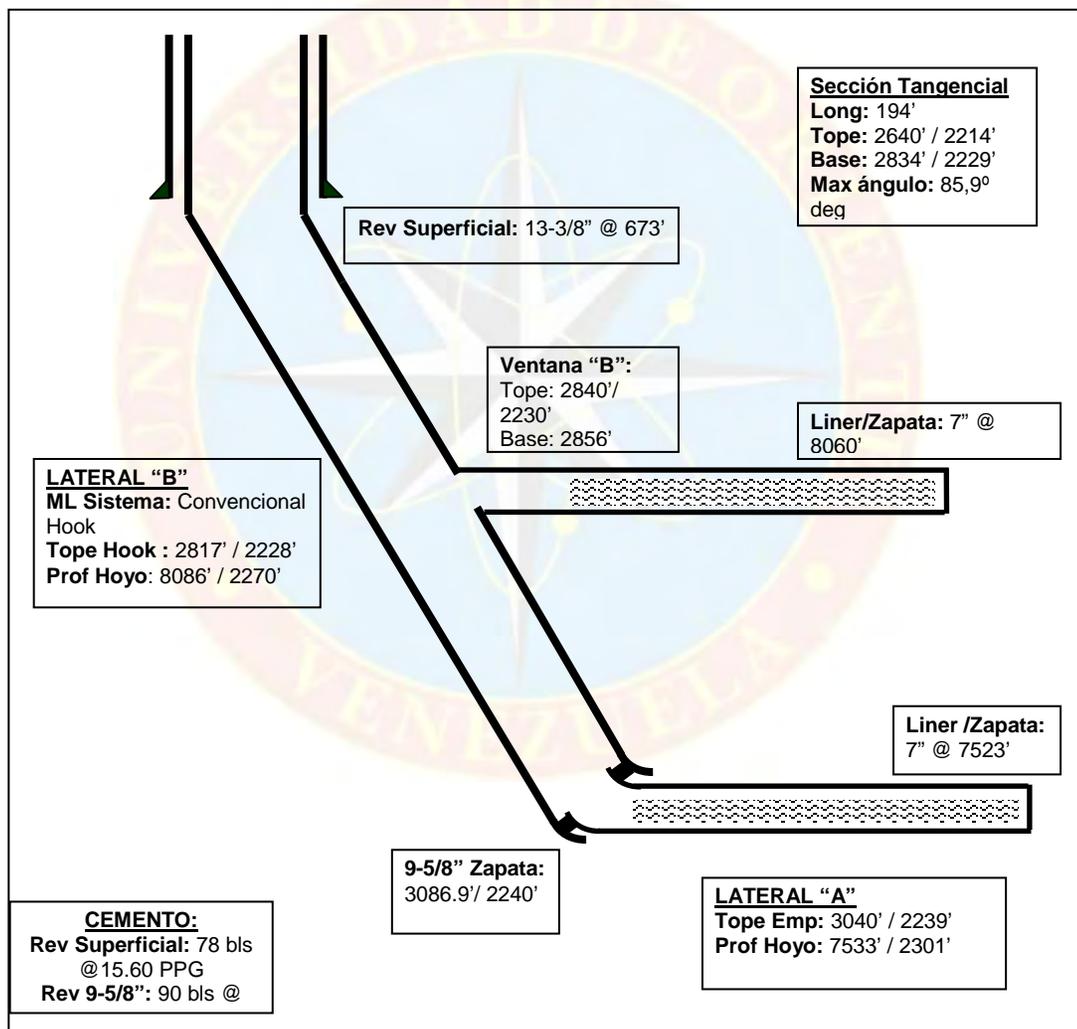


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO FG22-01

Nombre común: FG22-01

Nombre legal: ZPZ0251

Macolla: FG22

Ubicación: N 932745.170 m, E 300714.630 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 30-Dic-2000

° API: 10°

Arena productora: 2C

Sistema Multilateral: Sperry sun

Tipo de Bomba: BES GC-4100

Fecha de Reparación: 15-Nov-2003

Categoría: 5 (Abandonado)

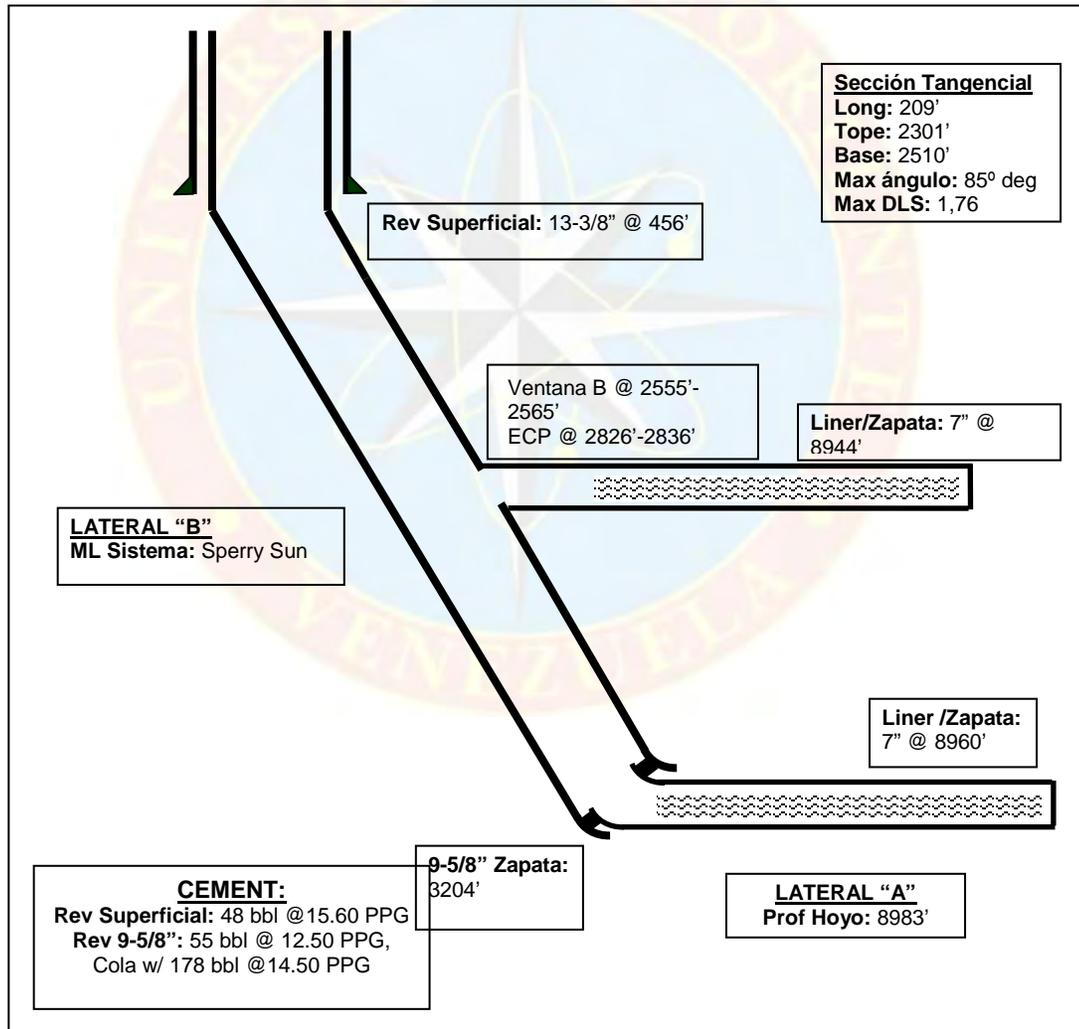


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DF17-02

Nombre común: DF17-02

Nombre legal: ZPZ0284

Macolla: DF17

Ubicación: N 935715.750 m, E 298791.500 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 10-Nov-2002

° API: 9°

Arena productora: 3A, 3B

Sistema Multilateral: Secure

Tipo de Bomba: BCP 98-1580

Fecha de Reparación: 13-Enero-2004

Categoría: 1 (Activo)

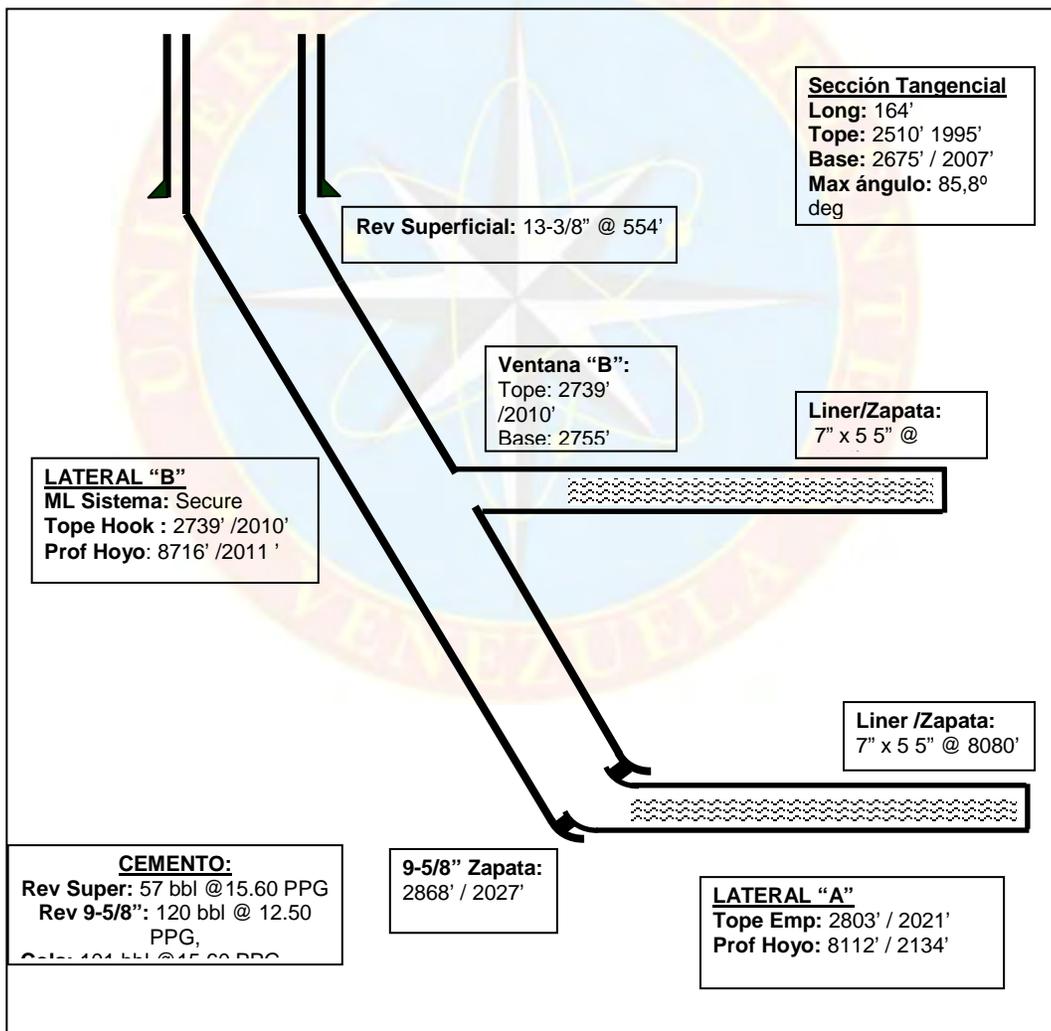


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO JK17-05

Nombre común: JK17-05

Nombre legal: ZPZ0376

Macolla: JK17

Ubicación: N 935808.180 m, E 306804.380 m

Tipo de Pozo: Triple Patas de Gallo

Fecha de perforación: 04-Dic-2001

° API: 9°

Arena productora: 3B, 3C, 4A

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BCP. Lifteq 500-G2300

Fecha de Reparación: 28-Enero-2004

Categoría: 1 (Activo)

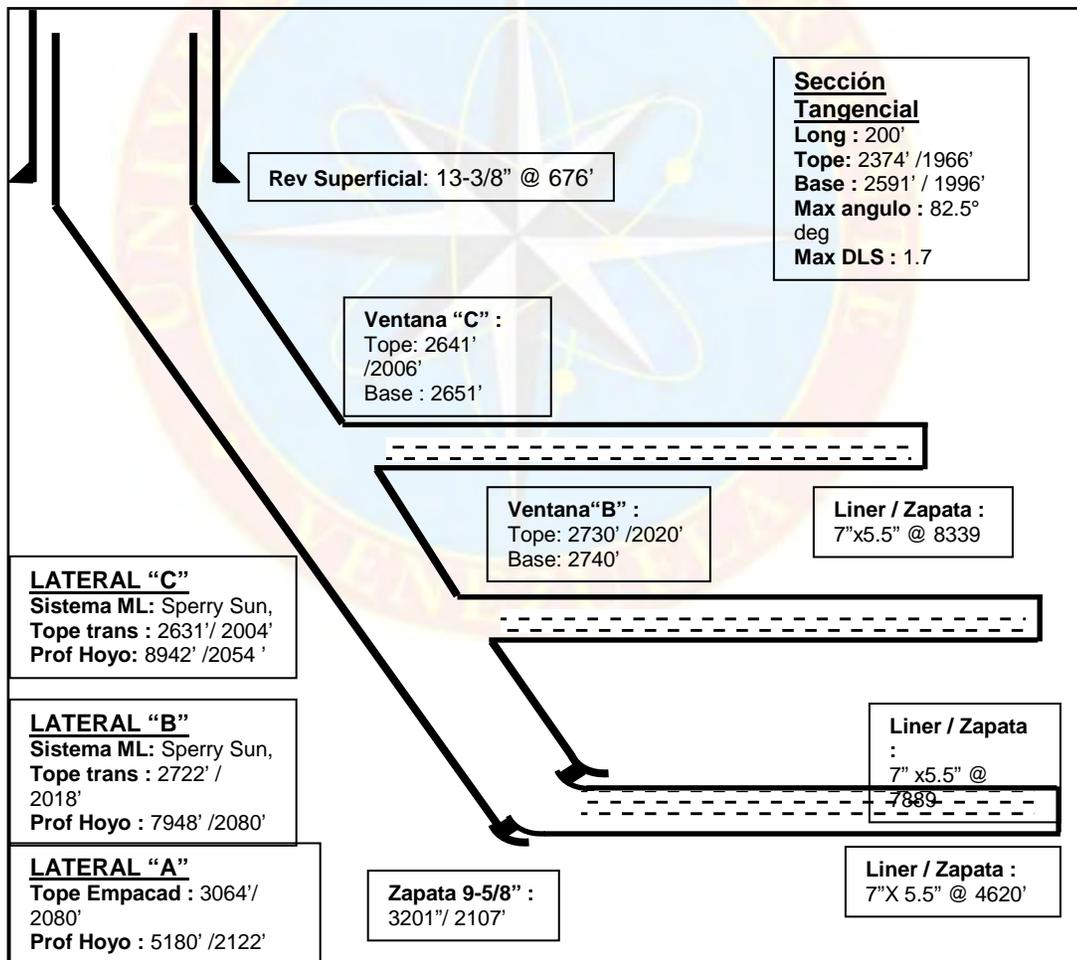


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO FG25-03

Nombre común: FG25-03

Nombre legal: ZPZ0157

Macolla: FG25

Ubicación: N 931068.970 m, E 301015.220 m

Tipo de Pozo: Triple Apilado

Fecha de perforación: 05-Jul-2001

° API: 9°

Arena productora: 4A

Sistema Multilateral: HOOK Hanger

Tipo de Bomba: BCP. Geremias 20-40-2500

Fecha de Reparación: 27-Abr-2006

Categoría: 3 (Esperando reparación mayor)

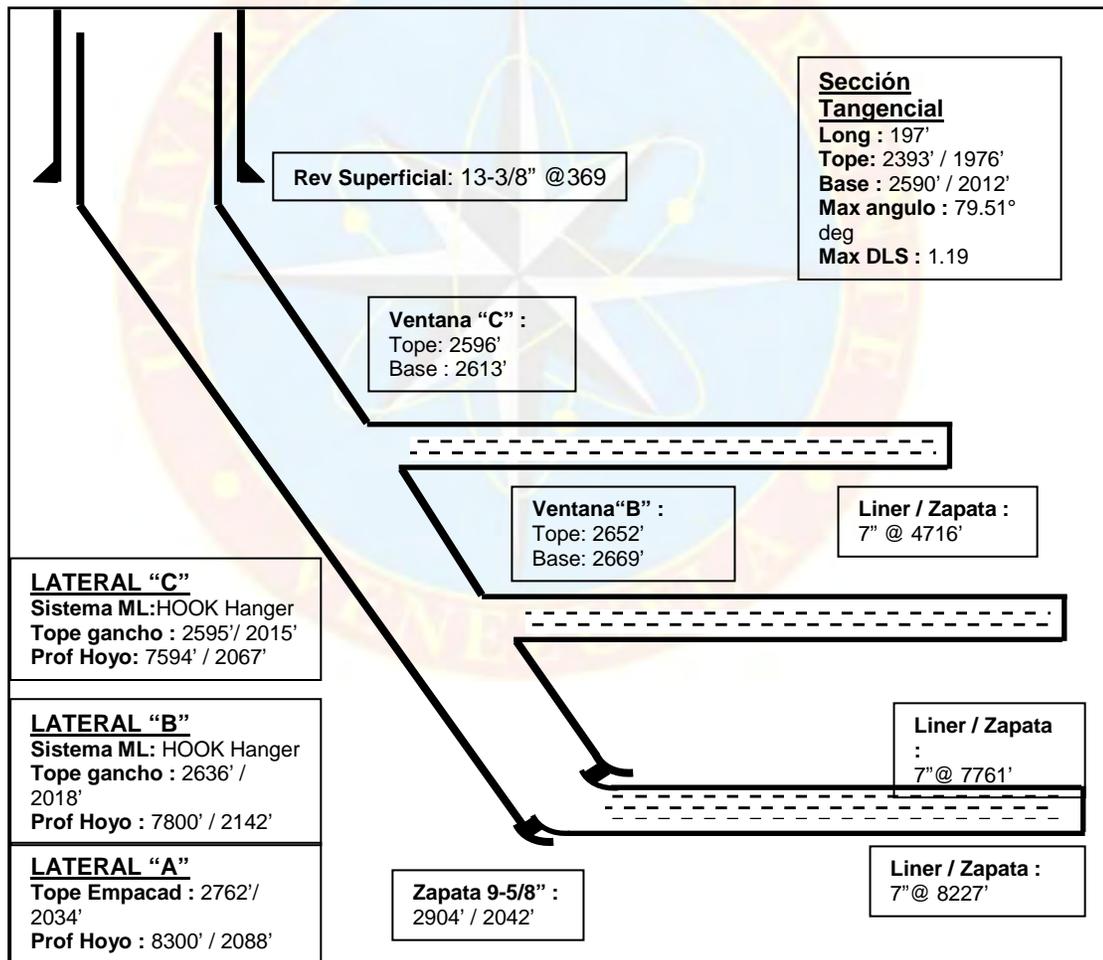


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GH31-09

Nombre común: GH31-09

Nombre legal: ZPZ0379

Macolla: GH31

Ubicación: N 927202.910 m, E 302106.550 m

Tipo de Pozo: Triple Apilado

Fecha de perforación: 13-Dic-2001

° API: 9°

Arena productora: 3C, 4A, 4B

Sistema Multilateral: Secure Oil Tool

Tipo de Bomba: BCP 98-1580

Fecha de Reparación: 16-Nov-2004

Categoría: 1 (Activo)

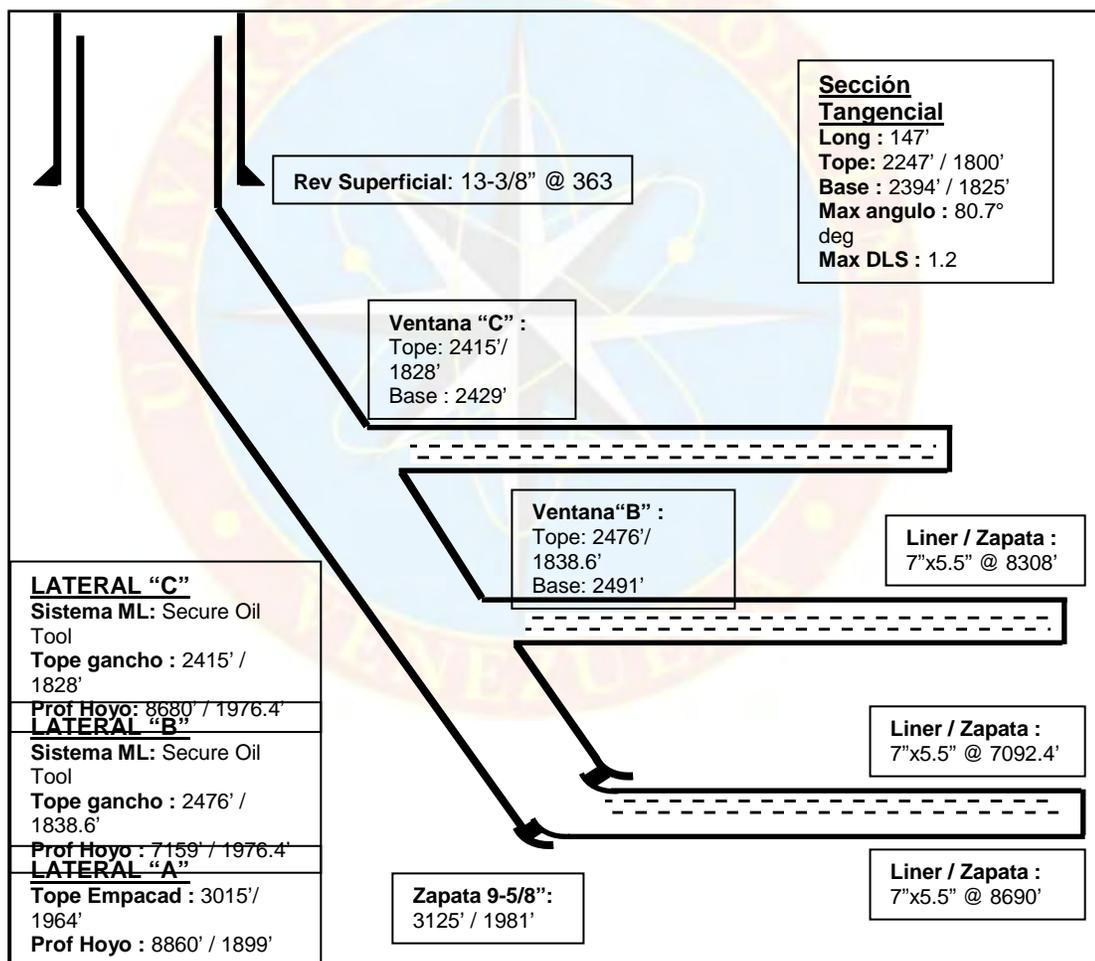


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GH33-06

Nombre común: GH33-06

Nombre legal: ZPZ0290

Macolla: GH33

Ubicación: N 926277.000 m, E 302099.050 m

Tipo de Pozo: Triple Patas de Gallo

Fecha de perforación: 04-Ago-2000

° API: 9°

Arena productora: 5A

Sistema Multilateral: HOOK Hanger

Tipo de Bomba: GC-8200 89 STG+16 NPSH

Fecha de Reparación: 09-May-2005

Categoría: 1 (Activo)

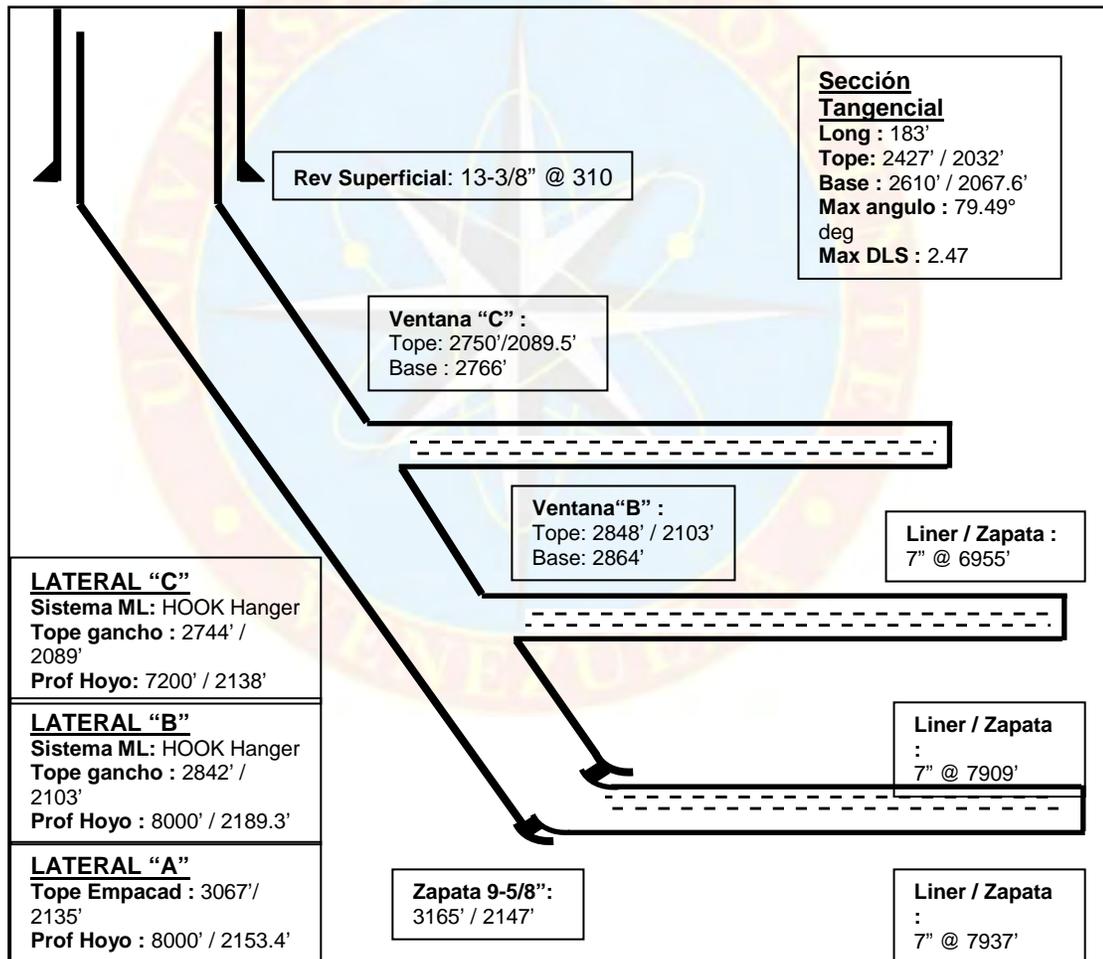


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO IJ31-08

Nombre común: IJ31-08

Nombre legal: ZPZ0457

Macolla: IJ31

Ubicación: N 927689.727 m, E 305488.573 m

Tipo de Pozo: Triple Apilado

Fecha de perforación: 30-Mar-2005

° API: 9°

Arena productora: 3C, 4A, 4B

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BCP 20-40-2100

Fecha de Reparación: 25-Jul-2007

Categoría: 1 (Activo)

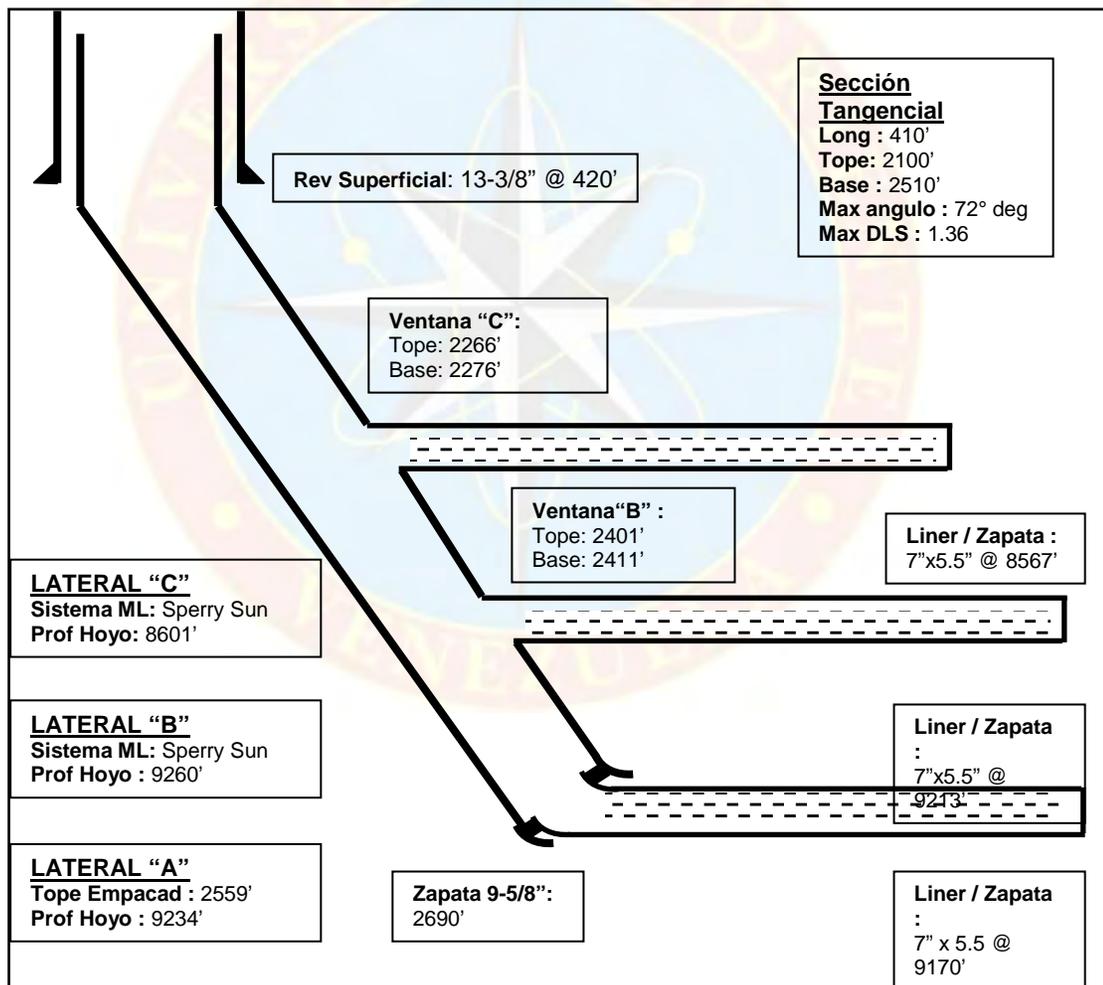


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO JK23-09

Nombre común: JK23-09

Nombre legal: ZPZ0364

Macolla: JK23

Ubicación: N 931983.000 m, E 307350.000 m

Tipo de Pozo: Doble Apilado

Fecha de perforación: 09-Jun-2001

° API: 9°

Arena productora: 2C, 3C

Sistema Multilateral: Secure oil Tool

Tipo de Bomba: BCP Griffin 98-1580

Fecha de Reparación: 28-Sep-2007

Categoría: 2 (Esperando reparación menor)

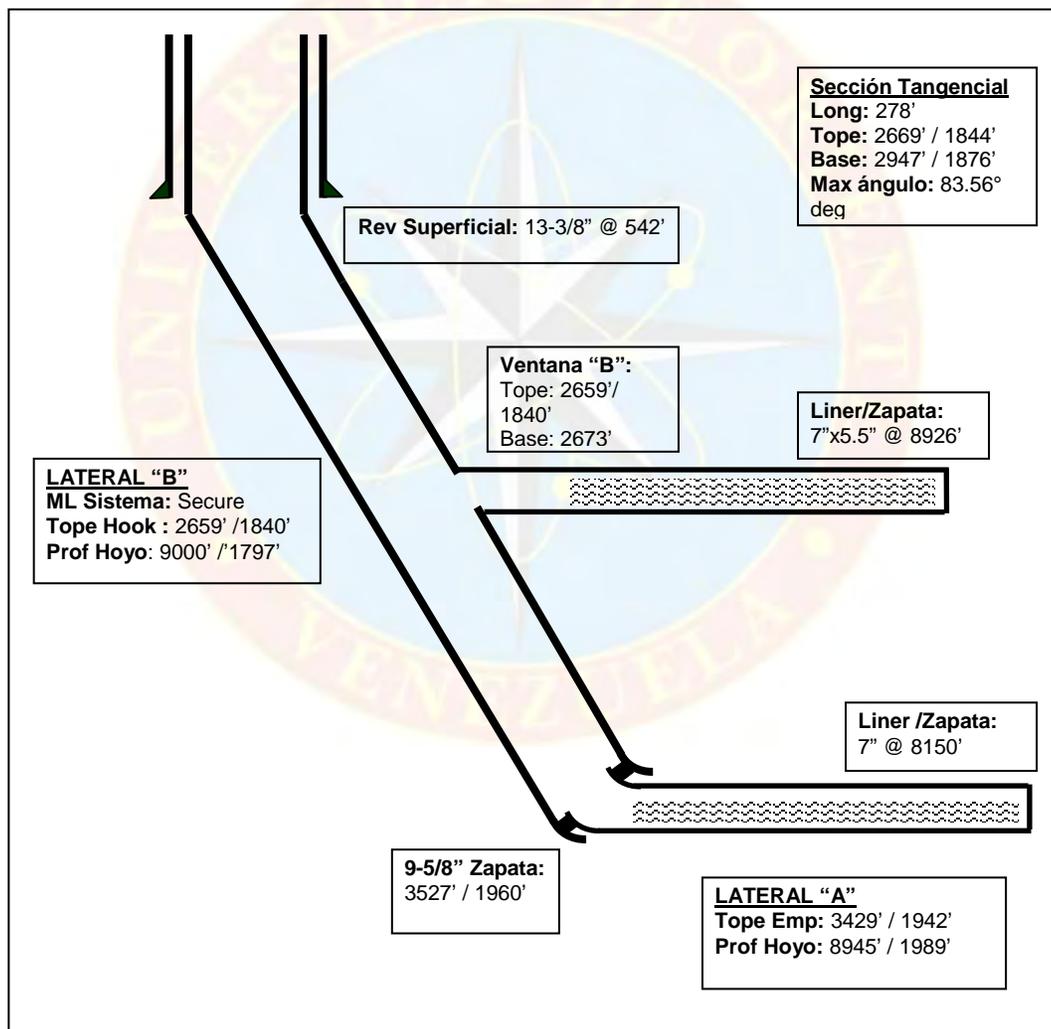


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GH29-09

Nombre común: GH29-09

Nombre legal: ZPZ0272

Macolla: GH29

Ubicación: N 929018.000 m, E 302399.000 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 09-Ago-2004

° API: 9°

Arena productora: 4A,

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BES GC-6100 59 STG

Fecha de Reparación: 26-Ago-2009

Categoría: 1 (Activo)

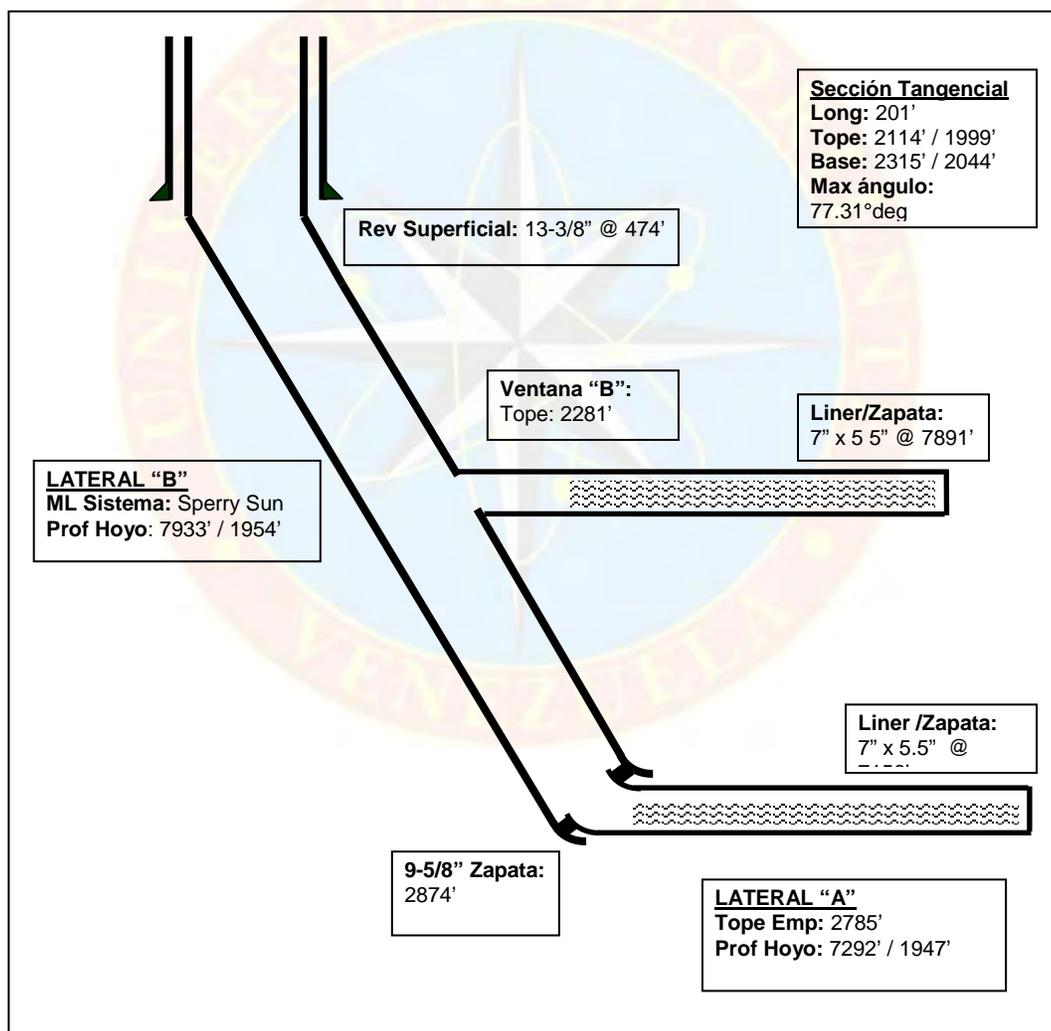


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO BC24-07

Nombre común: BC24-07

Nombre legal: ZPZ0344

Macolla: BC24

Ubicación: N 931655.410 m, E 294098.050 m

Tipo de Pozo: Doble Apilado

Fecha de perforación: 09-Ene-2001

° API: 9°

Arena productora: 3A,

Sistema Multilateral: Secure oil Tool

Tipo de Bomba: BCP Griffin 98-1580

Fecha de Reparación: 14-Ene-2005

Categoría: 1 (Activo)

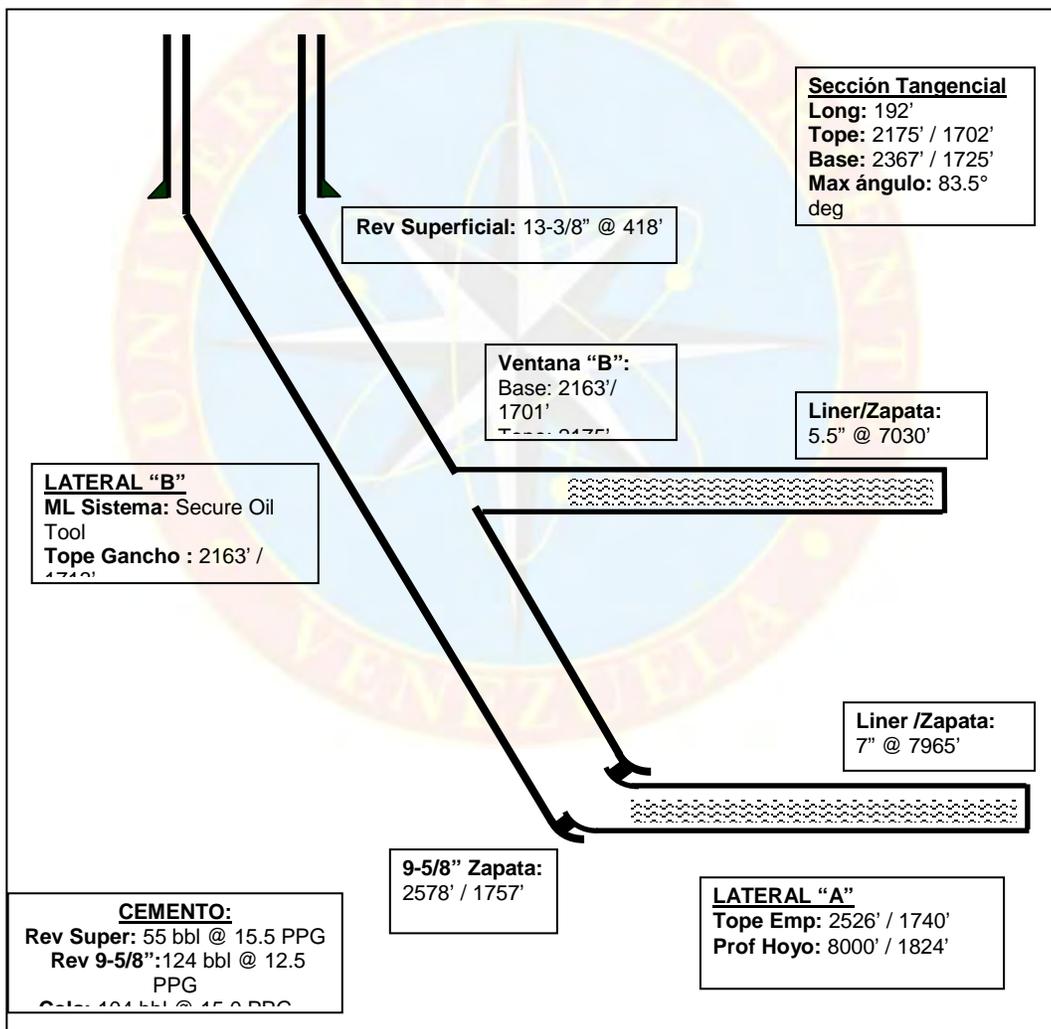


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CD18-04

Nombre común: CD18-04

Nombre legal: ZPZ0433

Macolla: CD18

Ubicación: N 934806.740 m, E 295460.470 m

Tipo de Pozo: Doble Apilado

Fecha de perforación: 12-Jul-2004

° API: 9°

Arena productora: 2C ,3A

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BCP 20-40-2100

Fecha de Reparación: 19-Abr-2006

Categoría: 1 (Activo)

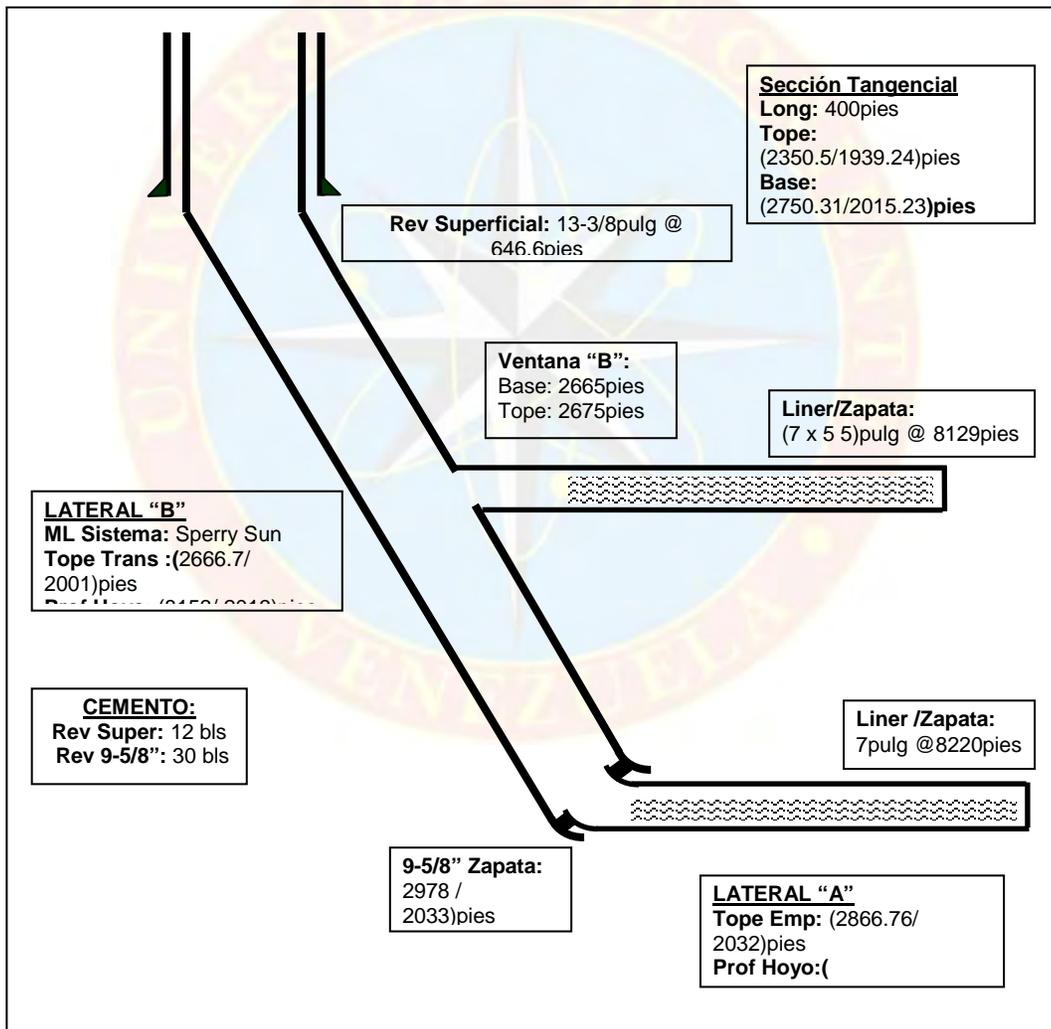


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO BC17-07

Nombre común: BC17-07

Nombre legal: ZPZ0432

Macolla: BC17

Ubicación: N 935529.600 m, E 294034.820 m

Tipo de Pozo: Triple Patas de Gallo

Fecha de perforación: 20-Jul-2004

° API: 10°

Arena productora: 2C, 3A

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BCP 98-1600

Fecha de Reparación: 01-Feb-2006

Categoría: 5 (Abandonado)

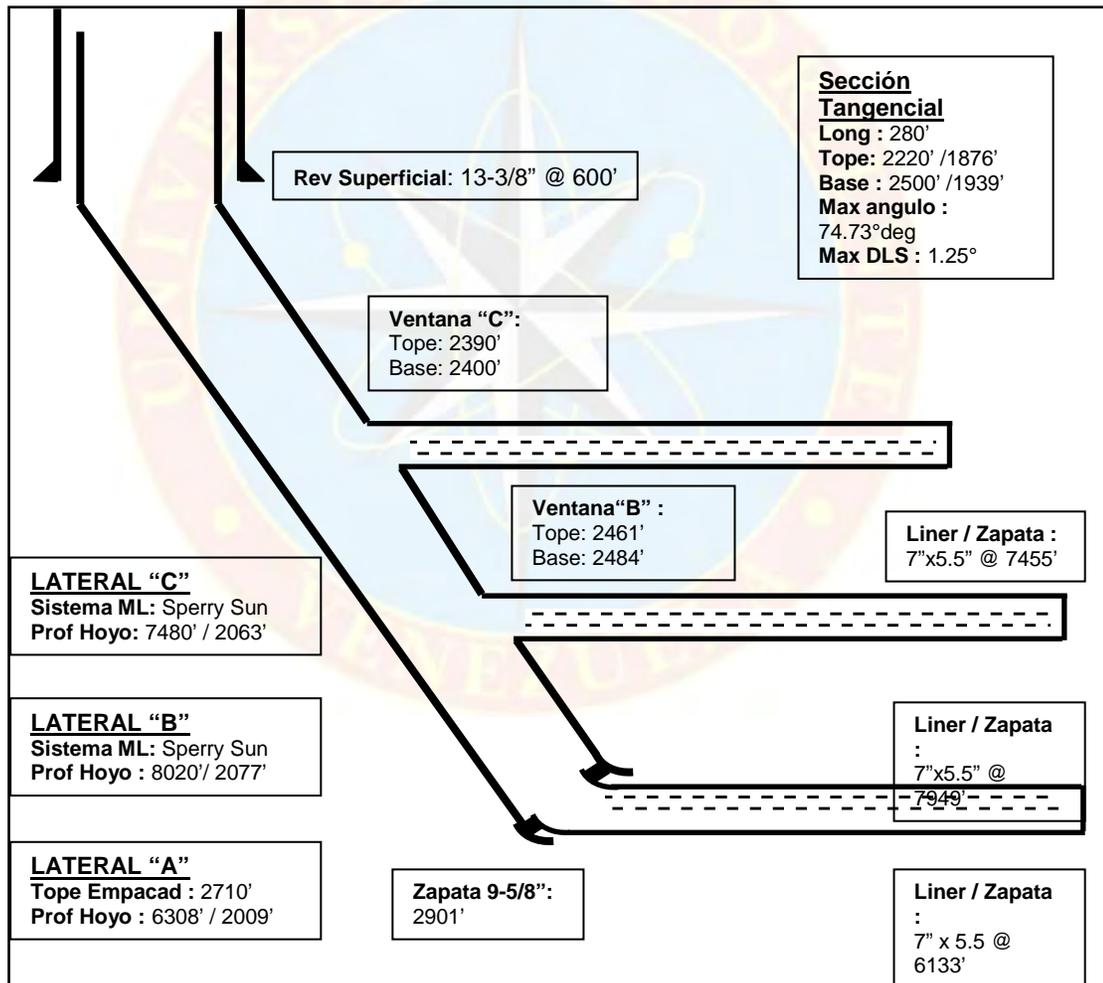


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO BC22-06

Nombre común: BC22-06

Nombre legal: ZPZ0111

Macolla: BC22

Ubicación: N 932863.870 m, E 293794.420 m

Tipo de Pozo: Triple Patas de Gallo

Fecha de perforación: 09-Nov-2001

° API: 8°

Arena productora: 4A

Sistema Multilateral: Secure oil Tool

Tipo de Bomba: BCP 98-1580

Fecha de Reparación: 23-May-2005

Categoría: 5 (Abandonado)

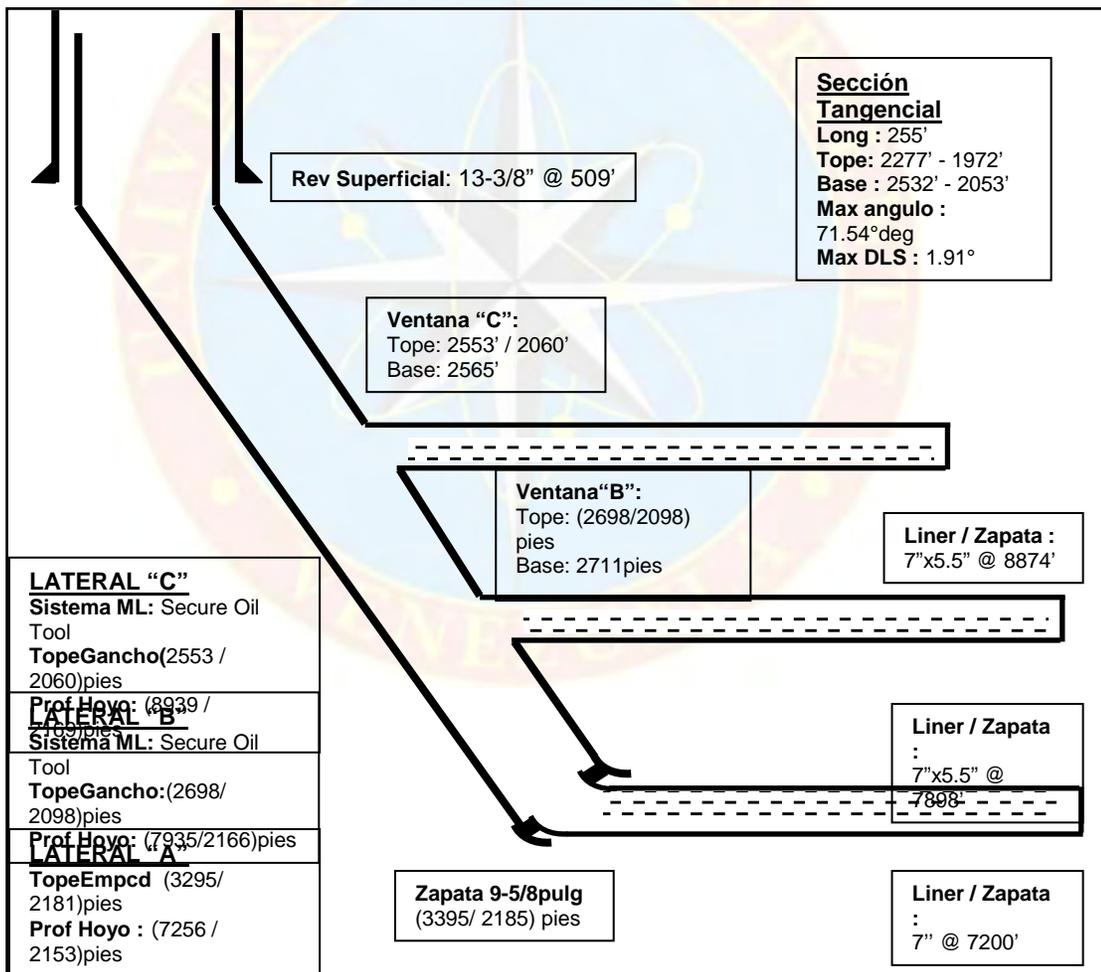


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DE24-05

Nombre común: DE24-05

Nombre legal: ZPZ0297

Macolla: DE24

Ubicación: N 931740.720 m, E 297299.050 m

Tipo de Pozo: Triple Patas de Gallo

Fecha de perforación: 18-Ago-2000

° API: 9°

Arena productora: 4A, 4B

Sistema Multilateral: HOOK Hanger

Tipo de Bomba: BCP Griffin 98-1580

Fecha de Reparación: 20-Ene-2005

Categoría: 5 (Abandonado)

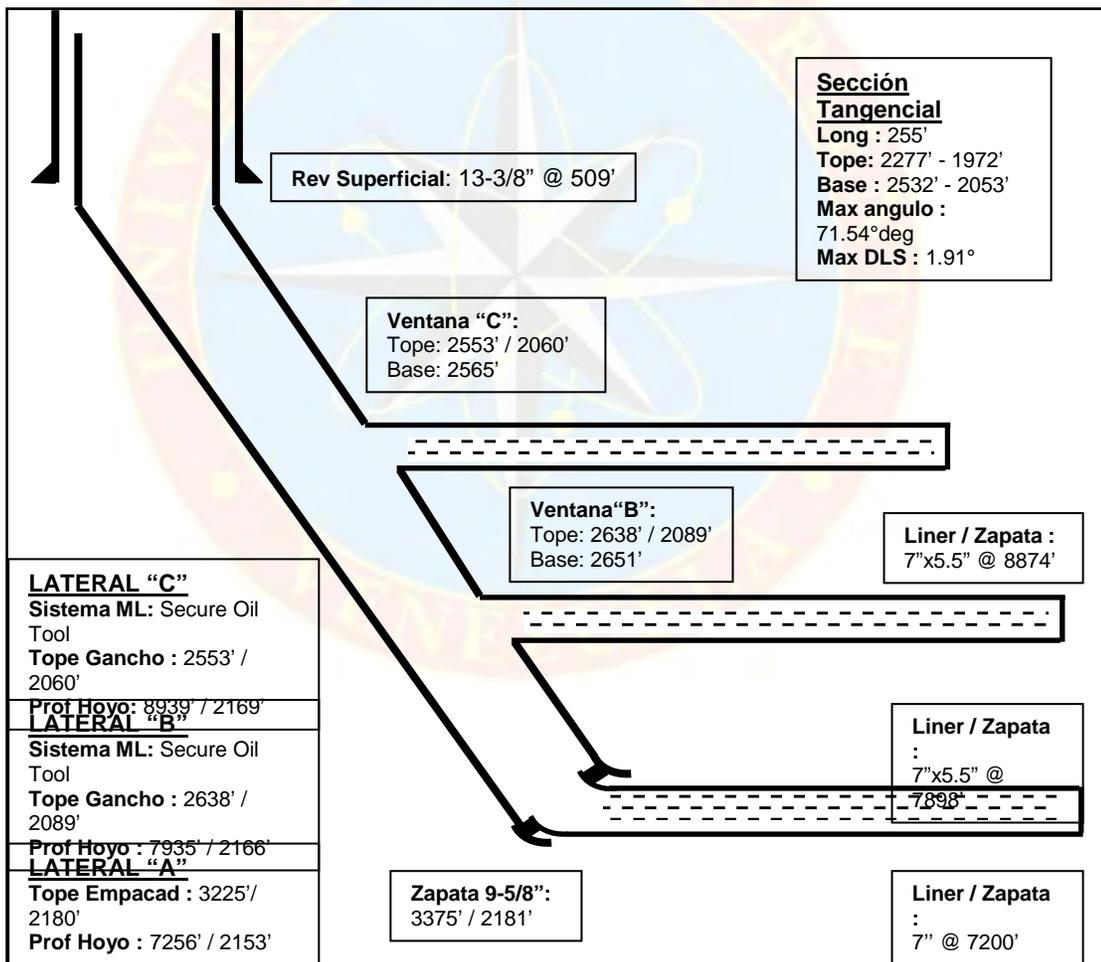


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LM17-03

Nombre común: LM17-03

Nombre legal: ZPZ0087

Macolla: LM17

Ubicación: N 935888.800 m, E 310098.750 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 21-Ene-2000

° API: 9°

Arena productora: 4A

Sistema Multilateral: HOOK Hanger

Tipo de Bomba: BES GC-6100 59 STG+16 STG

Fecha de Reparación: 26-Mar-2001

Categoría: 1 (Activo)

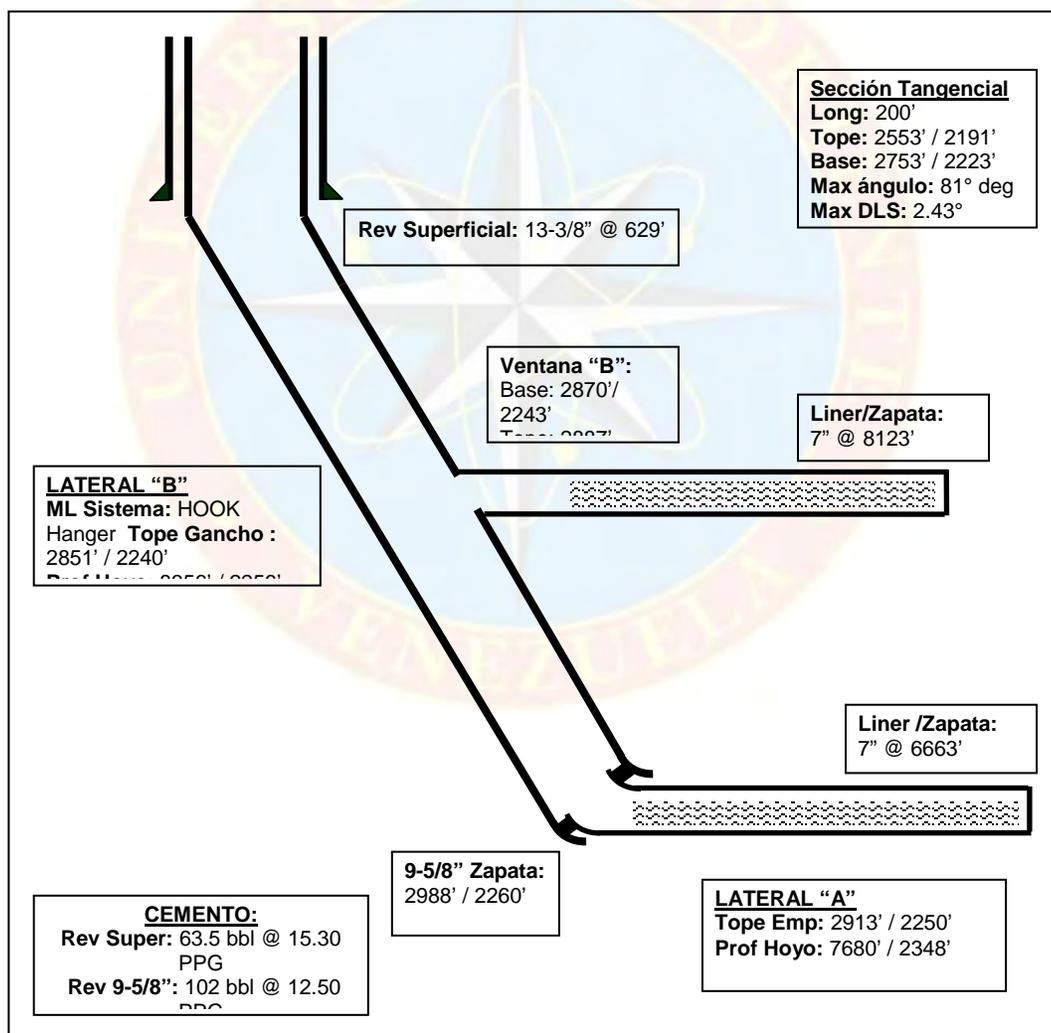


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LM21-08

Nombre común: LM21-08

Nombre legal: ZPZ0214

Macolla: LM21

Ubicación: N 933851.550 m, E 309834.210 m

Tipo de Pozo: Triple Apilado

Fecha de perforación: 29-Abr-2000

° API: 9°

Arena productora: 4A, 4B, 5A

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BCP Geremia 20.40-2100

Fecha de Reparación: 04-Oct-2003

Categoría: 5 (Abandonado)

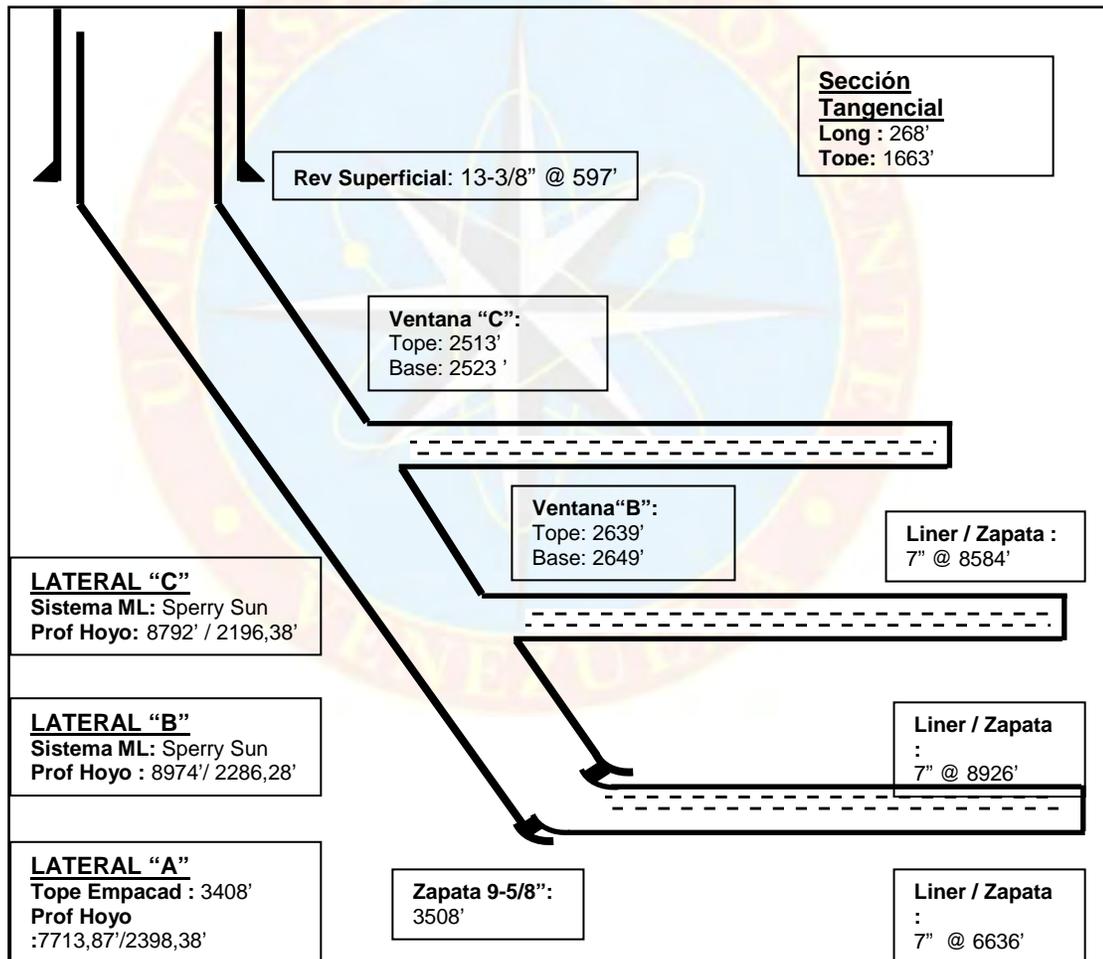


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO NO18-05

Nombre común: NO18-05

Nombre legal: ZPZ0336

Macolla: NO18

Ubicación: N 935285.710 m, E 313622.770 m

Tipo de Pozo: Doble Apilado

Fecha de perforación: 03-Ago-2001

° API: 9°

Arena productora: 4A, 4B, 5A

Sistema Multilateral: Sperry Sun

Tipo de Bomba: BES GC-4100 58 STG+16 NPSH

Fecha de Reparación: 03-Ene-2004

Categoría: 2 (Esperando reparación menor)

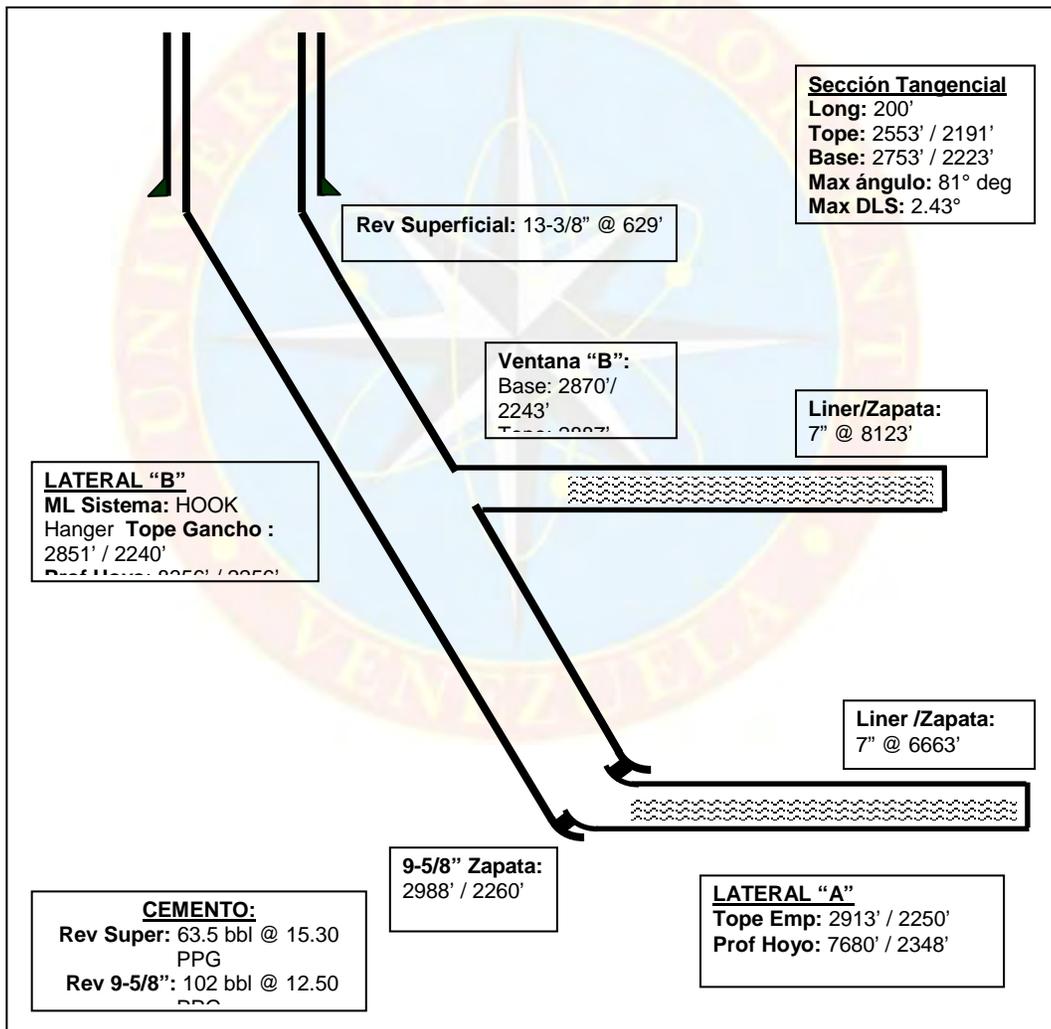


DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO NO18-02

Nombre común: NO18-02

Nombre legal: ZPZ0333

Macolla: NO18

Ubicación: N 935308.210 m, E 313622.770 m

Tipo de Pozo: Doble Alas de Gaviota

Fecha de perforación: 10-Oct-2001

° API: 9°

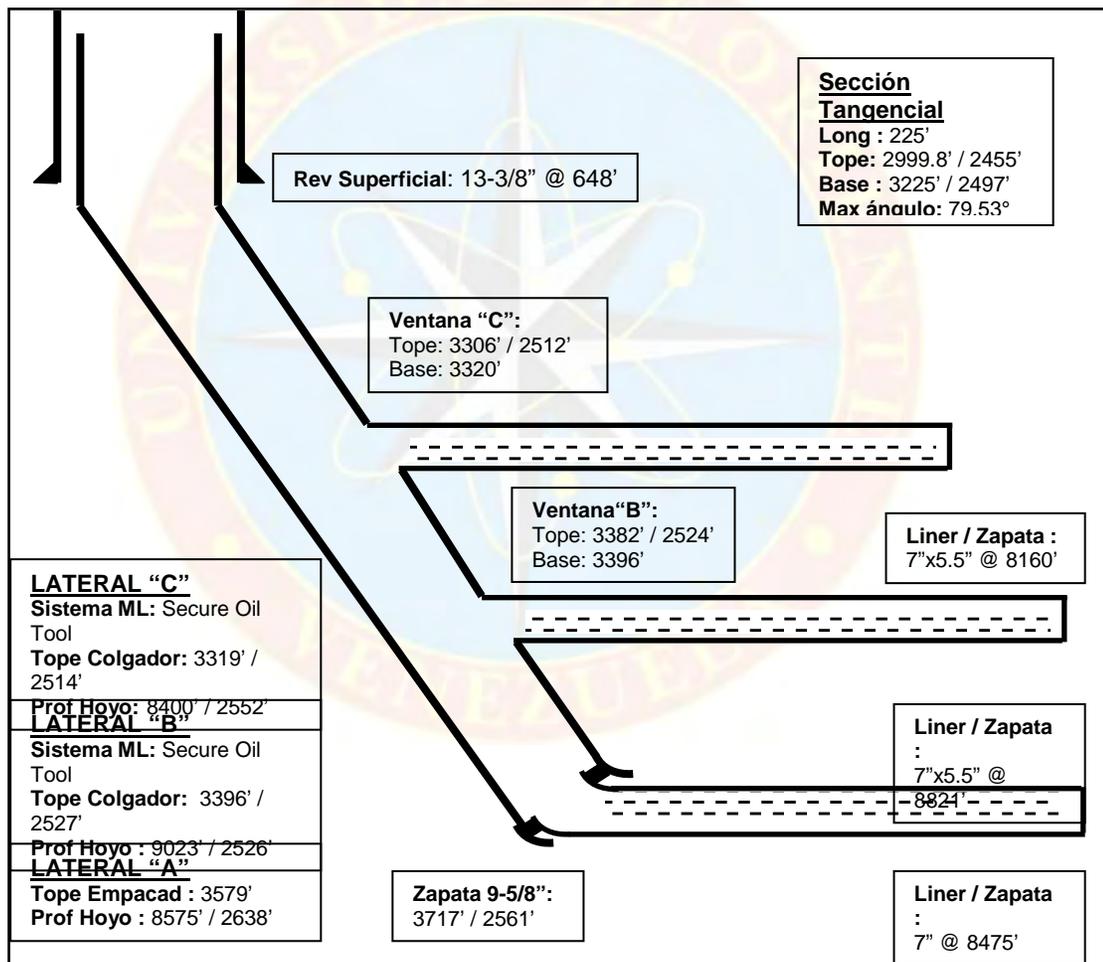
Arena productora: 4A, 4B, 5A

Sistema Multilateral: Secure oil Tool

Tipo de Bomba: BCP Geremia 24.40-1200

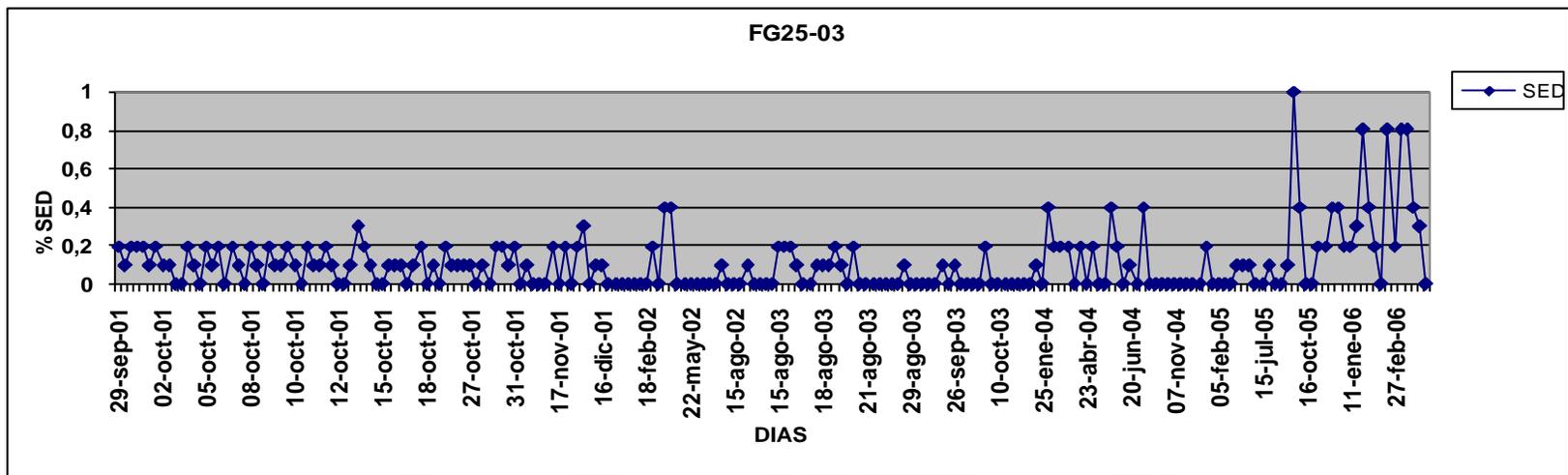
Fecha de Reparación: 03-Nov-2003

Categoría: 5 (Abandonado)

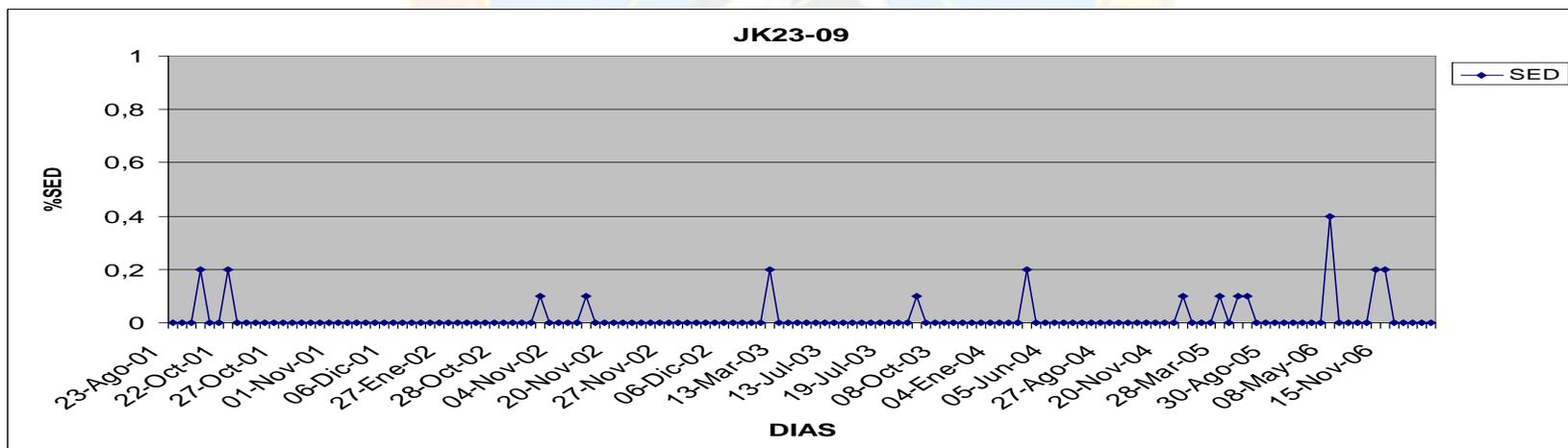




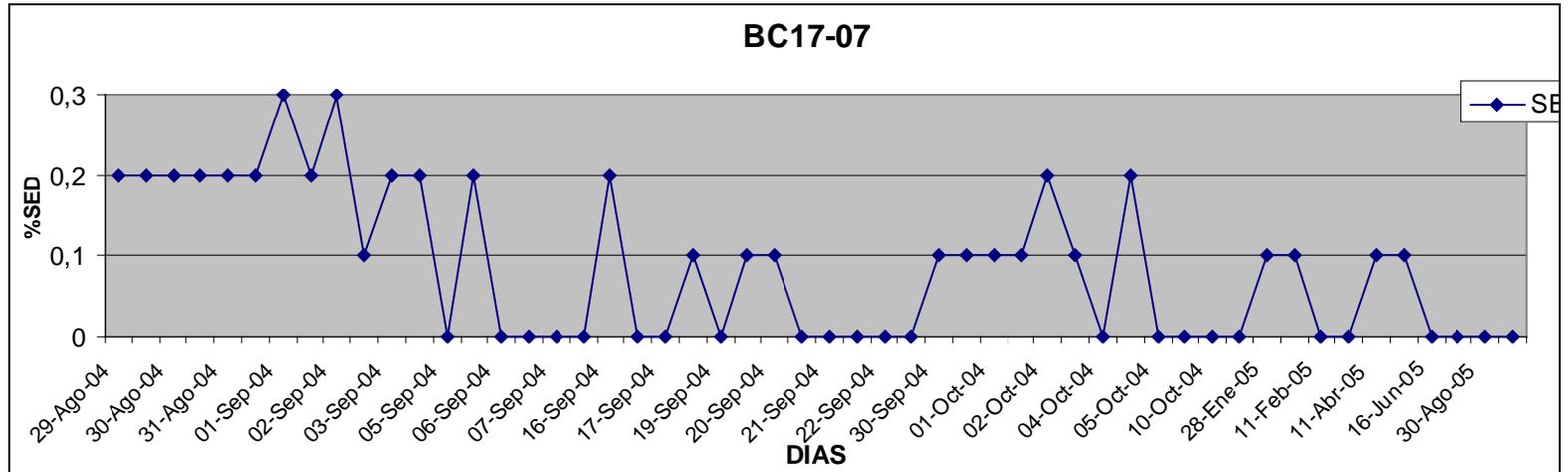
APÉNDICE B
COMPORTAMIENTO DE SEDIMENTOS ANTES
DE LA REPARACIÓN



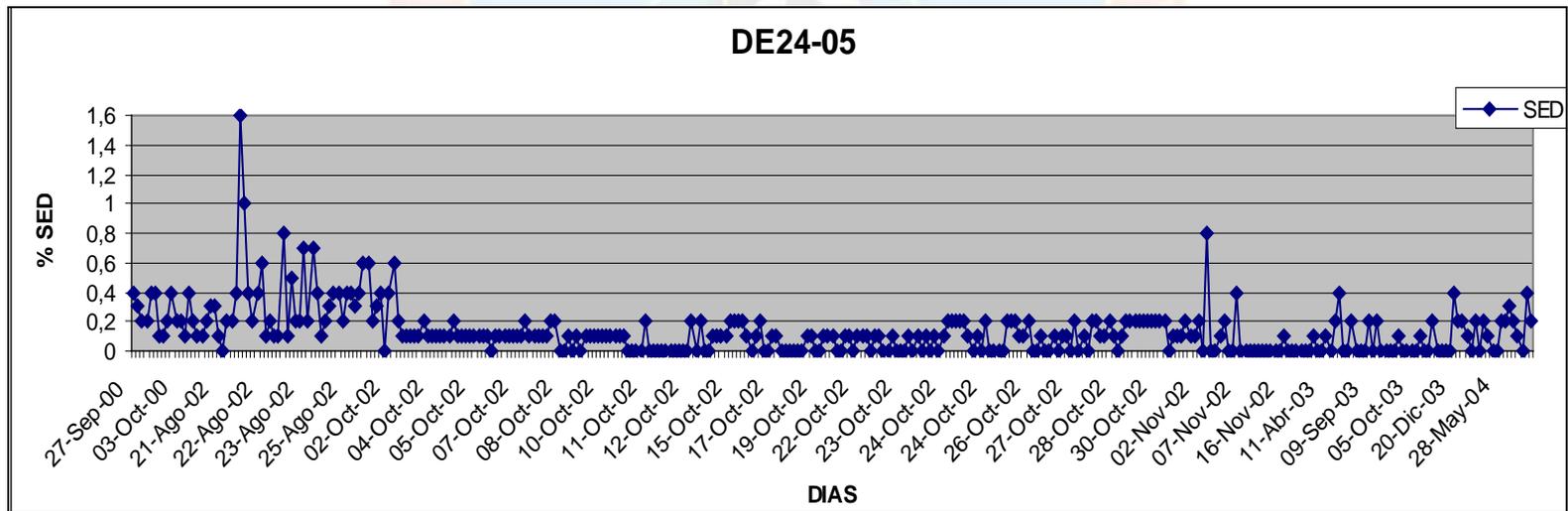
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo FG25-03



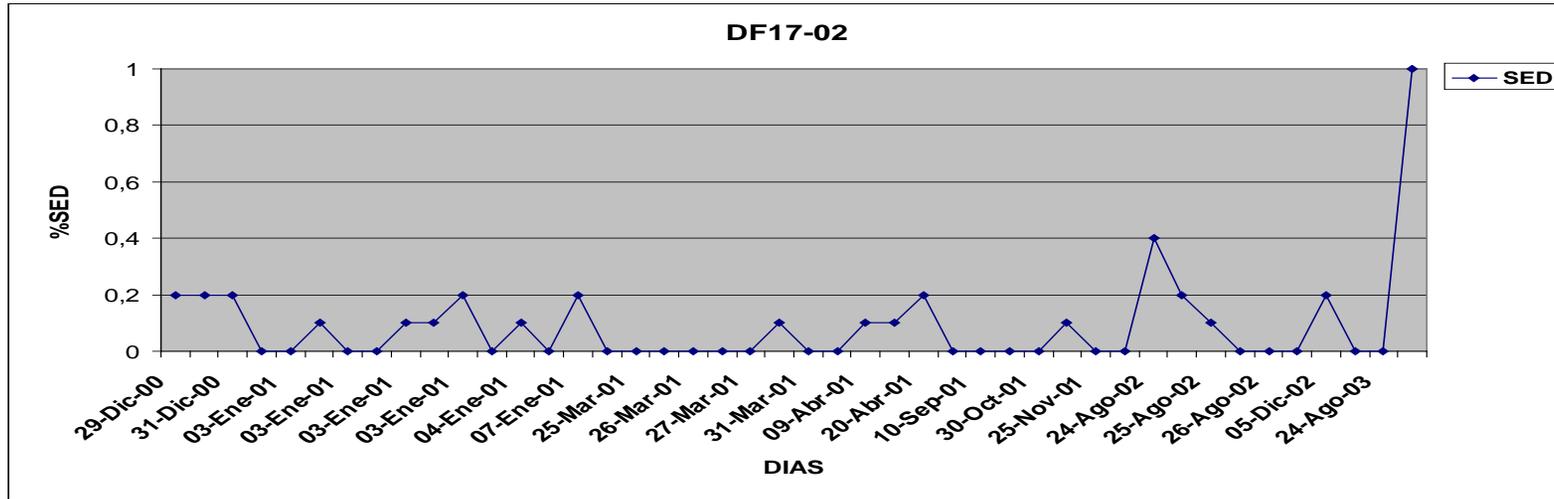
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo JK23-09



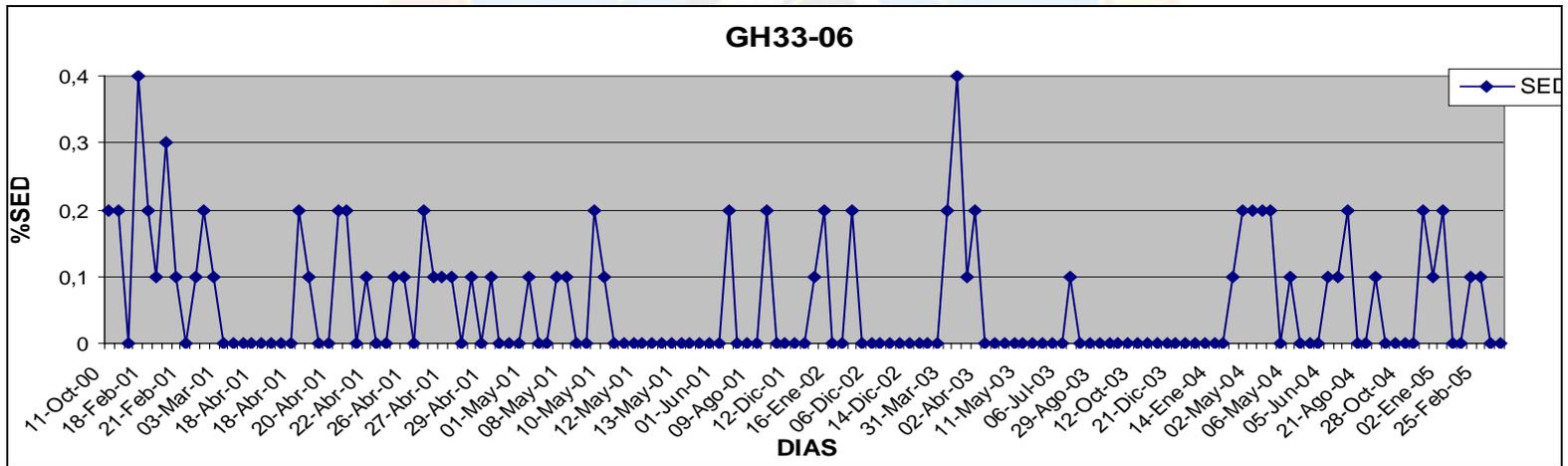
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo BC17-07



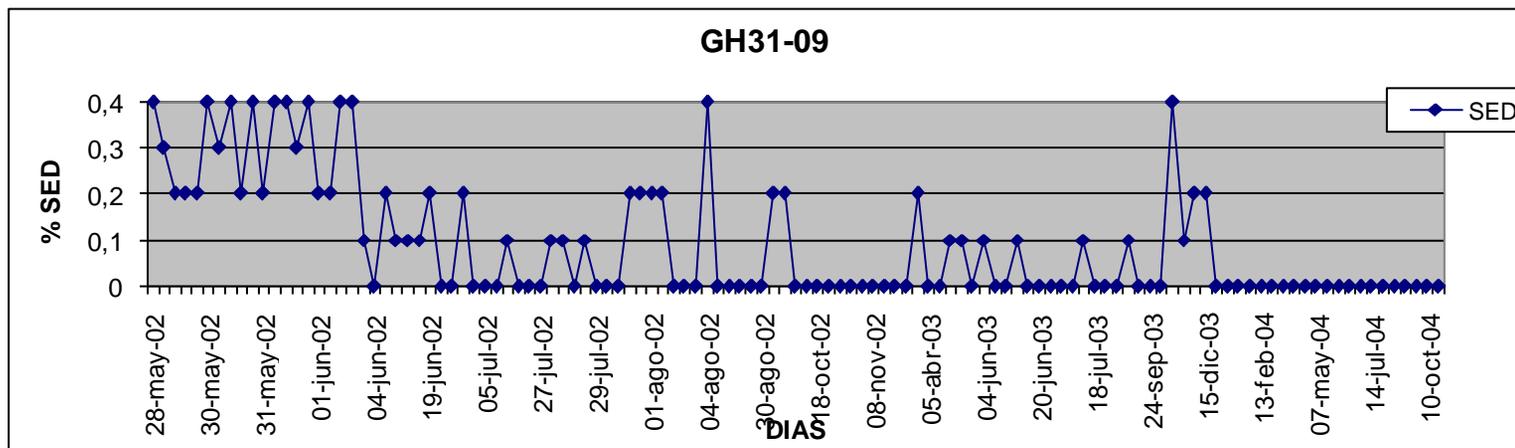
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo DE24-05



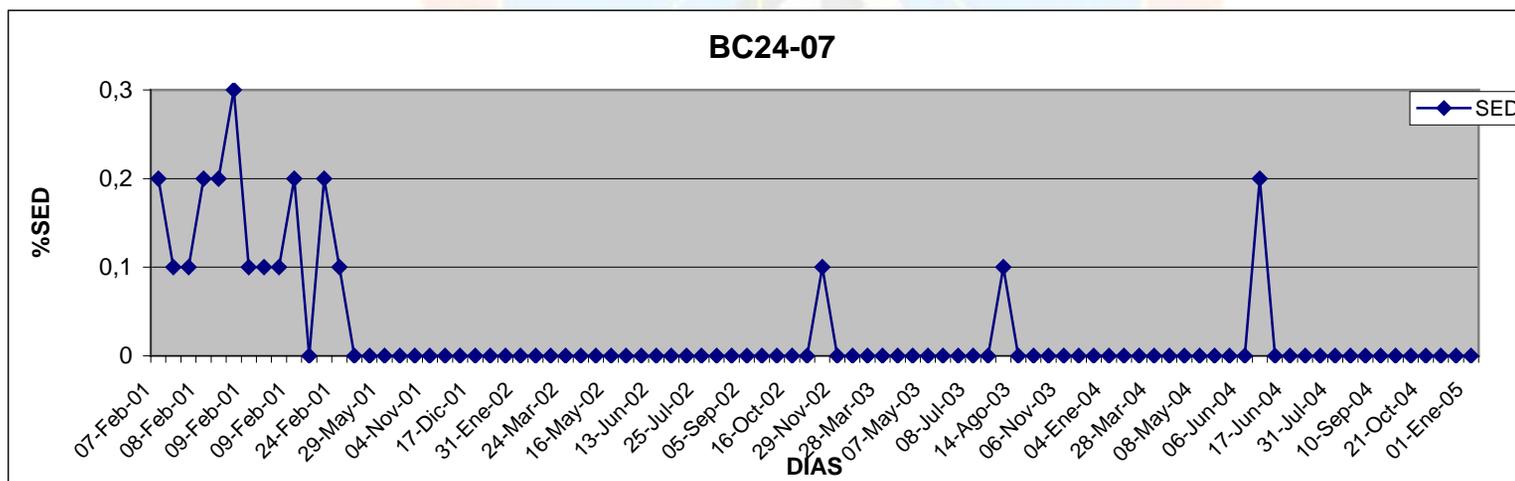
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo DF17-02



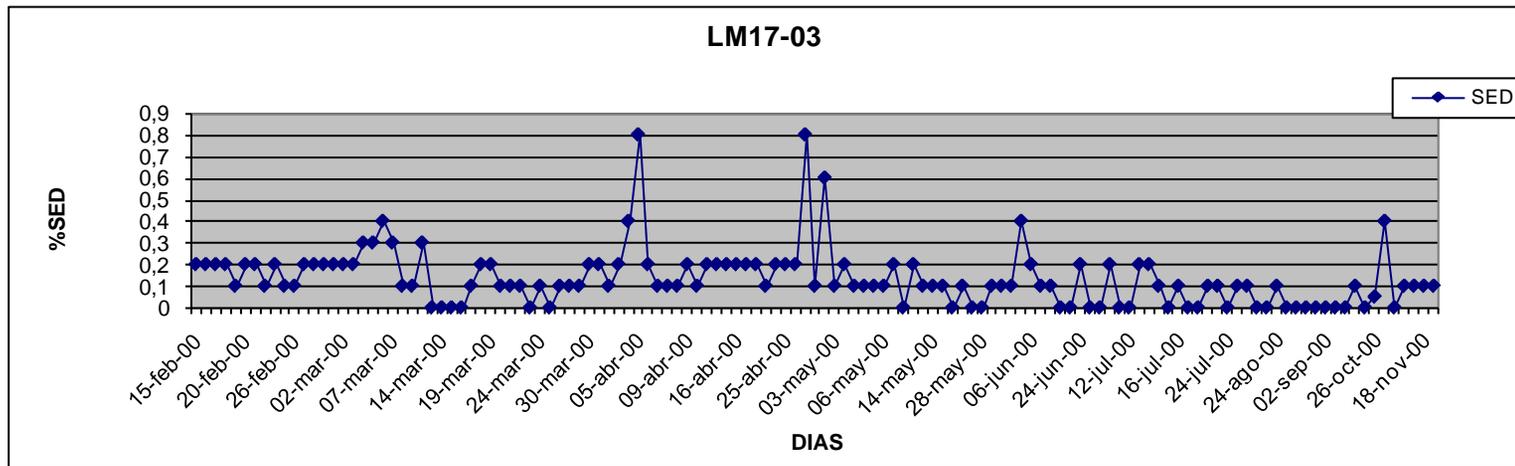
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo GH33-06



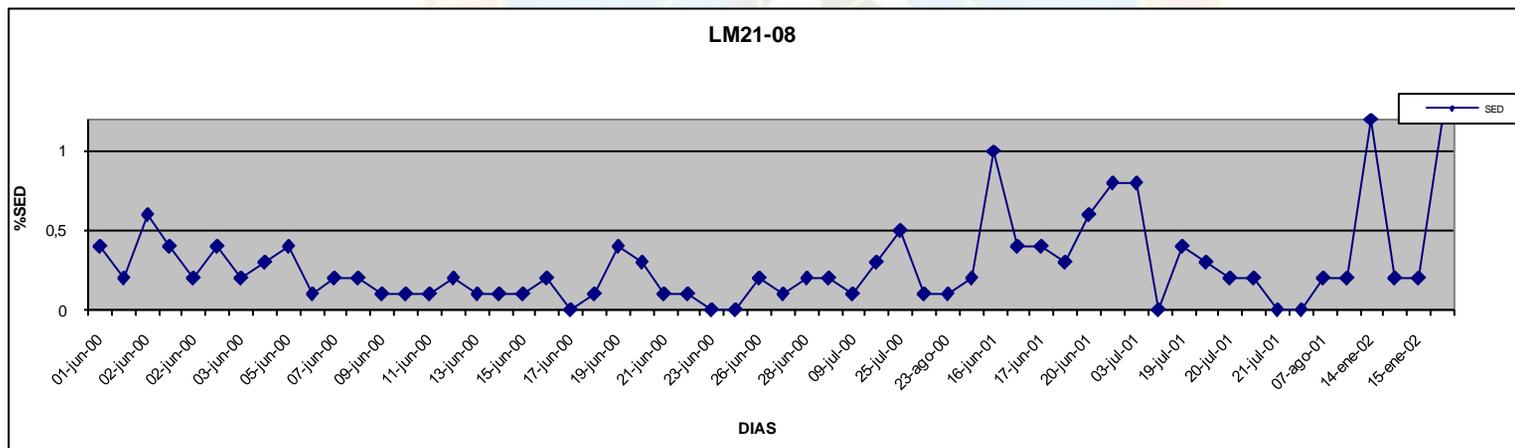
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo GH31-09



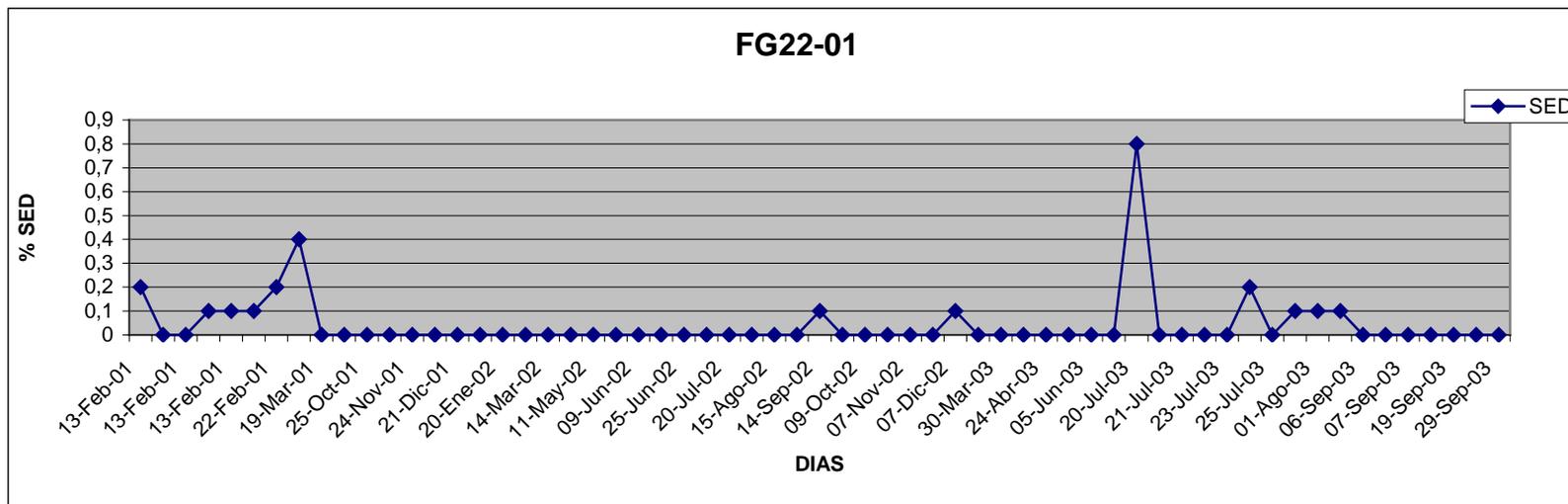
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo BC24-07



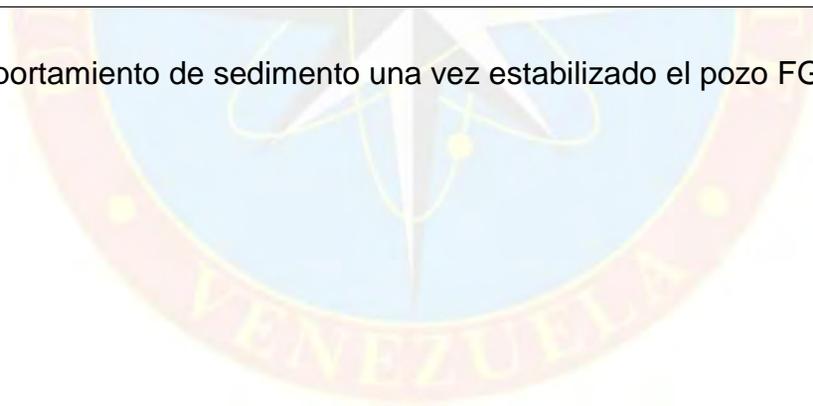
Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo LM17-03



Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo LM21-08

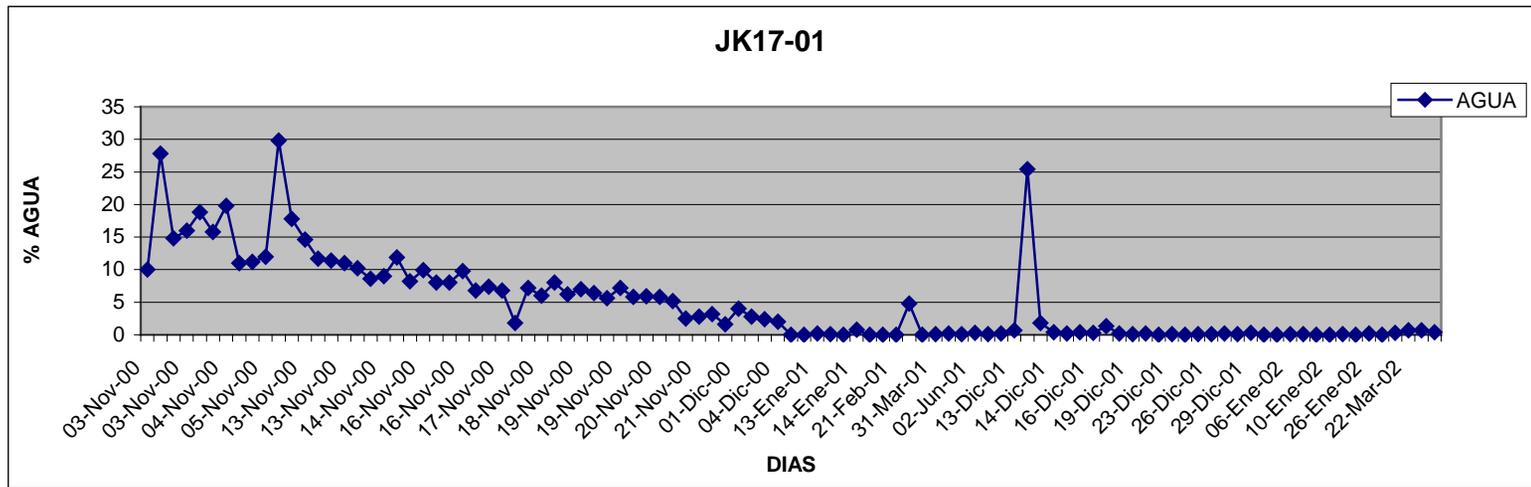


Comportamiento de sedimento una vez estabilizado el pozo FG22-01

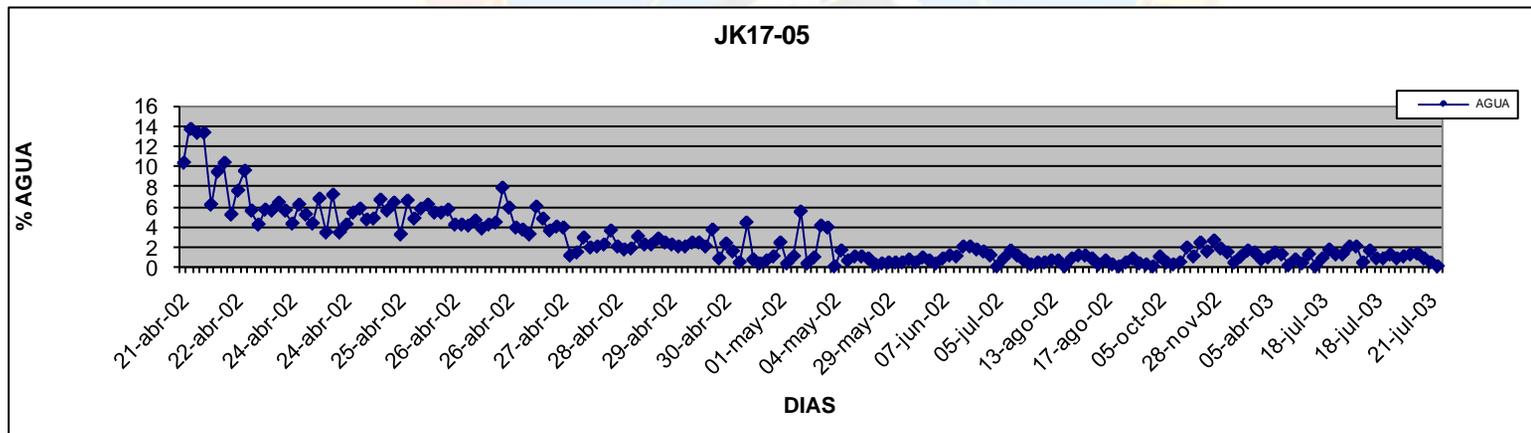




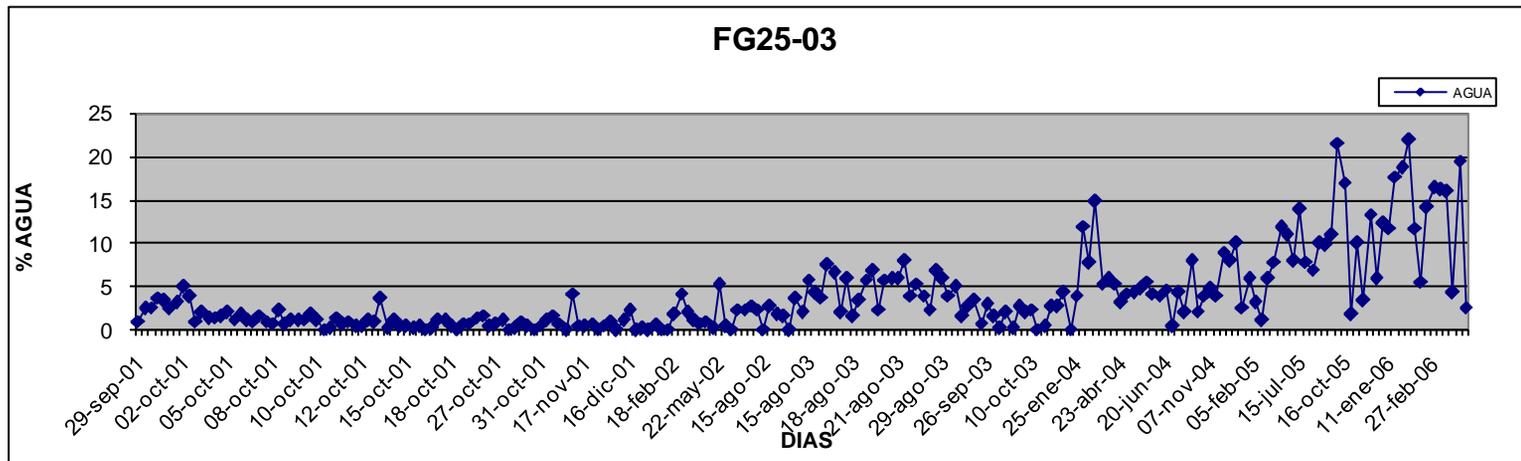
APÉNDICE C
COMPORTAMIENTO DEL AGUA ANTES DE LA
REPARACIÓN



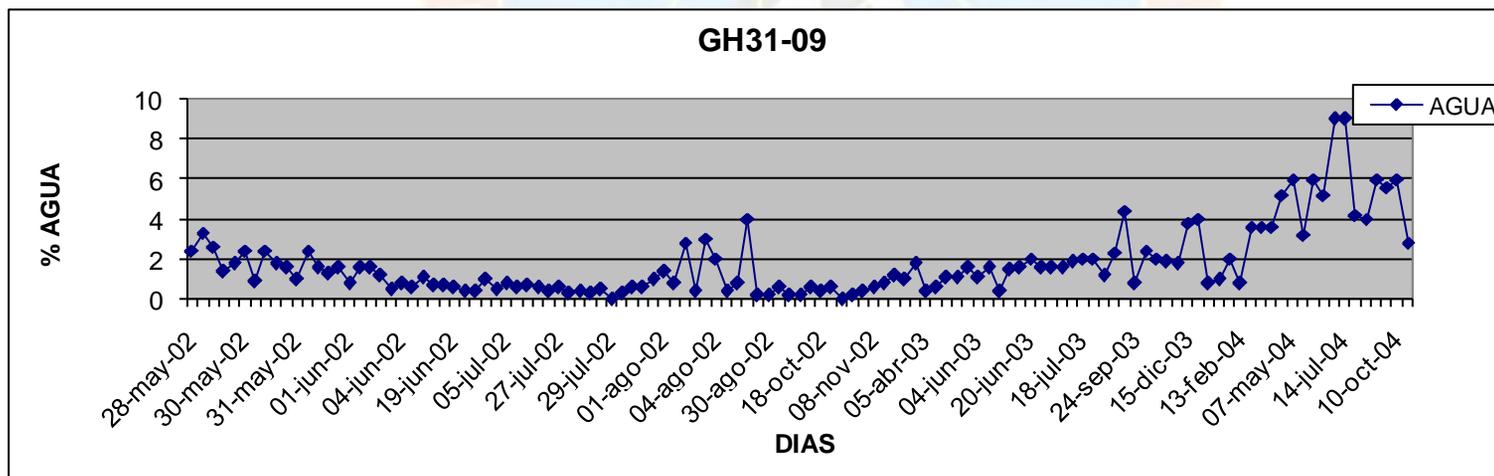
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo JK17-01



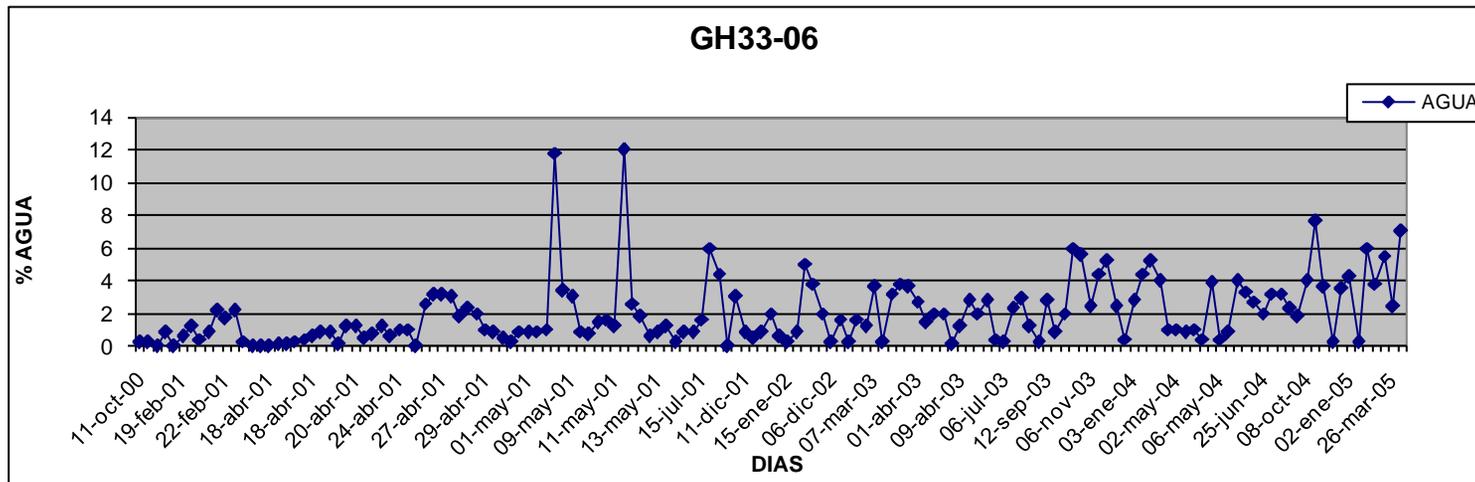
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo JK17-05



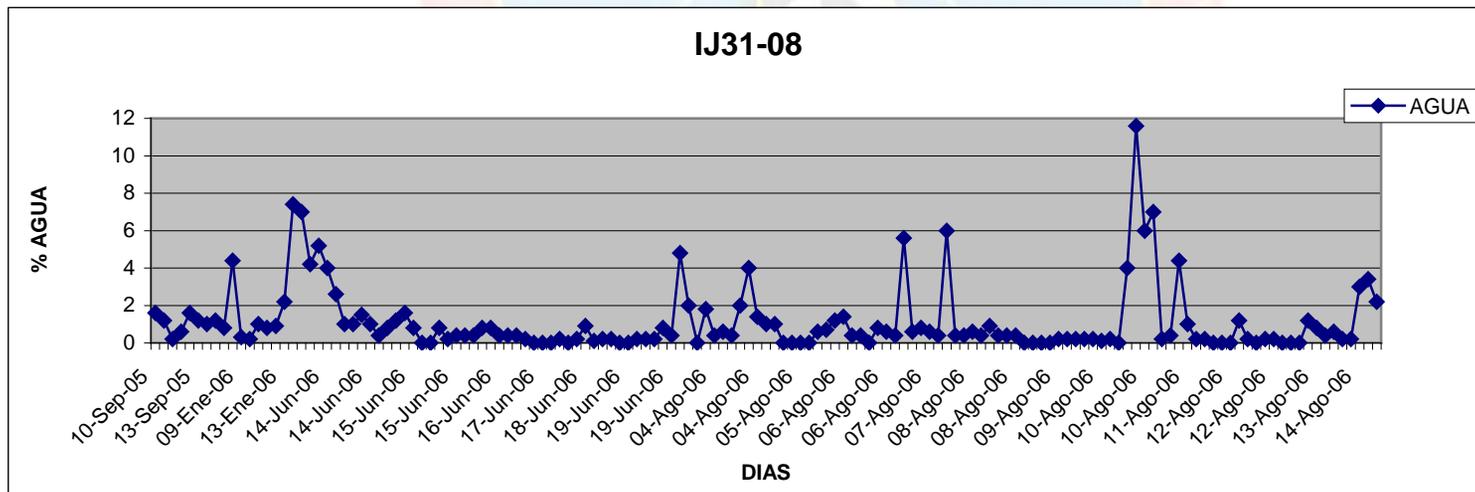
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo FG25-03



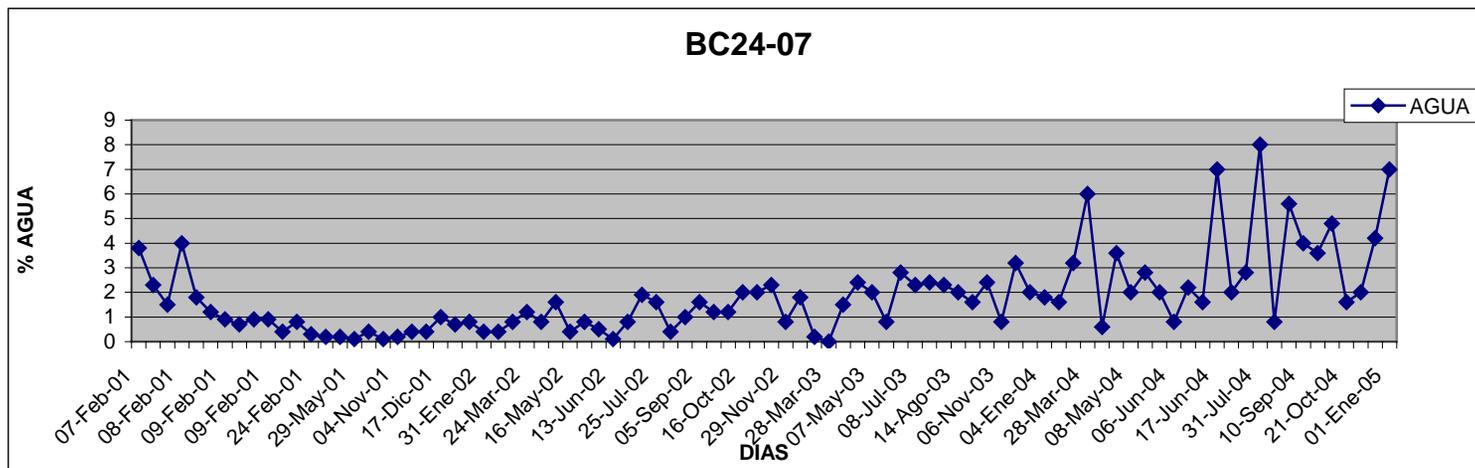
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo JK-09



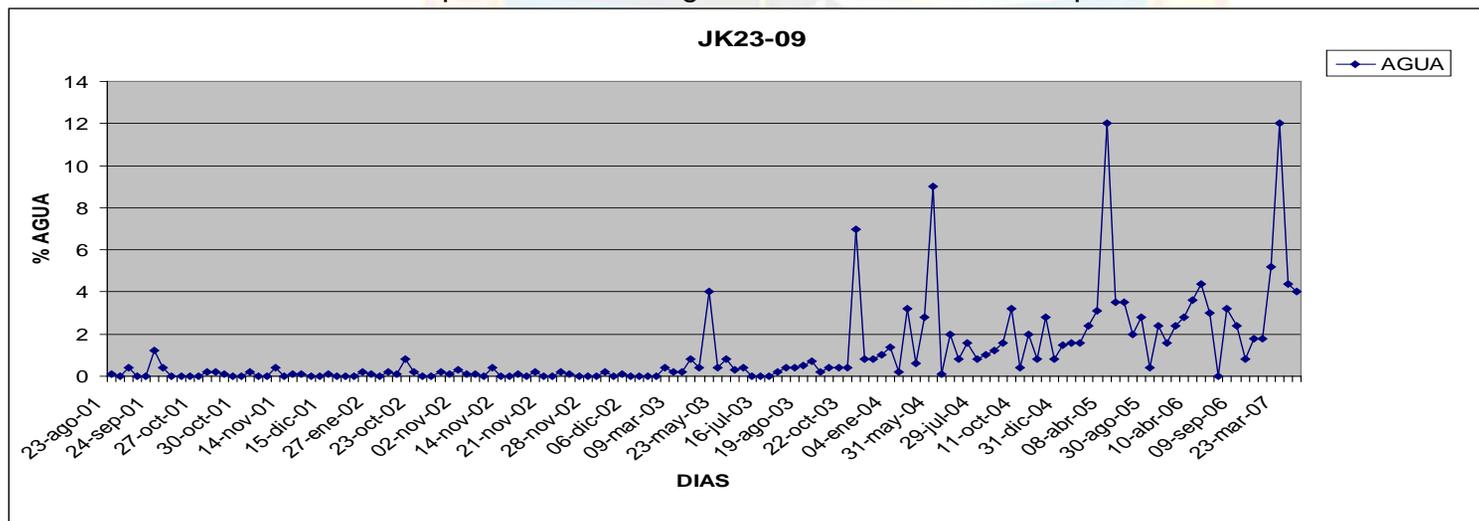
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo GH33-06



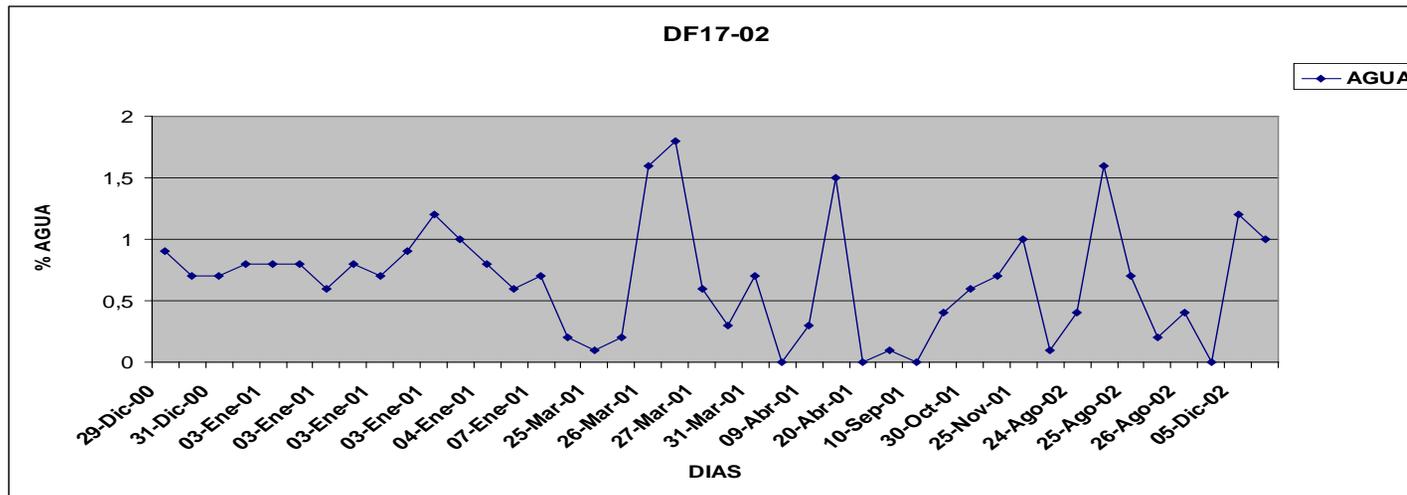
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo IJ31-08



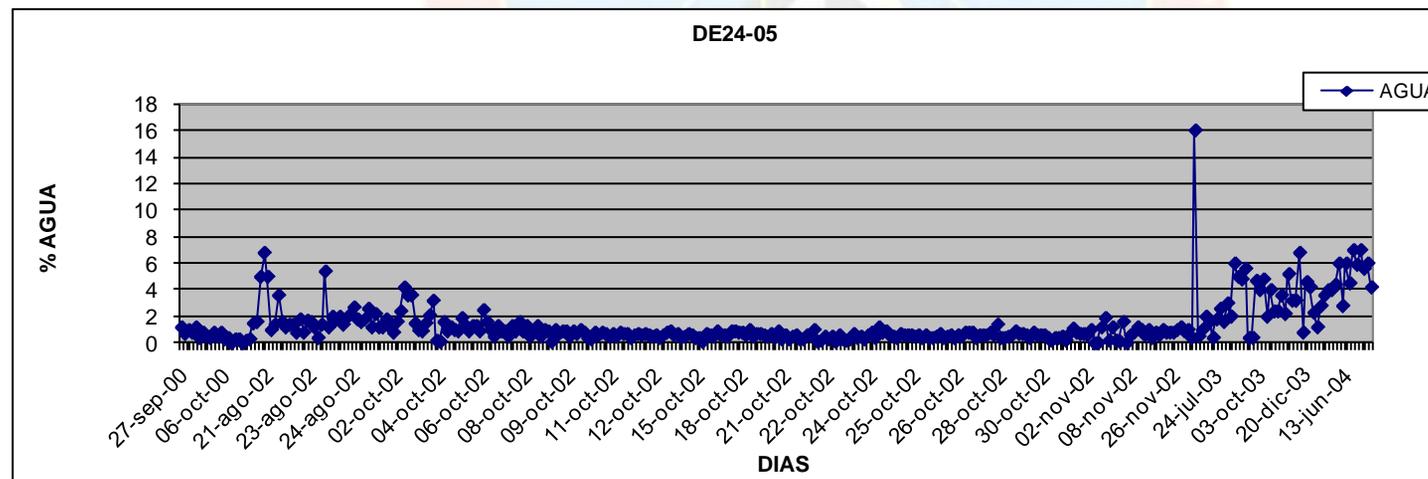
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo BC24-07



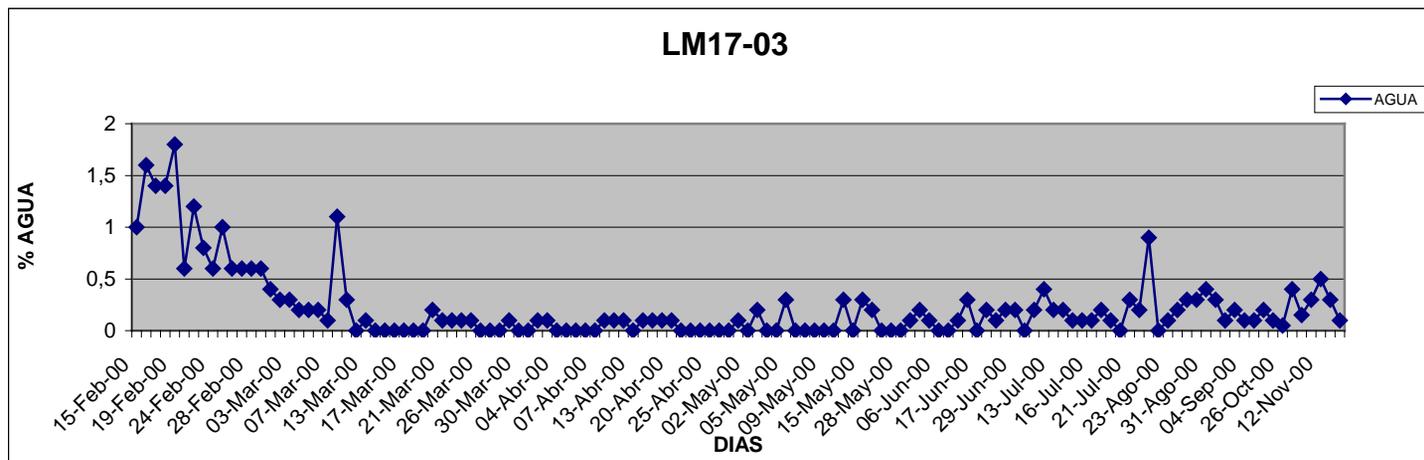
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo JK23-09



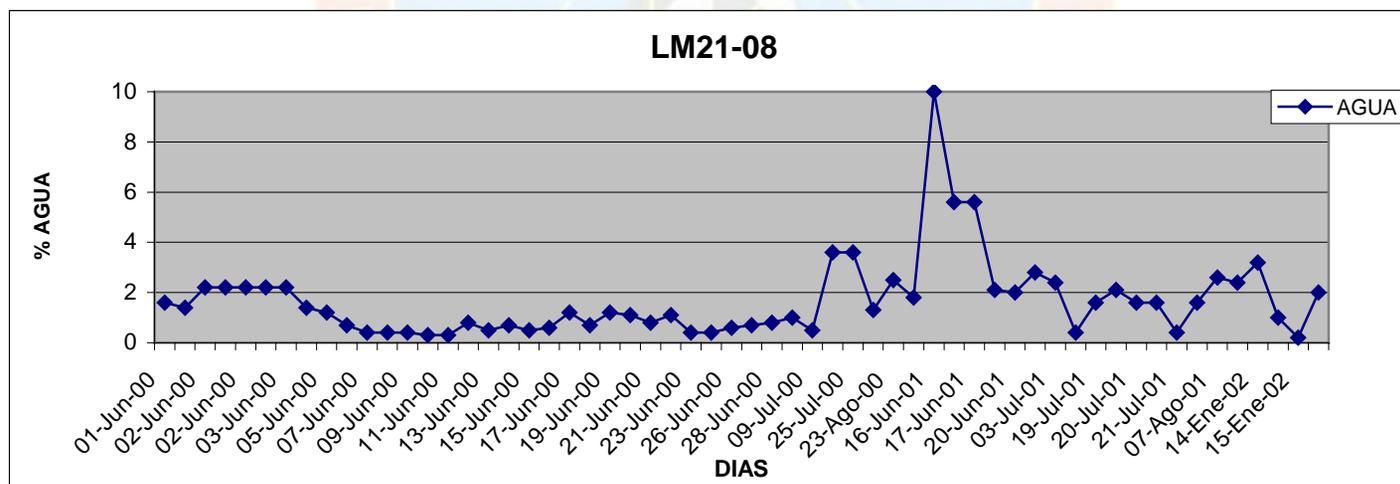
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo DF17-02



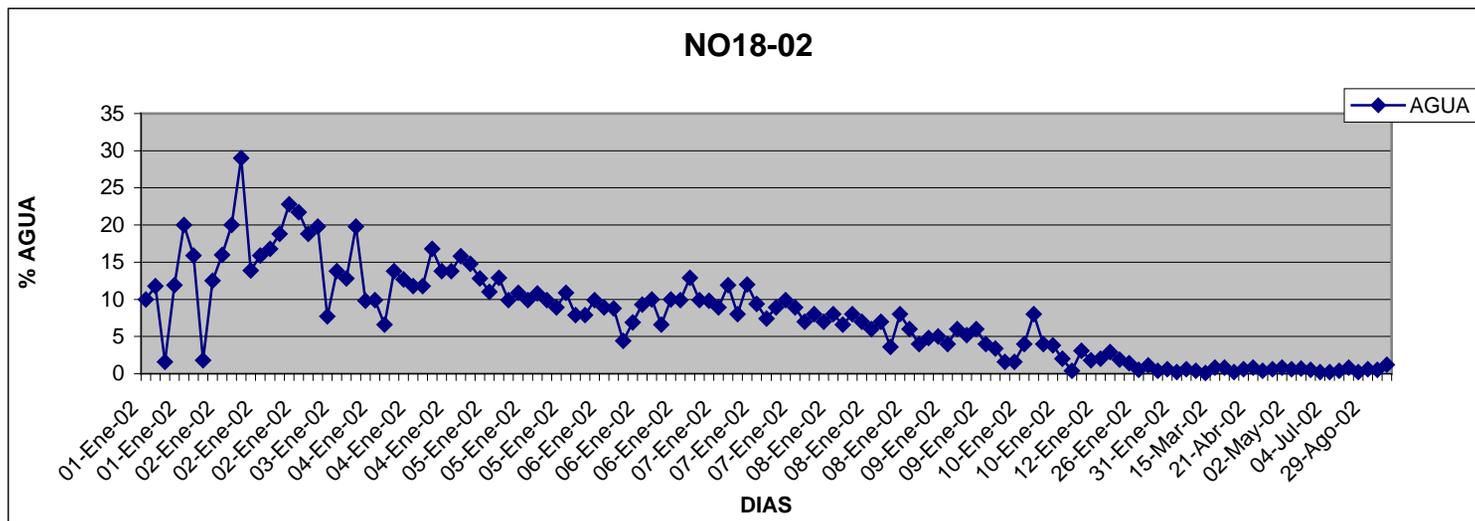
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo DE24-05



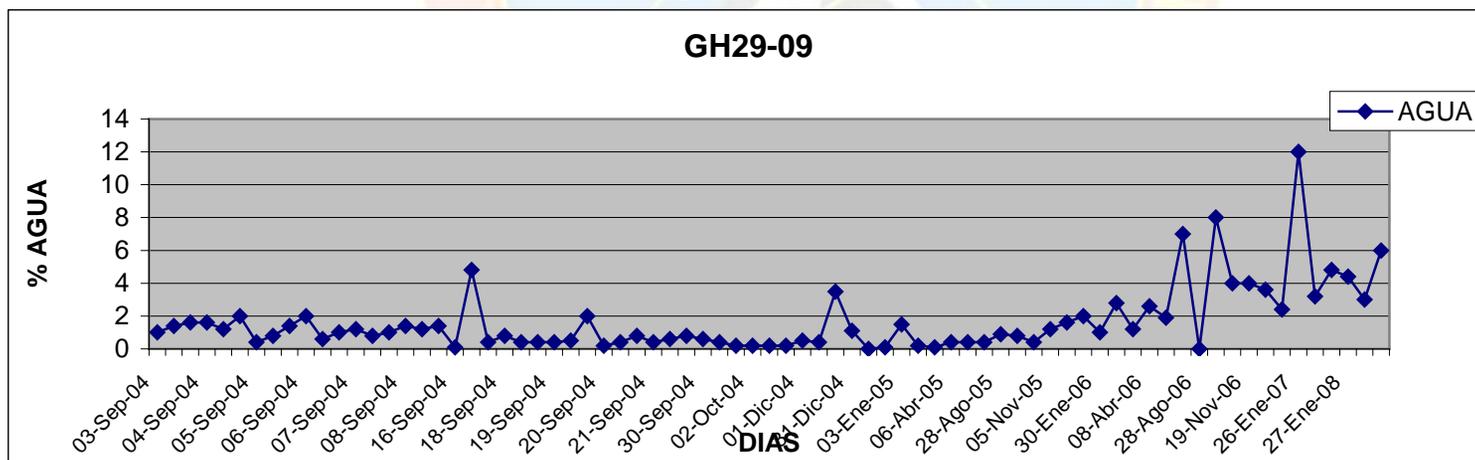
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo LM17-03

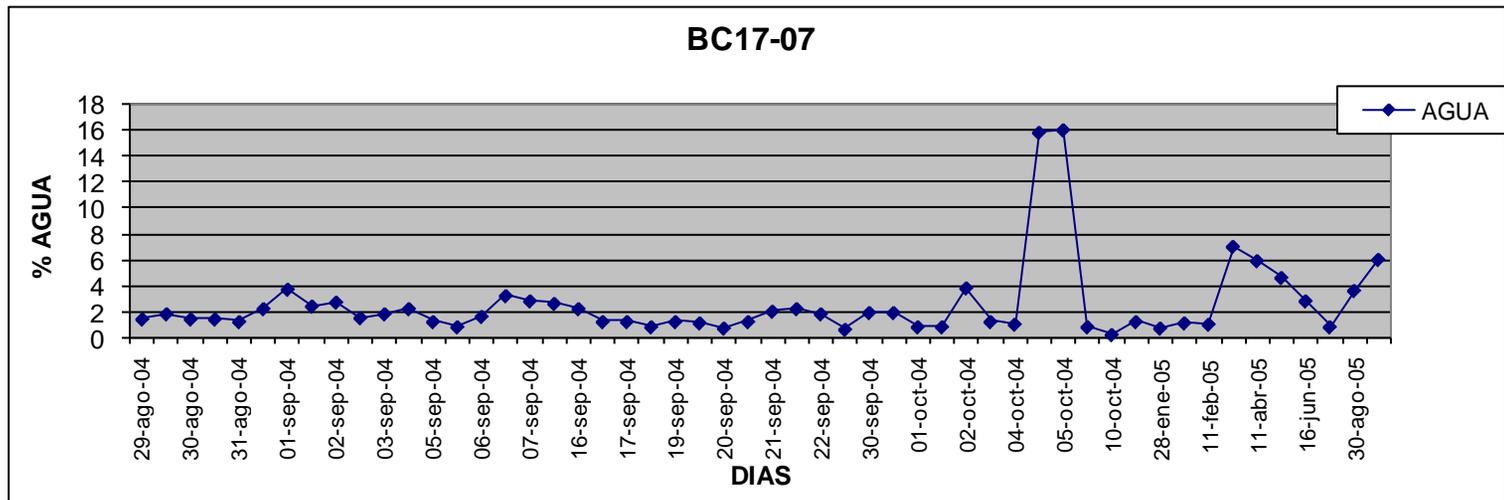


Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo LM21-08

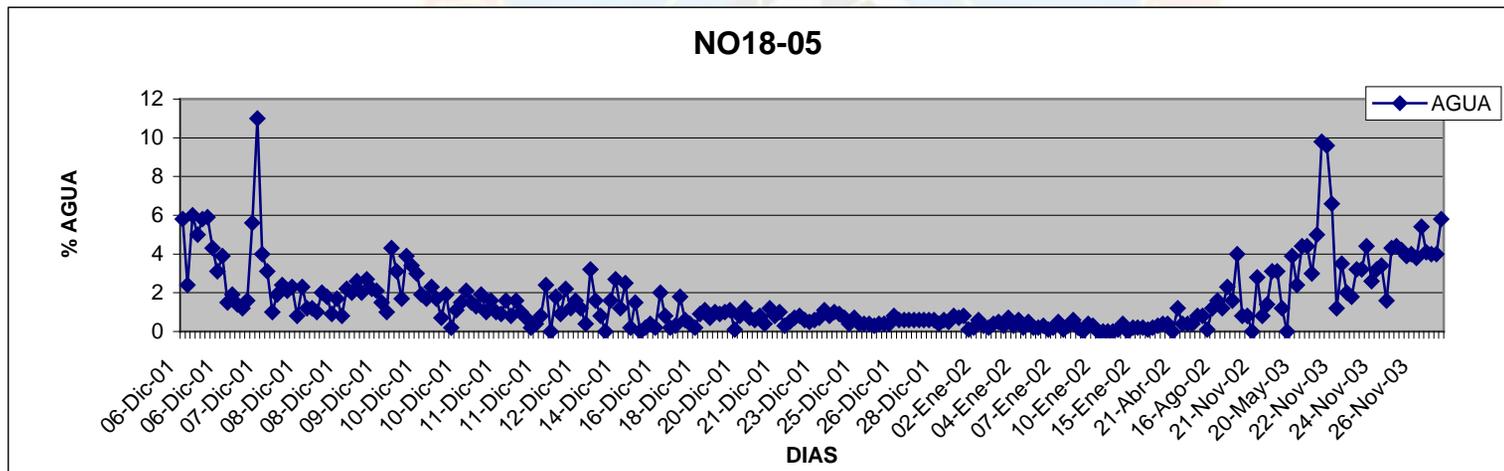


Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo NO18-02

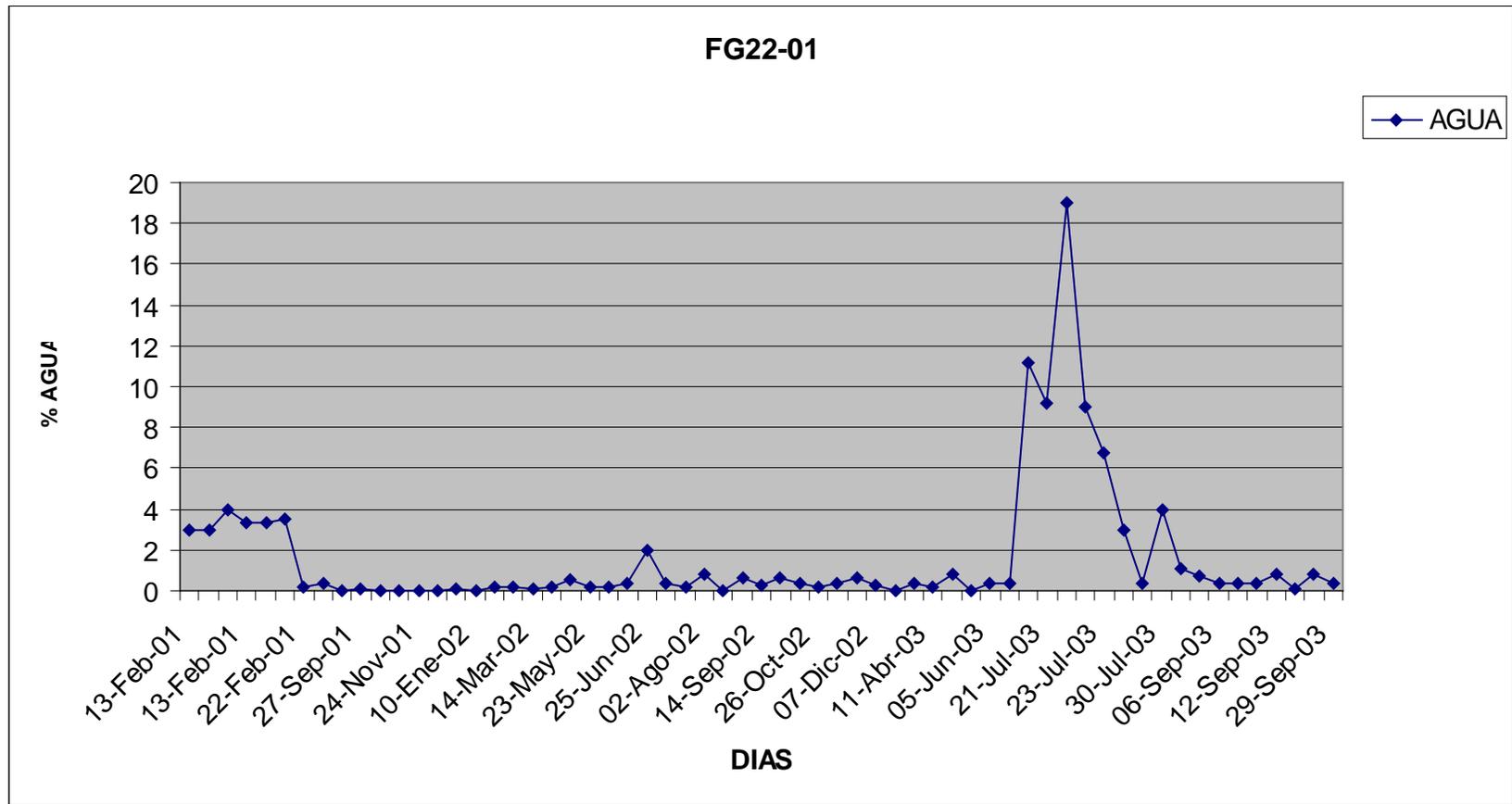




Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo BC17-07



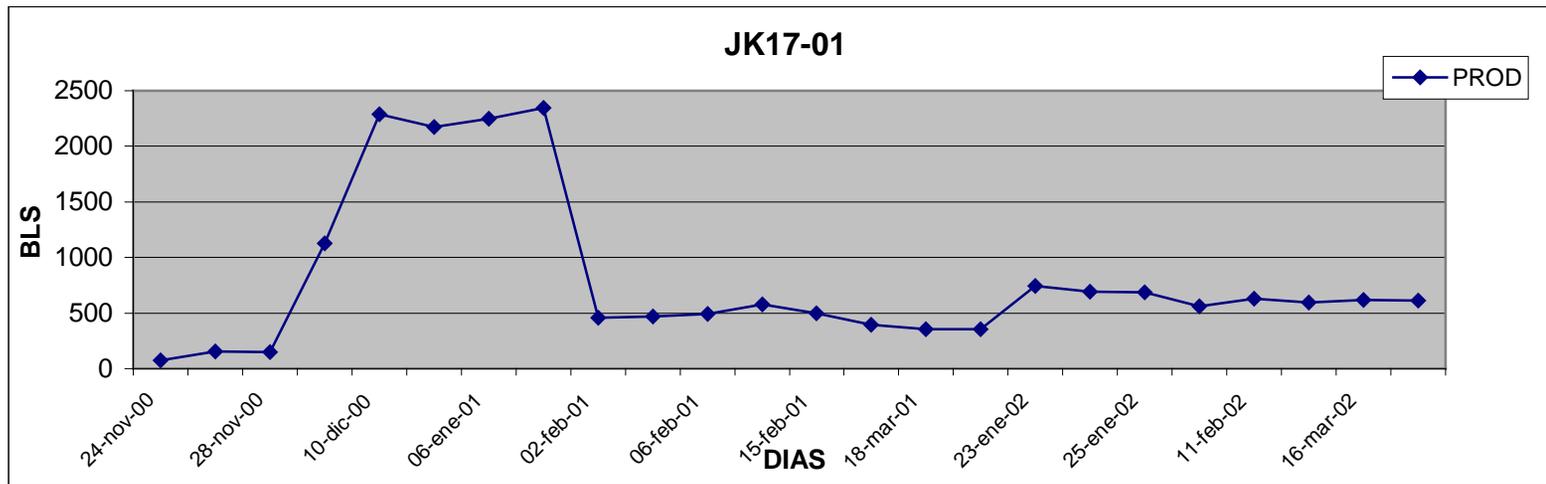
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo NO18-05



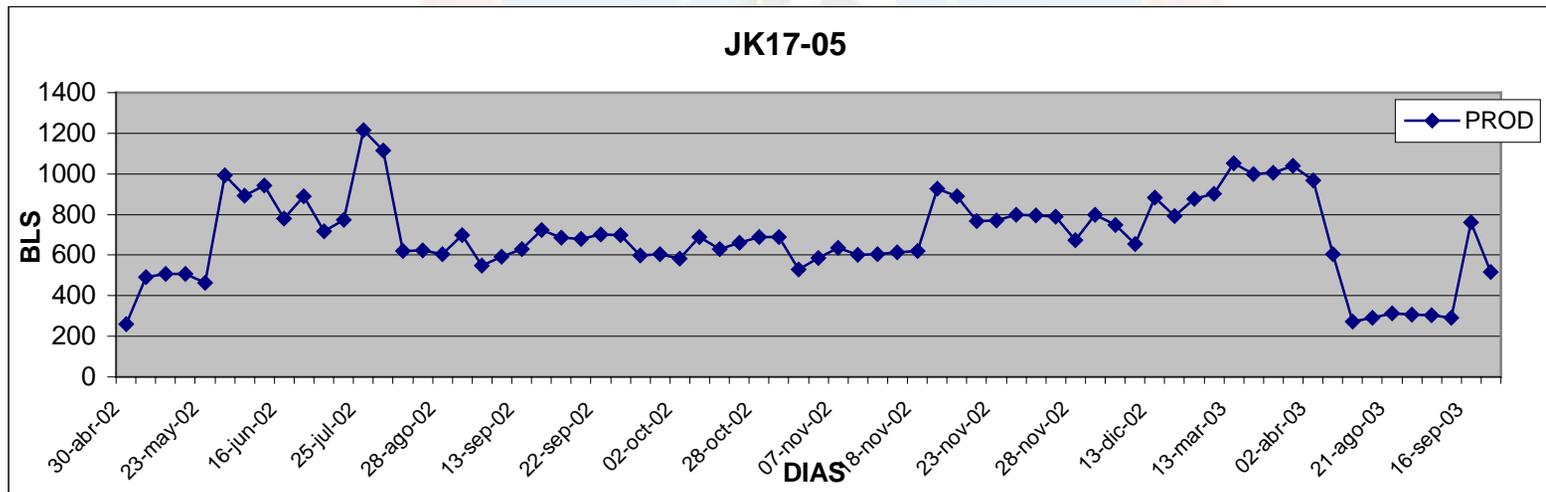
Comportamiento de agua una vez estabilizado el pozo FG22-01



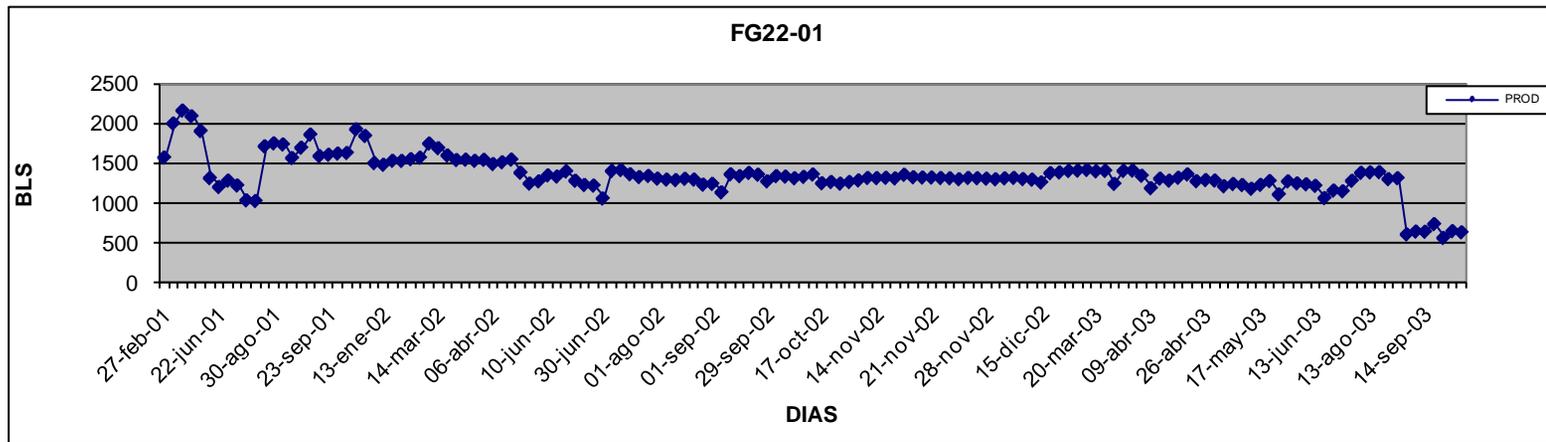
APÉNDICE D
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANTES DE LA
REPARACIÓN



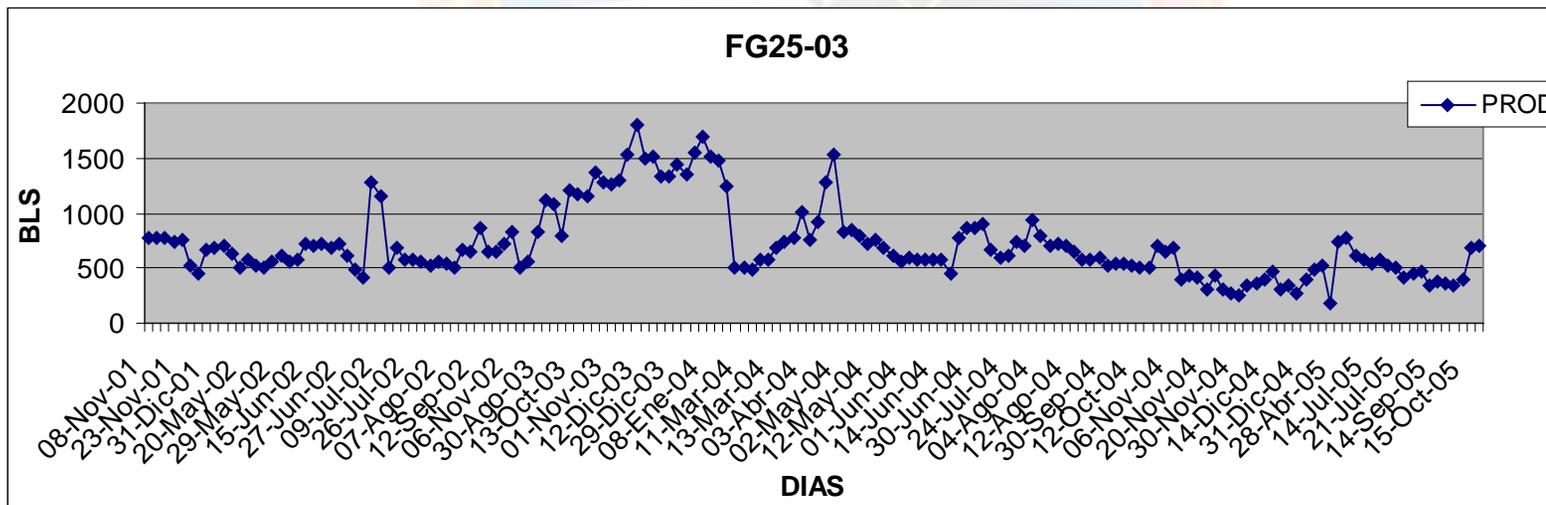
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo JK17-01



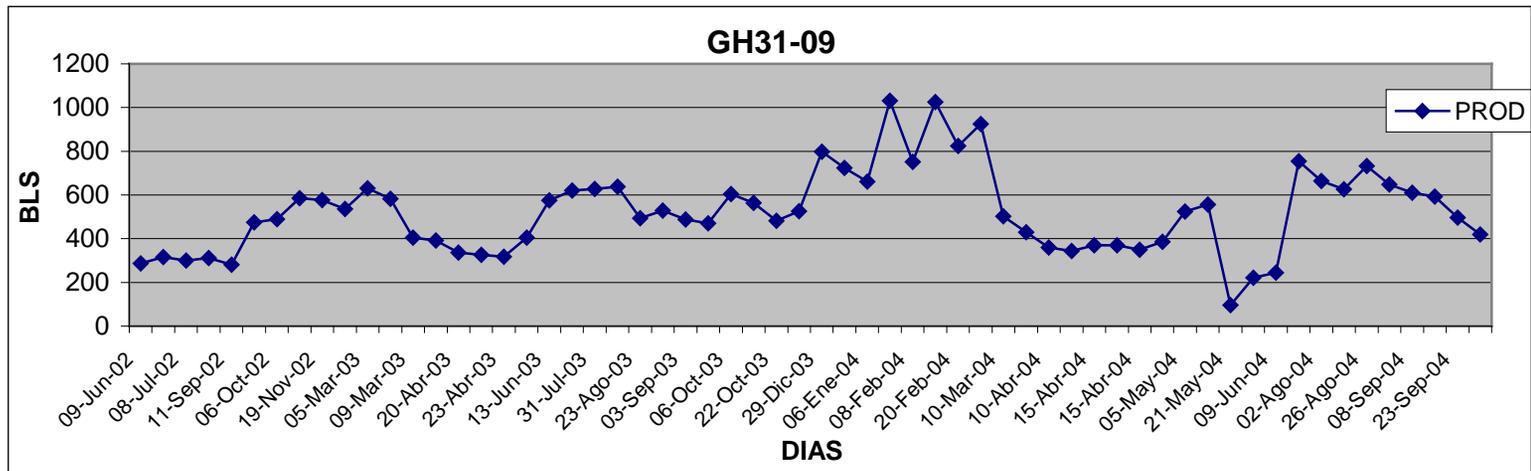
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo JK17-05



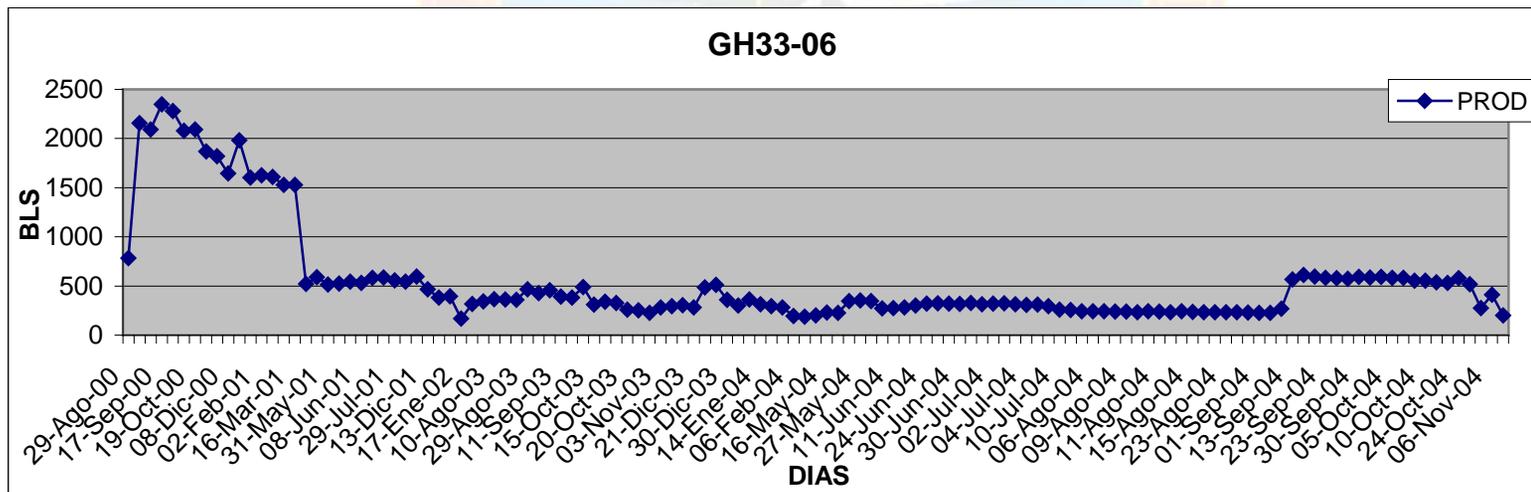
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo FG22-01



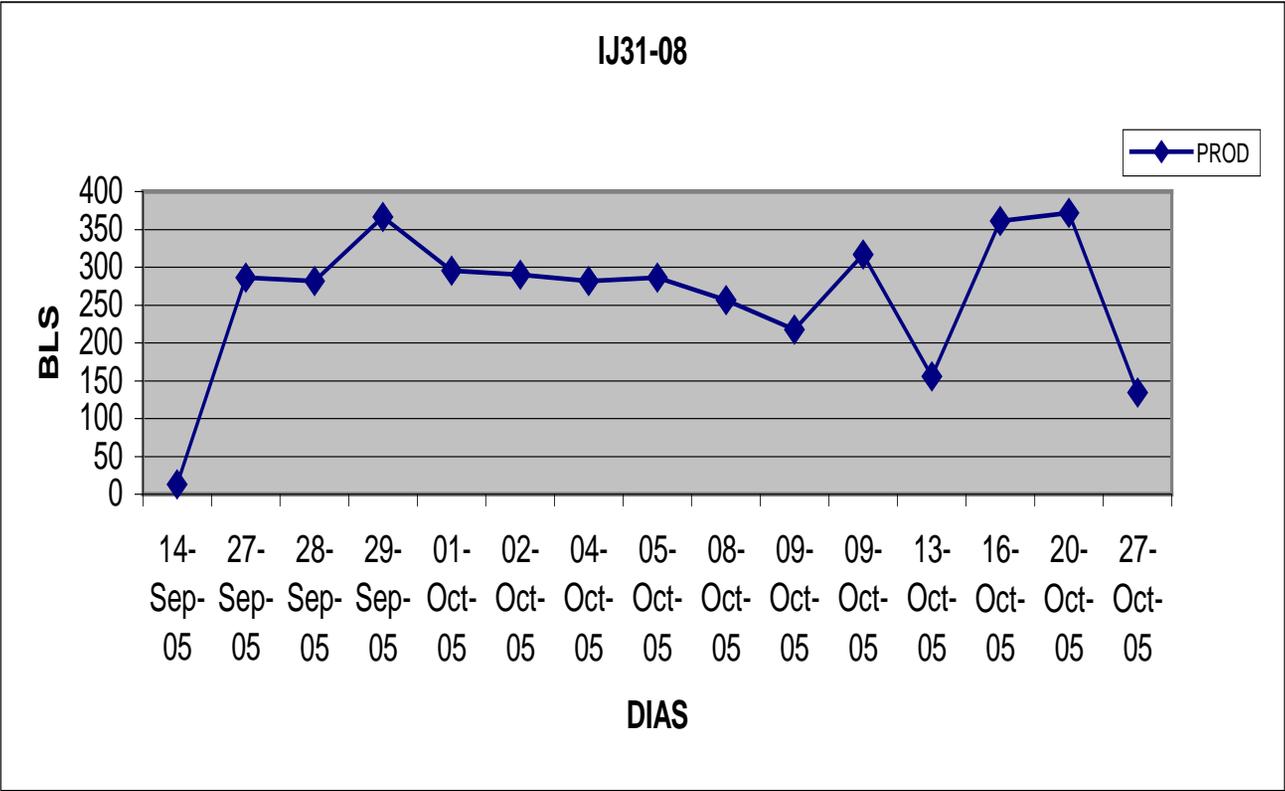
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo FG25-03



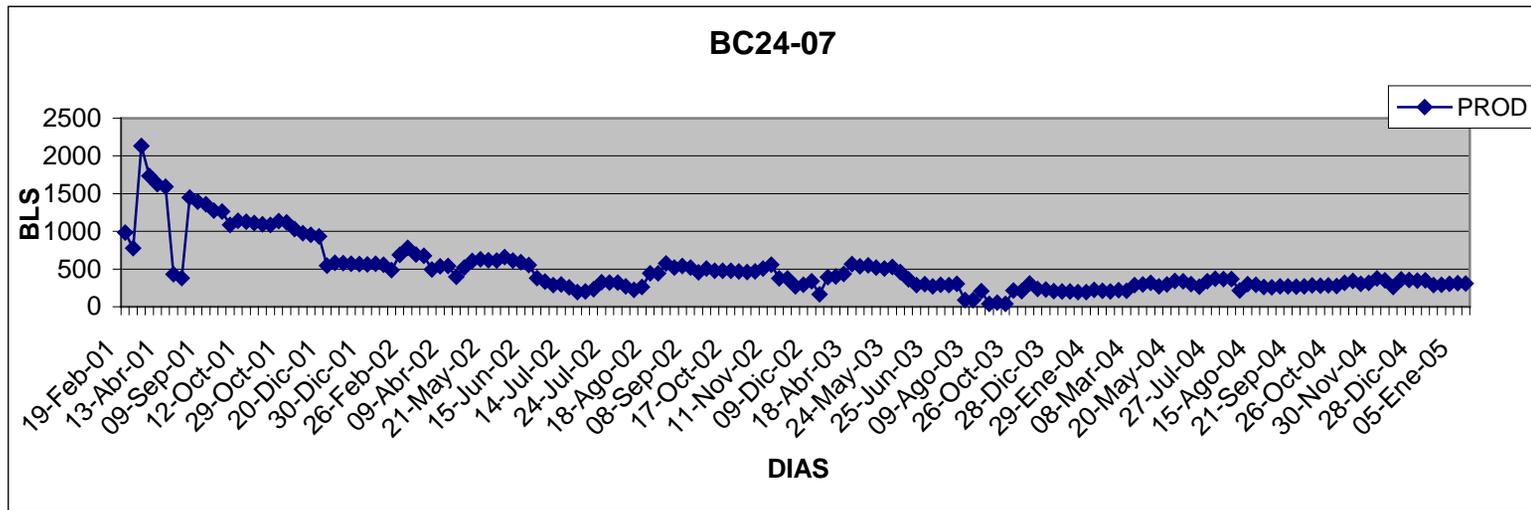
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo GH31-09



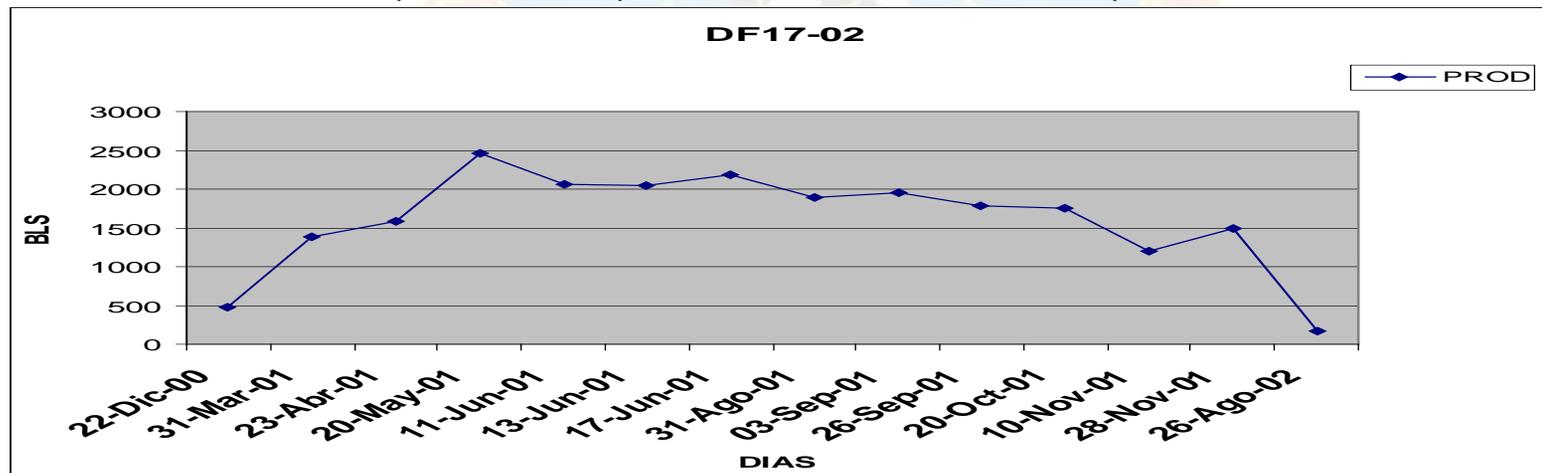
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo GH33-06



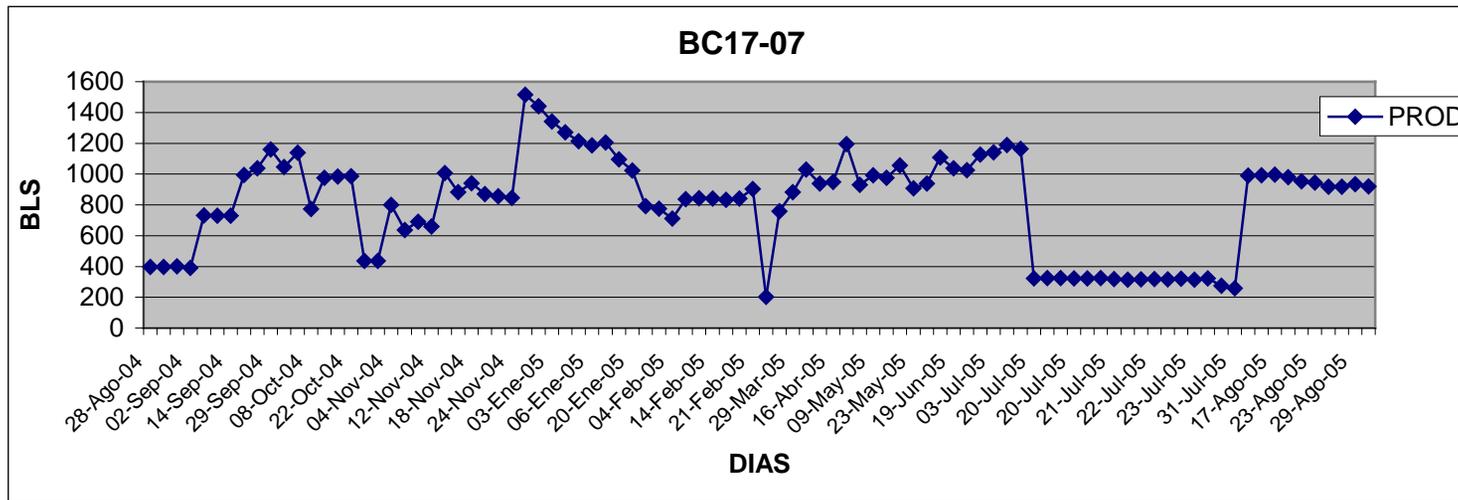
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo IJ31-08



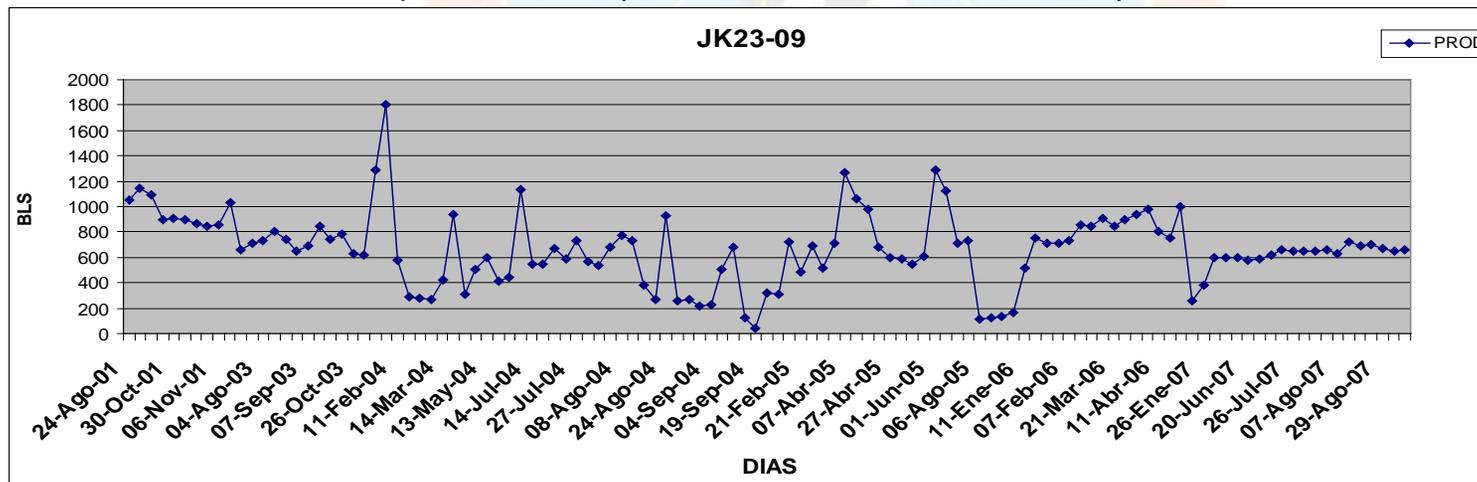
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo BC24-07



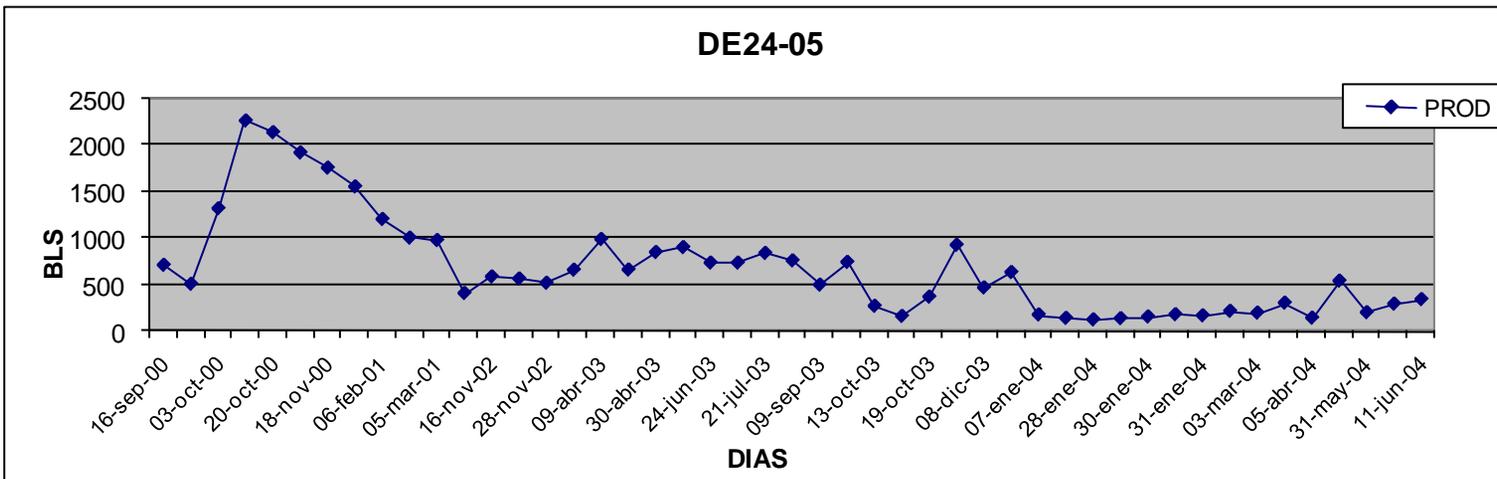
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo DF17-02



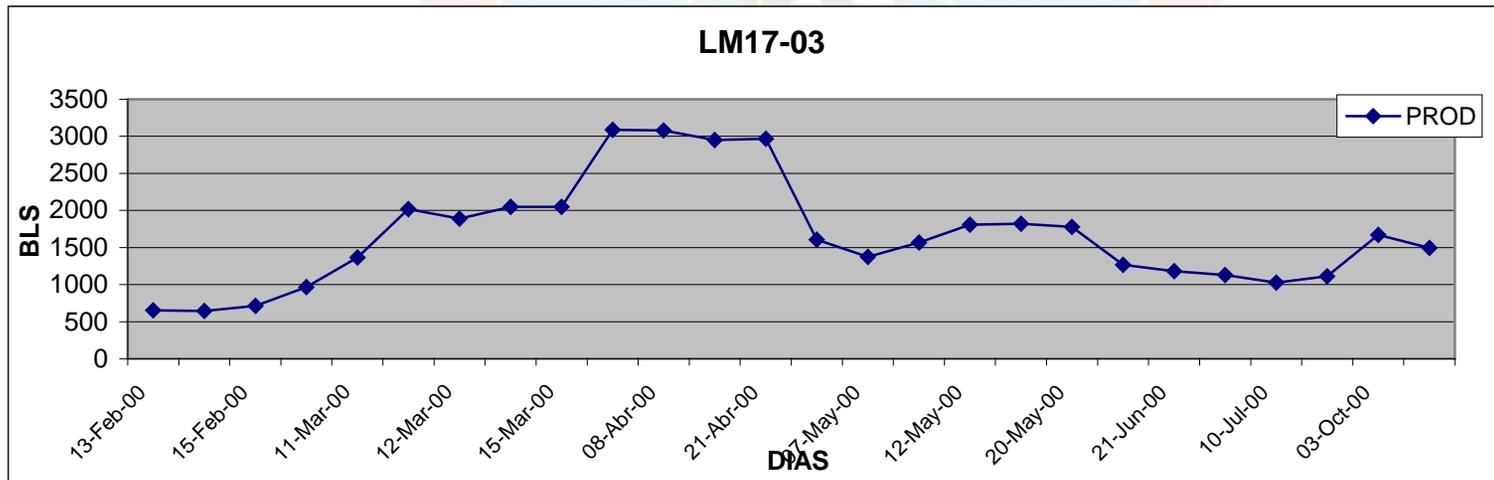
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo BC17-07



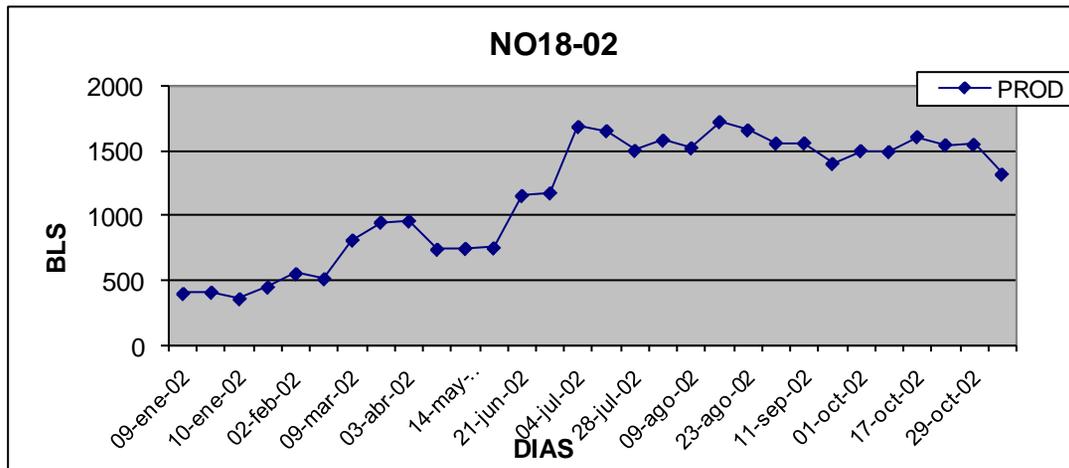
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo JK2



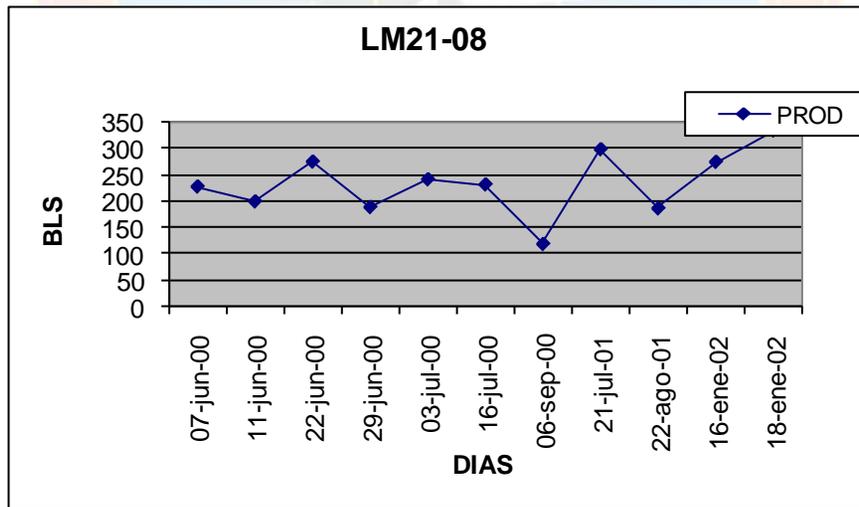
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo DE24-05



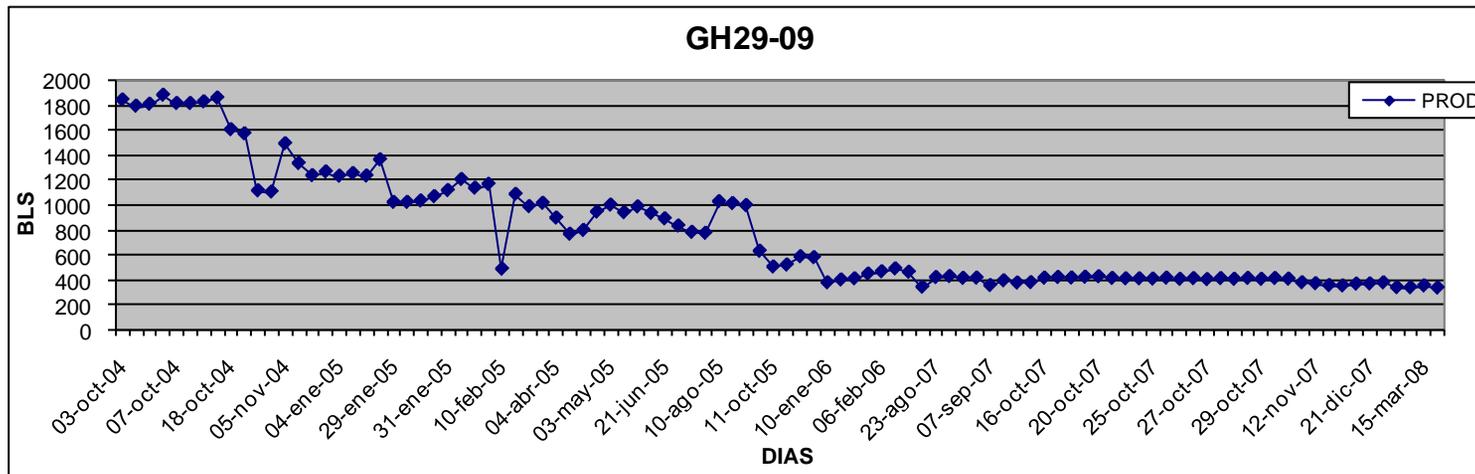
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo LM17-03



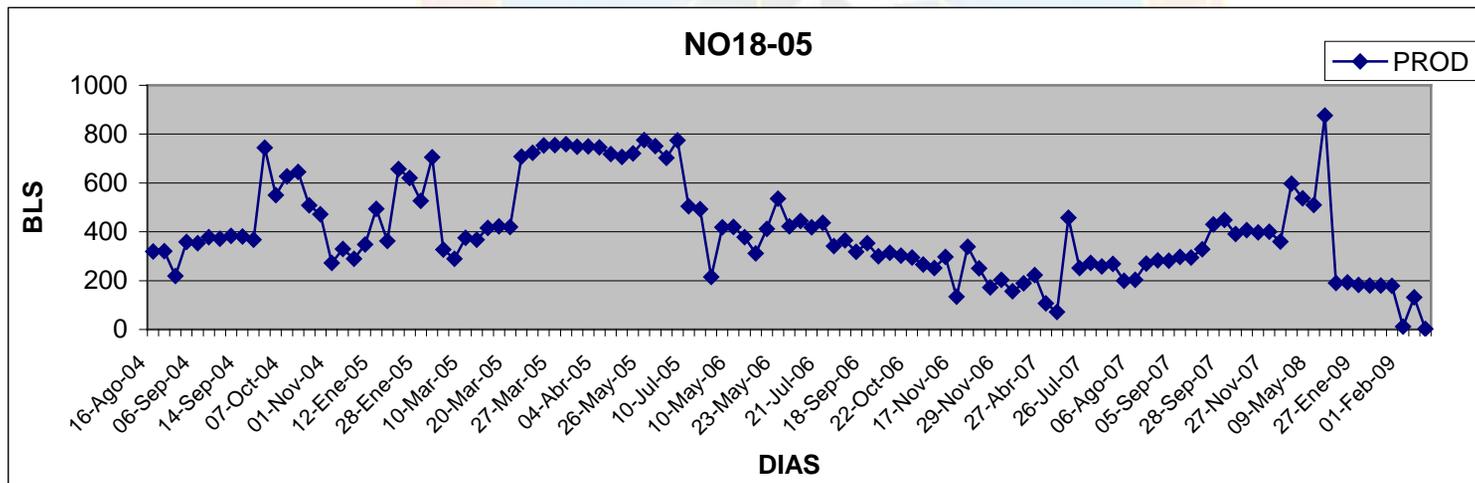
Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo NO18-02



Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo LM21-08



Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo GH29-09



Comportamiento de producción una vez estabilizado el pozo NO18-05



APÉNDICE E
GRANULOMETRÍA DE LAS ARENAS
2C, 3A, 3B, 3C, 4B, 5A.

Muestra granulométrica de la arena 3 A

ARENA	POZO	PROF(pies)	P ₁₀
3A	CD-20	1852,9	0,01485
3A	CD-20	1855,9	0,01375
3A	CD-20	1859	0,0104
3A	CD-20	1862	0,01055
3A	CD-20	1867	0,013
3A	CD-20	1870	0,0103
3A	CD-20	1872	0,0112
3A	CD-20	1875	0,017
3A	CD-20	1878,1	0,01515
3A	CD-20	1880	0,0263
3A	CD-20	1882	0,01485
3A	CD-20	1883,9	0,01345
3A	CD-20	1887	0,01245
3A	CD-20	1889,9	0,0133

Muestra la granulometría de la arena 2 C

ARENA	POZO	PROF (pies)	P ₁₀
2C	GH-19	1853	0,0105
2C	GH-19	1858	0,01305
2C	GH-19	1868	0,01335
2C	GH-19	1875	0,01135
2C	GH-19	1882	0,01645

Muestra la granulometría de las arenas 3B y 3C

ARENA	POZO	PROF(pies)	P ₁₀
3B	CD-20	1968,9	0,01525
3B	CD-20	1972	0,0124
3B	CD-20	1974	0,01125
3B	CD-20	1978,1	0,0145
3B	CD-20	1982,1	0,0105
3B	CD-20	1984,9	0,01605
3B	CD-20	1988	0,0151
3B	CD-20	1990,9	0,00975
3B	CD-20	1993	0,00675
ARENA	POZO	PROF(pies)	GP
3C	G-30	1872	0,0201
3C	G-30	1878	0,01965
3C	G-30	1882	0,0241
3C	G-30	1884	0,01935
3C	G-30	1890	0,0112
3C	G-30	1895	0,01145

Muestra la granulometría de la arena 4 B

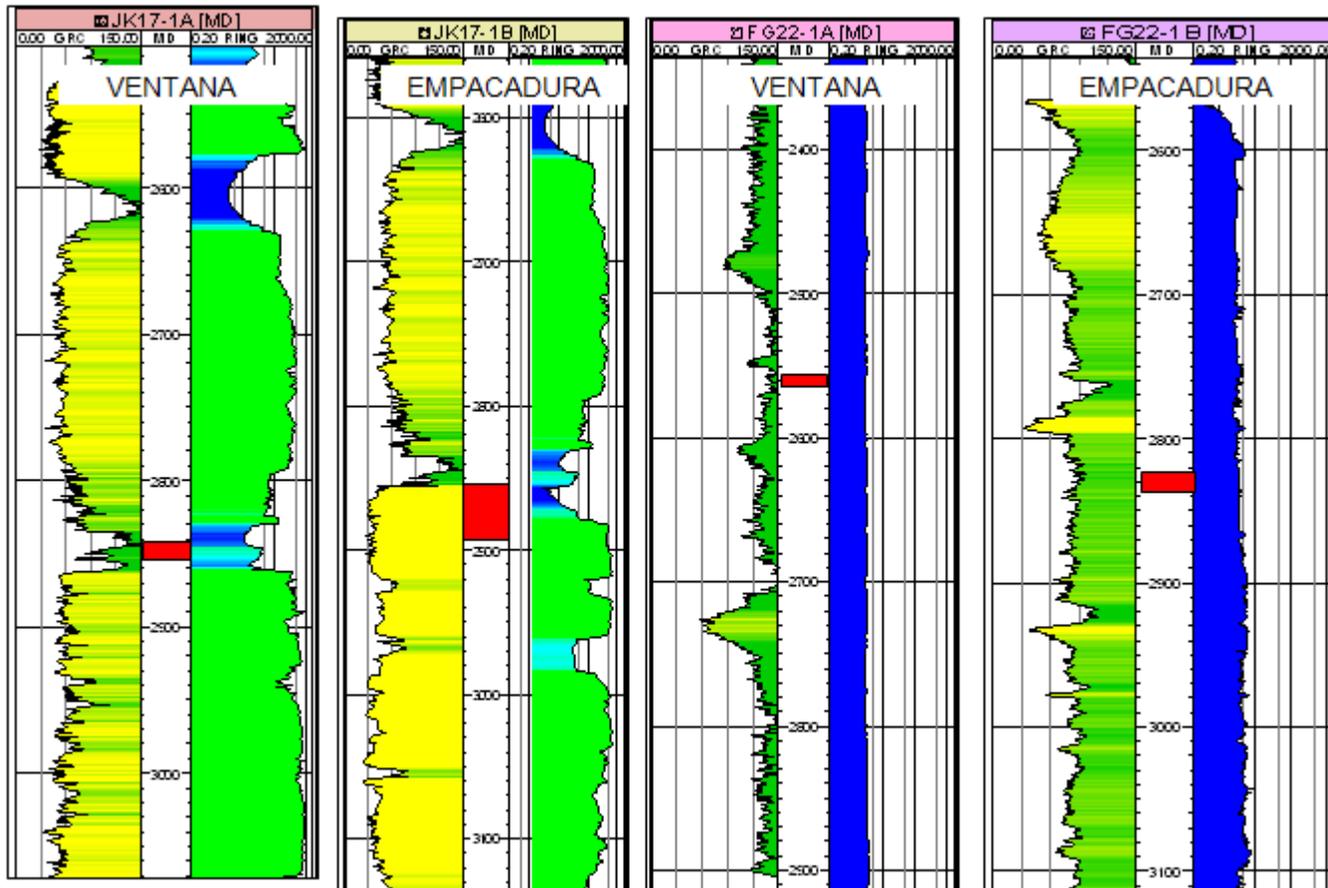
ARENA	POZO	PROF(pies)	P ₁₀
4B	LM-20	2253	0,0131
4B	LM-20	2255	0,01685
4B	LM-20	2257	0,01165
4B	LM-20	2259	0,01245
4B	LM-20	2264	0,01065
4B	LM-20	2266	0,0199
4B	LM-20	2268	0,01365
4B	LM-20	2274	0,01215

Muestra la granulometría de la arena 5A

ARENA	POZO	PROF(pies)	P ₁₀
5A	EF-23	2225	0,01505
5A	EF-23	2227	0,0136
5A	EF-23	2229	0,0166
5A	EF-23	2231	0,0128
5A	EF-23	2233	0,01975
5A	EF-23	2235	0,00825
5A	EF-23	2237	0,0139
5A	EF-23	2239	0,01185
5A	EF-23	2241	0,01295
5A	EF-23	2243	0,01705
5A	EF-23	2245	0,01575
5A	EF-23	2247	0,0139
5A	EF-23	2249	0,01745
5A	EF-23	2251	0,017
5A	EF-23	2253	0,01465
5A	EF-23	2255	0,0166
5A	EF-23	2257	0,0182
5A	EF-23	2259	0,0248

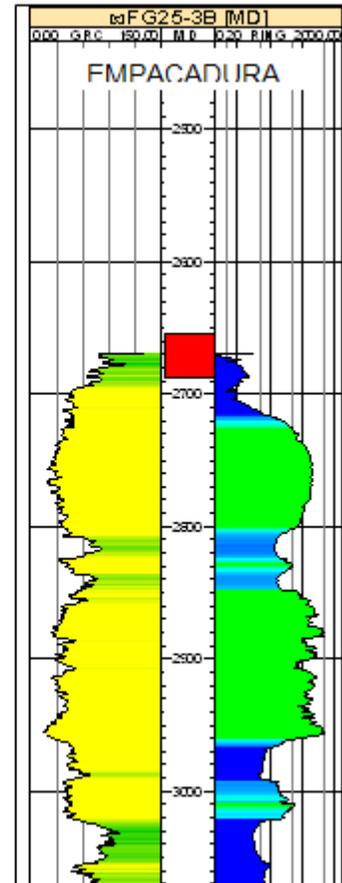
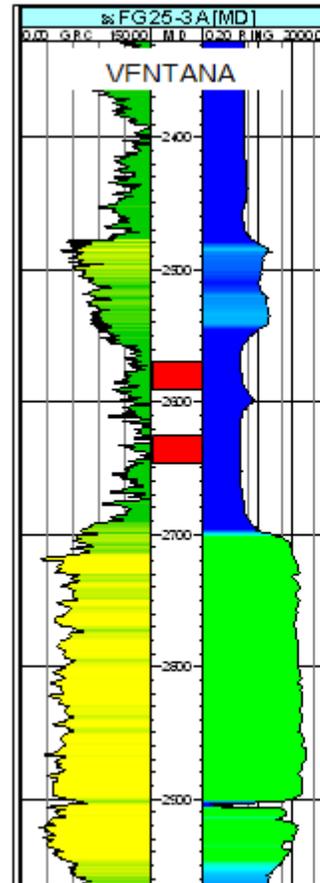
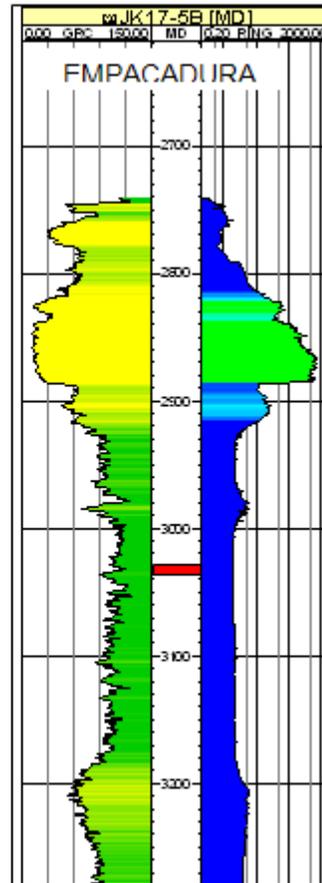
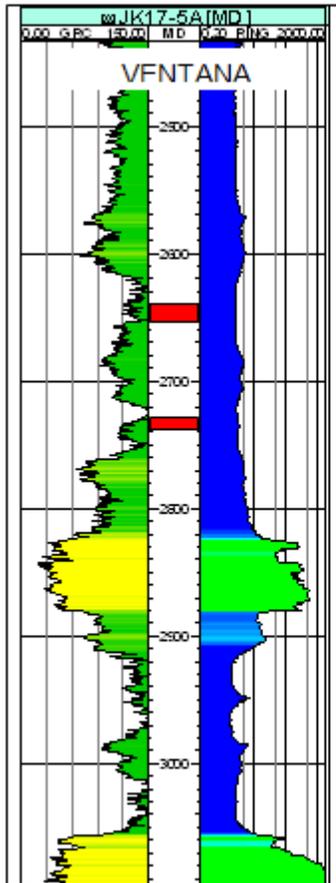


APÉNDICE F
VENTANA Y EMPACADURA INFLABLE



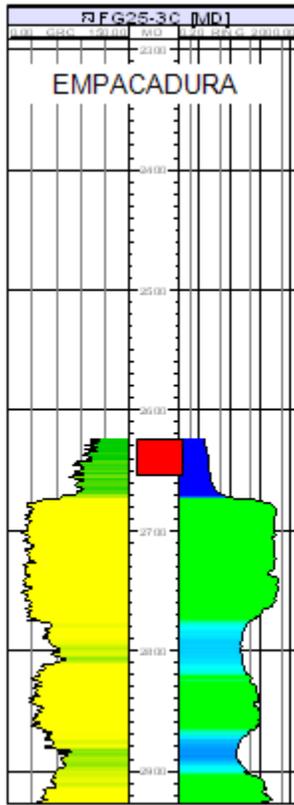
Registros litológicos del pozo JK17-01

Registros litológicos del pozo FG22-01

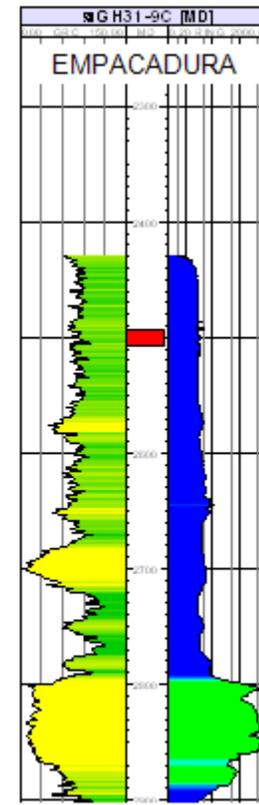
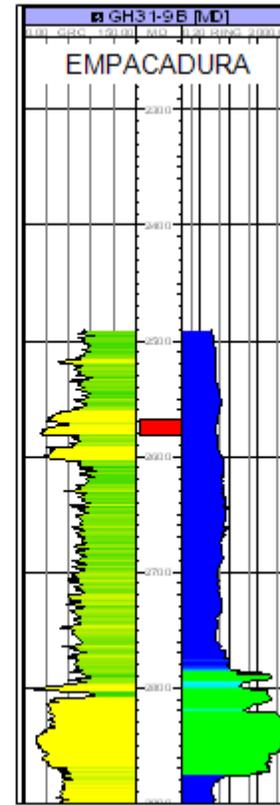
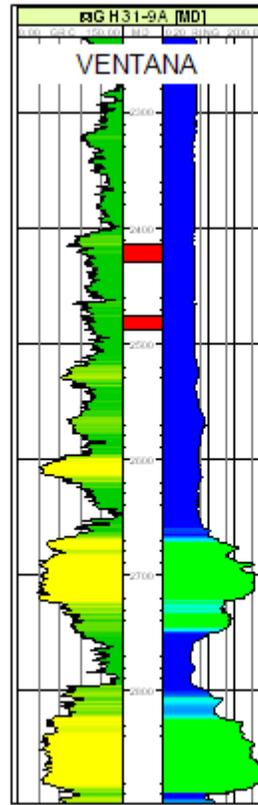


Registros litológicos del pozo JK17-05

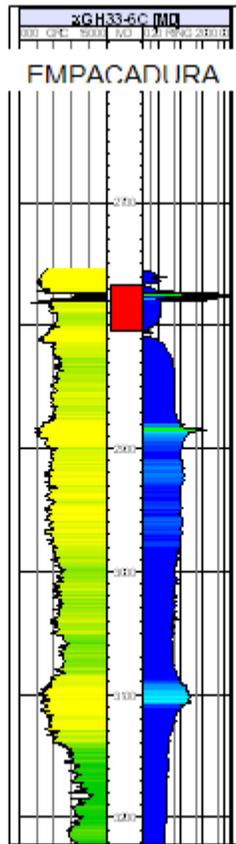
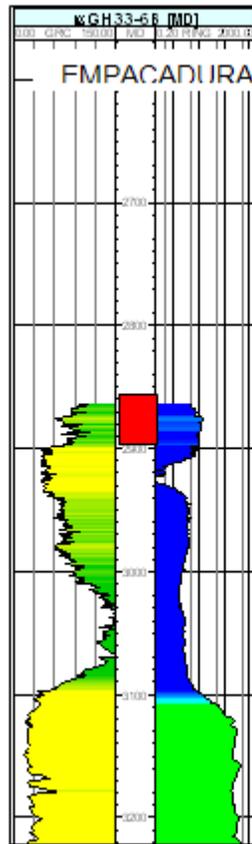
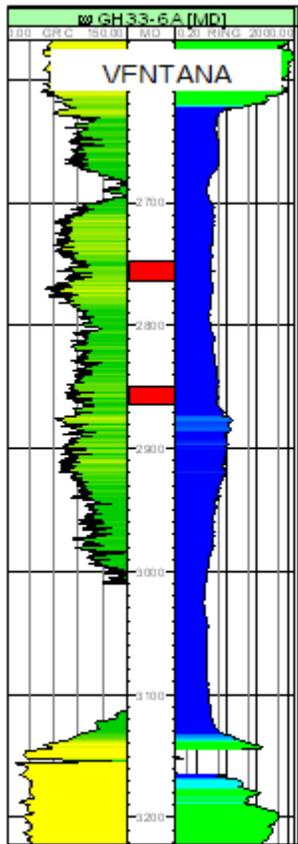
Registros litológicos del pozo FG25-03



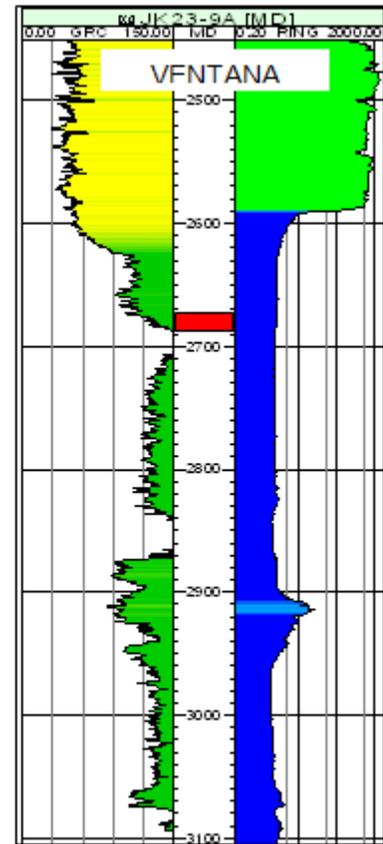
Registro litológico del pozo FG25-03



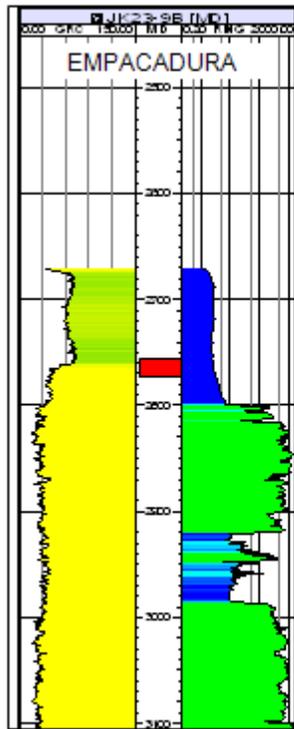
Registros litológicos del pozo FG22-01



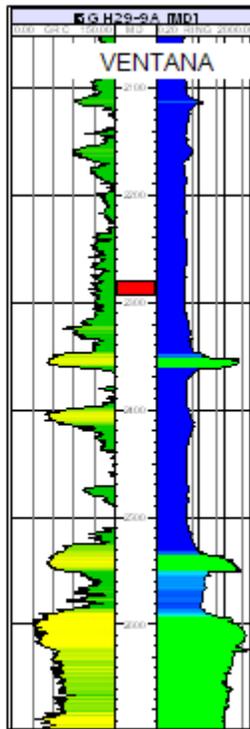
Registros litológicos del pozo GH33-06



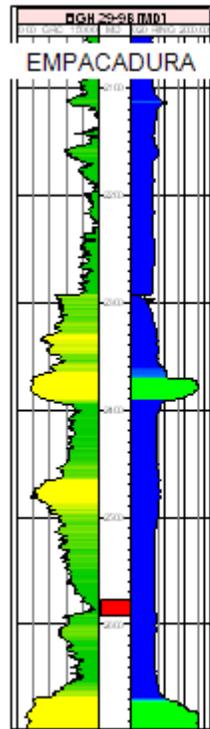
Registro litológico del pozo JK23-09



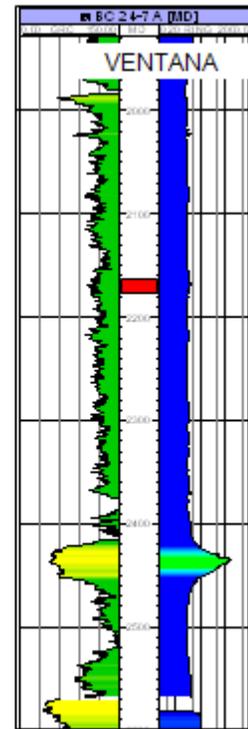
Registro litológico del pozo JK23-09

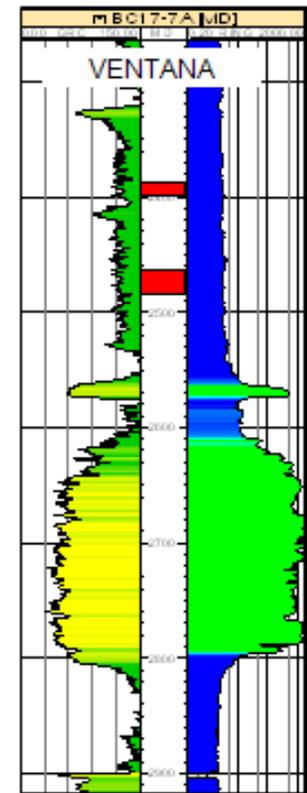
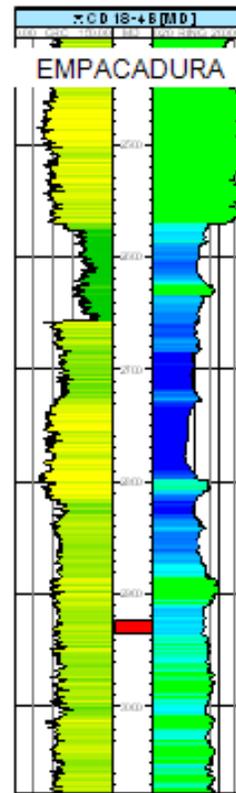
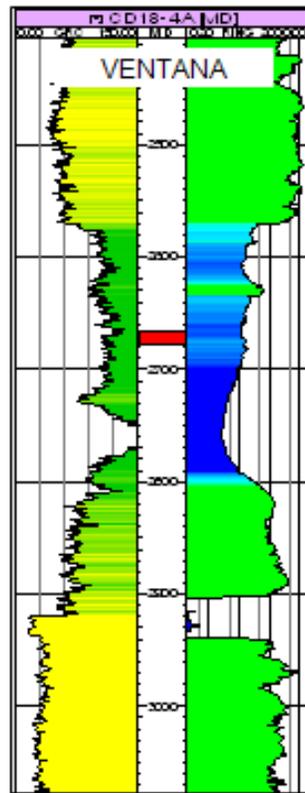
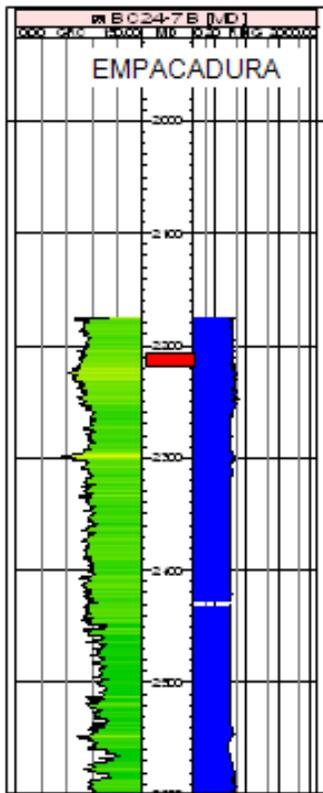


Registros litológicos del pozo GH29-09

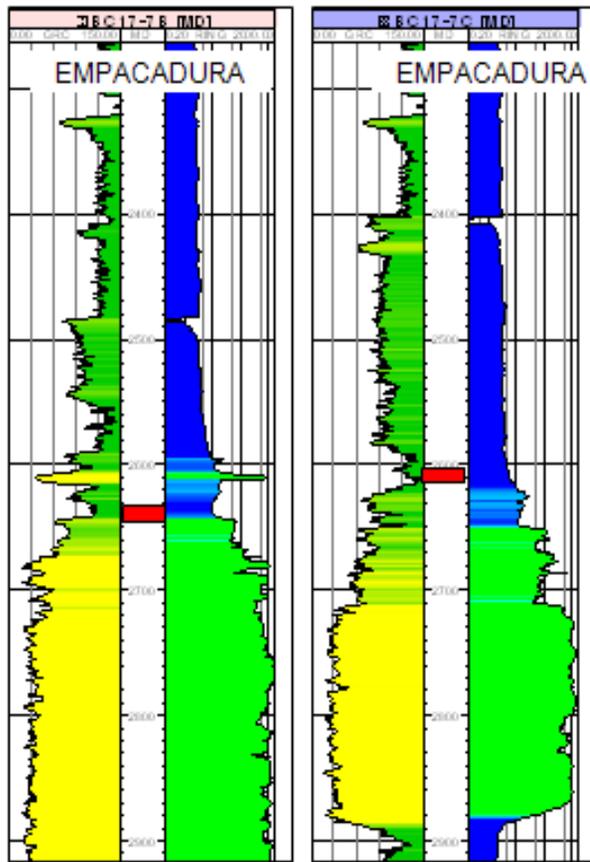


Registro litológico del pozo C24-07

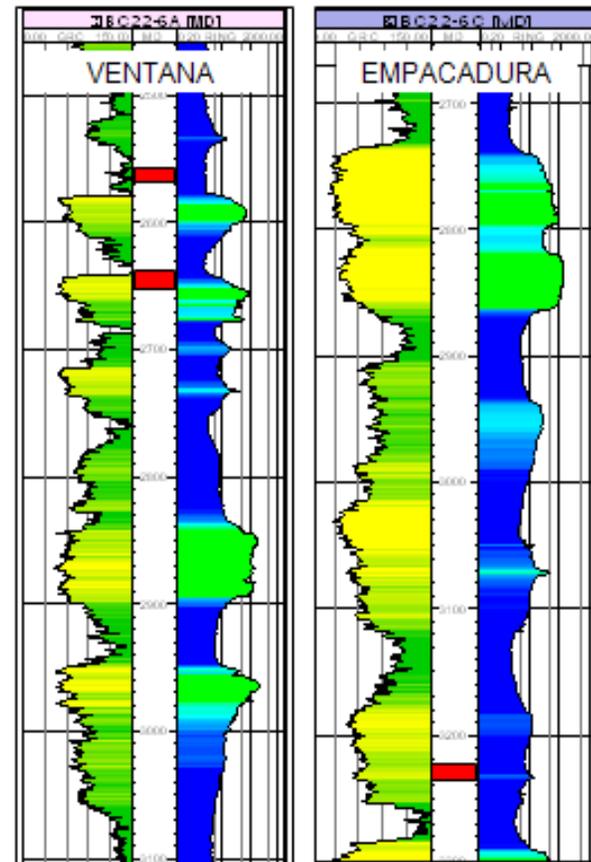




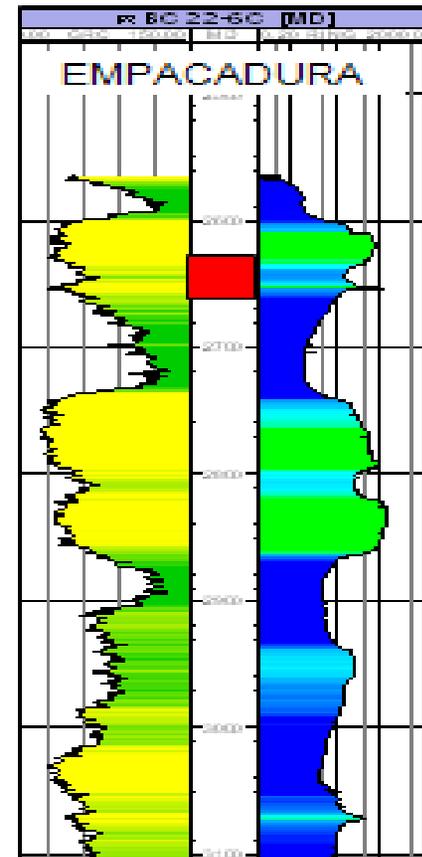
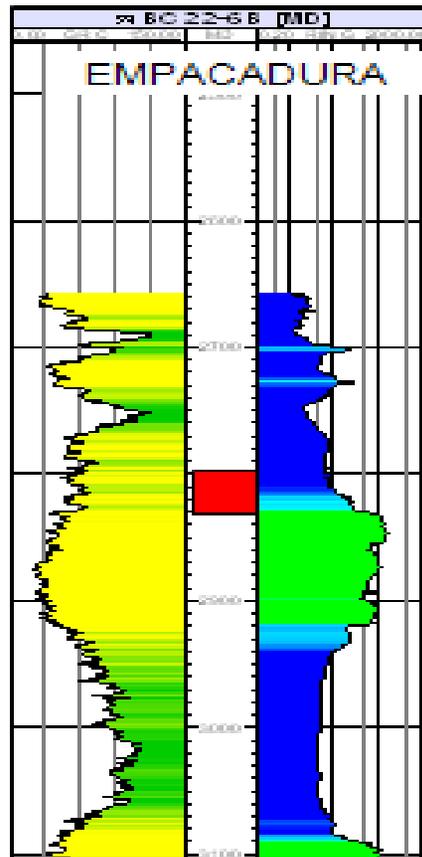
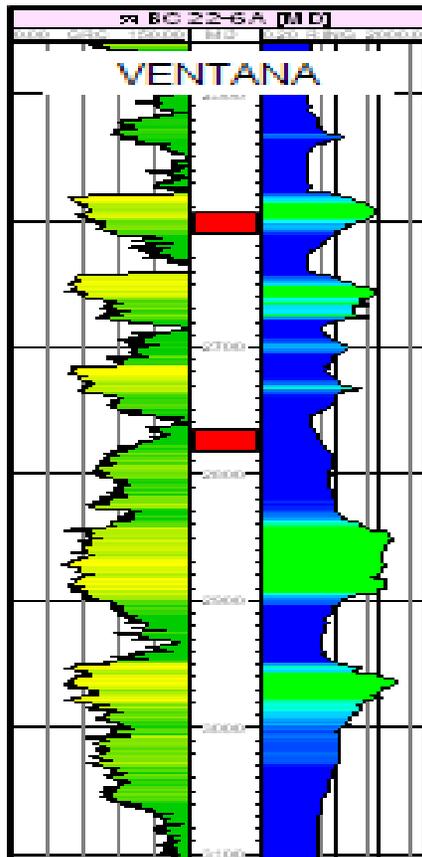
Registro litológico del pozo BC24-07 Registros litológicos del pozo CD18-04 Registro litológico del pozo BC17-07



Registros litológicos del pozo BC17-07



Registros litológicos del pozo BC22-06



Registros litológicos del pozo BC22-06