



METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO, EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE
TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA
COMPAÑÍA HOCOL S.A

JESIKA PINEDA NAVARRO

JESÚS DAVID ZÚÑIGA LÓPEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011

METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO, EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE
TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA
COMPAÑÍA HOCOL S.A

JESIKA PINEDA NAVARRO

JESÚS DAVID ZÚÑIGA LÓPEZ

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director:

JAIME ANDRÉS TRUJILLO

Ingeniero de operaciones de producción Hocol S.A

Co-Director:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA

Universidad Surcolombiana

Asesor:

MARÍA ALEJANDRA QUINTERO

Gerente Down-Hole Clariant Colombia S.A

GERMÁN LUCUARA

Ingeniero de operaciones de producción Hocol S.A

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Co-Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

DEDICATORIA

A ti Dios.

Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de tu infinita bondad y amor. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.

A ti Madre.

*Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias por tus consejos, tus valores, tu cariño, tu comprensión, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por tu amor.
¡Gracias por darme la vida! ¡Te quiero mucho!*

A ti Padre.

A ti te debo todo en la vida. Gracias por la paciencia y el apoyo brindado para culminar mi carrera profesional, por los ejemplos de perseverancia y constancia que te caracterizan y que me has infundado siempre, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad y por el valor mostrado para salir adelante.

A mis familiares.

A mi hermano Juan Manuel del cual aprendí aciertos y de momentos difíciles; a mis tíos y tías, primos, primas, a mis abuelos, a María José, a Dora y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de este trabajo de grado. ¡Gracias a ustedes!

A mis amigos.

Que gracias al apoyo mutuo logramos llegar hasta el final del camino y que hasta el momento, seguimos siendo amigos principalmente a mi gran amiga y compañera de tesis Jesika Pineda Navarro.

A la Universidad Surcolombiana y en especial a la Facultad de Ingeniería que me dieron la oportunidad de formar parte de ellas.

Gracias.

JESÚS DAVID ZÚÑIGA LÓPEZ

A Dios todopoderoso

Porque a pesar que muchas veces puse mis intereses por encima de ti, nunca me faltaste y hoy cumplo uno de mis más grandes anhelos gracias a tu voluntad, a ti por dirigir mis pasos, por iluminar mi sendero, por proporcionarme fortaleza cuando he estado a punto de caer, por dotarme de capacidades y las fuerzas necesarias, por tu inmenso e incondicional amor.

A mi Madre María B. Navarro

A quien le debo todo lo que soy, quien ha sido mi gran motivación, mi pilar, mi consejera, mi amiga, mi ejemplo de superación, fortaleza, perseverancia, responsabilidad, rectitud, de berraquera.... gracias por tu regaños y tus palabras de aliento, por tus sacrificios, por la confianza y las ilusiones que has depositado en mí, simplemente gracias porque tu amor ha sido el combustible que me trajo hasta hoy.

A mi hermana Kelly y a Pekis

Quien me ha acompañado en todos los momentos de mi vida, con quien he reído, llorado y discutido, porque aunque a veces me das dolor de cabeza no sé qué haría sin ti. Tu confianza y fe en mí me colmaron de energía para seguir, porque gracias a ti tengo la responsabilidad de ser mejor cada día para darte buen ejemplo y por acompañarme en muchas de mis noches de desvelo.

A mi Familia

Especialmente a mis tías: Rubita, María T., Dennis, Blanca Nubia, Gloria, Deyanira y mi Abuela Celsa Luisa quienes con sus ayudas, su preocupación, sus seguimientos a mis actos, consejos y oraciones me fortalecieron y lograron que este camino fuera más fácil, mil gracias.

A mis compañeros y amigos

Con los que viví y disfruté momentos maravillosos e indelebles, con los que compartí esta anhelada utopía, especialmente a mi compañero de tesis Jesús David quien fue mi amigo inseparable y un gran apoyo estos últimos semestres, a mi gran amiga Angela, que con su “estoy estresada”, sus exageraciones, palabras a tiempo, su risa que contagia, sus críticas y consejos acompañaron los momentos más importantes de mi vida, a Daniel por su gran incondicionalidad, porque tu ejemplo de fe, humildad, nobleza y amor a los demás, enriquecen mi alma.

A mis Profesores

Quienes con su paciencia, dedicación y sabiduría me enseñaron a amar esta profesión.

¡Gracias Universidad Surcolombiana, Facultad de ingeniería!

**JESIKA PINEDA NAVARRO
AGRADECIMIENTOS**

Los más sinceros agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.

A la compañía **CLARIANT COLOMBIA S.A** la cual brindó la información necesaria y principal gestor en el desarrollo de este proyecto, en especial a la Ing. **MARÍA ALEJANDRA QUINTERO**.

A la compañía **HOCOL S.A** la cual brindó la información necesaria y gestor principal en el desarrollo de este proyecto, en especial al Ing. **JAIME ANDRÉS TRUJILLO** y al Ing. **GERMAN LUCUARA**.

Ing. **JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA**, Profesor del Programa de ingeniería de petróleos y Co-director del proyecto.

Ing. **HAYDEE MORALES MONDRAGÓN**, Profesora del Programa de ingeniería de petróleos y evaluador del proyecto.

Ing. **ALFONSO ORTÍZ SÁNCHEZ**, Profesor del Programa de ingeniería de petróleos y evaluador del proyecto.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

TABLA DE CONTENIDO.

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
CAPÍTULO 1	
1. CAMPO SAN FRANCISCO	17
1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	17
1.2. LOCALIZACIÓN GEOLÓGICA	17
1.3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SAN FRANCISCO	17
CAPÍTULO 2	
2. FUNDAMENTOS SOBRE ESTIMULACIÓN DE POZOS	20
2.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS	20
2.2 ESTIMULACIÓN MATRICIAL	20
2.3 TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	21
2.3.1 Estimulación matricial no reactiva	21
2.3.2 Estimulación matricial reactiva	21
2.4 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	22
2.4.1 Precipitación orgánica	22
2.4.2 Precipitación inorgánica	22
2.4.3 Bloqueo por agua	23
2.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS PARA EL TRATAMIENTO	23
2.5.1 Aditivos	25
2.6 COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO	27
2.6.1 Preflujo	28
2.6.2 Acidificación HCl/HF	28
2.6.3 Postflujo	28
2.7 ÁCIDOS ORGÁNICOS	29
2.8 INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES	30
2.9 TRATAMIENTO RPM (Relative Permeability Modifier)	31
2.10 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DEL TRATAMIENTO	32
2.10.1 Mecánicas	32
2.10.2 Divergencia química	32
CAPÍTULO 3	
3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE REALIZADOS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO	34
3.1 BLOQUE 1	35
3.1.1 Tratamientos efectivos	36
3.1.2 Tratamientos no efectivos	39
3.2 BLOQUE 2	40

3.2.1 Tratamientos efectivos	40
3.2.2 Tratamientos no efectivos	42
3.3 BLOQUE 3	43
3.3.1 Tratamientos efectivos	43
3.3.2 Tratamientos no efectivos	45
3.4 BLOQUE 4	45
3.4.1 Tratamientos efectivos	46
3.4.2 Tratamientos no efectivos	47
3.5 BLOQUE 5	48
3.5.1 Tratamientos efectivos	49
3.5.2 Tratamientos no efectivos	50
3.6 BLOQUE 6	51
3.6.1 Tratamientos efectivos	52
3.6.2 Tratamientos no efectivos	53
3.7 BLOQUE 7	54
3.7.1 Tratamientos efectivos	55
3.7.2 Tratamientos no efectivos	56
3.8 BLOQUE 8	57
3.8.1 Tratamientos efectivos	58
3.8.2 Tratamientos no efectivos	59
CAPÍTULO 4	
4.METODOLOGÍA PARA TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWN HOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA COMPAÑÍA HOCOL S.A.	61
4.1. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES	61
4.2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	61
CAPÍTULO 5	
5. HERRAMIENTA PARA EL DISEÑO, EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWN HOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA COMPAÑÍA HOCOL S.A.	64
5.1. HERRAMIENTA DEST (Diseño, Evaluación y Seguimiento de Tratamientos)	64
5.1.1. Administrar pozos	64
5.1.2. Administrar tratamientos	65
5.1.3. Diseño de tratamientos	68
5.1.4. Evaluar tratamientos	69
5.1.5. Cargar datos de producción	72
5.2. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	72
5.2.1. Pozo SF-138	72

5.2.2. Pozo SF-10	74
5.2.3. Pozo SF-8	75
6. CONCLUSIONES	77
7. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	81

		Pág.
Figura 1.1.	Campo San Francisco – Ubicación de pozos	19
Figura 2.1.	Esquema de estimulación matricial	21
Figura 2.2.	Esquema de formación de incrustaciones	23
Figura 2.3.	Adsorción y precipitación	31
Figura 2.4.	Sistema empleado para el bloqueo químico selectivo de agua	31
Figura 3.1.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 1	39
Figura 3.2.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 2	42
Figura 3.3.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 3	44
Figura 3.4.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 4	47
Figura 3.5.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 5	50
Figura 3.6.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 6	53
Figura 3.7.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 7	56
Figura 3.8.	Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 8	59
Figura 5.1.	Vista principal herramienta DEST	64
Figura 5.2.	Ventana Administrar Pozos. Datos pozo SF-8	65
Figura 5.3.	Menú Administrar Tratamientos. Datos pozo SF-10	66
Figura 5.4.	Ventana Exportar información tratamientos	66
Figura 5.5.	Informe detallado de Ttos ORGÁNICO, SOA, SIS, DIVERGENCIA aplicados al campo San Francisco	67
Figura 5.6.	Ventana Eficiencias detalladas	68
Figura 5.7.	Ventana Diseño de Tratamientos. Diseño SF-10	69
Figura 5.8.	Ventana Diseño de Tratamientos e histórico de producción, Gráfica BOPD vs BFPD. Datos SF-93	70
Figura 5.9.	Ventana Diseño de Tratamientos e histórico de producción, Gráfica BSW vs BWPD. Datos SF-93	71
Figura 5.10.	Ventana Cargar datos de Producción	72
Figura 5.11.	Diseño de tratamiento SF-138 con DEST	73
Figura 5.12.	Diseño de tratamiento SF-10 con DEST	74
Figura 5.13.	Diseño de tratamiento SF-8 con DEST	75

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 2.1.	Fluidos usados en tratamientos matriciales	25
Tabla 3.1.	Relación de tratamientos por bloque realizados por Clariant Colombia S.A. en el campo San Francisco entre 2009 y 2010.	35
Tabla 3.2.	Tratamientos realizados en Bloque 1	35
Tabla 3.3.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 1	36
Tabla 3.4.	Datos de producción pozo SF-75 (2008 – 2010)	37
Tabla 3.5.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 1	38
Tabla 3.6.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 1	39
Tabla 3.7.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 1	40
Tabla 3.8.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 1	40
Tabla 3.9.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 1	40
Tabla 3.10.	Tratamientos realizados en Bloque 2	40
Tabla 3.11.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 2	41
Tabla 3.12.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 2	41
Tabla 3.13.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 2	41
Tabla 3.14.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 2	42
Tabla 3.15.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 2	42
Tabla 3.16.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 2	43
Tabla 3.17.	Tratamientos realizados en Bloque 3	43
Tabla 3.18.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 3	43
Tabla 3.19.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 3	44
Tabla 3.20.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 3	44
Tabla 3.21.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 3	45
Tabla 3.22.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 3	45
Tabla 3.23.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 3	45
Tabla 3.24.	Tratamientos realizados en Bloque 4	46

Tabla 3.25.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 4	46
Tabla 3.26.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 4	46
Tabla 3.27.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 4	47
Tabla 3.28.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 4	47
Tabla 3.29.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 4	48
Tabla 3.30.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 4	48
Tabla 3.31.	Tratamientos realizados en Bloque 5	48
Tabla 3.32.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 5	49
Tabla 3.33.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 5	49
Tabla 3.34.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 5	50
Tabla 3.35.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 5	51
Tabla 3.36.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 5	51
Tabla 3.37.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 5	51
Tabla 3.38.	Tratamientos realizados en Bloque 6	52
Tabla 3.39.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 6	52
Tabla 3.40.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 6	52
Tabla 3.41.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 6	53
Tabla 3.42.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 6	54
Tabla 3.43.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 6	54
Tabla 3.44.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 6	54
Tabla 3.45.	Tratamientos realizados en Bloque 7	55
Tabla 3.46.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 7	55
Tabla 3.47.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 7	55
Tabla 3.48.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 7	56
Tabla 3.49.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 7	57
Tabla 3.50.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 7	57
Tabla 3.51.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 7	57

Tabla 3.52.	Tratamientos realizados en Bloque 8	57
Tabla 3.53.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos en Bloque 8	58
Tabla 3.54.	Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 8	58
Tabla 3.55.	Relación de tratamientos efectivos Bloque 8	58
Tabla 3.56.	Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos en Bloque 8	59
Tabla 3.57.	Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 8	59
Tabla 3.58.	Relación de tratamientos no efectivos Bloque 8	60

η	EFICIENCIA DE TRATAMIENTO
SF	SAN FRANCISCO
TTO	TRATAMIENTO
SOA	SISTEMA ORGÁNICO ÁCIDO
SIS	SISTEMA DE INHIBICIÓN DE SCALE
ORG	TRATAMIENTO ORGÁNICO
DIV	DIVERGENCIA QUÍMICA
RPM	TRATAMIENTO RPM (RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER)
ALS	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ESP	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
BM	BOMBEO MECÁNICO
PCP	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
BSW	AGUA Y SEDIMENTO BÁSICO
BOPD	BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA
BFPD	BARRILES DE FLUÍDO POR DÍA
G	GANANCIA

RESUMEN

El campo San Francisco de la compañía Hocol S.A es un campo maduro que requiere de manera continua los tratamientos químicos Downhole como modelo operacional para el mantenimiento de la curva base de producción. A través de la vida productiva del campo se han diseñado y aplicado diferentes tipos de tratamientos químicos con resultados no correlacionables.

Dado esto, y teniendo en cuenta la necesidad de optimizar los recursos técnicos, económicos y administrativos, se observó la necesidad de hacer un estudio que conlleve a la creación de una metodología para el diseño, evaluación y seguimiento de los tratamientos químicos Downhole en dicho campo para lograr identificar las variables más relevantes en los tratamientos químicos Downhole y así mejorar la eficiencia de los mismos para garantizar el éxito de las operaciones de este tipo.

El presente trabajo está basado en un estudio y análisis estadístico de los tratamientos químicos Downhole realizados por la empresa Clariant Colombia S.A en el campo San Francisco de la compañía Hocol S.A durante el periodo comprendido entre enero de 2009 y agosto de 2010.

En este trabajo se presenta una metodología junto con una herramienta, desarrollada bajo el nombre “*DEST*”, la cual facilitará el diseño, la evaluación y el seguimiento de los tratamientos químicos Downhole realizados en este campo.

INTRODUCCIÓN

El gran reto de la industria petrolera del siglo XXI consiste en aumentar las reservas de hidrocarburos descubiertas hasta hoy, existiendo de esta forma diferentes mecanismos y métodos que incrementan la producción de un campo.

Los tratamientos químicos Downhole hacen parte de los diferentes métodos que son utilizados para restaurar o aumentar la productividad de un pozo que durante su vida productiva ha presentado una declinación efecto de la depositación de materiales orgánicos e inorgánicos generando una restricción al flujo y reducción significativa de la producción.

Ahora bien, estos tratamientos químicos Down-Hole han sido aplicados en el campo San Francisco de la compañía Hocol S.A. en diferentes pozos y bajo condiciones similares pero la respuesta de cada uno de ellos no ha sido la misma. De igual manera se han aplicado diferentes técnicas de bombeo, dosificaciones, ajustes significativos de diseño pero no tienen una correlación en los resultados que permita generar un método y/o práctica adecuada para los tratamientos químicos Downhole.

CAPÍTULO 1

1. CAMPO SAN FRANCISCO

El campo San Francisco, con un área de 57143 Ha, se encuentra localizado en la cresta del anticlinal del mismo nombre el cual es una estructura asimétrica, cerrada y bastante fallada, con un eje de tendencia Norte-Sur.

La formación Caballos, con un espesor promedio total de 450 pies se ha subdividido en unidades Superior, Medio e Inferior, teniendo las tres unidades buena continuidad en el área.

1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo San Francisco se localiza en el sector de la asociación Palermo, dentro del corregimiento de San Francisco, municipio de Palermo-Huila a unos 17 Km de la vía principal Neiva-Bogotá. Comprende un área de 57143 Ha que se determinan tomando como punto de referencia el vértice geodésico Aipe-292 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi y cuyas coordenadas Gauss origen Bogotá son:

N-852016,84 m.

S-861203,18 m.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOLÓGICA

El campo San Francisco está ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente en la parte Oeste de la subcuenca de Neiva, en el anticlinal del mismo nombre. La formación productora es Caballos, la cual está limitada hacia su tope por la formación Villeta y en la base por el basamento precretáceo.

1.3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SAN FRANCISCO.

El campo San Francisco se encuentra ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena, aproximadamente a unos 20 Km al noreste de de la ciudad de Neiva. Actualmente es operado por HOCOL S.A, dentro del contrato de asociación Palermo, firmado por ECOPETROL en mayo 1 de 1984. HOCOL S.A participa con el

50% y ECOPEPETROL con el restante 50%. El contrato expira el 30 de abril del año 2012.

El yacimiento se encuentra a una profundidad de 2600 pies, en un anticlinal fallado con una acumulación de hidrocarburos en la formación Caballos de cretáceos. La producción proviene de dos unidades de arenas heterogéneas separadas por 100 pies de shale. La formación Caballos está constituida por areniscas cuarzosas y porosas de grano medio a grueso con porosidades entre 8% y 16%. La parte media está compuesta por lutita negra.

El campo está fluyendo desde mediados de 1985 y la producción proviene de las dos arenas. El yacimiento es débil y las presiones han declinado rápidamente bajo el punto de burbuja resultando un rompimiento de la capa de gas.

A partir de 1994 se implementó el proyecto de restauración de presión por inyección de agua con pozos inyectores en la periferia. Los sistemas de levantamiento artificial más usados son el bombeo electrosumergible, bombeo de cavidades progresivas y bombeo mecánico.

Toda la producción es recolectada y tratada en las dos estaciones del campo, el Monal en el norte y Satélite 7 Km al sur. Estas estaciones tienen equipos y capacidad de tratamiento similares. La producción de aceite es recolectada en cada estación y se envía a través de la línea de transferencia a la estación de bombeo Tenay, y de ahí al oleoducto del alto Magdalena.

El agua producida es tratada en la planta de inyección de agua ubicada en las instalaciones del Monal. Esta planta está diseñada para tratar un volumen de 290.000 barriles de agua por día y además del agua de producción, se cuenta con el agua externa del acuífero Babillas y Arenas, catalogadas como aguas frescas.

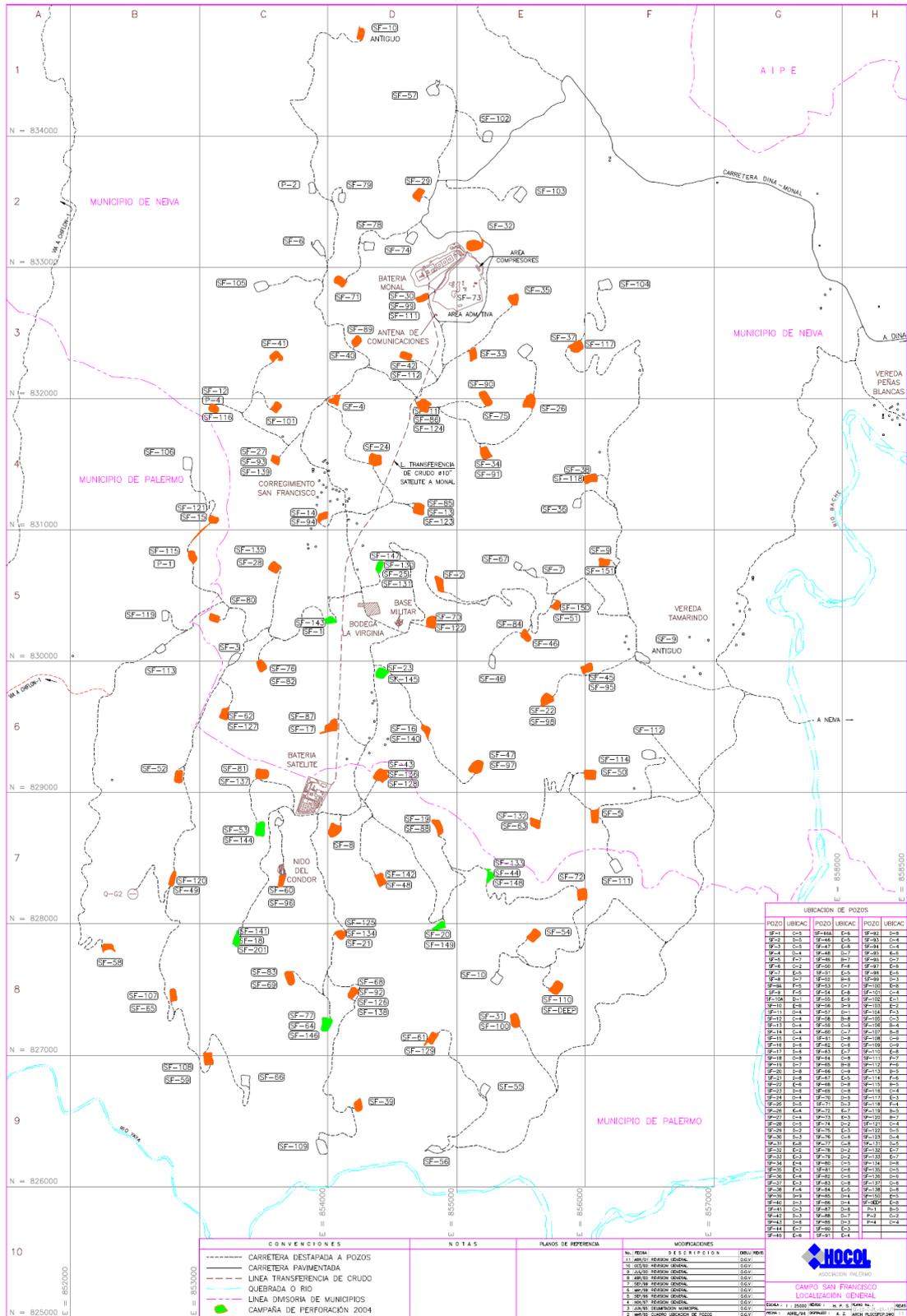


Figura 1.1. Campo San Francisco – Ubicación de Pozos (HOCOL S.A.)

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS SOBRE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Entre los desarrollos tecnológicos más importantes con que cuenta la Ingeniería de Petróleos están los métodos de estimulación de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que existen muy pocos pozos en el mundo en los que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; es más, muchos pozos existen como productores comerciales debido a la estimulación de su productividad. (Islas, 1991, p.1)

2.1. ESTIMULACIÓN DE POZOS

Se conoce como estimulación a un conjunto de tratamientos que tienen como objetivo eliminar o disminuir el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según sea el caso, incrementarla por encima de su valor natural. La estimulación es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a las necesarias para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

2.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación matricial es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento, reactivos o no, (ácidos orgánicos e inorgánicos, solventes, polímeros, etc.) dentro del espacio poroso de la formación a caudales y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

La estimulación con esta técnica, origina la restauración de la permeabilidad del pozo, por disolución de las partículas que obstruyen el paso de los fluidos por los canales naturales de flujo.

Los objetivos de la estimulación matricial son:

- Alcanzar una cierta penetración radial del ácido en la formación.
- Eliminar el daño en las perforaciones y zonas adyacentes al intervalo productor.
- Incrementar la producción de petróleo sin incrementar el porcentaje de agua y/o gas producido.

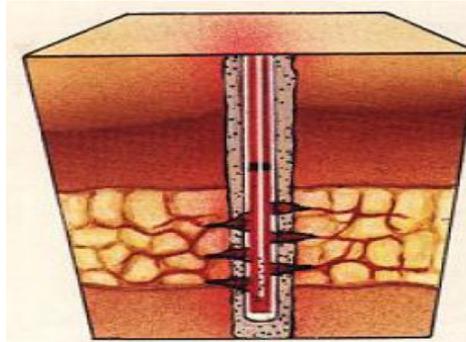


Figura 2.1. Esquema de estimulación matricial.
(Estimulación de pozos, Luis Rodríguez – Gloria Castellanos)

2.3. TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Dependiendo de la interacción entre las soluciones de estimulación y el tipo de daño en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

2.3.1. Estimulación matricial no reactiva

En este tipo de estimulación conocida también como “no ácida”, los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En estos casos se emplean principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones se emplean comúnmente para remover daños por bloque de agua, aceite o emulsión; daños por depósitos orgánicos como asfaltenos o parafinas, etc.

2.3.2. Estimulación matricial reactiva

En este tipo de estimulación, los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como precipitaciones inorgánicas, daños por partículas sólidas, etc.

2.4. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. En el campo San Francisco, los principales daños se deben a la producción de precipitados, ya sean orgánicos o inorgánicos, que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, junto con la alteración de las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca.

2.4.1. Precipitación orgánica

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando la temperatura baja o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo, cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfaltenos pueden flocular, formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

La precipitación de productos orgánicos puede ser natural o inducida. La natural está asociada a cambios en la temperatura y composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras a medida que la presión declina. La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus componentes parafínicos y asfálticos.

2.4.2. Precipitación inorgánica

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro y óxido férrico. De todas ellas, la más frecuente es la de carbonato de calcio. La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de la concentración de los iones de calcio y de bicarbonato presentes, y de la presión parcial del CO₂ en los fluidos residentes.



Figura 2.2. Esquema de formación de incrustaciones.
 (Nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de Petróleo – Jorge E. Paredes M. *New Scale Inhibition Technology for Oil Industry Patagonia Argentina*, Noviembre 2006)

La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles.

2.4.3. Bloqueo por agua

El bloqueo por agua es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo. Esto puede ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, completamiento o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, en general, se elimina por sí solo, pero viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable. (CIED, 1996, p. 32)

2.5. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS PARA EL TRATAMIENTO

Cada pozo es un caso especial, para seleccionar el mejor fluido de tratamiento, es esencial conocer el material específico y/o el fenómeno que está dañando la formación alrededor del pozo.

El tipo de tratamiento (reactivo y/o no reactivo) depende de varios factores, se debe recordar que antes del tratamiento el pozo debe estar libre de materiales que dañen la formación, de igual manera en areniscas la matriz crítica de penetración es de 3 a 6 pies y, así mismo se deberá tener presente que la presión de bombeo del tratamiento debe ser mayor de la presión de formación pero

menor al gradiente de fractura ya que de lo contrario provocaría el fracturamiento de la roca dejándose de cumplir el objetivo, que es la inyección el fluido en la matriz de la formación. En estratos de espesores considerables es necesario el uso de agentes divergentes. Las características del daño y el origen del mismo, determinan el fluido de tratamiento.

Se debe recordar que existen reglas que deben cumplirse para prevenir problemas en la ejecución de un tratamiento, entre ellas se destacan las siguientes:

- El HCl no reacciona con sílice o minerales arcillosos.
- Los tratamientos de acidificación matricial en formaciones areniscas generalmente son a partir de mezclas HF-HCl.
- Para mejorar la penetración del ácido en yacimientos con altas temperaturas que requieren control de migración de finos se han desarrollado otros sistemas de ácidos tales como sistema de HF-HCl generado in situ, sistemas HF-HCl- alcohol y sistemas de ácido HF- ácidos orgánicos.
- Los daños causados por depósitos de parafinas y asfaltenos deben ser tratados a partir de mezclas de solventes, dispersantes y surfactantes.
- Los aditivos típicos de un tratamiento de acidificación matricial son agentes desviadores, secuestrante de hierro, solventes mutuales, surfactantes e inhibidores de corrosión.
- Los solventes mutuales pueden usarse como aditivos para mejorar el éxito de un tratamiento matricial, ya que disuelven la película de aceite del material a disolver y deja además la formación mojada por agua.
- Los solventes mutuales tienen una gran solubilidad tanto en sistemas base aceite como base agua.

Cualquier selección de tratamiento debe derivar de la naturaleza del daño y de su problema específico, por lo que deberá también utilizarse cualquier información que esté disponible, la tabla 2.1 es una guía, más que una regla, para la selección de un tratamiento ácido en algunas de las situaciones que se señalan.

Si el material de daño es soluble en ácido, un fluido base ácido puede ser efectivo en disolver y remover el material. Tanto las formaciones carbonatadas como las areniscas pueden acidificarse, sin embargo la efectividad de su

tratamiento siempre estará directamente relacionado a cómo el tratamiento seleccionado elimina el daño.

Cuando el daño consiste de parafinas y asfaltenos, deben usarse solventes orgánicos como solvente base para ayudar a disolver el material y así restaurar la permeabilidad.

Cuando incrustaciones o sólidos solubles en ácido, son cubiertas con aceite, el uso de solventes colocados como precolchón antes de la etapa de ácido, es útil para limpiar la superficie y permitir más directamente la reacción del ácido. El ácido nunca debe usarse sólo en un intento para remover depósitos de asfaltenos o parafinas.

Tabla 2.1. Fluidos usados en tratamientos matriciales
(Guía de diseño para estimulación de pozos- PEMEX exploración y Producción)

Tipo de Fluido	Fluido Específico	Daño que el fluido puede remover	Observaciones
Ácidos	HCl	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Usado en carbonatos y arenas, o como precolchón para un tratamiento ácido con HF
	Ácido Acético		Lo mismo que el HCl y en altas temperaturas
	Ácido Fórmico		
	HF	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Arenas (con HCl o ácido orgánico). Usado para limpieza de daño por lodo de perforación
	HF generado in situ		Posible penetración profunda. Sólo en areniscas
Solventes	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsión, cambio de mojabilidad	Usado con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa al hidrocarburo
	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, sludge, taponamiento por lubricantes	Usado con un agente de suspensión o con un antiasfalteno, con dispersantes de sludge
Agua	Agua caliente	Parafinas	Usado con agentes de suspensión

2.5.1. Aditivos

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos de estimulación, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

- *Agentes divergentes*

El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento matricial ya sea en carbonatos o en areniscas. La desviación en un tratamiento puede ser complementada utilizando desviadores mecánicos como empaques, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espuma e incremento en el ritmo de inyección por debajo de la presión de fractura.

- *Solventes mutuos*

Los solventes mutuos o mutuales como el Etilen Glicol Mono Butil Ether (EGMBE) o materiales similares, son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos se desarrollaron hace algunos años para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver mas allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento.

- *Surfactantes*

Los surfactantes son comunes en todos los tratamientos ácidos y ellos son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas; las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: La desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento. En un tratamiento ácido en arenas, especialmente, la incompatibilidad de inhibidores de corrosión y surfactantes aniónicos puede ser un problema si no se manejan apropiadamente.

- *Inhibidores de corrosión*

Típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor

puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.

- *Aditivos de control de hierro*

Muchas formaciones contienen siderita, hematita y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por lo tanto los agentes secuestrantes de hierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos. La química de los componentes de incrustaciones de hierro es más compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico (éste último de mayor riesgo, y el primero que se forma en las estimulaciones); en solución, la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de hierro que puede verse incrementada sustancialmente por corrosión, o por contacto de magnetita o de hematita. Mientras el ácido no está gastado su pH es 0 ó cercano a 0, en estas circunstancias ningún ión hierro precipitará, sin embargo, a medida que el ácido se va gastando, su pH tiende a subir, y arriba de 2 ó más, los problemas con precipitación de hierro existen y agravan el problema en el fondo, (el ferroso empieza a precipitar en pH de 5 y el férrico empieza a precipitar con pH de 2.5 y totalmente con pH de 3.5). Por lo anterior es importante contar con los secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción tan rápido como sea posible. (PEMEX, 2008, p. 7 y 8)

2.6. COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO

La primera razón para acidificar las areniscas es la necesidad de aumentar la productividad del pozo mediante la disolución de material arcilloso o material incrustante y el aumento de permeabilidad en la zona adyacente al pozo.

Los taponamientos de las areniscas se producen generalmente por la invasión de sólidos filtrados (incrustaciones). La presencia de arcilla en la formación puede ser original o introducida por los fluidos de perforación, completamiento y reacondicionamiento.

Básicamente se utilizan dos tipos de acidificación de areniscas, ácido clorhídrico y mezclas de fluorhídrico/clorhídrico, ambas tienen aplicaciones útiles en la estimulación de areniscas. El ácido clorhídrico disolverá cualquier carbonato que pueda estar presente en la formación y también deshidratará parcialmente las arcillas expandidas por agua.

Las acidificaciones en areniscas se realizan en tres etapas sucesivas:

2.6.1. Preflujo

Consiste en acidificaciones con un ácido normal de HCl para disolver los carbonatos de la zona adyacente al pozo haciendo fluir los CaCl_2 , NaCl y KCl de la tubería, del hueco y de la formación adyacente para reducir la factibilidad a la emulsificación.

En el preflujo se usa HCl en una concentración de 5% y se añade surfactantes, inhibidor de corrosión y 5% al 10% de solvente mutual. Estas soluciones se inyectan en cantidades de 50 a 100 galones por pie de formación, a presión por debajo de la presión de fractura.

Cuando se usa como método de control de precipitados, el preflujo desplaza la salmuera de formación lejos de la cara del pozo para evitar que se mezcle con lodo ácido reaccionado y así evitar que se genere un precipitado perjudicial. Si la formación contiene más del 1% al 2% de carbonato, es necesario un preflush con HCl para disolver el carbonato, evitar los residuos de ácido y prevenir la formación del precipitado insoluble CaF_2 .

El preflujo también puede ser utilizado para desplazar y aislar fluidos incompatibles de formación.

2.6.2. Acidificación HCl/HF

Está diseñada para eliminar el daño que ha sido diagnosticado. La mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico tiene aplicación en formaciones de areniscas dañadas por arcillas. Básicamente hay dos tipos de daños por arcillas en la arenisca; uno es el daño ocasionado por las partículas de bentonita del lodo de perforación que han cubierto la cara de la formación o han invadido la formación y el otro resulta de arcillas que naturalmente han migrado hacia la formación y están taponando los canales porosos.

2.6.3. Postflujo

El Postflujo es una parte importante de un exitoso tratamiento de acidificación de arenisca y tiene un doble propósito:

- Debe desplazar la acidificación o etapa principal más de 3 o 4 ft lejos de la cara del pozo, el cual es el área matricial crítica para el flujo radial.
- La porción de la acidificación o etapa principal que no es desplazada debe ser diluida.

Estos dos factores ayudan a eliminar el daño en el área cerca a la cara del pozo causado por la precipitación del ácido gastado. Los fluidos para postflujo deben ser seleccionados cuidadosamente para evitar la creación de daño durante el tratamiento de flujo de retorno.

Cuando se realiza el postflujo, es importante recordar que se necesitan fluidos miscibles para realizar estas funciones. Por lo tanto, los fluidos base agua son considerados como el principal fluido de desplazamiento y lavado.

Los tipos de postflujo convencionales para los tratamientos de lodo ácido son:

- El agua que contenga un 3% al 8% de cloruro de amonio.
- Ácido débil (3% a 10% HCl).
- Aceite diesel (sólo pozos de petróleo y solo después un postflujo con agua o un postflujo con ácido débil).
- Nitrógeno (pozos de gas solamente y solo después un postflujo con agua o un overflush con ácido débil).

2.7. ÁCIDOS ORGÁNICOS

Los ácidos orgánicos son usados en lugar de HCl cuando las altas temperaturas de fondo de pozo (más de 400°F) no permiten una protección eficiente contra la corrosión. Los dos tipos principales de ácidos orgánicos usados son el ácido acético y el ácido fórmico. El ácido acético es más fácil de inhibir que el ácido fórmico y es usado más frecuente.

El ácido fórmico y el ácido acético pueden ser bombeados juntos, pero usualmente solo se selecciona uno. Las mezclas de ácido orgánico y HCl también son usadas. El volumen de diseño depende del daño esperado alrededor de la cara del pozo. Debido a que los ácidos orgánicos reaccionan de forma más homogénea que el HCl, se requieren mayores volúmenes. Se han obtenido buenos resultados con volúmenes del orden de 100 gal/ft de mezcla ácida al 20% asegurando el correcto desplazamiento. Los ácidos orgánicos son mucho más costosos que el HCl por unidad de volumen de roca disuelta. Los costos del tratamiento deben ser tenidos en cuenta para el diseño.

El ácido acético tiene otras aplicaciones específicas. Al combinar cualquiera de los dos tipos de ácidos orgánicos mencionados con un solvente aromático y un solvente mutual, se obtiene una solución que se puede usar para remover bloqueos de agua y romper emulsiones. Cuando se combina con un inhibidor de corrosión altamente concentrado, se puede usar como fluido de completamiento para mantener el pH bajo cerca de la cara del pozo y prevenir el hinchamiento de arcillas.

2.8. INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES

En la mayoría de los casos para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso.

La dilución se utiliza por lo general para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, constituyéndose en una técnica simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción.

La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de los residuos minerales solo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio aun en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos. El uso de estos quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación de incrustaciones interactúan químicamente con los sitios de nucleación de los cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. Con el uso de estos inhibidores la formación de residuos desciende a concentraciones que resultan aproximadamente a 1000 veces respecto la proporción estequiometría equilibrada, con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento.

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales. (CRABTREE, 2006, p. 46)

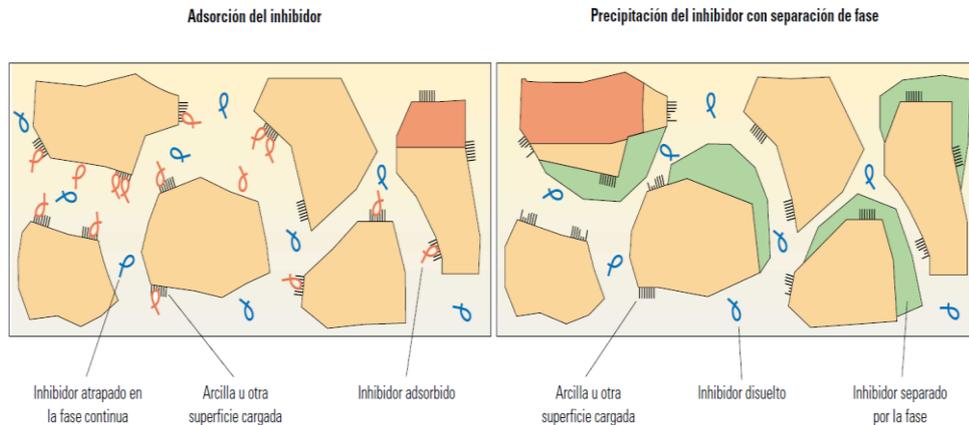


Figura 2.3. Adsorción y precipitación. Los inhibidores de incrustaciones proveen la mejor vida útil del tratamiento cuando se los retiene en la formación, ya sea por adsorción a las paredes de los poros, o bien por precipitación en el espacio de los poros (Olfield Review)

2.9. TRATAMIENTO RPM (Relative Permeability Modifier)

Es un sistema empleado para el bloqueo químico selectivo de agua que consta de un polímero y crosslinker los cuales se bombean juntos y al ser activados por la temperatura reaccionan en el yacimiento. Una vez reaccionan el polímero y el crosslinker, se mezclan formando una red interconectada entre los espacios porales que bloquea el flujo de agua y permite el flujo de crudo y de gas.

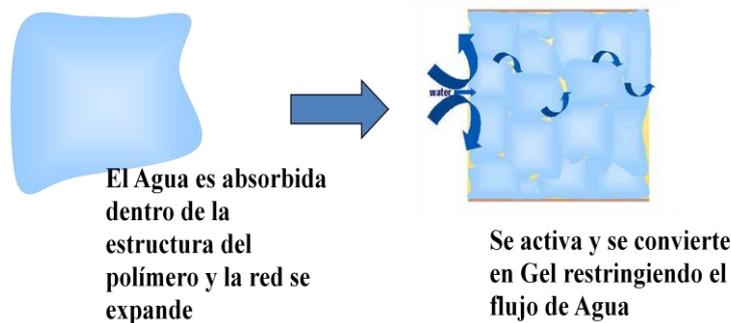


Figura 2.4. Sistema empleado para el bloqueo químico selectivo de agua (Clariant S.A OMS)

El bloqueo selectivo de agua tiene muchos beneficios potenciales tales como:

- Evita el tratamiento del agua producida.
- Reduce la pérdida del caudal de producción, evitando pérdidas de presión del yacimiento a través de la producción del agua.

- Permite el aumento de la producción de crudo en situaciones en las que está restringida por los fluidos totales o la capacidad de tratamiento del agua.
- Incrementa la recuperación total de hidrocarburos, reduciendo las áreas alternas de crudo.

2.10. TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DEL TRATAMIENTO

Un factor importante en el éxito de un tratamiento químico matricial es decidir dónde se va a inyectar el tratamiento. Esta es la etapa final del diseño y es importante, ya que, por muy bien diseñado que esté el tratamiento, se debe colocar en contacto con el daño para que actúe. Entre las técnicas de colocación del tratamiento más usadas se encuentran:

2.10.1. Mecánicas

Existe una gran variedad de empaques de trabajo que permiten inyectar fluidos selectivamente en pequeños intervalos y en forma sucesiva. La herramienta más usada es el empaque de gomas opuestas separadas entre sí por 1 pie; en el espacio entre las copas hay una salida para los fluidos que van a inyectarse. La herramienta se coloca frente a las perforaciones a tratar, y como las copas se ajustan al diámetro interno de la tubería, el aumento de la presión al inyectar las expande logrando el sello. Después de tratar el primer intervalo, al desahogar la presión, las copas se retraen permitiendo mover la herramienta al próximo intervalo.

En los últimos 25 años se ha perfeccionado el uso de la tubería continua (Coiled Tubing), para trabajar en los pozos sin necesidad de mover un taladro de reparación, ni sacar la tubería de producción. La tubería continua permite colocar fluido frente a las perforaciones cubriendo todo el intervalo, y permite un período de remojo y ablandamiento mientras se saca del pozo el Coiled tubing ya que no se pueden aplicar altas presiones a través del mismo.

2.10.2. Divergencia química

La divergencia química es usada frecuentemente cuando se necesita asegurar que el fluido de tratamiento trabaje efectivamente. La función de los divergentes se basa en igualar el flujo para que las zonas de diferentes permeabilidades puedan ser tratadas. Idealmente, los divergentes deben:

- Ser insolubles en el fluido de tratamiento
- Formar una capa impermeable particularmente en la cara de la formación sin penetrar demasiado la formación.
- Ser fácilmente removidas siguiendo el tratamiento.

Todos, o generalmente la mayoría, de estos criterios se pueden cumplir usando materiales tales como resinas solubles en aceite, copos de ácido benzoico, entre otros.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE REALIZADOS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO

El campo San Francisco de la compañía Hocol S.A es un campo maduro que requiere de manera continua los tratamientos químicos Downhole como modelo operacional para el mantenimiento de la curva base de producción. Con este fin se realizó el levantamiento de la información relacionada con los tratamientos Downhole dada por la compañía Clariant Colombia S.A, correspondiente a los años 2009 y 2010 tomando como cierre el mes de agosto de este último y la información de la producción referente a los años 2008, 2009 y 2010 del campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Actualmente el campo San Francisco se encuentra dividido en 8 bloques, a cada uno de ellos se le realizó un levantamiento de información individual que fue procesada para elaborar un análisis estadístico concerniente a la data de tratamientos Downhole y data de producción.

Dentro de los tratamientos Downhole realizados por la compañía Clariant Colombia S.A. en el campo San Francisco, se encuentra el Sistema de Inhibición de Scale (SIS), Sistema Orgánico Ácido (SOA), tratamiento Orgánico y tratamiento RPM. Las técnicas de aplicación de estos tratamientos están en función de la selectividad que se realice, ya sea de manera mecánica con empaques de trabajo y/o divergencia química.

Junto con este análisis estadístico, se calculó el promedio de producción 4 meses antes y 4 meses después de la intervención mediante el método de la media móvil con el fin de obtener un valor representativo del comportamiento de la producción cada pozo. Con estos promedios móviles de producción se calculó la eficiencia a partir de la relación entre ellos y se estableció que un trabajo de estimulación Downhole sería efectivo cuando la eficiencia tuviera un valor igual o mayor al 10% ($\eta \geq 10\%$). Para valores inferiores al 10% se define como “No efectivo”, sin embargo, se debe realizar un análisis cualitativo que permita evaluar criterios de declinación, costos, comportamiento de BSW y eficiencia del ALS en función del tratamiento realizado.

$$n = \left(\frac{BOPD_{DESPUÉS}}{BOPD_{ANTES}} - 1 \right) * 100\% \quad (1)$$

Donde:

n : Eficiencia

$\overline{BOPD}_{DESPUÉS}$: Promedio móvil de producción de petróleo después de la intervención.

\overline{BOPD}_{ANTES} : Promedio móvil de producción de petróleo antes de la intervención.

Durante el período de estudio, la compañía Clariant Colombia S.A realizó 65 trabajos de estimulación en los pozos productores del campo San Francisco, los cuales son listados por bloque en la tabla 3.1. Algunos de estos pozos fueron intervenidos más de una vez durante el período de estudio.

Tabla 3.1. Relación de tratamientos por bloque realizados por Clariant Colombia S.A en el campo San Francisco entre 2009 y 2010.

BLOQUE	POZOS
BLOQUE 1	SF-11* SF-40 SF-42 SF-75 SF-90 SF-95 SF-123 SF-173 SF-186
BLOQUE 2	SF-24 SF-71 SF-93 SF-175 SF-185
BLOQUE 3	SF-14 SF-25 SF-94 SF-147* SF-167
BLOQUE 4	SF-23 SF-28 SF-128 SF-131 SF-140 SF-143 SF-177
BLOQUE 5	SF-08 SF-18* SF-53* SF-69 SF-87* SF-88 SF-138 SF-141 SF-163 SF-205
BLOQUE 6	SF-16 SF-19 SF-20 SF-44 SF-46 SF-63 SF-98 SF-158 SF-174 SF-178
BLOQUE 7	SF-59 SF-66 SF-83 SF-126 SF-146 SF-164 SF-168*
BLOQUE 8	SF-10 SF-61 SF-68 SF-92 SF-100 SF-149

*Pozo al cual se le ha realizado dos veces tratamientos Downhole.

3.1. BLOQUE 1

En el bloque 1 se realizaron 10 tratamientos de los cuales 8 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 2 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 15% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.2. Tratamientos realizados en Bloque 1.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-11* SF-40 SF-42 SF-75 SF-39 SF-123 SF-186
No efectivos	SF-90 SF-173

3.1.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque 1 que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron: SF-11 con dos intervenciones, SF-40, SF-42, SF-75, SF-39, SF-123 y SF-186. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 1.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-11-40-42-75-95	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-186	Liner 5" cañoneado	BM
SF-123	Casing 7" cañoneado	BM

Como se mencionó anteriormente, la eficiencia de los tratamientos se calculó por medio del método de la media móvil de los datos de producción. El promedio móvil calcula el promedio de producción mensual de aceite entre el anterior, el actual y el posterior al tratamiento para cada mes¹. El mismo concepto de media móvil fue aplicado también para el contenido de BSW y para la producción de fluidos totales.

La tabla 3.4 muestran los datos de producción y BSW correspondientes al pozo SF-75 cuya intervención fue realizada el 15 de febrero de 2010.

Para calcular el promedio móvil de producción de aceite antes de la intervención, se tomaron los datos de producción de aceite de los 4 meses anteriores al mes de febrero y para calcular el promedio móvil de producción después de la intervención, se tomaron los datos de producción de aceite de los 4 meses posteriores al mes de febrero.

¹ Lucuara, G, Jaramillo, O, Guzmán, J, Romero, R y Rodríguez, L.: "Divergencia Química: Un Factor Determinante para el Éxito en los Tratamientos de Estimulación Ácida Matricial en el Campo Yaguará.", Acipet (2009), Pág. 4-5.

Tabla 3.4 Datos de producción pozo SF-75 (2008-2010)

FECHA	BOPD	BWPD	BSW %	FECHA	BOPD	BWPD	BSW %
Enero-08	97	6624	98,5	Julio-09	99	4914	97,9
Febrero-08	79	6102	98,6	Agosto-09	87	4794	98,3
Marzo-08	71	5913	98,8	Septiembre-09	90	4654	98,1
Abril-08	69	5827	98,8	Octubre-09	65	4538	98,6
Mayo-08	55	5782	99,1	Noviembre-09	68	4307	98,3
Junio-08	62	6331	98,8	Diciembre-09	71	4333	98,4
Julio-08	64	6125	99	Enero-10	71	4361	98,4
Agosto-08	59	5857	99	Febrero-10	74	4506	98,3
Septiembre-08	53	5256	99	Marzo-10	133	6473	97,9
Octubre-08	63	5719	98,9	Abril-10	153	6203	97,6
Noviembre-08	61	5455	98,8	Mayo-10	114	5318	98
Diciembre-08	87	4973	98	Junio-10	99	4680	98
Enero-09	75	4603	97,9	Julio-10	102	4568	97,8
Febrero-09	106	4749	97,9	Agosto-10	103	4487	97,8
Marzo-09	122	4884	97,5	Septiembre-10	101	4429	97,8
Abril-09	113	5199	98,1	Octubre-10	93	4824	98,8
Mayo-09	87	5452	98	Noviembre-10	105	5489	98,1
Junio-09	99	5398	98,1	Diciembre-10	99	4917	98

$$\overline{BOPD}_{ANTES} = \frac{\left\{ \left(\frac{65 + 68}{2} \right) + \left(\frac{65 + 68 + 71}{3} \right) + \left(\frac{68 + 71 + 71}{3} \right) + \left(\frac{71 + 71}{2} \right) \right\}}{4}$$

$$\overline{BOPD}_{ANTES} = 69 \text{ Bbls}$$

$$\overline{BOPD}_{DESPUES} = \frac{\left(\frac{133 + 153}{2} \right) + \left(\frac{153 + 133 + 114}{3} \right) + \left(\frac{114 + 153 + 99}{3} \right) + \left(\frac{99 + 114}{2} \right)}{4}$$

$$\overline{BOPD}_{DESPUES} = 126 \text{ Bbls}$$

Para calcular la eficiencia de un tratamiento Downhole se utiliza el promedio móvil de aceite antes (\overline{BOPD}_{ANTES}) y después ($\overline{BOPD}_{DESPUES}$) de la intervención, la eficiencia para el SF-75 está dada por:

$$n = \left(\frac{126}{69} - 1 \right) * 100\%$$

$$n = 83,2 \%$$

Así mismo, se calcularon los datos de BSW antes y después de cada una de las intervenciones a los pozos del campo San Francisco de la compañía Hocol S.A. mostrados en la tabla 3.5 donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 1.

$$\overline{BSW}_{ANTES} = \frac{\left(\frac{98,6 + 98,3}{2}\right) + \left(\frac{98,3 + 98,6 + 98,4}{3}\right) + \left(\frac{98,4 + 98,3 + 98,4}{3}\right) + \left(\frac{98,4 + 98,4}{2}\right)}{4}$$

$$\overline{BSW}_{ANTES} = 98,4 \%$$

$$\overline{BSW}_{DESPUÉS} = \frac{\left(\frac{97,9 + 97,6}{2}\right) + \left(\frac{97,6 + 97,9 + 98}{3}\right) + \left(\frac{98 + 97,6 + 98}{3}\right) + \left(\frac{98 + 98}{2}\right)}{4}$$

$$\overline{BSW}_{DESPUÉS} = 97,9 \%$$

Tabla 3.5. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 1.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (BlS)	η (%)
SF-11	111,5	139,5	96,1	96,5	28,0	21,3
SF-11	103,2	135,3	96,8	95,7	32,2	28,3
SF-40	88,8	130,8	95,7	94,4	42,0	48,8
SF-42	143,8	171,7	98,4	98,4	27,8	20,8
SF-75	69,0	127,7	98,4	97,9	58,7	83,2
SF-95	201,3	230	93,4	95,1	28,7	12,6
SF-123	13,2	17,0	87,6	91,0	3,8	10,0
SF-186	53,3	71,5	86,2	86,1	18,2	34,8

La tabla 3.6 muestra los tipos de tratamientos Downhole efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 1, la fecha de dicha intervención y las etapas en que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.6. Relación de tratamientos efectivos Bloque 1.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-11						06/07/2009	2	21,3
SF-11						17/07/2010	2	28,3
SF-40	**	**	**		**	16/10/2009	5	48,8
SF-42						01/09/2009	Bullheading	20,8
SF-75						15/02/2010	3	83,2
SF-95	**	**	**		**	11/03/2010	Bullheading	12,6
SF-123			*			21/04/2010	Bullheading	10,0
SF-186			*			25/11/2009	Bullheading	34,8

*SF-123, SF-186: Aplicación del mismo tratamiento (ORGÁNICO).

**SF-40, SF-95: Aplicación del mismo tratamiento (SOA, SIS, ORGÁNICO Y DIVERGENCIA).

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 1.

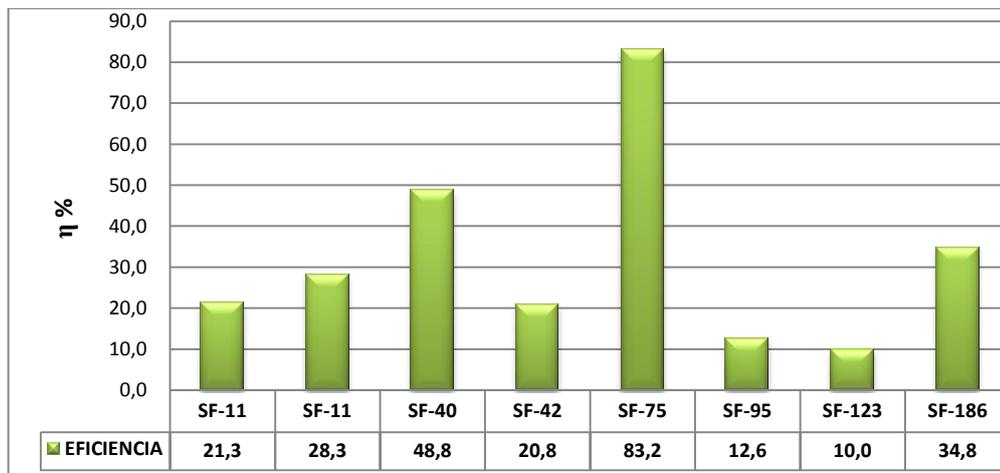


Figura 3.1. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 1.

3.1.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima ($\eta < 10\%$) a los tratamientos aplicados fueron SF-90 y SF-173. La tabla 3.7 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.8 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.7. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos
Bloque 1.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-90	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-173	Casing 7" & Liner 5" cañoneado	

Tabla 3.8. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 1.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bl)	η (%)
SF-90	155,5	157,0	96,5	97,1	1,5	1,0
SF-173	31,2	27,5	96,8	96,2	-3,7	-11,8

La tabla 3.9 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.9. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 1.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-90						11/03/2010	2	0.2
SF-173						20/11/2009	Bullheading	-10.6

3.2. BLOQUE 2

En el bloque 2 se realizaron 5 tratamientos de los cuales 3 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 2 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 8% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.10. Tratamientos realizados en Bloque 2.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-24 SF-71 SF-175
No efectivos	SF-93 SF-185

3.2.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque 2 que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron SF-24, SF-71 y SF-175. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 2.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-24	Casing 7" cañoneado	PCP
SF-71	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-175	Liner 5" cañoneado	ESP

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.12, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 2.

Tabla 3.12. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 2.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bl)	η (%)
SF-24	70,2	107,0	90,7	92,1	36,8	49.1
SF-71	45,0	87,5	97,3	96,9	42,5	93.3
SF-175	44,7	65,0	98,6	98,6	20,3	56.1

La tabla 3.13 muestra los tipos de tratamientos Downhole efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 2, la fecha de dicha intervención y las etapas en que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.13. Relación de tratamientos efectivos Bloque 2.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-24	*	*	*		*	25/07/2009	2	49.1
SF-71	*	*	*		*	21/07/2009	3	93.3
SF-175						07/04/2010	Bullheading	56.1

*SF-24, SF-71 Aplicación del mismo tratamiento (SOA, SIS, ORGANICO Y DIVERGENCIA)

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 2.

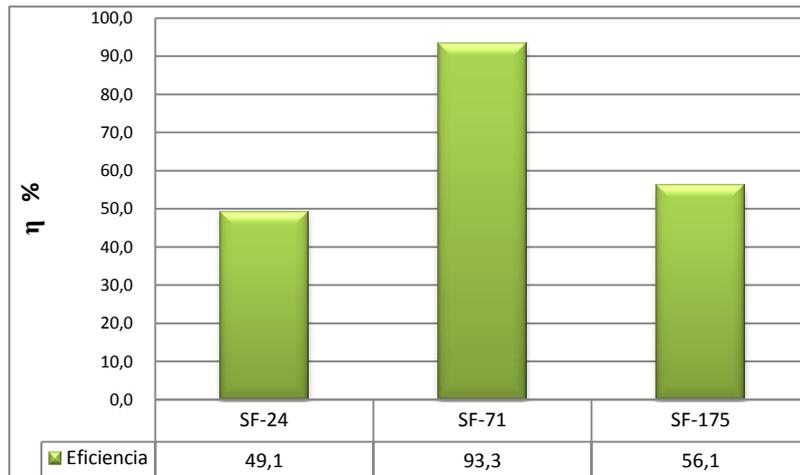


Figura 3.2. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 2.

3.2.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima ($\eta < 10\%$) a los tratamientos aplicados fueron SF-93 y SF-185. La tabla 3.14 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.15 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.14. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 2.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-93	Liner 4 ½" ranurado	ESP
SF-185	Liner ranurado 5"	

Tabla 3.15. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 2.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bl)	η (%)
SF-93	100,0	81,0	98,6	98,9	-19,0	-19
SF-185	25,0	18,3	97,6	97,3	-6,7	-26,6

La tabla 3.16 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.16. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 2.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-93						04/08/2010	Bullheading	-19
SF-185						13/08/2010	3	-27

Analizando el comportamiento del pozo SF-93, se notó que su respuesta a la estimulación realizada el 4 de agosto de 2010 no fue favorable desde el punto de vista de producción de aceite. Pero al realizar un estudio de la tendencia de declinación de este pozo y ubicar el límite económico del campo San Francisco en 10 BOPD por pozo, se descubrió que, con la estimulación realizada, la vida productiva del pozo se incrementó en aproximadamente 4 meses con respecto a la tendencia que presentaba antes de la intervención. (Ver Anexo 1)

3.3. BLOQUE 3

En el bloque 3 se realizaron 6 tratamientos de los cuales 5 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 1 no fue efectivo ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 9% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.17. Tratamientos realizados Bloque 3.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-25 SF-94 SF-147 SF-167
No efectivos	SF-14 SF-147

3.3.1. Tratamientos efectivos

Los pozos que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados del Bloque 3 son: SF-25, SF-94, SF-147* con dos intervenciones y SF-167. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.18.

Tabla 3.18. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 3.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-25-94	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-147	Casing 7" cañoneado & Open hole 6"	ESP
SF-167	Liner 5" cañoneado	PCP

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.19, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 3.

Tabla 3.19. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 3.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bl)	η (%)
SF-25	146	210	96,93	96,40	64	43
SF-94	63	104	97,65	98,03	41	67
SF-147	112	148	96,57	96,57	36	31
SF-167	59	84	87,15	84,38	25	42

La tabla 3.20 muestra los tipos de tratamientos Downhole efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 3, la fecha de dicha intervención y las etapas en que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.20. Relación de tratamientos efectivos Bloque 3.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-25	*	*	*		*	10/06/2010	5	43
SF-94	*	*	*		*	20/11/2009	Bullheading	67
SF-147						12/06/2010	3	31
SF-167						08/07/2009	2	42

*SF-25, SF-94: Aplicación del mismo tratamiento (SOA, SIS, ORGANICO Y DIVERGENCIA).

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 3.

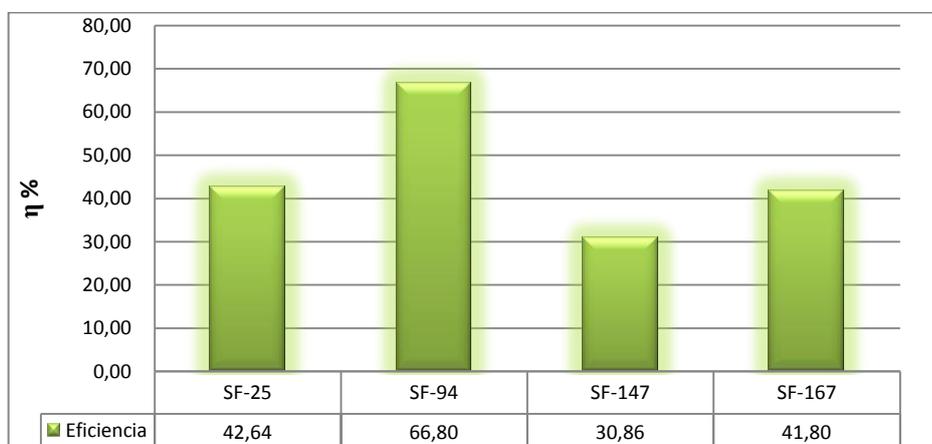


Figura 3.3. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 3.

3.3.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima ($\eta < 10\%$) a los tratamientos aplicados fueron SF-14 y SF-147. La tabla 3.21 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.22 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.21. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 3.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-14	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-147	Casing 7" cañoneado & Open hole 6"	ESP

Tabla 3.22. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 3.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bls)	η (%)
SF-14	97,50	96,17	94,57	96,05	1,33	-1,37
SF-147	140,79	135,04	95,97	96,46	-5,75	-4,08

La tabla 3.23 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla3.23. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 3.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-14						02/09/2009	Bullheading	-1,4
SF-147						14/10/2009	3	- 4

3.4. BLOQUE 4

En el bloque 4 se realizaron 7 tratamientos de los cuales 3 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 4 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 10% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.24. Tratamientos realizados Bloque 4.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-28 SF-128 SF-140
No efectivos	SF-23 SF-131 SF-143 SF-177

3.4.1. Tratamientos efectivos

Los pozos que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados del Bloque 4 son: SF-28, SF-128, SF-140. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.25.

Tabla 3.25. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 4.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-28	Casing 7" cañoneado	PCP
SF-128	Casing 7" cañoneado & Open hole 6"	PCP
SF-140	Casing 7" cañoneado & Open Hole 7"	BM

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.26, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 4.

Tabla 3.26. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 4.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bls)	η (%)
SF-28	51,7	122,7	91,8	89,9	71,0	135
SF-128	26,0	30,2	34,7	78,3	4,2	16.2
SF-140	71,7	116,7	88,4	85,5	45,0	61.4

La tabla 3.27 muestra los tipos de tratamientos Downhole efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 4, la fecha de dicha intervención y las etapas en que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.27. Relación de tratamientos efectivos Bloque 4.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-28						25/08/2009	4	135
SF-128						11/02/2009	Bullheading	16.2
SF-140						08/10/2009	Bullheading	61.4

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 4.

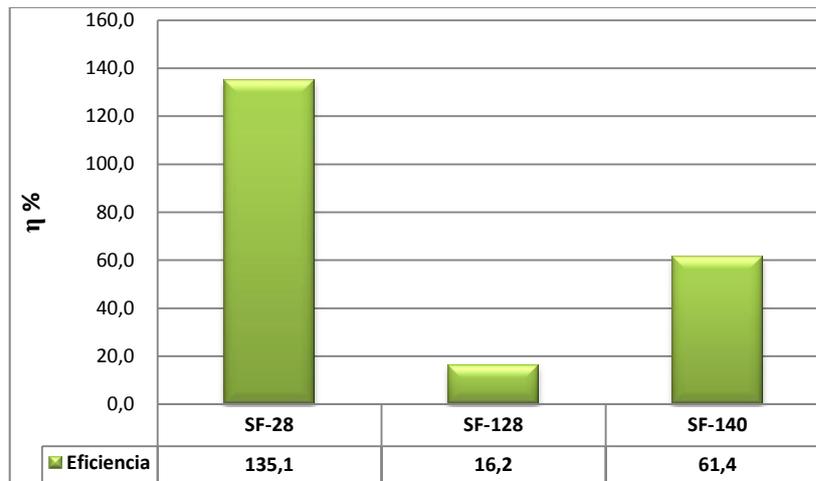


Figura 3.4. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 4.

3.4.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima a los tratamientos aplicados fueron: SF-23, SF-131, SF-143 y SF-177. La tabla 3.28 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.29 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.28. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 4.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-23	Casing 7" cañoneado	PCP
SF-131	Casing 7" cañoneado & Open Hole 7"	ESP
SF-143	Casing 7" cañoneado	
SF-177	Liner 5" cañoneado	

Tabla 3.29. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 4.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bls)	η (%)
SF-23	109	100,7	88	90	-8,3	-7,6
SF-131	98,0	74,2	93,3	94,9	-23,8	-24,3
SF-143	130,8	92,2	94,7	95,6	-38,7	-29,6
SF-177	268,8	256,8	80,7	85,0	-12,0	-4,5

La tabla 3.30 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.30. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 4.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIVER	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-23						07/07/2009	3	-7,5
SF-131						30/06/2009	2	-25,1
SF-143						31/07/2010	Bullheading	-27,8
SF-177						03/12/2009	Bullheading	-4,3

Analizando el comportamiento del pozo SF-143, se notó que su respuesta a la estimulación realizada el 31 de julio de 2010 no fue favorable desde el punto de vista de producción de aceite. Pero al realizar un estudio de la tendencia de declinación de este pozo y ubicar el límite económico del campo San Francisco en 10 BOPD por pozo, se descubrió que, con la estimulación realizada, la vida productiva del pozo se incrementó en aproximadamente 2 meses con respecto a la tendencia que presentaba antes de la intervención. (Ver Anexo 1)

3.5. BLOQUE 5

En el bloque 5 se realizaron 13 tratamientos de los cuales 6 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$), 7 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 20% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.31. Tratamientos realizados Bloque 5.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-69 SF-87* SF-88 SF-138 SF-205
No efectivos	SF-08 SF-18* SF-53* SF-141 SF-163

3.5.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque 5 que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron: SF-69, SF-87 intervenido dos veces, SF-88, SF-138 y SF-205. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.32.

Tabla 3.32. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 5.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-69-87*-205	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-138	Open Hole 8 1/2"	
SF-88	Liner ranurado 4 1/2"	

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.33, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 5.

Tabla 3.33. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 5.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bl)	η (%)
SF-69	104,8	129,5	91,9	92,3	24,7	24.7
SF-87	139,2	386,0	96,0	91,5	246,8	177
SF-87	313,5	348,2	92,5	93,2	34,7	10.5
SF-88	49,0	70,2	94,9	92,6	21,2	44.9
SF-138	67,7	111,2	97,0	97,0	43,5	58.7
SF-205	52,0	65,5	96,9	96,7	13,5	25.6

La tabla 3.34 muestra los tipos de tratamientos efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 5, la fecha a la cual se realizaron los tratamientos y las etapas en que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.34. Relación de tratamientos efectivos Bloque 5.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-69						1/09/2009	4	24,7
SF-87						2/07/2009	Bullheading	177
SF-87						28/04/2010	Bullheading	10,5
SF-88						11/08/2009	Bullheading	44,9
SF-138						9/12/2009	Bullheading	58,7
SF-205						18/05/2009	Bullheading	25,6

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 5.

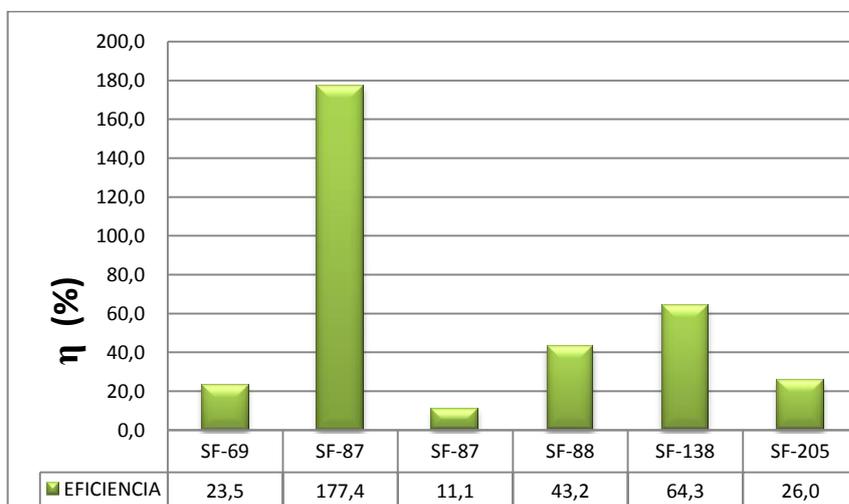


Figura 3.5. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 5.

3.5.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima a los tratamientos aplicados fueron: SF-08, SF-18*, SF-53*, SF-141 y SF-163. La tabla 3.35 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.36 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.35. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 5.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-08	Casing 7" cañoneado	BM
SF-18*-53*-163	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-141	Liner ranurado 5"	ESP

Tabla 3.36. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 5.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bls)	η (%)
SF-08	98,0	67,2	88,8	93,6	-30,8	-31,5
SF-18	100,5	99,3	97,1	97,5	-1,2	-1,2
SF-18	101,3	100,7	97,2	97,4	-0,7	-0,7
SF-53	263,0	243,2	92,2	93,7	-19,8	-7,5
SF-53	242,7	238,3	93,5	93,9	-4,3	-1,8
SF-141	78,0	82,3	97,3	96,8	4,3	5,6
SF-163	113,8	104,0	63,6	95,1	-9,8	-8,6

La tabla 3.37 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.37. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 5.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-08						MARZO 4 2009	2	-31,4
SF-18						FEBRERO 5 2010	4	-0,1
SF-18						NOVIEM 25 2009	Bullheading	-0,5
SF-53						24/02/2010	4	-8,0
SF-53						08/08/2010	Bullheading	-2,5
SF-141						ABRIL 8 2010	Bullheading	7,4
SF-163						JUNIO 16 2009	2	-8,8

3.6. BLOQUE 6

En el bloque 6 se realizaron 10 tratamientos de los cuales 4 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 6 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 15% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.38. Tratamientos realizados Bloque 6.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-16 SF-44 SF-63 SF-178
No efectivos	SF-19 SF-20 SF-46 SF-98 SF-158 SF-174

3.6.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron: SF-16, SF-44, SF-63 y SF-178. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.39.

Tabla 3.39. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 6.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-16	Casing 7" cañoneado	PCP
SF-44		BM
SF-63		ESP
SF-178		BM

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.40, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 6.

Tabla 3.40. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 6.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bls)	η (%)
SF-16	27,2	98,3	83,6	87,5	71,2	341,7
SF-44	56,5	100,7	97,9	96,7	44,2	70,8
SF-63	54,2	92,7	91,6	91,8	38,5	78,6
SF-178	20,5	22,8	98,0	97,8	2,3	14,2

La tabla 3.41 muestra los tipos de tratamientos efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 6, la fecha a la cual se realizaron los tratamientos y las etapas en las que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.41. Relación de tratamientos efectivos Bloque 6.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-16						ABRIL 21 2010	3	341,7
SF-44						MARZO 7 2009	3	70,8
SF-63						SEPTIEMBRE 16 2009	2	78,6
SF-178						JULIO 11 2009	2	14,2

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 6.

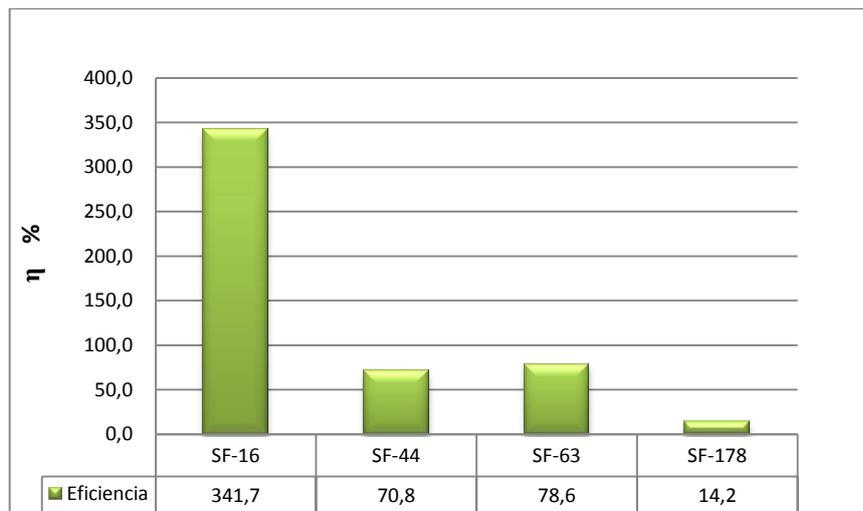


Figura 3.6. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 6.

3.6.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima a los tratamientos aplicados fueron: SF-19, SF-20, SF-46, SF-98, SF-158 y SF-174. La tabla 3.42 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.43 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.42. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 6.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-19	Casing 7" cañoneado	PCP
SF-20	Casing 7" cañoneado	BM
SF-46	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-98	Open Hole 6"	ESP
SF-158	Liner ranurado 5"	ESP
SF-174	Liner 5" cañoneado	ESP

Tabla 3.43. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 6.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bls)	η (%)
SF-19	43,0	21,5	85,1	96,8	-21,5	-50,0
SF-20	24,0	24,0	93,1	94,6	0,0	0,0
SF-46	83,5	66,7	89,0	94,1	-16,8	-20,2
SF-98	187,0	147,7	95,7	96,7	-39,3	-21,0
SF-158	50,8	44,0	95,5	95,9	-6,8	-13,4
SF-174	111,0	110,3	96,7	97,1	-0,7	-0,6

La tabla 3.44 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a estos pozos, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.44. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 6.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-19						MARZO 7 2009	Bullheading	-50,6
SF-20						SEPTIEMBRE 26 2009	Bullheading	1,0
SF-46						DICIEMBRE 13 2009	3	-12,5
SF-98						MARZO 25 2009	Bullheading	-20,9
SF-158						ABRIL 8 2010	Bullheading	-13,1
SF-174						JUNIO 16 2009	5	-0,5

3.7. BLOQUE 7

En el bloque 7 se realizaron 8 tratamientos de los cuales 7 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 1 no fue efectivo ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 12% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.45. Tratamientos realizados Bloque 7.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-66 SF-83 SF-126 SF-146 SF-164 SF-168*
No efectivos	SF-59

3.7.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque 7 que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron: SF-66, SF-83, SF-126, SF-146, SF-164 y SF-168*. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.46.

Tabla 3.46. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 7.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-66-83-168*	Casing 7" cañoneado	ESP
SF-126	Open Hole 7"	
SF-146	Casing 7" cañoneado & Open Hole 6"	
SF-164	Liner 5 in cañoneado	

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.47, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 7.

La tabla 3.48 muestra los tipos de tratamientos efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 7, la fecha a la cual se realizaron los tratamientos y las etapas en las que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.47. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 7.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bl)	η (%)
SF-66	39,2	56,5	97,9	98,0	17,3	45,2
SF-83	98,2	126,8	91,2	94,0	28,7	28,7
SF-126	64,8	106,8	97,3	97,4	42,0	63,6
SF-146	85,5	96,7	93,7	93,8	11,2	13,6
SF-164	48,3	90,3	96,1	96,0	42,0	87,3
SF-168	82,2	133,0	92,1	92,9	50,8	61,6
SF-168	85,5	98,3	95,1	95,2	12,8	15,0

Tabla 3.48. Relación de tratamientos efectivos Bloque 7.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	Etapas	η (%)
SF-66						FEBRERO 23 2010	3	45,2
SF-83						AGOSTO 5 2009	2	28,7
SF-126						JULIO 1 2009	Bullheading	63,6
SF-146						JULIO 6 2010	3	13,6
SF-164						NOVIEMBRE 9 2009	Bullheading	87,3
SF-168						FEBRERO 12 2009	3	61,6
SF-168						JUNIO 23 2010	3	15,0

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 7.

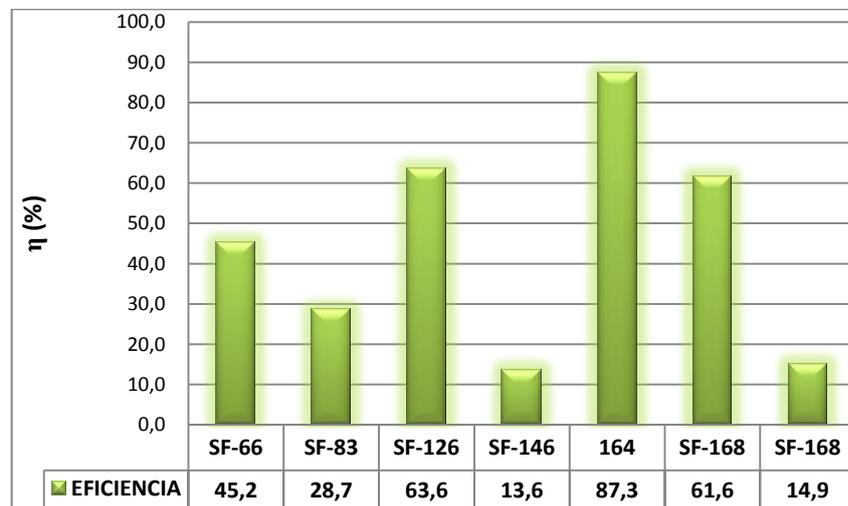


Figura 3.7. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 7.

3.7.2. Tratamientos no efectivos

El pozo que no presentó una respuesta óptima a los tratamientos aplicados fue el SF-59. La tabla 3.49 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de este pozo y la tabla 3.50 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de este pozo con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.49. Completamiento y ALS de pozo con tratamientos no efectivos Bloque 7.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-59	Casing 7" cañoneado	ESP

Tabla 3.50. Data de producción de pozo con tratamiento no efectivo Bloque 7.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Blis)	η (%)
SF-59	118,0	119,0	97,2	97,3	1,0	0,8

La tabla 3.51 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a este pozo, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.51. Relación de tratamiento no efectivo Bloque 7.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η %
SF-59						MARZO 15 2010	Bullheading	0,8

Analizando el comportamiento del pozo SF-59, se notó que su respuesta a la estimulación realizada el 15 de marzo de 2010 no fue favorable desde el punto de vista de producción de aceite. Pero al realizar un estudio de la tendencia de declinación de este pozo y ubicar el límite económico del campo San Francisco en 10 BOPD por pozo, se descubrió que, con la estimulación realizada, la vida productiva del pozo se incrementó en aproximadamente 1 año con respecto a la tendencia que presentaba antes de la intervención. (Ver Anexo 1)

3.8. BLOQUE 8

En el bloque 8 se realizaron 6 tratamientos de los cuales 4 fueron exitosos ($\eta \geq 10\%$) y 2 no fueron efectivos ($\eta < 10\%$). Este bloque equivale al 9% de los tratamientos realizados en el Campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

Tabla 3.52. Tratamientos realizados Bloque 8.

TRATAMIENTOS	POZOS
Efectivos	SF-10 SF-61 SF-98 SF-92
No efectivos	SF-100-149

3.8.1. Tratamientos efectivos

Los pozos del bloque 8 que presentaron buena respuesta a los tratamientos aplicados fueron: SF-10, SF-61, SF-98 y SF-92. Algunos datos generales del estado mecánico de los pozos se encuentran en la tabla 3.53.

Tabla 3.53. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos efectivos Bloque 8.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-10	Casing 7" cañoneado	BM
SF-61		ESP
SF-68		BM
SF-92		PCP

Los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después son mostrados en la tabla 3.54, donde también se encuentra la ganancia en la producción de aceite de cada pozo con su respectiva eficiencia. En esta tabla se hallan sólo los pozos con tratamientos efectivos del bloque 8.

Tabla 3.54. Data de producción de pozos con tratamientos efectivos Bloque 8.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	G (Bl)	η (%)
SF-10	13	28	97	96	16	122
SF-61	95	120	96	97	26	27
SF-68	115	127	85	88	12	11
SF-92	80	116	84	84	36	70

La tabla 3.55 muestra los tipos de tratamientos efectivos aplicados a los pozos pertenecientes al bloque 8, la fecha a la cual se realizaron los tratamientos y las etapas en las que fue aplicado el tratamiento según su completamiento.

Tabla 3.55. Relación de tratamientos efectivos Bloque 8.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-10						OCTUBRE 27 2009	Bullheading	122
SF-61						JULIO 17 2009	3	27
SF-68						AGOSTO 11 2009	5	11
SF-92						OCTUBRE 20 2009	4	70

A continuación es presentada la gráfica de eficiencia por pozo de los tratamientos efectivos correspondientes al bloque 8.

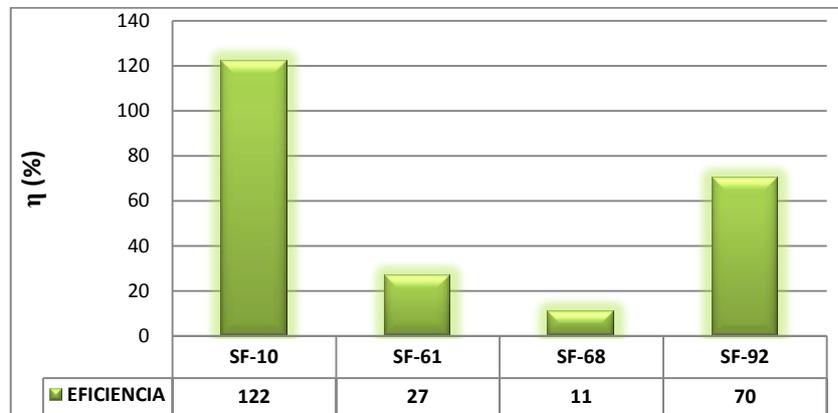


Figura 3.8. Eficiencia por pozo de tratamientos efectivos Bloque 8.

3.8.2. Tratamientos no efectivos

Los pozos que no presentaron una respuesta óptima a los tratamientos aplicados fueron: SF-100 y SF-149. La tabla 3.56 muestra el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial de estos pozos y la tabla 3.57 muestra los datos de producción de BOPD antes y después, BSW antes y después junto con la poca ganancia o, en algunos casos, pérdida de producción de aceite de estos pozos con su respectiva eficiencia.

Tabla 3.56. Completamiento y ALS de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 8.

POZO	COMPLETAMIENTO	ALS
SF-100	Open Hole 7"	ESP
SF-149	Liner 5" cañoneado	

Tabla 3.57. Data de producción de pozos con tratamientos no efectivos Bloque 8.

POZO	BOPD antes	BOPD después	BSW antes	BSW después	Pérdida (Bls)	η (%)
SF-100	65	71	99	99	5	8,0
SF-149	61	59	96	96	-2	-4,0

La tabla 3.58 muestra los tipos de tratamientos Downhole aplicados a este pozo, la fecha de la intervención junto con las etapas en que fue aplicado el tratamiento.

Tabla 3.58. Relación de tratamientos no efectivos Bloque 8.

POZO	SOA	SIS	ORG	RPM	DIV	FECHA TTO	ETAPAS	η (%)
SF-100						JUNIO 10 2010	Bullheading	7
SF-149						DICIEMBRE 4 2009	Bullheading	-1

Analizando el comportamiento del pozo SF-100, se notó que su respuesta a la estimulación realizada el 10 de junio de 2010 no fue favorable desde el punto de vista de producción de aceite. Pero al realizar un estudio de la tendencia de declinación de este pozo y ubicar el límite económico del campo San Francisco en 10 BOPD por pozo, se descubrió que, con la estimulación realizada, la vida productiva del pozo se incrementó en más 2 años con respecto a la tendencia que presentaba antes de la intervención. (Ver Anexo 1)

CAPÍTULO 4

4. METODOLOGÍA PARA TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA COMPAÑÍA HOCOL S.A.

4.1 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

Una vez realizado el levantamiento de la información y evaluadas las eficiencias de los tratamientos químicos, se empezaron a buscar variables que afectaran directamente el diseño y la eficiencia de los tratamientos químicos Downhole.

Por medio del análisis estadístico realizado, se empezaron a descartar ciertas variables relacionadas con el estado mecánico de los pozos tales como el sistema de levantamiento artificial y la inclinación las cuales no seguían patrón alguno. El tipo de completamiento y el espaciamiento entre las zonas a estimular fueron las variables del estado mecánico a tener en cuenta para incluirlas en la metodología ya que éstas sirven para determinar la forma en que se debería aplicar el tratamiento.

También fue notoria la influencia del porcentaje de asfaltenos y parafinas dentro de la efectividad de los tratamientos al igual que el índice de scale son indicadores directos de la formación de incrustaciones.

Por último, se incluyó el BSW dentro de las variables a tener en cuenta para el diseño de la metodología especialmente en la parte del bloqueo selectivo del agua.

4.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

A partir de la identificación de las variables más importantes e influyentes en los diseños y ejecuciones de los tratamientos químicos Down Hole, se realizó una metodología la cual servirá para aumentar el porcentaje de éxito en los tratamientos de estimulación química. Dicha metodología se plasmó a manera de algoritmo para al final, y dependiendo de las variables y sus valores en cada caso particular, brindar la mejor recomendación en cuanto a los tratamientos a aplicar así como las etapas en las que se debería aplicar dichos tratamientos.

Esta metodología ha sido integrada en una herramienta la cual va a ser muy útil para el diseño, evaluación y seguimiento de los tratamientos químicos Downhole

que se lleven a cabo en el campo San Francisco de la compañía Hocol S.A, así como para almacenar los datos correspondientes a tratamientos ya ejecutados. Dicha herramienta ha recibido el nombre **DEST** (*Diseño, evaluación y seguimiento de tratamientos.*)

A continuación se muestra la metodología desarrollada para los tratamientos químicos Downhole a desarrollar en el campo San Francisco de la compañía Hocol S.A.

CAPÍTULO 5

5. HERRAMIENTA PARA EL DISEÑO, EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS DOWNHOLE EN EL CAMPO SAN FRANCISCO DE LA COMPAÑÍA HOCOL S.A.

5.1. HERRAMIENTA *DEST* (*Diseño, Evaluación y Seguimiento de Tratamientos*)

El análisis de la información estadística de los pozos del campo San Francisco arrojó algunos datos correlacionables que fueron útiles para crear una metodología a seguir a la hora de diseñar un tratamiento químico Downhole. Esta metodología fue la base para crear una herramienta que integra el diseño, el seguimiento y la evaluación de los tratamientos Downhole denominada *DEST* (*Diseño, Evaluación y Seguimiento de tratamientos*). La figura 5.1 muestra la ventana principal de la herramienta DEST con sus diferentes menús.

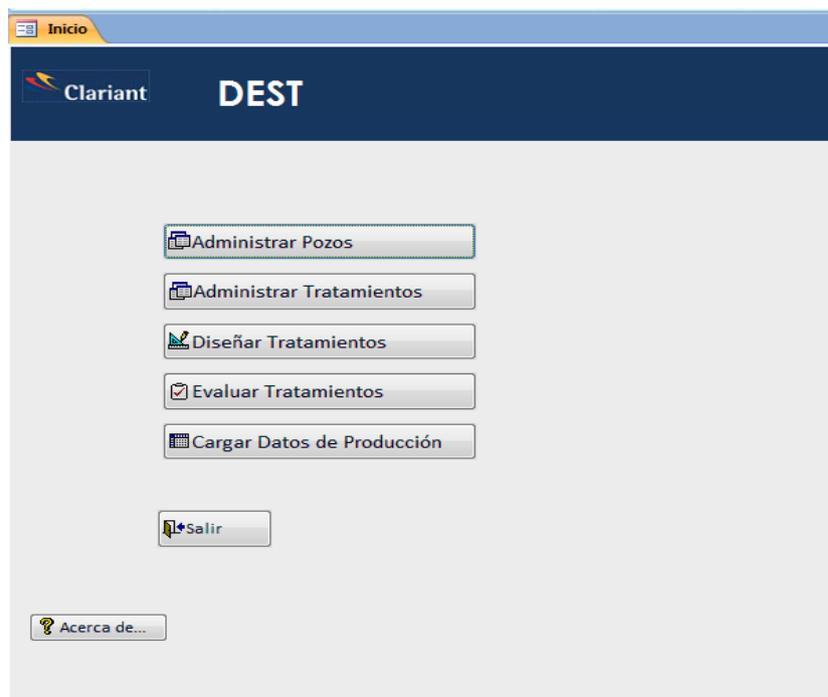


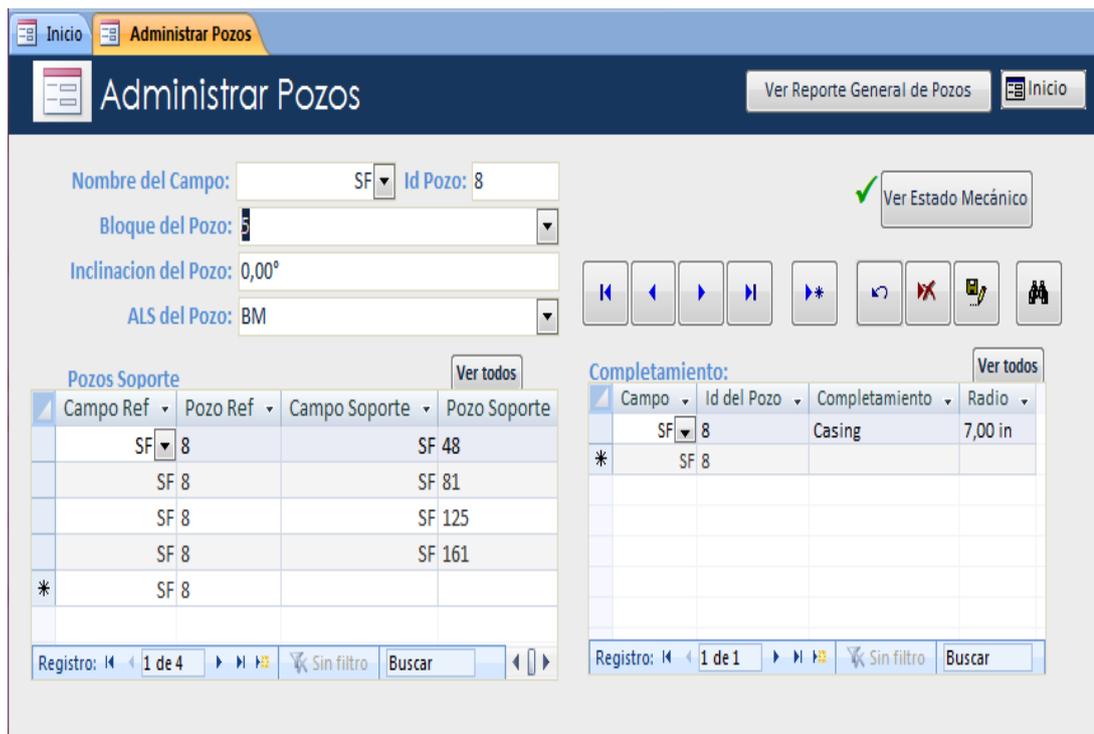
Figura 5.1. Vista principal herramienta DEST.

5.1.1. Administrar pozos

El menú “Administrar Pozos” permite almacenar datos generales de un pozo como: Nombre del campo (en este caso campo San Francisco, la herramienta permite agregar otro campo si así se desea), nombre del pozo, bloque al cual

pertenece, inclinación, sistema de levantamiento artificial (ALS), tipo de completamiento del pozo y los pozos soporte del mismo. Cabe citar que la información se agrega cuando un pozo es nuevo en la base de datos (no se le ha realizado ningún tratamiento Downhole), una vez introducido estos datos se guardan y la información posteriormente podrá editarse si es necesario.

La ventana “Administrar Pozos” permite ver el estado mecánico del pozo en formato PDF y generar reportes de la información almacenada según los requerimientos del usuario.



The screenshot shows the 'Administrar Pozos' window with the following data:

Nombre del Campo: SF Id Pozo: 8
 Bloque del Pozo: [dropdown]
 Inclinación del Pozo: 0,00°
 ALS del Pozo: BM

Ver Estado Mecánico [button]

Pozos Soporte

Campo Ref	Pozo Ref	Campo Soporte	Pozo Soporte
SF	8	SF	48
SF	8	SF	81
SF	8	SF	125
SF	8	SF	161
*	SF		

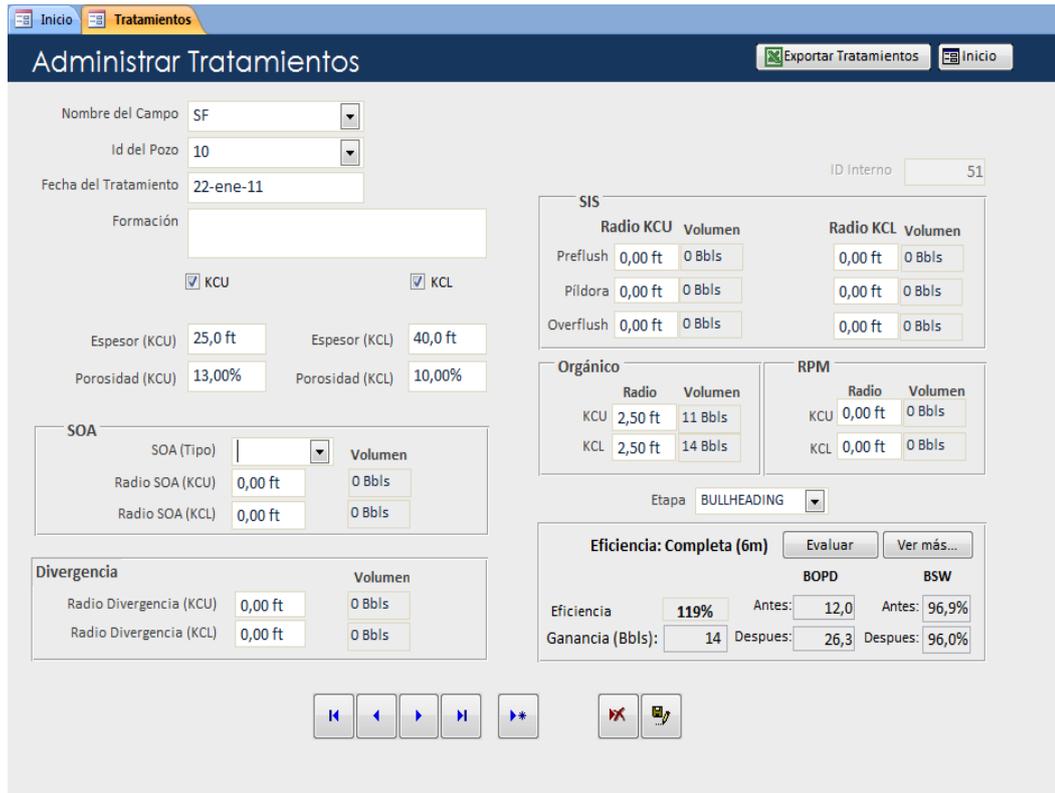
Completamiento:

Campo	Id del Pozo	Completamiento	Radio
SF	8	Casing	7,00 in
*	SF		

Figura 5.2. Ventana Administrar Pozos. Datos pozo SF-8

5.1.2. Administrar tratamientos

El menú “Administrar Tratamientos” permite almacenar los tratamientos Downhole ya realizados en el campo San Francisco. En este formulario se almacena el nombre del campo, nombre del pozo, fecha en la que se realizó el tratamiento, nombre de la formación en la que se aplicó el tratamiento, espesor y porosidad de la formación, tipos de tratamientos aplicados, radio de penetración, y el número de etapas en que se aplicó el tratamiento; la herramienta también calcula los volúmenes de tratamiento aplicado y muestra la eficiencia del tratamiento evaluada a 4 meses (eficiencia total) o parcial a 2 y 3 meses junto con los datos de producción del pozo (BOPD y BSW) antes y después del tratamiento. La Ventana del menú “Administrar Tratamientos” se puede observar en la figura 5.3.



Administrar Tratamientos Exportar Tratamientos Inicio

Nombre del Campo: SF
 Id del Pozo: 10
 Fecha del Tratamiento: 22-ene-11
 Formación:
 KCU KCL
 ID Interno: 51

SIS		Radio KCU	Volumen	Radio KCL	Volumen
Preflush		0,00 ft	0 Bbbls	0,00 ft	0 Bbbls
Pildora		0,00 ft	0 Bbbls	0,00 ft	0 Bbbls
Overflush		0,00 ft	0 Bbbls	0,00 ft	0 Bbbls

Orgánico		Radio	Volumen	RPM	
KCU		2,50 ft	11 Bbbls	KCU	0,00 ft 0 Bbbls
KCL		2,50 ft	14 Bbbls	KCL	0,00 ft 0 Bbbls

Etapa: BULLHEADING

Eficiencia: Completa (6m) Evaluar Ver más...

	BOPD	BSW
Eficiencia	119%	Antes: 12,0 Antes: 96,9%
Ganancia (Bbbls):	14	Despues: 26,3 Despues: 96,0%

SOA: SOA (Tipo) Volumen
 Radio SOA (KCU) 0,00 ft 0 Bbbls
 Radio SOA (KCL) 0,00 ft 0 Bbbls

Divergencia: Radio Divergencia (KCU) 0,00 ft 0 Bbbls
 Radio Divergencia (KCL) 0,00 ft 0 Bbbls

Espesor (KCU) 25,0 ft Espesor (KCL) 40,0 ft
 Porosidad (KCU) 13,00% Porosidad (KCL) 10,00%

Figura 5.3. Menú Administrar Tratamientos. Datos pozo SF-10.



Exportar Información Tratamientos Volver

Por fecha:

Orgánicos Se exportarán todos los tratamientos almacenados.

SOA

Divergencia Tratamientos Encontrados: 65

RPM SIS

Detalle (Resumen)
Detalle (Completo) Exportar a Excel

Figura 5.4. Ventana Exportar información tratamientos.

El formulario “Administrar Tratamientos” además de almacenar la información correspondiente a los tratamientos Downhole realizados, presenta el botón “Exportar tratamientos” el cual abre la ventana “Exportar información tratamientos” (figura 5.4) que permite al usuario ver la información de forma personalizada, por tipo de tratamientos aplicados y fechas. La herramienta DEST muestra esta información de forma “Resumen” (figura 5.5) o “Completo”; estos informes son dinámicos y permiten filtrar la información según: tipo de completamiento del pozo, eficiencia del tratamiento o los requerimientos del

usuario. Esta información puede ser exportada a Excel para que pueda ser manipulada.

Nombre del Ca	Id del Po	Fecha del Tratam	Etapa	Tipo de Eficie	Eficiencia	TIPO_EFICI	Ganancia (l	TIPO_SOA	TIPO_ORG/	TIPO_DIVEI	TIPO_SIS	TIPO_RPM
SF	14	02-sep-09	BULLHEADINC	6	-4,69%	NO EFECTIVO	-4,529854	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	16	21-abr-10	3	6	307,61%	EFECTIVO	84,81618	SOA F/A		SI	SI	NO
SF	18	25-nov-09	BULLHEADINC	6	-2,22%	NO EFECTIVO	-2,267105	SOA HCL	7.5%	SI	SI	SI
SF	20	16-sep-09	BULLHEADINC	6	0,53%	NO EFECTIVO	0,1248455	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	24	25-jul-09	2	6	20,04%	EFECTIVO	15,45428	SOA F/A		SI	SI	NO
SF	25	10-jun-10	5	5	35,94%	EFECTIVO	53,07883	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	28	25-ago-09	4	6	122,70%	EFECTIVO	62,24192	SOA F/A		SI	SI	NO
SF	40	16-oct-09	5	6	49,10%	EFECTIVO	43,14489	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	68	11-ago-09	5	6	9,72%	NO EFECTIVO	10,89515	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	71	21-jul-09	3	6	81,19%	EFECTIVO	37,04472	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	83	05-ago-09	2	6	26,94%	EFECTIVO	26,90976	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	88	11-ago-09	BULLHEADINC	6	34,03%	EFECTIVO	17,17804	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	93	04-ago-10	BULLHEADINC	3	-19,23%	NO EFECTIVO	-19,47003	SOA HCL	7.5%	SI	NO	NO
SF	94	20-nov-09	BULLHEADINC	6	49,64%	EFECTIVO	31,41262	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	95	11-mar-10	BULLHEADINC	6	6,51%	NO EFECTIVO	13,16537	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	98	25-mar-09	BULLHEADINC	6	-14,26%	NO EFECTIVO	-24,2856	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO
SF	140	08-oct-09	BULLHEADINC	6	47,08%	EFECTIVO	34,34474	SOA HCL	7.5%	SI	SI	SI
SF	146	06-jul-10	3	4	14,24%	EFECTIVO	12,139	SOA HCL	7.5%	SI	SI	NO

Figura 5.5. Informe detallado de Ttos ORGÁNICO, SOA, SIS, DIVERGENCIA aplicados al campo San Francisco

La figura 5.5 es un informe detallado de los pozos a los cuales se les han aplicado tratamiento ORGÁNICO, SOA, SIS, DIVERGENCIA que contiene en su orden: el nombre del campo, nombre del pozo, fecha de la aplicación del tratamiento, tipo de aplicación, eficiencia (efectivo y no efectivo), tipo de eficiencia (1-2-3-4 meses), ganancia de petróleo en barriles y los tratamientos aplicados.

Un informe completo muestra al usuario: nombre del campo, nombre del pozo, bloque al cual pertenece el pozo, inclinación, fecha de la aplicación del tratamiento, formación en la que se aplicó el tratamiento, espesor y porosidad de la formación, radios de penetración de los tratamientos aplicados, tipo de aplicación, eficiencia, tipo de eficiencia, ganancia de petróleo en barriles, datos de producción (BOPD antes y después, BSW antes y después) y tipo de tratamientos aplicados.

Adicionalmente, el menú “Administrar Tratamientos” presenta en la parte inferior derecha el cálculo de la eficiencia del tratamiento, el botón “Ver más...” abre la ventana “Eficiencias detalladas” donde se hace seguimiento al tratamiento, evaluando la eficiencia del tratamiento a 3, 6, 9 y 12 meses después de la intervención junto con los datos de producción del pozo (BOPD y BSW) antes y después del tratamiento. Este mismo formulario presenta la opción de

ver el comportamiento del historial de producción en el botón “ver graficas de Producción y Tratamientos”. La Ventana “Eficiencias detalladas” se puede observar en la figura 5.6.

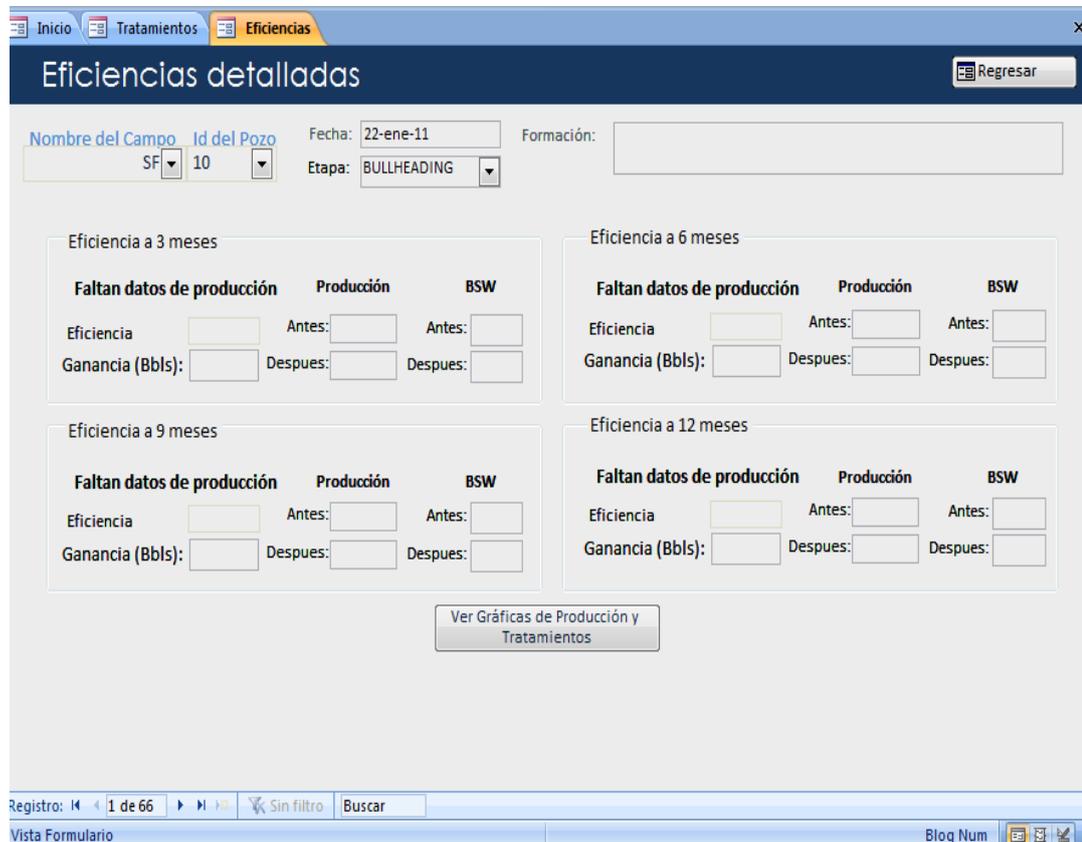


Figura 5.6. Ventana Eficiencias detalladas.

5.1.3. Diseño de tratamientos

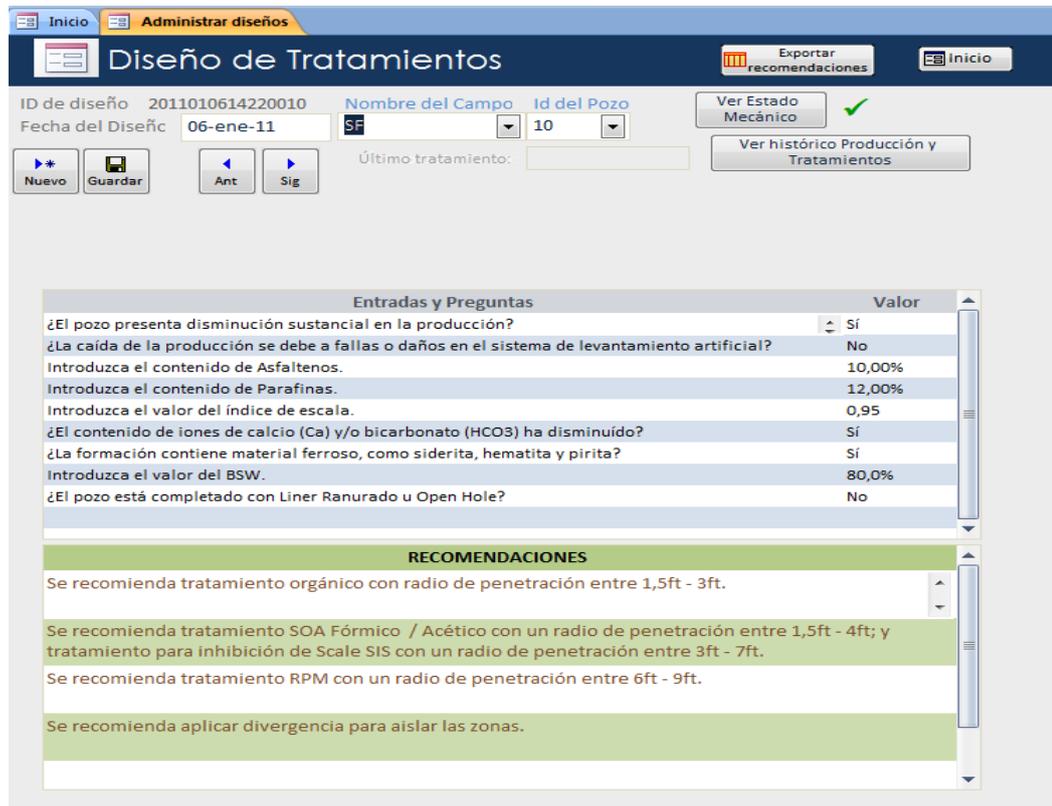
El menú “Diseño de Tratamientos”, como su nombre lo indica, permite diseñar los nuevos tratamientos a realizar en el campo San Francisco.

Para iniciar el diseño, se elige “nuevo” y se introduce el pozo candidato al cual se le desea realizar un trabajo de estimulación. La herramienta empieza a interactuar con el usuario quien debe introducir las siguientes variables: porcentaje de asfaltenos y parafinas, el índice de scale, el BSW y tipo de completamiento del pozo.

La herramienta DEST almacena las variables en un cuadro de Entradas y Preguntas y los resultados que arroja el diseño, son almacenados en el cuadro Recomendaciones.

Una vez terminado el diseño, éste se guarda en la base de datos de DEST con la opción de exportarlas en formato .XLS (botón “Exportar recomendaciones” figura

5.7) para que puedan ser manipuladas por el usuario. En la ventana “Diseño de Tratamientos” también se puede observar el histórico de producción del pozo al cual se le está diseñado el nuevo tratamiento Downhole (botón “ver graficas de Producción y Tratamientos”) y el estado mecánico del pozo formato PDF. La Ventana “Diseño de Tratamientos” se puede observar en la figura 5.7.



Entradas y Preguntas	Valor
¿El pozo presenta disminución sustancial en la producción?	Sí
¿La caída de la producción se debe a fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial?	No
Introduzca el contenido de Asfaltenos.	10,00%
Introduzca el contenido de Parafinas.	12,00%
Introduzca el valor del índice de escala.	0,95
¿El contenido de iones de calcio (Ca) y/o bicarbonato (HCO ₃) ha disminuido?	Sí
¿La formación contiene material ferroso, como siderita, hematita y pirita?	Sí
Introduzca el valor del BSW.	80,0%
¿El pozo está completado con Liner Ranurado u Open Hole?	No

RECOMENDACIONES

- Se recomienda tratamiento orgánico con radio de penetración entre 1,5ft - 3ft.
- Se recomienda tratamiento SOA Fórmico / Acético con un radio de penetración entre 1,5ft - 4ft; y tratamiento para inhibición de Scale SIS con un radio de penetración entre 3ft - 7ft.
- Se recomienda tratamiento RPM con un radio de penetración entre 6ft - 9ft.
- Se recomienda aplicar divergencia para aislar las zonas.

Figura 5.7. Ventana Diseño de Tratamientos. Diseño SF-10.

5.1.4. Evaluar tratamientos

El menú “Evaluar Tratamientos” permite al usuario hacer seguimiento y evaluación de los tratamientos realizados a un pozo mediante dos tipos de gráficas: BSW vs BWPD y BFPD vs BOPD. Estas gráficas acceden a los datos históricos de producción desde el año 2008 hasta 2010, donde se puede observar y analizar el comportamiento de los barriles de agua por día, los barriles de petróleo por día y el BSW.

En la parte derecha de la ventana “Evaluación de Tratamientos e histórico de producción” (figura 5.8 y 5.9) se muestran los tratamientos aplicados, en este caso al SF-93, con los siguientes datos: la fecha de la aplicación, formación, tipo de aplicación, tipo de tratamientos Downhole aplicado, además la eficiencia del tratamiento que puede ser parcial o total, la ganancia de petróleo y datos de producción (BOPD y BSW) antes y después de la intervención.

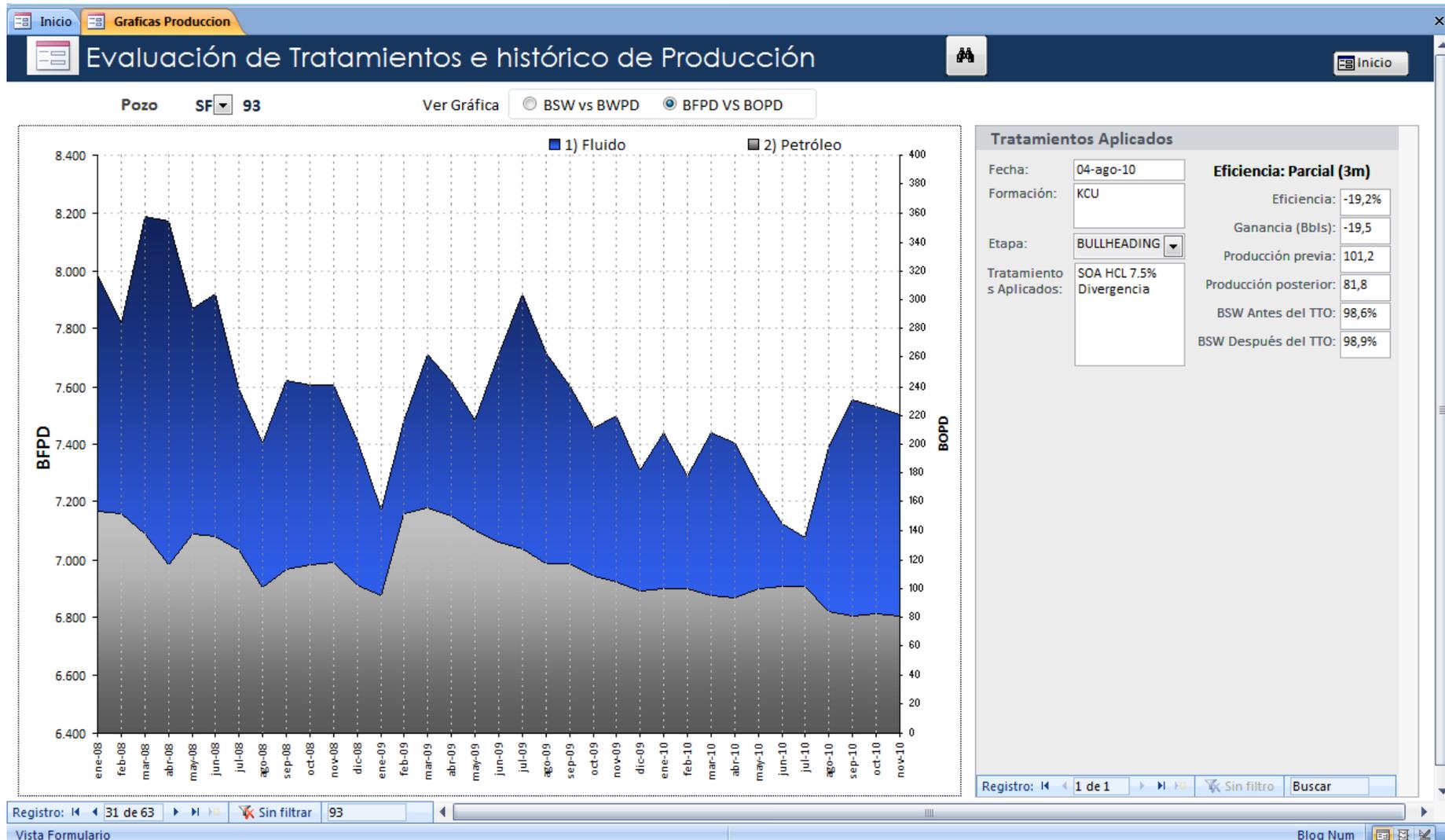


Figura 5.8. Ventana Evaluación de Tratamientos e histórico de producción, Gráfica BOPD vs BFPD. Datos SF-93.

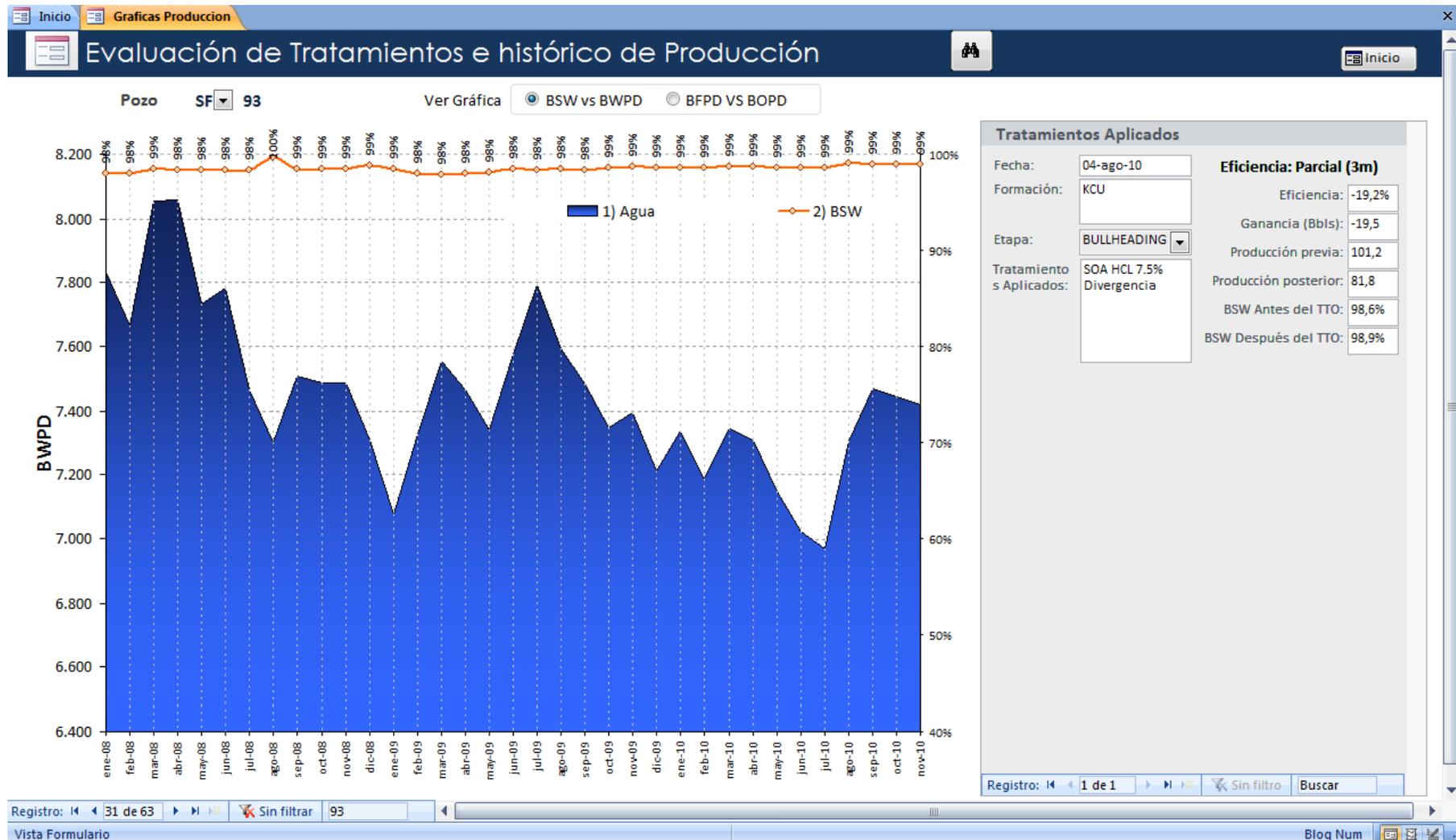


Figura 5.9. Ventana Evaluación de Tratamientos e histórico de producción, Gráfica BSW vs BWPD. Datos SF-93.

5.1.5. Cargar datos de producción

DEST permite cargar los datos de producción por medio de una plantilla de Access. Los datos que alimentan la herramienta son: año, mes, campo, nombre del pozo, BOPD, BWPD, días de producción durante el mes y BSW tal como se muestra en la figura 5.8.

Año	Mes	Nombre del Ca	Id del Po	BOPD: Barriles de Petróle	BWPD: Barriles de Agua	Días de Producción durant	BSW (%)
2010	5	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	6	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	6	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	6	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	7	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	7	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	7	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	8	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	8	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	8	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	9	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	9	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	9	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	10	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	10	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	10	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	11	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	11	SF 1		0	0	0	0,00%
2010	11	SF 1		0	0	0	0,00%
2008	12	SF 1		0	0	0	0,00%
2009	12	SF 1		0	0	0	0,00%
*						30	

Figura 5.10. Ventana Cargar datos de Producción.

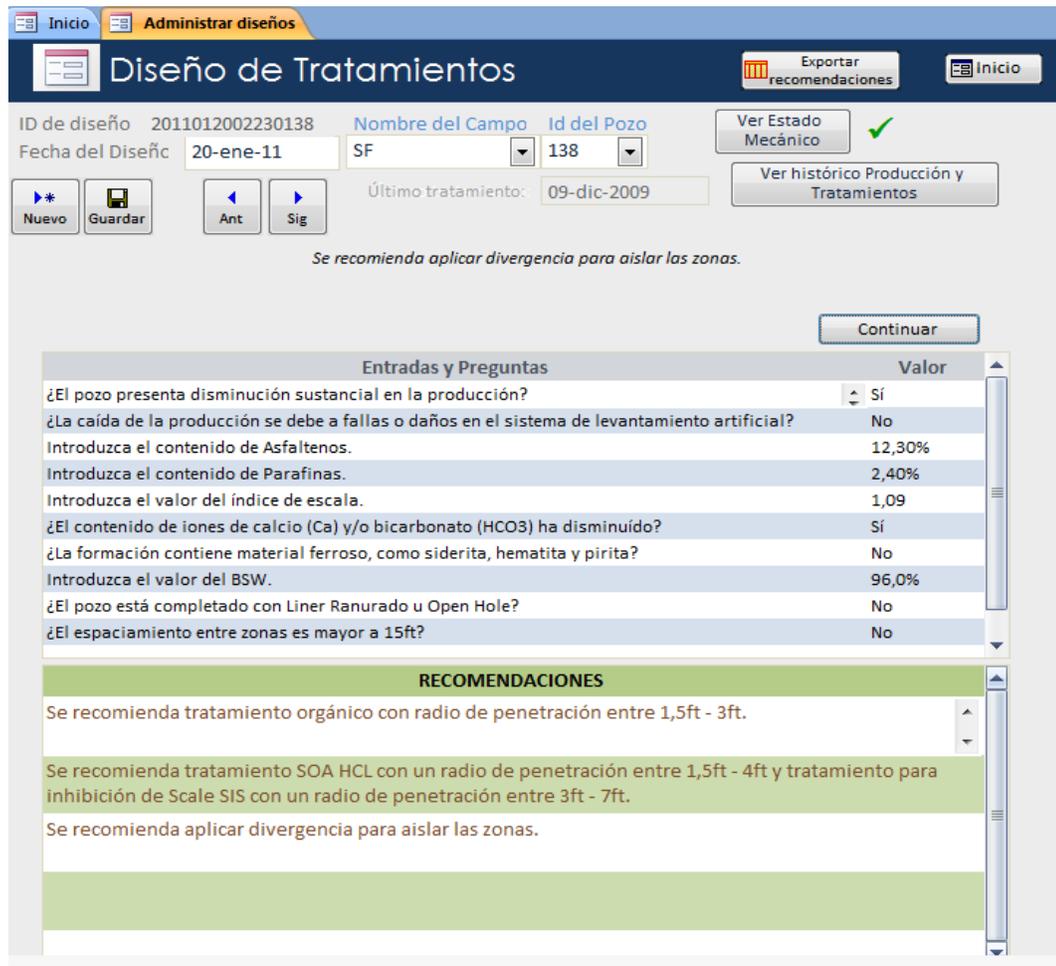
5.2. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y LA HERRAMIENTA DEST

Para validar la herramienta se tomaron 3 pozos: SF-138 del bloque 5, SF-11 del bloque 8 y el SF-8 del bloque 5 (este último pozo presentó mala respuesta a los tratamientos aplicados), a los cuales ya se les han realizado tratamientos Downhole.

5.2.1. Pozo SF- 138

Datos

- Fecha de tratamiento: 9 diciembre de 2009
- Tratamientos aplicados: SOA, SIS, ORGANICO.
- Eficiencia: 64,3 %



Inicio Administrar diseños

Diseño de Tratamientos Exportar recomendaciones Inicio

ID de diseño 2011012002230138 Nombre del Campo Id del Pozo
 Fecha del Diseñc 20-ene-11 SF 138

Ver Estado Mecánico ✓
 Ver histórico Producción y Tratamientos

Último tratamiento: 09-dic-2009

Nuevo Guardar Ant Sig

Se recomienda aplicar divergencia para aislar las zonas.

Continuar

Entradas y Preguntas	Valor
¿El pozo presenta disminución sustancial en la producción?	Si
¿La caída de la producción se debe a fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial?	No
Introduzca el contenido de Asfaltenos.	12,30%
Introduzca el contenido de Parafinas.	2,40%
Introduzca el valor del índice de escala.	1,09
¿El contenido de iones de calcio (Ca) y/o bicarbonato (HCO ₃) ha disminuído?	Si
¿La formación contiene material ferroso, como siderita, hematita y pirita?	No
Introduzca el valor del BSW.	96,0%
¿El pozo está completado con Liner Ranurado u Open Hole?	No
¿El espaciamiento entre zonas es mayor a 15ft?	No

RECOMENDACIONES

Se recomienda tratamiento orgánico con radio de penetración entre 1,5ft - 3ft.

Se recomienda tratamiento SOA HCL con un radio de penetración entre 1,5ft - 4ft y tratamiento para inhibición de Scale SIS con un radio de penetración entre 3ft - 7ft.

Se recomienda aplicar divergencia para aislar las zonas.

Figura 5.11. *Diseño de tratamiento SF-138 con DEST.*

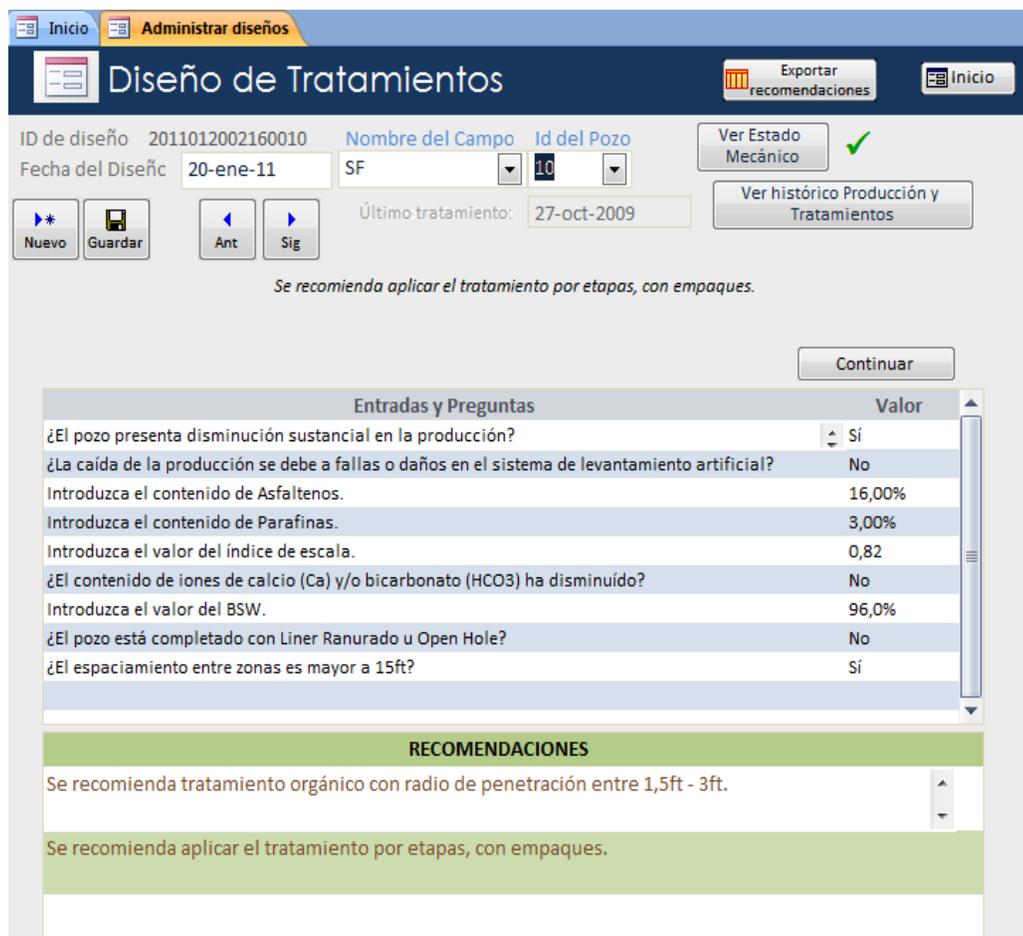
Se diseñó el tratamiento para el SF-138 con la herramienta DEST, se utilizaron datos de la fecha 9 de diciembre del 2009 y se obtuvieron las siguientes recomendaciones: Realizar tratamiento orgánico, tratamiento SOA, tratamiento SIS y aplicar los tratamientos acompañado de divergencia para aislar zonas. Al diseñar este tratamiento, las recomendaciones obtenidas coincidieron con los tratamientos llevados a cabo en este pozo a excepción de la divergencia.

La divergencia ayudaría a tener una mayor selectividad en la aplicación del tratamiento químico aumentando las probabilidades de obtener una mayor eficiencia en el tratamiento.

5.2.2. Pozo SF- 10

Datos

- Fecha de tratamiento: 27 octubre de 2009
- Tratamientos aplicados: ORGÁNICO.
- Eficiencia: 120 %



The screenshot shows the 'Diseño de Tratamientos' (Treatment Design) interface. At the top, there are navigation buttons for 'Inicio' and 'Administrar diseños'. The main header displays 'Diseño de Tratamientos' along with 'Exportar recomendaciones' and another 'Inicio' button. Below the header, the design ID is '2011012002160010', the field name is 'SF', and the well ID is '10'. The design date is '20-ene-11'. A 'Ver Estado Mecánico' button shows a green checkmark. A 'Ver histórico Producción y Tratamientos' button is also present. Navigation buttons include 'Nuevo', 'Guardar', 'Ant', and 'Sig'. The 'Último tratamiento' is '27-oct-2009'. A recommendation message states: 'Se recomienda aplicar el tratamiento por etapas, con empaques.' Below this is a 'Continuar' button. The main section is titled 'Entradas y Preguntas' (Inputs and Questions) and contains a table with the following data:

Entradas y Preguntas	Valor
¿El pozo presenta disminución sustancial en la producción?	Sí
¿La caída de la producción se debe a fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial?	No
Introduzca el contenido de Asfaltenos.	16,00%
Introduzca el contenido de Parafinas.	3,00%
Introduzca el valor del índice de escala.	0,82
¿El contenido de iones de calcio (Ca) y/o bicarbonato (HCO ₃) ha disminuido?	No
Introduzca el valor del BSW.	96,0%
¿El pozo está completado con Liner Ranurado u Open Hole?	No
¿El espaciamiento entre zonas es mayor a 15ft?	Sí

Below the table is a section titled 'RECOMENDACIONES' (Recommendations) with two entries:

- Se recomienda tratamiento orgánico con radio de penetración entre 1,5ft - 3ft.
- Se recomienda aplicar el tratamiento por etapas, con empaques.

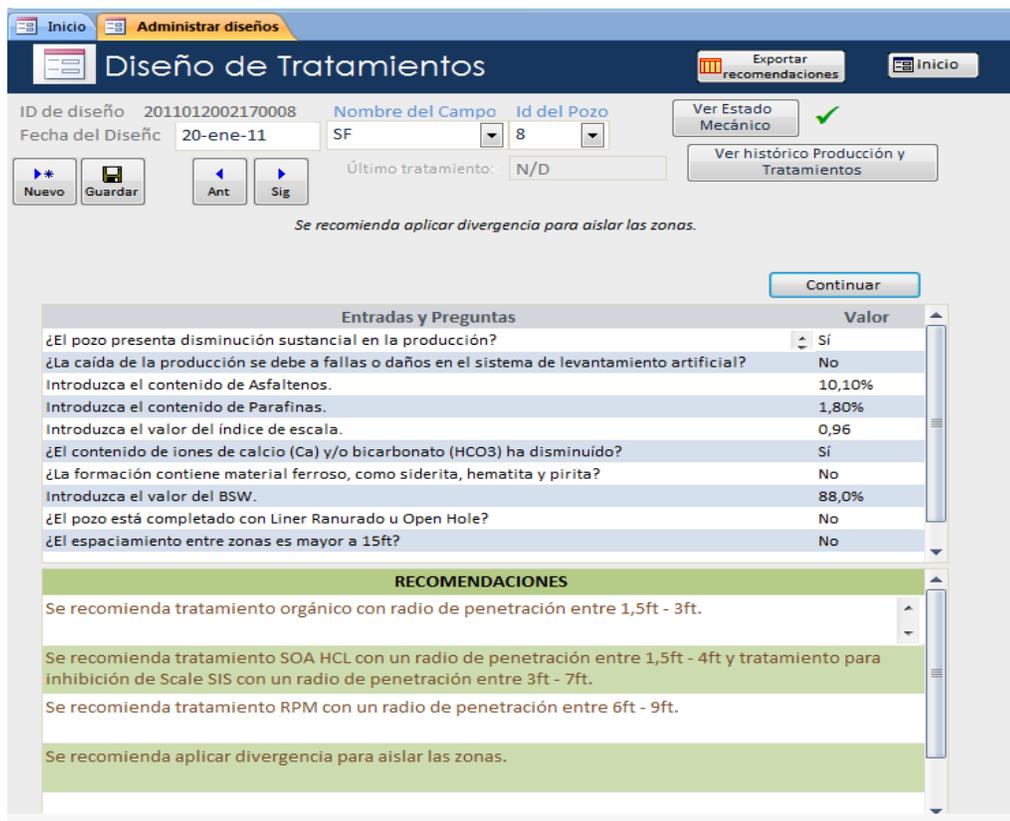
Figura 5.12. *Diseño de tratamiento SF-10 con DEST.*

Se diseñó el tratamiento para el SF-10 con la herramienta DEST, se utilizaron datos de la fecha 27 de octubre del 2009 y arrojó las siguientes recomendaciones: Realizar tratamiento orgánico, al aplicar el tratamiento se hará por etapas con empaques. Al diseñar este tratamiento, las recomendaciones obtenidas coincidieron con los tratamientos llevados a cabo en este pozo.

5.2.3. Pozo SF- 8

Datos

- Fecha de tratamiento: 4 marzo de 2009
- Tratamientos aplicados: SOA, SIS, ORGÁNICO
- Eficiencia: -31,5%



Administración de Diseños

Diseño de Tratamientos

ID de diseño: 2011012002170008 Nombre del Campo: SF Id del Pozo: 8

Fecha del Diseño: 20-ene-11

Ver Estado Mecánico:

Ver histórico Producción y Tratamientos

Último tratamiento: N/D

Se recomienda aplicar divergencia para aislar las zonas.

Entradas y Preguntas	Valor
¿El pozo presenta disminución sustancial en la producción?	Sí
¿La caída de la producción se debe a fallas o daños en el sistema de levantamiento artificial?	No
Introduzca el contenido de Asfaltenos.	10,10%
Introduzca el contenido de Parafinas.	1,80%
Introduzca el valor del índice de escala.	0,96
¿El contenido de iones de calcio (Ca) y/o bicarbonato (HCO ₃) ha disminuído?	Sí
¿La formación contiene material ferroso, como siderita, hematita y pirita?	No
Introduzca el valor del BSW.	88,0%
¿El pozo está completado con Liner Ranurado u Open Hole?	No
¿El espaciamiento entre zonas es mayor a 15ft?	No

RECOMENDACIONES

- Se recomienda tratamiento orgánico con radio de penetración entre 1,5ft - 3ft.
- Se recomienda tratamiento SOA HCL con un radio de penetración entre 1,5ft - 4ft y tratamiento para inhibición de Scale SIS con un radio de penetración entre 3ft - 7ft.
- Se recomienda tratamiento RPM con un radio de penetración entre 6ft - 9ft.
- Se recomienda aplicar divergencia para aislar las zonas.

Figura 5.13. Diseño de tratamiento SF-8 con DEST.

Se diseñó el tratamiento para el SF-8 con la herramienta DEST, se utilizaron datos de la fecha 4 de marzo del 2009 y arrojó las siguientes recomendaciones: Realizar tratamiento orgánico, tratamiento SOA, tratamiento SIS, tratamiento RPM y aplicar los tratamientos acompañado de divergencia para aislar zonas. Esta recomendación difiere al tratamiento anterior en que no se realizó tratamiento RPM como tampoco se aplicó el tratamiento con divergencia para aislar las zonas.

El tratamiento RPM prevendría el aumento en el corte de agua (BSW) bloqueando el flujo de ésta, permitiendo más flujo de petróleo, ya que el BSW antes del tratamiento estaba en 88,8% y después del tratamiento el valor del BSW fue de 93,6%, aumentando considerablemente. La divergencia ayudaría a tener una mayor selectividad en la aplicación del tratamiento químico aumentando las probabilidades de obtener una mayor eficiencia en el tratamiento.

6. CONCLUSIONES

- Durante el estudio de la información se encontró que el porcentaje de asfaltenos y parafinas, el índice de escale, el BSW, el tipo de completamiento, los iones de calcio y bicarbonato, entre otros, son variables correlacionables que permitieron la creación de la metodología para el diseño, evaluación y seguimiento de tratamientos Downhole.
- La metodología aplicada permite incrementar la posibilidad de éxito y aumentar la eficiencia en los tratamientos químicos Downhole basada en análisis estadísticos a través de la media móvil y el conocimiento específico del campo San Francisco.
- Se observó que el campo San Francisco presenta serios problemas de precipitación de orgánicos por su alto contenido de parafinas y asfaltenos, especialmente en el Bloque 1 y 2 donde todas las intervenciones que obtuvieron buenos resultados presentaban tratamiento Orgánico, por lo que se requiere incluir en los tratamientos Downhole la fase Orgánica cada vez que los parámetros así lo indiquen.
- En el campo San Francisco, la efectividad de los tratamientos de estimulación química Downhole dependen del correcto diseño del mismo teniendo en cuenta las variables mencionadas en este documento y el tipo de metodología de aplicación en función de la selectividad y las condiciones operacionales.
- Se evidenció que, hasta ahora, ninguno de los tratamientos RPM que se han llevado a cabo en el bloque 5, ha obtenido resultados favorables y en pozos con alto corte de agua (superior al 90%) la posibilidad de éxito es mínima; sin embargo cuando se utiliza el RPM como divergente se logran mejores resultados como es el caso del bloque 7 donde su aplicación en conjunto con el SOA permiten incrementar la eficiencia del tratamiento químico Downhole.

- Al analizar las respuestas de los tratamientos químicos Downhole en función del completamiento del pozo se evidencia que la probabilidad de éxito son mayores en pozos completados en 7" que en pozos hueco abierto y pozos con liner ranurado debido a la dificultad que estos últimos presentan para realizar tratamientos selectivos.
- En el momento de evaluar los tratamientos químicos DownHole, se debe realizar un análisis detallado en aquellos tratamientos que no presentaron una respuesta positiva inmediata antes de catalogarlos como "no efectivos", ya que algunos de ellos podrían haber incrementado la vida productiva del pozo o disminuido el porcentaje de BSW manteniendo la producción.

7. RECOMENDACIONES

- La herramienta DEST debe ser tomada como una ayuda al diseño, evaluación y seguimiento de tratamientos químicos Downhole pero su interpretación debe ser ayudada con el conocimiento específico del campo.
- Dicha herramienta es aplicada al campo San Francisco, en caso de utilizar otro campo se debe reevaluar las variables de diseño y los rangos aplicados en este documento.
- Es importante que al Diseñar un tratamiento químico Downhole, contar con la información petrofísica actualizada del campo y seleccionar un radio de penetración adecuado, de lo contrario se puede llegar a estimular zonas de agua o realizar una limpieza inadecuada la cara de pozo.
- Cada vez que las condiciones del pozo lo permitan, se recomienda aplicar los tratamientos químicos Downhole de forma selectiva para asegurar que el fluido del tratamiento trabaje de manera efectiva y así, incrementar el porcentaje de éxito de las estimulaciones.
- Ahora que se cuenta con la herramienta DEST, se recomienda a los ingenieros encargados realizar el respectivo análisis de la información recolectada para incrementar el porcentaje de éxito de las operaciones de estimulación química.

BIBLIOGRAFÍA

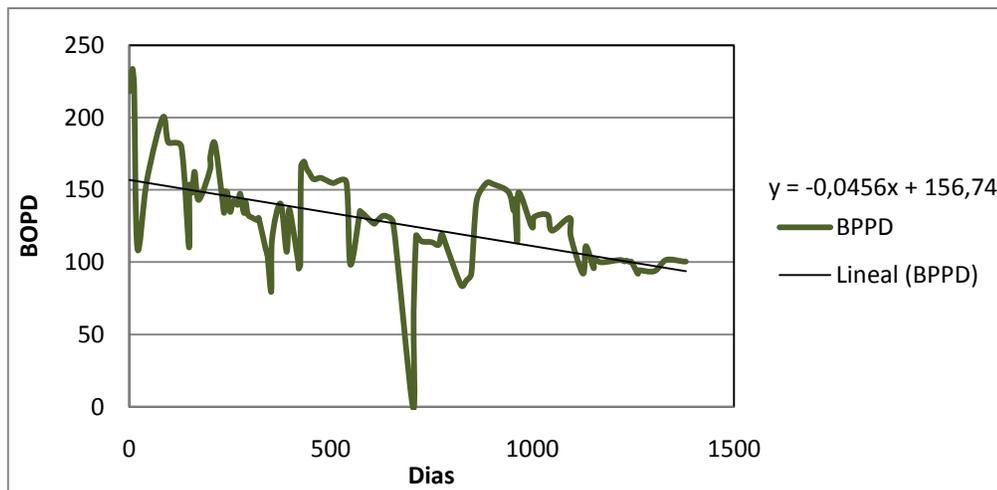
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela S.A. Daños a la formación y estimulación de pozos. Venezuela, 1996.
- ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México, A. C. 1991
- PEMEX Exploración y Producción. Guía de diseño para estimulación de pozos (PDF), México, 2008.
- CARRERA, Luis y GONZALEZ, Gladys. Determinación de propiedades eléctricas a partir de registros de la formación Caballos – Campo San Francisco. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana, 1990.
- GONZALEZ, Hernán y OLIVEROS, Nelson. Optimización de los trabajos de Coiled Tubing en el campo San Francisco. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2001.
- PAREDES, Jorge. Nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de Petróleo –New Scale Inhibition Technology for Oil Industry. Patagonia Argentina, Noviembre 2006.
- Lucuara, G, Jaramillo, O, Guzmán, J, Romero, R y Rodríguez, L.: “Divergencia Química: Un Factor Determinante para el Éxito en los Tratamientos de Estimulación Ácida Matricial en el Campo Yaguará.”, Acipet (2009), Pág. 4-5.
- Clariant S.A OMS
- Schlumberger, Oilfield Review. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención, 2006.

- Microsoft Office Acces 2007.

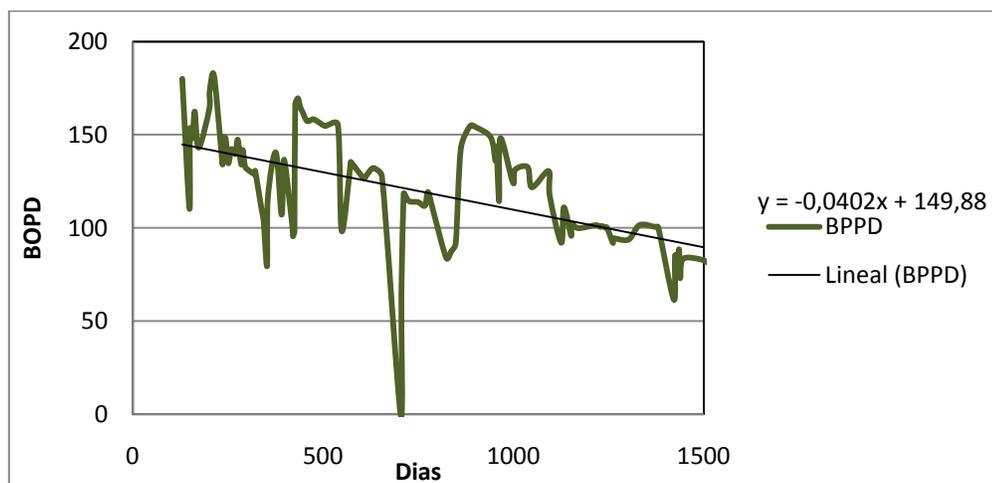
ANEXOS

ANEXO 1. Curvas de tendencia de declinación.

- SF-93.

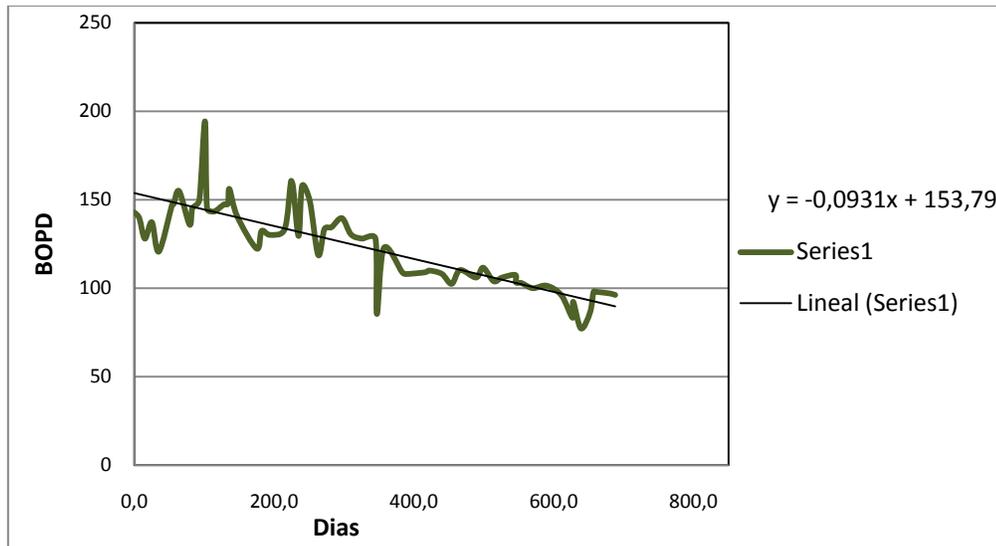


Gráfica de Declinación de producción SF-93, antes de la estimulación.
Septiembre 2006 - Julio 2010

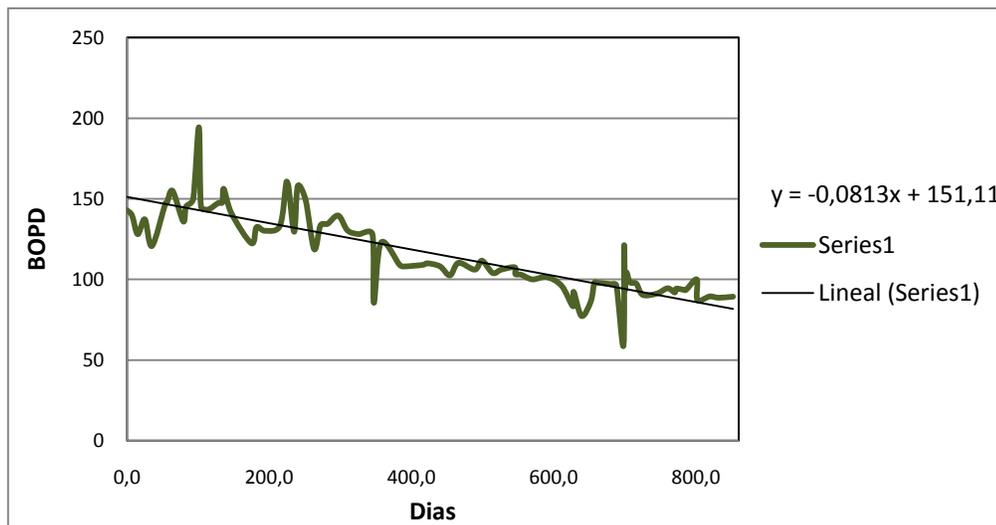


Gráfica de Declinación de producción SF-93, después de la estimulación.
Septiembre 2006 - Noviembre 2010

- **SF-143.**

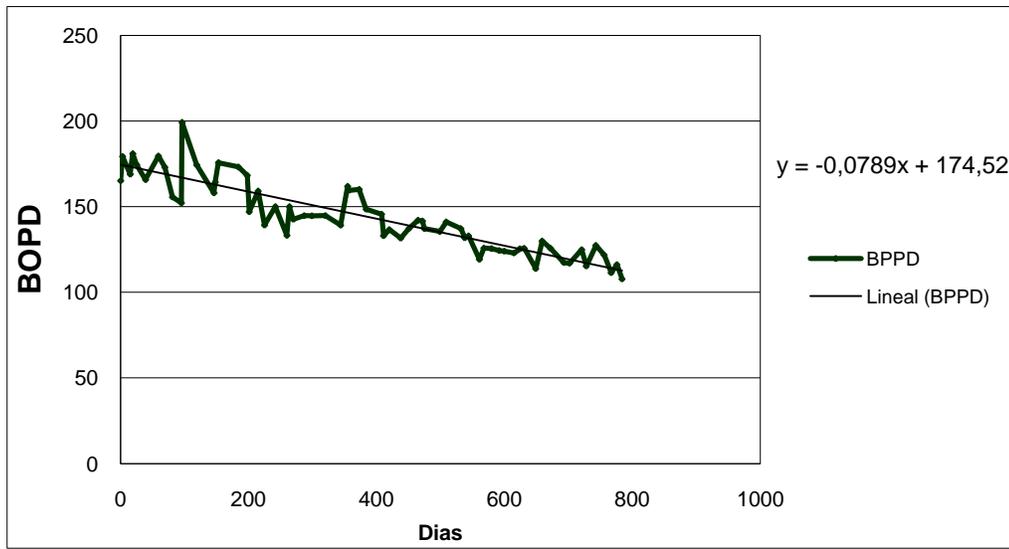


Gráfica de Declinación de producción SF-143, antes de la estimulación.
Septiembre 2008 - Julio 2010

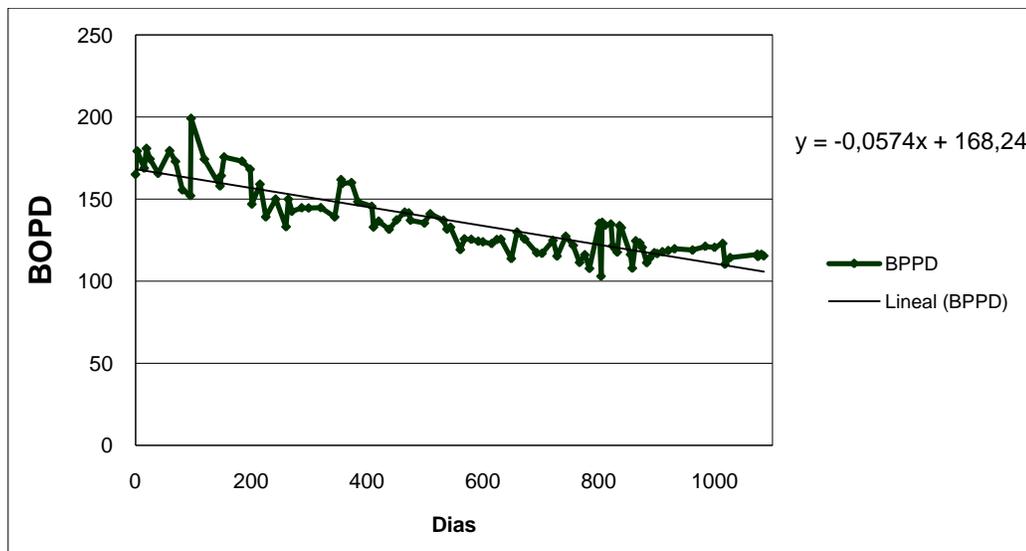


Gráfica de Declinación de producción SF-143, antes de la estimulación.
Septiembre 2008 - Julio 2010

- SF-59.



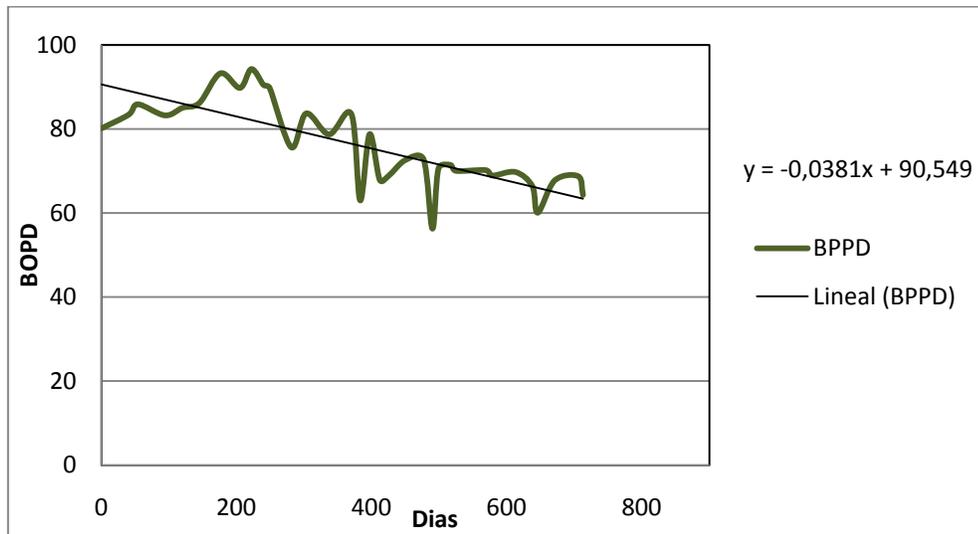
Gráfica de Declinación de producción SF-59, antes de la estimulación.
Enero 2008 - Marzo 2010



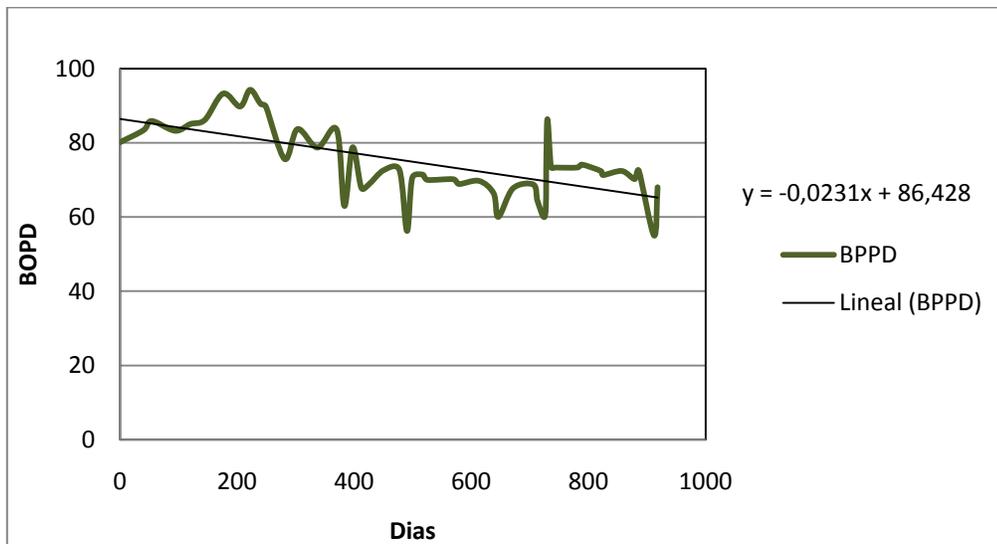
Gráfica de Declinación de producción SF-59, antes de la estimulación.

Enero 2008 - Enero 2011

- SF-100.



Grafica de Declinación de producción SF-100, antes de la estimulación.
Junio 2008 - Junio 2010



Grafica de Declinación de producción SF-100, antes de la estimulación.



Enero 2008 - Enero 2011



Well Name: SAN FRANCISCO-8
 Event: WELL SERVICES
 Objective: ZONE STIMULATION
 Start Date: 3/6/2010 00:00

Spud Date: 9/23/1985 00:00

Name: ROTARY TABLE
 Rig Elevation (ft): 2,793.0

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Hole Details	Opening Details	Survey (°)	Casing Details	Equip. Details
13.0ft MONSERRATE			0.0ft			0.00°		
400.0ft AICO	616.0ft		626.0ft	12.250		0.00°	9.625, Casing, 36.00, J-55, -13.6ft, 572.4ft	
1188.0ft LA LUNA						0.00°	9.625, Insert Valve, 0.00, , 572.4ft, 572.9ft	
1440.0ft BAMBUCA						0.00°	9.625, Casing, 36.00, J-55, 572.9ft, 614.8ft	
2100.0ft TETUAN - KV1 TETUAN - KV13						0.00°	9.625, Casing Guide Shoe, 0.00, , 614.8ft, 616.0ft	
2289.0ft TETUAN - KV17 TETUAN - KV19						0.00°		3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT pin
2552.0ft CABALLOS - KCUA1 CABALLOS - KCUA2S KCUB						0.00°	2,646.0ft, 2,650.0ft	
2650.1ft CABALLOS - KCUA1						0.00°	2,666.0ft, 2,676.0ft	
2675.8ft CABALLOS - KCUA2S KCUB						0.00°	2,676.0ft, 2,688.0ft	
2717.9ft CABALLOS - KCUF						0.00°	2,702.0ft, 2,710.0ft	
2778.4ft CABALLOS - KCUF						0.00°	2,726.0ft, 2,730.0ft	7,000, Casing, 23.00, J-55, -4.1ft, 3,091.1ft
2847.2ft CABALLOS - KCM						0.00°		3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT box
						0.00°		30-325-oversize-26-3-6
						0.00°		3 1/2" VAGT pin x 3 1/2" EUE box
						0.00°		3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT box
						0.00°		Baker 47B4 AL-2 LOK-SET
						0.00°		
						0.00°		
2898.3ft CABALLOS - KCLB						0.00°	2,875.0ft, 2,883.0ft	4 1/2" FOX pin x 3 1/2" EUE box
						0.00°	2,890.0ft, 2,898.0ft	
					0.00°	2,898.0ft, 2,906.0ft		
2957.2ft CABALLOS - KCLC					0.00°	2,916.0ft, 2,944.0ft	Perforate Joint 84 ORIF. 3/8"	
					0.00°		TROSCAP	
					0.00°		3 1/2" EUE pin x 4 1/2" FOX box	
3046.2ft BASAMENTO				8.500	0.00°	2,958.0ft, 2,978.0ft	3 1/2" TS blue pin x 3 1/2" EUE box	
					0.00°	3,007.0ft, 3,014.0ft	TROSCAP	
					0.00°		3 1/2" EUE pin x 3 1/2" TS blue box	
					0.00°		2-7/8" EUE pin x 3 1/2" EUE box	
3133.0ft	3,133.0ft		3133.0ft		0.00°	7,000, Casing Float Collar, 0.00, , 3,091.1ft, 3,092.7ft	2-7/8" EUE pin x 3 1/2" EUE box	
					0.00°	7,000, Casing, 23.00, J-55, 3,092.7ft, 3,131.3ft		
					0.00°	7,000, Casing Float Shoe, 0.00, , 3,131.3ft, 3,133.0ft	2 7/8 blind plug	
							FONDO @3033' MAR -07-2010	

SAN FRANCISCO-8

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.25 in Open Hole	0.0	626.0		ROTARY TABLE	2,793.0	
8.5 in Open Hole	626.0	3,133.0				

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	14	586.00	-13.6	572.4	9.625	J-55	36.00		
Insert Valve	1	0.48	572.4	572.9	9.625		0.00		
Casing	1	41.93	572.9	614.8	9.625	J-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.16	614.8	616.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	77	3,095.22	-4.1	3,091.1	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	3,091.1	3,092.7	7.000		0.00		
Casing	1	38.58	3,092.7	3,131.3	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Shoe	1	1.70	3,131.3	3,133.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
10/11/1985 19:00	2,646.0	2,650.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,666.0	2,676.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,676.0	2,688.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,702.0	2,710.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,726.0	2,730.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,875.0	2,883.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,890.0	2,898.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,898.0	2,906.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,916.0	2,944.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	2,958.0	2,978.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
10/11/1985 19:00	3,007.0	3,014.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-8

STRING DETAILS

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Crossover	1	1.40	13.0	14.4	3.500	2.990	EUE	3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT pin
Tubing	88	2,764.87	14.4	2,779.3	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.90	2,779.3	2,781.2	3.500	2.990	VAGT	3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT box
Tubing Pump	1	33.82	2,781.2	2,815.0	3.500	2.992	EUE	30-325-oversize-26-3-6
Crossover	1	1.82	2,815.0	2,816.8	3.500	2.990	EUE	3 1/2" VAGT pin x 3 1/2" EUE box
Tubing	1	31.43	2,816.8	2,848.2	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.90	2,848.2	2,850.1	3.500	2.990	VAGT	3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT box
Packer	1	4.51	2,850.1	2,854.7	7.000	2.990	EUE	Baker 47B4 AL-2 LOK-SET
Crossover	1	1.29	2,854.7	2,855.9	4.500	2.990	EUE	4 1/2" FOX pin x 3 1/2" EUE box
Perforated Joint(s)	1	10.33	2,855.9	2,866.3	4.500	3.958	FOX	Perforate Joint 84 ORIF. 3/8"
Tubing	2	62.93	2,866.3	2,929.2	4.500	3.958	FOX	TROSCAP
Crossover	1	3.20	2,929.2	2,932.4	4.500		FOX	3 1/2" EUE pin x 4 1/2" FOX box
Crossover	1	0.71	2,932.4	2,933.1	3.500		EUE	3 1/2" TS blue pin x 3 1/2" EUE box
Tubing	1	31.58	2,933.1	2,964.7	3.500		TS BLUE	TROSCAP
Crossover	1	1.30	2,964.7	2,966.0	4.500	2.990	TS BLUE	3 1/2" EUE pin x 3 1/2" TS blue box
Crossover	1	0.73	2,966.0	2,966.7	3.500	2.440	EUE	2-7/8" EUE pin x 3 1/2" EUE box
Blind Pipe	1	0.73	2,966.7	2,967.5	2.875	2.440	EUE	2 7/8 blind plug

ROD STRING

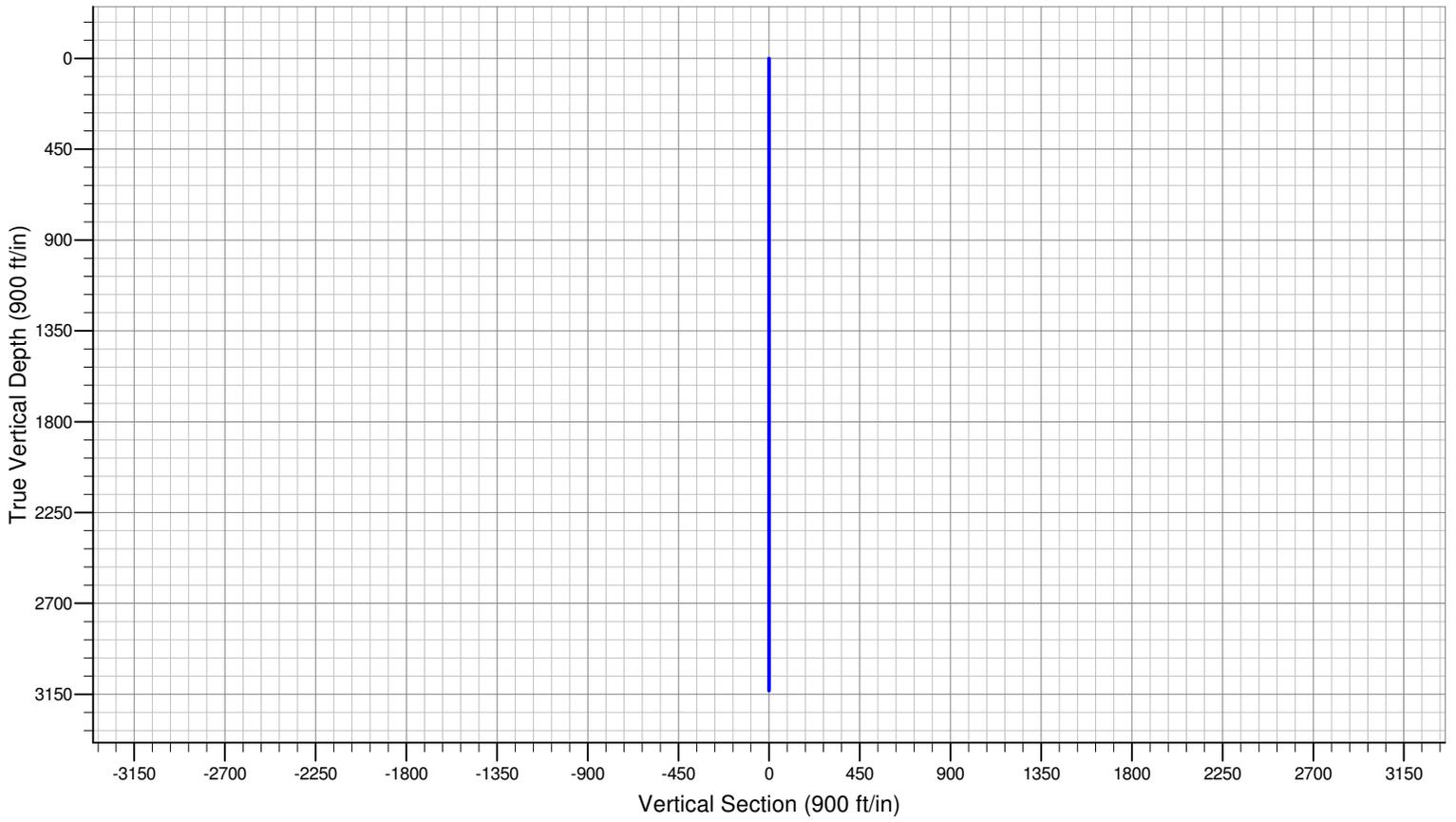
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	33.00	13.1	46.1	1.500			
Pony Rod(s)	2	4.00	46.1	50.1	1.000			
Pony Rod(s)	1	4.00	50.1	54.1	1.000			
Pony Rod(s)	1	6.00	54.1	60.1	1.000			
Sucker Rods	84	2,100.00	60.1	2,160.1	1.000			
Sucker Rods	25	625.00	2,160.1	2,785.1	1.125			
On-Off Tool	1	1.00	2,785.1	2,786.1	3.000			

PLUG - SAND

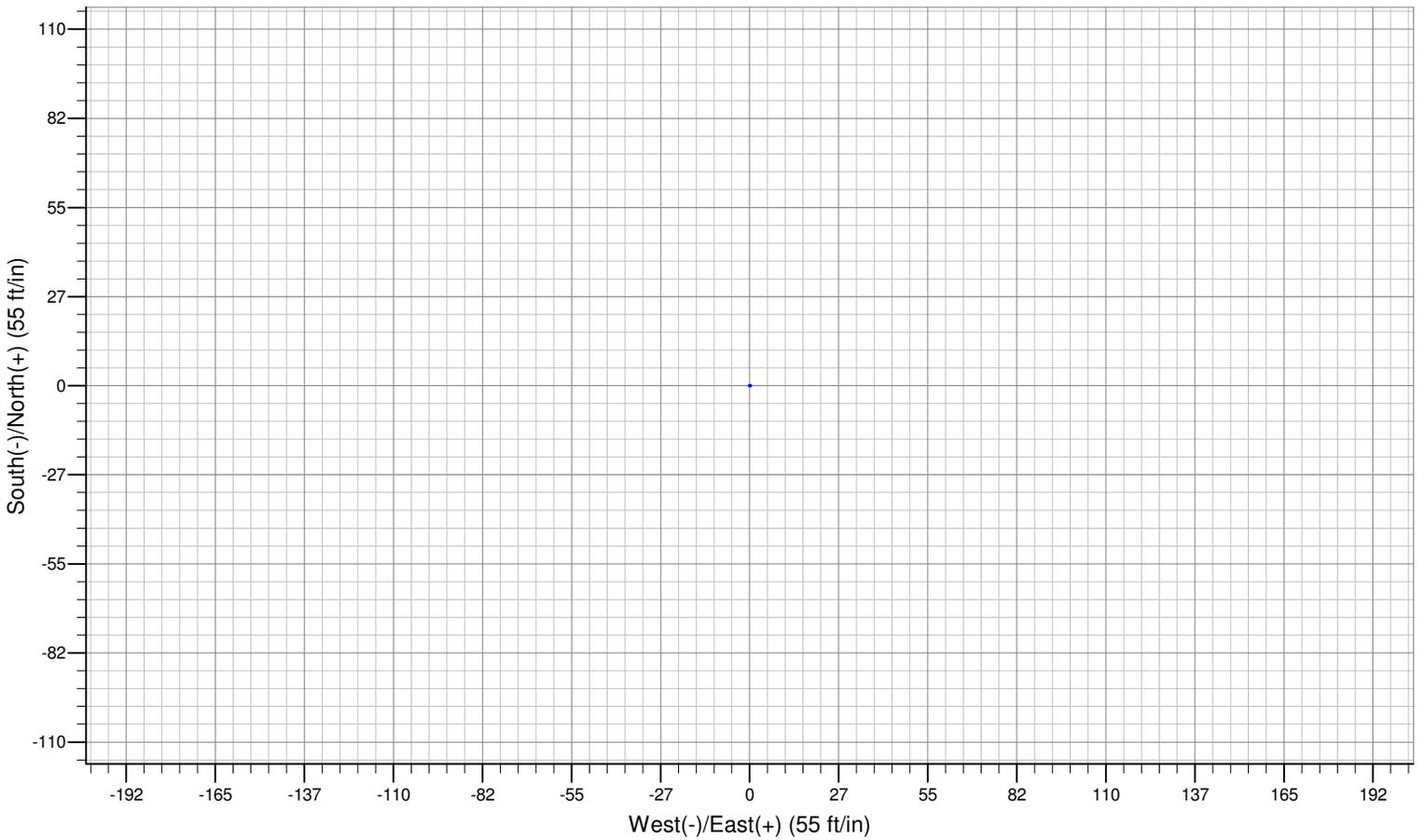
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	58.00	3,033.0	3,091.0	6.250			FONDO @3033' MAR -07-2010

SAN FRANCISCO-8

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH





Well Name: SAN FRANCISCO-10

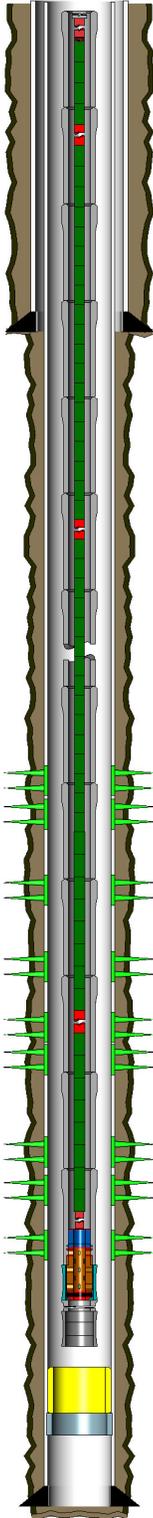
Spud Date: 8/6/1990 00:00

Event: WELL SERVICES

Objective: BOTTOM PUMP UNIT CHANGE

Start Date: 10/28/2009 00:00

Name	Rig Elevation (ft)
ROTARY TABLE	13.0

Lithology	Schematic	Survey (°)	Opening Depths	Casing Details	Equip. Details
0.0ft MONSERATE		0.00°			1.500, Polish Rod(s), 13.1ft
270.0ft		0.05°			1.000, Pony Rod(s), 33.1ft
		0.14°			1.000, Pony Rod(s), 35.1ft
		0.25°			1.000, Pony Rod(s), 39.1ft
		0.36°		9.625, Casing, 36.00, K-55, -5.6ft, 659.4ft	1.000, Sucker Rods, 47.1ft
		0.48°			
		0.59°			
		0.70°			
		0.82°			
		0.93°			
		0.94°		9.625, Insert Valve, 0.00, , 659.4ft, 660.0ft	
		0.96°		9.625, Casing, 36.00, K-55, 660.0ft, 699.0ft	
		1.58°		9.625, Casing Guide Shoe, 0.00, , 699.0ft, 700.0ft	
928.0ft		1.02°			
		1.32°			
		1.48°			
		1.66°			
1150.0ft		1.70°			
		1.75°			1.000, Sucker Rods, 497.1ft
		2.01°			
		1.96°			
		1.82°			
		2.07°			3.500, Tubing, 13.0ft
		2.34°			
1725.0ft		2.60°			
1806.0ft		2.76°		7.000, Casing, 23.00, K-55, -3.0ft, 2,637.7ft	
	3.02°	1879.2ft			
	3.06°	1880.0ft			
	3.07°	1889.2ft			
1912.0ft	3.23°	1890.0ft			
	3.52°	2014.2ft			
	3.53°	2014.2ft			
2028.0ft	3.60°	2015.0ft			
	3.60°	2015.0ft			
	3.60°	2140.2ft			
2160.0ft	3.63°	2145.0ft			
	2.92°	2227.0ft		1.125, Sucker Rods, 1,897.1ft	
2240.2ft	3.59°	2239.0ft			
2259.9ft	3.82°	2245.0ft			
	4.06°	2258.0ft			
2386.5ft	4.34°	2426.0ft			
2436.1ft	4.38°	2444.0ft			
	4.40°	2466.0ft			
2491.9ft	4.40°	2480.0ft		0.875, Pony Rod(s), 2,497.1ft	
	4.40°	2504.0ft		0.875, Rod w/Centralizer, 2,499.1ft	
	4.40°	2512.0ft		2.500, Conventional Pump, 2,501.5ft	
	4.40°			3.500, Setting Nipple, 2,523.7ft	
2554.8ft	4.40°			3.500, Tubing, 2,524.8ft	
	4.40°			3.500, Nipple, 2,555.3ft	
	4.38°			6.250, Sand, 2,612.0ft	
	4.36°			6.500, Cement Plug, 2,629.0ft	
	4.33°		7.000, Casing Float Collar, 0.00, , 2,637.7ft, 2,639.3ft		
	4.33°		7.000, Casing, 23.00, K-55, 2,639.3ft, 2,683.6ft		
2687.0ft	4.32°		7.000, Casing Guide Shoe, 0.00, , 2,683.6ft, 2,684.8ft		
	4.40°				

SAN FRANCISCO-10

Hole Section (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole
12.25 in Open Hole	0.0	700.0	N
8.500 in Open Hole	700.0	2,684.0	
8.5 in Open Hole	700.0	2,687.0	N

Reference Datum (ft)

Name	Elevation (ft)	Rig
ROTARY TABLE	13.0	
Kelly Bushing	13.0	
Ground Level	1,920.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	1	665.00	-5.6	659.4	9.625	K-55	36.00		
Insert Valve	1	0.62	659.4	660.0	9.625		0.00		
Casing	1	38.95	660.0	699.0	9.625	K-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	699.0	700.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	63	2,640.68	-3.0	2,637.7	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	2,637.7	2,639.3	7.000		0.00		
Casing	1	44.32	2,639.3	2,683.6	7.000	K-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	1.20	2,683.6	2,684.8	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
5/1/2004 06:00	1,879.2	1,880.0		0.000	0.00	0.00	PERFORATED
4/30/2004 23:30	1,889.2	1,890.0		0.000	0.00	0.00	PERFORATED
4/30/2004 10:00	2,014.2	2,015.0		0.000	0.00	0.00	PERFORATED
4/30/2004 15:00	2,014.2	2,015.0		0.000	0.00	180.00	PERFORATED
4/30/2004 03:30	2,140.2	2,145.0		0.000	0.00	0.00	PERFORATED
9/11/1990 00:00	2,227.0	2,239.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
9/11/1990 00:00	2,245.0	2,258.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
9/11/1990 00:00	2,426.0	2,444.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
9/11/1990 00:00	2,466.0	2,480.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
9/11/1990 00:00	2,504.0	2,512.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-10

STRING DETAILS

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing	81	2,510.72	13.0	2,523.7	3.500	2.992	EUE	81
Setting Nipple	1	1.09	2,523.7	2,524.8	3.500	2.810	EUE	Setting Nipple @2524'
Tubing	1	30.50	2,524.8	2,555.3	3.500	2.992	EUE	1
Nipple	1	0.95	2,555.3	2,556.3	3.500	2.992	EUE	NIPLE CAMPANA @2556'

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	20.00	13.1	33.1	1.500	0.000		1-1/2"x26ft
Pony Rod(s)	1	2.00	33.1	35.1	1.000	0.000		1"x2ft N-97
Pony Rod(s)	1	4.00	35.1	39.1	1.000	0.000		1"x4ft N-97
Pony Rod(s)	1	8.00	39.1	47.1	1.000	0.000		1"x8ft N-97
Sucker Rods	18	450.00	47.1	497.1	1.000	0.000		1"x25ft N-97
Sucker Rods	56	1,400.00	497.1	1,897.1	1.000	0.000		1"x25ft EL
Sucker Rods	24	600.00	1,897.1	2,497.1	1.125	0.000		1 1/8"x25ft N-97
Pony Rod(s)	1	2.00	2,497.1	2,499.1	0.875	0.000		7/8"x2ft N-97
Rod w/Centralizer	1	2.40	2,499.1	2,501.5	0.875	0.000		7/8"x3-1/2"
Conventional Pump	1	23.80	2,501.5	2,525.3	2.500	0.000		30-250-RWBC-22-3 II ETAPAS

PLUG - SAND

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	17.00	2,612.0	2,629.0	6.250			FONDO @2612ft OCT-29-2009

PLUG - CEMENT

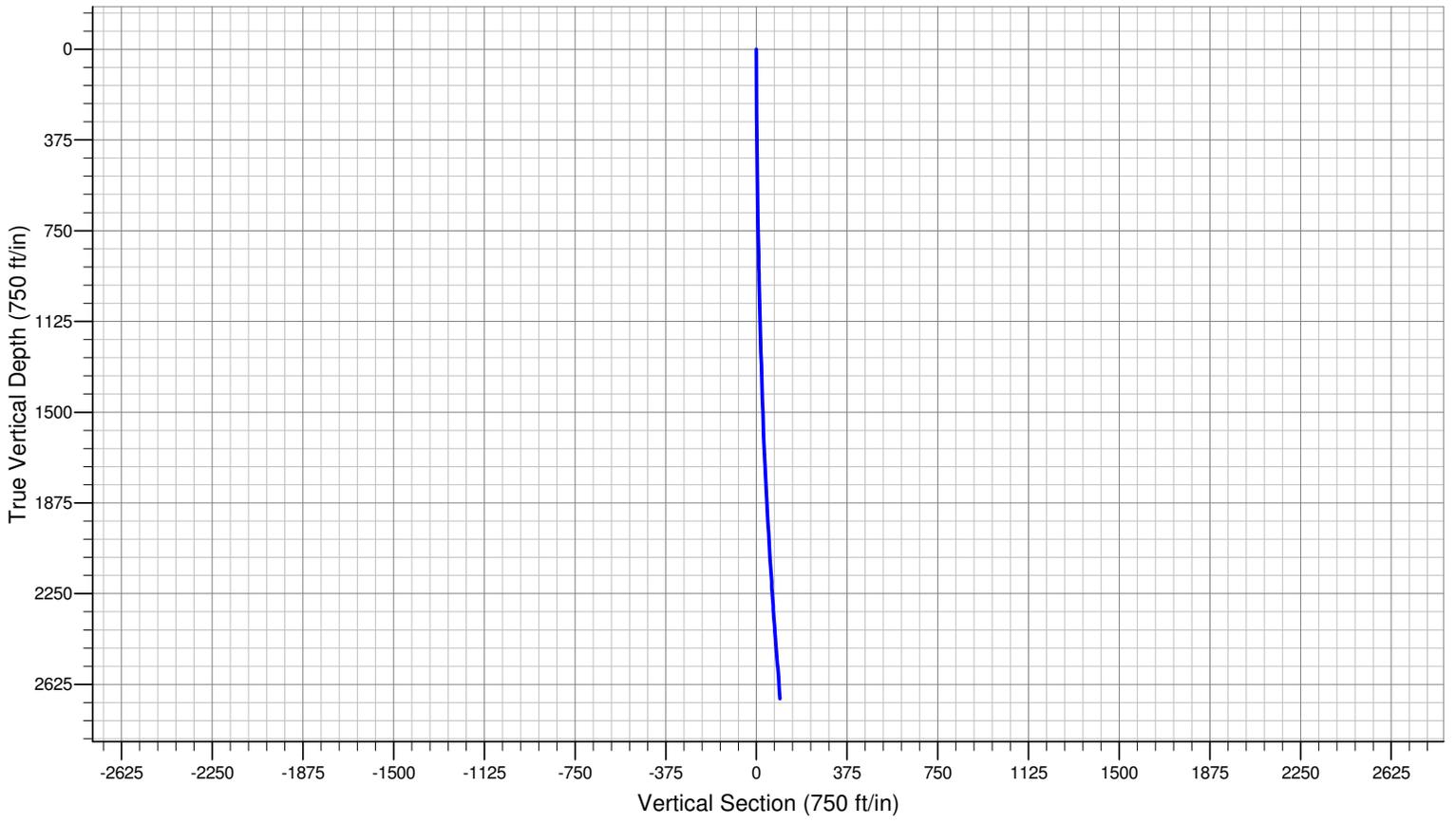
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Cement Plug	1	8.68	2,629.0	2,637.7	6.500	0.000		TOPE CEMENTO @ 2629' SEP-09-1990

ROD STRING

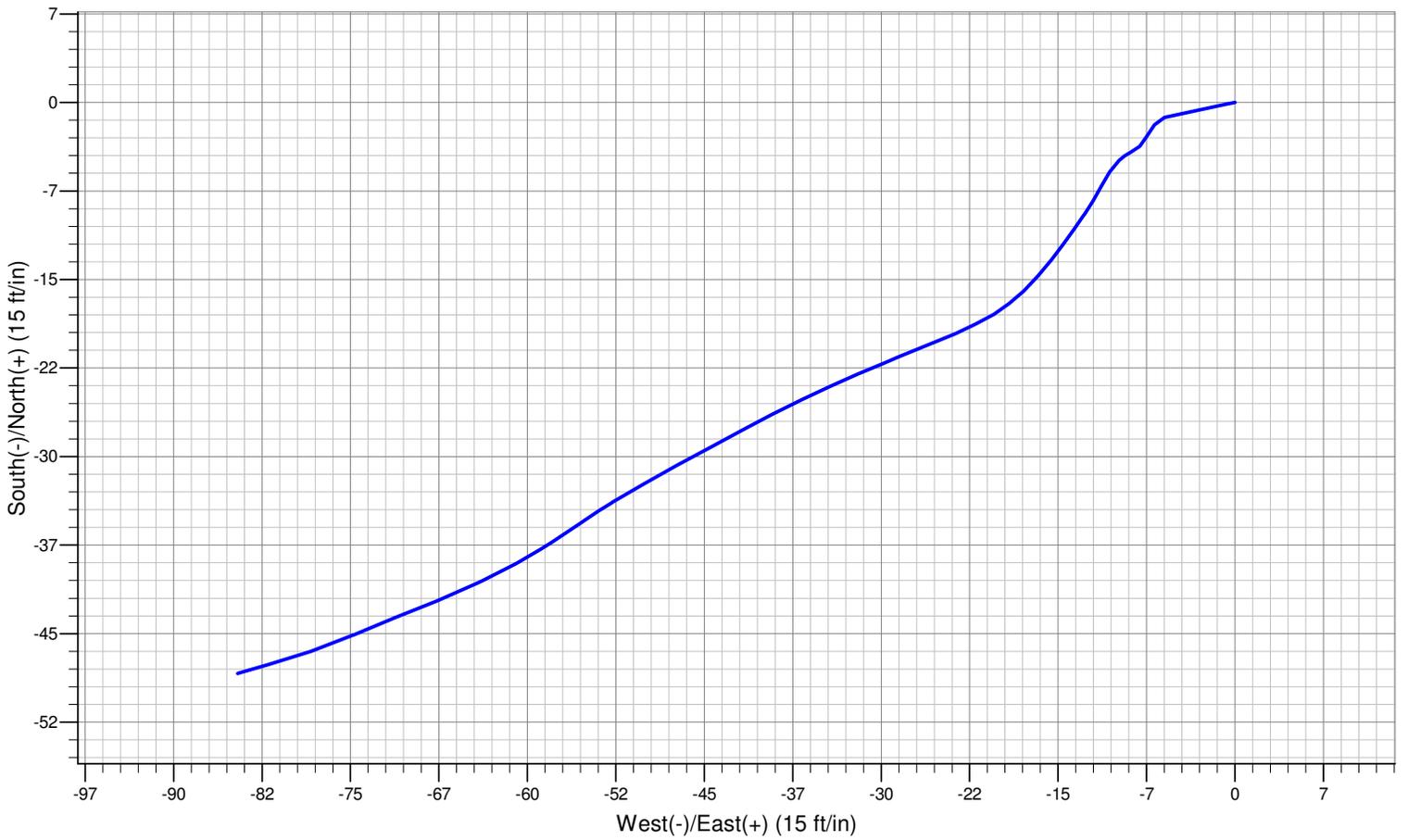
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
-----------	--------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------	----------

SAN FRANCISCO-10

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH



Lithology	Casing Shoes (ft)	Schematic	Hole Depths (ft)	Hole Details (in)	Survey (°)	Opening Depths	Equip. Details			
0.0ft			0.0ft	12.250	0.00°		Tubing Hanger XO 3 1/2" EUE x 3 1/2" AMS			
MONSERRATE			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	0.00°	
520.0ft			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	0.00°	
AICO			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	0.00°	
1184.0ft			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	0.00°	
2302.0ft	648.0ft		0.00°		648.0ft	0.00°		0.00°	2657.0ft	XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE Drain Valve @2790' XO 3 1/2" EUE X 3 1/2" AMS
CABALLOS - KCUA2			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2672.0ft	
CABALLOS - KCUB			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2676.0ft	
CABALLOS - KCUC2			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2679.0ft	
CABALLOS - KCUC3			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2700.0ft	
CABALLOS - KCUD			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2704.0ft	
CABALLOS - KCUD			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2731.0ft	
CABALLOS - KCUD			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2757.0ft	
CABALLOS - KCUD			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°	2758.0ft	
CABALLOS - KCUF			0.00°		0.00°	0.00°		0.00°		
CABALLOS - KCUF			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
2794.0ft			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°		XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE Check Valve @2825' XO 3 1/2" EUE X 3 1/2" AMS		
CABALLOS - KCM			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCM			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
2825.4ft			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°		XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE ESP Discharge ESP Pump: Tipo 85 P 62 Gas Separator Mod. GSTEVXH6 Mod. GSB3XFERHLSSCVH6PFSL5 Mod. GSB3LTFERSSCVH6 228 HP-1425 Vol -98 Amp. Sensor (Press/Temp)Tipo: 5000 X CENTRALIZADOR DE 4 ALETAS		
CABALLOS - KCM			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
2904.5ft			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°		2939.0ft 2942.0ft 2954.0ft 2958.0ft 2982.0ft 2986.0ft 3008.0ft 3020.0ft 3043.0ft		
CABALLOS - KCLA			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLA			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLB			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLB			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
CABALLOS - KCLC			0.00°	0.00°	0.00°	0.00°				
3139.5ft		0.00°	0.00°	0.00°	0.00°		Clan Centralizador Bomba Fondo @3058', Jul-20-2009			
BASAMENTO		0.00°	0.00°	0.00°	0.00°					
3260.0ft	3,251.0ft	0.00°	3260.0ft	0.00°	0.00°					

SAN FRANCISCO-11

Hole Section (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole
12.25 in Open Hole	0.0	648.0	N
8.5 in Open Hole	648.0	3,260.0	N

Reference Datum (ft)

Name	Elevation (ft)	Rig
ROTARY TABLE	24.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	15	611.97	-3.6	608.3	9.625	S-95	47.00		
Casing Float Collar	1	1.74	608.3	610.1	9.625		47.00		
Casing	1	35.82	610.1	645.9	9.625	S-95	47.00		
Casing Float Shoe	1	2.10	645.9	648.0	9.625	S-95	47.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	81	3,178.00	-8.9	3,169.1	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.58	3,169.1	3,170.7	7.000		0.00		
Casing	2	79.30	3,170.7	3,250.0	7.000	J-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	3,250.0	3,251.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
7/18/1985 17:00	2,657.0	2,672.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,676.0	2,679.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,679.0	2,700.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,704.0	2,731.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,731.0	2,757.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,757.0	2,758.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,939.0	2,942.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	2,954.0	2,958.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
3/12/2009 00:00	2,982.0	2,986.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	3,008.0	3,020.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED
7/18/1985 17:00	3,020.0	3,043.0		2.125	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-11

STRING DETAILS

ESP STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.96	11.0	12.0	3.500		EUE	Tubing Hanger
Crossover	1	1.00	12.0	13.0	3.500		AMS	XO 3 1/2" EUE x 3 1/2" AMS
Tubing	1	31.60	13.0	44.6	3.500	2.992	AMS	
Pup Joint	2	14.60	44.6	59.2	3.500		AMS	
Tubing	86	2,716.17	59.2	2,775.3	3.500	2.992	AMS	
Crossover	1	1.53	2,775.3	2,776.9	3.500		EUE	XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE
Drain Valve	1	0.56	2,776.9	2,777.4	3.500	2.500	EUE	Drain Valve @2790'
Crossover	1	1.45	2,777.4	2,778.9	3.500		AMS	XO 3 1/2" EUE X 3 1/2" AMS
Tubing	1	31.60	2,778.9	2,810.5	3.500	2.992	AMS	
Crossover	1	1.31	2,810.5	2,811.8	3.500		EUE	XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE
Check Valve	1	0.56	2,811.8	2,812.3	3.500	2.990	EUE	Check Valve @2825'
Crossover	1	1.46	2,812.3	2,813.8	3.500		AMS	XO 3 1/2" EUE X 3 1/2" AMS
Tubing	1	31.60	2,813.8	2,845.4	3.500	2.992	AMS	
Crossover	1	1.50	2,845.4	2,846.9	3.500	2.560	EUE	XO 3-1/2" AMS x 3 1/2" EUE
ESP Discharge Head	1	0.55	2,846.9	2,847.4	3.500	0.000		ESP Discharge
ESP Pump	1	27.94	2,847.4	2,875.4	5.380	0.000		ESP Pump: Tipo 85 P 62
ESP Gas Separator	1	5.50	2,875.4	2,880.9	5.380	0.000		Gas Separator Mod. GSTEVXH6
ESP Seal	1	6.31	2,880.9	2,887.2	5.130		Mod.	GSB3XFERHLSSCVH6PFSCLS
ESP Seal	1	6.31	2,887.2	2,893.5	5.130	0.000		Mod. GSB3XLTFERSSCVH6
ESP Motor	1	19.58	2,893.5	2,913.1	5.625			228 HP-1425 Vol -98 Amp.
ESP Sensor (Press/Temp)	1	4.10	2,913.1	2,917.2	4.500	0.000		Sensor (Press/Temp)Tipo: 5000 X
Motor Guide	1	0.45	2,917.2	2,917.6	5.000	0.000		CENTRALIZADOR DE 4 ALETAS

FISH STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
ESP Pump	1	2.00	3,058.0	3,060.0	4.000			Clan Centralizador Bomba

PLUG - SAND

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	111.00	3,058.0	3,169.0	7.000			Fondo @3058', Jul-20-2009



Well Name: SAN FRANCISCO-14
 Event: WORKOVER
 Objective: ZONE STIMULATION
 Start Date: 9/24/2009 00:00

Spud Date: 7/8/1985 00:00

Name	Rig	Elevation (ft)
Kelly Bushing N	ROTARY TABLE 3.0	13.0
Ground Level N		2,912.0

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Hole Details	Opening Details	Survey (°)	Casing Details	Equip. Details
0.0ft			0.0ft	12.250		0.00°	9.625, Casing, 40.00, K-55, -2.3ft, 769.4ft	
MONSERRATE						0.02°		
660.0ft						0.02°		
AIGO						1.01°	9.625, Insert Valve, 0.00, , 769.4ft, 770.4ft	3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU pin
1307.0ft	810.0ft		810.0ft			1.18°	9.625, Casing Float Collar, 0.00, , 770.4ft, 771.4ft	
FATIMA						4.37°	9.625, Casing, 40.00, K-55, 771.4ft, 809.0ft	
BAMBUCA						6.13°	9.625, Casing Guide Shoe, 0.00, , 809.0ft, 810.0ft	
TETUAN - KVT7						5.70°		3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
2588.0ft						5.67°		3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU BOX
TETUAN - KVT9						5.66°		3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
2605.0ft						5.45°		3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU BOX
TETUAN - KVT11						5.59°		3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
2641.9ft						5.66°		2 CENTURION, S/N: 400, MOD: PMXSSDH6-55STG P30
TETUAN - KVT13						5.73°		CENTURION, S/N: 538, MOD: PMXSSDH6-81STGP30
2671.8ft						5.75°		
CABALLOS - KCUA1						5.77°		
2690.7ft					2,704.0ft, 2,722.0ft	5.80°		Serie: 400, MOD: GSTE VV ENHCD X H6
CABALLOS - KCUA2					2,732.0ft, 2,744.0ft	5.80°		Serie: 400, MOD: FSB3GDBHLPFS X FER
2750.6ft						5.62°		Serie: 400, MOD: FSB3GDBLT X FER
CABALLOS - KCUJ						5.19°		Serie 562, 304HP, 1900V, 98Am
						5.10°		CENTINEL 3X 450
						5.08°	7.000, Casing, 23.00, J-55, -0.7ft, 3,259.4ft	CENTRALIZADOR DE ALETAS
						5.06°		VTA Versatrie (3p-4000#
						5.05°		Upper csg. extension
						5.03°		MCS Closing Sleeve
						5.03°		Honed Tube
						5.02°		Coupling special
						5.02°		Lower csg. extension
						5.01°		Shear Joint
						4.97°		
						4.96°		
						4.95°		
						4.95°		
						4.94°		
2925.6ft					2,964.0ft, 2,968.0ft	4.83°		Blank Pipe
CABALLOS - KCLA						4.83°		Tronco de 29'
3055.1ft					2,978.0ft, 2,986.0ft	4.79°		Screen All welded wire
CABALLOS - KCLC					2,996.0ft, 3,003.0ft	4.80°		Enhanced Low Screen
3130.1ft					3,010.0ft, 3,016.0ft	4.80°		
					3,022.0ft, 3,029.0ft	4.80°		
					3,054.0ft, 3,060.0ft	4.80°		
					3,066.0ft, 3,088.0ft	4.79°		
					3,094.0ft, 3,106.0ft	4.79°		
					3,114.0ft, 3,128.0ft	4.80°		
						4.14°	7.000, Casing Float Collar, 0.00, , 3,259.4ft, 3,261.0ft	FONDO @ 3192 14-10-03
						4.12°	7.000, Casing, 23.00, J-55, 3,261.0ft, 3,337.4ft	
						3.60°		
3338.0ft	3,338.0ft		3,338.0ft	8.500		3.60°	7.000, Casing Guide Shoe, 0.00, , 3,337.4ft, 3,338.0ft	

SAN FRANCISCO-14

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.25 in Open Hole	0.0	810.0	N	ROTARY TABLE Kelly Bushing Ground Level	13.0	
8.5 in Open Hole	810.0	3,338.0			13.0	
			2,912.0			

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	40	771.68	-2.3	769.4	9.625	K-55	40.00		
Insert Valve	1	1.00	769.4	770.4	9.625		0.00		
Casing Float Collar	1	1.00	770.4	771.4	9.625		0.00		
Casing	1	37.66	771.4	809.0	9.625	K-55	40.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	809.0	810.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	84	3,260.07	-0.7	3,259.4	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	3,259.4	3,261.0	7.000		0.00		
Casing	2	76.43	3,261.0	3,337.4	7.000	J-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	0.60	3,337.4	3,338.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
8/20/1985 00:00	2,704.0	2,722.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/20/1985 00:00	2,732.0	2,744.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/16/1985 00:00	2,964.0	2,968.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/16/1985 00:00	2,978.0	2,986.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/16/1985 00:00	2,996.0	3,003.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/16/1985 00:00	3,010.0	3,016.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/16/1985 00:00	3,022.0	3,029.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/13/1985 00:00	3,054.0	3,060.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/13/1985 00:00	3,066.0	3,088.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/13/1985 00:00	3,094.0	3,106.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/13/1985 00:00	3,114.0	3,128.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-14

STRING DETAILS

ESP STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.96	13.0	14.0	11.000		EUE	
Crossover	1	1.37	14.0	15.3	3.500		EUE	3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU pin
Tubing	81	2,509.44	15.3	2,524.8	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.88	2,524.8	2,526.6	3.500		EUE	3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
Drain Valve	1	0.56	2,526.6	2,527.2	3.500		EUE	
Crossover	1	1.37	2,527.2	2,528.6	3.500		VAGT	3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU BOX
Tubing	1	31.21	2,528.6	2,559.8	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.91	2,559.8	2,561.7	3.500		EUE	3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
Check Valve	1	0.56	2,561.7	2,562.3	3.500		EUE	
Crossover	1	1.69	2,562.3	2,564.0	3.500		VAGT	3-1/2" AMS pin X 3-1/2" EU BOX
Tubing	1	30.89	2,564.0	2,594.8	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	2.39	2,594.8	2,597.2	3.500		VAGT	3-1/2" EU pin X 3-1/2" AMS BOX
ESP Discharge Head	1	0.52	2,597.2	2,597.7	4.000		EUE	2-7/8" EU
ESP Pump	1	14.50	2,597.7	2,612.2	4.000			CENTURION, S/N: 400, MOD: PMXSSDH6-55STG P30
ESP Pump	1	20.51	2,612.2	2,632.8	4.000			CENTURION, S/N: 538, MOD: PMXSSDH6-81STGP30
ESP Gas Separator	1	4.29	2,632.8	2,637.0	4.000			Serie: 400, MOD: GSTEV VH ENHCD X H6
ESP Seal	1	5.55	2,637.0	2,642.6	4.000			Serie: 400, MOD: FSB3GDBHLPFS X FER
ESP Seal	1	5.55	2,642.6	2,648.2	4.000			Serie: 400, MOD: FSB3GDBLT X FER
ESP Motor	1	23.30	2,648.2	2,671.5	4.500			Serie 562, 304HP, 1900V, 98Am
ESP Sensor (Press/Temp)	1	4.10	2,671.5	2,675.6	4.000			CENTINEL 3X 450
ESP	1	0.45	2,675.6	2,676.0	4.750			CENTRALIZADOR DE ALETAS

PROTECTIVE LINER

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Packer	1	6.77	2,861.1	2,867.8	5.500	3.880		VTA Versatrieve (3p-4000#
Extension Joint	1	2.38	2,867.8	2,870.2	5.500	4.872		Upper csg. extension
Sliding Sleeve	1	1.80	2,870.2	2,872.0	5.500	3.930		MCS Closing Sleeve
Perforated Joint(s)	1	1.50	2,872.0	2,873.5	4.500	3.880		Honed Tube
Flow Coupling	1	0.75	2,873.5	2,874.3	5.000	3.920		Coupling special
Extension Joint	1	5.62	2,874.3	2,879.9	5.000	4.262		Lower csg. extension
Tubing	1	2.10	2,879.9	2,882.0	5.000	3.480		Shear Joint
Crossover	1	0.44	2,882.0	2,882.4	4.000	2.992		
Casing Joint(s)	1	63.36	2,882.4	2,945.8	3.500	2.992		Blank Pipe
Slotted Liner	7	147.85	2,945.8	3,093.6	3.500	2.992		Screen All welded wire
Crossover	1	0.53	3,093.6	3,094.2	3.500	2.441		
Slotted Liner	2	42.28	3,094.2	3,136.5	2.875	2.441		Enhanced Low Screen
Crossover	1	0.74	3,136.5	3,137.2	3.500	2.441		
Pup Joint	1	15.20	3,137.2	3,152.4	3.500	2.992		
Pup Joint	1	15.47	3,152.4	3,167.9	3.500	2.992		
Pup Joint	1	22.65	3,167.9	3,190.5	3.500	2.992		
Bull Plug Nose	1	0.48	3,190.5	3,191.0	3.500	0.000		

FISH STRING

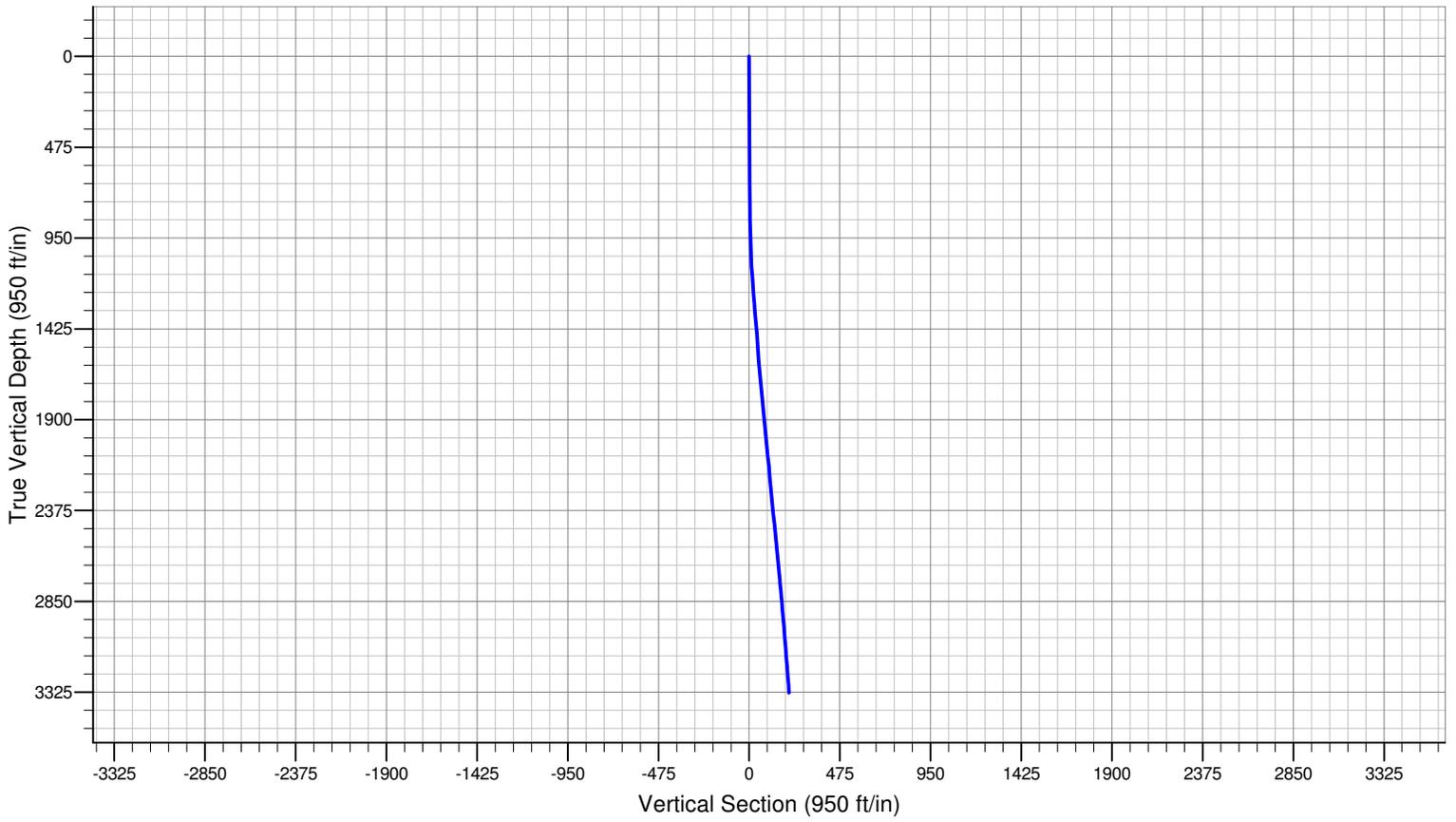
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Joint(s)	1	29.00	2,976.5	3,005.5	2.375	2.000		Tronco de 29'
Crossover	1	1.08	3,005.5	3,006.6	2.375	0.937		
Tubing Joint(s)	2	63.38	3,006.6	3,070.0	1.000	1.049		

PLUG - SAND

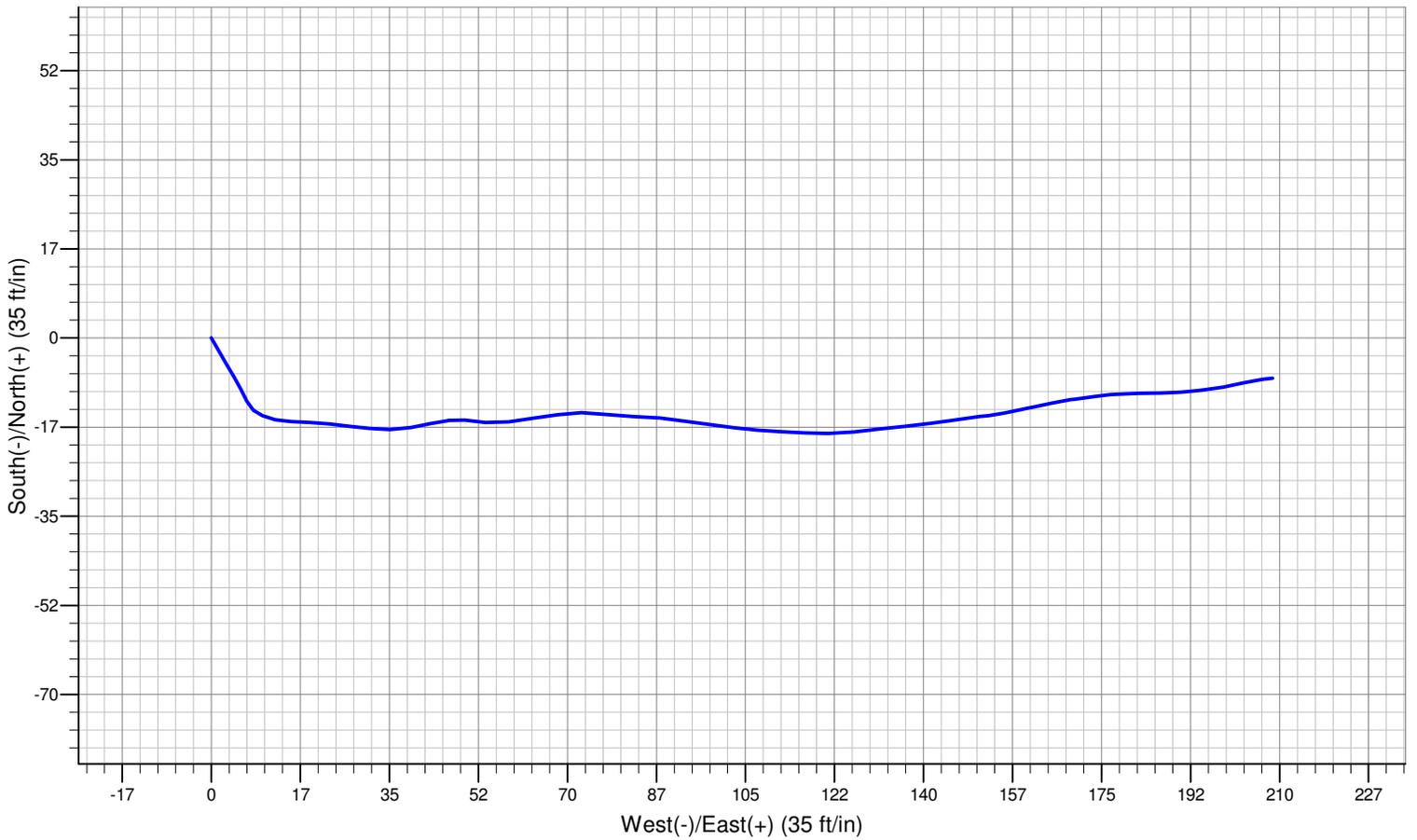
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	67.00	3,192.0	3,259.0	6.250	0.000		FONDO @ 3192 14-10-03

SAN FRANCISCO-14

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH



SAN FRANCISCO-16

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.25 in Open Hole	0.0	622.0	N	ROTARY TABLE Ground Level Kelly Bushing	11.0	
8.5 in Open Hole	622.0	2,970.0			2,557.0	
					2,568.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	14	584.85	-1.9	583.0	9.625	J-55	36.00		
Insert Valve	1	0.00	583.0	583.0	9.625		0.00		
Casing	1	37.82	583.0	620.8	9.625	J-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.20	620.8	622.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	73	2,932.49	-2.8	2,929.6	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	2,929.6	2,931.2	7.000		0.00		
Casing	1	37.06	2,931.2	2,968.3	7.000	J-55	23.00		
Casing Float Shoe	1	1.70	2,968.3	2,970.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
4/14/2008 00:00	2,036.0	2,098.0	D.P.	4.625	5.00	120.00	PERFORATED
4/14/2008 00:00	2,139.0	2,184.0	D.P.	4.625	5.00	120.00	PERFORATED
4/14/2008 00:00	2,309.0	2,345.0	D.P.	4.625	5.00	120.00	PERFORATED
12/18/1997 18:30	2,554.0	2,570.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
12/18/1997 18:30	2,580.0	2,590.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,801.0	2,817.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,824.0	2,833.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,840.0	2,844.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,847.0	2,852.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,860.0	2,870.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/27/1985 09:00	2,884.0	2,896.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-16

STRING DETAILS

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	34.00	11.0	45.0	1.250			1 1/4X40'
PCP Coupling	1	0.42	45.0	45.4				SUB COUPLING PR 1"X7/8
Pony Rod(s)	1	6.00	45.4	51.4	1.000			N97 1"X6
Pony Rod(s)	1	10.00	51.4	61.4	1.000			N97 1"X10
Sucker Rods	100	2,490.50	61.4	2,551.9	1.000			N97 1"X25'
PCP Coupling	1	1.10	2,551.9	2,553.0	1.000			SHEAR COUPLING 1"X30K
Sucker Rods	4	100.00	2,553.0	2,653.0	1.000			N97 1"X25'
PCP Coupling	1	0.41	2,653.0	2,653.4	1.000			SUB COUPLING 1 1/8"X1'
PCP Rotor	1	36.13	2,653.4	2,689.6				24-40-2500

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Pup Joint	1	9.35	11.0	20.4	3.500		EUE	
Crossover	1	1.87	20.4	22.2	4.500		VAGT	3 1/2" VAGT pin x 3 1/2" EUE box
Tubing	84	2,615.82	22.2	2,638.0	3.500		VAGT	
Crossover	1	1.90	2,638.0	2,639.9	3.500		EUE	3 1/2" EUE pin x 3 1/2" VAGT box
Seating Nipple	1	1.10	2,639.9	2,641.0	3.500		EUE	3 1/2" EUE x 2.75 ID
Pup Joint	1	4.07	2,641.0	2,645.1	3.500		EUE	
PCP Coupling	1	0.54	2,645.1	2,645.6	4.000		NU	4" NU 3 1/2" EUE
PCP Extension	1	9.45	2,645.6	2,655.1	4.000		NU	UP EXT 4" UN PIN
PCP Coupling	1	0.48	2,655.1	2,655.6	4.500		NU	4" NU
PCP Stator	1	32.74	2,655.6	2,688.3	4.000		NU	24-40-2500 NBRA
PCP Coupling	1	0.48	2,688.3	2,688.8	4.500		NU	4" NU
PCP Extension	1	1.11	2,688.8	2,689.9	4.000		NU	4" NU
Backstop Pin	1	0.41	2,689.9	2,690.3	4.500		EUE	3 1/2" EU PIN X 4" NU BOX
Anchor/Catcher	1	1.17	2,690.3	2,691.5	5.000		EUE	NON TURN TO EUE DRO STOPPER CSG 7" X 3 1/2" EUE.
Coupling	1	0.48	2,691.5	2,692.0	4.000		EUE	

PROTECTIVE LINER

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Hydraulic	1	6.37	2,726.9	2,733.3	6.000		LCT	Pkr VTA 4-1/2 @2726'
Pup Joint	1	2.52	2,733.3	2,735.8	6.000		LCT	
Pup Joint	1	6.15	2,735.8	2,742.0	6.000		LCT	
Crossover	1	0.68	2,742.0	2,742.6	6.000		LCT	5-1/2 LCT X 3-1/2 EUE
Safety Joint	1	0.66	2,742.6	2,743.3	4.500		EUE	RELEASE 50K#
Pup Joint	1	2.09	2,743.3	2,745.4	4.500		EUE	
Crossover	1	1.21	2,745.4	2,746.6	4.500		EUE	3-1/2 TS BLUE x 3-1/2 EUE
Pup Joint	1	10.22	2,746.6	2,756.8	4.500		TS BLUE	
Pup Joint	1	10.25	2,756.8	2,767.1	3.875		TS BLUE	
Crossover	1	1.33	2,767.1	2,768.4	3.875		EUE	3-1/2 EUE X 3-1/2 BLUE
Crossover	1	0.77	2,768.4	2,769.2	4.500		BTC	3-1/2 BTC X 3-1/2 EUE
Perforated Joint(s)	1	45.27	2,769.2	2,814.4	4.750		BTC	
Crossover	1	0.81	2,814.4	2,815.3	4.500		BTC	3-1/2 BTC X 3-1/2 EUE
Crossover	1	1.19	2,815.3	2,816.4	4.000		EUE	3-1/2 EUE X 3-1/2 BLUE
Pup Joint	1	10.26	2,816.4	2,826.7	4.000		TS BLUE	
Crossover	1	1.31	2,826.7	2,828.0	3.500		TS BLUE	3-1/2 BLUE X 3-1/2 EUE
Bull Plug Nose	1	0.56	2,828.0	2,828.6	4.500		EUE	

PROTECTIVE LINER

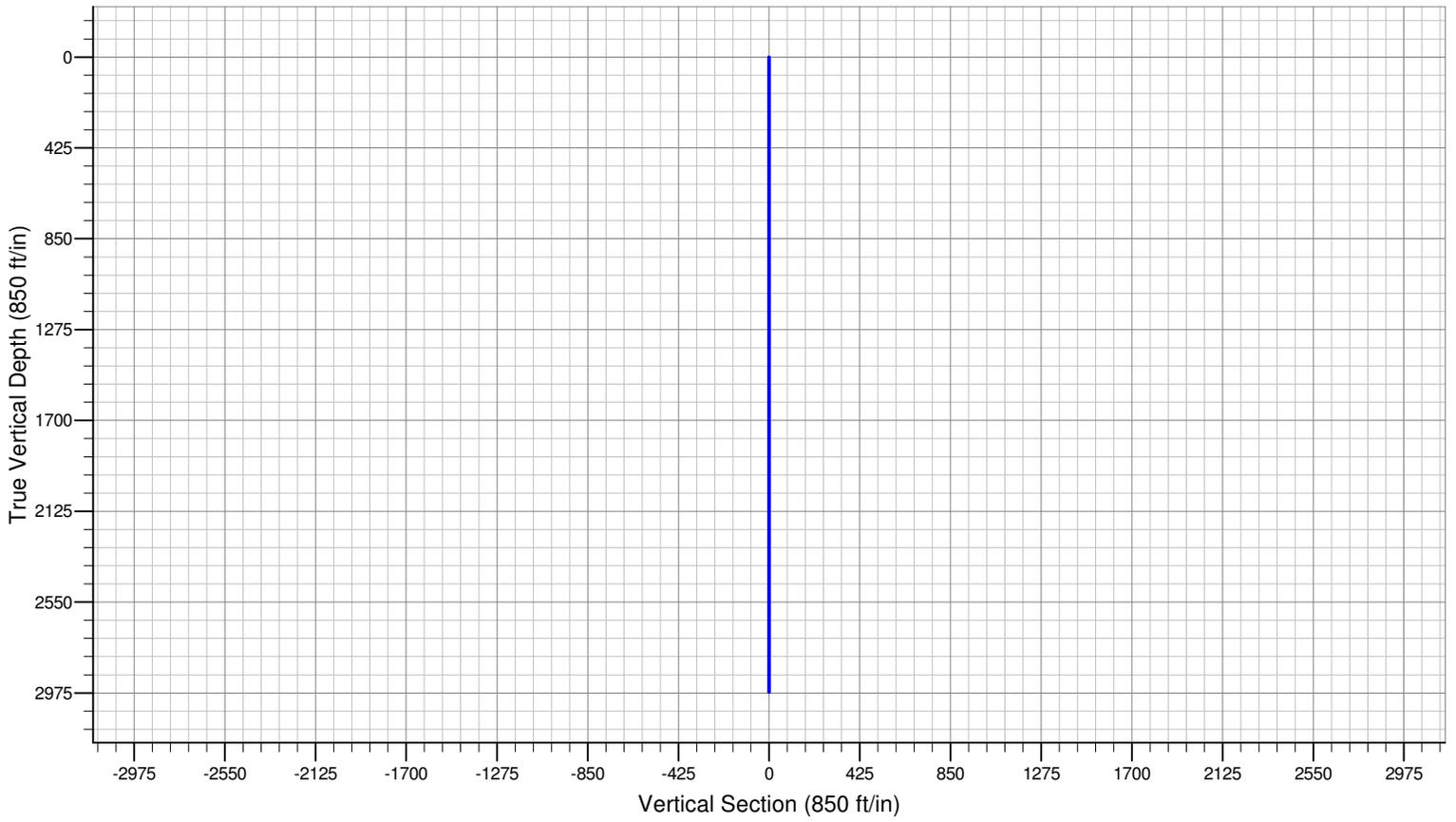
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Perforated Joint(s)	6	103.33	2,826.0	2,929.3	5.000	4.500		TOPE @ 2826' (CORROSION)
Bull Plug Nose	1	0.66	2,929.3	2,930.0	5.000	0.000		

PLUG - SAND

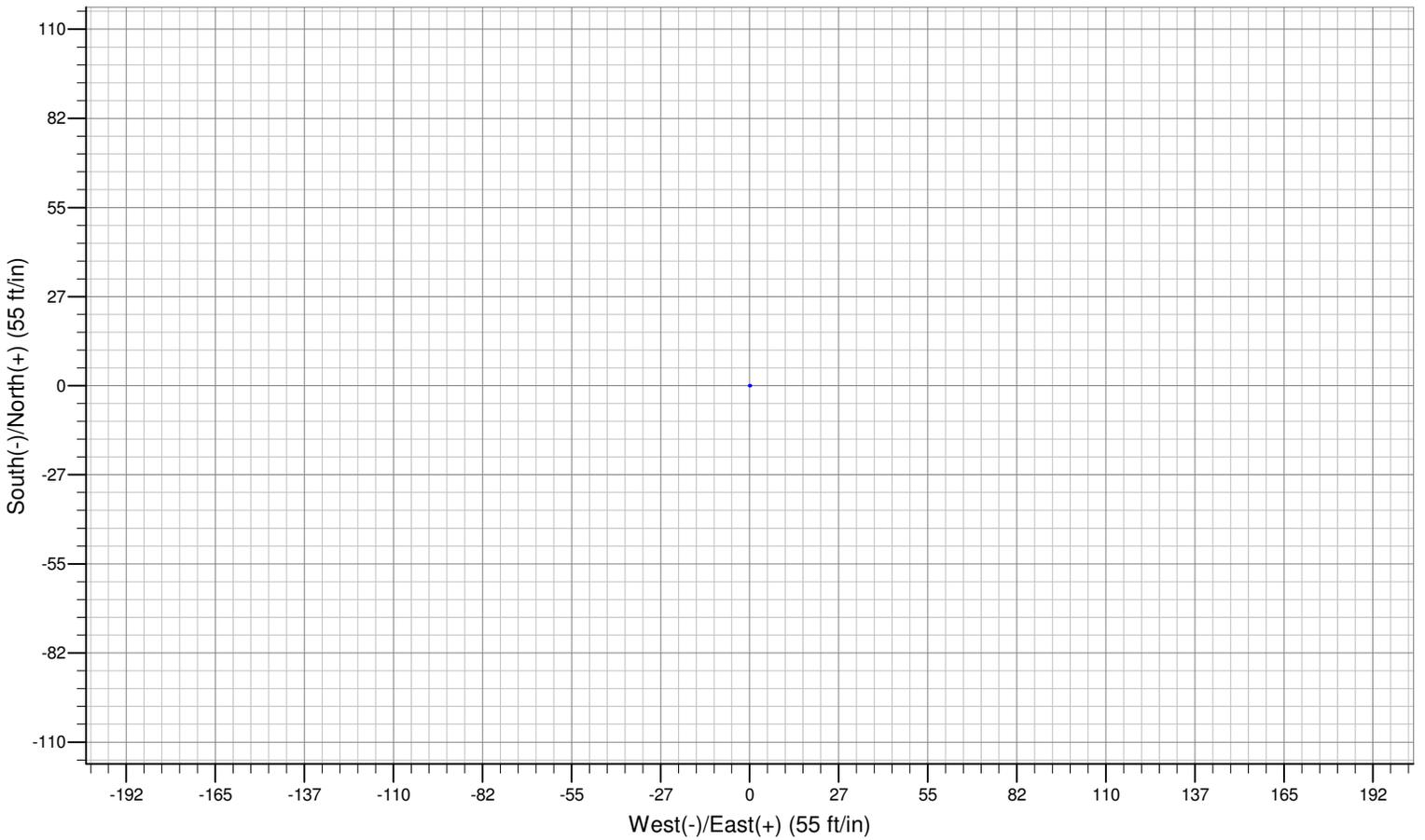
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	29.00	2,901.0	2,930.0	5.000			Fondo@2901' Abril-12-2008

SAN FRANCISCO-16

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH





Well Name: SAN FRANCISCO-18
 Event: WORKOVER
 Objective: ZONE STIMULATION
 Start Date: 2/6/2010 00:00

Spud Date: 8/12/1985 00:00

Name	Rig	Elevation (ft)
ROTARY TABLE		11.0

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Hole Details	Opening Details	Survey (°)	Casing Details	Equip. Details
0.0ft			0.0ft	12.500		0.00°		
MONSERATE						0.07°	9.625, Casing, 40.00, K-55, -6.4ft, 573.6ft	
449.3ft						0.07°		
AICO	615.0ft		615.0ft			0.43°		
1084.4ft						1.20°		
LA LUNA						3.03°		
1458.6ft						3.23°		
LA LUNA						3.40°	9.625, Insert Valve, 0.00, , 573.6ft, 574.2ft	
BAMBUCA						3.55°	9.625, Casing, 40.00, K-55, 574.2ft, 613.8ft	
2245.8ft						5.39°	9.625, Casing Guide Shoe, 0.00, , 613.8ft, 615.0ft	
2564.0ft						7.23°		
CABALLOS-KCUB					2,720.0ft, 2,722.0ft	8.87°		
2823.8ft					2,792.0ft, 2,805.0ft	9.10°		
CABALLOS-KCUB					2,810.0ft, 2,825.0ft	9.08°		
2844.8ft					2,821.0ft, 2,831.0ft	9.06°		
CABALLOS-KCUD					2,831.0ft, 2,846.0ft	9.02°		
2900.9ft					2,846.0ft, 2,867.0ft	9.00°		
CABALLOS-KCUD					2,792.0ft, 2,887.0ft	8.94°		
2950.1ft					2,870.0ft, 2,887.0ft	8.91°		
CABALLOS-KCUD					2,920.0ft, 2,930.0ft	8.90°		
					2,920.0ft, 2,930.0ft	8.86°	7.000, Casing, 23.00, K-55, -2.8ft, 3,220.0ft	
					2,942.0ft, 2,946.0ft	8.81°		ESP DISCHARGE HEAD
					2,942.0ft, 2,946.0ft	8.81°		ESP PUMP UP Srie 538 S/N 01G20797 MD: PMXSSDH6 Tipo:28P-62
						8.79°		ESP PUMP LW Srie 538 S/N 01G20773 MD: PMXSSDH6 Tipo: 56P.62
						8.78°		ESP PUMP LW Srie 538 S/N 01G20773 MD: PMXSSDH6 Tipo: 56P.62
						8.75°		ESP GAS SEP/ Srie 538 S/N 10230466 MOD:GSTHVEVXHG
						8.72°		
						8.71°		
						8.71°		
						8.70°		
						8.69°		
						8.69°		
						8.68°		ESP MOTOR Srie 562 S/N 21K88465 MD: KMHGX HP:228 VOL: 1425 AMP:
						8.67°		
						8.67°		
						8.67°		CENTR ALETA @3033
						8.67°		
						8.41°		
3034.2ft					3,066.0ft, 3,084.0ft	8.30°		
CABALLOS-KCLA					3,066.0ft, 3,084.0ft	8.32°		
3084.0ft					3,094.0ft, 3,110.0ft	8.34°		
CABALLOS-KCLB					3,094.0ft, 3,110.0ft	8.37°		
3136.9ft					3,118.0ft, 3,124.0ft	8.38°		
CABALLOS-KCLC					3,118.0ft, 3,124.0ft	8.39°		
3189.9ft				8.500	3,135.0ft, 3,149.0ft	8.37°	7.000, Casing Float Collar, 17.00, , 3, 220.0ft, 3,221.7ft	FONDO @3183' FEB-08-2010
					3,135.0ft, 3,149.0ft	8.33°		FISH @ 3200 EN 23 ABR/94
					3,166.0ft, 3,177.0ft	8.33°	7.000, Casing, 23.00, K-55, 3,221.7ft, 3, 256.0ft	
					3,166.0ft, 3,177.0ft	8.33°		
					3,188.0ft, 3,190.0ft		7.000, Casing Guide Shoe, 17.00, , 3, 256.0ft, 3,257.0ft	
3280.0ft	3,257.0ft		3280.0ft		3,188.0ft, 3,190.0ft			

SAN FRANCISCO-18

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.250 in Open Hole	0.0	615.0		ROTARY TABLE Ground Level Kelly Bushing	11.0	
8.500 in Open Hole	615.0	3,280.0			2,683.0	
					2,694.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	15	580.00	-6.4	573.6	9.625	K-55	40.00		
Insert Valve	1	0.57	573.6	574.2	9.625		0.00		
Casing	1	39.63	574.2	613.8	9.625	K-55	40.00		
Casing Guide Shoe	1	1.15	613.8	615.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	83	3,222.82	-2.8	3,220.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.70	3,220.0	3,221.7	7.000		17.00		
Casing	1	34.28	3,221.7	3,256.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	3,256.0	3,257.0	7.000		17.00		

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
9/3/1985 23:59	2,720.0	2,722.0		4.000	2.00	0.00	SQUEEZE PERF
9/10/1985 00:00	2,792.0	2,887.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
6/11/2003 00:00	2,792.0	2,805.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
6/11/2003 00:00	2,810.0	2,825.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
4/17/2003 02:00	2,821.0	2,831.0		0.000	0.00	0.00	PERFORATED

PERFORATION DATA

6/11/2003 00:00	2,870.0	2,887.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	2,920.0	2,930.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
6/11/2003 00:00	2,920.0	2,930.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	2,942.0	2,946.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
6/11/2003 00:00	2,942.0	2,946.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	3,066.0	3,084.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
4/23/2003 06:00	3,066.0	3,084.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	3,094.0	3,110.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
4/23/2003 06:00	3,094.0	3,110.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	3,118.0	3,124.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
4/23/2003 06:00	3,118.0	3,124.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	3,135.0	3,149.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
4/23/2003 06:00	3,135.0	3,149.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/10/1985 00:00	3,166.0	3,177.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
4/23/2003 06:00	3,166.0	3,177.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
9/3/1985 23:59	3,188.0	3,190.0		4.000	2.00	0.00	SQUEEZE PERF
4/23/2003 06:00	3,188.0	3,190.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-18

STRING DETAILS

ESP STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	1.00	11.0	12.0	11.000		EUE	
Tubing	2	61.00	12.0	73.0	3.500	2.992	EUE	
X-Over	1	1.20	73.0	74.2	4.500		TS BLUE	
Tubing	15	470.12	74.2	544.3	4.500		TS BLUE	
X-Over	1	1.32	544.3	545.6	4.000		TS BLUE	
Tubing	76	2,355.27	545.6	2,900.9	3.500	2.992	EUE	
Drain Valve	1	0.50	2,900.9	2,901.4	4.500		EUE	
Tubing	1	30.30	2,901.4	2,931.7	3.500	2.992	EUE	
Check Valve	1	0.50	2,931.7	2,932.2	4.500		EUE	
Tubing	1	30.29	2,932.2	2,962.5	3.500	2.992	EUE	
ESP Discharge Head	1	0.50	2,962.5	2,963.0	4.500		EUE	ESP DISCHARGE HEAD
ESP Pump	1	9.94	2,963.0	2,972.9	5.000			ESP PUMP Srie 538 S/N 01G20797 MD: PMXSSDH6 Tipo:28P-62
ESP Pump	1	18.95	2,972.9	2,991.9	5.000			ESP PUMP Srie 538 S/N 01G20773 MD: PMXSSDH6 Tipo: 56P.62
ESP Gas Separator	1	4.50	2,991.9	2,996.4	5.300			ESP GAS SEP/ Srie 538 S/N 10230466 MOD:GSTHVEVXHG
ESP Seal	1	6.31	2,996.4	3,002.7	5.130			
ESP Seal	1	6.31	3,002.7	3,009.0	5.130			
ESP Motor	1	19.60	3,009.0	3,028.6	4.500			ESP MOTOR Srie 562 S/N 21K88465 MD: KMHGX HP:228 VOL: 1425 AMP:
ESP Sensor (Press/Temp)	1	4.10	3,028.6	3,032.7	4.500			
Motor Guide	1	0.30	3,032.7	3,033.0	5.625			CENTR ALETA @3033

PLUG - SAND

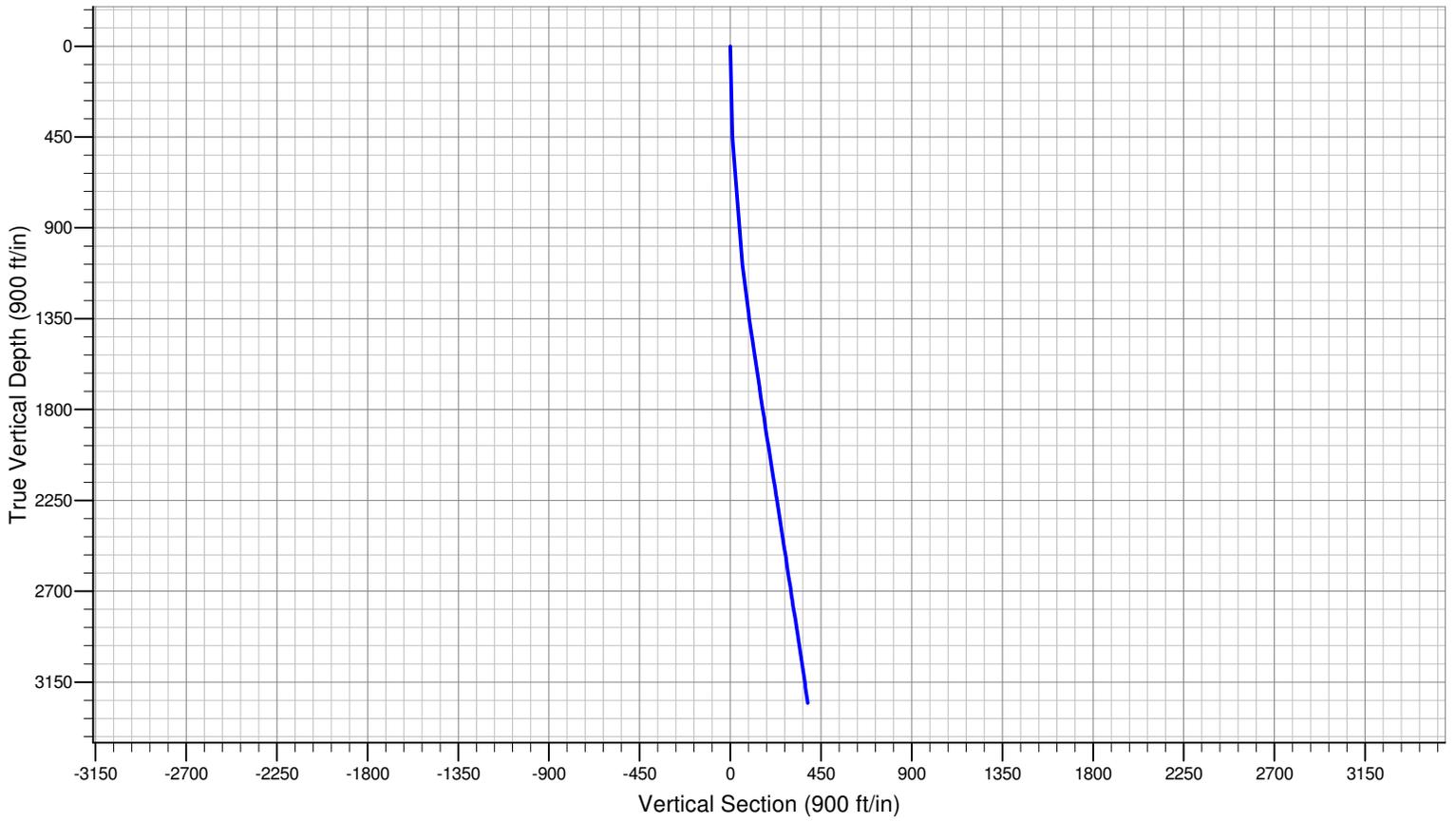
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	17.00	3,183.0	3,200.0	6.250			FONDO @3183' FEB-08-2010

FISH STRING

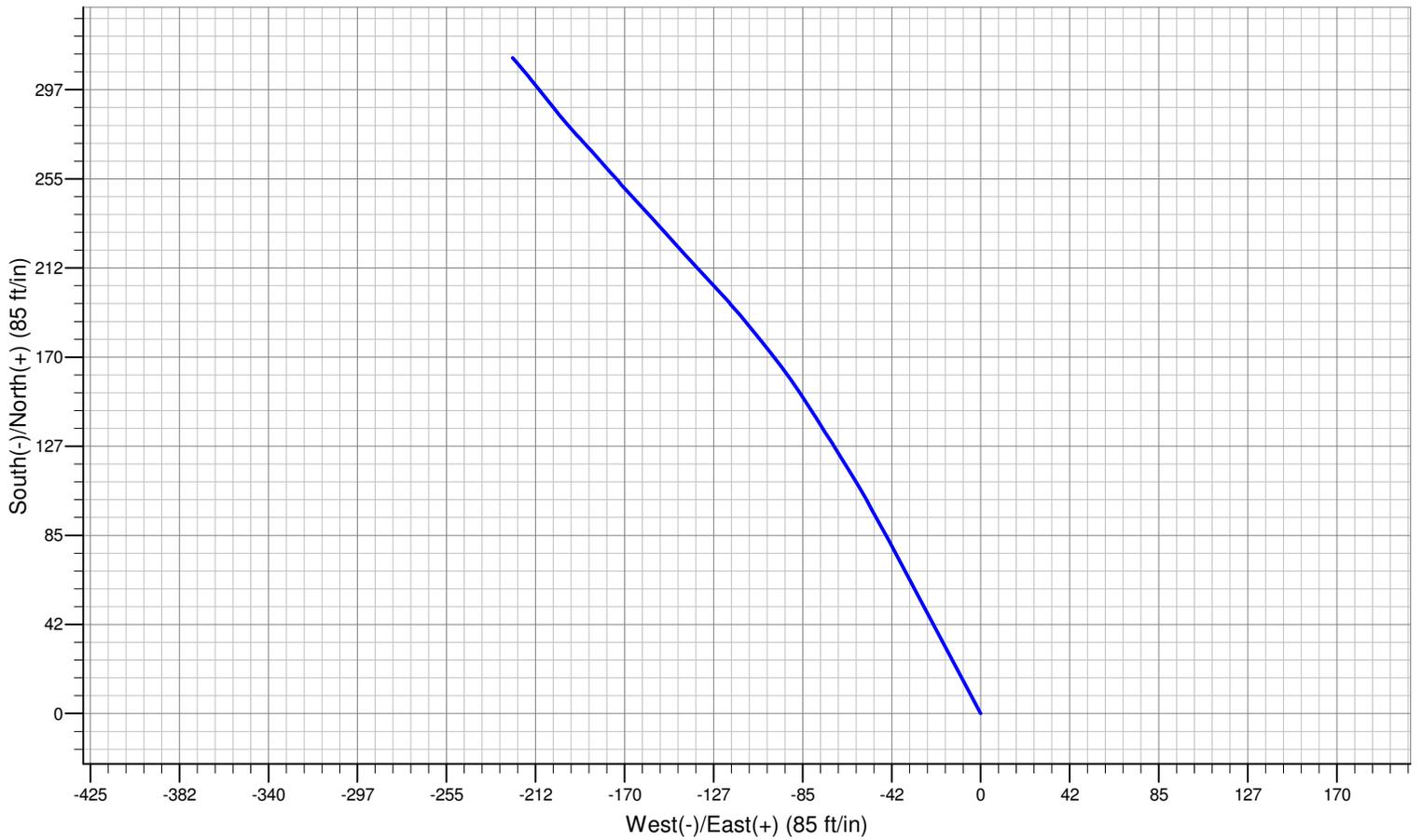
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Conventional Pump	1	20.02	3,200.0	3,220.0	3.000	0.000		FISH @ 3200 EN 23 ABR/94

SAN FRANCISCO-18

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH



Lithology	Casing Shoes (ft)	Schematic	Hole Depths (ft)	Hole Details (in)	Survey (°)	Opening Depths	Equip. Details	
0.0ft MONSERRATE			0.0ft		0.00°			
400.0ft AICO			12.250		0.00°		3 1/2"EUE x 3 1/2" VAGT	
1132.0ft LA LUNA	1,128.0ft		1128.0ft		0.00°			
1370.0ft TETUAN - KVT7					0.00°			
2223.3ft TETUAN - KVT9					0.00°			
2291.0ft TETUAN - KVT11					0.16°			
2325.0ft TETUAN - KVT13					1.92°			
2349.5ft TETUAN - KVT13					2.14°			
2377.5ft CABALLOS - KCUC1					2.16°			
2446.8ft CABALLOS - KCUC2					2.10°			
2465.2ft CABALLOS - KCUC3					2.10°		Shear Coupling 1" 30K#	
2478.4ft CABALLOS - KCUC					2.09°			
2567.5ft CABALLOS - KCUF					2.00°			
2650.2ft CABALLOS - KCM					2.01°			
2754.0ft CABALLOS - KCLA					2.02°			
2863.0ft BASAMENTO	2,862.0ft		2862.0ft		2.03°			
				8.500		2.03°		3 1/2" VAGT X 3 1/2" EUE
						2.04°		
						2.04°		
						2.05°		
						2.05°		
						2.06°		
						2.06°		
						2.11°		ROTOR 22-40-2500 S/N: 2319880108 PCP Stator 22-40-2500 NBRA
						2.13°		
						2.13°		
						2.13°		
						2.14°		
					2.14°	2410.0ft	Pin de Paro 3 1/2"	
					2.14°	2440.0ft	Ancla Anti torque Stpper II	
					2.14°	2450.0ft		
					2.14°			
					2.05°	2462.0ft		
					2.00°	2467.0ft		
					2.00°			
					2.00°	2472.0ft		
					1.92°	2526.0ft		
					1.90°			
					1.90°	2532.0ft		
					1.86°	2548.0ft		
					1.86°		Pkr N-1 7" @2608' May 02 de 2009	
					1.82°	2560.0ft		
					1.82°			
					1.80°			
					1.80°		Fondo @2645' Mayo-01-2009	
					1.74°			
					2.03°	2682.0ft		
						2694.0ft		
						2704.0ft		
						2720.0ft		
						2728.0ft		
						2774.0ft		

SAN FRANCISCO-19

Hole Section (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole
12.25 in Open Hole	0.0	1,128.0	N
8.500 in Open Hole	1,128.0	2,862.0	

Reference Datum (ft)

Name	Elevation (ft)	Rig
ROTARY TABLE	12.5	
	2,428.5	
	2,441.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	25	1,088.76	-5.3	1,083.4	9.625	J-55	36.00		
Insert Valve	1	0.55	1,083.4	1,084.0	9.625		0.00		
Casing	1	43.00	1,084.0	1,127.0	9.625	J-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	1,127.0	1,128.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	65	2,820.31	-5.3	2,815.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.00	2,815.0	2,816.0	7.000		0.00		
Casing	1	45.00	2,816.0	2,861.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Shoe	1	1.00	2,861.0	2,862.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
1/30/1990 15:30	2,410.0	2,440.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/30/1990 15:30	2,450.0	2,462.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/30/1990 15:30	2,467.0	2,472.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/30/1990 15:30	2,526.0	2,532.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
5/7/1992 08:00	2,548.0	2,560.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/29/1990 09:00	2,682.0	2,694.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/29/1990 09:00	2,704.0	2,720.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
1/29/1990 09:00	2,728.0	2,774.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-19

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
-----------	--------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------	----------

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.56	12.5	13.1	3.500	2.992	EUE	
Crossover	1	1.37	13.1	14.4	3.500		EUE	3 1/2"EUE x 3 1/2" VAGT
Tubing	74	2,294.40	14.4	2,308.8	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.90	2,308.8	2,310.7	3.500		VAGT	3 1/2" VAGT X 3 1/2" EUE
Setting Nipple	1	1.10	2,310.7	2,311.8	3.500	2.992	EUE	
Crossover	1	0.54	2,311.8	2,312.4	3.500		EUE	
PCP Extension	1	9.92	2,312.4	2,322.3	4.500		NU	
PCP Stator	1	33.33	2,322.3	2,355.6	4.500		NU	PCP Stator 22-40-2500 NBRA
PCP Extension	1	1.60	2,355.6	2,357.2	4.500		NU	
Backstop Pin	1	0.41	2,357.2	2,357.6	4.500		EUE	Pin de Paro 3 1/2"
Anchor/Catcher	1	1.15	2,357.6	2,358.8	5.000		EUE	Ancla Anti torque Stppper II
Coupling	1	0.48	2,358.8	2,359.3	4.500		EUE	

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	26.96	12.6	39.6	1.500			
Polish Rod(s)	1	4.00	39.6	43.6	1.000			
Pony Rod(s)	1	10.00	43.6	53.6	1.000			
Sucker Rods	34	850.00	53.6	903.6	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	903.6	904.2	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	904.2	929.2	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	929.2	929.8	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	929.8	954.8	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	954.8	955.4	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	955.4	980.4	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	980.4	981.1	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	981.1	1,006.1	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,006.1	1,006.7	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,006.7	1,031.7	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,031.7	1,032.3	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,032.3	1,057.3	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,057.3	1,058.0	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,058.0	1,083.0	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,083.0	1,083.6	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,083.6	1,108.6	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,108.6	1,109.2	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,109.2	1,134.2	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,134.2	1,134.9	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,134.9	1,159.9	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,159.9	1,160.5	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,160.5	1,185.5	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,185.5	1,186.1	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,186.1	1,211.1	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,211.1	1,211.8	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,211.8	1,236.8	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,236.8	1,237.4	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,237.4	1,262.4	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,262.4	1,263.0	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	1,263.0	1,288.0	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	1,288.0	1,288.6	1.000			
Sucker Rods	37	925.00	1,288.6	2,213.6	1.000			
PCP Coupling	1	1.10	2,213.6	2,214.7	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	2,214.7	2,215.4	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	2,215.4	2,240.4	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	2,240.4	2,241.0	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	2,241.0	2,266.0	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	2,266.0	2,266.6	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	2,266.6	2,291.6	1.000			
Rod w/Centralizer	1	0.63	2,291.6	2,292.3	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	2,292.3	2,317.3	1.000			
PCP Coupling	1	0.42	2,317.3	2,317.7	1.125			
PCP Rotor	1	36.28	2,317.7	2,354.0	2.375			ROTOR 22-40-2500 S/N: 2319880108

PACKER ASSEMBLY #1

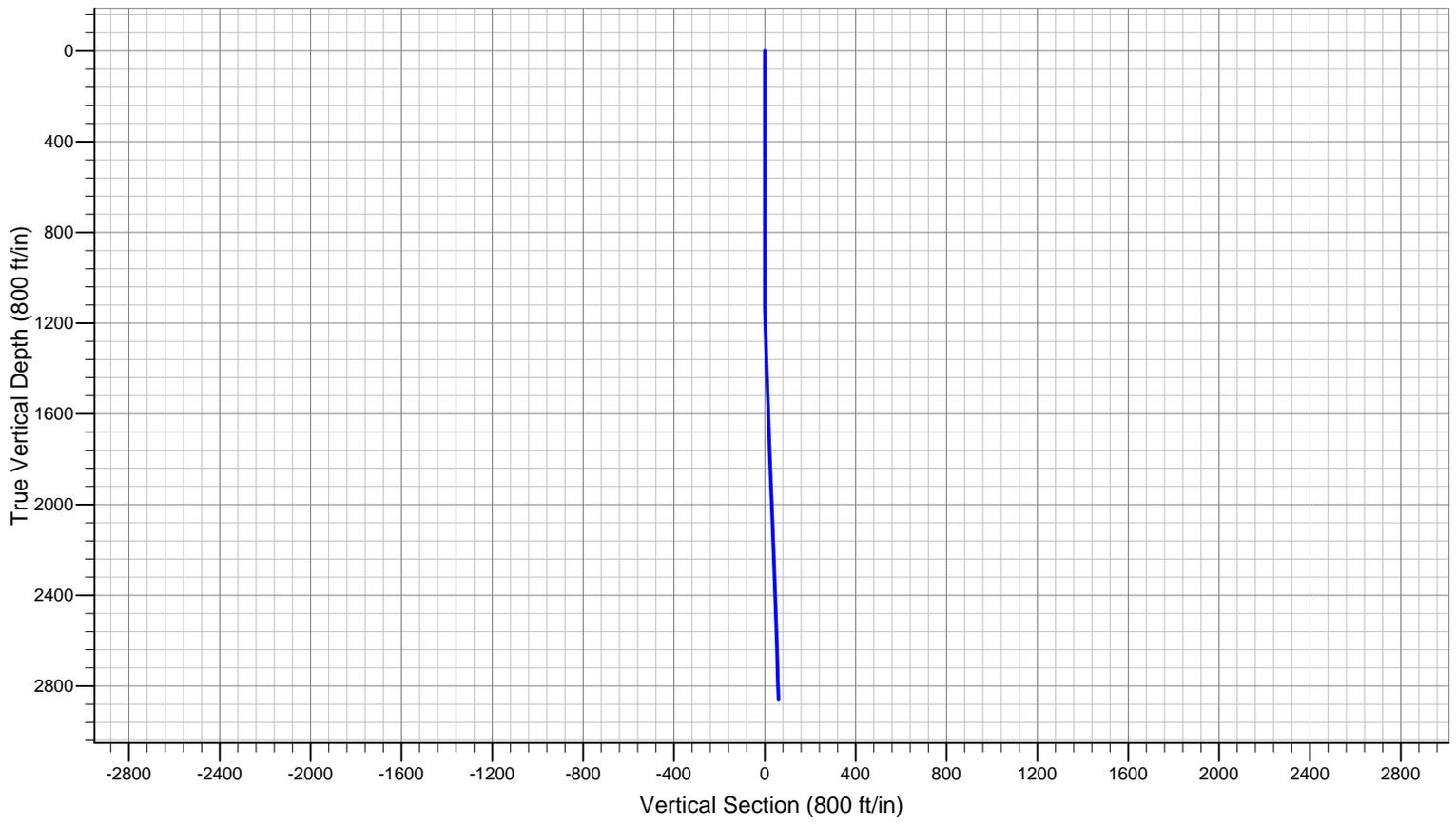
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Bridge Plug	1	2.50	2,608.0	2,610.5	7.000			Pkr N-1 7" @2608' May 02 de 2009

PLUG - SAND

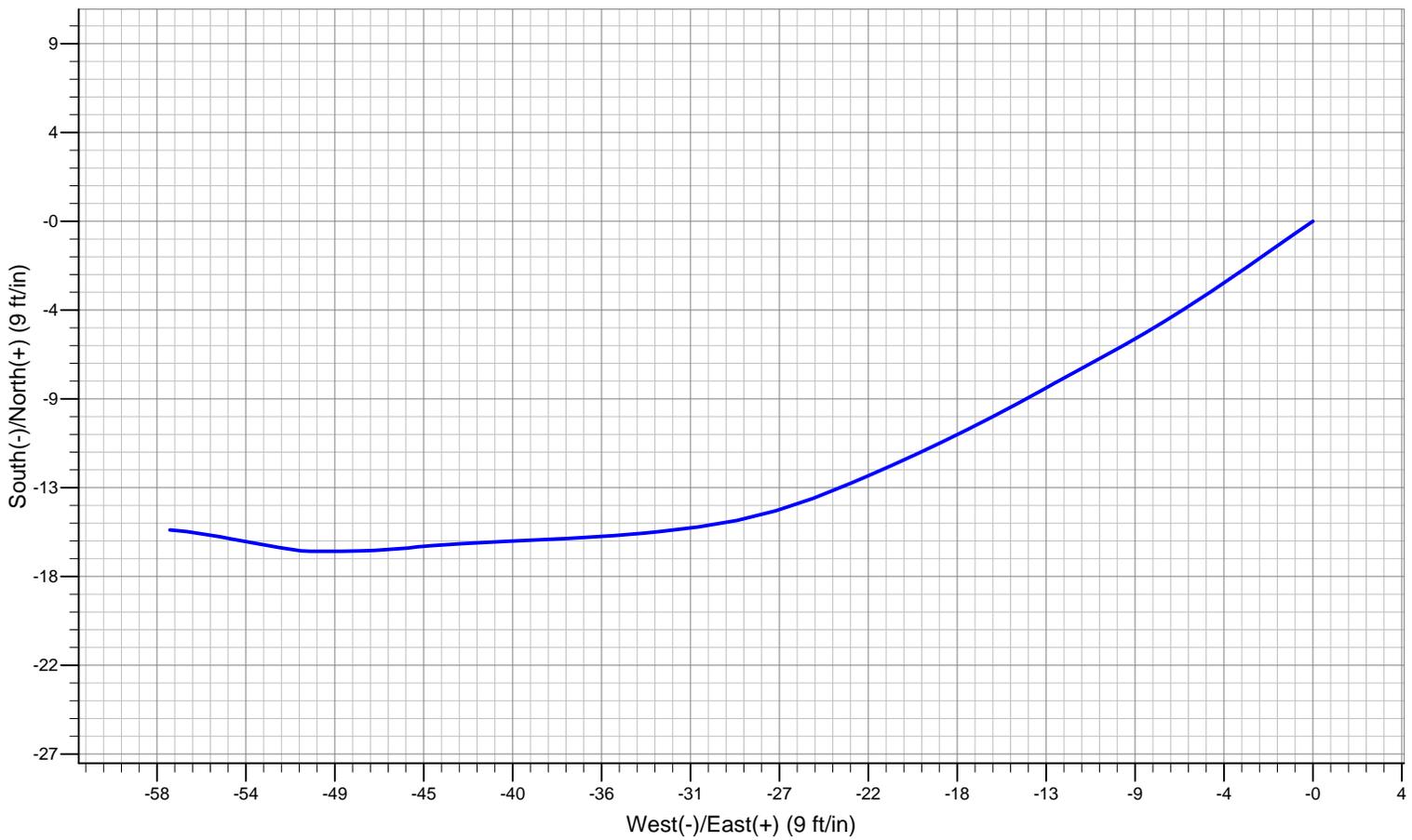
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand		170.00	2,645.0	2,815.0	7.000			Fondo @2645' Mayo-01-2009

SAN FRANCISCO-19

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH





Well Name: SAN FRANCISCO-20
 Event: WELL SERVICES
 Objective: BOTTOM PUMP UNIT CHANGE
 Start Date: 10/14/2009 00:00

Spud Date: 11/4/1987 00:00

Name	Rig Elevation (ft)
ROTARY TABLE	13.0
Ground Level	2,575.0
Kelly Bushing	2,588.0

Lithology	Schematic	Survey (°)	Opening Depths	Casing Details	Equip. Details	
0.0ft		0.00°		9.625, Landing Joint, 36.00, K-55, -14.6ft, 8.4ft	3.500, Pup Joint, 13.0ft	
723.0ft		0.06°			3.500, Crossover, 19.2ft	
		0.07°		9.625, Casing, 36.00, J-55, 8.4ft, 958.4ft	1.500, Polish Rod(s), 13.1ft	
		0.11°			3.500, Pup Joint, 21.0ft	
		0.67°			1.000, Pony Rod(s), 36.1ft	
		1.23°				
		1.79°				
		2.35°				
		2.91°				
		3.35°				
		3.36°		9.625, Insert Valve, 0.00, , 958.4ft, 959.4ft		
		3.61°		9.625, Casing, 36.00, J-55, 959.4ft, 999.0ft		
		3.52°		9.625, Casing Guide Shoe, 0.00, , 999.0ft, 1,000.0ft		
1263.0ft			3.30°			1.000, Sucker Rods, 58.1ft
1512.0ft			2.92°			3.500, Tubing, 31.0ft
			3.03°			
			3.19°			
			3.58°			
2080.0ft			4.21°			
2280.0ft			4.81°			
			4.90°			
2550.0ft			5.07°	2670.0ft		1.000, Pony Rod(s), 2,683.1ft
2699.5ft			5.02°	2696.0ft		1.000, Rod w/Centralizer, 2,685.1ft
			5.01°			1.000, Pony Rod(s), 2,687.3ft
2712.0ft			5.01°			3.500, Crossover, 2,710.1ft
			5.01°			2.000, Conventional Pump, 2,689.3ft
2746.5ft			5.05°			3.500, Setting Nipple, 2,711.9ft
			5.05°			3.500, Crossover, 2,713.0ft
			5.05°			3.500, Tubing, 2,714.9ft
			5.05°			3.500, Crossover, 2,746.5ft
		5.05°			3.500, Crossover, 2,748.4ft	
		5.06°			2.875, Pup Joint, 2,749.2ft	
		5.06°		7.000, Casing, 23.00, K-55, -8.6ft, 2,964.0ft	3.500, Sliding Sleeve, 2,754.3ft	
		5.06°			3.500, Pup Joint, 2,757.5ft	
		5.06°			3.500, Landing Nipple, 2,767.0ft	
		5.07°				
		5.07°			7.000, Packer, 2,768.4ft	
		5.07°				
		5.07°			3.500, Crossover, 2,772.4ft	
		5.07°			3.500, Perforated Joint(s), 2,773.1ft	
		5.08°	2786.0ft			
		5.09°	2797.0ft			
2799.1ft		5.12°	2818.0ft			
		5.13°	2825.0ft			
		5.15°	2832.0ft		3.500, Tubing, 2,783.2ft	
2857.3ft		5.17°	2840.0ft			
		5.17°	2854.0ft			
		5.19°	2862.0ft			
		5.20°	2871.0ft		3.500, Blind Pipe, 2,906.8ft	
2928.0ft		5.20°	2876.0ft			
		5.20°	2882.0ft		6.250, Sand, 2,937.0ft	
		5.20°	2894.0ft	7.000, Casing Float Collar, 0.00, , 2,964.0ft, 2,965.2ft		
		5.20°	2906.0ft	7.000, Casing, 23.00, K-55, 2,965.2ft, 3,005.0ft		
3010.0ft		5.20°	2926.0ft	7.000, Casing Guide Shoe, 0.00, , 3,005.0ft, 3,006.0ft		

SAN FRANCISCO-20

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole
12.25 in Open Hole	0.0	1,000.0	N
8.5 in Open Hole	1,000.0	3,010.0	N

Name	Elevation (ft)	Rig
ROTARY TABLE	13.0	
Ground Level	2,575.0	
Kelly Bushing	2,588.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Landing Joint	1	23.00	-14.6	8.4	9.625	K-55	36.00		
Casing	24	950.00	8.4	958.4	9.625	J-55	36.00		
Insert Valve	1	0.94	958.4	959.4	9.625		0.00		
Casing	1	39.62	959.4	999.0	9.625	J-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	999.0	1,000.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	75	2,972.63	-8.6	2,964.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.25	2,964.0	2,965.2	7.000		0.00		
Casing	1	39.75	2,965.2	3,005.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	3,005.0	3,006.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
2/2/1988 14:00	2,670.0	2,696.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,786.0	2,797.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,818.0	2,825.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,832.0	2,840.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,854.0	2,862.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,871.0	2,876.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,882.0	2,894.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED
2/2/1988 14:00	2,906.0	2,926.0		5.000	8.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-20

STRING DETAILS

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Pup Joint	1	6.20	13.0	19.2	3.500		EUE	Pup JOINT 3.5" EUE EUExVAGT
Crossover	1	1.84	19.2	21.0	3.500		EUE	
Pup Joint	1	9.92	21.0	31.0	3.500		VAGT	3-1/2" VAGT x 3-1/2" EUE 3-1/2" EUE
Tubing	86	2,679.18	31.0	2,710.1	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.78	2,710.1	2,711.9	3.500	2.992	VAGT	3-1/2" EUE x 3-1/2" VAGT 1 Junta 3.5" VAGT
Setting Nipple	1	1.12	2,711.9	2,713.0	3.500	2.810	EUE	
Crossover	1	1.85	2,713.0	2,714.9	3.500	2.992	EUE	3-1/2" EUE x 3-1/2" VAGT 3-1/2"x2-7/8" eue
Tubing	1	31.63	2,714.9	2,746.5	3.500	2.992	VAGT	
Crossover	1	1.90	2,746.5	2,748.4	3.500	2.992	VAGT	3-1/2" EUE x 3-1/2" VAGT 3-1/2"x2-7/8" eue
Crossover	1	0.82	2,748.4	2,749.2	3.500		EUE	
Pup Joint	1	5.10	2,749.2	2,754.3	2.875		EUE	2-7/8" OTIS 2.31" CERRADA
Sliding Sleeve	1	3.15	2,754.3	2,757.5	3.500	2.750	EUE	
Pup Joint	1	9.55	2,757.5	2,767.0	3.500	2.992	EUE	LOCK SET 7" OD CSG x 2-7/8" EU 2-7/8" EU x 3-1/2" EU
Landing Nipple	1	1.40	2,767.0	2,768.4	3.500		EUE	
Packer	1	3.95	2,768.4	2,772.4	7.000	2.970	EUEA-2	TROSCAP
Crossover	1	0.75	2,772.4	2,773.1	3.500		EUE	
Perforated Joint(s)	1	10.10	2,773.1	2,783.2	3.500	2.992	EUE	TROSCAP
Tubing	4	123.55	2,783.2	2,906.8	3.500	2.992	EUE	
Blind Pipe	1	0.82	2,906.8	2,907.6	3.500	0.000	EUE	

ROD STRING

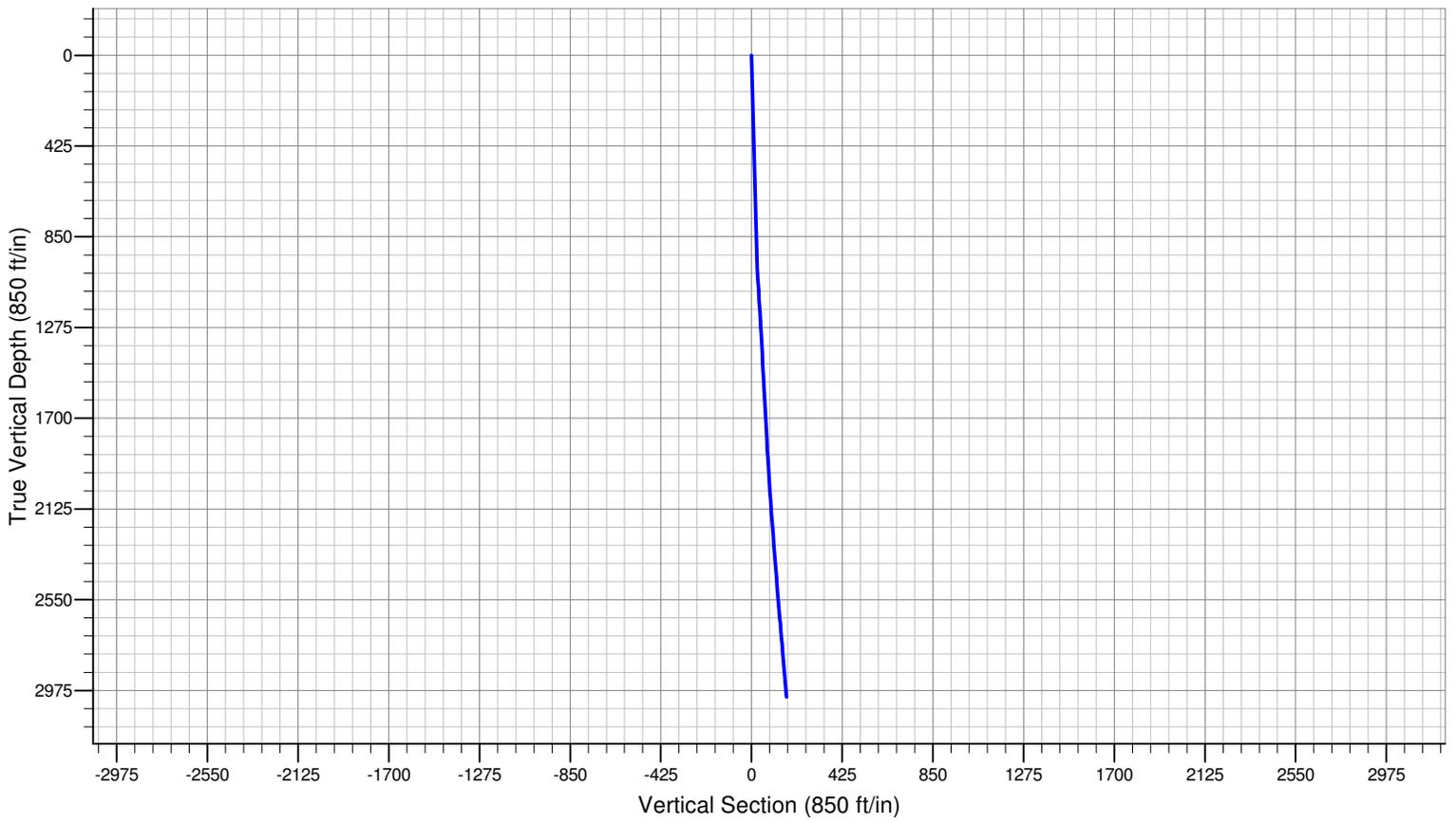
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	23.00	13.1	36.1	1.500			Barra Lisa de 1.5" x 26 ft.
Pony Rod(s)	6	22.00	36.1	58.1	1.000			105 Varillas de 1" x 25 ft N-97 Pony Rod 1" x 2 ft N-97
Sucker Rods	105	2,625.00	58.1	2,683.1	1.000	0.000		
Pony Rod(s)	1	2.00	2,683.1	2,685.1	1.000			Centralizador 1" x 3.5" x 2 ft
Rod w/Centralizer	1	2.18	2,685.1	2,687.3	1.000			Pony Rod 1" x 2 ft N-97
Pony Rod(s)	1	2.00	2,687.3	2,689.3	1.000	0.000		F-10648 - 30-250-RWBC-22-3 DOS ETAPAS
Conventional Pump	1	23.80	2,689.3	2,713.1	2.000	0.000		

PLUG - SAND

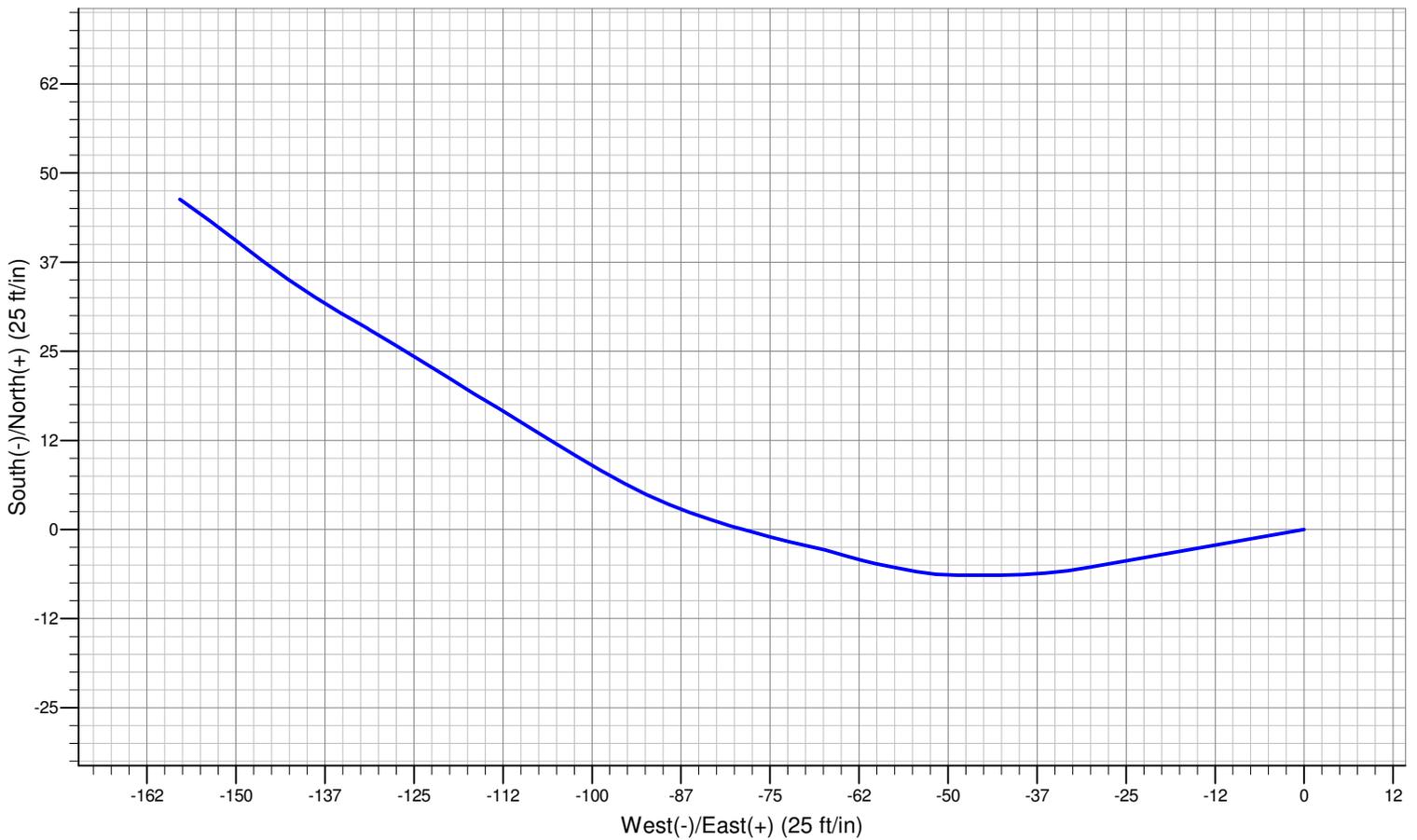
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	27.00	2,937.0	2,964.0	6.250	0.000		FONDO @2937' -Sept-19-2009

SAN FRANCISCO-20

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH





Well Name: SAN FRANCISCO-23
 Event: WELL SERVICES
 Objective: BOTTOM PUMP UNIT CHANGE
 Start Date: 6/5/2010 00:00

Spud Date: 8/22/1985 00:00

Name	Rig	Elevation (ft)
ROTARY TABLE		11.0
Ground Level		2,758.0
Kelly Bushing		2,769.0

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Hole Details	Opening Details	Survey (°)	Casing Details	Equip. Details
0.0ft			0.0ft			0.00°		
MONSERRATE						0.00°		
470.0ft				12.250		0.00°	9.625, Casing, 40.00, K-55, -3.2ft, 565.8ft	1-1/2" x 40' 1" 1"
AICO	607.0ft		607.0ft			0.00°		
1182.0ft						0.00°		
LA LUNA						0.00°		
1375.0ft						0.00°		
BAMBUCA						0.00°		1" N-97
1972.0ft						0.00°		
TETUAN - KVT						0.00°		
2164.0ft						0.00°		
TETUAN - KVT3						0.00°		
2304.0ft					2,277.0ft, 2,277.0ft	0.00°		
2446.0ft					2,278.0ft, 2,278.0ft	0.00°		
TETUAN - KVT5					2,278.0ft, 2,278.0ft	0.00°		
2567.4ft					2,294.0ft, 2,294.0ft	0.00°		
CABALLOS - KALAA					2,295.0ft, 2,295.0ft	0.00°		
2636.6ft					2,295.0ft, 2,295.0ft	0.00°	7.000, Casing, 23.00, K-55, -7.6ft, 2,983.8ft	
CABALLOS - KOM					2,270.0ft, 2,300.0ft	0.00°		
CABALLOS - KCLA					2,546.0ft, 2,568.0ft	0.00°		Shear coupling 1" x 30K
2799.8ft					2,604.0ft, 2,634.0ft	0.00°		
CABALLOS - KCLB					2,776.0ft, 2,785.0ft	0.00°		1" N-97
2858.6ft					2,790.0ft, 2,799.0ft	0.00°		
CABALLOS - KCLC						0.00°		1-1/8" x 1"
2960.0ft					2,832.0ft, 2,848.0ft	0.00°		
BASAMENTO					2,860.0ft, 2,872.0ft	0.00°		22-40-2500 NBRA NUEVA 22-40-2500 Standar
3020.0ft						0.00°		Espaciamiento
					2,886.0ft, 2,896.0ft	0.00°		
					2,904.0ft, 2,908.0ft	0.00°		
				8.500	2,916.0ft, 2,930.0ft	0.00°		FONDO @2913' -10-JUL-2009
3020.0ft	3,020.0ft		3025.0ft			0.00°	7.000, Casing Float Collar, 23.00, K-55, 2,983.8ft, 2,985.4ft	
						0.00°	7.000, Casing, 23.00, K-55, 2,985.4ft, 3,018.5ft	
						0.00°	7.000, Casing Float Shoe, 23.00, K-55, 3,018.5ft, 3,020.0ft	

SAN FRANCISCO-23

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.25 in Open Hole	0.0	607.0	N	ROTARY TABLE Ground Level Kelly Bushing	11.0	
8.5 in Open Hole	607.0	3,020.0			2,758.0	
					2,769.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	1	569.00	-3.2	565.8	9.625	K-55	40.00		
Insert Valve	1	0.55	565.8	566.3	9.625		0.00		
Casing	1	39.62	566.3	606.0	9.625	K-55	40.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	606.0	607.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	1	2,991.44	-7.6	2,983.8	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	2,983.8	2,985.4	7.000	K-55	23.00		
Casing	1	33.01	2,985.4	3,018.5	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Shoe	1	1.50	3,018.5	3,020.0	7.000	K-55	23.00		

PERFORATION DATA

Date/Time	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Body OD (in)	Weight (ppf)	Thread	Perforation Status
4/30/1997 06:00	2,270.0	2,300.0	4.625	8.00	0.00	PERFORATED
12/28/2004 04:00	2,277.0	2,277.0	0.500	0.00	290.00	PERFORATED
12/27/2004 14:30	2,278.0	2,278.0	0.500	0.00	290.00	PERFORATED
12/27/2004 20:30	2,278.0	2,278.0	0.500	0.00	110.00	PERFORATED
12/27/2004 06:00	2,294.0	2,294.0	0.500	0.00	20.00	PERFORATED
12/24/2004 12:30	2,295.0	2,295.0	0.500	0.00	200.00	PERFORATED
12/26/2004 19:30	2,295.0	2,295.0	0.500	0.00	20.00	PERFORATED
9/8/1985 06:00	2,546.0	2,568.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 06:00	2,604.0	2,634.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 06:00	2,776.0	2,785.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 06:00	2,790.0	2,799.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 06:00	2,832.0	2,848.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 00:00	2,860.0	2,872.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 00:00	2,886.0	2,896.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 00:00	2,904.0	2,908.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED
9/8/1985 00:00	2,916.0	2,930.0	4.000	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-23

STRING DETAILS

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.57	11.0	11.6			EUE	
Tubing	1	30.75	11.6	42.3	3.500		EUE	
Tubing Pup Joint	3	20.33	42.3	62.6	3.500		EUE	
Tubing	89	2,764.78	62.6	2,827.4	3.500		EUE	
Seating Nipple	1	1.10	2,827.4	2,828.5	3.500		EUE	
Pup Joint	1	3.07	2,828.5	2,831.6	3.500		EUE	
Crossover	1	0.53	2,831.6	2,832.1	4.500		EUE	
PCP Extension	1	9.48	2,832.1	2,841.6	4.000		NU	
PCP Coupling	1	0.48	2,841.6	2,842.1	4.000		NU	
PCP Stator	1	32.86	2,842.1	2,875.0	4.000		NU	22-40-2500 NBRA NUEVA
PCP Coupling	1	0.48	2,875.0	2,875.4	4.500		NU	
PCP Extension	1	1.10	2,875.4	2,876.5	4.000		NU	
Backstop Pin	1	0.41	2,876.5	2,876.9	4.500			
Anchor/Catcher	1	1.15	2,876.9	2,878.1	5.000		EUE	
Coupling	1	0.48	2,878.1	2,878.6	4.500		EUE	
Nipple	1	0.74	2,878.6	2,879.3	3.500		EUE	

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	36.00	11.0	47.0				1-1/2" x 40'
Coupling		0.40	47.0	47.4				1"
Pony Rod(s)	4	24.00	47.4	71.4	1.000			1"
Sucker Rods	108	2,692.90	71.4	2,764.3	1.000			1" N-97
PCP Coupling	1	1.10	2,764.3	2,765.4	1.000			Shear coupling 1" x 30K
Sucker Rods	3	75.00	2,765.4	2,840.4	1.000			1" N-97
Coupling	1	0.40	2,840.4	2,840.8				1-1/8" x 1"
PCP Rotor	1	36.00	2,840.8	2,876.8				22-40-2500 Standar
Unknown	1	3.00	2,876.8	2,879.8	0.500			Espaciamiento

PLUG - SAND

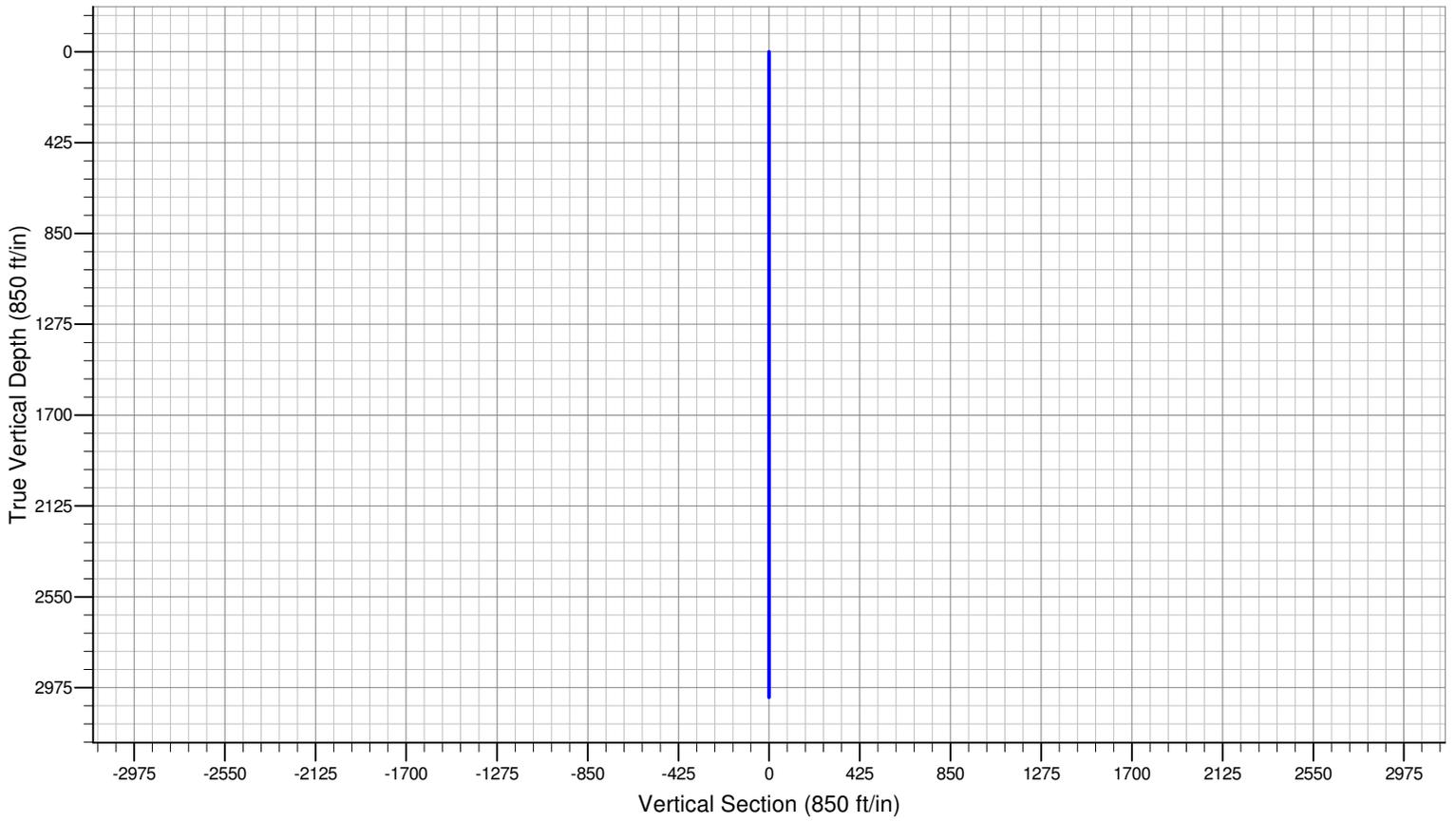
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	70.00	2,913.0	2,983.0	6.250	0.000		FONDO @2913' -10-JUL-2009

ROD STRING

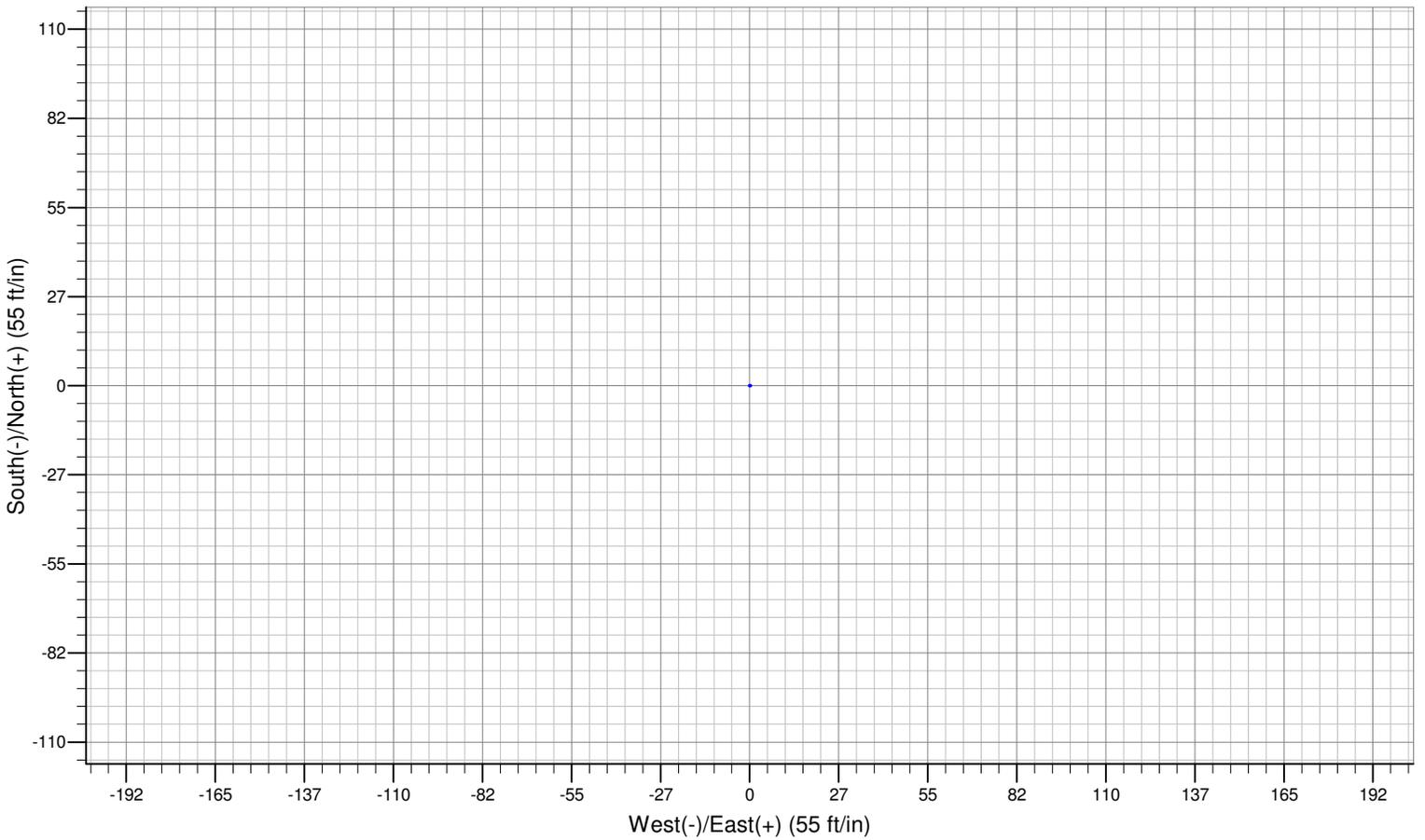
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
-----------	--------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------	----------

SAN FRANCISCO-23

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH



Lithology	Casing Shoes (ft)	Schematic	Hole Depths (ft)	Hole Details (in)	Survey (°)	Opening Depths	Equip. Details
0.0ft			0.0ft		0.00°		
MONSERATE					0.01°		
500.0ft					0.02°		
AICO					0.07°		
1119.0ft	660.0ft		661.0ft	9.625	0.09°		
CABALLOS - KCUA2					0.95°		
2705.5ft					0.95°	2692.0ft	
CABALLOS - KCUB					0.95°	2700.0ft	
2749.5ft					1.00°	2714.0ft	
CABALLOS - KCUC2					2.05°	2736.0ft	
2763.7ft					2.69°	2750.0ft	
CABALLOS - KCUD					2.41°	2756.0ft	
2841.3ft					2.20°	2819.0ft	Shear Coupling 30K#
CABALLOS - KCM					2.43°	2823.0ft	
2924.8ft					2.54°		
CABALLOS - KCLA					2.67°		
2983.1ft					2.71°		
CABALLOS - KCLB					2.73°		
3041.8ft					2.74°		
CABALLOS - KCLC					2.75°		
3131.3ft					2.75°	2950.0ft	Niplesilla @2962'
BASAMENTO					2.76°	2964.0ft	XO 3 1/2" EUE Box x 4" NU
3230.0ft	3,226.0ft		3230.0ft	8.500	2.76°		Extension superior
					2.76°	2986.0ft	Rotor 2240-2500
					2.80°	2992.0ft	PCP Stator 22-40-2500
					2.82°	2997.0ft	
					2.82°		Extensión inferior
					2.82°		XO 4" NU x3 1/2" EU Back Stop Pin
					2.82°		Ancla Antitorque
					2.83°		Gas Separator @3013'
					2.83°	3015.0ft	
					2.84°	3023.0ft	
					2.87°	3026.0ft	
					2.90°	3032.0ft	
					2.94°	3035.0ft	
					3.00°	3044.0ft	
					3.01°	3057.0ft	
					3.10°	3066.0ft	Pkr N-1 @3114' Agost- 03 -2009.
					3.10°	3070.0ft	
					3.10°	3104.0ft	
					3.10°		FONDO @3116'- Jul -29 -2009
					3.10°		
					3.10°	3118.0ft	

SAN FRANCISCO-24

Hole Section (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole
9.625 in Open Hole	0.0	661.0	N
8.5 in Open Hole	661.0	3,230.0	N

Reference Datum (ft)

Name	Elevation (ft)	Rig
ROTARY TABLE	12.0	
	12.0	
	2,828.0	

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	15	626.75	-2.5	624.3	9.625	J-55	36.00		
Insert Valve	1	0.00	624.3	624.3	9.625		0.00		
Casing	1	34.72	624.3	659.0	9.625	J-55	36.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	659.0	660.0	9.625		0.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	81	3,144.03	-0.6	3,143.5	7.000	K-55	23.00		
Casing Float Collar	1	1.60	3,143.5	3,145.0	7.000		0.00		
Casing	2	79.95	3,145.0	3,225.0	7.000	K-55	23.00		
Casing Guide Shoe	1	1.00	3,225.0	3,226.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
8/31/1985 12:50	2,692.0	2,700.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,714.0	2,736.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,750.0	2,756.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,819.0	2,823.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,950.0	2,964.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,986.0	2,992.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	2,997.0	3,015.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	3,023.0	3,026.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	3,032.0	3,035.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	3,044.0	3,057.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	3,066.0	3,070.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED
8/31/1985 12:50	3,104.0	3,118.0		4.000	4.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-24

STRING DETAILS

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.95	12.0	13.0	3.500	0.000	EUE	hanger 7 1/16" 3M x 3 1/2"
Tubing	95	2,948.61	13.0	2,961.6	3.500	2.992	EUE	
Setting Nipple	1	1.10	2,961.6	2,962.7	3.500	0.000	EUE	Nipplesilla @2962'
PCP Coupling	1	0.56	2,962.7	2,963.2	4.000		NUXO	3 1/2" EUE Box x 4" NU
PCP Extension	1	9.45	2,963.2	2,972.7	4.000	0.000	NU	Extension superior
PCP Coupling	1	0.48	2,972.7	2,973.1	4.000	0.000	NU	
PCP Stator	1	33.46	2,973.1	3,006.6	4.000	0.000	NU	PCP Stator 22-40-2500
PCP Coupling	1	0.48	3,006.6	3,007.1	4.000		NU	
PCP Extension	1	1.11	3,007.1	3,008.2	4.000		NU	Extensión inferior
Crossover	1	0.40	3,008.2	3,008.6	4.000		NUXO 4"	x3 1/2" EU Back Stop Pin
Anchor/Catcher	1	1.14	3,008.6	3,009.7	5.000		EUE	Ancla Antitorque
Gas Separator	1	3.33	3,009.7	3,013.1	4.500		EUE	Gas Separator @3013'

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	35.00	12.1	47.1	1.500			Barra lisa de 40 ft
PCP Coupling	1	0.40	47.1	47.5	2.000			PCP Coupling
Pony Rod(s)	1	2.00	47.5	49.5	1.000			
Pony Rod(s)	1	10.00	49.5	59.5	1.000			
Pony Rod(s)	1	10.00	59.5	69.5	1.000			
Sucker Rods	112	2,800.00	69.5	2,869.5	1.000			
PCP Coupling	1	1.10	2,869.5	2,870.6	2.000			Shear Coupling 30K#
Sucker Rods	4	100.00	2,870.6	2,970.6	1.000			
PCP Coupling	1	0.40	2,970.6	2,971.0	2.063			
PCP Rotor	1	36.12	2,971.0	3,007.1	2.375			Rotor 2240-2500

PACKER ASSEMBLY #1

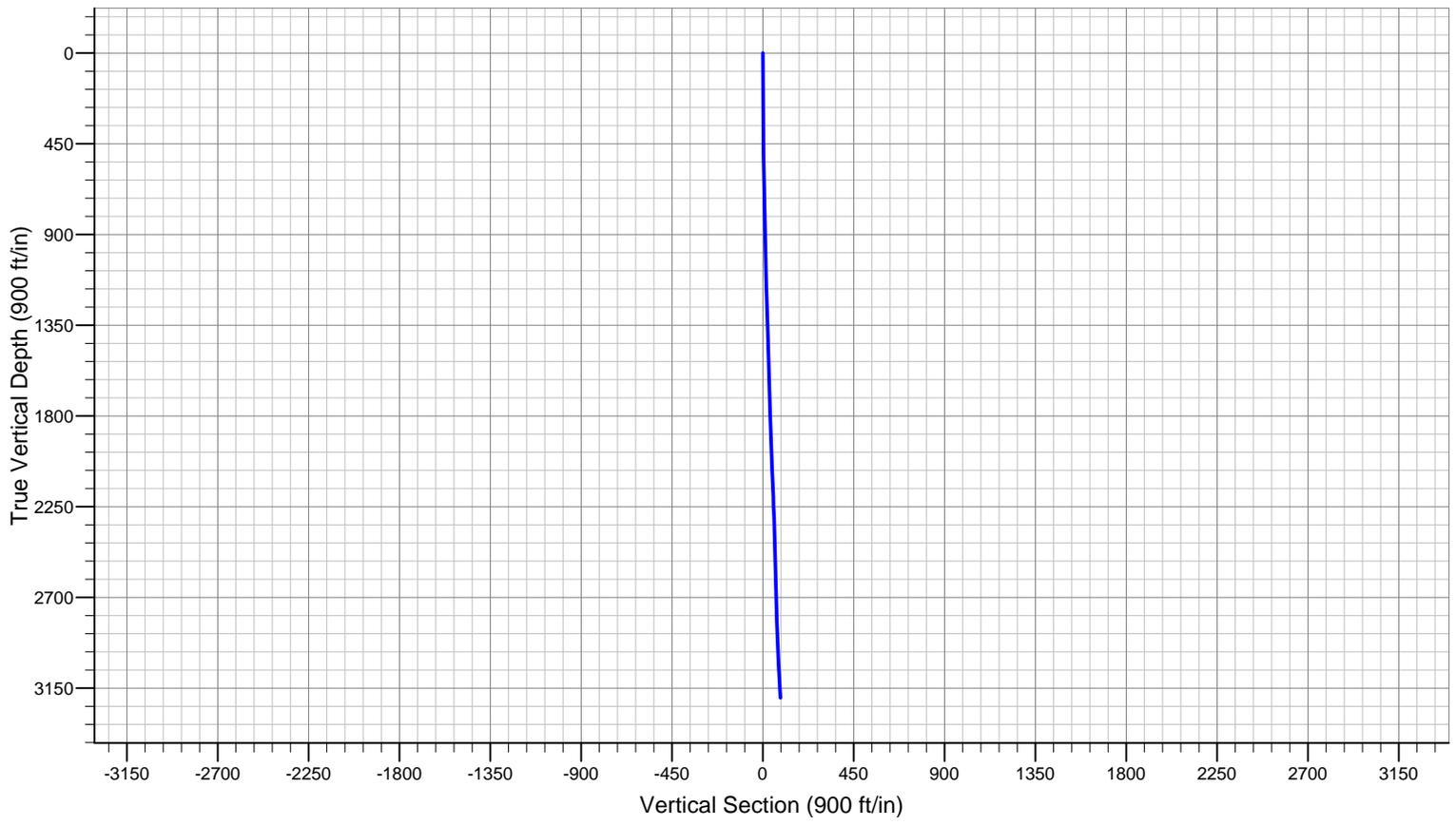
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Bridge Plug	1	1.68	3,113.4	3,115.1	5.875		Pkr N-1	@3114' Agost- 03 -2009.

PLUG - SAND

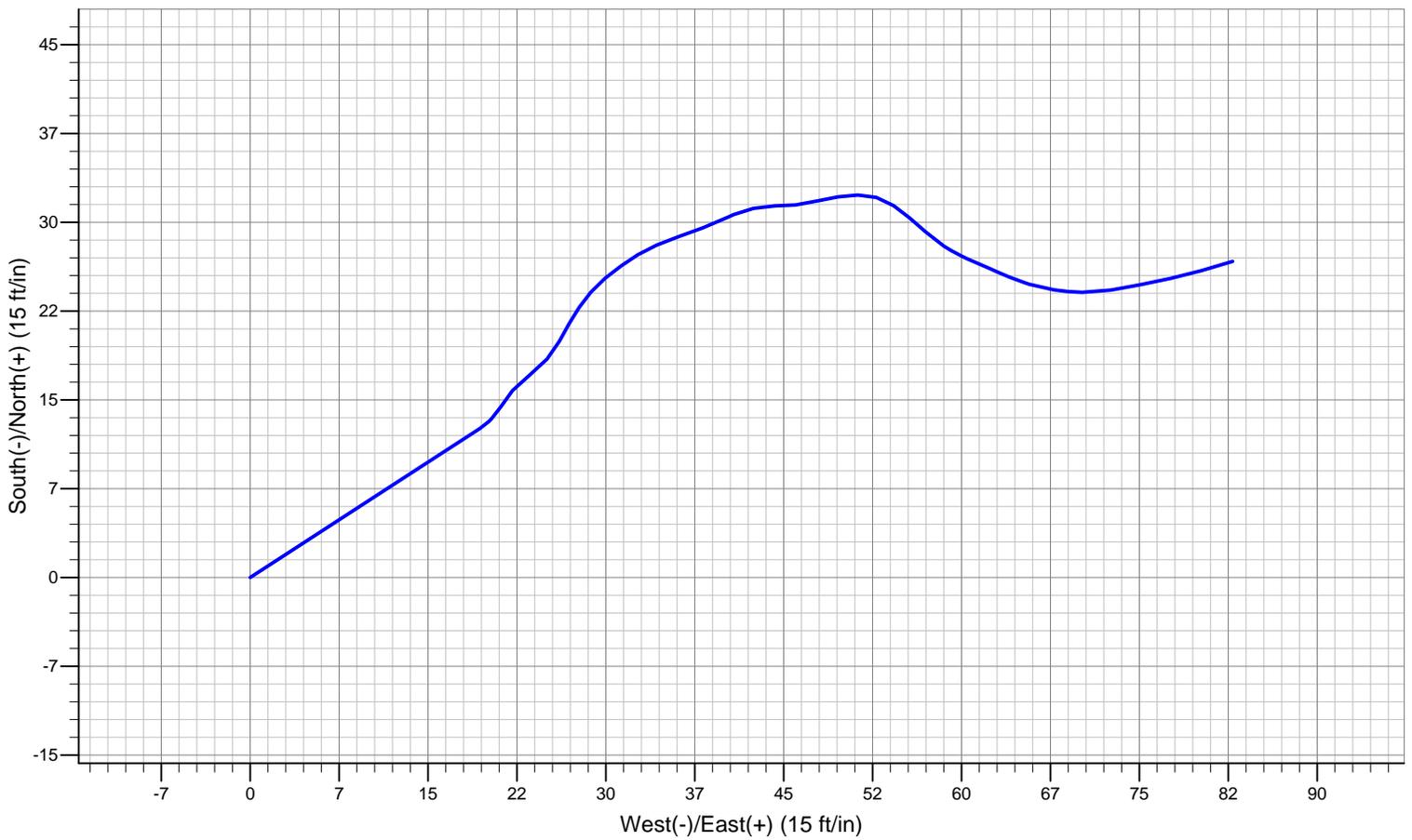
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	27.45	3,116.0	3,143.4	6.250	0.000	FONDO	@3116'- Jul -29 -2009

SAN FRANCISCO-24

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH





Well Name: SAN FRANCISCO-92
 Event: WORKOVER
 Objective: ZONE STIMULATION
 Start Date: 10/21/2009 00:00

Spud Date: 1/18/1997 00:00

Name	Rig	Elevation (ft)
ROTARY TABLE		13.0
		2,548.0
		2,561.0

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Hole Details	Opening Details	Survey (°)	Casing Details	Equip. Details
0.0ft			0.0ft			0.00°		3-1/2" EUE x 3-1/2" AMS
MONSERRATE						0.26°		
409.0ft						0.57°		
						0.68°		
						0.50°	9.625, Casing, 36.00, K-55, -3.0ft, 644.0ft	
						1.03°		
				12.250		2.99°		3-1/2" AMS x 3-1/2" EUE
						3.57°		
						4.32°	9.625, Casing Float Collar, 36.00, K-55, 644.0ft, 645.0ft	
						4.33°	9.625, Casing, 36.00, K-55, 645.0ft, 685.0ft	
	687.0ft		696.0ft			6.89°	9.625, Casing Float Shoe, 36.00, K-55, 685.0ft, 686.0ft	
						11.36°		
						15.74°		
						19.91°		
1208.0ft						24.65°		
LA LUNA						28.43°		
1447.0ft						32.90°		
						36.55°		
						39.77°		
						43.61°		
						46.99°		
						48.56°		
						49.24°		
						48.92°		
2170.0ft						49.25°	7.000, Casing, 26.00, K-55, -3.0ft, 3,572.0ft	
TETUAN - KVT						48.80°		
2337.0ft						48.95°		
TETUAN - KVT3						48.36°		
						47.46°		
				8.500		47.52°		
						47.30°		
2696.0ft						47.30°		
TETUAN - KVT7						46.90°		
2818.0ft						46.90°		
TETUAN - KVT11						46.44°		
2938.9ft						46.36°		
KCUA1					2,980.0ft, 2,995.0ft	46.36°		
					3,000.0ft, 3,020.0ft	46.27°		
3015.4ft						46.26°		
CABALLOS - KCUB					3,038.0ft, 3,074.0ft	46.26°		
3077.0ft						46.26°		
CABALLOS - KCUF					3,118.0ft, 3,128.0ft	46.26°		
3163.0ft						46.26°		
CABALLOS - KCM						46.26°		
3274.6ft						46.26°		SHEAR COUPLING 30K#
CABALLOS - KCLA						46.26°		
					3,314.0ft, 3,320.0ft	46.26°		
					3,327.0ft, 3,335.0ft	46.26°		
3336.2ft						46.26°		
CABALLOS - KCLB					3,340.0ft, 3,354.0ft	46.26°		
					3,380.0ft, 3,392.0ft	46.26°		
						46.26°		
3401.4ft						46.26°		3 1/2" EUE x 4" NU
CABALLOS - KCLC					3,402.0ft, 3,408.0ft	46.26°		
					3,417.0ft, 3,424.0ft	46.26°		22-40-2500
3479.5ft						46.26°		ANTITORQUE
					3,435.0ft, 3,448.0ft	46.26°		FONDO @3530' -23-OCT-09
						46.26°		
						46.26°	7.000, Casing Float Collar, 0.00, , 3,572.0ft, 3,573.0ft	
						46.26°	7.000, Casing, 26.00, K-55, 3,573.0ft, 3,609.0ft	
						46.26°	7.000, Casing Float Shoe, 0.00, , 3,609.0ft, 3,610.0ft	
3620.0ft	3,610.0ft		3620.0ft					

SAN FRANCISCO-92

Hole Section (ft)

Reference Datum (ft)

Hole	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Pilot Hole	Name	Elevation (ft)	Rig
12.25 in Open Hole	0.0	696.0	N	ROTARY TABLE Ground Level Kelly Bushing	13.0	
8.5 in Open Hole	696.0	3,620.0			2,548.0	
			2,561.0			

CASING DETAILS

SURFACE CASING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	16	647.00	-3.0	644.0	9.625	K-55	36.00		
Casing Float Collar	1	1.00	644.0	645.0	9.625	K-55	36.00		
Casing	1	40.00	645.0	685.0	9.625	K-55	36.00		
Casing Float Shoe	1	1.00	685.0	686.0	9.625	K-55	36.00		

PRODUCTION CASING #1

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Grade	Weight (ppf)	Thread	Comments
Casing	83	3,575.00	-3.0	3,572.0	7.000	K-55	26.00		
Casing Float Collar	1	1.00	3,572.0	3,573.0	7.000		0.00		
Casing	1	36.00	3,573.0	3,609.0	7.000	K-55	26.00		
Casing Float Shoe	1	1.00	3,609.0	3,610.0	7.000		0.00		

PERFORATION DATA

Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Density (shot/ft)	Phasing (°)	Interval Type
4/15/2003 06:30	2,980.0	2,995.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
4/15/2003 06:30	3,000.0	3,020.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,038.0	3,074.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
4/15/2003 06:30	3,118.0	3,128.0		4.625	5.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,314.0	3,320.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,327.0	3,335.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,340.0	3,354.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,380.0	3,392.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,402.0	3,408.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,417.0	3,424.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED
2/10/1997 11:30	3,435.0	3,448.0		4.625	6.00	0.00	PERFORATED

SAN FRANCISCO-92

STRING DETAILS

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Polish Rod(s)	1	38.00	13.0	51.0	1.500			SHEAR COUPLING 30K# 22-40-2500
Pony Rod(s)	2	16.00	51.0	67.0	1.000			
Sucker Rods	1	25.00	67.0	92.0	1.000			
Corod	1	3,216.00	92.0	3,308.0	1.000			
PCP Coupling	1	1.10	3,308.0	3,309.1	1.000			
Corod	1	100.00	3,309.1	3,409.1	1.000			
Pony Rod(s)	1	0.45	3,409.1	3,409.5	1.000			
PCP Rotor	1	36.05	3,409.5	3,445.6	2.500			

PRODUCTION STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Tubing Hanger	1	0.84	13.0	13.8	3.500	2.992	EUE	3-1/2" EUE x 3-1/2" AMS
Tubing Pup Joint	1	9.50	13.8	23.3	3.500	2.992	EUE	
Crossover	1	1.35	23.3	24.7	3.500	2.992	EUE	3-1/2" AMS x 3-1/2" EUE
Tubing	18	564.73	24.7	589.4	3.500	2.922	AMS	
Crossover	1	1.53	589.4	591.0	3.500	2.992	AMS	3 1/2" EUE x 4" NU
Tubing	91	2,806.33	591.0	3,397.3	3.500	2.992	EUE	
Setting Nipple	1	1.12	3,397.3	3,398.4	3.500	3.750	EUE	ANTITORQUE
Crossover	1	0.54	3,398.4	3,398.9	4.500		EUE	
PCP Extension	1	9.47	3,398.9	3,408.4	4.000			
Flow Coupling	1	0.48	3,408.4	3,408.9	4.000			
PCP Stator	1	32.86	3,408.9	3,441.7	4.000			
Flow Coupling	1	0.48	3,441.7	3,442.2	4.000			
PCP Extension	1	1.11	3,442.2	3,443.3	4.000			
PCP Stop Nipple	1	0.41	3,443.3	3,443.7	4.500			
Anchor/Catcher	1	1.14	3,443.7	3,444.9	7.000			
Gas Separator	1	3.72	3,444.9	3,448.6	3.500			

PLUG - SAND

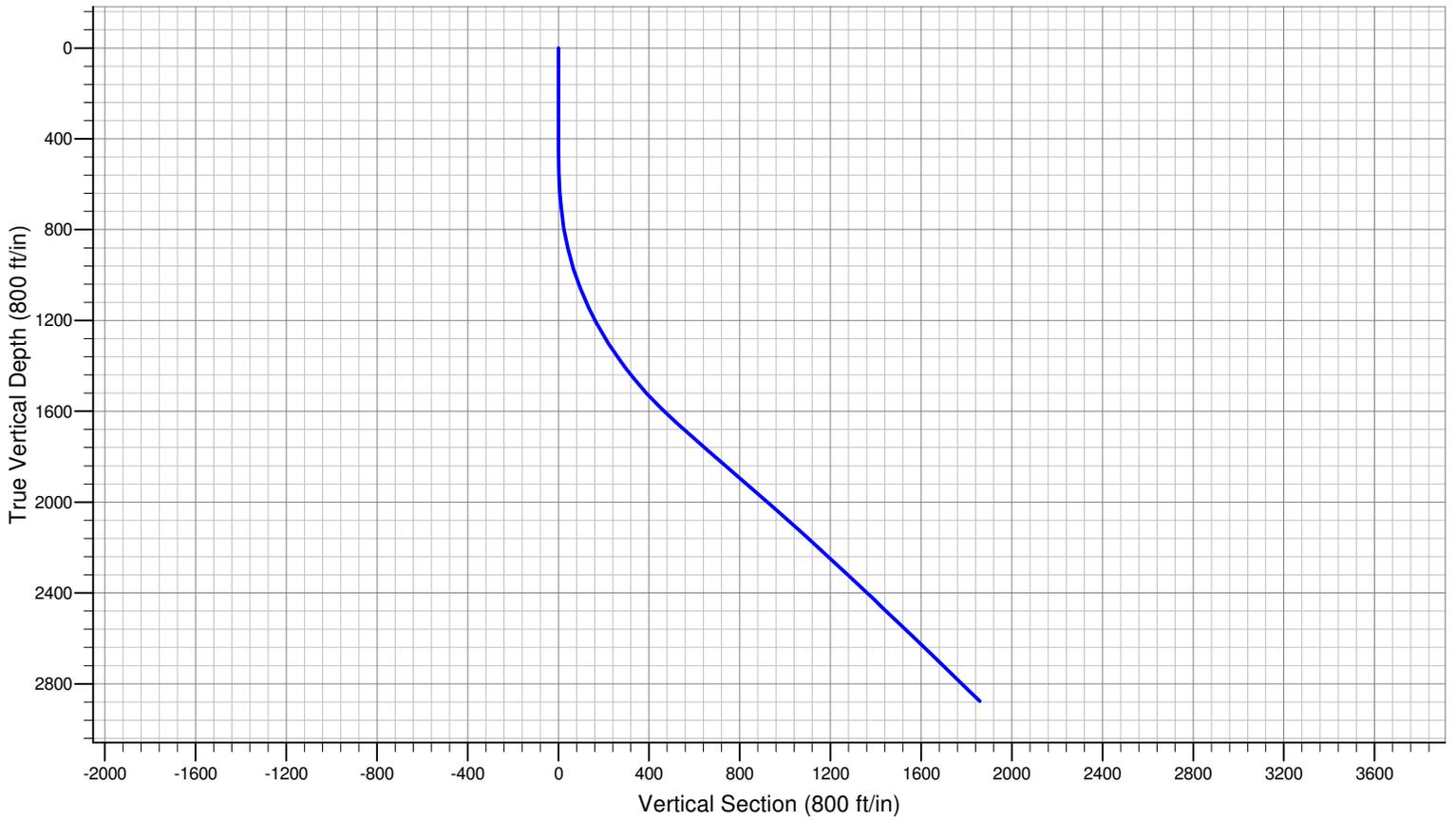
Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
Sand	1	46.00	3,530.0	3,576.0	6.250			FONDO @3530' -23-OCT-09

ROD STRING

Component	Joints	Length (ft)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	Body OD (in)	Body ID (in)	Thread	Comments
-----------	--------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------	----------

SAN FRANCISCO-92

VERTICAL GRAPH



PLAN GRAPH

