

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis de la planificación y ejecución de los trabajos de reacondicionamiento para pozos petroleros en los campos MDC y PBHI-oriente ecuatoriano operados por la compañía ENAP SIPEC”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

Gabriela Belén Llorenty Macías

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

A la ESPOL por la formación recibida y a las personas que forman parte de la compañía ENAP SIPEC, por haberme dado la oportunidad de realizar la Tesis de Grado, brindándome todo su apoyo y conocimientos.

Al Ing. Christian Castañeda por haberme guiado en el desarrollo de la Tesis.

Al Ing. Lupercio Arteaga, al Ing. Jorge Rosas, y al Ing. Klebér Malave por sus valiosos aportes técnicos a las consultas que les realicé en el desarrollo de mi Tesis.

Al Ing. Gabriel Colmont, Director de Tesis por el tiempo dedicado a las revisiones, sus consejos y recomendaciones durante el desarrollo de la Tesis.

DEDICATORIA

A Dios y a los ángeles por brindarme fuerza y salud para culminar esta etapa muy importante de mi vida.

A mis padres por enseñarme siempre lo que es seguir adelante.

A mi abuelita que me ha brindado su apoyo incondicional a través de mi vida.

A mis hermanos y amigos por sus consejos y ayuda en esta etapa de mi vida.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Dra. Elizabeth Peña C.
SUBDECANA DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Alberto Galarza.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Xavier Vargas.
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, corresponde exclusivamente a la autora y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL).

Srta. Gabriela Belén Llorenty Macías

RESUMEN

El mantenimiento y la reparación de pozos representan para la industria petrolera la mejor opción de alargar la vida productiva de los yacimientos con la más baja inversión; por esto, la necesidad de mantener un constante análisis de la planificación y ejecución de estas operaciones.

En este trabajo de tesis se analiza los detalles de la ejecución de las operaciones realizadas en los campos bajo estudio, para identificar puntos críticos y proyectar mejoras en las soluciones que permitan mayor eficiencia técnica y económica del proceso de reacondicionamiento de los pozos.

Así mismo, se analiza la manera en que se planifican estos reacondicionamientos ya que es recomendable, antes de cualquier tipo de trabajo (menor o mayor), hacer un buen análisis del pozo problema y sus opciones de solución, para lo cual necesitamos contar con una historia documental del pozo y de otros sometidos a reacondicionamientos y a partir del estudio de cada uno de los posibles inconvenientes presentes e históricos prever situaciones de riesgos.

Como se menciona anteriormente la tesis documenta el proceso de un reacondicionamiento general realizado en los pozos de la compañía operadora ENAP SIPEC, con el objetivo de mejorar el procedimiento.

En búsqueda de optimizaciones se debió estudiar el procedimiento desde la planificación hasta la ejecución del mismo. Se observó que los reacondicionamientos realizados son correctivos, obteniendo nuestro primer punto para optimizar el proceso, realizando propuestas de reacondicionamientos de pozos en los que se estima mejorarían su producción o disminuirían su continuo fallo. Para esto se determinó un pozo ejemplo el cual presenta problemas que afectan la producción del pozo llevándolo continuamente a reacondicionamiento.

Otro punto a optimizar dentro del proceso de un reacondicionamiento general fue en el control del pozo específicamente en el filtrado y composición del fluido de matado, el cual es muy importante para controlar la presión de las formaciones del pozo. Se trató además el correcto manejo de las tuberías dentro del pozo y las herramientas que forman parte de la completación del pozo ya que se determinó gran cantidad de tubería dañada o chatarra lo cual genera pérdidas económicas, al optimizar la bajada de tubería y equipos de completación se reduce la cantidad dañada y así mismo las pérdidas económicas.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	2
INDICE GENERAL.....	¡Error! Marcador no definido.
ABREVIATURAS	9II
SIMBOLOGÍA	10I
INDICE DE TABLAS	11
INDICE DE FIGURAS - GRÁFICOS.....	12
INDICE DE ANEXOS.....	14
CAPÍTULO 1	¡Error! Marcador no definido.
BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS	¡Error! Marcador no definido.
1.1 Ubicación Geográfica de los Campos.....	¡Error! Marcador no definido.
1.1.1 Ubicación del Campo MDC	1
1.1.2 Ubicación del bloque PBH.....	3
1.2 Historia de los Campos.....	4
1.2.1 Historia del Campo MDC	4
1.2.2 Historia del Bloque PBH.....	4
1.3 Reservorios y Petrofísica.....	5
1.3.1 Geología de los Campos.....	5
1.3.2 Estratigrafía General de la Cuenca Oriente.....	5
1.3.3 Estructura del Campo MDC.....	6
1.3.4 Estratigrafía del Campo MDC.....	9
1.3.4.1 Formación Hollín.....	9
1.3.4.1.1 Formación Hollín Principal.....	11
1.3.4.1.2 Formación Hollín Superior.....	11

1.3.4.2 Formación Napo.....	11
1.3.4.2.1 Formación Napo Basal.....	12
1.3.4.2.2 Formación Napo Inferior.....	14
1.3.5 Estructura del Bloque PBH.....	15
1.3.6 Estratigrafía del Bloque PBH.....	17
1.3.6.1 Arenisca Hollin Inferior.....	17
1.3.6.2 Arenisca Hollín Superior.....	18
1.3.6.3 Arenisca T Inferior.....	18
1.3.6.4 Arenisca T Superior.....	19
1.3.6.5 Arenisca U Inferior.....	19
1.3.6.6 Arenisca U Superior.....	19
1.3.6.7 Arenisca Basal Tena.....	20
1.3.7 Tipos de Entrampamiento.....	20
1.3.8 Parámetros Petrofísicos de los Campos.....	21
1.3.8.1 Parámetros Petrofísicos del Campo MDC.....	21
1.3.8.2 Propiedades Petrofísicos del Bloque PBH.....	22
1.4 Tipos de Completaciones del Campo.....	25
1.4.1 Tipos de Completaciones del Campo MDC.....	26
1.4.2 Tipos de Completaciones del Bloque PBH.....	28
1.5 Perfil de Producción por Yacimientos.....	30
1.5.1 Producción MDC.....	30
1.5.2 Producción PBH.....	31
CAPITULO 2.....	32
TEORÍA DE REACONDICIONAMIENTO.....	32
2.1 Definición de Reacondicionamiento de Pozos.....	34
2.2 Proceso General de un Trabajo de Reacondicionamiento.....	36
2.2.1 Movilización de Equipos.....	37

2.2.1.1 Equipos para realizar un “Workover”	38
2.2.2 Control de Pozo en un Trabajo de Reacondicionamiento.....	47
2.2.2.1 Control de Pozo: Fluido de Control.....	49
2.2.2.1.1 Equipos de Circulación.....	62
2.2.2.2 Instalación de BOP (“BlowOut Preventer”).....	68
2.2.3 Limpieza de Pozo.....	71
2.2.3.1 Herramientas para Limpieza de Pozo.....	71
2.2.4 Equipos de Completamiento.....	74
2.2.4.1 Equipos en la Completación para Levantamiento Artificial.....	74
2.2.4.1.1 Completación tipo Bombeo Electro Sumergible	75
2.2.4.1.2 Completación tipo Bombeo Hidráulico.....	87
2.3 Análisis de Pozos.....	91
2.3.1 Metodología para Analizar un Pozo.....	91
2.3.2 Factores Indicadores de Problemas en Pozos.....	92
2.3.1.1 Baja tasa de producción.....	93
2.3.1.2 Alto BSW.....	93
2.3.1.3 Alto GOR.....	94
2.3.1.4 Deficiencia del método de levantamiento artificial.....	95
2.3.1.4.1 Deficiencias en equipo de Bombeo Electrosumergible.....	95
2.3.1.4.2 Deficiencias en equipo de Bombeo Hidráulico.....	98
CAPITULO 3.....	100
ANALISIS DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO	
DESARROLLADAS POR SIPEC EN LOS CAMPOS MDC Y PBH.....	101
3.1 Análisis de Operaciones de Reacondicionamientos en Campo.....	102
3.1.1 Inicio.....	105
3.1.2 Operación de Izaje de Torre de Reacondicionamiento.....	105
3.1.3 Operación Control De Pozos.....	106

3.1.4 Operación de Sacar la Tubería del Pozo.....	111
3.1.5 Operación de sacar completación del pozo.....	114
3.1.6 Operación de limpieza del pozo.....	115
3.1.7 Operación de bajar tubería con completación al pozo.....	115
3.1.8 Operación de prueba de producción del pozo.....	119
3.1.9 Proceso de control de pozo.....	120
3.1.9.1 Fluido base.....	121
3.1.9.2 Selección Filtros para unidad de control de pozos.....	134
3.1.9.3 Química para fluido de control de pozos.....	144
3.1.10 Manejo de tubería.....	148
3.2 Análisis de Operaciones de Reacondicionamiento en Oficinas.....	167
3.2.1 Historial de Workover.....	168
3.2.1.1 Pozo crítico y causa.....	173
3.2.1.2 Planificación de reacondicionamiento.....	173
3.2.2 Completaciones.....	174
CAPÍTULO 4.....	178
PLANIFICACIÓN DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO.....	178
4.1 Análisis y Planificación de los Trabajos de Reacondicionamiento.....	179
4.1.1 Proceso de Análisis y Planificación de reacondicionamiento.....	181
4.1.2 Documentos que intervienen en el Análisis y Planificación del Reacondicionamiento.....	183
4.1.2.1 Documento: Propuesta de Reacondicionamiento.....	183
4.1.2.2 Documento: Presupuesto del Reacondicionamiento.....	184
4.1.2.3 Documento: Programa de Reacondicionamiento.....	185
4.2 Análisis de historial de reacondicionamientos de SIPEC.....	186
4.2.1 Aplicación de Documentación para Análisis y Planificación de Reacondicionamiento en el pozo MDC14.....	186

4.2.1.1 Formato Propuesta Reacondicionamiento Pozo MDC14.....	197
4.1.1.1.1 Formato de Presupuesto para el Reacondicionamiento del Pozo MDC14.....	197
4.2.1.2 Formato Programa Reacondicionamiento Pozo MDC14.....	198
CAPÍTULO 5	199
ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE OPTIMIZACIONES	199
5.1 Introducción.....	199
5.2 Desglose de costos.....	200
5.3 Optimización del fluido de matado en el Control de Pozo.....	200
5.3.1 Inversión Inicial.....	200
5.3.2 Beneficio/Costo.....	202
5.4 Optimización de reducción de Tubería Reparada y Chatarra.....	203
5.4.1 Inversión Inicial.....	203
5.3.2 Beneficio/Costo.....	205
5.5 Optimización de Completaciones.....	206
5.5.1 Beneficio/Costo.....	207
CAPÍTULO 6	209
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	209
6.1 Conclusiones.....	209
6.2 Recomendaciones.....	211
ANEXOS	213
BIBLIOGRAFÍA	250

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
STV	Standing Valve
F	Fahrenheit
Ft	Pies
Plg	Pulgadas
Min	Minutos
MMSCFD	Miles de millones de pies cúbicos estándar por día
PPM	Partes por millón
Psi	Libras por pulgada cuadrada
BPM	Barriles por minuto
$\sum_{i=1}^n FE_i$	Suma de todos los flujos de efectivo
$\sum_{i=1}^n FE_i$	Valor presente de la suma de todos los flujos de efectivo

SIMBOLOGÍA

°	Grados
API	American Petroleum Institute
B/C	Beneficio/Costo
BES	Bomba Electro Sumergible
BH	Bombeo Hidráulico
BHA	Bore Hole Assessment
MTU	Mobile Testing Unit – Unidad Móvil de prueba
STAND-BY	No funcionamiento del equipo
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento
VAN	Valor Actual Neto
VMN	Valor Mensual Neto
VP	Valor Presente
Ec.	Ecuación

INDICE DE TABLAS

TABLA I: Parámetros Petrofísicos Promedio de Campo MDC	22
TABLA II: Parámetros Petrofísicos Promedio de Campo Paraíso	23
TABLA III: Parámetros Petrofísicos Promedio de Campo Biguno.....	24
TABLA IV: Parámetros Petrofísicos Promedio de Campo Huachito	25
TABLA V: Tipos de Completaciones del Campo MDC	27
TABLA VI: Tipos de Completaciones del Bloque PBH.....	29
TABLA VII: Tamaño crítico de las partículas.....	59
TABLA VIII: Química de fluidos de control de pozos	108
TABLA IX: Ventajas y desventajas de Fluidos base para control de pozo..	122
TABLA X: Análisis físico – químico de agua de formación de MDC	123
TABLA XI: Análisis físico – químico de agua de formación de PBH	124
TABLA XII: Muestras de fluido base. Pruebas de Compatibilidad	127
TABLA XIII: Resultados de pruebas de Compatibilidad.....	130
TABLA XIV: Permeabilidad de núcleos extraídos Arena U MDC12.....	137
TABLA XV: Permeabilidad de núcleos extraídos Arena T MDC12	141
TABLA XVI: Resultados de Inspección de tuberías. Año 2012.....	154
TABLA XVII: Resultados de Inspección de tuberías. Año 2013.....	157
TABLA XVIII: Análisis de reacondicionamientos MDC.....	169
TABLA XIX: Análisis de reacondicionamientos PBH	171
TABLA XX: Ventajas y desventajas de camisas en completaciones	176
TABLA XXI: Desglose de costos.....	200
TABLA XXII: Ingresos, egresos estimados optimizacion: fluido de control .	201
TABLA XXIII: Comparación valores de reparación con y sin herr. torque...	204

INDICE DE FIGURAS – GRÁFICOS

FIGURA 1. 1: Ubicación del Campo Mauro Dávalos Cordero	2
FIGURA 1. 2: Ubicación del Bloque PBHI	3
FIGURA 1. 3: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	7
FIGURA 1. 4: Mapa Estructural del Tope U Inferior	8
FIGURA 1. 5: Formación Hollín (subdivisión de Hollín superior e inferior) ...	10
FIGURA 1. 6: Reservorios Productores en el bloque PBHI	16
FIGURA 1. 7: Producción acumulada del Campo MDC.....	30
FIGURA 1. 8: Producción acumulada del Bloque PBHI.....	31
FIGURA 2.1: Soporte Estructural.....	40
FIGURA 2.2: Bloque Viajero	41
FIGURA 2.3: Malacate	42
FIGURA 2.4: Llaves de enrosque - desenrosque	43
FIGURA 2.5: Mesa rotaria con tapa.....	44
FIGURA 2.6: Tanque de agua para control de pozo.....	45
FIGURA 2. 7: Generador	46
FIGURA 2. 8: BOP.....	47
FIGURA 2.9: Acumulador	47
FIGURA 2.10: Diagrama de Turbidímetro.....	55
FIGURA 2.11: Correlación turbidez – total de sólidos en suspensión.....	57
FIGURA 2.12: Tanques de agua para control de pozo	63
FIGURA 2.13: Líneas de succión.....	64
FIGURA 2.14: Unidad de filtrado y bombas centrífugas	64
FIGURA 2.15: Tanque de asentamiento 1	64
FIGURA 2.16: Tanque de asentamiento 2.....	64
FIGURA 2.17: Tanque “La Trampa”.....	65
FIGURA 2.18: Líneas de tanque de asentamiento a bomba de lodos	65
FIGURA 2.19: Bomba de lodos triplex.....	66
FIGURA 2.20: Manifold.....	67
FIGURA 2.21: Manguera de lodos.....	67
FIGURA 2.22: Preventor Anular.....	70

FIGURA 2.23: Scraper o raspatubos 9 5/8”	72
FIGURA 2.24: Broca 8 1/2”	74
FIGURA 2.25: Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	76
FIGURA 2.26: Centralizador	77
FIGURA 2.27: Motor de 225 HP	79
FIGURA 2.28: Protector	80
FIGURA 2.29: Intake.....	82
FIGURA 2.30: Eje de la bomba.....	83
FIGURA 2.31: Acople del eje del Intake con eje de bomba	84
FIGURA 2.32: Descarga	84
FIGURA 2.33: MLE	86
FIGURA 2.34: Protectores Cannon.....	87
FIGURA 2.35: Empacaduras 9 5/8”	89
FIGURA 2.36: Camisa deslizable	89
FIGURA 3.1: Diagrama de procesos de reacondicionamiento	104
FIGURA 3.2: Mezcla agua formación MDC con fluido de pozo MDC09	133
FIGURA 3.3: Profundidades de extracción de núcleos. Arena U MDC12... ..	136
FIGURA 3.4: Profundidades de extracción de núcleos. Arena T MDC12	140
FIGURA 3.5: Inspección de tuberías por diámetros. Año 2012	155
FIGURA 3.6: Resultados de Inspección de tuberías. Año 2012	156
FIGURA 3.7: Inspección de tuberías por diámetros. Año 2013	158
FIGURA 3.8: Resultados de Inspección de tuberías. Año 2013	159
FIGURA 4.1: Diagrama de procesos de análisis y planificación de reacondicionamientos de SIPEC	182

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A.....	213
ANEXO B.....	217
ANEXO C.....	224
ANEXO D.....	239
ANEXO E.....	242

CAPITULO 1

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS

1.1 Ubicación Geográfica de los Campos

1.1.1 Ubicación del Campo MDC

El Campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) se ubica en el centro norte de la Cuenca Oriente, al Sur Este del Campo Sacha y al norte de los campos Culebra y Yulebra, aproximadamente a 20 kilómetros al Este de la ciudad del Coca en la provincia de Orellana, del Oriente Ecuatoriano.

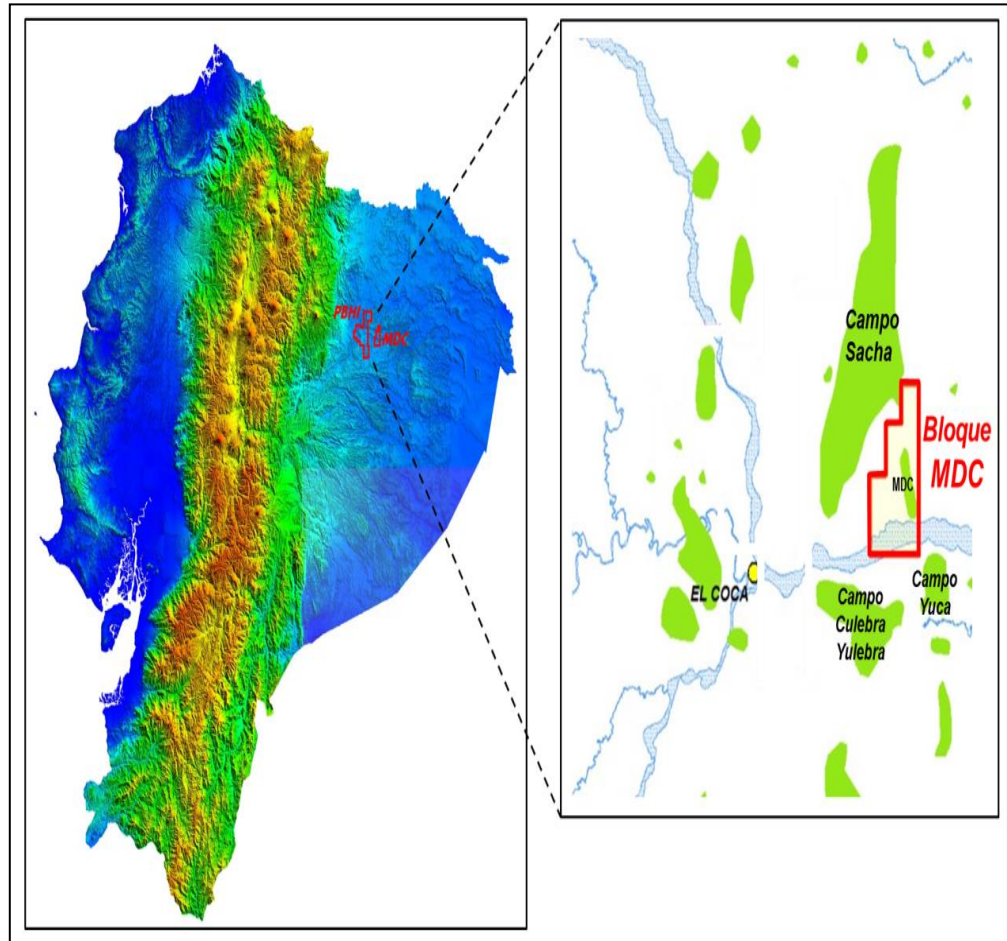


Figura 1.1: Ubicación del Campo Mauro Dávalos Cordero

Fuente: Departamento de Reservorios – ENAP SIPEC

1.1.2 Ubicación del Bloque PBHI

El bloque PBHI comprende los campos Paraíso, Biguno, Huachito en producción y el área de Intracampos que aún no se ha desarrollado. El bloque está localizado en el área centro norte de la Cuenca Oriente aproximadamente a 9 km al Noroeste de la ciudad de Coca y al oeste del campo Sacha.

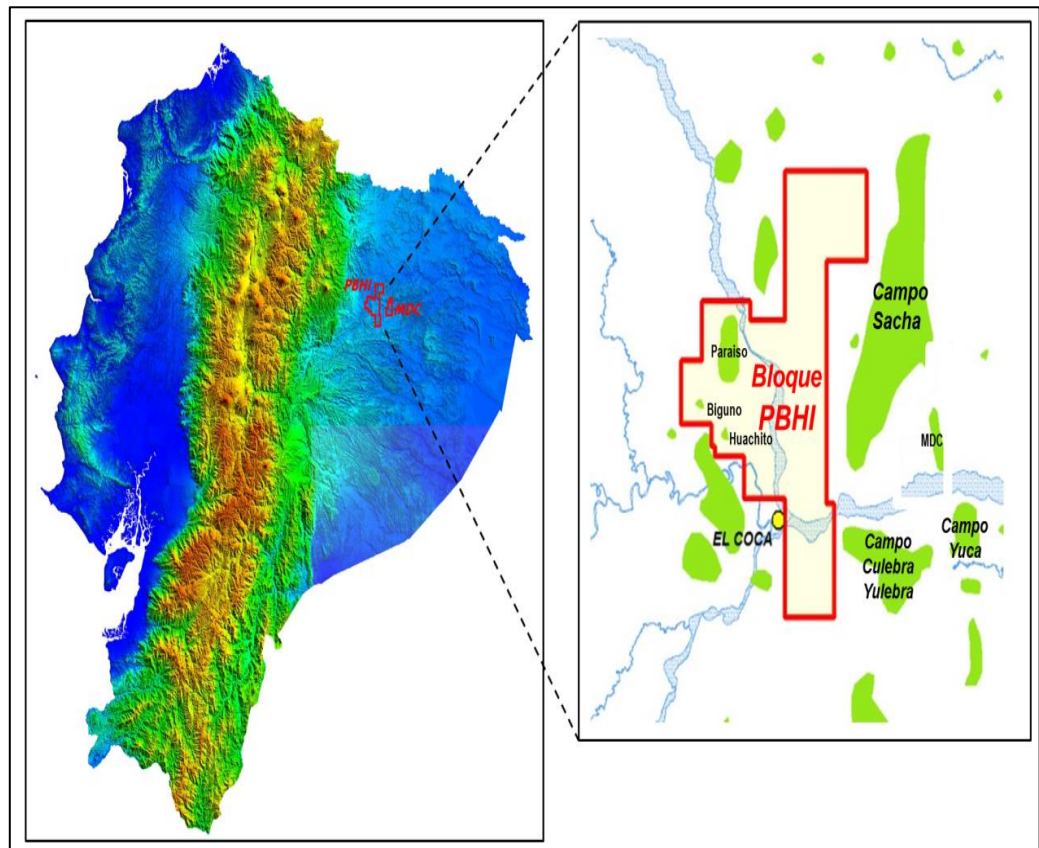


Figura 1.2: Ubicación del Bloque PBHI

Fuente: Departamento de Reservorios – ENAP SIPEC

1.2 Historia de los Campos

1.2.1 Historia del Campo MDC

El campo fue descubierto en 1997 por Petroproducción con la perforación del pozo MDC-1 (ex Huamayacu-1). A partir del 1° de enero del 2003, ENAP SIPEC desarrolló y explotó el Campo MDC mediante un contrato de “Servicios Específicos”. Al inicio de las operaciones el campo contaba con 3 pozos de los cuales 2 estaban en producción (perforados por Petroproducción). Actualmente el campo posee 24 pozos perforados, de los cuales 19 son productores de petróleo, 4 inyectores de agua (MDC02, MDC07, MDC12 y MDC23I), y uno productor de agua (MDC16). Los reservorios productores en el Campo MDC corresponden a las Areniscas Napo U, Napo T y Hollín Superior.

1.2.2 Historia del Bloque PBHI

El bloque contaba con 15 pozos perforados (9 productores), 13 en el Campo Paraíso (7 productores), 1 en Biguno y 1 en Huachito ambos productores, operación que fue recibida de Petroproducción. Desde enero del 2003 los campos son explotados por ENAP SIPEC bajo contrato de Servicios Específicos, habiendo perforado 10 pozos: 7 pozos en el

Campo Paraíso, incluyendo el PRS7-ST que fue perforado en el mes de septiembre del 2010, 1 pozo en el Campo Biguno y 2 en el Campo Huachito.

Actualmente el bloque posee 25 pozos perforados, 20 pozos en el campo Paraíso (13 productores de petróleo, 2 reinyectores de agua y 5 pozos cerrados); 2 pozos productores en el campo Biguno y 3 productores en el campo Huachito. Los reservorios productores corresponden a las Areniscas U, T y Hollín Superior e Inferior.

1.3 Reservorios y Petrofísica

1.3.1 Geología de los Campos

El campo MDC y el bloque PBHI geológicamente se encuentran ubicados en el Centro Norte de la Cuenca Oriente localizada al este de los Andes Ecuatorianos, incluido en el sistema Sub-Andino.

1.3.2 Estratigrafía General de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente se caracteriza como una cuenca sedimentaria, con una columna estratigráfica de espesor considerable que va del

Paleozoico al Reciente, con rocas porosas y permeables, con excelente potencial de roca reservorio, con arcillas y calizas negras, posee un área aproximada de 100.000 km². La sección sedimentaria de la Cuenca Oriente se ensancha y profundiza hacia el suroeste alcanzando un espesor aproximado de 35.000 pies, estos sedimentos fueron depositados en varios ciclos sedimentarios separados por períodos erosivos. “La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente se asocia a depósitos del Cretácico Inferior a Medio: formaciones Hollín y Napo, y a depósitos del Cretácico Superior: areniscas Basal Tena y M1”. Un resumen de la estratigrafía general de la cuenca oriente se muestra en la figura 1.3

1.3.3 Estructura del Campo MDC

La estructura del campo MDC como es mostrado en la figura 1,4 constituye un anticlinal de bajo relieve orientado en sentido N-S producto de inversión de estructuras extensionales. La estructura está limitada por fallas compresivas de orientación aproximada N-S, este sistema de fallas está cortado por un sistema de rumbo de orientación aproximada NNE-SSW

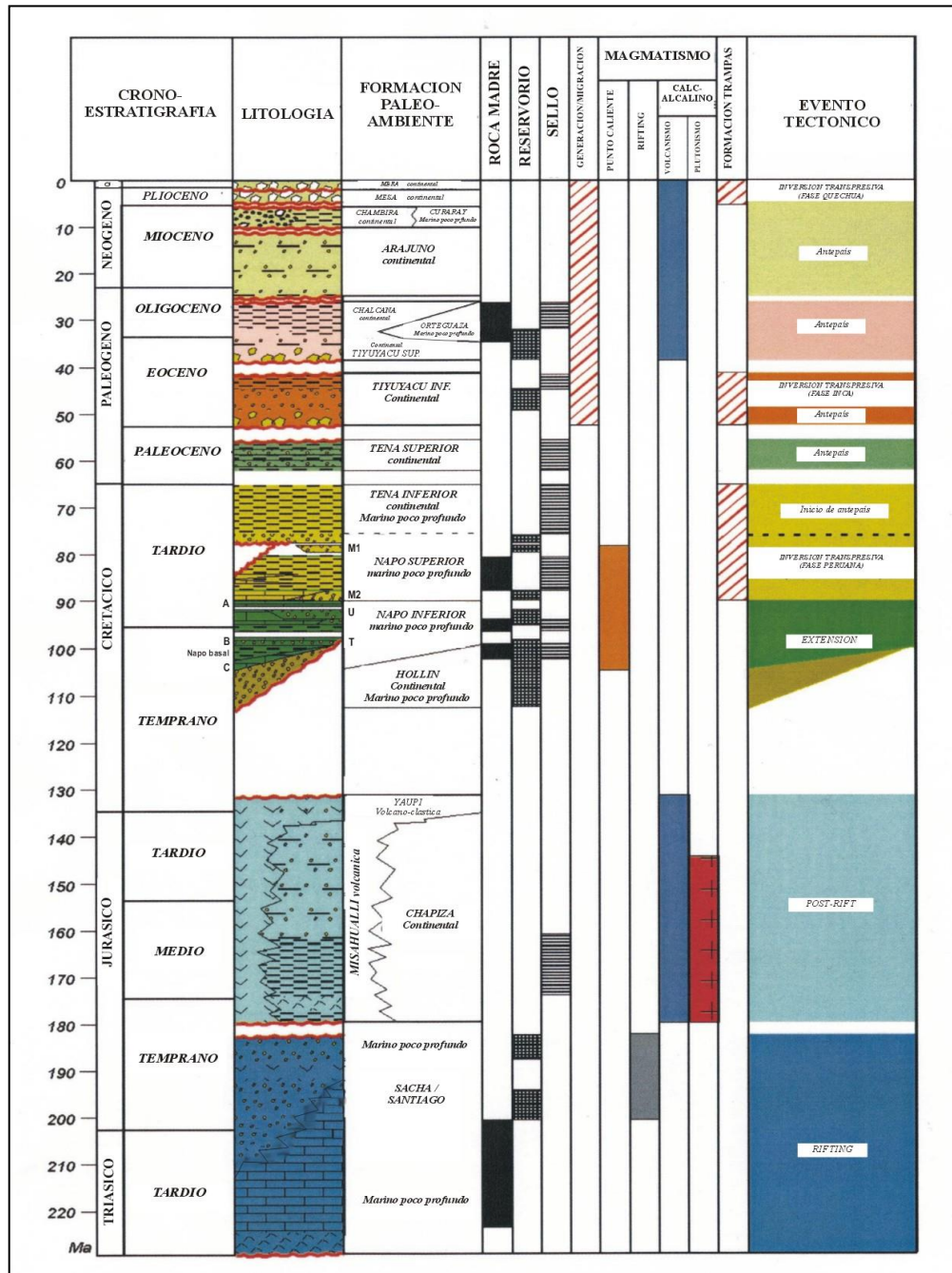


Figura 1.3: Columna estratigráfica general de la Cuenca Oriente

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

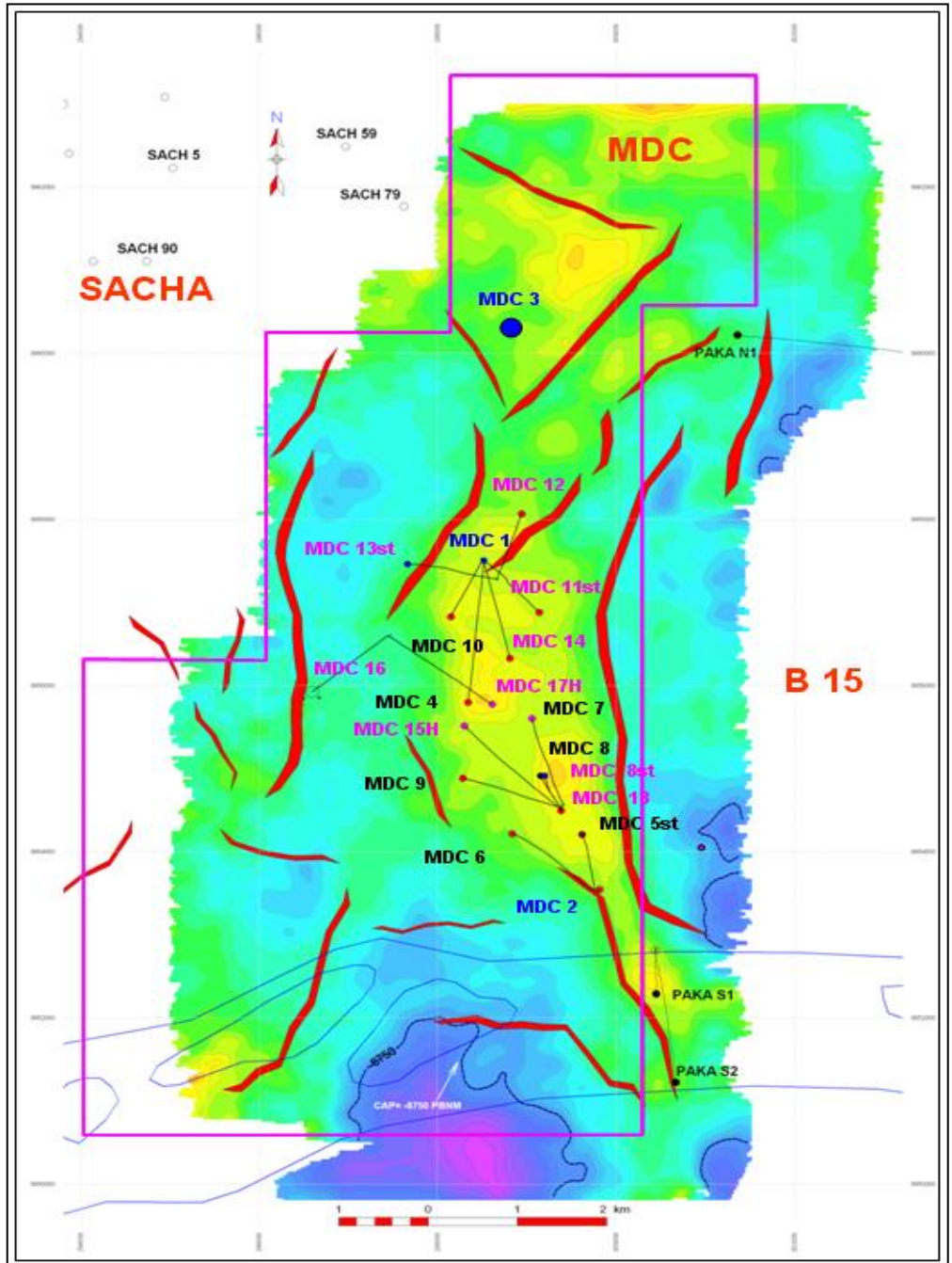


Figura 1.4: Mapa Estructural al Tope U inferior

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

1.3.4 Estratigrafía del Campo MDC

A continuación se tiene una descripción de los principales reservorios de interés del campo MDC:

1.3.4.1 Formación Hollín

La Formación Hollín se distribuye a lo largo de toda la cuenca Oriente. La formación tiene un espesor de 80 a 240 metros e incluye lutitas fracturadas, forma un manto de arena compuesta de varias secuencias de depósito. Contiene un contacto agua-petróleo bien marcado con un fuerte empuje de agua. Las areniscas de la Formación Hollín constituyen el principal reservorio de hidrocarburos de la Cuenca Oriente. “Su porosidad y permeabilidad promedio varían entre 12 - 25 % y 20 - 2000 milidarcies (md), respectivamente” [1]. En la cuenca Oriente occidental, la formación Hollín puede subdividirse en la arenisca Hollín Principal y la arenisca Hollín Superior que es la parte más delgada.

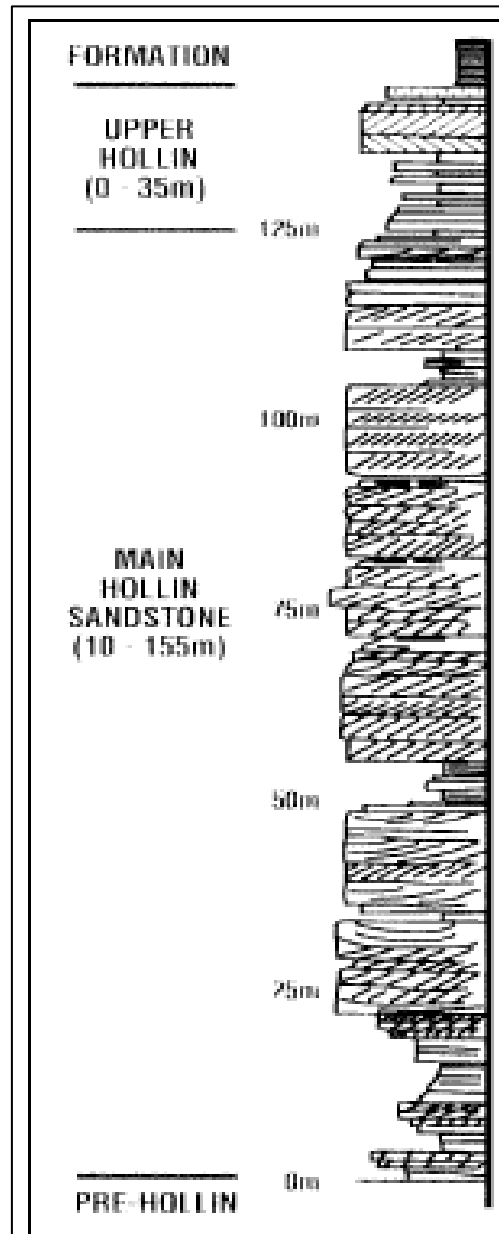


Figura 1.5: Formación Hollín: subdivisión de Hollín principal y Hollín Superior

Fuente: Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formation; White

1.3.4.1.1 Hollín Principal

También conocida como hollín inferior es de origen volcánico, su espesor varía entre 80 y 120 pies en el área, es un reservorio aproximadamente homogéneo de arenisca cuarzosa color blanco a café claro, translúcida, de grano grueso a medio que contiene algo de glauconita y unas capas aisladas de lutitas, dura a muy dura.

1.3.4.1.2 Hollín Superior

Su espesor varía entre 10 y 40 pies, es una formación de arenisca cuarzosa translúcida, de color blanco a gris oscuro, de grano muy fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutitas.

1.3.4.2 Formación Napo

“La Formación Napo consiste de una sucesión de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas, descansa en concordancia sobre la Formación Hollín

Superior y es a su vez cubierta discordantemente por la Formación Tena. Su espesor varía entre 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas, representa una gran parte de la cuenca Oriente occidental. La formación Napo es reconocible en sísmica debido a la presencia de reflectores fuertes que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas. Este grupo se divide en las siguientes formaciones:

1.3.4.2.1 Formación Napo Basal

Su base está definida por el último banco arenoso masivo de la formación Hollín, y su tope lo constituye el tope del último banco arenoso masivo de la arenisca "T". Incluye la arenisca basal, las lutitas negras de la Napo inferior y la arenisca "T".

1.3.4.2.1.1 Arenisca T

La Arenisca T representa uno de los reservorios importantes de la cuenca oriente, está

formada por una secuencia de areniscas con intercalaciones de limolitas y lutitas calcáreas. Es discontinua y su espesor alcanza hasta unos 250 pies. “Su porosidad y permeabilidad promedio varían entre 10 - 25 % y 100 - 600 md, respectivamente” (Dashwood and Abbotts, 1990; Canfield, 1991).

- **T inferior**

Arenisca cuarzosa de color café a café oscuro, de grano muy fino a medio, subredondeada, moderadamente consolidada, regular saturación de hidrocarburos.

- **T superior**

Presenta arenisca cuarzosa de color café claro, de grano muy fino a fino, y una menor cantidad de grano medio, de forma subangular a subredondeada, matriz arcillosa.

1.3.4.2.2 Formación Napo Inferior

La formación Napo inferior, incluye la caliza “B”, las lutitas y la arenisca “U”. Su base está definida por el tope del último banco arenoso masivo de la arenisca “T”. El Tope de la formación Napo inferior lo constituye la base del banco calcáreo masivo de la caliza A.

1.3.4.2.2.1 Arenisca U

La Arenisca U es otro reservorio importante. Tiene muchas similitudes con la Arenisca T, está dividida también en dos miembros, uno inferior arenoso y uno superior areno-arcilloso. “Su espesor alcanza hasta 150 pies. La porosidad y permeabilidad son similares a las de la Arenisca T” ((Dashwood and Abbotts, 1990; Canfield, 1991). El sello de todos estos reservorios constituyen los niveles de lutitas y calizas que aíslan a cada cuerpo de areniscas.

- **U inferior**

Arenisca cuarzosa de color café claro, grano fino a muy fino, moderadamente consolidado, subredondeada, matriz arcillosa, con manchas de hidrocarburo.

- **U superior**

Arenisca cuarzosa de color gris claro, grano fino a medio, de forma subangular, de matriz arcillosa, regular saturación de hidrocarburos, corte rápido.

1.3.5 Estructura del Bloque PBHI

Las estructuras Paraíso, Biguno y Huachito son anticlinales de bajo relieve orientados en sentido NNE-SSW dispuestos en escaleras. Presentan múltiples reservorios productores como se aprecia en el registro tipo (Figura 1.6).

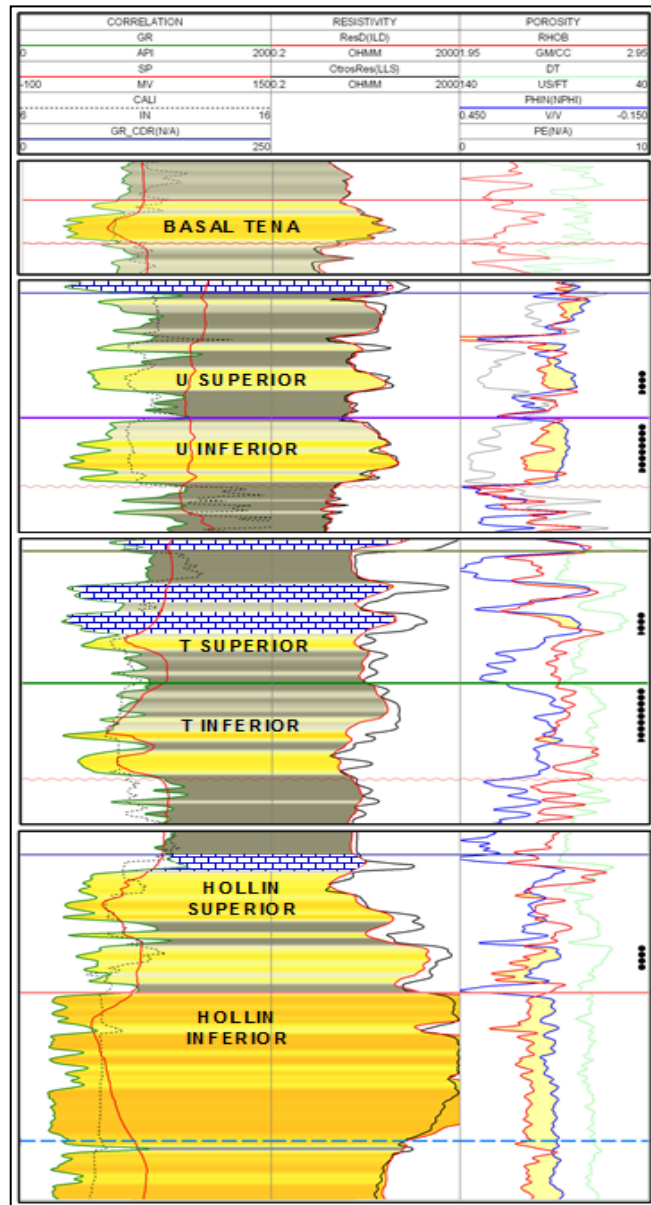


Figura 1.6: Registro Tipo – Reservorios productores en el Bloque PBHI

Fuente: Departamento de Geología ENAP SIPEC

En función de los diferentes contactos de fluidos y el cierre estructural, se ha podido establecer la independencia de cada estructura. Las estructuras están separadas y controladas por dos sistemas de fallas. El sistema de fallas principal orientado en sentido NNE-SSW está cortado por un segundo sistema de fallas en dirección NW-SE, separando la estructura Paraíso de la estructura Biguno – Huachito. Esto es claro para el reservorio Hollín, más no así para el resto de los reservorios.

1.3.6 Estratigrafía del Bloque PBHI

La producción de petróleo de los Campos Paraíso, Biguno y Huachito proviene de las areniscas Basal Tena (Formación Tena), U Superior e Inferior, T Superior e Inferior y Hollín Superior e Inferior.

1.3.6.1 Arenisca Hollín Inferior

Tiene un espesor total comprendido entre 200 y 270 pies en el área y una porosidad promedio del 16%. Consiste de areniscas cuarzosas blancas, limpias de grano medio a grueso, masivas con

estratificación cruzada, presenta intercalaciones delgadas de lutitas.

1.3.6.2 Arenisca Hollín Superior

La zona de Hollín Superior está formada por areniscas de grano fino intercaladas con limolitas y calizas hacia la parte superior. Las areniscas son cuarzosas y ocasionalmente presentan inclusiones de glauconita.

En el área Hollín superior presenta un espesor total comprendido entre 50 y 80 pies y una porosidad promedio del 15 %.

1.3.6.3 Arenisca T Inferior

Corresponde a areniscas cuarzosas, clara, café clara, grano muy fino a fino. En el área presenta un espesor total comprendido entre 40 y 70 pies y una porosidad promedio del 15 %.

1.3.6.4 Arenisca T Superior

Está formada por areniscas cuarzosas, café clara, grano muy fino, subangular a subredondeada, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita. En el área presenta un espesor total comprendido entre 50 y 75 pies y una porosidad promedio del 12%.

1.3.6.5 Arenisca U Inferior

La zona U inferior presenta delgados estratos lutíticos y principalmente constituye una arenisca cuarzosa, café clara, en menor cantidad café, ocasionalmente café oscura, predomina grano fino, en menor cantidad grano muy fino, matriz arcillosa, cemento silíceo, en partes cemento ligeramente calcáreo. En el área presenta un espesor total comprendido entre 15 y 45 pies y una porosidad promedio del 14 %.

1.3.6.6 Arenisca U Superior

La zona U superior está conformada por estratos calcáreos

y lutíticos en su mayoría con ligeros lentes no muy gruesos de areniscas cuarzosas, café clara, ocasionalmente gris blanquecino, predomina grano muy fino, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, localmente con inclusiones de glauconita. En el área presenta un espesor total comprendido entre 30 y 55 pies y una porosidad promedio del 12 %.

1.3.6.7 Arenisca Basal Tena

Presenta capas delgadas de areniscas cuarzosas café claras, de grano fino a muy fino, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento silíceo. En el área presenta un espesor total comprendido entre 12 - 30 pies y una porosidad promedio del 14 %.

1.3.7 Tipos de Entrampamientos

La Cuenca Oriente ha venido usando el entrampamiento de tipo estructural, pero debido a la madurez de la Cuenca, y al tamaño de estructuras menores sin perforar, se empieza a suponer que existen

entrampamientos estratigráficos. Se ha descubierto que existen trampas mixtas, es decir trampas estructurales con componente estratigráfico.

El período más importante de depositación para la creación y acumulación de hidrocarburos en la cuenca fue durante el Cretácico, en la cual las estructuras predominantes para el entrampamiento de los hidrocarburos constituyen anticlinales, generalmente limitados por fallas, es decir trampas estructurales combinadas.

1.3.8 Parámetros Petrofísicos de los Campos

1.3.8.1 Parámetros Petrofísicos del Campo MDC

Se presentan propiedades petrofísicas que caracterizan a los reservorios T Inferior y U Inferior, arenas productoras del campo MDC.

La información presentada es un promedio de datos tomados de registros, análisis y pruebas pertenecientes a varios pozos.

Tabla I: Parámetros Petrofísicas Promedio Campo MDC		
Parámetro	Reservorio	
	T	U
Profundidad TVD promedio (pies)	9770	9520
Espesor del Intervalo (pies)	34.22	38.41
Espesor Neto del reservorio (pies)	27.85	36.48
Zona Neta de Pago (pies)	26.43	36.03
Permeabilidad (md)	964	1067
Porosidad Neta (%)	15.85	17.72
Presión Reservorio (psi)	1245	2260
Presión de burbuja (psig)	830	889
API (seco)	27.6	18,1
Salinidad promedio (ppm NaCl)	66,000	80,857
Viscosidad (cp)	3.62	12.56
Saturación de agua promedio (%)	29.13	17.4

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

1.3.8.2 Propiedades Petrofísicas del Bloque PBHI

Se presentan propiedades petrofísicas que caracterizan a los reservorios: Hollín Inferior (HI), Hollín Superior (HS), T y U de los campos Paraíso Biguno y Huachito perteneciente al bloque

PBHI. Se desglosa la información por cada campo del bloque. Esta información es un promedio de información tomada de registros, análisis y pruebas pertenecientes a varios pozos.

Tabla II: Parámetros Petrofísicas Promedio Campo Paraíso			
Parámetro	Reservorio		
	HI	HS	T
Profundidad TVD promedio (pies)	9605	9535	9390
Espesor del Intervalo (pies)	230	38.81	21.10
Espesor Neto del reservorio (pies)	143.46	31.27	13.49
Zona Neta de Pago (pies)	39.83	25.46	8.09
Permeabilidad (md)	400	100	200
Porosidad Neta (%)	15.82	14.55	12.1
Presión Reservorio (psi)	4244	2444	1281
Presión de burbuja (psi)	93	550	672
API (seco)	26.4	27.0	26.9
Salinidad promedio (ppm NaCl)	2442	6806	58080
Viscosidad (cp)	10.40	4.32	1.135
Saturación de agua promedio (%)	30.34	21.76	40.83

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

Tabla III: Parámetros Petrofísicas Promedio Campo Biguno	
Parámetro	Reservorio
	U
Profundidad TVD promedio (pies)	9150
Espesor del Intervalo (pies)	10.35
Espesor Neto del reservorio (pies)	8.25
Zona Neta de Pago (pies)	8.25
Permeabilidad (md)	157
Porosidad Neta (%)	12.3
Presión Reservorio (psi)	1995
Presión de burbuja (psi)	260
API	27.3
Salinidad promedio (ppm NaCl)	17002
Viscosidad (cp)	3.2
Saturación de agua promedio (%)	19.65

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

Tabla IV: Parámetros Petrofísicas Promedio Campo Huachito		
Parámetro	Reservorio	
	T	U
Profundidad TVD promedio (pies)	9335	9110
Espesor del Intervalo (pies)	19.85	21.83
Espesor Neto del reservorio (pies)	13.91	16.17
Zona Neta de Pago (pies)	7.85	16.17
Permeabilidad (md)	310	40
Porosidad Neta (%)	15	14.9
Presión Reservorio (psi)	2481	1779
Presión de burbuja (psi)	390	1107
API	30.1	21.9
Salinidad promedio (ppm)	No hay producción de agua	No hay producción de agua
Viscosidad (cp)	2.7	5.40
Saturación de agua promedio (%)	41.37	8.3

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Geología – ENAP SIPEC

1.4 Tipos de Completaciones del Campo

Los tipos de completaciones presentes en la industria son: para flujo

natural y con sistema de levantamiento artificial. Las completaciones para flujo natural son usadas cuando el fluido de las formaciones que atraviesa el pozo, posee suficiente presión para llegar a superficie. En el caso de formaciones con presiones insuficientes para lograr que el fluido llegue a superficie, se usan los sistemas de levantamiento artificial, en el que constan los siguientes:

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo Electrosumergible (BES)

De los cuales se mencionan a continuación las completaciones presentes en los campos MDC y PBHI:

1.4.1 Tipos de Completaciones del Campo MDC

El campo MDC posee actualmente 20 pozos productores con sistema de Bombeo Electro-sumergible el cual denotamos con las siglas BES, la Tabla 1.3 menciona información referente al levantamiento artificial de cada pozo.

Tabla V: Tipos de Completaciones del Campo MDC

POZO	RESERVORIO PRODUCTOR	TIPO DE LEV. ARTIF.	TIPO DE BOMBA	NÚMERO DE ETAPAS
MDC01	T	BES	SN-2600	196
MDC03	U	BES	D1150N	274
MDC04-ST	T	BES	D475N	416
MDC05-ST	T	BES	D460N	329
MDC06	U	BES	GN-1600	221
MDC08-ST	T	BES	DN-1100	432
MDC09	U	BES	DN1750	369
MDC10	U	BES	D725N	441
MDC11-ST	U	BES	DN-1750	322
MDC13-ST	T	BES	D475N	450
MDC14	U	BES	D-725N	368
MDC15	U	BES	DN-1100	432
MDC16	Hollín Inferior	BES	S8000N	63
MDC17	U	BES	D725N	348
MDC18	U	BES	AN1200	560
MDC18	Hollín Superior	BES	DN-1050	336
MDC19	T	BES	GN-1600	136

POZO	RESERVORIO PRODUCTOR	TIPO DE LEV. ARTIF.	TIPO DE BOMBA	NÚMERO DE ETAPAS
MDC20	U	BES	DN1750	369
MDC21	T	BES	D-725N	328
MDC22	U	BES	DN-1100	388
MDC24	U	BES	D460N	282

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Reservorios – ENAP SIPEC

1.4.2 Tipos de Completaciones del Bloque PBHI

El bloque PBHI posee actualmente 17 pozos productores: 12 pertenecientes a Paraíso, 3 a Huachito y 2 a Biguno, unos con sistema de Bombeo Electro-sumergible (BES), otros con Bombeo Hidráulico (BH) y un pozo con Bombeo Mecánico (BM), los cuales se detallan en la Tabla 1.4 junto con información referente al levantamiento artificial de cada pozo.

Tabla VI: Tipos de Completaciones del Bloque PBHI				
POZO	RESERVORIO PRODUCTOR	TIPO DE LEV. ARTIF.	TIPO DE BOMBA	NÚMERO ETAPAS BES
Paraíso 1	Hollín Superior	BH	JET 7A	
Paraíso 2	Hollín Superior	BH	JET 7A	
Paraíso 3	Hollín Superior	BH	JET 7A	
Paraíso 6	Hollín Superior	BM	30-200-RXBC-34-5	
Paraíso 7st	Hollín Inferior	BH	JET CLAW 8H	
Paraíso 8	T	BH	PAKER CO D7	
Paraíso 11	Hollín Inferior	BES	D725N	387
Paraíso 12	Hollín Superior	BH	JET 7A	
Paraíso 18	T Inferior	BH	PAKER CO B3	
Paraíso 19	Hollín Inferior	BES	D725N	346
Paraíso 20	Hollín Inferior	BES	SN2600	75
Paraíso 23	Hollín Inferior	BES	DN1100	359
Huachito 1	U	BH	PAKER CO C4	
Huachito 2	T	BH	JET 8A	
Huachito 3	U	BH	PAKER CO B3	
Biguno 1	UI	BH	PAKER CO B3	
Biguno 2	U	BH	JET 8A	

Elaborado por: Autor

Fuente: Departamento de Reservorios – ENAP SIPEC

1.5 Perfil de Producción por Yacimientos

1.5.1 Producción MDC

En el gráfico 1.7 se muestra la producción total acumulada del campo MDC, es decir la producción proveniente de todos los reservorios productores del campo.

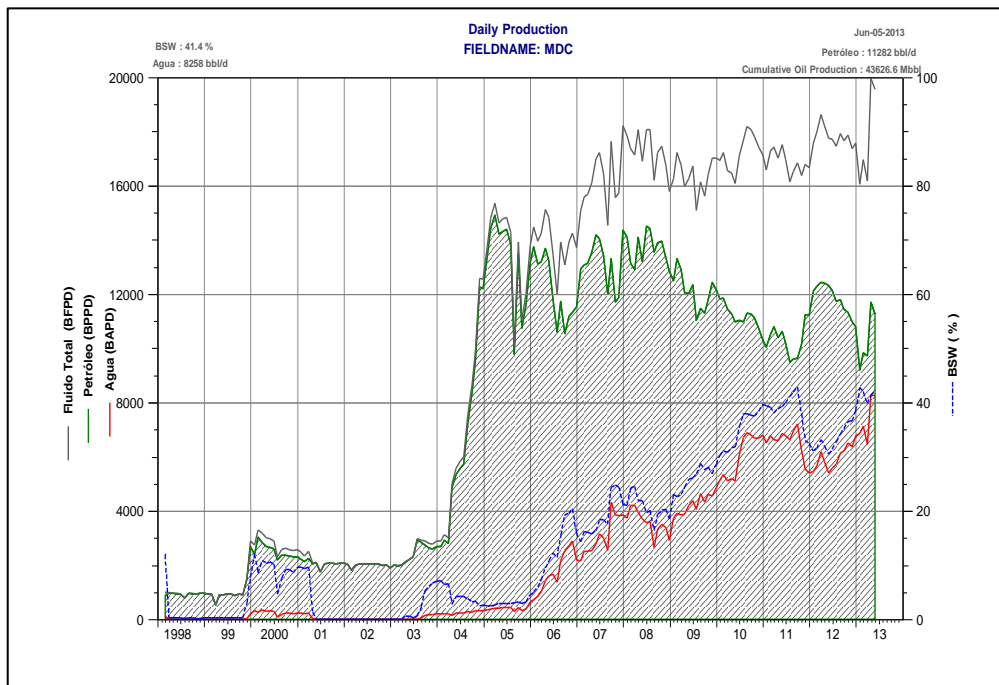


Figura 1.7: Producción acumulada del campo MDC

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

La producción acumulada del campo MDC por arena productora se puede observar en el **Anexo A**.

1.5.2 Producción PBH

En el gráfico 1.8 se muestra la producción total acumulada del bloque PBHI es decir la producción proveniente de todos los reservorios productores del campo.

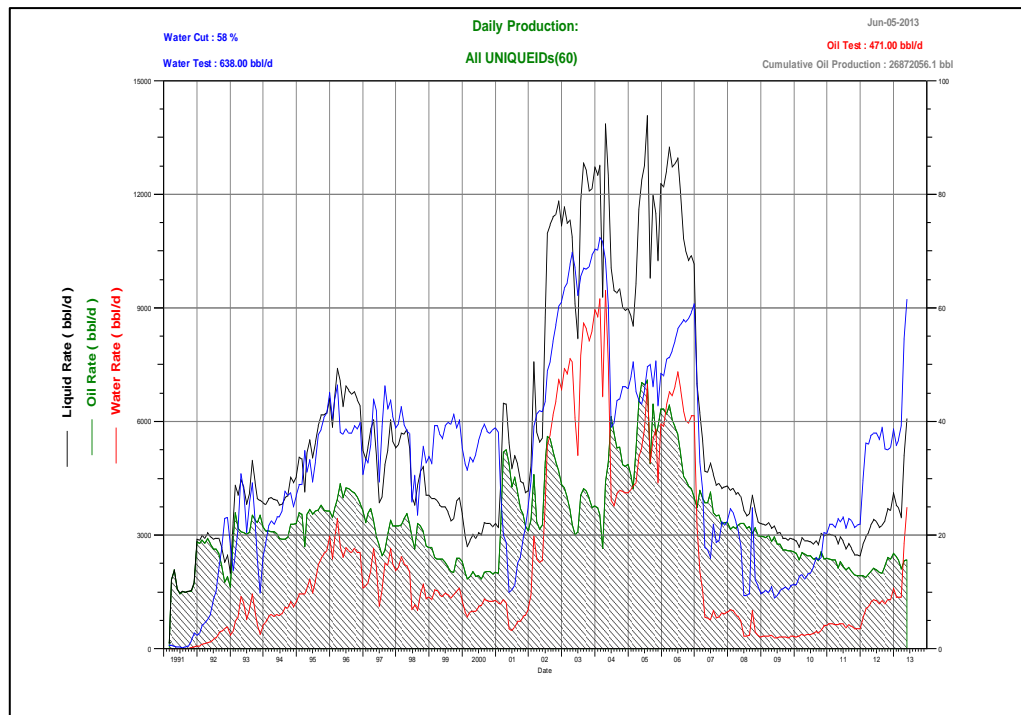


Figura 1.8: Producción acumulada del bloque PBHI

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

La producción acumulada del bloque PBHI por arena productora se puede observar en el **Anexo B**.

CAPITULO 2

TEORÍA DE REACONDICIONAMIENTO

Para saber si realmente existe petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone, se debe perforar un pozo. Su longitud medida (MWD) depende de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la formación explorada con posibilidades de contener petróleo. Estos primeros pozos son llamados pozos exploratorios. Encontrado un volumen de petróleo explotable económicamente, consecutivamente vendrán los pozos de desarrollo. Un pozo necesita ser entubado para evitar que sus paredes se derrumben; esto se

realiza con tuberías de revestimiento (casing), intermedios y/o de producción y, se asegura la adhesión de esta tubería a las paredes del hoyo por medio de la cementación. La cementación es realizada mediante la circulación de la lechada de cemento que es bombeada por dentro de la tubería y que es desplazada con lodo hasta el fondo, revertiéndose el flujo por el espacio anular entre el revestidor y las paredes del pozo. De esta manera también quedan aisladas las formaciones de interés económico y las problemáticas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos y en las zonas de interés se extraen pequeños núcleos de roca, que ayudan a conocer el tipo y las características físicas de la formación, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

Una vez que hemos finalizado la perforación se procede a realizar la terminación del pozo que consiste en varias tareas cuyo objetivo es instalar dentro del pozo una serie de herramientas y tuberías que conducirán el fluido del reservorio hasta superficie. Para llegar a este objetivo se debe establecer una comunicación entre el pozo y el reservorio; entonces se procede a cañonear o disparar los intervalos productores, lo que se hace mediante una herramienta que se baja con cable dentro del pozo y que posee cierta cantidad de cargas. Cuando se llega con esta herramienta en el pozo a la profundidad de la arena que se desea producir, se acciona un disparador en superficie ocurriendo el

cañoneo, creándose así perforaciones (orificios) en el "casing" o "liner", cemento y formación por el que pasara el fluido proveniente del reservorio. A continuación se bajará la completación que se diseñó para el pozo y este quedará listo para producir el fluido del reservorio.

Durante el tiempo de vida del pozo pueden ocurrir fallas mecánicas del equipo de subsuelo, o presencia de daños en el reservorio, lo que provocará una disminución de la capacidad de producción. Para este tipo de problemas se debe realizar operaciones de reparación o de reacondicionamiento que en inglés se conocen como "workover". Para realizar un workover se debe conocer el problema que presenta el pozo con el fin de seleccionar el tratamiento adecuado que recupere su capacidad de producción normal o incluso la mejore.

2.1 Definición de Reacondicionamiento de Pozos

El glosario "Oilfield" de Schlumberger define un workover o reacondicionamiento de pozo como: "El proceso de realizar un mantenimiento o un tratamiento de remediación en un pozo de petróleo o de gas. En muchos casos un "workover" implica la remoción y reemplazo de la tubería de producción después que el pozo haya sido controlado y que un equipo de reacondicionamiento se haya colocado en la locación."

El glosario de PEMEX, en referencia a un workover indica que un “mantenimiento correctivo se refiere a reparaciones o rehabilitaciones del equipo (de subsuelo) que ha sido dañado o deteriorado por condiciones inadecuadas de las variables de operación, o bien por el desgaste normal de una operación sostenida en un lapso prolongado.”

De estas dos definiciones podemos inferir que un reacondicionamiento a un pozo es una intervención que se realiza con el objetivo de prevenir o reparar un daño existente ya sea en la completación, en la tubería o en la formación; además de rediseñar completaciones para nuevas situaciones que se presenten en los pozos, abrir nuevas zonas para poder recuperar o aumentar la tasa de producción en caso de productores, o de inyectabilidad en caso de pozos de inyección de fluidos. Se debe tener en cuenta muchas consideraciones y determinar la mejor manera de solucionar un problema de manera rápida, económica y efectiva. Dentro de los propósitos de reacondicionamiento de pozos mencionamos los siguientes:

- Limpieza de arena.
- Empaquetamiento con grava
- Cementación forzada para reparación
- Cañoneo y/o recañoneo
- Operaciones de “swabeo”.

- Acidificación de formaciones.
- Fracturamiento de formaciones.
- Corrida y cementación de “liners” para reparación
- Cambios de sistemas de levantamiento artificial
- Operaciones de pesca
- Reparación de colapsos
- Limpieza de perforaciones
- Cambios de bombas de subsuelo

2.2 Proceso General de un Trabajo de Reacondicionamiento

De manera general, el proceso o la secuencia de actividades que se sigue para realizar todo trabajo de reacondicionamiento es:

- Movilización de los equipos que componen el taladro de reacondicionamiento (en algunas partes a este taladro lo llaman “chivo”) a la locación
- Control de pozo con fluido de control
- Instalación de BOP
- Limpieza de pozo
- Ejecución de operación propuesta

- Terminación de pozo

Para realizar un buen trabajo de reacondicionamiento, se requiere de equipos adecuados, además del conocimiento de las operaciones que se debe ejecutar según la clase de trabajo que se trate. A continuación se explicará las actividades de cada etapa del proceso, junto con los equipos requeridos para cada una de estas.

2.2.1 Movilización de Equipos del Taladro de Reacondicionamiento

La movilización del taladro de reacondicionamiento es básicamente trasladar todos sus equipos necesarios a la locación del pozo y armarlos. En esta operación de armar los equipos se procede a levantar la torre, poner los tanques en orden secuencial, instalar las líneas para el control del pozo, e instalar los generadores que brindarán energía a todos los sistemas. Para tener más claro estas operaciones, debemos conocer los equipos que se van a emplear en el “workover”, junto con las funciones que desempeñan individualmente y como conjunto que forma un sistema.

2.2.1.1 Equipos para realizar un “Workover”

Los equipos para un trabajo de reacondicionamiento, clasificados por sistemas son:

- ✓ Sistema de Soporte Estructural
- ✓ Sistema de Elevación
- ✓ Sistema Rotatorio
- ✓ Sistema de Circulación
- ✓ Sistema de Generación y Potencia
- ✓ Sistema de Control de Pozo

Sistema de Soporte Estructural.- Consiste en la estructura de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos del taladro de reacondicionamiento. Comprende desde el nivel del suelo hasta el piso del taladro y se subdivide en:

- Subestructura
- Piso del taladro
- Mástil o torre
- Rampa
- Pluma o “winche”

- Plataforma del encuellador

La torre (o “cabria”) es levantada por medio de unos gatos hidráulicos que funcionan mediante una bomba, la cual hace funcionar también a otros sistemas hidráulicos de la torre como la llave hidráulica, las llaves de enrosque y desenrosque, etc.



Figura 2.1: Soporte Estructural

Fuente: Foto tomada por autor

Sistema de Elevación.- Se utiliza para elevar, bajar y suspender la sarta de trabajo y consiste de:

- Malacate
- Bloque Corona
- Bloque Viajero
- Gancho
- Elevadores
- Línea viva o cable

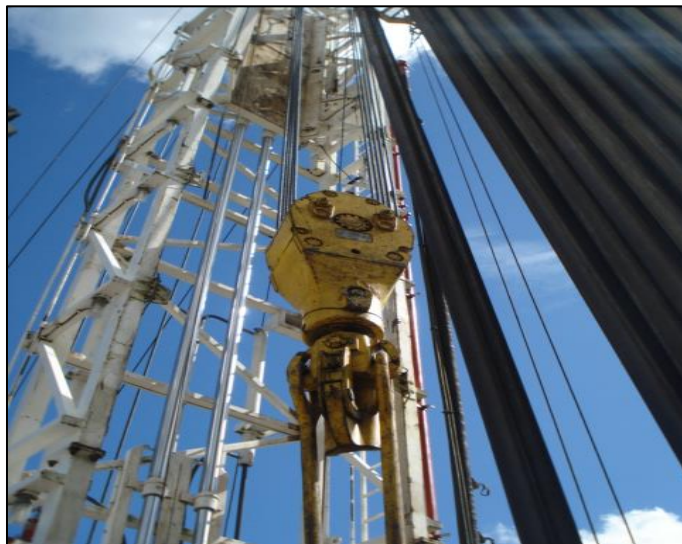


Figura 2.2: Bloque Viajero

Fuente: Foto tomada por autor



Figura 2.3: Malacate

Fuente: Fotos tomadas por autor

Sistema Rotatorio.- Es el componente principal del taladro de reacondicionamiento y se encuentra en la parte central del piso del taladro. Todos los demás sistemas giran alrededor de él, lo apoyan de una u otra manera y su función es la de hacer rotar la sarta de trabajo. Los principales componentes son:

- Mesa Rotatoria
- Buje de impulso (o kelly bushing) del cuadrante

- Buje maestro (o de transmisión de rotación al buje de impulso)
- Cuñas de rotación (que se asientan en el buje maestro.)
- Unión Giratoria
- Llaves para Enrosque y Desenrosque de tubería
- Cuadrante o “Kelly”
- Protector del Cuadrante



Figura 2.4: Llaves de Enrosque – Desenrosque.

Fuente: Foto tomada por autor



Figura 2.5: Mesa Rotaria con tapa.

Fuente: Foto tomada por autor

Sistema de Circulación.- Consiste en una serie de tanques, líneas, bombas y válvulas que direccionarán tanto el fluido que ingresará al pozo como el que saldrá de este. Está conformado por los siguientes subcomponentes:

- Fluidos de control
- Equipos de circulación



Figura 2.6: Tanque de Agua a filtrarse para el uso del control de pozo con capacidad de 500 barriles.

Fuente: Foto tomada por autor

Sistema de Generación y Potencia.- Genera y distribuye la potencia que se requiere para operar todos los componentes y subcomponentes del taladro de reacondicionamiento. La potencia requerida en las operaciones se genera con el uso de grandes motores de combustión interna.

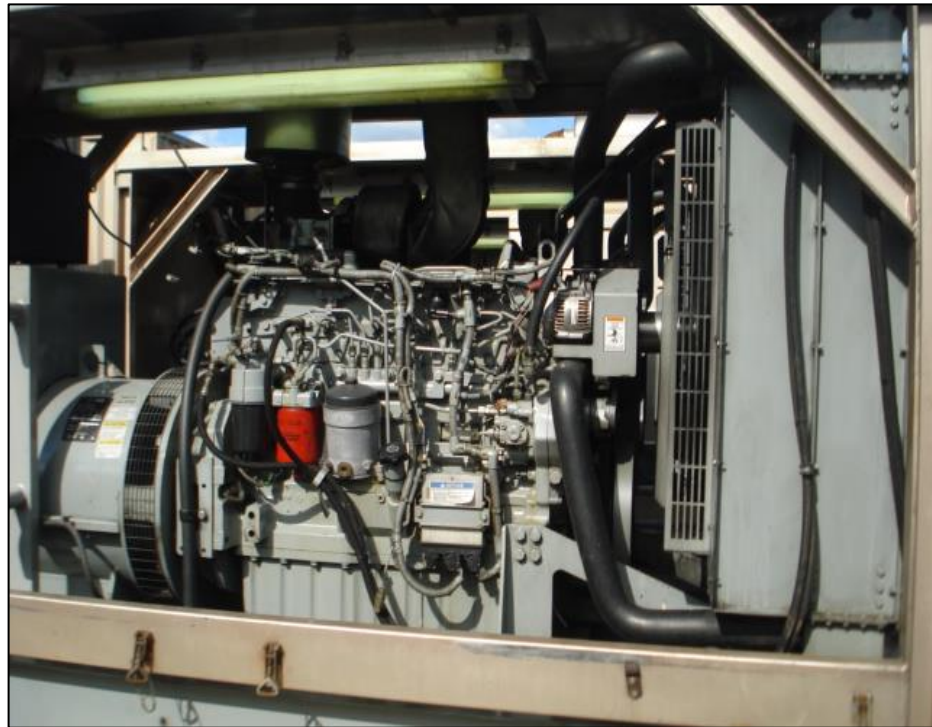


Figura 2.7: Generador

Fuente: Foto tomada por autor

Sistema de Prevención de Reventones (BOP).- La función principal es prevenir y controlar las arremetidas del pozo debido a condiciones anómalas (bolsas de gas por ejemplo), que puede resultar en un reventón. Sus componentes principales son:

- El acumulador
- El aparejo “impide reventones” (BOP)



Figura 2.8 y 2.9: BOP y Acumulador.

Fuente: Foto tomada por autor

La siguiente etapa después del armado del equipo es la de control del pozo, que se explica a continuación:

2.2.2 Control de Pozo en un Trabajo de Reacondicionamiento

Antes de efectuar cualquier operación dentro del pozo es necesario que este se encuentre totalmente bajo control. Para esto se tiene que bombear un determinado volumen de fluido con cierta

densidad, para que se cree una columna hidrostática dentro del pozo cuya presión a la profundidad del reservorio a intervenir sea mayor a la presión del reservorio. Se debe conocer la capacidad de volúmenes y presión de bombeo que se va a emplear. Una vez se haya utilizado la hidrostática de la columna de fluido en el pozo como control primario, se puede proceder a desarmar el cabezal para luego instalar el sistema de preventores de reventones completo.

Para probar el control sobre el sistema reservorio-pozo hay que utilizar un método de control, como el que se describe a continuación.

En el control del pozo con un fluido de “matado” (de contrapresión hidrostática) interviene el sistema de circulación, ya mencionado anteriormente. Sus subcomponentes son: el fluido de control y los equipos de circulación. En esta sección se explicará más detalladamente de que tratan estos subcomponentes, su función e importancia en la operación de controlar el pozo en un reacondicionamiento.

2.2.2.1 Control de Pozo: Fluido de Control

El control de pozos en un workover se realiza empleando fluido que ejerza una presión hidrostática contraria a la de la formación, esto con el objetivo de tener una presión del fondo del pozo constante y algo mayor a la de la formación, que impida el flujo de la misma y, ante repentinos aumentos de presión desde la formación aun el pozo este controlado, evitando así que los fluidos lleguen de manera violenta a la superficie. Los principales métodos de control de pozos en operaciones de workover para mantener una presión constante en el fondo del pozo son:

- Método de densificar y esperar
- Método Volumétrico
- Método de circulación inversa

El método de densificar y esperar (también llamado esperar y pesar, del inglés W&W: Wait and Weight, o Método del Ingeniero) controla el pozo en un tiempo de espera y en una sola circulación. El pozo es cerrado mientras se prepara una porción de lodo al valor requerido

para matar el pozo y en una sola circulación controlar el pozo; mientras el fluido es bombeado, el influjo de gas de la arremetida del pozo es desplazado. Este método es complicado pero ofrece ventajas como: optimización del tiempo de matado ya que actualmente el tiempo requerido para incrementar la densidad del fluido es mínimo; baja presión de superficie requerida en la sarta de tubería debido al incremento de la densidad del lodo, lo que implica menor esfuerzo del equipo; y menor presión del pozo en el casing cuando el fluido retorna por el espacio anular.

El método volumétrico relaciona el volumen del fluido y la presión en el anular, se puede mantener constante la presión en el fondo del pozo monitoreando y manteniendo constante la presión de la tubería, descargando fluido por el manifold para reducir la presión de la tubería.

El método de circulación inversa es lo opuesto a una circulación directa, la bomba debe bombear por el interior del espacio anular y el fluido debe retornar a través de la tubería hacia el manifold. Las ventajas al efectuar una

circulación inversa son que si ocurre un brote de fluido, este se desalojará fuera del pozo de una manera segura, además el fluido presente en el espacio anular es suficientemente denso y viscoso debido a sus características, para poder controlar la formación, sin tener que depender de grandes volúmenes en superficie; también las pérdidas de presión por fricción son menores. Hay que tener precaución eso si empleando esta técnica porque se pueden tener complicaciones si el fluido no tiene la densidad suficiente para controlar la formación.

Para seleccionar un método de control específico se debe considerar si la presión hidrostática ejercida por el fluido de control es la adecuada para evitar una arremetida o brote.

El método de control que se use es tan importante como el tipo de fluido que se va a emplear para la operación. El fluido de control tendrá contacto con la formación y el fluido presente en ella, por lo que debe ser diseñado lo más similar químicamente posible al fluido de la formación (no debe ser reactivo). El fluido de control tiene entre sus

funciones: 1. estabilizar el pozo y controlar la presión del pozo; y, 2. la suspensión y transporte de ripios fuera dentro del pozo. Su diseño no debe ocasionar el daño a la formación.

El daño a la formación representa una reducción en la productividad, y puede resultar de la alteración física, química o bacteriana de la roca productora o de los fluidos presentes en esta, debido al contacto con un fluido que puede ser lodo de perforación, fluido de control (completación, reacondicionamiento) o con fluido de formación con características alteradas por contaminación con el filtrado de lodo.

Las causas físicas de daño de formación por invasión de fluido son:

- Bloqueo de canales de poros debido a diminutos sólidos en suspensión que contiene el filtrado.
- Estrechamiento de los finos espacios de los poros por adherencia de sólidos en sus paredes

- Hinchamiento de arcillas u otros minerales contenidos en la roca.

Las causas químicas por incompatibilidad de fluido.

- Precipitación de soluciones de sales
- Formación de emulsiones
- Cambio en la mojabilidad de la roca
- Cambios o recristalización de los minerales de arcilla alineados en los espacios de los poros de la formación permeable.

Para prevenir estos problemas en el reservorio, el fluido de control debe ser diseñado y tratado con químicos considerando las características petrofísicas de la formación. Los aspectos a considerar para la preparación de un fluido de control del pozo son:

- Densidad del fluido
- Contenido de sólidos
- Características del filtrado
- Viscosidad
- Pérdida de fluido

- Consideraciones mecánicas

El bloqueo de los canales de poros por sólidos de invasión, así como el estrechamiento de los espacios se puede evitar realizando una filtración adecuada. El hinchamiento de arcillas, la formación de emulsiones, precipitación de soluciones de sales, etc, se prevé con la adición de químicos que contrarresten estos efectos.

Para determinar el tipo de filtro a usar en el reacondicionamiento, se debe tomar muestras del fluido base, realizarle pruebas de turbidez y análisis gravimétrico. Además tener en cuenta la velocidad del flujo del fluido, su viscosidad, la superficie del filtro y la caída de presión.

La prueba de turbidez se realiza para medir la transparencia del fluido; es una propiedad óptica de un fluido. Se entiende como una medida del grado en el que el fluido pierde su transparencia, debido a la presencia de partículas en suspensión y se mide en unidades de turbidez nefelométricas (NTU). Para medir la turbidez del

fluido se utiliza un turbidímetro que mide la intensidad de la luz dispersada por las partículas del fluido a 90 grados cuando un rayo de luz pasa a través de este; y, componentes electrónicos amplifican esta señal dándonos una medida que indica la cantidad de concentración de partículas.

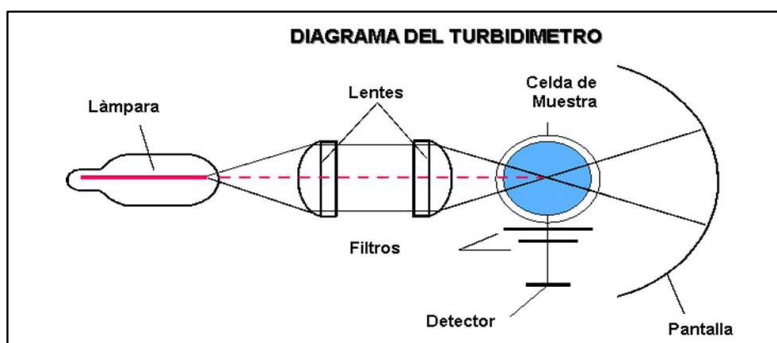


Figura 2.10: Diagrama del turbidímetro

Fuente: Control de Calidad en el filtrado. San Antonio Internacional (www.sanantoniointernacional.com)

La turbidez no tiene relación directa con el total de sólidos en suspensión; el grado de turbidez depende del tamaño de partículas, forma, color, grado de reflectividad, la amplitud de onda de luz bajo la que se observa, por lo que es una medida proporcional de las concentraciones de partículas solo si estos parámetros se mantienen

constantes. Estas medidas por si solas no determinan el contenido de sólidos, pero son útiles en el control del desempeño de los filtros, la diferencia en la transparencia de muestras antes y después del filtrado determinan la eficiencia de este.

El análisis gravimétrico consiste en determinar la cantidad total de sólidos en suspensión que contiene un fluido, expresado en partes por millón (ppm). Este análisis se lo realiza pesando un disco seco, circulando una muestra del fluido a través de este, luego circulando agua destilada para disolver sales, secando el disco a temperatura de 140°F durante un tiempo determinado, y pesándolo nuevamente. Con esto obtendremos el total de sólidos en suspensión usando la siguiente ecuación:

Total de sólidos en suspensión (ml)

$$= \frac{[\text{Peso final} - \text{Peso inicial}](\text{mg}) \times 1000}{\text{Volumen de la muestra (ml)}}$$

Esto se realiza con varias muestras de la misma fuente, con estos resultado y el grado de turbidez de cada

muestra, se correlacionan en una gráfica de calibración, usando en uno de los ejes de la gráfica medidas de turbidez de muestras que tengan un incremento en los niveles de sólidos y en el otro eje el total de sólidos en suspensión de cada muestra analizada por gravimetría. Con esta curva podemos estimar los sólidos en suspensión basándonos en las medidas de turbidez (Método de correlación “Prácticas recomendadas para probar salmueras” API, Junio 1, 1986).

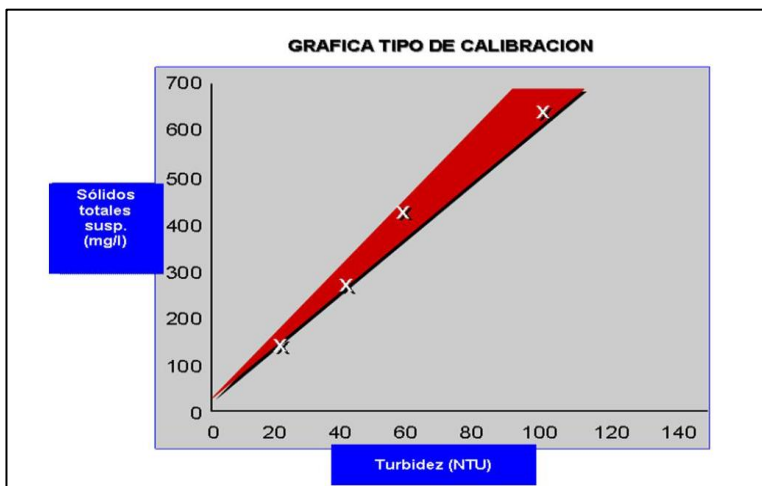


Figura 2.11: Gráfica ejemplo de correlación turbidez – total sólidos en suspensión

Fuente: Control de Calidad en el Filtrado. (“Prácticas recomendadas para probar salmueras” API, Junio 1, 1986)

El paso del fluido en la formación está condicionado por la restricción de este, por las gargantas de poro. La teoría de obturación nos indica que las partículas mayores a $1/3$ del diámetro de la garganta del poro se depositarán en la superficie de las paredes del poro, las partículas entre $1/7$ y $1/3$ del diámetro de la garganta del poro, se depositarán dentro de los canales de poros y que las partículas menores a $1/7$ del diámetro del poro migrarán a través de la formación. Se puede mencionar una regla empírica para estimar el diámetro del poro, la cual nos indica que este será la raíz cuadrada de la permeabilidad de la formación, claro que esto es un cálculo estimado. La tabla VII detalla en función de la permeabilidad, el tamaño del poro, y según este tamaño, se puede calcular el rango crítico de obturación.

Tabla VII: Tamaño crítico de las partículas					
PERMEABILIDAD	TAMAÑO DEL PORO	INTERVALO CRÍTICO DE OBTURACION		MIGRACION A FORMACION	
		1/3	1/7		
Milidarcys	Micrones	Micrones	Micrones		
1	1	0,33	0,14	<	0,14
5	2,2	0,75	0,32	<	0,32
10	3,2	1,05	0,45	<	0,45
50	7,1	2,36	1,01	<	1,01
100	10,0	3,33	1,43	<	1,43
150	12,2	4,08	1,75	<	1,75
200	14,1	4,71	2,02	<	2,02
250	15,8	5,27	2,26	<	2,26
300	17,3	5,77	2,47	<	2,47
350	18,7	6,24	2,67	<	2,67
400	20,0	6,67	2,86	<	2,86
450	21,2	7,07	3,03	<	3,03
500	22,4	7,45	3,19	<	3,19
550	23,5	7,82	3,35	<	3,35
600	24,5	8,16	3,50	<	3,50
650	25,5	8,50	3,64	<	3,64
700	26,5	8,82	3,78	<	3,78
750	27,4	9,13	3,91	<	3,91
800	28,3	9,43	4,04	<	4,04
850	29,2	9,72	4,16	<	4,16
900	30,0	10,00	4,29	<	4,29
950	30,8	10,27	4,40	<	4,40
1000	31,6	10,54	4,52	<	4,52
1050	32,4	10,80	4,63	<	4,63
1100	33,2	11,06	4,74	<	4,74
1150	33,9	11,30	4,84	<	4,84
1200	34,6	11,55	4,95	<	4,95
1250	35,4	11,79	5,05	<	5,05
1300	36,1	12,02	5,15	<	5,15
1350	36,7	12,25	5,25	<	5,25
1400	37,4	12,47	5,35	<	5,35
1450	38,1	12,69	5,44	<	5,44
1500	38,7	12,91	5,53	<	5,53
2000	44,7	14,91	6,39	<	6,39
> 1/3	Mayor a este diámetro de garganta de poro obturarán en la superficie				
1/3 - 1/7	Obturarán dentro de los canales del poro				
< 1/7	Migrarán libremente a través de la formación				

Fuente: M-I-SWACO SCHLUMBERGER

Las velocidades de filtración son afectadas por la velocidad de flujo, la presión, la viscosidad del fluido, el tamaño y la concentración de sólidos, y la superficie del filtro. La velocidad del flujo del fluido depende de la

viscosidad y presión, ya que las partículas contenidas en el fluido aumentan la resistencia al flujo.

Debido a las actuales presiones de formaciones de campos maduros, como es el caso de los campos de SIPEC, la circulación del fluido de control debe realizarse teniendo presente que la formación va a tomar algo de este, el cual emergerá (será devuelto) luego mediante la producción del pozo, pero el contacto de este fluido con la formación genera daños en esta, por lo que se debe adicionar químicos al fluido de control para que este sea compatible con la roca y el fluido dentro de esta. Los problemas comunes registrados son:

La formación de emulsiones, puede reducir la productividad de los pozos; son formadas debido a un tercer elemento que permite que se unan dos fluidos inmiscibles; la velocidad del fluido causa una mezcla del petróleo y el agua, la cual es muy difícil de romper. Los estabilizadores de las emulsiones son los surfactantes. Las incrustaciones de sedimentos en una tubería reducen la producción y genera gastos considerables en

tratamientos de eliminación; las incrustaciones se forman en la tubería de producción como en el cabezal, líneas de flujo y cara de formación provocando pérdida de eficiencia en los equipos. Los componentes que causan estas incrustaciones son los depósitos o precipitados de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario, que se forman por cambios en condiciones de producción, inyección de fluidos en el pozo o por mezcla de distintos fluidos; por lo que tanto, en la preparación del fluido de control se debe considerar los enlaces que se puedan formar; para esto es necesario un estudio de compatibilidades de aguas.

Las arcillas reactivas son minerales de la formación que reaccionan frente al fluido de control. Una de las consecuencias más graves que genera este contacto es el hinchamiento de arcillas. La hidratación de arcilla con agua se debe a la hidratación de cationes unidos a esta y el porcentaje de hinchamiento depende de la cantidad de sales en el fluido en contacto con la arcilla. Para evitar la

hidratación de arcillas se emplea un estabilizador de arcillas en la preparación del fluido de control.

2.2.2.1.1 Equipos de Circulación

Transportan el fluido desde el área de preparación hasta el área de reacondicionamiento y luego de regreso a un tanque trampa. Estos equipos se describen a continuación:

- **Área para preparar fluidos.-** Área donde se preparan inicialmente los fluidos manteniendo o alterando su composición química según las condiciones que se encuentran en el pozo. Generalmente se realizan las siguientes operaciones dentro de esta área:
 - a) Preparación inicial
 - b) Aumento o disminución de su densidad
 - c) Adición de químicos

El área de preparación normalmente contiene:

- Tanques de agua.
- Filtros.
- Equipos mezcladores
- Tanques de acero de succión.



Figura 2.12: Tanques de agua que se empleará para el control del pozo.

Fuente: Foto tomada por autor



Figura 2.13 y 2.14: Líneas de succión y unidad de filtrado con bombas de succión (centrífugas).

Fuente: Foto tomada por autor



Figura 2.15 y 2.16: Tanques de asentamiento #1 y #2.
Capacidad: 100 bls.

Fuente: Foto tomada por autor



Figura 2.17: Tanque “La Trampa” para recolectar el fluido proveniente del pozo. Con capacidad de 100 bls.

Fuente: Fotos tomadas por autor

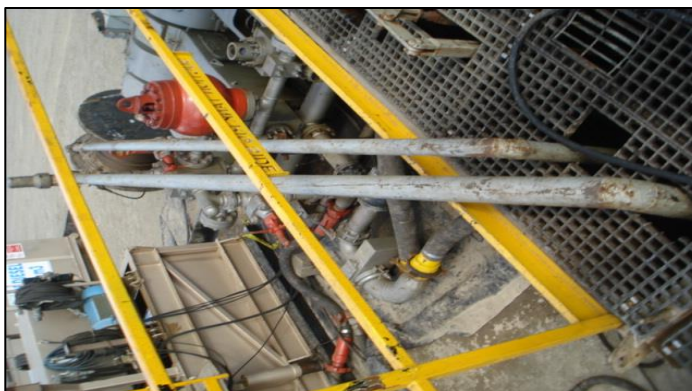


Figura 2.18: Líneas del tanque de asentamiento a la bomba de lodos.

Fuente: Fotos tomadas por autor

- **Bombas de lodo.-** Impulsan el fluido a través del sistema de circulación, cuentan con un contador de barriles.



Figura 2.19: Bomba de lodos triple (3 pistones)

Fuente: Fotos tomadas por autor

- **Manifold.-** Distribuye el fluido hasta el pozo (descarga) y el fluido proveniente del pozo, luego lo trasladan al área de reacondicionamiento.



Figura 2.20: “Manifold”

Fuente: Fotos tomadas por autor

- **Manguera de lodos.-** Tubo de acero que se sujeta al mástil como conexión entre la línea de descarga y el cabezal de inyección del pozo.



Figura 2.21: Manguera de lodos

Fuente: Fotos tomadas por autor

2.2.2.2 Instalación del Preventor de Reventones (BOP: “BlowOut Preventer”)

Después de haber controlado el pozo con fluido, se procede a cerrar la válvula de seguridad, y colocar una válvula de contrapresión (BPV), que es una válvula de retención (check valve) que se instala en el colgador de la tubería (tubing hanger) para aislar la tubería de producción. Después de este procedimiento removemos el cabezal e instalamos el BOP y probamos (norma API RP 53).

Un BOP es un sistema de válvulas usadas para sellar, controlar y monitorear el pozo. Ayuda a controlar las arremetidas, brotes o patadas (kicks) ocasionadas por las inesperadas subidas de presión del yacimiento. Tiene como funciones principales:

- Cerrar el pozo.
- Permitir escape de fluidos del espacio anular.
- Permitir bombeo de fluidos al pozo.
- Permitir el movimiento de la tubería hacia adentro o fuera del pozo.

Cuando se presenta una arremetida, los operadores del equipo o los sistemas automáticos cierran las unidades de los BOP, sellando el espacio anular lo que impide la salida de los fluidos del pozo. Luego se hace circular lodo de mayor densidad para superar la presión de surgencia del pozo abajo.

El BOP funciona mediante un acumulador, que contiene tanques de nitrógeno, el acumulador llena con aire a presión para operar el BOP, es igual a un compresor. El BOP se forma por 3 secciones de arietes (o candados):

Ariete anular: está diseñado para detener el flujo del pozo utilizando un elemento de relleno de acero que se contrae alrededor de la tubería que está siendo empleada; este se adapta a diferentes diámetros de tubería que esté en el pozo.

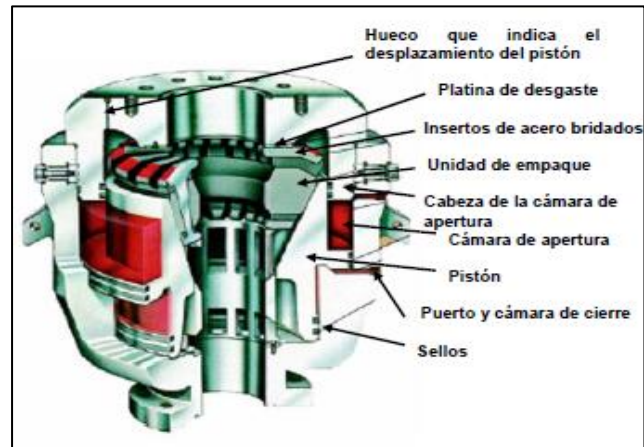


Figura 2.22: Ariete Anular

Fuente: Principios Fundamentales de Control de Pozos. Randy Smith

Arietes de tubería (Pipe Rams): Estos tienen aberturas semicirculares que coinciden con el diámetro de la tubería que está siendo utilizada, son operados hidráulicamente, y cierran alrededor de la porción de tubo de tubería.

Arietes ciegos (Blind Rams): Estos están diseñados para cerrar el pozo cuando no hay tubería en este. Puede haber también arietes ciegos de corte que son para cerrar sin tubería o cortar tubería y cerrar.

2.2.3 Limpieza de Pozo

Después de realizar las tareas de control y sacar la tubería de producción del pozo, se procede a limpiarlo en su totalidad, para esto se arma un “ensamble de limpieza” (BHA), que consiste de varias herramientas para limpieza de los revestidores y tubería hasta superficie; a medida que se baja la tubería, las herramientas realizarán su función específica, cuya conjunta labor es remover del revestimiento del pozo, algún material que se pudo haber adherido a este, para luego circular y que estos sedimentos vayan a superficie manteniendo el fondo del pozo y toda la tubería de revestimiento limpia para efectuar las operaciones correspondientes.

2.2.3.1 Herramientas para Limpieza de Pozo

Las principales herramientas de limpieza que conforman un BHA de limpieza son las siguientes:

- **Raspatubos (Scraper).**- Está diseñado para remover “escalas” de los tubos de revestimiento de pozos mediante el raspado y eliminar la película de lodo y cualquier otro material restrictivo en las paredes internas de los revestimientos. El diámetro del scraper a usarse dependerá del diámetro interno del revestimiento del pozo, los hay de 4 ½”, 5 ½”, 7”, 9 5/8”, 10 ¾” y 13 3/8”.



Figura 2.23: Scraper o raspatubo de diámetro 9 5/8”

Fuente: Fotos tomadas por autor

- **Cepillo.-** Esta herramienta está diseñada para ayudar en la limpieza del revestimiento del pozo por medio del

pulimiento y eliminación de la película de lodo y otros materiales en las paredes internas de los tubos de revestimiento.

- **Magneto.-** Está diseñado para ayudar a capturar materiales ferrosos y no ferrosos que adquirieron carga magnética debido a la rotación de la tubería durante el desplazamiento.
- **Canasta.-** Se utiliza como auxiliar de limpieza, posee una sección atrapadora, que sirve para retener desperdicios que no llegan a superficie por la circulación.
- **Broca.-** Junto con las herramientas de limpieza se baja una broca, para poder moler posibles obstrucciones en el pozo. El tamaño de la broca depende del tamaño del revestidor o forro (liner) y por lo general se baja una broca de diámetro de un 92 o 95 % del Drift del liner.



Figura 2.24: Broca tricónica DE 8 ½"

Fuente: Fotos tomadas por autor

2.2.4 Equipos de Completamiento

Luego que se han realizado todas las operaciones de control, sacada de tubería y limpieza, lo siguiente que se debe hacer dependiendo del trabajo es la operación de reacondicionamiento, y bajar la completación planteada, la cual puede ser la misma, o puede variar.

2.2.4.1 Equipos en la Completación para Levantamiento Artificial

En la actualidad existen diferentes tipos de completaciones pero como el campo MDC y el bloque PBHI poseen dos tipos de levantamiento artificial: Bombeo Electrosumergible e Hidráulico, nos enfocaremos en la completación para dichos sistemas.

2.2.4.1.1 Completación tipo Bombeo Electro Sumergible-BES (de sus siglas en ingles ESP)

El sistema de bombeo electrosumergible es un tipo de levantamiento artificial, altamente eficiente para producción de petróleo mediano a liviano, puede levantar volúmenes altos. Está constituido de una bomba centrífuga de múltiples etapas, que transmite energía a los fluidos que están en el fondo del pozo, a través

de un motor eléctrico sumergible, proveyendo suficiente presión para elevar el fluido del fondo hasta superficie.

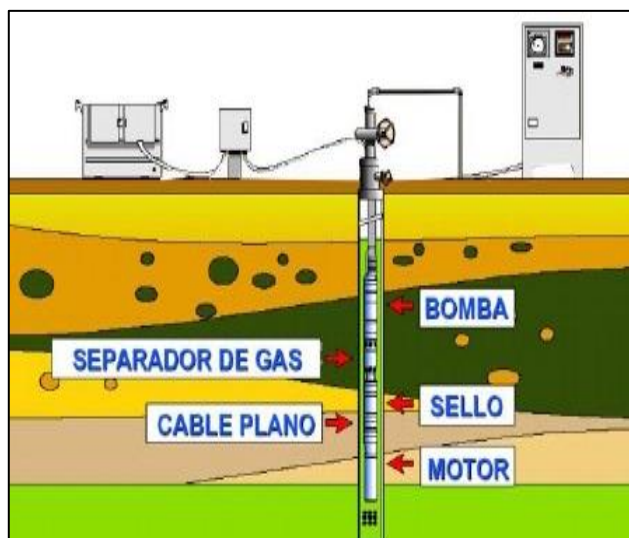


Figura 2.25: Sistema de Bombeo Electrosumergible

Fuente: Presentación Workover a Pozos. Ing. Orlando Zambrano

Los equipos utilizados en un sistema BES son los siguientes:

Centralizador.- Es una herramienta que sirve de guía cuando se baja la completación con

BES, para que las herramientas no golpeen en el revestidor durante su descenso.



Figura 2.26: Centralizador para casing 9 5/8" OD

Fuente: Fotos tomadas por autor

Sensor de Presión o unidad PSI.- Es un instrumento electrónico que va conectado en la parte inferior del motor y proporciona datos de presión y temperatura de fondo a la profundidad de asentamiento del equipo,

enviando mediante señales dicha información a los instrumentos de superficie a través del cable de energía. Los parámetros que permite monitorear son la temperatura del motor, temperatura de la admisión (intake), presión de succión, además del amperaje y voltaje con el que trabaja el equipo eléctrico.

Motor Eléctrico.- Es una herramienta que provee la energía que requiere la bomba para rotar y acelerar los fluidos que van a ser bombeados hacia la superficie, va instalado en la parte superior de la unidad de sensor. Los motores están llenos de un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica, la potencia puede aumentarse incrementando la longitud de los motores. Para disipar el calor y evitar el sobrecalentamiento del motor el fluido del yacimiento debe moverse a través del mismo a una tasa mínima

de 1 pie/seg para evitar la reducción de su vida útil.



Figura 2.27: Motor de 225 HP

Fuente: Fotos tomadas por autor

Protector del motor.- Es una herramienta, parte del equipo electrosumergible, que conecta los armazones de las bombas con los del motor, uniendo también los respectivos ejes. Entre sus funciones se encuentran:

- Aislar al motor evitando el ingreso de los fluidos del pozo.
- Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico del motor debido al aumento

en la temperatura del motor cuando se encuentra funcionando.

- Igualar la presión externa del fondo del pozo, con el fluido dieléctrico dentro del motor.
- Absorber los movimientos axiales provocados por las etapas de la bomba.



Figura 2.28: Protector

Fuente: Fotos tomadas por autor

Separador de Gas.- Localizado entre el protector y la bomba. Separa el gas libre que viene en el fluido del pozo para ventearlo por el espacio anular y evitar que ingrese a la succión de la bomba. El gas disminuye la eficiencia de la bomba. Si la presión de fondo es menor a la presión de burbuja del petróleo, el gas y el petróleo se separarán, aumentando la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba. La bomba electrosomergible puede funcionar normalmente con un porcentaje de gas libre menor a un 10 % del fluido bombeado.

Admisión (“Intake”).- Es un componente que permite el acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que estos puedan ser desplazados hasta la superficie.



Figura 2.29: Intake

Fuente: Fotos tomadas por autor

Bombas.- Es el componente que se encarga de impulsar el fluido del fondo del pozo hasta superficie, son de tipo centrífugas de múltiples etapas, cada etapa consta de un impulsor móvil y un difusor estacionario. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cerca del eje y sale por un diámetro exterior del impulsor, el difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

El movimiento centrífugo de la bomba se produce por medio de la rotación del motor eléctrico. El número de etapas determina la velocidad, la presión y la energía requerida.



Figura 2.30: Eje de la bomba

Fuente: Fotos tomadas por autor



Figura 2.31: Acople del eje del "Intake" con eje de la bomba

Fuente: Fotos tomadas por autor

Descarga.- Es un adaptador entre la bomba electrosumergible y la tubería de producción. El sello es metal – metal por medio de pernos y en su parte superior es roscado.



Figura 2.32: Descarga

Fuente: Fotos tomadas por autor

Cable Eléctrico.- Conduce la energía necesaria para impulsar el motor desde la caja de venteo en superficie, es trifásico, puede ser plano o redondo. Trabajan a temperaturas de 300 °F. El cable seleccionado depende del amperaje, la caída de voltaje, la temperatura de fondo, el tipo de fluido a ser manejado por el equipo y el espacio disponible entre “tubing” y

“casing”. Actualmente se tiene la opción de instalar el cable eléctrico con uno o dos tubos capilares, para inyectar desde la superficie productos químicos como: anticorrosivos, antiespumantes, antiescala, etc.

MLE (Motor Lead Extension).- El cable extensión del motor, es una cola de cable con características especiales, en uno de sus extremos tiene un conector para acoplarlo al motor y en el otro extremo se empata al cable de potencia.



Figura 2.33: MLE

Fuente: Fotos tomadas por autor

Protectores de cable.- Se usan protectores especiales para sujetar el cable al tubing, dándole mayor protección mecánica. Se colocan protectores en las uniones de la tubería, protegiendo y sujetando el cable en la zona de mayor riesgo, donde el diámetro del tubing es mayor, también se colocan protectores en la mitad de cada tubo como protección adicional. Los materiales que se emplean para los protectores varían pero generalmente son de acero común, inoxidable, etc.



Figura 2.34: Protectores Cannon para asegurar el cable a la tubería.

Fuente: Fotos tomadas por autor.

2.2.5.1.2 Completación tipo Bombeo Hidráulico

Es un sistema de levantamiento artificial que funciona con una bomba de fondo dentro del pozo y una bomba hidráulica en superficie, la bomba en superficie presuriza el fluido motriz, para hacer funcionar la bomba de subsuelo. El fluido motriz se bombea hacia abajo por la tubería de producción y se mezcla con el fluido proveniente de la formación, logrando que la mezcla fluya por el espacio anular entre “tubing” y “casing”, hasta superficie. Se emplea empacaduras y camisas para controlar el flujo. La bomba de subsuelo puede ser de cavidad o de camisa, lo que indica el lugar donde va a estar asentada. Los principales componentes de la completación con Bombeo hidráulico son:

Empacaduras.- Las empacaduras son herramientas que van acopladas en el “tubing” de producción y por medio de pines se asientan en el casing de producción para que la tubería quede fija dentro del pozo y con los cauchos que posee se aíslan zonas. Se clasifican en: permanentes y recuperables, pudiendo ser hidráulicas y mecánicas.



Figura 2.35: Empacaduras para casing de 9 5/8”

Fuente: Fotos tomadas por autor

Camisa Deslizable.- La función principal es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. Está provista de ranuras las mismas que se pueden abrir y cerrar con alambre deslizante, “slick line”, de

acuerdo al requerimiento operacional. Además en la camisa va asentada la bomba de subsuelo.



Figura 2.36: Camisa deslizable abierta

Fuente: Fotos tomadas por autor

Boquilla o “Niple” de Asentamiento (No-Go).- Es una herramienta generalmente colocada al fondo de la sarta de completación, tiene un diámetro interno con una ranura de seguridad que permite asentar ya sean, accesorios de control de flujo como standing valve o tapones, o elementos de presión para pruebas de producción.

Cavidad.- Es una parte de la sarta de completación en la que se asienta la bomba de subsuelo, si es que no se tiene una bomba de subsuelo para camisa.

Para colocar la bomba de subsuelo, se la inserta en la sarta de tubería de producción en superficie y se la hace circular hasta el fondo, donde se asienta en el neplo de asentamiento o cavidad, la bomba se acciona cuando la presión hidráulica sea la suficiente. Así para recuperar la bomba se circula por el anular (circulación invertida).

2.3 Análisis de Pozos

Para saber si un pozo es candidato a trabajos de reacondicionamiento, se debe establecer que tan crítica es su situación, es decir los factores que afectan a este pozo determinado.

2.3.1 Metodología para Analizar un Pozo

La metodología para analizar un pozo se realiza con el objetivo de determinar si se trata de un problema en el estado mecánico del pozo o del reservorio. Los pasos a seguir son:

1. Detectar el problema aparente
2. Revisar el historial del pozo (Completación inicial e historia de trabajos de reacondicionamiento)
3. Diagnóstico del equipo de producción
4. Revisar la condición mecánica del pozo
5. Realizar un análisis de pozos vecinos
6. Análisis de estudios, pruebas y registros de producción
7. Análisis de datos geológicos
8. Consideraciones del yacimiento
9. Análisis Económico

Con el análisis del pozo se debe concluir en realizar una de las siguientes recomendaciones:

- Realizar un determinado trabajo de reacondicionamiento

- Continuar produciendo el pozo hasta que el fluido llegue al volumen determinado a su límite económico
- Mantener la presión del yacimiento
- Realizar operaciones de recuperación mejorada
- Abandono de pozo

Algunas de las indicaciones más comunes de que un pozo requiere atención se enlistan a continuación:

2.3.2 Factores Indicadores de Problemas en Pozos

Los factores indicadores de problemas en los pozos, son los mencionados a continuación:

- Baja tasa de producción/inyección
- Alto BSW (Basic Sediments and Water)
- Alto GOR (Gas-Oil Ratio)
- Deficiencia del método de levantamiento artificial

2.3.1.1 Baja tasa de producción

La producción limitada se debe a distintas causas a nivel del yacimiento, del pozo o de superficie. Estas pueden ser:

- Baja permeabilidad del yacimiento
- Baja presión del yacimiento
- Daño a la formación
- Taponamiento de los punzados, de la tubería, del equipo de completación o de las líneas de flujo.
- Alta viscosidad del crudo
- Inadecuado levantamiento artificial
- Problemas mecánicos.

2.3.1.2 Alto BSW

Un pozo con alto corte de agua no resulta rentable en cierto momento, se establece un límite económico por cada caso, si el costo del trabajo de reacondicionamiento resulta mayor a este límite, se debe considerar cerrar el pozo.

Se debe tener en cuenta la capacidad de manejo del agua, las facilidades, etc.

Las causas de alto corte de agua pueden deberse al empuje natural de agua del yacimiento, a conificación que es la invasión del agua a zonas superiores o inferiores de la formación productora. O también puede deberse a fallas en la cementación o fallas mecánicas.

2.3.1.3 Alto GOR

En un yacimiento con empuje de gas, la presencia del gas en superficie (GOR) aumenta a medida que se produce el petróleo y continúa por lo que la presión del reservorio declina. Las causas de presencia de gas en el fluido son:

- Gas disuelto en el petróleo
- Capas de gas primarios o secundarios
- Zonas adyacentes de gas

2.3.1.4 Deficiencia del método de levantamiento artificial

Los problemas mecánicos pueden ocasionar un descenso repentino en la producción, por esto se debe prevenir. Las causas de la deficiencia dependen del tipo de completación, en este caso como solo se tiene dos tipos de levantamiento artificial en el campo, se definirá los problemas comunes en estos.

2.3.1.4.1 Deficiencias en equipo de Bombeo Electrosumergible

En el sistema de bombeo electrosumergible los factores que afectan el funcionamiento del equipo son:

- **Diseño y manejo inadecuado del Equipo**

Al realizar el diseño del equipo BES se debe tener muy en cuenta el espacio anular entre el revestidor y el equipo, ya que esto limita el tamaño de la bomba, el motor, además del tipo de cable de potencia y demás accesorios. Un mal diseño y/o mal manejo de la bomba puede ocasionar

doblez del eje, o que el cable sufra daños mecánicos durante la instalación y corrida dentro del pozo.

- **Desgaste del Equipo**

Existen muchas causas del desgaste del equipo, en el caso de la bomba, cuando esta opera en condiciones de empuje hacia abajo ocasiona desgaste de las secciones inferiores del impulsor y cuando opera sobre su capacidad de diseño provoca desgaste de las superiores.

Otra causa del desgaste del equipo es la presencia y deposición de escala, arena o parafina, esto ocasiona taponamiento de las etapas, restringiendo el movimiento de estas y del eje, además pueden depositarse en el intake o en el separador de gas. La carcasa del motor se puede deteriorar debido a la corrosión, presentando huecos en este, provocando que el aceite del motor este en contacto con el fluido del pozo ocasionando pérdida de presión en la bomba.

- **Temperatura**

La temperatura de fondo del pozo no es el único factor que contribuye a que el equipo opere a altas temperaturas, existen otros como: la refrigeración insuficiente del motor por presencia de incrustaciones, gas libre en altas cantidades, o la sobredimensión del equipo, la sobrecarga del motor debido a operación a frecuencias mayores que la frecuencia máxima, un incremento en el corte de agua, o la operación de bombas con etapas muy desgastadas.

Cuando el equipo es colocado por debajo de los punzados, también se presentan altas temperaturas, la velocidad y viscosidad del fluido alrededor de la parte exterior del motor contribuyen al aumento de temperatura.

- **Producción de Gas**

Se pueden presentar problemas de cavitación, bloqueo por gas, surgencias (arremetidas), entre otros.

Con el 10 % de gas libre se puede bloquear la bomba, requiriéndose la instalación de un separador de gas en la completación.

- **Inestabilidad del Suministro Eléctrico**

Variaciones en el voltaje o la excesiva carga del sistema, pueden ocasionar daños a controladores, transformadores, motor, cables de potencia, etc. En cambio un bajo voltaje ocasiona un aumento de la temperatura provocando fallas del motor.

2.3.1.4.2 Deficiencias en equipo de Bombeo Hidráulico

En el sistema de levantamiento con bombeo hidráulico, las causas de las deficiencias pueden deberse a:

- **Desgaste**

Los partes de un sistema de bombeo hidráulico más sensibles al desgaste son las bombas en superficie, las

bombas a pistón en el subsuelo y las secciones motrices que impulsan las bombas a pistón, ya que contienen piezas metálicas construidas que se rozan entre si durante sus movimientos, y por la presencia de contaminantes sólidos en el fluido que provoca con el tiempo, la falla de los componentes.

- **Cambios de Presiones**

La bomba de subsuelo tipo jet es muy sensible al cambio de presiones de entrada y de descarga. La densidad, viscosidad, y presencia de gas de los fluidos también le afecta.

- **Atascamiento**

Las incrustaciones provocan taponamientos en las partes de la completación, además, la presencia de corrosión, la calidad del fluido motriz y las altas temperaturas son otros factores que afectan el desempeño

adecuado del equipo, pueden provocar un atascamiento de la bomba, lo que lleva a una disminución de la tasa de producción.

CAPITULO 3

ANALISIS DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DESARROLLADAS POR SIPEC EN LOS CAMPOS MDC Y PBH

En este capítulo se revisa las prácticas operacionales de reacondicionamiento que se siguen en el campo y que son supervisadas por el personal de SIPEC. El objetivo es el de optimizar algunas de estas operaciones en las que se pudiera reducir tiempos e implementar mejores procesos y, adaptar estas mejoras de procedimientos y procesos en los otros pozos.

Para esto se realizó visitas al campo, como también análisis de los procedimientos escritos que constan en archivos en oficinas de la compañía

(Quito). Durante la visita de campo se observó las operaciones de reacondicionamiento que se estaban realizando en el pozo MDC19. Complementando estas observaciones, en oficina se revisó las carpetas y archivos del pozo y de todos los pozos para conocer la historia de los reacondicionamientos, las operaciones y las completaciones realizadas en los mismos.

Se identificó los pozos que exhibían problemas recurrentes y aquellos que habían sido intervenidos con mayor frecuencia. Además se pudo observar que la compañía no posee un documento que formalice el proceso de planificación de reacondicionamiento.

El análisis de operaciones de reacondicionamiento en campo y en oficinas nos permitió la identificación de los puntos donde se pretende optimizar, los cuales exponemos a continuación con su debida explicación:

3.1 Análisis de Operaciones de Reacondicionamientos en Campo

En base a la observación de campo realizada se puede describir y resumir el siguiente diagrama como un proceso básico y general que se aplica en las operaciones.

En el caso descrito se realiza un programa de workover simple pues puede haber muchas variables al momento de realizar un trabajo de reacondicionamiento.

Por medio del Gráfico 3.1 se detalla las compañías que intervienen y los recursos usados para cada proceso. La descripción detallada y condiciones de trabajo que involucra cada proceso se resume de acuerdo al procedimiento operacional de reacondicionamientos de SIPEC.

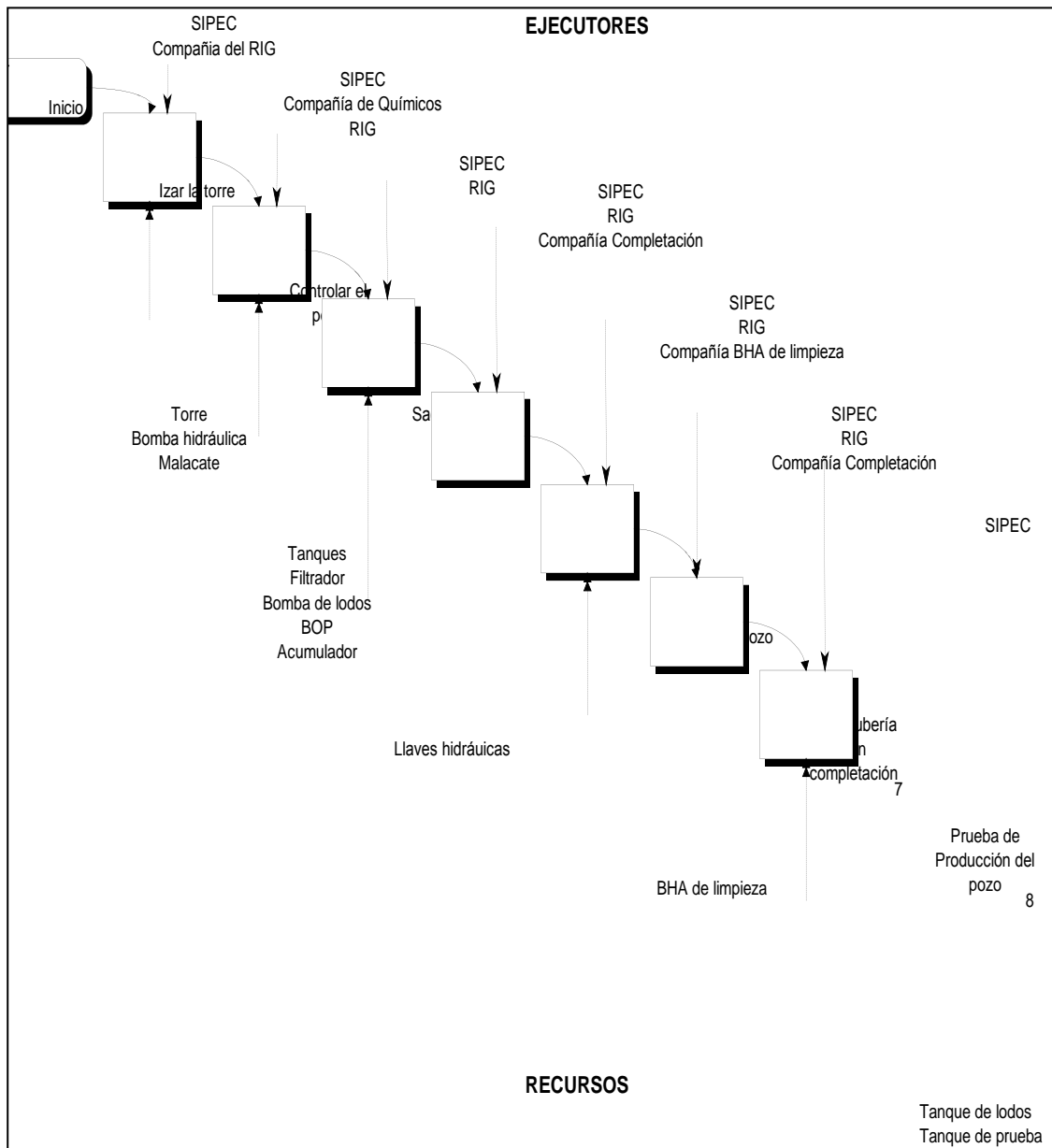


Figura 3.1: Diagrama de procesos de reacondicionamientos en campos de

ENAP SIPEC

Elaborado por: Autora

3.1.1 Inicio

Generalmente los workover en SIPEC se realizan como consecuencia de la pérdida de producción de un pozo. El ingeniero de producción comunica a la compañía contratista de taladro para que proceda a movilizar el equipo al pozo a ser intervenido.

3.1.2 Operación del montaje de Torre de Reacondicionamiento

Actualmente existe un análisis de la operación de montaje o izado de torre que la contratista aplica para armar el equipo de workover. La torre de reacondicionamiento se encuentra horizontal sobre el carro transportador, se realiza la elevación por medio de gatos hidráulicos que se accionan con una bomba hidráulica, la presión de bombeo depende del peso de la torre. Esta operación constituye un proceso de riesgo, en el que se deben tomar en cuenta consideraciones como que la torre se puede caer al realizar la elevación, así que se debe tomar las debidas precauciones.

3.1.3 Operación Control De Pozos

El control de pozos se definió anteriormente en el capítulo 2, el procedimiento realizado bajo la supervisión de SIPEC es llenar las capacidades de tubing y casing y circular a través de la camisa, en reversa, es decir se bombea a través del anular y el fluido retorna por el tubing.

Debido a que las presiones de las arenas del campo son bajas, este método de control es adecuado para los pozos de la compañía, ya que al circular desde el anular que tiene un diámetro mayor permite un mayor espaciamiento entre el fluido de control y el fluido a desalojarse, siendo mayor el volumen del fluido de control en el espacio anular y menor el fluido que va quedando en el tubing y se controlará el pozo más rápido.

Para ejecutar este método de control es necesario conocer la profundidad del nivel dinámico y los volúmenes de tubing y casing para conocer la cantidad de fluido con el que el pozo estará lleno para empezar a bombear, la presión de bombeo depende de la formación que se trata de controlar, está varía

entre 100 y 300 psi, la tasa de bombeo depende de la tasa de admisión de la estación, ya que el fluido que primero sale del pozo es fluido de formación, este es direccionado a la estación. El pozo se encuentra controlado cuando al parar la bomba no existe flujo anular ni tubular.

El fluido base que se emplea para controlar el pozo en las operaciones de reacondicionamiento en SIPEC es agua fresca proveniente del sistema contra incendio o de fuentes cercanas de agua.

En el proceso de filtrado del agua fresca, se usan cartuchos de 10 micrones, es decir que cualquier partícula más grande que esto será retenida dentro de los filtros.

Los químicos adicionados al fluido base, expresados en concentraciones por cada 1000 barriles de agua fresca son los presentados en la tabla 3.1.

Generalmente la formulación incluye los químicos mencionados, pero la adición de más químicos a la formulación varía con respecto al pozo y a la formación que se desea controlar:

Tabla VIII: Química de fluido de control de pozos	
Químico	Concentración x cada 1000 bbl de agua fresca
Estabilizador de arcilla	40 galones
Demulsificante	40 galones
Bactericida	10 galones

Fuente: Departamento de Operaciones SIPEC

Cada químico tiene su función específica, proporcionando al agua fresca propiedades que previenen cambios en el equilibrio físico-químico dentro de la formación evitando alterar su productividad. El estabilizador de arcillas, es un producto polímero que se utiliza para evitar la migración o hinchazón de las partículas de arcilla de la formación, cuando esta reacciona con un fluido base agua, ya que este contacto puede modificar la carga generando hinchazón o migración de fragmentos de arcilla y esto taponar la formación. El estabilizador de arcilla actúa inhibiendo la formación de los fragmentos mediante el control de la carga y características electrolíticas del fluido de control. El demulsificante es aplicado para evitar la formación de emulsiones entre el volumen del fluido de control que la formación toma y el fluido de la formación. Las emulsiones son

comunes en la producción de petróleo y gas debido a la presencia de agua de formación en la producción, así que se necesita un medio térmico o químico para separar las emulsiones formadas, el demulsificante rompe la emulsión para obtener un crudo seco y agua limpia.

Bactericida, son químicos que se emplean con el objetivo de controlar la población bacteriana en el agua del fluido de control y dentro de la formación ya que el crecimiento descontrolado de bacterias pueden provocar depósitos de corrosión en instalaciones, agriamiento del fluido de formación (proliferación de H_2S) e incluso daño a la formación. El químico penetra el enjambre bacteriano y destruye las bacterias.

El filtrado y los químicos que le adicionan al fluido de control son tan importantes como el peso de este fluido, ya que este ejercerá una presión que contrarreste a la presión de formación controlando o venciendo esta presión en cuyo caso la presión tomará parte del fluido de control. El peso de la columna dependerá de la presión de fondo. Como las presiones de las arenas de los campos de SIPEC son bajas, el

peso del fluido de control varía entre 8,3 lpg y 8,4 lpg. Este es el peso del agua y no es necesario agregar ningún peso adicional, ya que el peso agregado desplazaría al fluido de formación a través de la arena y la formación tomaría filtrado del fluido de control y, si la formación y sus fluidos resultase incompatible con el fluido invasor podría ocasionar graves daños a la arena.

Después de que el pozo se encuentra controlado por medio del fluido, el siguiente paso es desarmar el cabezal y armar el BOP sobre la sección B del pozo.

Para retirar la sección C se debe quitar los pernos que unen esta con la sección B, al terminar esto, se levanta la sección C con grúa y ayuda de los obreros.

Antes de colocar el BOP sobre la sección B, se arma una extensión sobre el cabezal, se instala el tubo campana, la línea de flujo, la junta de acople (landing joint) que es una extensión y se desasienta el colgador de la tubería (tubing hanger) con tensión.

Sobre esta extensión se instala el BOP, y se ajusta con pernos. Generalmente el BOP es diseñado para soportar una presión máxima, el BOP que se instala en las operaciones de ENAP SIPEC soporta una presión de trabajo de 5000 psi, se realiza una prueba de funcionamiento del BOP con presión. Solo después de que se compruebe el correcto funcionamiento del BOP, se puede proceder a retirar la tubería del pozo y junto con esta la completación.

3.1.4 Operación de Sacar la Tubería del Pozo

En esta operación supervisada por ENAP SIPEC, se retiran los tubos del pozo teniendo en cuenta que al sacar cada tubo, el nivel del fluido en el pozo disminuye debido al efecto de desplazamiento, por lo que por cada cierta cantidad de tubos retirados, se llena el pozo para evitar que pierda nivel y disminuya la presión hidrostática, la cantidad establecida por la compañía es de 5 paradas o 10 tubos entre cada llene de pozo.

Los tubos del pozo pueden ser sacados en paradas, es decir un conjunto de 2 tubos en el caso de taladros de reacondicionamientos, o tubo a tubo, para colocarlos sobre la planchada, esta determinación depende del uso que se le va a dar a la tubería, es decir si se decide bajar nuevamente la tubería para la corrida de limpieza, o si esta es enviada directamente a inspección y reparación. El levantamiento de los tubos se lo realiza con el bloque viajero, este eleva los tubos hasta cierta altura, para que los obreros puedan desacoplar las uniones de los tubos que quedan expuestas en la mesa a través del hoyo, antes de desacoplar las uniones, aseguran la tubería al hoyo de la mesa con cuñas por la parte del cuerpo de la tubería, sin esto la tubería junto con la completación caería dentro del pozo creando un pescado. Después de asegurar la tubería al hoyo de la mesa con la cuña, los obreros trabajan con la llave hidráulica, creando el torque necesario para desacoplar las uniones de las tuberías, el torque depende del tipo de tubería.

El excesivo ajuste es llamado "sobretorque", lo que provoca que al momento de desacoplar las uniones, esté muy difícil

realizar esta maniobra incluso con la llave hidráulica, si ocurre este problema los obreros golpean la unión para que esta se desajuste, el efecto de golpear la unión de las juntas provoca que el ajuste ceda un poco por lo que se puede desacoplar las juntas, pero también provoca daños sobre las uniones de la tubería, que deben ser considerados.

Una inspección visual de cada tubería que sale es realizada y si las tuberías se encuentran visualmente en buen estado y van a ser usadas para el trabajo de limpieza del pozo se acumulan en paradas en la mesa en una sección determinada para esto, para que luego sea más rápido acoplarlas nuevamente. Si en la inspección visual de las tuberías observamos anomalías en alguna, como por ejemplo presencia de corrosión, escala, desgaste, huecos, etc, la tubería se baja de la mesa y se la coloca en la planchada para ser llevada a inspección y reparación. Si no se piensa usar la tubería extraída del pozo para la corrida de limpieza, esta se baja tubo a tubo sobre la planchada. Cabe destacar que todos los tubulares son inspeccionados, para luego llevarlos a bodega.

3.1.5 Operación de sacar completación del pozo

Al llegar a la etapa de sacar la completación de fondo, sea esta la configuración para bombeo electrosumergible (BES) o para bombeo hidráulico (BH), se realiza una reunión previa a su extracción del pozo, con el personal del taladro, el company man, y el personal de la compañía encargada del equipo de subsuelo para recordar el procedimiento a seguir con las medidas de seguridad preventivas.

Cada una de las partes que conforman la completación del pozo se inspecciona visualmente: camisas, standing valve y en el caso del equipo electro sumergible se observa el giro, el estado de la carcasa, el interior de cada una de las partes, las etapas de la bomba, las cámaras de los protectores, se miden parámetros eléctricos del cable y del motor, etc. En el caso de la completación para bombeo hidráulico se revisa el estado de los packers, la bomba de subsuelo, camisa, etc. Los equipos del subsuelo se llevan a inspección y reparación si el caso amerita.

3.1.6 Operación de limpieza del pozo

La operación de limpieza en la compañía ENAP SIPEC, se realiza bajando un BHA de limpieza que generalmente consiste de broca de diámetro menor al drift del liner o casing de producción, un raspador, drill collar y tubería hasta superficie. La circulación es en reversa debido a las presiones, la tasa de bombeo es mayor a la de circulación, debido a que el fluido que sale del pozo va directo a un tanque trampa que se desaloja con tanqueros.

3.1.7 Operación de bajar tubería con completación al pozo

El procedimiento de bajar la completación con tubería es de cuidado y así mismo se realiza una reunión previa a realizar la operación para recordar la velocidad de bajada de tubería y las precauciones que se deben tomar. Al meter equipos y tuberías dentro del pozo, el fluido dentro del pozo se va a desalojar por el efecto boyante. Para realizar la operación en un pozo con completación BES, primero se levanta la polea que contiene el cable eléctrico y se sitúa a un lado del taladro, luego se

procede a subir los componentes del equipo a la mesa con el winche o cable por medio de la rampa, cuidando que no se golpeen en el proceso, en el caso de completación para bombeo electro sumergible, se sube primero el centralizador y se introduce dentro del pozo, se asegura a la mesa con cuñas, luego se sube el motor, los obreros maniobran con el cable y posicionan el motor sobre el centralizador, acoplan las uniones y las ajustan con las herramientas de enrosque, el técnico se asegura de calibrar, lubricar y tomar parámetros eléctricos del motor, medir y ajustar el acople del eje en la cabeza del motor para poder unirlo con el eje en la base del protector, se baja la parte de la completación que corresponde al centralizador y motor con el bloque viajero, se ajusta al hoyo de la mesa con cuñas, se sube el protector a la mesa con el winche, se posiciona sobre el motor y se acoplan los ejes, se mide, calibra y lubrica el protector o los protectores, se conecta el MLE al cable eléctrico y a la cabeza del motor, se toman parámetros eléctricos, se instala el cable capilar y se baja la completación hasta cierta sección, y se ajusta con cuñas, sobre el protector se coloca el intake, y sobre este la o las bombas, se realiza el

mismo procedimiento con los ejes, y el cable eléctrico se ajusta con bandas al equipo, y se miden los parámetros eléctricos. Sobre la cabeza de la bomba se acopla la descarga que va empernada sobre esta, después de la descarga se coloca un tubo, luego un no-go con standing valve para ir probando la tubería a medida que baja dentro del pozo, otro tubo, una camisa que baja cerrada y tubería hasta superficie. Al bajar la completación dentro del pozo se pueden golpear el equipo y cable por lo que la velocidad de bajada depende de la desviación del pozo, la tubería se prueba cada 20 paradas con 2500 psi, también se va midiendo y calibrando, ajustando el cable a los tubos con protectores Cannon en cada unión de tubería. Después de bajar toda la tubería dentro del pozo, se realizan las conexiones en superficie, no se saca standing valve de la completación, se retira BOP y se instala el cabezal, dejando listo el pozo para la desarmada del taladro (RIG) y la prueba de rotación, que es para conocer el giro correcto del equipo electro sumergible, para luego realizar la prueba de producción. En el caso de una completación con bombeo hidráulico, no existen ejes, se acoplan las uniones entre los

elementos, que serían el tapón ciego, la camisa de producción, empacaduras, el no-go con standing valve, la camisa de circulación, los tubos entre estos, y la tubería hasta superficie. Esta completación es más sencilla que una para bombeo electro sumergible pero se debe tomar en consideración que al ir probando tubería, la presión sea menor de la presión a la cual se asientan las empacaduras, esto no es un problema muy común ya que los empacaduras se asientan con altas presiones, pero aun así se debe considerar. Al bajar la completación hasta la profundidad considerada para asentar los empacaduras, se circula en reversa para limpiar el standing valve y se baja con slickline a recuperar standing valve y cerrar camisa de circulación. Todo el personal se retira de la mesa, excepto el técnico encargado de las empacaduras, el representante de la Cia. Operadora (Company man) y el maquinista, se procede a asentar las empacaduras con la presión indicada en el programa, y se prueba el asentamiento, tensionando. Después de esto se abre la camisa de producción y se prueba la admisión de la arena. Se procede a retirar BOP,

instalar cabezal, realizar conexiones en superficie, y bajar la bomba de subsuelo hasta la camisa a través del tubing.

3.1.8 Operación de prueba de producción del pozo

La prueba de producción sirve para conocer si se consiguió el objetivo buscado, si se alcanzaron los resultados, se realiza además para obtener datos de producción después del reacondicionamiento. Después de la bajada de completación, se monta las líneas que van desde el cabezal del pozo hasta el tanque bota que tiene 500 bbls de capacidad, el fluido que sale del pozo en un principio es fluido de completación que ha estado dentro del pozo para realizar las operaciones anteriores. El tanque se monitorea cada hora, tomando datos de volumen para así calcular la tasa de producción del pozo. Al momento en que empieza a producir crudo, se toman muestras para determinar tasa de petróleo, tasa de agua, y gravedad API. Si la completación es para bombeo electro sumergible, otros datos importantes son la frecuencia, voltaje del motor, corriente, presión de intake, temperatura de motor e intake. Si

la completación es para bombeo hidráulico los otros datos importantes son la tasa de inyección, la presión de inyección y el BSW del fluido que se inyecta al pozo. La prueba de producción dura hasta que se tenga valores estables y confiables. Después de esto se montan líneas que van a la estación juntando su producción con la producción de otros pozos productores de la misma arena.

Del análisis operativo realizado en campo, en el sitio de trabajo y específicamente en las operaciones de reacondicionamiento realizadas en el pozo MDC19 se puede obtener y analizar las siguientes oportunidades de optimización:

3.1.9 Proceso de control de pozo.

Se observó en el control de pozo con fluido, que las oportunidades de mejorar el proceso se presentan en el tipo de fluido base, el tamaño de micrones en filtrado del fluido y la formulación química. El método de control de pozo es el adecuado debido a las ventajas que presenta este método,

como se mencionó anteriormente la circulación inversa disminuye la pérdida de presión por fricción, limpia la tubería y los elementos de la completación ya que al circular de manera inversa, los restos que se encuentren en la tubería serán llevados a superficie, además este método es más seguro en caso de arremetida.

3.1.9.1 Fluido base

El fluido base para el control del pozo en los reacondicionamientos en los pozos de la compañía ENAP SIPEC es el agua del sistema contra incendios. Se plantea la opción de usar el agua de formación como fluido base, con la hipótesis de que esta es compatible con el fluido de formación y la formación. Emplear agua del sistema contra incendios como agua de formación como fluido base tiene sus ventajas y desventajas, las cuales se presentan en la tabla 3.2 a continuación:

Tabla IX: Ventajas y Desventajas de Fluidos Base para Control del Pozo	
AGUA DE SISTEMA CONTRA INCENDIO	AGUA DE FORMACIÓN
VENTAJAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Baja salinidad • Baja densidad • Disponibilidad de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Propiedades similares a la de la formación. • Se realiza tratamiento para inyectar a las formaciones por el proyecto de recuperación secundaria. • El tratamiento es realizado en la estación, por lo que se evita el tiempo de adición y mezclado en el reacondicionamiento • La mezcla resultante de aguas de formaciones U, T y Hollín Inferior tiene baja salinidad con respecto al fluido de arena U y T debido a que la arena que más aporta para la mezcla es la Hollín Inferior la cual tiene baja salinidad.
DESVENTAJAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Mayor cantidad de sólidos. • Propiedades del agua dulce difieren con el fluido de las formaciones, por lo que es necesario agregarle química. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor densidad en comparación con agua dulce. • Rezagos de químicos que inyectan a los pozos, pueden venir en agua de formación y crear enlaces con química para el control.

El agua de formación proveniente de los pozos se trata para poder inyectarla a las formaciones en el

caso del campo MDC en los pozos MDC02, MDC17, MDC12, MDC23.

El análisis físico-químico del agua es realizado por la compañía en el tanque de lavado de la estación donde se mezcla el agua de las formaciones U, T de la producción total del campo y de Hollín Inferior proveniente del pozo MDC16, la proporción varía con la producción de agua de cada arena, pero la mayor proporción se obtiene de Hollín Inferior.

Tabla X: Análisis Físico Químico del agua de formación MDC	
Parámetros (Unidades)	TK WT estación MDC
pH -	6,77
Temperatura (° F)	138,2
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	250
D. Total (ppm CaCO ₃)	5950
D. Calcica (ppm CaCO ₃)	5300
D. Magnésica (ppm CaCO ₃)	650
Cloruros (ppm Cl ⁻)	26000
Hierros (ppm Fe ⁺⁺)	11,24
Sulfatos (ppm SO ₄ ⁼)	12
Calcio (ppm Ca ⁺⁺)	2120
Magnesio (ppm Mg ⁺⁺)	156
Bicarbonatos (ppm HCO ₃ ⁻)	305
Salinidad (ppm ClNa)	42900

Parámetros (Unidades)	TK WT
	estación MDC
Sólidos Totales Disueltos	
O ₂ disuelto (ppb)	0
CO ₂ disuelto (ppm)	30
H ₂ S disuelto (ppm)	0,2
Aceite en agua (ppmOil)	

Fuente: Departamento de Reservorios SIPEC

En el caso del bloque PBH, el análisis físico químico se realiza en el tanque de lavado de la estación de Paraíso.

Tabla XI: Análisis Físico Químico del agua de formación PBH	
Parámetros (Unidades)	TK WT
	estación Paraíso
pH -	6,23
Temperatura (° F)	102
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	220
D. Total (ppm CaCO ₃)	850
D. Calcica (ppm CaCO ₃)	700
D. Magnésica (ppm CaCO ₃)	150
Cloruros (ppm Cl-)	2300

Parámetros (Unidades)	TK WT
	estación Paraíso
Hierros (ppm Fe ⁺⁺)	4,2
Sulfatos (ppmSO ₄ =)	18
Calcio (ppm Ca ⁺⁺)	280
Magnesio (ppm Mg ⁺⁺)	36
Bicarbonatos (ppm HCO ₃ ⁻)	268
Salinidad (ppm ClNa)	3795
Sólidos Totales Disueltos	
O ₂ disuelto (ppb)	0
CO ₂ disuelto (ppm)	16
H ₂ S disuelto (ppm)	1,0
Aceite en agua (ppmOil)	

Fuente: Departamento de Reservorios SIPEC

Estos parámetros son importantes para la inyección de agua, por ende deben ser considerados si se plantea controlar un pozo con agua de formación, se debe establecer si estos parámetros afectan la mezcla sin y con la adición de químicos. Se realizaron pruebas de compatibilidad con muestras de fluidos de formación de las arenas U (MDC19) y T

(MDC09) en el caso del campo MDC y de las arenas Hollín Inferior (PRS23) y T (PRS08) en el caso del bloque PBH.

El procedimiento en general para el estudio de compatibilidad de agua se basó en la mezcla del fluido del reservorio con los fluido base y el agregado de aditivos y sustancias para comprobar si existe riesgo de que el fluido de reacondicionamiento introducido a la formación reaccione con los fluidos de formación y produzca daño.

Los químicos que se le agregan en el tratamiento de agua de formación son biocida para eliminar las distintos tipos de bacterias que se presenten, antiescala, secuestrante de oxígeno e inhibidor de corrosión.

Las muestras para el estudio de compatibilidad fueron tomadas del tanque de producción de los campos, y del agua contraincendios de cada campo, estas se detallan en la tabla XII:



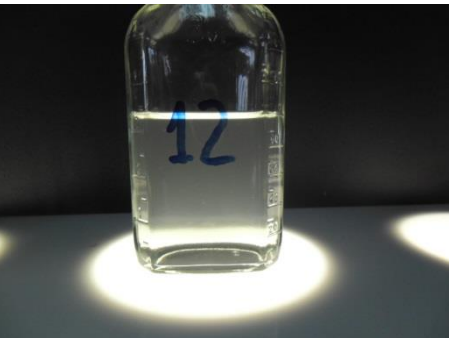
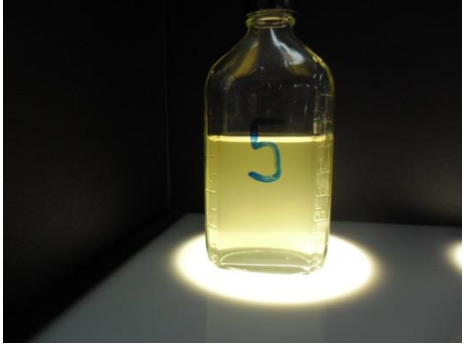


Tabla XII: Muestras de fluido base para pruebas de compatibilidad	
Agua de tanque de producción de Huachito (1)	
Agua de tanque sistema contra incendio Huachito (2)	
Mezcla de muestra 1 y muestra 2 (12)	

Tabla XII: Muestras de fluido base para pruebas de compatibilidad	
Agua de tanque de producción MDC (5)	
Agua de tanque de sistema contraincendio MDC (6)	
Mezcla de la muestra 5 y muestra 6 (56)	

Fuente: MI-SWACO SCHLUMBERGER

El agua de formación y el agua del sistema contraincendio fueron filtradas previamente con la finalidad de eliminar impurezas sólidas y que la cantidad de NTU sea menor a 30 ya que según la experiencia de la compañía contratada, un rango adecuado es de 10 a 30 NTU.

Se prepararon en probetas de pruebas, el fluido base sin químicos y con químicos por cada campo.

Para la prueba se mezcló con los crudos provenientes de cada formación de los campos, cada prueba tuvo una duración de 30 minutos a una temperatura de 150 F y se observó la presencia de cristales pegados al vidrio de las probetas.

Los resultados de las pruebas se detallan en la tabla XIII.

Tabla XIII: Resultados de pruebas de compatibilidad

(30) Mezcla de agua de sistema contraincendio PBH con pozo PRS08 (T) sin química. (31) Mezcla de agua de sistema contraincendio PBH con pozo PRS08 (T) con química. (40) Mezcla de agua de sistema contraincendio PBH con pozo PRS23 (HI) sin química. (41) Mezcla de agua de sistema contraincendio PBH con pozo PRS23 (HI) con química.



(300) Mezcla de agua de formación de Huachito con pozo PRS08 (T) sin química. (32) Mezcla de agua de formación de Huachito con pozo PRS08 (T) con química. (400) Mezcla de agua de formación de Huachito con pozo PRS23 (HI) sin química. (42) Mezcla de agua de formación de Huachito con pozo PRS23 (HI) con química.



Tabla XIII: Resultados de pruebas de compatibilidad

(7A) Mezcla de agua sistema contraincendio MDC con pozo MDC09 (T) sin química. (75) Mezcla de agua de sistema contraincendio MDC con pozo MDC09 (T) con química. (8A) Mezcla de agua de sistema contraincendio MDC con pozo MDC19 (U) sin química. (85) Mezcla de agua de sistema contraincendio MDC con pozo MDC19 (U) con química.



(7AA) Mezcla de agua de formación de MDC con pozo MDC09 (T) sin química.

(76) Mezcla de agua de formación de MDC con pozo MDC09 (T) con química.

(8AA) Mezcla de agua de formación de MDC con pozo MDC19 (U) sin química.

(86) Mezcla de agua de formación de MDC con pozo MDC19 (U) con química.



Fuente: MI SWACO SCHLUMBERGER

Como se puede observar en las pruebas, la mezcla de agua de formación del tanque MDC con el pozo MDC19 productor de la arena U, con adición de químicos no muestra formación de emulsiones, por lo que se puede concluir que es compatible, pero no así la mezcla de agua de formación con el pozo MDC09 productor de la arena T, con adición de químicos, la que presenta una anomalía como se muestra en la figura 3.2.

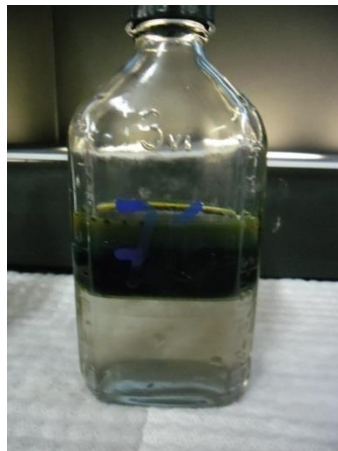


Figura 3.2: Mezcla agua de formación MDC con fluido de pozo MDC09

Fuente: MI-SWACO SCHLUMBERGER

Debido a que el análisis de compatibilidad de agua indicó una anomalía en el resultado, ya que el fluido de la arena U mostró compatibilidad con el agua de formación y el fluido de la arena T mostro incompatibilidad, la sugerencia en este caso es realizar un análisis completo del uso del agua de formación, para determinar si es posible su uso como fluido base para el control del pozo.

3.1.9.2 Selección de Filtros para unidad de control de pozos

El estudio se realizó basándose en resultados de análisis de núcleos que fueron tomados para el pozo MDC12 de las formaciones U y T. El tamaño en micrones del filtro depende de la cantidad de sólidos que queramos desalojar del fluido de control, y del rango de obturación de los poros de las formaciones. En SIPEC actualmente se usan filtros de 10 micrones, por lo que se busca establecer si este tamaño es correcto para filtrar el fluido que va a ingresar a la formación. El análisis de núcleos, determinó el tamaño del poro de las formaciones con lo cual conocemos el tamaño de las partículas que no deben pasar a la formación, ya que un tamaño inadecuado puede ocasionar obturación de los poros. La tabla 2.1 nos indica el rango crítico de obturación que debemos tener en cuenta para escoger el tamaño en micrones del filtro según la permeabilidad de las formaciones. La extracción de núcleos se

realizó para las formaciones de la arena U y T del campo MDC. Para la arena U se realizó el análisis de 5 núcleos a distintas profundidades, como se observa en el registro de la figura 3.3.

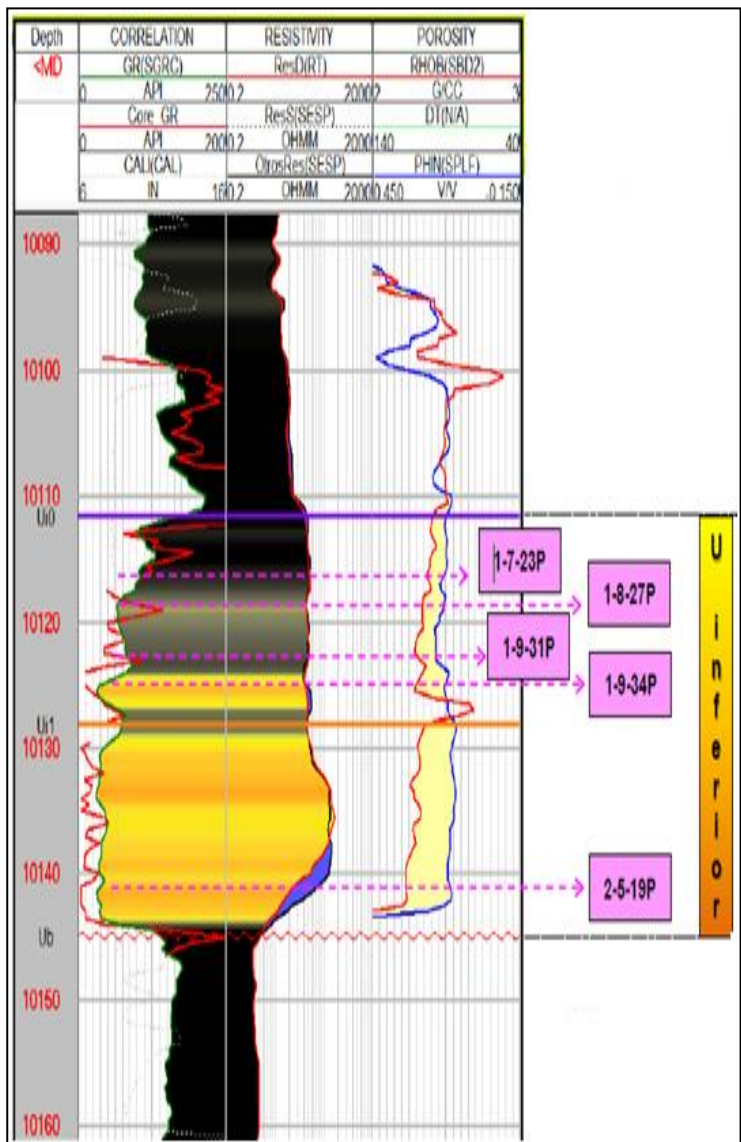


Figura 3.3: Profundidades de extracción de núcleos de la arena U del pozo MDC12

Fuente: Análisis de Núcleos del pozo MDC12

El análisis de los núcleos da como resultado varios parámetros, pero para realizar la elección del tamaño en micrones del filtro, nos interesa la permeabilidad, la cual mostramos en la tabla XIV.

Tabla XIV: Permeabilidad de núcleos extraídos de la arena U. MDC12		
Muestra	Profundidad	Permeabilidad (md)
1-7-23P	10137.83	507
1-8-27P	10111.26	906
1-9-31P	10114.61	1478
1-9-34P	10116.54	506
2-5-19P	10137.83	1939

Fuente: Análisis de Núcleos. Pozo MDC12

La permeabilidad promedio de la arena según las muestras es de 1067.2 md, con este valor calculamos el tamaño del poro, el cual es la raíz cuadrada de la permeabilidad:

$$\phi_{poro} = \sqrt{k}$$

$$\phi_{poro} = \sqrt{1067.2} = 32.8 \mu m$$

Con este valor nos ubicamos en la tabla VII, y observamos el rango de obturación de los poros.

PERMEABILIDAD	TAMAÑO DEL PORO	INTERVALO CRITICO DE OBTURACION		MIGRACION A FORMACION
		1/3	1/7	
Milidarcys	Micrones	Micrones	Micrones	
1	1	0,33	0,14	< 0,14
5	2,2	0,75	0,32	< 0,32
10	3,2	1,05	0,45	< 0,45
50	7,1	2,36	1,01	< 1,01
100	10,0	3,33	1,43	< 1,43
150	12,2	4,08	1,75	< 1,75
200	14,1	4,71	2,02	< 2,02
250	15,8	5,27	2,26	< 2,26
300	17,3	5,77	2,47	< 2,47
350	18,7	6,24	2,67	< 2,67
400	20,0	6,67	2,86	< 2,86
450	21,2	7,07	3,03	< 3,03
500	22,4	7,45	3,19	< 3,19
550	23,5	7,82	3,35	< 3,35
600	24,5	8,16	3,50	< 3,50
650	25,5	8,50	3,64	< 3,64
700	26,5	8,82	3,78	< 3,78
750	27,4	9,13	3,91	< 3,91
800	28,3	9,43	4,04	< 4,04
850	29,2	9,72	4,16	< 4,16
900	30,0	10,00	4,29	< 4,29
950	30,8	10,27	4,40	< 4,40
1000	31,6	10,54	4,52	< 4,52
1050	32,4	10,80	4,63	< 4,63
1100	33,2	11,06	4,74	< 4,74
1150	33,9	11,30	4,84	< 4,84
1200	34,6	11,55	4,95	< 4,95
1250	35,4	11,79	5,05	< 5,05
1300	36,1	12,02	5,15	< 5,15
1350	36,7	12,25	5,25	< 5,25
1400	37,4	12,47	5,35	< 5,35
1450	38,1	12,69	5,44	< 5,44
1500	38,7	12,91	5,53	< 5,53
2000	44,7	14,91	6,39	< 6,39

Como el valor de tamaño en micrones dio entre dos valores establecidos en la tabla, debemos extrapolar

para hallar los valores del intervalo de obturación del tamaño indicado.

Para el rango superior:

$$\frac{33.2 - 32.8}{33.2 - 32.4} = \frac{11.06 - x}{11.06 - 10.80}$$

$$x = 10.93 \mu m$$

Para el rango inferior:

$$\frac{33.2 - 32.8}{33.2 - 32.4} = \frac{4.74 - x}{4.74 - 4.63}$$

$$x = 4.69 \mu m$$

Entonces nuestro rango de obturación estaría entre 4.69 y 10.93 micrones, lo que nos indica que partículas dentro del rango van a obturar los canales del poro, y partículas mayores a 10.93 pueden taponar la cara de la formación.

Se realizó el mismo análisis para la arena T.

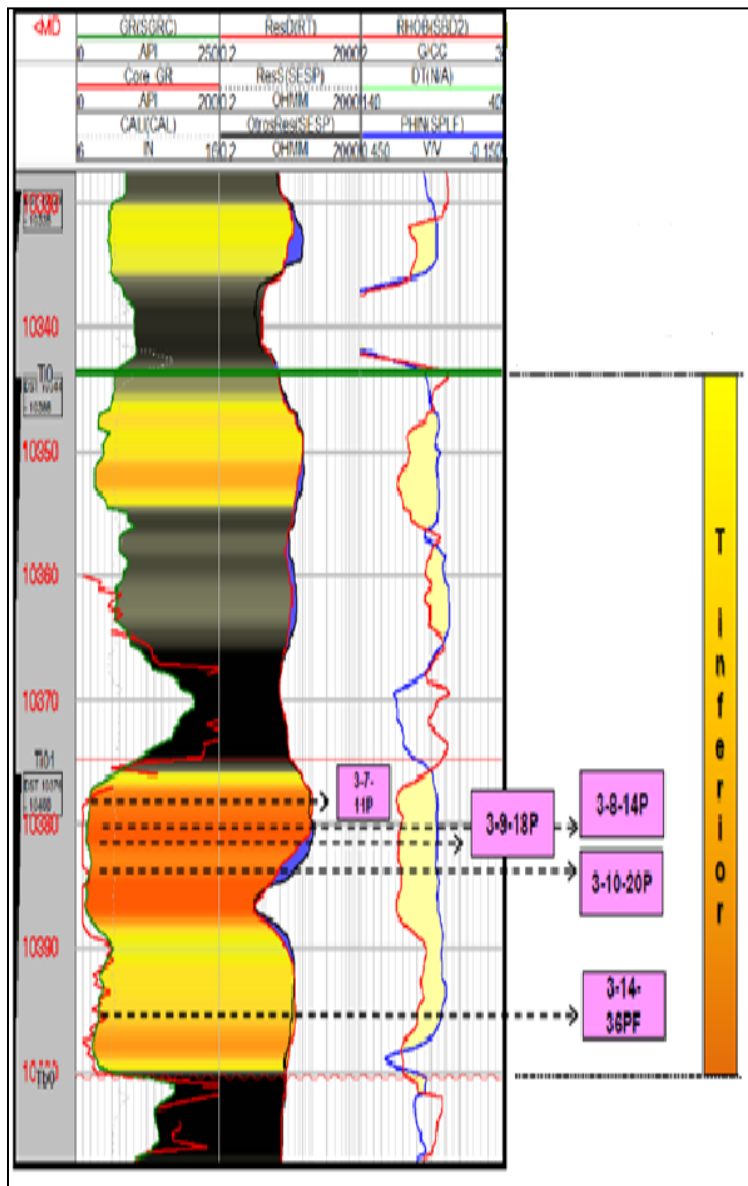


Figura 3.4: Profundidades de extracción de núcleos de la arena T del pozo MDC12

Fuente: Análisis de Núcleos del pozo MDC12

La permeabilidad de los núcleos extraídos de la arena T se muestra en la tabla XV.

Tabla XV: Permeabilidad de núcleos extraídos de la arena T. MDC12		
Muestra	Profundidad	Permeabilidad (md)
3-7-11P	10372.59	625
3-8-14P	10375.80	1175
3-9-18P	10377.41	1552
3-10-20P	10379.34	995
3-14-36PF	10391.58	472

Fuente: Análisis de Núcleos. Pozo MDC12

La permeabilidad promedio de la arena T según las muestras es de 963.8 md, calculamos el tamaño del poro con la ecuación:

$$\phi_{poro} = \sqrt{k}$$

$$\phi_{poro} = \sqrt{963.8} = 31.05 \mu m$$

Con este valor nos ubicamos en la tabla VII del capítulo 1, y observamos el rango de tamaño de partículas para la obturación de los poros.

PERMEABILIDAD	TAMAÑO DEL PORO	INTERVALO CRÍTICO DE OBTURACION		MIGRACION A FORMACION
		1/3	1/7	
Milidarcys	Micrones	Micrones	Micrones	
1	1	0,33	0,14	< 0,14
5	2,2	0,75	0,32	< 0,32
10	3,2	1,05	0,45	< 0,45
50	7,1	2,36	1,01	< 1,01
100	10,0	3,33	1,43	< 1,43
150	12,2	4,08	1,75	< 1,75
200	14,1	4,71	2,02	< 2,02
250	15,8	5,27	2,26	< 2,26
300	17,3	5,77	2,47	< 2,47
350	18,7	6,24	2,67	< 2,67
400	20,0	6,67	2,86	< 2,86
450	21,2	7,07	3,03	< 3,03
500	22,4	7,45	3,19	< 3,19
550	23,5	7,82	3,35	< 3,35
600	24,5	8,16	3,50	< 3,50
650	25,5	8,50	3,64	< 3,64
700	26,5	8,82	3,78	< 3,78
750	27,4	9,13	3,91	< 3,91
800	28,3	9,43	4,04	< 4,04
850	29,2	9,72	4,16	< 4,16
900	30,0	10,00	4,29	< 4,29
950	30,8	10,27	4,40	< 4,40
1000	31,6	10,54	4,52	< 4,52
1050	32,4	10,80	4,63	< 4,63
1100	33,2	11,06	4,74	< 4,74
1150	33,9	11,30	4,84	< 4,84
1200	34,6	11,55	4,95	< 4,95
1250	35,4	11,79	5,05	< 5,05
1300	36,1	12,02	5,15	< 5,15
1350	36,7	12,25	5,25	< 5,25
1400	37,4	12,47	5,35	< 5,35
1450	38,1	12,69	5,44	< 5,44
1500	38,7	12,91	5,53	< 5,53
2000	44,7	14,91	6,39	< 6,39

Como en este caso también nos da un valor entre dos valores establecidos en la tabla se extrapola:

Para el rango superior:

$$\frac{31.6 - 31.05}{31.6 - 30.8} = \frac{10.54 - x}{10.54 - 10.27}$$

$$x = 10.35 \mu m$$

Para el rango inferior:

$$\frac{31.6 - 31.05}{31.6 - 30.8} = \frac{4.52 - x}{4.52 - 4.40}$$

$$x = 4.44 \mu m$$

El rango de obturación nos da valores entre 4.44 y 10.35 micrones, indicando que las partículas dentro del rango van a obturar dentro de los canales del poro, y partículas mayores a 10.35 pueden taponar la cara de la formación.

Se detectó entonces que las arenas U y T tienen un rango de obturación entre 4,69 - 10,93 y 4,44 - 10,35 respectivamente, lo que indica que el tamaño en micrones de los filtros que se deberían usar para evitar que los sólidos ingresen a la formación y taponen los canales de los poros es menor a los valores mínimos en el rango de obturación para cada

arena. Por lo que el filtro de 10 micrones usado actualmente no es suficiente para retener los sólidos que taponarían los canales de los poros. Se recomienda el uso de filtros de 5 micrones para que los sólidos de diámetro mayores a 5 micrones sean retenidos, asegurando que las formaciones estarán mayormente protegidas del paso de partículas a su interior.

3.1.9.3 Química para fluido de control de pozos

La adición de químicos al fluido base se lo realiza con el objetivo de preparar un fluido compatible con la formación y el fluido de la formación, evitando que se formen enlaces que puedan perjudicar la formación. En la búsqueda de un fluido de control que cumpla con los requisitos de compatibilidad con las formaciones de los campos de SIPEC, se consultó con 3 compañías de servicios: MI-SWACO SCHLUMBERGER, SAN ANTONIO y BAKER

HUGHES. Basados en la experiencia y estudios que han realizado las anteriores compañías en otros campos, se puede emitir los siguientes criterios o comentarios:

- **KCl**

El uso de KCl (cloruro de potasio) en el fluido de control, fue propuesto por las 3 compañías de servicios. El KCl está compuesto de potasio y cloro, es el mejor inhibidor de arcillas, ya que el ion potasio es pequeño y tienen carga positiva elevada, teniendo buena atracción con iones con cargas negativas presentes en las formaciones. Debido a su tamaño reducido el ion potasio encaja entre las láminas de sílice y neutraliza la diferencia de carga en la capa evitando la entrada de agua en la estructura, de esta manera se evita la hidratación y expansión de las arcillas. El fluido de control debe tener una salinidad similar a la de la formación, un cambio en la salinidad

puede afectar la permeabilidad de la arena provocando disminución de producción, el KCl brinda al fluido base agua dulce una mayor salinidad, haciéndolo más compatible con el fluido de formación.

- **Nivel de pH**

Realizar un análisis del grado de acidez de la solución, su pH, con químicos usados. El pH es una medida de concentraciones de iones Hidrógeno (H^+), un pH menor a 7 indica un exceso de iones hidrógeno, por lo tanto una solución ácida, los iones se comportan como cationes ayudando al control de la arcilla, en cambio un pH mayor a 7 indica una solución básica debido a un exceso de iones hidroxilo (OH^-), el ion hidroxilo tiene influencia negativa en la hidratación de arcilla, provocando problemas de migración de finos. Por lo que se debe cuidar la alteración del pH en la preparación del fluido de

control y se debe tener en cuenta que mientras más alto sea el pH tiene un potencial de ensuciamiento mayor, y entre más bajo, el potencial de corrosión incrementa por lo que se debe tratar que no se altere el pH del fluido dentro del pozo.

- **Solvente Mutuo**

Un solvente mutuo es un líquido disolvente polar que es miscible en agua y en compuestos orgánicos, es utilizado como disolvente en reacciones químicas y en compuestos donde se requiera de fase homogénea en compuestos total o parcialmente inmiscibles.

Su función es mejorar las propiedades de solubilidad entre los aditivos, permite que el petróleo resbale sobre la formación, limpiando el pozo del crudo, además no cambia la humectabilidad. La limpieza de la tubería y del equipo de fondo se puede realizar por

medio de un solvente mutual, las 3 compañías coincidieron en el uso de este químico.

Otra recomendación muy importante para el manejo del fluido de control es verificar que las líneas y tanques se encuentren limpios antes de realizar la operación de control del pozo.

3.1.10 Manejo de tubería

Para este estudio trataremos el manejo de tubería desde la etapa en que ingresa al pozo hasta que es llevada a inspección después de salir del pozo por reacondicionamiento.

La entrada de tubería al pozo involucra varios aspectos, como transporte, preparación del equipo, izado y enrosque de tubería:

Durante las tareas de llevar la tubería del camión a los bancos se requiere del uso de protectores de roscas, puestos y ajustados. Se debe evitar golpear la tubería entre sí o con cualquier otro objeto que pueda dañar o deformar la tubería.

En la preparación del equipo, se inspeccionan y verifican los elementos que se van a usar en la bajada al pozo. Se verifica la cantidad de tubería, su peso, las conexiones y la compatibilidad entre sí y con otros accesorios. En los elevadores, se inspeccionan los insertos, mordazas, bisagras, etc. Se debe comprobar el estado del equipo para monitorear el torque, y el equipo mecánico como: llave hidráulica, contra-llave, dinamómetro, collares de seguridad, guías de emboque, tapones de maniobra, tapones de elevación.

El izado de la tubería se lo realiza con los elevadores, se debe tener en cuenta la alineación de la tubería con respecto a la boca del pozo, se eleva la tubería y se inspecciona la caja en busca de cualquier daño o material extraño antes de aplicar la grasa, la grasa API debe ser correctamente aplicada con un cepillo o brocha, de manera que se distribuya uniforme sobre la rosca de la tubería. Una vez que el tubo se encuentre alineado verticalmente, se lo baja lentamente; nos aseguramos que los tubos se encuentren alineados usando una guía de alineado, y se procede a enroscar los tubos.

El enrosque de la tubería es uno de los detalles más importante en el manejo de tubería en los reacondicionamientos, ya que un mal apriete entre tuberías provoca daños en pines y cajas de las tuberías. Durante el enrosque se debe lograr un apriete óptimo, aplicando el torque adecuado para el tipo de tubería que se está bajando al pozo, se coloca la llave unos 7 a 10 cm por encima del pin, además se debe controlar que el tubo no oscile, si llega a ocurrir una inclinación se debe levantar, limpiar y corregir, y si es el caso retirar.

Para realizar el “torqueado” a la tubería, acción de dar torque aplicando un par de fuerzas, es necesario el uso de herramientas como llaves de contra fuerza e hidráulicas con insertos curvos para no dejar marcada la tubería, estas herramientas son proporcionadas por la compañía dueña del taladro de workover. El eje de la llave hidráulica debe estar a 90° con respecto al cable y el cable debe estar en un plano horizontal, se debe operar a menos de 25 revoluciones por minuto durante el enrosque, y a menos de 10 rpm para la última vuelta. Al llegar al torque óptimo la cara de la junta o cupla debe coincidir con el punto donde termina la rosca. El

torque se puede monitorear por medio de equipos, que permiten obtener una lectura de torque. Un medidor de torque se encuentra montado en la llave de fuerza, este debe calibrarse cada 3 meses y debe estar certificado. El medidor debe coincidir con el indicador del dispositivo de monitoreo de torque que mide el tiempo que se demora en dar una cantidad de vueltas, ya que las conexiones tienen un número de vueltas en la que se ajustan. En el caso de tuberías N-80 empleadas en la mayoría de los pozos, el torque recomendable es de 3220 lb/pies, el torque máximo es de 3540 lb/pies, lo que indica que un mayor torque pueden dañar los hilos de los pines, y su torque mínimo que es de 2930 lb/pies indica que si se aplica un torque menor, las juntas pueden no ajustarse y dentro del pozo se pueden soltar o puede haber fugas al momento en que se esté circulando fluido a través de la tubería.

La salida de tubería del pozo se da por un reacondicionamiento, esta etapa considera el izaje, desenrosque, manipuleo, transporte e inspección de la tubería. Después de izar el primer tubo, se coloca las cuñas en el segundo tubo para fijar la tubería y que no caiga dentro del

pozo, la llave hidráulica se coloca en la junta o cupla y se sujeta el tubo, nos aseguramos que la tubería este alineada verticalmente con la guía de alineado, aplicamos el torque de desenrosque a una velocidad inferior a 10 rpm, tratando de no variar la velocidad, evitar golpear las conexiones de las tuberías, esto puede provocar daños en el recalque o en las conexiones, si estas se encuentran sobretorqueadas se debe hacer uso de llaves de tubos a modo de palanca. Se retiran las llaves de fuerza e hidráulica después de que se ha desenroscado el pin dando varias vueltas, se usa una correa para desenroscar manualmente los demás hilos de las conexiones. Ya que se han desacoplado, se levanta lentamente el pin de la caja, se aplica grasa en pin y caja y se coloca un protector plástico-metálico de pin bien ajustado. Para bajar los tubos de la mesa hacia los bancales se debe usar un gancho, y evitar golpear el tubo con la rampa al bajar. Se debe realizar un control constante para asegurar que no haya gran cantidad de marcas en los tubos por las llaves, visualmente se verifican sus conexiones, cuerpo, y se mide su longitud. Al transportar los tubulares desde locación al lugar de inspección,

se cuida que todos los protectores estén ajustados y se alinean los tubos en el camión. La inspección es realizada tubo a tubo por la compañía contratada, el chequeo de la tubería es un procedimiento en el que se incluyen varios sistemas de inspección, tales como calibración interna con drift, chequeo de roscas, inspección de extremos, cepillado y lavado a presión, pruebas electromagnéticas, de ultrasonido y de presión. De esta inspección podemos saber la cantidad de tubos en buenas condiciones, los que necesitan ser llevados a reparación, y los que son considerados como chatarra. Después de la inspección la tubería se clasifica por colores y clase que indican su estado, una tubería clase 2 que es una tubería reparada y que sirve para bajar al pozo tiene una marca de pintura amarilla, una tubería clase 3 no se baja al pozo, pero sirve en instalaciones de superficie tiene una marca de pintura azul, una tubería que se ha considerado chatarra se marca con pintura roja. De la inspección realizada a tuberías retiradas por reacondicionamientos a pozos de SIPEC en los años 2012 y 2013 pudimos obtener las siguientes estadísticas:

De los reportes de inspección de tuberías del campo MDC y PBH en el año 2012, se obtuvieron los siguientes resultados establecidos por diámetro de tubería.

Tabla XVI: Resultados de Inspección de tuberías. Año 2012.					
UNIDADES					
	TUBING			PUP JOINT	
	3 1/2"	2 7/8"	2 3/8"	3 1/2"	2 7/8"
Buen Estado	270	169	3	3	3
Reparación Pin	35	5	0	0	0
Reparación Caja	1077	81	1	0	0
Reparación Pin y Caja	375	4	2	0	0
Total a Reparar	1487	90	3	0	0
Chatarra	342	75	1	1	2
Bajados de clase	2	0	0	0	0
TOTAL	2101	334	7	4	5

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

Elaborado por: Autora

Las estadísticas clasificadas de acuerdo al diámetro de tubería para el año 2012 son:

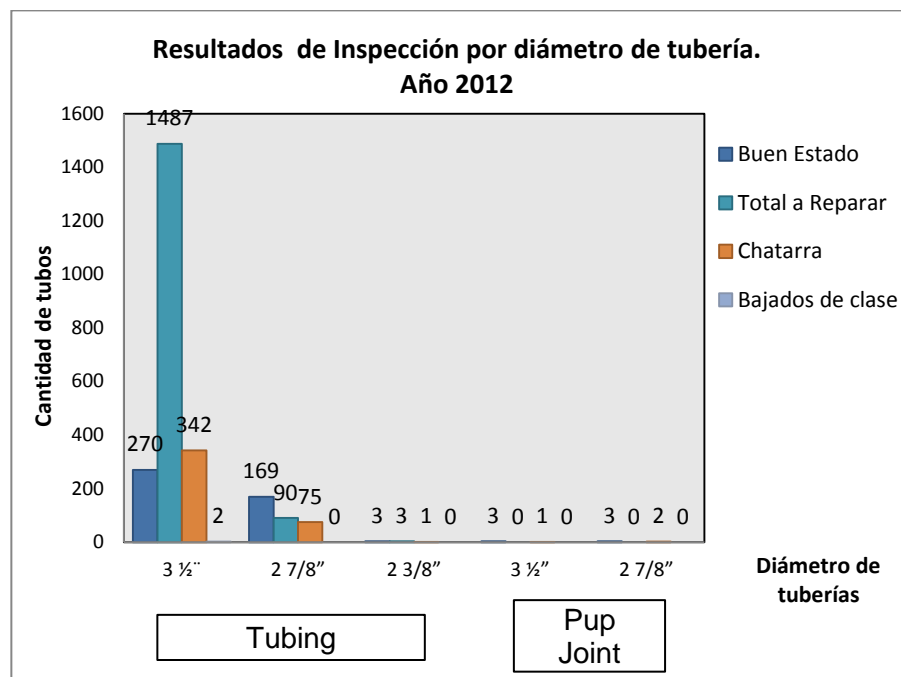


Gráfico 3.5: Gráfico Estadístico de Inspección de tuberías por diámetros en el año 2012

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

En total se han inspeccionados 2451 tubulares, incluyendo tubería de 3 1/2", 2 7/8 y 2 3/8" y tubos cortos de 3 1/2" y 2 7/8", pertenecientes a pozos del campo MDC y PBH en el que se realizaron reacondicionamientos en el año 2012. Del total de tubería inspeccionada en el 2012 podemos destacar que:

El 18% de tubos han salido en buenas condiciones. El 85% ha sido llevado a reparar y de esta cantidad, el 3% se detectó daño

en el pin, 73% daño en caja, 24% daño en pin y caja. Un 17% han sido considerados chatarra y un 0% han sido bajados de clase. Como podemos observar en el gráfico 3.5.

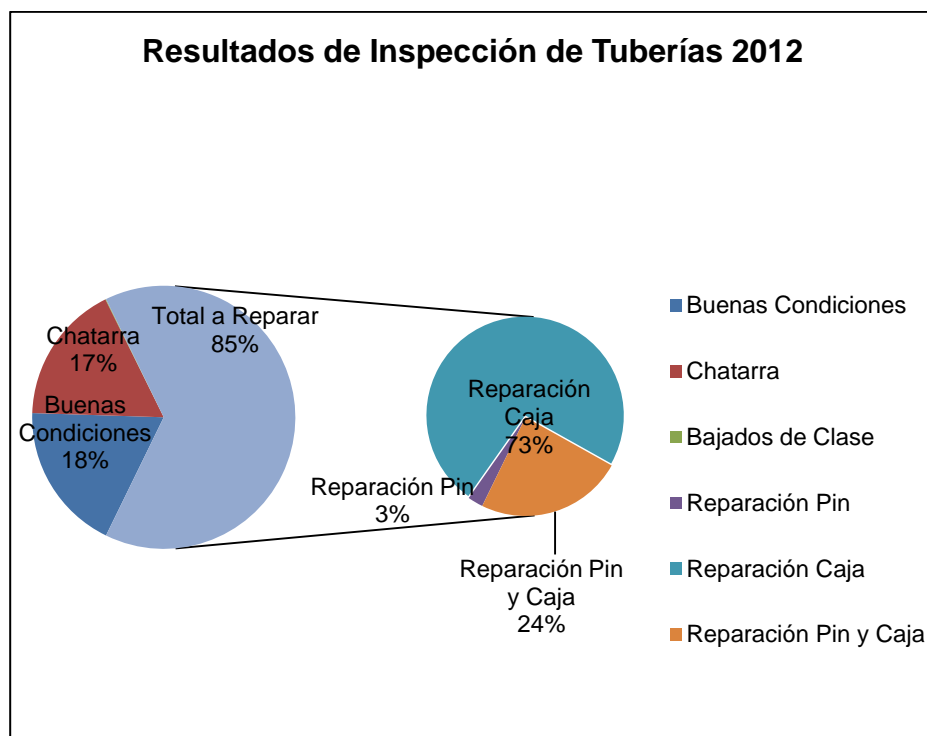


Gráfico 3.6: Gráfico Estadístico de Inspección de tuberías del año 2012

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

De los reportes de inspección de tuberías del campo MDC y PBH en el año 2013, se obtuvieron los siguientes resultados establecidos por diámetro de tubería.

Tabla XVII: Resultados de Inspección de tuberías en el año 2013									
UNIDADES									
	TUBING				PUP JOINT				
	4"	3 1/2"	2 7/8"	2 3/8"	5 1/2"	4 1/2"	4 "	3 1/2"	2 7/8"
Buen Estado	486	658	309	264	8	2	6	0	1
Reparación Pin	77	170	12	0	3	1	0	0	0
Reparación Caja	5	1417	34	0	0	1	0	0	0
Reparación Pin y Caja	1	410	9	0	0	1	0	0	0
Total a Reparar	83	1997	55	0	3	3	0	0	0
Chatarra	0	475	31	0	0	0	0	5	1
Bajados de clase	0	3	0	0	0	0	0	1	0
TOTAL	569	3133	395	264	11	5	6	6	2

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

Elaborado por: Autora

Las estadísticas clasificadas de acuerdo al diámetro de tubería para el año 2013 son:

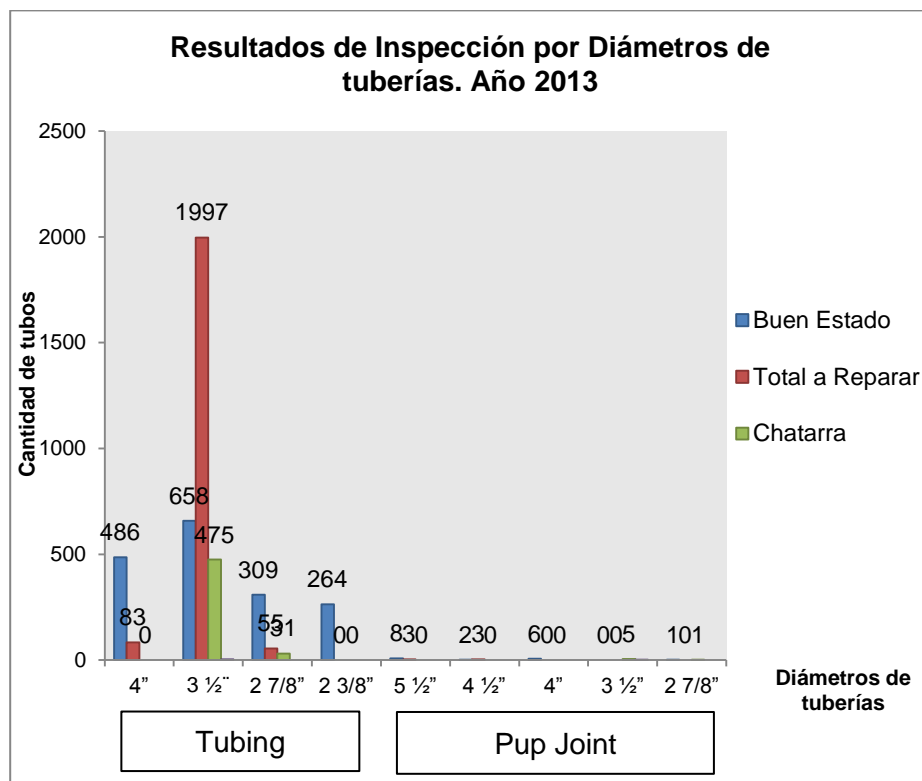


Gráfico 3.7: Gráfico Estadístico de Inspección de tuberías por diámetros en el año 2013

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

En total se han inspeccionados 4391 tubulares, incluyendo tubería de 4", 3 1/2", 2 7/8 y 2 3/8" y tubos cortos de 5 1/2", 4 1/2", 4" y 3 1/2", pertenecientes a pozos del campo MDC y PBH en el que se realizaron reacondicionamientos en el año 2013. Se puede destacar que:

Un 39% de tubos han salido en buenas condiciones. Un 49% de tubos han sido llevados a reparar, y de estos un 12% se ha encontrado que tiene daño en el pin, el 68% daño en caja y un 20% daño en pin y caja. El 12% se ha considerado chatarra y un 0% han sido bajados de clase, como podemos observar en el gráfico estadístico 3.7.

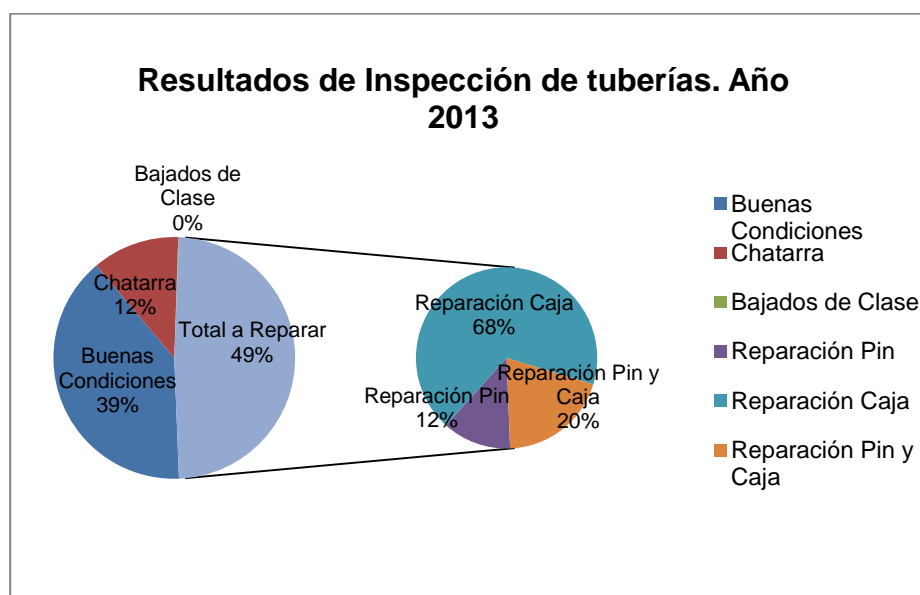


Gráfico 3.8: Gráfico Estadístico de Inspección de tuberías. Año 2013

Fuente: Reportes de Inspección de tuberías ENAP SIPEC

Las estadísticas muestran que un gran porcentaje de tubos son llevados a reparar, en el año 2012 con un porcentaje de 85% y en el 2013 con un porcentaje de 49%.

Realmente no existe un criterio de aceptación de rangos que nos indique después de una operación cuantas conexiones deben salir operativas, cuantas para reparación y cuantas para chatarra. Se puede pensar en aproximaciones dependiendo del tipo de operación y los sistemas que se utilizan para “torquear” la tubería, es decir estos rangos son basados en la experiencia. Bajo condiciones normales un porcentaje de tubería para reparar debería de estar por debajo de un 30%. La tubería que es llevada a reparación en SIPEC está sobre este rango, siendo en las cajas la mayor cantidad de fallas observadas en los tubos. El porcentaje de tubos considerados chatarra también ha sido alto, en el año 2012 un 17% y en el año 2013 un 14%, estableciéndose que no debería haber tubería para chatarra.

Se debe determinar la causa raíz del problema de exceso en la cantidad llevada a reparación y chatarra para buscar soluciones. Se revisó los reportes de inspección de tuberías con el objetivo de buscar detalles de los daños en las tuberías que han sido

llevadas a reparar por caja o por pin. Las causas que podrían originar estos daños en las conexiones son muchas, entre las que mencionamos:

Tubo sumido o colapsado, es aquel tubo que ha sufrido alguna deformación permanente en su diámetro interior y exterior. Las causas pueden ser por exceso de Torque, por aplastamiento, pandeo o exceso de los límites de tensión permitidos, por manejo de llave. Para saber si un tubo está sumido o no durante el proceso de inspección se procede a meter un calibrador o conejo por el diámetro interno de la tubería; si pasa quiere decir que la tubería está en buenas condiciones, si el conejo (drift) no pasa se procede a apartar el tubo por estar sumido.

Acortamiento del Volcado (upset). Por lo general la tubería está conformada por tres partes, el cuerpo del tubo, el extremo volcado (upset joint) pin y el extremo volcado (upset joint) caja; estos volcados o engrosamientos (upset) del material tubular pueden ser de conexión API o conexión Premium y es en estos donde las llaves agarran el tubo para proceder a darle el Torque óptimo el que está dado por la resistencia mecánica de la conexión. Cuando se daña la conexión, por exceso de Torque,

o por montajes de roscas como resultado de una mala alineación estas son reparadas en los talleres de reparación autorizados, después de varias reparaciones si el “upset joint” llega a una longitud mínima ya no se puede reparar más porque su upset quedo demasiado corto para fabricar otra conexión y el tubo es declarado chatarra y ya no se debería utilizar.

Rosca mellada o rosca filuda. Se pueden presentar daños en las conexiones presentando arrancadura y/o desgaste en los hilos, esto se da principalmente durante el manipuleo en la mesa del taladro, ya sea por mala alineación, exceso de Torque, sobre tensiones que hacen que las roscas sufran daño durante las operaciones en el taladro.

Rosca corroída. Por lo general se da cuando una conexión es almacenada sin las debidas precauciones como no aplicación de grasa o sin sus respectivos protectores tanto en pin y caja. Una forma de evitar esto es realizando a las conexiones el procedimiento de fosfatizado ya sea de manganeso o de zinc el cual se realiza a las conexiones nuevas o que hayan sido reparadas.

Según los reportes de inspección revisados en la mayoría de tuberías llevadas a reparar se han encontrado upset corto por lo que se determinó que la causa raíz de este problema es el exceso de torque.

Reducir porcentajes de tubería llevada a reparación y tubería chatarra es el principal objetivo, esto se puede lograr con el manejo de prácticas seguras de la tubería. Algunas recomendaciones dadas por los fabricantes y la experiencia de campo son las siguientes:

Antes de que la tubería sea bajada al pozo, se debe verificar que las conexiones estén limpias, sin ninguna anomalía antes de aplicar la grasa, la presencia de restos en las conexiones pueden ocasionar daños en los hilos de las conexiones. La grasa debe ser uniformemente aplicada en las conexiones, se debe disponer en el taladro de una brocha o cepillo que distribuya la grasa por las conexiones, además se debe verificar que la grasa tenga un factor de fricción de 1, que generalmente es la grasa API. Otros valores de fricción de la grasa varían la tensión que soporta la tubería.

El sello de las roscas se establece con el apriete entre los hilos de las conexiones de dos tuberías, este apriete o ajuste se da con un cierto torque, este debe ser el adecuado. Cada clase de tubería tiene sus valores de torque, en el caso de la compañía SIPEC, las tuberías usadas son del tipo N80, el torque recomendable es de 3220 lb/pies, el torque máximo es de 3540 lb/pies, y su torque mínimo es de 2930 lb/pies. Por temas lógicos se usaría el valor óptimo para torqurear la tubería, pero por experiencia se usa un valor cercano al mínimo ya que luego por el uso de la tubería más las condiciones de pozo ésta al momento de sacarla sale sobre torqureada.

Las características de las herramientas y su manejo de manera inadecuada aumenta el porcentaje de daño, por ejemplo si se baja una completación simple, utilizando tubería de producción tubing 3 ½", L80, 9.3#, EUE pin x box, el número de conexiones dañadas es mucho mayor si se utiliza una llave de ajuste sin back up, llave lagarto o contra llave y simplemente torquímetro para registrar el torque. La probabilidad de que las conexiones salgan dañadas por causas de sobre torque y colapso de tubería es de más del 60% basado en experiencia de campo.

Este número podría bajar si se utiliza una llave Hidráulica con back up incorporado lo que ayuda al auto centrado del tubo, y además sistemas de registro de torque como por ejemplo el sistema computarizado que lo que hacen es activar una válvula de corte que cierra el paso hidráulico del fluido cuando la conexión llega al torque óptimo con lo cual no permite que haya una elevación del torque.

Además de esto es primordial que antes de realizar cualquier operación se realice el proceso de alineamiento de la torre con respecto al hueco de la mesa rotaria, la correcta alineación de la torre con respecto al hoyo del pozo es muy importante, la tubería suspendida con el malacate debe estar alineada verticalmente con la tubería dentro del pozo, por lo que sí existe una mala alineación de la torre desencadena en mala alineación vertical de las juntas. Una inclinación de la tubería al momento de acoplar el pin con la caja puede provocar daños en las cajas, pines y en los filos de las conexiones al aplicar el torque. Utilizando estas prácticas la cantidad de conexiones a reparar está por debajo de un 30%.

Los fabricantes recomiendan a más de utilizar llaves hidráulicas con Back up, sistemas de control de torque, el uso de Single joint para elevar las juntas desde la planchada a la mesa rotaria, además el uso de los stabbing gages para evitar golpes en la conexión cuando se va a torquear en la boca de pozo.

Los trabajos realizados con la sarta dentro el pozo involucra continuos esfuerzos de la tubería. La velocidad de bajada y extracción de tubería dentro del pozo depende inmediatamente de la geometría del pozo; conociendo la estructura del pozo, se sabe los puntos en los que se debe variar la velocidad de bajada.

Si un pozo presenta condiciones de corrosión, la tubería puede sufrir las consecuencias, lo que puede provocar pérdidas de producción. Si se conoce que los pozos son altamente corrosivos, se debe establecer el correcto tratamiento, si esto no es suficiente, se debería pensar en una alternativa de tubería que resista al ambiente del pozo.

Otra de las causas son los tubos sumidos y las roscas melladas o filudas, esto como se mencionó anteriormente es debido a la

manipulación con herramientas por parte de los obreros, esta situación se produce generalmente cuando las tuberías están sobre torquedadas, por lo que se golpea la unión de las tuberías para aflojar el apriete. Se debe evitar golpear la tubería con herramientas, ya que estas deforman y dañan los tubulares.

Además se observó en el reacondicionamiento que los tubulares al momento de ser bajados por la rampa a la planchada, bajaban desde la mesa sin protectores en la uniones, y en ocasiones se golpeaba la tubería en la rampa, e incluso las uniones, por lo que se recomienda la colocación de protectores de los pines desde la mesa.

3.2 Análisis en Oficinas de Operaciones de Reacondicionamiento

Con el propósito de identificar otras oportunidades de optimización o mejora en las operaciones de reacondicionamiento de SIPEC, se procederá a revisar la historia de reacondicionamiento de los bloques MDC y PBHI. El análisis del historial podrá ayudar a identificar pozos críticos, problemas frecuentes, análisis de procesos, completaciones comunes, etc. A partir del análisis del historial de workover se intentará

ubicar un pozo crítico, un problema frecuente y la forma cómo se maneja el proceso de solución del problema, es decir la planificación de un reacondicionamiento.

Adicional a la revisión del historial, se revisará las completaciones existentes de los pozos con el objetivo de ubicar las principales herramientas de fondo y analizar su necesidad y uso con sus ventajas y desventajas.

3.2.1 Historial de Workover

La recopilación de información realizada en oficinas, nos permitió individualizar los pozos con mayor número de reacondicionamientos y con problemas frecuentes, para realizar esto se estudió los problemas presentados en todos los pozos de los bloques, la cual se presenta de manera resumida en las tablas 3.11 y 3.12.

TABLA XVIII: Análisis de Reacondicionamientos en el campo MDC													
POZO	TIPO	#W O	FALLAS EN EQUIPO DE FONDO						PROBLEMAS EN RESERVORIO				
			BHA DE FONDO	FALLA TUBER ÍA	TAPO NAMI ENTO	EQUIPO BES		DEFICIEN CIA DE SISTEMA	TAPO NAMIE NTO	DAÑO FORMA CIÓN	ALTO BSW	BAJA PRODUC CIÓN ARENA	INTRUSIÓN DE AGUA
						DAÑO MECÁNI CO	DAÑO ELÉCTRI CO						
MDC01	PRODUCTOR	4	1					2			1		
MDC02	INYECTOR	10					5	2				3	
MDC03	PRODUCTOR	6				1	4					1	
MDC04	CERRADO	4					3	1					
MDC04st	PRODUCTOR	1										1	
MDC05	CERRADO	1									1		
MDC05st	PRODUCTOR	6	1				2	1				2	
MDC06	PRODUCTOR	1						1					
MDC07	INYECTOR	9				1	1	2		1		3	1
MDC08	CERRADO	5	1			1	1	2					
MDC08st	PRODUCTOR	2						2					
MDC09	PRODUCTOR	5				1	2	1				1	
MDC10	PRODUCTOR	8	1	1		1	1	3				1	
MDC11st	PRODUCTOR	0											
MDC12	INYECTOR	2						1				1	

POZO	TIPO	#W O	FALLAS EN EQUIPO DE FONDO					PROBLEMAS EN RESERVORIO					
			BHA DE FONDO	FALLA TUBERÍA	TAPO NAMI ENTO	EQUIPO BES		DEFICIEN CIA DE SISTEMA	TAPO NAMIE NTO	DAÑO FORMA CIÓN	ALTO BSW	BAJA PRODUC CIÓN ARENA	INTRUSIÓN DE AGUA
MDC13	PRODUCTOR	2			1							1	
MDC14	PRODUCTOR	11		2	2	2	2	1				2	
MDC15	PRODUCTOR	2				1						1	
MDC16	PROD. AGUA	3						1		1		1	
MDC17	PRODUCTOR	8		1			1	2	1	1		2	
MDC18	PRODUCTOR	4					1	1		1		1	
MDC19	PRODUCTOR	1	1										
MDC20	PRODUCTOR	2					1	1					
MDC21	PRODUCTOR	0											
MDC22	PRODUCTOR	0											
MDC23	INYECTOR	1											1
MDC24	PRODUCTOR	0											

Fuente: Empresa ENAP SIPEC

Elaborado por: Autora

TABLA XIX: Análisis de Reacondicionamientos en el bloque PBHI													
POZO	TIPO	#WO	FALLAS EN EQUIPO DE FONDO						PROBLEMAS EN RESERVORIO				
			BHA DE FONDO	FALLA TUBERÍA	TAPO NAMIENTO	EQUIPO BES		DEFICIENCIA DE SISTEMA	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN	DAÑO FORMACIÓN	ALTO BSW	BAJA PRODUCCIÓN ARENA	INTRUSIÓN DE AGUA
						DAÑO MECÁNICO	DAÑO ELÉCTRICO						
PRS01	PRODUCTOR	5		2				1			1	1	
PRS02	PRODUCTOR	5		3				2			1		
PRS03	PRODUCTOR	7	2					2	1		1		1
PRS05	CERRADO	8	1					3		1	2		1
PRS06	PRODUCTOR	3	1					1		1			
PRS07	CERRADO	5			1			3	1				
PRS07st	PRODUCTOR	2			2								
PRS08	PRODUCTOR	6	3					1	1			1	
PRS09	REINYECTOR	4	1					2	1				
PRS10	CERRADO	4	2						2				
PRS11	PRODUCTOR	4					2	1			1		
PRS12	PRODUCTOR	8				3	2	1	1		1		
PRS13	REINYECTOR	2	1					1					
PRS17	CERRADO	2							2				
PRS18	PRODUCTOR	4					1	1	1			1	
PRS19	PRODUCTOR	3				1	1	1					
PRS20	CERRADO	5							1		1	3	
PRS21	CERRADO	3						1			2		

POZO	TIPO	#WO	FALLAS EN EQUIPO DE FONDO						PROBLEMAS EN RESERVORIO				
			BHA DE FONDO	FALLA TUBERÍA	TAPO NAMIENTO	EQUIPO BES		DEFICIENCIA DE SISTEMA	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN	DAÑO FORMACIÓN	ALTO BSW	BAJA PRODUCCIÓN ARENA	INTRUSIÓN DE AGUA
						DAÑO MECÁNICO	DAÑO ELÉCTRICO						
PRS22	CERRADO	2							1	1		1	
PRS23	PRODUCTOR	3					1	1				1	
HUA01	PRODUCTOR	7				1	2	1			1	2	
HUA02	PRODUCTOR	4		1			2	1					
HUA03	PRODUCTOR	5						2	3				
BIG01	PRODUCTOR	6	1						2	1		2	
BIG02	PRODUCTOR	1								1			

Fuente: Empresa ENAP SIPEC

Elaborado por: Autora

De la información obtenida y tabulada se pudo determinar de acuerdo a nuestro criterio de selección al pozo MDC14 como un pozo problema debido a que presenta un alto número de reacondicionamientos e intervalos cortos de tiempo de producción debido a estas intervenciones y un problema recurrente.

3.2.1.1 Pozo crítico y causa

El análisis de la causa del alto número de reacondicionamientos debido a un problema frecuente se analizará más adelante en el capítulo 4, ya que el análisis de todos los aspectos que intervienen en el problema del pozo forma parte de la planificación de un reacondicionamiento.

3.2.1.2 Planificación de reacondicionamiento

El proceso de planificación de reacondicionamiento del pozo MDC14 será desarrollado en el siguiente capítulo, dentro de esta planificación se plantea el uso de

propuestas, programas y presupuesto de reacondicionamiento como una optimización del proceso de planificación para dejar una constancia de este. Cabe recalcar que la implementación de esos documentos brindará a los reacondicionamientos la formalización de la planificación y de la cual surgirán las lecciones aprendidas y mejores prácticas.

3.2.2 Completaciones

Se recomienda que el equipo de subsuelo sea lo más sencillo y eficiente posible y, con el objetivo de optimizar en costos y en diseño se analiza el uso de una válvula de pie o de retención o de una sola vía (standing valve) en las completaciones para pozos con sistema de bombeo electrosumergible y que tengan un severo problema de presencia de sólidos. La válvula de pie o standing valve es una válvula de bola que permite el flujo en un solo sentido, su uso en las completaciones para bombeo electro-sumergible de los campos de SIPEC sirve para mantener en el interior de la tubería una columna de fluido (presión) sobre la bomba. Sin esta

válvula, si la bomba llegará a apagarse la columna hidrostática caería por gravedad haciendo que la bomba gire en sentido contrario al que lo hace normalmente; la válvula de pie evita que el flujo retorne a través de las etapas de la bomba, ocasionando daño en estas. Además si la bomba se apaga y el fluido retorna por las etapas, se debe esperar un tiempo conocido como tiempo del efecto de retroceso (backspin) de flujo. Este puede definirse como el tiempo en el que el fluido dentro de la tubería revierte su flujo a través de la bomba saliendo por la aspiración (intake) hasta que por el principio de vasos comunicantes el sistema se estabiliza (mismo nivel en el anular y dentro de la tubería). Si se arrancara la bomba sin que este movimiento se haya detenido, puede causar la rotura de un eje y por ende dañar el equipo. Dicho movimiento genera una diferencia de voltaje en corriente alterna (AC) la cual es medida en superficie, esta medida se hace en la caja de venteo. Cuando ya no hay corriente es que el efecto de retroceso terminó y se puede arrancar el equipo. Si este tiempo de retroceso (backspin) es mínimo se debería plantear la posibilidad del retiro de la válvula de pie (standing valve) en los pozos con severos problemas de escala en el fondo, ya que la presencia de los

sólidos podrían taponar la válvula de pie provocando una pérdida de producción, y para lo cual la solución sería realizar un tratamiento ácido al equipo, lo que genera costos mayores, por esto se compara el valor monetario que implica la pérdida de producción por el tiempo de espera debido al efecto de retroceso vs el costo del tratamiento ácido, además del tiempo que se requiere para realizarse este tratamiento. A continuación se menciona algunas ventajas y desventajas de usar un standing valve en las completaciones con sistema de bombeo electrosumergible.

Tabla XX: Ventajas y desventajas de uso de STV en completaciones con BES	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio de encender el equipo eléctrico sin necesidad de esperar. 	<ul style="list-style-type: none"> • En pozos con severo problema de escala, puede sedimentarse sólidos sobre la cabeza del STV lo que ocasionaría problemas de atascamiento al recuperar el STV. • Taponamiento por presencia de sólidos lo que provoca una pérdida de producción. • Costo del elemento, la válvula-STV • Es un elemento más en la completación lo que produce una pérdida de presión debido a la fricción.

Elaborado por: Autora

No se ha elaborado una fórmula para calcular el tiempo de retroceso del flujo pero este depende de la profundidad a la que está el equipo y el nivel estático en el pozo, la viscosidad del petróleo, el diámetro de la bomba y de la tubería. Mientras menor resulta la presión del reservorio mayor es el tiempo en que el fluido estará en retroceso, porque deberá descender más hasta nivelar la presión dentro de la tubería a la presión del reservorio.

Si el tiempo de retroceso es corto, el volver a arrancar la bomba se podrá realizar rápidamente por lo que no se perderá mucho tiempo de producción. Para obtener una protección completa, puede utilizarse un retenedor del efecto de retroceso del flujo ("backspin"). El punto a considerar es que una válvula de retención-STV ayudaría con esto, pero si esta presenta fugas, la condición sería la misma y si se llega a taponar, la producción se paralizará y el problema de reparación generará un costo adicional de reacondicionamiento, el cual con seguridad supera el costo de un tiempo de parada de la bomba por el solo efecto de retroceso de flujo (backspin).

CAPÍTULO 4

PLANIFICACIÓN DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO

Como se ha mencionado en capítulos anteriores un trabajo de reacondicionamiento es una operación que se realiza a un pozo con el objetivo de solucionar situaciones que reducen la productividad del campo, requiere de un análisis de las causas y manifestación de los problemas, un proceso de investigación para seleccionar y proyectar una solución eficiente, una

planificación adecuada de la ejecución de las operaciones y una medición de los resultados del reacondicionamiento.

4.1 Análisis y Planificación de los Trabajos de Reacondicionamiento

Al observar que un pozo tiene un comportamiento inusual y no beneficioso se realiza un estudio de las posibles causas de este comportamiento, el problema puede encontrarse a nivel de superficie, subsuelo o en el reservorio. Un problema en superficie es fácil de solucionar y no requiere de un reacondicionamiento, pero un problema a nivel de subsuelo o de reservorio requiere una intervención en el interior del pozo.

La identificación del problema se establece recopilando y analizando toda información del pozo en la que se incluya detalles de su construcción, registros eléctricos, reservorios productores, historial de producción, historial de reacondicionamientos, etc; se identifica los principales problemas de la situación analizada y se centra el análisis en un problema, el problema principal. Puntualizar los efectos y las causas del problema principal es muy importante, con los efectos se identifica las

repercusiones del problema y una buena definición de las causas incrementa la probabilidad de soluciones exitosas.

Para el planteamiento de soluciones se recomienda analizar la situación como problema y como oportunidad, al analizar la situación como problema vemos lo que está mal, su relación con el pasado, las amenazas a futuro, las debilidades que hay que arreglar y las técnicas y recursos pasados que estén actualmente en desuso y que podemos mejorar. Como oportunidad se observa lo que se puede mejorar, las posibilidades y fortalezas que podemos aprovechar al plantear nuevas técnicas y recursos.

Para comprobar la factibilidad física, técnica y presupuestaria de cada alternativa examinamos las acciones propuestas, para esto se realiza la planificación de las operaciones que compilen las alternativas de solución del problema. La importancia de planificar se establece en la necesidad de organizar de manera coherente lo que se desea realizar con el trabajo. La planificación de los trabajos de reacondicionamiento es un trabajo multidisciplinario, en el que intervienen distintas áreas tales como: reservorios, geología, producción, etc.

Formalizar documentos internos para el proceso de análisis y planificación de los reacondicionamientos, permite tener trazabilidad y crea una historia que puede ser de gran ayuda para personal nuevo o para mejor conocimiento de un determinado pozo, conlleva a una organización más definida y disciplinada del proceso, lo que nos lleva a especificar estrategias y asignar responsabilidades para su ejecución, representa además una contribución para optimizar la toma de decisiones, brindando como beneficio, mejorar las probabilidades de que se logren los objetivos del reacondicionamiento, conjuntamente nos ayuda a identificar problemas claves, riesgos, oportunidades y nuevas estrategias. La metodología de planificación de los reacondicionamientos requiere el seguimiento de ciertas etapas:

4.1.1 Proceso de Análisis y Planificación de reacondicionamiento

Para ubicar la mejor decisión del reacondicionamiento y establecerla formalmente empleando la documentación, se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

PROCESO DE ANÁLISIS Y PLANIFICACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO

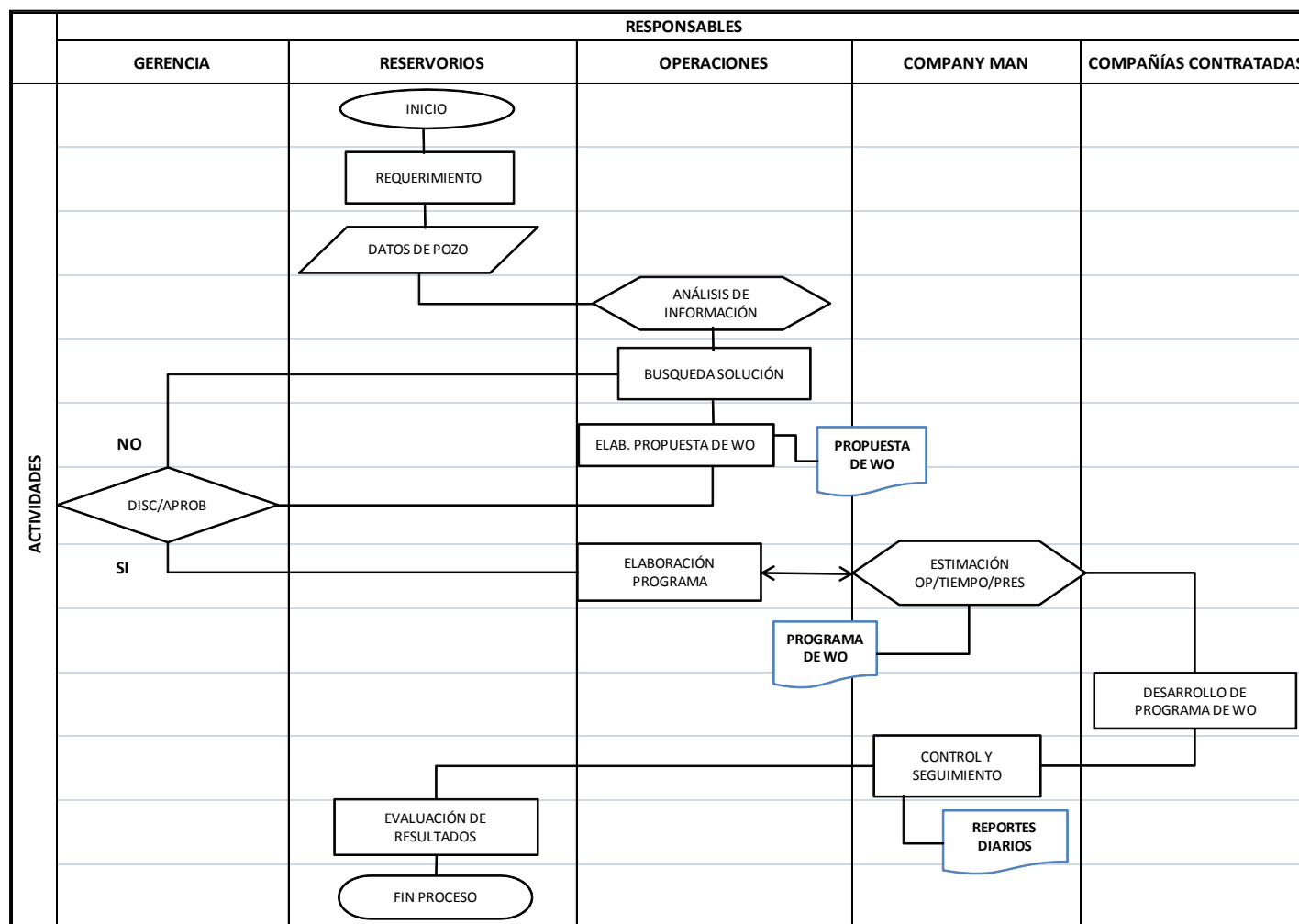


FIGURA 4.1: Diagrama de procesos de análisis y planificación de reacondicionamientos de SIPEC

La formalización del proceso de planificación de reacondicionamiento viene dada por medio de los documentos, que respaldan la estrategia que se propone para reparar el problema del pozo.

4.1.2 Documentos que intervienen en el Análisis y Planificación del Reacondicionamiento

4.1.2.1 Documento: Propuesta de Reacondicionamiento

Una propuesta de reacondicionamiento es una sugerencia de acción sobre el problema de un determinado pozo. La propuesta de reacondicionamiento se determina analizando la información referente al pozo, para esto se debe recopilar toda la información que se tenga, ya que esto nos ayudará a identificar el problema raíz. La identificación del o los problemas nos permite la creación, evaluación y selección de soluciones asequibles, con las que podemos establecer el objetivo del reacondicionamiento, es decir propiamente la idea que se intenta explotar para resolver el problema del pozo.

El documento formal de la propuesta es un manuscrito cuya función principal es comunicarle al lector toda la información necesaria para evaluar la idea. Es importante mencionar que a través de esta propuesta podremos exponer aspectos claves del problema del pozo, detallando los puntos más importantes acerca de las características y el problema actual del pozo

La presentación de una propuesta para su aprobación presupone que ya se sabe cómo se va a poner en marcha la ejecución de las operaciones, en que tiempos y con qué recursos. Se tiene un valor estimado de la operación, ya que la aprobación de una propuesta depende un 80% del costo del reacondicionamiento.

4.1.2.2 Documento: Presupuesto del Reacondicionamiento

El presupuesto de reacondicionamiento de un pozo nos deja conocer un valor estimado de la inversión que se va a realizar en el trabajo de reacondicionamiento de dicho pozo. El formato de presupuesto de reacondicionamiento se ha realizado identificando y

agrupando los costos por proceso, para distinguir cuánto es el peso de la inversión por operación y de esta manera tener una idea de que procesos resultan de mayor inversión, esto con el objetivo de si es posible minimizar tiempos en los procesos, con lo que se disminuirían costos.

Para realizar el presupuesto es necesario el empleo de cuentas, un plan de cuentas es la descripción de los recursos de cada una de las cuentas, las cuales se modificarán de acuerdo a decisión de incrementar, quitar y/o modificar el detalle de las cuentas.

Calculada la inversión estimada del reacondicionamiento se le asigna un número, el cual representa el presupuesto que contiene el monto del dinero que se fija para el reacondicionamiento.

4.1.2.3 Documento: Programa de Reacondicionamiento

El programa de reacondicionamiento es la descripción detallada de las operaciones que se deben realizar para lograr el objetivo de la propuesta de reacondicionamiento.

El programa de reacondicionamiento promueve el seguimiento de cada proceso y la prevención de eventos que supuestos basados en la experiencia, que pudieran ocurrir pero que aún no han sido comprobados. Por esto la elaboración de un análisis de riesgos de las operaciones del reacondicionamiento, indicando los puntos identificados como riesgosos, por lo que se debe tener precauciones que serán especificadas por cada punto, con lo que la ejecución de operaciones se podrá realizar de manera más consciente de los inconvenientes que se puedan presentar y por ende el procedimiento será más eficaz.

4.2 Análisis de historial de reacondicionamientos de SIPEC

En el capítulo 3 se realizó un análisis de los pozos por campo, con el objetivo de determinar un pozo problema, el cual fue el MDC14 que nos sirve como ejemplo de aplicación de la documentación formal para el análisis y posterior planificación de reacondicionamiento.

4.2.1 Aplicación de Documentación para Análisis y Planificación de Reacondicionamiento en el pozo MDC14

Como se ha descrito anteriormente, el proceso de análisis requiere la recopilación de la información del pozo, para encontrar el problema raíz, y con esto sugerir la mejor opción de solución. Como antecedente se debe establecer la historia de construcción del pozo y su completación inicial. El pozo MDC14 fue perforado el 2 de Marzo del 2007, terminando su construcción el 2 de Abril del mismo año, es un pozo tipo J, atraviesa las formaciones Tena, Napo y Hollín, su objetivo principal son las areniscas "U" y "T", y tiene como objetivos secundarios las areniscas Basal Tena y Hollín. Consta de 4 secciones de revestidores:

La sección de 20" fue perforada hasta 152' MD / 152' TVD y revestida hasta 149' MD / 149' TVD.

La sección de 13 3/8" perforada hasta 6096' MD /5640' TVD y revestida hasta 6094' MD / 5638' TVD.

La sección de 9 5/8" perforada hasta 10180' MD / 9337' TVD y revestida hasta 10177' MD / 9333' TVD.

El liner de 7" se perforó hasta 11050' MD / 10182' TVD, el tope del liner se ubicó a 10024' MD / 9189' TVD revistiendo el pozo hasta la profundidad de 11045' MD / 10177' TVD.

En su completación inicial, se realizaron 2 corridas de limpieza del pozo, 2 corridas de registros de cementación y 4 corridas de disparos con wireline para cañonear los intervalos de las areniscas “T” y “U”, se bajó un BHA con empacaduras para separar las arenas, se abrió la camisa de la arenisca T y se bajó tubería de 3 1/2” con equipo BES más Y-tool, se realizó una prueba de producción a esta arena por 24 horas, con un resultado de 100 % agua, por lo que se bajo a cerrar la camisa de la arena T y abrir la camisa de la arena U, se realizó una prueba de producción por 88 horas y se dejó produciendo de la arena U, con miras a futuro de realizar tratamiento ácido a la arena T, y producir de ambas arenas simultáneamente con una completación Dual Concéntrica. Actualmente produce de la arenisca “U” en los intervalos 10,366’ -10,390’ (24’) / 10,400’ - 10,418’ (18’) MD; 9,514’ – 9,537’ (23’) / 9,546’ – 9,564’ (18’) TVD. La arena T se encuentra aislada por un pescado, específicamente una parte de la completación dual concéntrica, la cual no pudo desasentarse en uno de los reacondicionamientos.

El pozo tiene un total de 11 reacondicionamientos realizados, el historial de producción del pozo nos da una idea de los problemas que se han presentado en la vida del pozo, la

mayoría de veces que se ha tenido que recurrir al reacondicionamiento ha sido debido a que la producción disminuye y la presión de intake se incrementa, lo que denota una señal de obstrucción en alguna sección de la completación, o la pérdida de producción por alguna fuga. En el historial de reacondicionamientos del pozo, se observa repetidamente la pérdida de producción debido a la presencia de huecos en la tubería o en el cable provocando fallas en el equipo electrosumergible, así como también taponamientos por acumulación de sólidos en la tubería y los elementos de la completación. Los sólidos que se presentan en la mayoría de casos son restos de tubería, la presencia de estos sólidos y los huecos en la completación se debe a un problema severo de corrosión y precipitación de escala que tiene el pozo.

La producción de petróleo viene acompañada de la producción de agua, debido a que el agua es un muy buen solvente, disuelve y transporta varias sales minerales, las que ante condiciones físicas estables permanecen disueltas en el agua, pero ante alteraciones de las condiciones físicas del agua resultan en condiciones inestables, por lo que los depósitos minerales se precipitan de la solución formando incrustaciones sobre los equipos y la tubería. Como se menciona en el

documento “La lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención” de la compañía SCHUMLBERGER “La mayoría de las incrustaciones que se encuentran en campos petroleros se forman debido a precipitaciones de minerales presentes en el agua de formación o como resultado que el agua producida se sobresature de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cuando un pozo de gas o petróleo produce agua como método para recuperar la producción, existe la posibilidad de que se formen incrustaciones”.

Las causas de la inestabilidad del agua son cambios en la presión, temperatura, pH. La escala se deposita donde exista un decrecimiento de presión, cambios de temperatura, cambios en el contenido de sales disueltas (al mezclarse diferentes aguas), o en la adición de fluidos que contengan calcio. El depósito de escala más frecuente en la producción de petróleo y gas es el Carbonato de Calcio, la formación de Carbonato de Calcio en las tuberías de producción obstruye el área de fluencia, además de impedir el acceso de herramientas a las secciones inferiores del pozo.

En el pozo MDC14 existe tendencia a formar escala en el fondo de pozo como en superficie, el tratamiento que se aplica en

este pozo por el problema de escala es la inyección de químico inhibidor de escala por lo que el problema en subsuelo es controlado.

La depositación de escala a nivel de superficie, en la parte superior de la sarta de tubería, en la cabeza del pozo y en la línea de flujo, ocurre debido a que en este nivel la presión del fluido es menor que en el fondo y por lo que el pH del agua es mayor que en el fondo, por esta razón se empieza a formar escala en esta parte. También la disminución del diámetro de la tubería, provoca una caída brusca de presión, formándose depósitos sólidos que se adhieren a las tuberías.

Otro de los problemas que presenta este pozo es la corrosión. La corrosión es el deterioro de un metal por una reacción química o electroquímica con el medio. El proceso de corrosión se inicia cuando existen condiciones favorables, para la creación de una celda de corrosión, cuando una porción del metal se observa físicamente diferente del resto del metal a su alrededor, esta área se convierte en un ánodo, por lo que se inicia el proceso de corrosión y esta parte del metal comienza a desgastarse. Existen varios tipos de corrosión, entre las que se toman a consideración para explicar el problema del pozo MDC14, son:

La corrosión por oxígeno, este tipo de corrosión ocurre en superficies expuestas al oxígeno disuelto en el agua de formación, cuando está presente aunque sea en cantidades pequeñas, puede causar un ataque rápido y extenso en la superficie metálica. La parte del metal que se expone a la baja concentración de oxígeno se convierte en el ánodo y el metal contiguo que se expone a la alta concentración de oxígeno, se convierte en el cátodo. La apariencia física que se da en las tuberías y en los elementos de la completación por el ataque de la corrosión por oxígeno son picaduras, pérdidas del metal, óxido de hierro color rojizo a negro en las superficies.

Los gases ácidos, como el sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, comúnmente encontrados en el agua de formación, contribuyen a la corrosión por el incremento en la acidez del agua. En aguas que contienen dióxido de carbono la presencia de iones de hidrógeno provoca una reacción catódica cuyo producto resultante es el carbonato de hierro y en aguas que contienen sulfuro de hidrógeno la reacción catódica que se provoca con los iones de hidrógeno produce sulfuro de hierro. La reacción catódica conduce a la corrosión.

El oxígeno es el gas más corrosivo, el siguiente es el dióxido de carbono seguido por el sulfuro de hidrógeno.

La corrosión galvánica, este tipo de corrosión se puede producir cuando existe un contacto entre dos metales diferentes, que estén sumergidos en una solución de alta conductividad, la que actúa como un electrólito, es decir como una sustancia iónica que en solución se descompone al pasar una corriente eléctrica. También se da por el área relativa de las superficies, un ánodo pequeño, con un cátodo grande produce una corriente de alta densidad y acelera la corrosión en el ánodo, por lo que es recomendable evitar las pequeñas áreas del metal menos noble.

La corrosión por erosión es causada por fluidos a alta velocidad que rozan la superficie del metal, removiendo la película inhibidora, lo que acelera el proceso provocando la reacción en el cátodo.

La corrosión por bacterias es causada por organismos biológicos, estos actúan como aceleradores del proceso de corrosión localizado, se produce generalmente en medios acuosos donde los metales están sumergidos. Los organismos biológicos en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte de oxígeno a la superficie del metal, y como consecuencia de esto se acelera el proceso de la corrosión.

En el pozo MDC14 se encontraron algunos problemas que relacionan a estos tipos de corrosión, tales como la presencia de restos de tubería en elementos de la completación, huecos en las tuberías o en el cable, picaduras, y en un reacondicionamiento se encontró que elementos como el standing valve su tamaño se había disminuido.

Los huecos encontrados en dos reacondicionamientos provocaron huecos en el cable y debido a esto falló el equipo eléctrico de subsuelo, los taponamientos de los elementos, el daño en tuberías y en el conjunto resultan en pérdidas de producción y continuos requerimientos de reparación. Establecido el problema raíz del pozo, se busca las mejores opciones de control del problema, en el caso de la escala, la inhibición es la solución, en el pozo MDC14 como ya se mencionó se inyecta químico por medio capilar, lo que ha ayudado a contrarrestar la precipitación de escala en subsuelo, en superficie debido a las condiciones de variación de presión el probable que se presenten incrustaciones, por lo que se plantea la opción de revisar las concentraciones del químico inyectado como prevención.

En el caso del problema de corrosión del pozo el tratamiento que se aplica actualmente es la inyección de químico

anticorrosivo, lo cual ha colaborado a aumentar el tiempo de producción del pozo, pero la corrosión sigue siendo un problema puesto que después de la inyección de químico otro reacondicionamiento en el que se encontró el hueco en la tubería y en cable debido a efectos de corrosión. Por esto se propone el uso de una tubería que sea más resistente al ambiente corrosivo del pozo, actualmente se usa en el pozo, tubería al carbono N80, y se propone el uso de tuberías con aleación de cromo. Según el estudio “Evaluación de la resistencia a la corrosión por CO₂ de nuevos aceros de bajo cromo utilizados en tubulares de pozo mediante técnicas electroquímicas” de los autores, Mariana Escalante, Nathalie Ochoa, Carlos Sequera y Jaysmlen Jaspe: la adición en pequeñas proporciones de Cromo, mejora notablemente la resistencia a la corrosión de los aceros en ambientes con CO₂. En el estudio se realizó una comparación en las velocidades de corrosión de tres aceros, un acero al carbono, y dos aceros con una aleación de 3% de cromo, variando entre estas en su estructura química y metalurgia.

El estudio mostró que la velocidad de corrosión de los aceros con aleación de 3% de cromo era la mitad de la velocidad de corrosión del acero al carbono, concluyendo así que la

resistencia de estos aceros es mayor a la de un acero al carbono.

Dentro de las opciones de solución del problema del pozo se propone también, una limpieza de pozo con un BHA de limpieza integrado. Los reacondicionamientos pasados, han demostrado la caída de restos de tubería y de algunos fragmentos de la completación dentro del pozo, el BHA de limpieza de pozo que se realiza en los reacondicionamientos de SIPEC normalmente incluye una broca y un raspador, brindando a la limpieza del pozo el efecto de retirar costras de las paredes del pozo, la circulación del pozo en la limpieza permite que los materiales que se encuentren en el pozo suban hasta superficie, pero esta circulación realmente no acarrea todo el material. Los materiales que se queden dentro del pozo pueden circular al momento de producir el pozo taponando elementos en la completación y dañando equipos lo que llevaría a la larga a la ejecución de otro reacondicionamiento. Un BHA que contenga broca, raspador, magneto y canasta, lograría una limpieza más eficiente del interior del pozo, dejando el pozo listo para bajar la completación.

Otra de las opciones de solución que se analizó al revisar los registros del pozo fue la de un cambio de arena. Se pensó en

las formaciones Basal Tena y M1, ya que la arena T se encuentra aislada por un pescado. Se determinó que las arenas Basal Tena y M1 no son muy llamativas debido a su espesor.

4.2.1.1 Formato de Propuesta de Reacondicionamiento del Pozo MDC14

Con las estrategias planteadas se realizó el documento de la propuesta de reacondicionamiento del pozo MDC14, en el que se incluye el objetivo por el que se realizaría el reacondicionamiento, información concluyente para el análisis de la propuesta y un procedimiento general de ejecución de la operación. El modelo realizado para el pozo MDC14 se presenta en el Anexo C.

4.1.1.1.1 Formato de Presupuesto para el Reacondicionamiento del Pozo MDC14

El presupuesto calculado con las estrategias planteadas para la propuesta del reacondicionamiento dio un valor de \$

365,000 y se presenta detallado en el Anexo D.

4.2.1.2 Formato de Programa de Reacondicionamiento del Pozo MDC14

El documento del programa de reacondicionamiento del pozo MDC14, con las operaciones detalladas para la ejecución de las ideas propuestas para el reacondicionamiento, se muestra en el Anexo E.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE OPTIMIZACIONES

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta un análisis costo/beneficio de las optimizaciones planteadas en la ejecución de los trabajos de reacondicionamiento mencionadas en el capítulo 3 y 4. El análisis se enfoca en los indicadores económicos mencionados a continuación: Costo - beneficio de cada optimización (B/C), Tasa Interna de Retorno de cada inversión (TIR) y Valor Anual Neto de cada optimización (VAN).

5.2 Desglose de Costos

Los costos que intervendrán en el análisis económico de las optimizaciones propuestas en los capítulos anteriores se detallan en la tabla XXI.

Tabla XXI: Desglose de costos	
	COSTOS
Control del pozo	
Filtros (5 micrones)	\$ 38 /unidad
Químicos	\$ 3,685
Manejo de tubería	
Reparación Tubería	\$ 90 /junta
Tubería 2 7/8"	\$ 7.03 /pie
Tubería 3 1/2"	\$ 10.34 /pie
Tubería 5 1/2"	\$ 17.12 /pie
Herramienta de torque n° 1	\$ 10,000
Herramienta de torque n° 2	\$28,000
Herramientas	
St. Valve	\$ 3,500

Elaborado por: Autora

5.3 Optimización del fluido de matado en el Control de Pozo

5.3.1 Inversión Inicial

Si asumimos 48 unidades de filtros a emplearse en la unidad de

filtrado el costo es de \$ 1,824, además de la dosificación de los químicos en el fluido de matado la cual tiene un costo de \$3,685. La inversión inicial para optimizar el fluido de matado es de \$5,509. En el flujo de caja que se presenta a continuación se realizan estimaciones de ingresos por producción de petróleo a una tasa promedio del pozo de 400 barriles, considerando un costo del petróleo de \$ 20/barril para la compañía y un tiempo de 6 meses que se estima no habrá otro reacondicionamiento y la producción no decaerá debido al empleo de un mejor fluido de matado, por lo tanto permanecerá constante o incrementará, pero para el caso asumiremos que la tasa se mantendrá.

Tabla XXII: Ingresos, egresos estimados de Optimización del fluido de matado		
Mensual	Ingreso (\$)	Egreso (\$)
0	0	5,509
1	8,000	0
2	8,000	0
3	8,000	0
4	8,000	0
5	8,000	0
6	8,000	0

Elaborado por: Autora

5.3.2 Beneficio/Costo

El indicador económico beneficio – costo nos permite conocer si el proyecto es económicamente rentable, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$B/C = \frac{\text{VP de Beneficios} - \text{VP de Contrabeneficios}}{\text{VP de Costos}}$$

Los beneficios previstos para esta optimización son el ahorro que se estima se obtendrá al no dañar la formación al sugerir los filtros y los químicos mencionados por lo que la tasa de producción se mantendrá después del reacondicionamiento. Dentro de la inversión inicial se consideran los contra-beneficios así que ya están tomados en cuenta por lo que la ecuación nos queda de la siguiente manera:

$$B/C = \frac{\text{VP de Beneficios}}{\text{VP de Costos}}$$

$$B/C = \frac{8,000}{5,509} = 1,45$$

Si $B/C \geq 1.0$, se determina que el proyecto es económicamente aceptable para los estimados y la tasa de descuento aplicada. Si $B/C < 1.0$, el proyecto no es económicamente aceptable.

5.4 Optimización de reducción de Tubería Reparada y Chatarra

5.4.1 Inversión Inicial

Se plantea reducir las tuberías llevadas a reparar las cuales se estimaron en un 49% en el año 2013 a un total de 10% en el siguiente año, lo cual significaría un ahorro considerando el costo de reparación por unidad que es de \$110. Se estima un promedio de 300 tubos por pozo, se asume que se tendrá 10 reacondicionamientos en un año, la cantidad de tubos salientes son 3000, el 49% de esta cantidad son 1470 tubos, los cuales son la cantidad que se obtiene al no emplear el torque adecuado, el 20% de tuberías que se obtendrá empleando el sistema de torque son 600 tubos y el 10% de tuberías que se asume se obtendrá empleando un sistema de torque computarizado son 300 tubos. El número de tubería considerada chatarra en el 2013 fue de 12%, reducir esta cantidad nos evita el costo de compra de tuberías nuevas. Para la cantidad asumida de 3000 tubos por año, la chatarra sería de 360 tubos, los cuales se deben reemplazar con tubería nueva que dependiendo de su diámetro varía en su costo. Asumiendo el caso estándar de tuberías en los pozos de SIPEC en que la tubería a reemplazar sea de 3 1/2" con un costo de \$10,34 por pie, el valor por cada tubo de reemplazo sería de \$320.54. Se estima que con la herramienta de torque n° 1 se reducirá este porcentaje a un 5% y con la de torque computarizado se reducirá a un 3%. El costo de inversión

de la herramienta de torque es de \$10,000 y la de torque computarizado es de \$28,000 estos valores son para cada reacondicionamiento.

Tabla XXIII: Comparación de valores de reparación con y sin herramienta de torques			
Condición	Sistema Actual	S. torque n° 1	S. torque n°2 Computarizado
Reparar (%)	49	20	10
Tubos reparar	1470	600	350
Egreso (\$) [tubos*costo reparación]	\$161,700	\$66,000	\$33,000
Chatarra (%)	12	5	3
Tubos Chatarra	360	150	90
Egreso (\$) [tubos*costo de reemplazo mínimo]	\$115,394	\$48,081	\$28,849
Costo adicional (\$)	0	\$100,000	\$280,000
Total Costo Reparación	\$277,094	\$214,081	\$341,849

5.4.2 Beneficio/Costo

Los beneficios previstos para esta optimización son el ahorro que se estima se obtendrá al reducir el número de tuberías dañadas o en estado de chatarra ocasionado por el sobretorque para ambos sistemas de torque.

$$B/C = \frac{\text{VP de Beneficios}}{\text{VP de Costos}}$$

Sistema de torque n° 1

$$B/C = \frac{277,100 - 214,081}{10,000} = 6,3$$

Sistema de torque n° 2: torque computarizado

$$B/C = \frac{277,100 - 291,849}{28,000} = -2.31$$

La propuesta resulta viable con un ahorro de \$ 63,019 empleando el sistema de torque propuesto n°1. Aplicar el sistema de torque computarizado demanda más costos por lo que por ahora no es viable.

5.5 Optimización de Completaciones

No existe una inversión inicial en este caso por lo que se plantea es el desempleo de una herramienta (st. Valve) en las completaciones de los pozos con BES que presenten severas tasas de escala. Por lo tanto se habla de un ahorro en el aparejo de la completación y su beneficio o costo se determinará con un indicador llamado paradas, el cual nos indica la cantidad de tiempo que se detiene la producción debido al impedimento de arrancar la bomba de manera inmediata por la falta de st. Valve. Este tiempo el cual se ha determinado en campo, es de 1 hora, si se asume la producción de un pozo x en 1000 bppd, la pérdida de producción en una hora es de 41,66 barriles, y la pérdida monetaria siendo el valor del barril neto para la compañía de \$20 es \$833.2 por parada, para el cálculo posterior asumimos también un total de 10 paradas anuales.

En el caso de que se emplee el st. Valve en pozos con presencia de sedimentación, la operación que se podría realizar es un coiled tubing esto es un tratamiento ácido que se aplica en el equipo de subsuelo para limpiarlo de presencia de escala u otros sólidos presentes, el costo de una operación como un coiled tubing es de \$25,000 además del tiempo perdido de producción por realizar esta operación, que se estima tarda 8 horas. Y si el problema fuera el atascamiento del st.

Valve se debe realizar un reacondicionamiento lo que conlleva un gasto mayor.

5.5.1 Beneficio/Costo

El beneficio/costo de retirar la herramienta standing valve de completaciones BES en pozos con problemas severos de escala es:

$$B/C = \frac{VP \text{ de Beneficios}}{VP \text{ de Costos}}$$

Los beneficios en este caso vendrían a ser los costos asumidos que se evitan al retirar la herramienta en pozos con recurrentes problemas de sólidos en el equipo de subsuelo.

$$\begin{aligned} & \boxed{VP \text{ Beneficios}} \\ & \quad = \boxed{\text{Costo Herramienta} + \text{Costo Coiled tubing}} \\ & \quad + \boxed{\text{Costo de tiempo coiled tubing}} \end{aligned}$$

Los costos asumidos al retirar el standing valve son costos de producción pérdida debido a las paradas del equipo electrosumergible.

$$\boxed{\text{Costo operativo} = \text{Costo Parada} * \text{Cantidad de Paradas anual}}$$

El indicador beneficio/costo nos da:

$$B/C = \frac{3,000 + 25000 + 6667}{833 * 10} = 4.2$$

Lo que nos indica que la propuesta es viable y genera grandes beneficios en lo que se refiere a costos.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Del análisis realizado en campo de la ejecución general de los reacondicionamientos se logró concluir lo siguiente:

1. El uso de un filtro de 5 micrones en vez de un filtro de 10 micrones evitaría el paso de los sólidos a las arenas, esto junto con las sugerencias en la formulación de los químicos que se adicionan para el fluido de matado nos asegura que las formaciones están

mayormente protegidas por ende la producción del pozo se deberá mantener o mejorar después del reacondicionamiento a dicho pozo.

2. Con el correcto manejo de tubería y el uso de una herramienta que nos brinde el torque óptimo en las conexiones, se estima que se puede reducir el porcentaje de tuberías dañadas a un 20% por lo que se reducirán los costos por reparación a más de la mitad generando un ahorro en costos y en elementos.

Las conclusiones del análisis al proceso de planificación y el estudio de las completaciones realizado en las oficinas de ENAP SIPEC en Quito son las siguientes:

3. La sugerencia de implementación de un formato de propuesta con el objetivo de formalizar el análisis realizado en el proceso de búsqueda de la mejor alternativa para resolver el problema que ocasiona la pérdida de producción para la planificación de los reacondicionamientos brinda una mayor certeza del proceso, plasmando en un documento escrito desde la recopilación de la información, las alternativas de solución y la resolución tomada en base a un presupuesto estimado y apoyada con las firmas de aprobación.
4. El beneficio del ahorro del costo de la herramienta y simplificación del aparejo de producción evitando el uso de standing valve en

completaciones con BES y en pozos con alta tasa de corrosión resulto mayor al contrabeneficio de la pérdida de producción debido a paradas de producción.

6.2 Recomendaciones

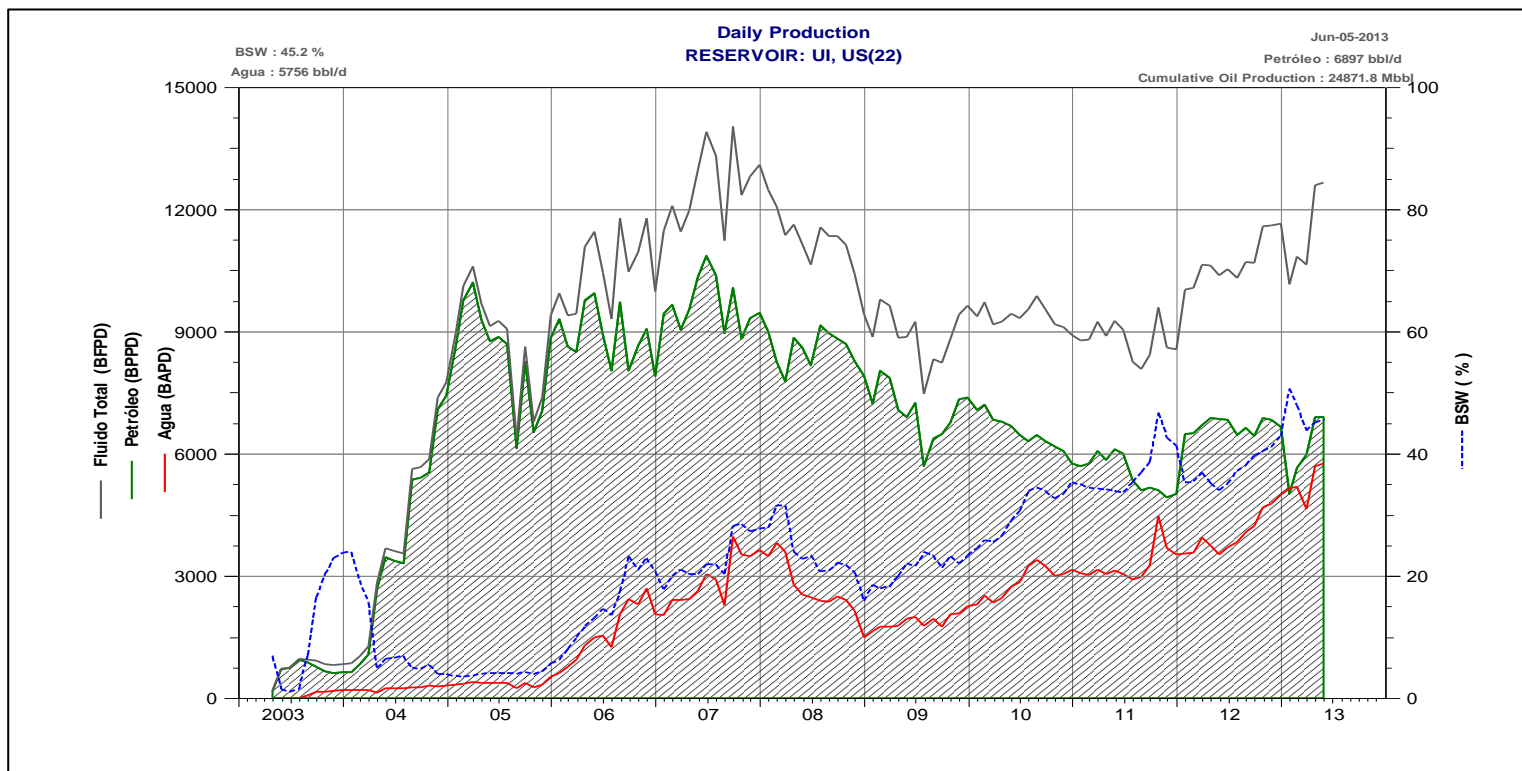
1. La sugerencia de usar agua de formación en lugar de agua del sistema contraincendio no es viable por el momento ya que se requieren de más pruebas de laboratorio para corroborar sus beneficios por lo que se recomienda el estudio posterior al trabajo presentado.
2. Monitorear los pozos con presencia de sólidos en el equipo de subsuelo en los que la química inyectada no surja el efecto deseado para determinar candidatos al retiro de standing valve.
3. En la ejecución de los trabajos de reacondicionamiento se observó que el personal del taladro golpeaba los tubos con el objetivo de aflojar el apriete, esto no se debería realizar por lo que se recomienda un mejor control y seguimiento del procedimiento operativo de Sipec por parte de las empresas contratistas, además de la supervisión al ejecutar estas operaciones.

4. La herramienta de torque sugerida debido a su costo se recomienda emplearse únicamente al momento de bajar la completación definitiva para evitar gastos improductivos y asegurarnos de que cuando llegue el momento de retirar la tubería del pozo esta salga en buenas condiciones.

ANEXO A

Perfil de Producción del campo MDC por arena

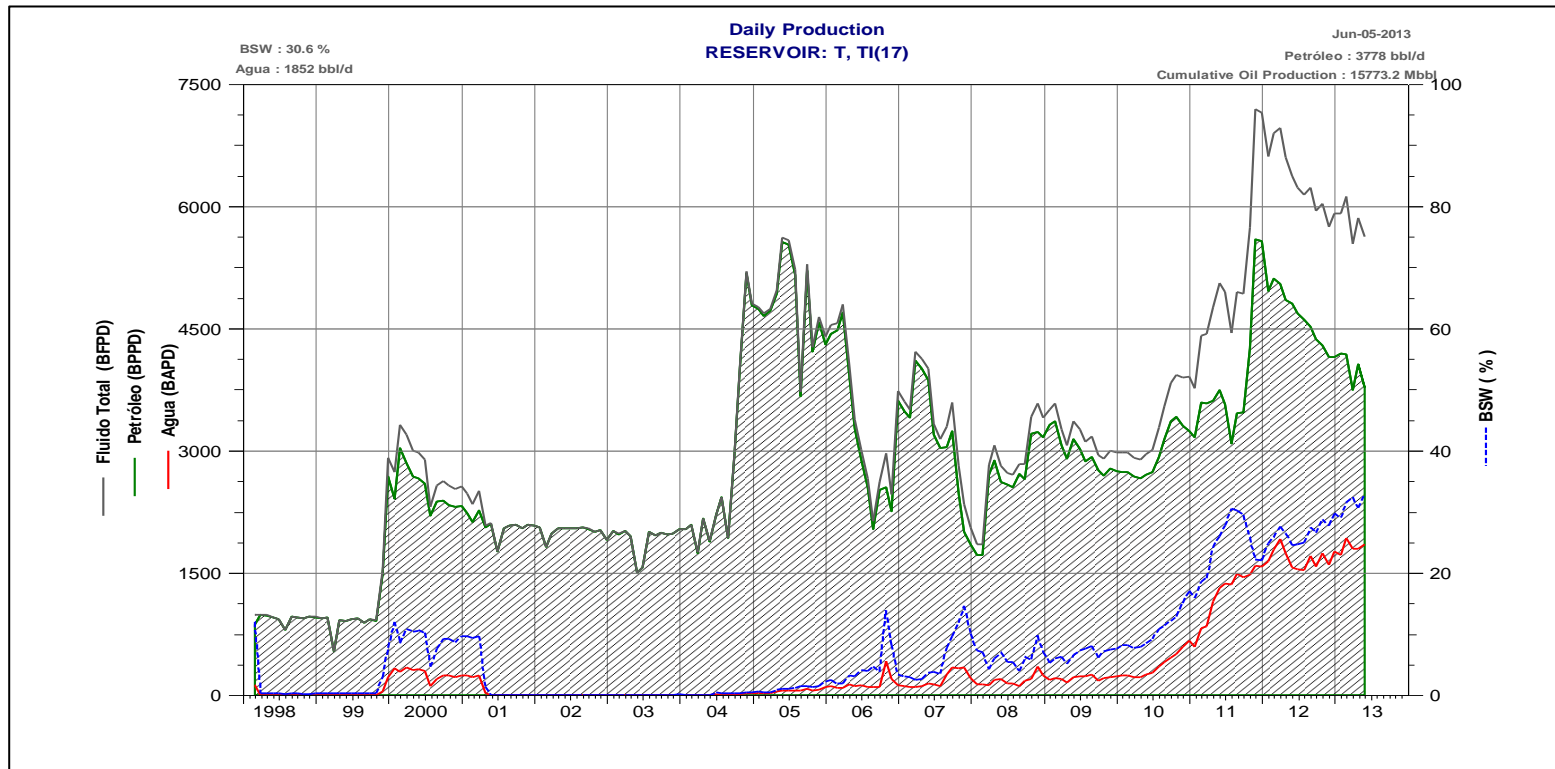
Producción MDC - Arena U



Anexo A1: Producción acumulada del campo MDC, Arena U

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

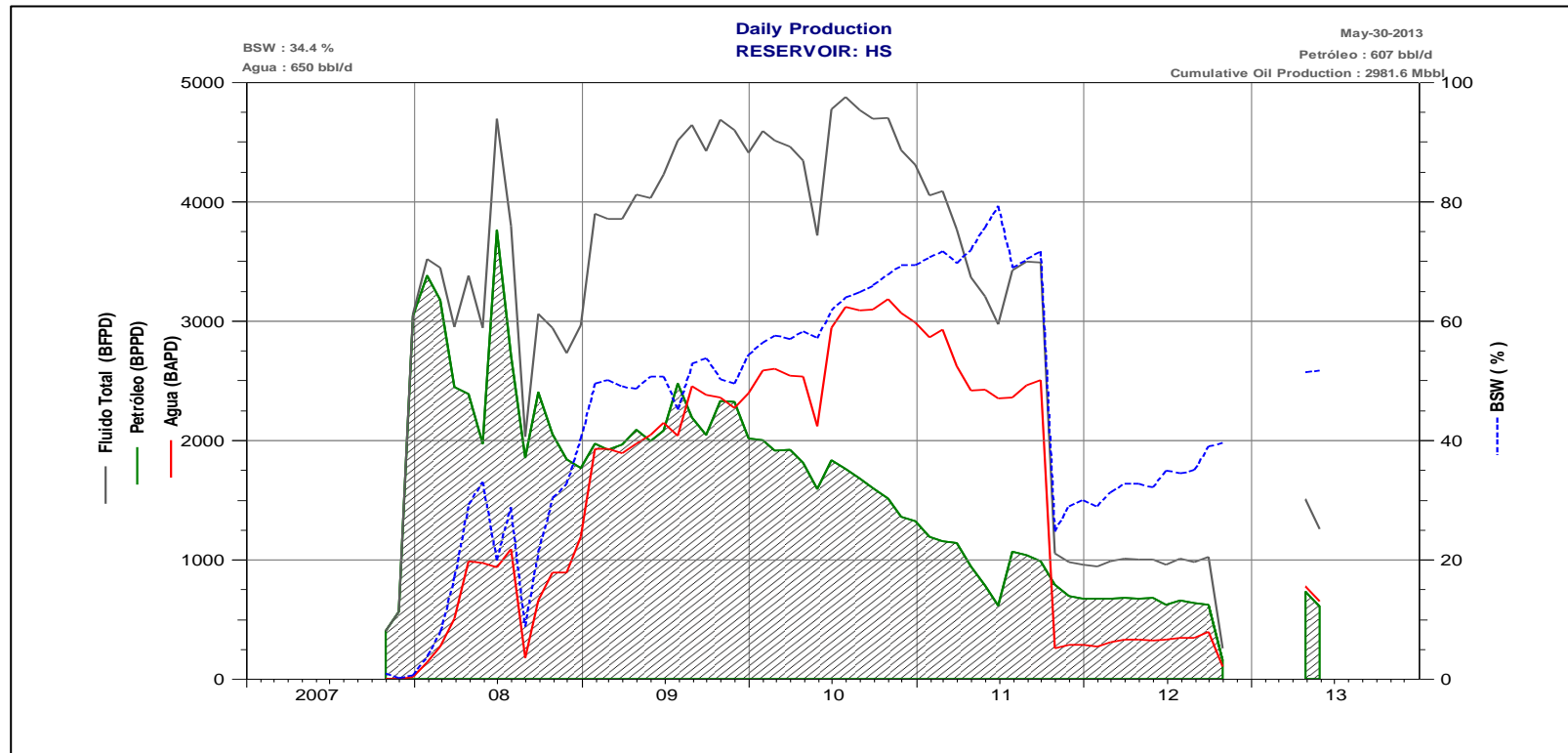
Producción MDC - Arena T



Anexo A2: Producción acumulada del campo MDC, Arena T

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

Producción MDC - Arena Hollín



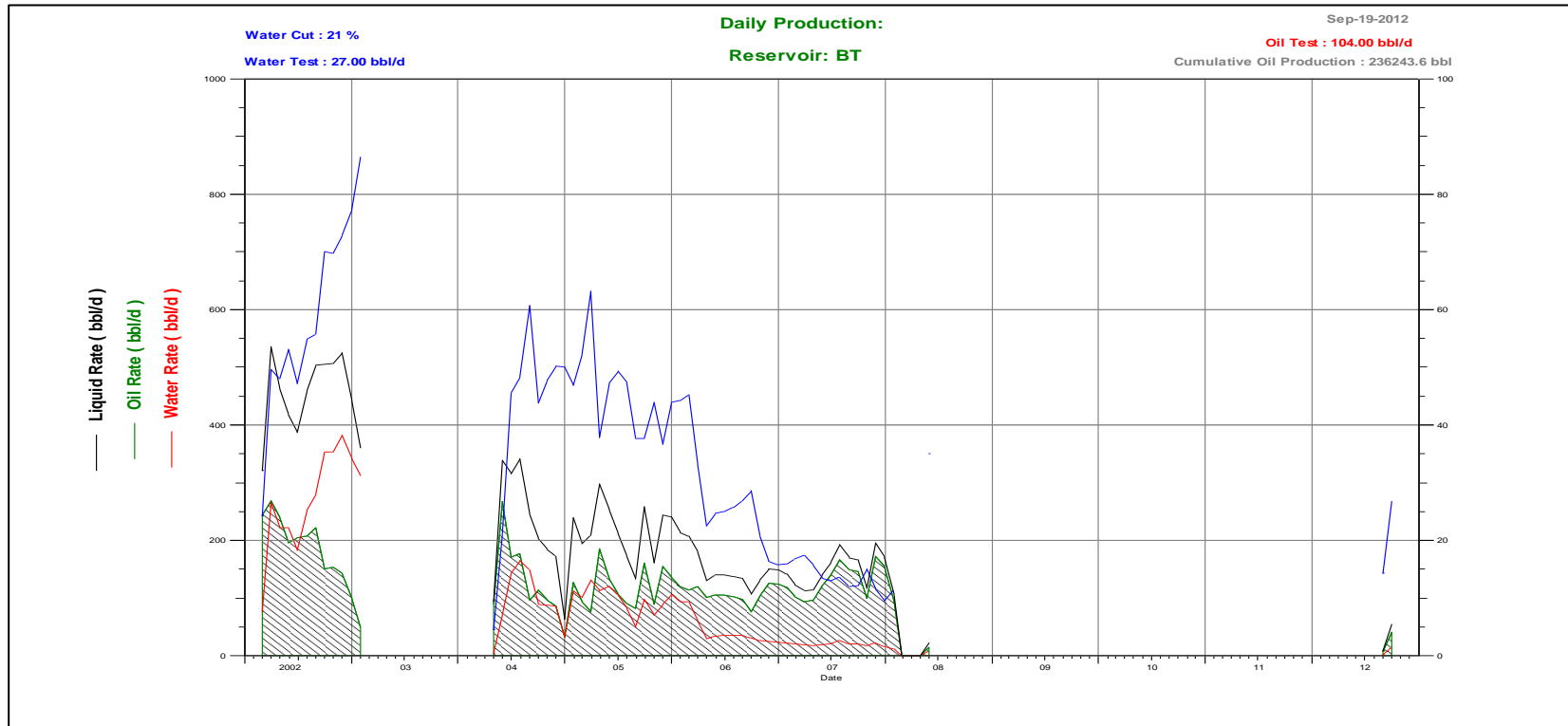
Anexo A3: Producción acumulada del campo MDC, Arena Hollín Superior

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

ANEXO B

Perfil de Producción del bloque PBHI por arena

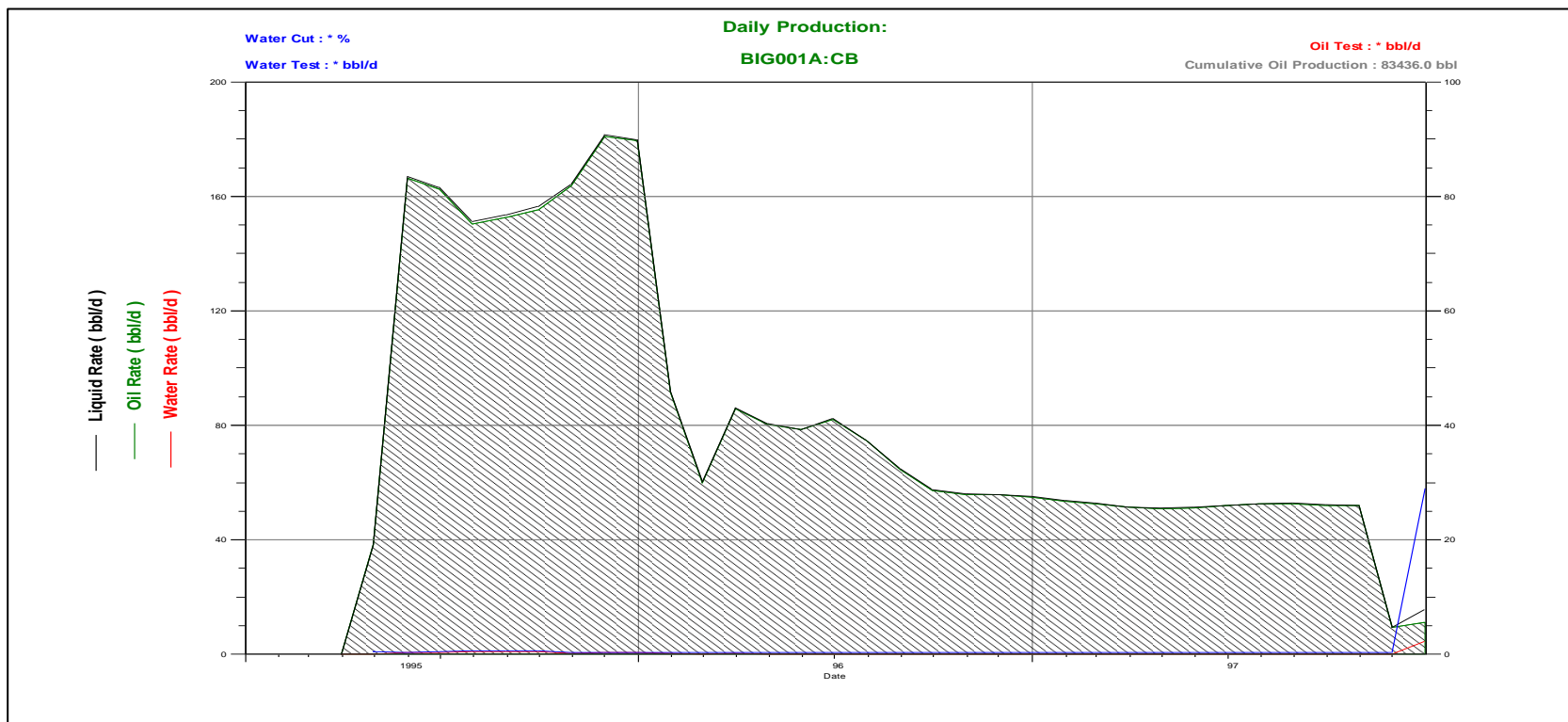
Producción PBHI, Yacimiento Basal Tena



Anexo B1: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena Basal Tena

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

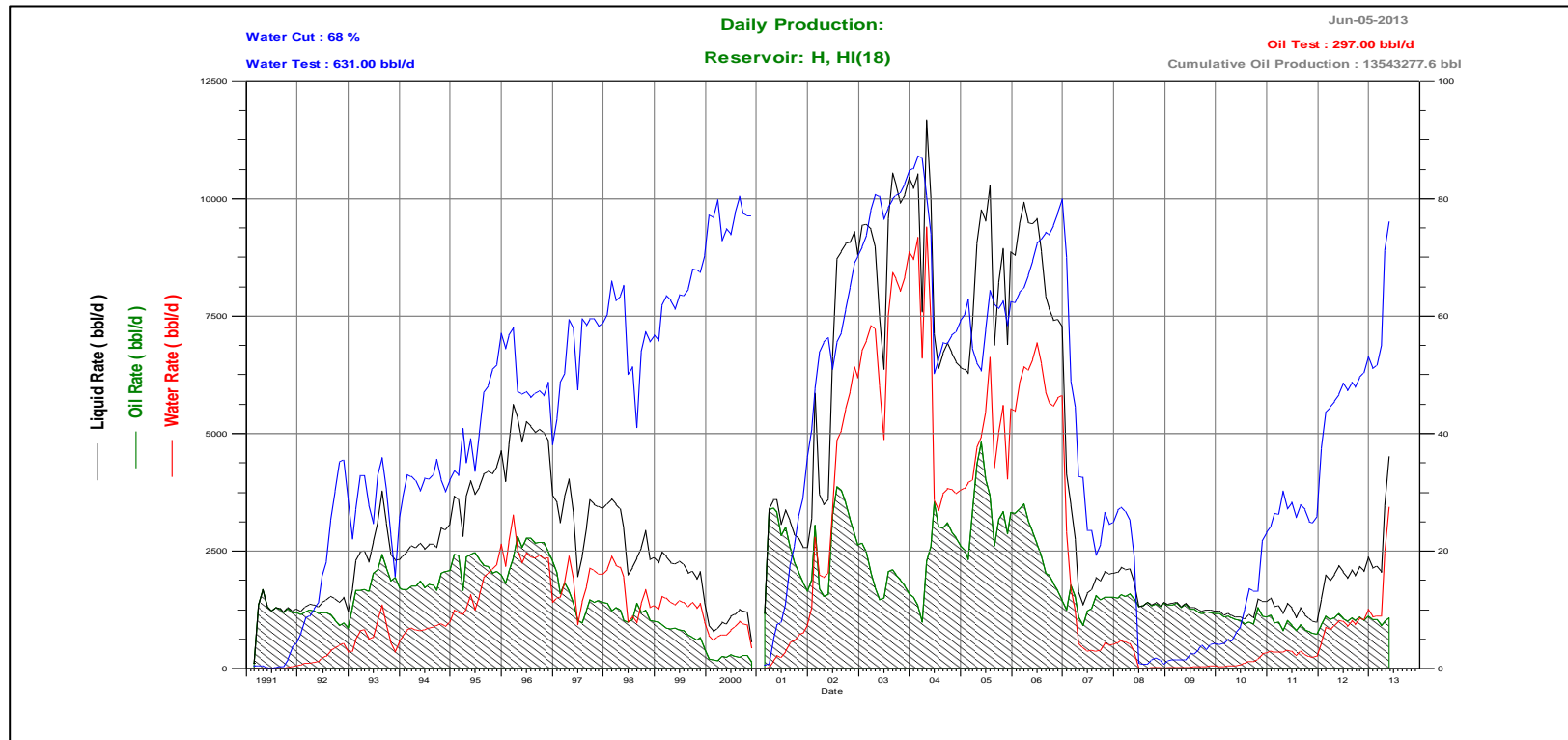
Producción PBHI, Yacimiento Caliza B



Anexo B2: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena Caliza B

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

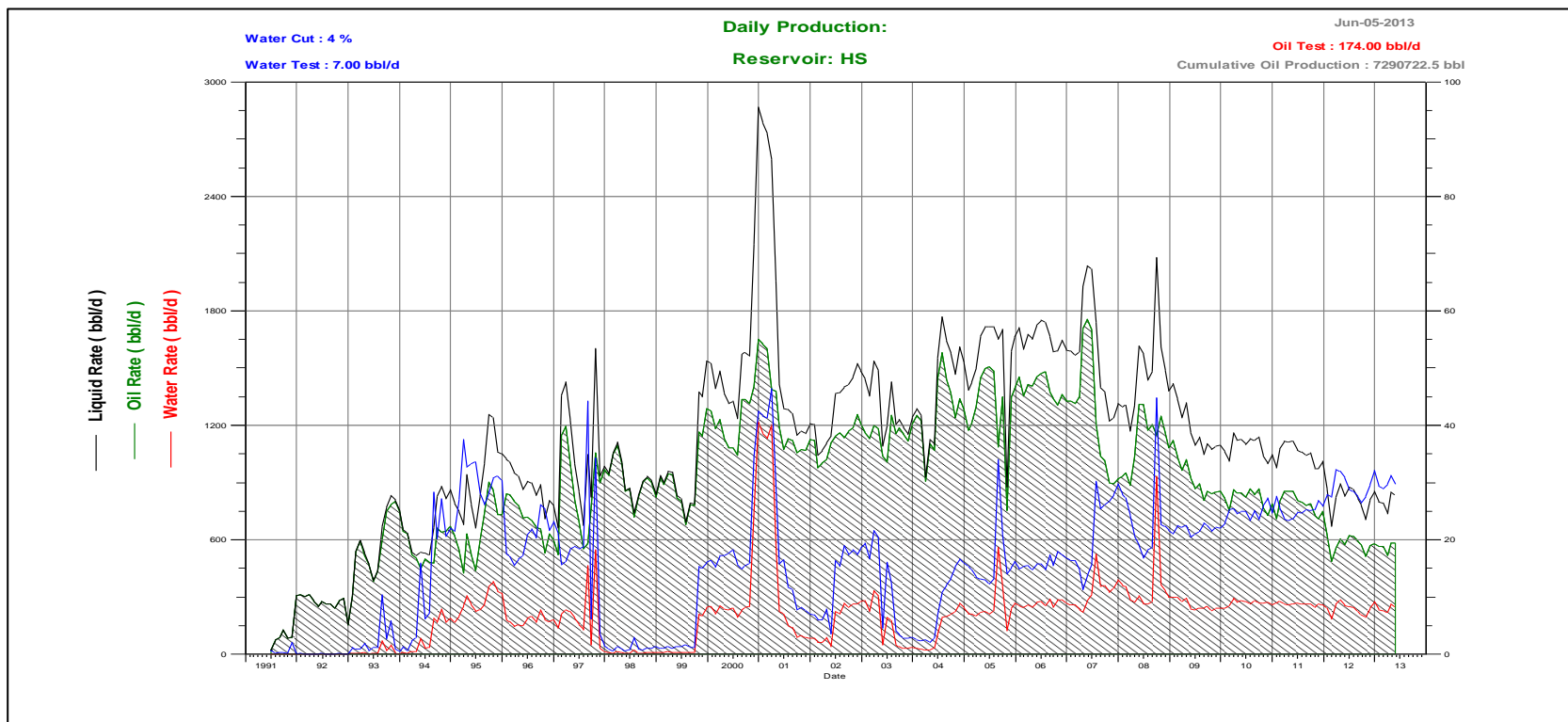
Producción PBHI, Yacimiento Hollín



Anexo B3: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena Hollín

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

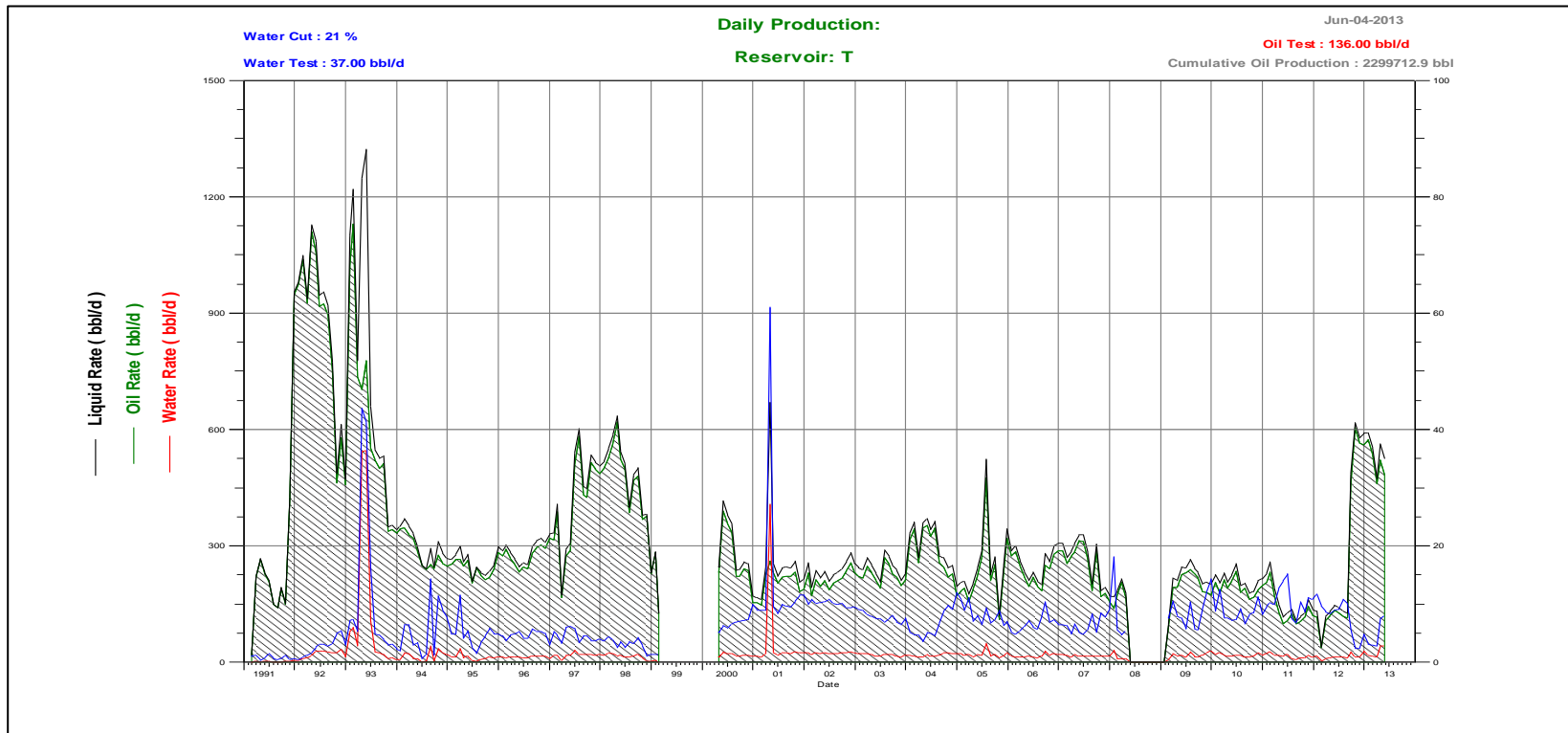
Producción PBHI, Yacimiento Hollín Superior



Anexo B4: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena Hollín Superior

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

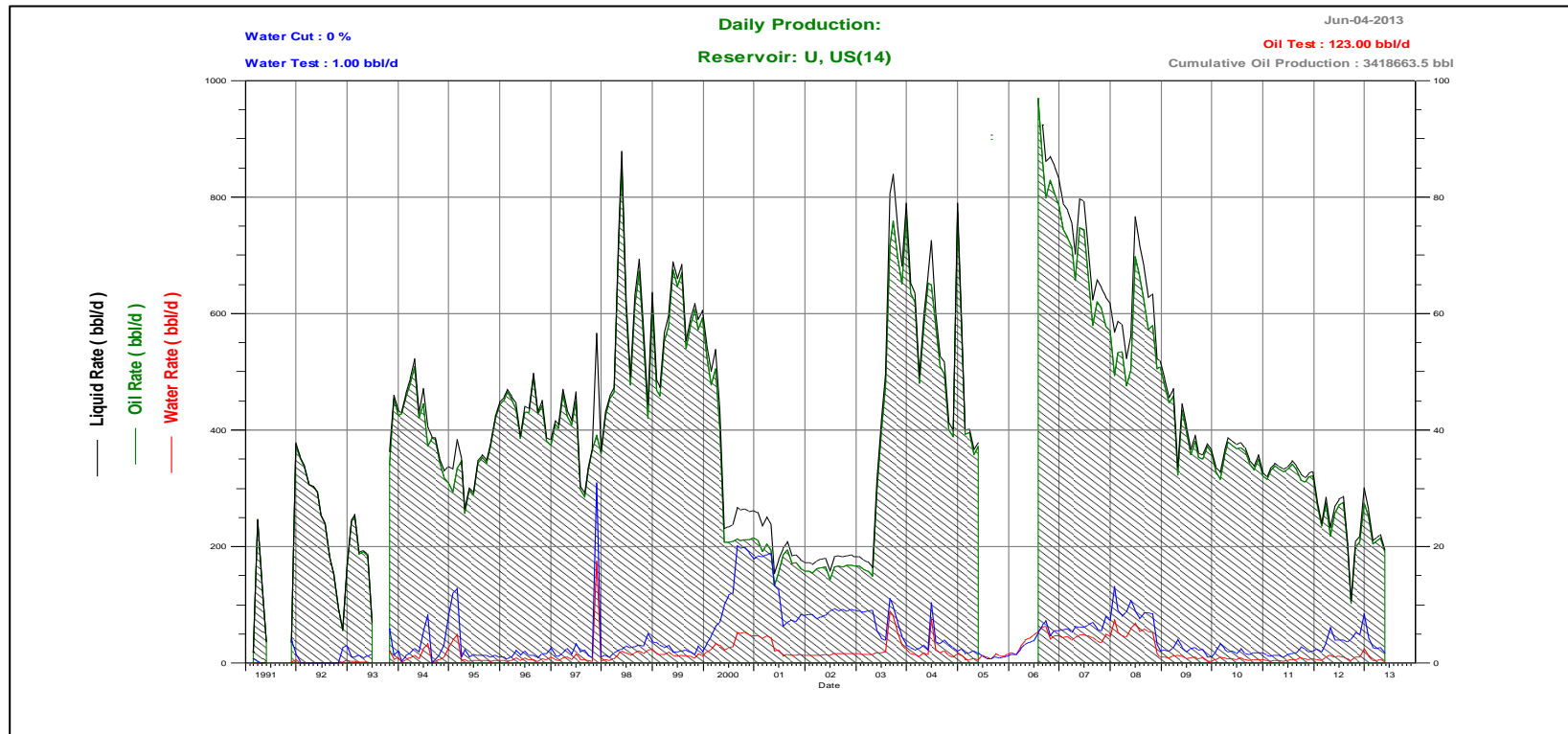
Producción PBHI, Yacimiento T



Anexo B5: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena T

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

Producción PBHI, Yacimiento U



Anexo B6: Producción acumulada del bloque PBHI, Arena U

Fuente: OFM (Oil Field Manager)

ANEXO C

Propuesta de Reacondicionamiento de pozo MDC14

MDC14
PROPUESTA DE REACONDICIONAMIENTO # 13

1. Objetivo

Recuperar productividad de pozo de arena U inferior y completar con tubería resistente a la corrosión (L80).

2. Información Actual del Pozo

Tipo:	Productor
Locación:	Plataforma MDC01
Profundidad total:	11051 ft MD / 10183 ft TVD
Casing Conductor:	20", 94 lbs/ft BTC, K-55, 19.124" ID @ 149 ft MD / 149 ft TVD.
Casing Superficial:	13 3/8", 68 lbs/ft BTC, K-55, 12.347" ID, @ 6094 ft MD / 5638 ft TVD
Casing Intermedio:	9 5/8", 47 lbs/ft BTC, N-80, 8.681" ID, @ 10177 ft MD / 9333 ft TVD
Liner:	7", 26 lbs/ft BTC, C-95, 6.276" ID, Diam. Drift: 6.151" @ 11045 ft MD / 10177 ft TVD
T.O.L:	10024 ft MD / 9189 TVD
Tubería de completación:	325 tubos: 3 1/2", 9.3 lbs/ft, EUE N-80, 2.992" ID.
Completación Actual:	BES REDA / D725N: 368 etapas / 160 HP
Equipo de Superficie:	VSD: SS2K - 815 KVA; TFX: FOHAMA 400 KVA.

3. Datos Estimados del Reservorio

Reservorio Productor:	Arena U
Intervalos productores:	10,366-10,390 (24") / 10,400-10,418 (18") MD 9,514 – 9,537 (23") / 9,546 – 9,564 (18") TVD

Presión Reservoirio: 2,371 psi (Cierre de campo, Marzo 2013)
 IP: 0.88 Bbls/d/psi (Calculado)
 Presión de burbuja: 889 psi (Valor tomado de PVT MDC03)
 Temperatura del Reservoirio: 217 °F
 API: 17.7 °
 BSW: 63.7 %
 Porosidad: 17 %
 Permeabilidad: 246 md (Solicitud de tasa, 12 Mayo 2007)
 Salinidad (NaCl): 88,515 ppm
 Sólidos: 22.36 PTB (90% arenas, 10% Fe; 3 Sep 2013)

4. Historial de producción



Fecha	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	Temp. motor	HZ/GPM	Amp/VRF	Tipo de bomba	Pres. Intk	Salinidad
26/01/08	1059	953	106	10	92	297,5	62,6	53,4	DN 1750	669,7	
09/02/08	660	568	92	14	40	282,6	59	62,1	DN 1750	470,9	
23/08/08	587	470	117	20	40	272,5	55	49,7	DN1100	679,2	
02/11/08	576	415	161	28	34	268,5	55	58,4	DN1100	1356	
28/02/09	486	399	87	18	27,7	300,6	58,5	49,5	D-725N	543,9	
16/06/09	534	384	150	28	30,5	297	59,5	51,7	D-725N	1404,5	
20/11/09	418	268	150	36	24,5	277	59,5	47	DN - 725	N.R	49617/81868
08/12/09	317	203	114	36	24,2	277	59,5	47,4	DN - 725	N.R	49617/81868
20/12/09	495	317	178	36	23,1	278	59,5	47	DN - 725	N.R	49617/81868
03/03/10	660	396	264	40	27,6	252	55	28	2(D725N)	657	41002/67656
27/04/10	468	225	243	52	23,2	251	55	29	2(D725N)	761	48675/80314
10/06/10	507	243	264	52	22,7	253	55	28	2(D725N)	786	49147/81093
16/06/10	504	227	277	55	25,1	252	55	28	2(D725N)	796	49147/81093
01/08/10	556	278	278	50	22,3	251,1	56	26,8	2(D725N)	942,1	49168/81127
08/10/10	566	260	306	54	32,8	264	56	26	2(D725N)	1062	48480/79992
09/11/10	576	253	323	56	28,6	264	56	25	3(D725N)	1099	48703/80360
20/02/11	557	245	312	56	32,57	259,6	56	25,7	3(D725N)	1178	48833/80574
05/03/11	560	235	325	58	32,8	266	56	26,8	3(D725N)	1185	48331/79746
26/03/11	552	232	320	58	40,1	267	56	32	3(D725N)	1172	46700/77055
30/03/11	396	166	230	58	38,1	267	56	32	3(D725N)	1321	46700/77055
31/03/11	320	134	186	58	14,41	265	56	33	3(D725N)	1365	46951/77469
02/04/11	240	101	#N/A	58	13,8	263	56	33	3(D725N)	1484	49310/81692
14/04/11	425	179	#N/A	58	15,7	227,8	51	66,8	3(D725N)	1150,6	49310/81692
15/04/11	459	202	#N/A	56	29,39	227,7	51	64,4	2(D725N)	1147	52479/85015
21/06/11	507	223	284	56	22,9	227,7	53	63	2(D725N)	1153	50081/82634
24/06/11	515	227	288	56	23,36	227,7	53	63,3	2(D725N)	1157,1	50081/82634
04/07/11	510	204	306	60	20,81	227	53	63,3	2(D725N)	1164	50343/83066

23/08/11	509	204	305	60	20,94	228	53	62,1	2(D725N)	1209	49831/82222
07/09/11	498	179	319	64	17,35	227,7	53	63,3	2(D725N)	1228,2	50312/83014
17/11/11	258	93	165	64	10,67	227	53	63,3	2(D725N)	1510	48501/80026
18/11/11	123	44	79	64	8,07	226,9	53	64,6	2(D725N)	1641,4	53300/87945
21/12/11	415	249	166	40	14,29	228,7	50	54,8	D 725 N	1251,3	47843/78941
12/02/12	468	168	300	64	14,29	229	50	54,8	D 725 N	1315	42370/69910
23/02/12	423	152	271	64	11,1	229	50	55	D 725 N	1367,3	42370/69910
23/03/12	406	154	252	62	8,23	228,4	50	53,6	D 725 N	1444,2	49166/81125
24/03/12	377	143	234	62	7,8	228,6	50	53,6	D 725 N	1463	49998/82496
24/03/12	367	139	228	62	7,13	228,6	50	56	D 725 N	1347	49331/81396
08/04/12	333	127	206	62	9,5	228	50	54	D 725 N	1400	48625/80231
15/04/12	390	148	242	62	11,61	228	50	53	D 725 N	1313	49833/82225
10/05/12	399	152	247	62	13,6	229	50	54	D 725 N	1297	49833/82225
14/06/12	520	161	359	69	11,5	272,1	53	55,9	2(D725N)	1185,5	45001/74251
23/06/12	514	159	355	69	13,42	272,8	53	57,7	2(D725N)	1166,6	44500/73425
02/07/12	588	168	400	68	16	273	53	55,9	2(D725N)	1169,9	46664/76997
27/01/13	615	197	418	68	34,8	286,5	53,5	55,5	2(D725N)	1426,9	51600/85140
06/02/13	642	193	449	70	32,66	287	54	53,5	2(D725N)	1471	46500/76725
25/04/13	512	154	358	70	16,85	290,8	55	61,7	2(D725N)	1530	45000/74250
27/04/13	472	142	330	70	12,36	289	55	60,7	2(D725N)	1663,4	44600/73590
29/04/13	362	109	253	70	11,85	288,3	55	61,7	2(D725N)	1760,1	44600/73590
14/05/13	584	164	420	72	16,7	242,8	50	55,8	2(D725N)	1488	50001/82502
29/05/13	616	172	444	72	24,55	244,2	50	53,9	2(D725N)	1500,1	49600/81840
05/08/13	634	178	456	72	26	244	50,5	63	2(D725N)	1536	51000/84150
25/08/13	618	216	402	65	28,2	245	50,5	60	2(D725N)	1589	53645/88515
17/11/13	663	257	406	61,2	29,87	246	51	48	2(D725N)	1557,8	50168/82777
20/11/13	672	263	409	60,85	29,88	246	51,5	57,7	2(D725N)	1552	50001/82502

- Producción Acumulada Petróleo: 818 MBP
- Producción Acumulada Agua: 488 MBA
- Producción Acumulada Gas: 81 MPCG

Pozos cercanos: MDC14, MDC17, MDC10

Reservas

Reservas Remanentes Estimadas Arena U: 342.5 MBP

5. Reacondicionamientos

5.1 Historial de Reacondicionamientos

Trabajo	Fecha	Objetivo	Equipo Completación Bajada	Marca	Tiempo Vida	Resultados
C.I.	22/04/07	Completar el pozo con BES y probar arenas "Uj" y "T".	DN1750: 230 etapas, 330 HP	REDA	290	<ul style="list-style-type: none"> Se cañonea intervalos de T y Uj Se baja BHA con empacaduras para aislar T y Uj, con camisa de T abierta. Se baja equipo BES con Y-tool. Se prueba arena T: 100 % agua (24 horas). Se cerrar camisa de T y se abre camisa de Uj y se deja produciendo de Uj
1	06/02/08	Chequear completación de fondo debido a pérdida de producción. Continuar produciendo de la arena Uj con BES.	DN1750: 248 etapas, 330 HP	REDA	27	<p>Protectores golpeados y rotos en +/- 1 pulgada en la parte inferior. AGH con eje roto.</p> <p>Se baja con éxito completación y se recupera producción de arena U.</p>
2	04/03/08	Chequear completación de fondo por pérdida de producción. Continuar produciendo de la arena Uj con BES	DN1100: 432 etapas, 330 HP	REDA	259	Eje de la bomba inferior roto, externamente limpio. Se completo con BES DN1100 / 432 etapas / 330 HP.
3	18/11/08	Chequear completación de fondo debido a pérdida de producción. Probar arena T con BH, determinar potencial para realizar CDC de arenas U y T. Si el resultado no es satisfactorio, seguir produciendo de Uj.	Bomba Jet 9A	Solipet	35	<p>Se observa X-OVER de BHA con empacaduras, tapado por sunchos y escoria de tubería.</p> <p>Arena T con bajo aporte.</p> <p>Se realiza B-Up, que demuestra daño de formación de arena T.</p> <p>El pozo queda produciendo de arena T con BH</p>

4	23/12/08	Mejorar la productividad del pozo. Chequear completación con BH y bajar una similar. Realizar programa altamo consistente en tratamiento ácido debido a daño de formación en T. Evaluar resultados para decidir si se baja CDC para T y U.	Bomba Jet 9A	Solipet	46	Standing valve sale con algo de sólidos. Se realizó B-Up después de tratamiento ácido con resultados parcialmente satisfactorios. Producción incrementa de 268 a 395 BFPD. Continúa produciendo de la arena T.
5	07/02/09	Cambio de completación a CDC para producir de arenas T y U	Arena T: D475N, 408 etapas, 125 HP Arena U: D725N, 348 etapas, 330 HP	REDA	114 356	Se produce de ambas arenas.
6	29/01/10	Recuperar completación debido a falla eléctrica de equipo BES de arena T. Recañoneo de punzados en arena U (10366 - 10390) y abrir nuevos intervalos en T. Bajar una CDC similar para continuar produciendo de T y U	D725N: 348 etapas, 125 HP	REDA	175	Problemas al abrir la camisa. Los cuellos de algunos tubos salen picados en la parte exterior, las carcassas en la BES de la arena U presentan algo de corrosión. Se queda pescado equipo BES de la arena T. Se bajó BES para producir solo de U.
7	23/07/10	Chequear completación debido a pérdida de producción. Continuar produciendo de la arena U con BES.	D725N: 348 etapas, 175 HP	REDA	262	Camisa 100 % taponada por restos de tubería, st. Valve con restos de tubería en menor cantidad. Se encuentra sólidos en tubería sobre descarga BES. Protector superior e inferior de la bomba con carcasa corroída. Tres de 9 guardacables presentan corrosión. Se bajó BES y continúa produciendo de U

8	11/04/11	Chequear completación de fondo debido a pérdida de producción y falla eléctrica de equipo BES. Continuar produciendo de Uj con BES.	D725N: 348 etapas. 200 HP	REDA	248	Taponamiento por presencia de escala en superficie (primeros 6 tubos, cabezal, bayoneta). El tubo 285 @ 8965' sale con hueco de 3/16" de diámetro, cable eléctrico by que de la misma altura lo que provoca la falla eléctrica . Se bajó completación similar y continua produciendo de Uj.
9	15/12/11	Chequear completación de fondo debido a pérdida de producción. Continuar produciendo de Uj con BES.	D725N: 348 etapas. 200 HP	REDA	175	Bola de st valve se encuentra sobre descarga y con tamaño reducido. Acumulación de sólidos entre la descarga y bomba superior y en las etapas de la bomba. Tubería con corrosión interna. Se bajó BES y continua produciendo de Uj
10	07/06/12	Chequear la completación de fondo debido a pérdida de producción. Continuar produciendo de Uj con BES	D725N: 314 etapas. 200 HP	REDA	337	Tubería desconectada en la unión de tubo 249 y 250. Se recuperó BHA y pescado a 8051'. Se bajó BES y continua produciendo de Uj.
11	10/05/13	Chequear la completación de fondo debido a pérdida de producción y falla eléctrica. Continuar produciendo de Uj con BES	D725N: 368 etapas. 160 HP	REDA	294	Tubería internamente con material adherido en la pared y los cuellos presentan arrastre. El tubo debajo de la camisa tiene un hueco corroído de 1/8" de diámetro a 3.5' del cuello, lo que dañó el cable eléctrico y produjo el cortocircuito, internamente el tubo tiene presencia de corrosión. Se bajó BES para continuar produciendo de Uj.
12	28/02/14	Chequear la completación de fondo debido a pérdida de producción. Continuar produciendo de Uj con BES	D800N: 213, 188 HP	REDA		Tubería internamente con material adherido en la pared y los cuellos presentan arrastre. Bola de st valve se encuentra sobre descarga.

5.2 Gráfica de Producción + Reacondicionamientos



La grafica muestra la produccion del pozo en la que se puede observar la variación de la tasa de fluido antes y después de cada reacondicionamiento, así como el incremento del corte de agua.

6. Discusión

El historial de producción del pozo nos da una noción de los problemas que se han presentado en la vida del pozo, por las veces en que ha ocurrido una disminución repentina de producción y se ha tenido que recurrir a un reacondicionamiento para solucionar el problema. Se denota que en varias ocasiones ha existido una pérdida de producción súbita junto con un incremento en la presión de intake, de lo se puede concluir que es posible que haya una obstrucción en la tubería o en los elementos de la completación.

Se ha observado en el historial de reacondicionamientos que la pérdida de producción en varias ocasiones fue consecuencia de presencia de huecos y acumulacion de solidos en la completacion. Los solidos que se presentan son

restos de tubería y depósitos minerales, el desprendimiento de restos de tubería y los huecos en la completación se debe al problema de corrosión, y la precipitación de minerales a la escala. En dos reacondicionamientos se observó hueco en tubería y en cable en el mismo punto, se determinó que la causa del hueco fue por presencia de corrosión. La corrosión observada en el pozo es de tipo bacteriana y por presencia de gases en el fluido como CO_2 , estos gases contribuyen a la corrosión porque incrementan la acidez del agua cuando están disueltos en ella. Según un monitoreo de CO_2 y H_2S realizado el 15 de abril del 2012 en el pozo el valor de % de CO_2 es de 12, demostrando que el nivel de CO_2 es alto.

Actualmente el tratamiento que se ha dado para solucionar la corrosión y la escala es la inyección de químicos por medio de un doble capilar, en el caso de escala se inhibió la precipitación de los depósitos minerales y en el caso de corrosión se ha contrarrestado en cierta medida el problema, pero después de esto se encontró nuevamente un hueco en tubería y cable provocado por corrosión. Debido a que la inyección de químico anticorrosivo no ha dado un resultado tan favorable, ya que el pozo continúa mostrando problemas, se propone lo siguiente como alternativa de solución:

Continuar empleando doble capilar para la inyección de químicos y realizar una revisión de las concentraciones del químico antiescala y anticorrosivo inyectado, con el objetivo de determinar si es suficiente para que este llegue a superficie y proteja todo el aparejo de la completación, esto se puede controlar monitoreando los residuales del producto. Dependiendo del resultado consultar el aumento de la dosificación de los químicos inyectados.

El uso de una tubería que sea más resistente al ambiente corrosivo del pozo, actualmente se usa dentro del pozo una tubería al carbono N80, y se propone una tubería con aleación de cromo, específicamente la tubería L80 proporcionada por Jenarjs. El fundamento de esta propuesta se basa en que la velocidad de corrosión de los aceros con aleación de 3% de cromo es menor a la velocidad de corrosión del acero al carbono, y con esto se evitarán los huecos y el desprendimiento de restos de tubería.

Realizar una operación de limpieza del pozo con un BHA que incluya broca, raspador, cepillo, magneto y canasta debido a que restos de tubería y de la completación que se quedan dentro del pozo no retornan todos a superficie con la circulación, lo que podría ocasionar que al momento de producir se levanten los restos taponando elementos en la completación. Con el BHA integrado se asegura una mejor limpieza del pozo.


7. Operación Recomendada

- 1 Movilizar y armar equipo en locación del pozo MDC-14
- 2 Preparar el volumen necesario de agua de matado de 8.3 lbs/gal, filtrada a 5 micrones y tratada con estabilizador de arcillas, Bactericida, solvente mutual y demulsificante. Controlar el pozo circulando casing – tubing. Chequear que pozo este controlado. Coordinar con producción MDC.
- 3 Desarmar Cabezal de 11" x 5000 psi R-54 x 3 1/2" EUE. Instalar BOP de 11" x 5000 psi R-54 + probar funcionamiento con 2500 psi.
- 4 Sacar en paradas tubería de 3 1/2". Reportar estado de la tubería.
- 5 Recuperar equipo BES. Enviar equipo a inspección y reparación.
- 6 Armar ensamble de limpieza propuesto para el pozo.
- 7 Circular el pozo para limpiar. Recuperar ensamble de limpieza.
- 8 Armar ensamble de completación para bombeo eléctrico de las siguientes características: D725N / 368 etapas / 160 HP más tubería L80 de 3 1/2".
- 9 Bajar ensamble de ESP + tubería de 3 1/2" L80 con herramienta de manipulación y ajuste de torque. Bajar probando tubería cada 1,500 ft @ 2,000 psi. Asentar ESP a +/- 10,178' MD.
- 10 Desarmar BOP. Armar Cabezal.
- 11 Realizar conexiones de superficie para pruebas de producción.
- 12 Realizar prueba de producción de la arena U a la estación hasta estabilizar todos los parámetros de producción.
- 13 Finalizar operaciones.

8. Estimación Económica

• Tasa de Petróleo:	280 BPPD
• Inversión:	\$ 365 M
• Retorno Neto:	\$ 10 / BBL
• Tiempo de recuperación de inversión:	130 días
• NFC Año Uno:	\$ 658 M

El costo del workover se estima que cueste \$ 524,647 incluyendo movilización de equipos, costo operacional y bajada de equipo BES.

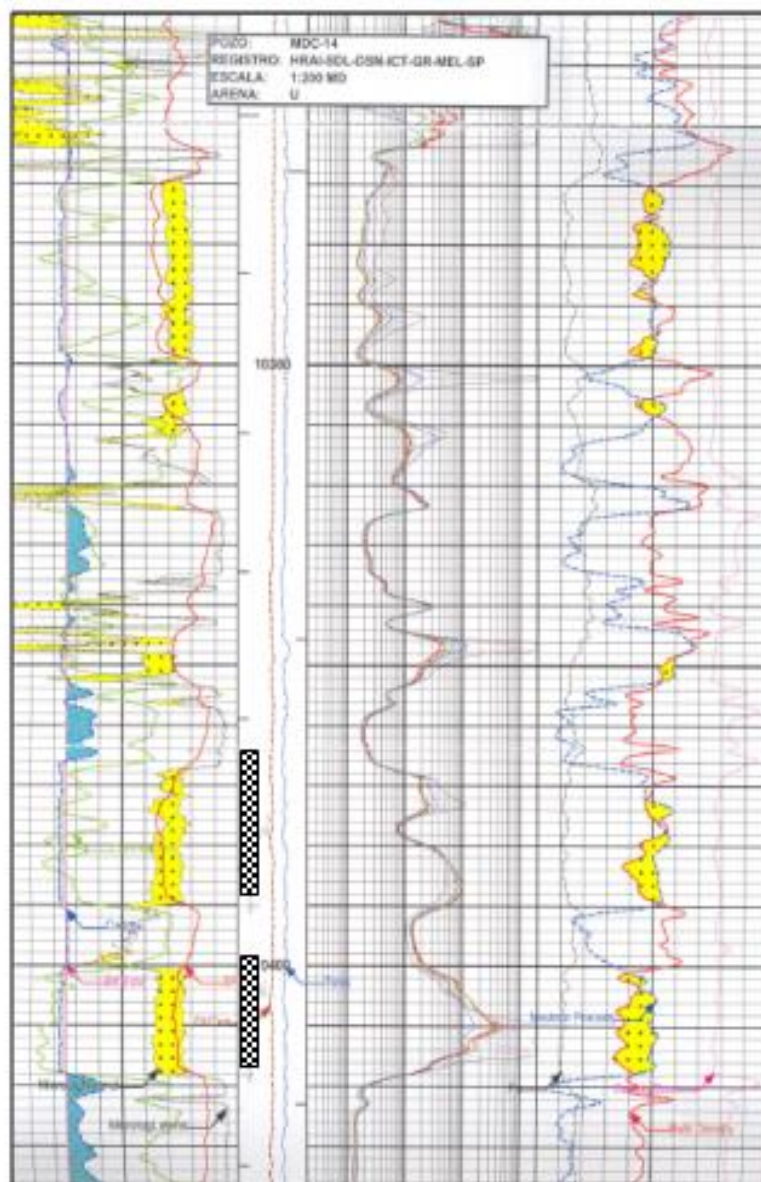
 9. Firmas de Autorización

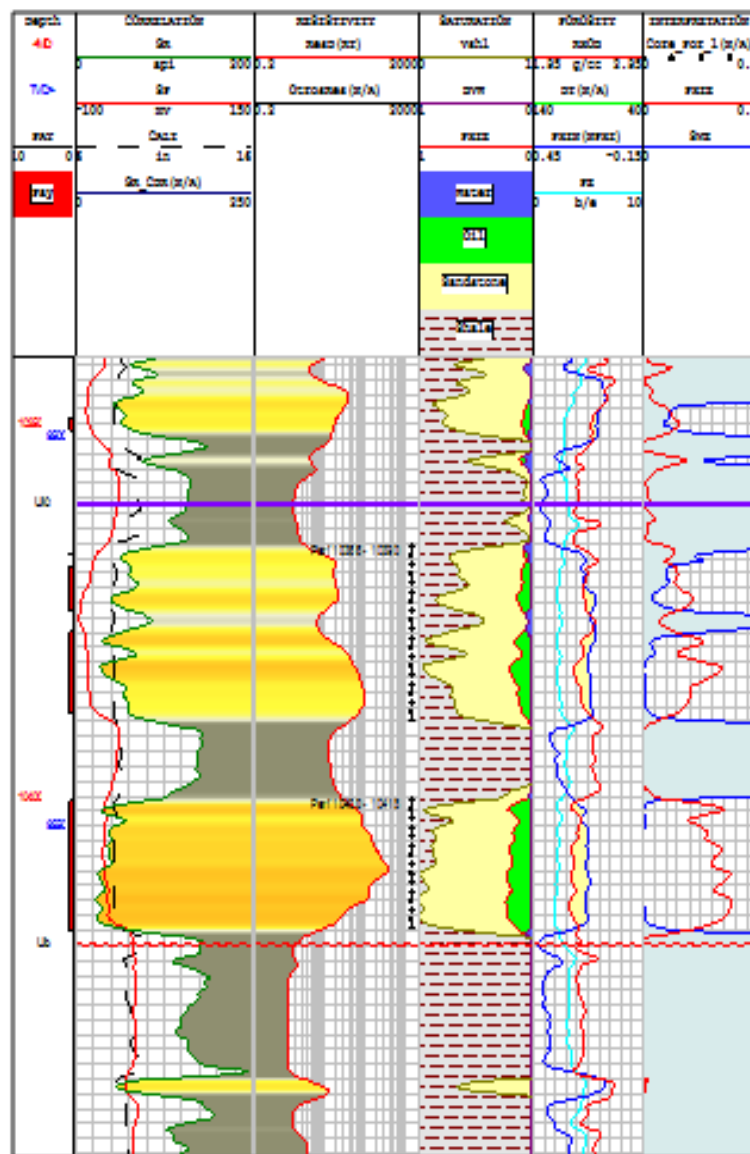
Preparado por:	Aprobado por:
Gabriela Llorenty	Ing. Héctor Taco

ADJUNTO

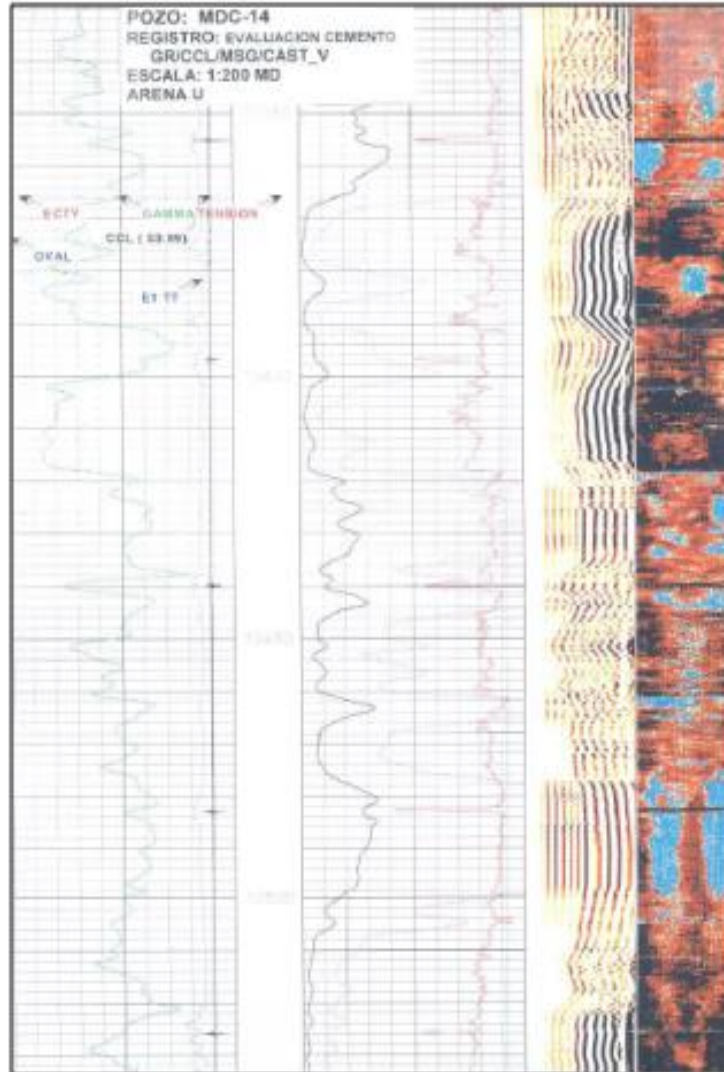
- Diagrama de Pozo Actual y Propuesto
- Diseño de la bomba
- Registros Eléctricos

Registro eléctrico de la arena U inferior





Registro de Cementación de Arena U inferior



ANEXO E

Programa de Reacondicionamiento de pozo MDC14

MDC14

PROGRAMA DE RECONDICIONAMIENTO # 13

PRESUPUESTO: \$ 385,000

1. Objetivo

- Recuperar completación actual
- Limpieza del pozo hasta +/- 10439'
- Bajar completación con equipo BSS (DT25N / 388 etapas / 180 HP) en una tubería resistente a la corrosión (TMSO-CO2).

2. Datos del Pozo

	Casing Superficial	Casing Intermedio	Liner	I.O.L.	Cabezal del pozo
Grado	12 3/8", 85 lb/ft STC, K-55, 12.415' ID	9 5/8", 47 lb/ft STC, N-50, 8.651" ID	7", 38 lb/ft STC, N-50, 6.276" ID	-	Sección C: 11" x 5000 gal R24 x 2 1/2" EUE
Profundidad (MID)	8054 ft	10177 ft	11045 ft	10024 ft	Sección B: 11" x 5000 gal EUE
Profundidad (TVC)	5035 ft	9234 ft	10152 ft	9159 ft	Sección A: 11" x 5000 gal EUE

Notas:

El programa de recondicionamiento de pozos de ENAP SIFPC toma prioridad sobre todos los demás programas de las compañías de servicio contratadas.

Los programas de las compañías de servicio deberán ser presentados, discutidos y aprobados por el Ingeniero encargado y/o el Company Man del pozo.

3. Análisis de riesgos del Trabajo

Actividad	Peligro Asociado	Medidas de Control y Prevención	Equipos	Responsables
Movilización del R/g	Accidente en carretera	Velocidades adecuadas	Camión	Tuscany
Carga y descarga de equipos	Caida de los equipos sobre el personal	Uso de EPP adecuado	Montacargas	Tuscany
Levantamiento de la torre	Rotura de cables (winche). Caida de la torre	Revisión y discusión de la operación paso a paso. Inspección de cable del winche. Revisión de certificaciones de gatos hidráulicos. Solo el personal certificado debe operar los equipos de izaje. El izaje requiere toda la potencia disponible. Controlar la presión de bombeo al elevar la torre con los gatos hidráulicos.	Winche Gatos hidráulicos Malacate	Tuscany
Descarga de Tubería	Caida de tuberías sobre personal	Uso de EPP adecuado	Camion Montacargas	Maquiserpe
Control y Limpieza del pozo	Inhalación, contacto o ingestión de sustancias nocivas. Liquido en líneas. Exposición a temperaturas extremas	Uso de EPP adecuado. Certificación de líneas. Revisión de empaques	Tanques Unidad de Filtrado Bomba de lodos Winche	Tuscany Baker Halliburton
Desarme de cabezal e instalación de	Caida de sección C y BOP. Arremetida del pozo	Al levantar el cabezal y BOP tener cuidado con el balanceo. Instalación de válvula BPV.	Montacargas	Tuscany

BOP	Permitir destiogo en presencia de gas.		
Bajada y subida de tubería	Caida de personal de la mesa o del encualladero. Atrapamiento por o entre objetos. Golpes por herramientas u objetos. Liqueo en juntas y pérdida de presión. Sobretorque en juntas.	<p>Permitir destiogo en presencia de gas.</p> <p>Uso de EPP adecuado.</p> <p>Conocimiento de cinturones de seguridad, líneas de vida.</p> <p>Uso adecuado de herramientas.</p> <p>Bejar probando con standing valve.</p> <p>Control en el torque de cada junta.</p> <p>Verificar que desplazamiento de fluido hacia afuera sea igual a desplazamiento del tubo dentro del pozo. No bajar tubería dentro del pozo demasiado rápido.</p>	<p>Montacargas Winche</p> <p>Tuscany</p>
Carga y descarga de Cable eléctrico	Caida de polea sobre el personal	Uso de EPP adecuado.	<p>Montacargas Polea</p> <p>Tuscany SLB</p>
Pruebas de Producción	Liqueo en líneas de alta presión	Uso de EPP adecuado. Certificación de líneas.	<p>Tanque de Prueba</p> <p>SIPEC</p>

4. Programa

Prácticas recomendadas

1. Realizar una reunión de seguridad previa a cada operación que se va a realizar en el workover. Deben estar presente, obreros, supervisor, rig manager, company man y miembros de la compañía contratada que van a realizar la operación.
2. Detener las operaciones frente a una arremetida, apagar las bombas y comprobar el flujo después de esta señal.
3. Siempre desfogar cualquier presión acumulada antes de abrir el anular. Todo el personal debe estar cubierto y alejado al momento de esta operación.

Procedimiento a seguir

1. Movilizar RIG desde base al pozo MUC14.
2. Asegurarse que todos los tanques se encuentren limpios.

Izaje de torre

1. Al momento del izaje de la torre, no debe encontrarse ninguna persona cerca del RIG.
2. Elevar con los gatos hidráulicos la torre, bombeando a través de la bomba de lodos, subir la sección superior de la torre y se ajustar con los cables de seguridad.

Control de pozo

3. Llenar la capacidad de 500 bls en los tanques con tanqueros de Transcargo con agua fresca.
4. Abrir camisa de circulación de 3 ½" con slickline a 10029.96' y desarmar equipo de slickline.
5. Preparar 500 bls para control con peso de 8,3 lpg. Filtrar agua fresca a 10 micrones, adicionar químicos al agua filtrada, bajo dosificación recomendada por San Antonio.
6. Armar líneas para controlar el pozo.
7. Controlar el pozo llenando el nivel del fluido del casing y tubing. Se monitorea que en el pozo no exista flujo ni por anular ni por tubing.
8. Desarmar líneas de control, líneas de producción y proceder a retirar el cabezal (sección C 11"x 3 ½" R-540).
9. Armar extensión 11"x 5000 psi R-54e instalar BOP 11"x 5000 psi R-54.
10. Probar funcionamiento del BOP con 2500 psi.

Pulling

1. Instalar tubo campana y ~~flow~~ line.

2. Instalar landing joint, desasentar tubing hanger y levantar hasta la mesa rotaria.
3. Cortar y anotar voltaje de cable eléctrico.
4. Retirar tubing hanger.
5. Levantar y colgar polea de H-LL en la torre.
6. Sacar tubería 3 1/2" EUE en paradas.
7. Desarmar equipos BES (Procedimiento Schlumberger)

Notas:

- Inspeccionar visualmente estado de tubería, BHA producción y equipo BES en busca de señales de corrosión.

Limpieza de pozo

1. Arma BHA de limpieza de Halliburton bajo supervisión de técnico de Halliburton: broca de 6 1/2" OD x 3 1/2" reg pin, bit sub de 3 1/2" reg box x 3 1/2" IF box, 7" Combo Tech NC38 pin-box, 7" Mag Tech NC38 pin-box, 7" Vali Tech NC38 pin-box, drill collars de 3 1/2" OD y nogo de 3 1/2" EUE x 2.75" con standing valve.
2. Baja tubería de 3 1/2" EUE con BHA de limpieza para casing de 7", midiendo, calibrando hasta la profundidad +/- 10414/10439' MD. (profundidad a la que llegaron con Rig en wo anteriores)
3. Armar líneas para circular el pozo.
4. Circular en reversa con agua filtrada y tratada con químicos.
5. Desarmar líneas que se realizan para circular.
6. Armar equipo slickline y bajar a recuperar standing valve de 3 1/2"
7. Sacar tubería 3 1/2", con BHA de limpieza de Halliburton, y bajarla a la planchada con protectores de cuellos puestos desde la mesa, ir llenando el pozo cada 5 paradas.

Notas

- Se debe llevar la tubería a inspección y mantenimiento.

Procedimiento de bajada de completación

1. Dirigir una reunión para repetir recomendaciones y normas de seguridad para bajar equipo BES en el pozo.
2. Levantar polea en la torre, pasar flat cable y megar, realizar empate de Flat cable al primer carrito.
3. Armar equipo BES RUDA con el procedimiento de Schlumberger:
 - a. Centralizador de 6.125" x 2 1/2" EUE;
 - b. Sensor Phoenix
 - c. Adaptador 540
 - d. Motor serie 540 de 160 HP
 - e. Separador de gas serie 540

- f. Adaptador 540 a 400
 - g. AGH serie 400
 - h. Bomba U/25N / 368 etapas
4. Instalar descarga 3 1/2" EUE, un tubo de 3 1/2" EUE, nogo 3 1/2" EUE con standing valve.
 5. Ir bajando en tubería 3 1/2" (1N80 Cr3), limpiar roscas, medir y calibrar, ir probando cada 40 tubos con 2500 psi, y levantando los caballetes tubo por tubo. Además instalar protectores cannon cuello a cuello en la mitad de cada tubo. Ir anotando parametros del cable. Asentar BES a 10164' MD
 6. Instalar tubing hanger de 11"x 3 1/2" y realizar prueba con 2500 psi.
 7. Cortar cable y bajar polea de la torre.
 8. Instalar BPV en tubing hanger
 9. Retirar flow line, nipple campana, BOP de 11" y extensión de 11". Retirar caballetes, rampa y subestructura.
 10. Instalar sellos en el tubing hanger, instalar cabezal de 11" (sección "C") retirar BPV y probar cabezal con 2500 psi.
 11. Instalar quick conector
 12. Armar equipo slickline y bajar a recuperar standing valve
 13. Realizar prueba de rotación del equipo BES, anotar giro correcto.
 14. Realizar prueba de rotación al tanque de lodos.
 15. Finalizar operaciones.

Notas:

- Se debe controlar que se ajuste la tubería con el torque adecuado. Se instala capilar 3/8" desde centralizador, bandas 1/4" y guardacables. Se instala segundo capilar 1/4" en la parte superior del motor.

5. Firmas de Autorización

Preparado por:	Aprobado por:

ADJUNTO

- Diagrama de Completación de Pozo (Actual y Nuevo)
- Diagrama BOP
- Hoja técnica de Tubería TN80 Cr3.
- Diseño de BHA de Limpieza y Programa de Halliburton.

ANEXO D

Presupuesto de Propuesta de Reacondicionamiento de pozo MDC14

PROGRAMA DE COSTOS DE OPERACIONES DE WORKOVER					
# Autorización			ESTIM. DIAS OP	B	OBJETIVO
POZO	MDC14		ELABORADO	GL	Recuperar productividad de pozo de
RIG	TUS CANY 08		REVISADO	CC	arena U1 y completar con tubería
WO #	12		FECHA ESTIMADA		resistente a corrosión (TN80 Cr3)
FECHA	04/12/2013				

CUENTA	OPERACIÓN	COSTO UNITARIO	TIEMPO		COSTO	SUBTOTALES
			CANT.	UNID.		
1	Permisos Gubernamentales					\$ 2.500,00
1.1	Permiso de Pulling	1 \$ 2.500,00	1	un	\$ 2.500,00	
1.2	Permiso de Abandono de pozo	0	1	un	\$ 0,00	
1.3	Permiso de Cambio de zona	0	1	un	\$ 0,00	
1.4	Permiso de Cambio de Completación	0	1	un	\$ 0,00	
1.5	Control Ambiental	0	1	un	\$ 0,00	
2	TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO					\$ 127.200,00
2.1	Movilización Base Taladro - Sipec	1 \$ 30.000,00	1	gl	\$ 30.000,00	
2.2	Movilización entre pozos 0- 25 km	0 \$ 25.000,00	1	gl	\$ 0,00	
2.3	Movilización entre pozos 25 - 50 km	0 \$ 35.000,00	1	gl	\$ 0,00	
2.4	Desmovilización Sipec - Base Taladro	1 \$ 30.000,00	1	gl	\$ 30.000,00	
2.5	Tarifa diaria de operación (24 horas)	1 \$ 8.400,00	8	DIA	\$ 67.200,00	
2.6	Tarifa de espera con personal técnico (24 horas)	0 \$ 7.700,00	0	DIA	\$ 0,00	
2.7	Tarifa de espera sin personal técnico (24 horas)	0 \$ 7.200,00	0	DIA	\$ 0,00	
3	CONTROL Y LIMPIEZA DE POZO					\$ 25.445,00
3.1	Broca	0 \$ 10.000,00	1	un	\$ 0,00	
3.2	Demulsificante	1 \$ 26,50	40	gal	\$ 1.060,00	
3.3	Estabilizador de arcillas	1 \$ 28,50	40	gal	\$ 1.140,00	
3.4	Biocida	1 \$ 37,50	10	gal	\$ 375,00	
3.5	KOL	0 \$ 0,60	1	lb	\$ 0,00	
3.6	Píldora Viscosa	0	1	gl	\$ 0,00	
3.7	Movilización	1 \$ 5,00	40	Km	\$ 200,00	
3.8	Unidad de filtración	1 \$ 1.800,00	1	gl	\$ 1.800,00	
3.9	Filtros	1 \$ 36,00	120	un	\$ 4.320,00	
3.10	Alquiler de BHA para limpieza integral de pozo	1 \$ 14.450,00	1	run	\$ 14.450,00	
3.11	Scraper rotatorio	0	1	run	\$ 0,00	
3.12	Alquiler e inspección de Drill Pipe con sus herramientas	0	1	gl	\$ 0,00	
3.13	Alquiler de motor de fondo	0	1	run	\$ 0,00	
3.14	Servicio Técnico Especializado	1 \$ 1.050,00	2	día	\$ 2.100,00	
4	Conectores y Protectores					\$ 4.252,71

4.1	Mantenimiento protectores de cable	1	\$ 6,40	320	un	\$ 2,048,00	
4.2	Compra protectores de cable	0	\$ 79,76		un	\$ 0,00	
4.3	Kit de reparación de Conector	1	\$ 1,915,46	1	un	\$ 1,915,46	
4.4	Compra conector completaciones duales	0	\$ 9,964,58		un	\$ 0,00	
4.5	Compra conector completaciones simples	0	\$ 5,642,95		un	\$ 0,00	
4.6	Servicio Técnico de Desconexión de pozos	1	\$ 289,25	1	un	\$ 289,25	
5	Equipos de completación de Fondo de Pozo						\$ 287,530,20
5.1	Tubería de Producción 3 1/2"	0	\$ 10,34		ft	\$ 0,00	
5.2	Tubería de Producción 2 7/8"	0	\$ 7,08		ft	\$ 0,00	
5.3	Tubería de Producción 5 1/2"	0	\$ 17,12		ft	\$ 0,00	
5.4	Tubería Especial 3 1/2"	1	\$ 20,00	9600	ft	\$ 192,000,00	
5.5	Bomba Jet	0	\$ 10,000,00	1	un	\$ 0,00	
5.6	Herramientas de fondo	1	\$ 4,010,20	1	gl	\$ 4,010,20	
5.7	Completación equipo BES	1	\$ 91,520,00	1	gl	\$ 91,520,00	
6	Cabezal						\$ 1,000,00
6.1	Compra de cabezal completo	0		1	gl	\$ 0,00	
6.2	Compra de sección C	0		1	gl	\$ 0,00	
6.3	Adecuación/Reparación de sección C	0		1	gl	\$ 0,00	
6.4	Repuestos para cabezal	1	\$ 1,000,00	1	gl	\$ 1,000,00	
6.5	Mantenimiento de partes	0		1	gl	\$ 0,00	
7	Limpieza, inspección y reparación de tubería						\$ 0,00
7.1	Limpieza e inspección de tubería	0	\$ 13,00		jt	\$ 0,00	
7.2	Reparación de tubería	0	\$ 90,00		jt	\$ 0,00	
8	APOYO						\$ 49,070,00
8.1	Servicio de catering	1	\$ 45,00	2	persona-c	\$ 90,00	
8.2	Comunicación/Teléfonos/Internet	1	\$ 48,00	8	día	\$ 344,00	
8.3	Servicio de Seguridad	1	\$ 3,722,00	8	día	\$ 29,776,00	
8.4	Vacuum	1	\$ 480,00	3	día	\$ 1,280,00	
8.5	Diesel para Rig y Campamento	1	\$ 250,00	8	día	\$ 2,000,00	
8.6	Grasa	1	\$ 300,00	1	un	\$ 300,00	
8.7	Renta de Caseta	1	\$ 80,00	8	DIA	\$ 640,00	
8.8	Tickets de vuelos	1	\$ 140,00	1	un	\$ 140,00	
8.9	Supervisión Company Man	1	\$ 800,00	8	DIA	\$ 6,400,00	
8.10	Agua Potable	1	\$ 300,00	3	viaje	\$ 800,00	
8.11	Monta carga	1	\$ 400,00	8	día	\$ 3,200,00	
8.12	Transporte de herramientas	1	\$ 410,00	10	viaje	\$ 4,100,00	
8.13	Gruas	0	\$ 2,000,00	8	día	\$ 0,00	
8.14	Adecuación o construcción de Facilidades de superficie	0		1	gl	\$ 0,00	
9	SERVICIOS ESPECÍFICOS						
9.1	Slick Line						\$ 2,666,67

9.1.1	Trabajos de unidad de slickline	1	\$ 1.000,00	3	dia	\$ 2.666,67	
9.1.2	Servicio de Memorias de Presión	0	\$ 40,00	1	hr	\$ 0,00	
9.1.3	Interpretación de memorias de presión	0	\$ 750,00	1	un	\$ 0,00	
9.2	Pruebas de Producción / Inyectividad						\$ 0,00
9.2.1	Alquiler de Tanques, bota, facilidades de superficie	0		1	dia	\$ 0,00	
9.2.2	Alquiler de tubería de alta presión	0		1	dia	\$ 0,00	
9.2.3	Adecuación o construcción de Facilidades de superficie	0		1	gl	\$ 0,00	
9.2.4	Renta Unidad MTU	0	\$ 2.800,00		dia	\$ 0,00	
9.2.5	Renta Camión de Presión	0	\$ 15.000,00		dia	\$ 0,00	
9.2.6	Tanquero	0	\$ 450,00		dia	\$ 0,00	
9.2.7	Renta de bomba de fondo	0	\$ 744,00		dia	\$ 0,00	
9.2.8	Aislamiento de cubetos	0			gl	\$ 0,00	
9.2.9	Servicio de Soldadura	0			gl	\$ 0,00	
9.2.10	Servicio Técnico Especializado	0			dia	\$ 0,00	
9.3	Registros y cañoneo						\$ 0,00
9.3.1	Registro de corrosión	0	\$ 24.090,00	1	un	\$ 0,00	
9.3.2	Registro de cementación	0	\$ 17.871,00	1	un	\$ 0,00	
9.3.3	Registro de Saturación	0	\$ 24.161,00	1	un	\$ 0,00	
9.3.4	Registro PLT / ILT	0				\$ 0,00	
9.3.5	Gamma Ray	0	\$ 8.000,00			\$ 0,00	
9.3.6	Cañoneo TOP	0	\$ 39.878,00	1	un	\$ 0,00	
9.3.7	Cañoneo Wireline	0	\$ 31.055,00			\$ 0,00	
9.3.8	Servicio de asentamiento de herramientas	0	\$ 11.500,00			\$ 0,00	
9.4	Completaciones Duales						\$ 0,00
9.4.1	Equipos de completación Dual de Fondo de Pozo	0		1	gl	\$ 0,00	
9.4.2	Servicio Técnico Especializado	0		1	dia	\$ 0,00	
9.4.3	Renta de equipos para pruebas de packer permanente	0			gl	\$ 0,00	
9.4.4	Renta de llaves para manejo de completaciones duales	0	\$ 45.000,00	1	gl	\$ 0,00	
9.4.5	Penetrador eléctrico de fondo	0			un	\$ 0,00	
9.5	Cementación Forzada						\$ 0,00
9.5.1	Alquiler herramientas de fondo	0		1	gl	\$ 0,00	
9.5.2	Equipos de cementación	0		1	gl	\$ 0,00	
9.5.3	Productos de cementación	0		1	gl	\$ 0,00	
9.5.4	Servicio Técnico Especializado	0			dia	\$ 0,00	
9.5.5	Movilización de Equipos	0			km	\$ 0,00	
9.6	Coiled Tubing y Estimulación						\$ 0,00
9.6.1	Camión Bomba y equipos	0		1	dia	\$ 0,00	
9.6.2	Unidad de coiled tubing y equipos	0		1	dia	\$ 0,00	
9.6.3	Productos de limpieza / estimulación	0			gl	\$ 0,00	
9.6.4	Herramientas de fondo	0			corrida	\$ 0,00	
CUENTA	OPERACIÓN	COSTO UNITARIO	TIEMPO		COSTO	SUBTOTALES	
			CANT.	UNID.			
						SUBTOTAL	\$ 347.465,24
						CONTINGENCIA 5%	\$ 17.373,26
						TOTAL	\$ 364.838,51

REFERENCIAS

- Glosario IACD. "Oil and Gas Drilling Glossary"
- Dashwood and Abbotts "Aspect of the Petroleum Geology of the Orient Basin, Ecuador" , Canfield, 1991.
- White, J. Thomas. Skopec, Robert. Rodas, José. Ramirez, A y Bonilla Guido "Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations, Western Oriente Basin, Ecuador" 1996.
- Sinclair Oil and Gas Company. Abstracto SPE 1283 "Permeability Reduction Through Changes in pH and Salinity" 1968.
- Bohorquez Ivan y Cadena Martha "Metodología para la evaluación de riesgos" 2011.

- Garaicochea P. Francisco y Benítez H. Miguel “Apuntes de Terminación de pozos” Facultad de Ingeniería UNAM.
- Cadena, Raúl “Tratamiento de químicos en plantas de deshidratación de crudos pesados con la ayuda de datos de campo de la compañía AGIP Oil Ecuador B.V.” 2007.
- Hoyos, Mónica. “Fluidos de Control”. Internet:
<http://es.slideshare.net/Pr1nc3zs/tomo03-fluidos-de-control>
- ASM Handbook, Ed. ASM International (American Society for Materials) 5ed, vol. 13 “Corrosion”, 1996
- Tenaris Marketing Communications. “Manual de Uso de Casing y Tubing” 2007.
- Grupo 4. Chirinos, Ronny. “Métodos de Control de Pozos” Cabimas, 2012