

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN
DEL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES EN EL BLOQUE**

16

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

ESTEBAN FERNANDO HARO RUIZ
estebansoul9@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, diciembre 2010

DECLARACIÓN

Yo, Esteban Fernando Haro Ruiz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Esteban Fernando Haro Ruiz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Esteban Fernando Haro Ruiz, bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a DIOS por regalarme la vida, a mis padres y hermanos por apoyarme en todo momento.

Agradezco a todas las personas que han sido parte importante en mi formación profesional y en el desarrollo de este proyecto. Al ingeniero Vinicio Melo por el tiempo dedicado en el desarrollo de este proyecto y su acertada dirección del mismo. A los ingenieros Rafael Rodríguez, Valeria Cárdenas, Francisco Coloma y a todo el personal del Departamento de Desarrollo de Repsol-YPF por su gran colaboración. A los ingenieros Jhonny Zambrano, Gerardo Barros y Raúl Valencia por las enseñanzas compartidas para culminar la mis estudios sin contratiempos.

DEDICATORIA

A todos quienes me enseñan a esforzarme cada día más para alcanzar las metas que me he trazado. Este trabajo lo dedico a DIOS a la Madre Dolorosa mis padres Héctor y Clara, mis hermanos Patty y Walter, a mi nena Valentina que es lo más bello que me ha regalado la vida, y a toda mi familia y amigos.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO	VI
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE CUADROS	IX
LISTA DE FOTOGRAFÍAS	XI
SIMBOLOGÍA O SIGLAS	XIV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVII
CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y DE LAS COMPLETACIONES DOBLES EN EL BLOQUE	
16	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	1
1.1.1 <i>Antecedentes</i>	1
1.1.2 <i>Ubicación</i>	3
1.1.3 <i>Estructura</i>	3
1.1.4 <i>Reservorios</i>	3
1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y ESTRATIGRÁFICAS DEL CAMPO	4
1.2.1 <i>Descripción geológica y estratigráfica de las formaciones</i>	4
1.2.1.1 Arenisca Basal Tena	4
1.2.1.2 Arenisca M-1	5
1.2.1.3 Arenisca U	7
1.2.1.4 Arenisca T	8
1.2.1.5 Arenisca Hollín	8
1.2.2 <i>Topes y bases</i>	9
1.3 COMPLETACIONES DOBLES	9
1.3.1 <i>Completación doble concéntrica con el sistema de encapsulamiento</i>	10
1.3.1.1 Herramientas	11
1.3.1.2 Subensamblajes de la completación doble	13
1.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	13
1.4.1 <i>Equipo de Superficie</i>	14
1.4.1.1 Transformador reductor (SDT)	15
1.4.1.2 Variador de Frecuencia	15
1.4.1.3 Transformador elevador (SUT)	15
1.4.1.4 Caja de Conexiones	15
1.4.1.5 Cabezal del pozo	16
1.4.2 <i>Equipo de Fondo</i>	16
1.4.2.1 Cable de potencia	16
1.4.2.2 Bomba Centrífuga	17
1.4.2.3 Separador de Gas (Intake)	18
1.4.2.4 Sello	19
1.4.2.5 Motor Electrosumergible	20
1.4.2.6 Sensor de fondo	21

CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LOS POZOS INSTALADOS CON COMPLETACIONES DOBLES	22
2.1 RECOPIACIÓN DE DATOS	22
2.1.1 <i>Historiales de producción</i>	22
2.1.1 <i>Historiales de Reacondicionamiento</i>	23
2.2 DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA	23
2.2.1 <i>Propiedades Petrofísicas</i>	23
2.2.2 <i>Propiedades PVT de los Fluidos</i>	25
2.3 RESERVAS DEL BLOQUE 16	26
2.3.1 <i>Reservas</i>	26
2.3.1.1 Reservas probadas	26
2.3.1.2 Reservas no probadas	27
2.3.1.3 Reservas remanentes	28
2.3.1.4 Petróleo Original en Sitio	28
2.3.1.5 Factor de Recobro (FR).....	28
2.4 POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE	29
2.4.1 <i>Análisis de Producción en los pozos con completación doble</i>	31
2.4.1.1 Pozo A1	31
2.4.1.2 Pozo AX1	33
2.4.1.3 Pozo AY1.....	36
2.4.1.4 Pozo BX2.....	40
2.4.1.5 Pozo BX1.....	44
2.4.1.6 Pozo CX1.....	48
2.4.1.7 Pozo DX1	53
2.4.1.8 Pozo DX2	57
2.4.2 <i>Predicción del comportamiento productivo</i>	61
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS COMPLETACIONES DOBLES DEL BLOQUE 16.....	69
3.1 ANTECEDENTES.....	69
3.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	69
3.2.1 <i>Fallas en la sarta de producción</i>	71
3.2.1.1 Fallas por corrosión	72
3.2.1.1.1 <i>Corrosión por ácidos</i>	73
3.2.1.1.2 <i>Corrosión por cloruros</i>	74
3.2.1.1.3 <i>Corrosión por dióxido de carbono CO₂</i>	74
3.2.1.1.4 <i>Corrosión Galvánica</i>	74
3.2.1.1.5 <i>Corrosión influenciada microbiológicamente</i>	75
3.2.1.2 Escala.....	75
3.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	76
3.3.1 <i>Análisis de los fluidos de producción</i>	76
3.3.2 <i>Inspección Visual</i>	78
3.3.2.1 Pozo DX2	78
3.3.2.2 Pozo AY1.....	80
3.3.2.3 Pozo CX1.....	85
3.3.2.4 Pozo DX1	86
3.4 CONSIDERACIONES PARA MITIGACIÓN DE CORROSIÓN	87
3.4.1 <i>Recubrimientos</i>	88
3.4.2 <i>Selección de Materiales</i>	89
3.4.3 <i>Inhibidores de Corrosión</i>	95
3.5 OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO	95

CAPITULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE COMPLETACIONES DOBLES EN POZOS NUEVOS Y EN POZOS EN PRODUCCIÓN.....	101
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	101
4.1.1 <i>Valor actual neto (VAN)</i>	101
4.1.2 <i>Tasa interna de retorno (TIR)</i>	102
4.1.3 <i>Relación Beneficio-Costo</i>	102
4.1.4 <i>Costos del Proyecto</i>	103
4.1.5 <i>Ingresos</i>	105
4.1.6 <i>Egresos</i>	106
4.1.7 <i>Hipótesis en los que se basa el análisis económico</i>	107
4.1.8 <i>Determinación del Valor Actual neto y la tasa Interna de retorno</i>	114
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	115
5.1 CONCLUSIONES.....	115
5.2 RECOMENDACIONES	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXOS	120

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 1

TABLA 1.1: CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE LA ARENA U	7
TABLA 1.2: TOPES Y BASES DE RESERVORIOS	9

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1: RANGOS DE POROSIDAD DE LOS YACIMIENTOS DEL BLOQUE 16	24
TABLA 2.2: RANGOS DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA DE LOS YACIMIENTOS DEL BOQUE 16	25
TABLA 2.3: PROPIEDADES PVT DE PETRÓLEO Y GAS.....	26
TABLA 2.4: FACTORES DE RECOBRO	29
TABLA 2.5: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE CONCENTRICA CON ENCAPSULADO POD EN EL BLOQUE 16	30
TABLA 2.6: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO A1.....	31
TABLA 2.7: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO AX1.....	33
TABLA 2.8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO AX1	35
TABLA 2.9: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO AY1.....	37
TABLA 2.10: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO AY1	39
TABLA 2.11: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX2.....	41
TABLA 2.12: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS POZO BX2.....	43
TABLA 2.13: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX1.....	45
TABLA 2.14: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS POZO BX1.....	47
TABLA 2.15: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO CX1	49
TABLA 2.16: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO CX1.....	51
TABLA 2.17: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX1.....	54
TABLA 2.18: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO DX1	56
TABLA 2.19: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX2.....	57
TABLA 2.20: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO DX2	59
TABLA 2.21: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO AX1.....	64
TABLA 2.22: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO AY1.....	65
TABLA 2.23: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX1.....	65
TABLA 2.24: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX2.....	66
TABLA 2.25: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX1.....	67
TABLA 2.26: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX2.....	68

CAPITULO 3

TABLA 3.1: TIEMPO ESTIMADO DE COMPORTAMIENTO NORMAL DE LAS COMPLETACIONES DOBLES	70
TABLA 3.2: CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS PRODUCIDOS POR LAS COMPLETACIONES DOBLES.	77
TABLA 3.3: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO DX2.....	80
TABLA 3.4: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO AY1	84
TABLA 3.5: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO CX1	86
TABLA 3.6: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO DX1.....	87
TABLA 3.7: TIPO DE RECUBRIMIENTOS SEGÚN AMBIENTE OPERATIVO.....	88
TABLA 3.8: TUBERÍAS FABRICADAS BAJO LA NORMA API 5CT.....	91
TABLA 3.9: COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ACEROS API 5CT	93
TABLA 3.10: COMPONENTES DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO POD	100

CAPÍTULO 4

TABLA 4.1: COSTO DE COMPLETACIÓN DUAL.....	104
TABLA 4.2: COSTO DEL EQUIPO DE WORKOVER.....	105
TABLA 4.3: COSTOS DE PERFORACIÓN	105
TABLA 4.4: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$6.5 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN	108
TABLA 4.5: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$8 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN.....	109
TABLA 4.6: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$12 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN	110
TABLA 4.7: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$6.5 PARA POZOS NUEVOS.....	111
TABLA 4.8: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$8 PARA POZOS NUEVOS.....	112
TABLA 4.9: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$12 PARA POZOS NUEVOS.....	113
TABLA 4.10: RESULTADOS FINALES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA POZOS EN PRODUCCIÓN	114
TABLA 4.11: RESULTADOS FINALES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA POZOS NUEVOS	114

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL BOQUE 16.....	2
FIGURA 1.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 16.....	6
FIGURA 1.3: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON SISTEMA DE ENCAPSULADO.....	12
FIGURA 1.4: SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	14
FIGURA 1.5: CONFIGURACIONES DE CABLES DE POTENCIA.....	17
FIGURA 1.6: BOMBA CENTRÍFUGA.....	18
FIGURA 1.7: SEPARADOR DE GAS.....	19
FIGURA 1.8: SELLO.....	20
FIGURA 1.9: MOTOR ELECTROSUMERGIBLE.....	20

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1: PRODUCCIÓN DEL POZO AX1 RESERVORIO M1.....	35
FIGURA 2.2: PRODUCCIÓN DEL POZO AX1 RESERVORIO BT.....	36
FIGURA 2.3: PRODUCCIÓN DEL POZO AY1 RESERVORIO U INFERIOR.....	39
FIGURA 2.4: PRODUCCIÓN DEL POZO AY1 RESERVORIO U SUPERIOR.....	40
FIGURA 2.5: PRODUCCIÓN DEL POZO BX2 RESERVORIO U INFERIOR.....	43
FIGURA 2.6: PRODUCCIÓN DEL POZO BX2 RESERVORIO U SUPERIOR.....	44
FIGURA 2.7: PRODUCCIÓN DEL POZO BX1 RESERVORIO U INFERIOR.....	47
FIGURA 2.8: PRODUCCIÓN DEL POZO BX1 RESERVORIO U SUPERIOR.....	48
FIGURA 2.9: PRODUCCIÓN DEL POZO CX1 RESERVORIO M1.....	52
FIGURA 2.10: PRODUCCIÓN DEL POZO CX1 RESERVORIO U SUPERIOR.....	53
FIGURA 2.11: PRODUCCIÓN DEL POZO DX1 RESERVORIO U INFERIOR.....	55
FIGURA 2.12: PRODUCCIÓN DEL POZO DX1 RESERVORIO U SUPERIOR.....	56
FIGURA 2.13: PRODUCCIÓN DEL POZO DX2 RESERVORIO U INFERIOR.....	60
FIGURA 2.14: PRODUCCIÓN DEL POZO DX2 RESERVORIO U SUPERIOR.....	61
FIGURA 2.15: CURVA DE DECLINACIÓN.....	62

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1: TIEMPO ESTIMADO DE COMPORTAMIENTO NORMAL DE LAS COMPLETACIONES DOBLES.	70
FIGURA 3.2: PROCESO CORROSIVO.....	72
FIGURA 3.3: DIAGRAMA PARA SELECCIÓN DE MATERIALES.....	94
FIGURA 3.4: TRAYECTORIA DE INHIBIDORES INYECTADOS VÍA CAPILAR.....	97

FIGURA 3.5: PRESIONES PARCIALES DE CO₂ EN CABEZA Y EN EL FONDO DE LOS POZOS..... 99

LISTA DE FOTOGRAFÍAS

CAPÍTULO 3

FOTOGRAFÍA 3.1: CASING 5 ½" DEL POZO DX2.....	79
FOTOGRAFÍA 3.2: TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 ½" DEL POZO DX2	79
FOTOGRAFÍA 3.3: CASING DE 5 ½" DEL POZO AY1.....	81
FOTOGRAFÍA 3.4: STINGER 2 ¾" DEL POZO AY1	81
FOTOGRAFÍA 3.5: DESCARGA DE LA BES SUPERIOR DEL POZO AY1	82
FOTOGRAFÍA 3.6: TUBERÍA 3 ½" DEL POZO AY1.....	83
FOTOGRAFÍA 3.7: TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 ½" DEL POZO AY1	84
FOTOGRAFÍA 3.8: BYPASS TUBING DE 2 7/8" DEL POZO CX1.....	85
FOTOGRAFÍA 3.9: BYPASS TUBING DE 2 7/8"	86

SIMBOLOGÍA

API	=	Gravedad específica del petróleo (American Petroleum Institute)
BAPD	=	Barriles de agua por día
BES	=	Bombeo electrosumergible
BF	=	Barriles fiscales
bls	=	Barriles
BPD	=	Barriles por día
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BSW	=	Porcentaje de agua y sedimentos (%)
C	=	Carbono
CO ₂	=	Dióxido de Carbono
cp	=	Centipoise
Cr	=	Cromo
D	=	Tasa de declinación
FR	=	Factor de recobro
GOR	=	Relación gas-petróleo (scf/BF)
h	=	Altura (ft)
H ₂ S	=	Ácido sulfúrico
HP	=	Caballos de fuerza
ID	=	Diámetro interior (pulgadas)
K	=	Permeabilidad (md)
Km	=	Kilómetro
Mbls	=	Miles de barriles
Mn	=	Manganeso
Mo	=	Molibdeno
N	=	Nitrógeno
Ni	=	Níquel

O ₂	=	Oxígeno
OD	=	Diámetro exterior (pulgadas)
P	=	Fósforo
Pb	=	Presión de burbuja
pH	=	Potencial hidrógeno
Pi	=	Presión inicial
psi	=	libra/pulgada cuadrada
Qo	=	Caudal de petróleo (BPPD)
Qw	=	Caudal de agua (BAPD)
S	=	Azufre
Si	=	Silicio
Sw	=	Saturación de agua (%)
T	=	Temperatura (°F)
TIR	=	Tasa interna de retorno
TOW	=	The Oilfield worksatation. Base de datos de Repsol YPF
TVD	=	Profundidad vertical verdadera (ft)
USD	=	Dólares americanos
VAN	=	Valor actual neto
W	=	Tungsteno
WO	=	Workover
βoi	=	Factor volumétrico del inicial del petróleo
μo	=	Viscosidad del petróleo

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación se realizó un análisis del diseño de las completaciones dobles que operan en el bloque 16 en el que se contempla el desempeño productivo del pozo con este tipo de completaciones, las fallas que han presentado y su tiempo de vida.

El capítulo 1 presenta una breve historia de Repsol YPF en el Ecuador, se detalla la ubicación del bloque 16 operado por la compañía y las características geológicas y estructurales de los yacimientos productores de los campos. También se explica el funcionamiento de las completaciones dobles, las herramientas que utiliza y los subensamblajes que la conforman junto al sistema de levantamiento ocupado (BES).

En el capítulo 2 se detallan los historiales de producción de cada pozo y su respectiva arena en las que fueron completados con doble bomba electrosumergible y sus trabajos de reacondicionamiento. También se presentan las propiedades de los fluidos producidos y las reservas de cada pozo considerado en este estudio.

Posteriormente, en el capítulo 3 se realiza un análisis de los antecedentes y la problemática que presenta la operación de completaciones dobles. Basado en la experiencia de campo y criterios expuestos en este capítulo se procede a realizar un esquema de optimización del diseño de completaciones dobles con el objetivo evitar fallas tempranas.

En el capítulo 4 se realizó un análisis económico de la implementación de completaciones dobles en pozos nuevos y en pozos en producción, de acuerdo con los valores oficiales proporcionados por la compañía Repsol-YPF auspiciante de este proyecto de titulación

Al final se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas de la elaboración de este proyecto de titulación.

PRESENTACIÓN

La compañía REPSOL YPF contempla entre sus planes estratégicos la optimización de producción de crudo de los campos que opera, para ello empezó a utilizar completaciones dobles concéntricas desde el año de 1995.

En base al historial de reacondicionamiento de los pozos se puede notar que algunos de estos equipos han sido cambiados al poco tiempo de ser instalados presentando fallas de tipo corrosivo. Es por ello que Repsol YPF ha visto la necesidad de auspiciar un estudio para determinar las causas de los problemas operativos que han sufrido los equipos de completaciones dobles y que han obligado a abandonar zonas productivas.

Este proyecto tiene como objetivo realizar el análisis técnico y económico para la optimización del diseño de completaciones dobles en el bloque 16, para así prolongar el tiempo de vida de las mismas y reducir los trabajos de reacondicionamiento en los pozos. Durante el desarrollo de esta investigación por disposición del gobierno ecuatoriano la mayoría de empresas operadoras del país debían renegociar sus contratos, a la nueva modalidad contractual de prestación de servicios. Por esta razón hubo que tomar en consideración los parámetros establecidos en este cambio contractual y se procedió a realizar el análisis el análisis económico consecuentemente.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y DE LAS COMPLETACIONES DOBLES EN EL BLOQUE 16

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

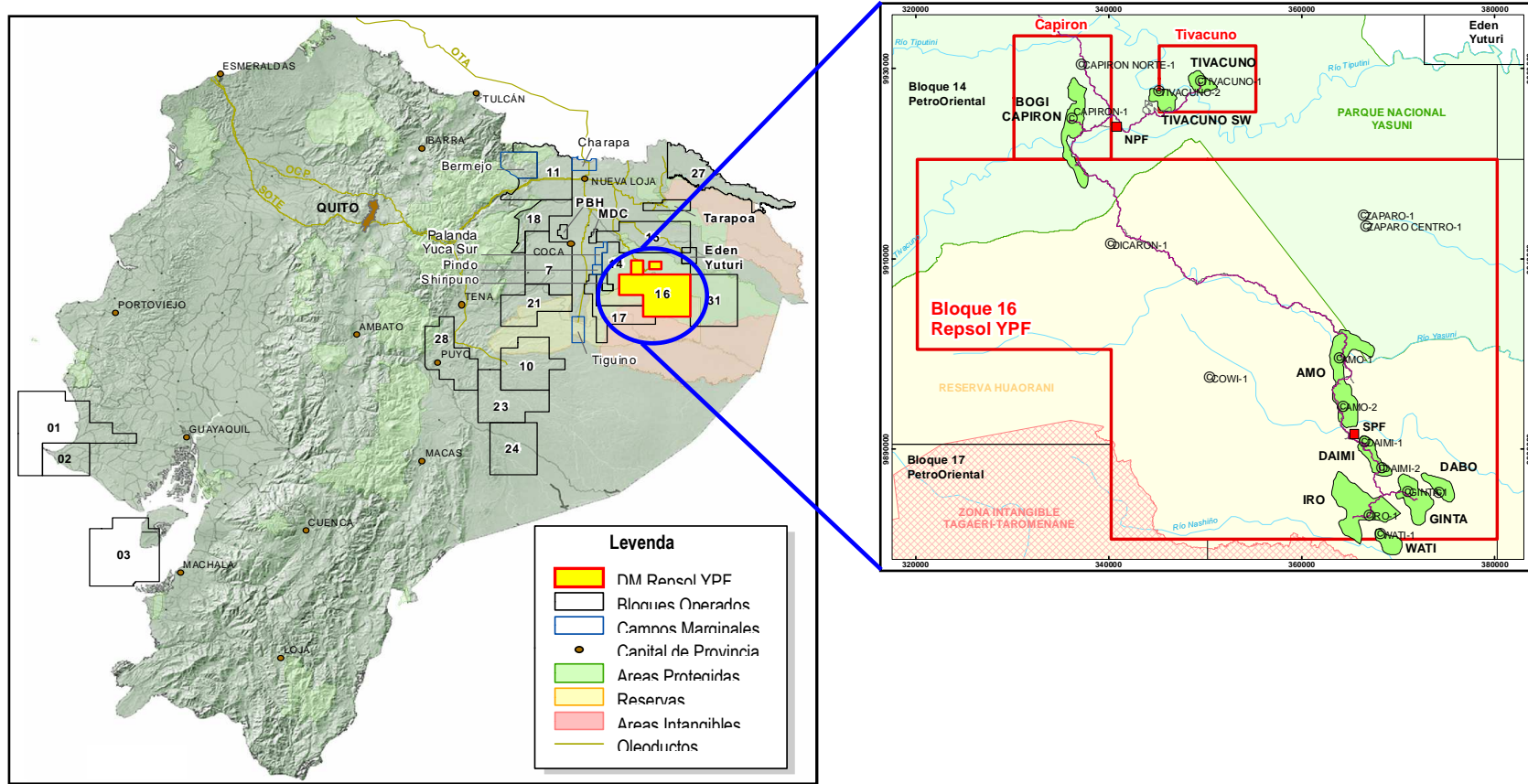
1.1.1 ANTECEDENTES

La transnacional argentina YPF Sociedad Anónima (Yacimientos Petrolíferos Federal) llega al Ecuador en 1995 tras adquirir la compañía MAXUS, para el desarrollo de diferentes actividades hidrocarburíferas en el país. La compañía española REPSOL adquiere YPF en el año de 1998 con el propósito de expandirse internacionalmente, llegando a ser la empresa energética más grande de América Latina, manteniendo el liderazgo en las actividades tradicionales de la compañía e incrementando sus actividades de exploración y producción.

REPSOL YPF realiza trabajos de exploración y producción de petróleo y GLP (Gas Licuado) operando en el Bloque 16, el Campo Unificado Bogi-Capirón y el Área Tivacuno, alcanzando una extensión de aproximadamente 220 mil hectáreas. En el interior del bloque 16 se encuentran las facilidades de producción norte (NPF) y las facilidades de producción sur (SPF) las cuales son sofisticadas instalaciones requeridas para el procesamiento del petróleo proveniente del bloque y de los campos Bogi-Capirón y del área Tivacuno.

Actualmente todos los pozos de los diferentes Well Pads utilizan sistemas de bombeo electrosumergible (BES) para la recuperación de reservas de petróleo presente en los reservorios. En la siguiente figura se muestra la ubicación del Bloque 16 en la región Amazónica.

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL BOQUE 16



FUENTE: TOW Repsol
Elaborado por: Repsol

1.1.2 UBICACIÓN

El bloque 16, operado por la transnacional Repsol-YPF, se encuentra localizado en la región amazónica al sudeste de la ciudad de Quito, en la provincia de Orellana dentro del Parque Nacional “Yasuní” y la reserva étnica “Huaorani”, en la parte central de la cuenca Oriente Ecuatoriana, ocupando aproximadamente 2000 Km² para realizar sus actividades de exploración y producción.

1.1.3 ESTRUCTURA

En forma general los yacimientos están constituidos en la base por areniscas de origen fluvial, y en la parte superior por depósitos estuario y marino transicional. Los reservorios de niveles superiores son areniscas que presentan geometrías complejas y bases generalmente homogéneas y arealmente continuas.

Las estructuras en las que se encuentra almacenado el petróleo, son generalmente trampas estructurales, aunque se presentan también comportamientos estratigráficos, en las que se puede hallar una gran cantidad de ambientes deposicionales tales como los fluviales, sub-ambientales deltaicos, estuarios, de llanura de inundación y marinos someros.

1.1.4 RESERVORIOS

Las areniscas “M-1” y “U” del periodo cretácico y la arenisca Basal Tena, en las cuales se basa este estudio, son los principales yacimientos productores del bloque. También se encuentran pequeñas acumulaciones de petróleo en la formación Hollín y en la arenisca “T” de la formación Napo, por lo que no se las

considera de gran aporte en la producción de petróleo, en los actuales momentos.

Las areniscas continuas Hollín, T inferior, U inferior y M-1 inferior reciben un empuje hidráulico constante proporcionado por un acuífero de fondo. Las areniscas poco continuas como la T superior, U superior, M-1 superior y Basal Tena reciben energía para la producción de la expansión de fluidos dentro del reservorio y por empuje hidráulico de un acuífero lateral finito.

Los reservorios M-1 inferior y U inferior producen cortes de agua de alrededor del 92% debido a la alta relación de movilidades que existe entre el crudo de estos reservorios y el agua de formación. Esto se debe a la gran diferencia entre los valores de viscosidad que van desde 0.3 a 20 cp para el agua de formación y 150 cp para el crudo, lo que también produce varios efectos de conificación.

1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y ESTRATIGRÁFICAS DEL CAMPO

1.2.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y ESTRATIGRÁFICA DE LAS FORMACIONES

1.2.1.1 Arenisca Basal Tena

Constituye un depósito clástico de carácter fluvial con espesores delgados de una considerable extensión areal, encontrado en la base de la formación Tena sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos localizados al momento de su depositación.

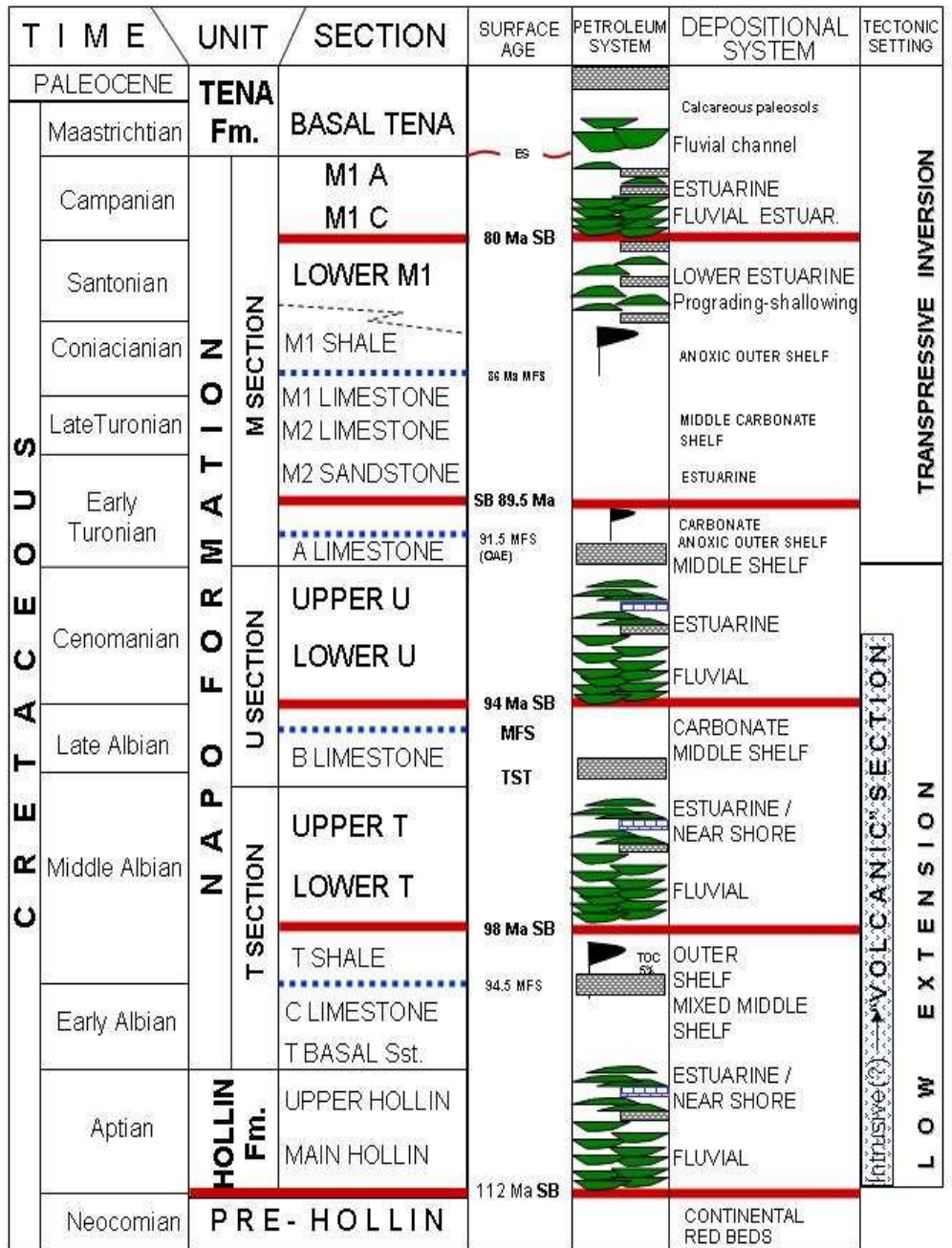
Es un depósito de grano fino decreciente en el tope con una arenisca de grano fino, limolita y gránulos sobre su base erosiva. Se tiene un registro de buzamiento que presenta direcciones de paleocorriente poco consistentes. En la figura 1.2 encontramos la columna estratigráfica para el bloque 16.

1.2.1.2 Arenisca M-1

Se ubica en la parte superior de la formación Napo, corresponde a depósitos fluviales en un amplio valle aluvial relacionado a bajos relativos del nivel del mar. Es una arenisca de predominante grano grueso y medio en capas de uno y dos pies de espesor en estratificación cruzada con base masiva, homogénea y arealmente continua con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este y con niveles superiores con geometrías complejas de distribución.

Esta arenisca está conformada por dos unidades de producción: la M-1 superior que produce por empuje de un acuífero lateral y expansión de fluidos, y la M1-inferior que produce por empuje de un acuífero de fondo.

FIGURA 1.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 16



* Source Rock (green circle) Reservoir (green oval) Seal (hatched box) Local volcanic-volcaniclastics (Ginta) (Generally non reservoir or seal) OAE = Oceanic Anoxic Event (Early Turonian)
 Sst & A Lmst: difficult to recognize in Block 16 (Jaillard, 1997) Mod. from Jaillard, 1997; Barragan et al, 2002

FUENTE: TOW Repsol
 ELABORADOR POR: Repsol

1.2.1.3 Arenisca U

Se localiza entre las calizas A y B del ciclo Napo medio inferior. Constituye un depósito clástico transgresivo. Las areniscas de niveles superiores presentan geometrías heterogéneas mientras que en su base la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continua con direcciones preferenciales de aporte de sureste a noreste y de este a oeste.

Al nivel de la Cuenca, en la parte central la arenisca tiene espesores superiores a 250 pies, y en los flancos orientales los espesores varían entre 25 y 50 pies.

Esta arenisca está dividida en: U inferior y U superior. La U inferior está conformada por trampas estructurales con un mecanismo de producción por empuje hidráulico lateral o de fondo de acuerdo al espesor y a la posición relativa al contacto agua-petróleo. Está dividida en unidades geológicas B, C, D, E, y F.

La U superior está conformada por trampas estratigráficas, con un mecanismo de producción por expansión de roca y fluidos combinado con empuje hidráulico lateral o de fondo proporcionado por un acuífero finito. Está dividida en unidades geológicas A y B.

Las características de estas unidades geológicas se encuentran en la tabla 1.1.

TABLA 1.1: CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE LA ARENA U

Unidad	Descripción
A	Areniscas de grano fino glauconíticas y bioturbadas, bien seleccionadas, con intercalaciones de capas de lodolitas de origen marino.
B	Litología similar a la unidad A de la U superior. Una caliza delgada generalmente suprayace el intervalo.
C	Arenisca de grano fino, glauconítica de origen marino.
D y E	Arenisca de grano medio a fino con estratificación cruzada de origen fluvial.

TABLA 1.1 CONTINUACIÓN

F	Arenisca de grano medio a fino, bastante homogénea, continua y distribuida en ejes paralelos simétricos de origen fluvial conformada por canales.
----------	---

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

1.2.1.4 Arenisca T

Se encuentra entre las calizas B y C de la formación Napo, se la divide en T superior y T inferior. Generalmente la base de estas areniscas se presentan masivas, homogéneas y arealmente continuas y con geometrías complejas en los niveles superiores.

En unidades basales al hidrocarburo se lo encuentra en trampas estructurales mientras que en las unidades superiores se lo encuentra en trampas estratigráficas.

1.2.1.5 Arenisca Hollín

Es un yacimiento que muestra una variedad de ambientes deposicionales, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar.

Se encuentra dividida en Hollín superior y Hollín inferior o principal. La formación superior es de origen marino presentando una geometría muy compleja y la formación inferior es de origen fluvial homogénea extendida y continua horizontal y verticalmente.

1.2.2 TOPES Y BASES

Las principales herramientas utilizadas que determinan las divisiones de los yacimientos en subsuelo son los registros eléctricos, la sísmica y los núcleos.

En la tabla 1.2 se presentan promedios de los topes y bases de las arenas Basal Tena, M1, U superior y U inferior para el campo en base a los datos de profundidad de los pozos productores.

TABLA 1.2: TOPES Y BASES DE RESERVORIOS

	Topes	Bases	h
	TVD (ft)	TVD (ft)	(ft)
Basal Tena	7581	7595	14
M1A	7595	7640	45
M1C	7641	7694	53
M1 inf	7678	7778	100
U sup	8355	8433	78
U inf	8463	8555	92

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

1.3 COMPLETACIONES DOBLES

En el bloque 16 existen a la fecha registros de 8 completaciones de pozos con doble bomba electrosumergible. Estas completaciones permiten la producción de dos arenas distintas controlando independientemente las contribuciones zonales.

Se pueden instalar en pozos con casing de 9 5/8" y con liner de 7".

En forma general estas completaciones brindan las siguientes ventajas:

- Permite una mejor gestión de zona
- Impide flujo cruzado entre zonas

- Permite realizar pruebas de producción a cada zona
- Reduce el número de pozos que se necesita perforar

1.3.1 COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO

El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula (POD) de 7", bajo esta se encuentra instalado un ensamblaje Tailpipe el cual tiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetran en el Seal Bore Packer (ID pulido), que estará situado entre las dos zonas de interés, con esta configuración de Packer y cápsula POD se aíslan las zonas productoras una de otra.

El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través del Tailpipe y llega hasta la cápsula POD, de donde será levantado hasta la superficie por la BES inferior.

Un equipo BES con un sistema dual de flujo se instala arriba del POD, para producir la zona superior. Por encima de este sistema dual de flujo se instala las tuberías concéntricas de 5 1/2" y de 2 7/8" las cuales conducen los fluidos producidos hasta superficie. El sistema dual de flujo conduce el fluido producido de la zona superior hasta superficie por una tubería interior de 2 7/8", para que no se mezcle con la producción de la zona inferior. La producción de la zona inferior es conducida hasta superficie por la BES inferior a través del espacio anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2 7/8".

Con esto se consigue que las dos zonas sean producidas independientemente, ya que la producción de cada zona llega a superficie por diferentes tuberías, por lo tanto pueden ser medidas independientemente en superficie.

En la figura 1.3 podemos observar el diagrama general de las completaciones dobles concéntricas con encapsulado POD de 7".

1.3.1.1 Herramientas

Los distintos ensamblajes de una completación doble están compuestos de las herramientas descritas a continuación y se los puede observar en la figura 1.3.

La unión ajustable (adjustable union), proporciona un mejor trabajo al momento de instalar el equipo BES facilitando el espaciado crítico en superficie y entre los componentes de subsuelo.

Los Blast joints son tuberías instaladas frente a las perforaciones en las zonas productoras para prevenir la erosión debido a los fluidos del reservorio.

Los nipples son herramientas que sirven para asentar tapones para realizar pruebas de presión o control de flujo.

La Standing valve es el tapón que se asienta en los nipples.

La empaadura (Packer) son herramientas que sirven para aislar dos zonas productoras.

El sealbore packer es una extensión para ampliar la superficie pulida por debajo del packer.

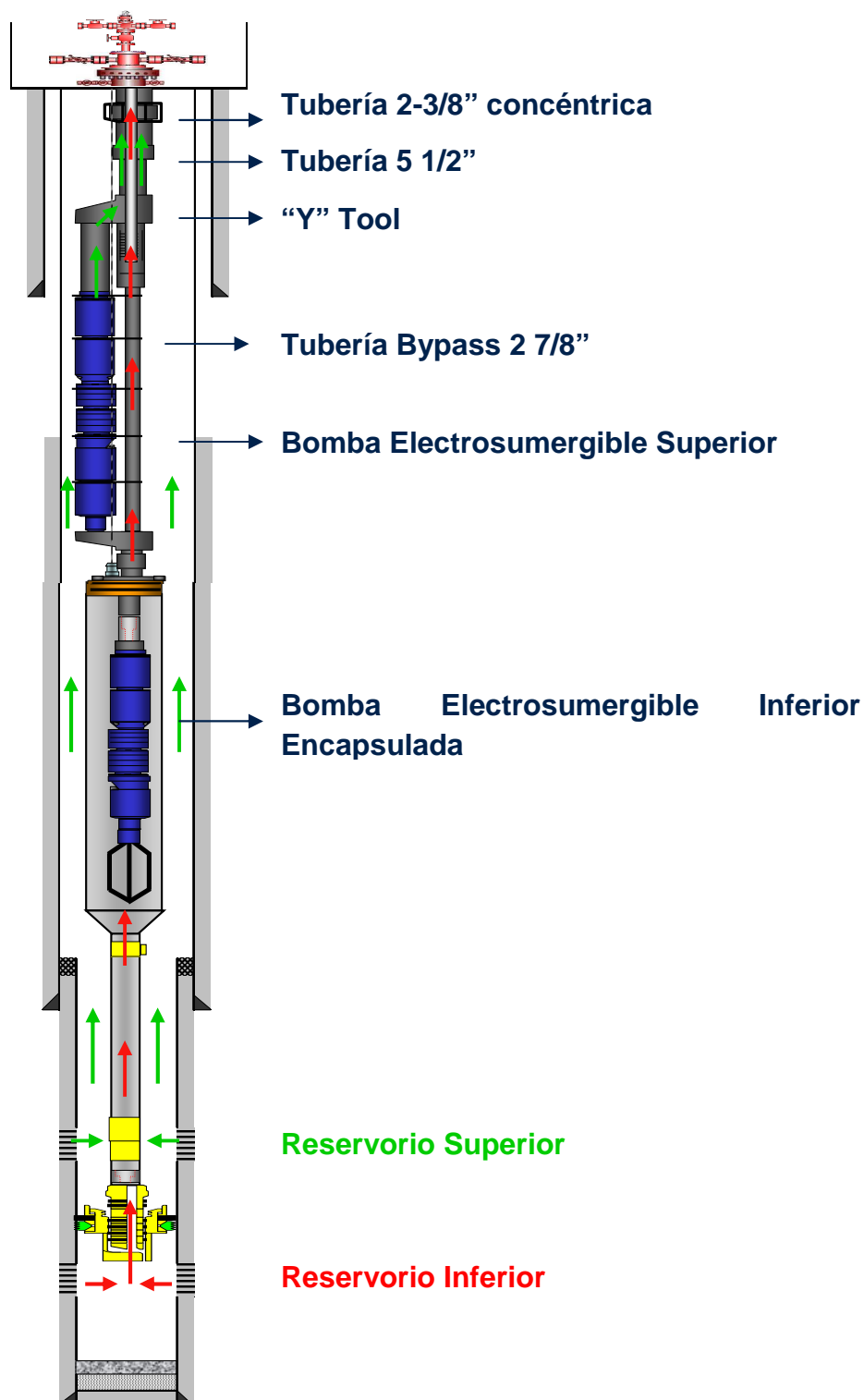
El muleshoe permite al final de la tubería entrar en lo alto de la línea o en el packer.

El Tailpipe es la tubería de fondo por donde ingresa el flujo de la zona inferior.

El Crossover es un accesorio que permite la unión de dos tuberías de diferente diámetro.

El POD es la cápsula en donde se asienta el equipo BES inferior.

FIGURA 1.3: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON SISTEMA DE ENCAPSULADO



FUENTE: Repsol
ELABORADO POR: Esteban Haro

1.3.1.2 Subensamblajes de la completación doble

La completación concéntrica tipo POD 7" consta de los siguientes subensamblajes de los cuales están compuestos de diferentes herramientas:

Completación de fondo:

- Ensamble de empaadura
- Localizador de sellos
- Junta de seguridad

Encapsulado POD 7":

- Adaptador de encapsulado
- Hadling sub
- Hanger

Ensamblaje Intermedio:

- Junta de seguridad

Ensamblaje del sistema dual de flujo

- Pump support
- Y-tool
- Unión ajustable

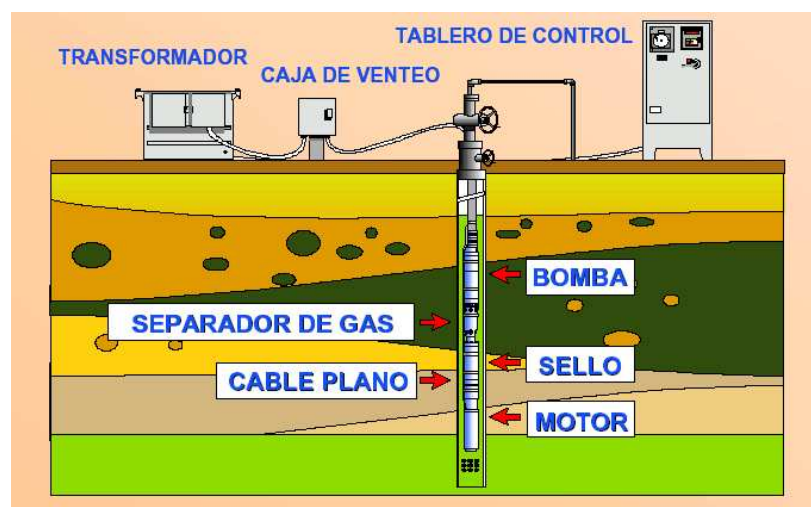
1.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electrosumergible es considerado un medio económico y efectivo que permite producir altos volúmenes de fluido desde grandes

profundidades. Se basa en el uso de bombas centrífugas con un motor de fondo sumergido dentro de los fluidos del pozo.

Los componentes de este sistema pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie como se puede observar en la figura 1.4.

FIGURA 1.4: SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Centrilift
ELABORADO POR: Centrilift

1.4.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

Provee energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Consta principalmente de transformadores, tablero o variador de control, caja de conexiones (venteo) y el cabezal del pozo.

1.4.1.1 Transformador reductor (SDT)

Se encarga de reducir el voltaje entregado por las líneas de distribución de energía eléctrica al voltaje requerido en la entrada de los variadores, que varía entre 480 V.

1.4.1.2 Variador de Frecuencia

Se encarga de variar la frecuencia de entrada de 60 Hz y convertirla en una frecuencia que oscila entre 30 – 90Hz, la cual permite operar las bombas a diferentes velocidades.

1.4.1.3 Transformador elevador (SUT)

Se encarga de elevar el voltaje en la salida del variador al voltaje requerido por el motor electrosumergible, que varía entre 1,000 V y 3,760V.

1.4.1.4 Caja de Conexiones

Realiza tres funciones principales:

- Proporciona un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo.
- Proporciona un desfogue para el gas que puede migrar por el cable de potencia desde el fondo del pozo.

- Proporciona puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de fondo.

1.4.1.5 Cabezal del pozo

Está diseñada para soportar el peso del equipo de fondo y mantener control sobre el espacio anular del pozo. Debe estar equipado con un empaquetamiento que proporcione un sello alrededor del cable y de la tubería de producción capaz de resistir presiones diferenciales de hasta 10,000 psi.

1.4.2 EQUIPO DE FONDO

El equipo de fondo se lo acopla a la tubería de producción y consta principalmente de un motor eléctrico, un sello, un separador de gas y una bomba electrocentrífuga.

1.4.2.1 Cable de potencia

Es un cable trifásico bien protegido del abuso mecánico y resistente del deterioro físico y eléctrico que transmite la potencia al motor electrosumergible el cual se fija a la tubería de producción.

El cable puede ser redondo o plano dependiendo del espacio disponible en el pozo como se puede observar en la figura 1.5.

FIGURA 1.5: CONFIGURACIONES DE CABLES DE POTENCIA

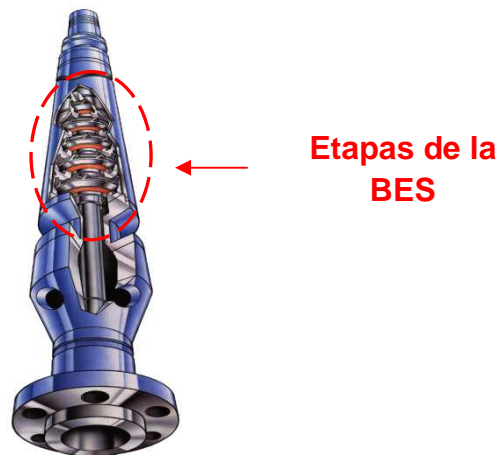
FUENTE: Centrilift
ELABORADO POR: Centrilift

1.4.2.2 Bomba Centrífuga

Este tipo de bombas convierten la energía mecánica originada por el motor en energía hidráulica necesaria para desplazar los fluidos que están siendo bombeados en el pozo.

Está construida de una serie de etapas (impulsores y difusores, figura 1.6) que cumplen las siguientes funciones:

- El fluido pasa a través del impulsor, obteniendo energía cinética y potencial.
- El difusor dirige el fluido al siguiente impulsor transformando energía cinética en energía potencial.
- Estas etapas se superponen una sobre otra para obtener la altura dinámica deseada.

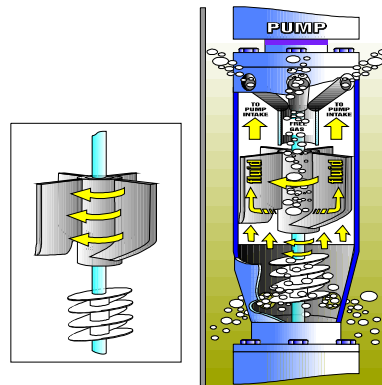
FIGURA 1.6: BOMBA CENTRÍFUGA

FUENTE: Centrilift
ELABORADO POR: Centrilift

1.4.2.3 Separador de Gas (Intake)

Está diseñado para que gran parte del gas libre que se encuentra en los fluidos del pozo no ingrese a la bomba y de este modo prevenir la cavitación.

La bomba electrosumergible está diseñada para operar normalmente con un porcentaje de gas libre del 10 %, si este valor es superior afectará su funcionamiento incrementando la posibilidad de cavitación o de bloqueo de la bomba.

FIGURA 1.7: SEPARADOR DE GAS

FUENTE: Centrilift
 ELABORADO POR: Centrilift

La cámara rotativa obliga a los fluidos más densos a dirigirse a las paredes exteriores y al gas a migrar al centro de la cámara. Al gas se le ventea por el espacio anular del pozo y los fluidos más densos se dirigen a la toma de la bomba.

1.4.2.4 Sello

Se encuentra entre la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba y está diseñado para proteger el motor cumpliendo las siguientes funciones:

- Proveer el volumen necesario para permitir la expansión y contracción del aceite del motor debido a su operación.
- Igualar la presión en la cavidad del pozo con el aceite del motor.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba.

FIGURA 1.8: SELLO

FUENTE: Centrilift
ELABORADO POR: Centrilift

1.4.2.5 Motor Electrosumergible

Es un motor de inducción bipolar trifásico, a una velocidad de 3,600 RPM a 60 Hz. Está diseñado para resistir temperaturas hasta 260°C (500°F).

El motor es alimentado por corriente alterna de tres fases la cual crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator.

FIGURA 1.9: MOTOR ELECTROSUMERGIBLE

FUENTE: Centrilift
ELABORADO POR: Centrilift

1.4.2.6 Sensor de fondo

Son sistemas de monitoreo de fondo, que son instalados en la parte inferior del motor.

Son sistemas de detección de presión, temperatura y vibración del motor para obtener datos del comportamiento de la bomba y del yacimiento con el fin de determinar si es necesario cambiar el tamaño de la bomba o considerar una intervención en el pozo.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LOS POZOS INSTALADOS CON COMPLETACIONES DOBLES

Para realizar el análisis del comportamiento productivo de pozos con completación doble se ha recopilado datos de historiales productivos, de reacondicionamiento y registros físico-químicos de los fluidos producidos por los pozos con el fin de determinar la respuesta del pozo durante el tiempo de operación de la completación doble.

2.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

2.1.1 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

Son registros que detallan los tipos y cantidad de fluidos producidos en cada pozo desde su inicio de operaciones, así como también las presiones de fondo fluyente de cada pozo que se obtienen por el sensor instalado a la profundidad de asentamiento y las características operativas del sistema de levantamiento artificial, en este caso el bombeo electrosumergible.

2.1.1 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

Son registros en los cuales se especifica las intervenciones que ha tenido cada pozo desde su completación inicial hasta la fecha actual, con el fin de reportar los antecedentes del pozo y fallas que ha presentado para evitar problemas o dificultades pasadas.

2.2 DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA

2.2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Son propiedades que permiten el almacenamiento y conducción de fluidos dentro de un reservorio, como por ejemplo porosidad ϕ , permeabilidad K, saturación de petróleo S_o , saturación de agua S_w , presión capilar P_c y compresibilidad de la roca. Los valores para cada arena se los puede obtener del análisis de muestras de sus respectivos cores en laboratorios o de registros eléctricos.

La porosidad es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. Por definición es el volumen vacío de la roca dividido para el volumen total de la roca expresado en porcentaje o fracción decimal. Los rangos de valores respectivos para las arenas Basal Tena, M1, U superior y U inferior en el bloque 16 están expresados en la tabla 2.1. Para cada una de las unidades geológicas de la arena U, ya descritas en la tabla 1.1. Para las arenas Basal Tena y M1 se utilizan el mismo tipo de unidades geológicas.

TABLA 2.1: RANGOS DE POROSIDAD DE LOS YACIMIENTOS DEL BLOQUE 16

Yacimiento	Unidad	Porosidad (%)
Basal Tena		11.8 – 21.8
M-1 Sup.	A	11.1 – 25.9
M-1.	C	19.1 – 27.6
	F	
Us	A-1	17.1 – 22.3
	B	
Ui	C	16.1 – 22.5
	DE	

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que los líquidos fluyen a través de una formación. En la tabla 2.2 se encuentran los datos promedios de permeabilidad para las principales arenas productoras, cabe recalcar que para el caso de la arena M1C existen canales de alta permeabilidad de hasta 10,000 mD.

La permeabilidad relativa nos indica la habilidad relativa de dos fluidos inmiscibles para fluir simultáneamente en un medio poroso.

La saturación de un fluido en una roca es la relación entre el volumen de un fluido en los poros y el volumen total de los poros.

TABLA 2.2: RANGOS DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA DE LOS YACIMIENTOS DEL BOQUE 16

Yacimiento	Permeabilidad K (md)	Sw (%)
Basal Tena	600	16 - 43
M1	3000 - 4500	23 - 40
U	2000 - 3000	23 - 34
T	1000	21 - 35

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.2.2 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

En los yacimientos encontramos mezclas de hidrocarburos como petróleo y gas, de las cuales es importante determinar sus propiedades para tener una visión más amplia de su comportamiento de flujo en el reservorio. En la tabla 2.3 podemos encontrar las principales propiedades PVT de petróleo como $\%API$, factor volumétrico inicial de petróleo, presión de burbuja, viscosidad de petróleo a 212 $^{\circ}F$, presión inicial de reservorio y relación gas petróleo para las arenas Basal Tena, M1, U superior y U inferior..

TABLA 2.3: PROPIEDADES PVT DE PETRÓLEO Y GAS

Yacimiento	Unidad	API	β_{oi} (bls/BF)	Pb (psia)	μ_o (cp)	Pi (psia)	GOR (scf/BF)
Basal Tena		16.8	1.081	455	15.5	3,242	54
M1	A	16.9	1.068	505	48.9		58
	C	15	1.086	517	109.9	3,280	58
	F	15	1.068	517	109.9		58
Us	A-1	14.5	1.088	583	72.4	3,600	55
	B	14.7	1.088	573	78.2		53
Ui	C	16.8	1.088	459	48.9	3,620	53
	DE	16.9	1.088	505	48.9		58

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.3 RESERVAS DEL BLOQUE 16

2.3.1 RESERVAS

Las reservas son la cantidad de petróleo que puede ser extraído de reservorios bajo condiciones técnicas que resulten económicamente rentables a partir de una determinada fecha en adelante.

Todos los cálculos de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, el grado relativo de incertidumbre puede expresarse clasificando las reservas en dos grupos, reservas probadas y no probadas.

2.3.1.1 Reservas probadas

Las reservas probadas son volúmenes de petróleo que por análisis de datos de geología e ingeniería, se estima con certeza razonable serán recuperadas de reservorios conocidos en años futuros bajo las actuales condiciones

técnicas y económicas, es decir precios, costos y regulaciones a la fecha dada.

Son reservas que pueden ser recuperadas en áreas donde se ha desarrollado el campo.

2.3.1.2 Reservas no probadas

Las reservas no probadas están basadas en datos de geología e ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

Las reservas no probadas se las puede clasificar en reservas probables y reservas posibles.

2.3.1.2.1 Reservas probables

Las reservas probables son aquellas basadas en datos de geología e ingeniería similares a los usados para calcular las reservas probadas que por condiciones de incertidumbre técnica, económica o contractual no permite clasificarlas como reservas probadas.

2.3.1.2.2 Reservas posibles

Las reservas posibles son aquellas determinadas por análisis de datos de geología e ingeniería con menor grado de certeza a ser recuperadas que las reservas probables.

2.3.1.3 Reservas remanentes

Reservas remanentes son aquellos volúmenes de petróleo que permanecen en el reservorio a una fecha dada después del inicio de la producción.

2.3.1.4 Petróleo Original en Sitio

El petróleo original en sitio (POES), es el volumen total de hidrocarburo almacenado en un reservorio. Se lo expresa en condiciones estándar.

2.3.1.5 Factor de Recobro (FR)

El factor de recobro se refiere a la fracción del volumen total de hidrocarburo presente en el reservorio que se puede producir, los valores para los yacimientos del bloque 16 se encuentran en la tabla 2.4.

TABLA 2.4: FACTORES DE RECOBRO

Campo	Yacimiento	Factor de recobro (%)
AMO	BT	14.15
	M1	24.4
	Us	14.36
	Ui	3.15
DAIMI	BT	22.38
	M1	19.55
	Us	15.44
	Ui	29.59
IRO	M1	9.31
	Us	22.66
	Ui	26.36
GINTA	BT	7.58
	M1	23.86
	Us	25.88

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4 POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE

En la tabla 2.5 se presentan las principales características de los pozos que operan con completación doble al mes de Junio del 2010.

TABLA 2.5: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE CONCENTRICA CON ENCAPSULADO POD EN EL BLOQUE 16

Pozo	Arena	Petróleo Qo (BPPD)	Agua Qw (BAPD)	Fluido Total (BPD)	BSW (%)	Petróleo Producido (Mbls)	Reservas (Mbls)
AX1	BT	684	355	1039	33.00	248.99	498.5
	M1	445	7772	8217	94.30	787.44	214.2
AY1	Us	560	1469	2029	71.38	405.86	109.58
	Ui	-	-	-	-	246.82	-
BX1	Us	459	674	1133	58.10	104.25	340.5
	Ui	486	8613	9099	94.37	1384.08	589.4
BX2	Us	117	2951	3068	95.98	102.24	55.1
	Ui	633	2684	3317	80.00	910.22	595.0
CX1	M1	-	-	-	-	231.58	-
	Us	-	-	-	-	2952.78	-
DX1	Us	96	2177	2273	95.56	253.92	70.2
	Ui	-	-	-	-	350.3	162.6
DX2	Us	417	2524	2941	85.11	250.46	161.7
	Ui	-	-	-	-	358.13	-

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE

2.4.1.1 Pozo A1

El pozo A1 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena M1 con bomba electrosumergible GC6100 – 154 etapas/450 HP, el 2 de febrero de 1995. En la tabla 2.6 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.6: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO A1

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	M1	28/02/1995	7,644	7,674	30	5,530	2
WO # 1	M1	20/07/1995	7,644	7,674	30	4,723	3
WO # 2	M1	24/11/1995	7,644	7,674	30	6,087	3
WO # 3	M1	8/6/1996	7,644	7,674	30	2,713	77
WO # 4	M1	8/7/1997	7,644	7,674	30	1,091	85
	BT		7,596	7,608	12	555	21
WO # 5	BT	11/7/1999	7,644	7,674	30	571	38

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

El 20 de julio del 2005 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de reemplazar la unidad de bombeo que operaba debido a que dejó de producir. Se instala equipo BES GC-6100 – 154 etapas/450HP. Inicia su producción con caudales aproximados de 3,800 BPPD con un corte de agua de 1 %, esta producción va declinando hasta noviembre del mismo año en el que la producción es de 1,774 BPPD con un corte de agua de 64%.

El 24 de noviembre del 2005 se realiza el segundo trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de incrementar la producción de petróleo

instalando equipo BES GC8200 – 153 etapas/450 HP. La producción inicial es de 2400 BPPD con un corte de agua de 62% la cuál fue declinando hasta junio del 2006 con 1,034 BPPD con un corte de agua de 80%.

El 8 de junio de 1996 se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de incrementar la producción instalando equipo BES JN10000 – 87 etapas/450 HP. Inicia la producción con 2100 BPPD y un corte de agua de 81%, esta producción declina hasta julio de 1997, mes en el que deja de funcionar el equipo con una producción de 1,100 BPPD y un corte de agua de 88%.

El 8 de julio de 1997 se instala la primera completación doble en el bloque 16 con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de reservas posibles de dos yacimientos diferentes simultáneamente optimizando el tiempo programado de producción. Se instala el equipo con doble bomba electrosumergible para producir Basal Tena con FC925 – 284 etapas/264 HP y M1 con GC8200 – 178 etapas/660 HP. Basal Tena produce aproximadamente durante dos meses un caudal de de 450 BPPD con un corte de agua de 25%. Desde septiembre de 1997 no se registra producción.

El reservorio M1 inicia su producción aproximadamente con 1,000 BPPD con un corte de agua de 88% hasta noviembre de 1997 a partir de este mes la producción cae a 800 BPPD con un corte de agua de 90% y hasta abril de 1998 declina hasta 650 BPPD con un corte de agua de 94% y deja de producir.

El 8 de diciembre de 1998 se realiza el quinto trabajo de reacondicionamiento para sacar la completación doble, asentando un tapón a 7633' para aislar M1 y continuar produciendo Basal Tena con BES FC 925 – 269 etapas. El pozo produce aproximadamente 2 meses hasta febrero de 1998 un caudal 294 BPPD con un corte de agua de 25%.

Desde el año 1997 hasta el 2004 no se instaló otra completación doble.

2.4.1.2 Pozo AX1

El pozo AX1 es completado inicialmente como un pozo horizontal para evaluar la arena M1 con bomba electrosumergible P100 – 79 etapas/418 HP, el 17 de agosto del 2006. En la tabla 2.7 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.7: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO AX1.

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	M1	17/08/2006	8,981	10,010	1,029	4,098	10
WO # 1	Basal Tena	19/04/2009	8,660	8,751	91	434	46.8
WO # 2	Basal Tena	2/12/2010	8,660	8,751	91	820	33
	M1		8,970	8,981	11	570	93.15

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

Durante los primeros días de producción se tiene un alto caudal de producción de petróleo con un corte de agua aproximado de 3.2%, el cual aumento considerablemente en el segundo mes de producción alcanzando el 48.1%, a partir de este mes el corte de agua incrementó gradualmente el primer año de producción alcanzando el 94% al final de este período. Desde agosto del 2007 hasta marzo del 2009, fecha en la cuál la arena M1 deja de producir temporalmente, el corte de agua se estabilizó en valores alrededor del 95.8%. Durante este período, la producción de petróleo declinaba conforme aumentaba la producción de agua, de abril del 2006 a febrero del 2007 la producción de petróleo cae de 3,319 BPPD a 722 BPPD. Hasta abril del 2009 la producción de petróleo declina de 900 BPPD hasta 350 BPPD aproximadamente. En la tabla 2.8 se indica los valores promedios de producción por año del pozo AX1.

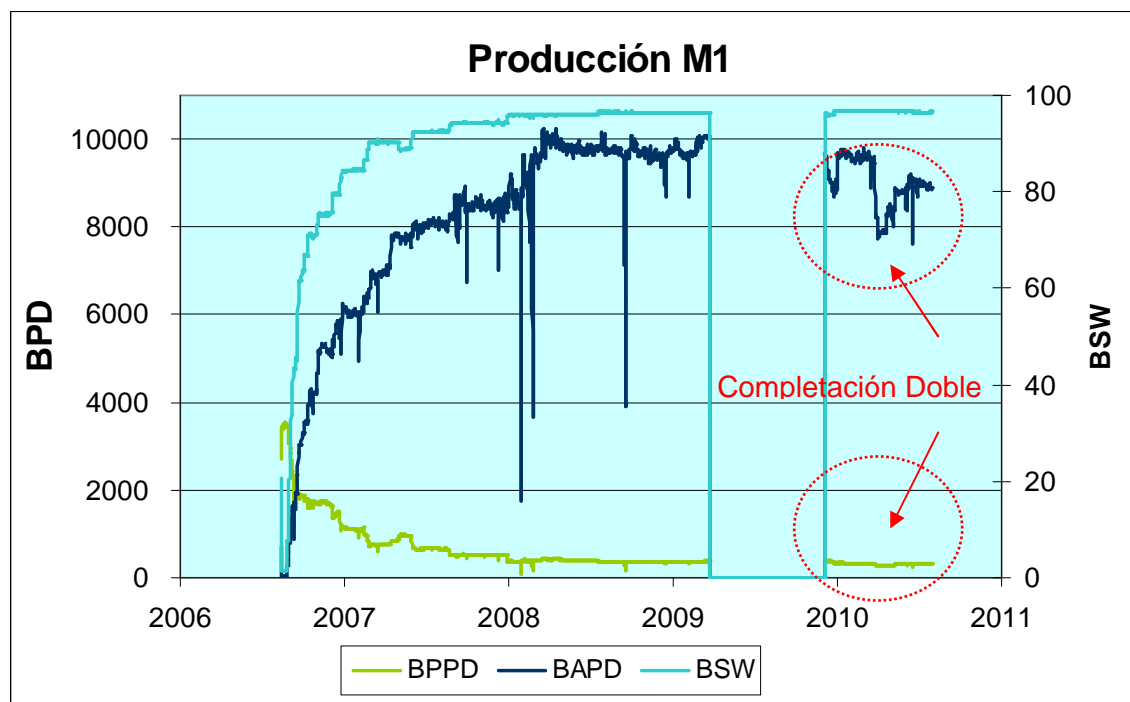
El 19 de abril del 2009 se decide evaluar el comportamiento de la arena Basal Tena con BES P11 – 136 etapas/304 HP, para lo cuál se aisló temporalmente la arena M1 y se procedió a cañonear el intervalo 8660'-8751'. La producción de petróleo es de 434 BPPD con un corte de agua de 46.8%, esta arena se mantuvo estable de abril del 2009 hasta noviembre del mismo año fecha en la cual se realizó el segundo trabajo de reacondicionamiento.

El 2 de diciembre del 2009 el pozo es completado con doble bomba electrosumergible para producir simultáneamente los reservorios Basal Tena con BES P23 – 139 etapas/304 HP, el intervalo 8,660' a 8,751' y M1 con BES P100 – 79 etapas/418 HP, el intervalo de 8,970' a 8,981'. Para el caso de las dos arenas la producción de petróleo y agua no varían drásticamente desde abril del 2009 hasta agosto del 2010. La presión de fondo fluyente ha mantenido un comportamiento normal para las dos arenas, de alrededor de 1,800 psi para M1 y de 450 psi para Basal Tena. La bomba superior estuvo trabajando a 50 Hz y en abril del 2010 se incremento a 52 Hz mientras que la bomba inferior trabajó a 56 Hz, en diciembre del 2009 se incrementa a 58 Hz y en Abril del 2010 sube a 60 Hz para mantener el caudal con el que se esta trabajando. No se presentan variaciones que muestren comunicación de zonas, tiempo de vida sin comunicación 243 días hasta la fecha actual.

Las figuras 2.1 y 2.2 muestran el comportamiento productivo del pozo AX1 para las arenas M1 y BT respectivamente

La tabla 2.8 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo AX1 por arena.

FIGURA 2.1: PRODUCCIÓN DEL POZO AX1 RESERVORIO M1



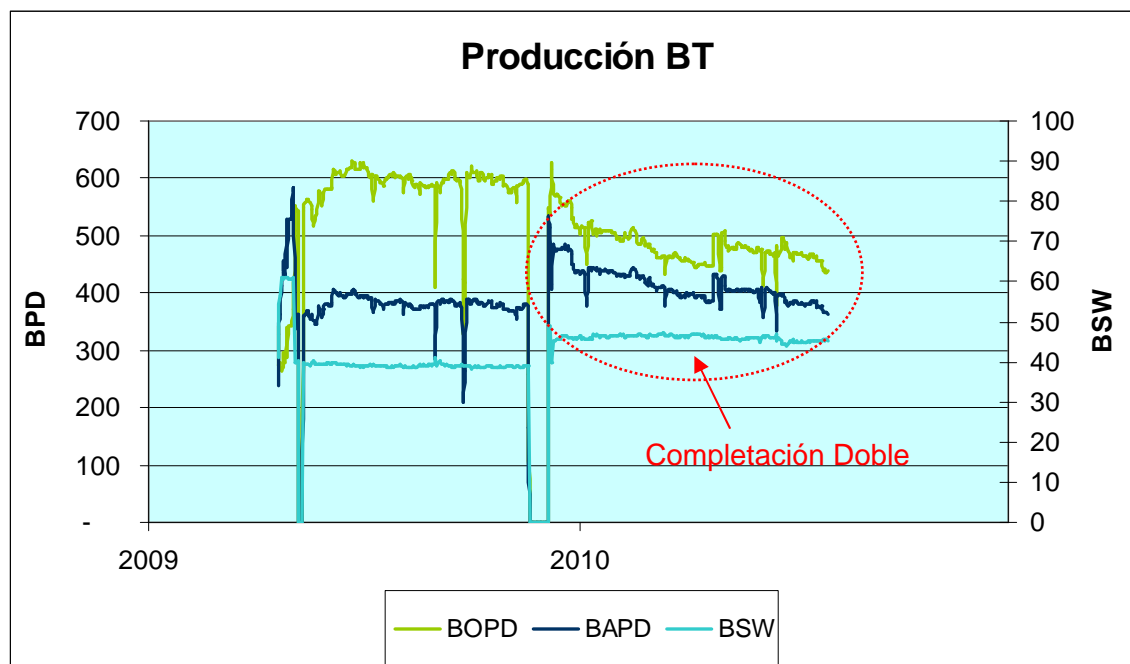
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO AX1

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2006	M1	1,967	3,672	5,639	65.12
2007	M1	718	7,691	8,409	91.46
2008	M1	380	9,554	9,934	96.17
2009	M1	365	9,729	10,094	96.38
2009	BT	561	376	937	40.13
2010	BT	477	407	884	46.04
	M1	314	9,012	9,326	96.63

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.2: PRODUCCIÓN DEL POZO AX1 RESERVORIO BT



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.3 Pozo AY1

El pozo AY1 es completado inicialmente como un pozo horizontal para evaluar la arena U inferior con bomba electrosumergible P75 - 85 etapas/418 HP, el 5 de mayo del 2006. En la tabla 2.9 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.9: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO AY1

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	U Inferior	5/5/2006	9,232	9,242	10	703	78
WO # 1	U Superior	10/12/2006	9,127	9,150	23	677	2.13
WO # 2	U Inferior	23/12/2007	9,232	9,242	10	438	92.4
	U Superior		9,127	9,150	23	476	40
WO # 3	U Inferior	12/1/2009	9,232	9,242	10	438	92.4

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

En el primer mes de producción el caudal de petróleo logra estabilizarse en valores alrededor de 800 BPPD y el corte de agua aumenta rápidamente de 18.9% a 84.3%. El pozo se mantiene operando durante seis meses disminuyendo su caudal de petróleo gradualmente hasta alcanzar valores aproximados de 425 BPPD. Durante este tiempo el corte de agua aumenta a 92% conforme declina el caudal de petróleo.

El 10 de diciembre del 2006 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de aislar la arena U inferior, y evaluar la arena U superior con BES P11 – 136 etapas/380 HP. Se cañonea el intervalo de 9,127' a 9150'. Durante el primer año de producción de esta arena, el corte de agua se mantiene valores alrededor del 13.2% y en el último mes 44%, el caudal de petróleo aproximado es 344 BPPD.

El 23 de diciembre del 2007 se realiza el segundo trabajo de reacondicionamiento para determinar el índice de productividad de la arena U superior, en el cuál se completa el pozo con doble bomba electrosumergible para producir simultáneamente los reservorios U inferior con BES P75 – 127 etapas/418 HP, y U superior con BES P11 – 203 etapas/380 HP.

De diciembre del 2007 a enero del 2009 la producción de la arena U inferior de 346 BPPD se mantiene estable con una ligera disminución en el caudal promedio de petróleo al final del período y un ligero incremento en el corte de

agua de 94% a 96%. La presión de fondo fluyente aumenta de 1,100 psi a 1,450 psi. La bomba trabaja a 64 Hz todo este tiempo.

En el reservorio U superior el caudal de petróleo permanece alrededor de 400 BPPD y el corte de agua cambia de 50% a 25% hasta abril del 2008. A partir de abril hasta enero del 2009 el corte de agua incrementa rápidamente llegando al 95%, el caudal de petróleo decrece hasta 64 BPPD y la presión de fondo aumenta de 800 psi a 1,600 psi, con lo cuál se estima que la completación doble presenta problemas de comunicación de producción por lo que necesita ser intervenido. La bomba superior trabaja a 50 Hz todo este período. Se estima un tiempo de vida sin comunicación entre zonas de 124 días

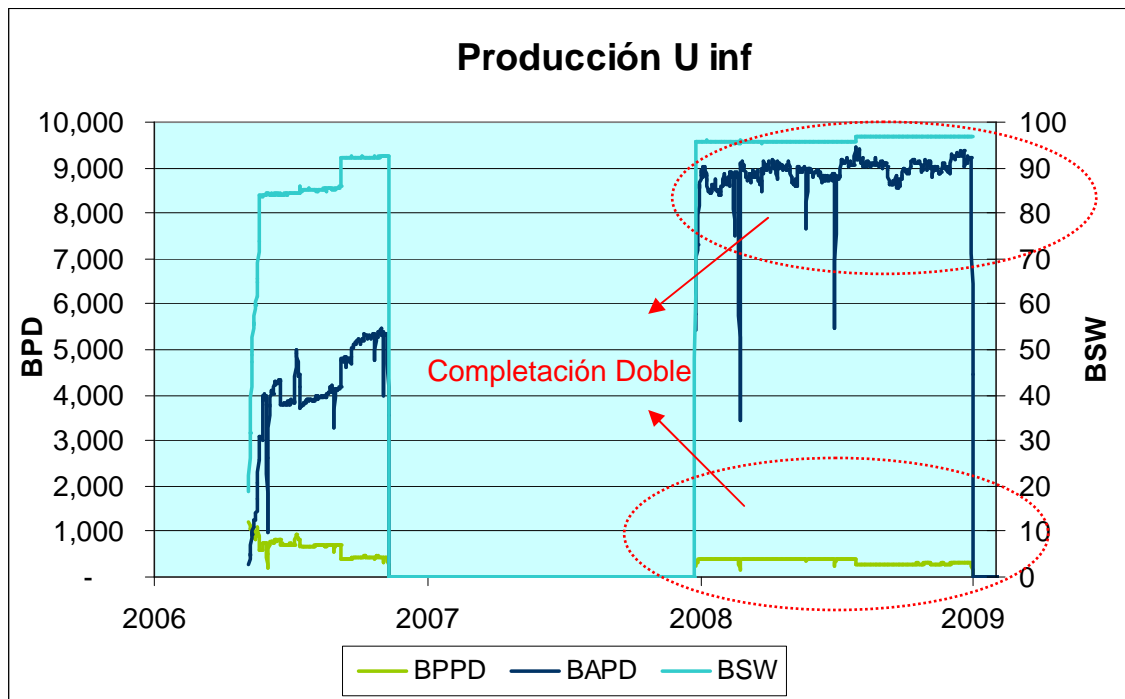
El 12 de enero del 2009 se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento en el cual se saca la completación doble. Se decide continuar produciendo solamente U superior con BES P23 – 139 etapas/418 HP. En enero del 2009 se logra reducir el corte de agua, manteniéndose durante este año en 81.7% con un caudal de petróleo de 252 BPPD.

Durante el 2010 mejora la tasa de petróleo subiendo a 353 BPPD y el corte de agua disminuye a 79%.

Las figuras 2.3 y 2.4 muestran el comportamiento productivo del pozo AY1 para las arenas Ui y Us respectivamente

La tabla 2.10 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo AY1 por arena.

FIGURA 2.3: PRODUCCIÓN DEL POZO AY1 RESERVORIO U INFERIOR



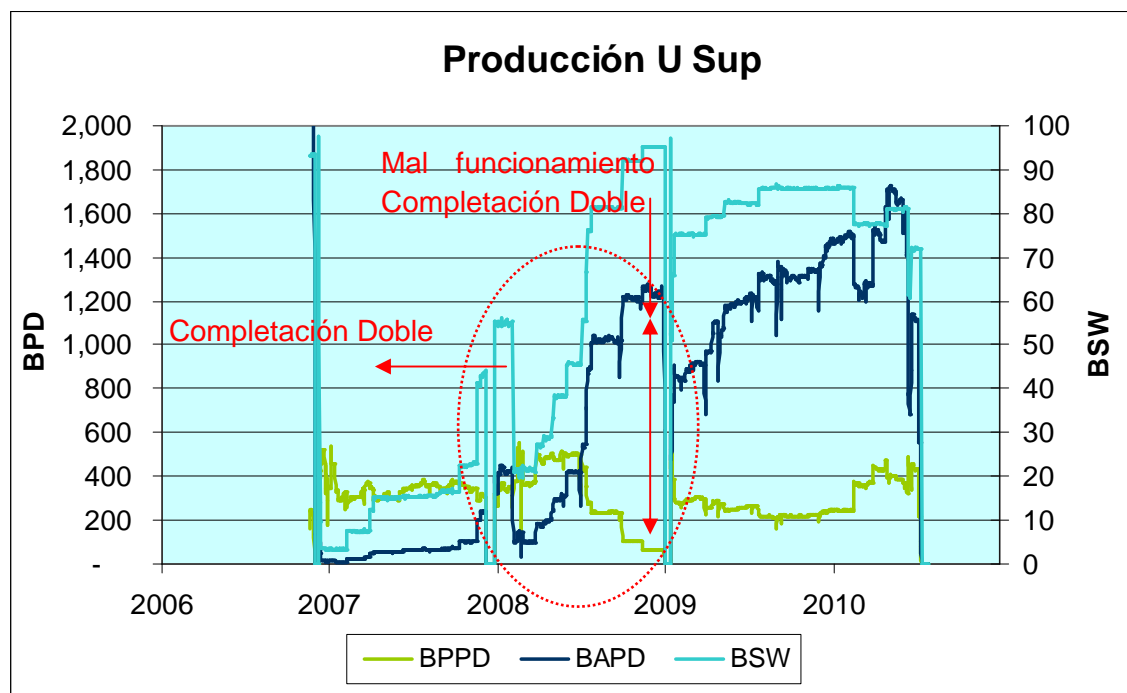
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.10: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO AY1

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2006	Ui	632	4,116	4,748	86.69
2007	Us	340	63	403	15.63
2008	Us	305	675	980	68.88
	Ui	347	8,909	9,256	96.25
2009	Us	252	1,163	1,415	82.19
2010	Us	353	1,388	1,741	79.72

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.4: PRODUCCIÓN DEL POZO AY1 RESERVORIO U SUPERIOR



FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.4 Pozo BX2

El pozo BX2 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena U inferior con bomba electrosumergible GC4110 - 117 etapas/304 HP, el 17 de septiembre del 2004. En la tabla 2.11 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.11: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX2.

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	U Inferior	17/9/2004	9,438	9,458	20	503	86
WO # 1	U inferior	8/1/2005	9,392	9,413	21	631	1
WO # 2	U Superior	28/08/2008	9,323	9,339	16	548	12
WO # 3	U Inferior	6/10/2008	9,392	9,413	21	487	70.19
	U Superior		9,323	9,339	16	452	58.38

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

De septiembre del 2004 a junio del 2005 la producción permanece con cortes de agua alrededor de 91.3% aumentando a 94.8% en los últimos dos meses y el caudal de petróleo en 400 BPPD declina a 296 BPPD.

El 8 de junio del 2005 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento en la arena U inferior para reducir la producción de agua y aumentar la producción de petróleo. Se aísla el intervalo abierto (9,438' – 9,458') con CIBP y se cañonea el intervalo 9,392' – 9,413' para producir con BES GC2900 – 89 etapas/208 HP. Los resultados son satisfactorios aumentado el caudal de petróleo a 764 BPPD y reduciendo el corte de agua a 10.6% el primer año, estos valores fueron variando, declinando la producción de petróleo a 350 BPPD y aumentando corte de agua a 76.8% hasta agosto del 2008.

El 28 de agosto del 2008 se realiza el segundo trabajo de reacondicionamiento para aislar temporalmente el reservorio U inferior y evaluar el reservorio U superior en el intervalo 9,323' – 9,339' con BES P47 – 83 etapas/389 HP. El pozo produce durante un mes 359 BPPD y un corte de agua de 30%.

El 6 de octubre del 2006 se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento para producir simultáneamente los reservorios U inferior con BES P47 – 83 etapas/389 HP y U superior con BES P47 – 83 etapas/128 HP.

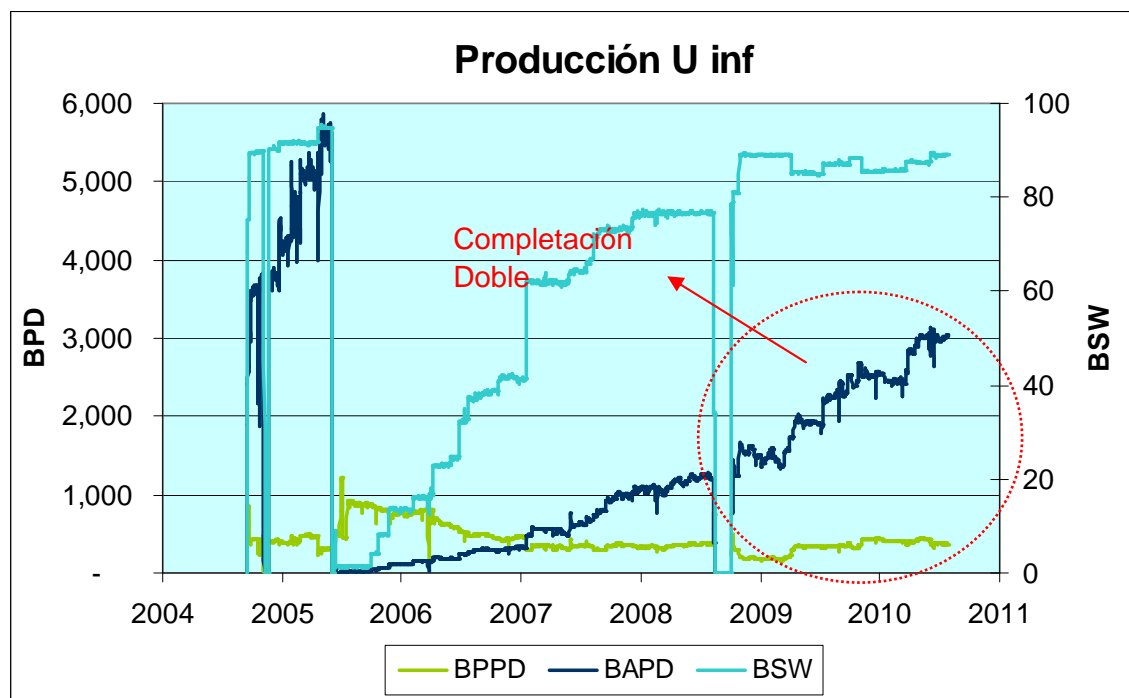
Durante los siete primeros meses de producción de la U inferior, se maneja un bajo caudal de petróleo aproximado de 200 BPPD, con la BES trabajando a 52 Hz, el cuál fue incrementándose y de abril del 2009 (58 Hz) a agosto del 2010 (60 Hz) el caudal es de 380 BPPD. Durante este período el corte de agua se estabiliza en 87% y la presión de fondo disminuye paulatinamente de 1,100 psi a 700 psi.

En los primeros tres meses de producción de la U superior, el corte de agua es de 79% y el caudal de petróleo es de 318 BPPD trabajado la BES a 46 Hz, y a partir de enero del 2009 a agosto del 2010 el caudal de petróleo declina a 100 BPPD con un corte de agua que aumenta gradualmente de 94.8% a 97.6%. En este tiempo se observa incrementos de la frecuencia de trabajo de la BES de 50 Hz hasta 60 Hz y caídas de presión de fondo de acuerdo a estos cambios paulatinos incrementando el caudal de fluido total pero manteniendo el caudal de petróleo. No se presentan muestras claras de comunicación, tiempo de vida sin comunicación 762 días.

Las figuras 2.5 y 2.6 muestran el comportamiento productivo del pozo AY1 para las arenas Ui y Us respectivamente

La tabla 2.12 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo BX2.

FIGURA 2.5: PRODUCCIÓN DEL POZO BX2 RESERVORIO U INFERIOR



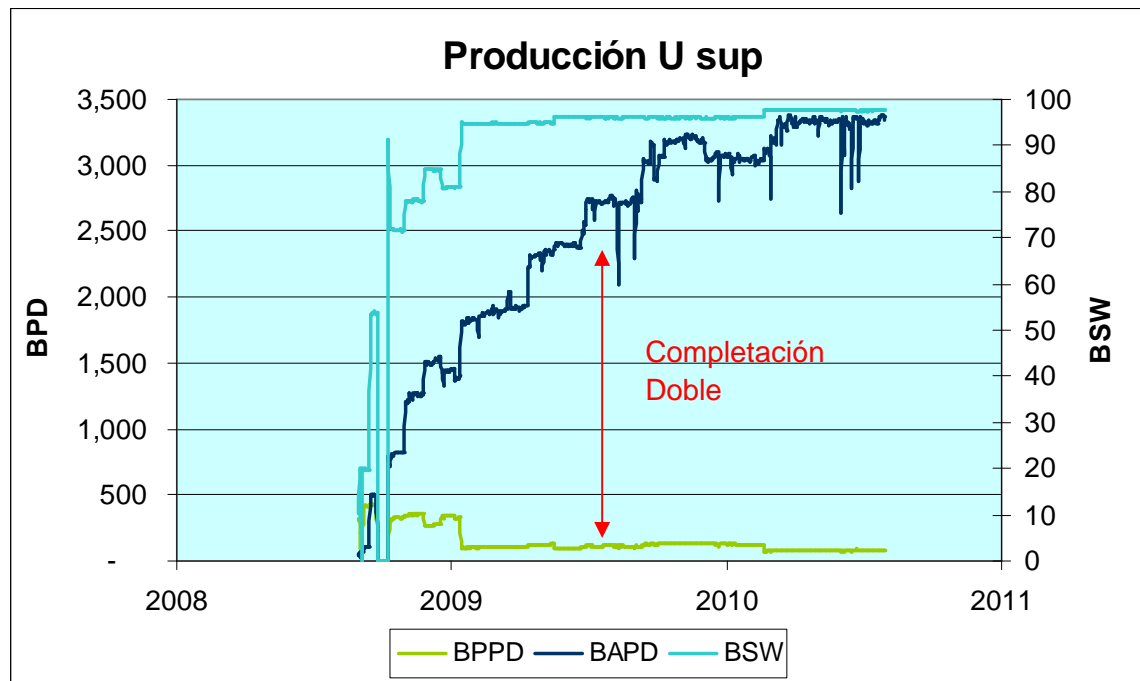
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.12: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS POZO BX2.

Año	Yacimiento	Qo	Qw	Fluido	BSW
		(BPPD)	(BAPD)	(BPD)	(%)
2004	Ui	366	3,103	3,469	89.45
2005	Ui	612	2,112	2,724	77.53
2006	Ui	582	228	810	28.15
2007	Ui	341	701	1,042	67.27
2008	Ui	356	1,123	1,479	75.93
	Us	316	1,232	1,548	79.59
2009	Ui	223	1,466	1,689	86.80
	Us	122	2,511	2,633	95.37
2010	Ui	309	2,031	2,340	86.79
	Us	90	3,238	3,328	97.30
	Ui	404	2,763	3,167	87.24

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.6: PRODUCCIÓN DEL POZO BX2 RESERVORIO U SUPERIOR



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.5 Pozo BX1

El pozo BX1 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena U inferior con bomba electrosumergible GC4100 - 117 etapas/380 HP, el primero de agosto del 2004. En la tabla 2.13 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.13: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX1.

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	U Inferior	1/8/2004	8,864	8,898	34	2,158	40
WO # 1	U inferior	1/11/2006	8,864	8,898	34	1,100	87
WO # 2	U Superior	3/8/2009	8,788	8,800	12	560	9.3
WO # 3	U Inferior	20/12/2010	8,864	8,898	34	-	-
	U Superior		8,788	8,800	12	-	-

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

Desde agosto del 2004 la producción de petróleo inicia con 1,893 BPPD con un corte de agua de 45%, la producción de petróleo fue declinando hasta marzo del 2005, mes en el que produce 600 BPPD con un corte de agua de 84% estabilizándose en estos valores hasta abril del 2006 en donde cae la producción a 450 BPPD con un corte de agua de 93 % hasta noviembre del 2006.

El primero de noviembre del 2006 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento para continuar produciendo el reservorio U inferior con BES P100 – 79 etapas/380 HP. Inicia produciendo 1,000 BPPD con un corte de agua de 92%, esta producción se mantiene hasta abril del 2007 en el cual cae a 750 BPPD con un corte de agua de 94%, esta producción declina hasta 560 BPPD con un corte de agua de 95.8% en julio del 2009.

El 3 de octubre del 2009 se realiza el segundo trabajo de reacondicionamiento para aislar temporalmente el reservorio U inferior y evaluar el reservorio U superior en el intervalo 8788' – 8800' con BES P8 – 293 etapas/380 HP. La producción de petróleo inicial es de 400 BPPD con un corte de agua de 15% y hasta diciembre del 2009 declina a 218 BPPD con un corte de agua de 56%.

El 20 de diciembre del 2009 se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de producir los reservorios U superior y U inferior simultáneamente con doble bomba electrosumergible P23 – 139 etapas/220 HP y P100 – 52/380 HP etapas respectivamente.

El reservorio U inferior produce 550 BPPD hasta febrero del 2010 con un corte de agua de 94% y a partir de este mes hasta la fecha actual 330 BPPD con un corte de agua de 96%. La BES se mantuvo operando a 66 Hz y la presión de fondo fue de 1,650 psi. Desde julio del 2010 se observa una ligera disminución de presión de fondo a 1,550 psi.

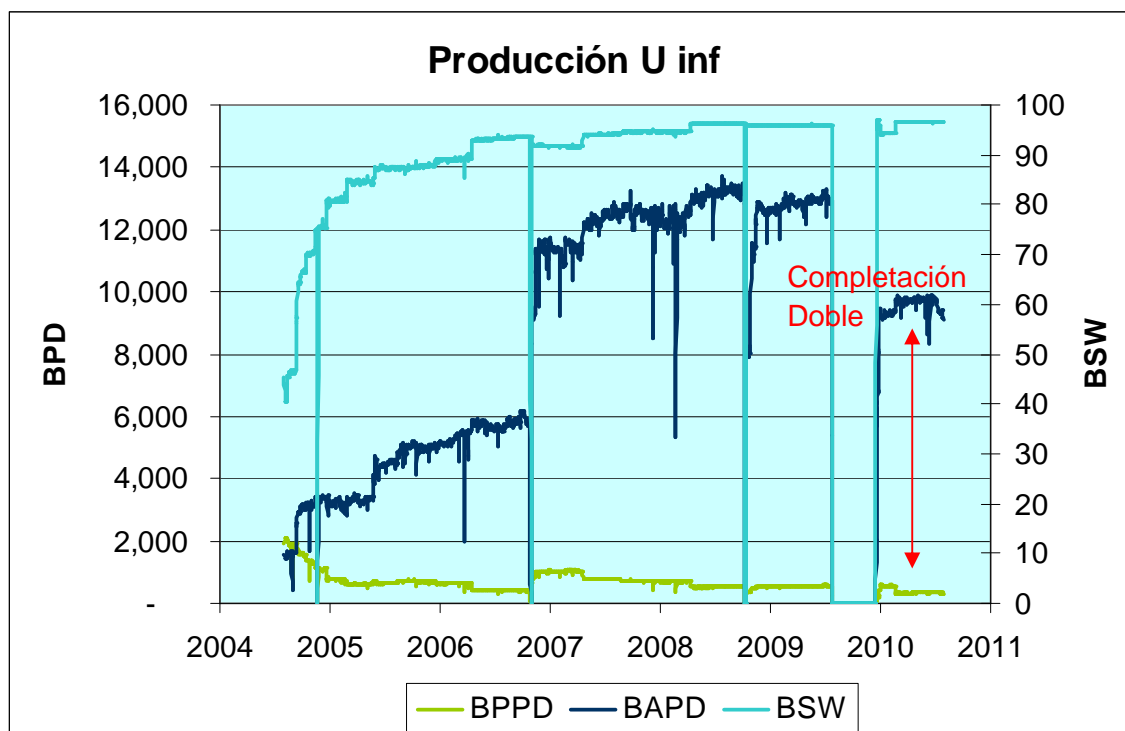
El reservorio U superior produce 233 BPPD con un corte de agua de 56% con la BES trabajando a 46 Hz hasta abril del 2010 y presiones de fondo que varían constantemente entre 900 psi y 500 psi. La BES registra tres incrementos de frecuencia 48 Hz en enero, 52 Hz en febrero y 54 Hz en marzo del 2010. A partir de abril se estabiliza la producción en 320 BPPD con un corte de agua de 80 %, la presión de fondo se mantiene constante en 300 psi hasta julio del 2010 en el que se registra un incremento hasta los 1,600 psi.

Como se describe estas variaciones bruscas en las presiones de fondo se dan en el mismo mes de Julio por lo que se estima que existe comunicación de producción, tiempo aproximado de vida sin comunicación 240 días.

Las figuras 2.7 y 2.8 muestran el comportamiento productivo del pozo AY1 para las arenas Ui y Us respectivamente

La tabla 2.14 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo BX1.

FIGURA 2.7: PRODUCCIÓN DEL POZO BX1 RESERVORIO U INFERIOR



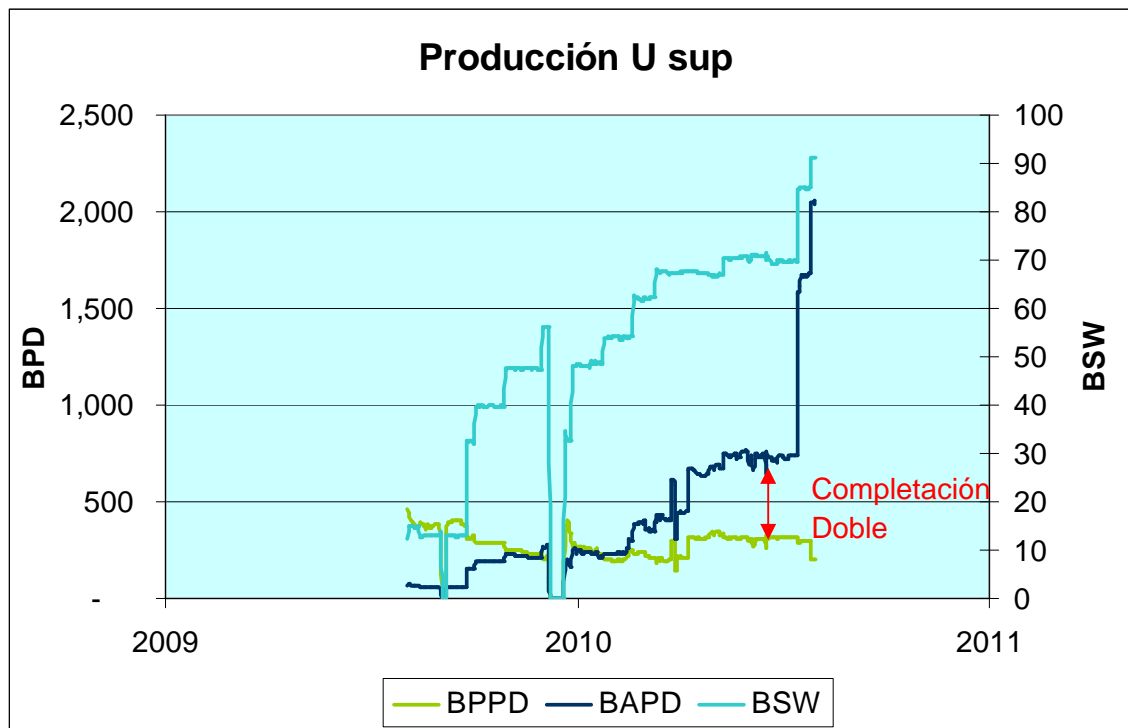
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.14: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS POZO BX1.

Año	Yacimiento	Qo	Qw	Fluido	BSW
		(BPPD)	(BAPD)	(BPD)	(%)
2004	Ui	1,432	2,735	4,167	65.63
2005	Ui	674	4,192	4,866	86.15
2006	Ui	567	6,429	6,996	91.90
2007	Ui	830	12,100	12,930	93.58
2008	Ui	554	12,394	12,948	95.72
2009	Us	300	142	442	32.13
2010	Us	269	607	876	69.29
	Ui	389	9,571	9,960	96.09

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.8: PRODUCCIÓN DEL POZO BX1 RESERVORIO U SUPERIOR



FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.6 Pozo CX1

El pozo CX1 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena M1 con bomba electrosumergible SN2600 - 146 etapas/220 HP, el 7 de Julio del 1996. En la tabla 2.15 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.15: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO CX1

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	M1	7/7/1996	7,796	7,824	28	966	50.31
REC # 1	U Superior	14/02/1997	8,416	8,444	28	2,781	0.29
WO # 1	U Superior	10/12/1998	8,416	8,444	28	1,214	43.01
WO # 2	U Superior	11/10/2000	8,416	8,444	28	985	54
WO # 3	U Superior	6/12/2002	8,416	8,444	28	1,317	38
WO # 4	U Superior	19/03/2003	8,416	8,444	28	1,102	47
REC # 2	M1 – C	13/04/2005	7,744	7,758	14	1,413	2
	U Superior		8,416	8,444	28	878	64
WO # 5	M1 – C	19/06/2008	7,744	7,758	14	-	-
	U Superior		8,416	8,444	28	-	-
WO # 6	M1 – C	12/10/2008	7,744	7,758	14	-	-
	U Superior		8,416	8,444	28	-	-

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

El pozo produce de la arena M1 durante un mes aproximadamente hasta el 15 de agosto de 1996 un caudal de petróleo de 270 BPPD con un corte de agua de 85%.

El 14 de febrero de 1997 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento para aislar temporalmente M1 y recompletar el pozo en U superior con BES SN2600 – 149 etapas/220 HP. El caudal de petróleo declina su aporte durante los dos primeros años de producción desde 2400 BPPD con un corte de agua de 1 % y al final de 1998 produce 929 BPPD con un corte de agua de 49%.

El 10 de diciembre de 1998 se realiza el segundo trabajo de reacondicionamiento para incrementar producción se cambia la BES a una GC2200 – 142 etapas/280 HP. El pozo empieza a aportar aproximadamente 1,200 BPPD con un corte de agua de 47% declinando su aporte hasta octubre del 2000 con un caudal de 750 BPPD con un corte de agua de 57%.

De esta fecha en adelante se realizan tres trabajos de reacondicionamiento en octubre del 2000, diciembre del 2002 y el 19 de marzo del 2003 con el

principal objetivo de reemplazar el equipo electrosumergible debido a que presentó fallas operativas, se bajó BES GC2200 – 148 etapas/280 HP, BES GC2200 – 170 etapas/304 HP y BES GC2200 – 170 etapas/340 HP respectivamente. Durante estos cinco años de producción el caudal de petróleo se mantiene en valores promedio de 800 BPPD con cortes de agua que fueron incrementando desde 56% hasta 67%.

El 13 de abril del 2005 se realiza el sexto trabajo de reacondicionamiento con el propósito de producir simultáneamente las arenas M1-C (7744' – 7758') y U superior con BES GC4100 – 195 etapas/604 HP y GC2200 – 224 etapas/380 HP respectivamente. El reservorio M1-C empieza a producir 700 BPPD con cortes de agua de 85% a 40 Hz con presiones de fondo de 1,900 psi. Se observa un drástico aumento de presión de fondo durante los posteriores meses alcanzando los 2,300 psi y una caída en la producción de petróleo a 100 BPPD con un corte de agua de 89% que se mantiene durante 9 meses hasta marzo del 2006 en el que se aumenta la frecuencia a 44 Hz y se consigue aumentar el caudal de petróleo a 200 BPPD con un corte de agua de 90%. El 10 de enero del 2008 se atasca la bomba por lo que deja de producir esta zona.

El reservorio U superior mantiene un caudal de petróleo de 700 BPPD durante los tres primeros meses con un corte de agua de 74% y la bomba trabajando a 56 Hz y una presión de fondo de 900 psi. A partir de este mes la producción de petróleo cae bruscamente hasta 200 BPPD con un corte de agua de 85% con la bomba trabajando a 58 Hz y la presión de fondo aumento a 2250 psi hasta el 16 de abril del 2006 fecha en la que se atasca la bomba y deja de producir este reservorio.

El 29 de junio del 2008 se procede a realizar el séptimo trabajo de reacondicionamiento para sacar la completación doble y aislar la arena M1-C debido al bajo aporte de crudo, alta producción de arena y alto corte de agua. La operación no fue exitosa por lo que queda parte de la completación atrapada en el fondo del pozo, se suspende operaciones de pesca.

El 12 de octubre del 2008 se realiza el octavo trabajo de reacondicionamiento para cementar el anular de M1-C debido a que no se pudo recuperar todo el equipo de fondo y continuar produciendo U superior pero debido a la dificultad de realizar estos trabajos se suspende operaciones.

Las figuras 2.9 y 2.10 muestran el comportamiento productivo del pozo AY1 para las arenas M1 y Us respectivamente

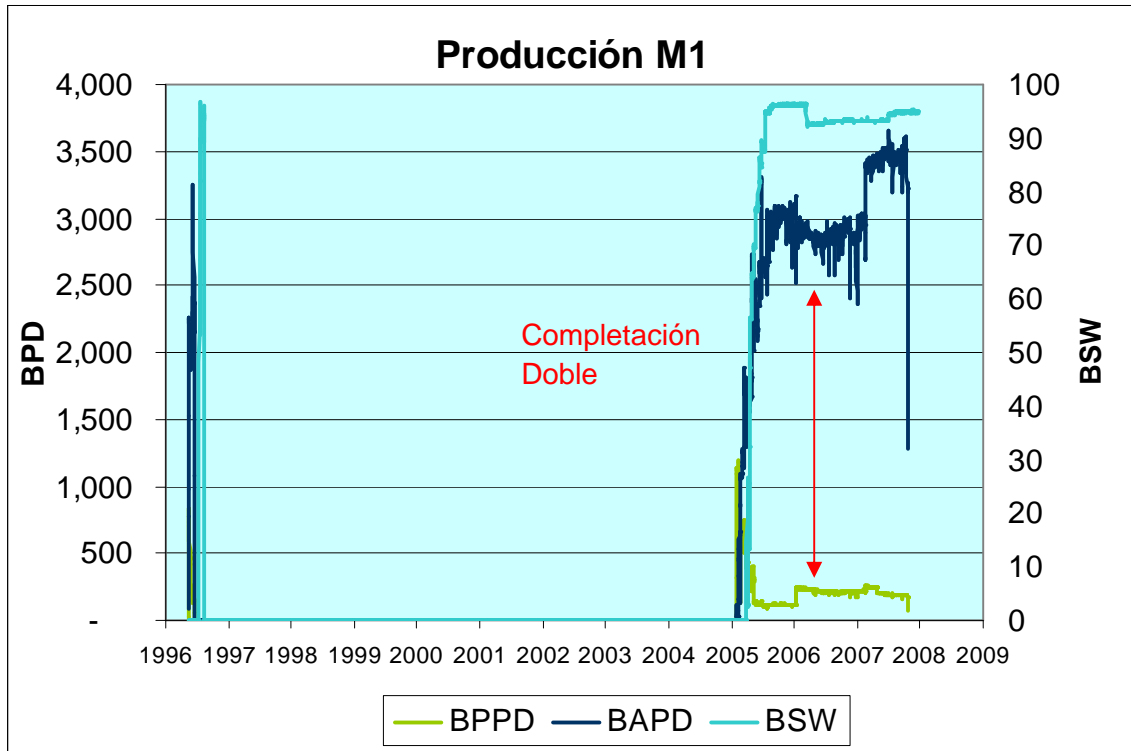
La tabla 2.16 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo CX1.

TABLA 2.16: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO CX1

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
1996	M1	270	1,923	2,193	87.69
1997	Us	1,838	333	2,171	15.34
1998	Us	1,136	845	1,981	42.66
1999	Us	931	941	1,872	50.27
2000	Us	739	995	1,734	57.38
2001	Us	760	1,037	1,797	57.71
2002	Us	801	1,127	1,928	58.45
2003	Us	769	766	1,535	49.90
2004	Us	757	1,240	1,997	62.09
2005	M1	284	2,182	2,466	88.48
	Us	495	2,059	2,554	80.62
2006	M1	194	2,093	2,287	91.52
	Us	223	1,909	2,132	89.54
2007	M1	209	3,253	3,462	93.96
	Us	163	1,634	1,797	90.93

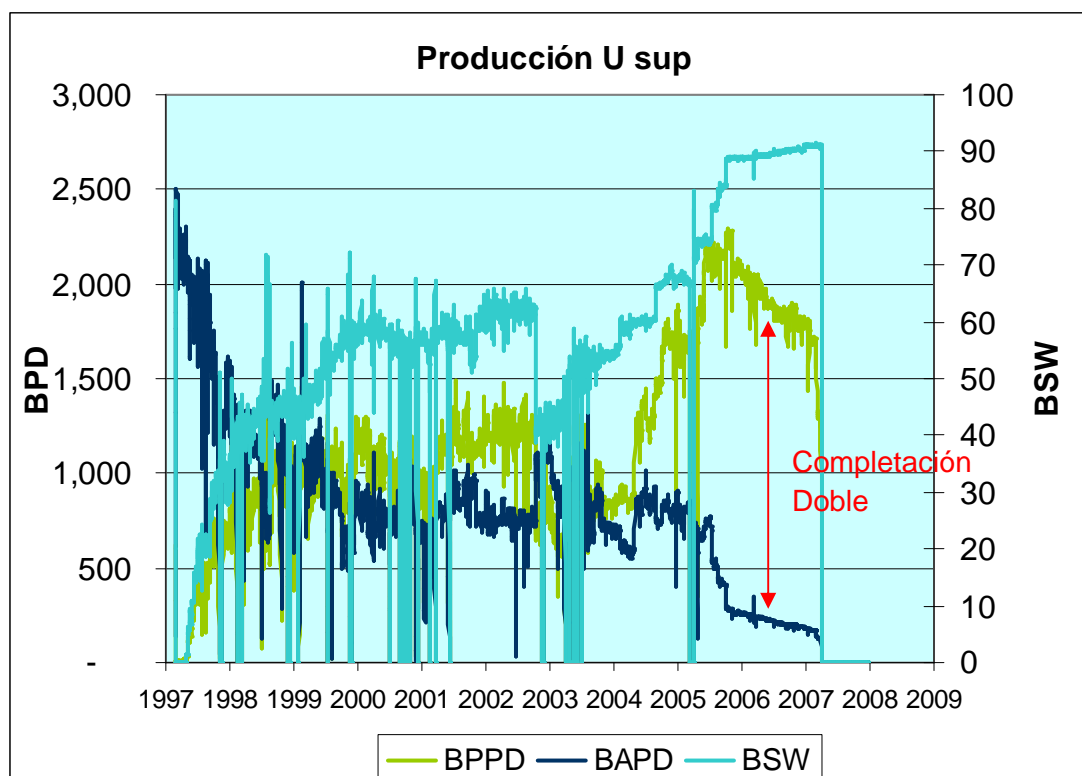
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.9: PRODUCCIÓN DEL POZO CX1 RESERVORIO M1



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.10: PRODUCCIÓN DEL POZO CX1 RESERVORIO U SUPERIOR



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.7 Pozo DX1

El pozo DX1 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena U inferior con bomba electrosumergible GC6100 - 214 etapas/456 HP, el 6 de septiembre del 2005. En la tabla 2.17 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.17: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX1

WO	Yacimiento	Fecha	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	U Inferior	6/9/2005	9,334	9,360	26	844	80
REC # 1	U Superior	16/04/2006	9,237	9,262	25	20	98
	U Superior	26/04/2006	9,237	9,262	25	292	24
WO # 1	U Inferior	23/06/2006	9,334	9,360	26	372	91.9
	U Superior		9,237	9,262	25	589	27

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

El pozo produce de septiembre del 2005 a marzo del 2006 un caudal de petróleo de 552 BPPD y un corte de agua de 91%.

El 26 de Abril del 2006 se realiza un cambio de zona a U superior en el intervalo de 9,237' a 9,262', se realizan los trabajos para probar asentamiento del packer y cambiar la bomba a una GC1150 - 170 etapas/114 HP, la cual produce durante 16 días 419 BPPD y un corte de agua de 35%.

El 23 de junio del 2006 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento en el que se completa el pozo con doble bomba electrosumergible para producir simultáneamente los reservorios U inferior con P62 – 112 etapas/380 HP, y U superior con P21 – 131 etapas/275 HP en los mismos intervalos perforados.

El reservorio U inferior mantiene un caudal de petróleo aproximado de 261 BPPD desde junio del 2006 a julio de 2008 con la BES trabajando a 64 Hz y a partir de este mes hasta octubre del 2009 es de 90 BPPD con la BES trabajando a 68 Hz. Durante este tiempo el corte de agua es de 95% incrementándose los últimos meses a 97%.

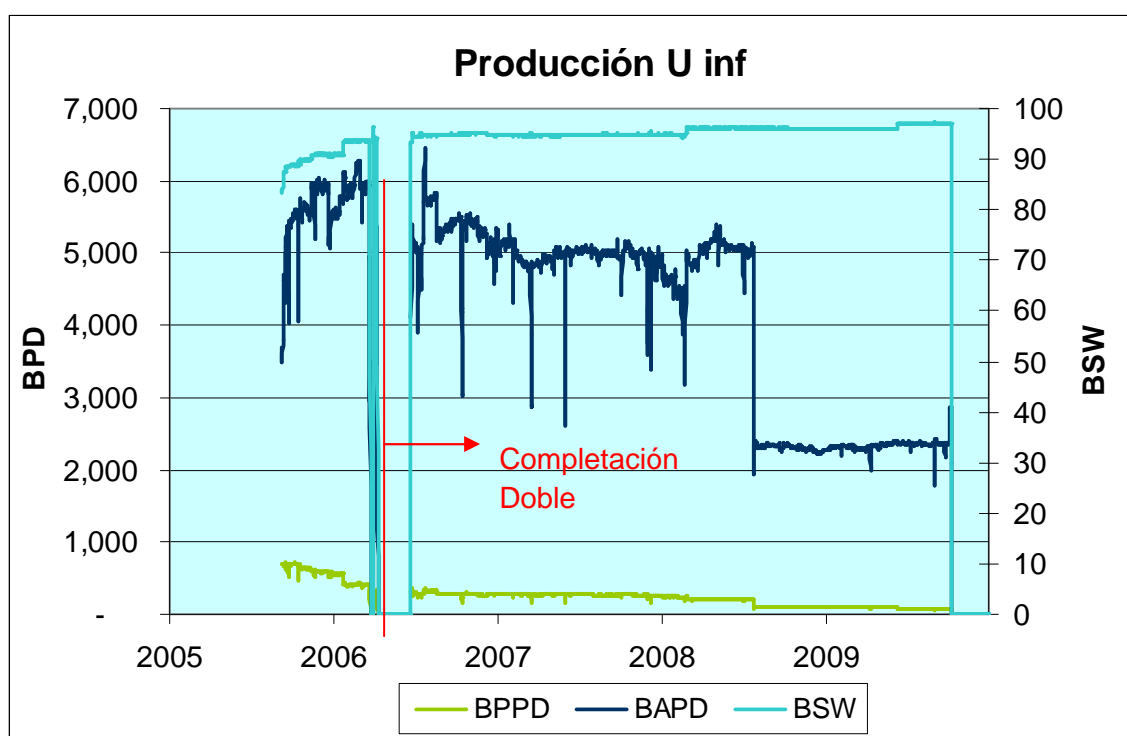
El reservorio U superior produce 266 BPPD de junio del 2006 a marzo del 2008, con la BES trabajando a 50 Hz y desde este mes a agosto del 2010 el caudal de petróleo es de 90 BPPD con la bomba trabajando a 54 Hz. El corte de agua se incrementó gradualmente de 30 % a 97%. En noviembre del 2009 se reportó variación en la presión de fondo de 1,150 psi a 1,600 psi

coincidiendo con la fecha que deja de producir la bomba inferior, por lo que se estimó que las dos zonas estaban comunicadas, de acuerdo con esto el tiempo de vida fue de 1227 días.

Las figuras 2.11 y 2.12 muestran el comportamiento productivo del pozo DX1 para las arenas Ui y Us respectivamente.

La tabla 2.18 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo DX1.

FIGURA 2.11: PRODUCCIÓN DEL POZO DX1 RESERVORIO U INFERIOR



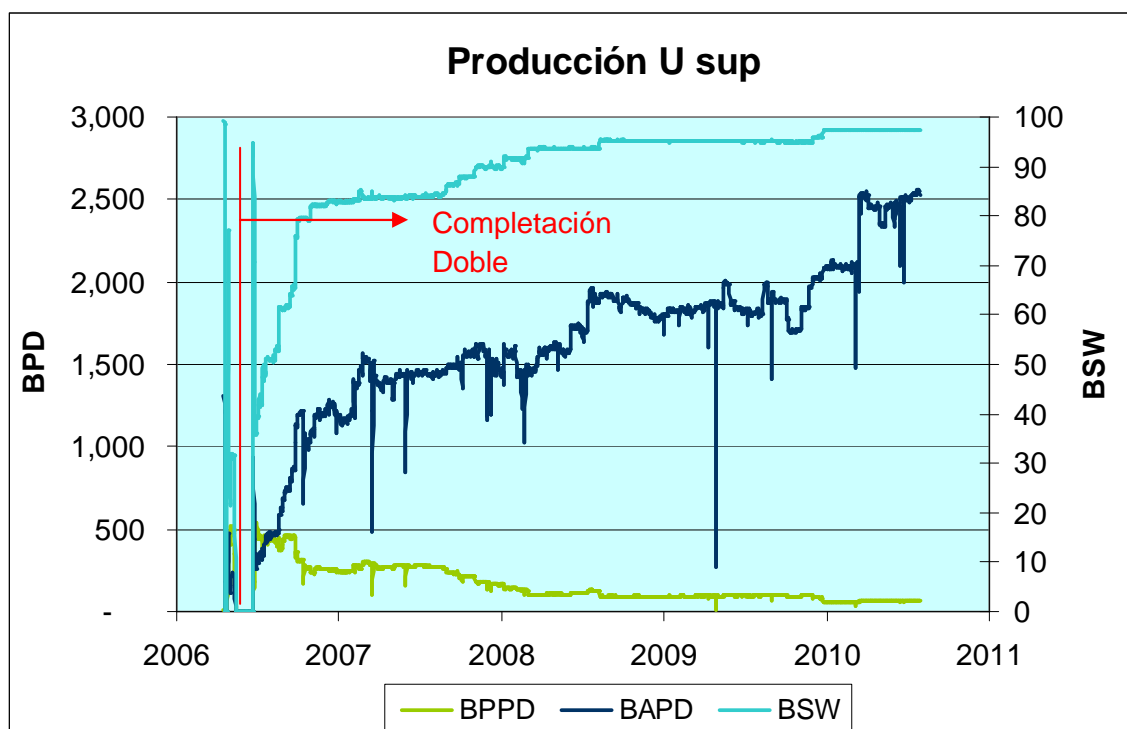
FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.18: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO DX1

Año	Yacimiento	Qo	Qw	Fluido	BSW
		(BPPD)	(BAPD)	(BPD)	(%)
2005	Ui	627	5,498	6,125	89.76
2006	Us	351	853	1,204	70.85
	Ui	287	5,306	5,593	94.87
2007	Us	246	1,433	1,679	85.35
	Ui	272	4,949	5,221	94.79
2008	Us	109	1,707	1,816	94.00
	Ui	164	3,779	3,943	95.84
2009	Us	95	1,852	1,947	95.12
	Ui	87	2,340	2,427	96.42
2010	Us	63	2,331	2,394	97.37
	Ui	-	-	-	-

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.12: PRODUCCIÓN DEL POZO DX1 RESERVORIO U SUPERIOR



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.1.8 Pozo DX2

El pozo DX2 es completado inicialmente como un pozo vertical para evaluar la arena U inferior con bomba electrosumergible GC4110 - 117 etapas/380 HP, el 28 de junio del 2007. En la tabla 2.19 podemos encontrar las fechas y características de las intervenciones del pozo.

TABLA 2.19: PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX2

WO	Yacimiento	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Qo (BPPD)	BSW (%)
	Ui	10,635	10,646	11	634	48
		10,650	10,662	12		
WO # 1	Us	10,513	10,530	17	784	38
WO # 2	Ui	10,635	10,646	11	537	86
		10,650	10,662	12		
	Us	10,513	10,530	17	576	23
WO # 3	Ui	10,635	10,646	11	422	91
		10,650	10,662	12		
	Us	10,513	10,530	17	650	64

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

El pozo produce de junio del 2007 a Julio del 2008 un caudal de petróleo de 385 BPPD con un corte de agua de 84%.

El 28 de julio del 2008 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento en el cual se aísla temporalmente el reservorio U inferior y se evalúa el reservorio U superior con BES P11 – 136 etapas/275 HP, el intervalo de 10,513' a 10,530'. El pozo produce por un mes 450 BPPD y un corte de agua de 54%.

El 1 de septiembre del 2008 se completa el pozo con doble bomba electrosumergible para producir simultáneamente las arenas U inferior con P75 – 85 etapas/418 HP y U superior con P23 – 130 etapas/275 HP.

En el momento de arrancar los equipos de fondo los sensores de las BES registran variaciones de presión simultáneas al encender solo una bomba, se estima que existe comunicación debido a mal asentamiento de packer.

El reservorio U inferior produce de septiembre del 2008 a enero del 2009 un caudal aproximado de 389 BPPD y un corte de agua de 92% con la BES trabajando a 64 Hz mientras que el reservorio U superior 364 BPPD y un corte de agua de 27% trabajando con la BES a 46 Hz e incrementando 50 Hz. En enero del 2009 hasta julio del 2009 tenemos las primeras variaciones del comportamiento productivo de los dos reservorios disminuyendo el caudal de petróleo de la U inferior a 336 BPPD con un corte de agua de 94% y aumentando el caudal de petróleo de la U superior a 442 BPPD con un corte de agua de 39%. No se presentan variaciones de la frecuencia a la que trabajan las dos bombas y las presiones de fondo se han incrementado gradualmente de 1,600 psi a 1,900 psi para la U inferior y de 800 psi a 1,100 psi en la U superior.

En julio del 2009 se atasca la BES del reservorio U superior por lo que opera únicamente la BES de la U inferior hasta octubre del 2009 con un caudal de 401 BPPD y un corte de agua de 93%.

El 14 de noviembre del 2009 se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de bajar una nueva completación doble para producir simultáneamente los reservorios U inferior con BES P62 – 112 etapas/380 HP y U superior con BES P23 – 139 etapas/275 HP.

El reservorio U inferior produce desde noviembre del 2009 hasta abril del 2010 307 BPPD con un corte de agua de 95% con la BES trabajando a 60 Hz con una presión de fondo de 950 psi y la U superior produce 493 BPPD con un corte de agua de 78% con la BES trabajando a 48 Hz con una presión de fondo de 1,300 psi. Desde abril del 2010 la producción de la U inferior decae a 149 BPPD con un corte de agua de 96%, la presión de fondo aumenta bruscamente de 950 psi a 1,500 psi en abril con la bomba trabajando a 68 Hz. El reservorio inferior produce 345 BPPD con un corte de agua de 88% con la BES trabajando a 66 Hz con una presión de fondo que

aumentó de 1,300 psi a 1,800 psi hasta agosto del 2010. Se estimó que las dos zonas están comunicadas, tiempo de vida sin comunicación entre zonas 96 días.

Las figuras 2.13 y 2.14 muestran el comportamiento productivo del pozo DX1 para las arenas Ui y Us respectivamente.

La tabla 2.20 es un resumen anual de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo DX2.

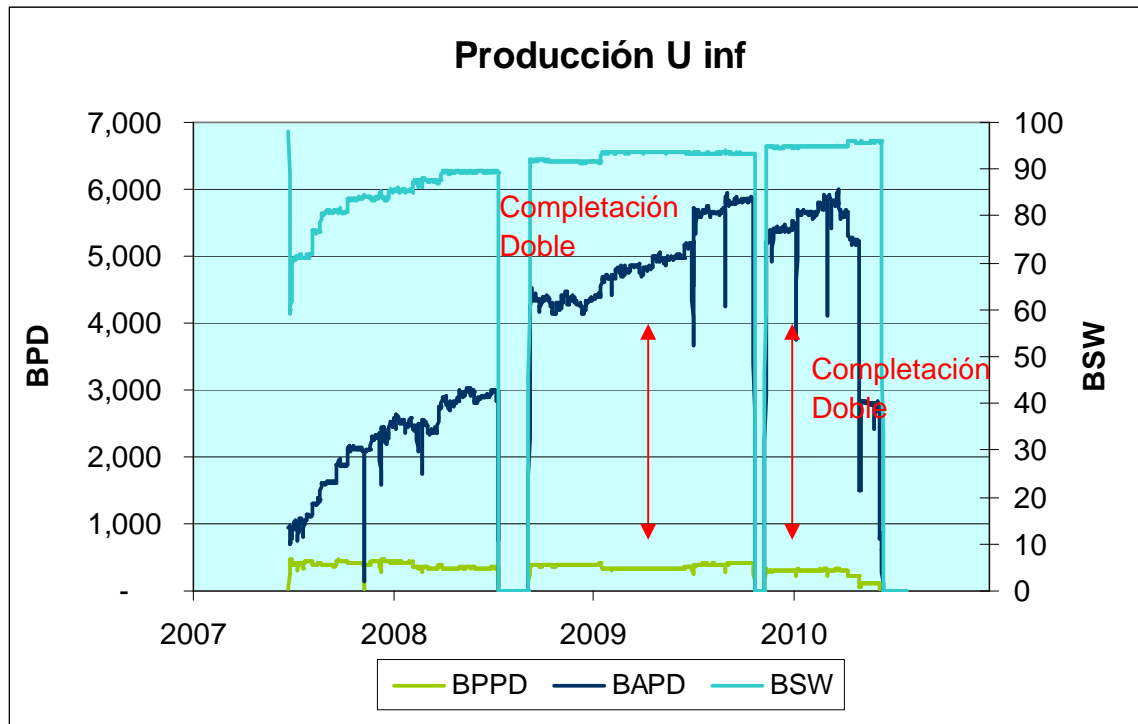
TABLA 2.20: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO DX2

Año	Yacimiento	Qo	Qw (BAPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
		(BPPD)			
2007	Ui	412	1,726	2,138	80.73
2008	Ui	359	2,695	3,054	88.24
2009	Us	323	211	534	39.51
	Ui	364	5,143	5,507	93.39
2010	Us	415	2,235	2,650	84.34
	Ui	250	4,820	5,070	95.07

FUENTE: TOW Repsol

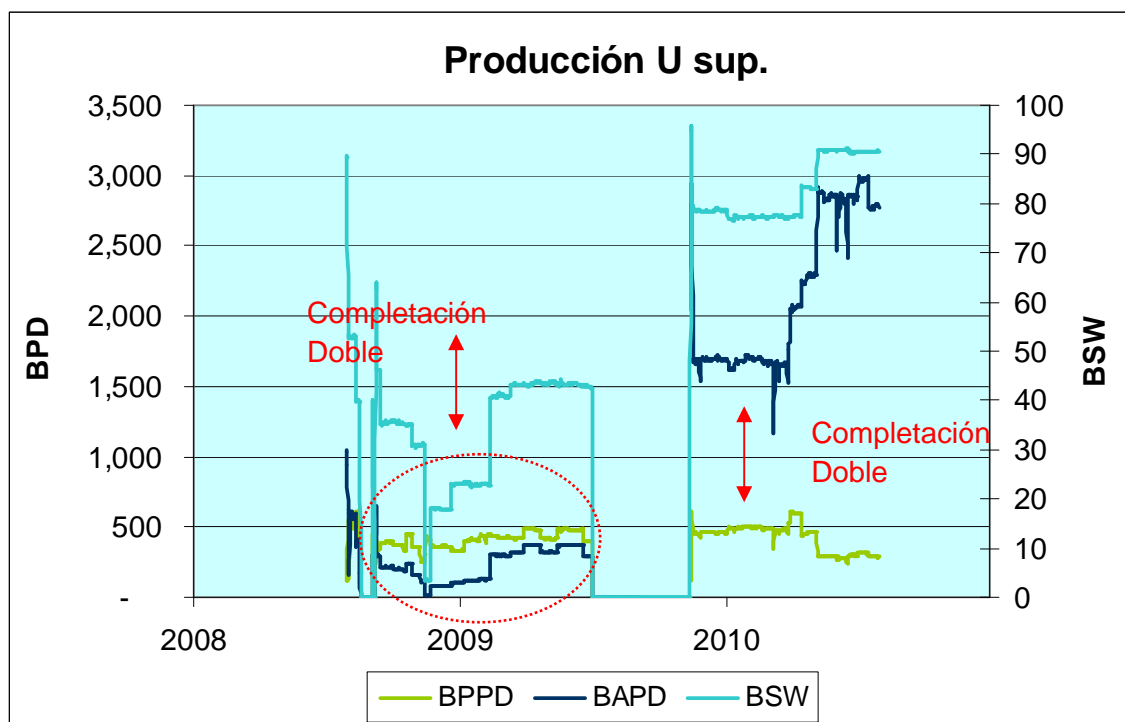
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.13: PRODUCCIÓN DEL POZO DX2 RESERVORIO U INFERIOR



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 2.14: PRODUCCIÓN DEL POZO DX2 RESERVORIO U SUPERIOR

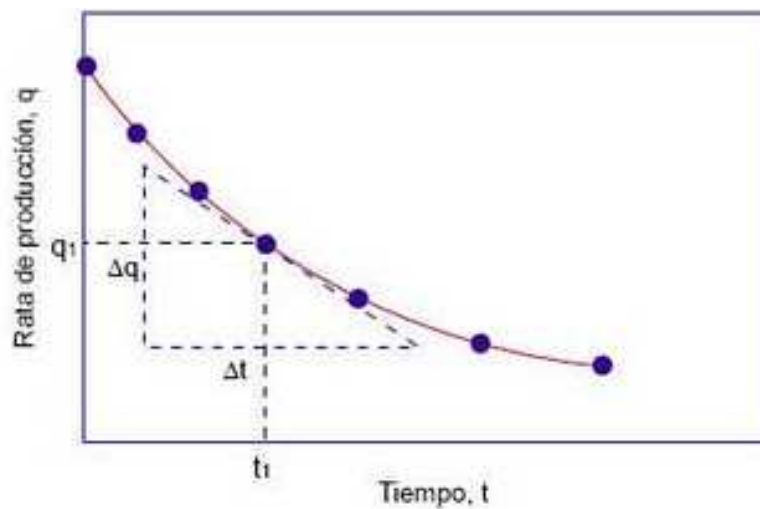


FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

2.4.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

La predicción del comportamiento productivo de los pozos se lo realiza en este caso utilizando el método gráfico de curvas de declinación, el cual es el más utilizado en la actualidad. El típico análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo en papel semilog e intentar ajustar estos datos con una recta la cual se extrapola hacia el futuro. Las reservas se calculan en base a una tasa de producción promedia anual.

FIGURA 2.15: CURVA DE DECLINACIÓN



FUENTE: [HTTP://YACIMIENTOS-DE-GAS-CONDENSADO.BLOGSPOT.COM/2008_02_01_ARCHIVE.HTML](http://YACIMIENTOS-DE-GAS-CONDENSADO.BLOGSPOT.COM/2008_02_01_ARCHIVE.HTML)

La tasa de declinación, D , es el cambio fraccional de la tasa con el tiempo, y se la define como:

$$D = -\left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t}\right) \quad (2.1)$$

Existen tres tipos de curvas de declinación que se han reconocido hasta la actualidad las cuales son:

- Hiperbólica
- Exponencial
- Armónica

Se considera que la tasa de declinación varía con el tiempo de la siguiente forma:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad (2.2)$$

Se considera un factor b que define el tipo de declinación que tendrá la gráfica. Donde b es un número comprendido entre cero y uno. Si b es igual a cero entonces $D = D_i$ y se tiene el caso de la declinación exponencial. Si b es uno se tiene el caso de declinación armónica.

Para la declinación hiperbólica el caudal varía de la siguiente forma:

$$q = q_i \times [b \times D_i \times t + 1]^{-\frac{1}{b}} \quad (2.3)$$

La declinación exponencial es la más usada en la actualidad, por su facilidad, e incluso cuando se sabe de antemano que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Está definida por:

$$q = q_i \times e^{-Dt} \quad (2.4)$$

De acuerdo con el departamento de desarrollo de Repsol YPF en el Bloque 16 se tiene declinación exponencial para los reservorios U superior y Basal Tena, mientras que para los reservorios U inferior y M1 se tiene declinación hiperbólica con un valor del factor b igual a 0.5.

Las proyecciones se las realizará hasta el 31 de diciembre del 2018 o hasta tener un corte de agua de 98% (reducción de costos operativos) y solo se realizarán las proyecciones de las zonas que está produciendo actualmente ya que las otras zonas dejarán de producir temporalmente y no se tiene programada una fecha para continuar con su producción.

TABLA 2.21: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO AX1

Basal Tena				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	344	456	125.4	57.05
12/31/2012	269	531	224.1	66.31
12/31/2013	211	589	301.2	73.58
12/31/2014	166	634	361.7	79.28
12/31/2015	130	670	409.2	83.75
12/31/2016	102	698	446.5	87.26
12/31/2017	80	720	475.7	90.01
12/31/2018	63	737	498.5	92.16
M1				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	242	8258	88.2	97.16
12/31/2012	191	8309	157.9	97.76
12/31/2013	154	8346	214.2	98.19
12/31/2014	127	8373	260.7	98.50
12/31/2015	107	8393	299.7	98.74
12/31/2016	91	8409	333.0	98.93
12/31/2017	78	8422	361.7	99.08
12/31/2018	68	8432	386.6	99.20

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.22: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO AY1

U superior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	199	1501	72.6	88.29
12/31/2012	149	1551	127.1	91.24
12/31/2013	111	1589	167.8	93.45
12/31/2014	83	1617	198.2	95.10
12/31/2015	62	1638	221.0	96.33
12/31/2016	47	1653	238.1	97.25
12/31/2017	35	1665	250.8	97.95
12/31/2018	26	1674	260.4	98.46

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.23: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX1

U superior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	177	1823	64.6	91.15
12/31/2012	155	1845	121.3	92.25
12/31/2013	136	1864	170.9	93.21
12/31/2014	119	1881	214.3	94.05
12/31/2015	104	1896	252.3	94.79
12/31/2016	91	1909	285.7	95.44
12/31/2017	80	1920	314.9	96.00
12/31/2018	70	1930	340.5	96.50

TABLA 2.23 CONTINUACIÓN

U inferior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	283	7717	103.3	96.46
12/31/2012	252	7748	195.7	96.85
12/31/2013	226	7774	278.2	97.17
12/31/2014	204	7796	352.6	97.45
12/31/2015	185	7815	420.1	97.69
12/31/2016	168	7832	481.7	97.90
12/31/2017	154	7846	537.8	98.08
12/31/2018	141	7859	589.4	98.23

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.24: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO BX2

U superior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	61	2939	22.4	97.96
12/31/2012	49	2951	40.4	98.35
12/31/2013	40	2960	55.0	98.67
12/31/2014	32	2968	66.7	98.93
12/31/2015	26	2974	76.2	99.14
12/31/2016	21	2979	83.8	99.30
12/31/2017	17	2983	90.0	99.44
12/31/2018	14	2986	94.9	99.55

TABLA 2.24 CONTINUACIÓN

U inferior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	313	2687	114.3	89.56
12/31/2012	268	2732	212.5	91.05
12/31/2013	233	2767	297.5	92.24
12/31/2014	204	2796	371.8	93.21
12/31/2015	180	2820	437.4	94.01
12/31/2016	160	2840	495.8	94.68
12/31/2017	143	2857	548.0	95.24
12/31/2018	129	2871	595.0	95.71

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.25: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX1

U superior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	60	2440	21.8	97.61
12/31/2012	51	2449	40.6	97.95
12/31/2013	44	2456	56.6	98.25
12/31/2014	37	2463	70.2	98.50
12/31/2015	32	2468	81.9	98.72
12/31/2016	27	2473	91.9	98.91
12/31/2017	23	2477	100.5	99.06
12/31/2018	20	2480	107.8	99.20

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 2.26: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO DX2

U superior				
Fecha	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Reservas de petróleo (Mbls)	BSW (%)
12/31/2010				
12/31/2011	182	2818	66.4	93.94
12/31/2012	123	2877	111.3	95.91
12/31/2013	83	2917	141.4	97.25
12/31/2014	56	2944	161.7	98.15
12/31/2015	37	2963	175.4	98.75
12/31/2016	25	2975	184.6	99.16
12/31/2017	17	2983	190.8	99.43
12/31/2018	11	2989	195.0	99.62

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS COMPLETACIONES DOBLES DEL BLOQUE 16

3.1 ANTECEDENTES

Debido a los lineamientos del ente regulador para Ecuador (Dirección Nacional de Hidrocarburos), no se permite producir simultáneamente 2 o más zonas productivas a través de una misma sarta de producción, con lo cual a fin de no incumplir con la normativas vigentes y con el propósito de recuperar la mayor cantidad de reservas, la alternativa de solución son las completaciones dobles.

3.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA

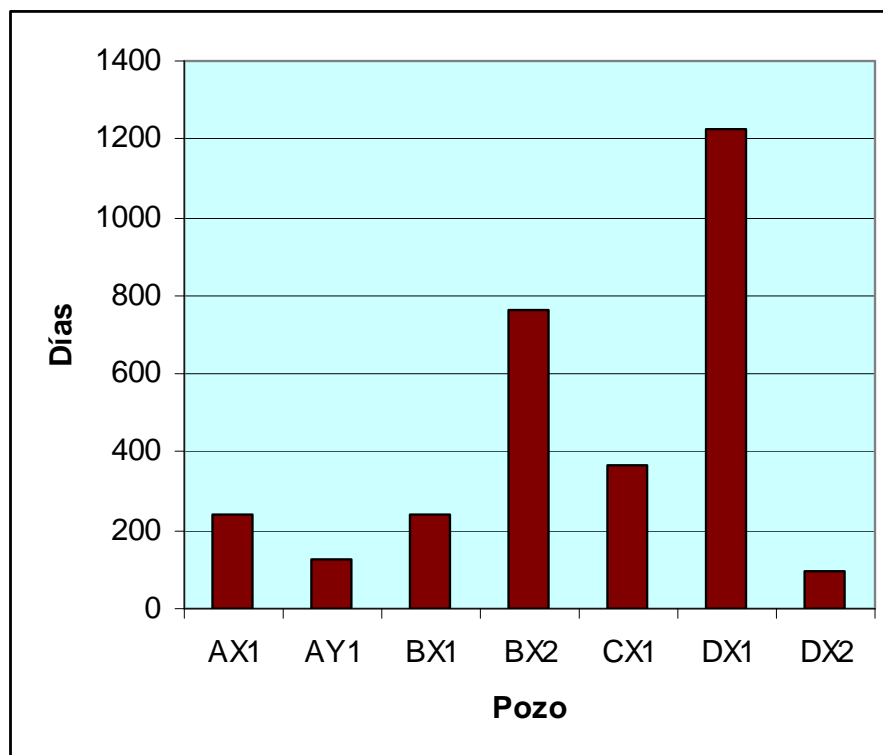
Las completaciones dobles que operan en el bloque 16 han presentado diferentes formas de comportarse a lo largo de su vida útil. Por lo visto en el capítulo anterior se puede decir que este tipo de completaciones empiezan a utilizarse con gran regularidad a partir del 2005 con el pozo CX1 aunque la primera fue instalada en el año 1997 en el pozo A1. En la tabla 3.1 y en la figura 3.1 observamos el tiempo estimado que operaron normalmente las completaciones dobles. Para los casos de los pozos AX1 y BX2 son los tiempos en los que operan normalmente pero cabe recalcar que hasta la fecha siguen operando sin muestras claras de irregularidades y para el caso del pozo DX2 solo se toma en cuenta la segunda completación doble debido a fallas en la instalación de la primera completación doble.

TABLA 3.1: TIEMPO ESTIMADO DE COMPORTAMIENTO NORMAL DE LAS COMPLETACIONES DOBLES

Pozo	T vida (días)
AX1	243
AY1	124
BX1	240
BX2	762
CX1	368
DX1	1227
DX2	96

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

FIGURA 3.1: TIEMPO ESTIMADO DE COMPORTAMIENTO NORMAL DE LAS COMPLETACIONES DOBLES.



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

En base a la información detallada en el capítulo dos se pueden realizar las siguientes observaciones acerca de los factores que han originado fallas en los equipos y las posibles consecuencias de estas fallas:

- Los equipos de subsuelo de las completaciones dobles del bloque 16 en general presentan comunicación de zonas debido a fallas en la sarta de producción. Las causas sólo se pueden determinar cuando se realizan los trabajos de reacondicionamiento, debido a que no se puede asegurar cuál es el origen de la falla hasta el momento de sacar la completación.
- Los pozos DX1 y BX2 han cumplido con las expectativas del tiempo de vida por lo que se debería completar el pozo con las mismas herramientas y materiales.
- Frecuentes intervenciones al pozo ocasionan elevados costos de operación y paros en la producción del pozo.
- Riesgos en las operaciones de reacondicionamiento en las que se puede quedar parte de la sarta atorada dentro del pozo debido al mal estado en el que se encuentran los equipos de subsuelo.

Por estas razones se procederá realizar la propuesta más conveniente, con el fin de minimizar problemas operativos tempranos.

3.2.1 FALLAS EN LA SARTA DE PRODUCCIÓN

Las fallas en las tuberías de producción pueden ocasionar un bajo rendimiento productivo o lo que es más grave fallas en otros componentes del sistema de levantamiento artificial. La presencia de agentes corrosivos presentes en el fluido del reservorio (H_2S , CO_2 y O_2), la velocidad de producción, y temperatura pueden acelerar este proceso. Cuando agentes corrosivos están presentes en los fluidos producidos, existen dos posibles

soluciones, una es diseñar la tubería de producción con aleaciones más resistentes a la corrosión y la segunda es que el fluido sea tratado químicamente reduciendo su efecto corrosivo.

3.2.1.1 Fallas por corrosión

La corrosión es el resultado destructivo de una reacción electroquímica del ambiente operativo al que es sometido el equipo de subsuelo. La corrosión es la manera como la naturaleza convierte un material hecho por el hombre de un estado de mayor energía (acero) de vuelta a su estado como se encuentra en la naturaleza (mineral). Aunque es imposible eliminar completamente la corrosión, si es posible controlarla y retardar su efecto destructivo.

FIGURA 3.2: PROCESO CORROSIVO



FUENTE: <http://www.lamigal.com/metal-acero-corrosion/anodo-catodo-electrones-corrosion.jpg>

El agua encontrada en los pozos es considerada como corrosiva si contiene gases como el ácido carbónico (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S) disueltos en ella, debido a que tiende a bajar su pH.

Todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto, como regla general cuando el porcentaje de agua sea mayor al 20% en un reservorio subsaturado, podrá ocurrir pérdida de metal. Otras condiciones que también producirán daños son:

- Cuando el sulfuro de hidrógeno en el agua se encuentre a una presión parcial mayor a 0.05 psi.
- Cuando la presión parcial del CO_2 en el agua es mayor a 30 psi.
- Cuando los cloruros del fluido total son mayores a 5000 miligramos por litro.
- Cuando hay oxígeno presente en cualquier cantidad.
- Cuando el pH del fluido es menor a 7.
- Cuando los sólidos son abrasivos y mayores a 100 ppm.
- Cuando la velocidad del fluido es alta.

3.2.1.1.1 Corrosión por ácidos

En estos casos algunos fluidos producidos por el pozo contienen ácidos tales como el ácido acético, sulfúrico y sulfhídrico. La corrosión por ácidos es un adelgazamiento del metal, que deja la superficie con el aspecto de nódulos metálicos residuales agudos o como telaraña.

3.2.1.1.2 Corrosión por cloruros

Al aumentar la concentración de cloruros en el agua, esta tiende a ser más agresiva a los materiales de acero al carbono como la tubería de producción que a los materiales de acero aleado. La corrosión por cloruros tiende a picar uniformemente toda la superficie con picaduras someras de fondo plano y forma irregular, las características de formas de picaduras incluyen paredes empinadas y bordes afilados.

3.2.1.1.3 Corrosión por dióxido de carbono CO₂

El CO₂ se combina con agua para formar el ácido carbónico que baja el pH del agua. El ácido carbónico es muy agresivo al acero y resulta en grandes zonas de pérdida rápida de metal que puede desgastar completamente el material, la severidad de la corrosión aumenta con el aumento parcial de la presión y temperatura del CO₂. Las picaduras de corrosión por CO₂ son de forma redonda, profunda con paredes empinadas y bordes afilados, la picadura se interconecta usualmente en líneas largas pero ocasionalmente son individuales y aisladas, la base de la picadura está llena de escamas de carbonato de hierro, un depósito gris que se adhiere de manera suelta, generando CO₂. No existen reglas simples para predecir su ocurrencia.

3.2.1.1.4 Corrosión Galvánica

La corrosión por metales distintos puede ocurrir cuando se juntan metales con diferentes potenciales de oxidación en la misma solución. Un metal tiene la tendencia acentuada a corroerse antes que el otro, y bajo ciertas condiciones de fluidos el metal menos noble se corroe a un ritmo más rápido

que otro, la corrosión de metales distintos es normalmente mayor cerca de la conexión de los metales. En el anexo 1 podemos encontrar una la serie galvánica de materiales usados en instalaciones industriales. La serie galvánica (o serie electropotencial) determina el grado de nobleza o inercia química de los metales y semimetales. A la inversa, dicha serie mide la tendencia de dichos materiales para sufrir corrosión.

3.2.1.1.5 Corrosión influenciada microbiológicamente

Se debe a la presencia de microorganismos o bacterias presentes en fluidos que intervienen en la producción de un pozo, generalmente en el agua. Este tipo de corrosión tiene las mismas características que la corrosión por ácido que corroe y resquebraja la superficie del acero.

3.2.1.2 Escala

A la precipitación de carbonato de calcio presente en los fluidos producidos por el pozo se lo conoce como escala.

La formación de escala se da de manera rápida, situándose generalmente en la parte más caliente de la sarta, es decir en el motor o en el sello del equipo de bombeo electrosumergible. Esto impide que el motor o el sello se refrigeren normalmente lo que puede ocasionar fallas en el equipo o atascamiento.

3.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

La información para el presente estudio se obtuvo de los reportes de comportamiento de completaciones dobles, los diagramas de los pozos, análisis de fluidos producidos, además de la observación en el campo de los servicios de reacondicionamiento que el personal de servicio al pozo realiza.

3.3.1 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Se recopila información de los análisis físico-químicos realizados a los pozos con el objetivo de determinar cuál es su tendencia, por este motivo es muy importante conocer las variables involucradas con los distintos procesos corrosivos que podrían generarse debido a la producción de fluidos de las arenas. La tabla 3.2 presenta las propiedades y características de los fluidos producidos en los reservorios U inferior, U superior, M1 y Basal Tena de los pozos con completación doble.

TABLA 3.2: CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS PRODUCIDOS POR LAS COMPLETACIONES DOBLES.

Pozo	Arena	Condiciones de Fondo				Condiciones de Cabeza				Cloruros (mg/litro)	BSW (%)
		PPCO ₂ (psi)	PPH ₂ S (psi)	T (°F)	pH	PPCO ₂ (psi)	PPH ₂ S (psi)	T (°F)	pH		
DX2	Us	53	0.0074	223	4.83	27	0.001	212	5.31	45,045	39
	Ui	159	0.0187	216	4.78	30	0.004	211	5.19	15,014	88
AY1	Us	33	0.014	200	5.18	14	0.006	150	5.57	41,940	68
	Ui	126	0.002	209	4.92	20	0.001	200	5.5	10,740	96
DX1	Us	50	0.008	219	4.78	20	0.003	200	5.19	46,500	70
	Ui	50	0.014	209	4.75	21	0.003	200	5.22	10,740	89
BX2	Us	40	0.01	200	4.87	10	0.003	175	5.46	31,680	79
	Ui	73	0.021	200	4.8	14	0.003	192	5.53	14,400	86
CX1	M1	60	0.002	200	4.79	17	0.001	170	5.52	9,480	88
	Us	46	0.01	210	4.78	20	0.03	185	5.55	44,340	62
BX1	Us	33	0.016	204	4.91	11	0.004	178	5.58	53,559	69
	Ui	149	0.022	220	4.8	33	0.002	211	5.54	10,260	96
AX1	BT	110	0.03	195	4.71	41	0.01	180	5.28	26,880	46
	M1	203	0.04	198	4.78	39	0.01	186	5.54	7,740	96

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

En el anexo 2 podemos encontrar el gráfico de correlación para obtener el pH del fluido producido en base a las presiones parciales de CO₂ y H₂S a 212 °F.

3.3.2 INSPECCIÓN VISUAL

Desde el año 2005 hasta la fecha actual se han realizado trabajos de reacondicionamiento a los pozos AY1, BX1, CX1 y DX1, de los cuales se posee evidencia fotográfica del estado en el que salieron las herramientas del pozo, las cuales se expondrán en este punto.

3.3.2.1 Pozo DX2

El pozo DX2 es completado con doble bomba electrosumergible el 1 de Septiembre del 2008.

El 14 de Noviembre del 2009 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento para sacar la completación doble, en la cuál se encuentra las siguientes evidencias de corrosión.

El casing o tubería de producción externa de 5 ½" se sitúa por encima del ensamblaje de la Y-tool a 7230 pies, en su interior se encuentra la tubería concéntrica de 2 3/8" y llega hasta superficie, ambas tuberías están hechas de acero al carbón. Por el espacio anular formado entre estas dos tuberías circula los fluidos producidos por la zona inferior. Esta tubería se encontró corroída internamente como se puede observar en la siguiente fotografía.

FOTOGRAFÍA 3.1: CASING 5 ½" DEL POZO DX2

FOTOGRAFIADO POR: Repsol

Bajo los blast joints, fabricados de acero al carbón L-80, situados frente a la zona superior a 10530 pies se instaló tubería de producción de 3 ½" fabricada de acero al carbón L-80, presentando corrosión en el coupling como se observa en la fotografía 3.2.

FOTOGRAFÍA 3.2: TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 ½" DEL POZO DX2

FOTOGRAFIADO POR: Repsol

Este pozo es el único pozo en el que se volvió a instalar una completación doble bajando prácticamente los mismos materiales utilizados en el primer diseño, actualmente esta completación está operando pero desde febrero del 2010 ya presenta síntomas de comunicación de zonas.

En la tabla 3.3 se encuentra el resumen de observaciones.

TABLA 3.3: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO DX2

Pozo	Equipo	Material	Falla	Observación
DX2	Casing 5 1/2	acero al carbón	Corrosión	Zona protegida
	Tubería de 3 1/2	acero al carbón L-80	Corrosión CO2	Zona no protegida

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.3.2.2 Pozo AY1

Se instala la completación doble en el pozo AY1 el 23 de Diciembre de 2007.

El 12 de Enero del 2009 se procede a sacar la completación doble y analizar cuales pudieron ser las causas que pudieron ocasionar problemas.

El casing o tubería de producción externa de 5 1/2" se sitúa por encima del ensamblaje de la Y-tool a 7010 pies, en su interior se encuentra la tubería concéntrica de 2 3/8" y llega hasta superficie, ambas tuberías están hechas de acero al carbón. Por el espacio anular formado entre estas dos tuberías circula los fluidos producidos por la zona inferior. Esta tubería se encontró corroída, como se observa a continuación.

FOTOGRAFÍA 3.3: CASING DE 5 ½" DEL POZO AY1

FOTOGRAFIADO POR: Repsol

El stinger de 2 ¾" de acero al carbón 4140 localizado encima de la BES superior a 7100 pies que produce la zona superior presenta escala en su interior. Ver fotografía 3.4.

FOTOGRAFÍA 3.4: STINGER 2 ¾" DEL POZO AY1

FOTOGRAFIADO POR: Repsol

Durante el desensamblaje del equipo BES U superior se encontró presencia de escala en el interior de la descarga.

De acuerdo a las tendencias de los dos reservorios no debería haber presencia de escala, por lo que se estima que la presencia de escala se debe a la incompatibilidad de los fluidos de los reservorios U superior e inferior que fueron mezclados debido a los problemas de corrosión severa encontrados en la tubería (fotografía 3.5). En el anexo 3 se muestran las tendencias Oddo-Tompson de los dos reservorios que muestran la tendencia no incrustante de los fluidos de los dos reservorios.

FOTOGRAFÍA 3.5: DESCARGA DE LA BES SUPERIOR DEL POZO AY1



FOTOGRAFIADO POR: Repsol

Al estar manejando las bombas sólidos (arena fina con escala), los que se depositan mayoritariamente en la base de los equipos, estos pueden alojarse dentro de la bomba, provocando disminución en la producción. Posteriormente estos sólidos provocaron un atascamiento en el equipo y consecuentemente el equipo no puede volver a arrancar.

La primera junta de tubería de 3 ½" debajo de la cápsula de 7" a 7384 pies, en la que se encuentra el equipo BES inferior presenta un agujero ocasionado por corrosión externa (fotografía 3.6).

FOTOGRAFÍA 3.6: TUBERÍA 3 ½" DEL POZO AY1

FOTOGRAFIADO POR: Repsol

Tubería de producción 3 ½" N80 de acero al carbón bajo los blast joints (3 blast joints 15.1# 9%Cr, se encuentran en buenas condiciones) presenta corrosión tanto interna como externa, producto de la agresividad del fluido de la zona U superior especialmente, como se observa a continuación.

FOTOGRAFÍA 3.7: TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" DEL POZO AY1



FOTOGRAFIADO POR: Repsol

En la tabla 3.4 se encuentra el resumen de observaciones.

TABLA 3.4: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO AY1

Pozo	Equipo	Material	Falla	Observación
AY1	Casing 5 1/2	acero al carbón	Corrosión	Zona protegida
	Stinger 2 3/4	acero al carbón 4140	Escala	Tendencia no incrustante
	BES superior	Ferrítico	Escala	Tendencia no incrustante
	Tubería de 3 1/2	acero al carbón N80	Corrosión CO2	Zona no protegida

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.3.2.3 Pozo CX1

Se instala la completación doble en el pozo CX1 el 13 de abril del 2005.

El 1 de marzo de 2008, se saca la sarta de completación doble. En el bypass tubing de 2 7/8" que se encuentra a 7,556 pies se observa desgaste del material en un sentido longitudinal y en la misma dirección a lo largo de la mayor parte del tubo (fotografía 3.8). Se observa presencia de corrosión externa en el mismo sentido donde tiene el desgaste de material.

FOTOGRAFÍA 3.8: BYPASS TUBING DE 2 7/8" DEL POZO CX1



FOTOGRAFIADO POR: Repsol

El desgaste de material en un sentido longitudinal observado en el tubo, posiblemente se deba al contacto con algún elemento metálico (cable).

En este pozo no se puede realizar mayores observaciones debido a que la sarta salió incompleta y se realizaron operaciones de pesca.

En la tabla 3.5 se encuentra el resumen de observaciones.

TABLA 3.5: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO CX1

Pozo	Equipo	Material	Falla	Observación
CX1	Bypass 2 7/8	acero al carbón	Corrosión	Zona no protegida No salió toda la completación

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.3.2.4 Pozo DX1

El pozo DX1 es completado con doble bomba electrosumergible el 18 de junio del 2006. El 10 de Septiembre del 2010 se procede a sacar el equipo del pozo encontrando los siguientes problemas.

A 6260 pies de profundidad, en la parte que une el handling sub con el spin collar se encuentra hueco con corrosión iniciada desde el exterior hacia el interior de la tubería posiblemente galvánica (fotografía 3.9).

FOTOGRAFÍA 3.9: BYPASS TUBING DE 2 7/8"



FOTOGRAFIADO POR: Repsol

El handling sub es de material L-80 acero al carbón; el shroud hanger es de material 4140 acero al carbón; el packer penetrator es de monel; el shroud adapter es L-80 acero al carbón; el extensión sub es L-80 acero al carbón; en todo este conjunto existe diferentes materiales con diferente potencial galvánico, considerando que el monel es más noble que el acero al carbono y el handling sub es menos noble, actúa como ánodo, desgastándose en mayor parte. Hay que considerar que a esta parte se considera como espacio muerto ya que no hay fluidez y no se puede llegar con ningún tratamiento ya que el capilar queda en la parte superior, y si se pudiese dar tratamiento a esta parte no se tendría ningún resultado para atacar este tipo de corrosión.

En la tabla 3.6 se encuentra el resumen de observaciones.

TABLA 3.6: RESUMEN DE FALLAS ENCONTRADAS EN EL POZO DX1

Pozo	Equipo	Material	Falla	Observación
DX1	Handling sub	Acero al Carbón	Corrosion Galvánica	Zona no protegida

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.4 CONSIDERACIONES PARA MITIGACIÓN DE CORROSIÓN

Los recubrimientos y la selección de materiales son la primera línea de defensa contra la corrosión.

3.4.1 RECUBRIMIENTOS

La principal función del recubrimiento es aislar o proteger al acero del contacto con el medio al que quedaría expuesto.

Utilizan materiales termoendurecibles entre los que podemos citar:

- Epóxicos: Combinan buena resistencia a la corrosión y mecánica.
- Fenólicos: Son los primeros plásticos artificialmente producidos de resistencia relativamente frágil.
- Silicones: Ofrecen una alta resistencia al calor y una moderada resistencia a la corrosión.

Entre los principales tipos de recubrimientos exteriores están:

- Fusion Bonded Epoxi: Consiste en una resina epoxi mezclada con un catalizador y pigmentos inhibitorios.
- Poliolefinas extruidas: Son polímeros obtenidos mediante la polimerización de alquenos.

TABLA 3.7: TIPO DE RECUBRIMIENTOS SEGÚN AMBIENTE OPERATIVO

Área de Uso	Tipo de recubrimiento	Ambiente
Exterior de aceros	Aceites	Industrial leve
	Fenólico base aceite	Alta humedad
	Epoxy	Corrosivo

FUENTE: Cursos Tenaris

ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.4.2 SELECCIÓN DE MATERIALES

Los materiales deben ser seleccionados de acuerdo a todas las condiciones presentes en el ambiente de servicio que puedan afectar el proceso corrosivo. El primer paso es determinar el tipo de corrosión que puede generarse.

Aceros al carbono

Son los materiales más comúnmente utilizados. El acero es la aleación de hierro y carbono, otros elementos pueden ser añadidos para mejorar la resistencia a la corrosión y se los llama aceros inoxidable. Estos elementos y sus propósitos pueden ser:

- Cromo: Mejora la resistencia a la corrosión, particularmente para la causada por CO₂.
- Níquel: Mejora la dureza y provee resistencia a la corrosión conjuntamente con el cromo.
- Molibdeno y Tungsteno: Incrementa la resistencia de la aleación a formas localizadas de corrosión (pittings).
- Manganeso: incrementa templabilidad.
- Titanio: endurece el metal
- Niobio y Vanadio: Incrementan endurecimiento y fuerza.
- Nitrógeno: Es utilizado para aportar fuerza en pequeñas cantidades.

Los aceros al carbono no se caracterizan por su resistencia a la corrosión por disolución en presencia de CO₂, por el contrario son materiales propensos a sufrir corrosión localizada. Estos aceros pertenecen al Grupo 1 de la norma

API, son materiales cuyos requerimientos de composición química son limitados especificando solamente valores máximos admisibles de P y S (fósforo y azufre).

Los aceros inoxidable son definidos como aquellos que contienen una mínima concentración de 12% de cromo, el cual le imparte resistencia a la corrosión. Los aceros inoxidable pueden clasificarse de acuerdo a sus propiedades en:

- Aceros Martensíticos: Menor resistencia a la corrosión que otros aceros inoxidable, utilizados cuando se necesita resistencia al CO₂ con baja presencia de H₂S, por ejemplo el L80 – 13% Cr.
- Aceros Ferríticos: Formada de aleaciones de Cr con Mo para mejorar su resistencia a la corrosión pero de baja resistencia a la presencia de H₂S.
- Aceros Austeníticos: Poseen un contenido mínimo de 8% de Ni con un contenido de cromo de 18 – 25 %. Buena resistencia a la corrosión por CO₂ pero susceptibles en presencia de cloruros.
- Aleaciones duplex (ferrita – austenita): Resistencia a la corrosión similar a los aceros austeníticos pero tienen un buen comportamiento en presencia de cloruros por el agregado de N₂.
- Altas aleaciones de Níquel: Utilizadas cuando se necesita resistencia a la corrosión a elevadas temperaturas por presencia de CO₂, H₂S y en presencia de cloruros.

En la tabla 3.8 podemos encontrar los aceros fabricados bajo la norma API 5CT para tuberías de producción o de revestimiento, estas tuberías de acuerdo con la necesidades se puede encontrar en varios diámetros y pesos.

TABLA 3.8: TUBERÍAS FABRICADAS BAJO LA NORMA API 5CT

Grupo	Grado	Tipo	Función	Presión de trabajo y Servicio
1	H40	-	Revestimiento y producción	< 5000 psi, baja tolerancia de H ₂ S
	J55	-	Revestimiento y producción	
	K55	-	Revestimiento	
	N80	-	Producción	
2	M65	-	Revestimiento y producción	> 5000 psi, baja tolerancia de H ₂ S, < 5000 psi, alta tolerancia de H ₂ S
	L80	1	Revestimiento y producción	
	L80	9 % Cr	Revestimiento y producción	
	L80	13% Cr	Revestimiento y producción	
	C90	1	Revestimiento y producción	
	C90	2	Revestimiento y producción	
	C95	-	Revestimiento	
	T95	1	Revestimiento y producción	
	T95	2	Revestimiento y producción	
3	P100	-	Revestimiento y producción	Alta presión, baja tolerancia de H ₂ S
4	Q125	1	Revestimiento y producción	Alta presión, alta tolerancia de H ₂ S
	Q125	2	Revestimiento y producción	
	Q125	3	Revestimiento y producción	
	Q125	4	Revestimiento y producción	

FUENTE: Cursos Tenaris

ELABORADOR POR: Esteban Haro

La resistencia al picado por corrosión en estos tipos de acero se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$PRE = \%Cr + 3.3 \times (\%Mo + \%W) + 16 \times \%N \quad (3.1)$$

PRE= Pitting Resistant Equivalent (Índice de resistencia al picado)

%Cr = porcentaje en peso del cromo

%Mo = porcentaje en peso del molibdeno

%W = porcentaje en peso del tungsteno

%N = porcentaje en peso del nitrógeno

En la tabla 3.9 podemos encontrar la composición química máxima especificada en la norma API 5 CT para los distintos aceros.

TABLA 3.9: Composición química de aceros API 5CT

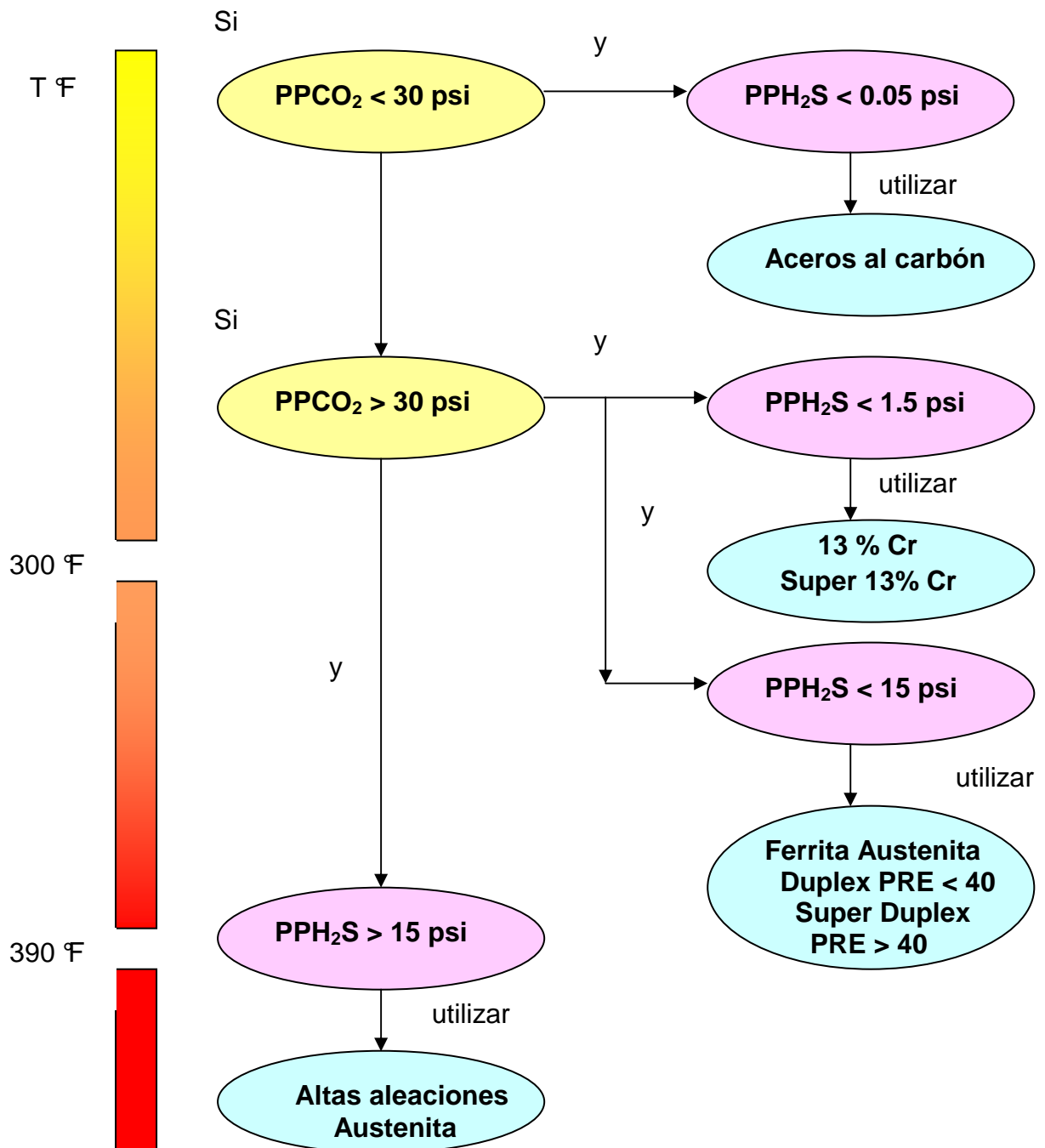
Grado	Tipo	Composición Química								
		C % max	Si % max	Mn % max	P % max	S % max	Ni % max	Cr % max	Mo % max	Otros % max
H40	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
J55	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
K55	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
N80	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
M65	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
L80	1	0.43	0.45	1.9	0.03	0.03	0.25	-	-	Cu 0.25
L80	9 % Cr	0.15	1	0.3 - 0.6	0.2	0.01	0.5	8 - 10	0.9 - 1.1	Cu 0.25
L80	13% Cr	0.15 - 0.22	1	0.25 - 1	0.2	0.01	0.5	12 - 14	-	Cu 0.25
C90	1	0.35	-	1	0.2	0.01	0.99	1.2	0.75	-
C90	2	0.5	-	1.9	0.03	0.01	0.99	Sin límite	Sin límite	-
C95	-	0.45	0.45	1.9	0.03	0.03	-	-	-	-
T95	1	0.35	-	1.2	0.2	0.01	0.99	0.4 - 1.5	0.25 - 0.85	-
T95	2	0.5	-	1.9	0.03	0.01	0.99	-	-	-
P100	-	-	-	-	0.03	0.03	-	-	-	-
Q125	1	0.35	-	1	0.2	0.01	0.99	1.2	0.75	-
Q125	2	0.35	-	1	0.2	0.2	0.99	Sin límite	Sin límite	-
Q125	3	0.5	-	1.9	0.2	0.2	0.99	Sin límite	Sin límite	-
Q125	4	0.5	-	1.9	0.03	0.2	0.99	Sin límite	Sin límite	-

FUENTE: Cursos Tenaris

ELABORADOR POR: Esteban Haro

La figura 3.2 muestra un diagrama general para la selección de materiales que se pueden utilizar de acuerdo a las características del ambiente en el que va a trabajar.

FIGURA 3.3: DIAGRAMA PARA SELECCIÓN DE MATERIALES



FUENTE: Cursos Tenaris
ELABORADOR POR: Esteban Haro

3.4.3 Inhibidores de Corrosión

Es una sustancia que agregada en bajas concentraciones disminuye la velocidad de corrosión por medio de la formación de un film que modifica el ambiente en la interfase metal-solución.

Los inhibidores pueden resultar una opción económicamente viable para combatir los procesos corrosivos.

Se debe asegurar que el inhibidor sea compatible con otros agentes químicos a fin de no formar emulsiones, espumas o generar insolubles que afecten las formaciones productivas.

Para la aplicación de esas sustancias se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- Diseño: Lugares de fácil acceso para la aplicación de un inhibidor
- Métodos de aplicación: El inhibidor debe llegar al lugar donde se necesite sin problemas debido al método de aplicación.
- Experiencia pasada.

3.5 OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO

En base al análisis físico químico y a la inspección visual del estado de las herramientas presentado en este Capítulo, considerando las condiciones de operación durante la realización de los análisis, se pueden establecer algunas consideraciones, mismas que se detallan a continuación:

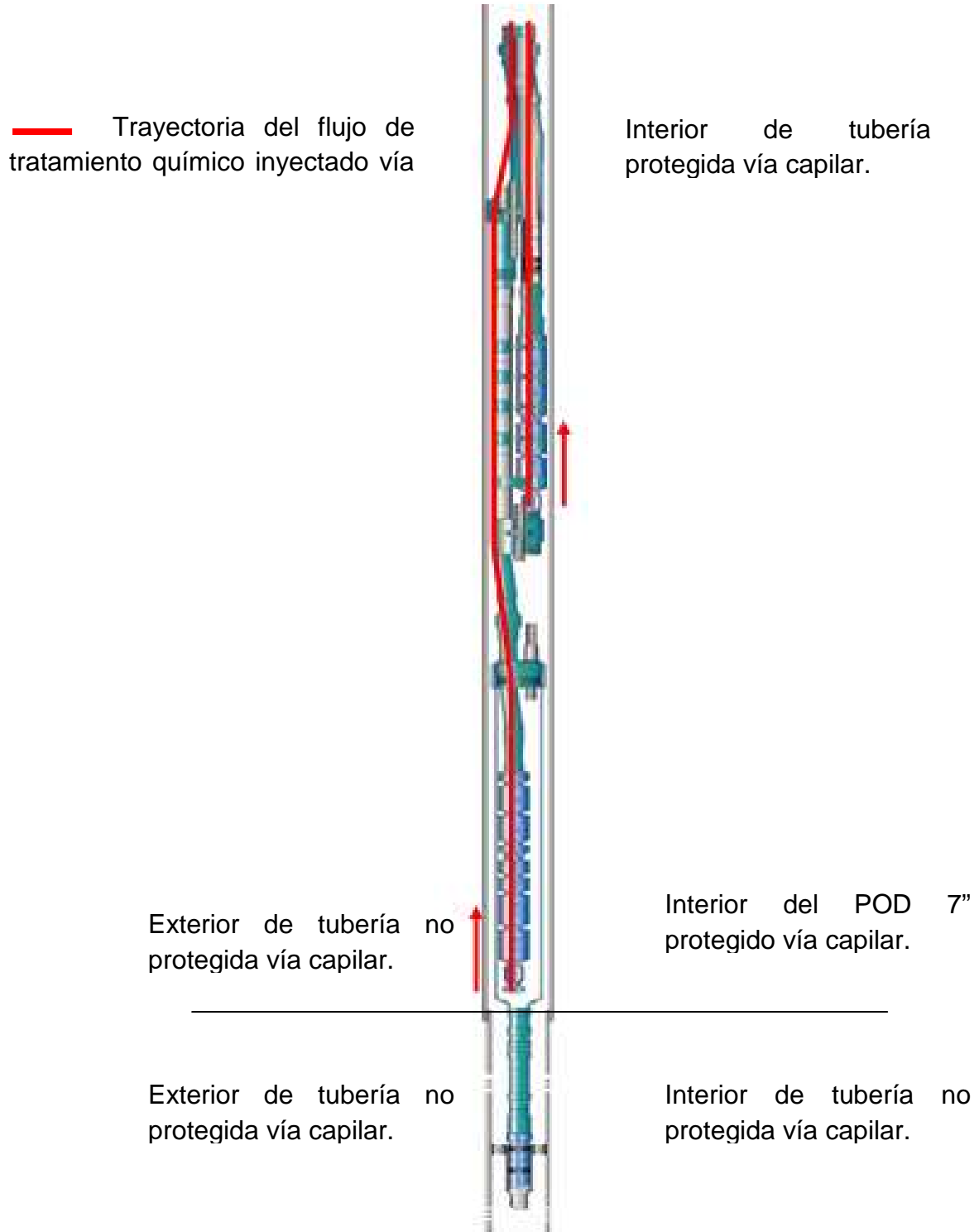
- La concentración de cloruros para las zonas U superior, U inferior, M1 y Basal Tena de los pozos con completación doble es superior a 5000

mg/l. Su presencia incrementa la velocidad de corrosión en aceros de bajo contenido de cromo.

- La mayor probabilidad de que exista fragilización por H₂S (Sulfide Stress Cracking) se produce cuando la presión parcial de H₂S es mayor a 0.05 psi a temperatura ambiente. Para los casos en estudio, tanto para las condiciones de fondo como para las de cabeza se tienen valores de presiones parciales de H₂S inferiores a 0.05 psi a temperaturas suficientes para evitar la fragilización (superiores a 160°F).
- La presencia de CO₂ en el fluido, con una presión parcial mayor a 30 psi hace que la corrosión sea muy probable. Esta condición se cumple en todos los casos para el presente estudio.
- La presencia de sólidos, especialmente de arena a nivel de superficie no es significativa por lo que no se tendrían mayores problemas de erosión.

La inyección de inhibidores es una de las maneras de retardar los efectos corrosivos que pueden presentarse en las herramientas mediante la modificación del ambiente en el que operan. Puesto que este método ha dado buenos resultados en el campo se recomienda analizar la tendencia de los fluidos en nuevos pozos y si se confirma que es corrosivo se debe inyectar químicos anticorrosivos vía capilar, de preferencia el capilar debe ser instalado por la parte interna de los centralizadores de las bombas electrosumergibles tanto de la zona superior como de la zona inferior para evitar golpes o taponamientos al momento de bajar el equipo a subsuelo. Sin embargo debido a la configuración de estas completaciones hay zonas que quedan sin ningún tipo

FIGURA 3.4: TRAYECTORIA DE INHIBIDORES INYECTADOS VÍA CAPILAR



FUENTE: Azul
ELABORADOR POR: Esteban Haro

Con el objetivo de mitigar estos tipos de problemas para los lugares más vulnerables los nuevos diseños de completaciones dobles deben considerar instalar aceros más resistentes a estos ambientes. Por lo señalado en este capítulo la mejor opción es la utilización de aceros al carbono que contengan 13% de cromo en las zonas desprotegidas. Lo ideal sería instalar toda la completación con el mismo material para evitar problemas de corrosión galvánica pero dado a que es muy difícil encontrar en el mercado todas las piezas y herramientas de un mismo material y lo costoso que resultaría instalar toda la sarta con cromo 13% se debe buscar alternativas de diseño por lo que se propone sólo instalar este tipo de tubería en las partes con más riesgo de sufrir corrosión como lo son las zonas sin protección antes mencionadas. Ahora como sólo la cola de la completación es la que más daño ha sufrido esta sería instalada con cromo 13% y el resto con acero al carbón L80 o similares.

Con el cromo 13% instalado en la cola se corre el riesgo de que se forme una pila galvánica en la junta de este material con la primera junta del resto de la completación de acero al carbón.

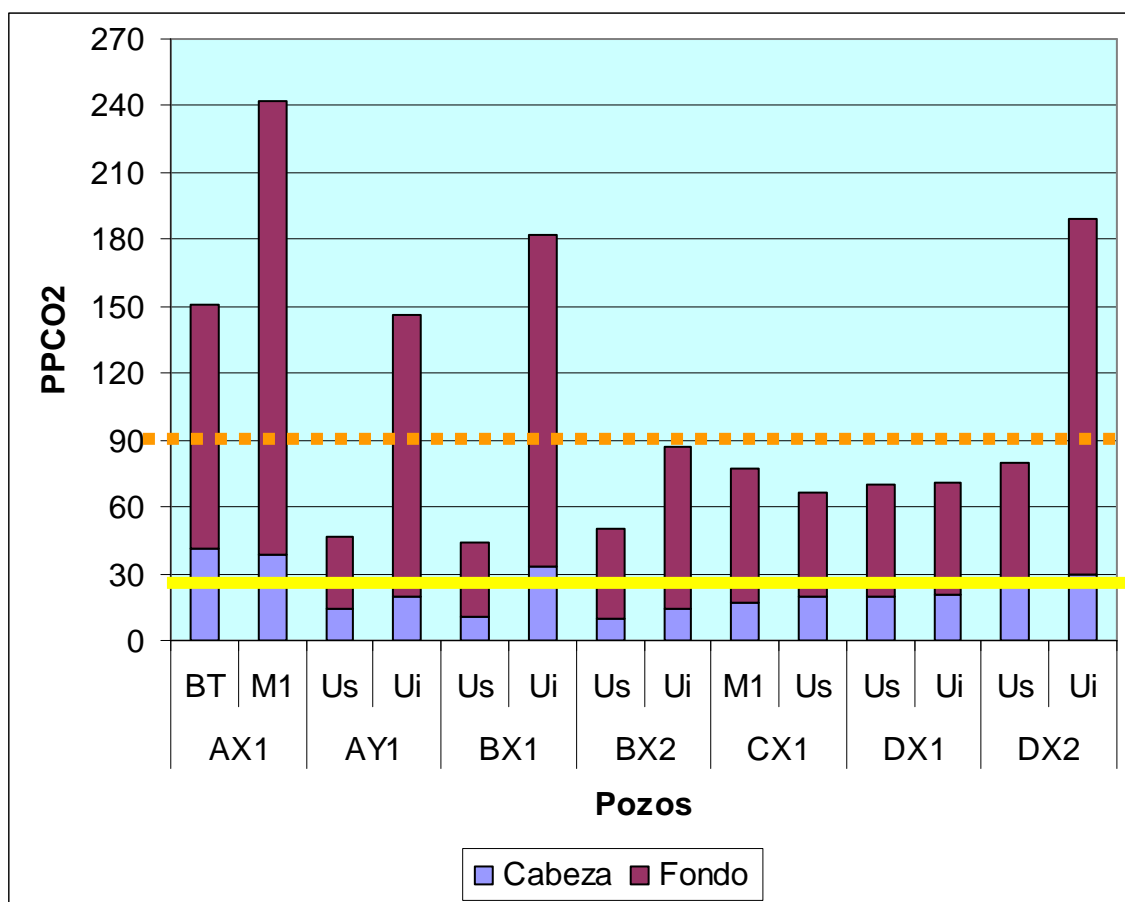
Las conexiones son las partes más sensibles de la sarta de producción, en conexiones galvánicas de distintos materiales se puede asumir que la rata de corrosión local sería tres veces más alta que la rata de corrosión promedio, decreciendo exponencialmente a medida que se aleja de la zona de contacto dentro de una longitud de cinco veces el diámetro de la tubería. Para proteger la tubería más propensa a la corrosión en contacto con la tubería de cromo se recomienda utilizar un recubrimiento resistente a altas temperaturas que se extienda 10 veces el diámetro de la tubería o preferentemente la primera junta en contacto con las dos tuberías de diferente metalurgia. Por lo citado en este capítulo se recomienda utilizar un recubrimiento tipo Epoxi con mezcla de siliconas en la primera junta del ensamblaje de cola bajo la cápsula de 7". No solamente se debe cubrir la sección anódica ya que puede generarse ataques en los poros del recubrimiento. Cuando se utilicen recubrimientos de barrera se debe recubrir también el cátodo.

Este diseño retardará los efectos corrosivos del fluido producido, y de acuerdo a lo analizado en este capítulo algunas completaciones han sobrepasado las expectativas de vida por lo que la figura 3.5 muestra las mínimas condiciones a las que se debería utilizar el diseño propuesto de acuerdo a los pozos que han presentado fallas, estas condiciones son 90 psi de PPCO₂.

En la tabla 3.10 se puede encontrar la propuesta de los componentes de la completación doble con el objetivo de evitar fallas tempranas.

En el Anexo 4 se encuentra el diagrama de la completación doble.

FIGURA 3.5: PRESIONES PARCIALES DE CO₂ EN CABEZA Y EN EL FONDO DE LOS POZOS



FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 3.10: COMPONENTES DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO POD

N°	Herramienta	Material	OD	ID	N°	Herramienta	Material	OD	ID
1.0	Tubería externa	Acero al carbón	6.050	4.950	14.0	Pup joint	L - 80	3.500	2.441
2.0	Tubería concéntrica	Acero al carbón	3.063	1.995	15.0	Tubing swivel	Acero al carbón	4.000	2.441
3.2	X-Over	L - 80	2.375	1.995	16.0	Shroud hanger	Acero al carbón	7.656	2.441
3.1	Blast Joint	L - 80	2.375	1.995	16.1	Handling sub	L - 80	3.500	2.441
3.0	Stinger	Acero al carbón	2.750	1.860	16.2	Shroud Adapter	L - 80	7.000	6.276
4.0	X-Over coupling	Acero al carbón	6.050	3.958	16.3	Extension sub	L - 80	2.875	2.441
5.0	Extension Joint	L - 80	5.200	3.958	17.0	Tubing nipple	Acero al carbón	3.000	1.810
6.0	Y-tool	Acero al carbón	8.200	2.992	18.0	Pump sub	L - 80	3.500	2.441
6.1	Handling sub	Acero al carbón	5.200	3.958	19.0	X-Over	Acero al carbón	4.200	2.441
6.2	Bypass extension	Acero al carbón	3.500	2.992	20.0	BES discharge	Ferrítico	5.130	-
6.3	Teleswivel	Acero al carbón	3.500	2.259	20.1	Bomba	Ferrítico	5.380	-
6.4	Sealbore	Acero al carbón	3.500	2.750	20.2	Intake	Ferrítico	5.130	-
7.0	Pump sub	Acero al carbón	3.500	2.992	20.3	Sello	Ferrítico	5.130	-
8.0	Tubing nipple	Acero al carbón	4.000	1.810	20.4	Motor	Ferrítico	5.620	-
9.0	Bypass	L - 80	2.875	2.992	20.5	Censor	Ferrítico	3.750	-
10.0	Bypass clamp	Acero al carbón	8.200	-	20.6	Centralizador	Ferrítico	6.010	-
11.0	Bypass clamp	Acero al carbón	8.200	-	21.0	Casing Joint	Acero al carbón	7.656	6.276
12.0	BES discharge	Ferrítico	5.130	-	22.0	Shroud X-Over	L - 80	7.656	2.992
12.1	Bomba	Ferrítico	5.380	-	23.0	Tubing	13% Cr	4.250	2.992
12.2	Intake	Ferrítico	5.130	-	24.0	Safety joint	13% Cr	4.250	2.992
12.3	Sello	Ferrítico	5.130	-	25.0	Tubing	13% Cr	4.250	2.992
12.4	Motor	Ferrítico	5.620	-	26.0	Blast Joint	13% Cr	4.500	2.992
12.5	Censor	Ferrítico	3.750	-	27.0	Tubing	13% Cr	4.250	2.992
13.0	Pump support block	Acero al carbón	8.250	2.259	28.0	Bottom nipple	Acero al carbón	4.250	2.992
13.1	Prong	Acero al carbón	2.500	-	29.0	Locator assemble	Acero al carbón	4.500	2.900
13.2	Extension sub	Acero al carbón	2.875	2.441	30.0	Packer	Acero al carbón	6.000	4.000

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

CAPITULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE COMPLETACIONES DOBLES EN POZOS NUEVOS Y EN POZOS EN PRODUCCIÓN

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente análisis económico pretende determinar si el uso de materiales más resistentes a los daños que pueden provocar los ambientes de producción de subsuelo en el diseño de una completación doble genera algún beneficio económico tanto para futuros pozos propuestos como para los instalados actualmente.

Este análisis será proyectado para dos años, tiempo de vida operativo aproximado de una completación doble.

4.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) o valor presente neto (VPN) es un indicador en términos monetarios con la sumatoria del flujo de fondos llevados al presente.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_{nck}}{(1+i)^k} = -F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

n = número de períodos a los que se calcula la inversión.

F_{nck} = Flujo neto de caja

i = Tasa de actualización de la empresa

Con este indicador se puede obtener los siguientes resultados:

- VAN = 0: El proyecto es indiferente, se obtiene el beneficio esperado del proyecto.
- VAN > 0: El proyecto es viable, se obtiene el beneficio esperado más un excedente.
- VAN < 0: El proyecto no es viable, no hay beneficio económico por el contrario existe pérdida.

4.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es un indicador financiero en porcentaje que representa la máxima rentabilidad que podría ofrecer el proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero.

$$\sum_{k=0}^n \frac{F_n k}{(1+TIR)^k} = 0 = -F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (4.2)$$

Un proyecto será aconsejable si el TIR es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, caso contrario el proyecto no es aconsejable.

4.1.3 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Es un indicador financiero adimensional. Se determina con la sumatoria de valores positivos llevados al presente, sobre la sumatoria de valores negativos llevados al presente.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VP(+)}{|\sum VP(-)|} \quad (4.3)$$

$\sum VP(+)$ = Sumatoria de valores positivos llevados al presente

$\sum VP(-)$ = Sumatoria de valores negativos llevados al presente

Si el valor de la relación beneficio-costo es mayor a uno el proyecto generara ganancias. Si la relación es igual a uno los costos serán iguales a los beneficios, es decir no generará ganancia. Si esta relación es menor a uno el no es viable.

4.1.4 COSTOS DEL PROYECTO

Los costos detallados a continuación son precios del equipo ha instalarse en el pozo los cuales incluyen herramientas de subsuelo, tubería de producción y equipo superficie incluidos en el diseño de completación.

TABLA 4.1: COSTO DE COMPLETACIÓN DUAL

Costos Equipo de Subsuelo			
Herramientas	USD/ft	USD/u	Total
Tubería 5 1/2"	15	-	90,000
Tubería 2 7/8"	7	-	42,000
Ensamble Y-tool	-	130,000	130,000
POD 7"	73	-	14,600
Packer	-	27,000	27,000
Unidad de sellos	-	33,000	33,000
Cabezal doble	-	35,000	35,000
Conectores de cabezal	-	51,000	51,000
Penetrador de cápsula	-	20,100	20,100
Blast Joint	636	-	38,160
Tubería 3 1/2"	27	-	67,500
Protector de cable	-	79	19,750
Total			568,110

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

El proceso de instalación de un equipo de fondo necesita de un equipo de workover necesario para realizar distintos trabajos, como reemplazo de equipos existentes en el pozo e instalación del nuevo equipo, los valores detallados a continuación incluyen precio de alquiler de la torre por día, servicios prestados y herramientas.

TABLA 4.2: COSTO DEL EQUIPO DE WORKOVER

Equipo de Workover			
	días	USD/día	Total
Días de taladro	7,500	9	67,500
Asistencia técnica	-	-	38,000
Renta de herramientas	-	-	90,000
Total			195,500

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

Para el caso de los pozos nuevos que arranquen su producción con una completación doble se debe tomar en cuenta los costos de perforación del pozo los cuales se detallan a continuación.

TABLA 4.3: COSTOS DE PERFORACIÓN

Perforación		
	días	costo USD
Días de taladro	20	600,000
Lodos, químicos	-	300,000
Perforación	-	450,000
Casing, linner, well head	-	750,000
Control de sólidos, cemento, registros	-	600,000
Renta de equipos, brocas	-	300,000
Total	-	3,000,000

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

4.1.5 INGRESOS

Para el presente estudio se considerará la nueva modalidad contractual, esto es un contrato de prestación de servicios mediante el cual la contratista percibe una tarifa fija. Para este caso se ha considerado la tarifa de 35.95 USD/barril valor

establecido en el nuevo contrato de prestación de servicios en la última ronda de negociaciones llevado a cabo a finales del 2010.

Los ingresos se generan mediante la multiplicación de la tarifa por el crudo entregado en el punto de fiscalización (Lago Agrio), el presente estudio tomará de referencia el forecast de producción de un pozo X1 para recompletación y un pozo nuevo X2, propuestos por la empresa para completarlo con doble bomba electrosumergible. En este estudio se considera una declinación anual de 25% para la arena Basal Tena lo que implica una declinación mensual de 2% para pozos en producción, y para pozos nuevos la arena U superior 13% anual o 1% mensual y la arena U inferior 13% lo que implica una declinación mensual de 1%.

Solo se tomará en cuenta el aporte de una arena para pozos ya existentes en los que se piensa implementar una completación doble para recuperar reservas de otro reservorio, y esta producción debe sustentar la inversión de este proyecto.

Para el caso de pozos nuevos se tomará en cuenta el aporte de las dos arenas ya que el proyecto fue diseñado para arrancarlo como pozo con completación doble y se quiere analizar si el proyecto es rentable.

4.1.6 EGRESOS

El costo operativo representa una suma de valores que intervienen en el proceso de producción de crudo entre los que se puede citar el valor de producir petróleo desde el fondo del pozo hasta superficie, mantenimiento de la planta, reparación de herramientas. Para el presente estudio se considerará tres escenarios:

- costo operativo 6.5 USD/barril.
- costo operativo 8 USD/barril.
- costo operativo 12 USD/barril.

Los Costos Operativos Netos por Barril Equivalente se calculan como el total de costos operativos dividido entre el total de los volúmenes transportados de petróleo, debido a que en los pronósticos de producción del campo en un futuro

estas tenderán a disminuir, el costo operativo del crudo podrá aumentar dichos valores.

4.1.7 HIPÓTESIS EN LOS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Se tomo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se estimó una tasa de actualización del 12% anual por lo que la tasa de actualización mensual es de 0.948%, valor sugerido por el departamento financiero de Repsol YPF.
- No se considera impuestos fiscales por lo que no interviene depreciación contable de equipos.
- No se consideró devaluación monetaria durante el tiempo de vida del proyecto.
- Los costos estimados del proyecto se obtuvieron de reportes de trabajos anteriormente realizados.
- El tiempo de vida del proyecto viene dado por el tiempo de vida del sistema de levantamiento utilizado en este caso es el bombeo electrosumergible con un tiempo de vida aproximado de 24 meses.

Las tablas 4.4, 4.5 y 4.6 muestran los flujos de caja para los casos propuestos en este análisis económico para un pozo propuesto para recompletación, y los flujos de caja para pozos nuevos se muestran en las tablas 4.7, 4.8, y 4.9.

TABLA 4.4: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$6.5 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN

Mes	Período	BT		Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act.	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
		Qo	Mensual											
1	0	0	0	0	0	763,610	763,610	-763,610	0	0	763,610	763,610	-763,610	-763,610
2	1	293	8,787	315,882	315,882	57,114	820,724	258,768	312,913	312,913	56,577	820,187	256,336	-507,274
3	2	286	8,578	308,396	624,277	55,760	876,484	252,636	302,625	615,538	54,717	874,903	247,909	-259,365
4	3	279	8,375	301,087	925,364	54,438	930,922	246,648	292,676	908,214	52,918	927,821	239,758	-19,607
5	4	273	8,177	293,951	1,219,315	53,148	984,070	240,803	283,054	1,191,268	51,178	978,999	231,876	212,268
6	5	266	7,983	286,984	1,506,299	51,889	1,035,959	235,096	273,748	1,465,015	49,495	1,028,495	224,252	436,521
7	6	260	7,794	280,183	1,786,482	50,659	1,086,618	229,524	264,748	1,729,763	47,868	1,076,363	216,880	653,401
8	7	254	7,609	273,543	2,060,025	49,458	1,136,076	224,084	256,044	1,985,807	46,294	1,122,657	209,749	863,150
9	8	248	7,429	267,060	2,327,084	48,286	1,184,362	218,773	247,626	2,233,433	44,772	1,167,430	202,854	1,066,003
10	9	242	7,253	260,730	2,587,815	47,142	1,231,504	213,589	239,485	2,472,918	43,300	1,210,730	196,184	1,262,188
11	10	236	7,081	254,551	2,842,366	46,025	1,277,529	208,527	231,611	2,704,529	41,877	1,252,607	189,735	1,451,922
12	11	230	6,913	248,518	3,090,884	44,934	1,322,462	203,584	223,997	2,928,526	40,500	1,293,107	183,497	1,635,419
13	12	225	6,749	242,628	3,333,512	43,869	1,366,331	198,760	216,633	3,145,159	39,169	1,332,276	177,464	1,812,883
14	13	220	6,589	236,878	3,570,391	42,829	1,409,160	194,049	209,510	3,354,669	37,881	1,370,157	171,629	1,984,512
15	14	214	6,433	231,264	3,801,655	41,814	1,450,975	189,450	202,622	3,557,291	36,635	1,406,792	165,987	2,150,499
16	15	209	6,280	225,783	4,027,438	40,823	1,491,798	184,960	195,961	3,753,252	35,431	1,442,223	160,530	2,311,029
17	16	204	6,132	220,432	4,247,870	39,856	1,531,653	180,577	189,518	3,942,770	34,266	1,476,489	155,252	2,466,281
18	17	200	5,986	215,208	4,463,078	38,911	1,570,564	176,297	183,288	4,126,058	33,140	1,509,629	150,148	2,616,429
19	18	195	5,844	210,108	4,673,186	37,989	1,608,553	172,119	177,262	4,303,319	32,050	1,541,679	145,212	2,761,641
20	19	190	5,706	205,128	4,878,314	37,089	1,645,642	168,040	171,434	4,474,753	30,996	1,572,675	140,437	2,902,078
21	20	186	5,571	200,267	5,078,580	36,210	1,681,851	164,057	165,798	4,640,551	29,977	1,602,653	135,820	3,037,898
22	21	181	5,439	195,520	5,274,101	35,351	1,717,203	160,169	160,347	4,800,898	28,992	1,631,644	131,355	3,169,253
23	22	177	5,310	190,886	5,464,987	34,514	1,751,716	156,373	155,075	4,955,973	28,039	1,659,683	127,037	3,296,290
24	23	173	5,184	186,362	5,651,350	33,696	1,785,412	152,667	149,977	5,105,950	27,117	1,686,800	122,860	3,419,150

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.5: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$8 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN

Mes	Período	Qo	Mensual	Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act.	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
1	0	0	0	0	0	763,610	763,610	-763,610	0	0	763,610	763,610	-763,610	-763,610
2	1	293	8,787	315,882	315,882	70,294	833,904	245,588	312,913	312,913	69,633	833,243	243,280	-520,330
3	2	286	8,578	308,396	624,277	68,628	902,531	239,768	302,625	615,538	67,344	900,586	235,282	-285,048
4	3	279	8,375	301,087	925,364	67,001	969,532	234,085	292,676	908,214	65,130	965,716	227,546	-57,502
5	4	273	8,177	293,951	1,219,315	65,413	1,034,946	228,538	283,054	1,191,268	62,988	1,028,704	220,065	162,563
6	5	266	7,983	286,984	1,506,299	63,863	1,098,809	223,121	273,748	1,465,015	60,917	1,089,622	212,830	375,394
7	6	260	7,794	280,183	1,786,482	62,349	1,161,158	217,833	264,748	1,729,763	58,915	1,148,536	205,833	581,227
8	7	254	7,609	273,543	2,060,025	60,872	1,222,030	212,671	256,044	1,985,807	56,978	1,205,514	199,066	780,293
9	8	248	7,429	267,060	2,327,084	59,429	1,281,459	207,630	247,626	2,233,433	55,105	1,260,619	192,521	972,814
10	9	242	7,253	260,730	2,587,815	58,021	1,339,480	202,710	239,485	2,472,918	53,293	1,313,912	186,192	1,159,006
11	10	236	7,081	254,551	2,842,366	56,646	1,396,125	197,905	231,611	2,704,529	51,541	1,365,452	180,071	1,339,077
12	11	230	6,913	248,518	3,090,884	55,303	1,451,428	193,215	223,997	2,928,526	49,846	1,415,299	174,150	1,513,227
13	12	225	6,749	242,628	3,333,512	53,992	1,505,421	188,636	216,633	3,145,159	48,208	1,463,506	168,425	1,681,652
14	13	220	6,589	236,878	3,570,391	52,713	1,558,134	184,165	209,510	3,354,669	46,623	1,510,129	162,888	1,844,540
15	14	214	6,433	231,264	3,801,655	51,464	1,609,597	179,801	202,622	3,557,291	45,090	1,555,219	157,533	2,002,073
16	15	209	6,280	225,783	4,027,438	50,244	1,659,841	175,539	195,961	3,753,252	43,607	1,598,826	152,353	2,154,426
17	16	204	6,132	220,432	4,247,870	49,053	1,708,894	171,379	189,518	3,942,770	42,174	1,641,000	147,345	2,301,771
18	17	200	5,986	215,208	4,463,078	47,891	1,756,785	167,317	183,288	4,126,058	40,787	1,681,787	142,500	2,444,271
19	18	195	5,844	210,108	4,673,186	46,756	1,803,540	163,352	177,262	4,303,319	39,446	1,721,233	137,815	2,582,086
20	19	190	5,706	205,128	4,878,314	45,647	1,849,187	159,481	171,434	4,474,753	38,149	1,759,383	133,284	2,715,371
21	20	186	5,571	200,267	5,078,580	44,566	1,893,753	155,701	165,798	4,640,551	36,895	1,796,278	128,903	2,844,273
22	21	181	5,439	195,520	5,274,101	43,509	1,937,262	152,011	160,347	4,800,898	35,682	1,831,960	124,665	2,968,938
23	22	177	5,310	190,886	5,464,987	42,478	1,979,741	148,408	155,075	4,955,973	34,509	1,866,469	120,566	3,089,504
24	23	173	5,184	186,362	5,651,350	41,471	2,021,212	144,891	149,977	5,105,950	33,375	1,899,844	116,602	3,206,106

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.6: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$12 PARA POZOS EN PRODUCCIÓN

Mes	Período	BT		Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
		Qo	Mensual											
1	0	0	0	0	0	763,610	763,610	-763,610	0	0	763,610	763,610	-763,610	-763,610
2	1	293	8,787	315,882	315,882	105,440	869,050	210,441	312,913	312,913	104,449	868,059	208,463	-555,147
3	2	286	8,578	308,396	624,277	102,941	971,992	205,454	302,625	615,538	101,015	969,075	201,610	-353,537
4	3	279	8,375	301,087	925,364	100,502	1,072,494	200,585	292,676	908,214	97,694	1,066,769	194,982	-158,555
5	4	273	8,177	293,951	1,219,315	98,120	1,170,614	195,831	283,054	1,191,268	94,482	1,161,251	188,571	30,016
6	5	266	7,983	286,984	1,506,299	95,794	1,266,408	191,190	273,748	1,465,015	91,376	1,252,628	182,372	212,388
7	6	260	7,794	280,183	1,786,482	93,524	1,359,932	186,659	264,748	1,729,763	88,372	1,341,000	176,376	388,764
8	7	254	7,609	273,543	2,060,025	91,308	1,451,240	182,235	256,044	1,985,807	85,467	1,426,466	170,577	559,341
9	8	248	7,429	267,060	2,327,084	89,144	1,540,384	177,916	247,626	2,233,433	82,657	1,509,123	164,969	724,310
10	9	242	7,253	260,730	2,587,815	87,031	1,627,415	173,699	239,485	2,472,918	79,939	1,589,062	159,546	883,856
11	10	236	7,081	254,551	2,842,366	84,968	1,712,383	169,583	231,611	2,704,529	77,311	1,666,374	154,300	1,038,156
12	11	230	6,913	248,518	3,090,884	82,955	1,795,338	165,564	223,997	2,928,526	74,769	1,741,143	149,227	1,187,383
13	12	225	6,749	242,628	3,333,512	80,989	1,876,326	161,640	216,633	3,145,159	72,311	1,813,454	144,321	1,331,704
14	13	220	6,589	236,878	3,570,391	79,069	1,955,395	157,809	209,510	3,354,669	69,934	1,883,388	139,576	1,471,281
15	14	214	6,433	231,264	3,801,655	77,195	2,032,591	154,069	202,622	3,557,291	67,635	1,951,023	134,988	1,606,268
16	15	209	6,280	225,783	4,027,438	75,366	2,107,956	150,417	195,961	3,753,252	65,411	2,016,434	130,550	1,736,818
17	16	204	6,132	220,432	4,247,870	73,580	2,181,536	146,853	189,518	3,942,770	63,261	2,079,695	126,258	1,863,076
18	17	200	5,986	215,208	4,463,078	71,836	2,253,372	143,372	183,288	4,126,058	61,181	2,140,875	122,107	1,985,182
19	18	195	5,844	210,108	4,673,186	70,133	2,323,505	139,974	177,262	4,303,319	59,169	2,200,045	118,092	2,103,275
20	19	190	5,706	205,128	4,878,314	68,471	2,391,976	136,657	171,434	4,474,753	57,224	2,257,269	114,210	2,217,484
21	20	186	5,571	200,267	5,078,580	66,848	2,458,825	133,418	165,798	4,640,551	55,343	2,312,612	110,455	2,327,939
22	21	181	5,439	195,520	5,274,101	65,264	2,524,089	130,256	160,347	4,800,898	53,523	2,366,135	106,824	2,434,763
23	22	177	5,310	190,886	5,464,987	63,717	2,587,806	127,169	155,075	4,955,973	51,764	2,417,899	103,312	2,538,074
24	23	173	5,184	186,362	5,651,350	62,207	2,650,013	124,155	149,977	5,105,950	50,062	2,467,960	99,915	2,637,989

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.7: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$6.5 PARA POZOS NUEVOS

Mes	Período	Producción mensual			Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act.	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
		Ui (Mbls)	Us (Mbls)	Total											
1	0	0	0	0	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	-3,763,610
2	1	18	15	32,625	1,172,859	1,172,859	212,061	3,975,671	960,799	1,161,835	1,161,835	210,068	3,973,678	951,768	-2,811,842
3	2	18	15	32,255	1,159,562	2,332,421	209,656	4,185,327	949,905	1,137,865	2,299,700	205,734	4,179,411	932,132	-1,879,711
4	3	17	14	31,890	1,146,453	3,478,874	207,286	4,392,614	939,167	1,114,427	3,414,128	201,496	4,380,907	912,931	-966,779
5	4	17	14	31,531	1,133,530	4,612,405	204,950	4,597,564	928,581	1,091,509	4,505,636	197,352	4,578,259	894,157	-72,623
6	5	17	14	31,176	1,120,790	5,733,195	202,646	4,800,210	918,144	1,069,096	5,574,733	193,300	4,771,559	875,796	803,174
7	6	17	14	30,827	1,108,229	6,841,424	200,375	5,000,585	907,854	1,047,178	6,621,911	189,337	4,960,896	857,841	1,661,015
8	7	17	14	30,482	1,095,844	7,937,268	198,136	5,198,721	897,708	1,025,743	7,647,653	185,461	5,146,357	840,282	2,501,297
9	8	16	14	30,143	1,083,633	9,020,901	195,928	5,394,649	887,705	1,004,778	8,652,431	181,671	5,328,027	823,107	3,324,404
10	9	16	13	29,808	1,071,591	10,092,492	193,751	5,588,400	877,840	984,273	9,636,704	177,963	5,505,990	806,310	4,130,714
11	10	16	13	29,478	1,059,716	11,152,209	191,604	5,780,004	868,113	964,217	10,600,921	174,337	5,680,327	789,880	4,920,594
12	11	16	13	29,152	1,048,006	12,200,214	189,486	5,969,490	858,519	944,598	11,545,519	170,790	5,851,117	773,809	5,694,402
13	12	16	13	28,831	1,036,457	13,236,671	187,398	6,156,888	849,058	925,408	12,470,927	167,320	6,018,437	758,088	6,452,490
14	13	16	13	28,514	1,025,066	14,261,737	185,339	6,342,227	839,727	906,635	13,377,562	163,926	6,182,362	742,709	7,195,199
15	14	15	13	28,201	1,013,832	15,275,569	183,308	6,525,535	830,524	888,270	14,265,831	160,605	6,342,968	727,664	7,922,864
16	15	15	13	27,893	1,002,750	16,278,319	181,304	6,706,839	821,446	870,302	15,136,134	157,356	6,500,324	712,946	8,635,810
17	16	15	12	27,589	991,819	17,270,138	179,328	6,886,166	812,492	852,724	15,988,858	154,178	6,654,502	698,546	9,334,356
18	17	15	12	27,289	981,037	18,251,175	177,378	7,063,544	803,659	835,526	16,824,384	151,069	6,805,571	684,457	10,018,813
19	18	15	12	26,993	970,400	19,221,575	175,455	7,238,999	794,945	818,698	17,643,082	148,026	6,953,597	670,672	10,689,485
20	19	15	12	26,701	959,906	20,181,481	173,557	7,412,557	786,349	802,233	18,445,314	145,049	7,098,646	657,184	11,346,668
21	20	15	12	26,413	949,554	21,131,035	171,686	7,584,242	777,868	786,121	19,231,435	142,136	7,240,782	643,985	11,990,653
22	21	14	12	26,129	939,339	22,070,374	169,839	7,754,081	769,501	770,355	20,001,790	139,285	7,380,067	631,070	12,621,723
23	22	14	12	25,849	929,261	22,999,636	168,017	7,922,098	761,245	754,927	20,756,717	136,496	7,516,563	618,431	13,240,154
24	23	14	11	25,572	919,318	23,918,953	166,219	8,088,316	753,099	739,828	21,496,546	133,766	7,650,329	606,062	13,846,217

FUENTE: TOW Repsol

ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.8: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$8 PARA POZOS NUEVOS

Mes	Período	Producción mensual BOPD			Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act.	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
		Ui (Mbls)	Us (Mbls)	Total											
1	0	0	0	0	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	-3,763,610
2	1	18	15	32,625	1,172,859	1,172,859	260,998	4,024,608	911,862	1,161,835	1,161,835	258,545	4,022,155	903,290	-2,860,320
3	2	18	15	32,255	1,159,562	2,332,421	258,039	4,282,647	901,523	1,137,865	2,299,700	253,211	4,275,365	884,655	-1,975,665
4	3	17	14	31,890	1,146,453	3,478,874	255,122	4,537,768	891,331	1,114,427	3,414,128	247,995	4,523,360	866,432	-1,109,232
5	4	17	14	31,531	1,133,530	4,612,405	252,246	4,790,014	881,284	1,091,509	4,505,636	242,895	4,766,255	848,614	-260,619
6	5	17	14	31,176	1,120,790	5,733,195	249,411	5,039,425	871,379	1,069,096	5,574,733	237,907	5,004,162	831,189	570,570
7	6	17	14	30,827	1,108,229	6,841,424	246,616	5,286,041	861,614	1,047,178	6,621,911	233,030	5,237,192	814,148	1,384,718
8	7	17	14	30,482	1,095,844	7,937,268	243,860	5,529,901	851,985	1,025,743	7,647,653	228,260	5,465,452	797,483	2,182,201
9	8	16	14	30,143	1,083,633	9,020,901	241,142	5,771,043	842,491	1,004,778	8,652,431	223,595	5,689,047	781,183	2,963,385
10	9	16	13	29,808	1,071,591	10,092,492	238,463	6,009,505	833,128	984,273	9,636,704	219,032	5,908,078	765,241	3,728,626
11	10	16	13	29,478	1,059,716	11,152,209	235,820	6,245,325	823,896	964,217	10,600,921	214,568	6,122,647	749,648	4,478,274
12	11	16	13	29,152	1,048,006	12,200,214	233,214	6,478,539	814,792	944,598	11,545,519	210,203	6,332,849	734,396	5,212,670
13	12	16	13	28,831	1,036,457	13,236,671	230,644	6,709,184	805,813	925,408	12,470,927	205,932	6,538,782	719,476	5,932,145
14	13	16	13	28,514	1,025,066	14,261,737	228,109	6,937,293	796,957	906,635	13,377,562	201,755	6,740,536	704,880	6,637,026
15	14	15	13	28,201	1,013,832	15,275,569	225,609	7,162,902	788,222	888,270	14,265,831	197,668	6,938,204	690,602	7,327,627
16	15	15	13	27,893	1,002,750	16,278,319	223,143	7,386,045	779,607	870,302	15,136,134	193,670	7,131,873	676,633	8,004,260
17	16	15	12	27,589	991,819	17,270,138	220,711	7,606,756	771,109	852,724	15,988,858	189,758	7,321,631	662,966	8,667,227
18	17	15	12	27,289	981,037	18,251,175	218,311	7,825,068	762,725	835,526	16,824,384	185,931	7,507,562	649,595	9,316,822
19	18	15	12	26,993	970,400	19,221,575	215,944	8,041,012	754,456	818,698	17,643,082	182,186	7,689,748	636,512	9,953,334
20	19	15	12	26,701	959,906	20,181,481	213,609	8,254,621	746,297	802,233	18,445,314	178,522	7,868,270	623,711	10,577,045
21	20	15	12	26,413	949,554	21,131,035	211,305	8,465,927	738,248	786,121	19,231,435	174,937	8,043,206	611,185	11,188,229
22	21	14	12	26,129	939,339	22,070,374	209,032	8,674,959	730,307	770,355	20,001,790	171,428	8,214,634	598,927	11,787,156
23	22	14	12	25,849	929,261	22,999,636	206,790	8,881,749	722,472	754,927	20,756,717	167,995	8,382,629	586,932	12,374,088
24	23	14	11	25,572	919,318	23,918,953	204,577	9,086,326	714,741	739,828	21,496,546	164,635	8,547,264	575,193	12,949,281

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.9: CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO CON COSTO OPERATIVO DE \$12 PARA POZOS NUEVOS

Mes	Período	Producción mensual BOPD			Ingreso	Ingreso acumulado	Egresos	Egresos acumulados	Flujo de caja	Ingreso act.	Ingreso acumulado act	Egresos act	Egreso acumulado act.	Flujo de caja act	Flujo de caja acumulada act
		Ui (Mbls)	Us (Mbls)	Total bls											
1	0	0	0	0	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	0	0	3,763,610	3,763,610	-3,763,610	-3,763,610
2	1	18	15	32,625	1,172,859	1,172,859	391,497	4,155,107	781,363	1,161,835	1,161,835	387,817	4,151,427	774,018	-2,989,592
3	2	18	15	32,255	1,159,562	2,332,421	387,058	4,542,165	772,504	1,137,865	2,299,700	379,816	4,531,243	758,049	-2,231,543
4	3	17	14	31,890	1,146,453	3,478,874	382,683	4,924,848	763,771	1,114,427	3,414,128	371,992	4,903,235	742,435	-1,489,108
5	4	17	14	31,531	1,133,530	4,612,405	378,369	5,303,217	755,161	1,091,509	4,505,636	364,342	5,267,578	727,166	-761,941
6	5	17	14	31,176	1,120,790	5,733,195	374,116	5,677,333	746,674	1,069,096	5,574,733	356,861	5,624,439	712,235	-49,706
7	6	17	14	30,827	1,108,229	6,841,424	369,924	6,047,256	738,306	1,047,178	6,621,911	349,545	5,973,984	697,633	647,927
8	7	17	14	30,482	1,095,844	7,937,268	365,790	6,413,046	730,055	1,025,743	7,647,653	342,390	6,316,373	683,353	1,331,280
9	8	16	14	30,143	1,083,633	9,020,901	361,713	6,774,759	721,919	1,004,778	8,652,431	335,392	6,651,765	669,386	2,000,666
10	9	16	13	29,808	1,071,591	10,092,492	357,694	7,132,453	713,897	984,273	9,636,704	328,547	6,980,312	655,726	2,656,392
11	10	16	13	29,478	1,059,716	11,152,209	353,730	7,486,183	705,986	964,217	10,600,921	321,853	7,302,165	642,364	3,298,756
12	11	16	13	29,152	1,048,006	12,200,214	349,821	7,836,004	698,185	944,598	11,545,519	315,304	7,617,469	629,294	3,928,050
13	12	16	13	28,831	1,036,457	13,236,671	345,966	8,181,970	690,491	925,408	12,470,927	308,898	7,926,367	616,509	4,544,560
14	13	16	13	28,514	1,025,066	14,261,737	342,164	8,524,134	682,902	906,635	13,377,562	302,632	8,228,999	604,003	5,148,563
15	14	15	13	28,201	1,013,832	15,275,569	338,414	8,862,548	675,418	888,270	14,265,831	296,502	8,525,501	591,768	5,740,330
16	15	15	13	27,893	1,002,750	16,278,319	334,715	9,197,263	668,035	870,302	15,136,134	290,504	8,816,005	579,798	6,320,129
17	16	15	12	27,589	991,819	17,270,138	331,066	9,528,329	660,753	852,724	15,988,858	284,637	9,100,642	568,087	6,888,216
18	17	15	12	27,289	981,037	18,251,175	327,467	9,855,796	653,570	835,526	16,824,384	278,896	9,379,538	556,630	7,444,846
19	18	15	12	26,993	970,400	19,221,575	323,917	10,179,713	646,483	818,698	17,643,082	273,279	9,652,817	545,419	7,990,265
20	19	15	12	26,701	959,906	20,181,481	320,414	10,500,127	639,493	802,233	18,445,314	267,783	9,920,599	534,450	8,524,715
21	20	15	12	26,413	949,554	21,131,035	316,958	10,817,085	632,595	786,121	19,231,435	262,405	10,183,004	523,716	9,048,431
22	21	14	12	26,129	939,339	22,070,374	313,549	11,130,633	625,791	770,355	20,001,790	257,142	10,440,146	513,213	9,561,644
23	22	14	12	25,849	929,261	22,999,636	310,185	11,440,818	619,077	754,927	20,756,717	251,992	10,692,139	502,935	10,064,579
24	23	14	11	25,572	919,318	23,918,953	306,865	11,747,683	612,452	739,828	21,496,546	246,952	10,939,091	492,876	10,557,454

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

4.1.8 DETERMINACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO

Los resultados obtenidos de la evaluación económica para un tiempo estimado de 24 meses se muestran a continuación en la tabla 4.6.

TABLA 4.10: RESULTADOS FINALES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA POZOS EN PRODUCCIÓN

Inversión	Costo Operativo por barril equivalente	VAN	TIR %	Beneficio / Costo
763,610	6.5	3,419,150	31.4809	3.027003979
763,610	8	3,206,106	29.7451	2.687563181
763,610	12	2,637,989	25.0969	2.068894508

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

TABLA 4.11: RESULTADOS FINALES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA POZOS NUEVOS

Inversión	Costo Operativo por barril equivalente	VAN	TIR %	Beneficio / Costo
3,763,610	6.5	13,846,217	24.27334	2.809885133
3,763,610	8	12,949,281	22.94489	2.515020637
3,763,610	12	10,557,454	19.3672	1.965112577

FUENTE: TOW Repsol
ELABORADOR POR: Esteban Haro

Como se puede observar el proyecto es económicamente rentable, tanto para pozos nuevos como para pozos en producción, en los tres escenarios propuestos por los parámetros analizados en este capítulo ya que tiene un VAN mayor a cero, TIR mayor a la tasa de actualización, y la relación Beneficio-Costo es mayor a uno.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las completaciones dobles optimizan la recuperación de reservas de dos yacimientos distintos simultáneamente.
- Cuatro de los siete pozos que operan con completación doble presentaron fallas al poco tiempo de ser instalados los equipos, debido a corrosión (galvánica, CO₂) evidenciándose en la producción de agua y petróleo y postergando la explotación de sus reservas.
- Se encontró precipitación de carbonatos (escala) en el pozo AY1 a nivel del equipo electrosumergible de la U superior. De acuerdo a las tendencias de Oddo-Tompson de los dos reservorios no debería haber presencia de escala, su presencia se debe a la incompatibilidad de los fluidos de los reservorios U superior y U inferior que se mezclaron debido a los problemas de corrosión severa encontrados en la tubería.
- La experiencia de campo del Bloque 16 determina que bajo 90 psi de PPCO₂ se puede trabajar con completaciones diseñadas con aceros al carbono de baja aleación y por encima de este valor, el ambiente es muy agresivo, se diseña con aceros inoxidable, inhibidores de corrosión y recubrimientos para mitigar los procesos corrosivos y aumentar el tiempo de vida de la completación.
- El inhibidor de corrosión inyectado por el tubo capilar da una buena protección al sistemas dual de flujo, la sección intermedia y el encapsulado POD 7" pero por debajo de este, (comprende la tubería de producción, empaadura y unidad de sellos) necesita diseñarse con acero inoxidable de tipo cromo 13% para extender la vida útil del equipo.

- Para evitar la formación de celdas galvánicas entre tuberías y accesorios de distinto tipo de material se debe utilizar recubrimientos tipo epóxicos con silicón aplicados al Shroud crossover de acero al carbono y a la tubería de producción de acero inoxidable tipo cromo 13%.
- El análisis económico realizado se basó en el precio que el Estado Ecuatoriano reconoce a Repsol-YPF por cada barril de petróleo producido, esto es de 35.95 USD de acuerdo al nuevo tipo de contrato de Repsol YPF con el Estado y tomo en cuenta tres posibles escenarios en base al costo operativo del barril equivalente de crudo del año 2009 el cual fue de USD 6.5 y se lo proyectó para USD 8 y USD 12, resultando en los tres escenarios el proyecto rentable con un VAN mayor a cero, TIR mayor al 12% que es la tasa de actualización de la empresa y una relación Beneficio-Costo mayor a uno.

5.2 RECOMENDACIONES

- El pronóstico de producción de los pozos que operan con completación doble y sus respectivos reservorios señala que se tiene reservas desde 3 años hasta 8 años más por recuperar, por lo que se recomienda continuar ocupando este tipo de completación.
- Se debe evaluar la integridad del casing de los pozos que han sufrido daños por problemas corrosivos, debido a presencia de CO₂.
- Se recomienda realizar estudios de factibilidad de instalación de sistemas alternativos de mitigación de corrosión (protección catódica) para el casing de los pozos con completaciones dobles, especialmente en aquellos que han presentado fallas tempranas o no cumplan con los rangos señalados en este trabajo, en los que no sea eficiente la aplicación de otro método de protección ante la corrosión de tubería para prevenir fallas.
- Para futuros pozos en los que se desee implementar completaciones dobles se recomienda utilizar un liner de 7" de cromo al 13% con el fin de evitar la formación de pilas galvánicas entre la sarta de completación que también es de cromo al 13% y el liner.
- Para pozos que produzcan de arenas no consolidadas como es el caso de la arena M1 y no se tenga un sistema de control de arenas se deben implementar medios mecánicos para retener sólidos por ejemplo mallas o empacaduras de grava.
- Se debe realizar ensayos mecánicos (tracción, dureza, etc.) análisis químicos (espectrometría óptica, corrosión, etc.), evaluación microscópica (análisis metalográfico), en los equipos con fallas prematuras en un laboratorio especializado para corroborar la información utilizada en este trabajo.

- Los pozos DX1 y BX2 han superado las expectativas del tiempo de vida sin comunicación entre zonas productoras alcanzando valores de 1227 días y 762 días respectivamente, por lo que se recomienda continuar produciendo estos pozos con el mismo tipo de diseño de completación doble.
- Para los pozos nuevos a perforar y que tengan el potencial de completación doble, se recomienda tomar información de los análisis físico-químicos de los pozos vecinos que produzcan del mismo reservorio con el objetivo de escoger un diseño adecuado (metalurgia) de la sarta de producción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bellarby Jonathan. (2009), Well Completion Design, Hungaria, Primera edición, Elsevier.

Davis Joshep R. (2000), Corrosion: Understanding the Basics, USA: ASM International.

NACE Internacional (2004), Curso de corrosión básica, Houston.

Ruiz Jumbo Carlos Javier, "Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones concéntricas en el bloque 15", 2007.

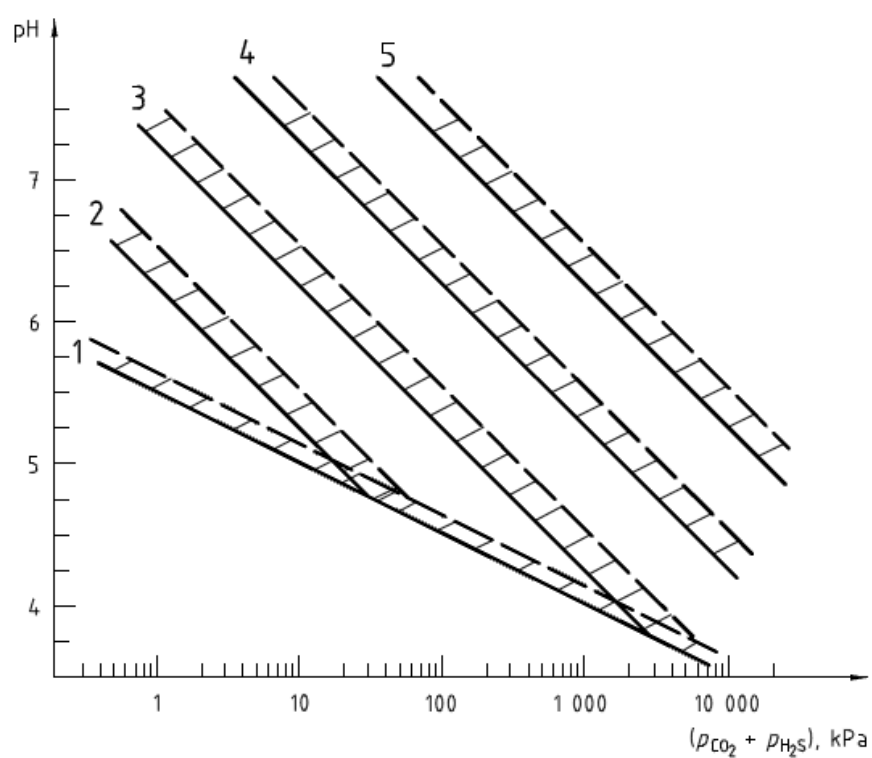
Wulpi Donald J. (2000), How the components fail, segunda edición, USA, ASM International.

ANEXOS

ANEXO N°1
SERIE GALVÁNICA

Serie Galvánica	
Metal	Índice
Oro, sólido y chapado en oro, aleación de oro y platino	0.00
Rodio chapado sobre cobre plateado	0.05
Plata, sólida o chapada, metal monel. Aleaciones de cobre ricas en níquel	0.15
Níquel, sólido y chapado, titanio y sus aleaciones, Monel	0.30
Cobre, sólido y chapado; latones o bronce de bajo grado; soldadura de plata, aleaciones de cobre-níquel de alto grado para plateado, aleaciones de níquel-cromo	0.35
Latón y bronce	0.40
Latones de alto grado y bronce	0.45
Aceros resistentes a la corrosión, tipo 18% de cromo	0.50
Cromo chapado (cromado); estaño chapado (estañado); Aceros resistentes a la corrosión, tipo 12% de cromo	0.60
Hojalata, soldadura de estaño y plomo	0.65
Plomo, sólido o chapado, aleaciones de plomo de alto grado	0.70
Aluminio forjado serie 2000	0.75
Hierro forjado, de color gris o maleable, al carbono y aceros de baja aleación	0.85
Aluminio, aleaciones forjadas que no sean aluminio serie 2000, aleaciones de fundición del tipo de silicio	0.90
Aluminio, aleaciones distintas de las de silicio, cadmio, niquelado y cromado	0.95
Chapa de zinc (galvanizado por baño fundido); acero galvanizado	1.20
Zinc (forjado); aleaciones de zinc (vaciado); zinc (chapado)	1.25
Magnesio & aleaciones con base de magnesio, fundido o forjado	1.75
Berilio	1.85

ANEXO N°2**pH EN FUNCIÓN DE $PPCO_2$ Y PPH_2S**

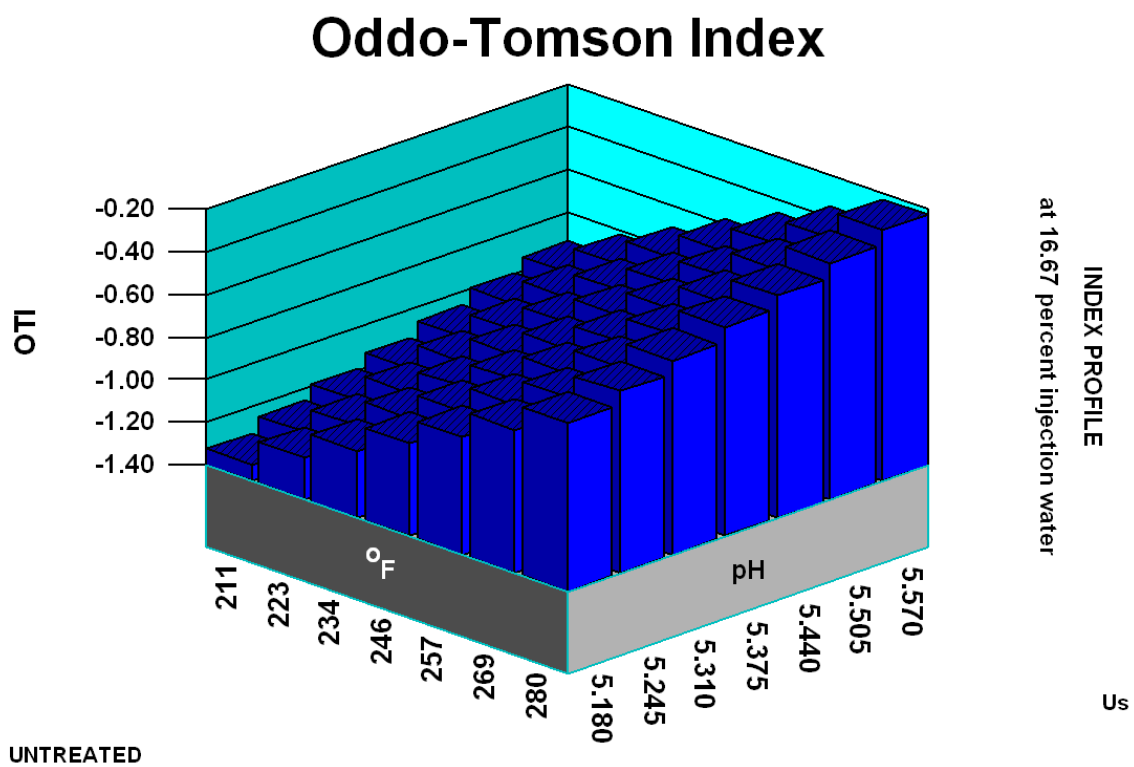
**Key**

- 1 $\text{HCO}_3^- = 0 \text{ meq/l}$
- 2 $\text{HCO}_3^- = 0,1 \text{ meq/l}$
- 3 $\text{HCO}_3^- = 1 \text{ meq/l}$
- 4 $\text{HCO}_3^- = 10 \text{ meq/l}$
- 5 $\text{HCO}_3^- = 100 \text{ meq/l}$
- T = 100 °C
- T = 20 °C

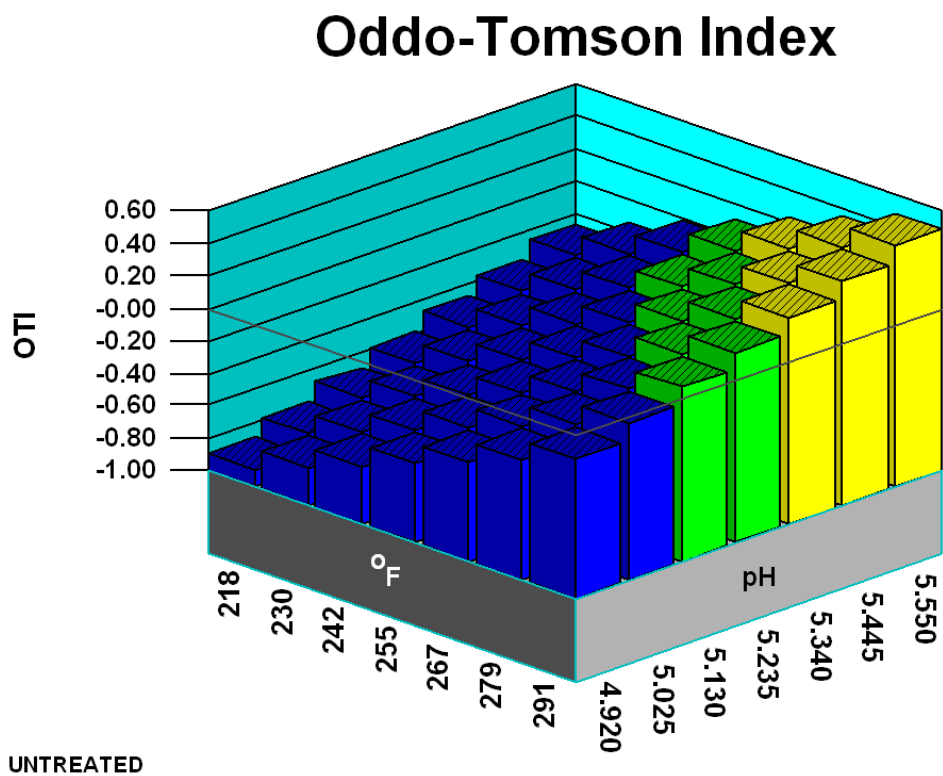
ANEXO N°3

TENDENCIA ODDO-TOMPSON POZO AY1

Tendencia Oddo-Tompson pozo AY1 U superior



Tendencia Oddo-Tompson pozo AY1 U inferior



INDEX PROFILE
at 16.67 percent injection water

ANEXO N°4
COMPLETACIÓN DOBLE