



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“RECUPERACIÓN DE LA PRODUCCION DE UN CAMPO POR MEDIO DE
COILED TUBING”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

GUSTAVO JAVIER PRADO SORNOZA

MEDARDO ÁNGEL TORRES VILLACRESES

GUAYAQUIL-ECUADOR

2018

DEDICATORIA

Al Padre Celestial, Dios de amor y bondad.

A mis Padres Hugo Prado y Cecilia Sornoza, con su infinito amor, siempre estarán conmigo. A toda mi familia, amigos, a todas aquellas personas que me han ayudado a ser una mejor persona cada día y me han brindado su apoyo incondicional, en especial a las personas que creyeron en mí y fueron mi motivación día a día.

Gustavo Javier Prado Sornoza

DEDICATORIA

Al todopoderoso por permitirme seguir adelante, y nunca flaquear. A mis padres y hermanas quienes siempre estuvieron a mi lado de forma incondicional. A aquellas personas, compañeros y maestros que me extendieron su mano en todo momento. Y a mi maestro y mi amigo muy estimado, quien me guio con su ejemplo y me ayudo a perseverar y me guio en todo momento.

Medardo Ángel Torres Villacreses

AGRADECIMIENTO

Al padre celestial por darnos du bendición. A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a todos los profesores de la Facultad de Ciencias de la Tierra que contribuyeron en nuestra formación académica. Aquellas personas que estuvieron siempre en todo momento. A las personas de Petroamazonas EP quienes brindaron su guía tanto en el desarrollo de este proyecto como en nuestra futura profesión. Y gracias a aquellos ingenieros y profesores que brindaron su conocimiento y ayuda incondicional.

Gustavo Javier Prado Sornoza

Medardo Ángel Torres Villacreses

TRIBUNAL DEL PROYECTO

**M.Sc. Xavier Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE CARRERA**

**M.Sc. Danilo Arcentales Bastidas
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

**M.Sc. Fernando Sagnay Sares
MIEMBRO EVALUADOR**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

Gustavo Javier Prado Sornoza

Medardo Ángel Torres Villacreses

RESUMEN

El presente trabajo detalla una de las alternativas más rentables que presentan los trabajos de restauración, recuperación y reacondicionamiento de pozos en la industria petrolera como lo es la implementación de la tecnología unidad de tubería flexible CTU.

En principio, el bloque 18 – Palo Azul es un caso en el cual se han presentado diversos problemas de declinación progresiva en la producción.

Inconvenientes como migración y producción de sólidos, escala, problemas de corrosión en la tubería de producción y en equipos de subsuelo de los sistemas de levantamiento artificial; obstrucciones o taponamientos en los poros de la arena productora o en los mismos equipos.

Con esta premisa se buscó una alternativa de solventar dichos inconvenientes, generando el mayor beneficio posible para el campo, su producción y la empresa encargada del mismo.

Por medio de los datos de producción obtenida de los casos de estudio, se plantean pasos, esquemas y propuestas que actúen de forma inmediata ante los escenarios más caóticos posibles.

En base a los escenarios propuestos, y las medidas correctivas pertinentes, se analizará viabilidad y rentabilidad de las operaciones, buscando incrementar la producción del campo y los beneficios económicos.

Finalmente, si al ser las actividades con CTU de provecho, generando un gran aporte para las actividades de producción de petróleo en el bloque 18, indicar si es factible emplearla en múltiples operaciones futuras, garantizando el alce en la economía y en la vida productiva del campo, de un modo económicamente rentable, confiable, seguro, óptimo, eficiente y eficaz.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DEL PROYECTO	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN.....	VII
ÍNDICE GENERAL	IX
ABREVIATURAS	XVI
SIMBOLOGÍA.....	XIX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XXI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXIV
CAPÍTULO 1	26
INTRODUCCIÓN.....	26
1.1 Antecedentes	27
1.2 Ubicación geográfica.....	28
1.3 Límites	28
1.4 Planteamiento del problema.....	29

1.5	Formulación del problema.....	31
1.6	Objetivo general.....	31
1.7	Objetivos específicos.....	31
1.8	Justificación.....	32
1.9	Hipótesis.....	33
CAPÍTULO 2	35
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	35
2.1	Esquema del marco teórico.....	36
2.2	Coiled tubing.....	36
2.2.1	Ventajas de la tubería flexible.....	37
2.2.2	Desventajas de la tubería flexible.....	38
2.3	Unidad de coiled tubing.....	39
2.4	Componentes.....	41
2.4.1	Carrete.....	41
2.4.1.1	Inyector de tubería.....	43
2.4.1.2	Arco y guía niveladora.....	44
2.4.2	Inyector de cabeza y cuello de cisne.....	45
2.4.2.1	Inyector de cabeza.....	45
2.4.2.2	Cuello de cisne.....	48

2.4.3	Centro de energía	49
2.4.4	Cabina de control	51
2.4.5	Equipo de control de pozo	53
2.4.5.1	Prensa estopa.....	53
2.4.5.1.1	Strippers	55
2.4.5.1.2	Empaquetador (Pack off)	55
2.4.5.2	Sistema preventor de reventones del CTU.....	56
2.5	Reacondicionamiento de pozos con CTU.....	57
2.5.1	Operaciones de pesca con CTU.....	58
2.5.2	Corte químico de tubería	60
2.5.2.1	Generalidades.....	60
2.5.2.2	Cortador químico	61
2.5.2.3	Tipos de cortadores de tubería	62
2.5.2.4	Equipo de corte químico	62
2.5.2.5	Principio de operación.....	62
2.5.2.6	Casos para emplear un corte químico.....	63
2.5.2.7	Herramienta hydra blast pro.....	64
2.5.2.7.1	Características y Beneficios del hydra blast pro.....	66
2.5.2.7.2	Características con respecto al corte de tubería	67

2.5.3 Estimulación con acidificación matricial	68
2.5.3.1 Principio de operación.....	69
2.5.3.2 Lavado ácido.....	70
2.5.3.3 Acidificación de la matriz.....	70
2.5.3.4 Fractura ácida	71
2.5.3.5 Acidificación en areniscas	71
2.5.4 Limpieza de equipo BES con ácido	72
2.5.4.1 Generalidades.....	72
2.5.4.2 Principio de operación, Inyección ácida	73
2.5.4.3 Inyección química a través del casing.....	73
2.5.4.4 Aplicaciones.....	74
2.6 Conceptos Generales.....	75
2.6.1 Curvas de declinación de producción	75
2.6.1.1 Generalidades.....	75
2.6.1.2 Principio de operación.....	75
2.6.1.3 Declinación hiperbólica	77
2.6.1.4 Declinación Armónica	77
2.6.1.5 Declinación exponencial	77
2.6.1.5.1 Ecuaciones de declinación exponencial.....	78

2.6.2	Recurrencia	79
2.6.3	Límite económico	80
2.6.4	Tasa de abandono.....	81
CAPÍTULO 3	82
METODOLOGÍA	82
3.1	Diagrama de flujo a seguir	83
3.2	Descripción general de la metodología	85
3.2.1	Tipo de Estudio	85
3.2.2	Muestra	85
3.2.3	Métodos y Técnicas de Recopilación de Datos	86
3.2.4	Procesamiento y Análisis de la Información	87
3.3	Casos de estudios.....	88
3.3.1	Estimulación ácida matricial PLAN - 029	88
3.3.1.1	Esquema básico de la operación pozo 29.....	90
3.3.1.2	Histórico de producción.....	91
3.3.1.3	Diagrama del pozo.....	92
3.3.2	Limpieza de equipos de fondo PLAN – 50 U	94
3.3.2.1	Prólogo	94
3.3.2.2	Antecedentes del pozo 50.....	95

3.3.2.3	Esquema básico de operación	97
3.3.2.4	Datos Generales del pozo.....	98
3.3.2.5	Histórico de producción.....	98
3.3.2.6	Diagrama del pozo 50 U	99
3.4	Procesamiento de información	101
3.4.1	Históricos de producción	101
3.4.1.1	Desarrollo plan-029.....	101
3.4.1.2	Desarrollo plan-050 U	102
3.4.2	Curvas de tendencia.....	102
3.4.1	Producción post WO.....	104
3.4.2	Curvas de producción real post WO	106
3.5	Desarrollo práctico del proyecto	107
3.6	Esquema de producción.....	107
3.6.1	Producción pozo 29.....	110
3.6.2	Producción pozo 50 U	118
3.7	Esquema de recurrencia	123
3.7.1	Recurrencia pozo 29	125
3.7.2	Recurrencia pozo 50 U.....	127
CAPÍTULO 4	131

ANÁLISIS Y RESULTADOS	131
4.1 Producción y Declinación	132
4.1.1 Producción y declinación pozo 29.	133
4.1.2 Producción y declinación pozo 50 U.....	137
4.2 Recurrencia operacional	141
4.3 Análisis económico	142
4.3.1 Resultados pozo 29.....	143
4.3.2 Resultados pozo 50 U	144
4.4 Comparativo diario – mensual.....	145
4.5 Discusión final.....	147
CAPÍTULO 5	148
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	148
CONCLUSIONES.....	149
RECOMENDACIONES.....	152
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

API	Unidad de instituto americano de petróleo
BES	Bombeo eléctrico sumergible
BOP	Preventor de reventones o arremetidas
BSW	Contenido básico de agua y sedimentos
Casing	Tubería de revestimiento
Colliding tool	Herramienta de colisión
CT	Tubería flexible
CTU	Unidad de tubería flexible
EAM	Estimulación ácida matricial
Gravel pack	Filtro de fondo de pozo
GOR	Relación gas - petróleo
Hydra blast pro	Herramienta de corte de tubería

ID	Diámetro interno
Jetting	Boquilla desviadora
Nozzle	Boquilla
OD	Diámetro externo
Pulling	Operación de tracción de equipos de fondo
Ram	Ariete
Severing tool	Herramienta de corte
Slickline	Cable o línea fina
Standing valve	Válvula de pie de no retorno de flujo
Stripper	Componente de la prensa estopa
TIR	Tasa interna de retorno
Tubing	Tubería de producción
Underraming	Ensanchamiento
VAN	Valor actual neto
Well pad	Plataforma de pozos

Wireline

Unidad de cable eléctrico

WO

Trabajo de reacondicionamiento

WOC

Contacto agua-petróleo

SIMBOLOGÍA

%AyS	Porcentaje de agua y sedimentos
b	Constante de declinación
BFPD	Barriles diarios de fluido producido
BPD	Barriles producidos diarios
BPPD	Barriles diarios de petróleo producido
BJSSA	Mezcla de ácido acético, HF, HCL
BrF3	Trifluoruro de bromo
BT	Arena Basal Tena
BWPD	Barriles diarios de agua producida
Clayfix 5	Fluido de control de pozo
Cr	Cromo
CO ₂	Dióxido de carbono
Ft	Unidad de longitud pies
Ft/min	Unidad de velocidad pie/minuto
H	Arena hollín
HCL	Ácido clorhídrico

HF	Ácido fluorhídrico
JP1	Derivado del petróleo, combustible de aeronaves 1
md	Milidarcy
Ni	Níquel
Nogo	Niple, dispositivo que controla la producción en la tubería
PSI	Libras por pulgadas cuadradas
T	Arena Tena
U	Arena perteneciente a la arena BT

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación y limitación geográfica del campo Palo Azul	28
Figura 2.1	Tubería flexible CT	37
Figura 2.2	Unidad de tubería flexible.....	40
Figura 2.3	Carrete del CTU.....	42
Figura 2.4	Inyector de tubería del CTU	43
Figura 2.5	Arco y guía nivelador del CTU	44
Figura 2.6	Bloque inyector del CTU	45
Figura 2.7	Cabeza del bloque inyector y sistema de cadenas.....	46
Figura 2.8	Cuello de cisne	49
Figura 2.9	Central de poder del CTU	51
Figura 2.10	Cabina de control del CTU	53
Figura 2.11	Prensa estopa.....	54
Figura 2.12	Stripper	55
Figura 2.13	Sistema BOP del CTU	57
Figura 2.14	Herramienta hydra blast pro	66
Figura 2.15	Tubería cortada con herramienta hydra blast pro	67
Figura 3.1	Diagrama de flujo general del proyecto	84
Figura 3.2	Histórico de producción pozo 29	92

Figura 3.3 Diagrama del pozo 29	93
Figura 3.4 Componentes de BES post pulling.....	95
Figura 3.5 Historial de producción pozo 50 U.....	99
Figura 3.6 Diagrama del pozo 50 U	100
Figura 3.7 Historial de producción previo a WO pozo 29	101
Figura 3.8 Historial de producción previo WO pozo 50 U.....	102
Figura 3.9 Tendencia de producción del pozo 29 después del primer WO.	103
Figura 3.10 Tendencia de producción pozo 50 U después de WO.....	104
Figura 3.11 Histórico de producción post WO pozo 29	106
Figura 3.12 Histórico de producción post WO pozo 50 U	106
Figura 3.13 Diagrama de flujo del esquema de producción propuesto	108
Figura 3.14 Histórico de producción pozo 29 posterior a EAM.....	111
Figura 3.15 Histórico de producción pozo 29 posterior a WO de limpieza..	113
Figura 3.16 Históricos de producción después de 2 WO pozo 29	114
Figura 3.17 Curva de declinación previo a WO pozo 29	115
Figura 3.18 Correlación ente histórico de producción post EAM y curva de declinación pozo 29	116
Figura 3.19 Correlación histórico de producción y curva de declinación exponencial pozo 29.....	117
Figura 3.20 Histórico de producción posterior a WO pozo 50 U	119
Figura 3.21 Curva de declinación previo WO pozo 50 U	120

Figura 3.22 Correlación histórico de producción y curva de declinación exponencial pozo 50 U	121
Figura 3.23 Diagrama de flujo para esquema de recurrencia.....	124
Figura 3.24 Proyección histórica de producción hacia la tasa de abandono pozo 29.....	126
Figura 3.25 Proyección histórica de producción a tasa y tiempo de abandono pozo 50 U	128
Figura 3.26 Correlación entre curvas hacia la tasa de abandono y tasa de recuperación por WO pozo 50 U.....	130
Figura 4.1 Curva de declinación exponencial a 1 año pozo 29	134
Figura 4.2 Curva de declinación exponencial a tres años pozo 29.....	136
Figura 4.3 Curva de declinación exponencial de 1 a 3 años pozo 50 U	140

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Funciones del circuito hidráulico del CTU	51
Tabla II. Datos previos a WO pozo 29 y 50 U - bloque 18	86
Tabla III. Información del pozo 29	88
Tabla IV. Información del pozo 50	98
Tabla V. Cálculo de producción acumulada pozo 29	104
Tabla VI. Cálculo de producción acumulada en pozo 50 U	105
Tabla VII. Datos del pozo 29 previo al WO	110
Tabla VIII. Resultados obtenidos post WO EAM pozo 29	111
Tabla IX. Resultados obtenidos post WO limpieza pozo 29	113
Tabla X. Resultados obtenidos post WO limpieza pozo 50 U	122
Tabla XI. Resultado de recurrencia operativa pozo 29	127
Tabla XII. Tasa y tiempo de abandono pozo 50 U	128
Tabla XIII. Resultado de recurrencia operativa pozo 50 U	129
Tabla XIV. Resultados operacionales post WO pozo 29	133
Tabla XV. Resultados declinación exponencial a 1 año pozo 29	134
Tabla XVI. Resultados declinación exponencial a 2 años pozo 29	135
Tabla XVII. Resultados declinación exponencial a 3 años pozo 29	135
Tabla XVIII. Resultados operacionales post WO pozo 50 U	137

Tabla XIX. Resultados declinación exponencial a 1 año pozo 50 U	138
Tabla XX. Resultados declinación exponencial a 2 años pozo 50 U.....	138
Tabla XXI. Resultados declinación exponencial a 3 años pozo 50 U.....	139
Tabla XXII. Resultados de recurrencia y efectividad operacional	141
Tabla XXIII. Resultados obtenidos mediante producción acumulada pozo 29	143
Tabla XXIV. Resultados obtenidos mediante producción acumulada pozo 50 U.....	144
Tabla XXV. Comparativo diario - mensual VAN y TIR pozo 29.....	146
Tabla XXVI. Comparativo diario - mensual VAN y TIR pozo 50 U	146

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El presente proyecto se centrara en dos casos de estudio en el bloque 18 - Palo Azul.

Descubierto en el año 1991. Los primeros trabajos de perforación se desarrollaron en 1999 en pozo Palo azul A y en el año 2000 el pozo Palo Azul B. Sus arenas productoras fueron BT y H debido al gran contenido de recursos hidrocarburíferos que presentaban.

La principal arena desde los primeros pozos, es la H y como secundarias se tienen las arenas BT, y las arenas U y T.

Con los datos proporcionados de los pozos Palo Azul A y B, se logró identificar el contacto agua petróleo (WOC) a una profundidad de 9045 pies bajo el nivel del mar.

Hasta el año 2010, se desarrollaron 4 *well pads*, A, B, C y D. Dentro del bloque 18, se contaba con 31 pozos, de los cuales, se presentaban 29 pozos direccionales y 2 pozos inyectores. En el año 2015 se procedió a perforar 6 pozos adicionales incrementando así la producción.

Entre los años 2014 y 2015 se tiene presencia de una declinación progresiva en el bloque 18 dentro del *well pad* B, y debido a las condiciones de los pozos a intervenir, se optó por emplear el CTU, con la finalidad de aumentar la productividad, disminuyendo costos e incrementando su rentabilidad.

1.2 Ubicación geográfica

El campo Palo Azul, ubicado en la Provincia de Orellana del oriente ecuatoriano, específicamente al noreste del campo Sacha, al este del Río Coca y al noroeste del campo Pucuna, tal como se puede apreciar en la figura 1.1.

1.3 Límites

El Bloque 18, está limitado por 3 bloques, al norte por el bloque 11 perteneciente a la corporación nacional petrolera China, al sur por los bloques 7 y 19 pertenecientes a Perenco, al este por los campos petroleros de Petroecuador y al oeste por el Parque Nacional Sumaco.

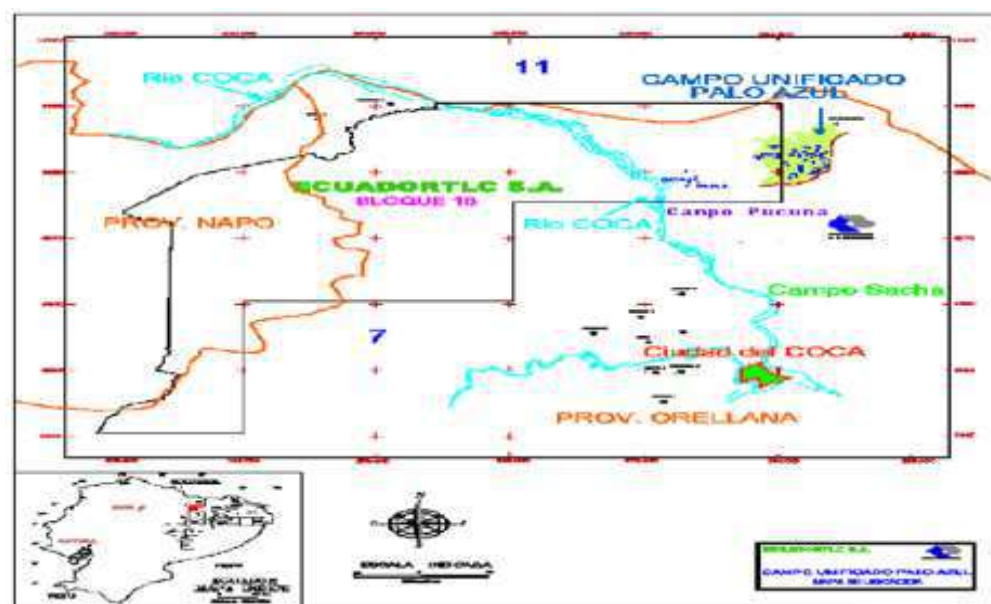


Figura 1.1 Ubicación y limitación geográfica del campo Palo Azul

Fuente: Petroamazonas EP, 1999.

1.4 Planteamiento del problema

El principal problema presente en el campo Palo Azul, se debe a la declinación progresiva de producción mostrada y detallada en los históricos de producción entre los años 2014 y 2015.

Añadiendo a eso, los problemas en pozos reacondicionados en el 2016 que de igual forma presentaban descensos significativos en su aporte diario resultado manifestado en los históricos de producción respectivos.

Entre los principales agentes que contribuyen a este declive son: Debido al alto BSW (83,3%), elevado contenido de CO₂ en el gas asociado, producción de arenas, sales, escala, naftenos, asfaltenos, entre otros.

De similar forma, se presentan escenarios de corrosión, taponamientos y daños irreversibles en los equipos de fondo de las unidades de levantamiento artificial, y por último, en las tuberías de producción.

A su vez, buscando mantener la producción y bombeo óptimo de petróleo, lo cual a su vez implica optimización de las facilidades superficiales, manejo eficiente de los mecanismos de levantamiento artificial y el monitoreo constante del comportamiento de los pozos.

Y en adición, no poder remediar los problemas más severos debido a la falta de inversión actual. Por ende los programas de perforación, levantamiento artificial y reacondicionamiento de pozos son limitados.

Todos estos escenarios, plantean una sola conclusión lógica, optimizar los recursos al máximo.

Ante esta problemática se está en la necesidad de mantener y/o recuperar la producción de un campo ante la limitada posibilidad de soluciones.

No obstante, en campos donde el principal método de levantamiento artificial es el BES, se presenta una medida alternativa, rápida y eficiente, eficaz y rentable, como las intervenciones con CTU.

Su propósito es solucionar inconvenientes comunes durante la intervención de pozos buscando remediar el descenso de la producción mediante acidificación matricial y limpieza en los componentes de fondo del equipo BES.

Entre otras operaciones viables con CTU, se pueden ejecutar cortes de tuberías, operaciones de pesca, entre otras.

Desde Septiembre del 2014 a Octubre del 2016, fueron escenarios caóticos para los pozos del *well pad B*, a la constante disminución en la producción, como se presentan los casos de los pozos 29 y 50, que en un principio eran altamente productivos.

Ante estos escenarios, y debido a los beneficios que implica el uso del CTU dentro del bloque 18, se establecen como alternativas, limpieza de equipos de fondo con ácido y la EAM durante el *pulling*

Y mediante estas propuestas, buscar la optimización en las operaciones, incrementar producción de los pozos y generar más beneficios.

1.5 Formulación del problema

¿Es posible obtener un beneficio justificado, físico y económico dentro de las actividades de desarrollo del campo, como a su vez en la recuperación de la producción debido a los trabajos realizados con CTU dentro del bloque 18?

1.6 Objetivo general

Evaluar de forma cualitativa y cuantitativa la efectividad, viabilidad y rentabilidad de las operaciones e intervenciones con el CTU más comunes para la recuperación de la producción en los pozos del bloque 18 – Palo Azul.

1.7 Objetivos específicos

- Comprobar la efectividad de las operaciones de EAM, limpieza de equipo de fondo con ácido para la recuperación de la producción de los pozos
- Justificar la implementación de la tecnología con CTU para las operaciones de recuperación de la producción

- ❑ Analizar la recurrencia de las operaciones de recuperación de producción para escenarios futuros
- ❑ Medir el beneficio físico y económico de la implementación de CTU para las operaciones EAM y limpieza de equipos de fondo

1.8 Justificación

Las actividades industriales son muy dinámicas, más aún el ámbito petrolero. Es necesario que todas las partes de la organización funcionen y trabajen coordinadamente, en sincronía garantizando un desarrollo óptimo de las actividades y generando rentabilidad al país.

Ante la problemática de los constantes inconvenientes que se presentan y otros que pueden presentarse hay que reaccionar de forma rápida, eficiente y eficaz, afrontando los escenarios más caóticos tales la madurez de un campo, la caída progresiva en la producción.

Buscando así las alternativas más viables y económicamente rentables para el mantenimiento y/o recuperación de la producción en los pozos.

Con la implementación de la tecnología CT se busca enfrentar y solucionar los problemas del bloque 18 mediante el EAM y limpieza de equipos de fondo con ácidos. Ayudando así liberar los tapones u obstrucciones debido a la migración de sólidos.

A su vez, su aplicación en operaciones comunes tales como pesca de herramientas, equipos o tubería o a su vez para realizar cortes de tubería.

Respecto a la recurrencia para implementar operaciones con CTU se tiene se debe evaluar los resultados en pozos intervenidos, analizando su viabilidad operacional y rentabilidad económica.

Finalmente si las operaciones fueron beneficiosas en los pozos, estimar el tiempo adecuado para realizar una operación similar, garantizando así el desarrollo y la vida productiva del pozo.

1.9 Hipótesis

Al emplear los esquemas de producción y esquemas de recurrencia, mediante las operaciones con CTU, tales como EAM y limpieza de equipos de fondo; será factible estimar la viabilidad, efectividad y rentabilidad económica de dichas operaciones tanto en escenarios actuales y como en escenarios futuros.

El estudio de los pozos 29 y 50, tuvo lugar durante tres años, bajo el constante seguimiento en las actividades diarias de producción por parte de Petroamazonas EP.

Buscando solventar los problemas entorno a estos pozos, se buscó un medio viable y económico, que pueda mejorar la situación actual del campo.

Es necesario entender a profundidad, los conceptos generales como los problemas presentes, la propuesta y esquemas de solución y el equipo que intervendrá.

A continuación, se detallará paso a paso los conocimientos necesarios presentando desarrollo de la investigación, propuestas, soluciones y los resultados obtenidos de todas las actividades planteadas y desarrolladas.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Esquema del marco teórico

Previo al desarrollo del proyecto, y poder entender y conocer el área de estudio, es imperativo explicar los principales temas.

- Coiled tubing*
- Unidad *coiled tubing*
- Componentes del CTU
- Trabajos de reacondicionamiento con CTU
- Pesca con CTU
- Corte químico de tubería
- Estimulación de la formación mediante acidificación matricial
- Limpieza de equipos de fondo de la unidad BES
- Conceptos generales aplicados al proyecto

2.2 Coiled tubing

Conocida como tubería flexible, es una tubería metálica, continua y flexible y larga, utilizada efectuar diversas operaciones de reacondicionamiento, pesca, cortes entre otros.

Es una tubería electro-soldada, con una costura longitudinal única. Disponible en diámetros desde 0.75" hasta 3.5", sin embargo, los tamaños mayores de diámetros están disponibles de acuerdo con las

especificaciones de las operaciones y tensiones a realizar. (BJ service company, 2005)



Figura 2.1 Tubería flexible CT

Fuente: BJ *service company*, 2005.

2.2.1 Ventajas de la tubería flexible

Las principales ventajas del CT son:

- Habilidad de operar en pozos vivos, no requiere matarlos (reducir la presión del pozo a la atmosférica, previniendo arremetidas) reduciendo los riesgos de generar daños a la formación
- Rápida movilidad y ensamblaje
- Habilidad para trabajos sin torre
- Eficiente movilización costa fuera
- Habilidad de desarrollar operaciones mientras el pozo está en producción

- No requiere de conexiones para la continua circulación en pozos vivos intervenidos

Entre otras características y beneficios del uso del CT, se tiene.

1. Beneficios operativos

- Gran versatilidad para diferentes trabajos
- Constante evolución e implementación de nuevas tecnologías
- Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo, con permanente control de surgencia
- Posibilidad de ejecución de soluciones globales

2. Beneficios económicos

- Costos bajos respecto a locación
- Rapidez operativa y de movilidad

3. Beneficios de seguridad y del medio ambiente

- Bajo impacto sobre la locación del CTU
- Disminución de impacto audio-visual
- Ejecutar comandos a distancia, garantizando la seguridad personal

2.2.2 Desventajas de la tubería flexible

Entre las principales y más comunes se tienen:

- ❑ Susceptible a torsiones debido a su acción de enrosque, generando fatiga en la tubería. Provoca constantes cambios en la tubería
- ❑ Posee un espesor de pared más delgado comparado con la tubería por tramos. Limitando la resistencia de carga de tensión
- ❑ Por efectos de la fatiga cíclica por doblamiento, influye en la resistencia física de la materia, avanza hasta a su zona plástica y posteriormente a su punto de quiebre. Efectos que afectan la resistencia ante posible reventón, colapsos y tensiones
- ❑ Limitada longitud del CT, debido a las características del carrete, y al peso límite de carga

2.3 Unidad de coiled tubing

La unidad de tubería flexible continua, es un equipo, provista de una unidad de poder hidráulico, la cual introduce y recupera una línea continua de tubería dentro de un pozo. (BJ service company, 2005)

Empleado en terrenos de costa dentro y costa afuera. Tiene como finalidad realizar trabajos de reacondicionamiento tales como EAM, limpieza o fracturamiento hidráulico. (BJ service company, 2005)

En casos explícitos, se ha visto implicado en operaciones de perforación, pero solamente bajo condiciones explícitas de ciertos pozos.



Figura 2.2 Unidad de tubería flexible

Fuente: BJ *service company*, 2005.

Dependiendo del escenario y las condiciones necesarias de tensión, se lo puede emplear en operaciones de pesca, donde una unidad *slickline* no puede operar debido a su rango de tensión (1800 a 2500 psi) mientras que el CTU alcanza un rango mayor a los 10000 psi de tensión. (Petroamazonas EP, 2017)

2.4 Componentes

En términos generales, el CTU está compuesta por seis componentes básicos. (BJ service company, 2005)

1. Carrete
2. Inyector de cabeza y cuello de cisne
3. Centro de energía
4. Cabina de control
5. Equipo de control del pozo
 1. Prensa estopa (*Stripper*, empaquetador)
 2. Sistema preventor de reventones (BOP)

2.4.1 Carrete

Conocido como tambor, apoyado sobre un eje y montado sobre un bastidor de arrastre, es donde se almacena la tubería flexible. Mediante un motor hidráulico bidireccional, conduce y hace rotar al carrete permitiendo el desplazamiento y freno del movimiento del carrete.

A su vez cuenta con un mecanismo propio de freno, para prevenir rotaciones accidentales. El sistema de control de carrete debe producir un par suficiente para proporcionar la tensión necesaria a la tubería flexible para poder doblarla sobre el cuello de cisne y el carrete.

La fuerza requerida para ejercer tensión en el accionamiento del carrete y el motor, aumentan exponencialmente según el diámetro de la tubería flexible, según la carga o peso máximo permitido. (BJ service company, 2005)

Dentro de los componentes del carrete, tal como se aprecia en la figura 2.3, se tiene el siguiente esquema:

- ❑ Ensamblaje de nivel de viento
- ❑ Guía de tubería flotante
- ❑ Sistema de engrasado del carrete

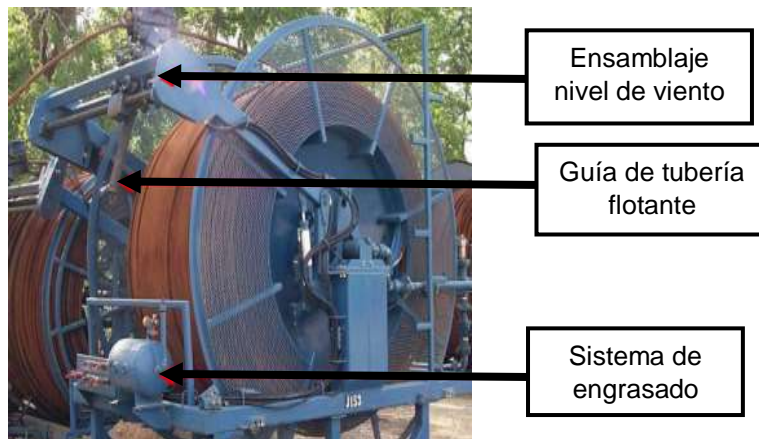


Figura 2.3 Carrete del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.1.1 Inyector de tubería

Dispositivo empleado principalmente para enganchar al CT y suministrar fuerza necesaria para desplegar y plegar la tubería dentro y fuera del pozo. (BJ service company, 2005)

- Provee el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del mismo
- Controlar la velocidad de descenso
- Soportar todo el peso de la tubería



Figura 2.4 Inyector de tubería del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.1.2 Arco y guía niveladora

Ubicado directamente encima del inyector. El arco guía soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (mayor a 90 grados) guiando al CT del carrete hacia las cadenas inyectoras. (BJ service company, 2005)

El conjunto de guía niveladora de envoltura, alinea la cañería a medida que se envuelve o se desenrolla en el carrete. Se la suele considerar como parte del carrete y no como un mecanismo aislado. (BJ service company, 2005)



Figura 2.5 Arco y guía nivelador del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.2 Inyector de cabeza y cuello de cisne

2.4.2.1 Inyector de cabeza

Es el corazón del CTU. Permite que la tubería flexible se inyectada o retirada del pozo. El CT está sujeto entre los bloques contorneados que son transportados por dos conjuntos de cadenas contra rotatorias de doble hilera.

(BJ service company, 2005)

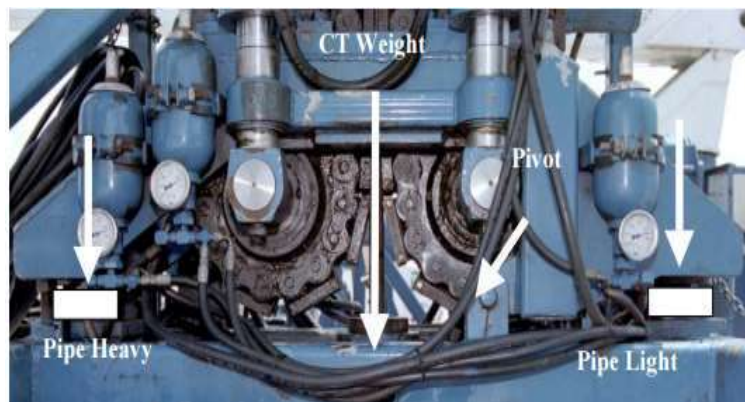


Figura 2.6 Bloque inyector del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

Está compuesto por:

- Piñones de la cadena de arrastre
- Cadenas contra rotación
- Cilindro de tensión de la cadena exterior
- Bloque pinza y cilindros de tracción

El esquema del inyector de cabeza se lo denota en la figura 2.7.

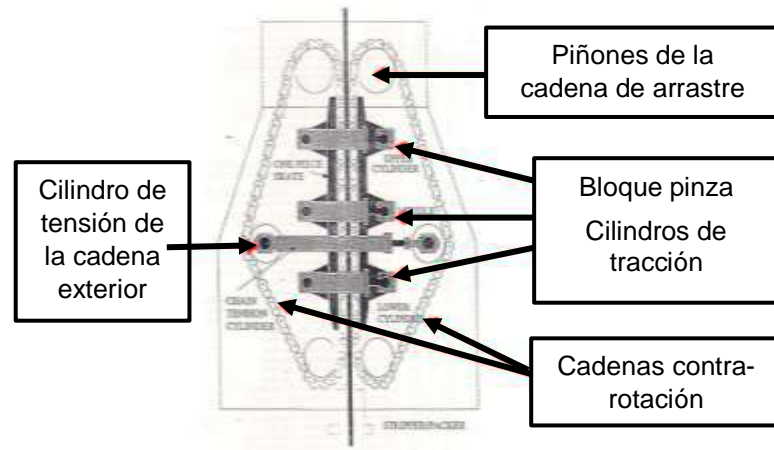


Figura 2.7 Cabeza del bloque inyector y sistema de cadenas

Fuente: BJ service company, 2005.

Su principio de operación se basa se basa en el accionamiento por fricción. La velocidad y dirección del inyector se controlan mediante el uso de motores hidráulicos bidireccionales los cuales genera la fuerza para el inyector.

Estos motores son los que impulsan el bloque de agarre y las cadenas contra rotatorias. (BJ service company, 2005)

Posee un sistema de contrapeso hidráulico que proporciona sistema de freno dinámico cuando se libera la presión hidráulica. Adicional, presentan frenos

mecánicos manuales externos, más sin embargo, estos se presentan en cabezas de inyectores antiguos.

Las cadenas, el sistema de accionamiento del motor y la caja de cambios se localizan en un bastidor auxiliar. (BJ service company, 2005)

Las fuerzas ejercidas por la acción del sistema de accionamiento y el peso del tubo se aplican a lo largo de la línea central de la tubería flexible permitiendo al bastidor principal girar.

La deflexión resultante mide la fuerza o carga directa que actúa sobre la cámara de carga hidráulica. A su vez las celdas de carga hidráulica individuales medirán tanto la tubería pesada como peso positivo y la luz de la tubería como peso negativo.

La carga puede verse afectada por varios parámetros además del peso de la tubería enrollada, incluida la presión del cabezal de pozo, la fricción del extractor, la tensión de retroceso del carrete, la alineación del cuello de cisne y la densidad de los fluidos dentro y fuera de la tubería flexible. (BJ service company, 2005)

2.4.2.2 Cuello de cisne

Para completar el paquete de cabeza del inyector, hay un rodillo guía de tubería o cuello de cisne posicionado en la parte superior de la cabeza del inyector.

Ayuda a soportar, enderezar y alinear el tubo flexible al salir del carrete de trabajo y dentro de los bloques de agarre del inyector.

Esto se realiza mediante una serie de rodillos contorneados y jaulas que contienen la tubería flexible a medida que viaja sobre el cuello de cisne. (BJ service company, 2005)

La base de cuello de ganso también debe pivotar en el extremo orientado del carrete, permitiendo el enrollamiento a lo largo del carrete de trabajo a medida que el tubo flexible se desplaza.

Está diseñado con un radio de curvatura nominal apropiado para el tamaño del tubo flexible; el radio debe ser al menos 48 veces el diámetro interior del tubo flexible. (BJ service company, 2005)

Esto es para permitir la maximización de la vida de la tubería flexible y así reducir el efecto de la fatiga.



Figura 2.8 Cuello de cisne

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.3 Centro de energía

Es una unidad comúnmente de arrastre / remolque con motor diésel, compuesta por un sistema de:

- Bombas hidráulicas
- Circuitos de control de presión hidráulica
- Tanques Hidráulicos
- Acumuladores para permitir la operación eficiente

Los paquetes de energía se crean en muchas configuraciones diferentes según el entorno operativo. Dependiendo del tipo de circuito, el impulsor del inyector es el que clasifica los paquetes de alimentación.

- Paquete de alimentación de bucle abierto estándar

Utiliza una bomba de doble paleta de desplazamiento fijo y una válvula de 4 vías para control direccional de compensación de

presión. Regula la velocidad y dirección de los motores del inyector. Opera hasta 3000 psi. (BJ service company, 2005)

□ Paquete de alimentación de bucle abierto de alta presión

Se emplea una bomba de pistón con compensación de carga, desplazamiento variable y presión compensada. Opera hasta 5000 psi. El aceite va desde el tanque, a través de la bomba y las válvulas, hasta los motores del inyector, retornando a un inicio. (BJ service company, 2005)

□ Paquete de alimentación de bucle cerrado

Trabaja con una bomba de pistón con compensación de presión de desplazamiento variable bidireccional. Esta bomba se compone de: la bomba principal, la de carga y la de servo-bomba. (BJ service company, 2005)

Puede operar hasta 5000 psi, siendo un sistema menos complicado que el circuito abierto de alta presión, no obstante teniendo el mismo principio de operación. (BJ service company, 2005)

En esquema general, la distribución de funciones que activa la central de poder, se presenta en la tabla I.

Tabla I. Funciones del circuito hidráulico del CTU

Circuito hidráulico	Función
Inyector	Ejecuta el inyector
Enjuague	Inyector de enjuague (Solo bombas de circuito cerrado)
Carrete	Ejecuta al carrete
Nivel de viento	Ejecuta al nivel de viento
BOP	Ejecuta el sistema BOP
Prioridad	Ejecuta las operaciones
Auxiliar	Ejecuta la energía en las mangueras del carrete, la grúa y el cabrestante

Fuente: BJ *service company*, 2005.

**Figura 2.9** Central de poder del CTU

Fuente: BJ *service company*, 2005.

2.4.4 Cabina de control

Permite la operación y control de todas las funciones de la unidad de tubería flexible desde dentro de la cabina. La unidad típica se

eleva hidráulicamente para una mejor visión del operador. (BJ service company, 2005)

El panel de control incorpora:

- Control del inyector
- Control de carrete
- Controles del empacador separador dual
- Controles del BOP
- Control del sello de corte auxiliar del BOP
- Manómetros de circuito hidráulico
- Indicador de peso
- Presión interna del CT
- Presión del cabezal del pozo
- Unidad de adquisición de datos
- Control remoto de la toma de corriente
- Caudal de circulación
- Volumen acumulado de bombeo
- Velocidad de la tubería
- Contadores de profundidad de operación



Figura 2.10 Cabina de control del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.5 Equipo de control de pozo

El equipo de control de presión y pozo de tubería flexible está diseñado para permitir la intervención segura del pozo en un pozo vivo / presurizado. La prensa estopa y el BOP se consideran una barrera primaria para fines de control de pozos. (BJ service company, 2005)

2.4.5.1 Prensa estopa

Es el mecanismo de sellado primario para aislar y contener los fluidos del pozo mientras que la tubería flexible está bajo condiciones de operación estáticas o dinámicas.

Está unido a la parte inferior del cabezal del inyector por medio de una conexión de brida o pasadores de retención. (BJ service company, 2005)

Su funcionamiento es mediante la generación de presión hidráulica que actúa sobre un pistón, que comprime un elemento de poliuretano (caucho separador) formando sello entorno al CT.

Sus componentes son:

- Puerta
- Cojinetes de tope y fondo
- Removedor de goma
- Anillos sin extrusión

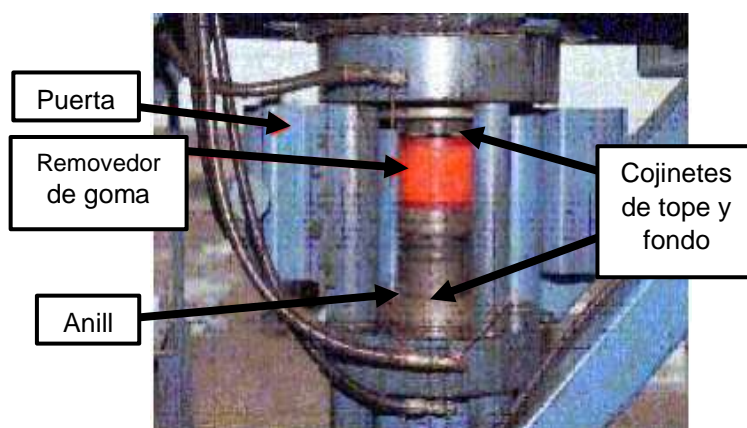


Figura 2.11 Prensa estopa

Fuente: BJ service company, 2005.

2.4.5.1.1 Strippers

Diseñado para suministrar sello de presión firme o empaque alrededor de la tubería flexible cuando se localice dentro o fuera del pozo.

Energizando los insertos empaquetadores del *stripper* y al forzarlos contra la tubería, se obtiene el sello. Esta fuerza aplicada se opera desde la cabina de control. (BJ service company, 2005)



Figura 2.12 Stripper

Fuente: BJ *service company*, 2005.

2.4.5.1.2 Empaquetador (Pack off)

Conocido como *pack off*, es una herramienta que aloja al *stripper*, permitiendo un fácil acceso al sello primario y al buje. Estos pueden reemplazarse bajo presión con la tubería flexible aún en el pozo.

La herramienta está instalada por encima del BOP. Trabaja en un rango de presión entre 5000 PSI a 10000 PSI. (BJ service company, 2005)

2.4.5.2 Sistema preventivo de reventones del CTU

También conocido como BOP, es el principal sistema de seguridad diseñado para prevenir la liberación incontrolada de hidrocarburos provenientes del pozo y generalmente está bridado en la parte superior de la boca del pozo.

Un BOP de tubería flexible está diseñado específicamente para operaciones de tubería flexible. El BOP consiste en varios pares de *rams*, con cada par de carneros teniendo una función específica.

- ❑ Arietes ciegos (*Blind ram*): Aíslan y sellan el orificio abierto cuando no hay tubería en el BOP
- ❑ Arietes de corte (*Shear ram*): Poseen cuchillas para cortar la tubería flexible y el cable
- ❑ Arietes deslizantes (*Slip ram*): Sostiene la tubería flexible para evitar que se expulsado del pozo, o caiga en este

- ❑ Ariete de tubo (*Pipe ram*): Forman un sello de presión alrededor de la tubería flexible para aislar al pozo y contener la presión

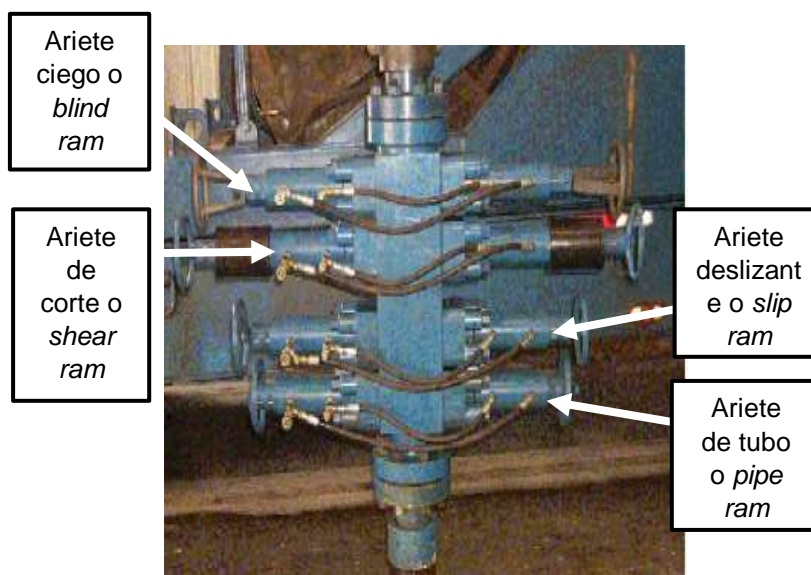


Figura 2.13 Sistema BOP del CTU

Fuente: BJ service company, 2005.

2.5 Reacondicionamiento de pozos con CTU

Las principales operaciones para reacondicionamiento de pozos utilizando CT son las siguientes:

- ❑ Levantamiento de gas
- ❑ Estimulaciones – fracturamiento y EAM
- ❑ Operaciones de limpieza
- ❑ Cementación

- Removedor de escala
- Trabajos de perforación y molienda
- Aplicaciones eléctricas – registros y disparos/cañoneos
- Trabajos de pesca
- Cortes de tubería
- Aplicación de fuerza
- Ejercer ultra alta presión
- Servicios en líneas de flujo
- Instalaciones permanentes – completaciones & *gravel pack*
- Perforación vertical y horizontal bajo balance

2.5.1 Operaciones de pesca con CTU

Es el conjunto de trabajos y operaciones, realizados en el interior de un pozo con torre de reacondicionamiento, unidad varillera, CTU o *slickline*.

Su finalidad es recuperar retirar equipos, herramientas, tuberías rotas o pegadas, empacadores atrapados, líneas de acero, entre otras que afectan el desarrollo secuencial durante la intervención del pozo (BJ service company, 2005).

Son trabajos que siempre se presentarán en perforaciones, completaciones, reacondicionamientos, mantenimientos y reparaciones de pozos.

Las operaciones de pesca, deben ser soluciones económicas para el pozo. Según su éxito y la eficiencia de estas operaciones dependerá de tomar medidas inmediatas, elaborando un adecuado plan de operación.

La intervención del CTU en operaciones de pesca ha crecido mucho en los últimos años, en gran parte apoyado por el desarrollo de nuevas herramientas para operar con diámetros pequeños. La mayoría de las herramientas de pesca convencional pueden adaptarse al CTU (BJ service company, 2005).

La ventaja más grande de la pesca con tubería continua, comparada con las líneas de cables convencionales, es la capacidad de circular continuamente mientras se efectúa la operación de pesca.

La capacidad de circulación puede aplicarse para lavar o eliminar los depósitos de arena y desperdicios del cuello de pesca. En algunas, circunstancias las herramientas pueden correrse más rápidamente que con *slickline*.

Sin embargo, hay una diferencia operacional muy significativa lo cual determina que unidad se empleará al final para realizar la pesca, y es la fuerza requerida a ejercer para liberar o desencajar ya sea una herramienta o equipo.

Con la unidad de *slickline*, dependiendo del tipo de cable ya sea fino o grueso, es decir entre valores de 0,108, 0,125 se pueden ejercer tensiones de entre 1000 a 2500 psi como máximo para lograr la pesca.

Además, el CTU se puede alcanzar hasta los 25000 psi. No obstante es un rango limitado según su diseño. (Petroamazonas, 2017).

En otras palabras, según la situación lo amerite, se tomará la medida adecuada y la unidad más óptima para alcanzar el objetivo final de pescar.

2.5.2 Corte químico de tubería

2.5.2.1 Generalidades

El corte químico se emplea al momento de no poder liberar la tubería con desenrosque o martillo.

En caso de corrosión masiva de la pared de tubería circundante, se puede generar un corte relativamente uniforme con mínima distorsión de la tubería, facilitando operaciones de pesca.

Es recomendable en sartas de tubería en mal estado, teniendo la característica de poder cortar desde tubería de producción hasta tubería de revestimiento. No producen distorsión en los diámetros interno y externo de la tubería; debido a lo limpio del corte, sin dejar residuos que afecten operaciones posteriores de pesca. (Schlumberger, 2016)

2.5.2.2 Cortador químico

Es una herramienta de fondo de pozo, la cual es introducida por medio de un cable conductor con la finalidad de realizar cortes en puntos predeterminados.

En el momento de activación, se utiliza una pequeña carga explosiva para de esta manera dirigir de forma forzada chorros a alta presión de material altamente corrosivo en un patrón circular contra la pared de la tubería. (Schlumberger, 2017)

2.5.2.3 Tipos de cortadores de tubería

Entre los tipos de cortadores de tubería, se tiene:

- Mecánico/Hidráulico
- Interno/Externo
- Químico
- Jet o de chorro
- Para tubería de gran espesor (*Colliding tool – severing tool*)

2.5.2.4 Equipo de corte químico

- Unidad de cable eléctrico o tubería flexible
- Localizador de acoples
- Cortador químico
- Barras de peso

2.5.2.5 Principio de operación

A través del cortador químico se expulsa flujo radial de trifluoruro de bromo BrF_3 que disuelve el material donde se desea ejecutar la operación, dejando un corte uniforme, sin requerimiento de moliendo.
(Petroamazonas, 2017)

En el tope del ensamblaje se localiza la cabeza de ignición, la cual induce una carga eléctrica, donde instantáneamente un gas entra en combustión generando una fuerza mecánica la cual accionará tres cuñas que finalmente se al tubular a cortar. (Anónimo, 2004)

Debido a la presión cizalla los cilindros llenos de trifluoruro de bromo. El químico entra en contacto con un catalizador estimulando una reacción violenta generativa de alta presión y temperatura. (Schlumberger, 2016)

Finalmente, la onda explosiva es conducida hasta un contenedor provisto de orificios de bajo calibre, donde el punto de expulsión del químico está a alta presión y temperatura, lo cual propicia la fusión del acero en todo el perímetro tubular, permitiendo su separación. (Schlumberger, 2017)

2.5.2.6 Casos para emplear un corte químico

Se recomienda emplear un cortador químico, para los siguientes casos.

- Si no se desea generar cambios en el ID y OD de la tubería en el punto de corte

- ❑ No se busca deformar la tubería, ni requiere operaciones de molienda
- ❑ Brindar una mayor distancia comparado con cortadores tipo jet
- ❑ Generar mayor efectividad del corte en amplios rangos de presión como de temperatura de fondo
- ❑ Aplicar en caso de tubería con aleaciones de Ni, Cr o con alto grado de metal

En los trabajos realizados con CTU, y respecto a las actividades realizadas en el bloque 18, se implementó la herramienta *hydra blast pro*.

2.5.2.7 Herramienta *hydra blast pro*

El servicio del *hydra blast pro* ofrece un medio óptimo para limpiar tuberías internas de pozos. Es un paquete de servicio total que elimina la escala, cake, parafinas y lodos que pueden matar la producción o las tasas de inyección. (Halliburton, 2015)

La herramienta *hydra blast pro* se utiliza en conjunto con el CTU para eliminar escala y otras acumulaciones

orgánicas de los diámetros interiores de la tubería de revestimiento. (Halliburton, 2015)

El cabezal de limpieza de la herramienta gira más lentamente que muchas otras herramientas comunes de rotación para un mayor tiempo de permanencia y una mayor eficacia, lo que permite una cobertura de limpieza completa en una sola pasada. (Halliburton, 2015)

La velocidad de limpieza se determina utilizando el software del servicio de la herramienta. La velocidad de desplazamiento vertical del CTU con la herramienta depende de:

- El material que se remueve
- La cantidad de jets en la cabeza del *nozzle*
- El caudal de flujo del líquido de limpieza
- La caída de presión a través de los jets
- La identificación de la superficie que se está limpiando



Figura 2.14 Herramienta hydra blast pro

Fuente: Halliburton, 2015.

2.5.2.7.1 Características y Beneficios del hydra blast pro

- Más seguro que usar cortes explosivos o químicos
- Servicio realizado sin matar el pozo
- El análisis de software previo al trabajo ayuda a mejorar los resultados y reducir los costos
- No utiliza molinos ni abrasivos, lo que reduce el desgaste de los tubulares
- Puede limpiar diámetros mucho más grandes que la herramienta OD

2.5.2.7.2 Características con respecto al corte de tubería

- ❑ La herramienta está diseñada para manejar arena, y la rotación proporciona un corte eficiente de 360 grados
- ❑ Tiempo de duración de corte entre 10 a 15 minutos
- ❑ Paquete económico de fluidos
- ❑ Se puede combinar con una sujeción hidráulica o anclaje a proporcionar un corte más rápido y estable
- ❑ El servicio puede diseñarse para cortar múltiples cadenas



Figura 2.15 Tubería cortada con herramienta
hydra blast pro

Fuente: Halliburton, 2015.

2.5.3 Estimulación con acidificación matricial

Tienen su utilidad respecto a la estimulación de pozos por su eficacia en disolución de minerales extraños en la formación.

Los lavados con ácido se realizan para eliminar las obstrucciones, generalmente, de carbonato de calcio.

Las operaciones de lavado se diseñan para asegurar que los tratamientos de fluido no invadan la matriz. (Schlumberger, 2017)

En zonas de arenisca, que busca remediar, restaurar y mejorar la permeabilidad natural de la formación entorno al pozo. Disuelve aquellos elementos que produzcan taponamientos u obstrucciones presentes en los poros de la formación. Se debe disponer de:

- Extensión
- Tipo de daño
- Ubicación
- Origen
- Mineralogía del yacimiento
- Compatibilidad del químico empleado con la formación

En zonas de carbonatos, crear nuevos canales altamente conductores, evitando a los dañados.

Se debe tener información relevante, como:

- ❑ Temperatura del yacimiento
- ❑ Tasa de bombeo
- ❑ Tipo de fluido

Estos parámetros son los que afectan directamente en la reactividad del químico empleado respecto a zona de la formación a tratar.

En pozos donde es necesario remover las obstrucciones de sulfato de calcio, se han obtenido buenos resultados realizando una conversión química de sulfatos a carbonato. Luego de este trabajo, es posible realizar el lavado ácido. (Schlumberger, 2017)

2.5.3.1 Principio de operación

Consiste en el tratamiento de una formación con un fluido de estimulación que contiene un ácido reactivo.

En formaciones de arenisca, el ácido reacciona con sustancias solubles en la matriz de la formación para agrandar los espacios porosos. En formaciones de carbonato, el ácido disuelve toda la matriz de la formación.

(Schlumberger, 2017)

El tratamiento de acidificación matricial mejora la permeabilidad de la formación para permitir una mejor producción de los fluidos del yacimiento.

Las operaciones de acidificación matricial se efectúan idealmente a una tasa alta pero con presiones de tratamiento inferiores a la presión de fractura de la formación.

Esto permite que el ácido penetre en la formación y extienda la profundidad del tratamiento, al tiempo que se evitan daños y repercusiones futuras a la formación.

2.5.3.2 Lavado ácido

Operación destinada para remover depósitos solubles de las paredes del pozo o despejar perforaciones obturadas. Su principio consta en colocar una pequeña cantidad de ácido frente a la zona a tratar, permitiendo su reacción sin agitación externa. (Schlumberger, 2017)

2.5.3.3 Acidificación de la matriz

Consiste en la inyección de un ácido a la formación a una presión menor a la presión de fractura. Su principio de

operación consiste en lograr que el ácido se expanda de forma radial dentro de la formación. (Schlumberger, 2017)

2.5.3.4 Fractura ácida

Consiste en inyectar ácido a alta presión para producir una fractura hidráulica a la formación u lograr comunicar fracturas existentes. Se logra la estimulación, cuando se obtienen canales de flujo de alta conductividad. (Schlumberger, 2017)

2.5.3.5 Acidificación en areniscas

Se busca por medio de estimulación, lograr restaurar la permeabilidad original de las areniscas. Debido al contacto con el agua dulce o con bajos contenidos de sales en solución, se produce hinchamiento de las arcillas, lo cual propicia la disminución de la permeabilidad en la formación. (Anonymous, 2011)

2.5.4 Limpieza de equipo BES con ácido

2.5.4.1 Generalidades

Durante la producción de cualquier pozo con equipo BES, se presentan múltiples problemas atenuantes que disminuyen la eficiencia operacional de este equipo.

Suelen ser debido a una baja producción, alto contenido de agua, alta salinidad, o por producción de arena u otros componentes sólidos tales como asfaltenos, parafinas, etc. (Schlumberger, 2017)

Se produce inconvenientes tales como taponamiento en los impulsores de la bomba de fondo. También son comunes los casos de obstrucción de partículas sólidas debido al óxido generado por la tubería de producción. (Ramírez, 2004)

Para prevenir estos escenarios se recomienda inyectar a través de la tubería de producción fluidos tales como diésel, JP1, ácidos con la finalidad de destaponar los impulsores logrando así limpiar la bomba. (Ramírez, 2004)

2.5.4.2 Principio de operación, Inyección ácida

En concentraciones químicas, se formula comúnmente ácidos como HCL, HF, los cuales garantizan una mayor disolución de elementos sólidos que obstruyan o taponen los impulsores. (Ramírez, 2004)

No obstante, la preparación del ácido a inyectar debe ser bien lograda, tratando de evitar daños en componentes internos del equipo BES, principalmente en los elastómeros, bolsas elastómeras, etc.

Lo que garantiza la efectividad de este trabajo es el tiempo de deposición que se debe de dejar la química o ácidos dentro de la bomba, mientras esta se encuentre no operativa. La concentración de estos ácidos generalmente suele estar entre un 15% aproximadamente. (Ramírez, 2004)

2.5.4.3 Inyección química a través del *casing*

Para optimizar la operación del equipo BES, existen en diferentes alternativas para lograr este cometido; y una de ellas es la inyección por *casing*, la cual se empleará para:

- ❑ Control de corrosión, inyectar inhibidores anticorrosivos
- ❑ Control de incrustaciones, inyección de inhibidores de escala
- ❑ Mejorar el API, inyectando diluyentes
- ❑ Destaponar los impulsores por presencia de asfaltenos, parafinas o arena (Ramírez, 2004)

2.5.4.4 Aplicaciones

- ❑ Prevenir corrosión por altos cortes de agua, o por efectos de equipos hechos de acero ferrítico o de acero inoxidable
- ❑ Evitar deposición de incrustaciones sobre los motores electro sumergibles, generando problema debido elevación en la temperatura del motor
- ❑ En presencia de crudos pesados, inyectar diluyentes, aumentando el API del petróleo a producir
- ❑ Eliminar parafinas, asfaltenos, arenas u otros componentes sólidos, evitando tapones o atascamientos den los impulsores. (Ramírez, 2004)

2.6 Conceptos Generales

Múltiples conceptos que se detallarán a lo largo de los capítulos 3 y 4 se explicaran previamente.

2.6.1 Curvas de declinación de producción

2.6.1.1 Generalidades

La declinación consiste en el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, originado por la disminución de la presión del mismo, conllevando a una reducción de los niveles energéticos de este.

De igual forma la declinación puede ser propiciada por factores mecánicos, tales como equipos de levantamiento, problemas ocasionados a la formación, presencia de un acuífero fronterizo, liberación excesiva de gas, entre otros.

2.6.1.2 Principio de operación

Es un método que tiene como finalidad predecir el comportamiento a futuro de la producción de uno o varios pozos. A su vez permiten estimar la vida productiva del pozo y las reservas del campo.

Su principio de operación radica en que los factores que han afectado a la producción en el pasado, continuarán haciéndolo a tiempo futuro.

Finalmente, un pozo puede presentar múltiples declinaciones debido ya sea por pérdidas por factores atenuantes acelerando la declinación o en caso de generar una estimulación.

La reducción de dicha declinación, genera de esta manera, diferentes escenarios los cuales se deben de considerar antes de realizar cualquier predicción. (Madrid, 2013)

Anteriormente es un método que estima la vida de útil de un pozo y las reservas de un campo en función del tiempo, para tener un ideal del comportamiento histórico de la producción.

Se cuenta con tres tipos de curvas de declinación de producción:

- Declinación hiperbólica
- Declinación armónica
- Declinación exponencial

2.6.1.3 Declinación hiperbólica

Generada debido a los resultados de todos los mecanismos de empuje de forma natural o inducidos, propiciando la disminución en la presión del yacimiento. Su constante de declinación b oscila entre 0 y 1. (Silva, 2009)

2.6.1.4 Declinación Armónica

Consiste en un caso particular del escenario hiperbólico sometido a una constante de declinación b igual a uno. (Silva, 2009)

2.6.1.5 Declinación exponencial

Es la declinación de la producción a un porcentaje constante, debido a una ecuación exponencial que la define. Relaciona los gastos de producción y la producción en sí en un determinado intervalo de tiempo. Se empleó este modelo en primera instancia, porque asume una declinación constante, esto implica en un modelo matemático, que sea más fácil de aplicar. No obstante, en el ámbito petrolero, el modelo exponencial, no considera todos los escenarios posibles

que pueden ser indicio de descendencia productiva tales como acumulación y expansión y producción excesiva de gas, aumento o disminución del GOR, presencia de acuíferos, entre otros.

Con este fundamento, para realizar las curvas de declinación de la producción de este campo, se usó el modelo más ideal, que logré el propósito deseado, aproximándose al escenario real del pozo a analizar.

2.6.1.5.1 Ecuaciones de declinación exponencial

Tasa de declinación exponencial:

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t} \quad \text{Ec.1}$$

Tiempo transcurrido:

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D} \quad \text{Ec.2}$$

Producción acumulada:

$$Q_p = \frac{q_1 - q_2}{D} \quad \text{Ec.3}$$

Tiempo de abandono:

$$T_a = \frac{1}{D} * \ln\left(\frac{q_a}{q_i}\right) \quad \text{Ec.4}$$

Todas estas ecuaciones se las obtuvo del mismo autor.

Fuente: Arps, 1945.

Donde:

D : Tasa de declinación exponencial

q_1 : Tasa de producción a un tiempo 1

q_2 : Tasa de producción a un tiempo 2

T_a : Tiempo de abandono

q_a : Tasa de abandono

q_i : Tasa de producción a un tiempo i

2.6.2 Recurrencia

Se define como la acción de volver a ocurrir algo con cierta frecuencia o de manera iterativa, y a su vez como un hecho que puede aparecer de forma repetida.

Para este punto, hay dos formas posibles de desarrollarlo, dentro de las aplicaciones con CTU en el Bloque 18.

La primera forma consiste en determinar si el trabajo realizado en un pozo, es viable, y de serlo, determinar cada tiempo recomendable se debe realizar un trabajo de reacondicionamiento similar, garantizando la optimización y rentabilidad de la producción de dicho pozo.

La segunda forma es en base a la efectividad y rentabilidad de cualquier trabajo ejecutado, ya sea con EAM o limpieza de equipos de fondo en un determinado pozo.

Siempre que den resultados favorables y beneficiosos; es posible determinar si en otro pozo de características geológicas y propiedades petrofísicas similares es viable aplicar la misma operación de reacondicionamiento con CTU.

2.6.3 Límite económico

La producción de petróleo o gas generalmente se extiende donde el ingreso neto derivado de las ventas de la cadena de producción es igual al gasto de mantenimiento.

No hay un propósito útil para continuar la producción más allá de este lapso de tiempo; por lo tanto, el pozo será cerrado o abandonado.

Los gastos para producir un préstamo se clasifican como gastos generales, costos directos de operación y costos de gastos adicionales.

Dependiendo si el esquema de recuperación ya no es beneficioso ni económicamente rentable, generando más gastos que ingresos, será cuando se alcance el límite económico de un pozo.

2.6.4 Tasa de abandono

Conocida como tasa límite. Es la cual la producción del pozo deja de ser rentable, ya sea por problemas mecánicos o disminución de la energía del yacimiento.

La tasa de abandono en función de alto contenido en porcentaje BSW, es:

$$q_L = q_f * (1 - BSW \text{ o } \%AyS) \quad \text{Ec.5}$$

Fuente: Kobe, 1976.

Donde:

q_L : Tasa de abandono o tasa límite

q_f : Tasa actual de producción de petróleo

BSW o $\%AyS$: Porcentaje de contenido de agua y sedimentos presentes en q_f

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Diagrama de flujo a seguir

La metodología a seguir para el desarrollo del presente proyecto constará de 5 fases claves, la cuales permitirán entender a profundidad la escala de proyecto, tiempo de desarrollo, finalidad, ejecución y su aporte investigativo en función de los resultados obtenidos.

Las fases son:

1. Definición del problema
2. Recopilación de información
3. Definición de parámetros
4. Determinación y evaluación de variables
5. Propuesta y rentabilidad

En el siguiente diagrama de flujo se esquematiza las fases a desarrollar, los requerimientos necesarios para su ejecución y los resultados obtenidos.

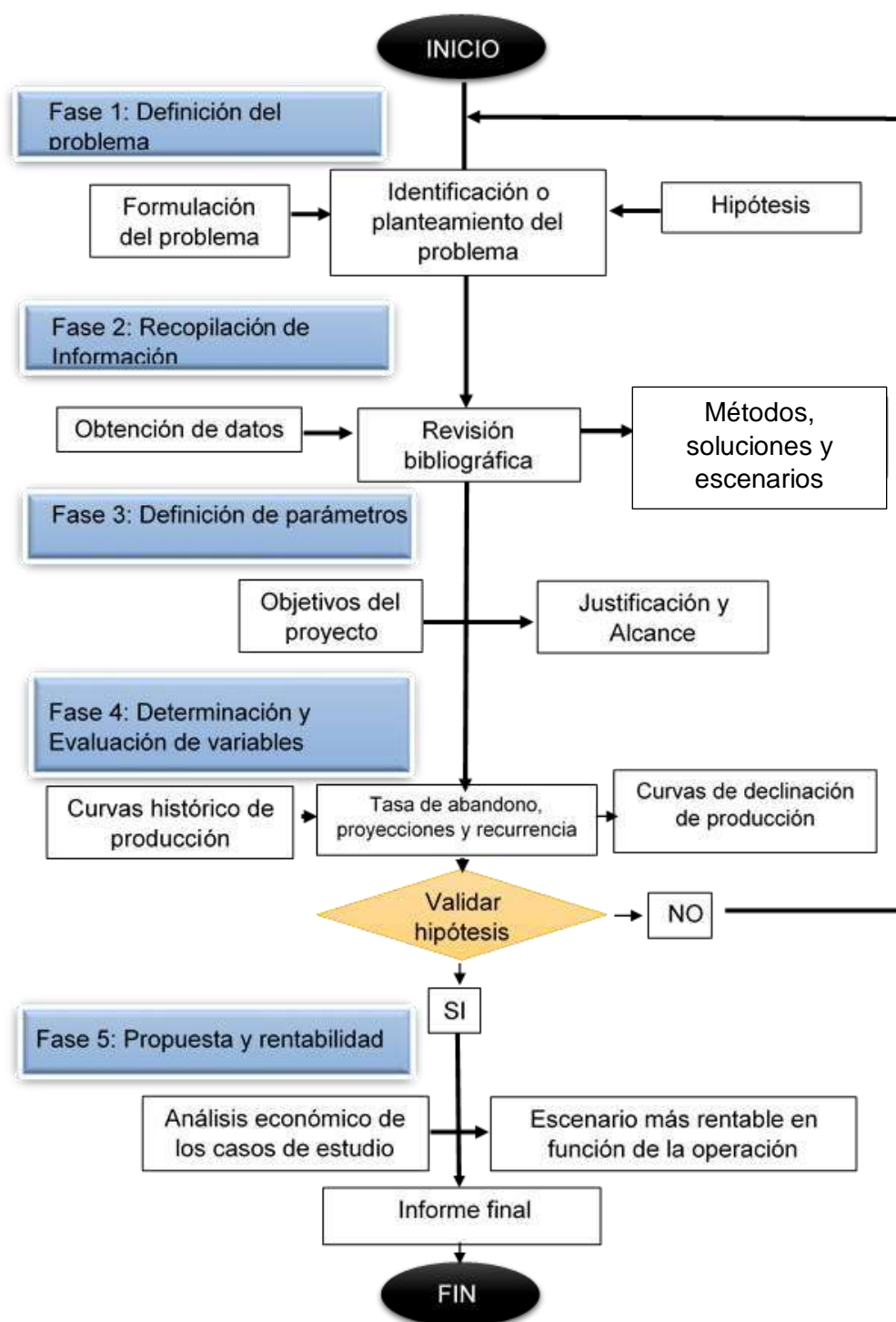


Figura 3.1 Diagrama de flujo general del proyecto

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

El desarrollo de este capítulo se centrará en las fases 3 y 4, las cuales darán la premisa para comprender los trabajos realizados con el CTU en el bloque 18, la viabilidad y efectividad de las operaciones dentro de los pozos a analizar y comprender de forma genérica su rentabilidad tanto física como económica.

3.2 Descripción general de la metodología

3.2.1 Tipo de Estudio

El estudio presente es de carácter mixto, debido a que busca mediante el análisis cualitativo y cuantitativo de las actividades realizadas en el bloque 18.

Además de describir y evaluar la efectividad y rentabilidad de los métodos de recuperación de producción de los pozos, empleando la tecnología CTU en operaciones de EAM y limpieza de equipos de fondo.

3.2.2 Muestra

Se analizarán dos escenarios de intervenciones con CTU dentro del bloque 18. Dichas actividades fueron realizadas en 2 pozos cuya producción se vio afectada debido a los escenarios planteados previamente en la sección 1.4.

Los pozos a analizar son el pozo 29 y el pozo 50 pertenecientes al *well pad* B.

Sus condiciones iniciales son las que se muestran en la tabla II, donde se notaran, últimas tasas de producción de fluidos (BFPD), petróleo (BPPD), agua (BWPD), %BSW, Tiempo de las operaciones del WO entre el 2015 y 2016.

Tabla II. Datos previos a WO pozo 29 y 50 U - bloque 18

Pozo	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW	Fecha de WO
29	492	315	177	36	8 al 18 de Nov.
50 U	90	32	58	64	16 al 27 de Dic.

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Bajo las condiciones en las que se encontraban los pozos, y los resultados obtenidos de las pruebas respectivas, además de declinación en la tasa de producción, se optó por realizar EAM en el pozo 29 y limpieza de equipos de fondo en el pozo 50 U.

3.2.3 Métodos y Técnicas de Recopilación de Datos

Respecto a la recopilación de datos, se contó con el historial de producción de los pozos 29 y 50 U del bloque 18 proporcionados

por Petroamazonas EP, la propuesta de solución de EAM del pozo 29 brindada por Baker Hughes y finalmente el consorcio IGAPO, de Halliburton, que proporcione propuesta de tratamiento para el pozo 50 U.

3.2.4 Procesamiento y Análisis de la Información

Utilizando datos de los reportes finales de las operaciones realizadas, el historial de producción, así como el seguimiento de la producción posterior a la operación en cada pozo, se dará lugar a procesamiento y registro de los datos pertinentes para su posterior evaluación y planteamientos de soluciones.

Los pasos a seguir en este capítulo serán los siguientes:

- Primero, efectuar el análisis general del escenario donde se desarrollarán las operaciones de WO
- Segundo, se realizan las respectivas curvas del historial de producción y la declinación exponencial
- Tercero, realizar los cálculos respectivos para determinar si los trabajos de WO fueron o no rentables
- Finalmente se presentan los resultados de la operación realizada y la viabilidad que presentan tanto en producción como en rentabilidad

Es importante recalcar lo siguiente. Este proyecto no busca plantear nuevas teorías, sino en base a conocimientos históricos de casos particulares, proveer una vía únicamente teórica para analizar y plantear escenarios de solución ante la problemática que están sometidas los pozos.

3.3 Casos de estudios

3.3.1 Estimulación ácida matricial PLAN - 029

Desde septiembre del 2014 a octubre del 2015 se ha registró una declinación progresiva en la producción de petróleo de 530 a 315 BFPD con un BSW estable de 36%.

Se estimó que esto pudo ser debido a la migración de arcillas (caolinita) e invasión de fluido durante los trabajos de WO a finales de agosto del 2014.

El pozo presentó los siguientes parámetros:

Tabla III. Información del pozo 29

Parámetros	Descripción
Pozo	Productor
Formación	Hollín
Intervalos perforados	10606 ft – 10612 ft

	10636 ft – 1'646 ft
Presión de reservorio	3800 psi
Temperatura estática de fondo	180°F
Permeabilidad promedio	250 md
Porosidad	13%
BSW	36%
API	25.7
Sistema de levantamiento	BES

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Para lograr remediar estos problemas, se propuso realizar una inyección química de HCL, en solución con ácido acético, HF y otros componentes.

La primera concentración de HCL al 3.5%, de HF al 1.5%, todo en una sola solución, y considerando el WOC. La gráfica de resultados se la puede apreciar en el Anexo A.

Al ver que dicha concentración mejoraba las propiedades petrofísicas de la zona tratada, posteriormente se empleó una segunda dosis, de HF al 4.5%, debido a la alta concentración de arcillas migratorias como la caolinita.

Finalmente se elaboraron las gráficas obtenidas en base al EAM ejecutado y las pruebas de admisibilidad. Las curvas correspondientes, se pueden corroborar en el Anexo 1.

3.3.1.1 Esquema básico de la operación pozo 29

La operación con CTU en el pozo 29, se desarrolló de la siguiente forma.

1. Armandos de equipos, (CTU, unidad de bombeo, tanques)
2. Verificando BHA a bajar, cabeza del motor + filtro magnético + rotor Jet
3. Acopla cabeza inyectora en boca de pozo y realiza. Realiza mezcla llenado de pozo
4. Baja CT circulando fluido de llenado. Llenar anular previo a prueba de admisión
5. Tubería a profundidad (mitad de intervalo), realiza prueba de admisión con 5 barriles de fluido de llenado de pozo
6. Prepara tratamiento de estimulación matricial para forzarlo hacia formación, solvente orgánico, pre flujo ácido acético al 15%, 4.5% de BJSS ácido más HCL
7. Post-flujo ácido acético al 10%, Fluido de sobre desplazamiento y del CT

8. Bombea tratamiento a punta de CT para realiza tratamiento matricial
9. Se mueve CT y posiciona a profundidad tope de intervalo para iniciar forzamiento de tratamiento para largar tratamiento acido reciprocando desde el tope
10. Forzar tratamiento
11. Finalizado el forzamiento del tratamiento acido se recupera CT a superficie bombeando desplazamiento de CT con anular abierto
12. Se deja en remojo el tratamiento
13. Entrega pozo a torre de reacondicionamiento para continuar con operaciones programadas

3.3.1.2 Histórico de producción

El histórico de producción del pozo 29, obtenido entre el 2013 y finales del 2016.

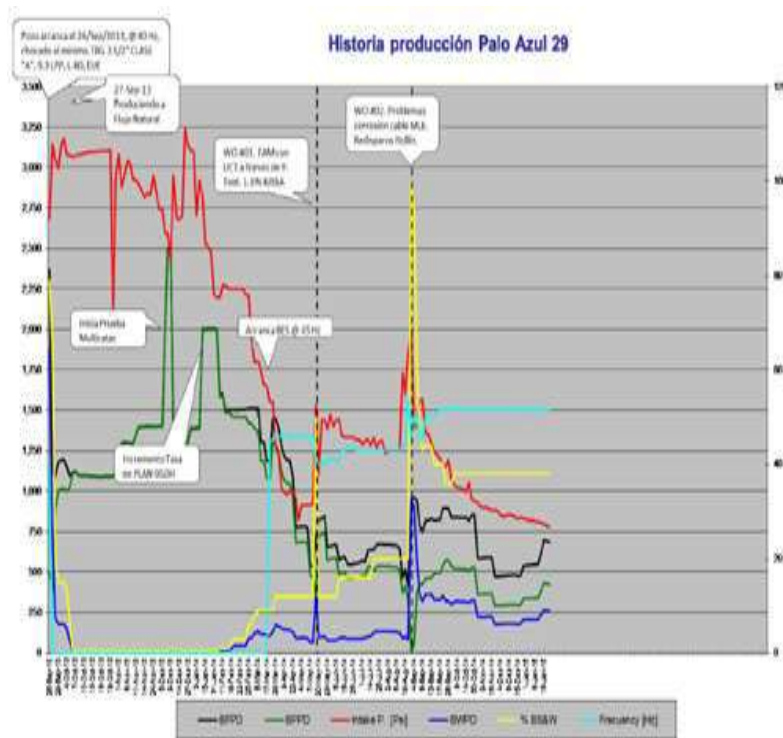


Figura 3.2 Histórico de producción pozo 29

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.3.1.3 Diagrama del pozo

El esquema del pozo 29 es el que se muestra en la figura 3.2.

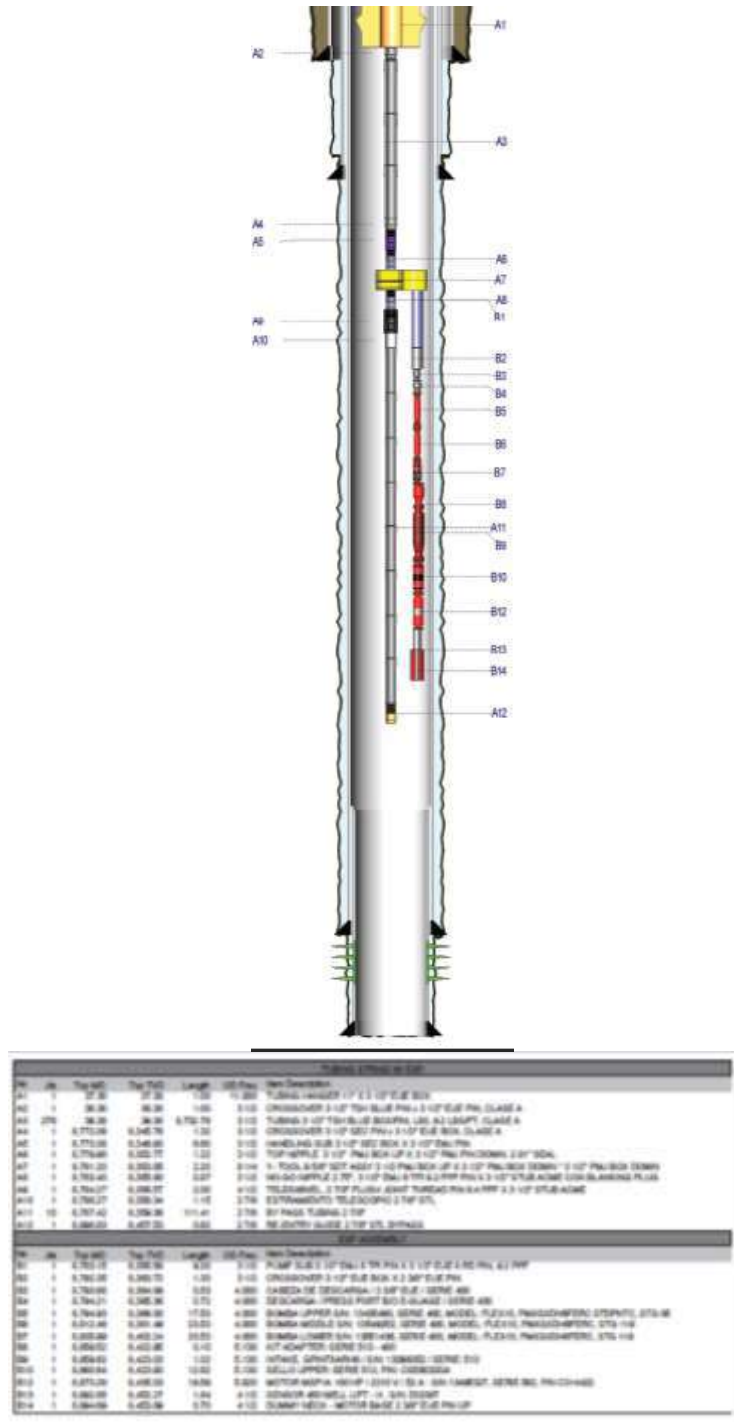


Figura 3.3 Diagrama del pozo 29
Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.3.2 Limpieza de equipos de fondo PLAN – 50 U

3.3.2.1 Prólogo

El Sistema de Levantamiento Artificial con Bomba Electro sumergible (BES) es muy característico en pozos con alto caudal de producción o donde se desea desplazar altos volúmenes de fluidos debido a la rentabilidad del pozo.

Los problemas más comunes y más graves se presentan principalmente en el equipo de fondo, el cual es de difícil acceso luego de empezar las operaciones.

Problemas como pérdida de la comunicación con el sensor, gasificación, técnicos, ingreso de fluidos y/o materiales a la bomba.

La solución común es realiza *pulling*, que incurre en operaciones muy costosas pues se debe retirar toda la sarta de producción para poder recuperar el equipo de fondo y lo cual conlleva a varios días de parar las operaciones de producción del pozo.

Comúnmente se suele presenciar tapones de escala, sales, u otros componentes de la formación.



Figura 3.4 Componentes de BES post *pulling*

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.3.2.2 Antecedentes del pozo 50

Originalmente el pozo estuvo operando entre 2014-2015 con la arena H; debido a la declinación de su producción por causa de múltiples factores tales como problemas en la formación, obstrucción a nivel de los poros, e inclusive por taponamiento en los equipos de fondo.

Debido a los problemas antes mencionados se tuvo la penosa necesidad de inhabilitar las actividades dentro de este pozo.

No obstante, dicho cierre fue temporal puesto que se buscó una alternativa de producción, la cual radico en inhabilitar la arena H, y emplear para la producción la arena U.

El esquema a continuación planteado es el realizado a base del empleo de la arena U. SE tuvo como objetivo principal realizar el bombeo con sistema ácido y solvente, mediante el uso de CT de 1 1/2" en el equipo BES, en el pozo 50.

Inicialmente se contaba con un pozo sin *standing valve* y con camisas de circulación cerradas.

El posicionamiento del equipo y el procedimiento de ensamblaje del equipo deberán ser conforme a lo señalado en el Anexo B.

Durante el llenado de pozo se observó presencia de gas por lo que se tuvo que circular la capacidad completa del *tubing* hasta observar retornos constantes de fluido.

El comportamiento de la inyección del HCL al 1.5% mostro mejoría con respecto al solvente, pudiendo así realizar la inyección por periodos extendidos pero de igual manera fue necesario detener el bombeo para permitir que la

presión límite disminuyera y poder continuar con la inyección de los sistemas.

Es por esto que se sugiere programar periódicamente servicios de limpieza para evitar el acumulamiento de sólidos que puedan disminuir la producción del pozo.

Por ello se recomendó notificar en casos de en los cuales la tubería se encuentre atascada pudiendo causar condiciones de inseguridad.

3.3.2.3 Esquema básico de operación

Las operaciones realizadas en el pozo 50 U, fueron:

1. Armar equipos de CTU y unidad de bombeo
2. Bajar hasta profundidad nogo
3. Realizar bombeo de clayfix 5 / fluido de control del cliente para verificar pozo lleno
4. Posicionar CTU sobre nogo + forzar ácido y solvente a través del equipo BES

Finalizado el bombeo de los sistemas sacar CTU a superficie y dismantelar equipos al 100%.

3.3.2.4 Datos Generales del pozo

Previo al trabajo con CTU, se tuvieron los siguientes datos:

Tabla IV. Información del pozo 50

Descripción	Información/Valor
Mecanismo	BES
Producción promedio	245 BFPD
Último dato de producción	198 BFPD
BSW%	7%
API	27.3
Skin Factor	Na
Presión de fondo fluyente	2067 psi
GOR	-

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.3.2.5 Histórico de producción

Originalmente se contaba con el pozo 50 H. El histórico previo a activar la arena U y aislar la arena H, es decir previo a intervenciones, fue el siguiente:

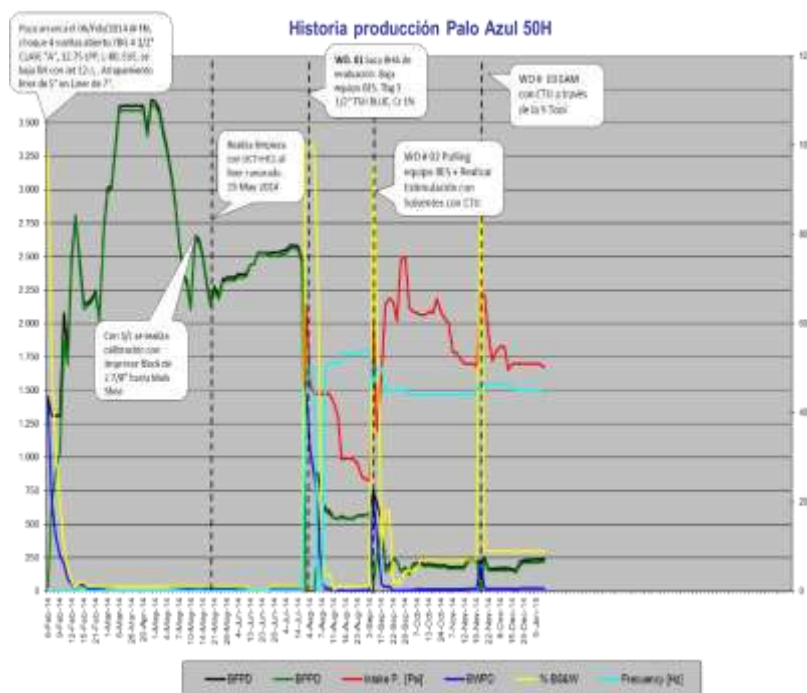


Figura 3.5 Historial de producción pozo 50 U

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.3.2.6 Diagrama del pozo 50 U

El actual esquema, con su respectiva completación del pozo 50 U, es la que se detalla en la figura 3.5.

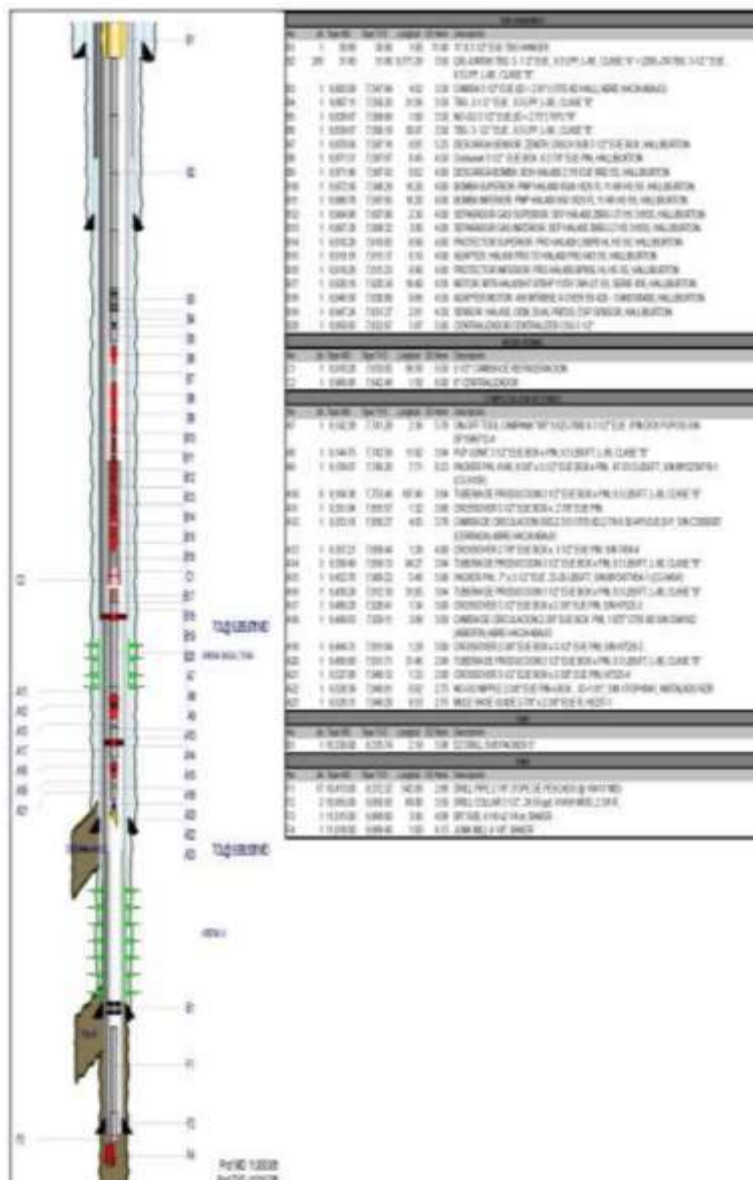


Figura 3.6 Diagrama del pozo 50 U
Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.4 Procesamiento de información

3.4.1 Históricos de producción

Con los datos disponibles se realizará un análisis del histórico de producción generando los gráficos de la producción de los pozos 29 y el antes conocido como pozo 50 H, mediante los cuales se procederá a determinar si las operaciones de EAM y limpieza fueron beneficiosas o no.

3.4.1.1 Desarrollo plan-029

Se grafica el historial de producción previo a los trabajos de WO con CTU, desde el 26 de septiembre del 2013 hasta el 3 de octubre del 2015, generando la siguiente curva.

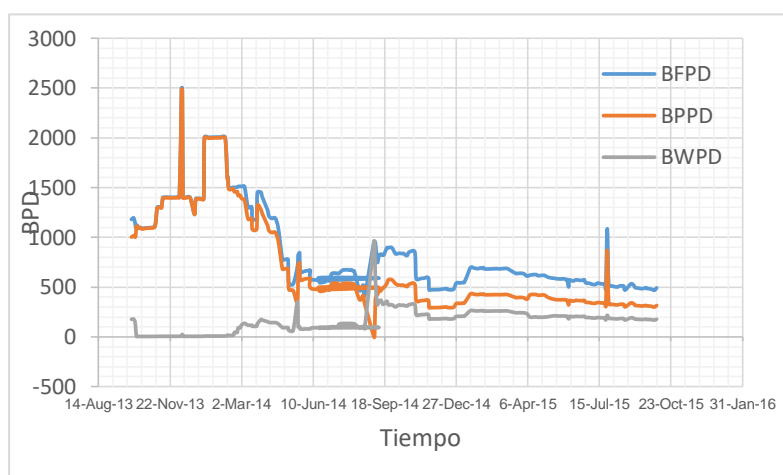


Figura 3.7 Historial de producción previo a WO pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.4.1.2 Desarrollo plan-050 U

Del mismo modo, se grafica el historial de producción del pozo 50 U, desde el 5 de agosto 2016 hasta el 10 de diciembre del 2016.

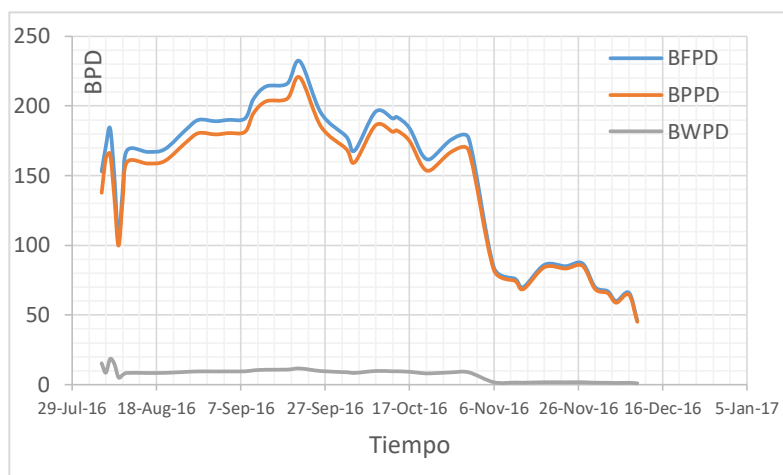


Figura 3.8 Historial de producción previo WO pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.4.2 Curvas de tendencia

Una vez obtenidos los históricos de producción total, crudo y agua, se procede a aislar los datos de producción de crudo para generar una tendencia o proyección de la producción.

Esto nos permitirá analizar qué resultados son los que se esperan luego de realizar el reacondicionamiento con CT y poder evaluar si es rentable o no.

El tiempo que se tomó en cuenta para la producción a futuro fue de 90 días en el pozo 29 y de 120 días en el pozo 50 U debido a los niveles de productividad que presentaban.

Los datos con los que se generaron las curvas están disponibles en el Anexo C.

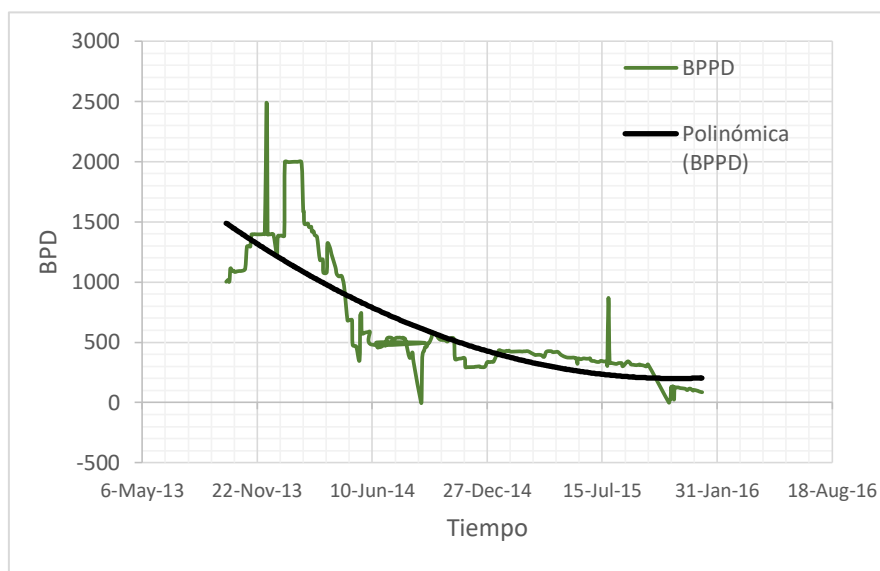


Figura 3.9 Tendencia de producción del pozo 29 después del primer WO

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

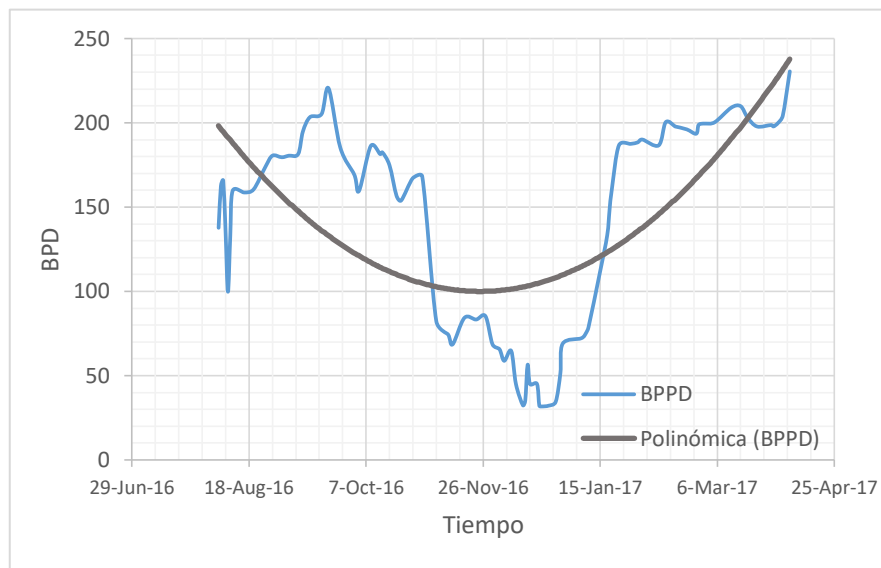


Figura 3.10 Tendencia de producción pozo 50 U después de WO

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.4.1 Producción post WO

Después del WO, se estima con la curva de tendencia para lo cual se calcula una producción promedio para posteriormente calcular la producción acumulada día a día de cada pozo.

Tabla V. Cálculo de producción acumulada pozo 29

Descripción	Información/Valor
Ecuación	$Y = -0.0002x^2 + 14.42x - 29328$
Tipo	Polinómica
Grado	2
R_2	0.1229

X_i	09/11/2015
Y_1	338
X_f	07/02/2016
Y_f	318
Producción promedio	328

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Tabla VI. Cálculo de producción acumulada en pozo 50 U

Descripción	Información/Valor
Ecuación	$Y = -0.0048x^2 + 1409.83x - 9000000$
Tipo	Polinómica
Grado	2
R_2	0.283
X_i	13/12/2016
Y_1	90
X_f	12/04/2017
Y_f	160
Producción promedio	125

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.4.2 Curvas de producción real post WO

Con los datos obtenidos y disponibles luego del reacondicionamiento, se registra día a día cual es la producción de crudo, con lo cual, en una etapa posterior se determinará la producción real obtenida.

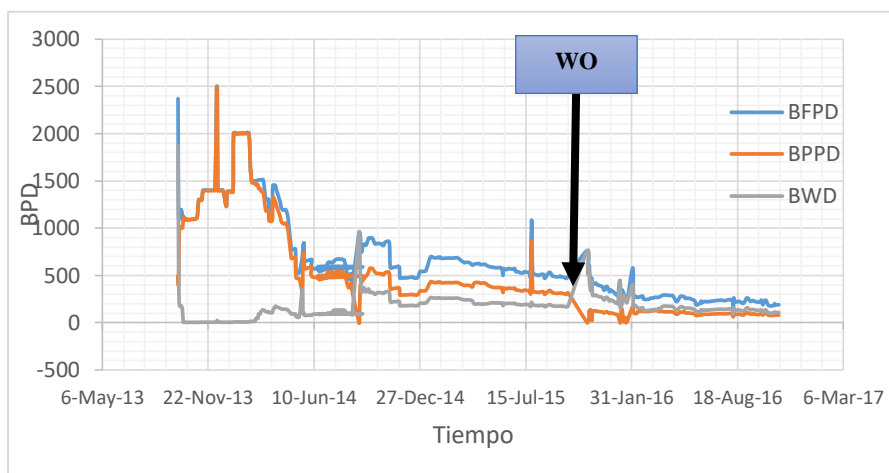


Figura 3.11 Histórico de producción post WO pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

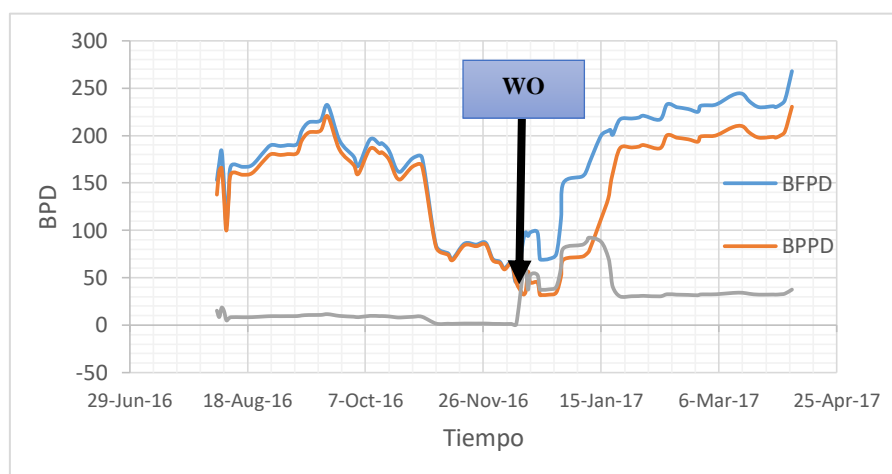


Figura 3.12 Histórico de producción post WO pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.5 Desarrollo práctico del proyecto

Conociendo las operaciones desarrolladas de EAM y Limpieza de equipos de fondo en los pozos 29 y 50 U respectivamente, se procederá a determinar su viabilidad operativa, es decir si dichos trabajos fueron rentables o no.

Se lo efectuará en base al historial de producción y a las curvas de declinación exponencial de los pozos 29 y 50 U, estimar la recurrencia o repetición de operación necesaria para mantener o incrementar la producción de los pozos, y calcular su rentabilidad a futuro.

Para entender a fondo el desarrollo práctico, se dividió en dos esquemas de análisis.

1. Esquema Producción
2. Esquema Recurrencia

Al final, se determinará la rentabilidad y beneficios de la operación.

3.6 Esquema de producción

Con los datos del historial de producción se procederá a realizar el siguiente diagrama de ejecución.

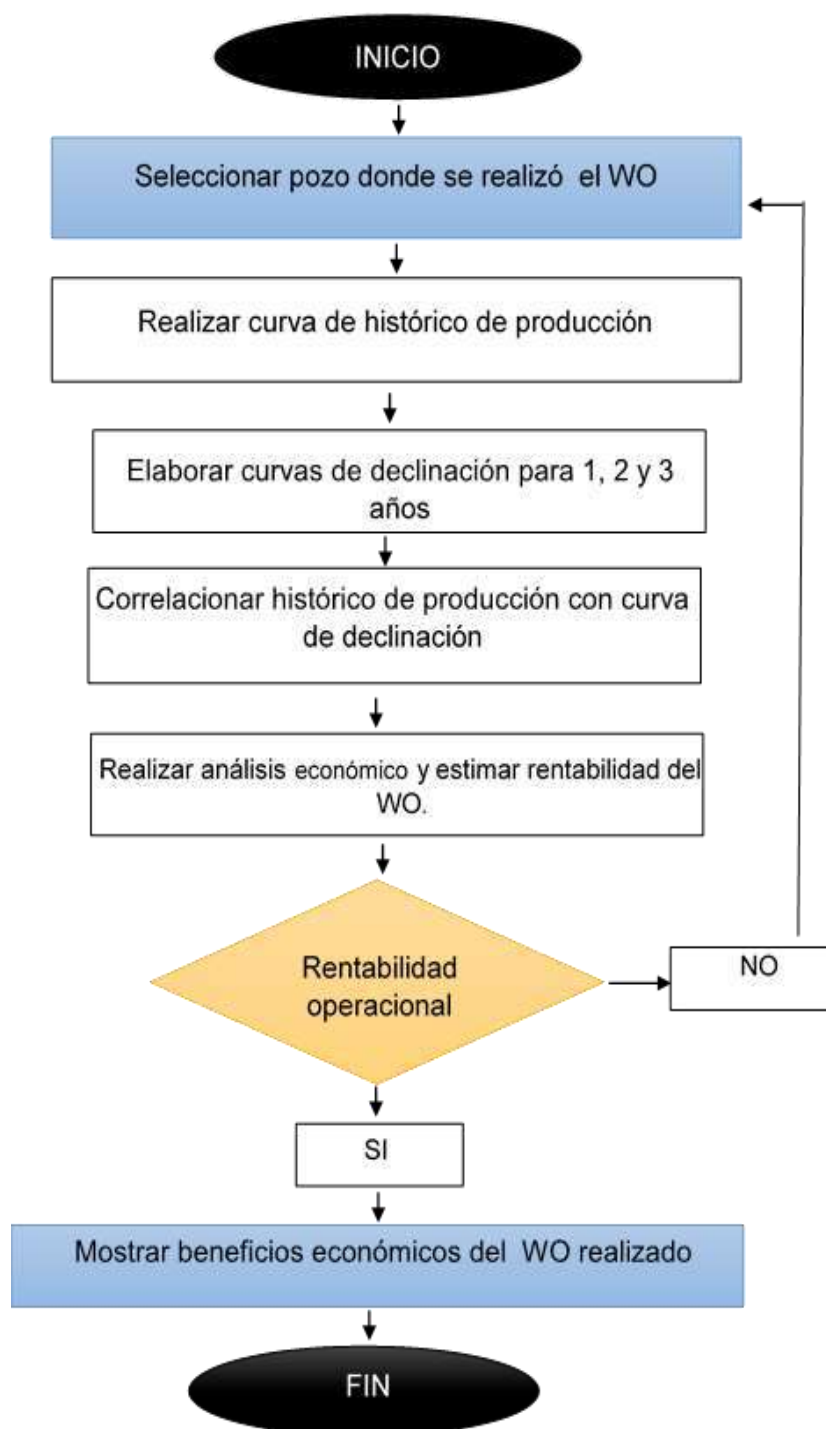


Figura 3.13 Diagrama de flujo del esquema de producción propuesto

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Finalmente, mediante este esquema de producción, obtener si el trabajo de WO fue rentable o no tanto física como económicamente.

El estudio será basado en los resultados obtenidos post operación de reacondicionamiento en los pozos 29 y 50 U.

Siguiendo el diagrama de flujo propuesto:

1. Primero, graficar el histórico de producción del pozo hasta la fecha última de producción obtenida, realizar las gráficas de los históricos de producción de las operaciones de WO
2. Segundo, graficar las curvas de declinación de producción antes y después de realizar el WO
3. Tercero, correlacionar las curvas de histórico de producción del WO realizado y la curva de declinación exponencial, paso clave que indicará si la operación de reacondicionamiento con CTU contribuyó al incremento de la producción
4. Cuarto, elaborar el análisis económico respectivo de la operación realizada en los pozos 29 y 50 U para estimar si el trabajo fue rentable o no

3.6.1 Producción pozo 29

Primero, en base al histórico de producción del pozo29 ilustrado en la figura 3.7, se procederá a desplegar el desarrollo de las actividades de EAM con CTU

Los datos de producción que se buscaban incrementar, debido a problemas a la constante declinación en la producción durante finales del mes de agosto e inicios de octubre.

Tabla VII. Datos del pozo 29 previo al WO

Fecha	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW
18-Aug-15	510	326	184	36,0
20-Aug-15	470	301	169	36,0
28-Aug-15	532	340	192	36,0
1-Sep-15	518	332	186	36,0
3-Sep-15	495	317	178	36,0
7-Sep-15	490	314	176	36,0
13-Sep-15	484	310	174	36,0
18-Sep-15	494	316	178	36,0
19-Sep-15	486	311	175	36,0
23-Sep-15	484	310	174	36,0
27-Sep-15	475	304	171	36,0
30-Sep-15	468	300	168	36,0
3-Oct-15	492	315	177	36,0

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Efectuando el trabajo de EAM con BJSSA Y HCL, terminado el 18 de noviembre del 2015, se obtuvo el siguiente histórico.

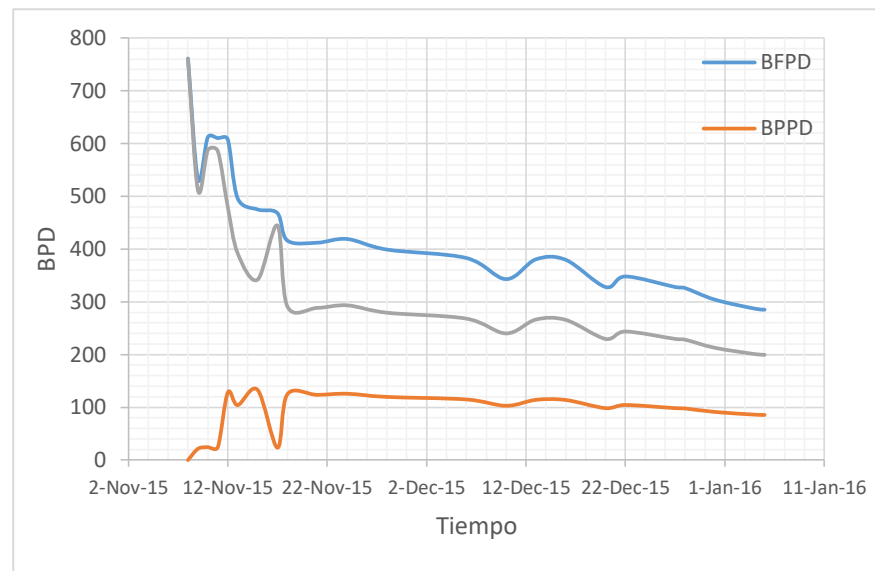


Figura 3.14 Histórico de producción pozo 29 posterior a EAM

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Sin embargo, este trabajo no fue muy beneficioso para incrementar la producción. Debido a que se obtuvieron los resultados siguientes.

Tabla VIII. Resultados obtenidos post WO EAM pozo 29

Fecha	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW
18-Nov-15	416	125	291	70,0

21-Nov-15	412	124	288	70,0
24-Nov-15	419	126	293	70,0
28-Nov-15	399	120	279	70,0
6-Dec-15	383	115	268	70,0
10-Dec-15	343	103	240	70,0
13-Dec-15	381	114	266	70,0
16-Dec-15	380	114	266	70,0
20-Dec-15	328	98	230	70,0
22-Dec-15	348	104	244	70,0
27-Dec-15	328	98	230	70,0
28-Dec-15	326	98	228	70,0
31-Dec-15	304	91	213	70,0
4-Jan-16	287	86	201	70,0
5-Jan-16	285	86	200	70,0

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Al ver como la producción decreció muy por debajo de la media de 300 BPPD, se procedió a realizar un segundo trabajo de WO con CTU de limpieza de quipos con solventes, empezó el 9 de enero del 2016 y terminando el 22 de enero del 2016. Donde su histórico fue el siguiente.

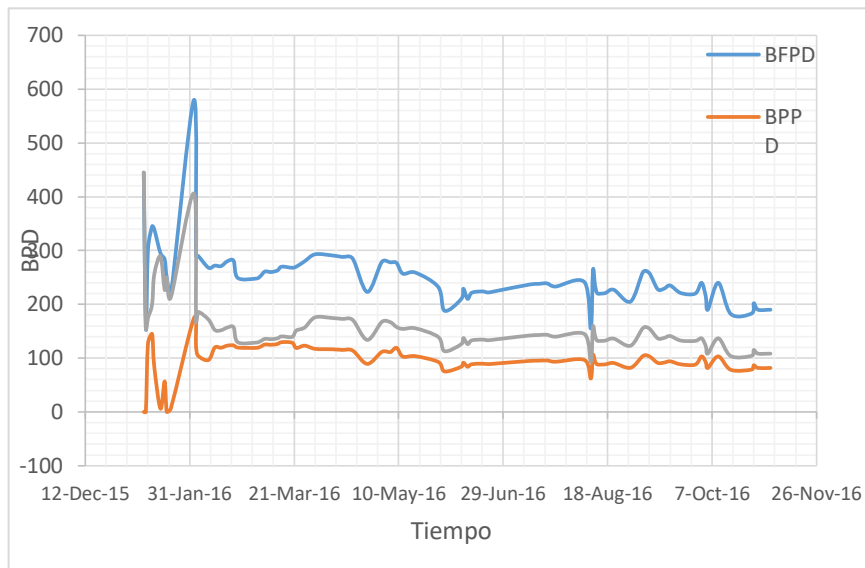


Figura 3.15 Histórico de producción pozo 29 posterior a WO de limpieza

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Con este trabajo, se logró estabilizar la producción a una tendencia constante, remediando los inconvenientes debido al EAM realizado meses atrás, como se puede apreciar en la tabla IX.

Tabla IX. Resultados obtenidos post WO limpieza pozo 29

Fecha	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW
2-Feb-16	580	174	406	70,0
3-Feb-16	290	122	168	58,0
4-Feb-16	290	104	186	64,0
9-Feb-16	268	96	172	64,0

12-Feb-16	272	120	152	56,0
15-Feb-16	271	119	152	56,0
18-Feb-16	280	123	157	56,0
21-Feb-16	281	124	157	56,0
23-Feb-16	249	120	129	52,0
3-Mar-16	248	119	129	52,0
5-Mar-16	253	121	132	52,0
7-Mar-16	261	125	136	52,0
10-Mar-16	260	125	135	52,0
13-Mar-16	263	126	137	52,0
15-Mar-16	270	130	140	52,0
20-Mar-16	268	129	139	52,0

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

El histórico final de los 2 trabajos de WO con CTU en el pozo 29, fue obtuvo lo siguiente:

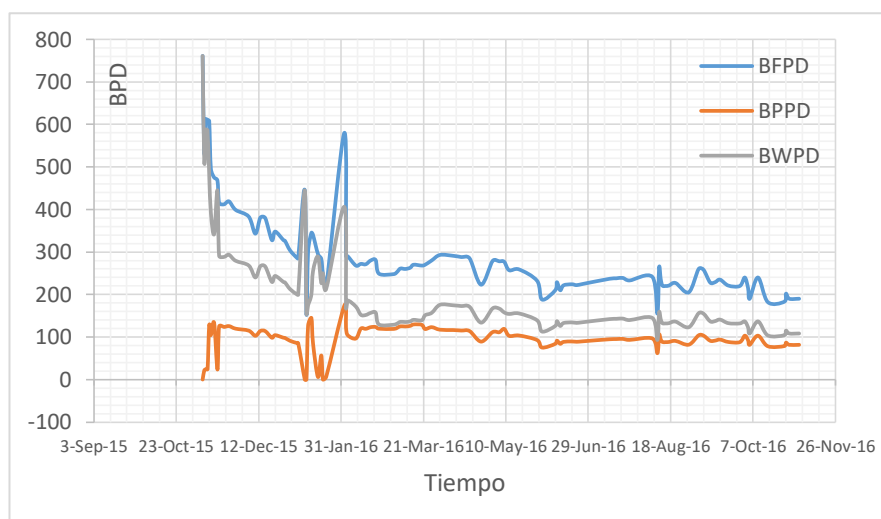


Figura 3.16 Históricos de producción después de 2 WO pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Ahora conociendo como es el historial real, se efectuará el segundo paso del esquema de producción.

Segundo, graficar la curva de declinación exponencial obtenida previo al trabajo de WO en el pozo 29.

Todas las curvas de declinación, se las obtuvo programando las ecuaciones de la sección 2.6.1.5.1 mediante el *software visual basic*.

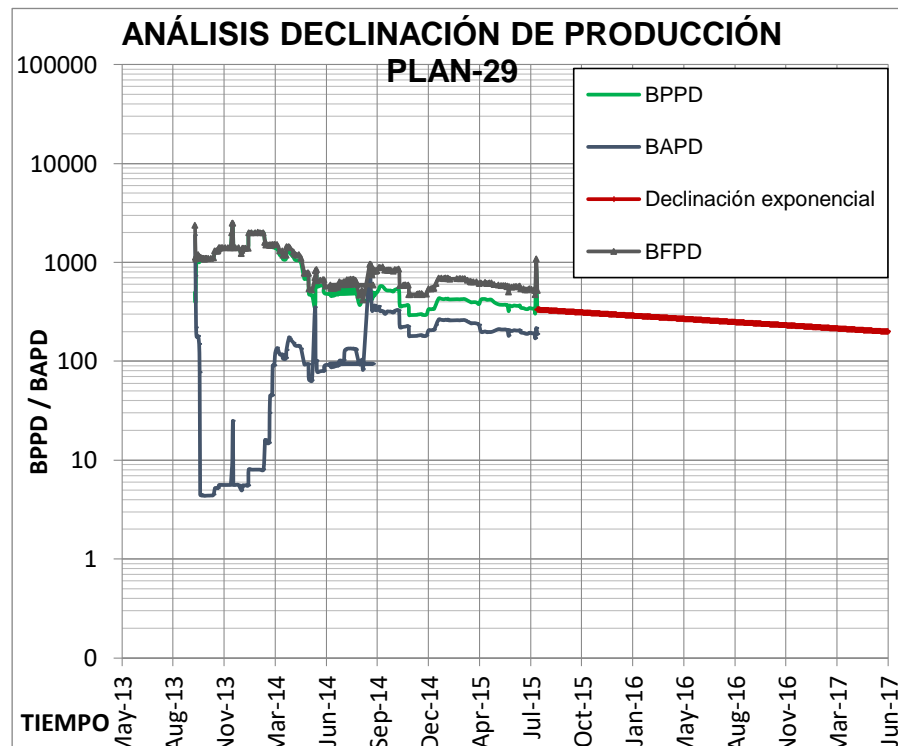


Figura 3.17 Curva de declinación previo a WO pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(*Software visual basic*)

El último punto a seguir es el determinar si los trabajos de WO fueron favorables, o no, se sigue con el punto número 3 del esquema de producción.

Tercero, correlacionando el histórico de producción después del EAM con la curva de declinación.

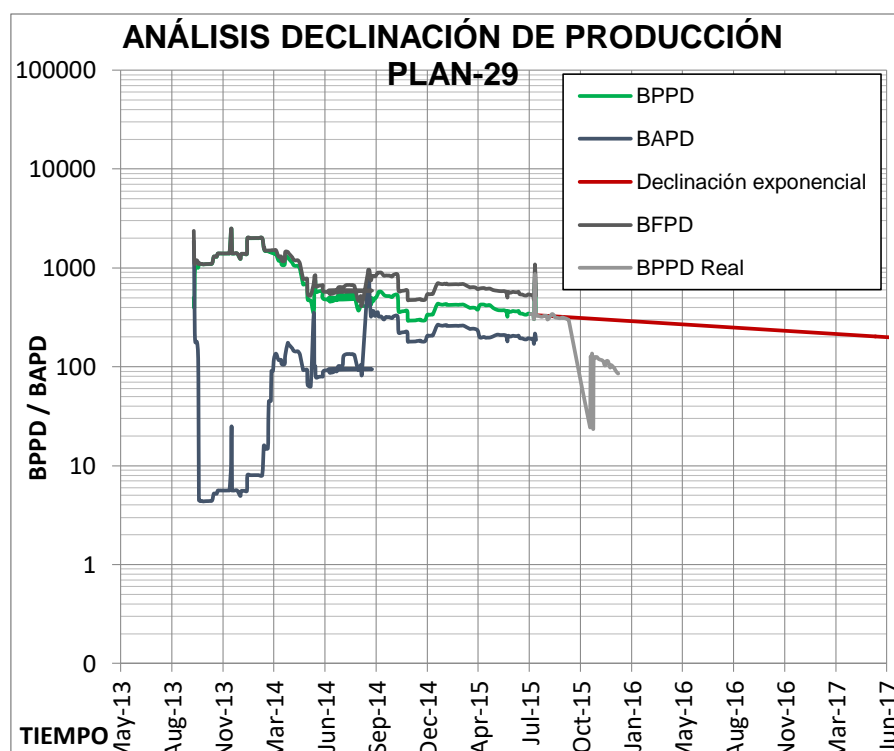


Figura 3.18 Correlación ente histórico de producción post EAM y curva de declinación pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Se confirma que el trabajo de EAM gráficamente no se aproxima con la declinación estimada, lo cual es un indicativo de que la operación no sea rentable.

Implementado el segundo trabajo de WO de limpieza de equipos de fondo, se obtiene la siguiente correlación.

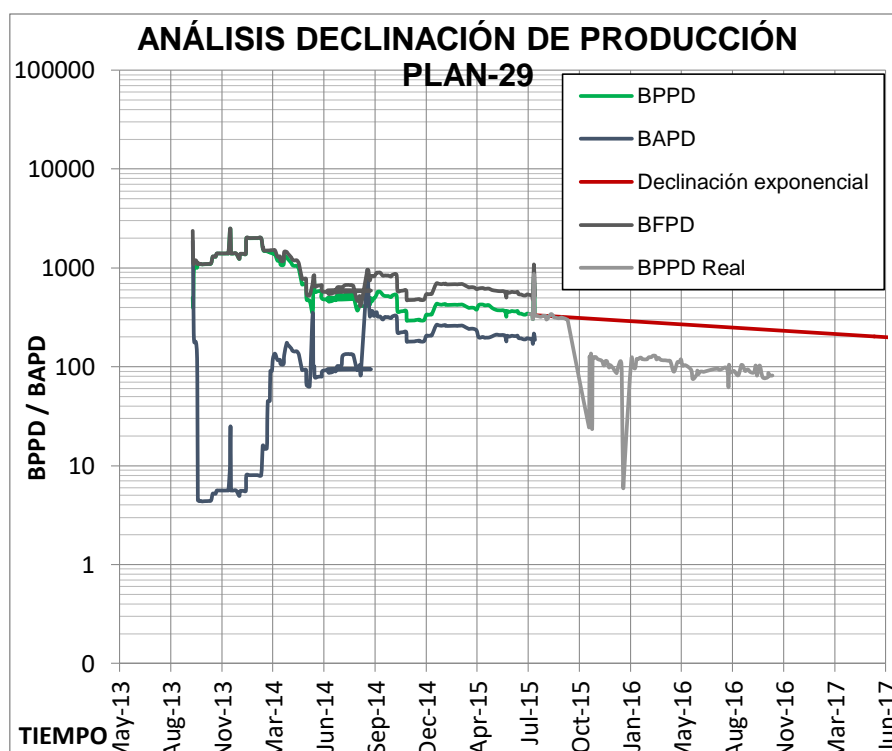


Figura 3.19 Correlación histórico de producción y curva de declinación exponencial pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

A pesar de que se logra recuperar la producción, es significativa la diferencia entre ambas curvas, indicando así que seguir interviniendo este pozo es totalmente desfavorable. Lo mejor es evaluar próximas actividades a realizar, logrando un mejor resultado.

3.6.2 Producción pozo 50 U

La operación efectuada con CTU fue limpieza de equipos de fondo de unidad BES. Siguiendo el esquema de producción, se tienen los siguientes puntos.

Cabe indicar que este es un pozo relativamente nuevo.

Primero, graficar el histórico de producción del pozo después de realizar operación de WO.

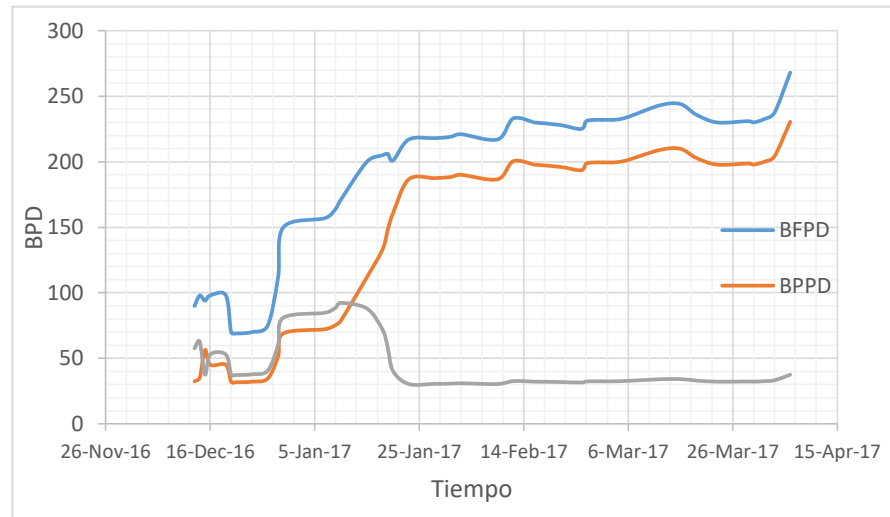


Figura 3.20 Histórico de producción posterior a WO pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Segundo, graficar la curva de declinación de la producción antes de realizar la limpieza de equipos de fondo y un año después de empezar su producción.

Para ello se hizo la proyección de declinación exponencial empleando datos desde el 6 de agosto del 2014 hasta el 14 de enero del 2015.

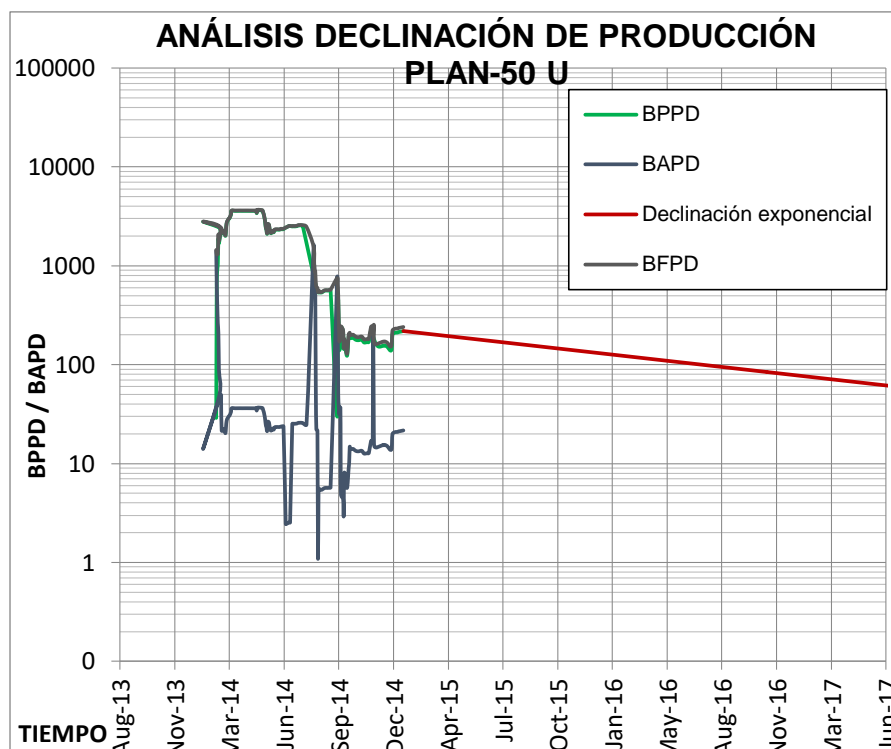


Figura 3.21 Curva de declinación previo WO pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Tercero, efectuando la respectiva correlación entre el histórico post limpieza de equipos de fondo del año 2016 con la curva de declinación exponencial del año 2014, se tiene:

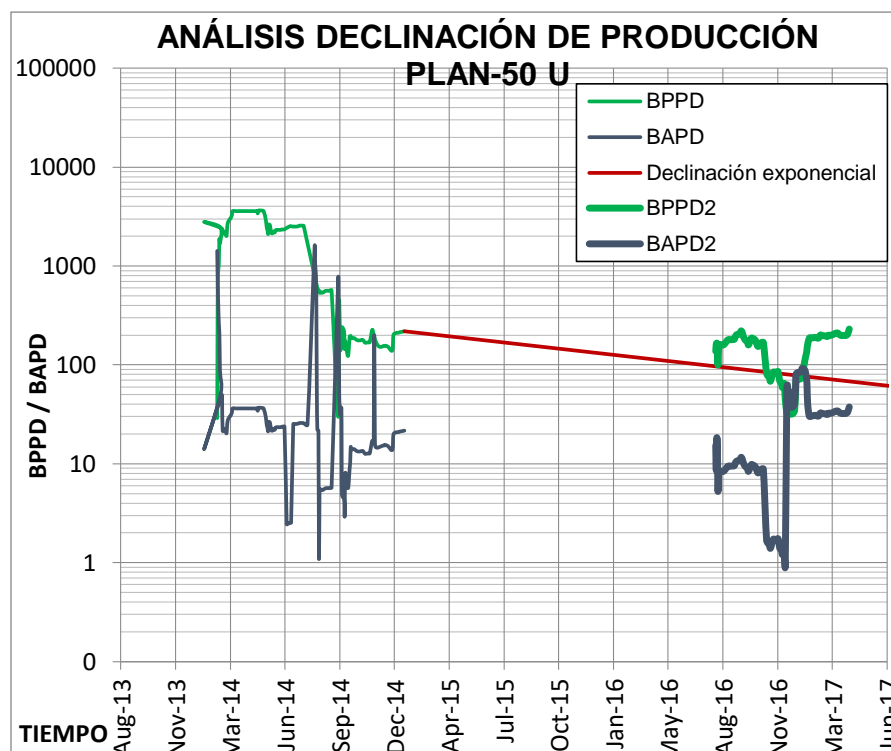


Figura 3.22 Correlación histórico de producción y curva de declinación exponencial pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

En este caso, la tendencia del histórico de producción se localiza por encima de la curva de declinación exponencial, a su vez posee una tendencia positiva en la producción respecto a la curva declinación, garantizando la rentabilidad de la operación en este pozo.

Los resultados que se obtuvieron posterior al WO en el pozo 50 U, se presentan en la tabla X.

Tabla X. Resultados obtenidos post WO limpieza pozo 50 U

Fecha	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW
18-Jan-17	205	133	72	35,0
19-Jan-17	206	148	58	28,0
20-Jan-17	201	161	40	20,0
23-Jan-17	217	187	30	14,0
28-Jan-17	218	187	31	14,0
31-Jan-17	219	188	31	14,0
2-Feb-17	221	190	31	14,0
9-Feb-17	217	187	30	14,0
12-Feb-17	233	200	33	14,0
16-Feb-17	230	198	32	14,0
16-Feb-17	230	198	32	14,0
21-Feb-17	228	196	32	14,0
25-Feb-17	225	194	32	14,0
26-Feb-17	231	199	32	14,0
28-Feb-17	232	200	32	14,0
1-Mar-17	232	200	32	14,0
5-Mar-17	233	200	33	14,0
12-Mar-17	243	209	34	14,0
16-Mar-17	244	210	34	14,0
19-Mar-17	236	203	33	14,0

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

3.7 Esquema de recurrencia

De modo similar al esquema de producción, con el esquema de recurrencia, se determinará la viabilidad y rentabilidad de los trabajos realizados con CTU en los pozos 29 y 50 U.

Con base a esto, se procederá a analizar si las actividades al ser de beneficio para el pozo, cuando sería el siguiente instante para repetir la acción correctiva, ayudando así a la producción.

Para determinar la recurrencia, se seguirán los siguientes pasos.

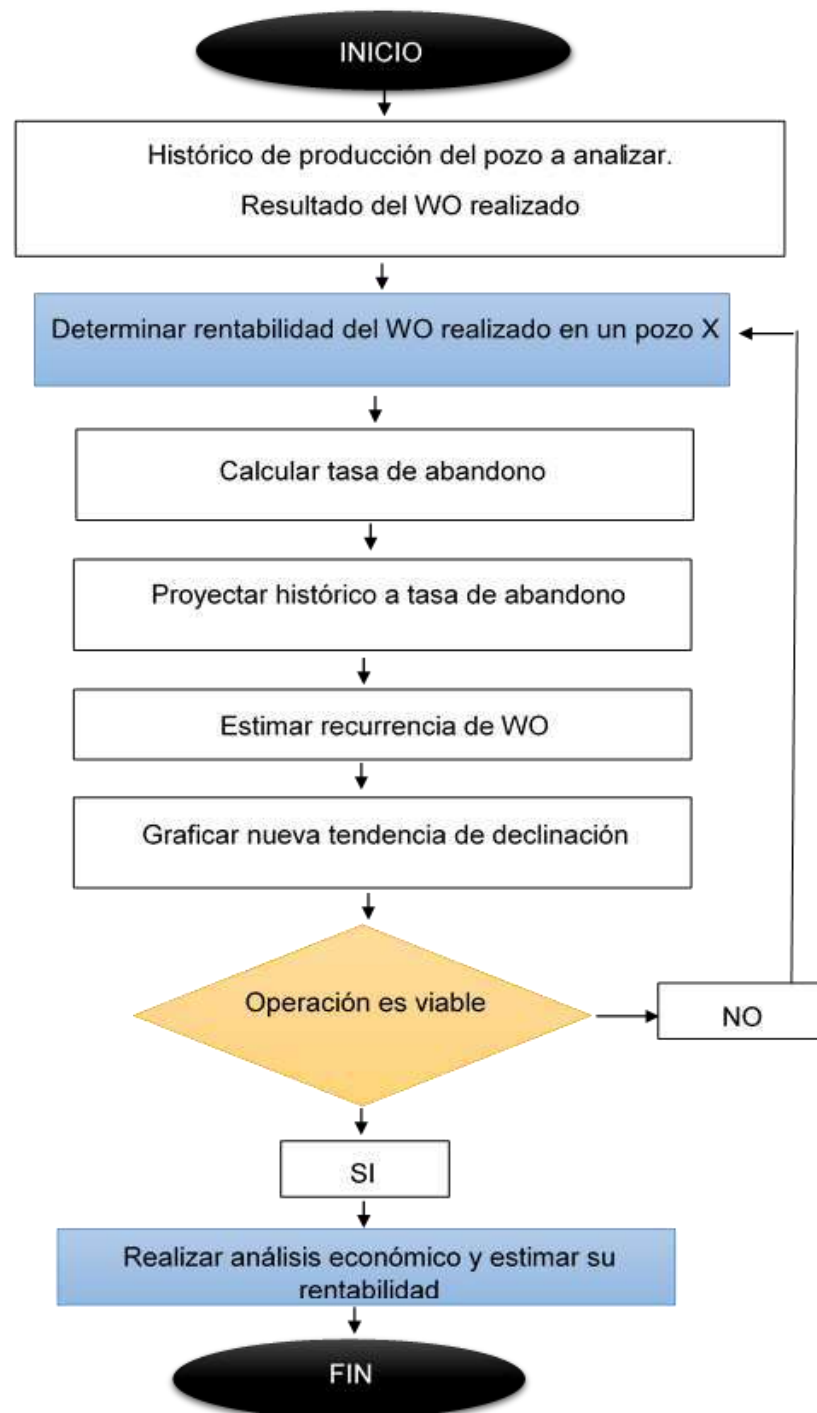


Figura 3.23 Diagrama de flujo para esquema de recurrencia

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.7.1 Recurrencia pozo 29

Siguiendo el esquema de producción, y obtener la recurrencia de los trabajos de WO con EAM.

Primero, determinar la tasa abandono a los que estará tendiendo el pozo siempre que no se realicen trabajos de reacondicionamiento previos.

Para la tasa de abandono, en este caso, debido al incremento respecto al %BSW, se procedió a realizar el siguiente cálculo.

$$q_L = q_f * (1 - BWS \text{ o } \%AyS)$$

$$q_L = 82 \text{ BFPD} * (1 - 0,57)$$

$$\mathbf{q_L = 35 \text{ BFPD}}$$

La proyección hacia la tasa de abandono después de realizar los trabajos de reacondicionamiento dio la curva de la figura 3.24.

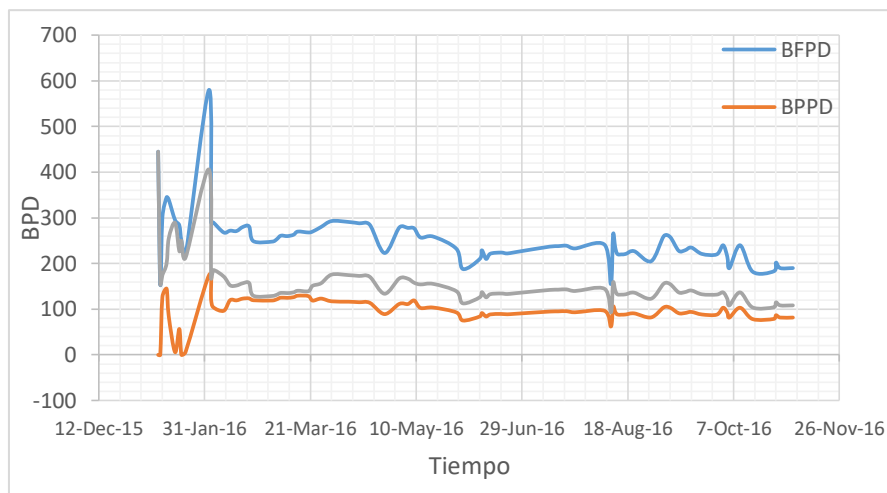


Figura 3.24 Proyección histórica de producción hacia la tasa de abandono pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Previo al trabajo de reacondicionamiento se presentó una tasa media de producción de 410 BPD.

Posterior al trabajo de EAM, la tasa decayó a un promedio de 94 BPD en solo 18 días de producción.

Bajo este esquema, fue desfavorable realizar el trabajo de WO de EAM, por ende, no se recomienda aplicar una recurrencia de esta actividad.

Tabla XI. Resultado de recurrencia operativa pozo 29

Parámetro	Magnitud	Unidad
Tiempo previo a efectividad	6	Días
Tiempo de rentabilidad	18	Días
Media aritmética de producción	94	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

3.7.2 Recurrencia pozo 50 U

Primero, determinar la tasa de abandono para las condiciones de producción de este pozo. En este caso, si es recomendable aplicar la recurrencia, debido a la efectividad de la actividad.

Para ello, de igual forma, por medio de la curva de declinación se estimará a donde tenderá el límite económico de este pozo, siempre que no se realice ningún trabajo con el tiempo y la producción decaiga con el tiempo.

El tiempo y tasa de abandono será:

Tabla XII. Tasa y tiempo de abandono pozo 50 U

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	0,5240	Calculado
Desde:	16/09/2014	Fecha inicio de análisis
Hasta:	17/09/2021	Fecha final de análisis
Tiempo de análisis:	7,00	Años
Caudal final:	5,5870	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(*Software visual basic*)

Como se puede apreciar, la producción alcanzará el límite económico en aproximadamente 7 años, a una tasa de 5,59 BBPD.

Graficando tanto la declinación respecto al tiempo y la tasa de abandono, se tiene la siguiente tendencia.

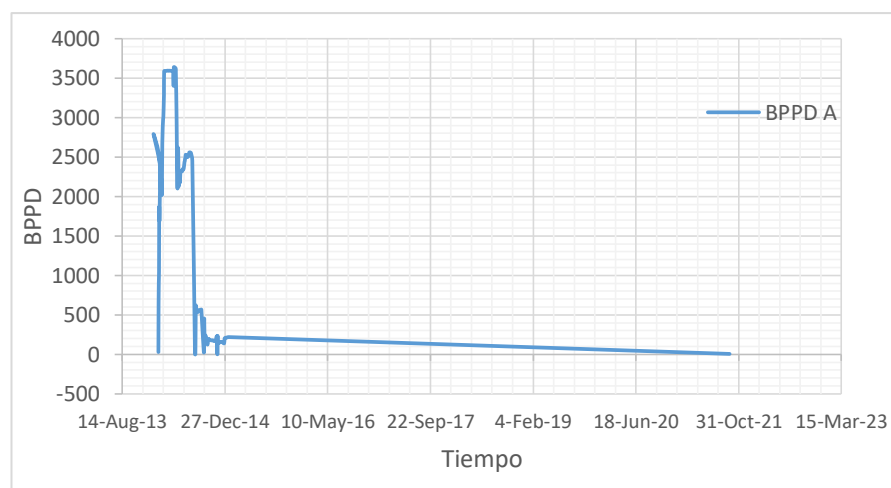


Figura 3.25 Proyección histórica de producción a tasa y tiempo de abandono pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Teniendo como referencia los trabajos de WO realizados, se estima que la producción promedio con los trabajos de reacondicionamiento deberán ser realizados cada dos meses aproximadamente, dando como resultados.

Tabla XIII. Resultado de recurrencia operativa pozo 50 U

Parámetro	Magnitud	Unidad
Tiempo previo a efectividad	12	Días
Tiempo de rentabilidad	47	Días
Media aritmética de producción	171	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Esto es lo que se puede recuperar en trabajos a futuro implementando los trabajos de WO de EAM y limpieza de equipos de fondo de BES.

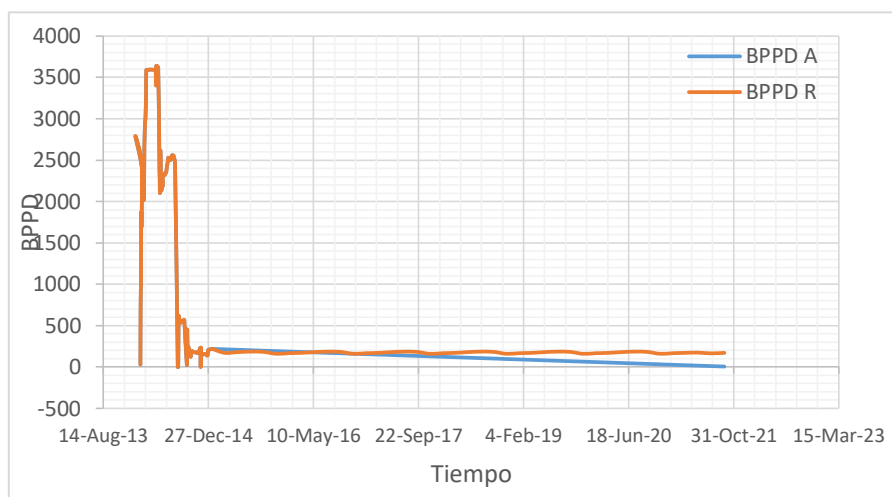


Figura 3.26 Correlación entre curvas hacia la tasa de abandono y tasa de recuperación por WO pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Bajos rasgos generales, fue más rentable elaborar trabajos de limpieza con CTU.

Se generó mejores resultados con mayores beneficios respecto a la producción, y en un futuro, como una vía garantizada para mantener la vida útil del pozo.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y RESULTADOS

Según los trabajos realizados en los pozos 29 y 50 del bloque 18 - Palo Azul, respectivamente las actividades de acidificación matricial de formación y limpieza de los equipos de fondo de la unidad BES, se analizaron los siguientes esquemas, obteniendo los posteriores resultados.

En base a las operaciones realizadas de EAM en el pozo 29, y limpieza de equipos de fondo de BES en el pozo 50 U, se han planteado los resultados bajos tres esquemas globales.

1. Declinación en el historial de producción
2. Producción y Recurrencia operativa
3. Análisis económico

En cada esquema se indicará si las operaciones con CTU en dichos pozos, fueron rentables y beneficiosas para la producción como para la economía del campo.

4.1 Producción y Declinación

Después de realizar los trabajos con CTU en dichos pozos, se tienen los siguientes escenarios para los pozos 29 y 50 U respectivamente haciendo una proyección de la declinación de la producción bajo escenarios de uno a tres años.

Es decir, que después de realizar los WO, se plantean los escenarios futuros que enfrentara la producción de dichos pozos.

4.1.1 Producción y declinación pozo 29.

Las operaciones realizadas y los resultados operacionales, se lo detallan en la tabla XIV.

Tabla XIV. Resultados operacionales post WO pozo 29

WO efectuados	Inicio de producción	BPPD promedio	%BSW promedio	Tiempo de efectividad (días)
WO1- EAM	20-Nov-15	103	72	18
WO2- Limpieza	02-Feb-16	107	60	40

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Respecto a la producción, y tal como se explicó en la sección 3.5.1, las operaciones de WO no fueron beneficiosas para la producción. En adición, a pesar de que el segundo WO favoreció en cierta forma al pozo 29, no fue suficiente para evitar un escenario de declinación progresiva en la producción, tal como se aprecia en la figura 3.14.

Planteando los esquemas a futuro de la declinación exponencial de uno a 3 años, se tienen los siguientes resultados.

Proyección dentro de un año

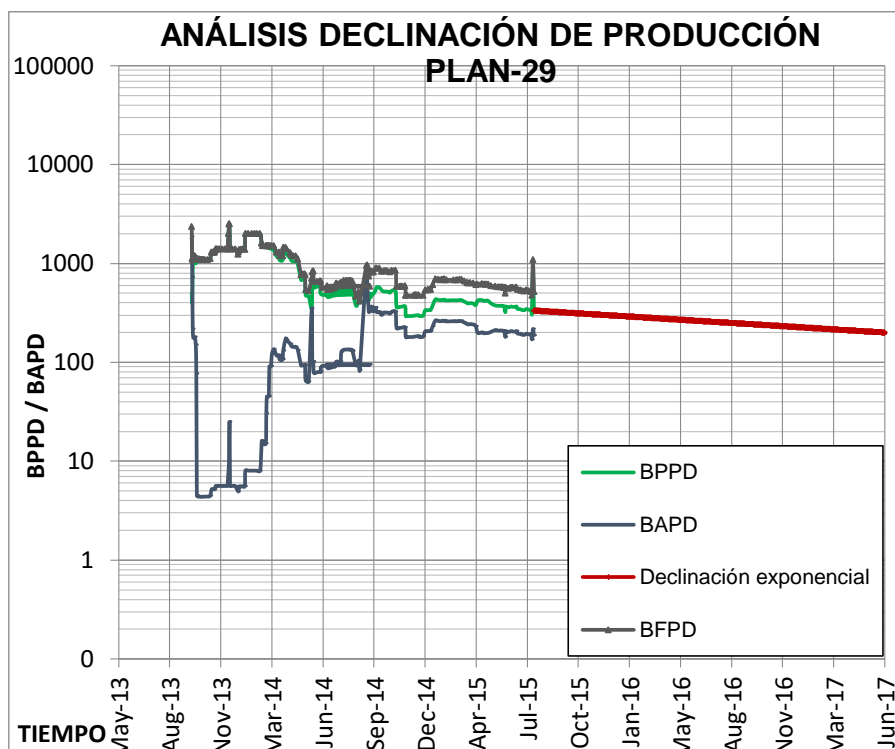


Figura 4.1 Curva de declinación exponencial a 1 año
pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Tabla XV. Resultados declinación exponencial a 1 año pozo 29

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	1,0066	Calculado
Desde:	16/01/2014	Inicio de análisis
Hasta:	21/01/2015	Final de análisis
Tiempo de análisis:	1,00	Años
Caudal final:	121,6304	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Proyecciones para dos y tres años posteriores a trabajos de WO:

Tabla XVI. Resultados declinación exponencial a 2 años pozo 29

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	1,1718	Calculado
Desde:	16/01/2014	Inicio de análisis
Hasta:	21/01/2016	Final de análisis
Tiempo de análisis:	2,00	Años
Caudal final:	31,9451	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Tabla XVII. Resultados declinación exponencial a 3 años pozo 29

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	1,1718	Calculado
Desde:	16/01/2014	Inicio de análisis
Hasta:	21/01/2017	Final de análisis
Tiempo de análisis:	3,00	Años
Caudal final:	9,8973	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

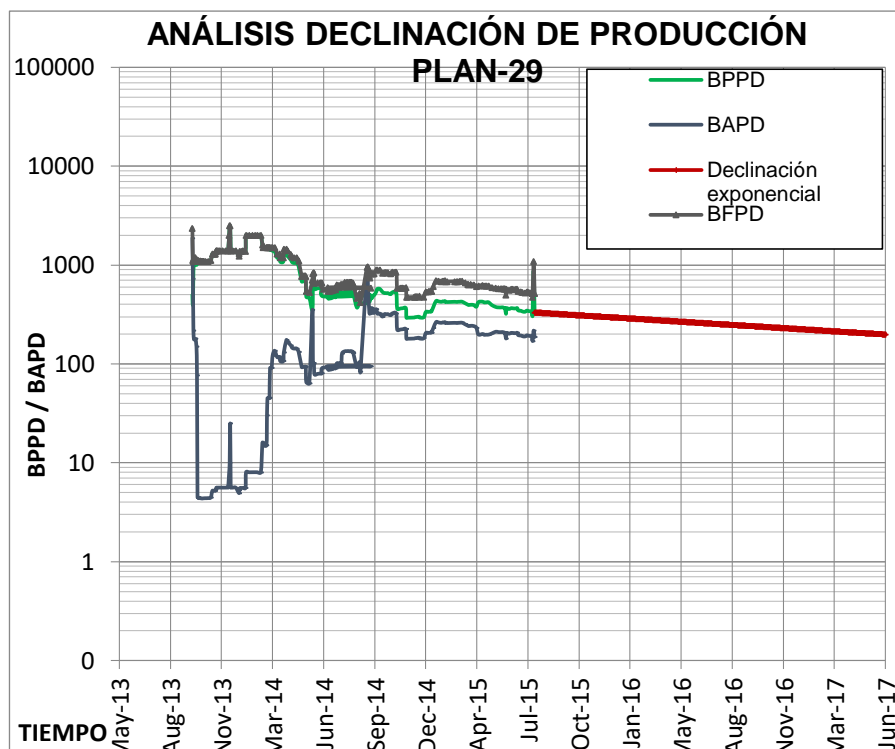


Figura 4.2 Curva de declinación exponencial a tres años pozo 29

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Siempre que no planteen nuevas propuestas de solución para escenarios futuros respecto a lograr incrementar la producción, en otras palabras, no se realicen futuros WO, la declinación será cada vez mayor, produciendo tasas menores, alcanzando tanto la tasa de abandono como el límite económico. Tal como fue el caso del pozo 29.

4.1.2 Producción y declinación pozo 50 U

Las operaciones realizadas, y sus respectivos trabajos operaciones, se detallarán en la tabla XVIII.

Tabla XVIII. Resultados operacionales post WO pozo 50 U

WO efectuados	Inicio de producción	BPPD promedio	%BSW promedio	Tiempo de efectividad (días)
WO1				
Limpieza-solvente	17-Sep-14	194	7	24
WO2 EAM	22-Nov-14	183	9	50
WO3				
Limpieza	30-Dic-16	160	27	57

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

En este caso, los trabajos realizados con CTU, fueron más productivos y benéficos que en comparación con el pozo 29. A su vez, se logró no solo tener una tasa de producción aproximada en el pozo, sino en adición, se presentó un menor porcentaje de BSW.

Los trabajos fueron exitosos tal como se lo demostró en la figura 3.15.

Del mismo modo, se procedió a elaborar los esquemas a futuros para 1 a 3 años, viendo como decaerá la producción del pozo 50 U sin trabajos de WO.

Declinación en uno y dos años, pozo 50 U:

Tabla XIX. Resultados declinación exponencial a 1 año pozo 50 U

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	0,0471	Calculado
Desde:	16/09/2014	Inicio de análisis
Hasta:	17/09/2018	Final de análisis
Tiempo de análisis:	1,00	Años
Caudal final:	219,8656	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Tabla XX. Resultados declinación exponencial a 2 años pozo 50 U

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	0,0471	Calculado
Desde:	16/09/2014	Inicio de análisis
Hasta:	17/09/2019	Final de análisis
Tiempo de análisis:	2,00	Años
Caudal final:	209,7400	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Declinación a tres años pozo 50 U:

Tabla XXI. Resultados declinación exponencial a 3 años pozo 50 U

Parámetros	Valor	Unidad
Declinación Exponencial:	0,0471	Calculado
Desde:	16/09/2014	Inicio de análisis
Hasta:	17/09/2020	Final de análisis
Tiempo de análisis:	3,00	Años
Caudal final:	200,0807	BPPD

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Debido a que la declinación, no presentó cambios significativos a futuro, la curva de declinación exponencial, fue prácticamente la misma.

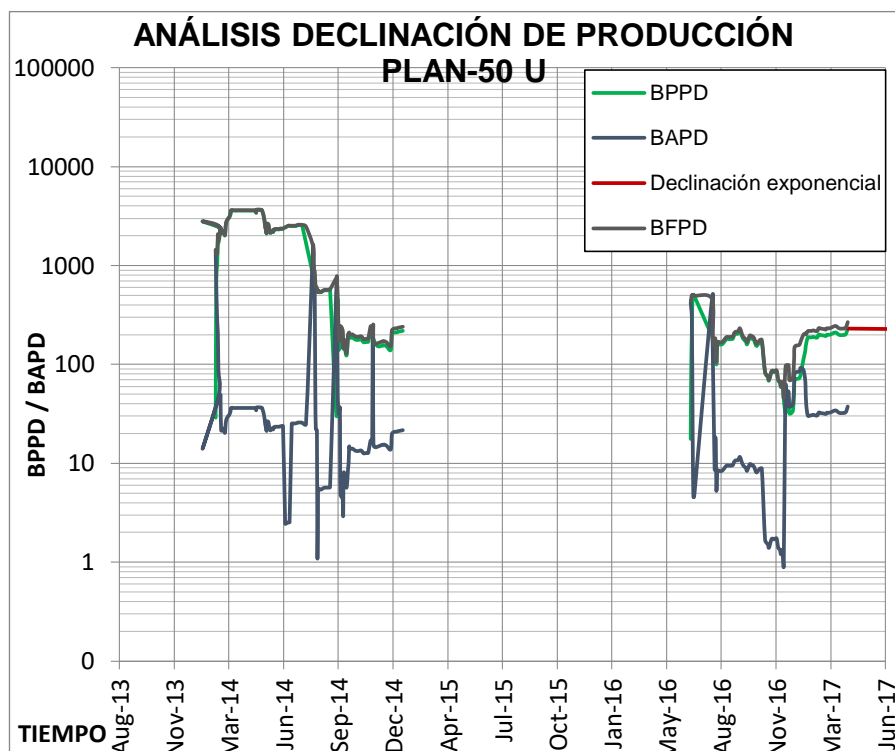


Figura 4.3 Curva de declinación exponencial de 1 a 3 años pozo 50 U

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

(Software visual basic)

Todos los trabajos de WO con CTU en el pozo 50 U, dieron resultados favorables. En base a esto, se puede plantear la recurrencia para este caso propuesto.

4.2 Recurrencia operacional

Descrito en secciones anteriores, la recurrencia busca estimar cada cuanto tiempo es beneficioso en la producción de un pozo repetir una actividad previamente hecha.

En base a esto, se tienen los siguientes resultados obtenidos de los pozos 29 y 50 U.

Tabla XXII. Resultados de recurrencia y efectividad operacional

Pozo y WO	WO realizado	Tiempo de efectividad (días)	Taza media aritmética (BPPD)	Efectividad de trabajo
29	1 EAM	18	103	NO
	2 Limpieza	40	107	SI
50	1 Limpieza	24	194	SI
	2 EAM	50	183	SI
	3 Limpieza	57	160	SI

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Finalmente esto permite concluir que las actividades de limpieza permiten un mejor desarrollo en la producción, dándole una menor declinación en su producción, prolongando su tiempo de vida.

Sin embargo estos principios son teóricos, debido a que no es recomendable aplicar estos esquemas sin conocer previamente el historial de un pozo, su antigüedad, locación, tipo de levantamiento, entre otros factores.

La recurrencia operacional propuesta, solo permite dar una idea general de lo que podría pasar en los pozos, especialmente aquellos que cuenten con levantamiento artificial tipo BES. Pero en casos particulares, este principio, no será viable.

4.3 Análisis económico

Mediante 2 tablas se resumirán los resultados obtenidos luego de calcular la producción acumulada a futuro y la producción real que se obtuvo.

También se muestra el beneficio económico obtenido en cada caso, así como el TIR y VAN en cada escenario para ambos pozos en análisis.

4.3.1 Resultados pozo 29

Tabla XXIII. Resultados obtenidos mediante producción acumulada pozo 29

Descripción	Información/Valor
Ecuación Línea de tendencia	$y = 0,00008*x^2 - 6,7496*x + 147932$
Intervalo de producción	21/08/2014 @ 03/10/2015
Total en días	408
Proyección de la producción	09/11/2015 @ 07/02/2016
Total en días de proyección	90
Precio promedio del barril en proyección	\$ 32,35
Barriles producidos en el periodo de proyección	29520
Ingresos totales	\$ 954.824,40
VAN del proyecto	\$ 848.458,78
Costo de la operación	\$ 96.186,51
Tasa de descuento anual	9%
TIR del proyecto	11%
Evaluación	Rentable
Periodo real de operación efectiva	09/11/2015 @ 05/01/2016
Días reales de operación efectiva	57
Barriles reales producidos durante el periodo	5994

Precio promedio del barril en proyección	\$ 32,35
Ingresos totales	\$ 193.890,12
VAN del proyecto	\$ 115.685,72
TIR del proyecto	3%
Evaluación	Poco rentable

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

4.3.2 Resultados pozo 50 U

Tabla XXIV. Resultados obtenidos mediante producción acumulada pozo 50 U

Descripción	Información/Valor
Ecuación Línea de tendencia	$y = 0,0048x^2 - 409,83x + 9000000$
Intervalo de producción	28/08/2016 @ 10/12/2016
Total en días	104
Proyección de la producción	13/12/2016 @ 12/04/2017
Total en días de proyección	120
Precio promedio del barril en proyección	\$ 51,91
Barriles producidos en el periodo de proyección	15000
Ingresos totales	\$ 778.590,00
VAN del proyecto	\$ 695.891,67

Costo de la operación	\$27,506.56
Tasa de descuento anual	9%
TIR del proyecto	24%
Evaluación	Muy rentable
Periodo real de operación efectiva	13/12/2016 @ 06/04/2017
Días reales de operación efectiva	114
Barriles reales producidos durante el periodo	17528
Precio promedio del barril en proyección	\$ 66,86
Ingresos totales	\$ 1.171.904,70
VAN del proyecto	\$ 868.460,88
TIR del proyecto	10%
Evaluación	Rentable

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

4.4 Comparativo diario – mensual

Adicionalmente, se detallará el comparativo diario/mensual de la tasa interna de retorno que tendrá el bloque 18, debido a los trabajos realizados de forma diaria y mensual y valor actual neto.

Esto permitirá entender como debió ser la proyección de rentabilidad de las actividades de WO en los pozos 29 y 50 U.

Tabla XXV. Comparativo diario - mensual VAN y TIR pozo 29

Pozo 29				
Tasa efectiva anual	Tasa efectiva diaria		Tasa efectiva mensual	
9%	0,0236%		0,7207%	
	Proyección		Producción real	
	Diario	Mensual	Diario	Mensual
TIR	11%	256%	3%	67%
VAN	\$848458,78	\$843241,56	\$115685,72	\$114562,34

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

Tabla XXVI. Comparativo diario - mensual VAN y TIR pozo 50 U

Pozo 50 U				
Tasa efectiva anual	Tasa efectiva diaria		Tasa efectiva mensual	
9%	0,0236%		0,7207%	
	Proyección		Producción real	
	Diario	Mensual	Diario	Mensual
TIR	24%	475%	10%	67%
VAN	\$695891,67	\$691205,29	\$868460,88	\$862566,65

Fuente: Prado G., Torres M., 2017.

4.5 Discusión final

En resumen, la operación en el pozo 29, no fue exitosa debido a la gran presencia de caolinita, la cual dañó a la formación y continuando con su migración hacia el pozo.

Debido a este motivo es que no se observa una mejoría en la productividad post WO, lo cual implicó en implementar un segundo WO, que a pesar de sopesar un poco el declive de la producción, no pude evitar el resultado inminente, y al final fue no exitoso.

Por otro lado, la operación en el pozo 50 U, refleja un notorio cambio, y sobre todo favorable para la producción, lo cual hace que la operación se exitosa, tanto en la proyección como en la producción real reflejada en el histórico Post WO, haciéndola un escenario viable y económicamente rentable.

Dependiendo del escenario que se tiene, y la problemática a resolver, el CTU es una opción de gran beneficio y aporte para múltiples trabajos en el bloque 18.

Y recordando que el análisis de recurrencia propuesto, solo es válido teóricamente, ya que para lograr una solución contundente, se debe de tomar en consideración todos los posibles escenarios que puedan afectar directamente en el aporte de los pozos.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Se logró determinar si las operaciones fueron exitosas o no a corto plazo analizando la tasa de recobro y la utilidad generada en cada pozo, teniendo como resultado que la operación del pozo 29 fue no exitosa y la del 50 exitosa.

La operación de limpieza de equipo BES con CTU es una alternativa económicamente viable evitando el *pulling* completo, y del mismo modo con EAM ya que puede realizarse por medio de la camisa.

El problema en el pozo 29, se le adjudica a una sobredosis de HCL, la cual en lugar de remediar la formación, la daño, generando más taponamientos e inconvenientes en el motor y bomba del BES.

A pesar de realizar un segundo WO de limpieza de equipos en el pozo 29, no fue suficiente para evitar la declinación progresiva en la producción.

En el pozo 50 U, debido a problemas en la arena H, fue necesario aislar esta arena, e implementar nuevas acciones optando por perforar la arena U.

Posterior al trabajo con CTU, se logró un incremento en la producción del pozo, asegurando su vida útil.

La combinación limpieza de equipos de fondo y posteriormente EAM, dio un resultado favorable al pozo 50 U, y debido a la reducción de presencia de componentes sólidos en la producción, lo que permitió una dosis de HCL, controlada y dentro del rango óptimo, asegurando un mejor resultado.

El WO de EAM en el pozo 29, no fue favorable, debido a que la producción decreció de más de 300 BPPD a solo 103 BPPD en el año 2014. Mientras que la limpieza de BES con CTU, dio una mejoría de producción de más de 160 BPPD en el pozo 50 U.

Respecto al análisis de recurrencia, dio resultados favorables en el incremento de la producción aplicando primeramente limpieza de equipos, y posteriormente EAM.

El análisis de recurrencia propuesto, solo puede planteado de forma teórica, debido a que no se puede asumir un estado constante e ideal para un pozo, y por ende la producción sea como sea decaerá con el tiempo. De igual forma,

analizar este esquema para otros pozos, no es factible, debido a las enormes diferencias que pueden existir entre sus características.

Respecto al ingreso que genero el pozo, genero una tasa interna de retorno del 3%, mientras se esperaba que esta fuera de 11% diario; mientras que en el pozo 50 U fue todo lo contrario, ya que esta fue del 10% diario, demostrando el gran aporte que brinda el CTU al bloque 18.

Se logró una alta rentabilidad económica por parte de los trabajos propuestos con CTU, aportando en otros casos y otras operaciones en el bloque 18, siendo una herramienta eficiente, eficaz, y sobre todo, rentable.

Las características del campo dan favorables la utilización de métodos de recuperación de la producción con tecnología CT.

RECOMENDACIONES

En los pozos donde una operación ya sea de limpieza de equipos de fondo del BES o realizar EAM, fue exitosa, se recomienda realizar un estudio profundo para poder determinar si es viable o no estimular el mismo pozo bajo las mismas condiciones u otro con mismas propiedades.

Las características del bloque 18 son favorables para implementar métodos de recuperación de la producción con CTU, sin embargo se recomienda tener en cuenta los principales problemas operacionales que puedan limitar o condicionar la operación.

Se recomienda realizar limpiezas frecuentes de los equipos de fondo del BES con CTU previniendo problemas y complicaciones a futuro que propicie el uso de una torre de reacondicionamiento o incluso una decisión de abandono del pozo.

Se recomienda monitorear constantemente la producción, implementando la química adecuada para prevenir problemas de taponamiento o daños a la formación, que posteriormente requieran una EAM, que termine en un

resultado no exitoso provocando graves pérdidas tanto en producción como económicas.

En caso de realizar un EAM, tener precaución con la dosificación necesaria para ayudar a la formación, y no generar un escenario de daños y pérdidas en la producción, tal como se vio en el pozo 29.

Un análisis de recurrencia puede ser una vía útil para plantear un enfoque adecuado antes de intervenir en un pozo, pero no puede garantizar que un escenario favorable se repita en otros pozos, dado a que esto es una situación ideal.

Analizar todos los recursos, todas las opciones, y todos los escenarios posibles para solventar los problemas que se puedan presentar en la producción de los pozos. Esto puede garantizar al máximo el trabajo a realizar, garantizando resultados de beneficio.

ANEXOS

ANEXO A

PRUEBAS Y RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO 29

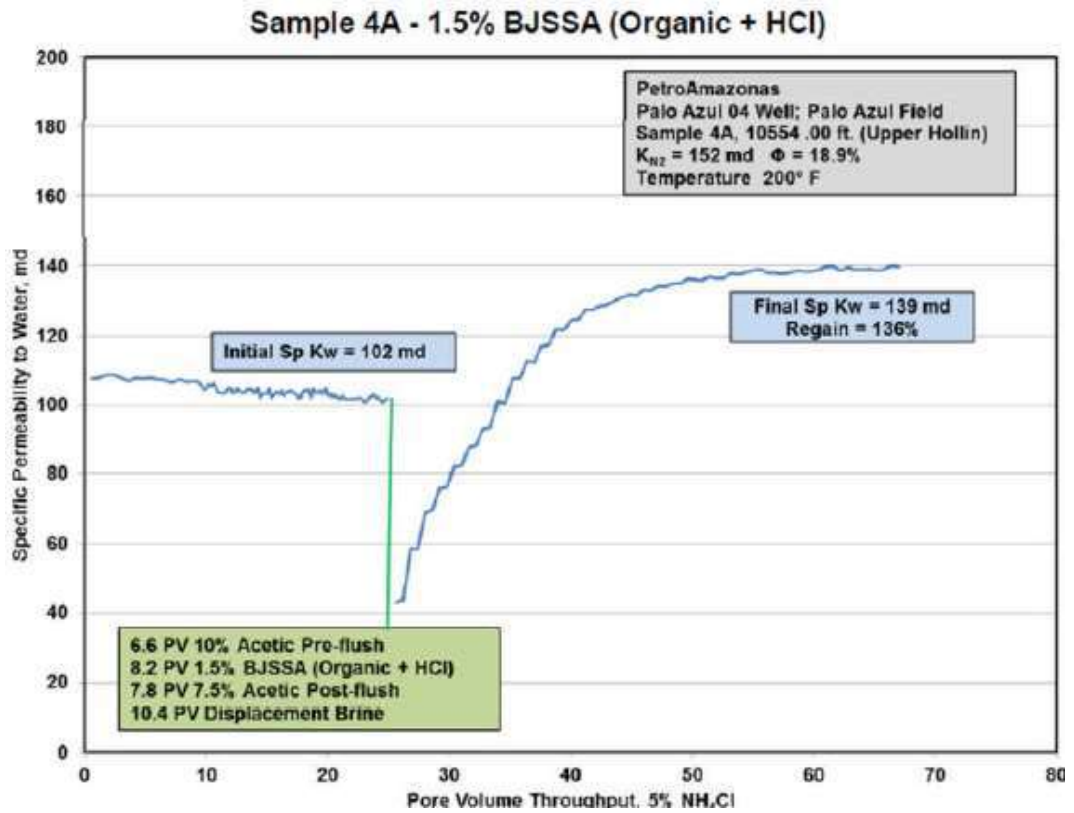
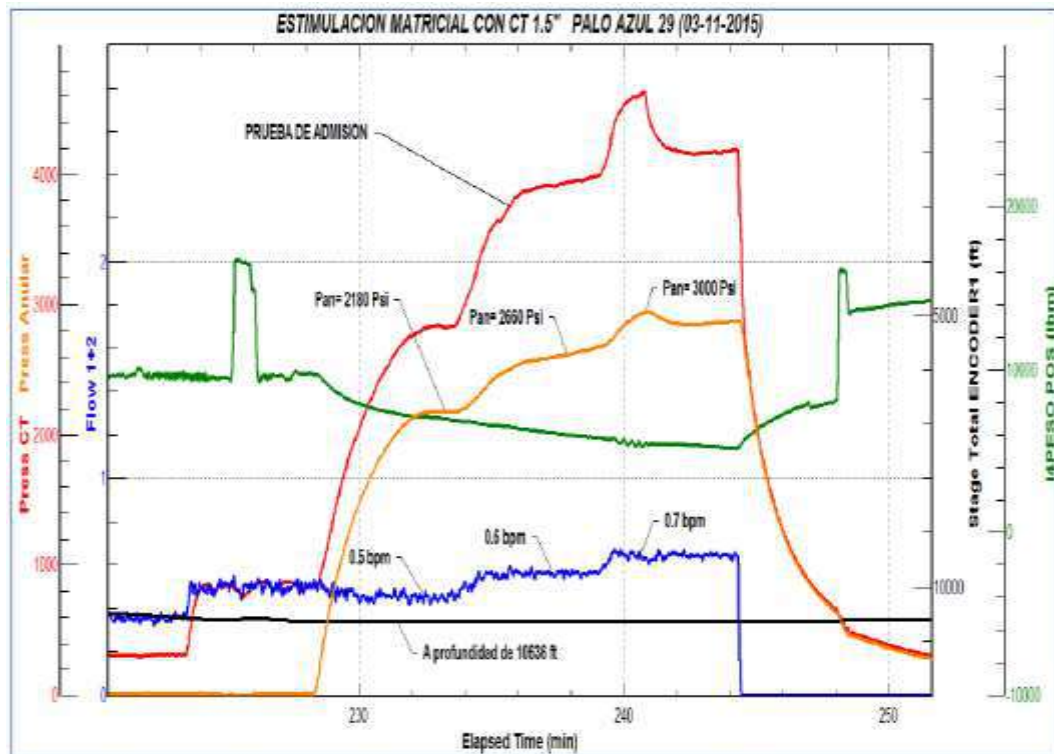


FIGURA A-1 TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN CON BJSSA / HCL / HF

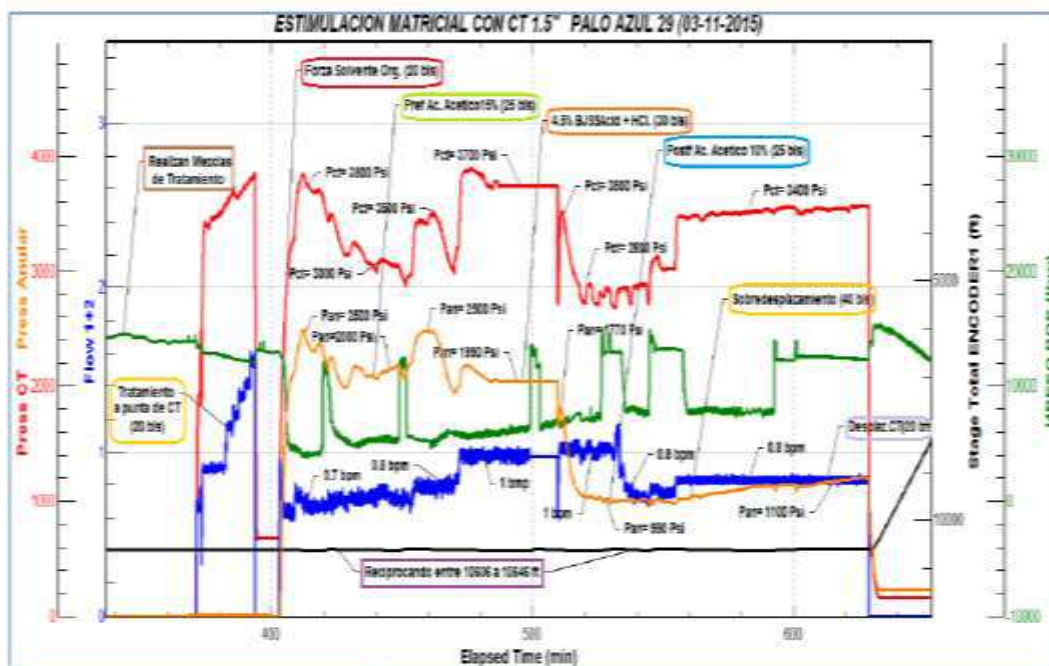
Fuente: Petroamazonas EP, 2017.



Graf. 2 → A profundidad de 10636 ft, realiza Prueba de Admisión a diferentes caudales: 0.5 bpm con presión anular de 2180 Psi, 0.6 bpm con presión anular de 2660 Psi y 0.7 bpm con presión anular de 3000 Psi

FIGURA A-3 PRUEBA DE ADMISIÓN A DIFERENTES CAUDALES BAJO LA PRIMERA PROPUESTA

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.



Graf. 3 → A profundidad de perforados realiza tratamiento de Estimulación Matricial. Con CT a 10606 ft, forzan 20 bis de Solvente orgánico, 25 bis de Preflujo Ac Acético 15%, 30 bis de 4.5% BJ Sand Stone Acid Org + HCl, 25 bis de Post Flujo Ac. Acético 10%, 40 bis de Fluido Sobredesplazamiento y 20 bis de Desplazamiento de CT. Durante la intervención se reciprocado a lo largo del intervalo de 10606 a 10646 ft. Finalmente saca CT a superficie.

FIGURA A-4 RESULTADO OBTENIDO CON ACIDIFICACIÓN MATRICIAL SEGUNDA PROPUESTA

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

ANEXO B

ESQUEMAS DE ENSAMBLAJES DEL CTU EN LOCACIÓN

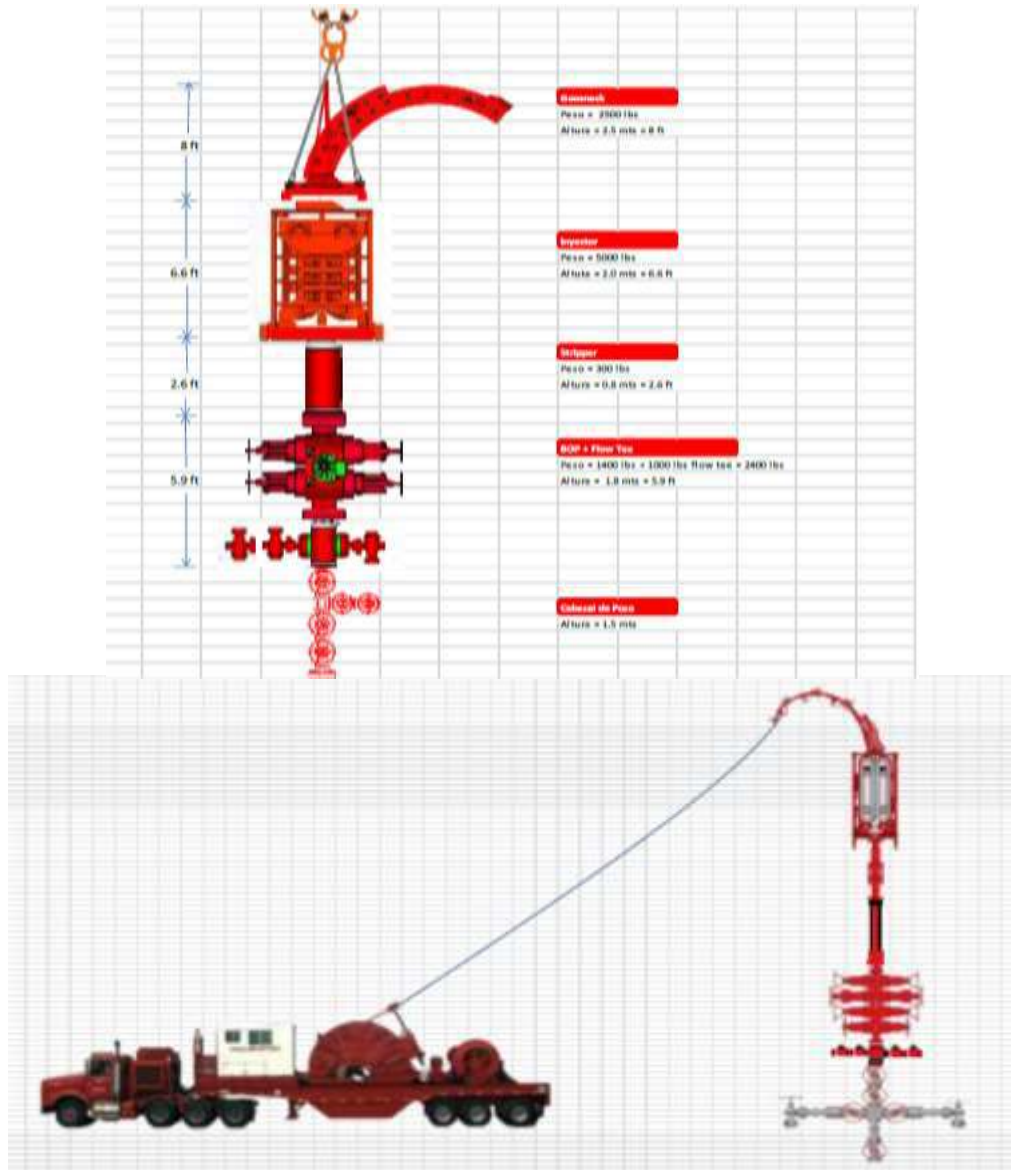


FIGURA B-1 POSICIONAMIENTO DEL CTU EN LOCACIÓN

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

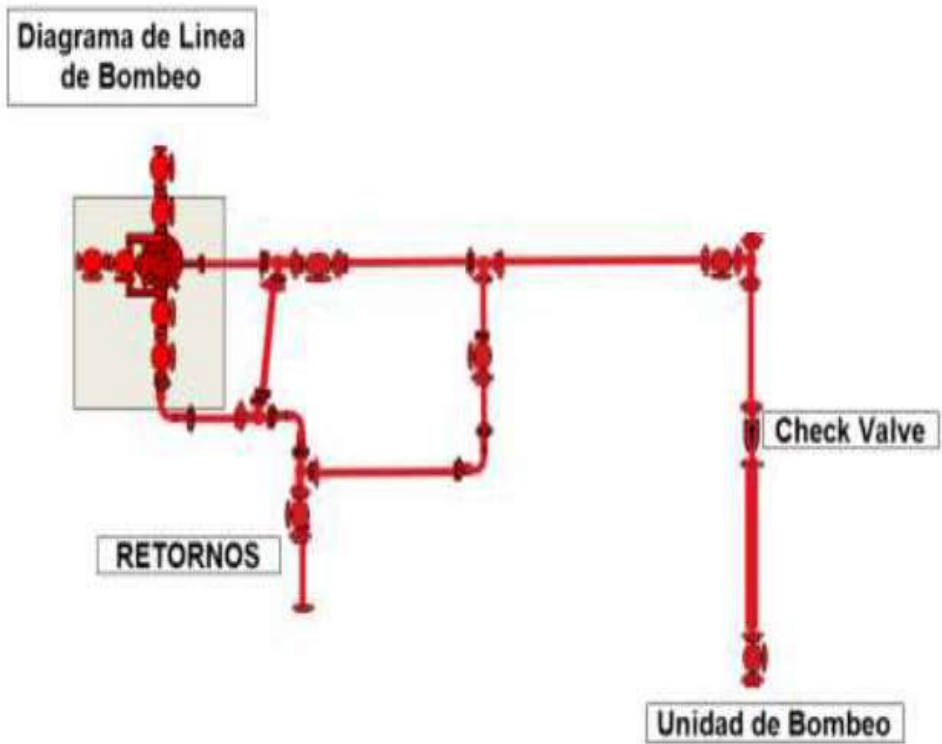


FIGURA B-2 DISEÑOS LÍNEAS DE FLUJO EN ENSAMBLAJE DE CTU

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

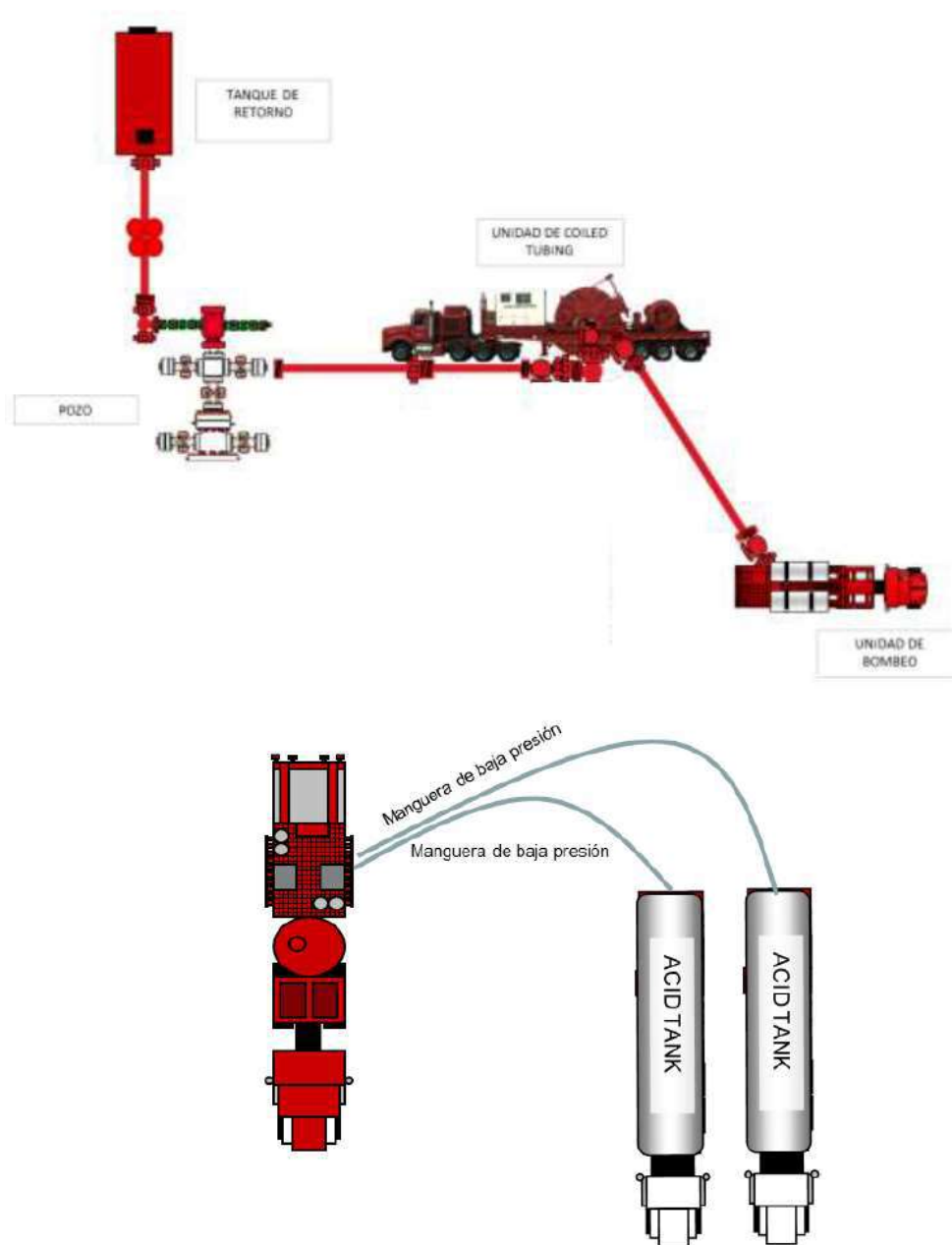


FIGURA B-3 ESQUEMA DE ALTA Y BAJA PRESIÓN EN LÍNEAS Y PUNTO DE ORIGEN DE INYECCIÓN DE ÁCIDO

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

ANEXO C

DATOS DE PRODUCCIÓN POZO 29 Y 50 Y PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 2014 - 2017

Precio promedio de crudo por mes					
Año	Mes	Mes-día	Precio promedio mensual		Precio promedio anual
2014	Enero	ene-14	\$ 104,74	96,25916667	\$ 96,26
	Febrero	feb-14	\$ 105,38	96,25916667	
	Marzo	mar-14	\$ 104,15	96,25916667	
	Abril	abr-14	\$ 104,28	96,25916667	
	Mayo	may-14	\$ 105,44	96,25916667	
	Junio	jun-14	\$ 107,90	96,25916667	
	Julio	jul-14	\$ 105,61	96,25916667	
	Agosto	ago-14	\$ 100,76	96,25916667	
	Septiembre	sep-14	\$ 95,98	96,25916667	
	Octubre	oct-14	\$ 85,07	96,25916667	
	Noviembre	nov-14	\$ 75,57	96,25916667	
	Diciembre	dic-14	\$ 60,23	96,25916667	
2015	Enero	ene-15	\$ 44,40	49,49916667	\$ 49,50
	Febrero	feb-15	\$ 54,06	49,49916667	
	Marzo	mar-15	\$ 52,47	49,49916667	
	Abril	abr-15	\$ 57,06	49,49916667	
	Mayo	may-15	\$ 62,15	49,49916667	
	Junio	jun-15	\$ 60,22	49,49916667	
	Julio	jul-15	\$ 54,14	49,49916667	
	Agosto	ago-15	\$ 45,46	49,49916667	
	Septiembre	sep-15	\$ 44,82	49,49916667	
	Octubre	oct-15	\$ 45,04	49,49916667	
	Noviembre	nov-15	\$ 40,50	49,49916667	
	Diciembre	dic-15	\$ 33,67	49,49916667	

2016	Enero	ene-16	\$ 26,50	40,67916667	\$ 40,68
	Febrero	feb-16	\$ 28,71	40,67916667	
	Marzo	mar-16	\$ 34,64	40,67916667	
	Abril	abr-16	\$ 37,85	40,67916667	
	Mayo	may-16	\$ 43,20	40,67916667	
	Junio	jun-16	\$ 45,82	40,67916667	
	Julio	jul-16	\$ 42,68	40,67916667	
	Agosto	ago-16	\$ 43,10	40,67916667	
	Septiembre	sep-16	\$ 42,89	40,67916667	
	Octubre	oct-16	\$ 47,86	40,67916667	
	Noviembre	nov-16	\$ 43,22	40,67916667	
	Diciembre	dic-16	\$ 51,68	40,67916667	
2017	Enero	ene-17	\$ 52,35	52,92833333	\$ 52,93
	Febrero	feb-17	\$ 51,68	52,92833333	
	Marzo	mar-17	\$ 52,35	52,92833333	
	Abril	abr-17	\$ 51,47	52,92833333	
	Mayo	may-17	\$ 49,17	52,92833333	
	Junio	jun-17	\$ 45,21	52,92833333	
	Julio	jul-17	\$ 46,93	52,92833333	
	Agosto	ago-17	\$ 49,61	52,92833333	
	Septiembre	sep-17	\$ 53,41	52,92833333	
	Octubre	oct-17	\$ 55,36	52,92833333	
	Noviembre	nov-17	\$ 60,74	52,92833333	
	Diciembre	dic-17	\$ 66,86	52,92833333	

TABLA C-1 PRECIO PROMEDIO DE CRUDO POR MESES

Fuente: Banco central del Ecuador, 2017.

Producción real pozo 29 en BPPD								
Noviembre	09-nov-15	21	Diciembre	01-dic-15	117	Enero	01-ene-16	89
	10-nov-15	24		02-dic-15	117		02-ene-16	89
	11-nov-15	24		03-dic-15	117		03-ene-16	89
	12-nov-15	128		04-dic-15	117		04-ene-16	86
	13-nov-15	104		05-dic-15	117		05-ene-16	86
	14-nov-15	119		06-dic-15	115			
	15-nov-15	133		07-dic-15	109			
	16-nov-15	78		08-dic-15	109			
	17-nov-15	23		09-dic-15	110			
	18-nov-15	125		10-dic-15	103			
	19-nov-15	124		11-dic-15	109			
	20-nov-15	125		12-dic-15	111			
	21-nov-15	124		13-dic-15	114			
	22-nov-15	125		14-dic-15	114			
	23-nov-15	125		15-dic-15	114			
	24-nov-15	126		16-dic-15	114			
	25-nov-15	125		17-dic-15	106			
	26-nov-15	124		18-dic-15	104			
	27-nov-15	122		19-dic-15	104			
	28-nov-15	120		20-dic-15	98			
	29-nov-15	117		21-dic-15	101			
	30-nov-15	117		22-dic-15	104			
				23-dic-15	101			
				24-dic-15	101			
				25-dic-15	101			
				26-dic-15	101			
				27-dic-15	98			
				28-dic-15	98			
				29-dic-15	94			
				30-dic-15	91			
				31-dic-15	91			

TABLA C-2 PRODUCCIÓN REAL DE PETRÓLEO POZO 29

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Producción real pozo 50 U en BPPD

FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
13-Dec-16	32	1-Jan-17	71	1-Feb-17	189	1-Mar-17	200
14-Dec-16	35	2-Jan-17	71	2-Feb-17	190	2-Mar-17	200
15-Dec-16	56	3-Jan-17	71	3-Feb-17	188	3-Mar-17	200
16-Dec-16	45	4-Jan-17	71	4-Feb-17	188	4-Mar-17	200
17-Dec-16	45	5-Jan-17	71	5-Feb-17	188	5-Mar-17	200
18-Dec-16	45	6-Jan-17	71	6-Feb-17	188	6-Mar-17	205
19-Dec-16	45	7-Jan-17	72	7-Feb-17	188	7-Mar-17	205
20-Dec-16	32	8-Jan-17	74	8-Feb-17	188	8-Mar-17	205
21-Dec-16	32	9-Jan-17	75	9-Feb-17	187	9-Mar-17	205
22-Dec-16	32	10-Jan-17	79	10-Feb-17	194	10-Mar-17	205
23-Dec-16	32	11-Jan-17	95	11-Feb-17	194	11-Mar-17	205
24-Dec-16	32	12-Jan-17	95	12-Feb-17	200	12-Mar-17	209
25-Dec-16	33	13-Jan-17	95	13-Feb-17	199	13-Mar-17	209
26-Dec-16	33	14-Jan-17	95	14-Feb-17	199	14-Mar-17	209
27-Dec-16	35	15-Jan-17	112	15-Feb-17	199	15-Mar-17	210
28-Dec-16	43	16-Jan-17	123	16-Feb-17	198	16-Mar-17	210
29-Dec-16	52	17-Jan-17	123	17-Feb-17	197	17-Mar-17	206
30-Dec-16	69	18-Jan-17	133	18-Feb-17	197	18-Mar-17	206
31-Dec-16	71	19-Jan-17	148	19-Feb-17	197	19-Mar-17	203
1-Jan-17	71	20-Jan-17	161	20-Feb-17	197	20-Mar-17	200
2-Jan-17	71	21-Jan-17	174	21-Feb-17	196	21-Mar-17	200
3-Jan-17	71	22-Jan-17	180	22-Feb-17	195	22-Mar-17	200
4-Jan-17	71	23-Jan-17	187	23-Feb-17	195	23-Mar-17	198
5-Jan-17	71	24-Jan-17	187	24-Feb-17	195	24-Mar-17	198
6-Jan-17	71	25-Jan-17	187	25-Feb-17	194	25-Mar-17	198
7-Jan-17	72	26-Jan-17	187	26-Feb-17	199	26-Mar-17	198
8-Jan-17	74	27-Jan-17	187	27-Feb-17	200	27-Mar-17	199
9-Jan-17	75	28-Jan-17	187	28-Feb-17	200	28-Mar-17	199
10-Jan-17	79	29-Jan-17	187			29-Mar-17	199
11-Jan-17	95	30-Jan-17	187			30-Mar-17	198
12-Jan-17	95	31-Jan-17	188				

TABLA C-3 PRODUCCIÓN REAL DE PETRÓLEO POZO 50

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

BIBLIOGRAFÍA

Anónimo. (2004). GUÍA práctica para recuperación de tuberías.

Anonymous. (20 de Noviembre de 2011). Estimulación por acidificación de pozos. Obtenido de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/acidificacion-de-pozos/>

Arps. (1945). Analysis of production *decline curves*. Texas.

Banco central del Ecuador. (2017). Precio del barril de petróleo, 2014 - 2017.

BJ service company. (2005). *Coiled tubing equipment correspondence course*. Tomball.

Fetkovich. (1987). *The Fetkovich type curves*. Pennsylvania.

Halliburton. (2015). *Hydra blast™ pro cleaning wellbore tubulars. 2*. Texas.

M. Wilson Kobe. (1976). *Introduction to hydraulic pumping*. California.

Madrid, M. (Agosto de 2013). BPD - Curvas de declinación de producción. Obtenido de <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bpd-curvas-de-declinacion-de-produccion.html>

Petroamazonas EP. (1999). Departamento de reservorios Ecuador TLC. Quito.

Petroamazonas EP. (2017). Operaciones de prueba con CTU. Lago Agrio.

Petroamazonas EP. (2017). Plan de seguimiento pozo 29 bloque 18 Palo Azul.

Petroamazonas EP. (2017). Plan de seguimiento pozo 50 H - U bloque 18 Palo Azul.

Ramírez, I. M. (21 de Julio de 2004). Bombeo electrosumergible: Análisis, diseño, optimización y problemas de disparo. *ESP oil international group*, (pág. 180). Monagas.

Schlumberger. (21 de Noviembre de 2016). Técnicas de recuperación: Corte de tubulares. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2016/11/tecnicas-de-recuperacion-corte-de.html>

Schlumberger. (Marzo de 2017). Cortador químico. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/chemical_cutter.aspx

Silva, A. D. (24 de Mayo de 2009). Curvas de declinación de producción.
EObtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html>