

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO COMPARADO DE JETS RÍGIDOS Y ROTATORIOS EN
LIMPIEZA DE TUBERÍA MEDIANTE COILED TUBING”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIEROS EN PETRÓLEOS**

**ARMIJOS ARIAS JESSICA LISBETH
jessicalisbetharmijos@gmail.com**

**MORALES MASAPANTA RICARDO ANDRÉS
randy-204@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. FRANKLIN GÓMEZ
franklin.gomez@epn.edu.ec**

Quito, Junio 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, JESSICA LISBETH ARMIJOS ARIAS, RICARDO ANDRÉS MORALES MASAPANTA, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

JESSICA LISBETH
ARMIJOS ARIAS

RICARDO ANDRES
MORALES MASAPANTA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jessica Lisbeth Armijos Arias y Ricardo Andrés Morales Masapanta, bajo mi supervisión.

ING. FRANKLIN GÓMEZ

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a Nuestra Madre Santísima por sostenerme siempre en mis momentos de debilidad y mostrarme el camino, que por más difícil que este fuera ellos siempre estarán conmigo.

A mis padres amados Washington y Lucia, mis ángeles que me tomaron como arcilla entre sus manos moldeándome de la manera correcta, siempre apegados a inculcarme principios de humildad, amor y tolerancia, los cuales se han visto reflejados en todo lo que soy, siendo mis padres el pilar fundamental de mi vida.

A mis familiares y amigos, aquellos seres maravillosos con los que compartí muchas vivencias en el trayecto de mi vida, aprendiendo grandes lecciones de vida, las cuales me enseñaran a mejorar con los días, en especial a la familia Constante Vaca por brindarme todo su apoyo incondicional, y por ser aquellos amigos que para mí se volvieron familia.

A Ricardo por su contribución y entrega para la realización del presente trabajo, gracias por ser un gran amigo y el hermano que nunca tuve.

A la Escuela Politécnica Nacional, campo de batalla que sirvió para la conquista de mis sueños, A los Ingenieros de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, los cuales fueron la herramienta de Dios para transmitirme conocimientos y me brindaron una amistad que durará para toda la vida.

A mi querido Director del Presente Trabajo el Ing. Franklin Gómez, que posee una gran calidez humana, supo guiar bien nuestro camino, nos brindó una sonrisa, y una mano amiga.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, a Baker Hughes, a Petroamazonas y a los ingenieros que hicieron posible mi sueño: María Loroña, Oscar Ponce, Pablo Armas, Patricio Eras; entidades y valiosas personas que nos colaboraron poniendo a disposición el valor incalculable de sus conocimientos, compartiendo nuestras dudas y ansiedades, haciendo que siempre surja una nueva esperanza.

Infinitamente Agradecida,
Jessi

AGRADECIMIENTOS

A Nuestro Señor Jesucristo por haberme cuidado y guardado durante toda mi carrera universitaria, por darme la sabiduría necesaria para poder realizar el presente trabajo, por haberme colocado en con personas idóneas, porque sin ellas fuera imposible haber sacado adelante este trabajo.

A mis queridos padres, Blanca Masapanta y José Morales, por nunca perder su fe en mí, por haberme provisto todo lo necesario durante toda mi vida, y por haberme enseñado a no desfallecer en tiempos de angustia.

A mis queridos hermanos: Jessenia, Kevin y Bryan y a mis sobrinos: Mateo y Tamara, por haberme siempre recibido con gran cariño al regresar a mi hogar. Que pese a la distancia siempre están en mi mente y oración.

A Jessica, mi gran compañera y amiga, por haberme dado la confianza en el desarrollo de este trabajo, porque a pesar de todo ha demostrado ser una gran persona en momentos donde no lo merecía.

A mi Alma Mater, Escuela Politécnica Nacional, por haberme nutrido de conocimiento esencial en mi vida académica y profesional, a los mis profesores de la Facultad de Ingeniería en Petróleos que fueron los medios por donde ese conocimiento fue impartido.

Al Ing. Franklin Gómez por habernos ayudado con la elaboración y dirección de nuestro trabajo, ya que sus conocimientos y experiencia han sido de gran ayuda en la realización del presente trabajo.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, a Petroamazonas, a Baker Hughes y de manera muy especial a los ingenieros: María Loroña, Oscar Ponce, Pablo Armas y Patricio Eras, por habernos colaborado con toda la información y logística indispensables en el desarrollo del presente trabajo.

Ricardo

DEDICATORIA

A Nuestros Padres Celestiales, por guiar nuestros pasos, darnos vida y esperanza en su infinito amor.

A mis Padres Washington y Lucia, por su comprensión, amor, esfuerzo y sacrificio que se ven reflejados en la persona que soy, siendo ellos mi alma y yo vida de su vida.

A toda mi familia y amigos, que siempre creyeron en mí, supieron brindarme una palabra de aliento, y me han acompañado en el transcurso de mi vida.

A aquel constante amor que siempre estuvo allí y pese a las adversidades, las circunstancias me enseñaron a ser muy fuerte.

Con amor,

Jessi

DEDICATORIA

A Nuestro Señor Jesucristo porque “Todo lo que hacéis, sea de palabra o de hecho, hacedlo todo en el nombre del Señor Jesucristo” (Colosenses 3:17)

A mis queridos padres Blanca Masapanta y José Morales, ya que fueron mi inspiración y ejemplo a lo largo de toda mi vida.

A mis queridos tíos Marco, Marcelo, Lina, Magdalena y Cecilia Masapanta, por haberme brindado su apoyo durante mi carrera estudiantil, a ellos les estoy muy agradecido.

A mi querida Iglesia Manada Pequeña y de manera especial a mi pastor Joffre Peña, por haberme guardado en sus oraciones.

A mis compañeros y amigos por hacer que mi estadía lejos de mi familia sea más confortable.

Ricardo

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XVI
RESUMEN.....	XVII
PRESENTACIÓN	XIX
CAPÍTULO I.....	1
GENERALIDADES RELEVANTES DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO OPERADOS POR PETROAMAZONAS, E IDENTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS FACTORES QUE PRODUCEN LA OBSTRUCCIÓN DE LAS PAREDES DEL TUBING.....	1
1.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO.....	1
1.1.1 CAMPO SHUSHUFINDI	1
1.1.1.1 Ubicación	2
1.1.1.2 Litología.....	2
1.1.2 CAMPO LIBERTADOR	3
1.1.2.1 Ubicación	4
1.1.2.2 Litología.....	4
1.2 FACTORES QUE PRODUCEN LA OBSTRUCCIÓN EN LAS PAREDES DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	5
1.2.1 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIÓN	5

1.2.2 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES.....	5
1.2.3 FORMACIÓN DE DEPOSITOS CALCÁREOS	6
1.2.3.1 Por depósitos de sedimentos.....	6
1.2.3.2 Incrustación de tipo cristalino o verdadero	6
1.2.3.3 Incrustación de tipo amorfas	8
1.2.4 TIPOS DE INCRUSTACIONES MINERALES	8
1.2.4.1 Carbonato de calcio (CaCO_3)	9
1.2.4.2 Sulfato de calcio (CaSO_4)	10
1.2.4.3 Cloruro de sodio (NaCl)	10
1.2.4.4 Otros depósitos.....	10
1.2.4.4.1 Fuentes del hierro en el agua	10
1.2.4.4.2 Incrustaciones de MgCO_3 y $\text{Mg}(\text{OH})_2$	11
1.2.4.4.3 Depósitos biológicos	12
1.3 PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	12
1.3.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN	12
1.3.2 MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE EN EL AGUA DE FORMACIÓN	12
1.3.3 MODELO DE ODDO Y TOMSON	13
1.3.3.1 Fase gas presente y pH desconocido.....	14
1.3.3.2 Ejemplo de cálculo	16
1.4 DISOLVENTES O REMOVEDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIONES	20
1.4.1 PARA PARAFINAS Y ASFALTENOS	20
1.4.2 PARA CARBONATO DE CALCIO.....	21
1.4.3 PARA SULFATO DE CALCIO	22
1.4.4 PARA COMPUESTOS DE HIERRO	23

CAPÍTULO II.....	24
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA CONVENCIONALES, NUEVAS TECNOLOGÍAS Y UTILIZACIÓN DE TRATAMIENTOS ÁCIDOS.	24
2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS	24
2.1.1 UNIDAD DE COILED TUBING	24
2.1.1.1 Límites operacionales del Coiled Tubing	25
2.1.1.2 Ventajas del uso del Coiled Tubing	26
2.1.1.3 Desventajas del uso del Coiled Tubing.....	27
2.1.2 HERRAMIENTAS DE LAVADO.....	27
2.1.2.1 Teoría básica del jet.....	28
2.1.2.2 Jet Vórtex	29
2.1.2.3 Jet Rotatorio	30
2.2 UTILIZACIÓN DE TRATAMIENTOS ÁCIDOS	31
2.2.1 TIPOS DE ÁCIDOS	33
2.2.2 QUÍMICOS EMPLEADOS EN LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS.....	33
2.2.3 DISCUSIÓN DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS	36
2.2.4 PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES.....	36
CAPÍTULO III.....	39
ESTUDIO COMPARADO DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA	39
3.1 INTRODUCCIÓN.....	39
3.2 TRABAJOS DE LIMPIEZA CON UNIDAD DE COILED TUBING Y JET VORTÉX.....	41
3.2.1 ANTECEDENTES.....	41
3.2.3 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS	41
3.2.4 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS	44

3.2.5 ANÁLISIS FÍSICOS-QUÍMICOS DE LOS POZOS.....	47
3.2.6 RECETAS QUÍMICAS EMPLEADAS EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS	49
3.2.7 SIMULACIONES DEL JET VORTÉX EMPLEADO EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS	49
3.3 TRABAJOS DE LIMPIEZA CON UNIDAD DE COILED TUBING Y ROTOJET	50
3.3.1 ANTECEDENTES.....	50
3.3.3 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS	50
3.2.4 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS	52
3.2.5 ANÁLISIS FÍSICOS-QUÍMICOS DE LOS POZOS.....	54
3.2.6 RECETAS QUÍMICAS EMPLEADAS EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS	54
3.3.7 SIMULACIONES DEL JET VORTÉX EMPLEADO EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS	56
3.4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	56
3.4.1 JET VÓRTEX.....	56
3.4.2 ROTO JET	57
CAPÍTULO IV	59
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	59
4.1 CONCLUSIONES GENERALES.....	59
4.2 CONCLUSIONES PARA LOS POZOS LIMPIADOS CON JET VÓRTEX. 60	
4.2.1 POZO LB-Y1	60
4.2.2 POZO LB-Y2	61
4.2.3 POZO LB-Y3	62
4.2.4 POZO SH-X1.....	63
4.2.5 POZO SH-X2.....	63

4.2.6	POZO SH-X3.....	64
4.3	CONCLUSIONES PARA LOS POZOS LIMPIADOS CON ROTO-JET ..	65
4.3.1	POZO LB-Y4.....	65
4.3.2	POZO LB-Y5.....	66
4.3.3	POZO SH-X4	67
4.3.4	POZO SH-X5	67
4.4	RECOMENDACIONES	68
	GLOSARIO.....	70
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73
	ANEXOS.....	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- 1: Ubicación Geográfica del Campo Shushufindi.....	1
Figura 1- 2: Ubicación Geográfica del Campo Libertador	3
Figura 1- 3: Nucleación Homogénea	7
Figura 1- 4: Nucleación Heterogénea	7
Figura 2- 1: Ubicación mecánica e intercambio de datos del CT.....	24
Figura 2- 2: Distribución de los esfuerzos presentes en la tubería flexible	26
Figura 2- 3: Esquema de las herramientas de limpieza.	32
Figura 3- 1: Producción acumulada mensual del Pozo Araza 5D del periodo septiembre del 2014 a agosto del 2015.....	45
Figura 3- 2: Producción acumulada mensual del Pozo Atacapi 15 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015.....	45
Figura 3- 3: Producción acumulada mensual del Pozo Secoya 27 del periodo octubre del 2014 a septiembre del 2015.....	46
Figura 3- 4: Producción acumulada mensual del Pozo Aguarico O1 del 27 del periodo septiembre del 2014 a agosto del 2015.....	46
Figura 3- 5: Producción acumulada mensual del Pozo Shushufindi 09 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015.....	47
Figura 3- 6: Producción acumulada mensual del Pozo Shushufindi 23 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015.....	47
Figura 3- 7: Producción acumulada mensual del Pozo Pichincha 14D año 2015.	52
Figura 3- 8: Producción acumulada mensual del Pozo Shushuqui 15 año 2015..	53
Figura 3- 9: Producción acumulada mensual del Pozo Shushufindi 81 del periodo diciembre del 2014 a noviembre del 2015.	53
Figura 3- 10: Producción acumulada mensual del Pozo Shushufindi 81 del periodo diciembre del 2014 a noviembre del 2015.	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- 1: Rangos del Índice de Saturación y Tendencia Incrustante	12
Tabla 1- 2: Carbonato diluido por galón de ácido a diferentes porcentajes en peso	21
Tabla 2- 1: Secuencia del tratamiento de limpieza	38
Tabla 3- 1: Antecedentes de los pozos en estudio	41
Tabla 3- 2: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Araza 5D	42
Tabla 3- 3: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Atacapi 15	42
Tabla 3- 4: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Secoya 27	43
Tabla 3- 5: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Aguarico Oeste 01	43
Tabla 3- 6: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Shushufindi 09	44
Tabla 3- 7: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Shushufindi 23	44
Tabla 3- 8: Análisis Físicos-Químicos de los pozos limpiados con Jet Vórtex	48
Tabla 3- 9: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza	49
Tabla 3- 10: Presiones de circulación del jet vórtex	49
Tabla 3- 11: Antecedentes de los campos de estudio con limpieza de Roto Jet ..	50
Tabla 3- 12: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Pichincha 14D	50
Tabla 3- 13: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Shushuqui 15	51
Tabla 3- 14: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Shushufindi 81	51
Tabla 3- 15: Historial de Reacondicionamiento del Pozo Shushufindi 136D	52
Tabla 3- 16: Análisis Físicos-Químicos de los pozos limpiados con Roto-Jet	55
Tabla 3- 17: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza	56
Tabla 3- 18: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza	56
Tabla 3- 19: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo de barril de \$ 70	57
Tabla 3- 20: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo real de barril	57
Tabla 3- 21: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo de barril de \$ 25	57

Tabla 3- 22: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.....	58
Tabla 3- 23: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril.....	58
Tabla 3- 24: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$25.....	58

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/T
ft	Pies	L
ft/s	Pies por segundo	L/T
ft/s ²	Pies por segundos al cuadrado	L/T^2
g/l	Gramos por litro	M/L^3
gpt	Galones por tonelada métrica	L^3M
in	Pulgada	L
in ²	Pulgadas cuadradas	L^2
Km	Kilometro	L
lb	Libra	M
Lb/in ²	Libra por pulgada cuadrada	M/L^2
Md	Milidarcys (0.001 darcys)	L^2
mg/l	Miligramos por litro	M/L^3
m/s	Metros por segundo	L/T
Ppm	Partes por millón	
Psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	M/LT^2
RPM	Revoluciones por minuto	
°C	Grados Celsius	T
°F	Grados Farenheit	T
°API	Grados API	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

En el CAPITULO I, se realiza una descripción de las generalidades relevantes de los campos: Shushufindi y Libertador, operados por Petroamazonas, de los cuales se especifica su ubicación geográfica y análisis litológico correspondiente. Como parte de estudio se incluyen los factores que producen la obstrucción en las paredes de la tubería de producción, para ello se describirá: la formación de depósitos calcáreos, los tipos de incrustaciones minerales y la predicción de la formación de incrustaciones. Además se resumirá los fluidos de limpieza para cada tipo de obstrucción presente en la tubería.

El CAPITULO II, se detalla las tecnologías aplicadas en la remoción de incrustaciones entre ellas, la Unidad de Coiled Tubing, Jet Vórtex (tecnología convencional rígida) y Roto-Jet (nueva tecnología), las cuales sirvan para minimizar la obstrucción por corrosión e incrustaciones, que ocasionan la reducción del diámetro interno de la tubería de producción. Además se describe la utilización de químicos y el diseño de tratamientos ácidos, los cuales servirán como un indicio para la formulación de los respectivos fluidos de limpieza para la remoción de incrustaciones.

En el CAPITULO III, se realiza una breve introducción de los pozos de estudio para conocer el BSW producido, debido a que la presencia del corte de agua genera una tendencia incrustante. Luego se verifica las completaciones de cada pozo para determinar el diámetro de la tubería de producción por donde transita la unidad de Coiled tubing.

En los historiales de reacondicionamiento y producción se examina los problemas presentados durante la vida productiva del pozo, los cuales dan un indicio de la existencia de la formación de incrustaciones y la caída de producción provocada por la reducción del diámetro interno de la tubería. Los cuales se caracterizan a partir de los respectivos análisis físicos químicos basados en el Modelo de Oddo Tomson, el cual establece el tipo de tendencia incrustante presente en la tubería de producción.

Además se presenta las simulaciones de fuerzas de la herramienta empleada y la presión de impacto del BHA de limpieza, para recomendar el mejor empleo de los jets para cada pozo, y se muestra el respectivo análisis económico con el propósito de determinar el incremento de ingresos a partir de la limpieza de la tubería de producción.

Finalmente en el CAPITULO IV, se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones de la aplicación de Jets rígidos y rotatorios para la limpieza de tubería de producción, con la finalidad de recomendar el jet de limpieza más idóneo que garantice la reducción de costos en la productividad Ecuatoriana.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación permitirá determinar las razones técnicas y económicas de los trabajos de limpieza de tubería de producción, en pozos productores de Petroamazonas, mediante el empleo de herramientas de limpieza convencional (jets rígidos) y nuevas tecnologías (jets rotatorios); esto debido a que al iniciar la producción de petróleo, las condiciones iniciales del reservorio se ven alteradas por el cambio de presión y temperatura.

En los últimos años, se han realizado importantes avances en el control y el tratamiento de incrustaciones. Adelantos tecnológicos como la aplicación de Coiled Tubing, con diferentes jets de limpieza que incorporan nuevos materiales abrasivos, ofrecen métodos rápidos y opciones efectivas en términos económicos para lograr un óptimo trabajo de limpieza en la tubería de producción.

Esto permitirá desarrollar la estrategia eficaz de la remoción de incrustaciones, para así evitar pérdidas de producción y gastos operacionales.

CAPÍTULO I

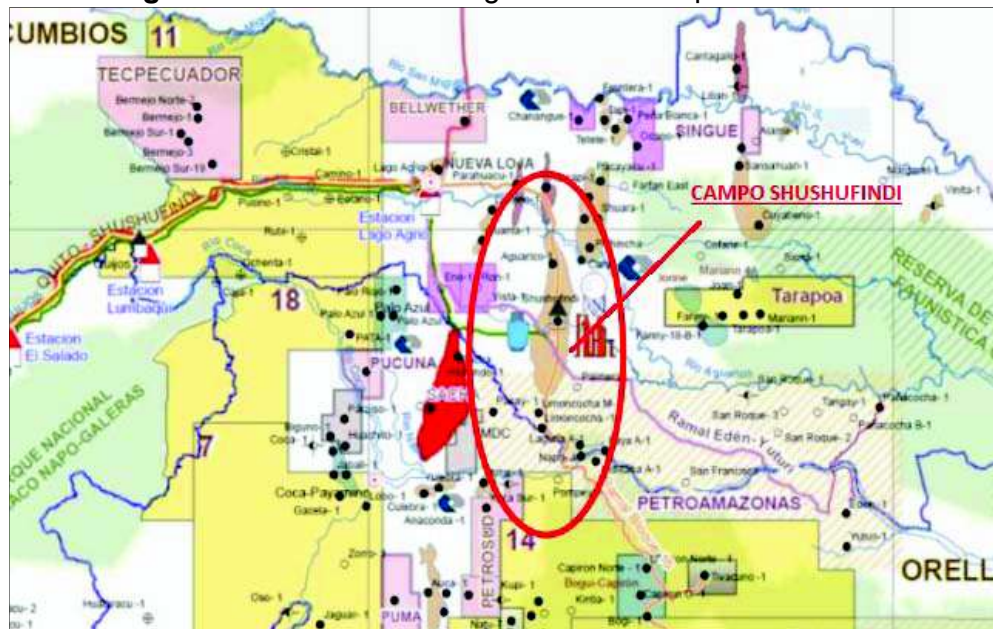
GENERALIDADES RELEVANTES DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO OPERADOS POR PETROAMAZONAS, E IDENTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS FACTORES QUE PRODUCEN LA OBSTRUCCIÓN DE LAS PAREDES DEL TUBING

1.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO

1.1.1 CAMPO SHUSHUFINDI

En 1969 el campo Shushufindi fue descubierto por Texaco Petroleum Company con el pozo Shushufindi. Hasta noviembre del 2007, se ha producido aproximadamente 1229 millones de barriles de petróleo, de gravedad entre 33°-27° API, contenido en las arenas “BT” y “U” respectivamente. (Ochoa, 2001)

Figura 1- 1: Ubicación Geográfica del Campo Shushufindi



Fuente: Departamento de Ingeniería Civil. EP. PETROECUADOR
Modificado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

1.1.1.1 Ubicación

Se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, geográficamente se extiende desde los 00° 00' 00" - 00° 19' 32" S y desde los 76° 35' 58" - 76° 42' 26" O.

Limitado al Norte por el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con el Bloque Tarapoa, véase figura 1.1. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

1.1.1.2 Litología

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior, los cuales se clasifican desde el punto de vista de producción de petróleo en:

- Reservorios principales como U inferior y T inferior, y
- Reservorios secundarios como U superior, T superior y Basal Tena.

Formación Napo

Arena "U"

Arenisca¹ cuarzosa, con presencia de feldespatos y fragmentos líticos. La caolinita es una arcilla predominante, presenta cementos silíceos, la porosidad es intergranular por disolución de feldespatos. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

¹ **Arenisca:** es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre.

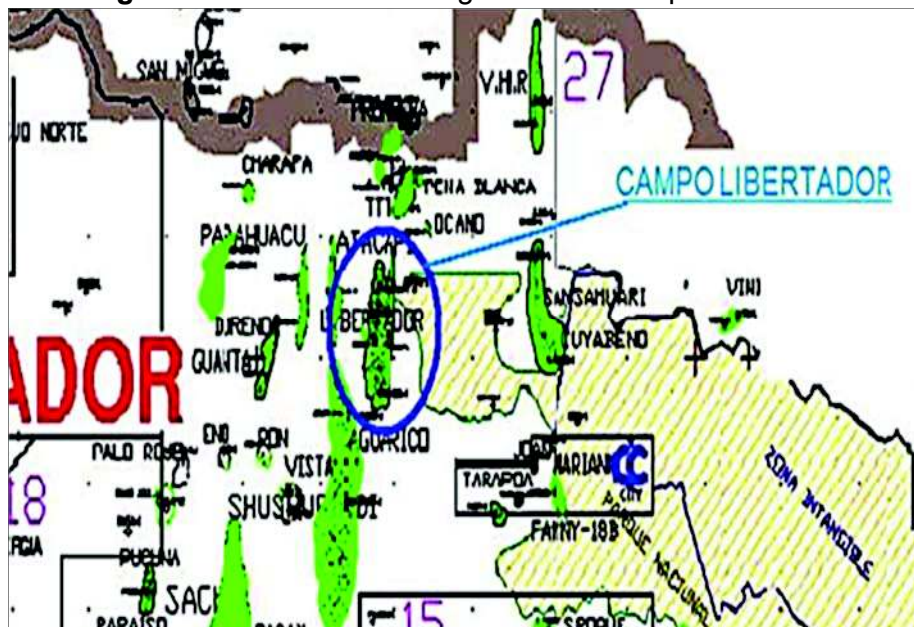
Arena "T"

Arenisca de grano medio a grueso con ocasionales finos similar a "U". La matriz es caolinítica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es intergranular y esporádicamente intragranular.

1.1.2 CAMPO LIBERTADOR

En 1982 fue descubierto por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), con la perforación del pozo exploratorio Secoya Oeste 1. Hasta Diciembre del 2002, se ha producido aproximadamente 266 millones de Barriles de petróleo, de gravedad entre 22° - 35° API, contenido en las arenas "U", "T" y "Basal Tena". (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

Figura 1- 2: Ubicación Geográfica del Campo Libertador



Fuente: Petroproducción

Modificado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

1.1.2.1 Ubicación

El campo Libertador, se encuentra ubicado dentro de la provincia de Sucumbíos, cantón Lago Agrio, geográficamente se extiende desde la latitud 00° 04" S - 00° 06' N y de 76° 33' 00" - 76° 36' 30" O.

Limitado al Norte con el Campo Tapi-Tetete, al Suroeste con el Campo Shushufindi Aguarico, al Este con el Campo Cuyabeno y al Oeste con el Campo Guanta-Dureno, véase figura 1.2. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

1.1.2.2 Litología

En este campo, su producción depende de las arenas de la formación Napo, las cuales son:

- Arena T
- Arena U

Formación Napo

Arena "T"

Arena cuarzo-glauconítica, de grano muy grueso a muy fino, presenta intercalaciones lutáceas y cemento calcáreo².

Arena "U"

Es una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada, e intercalaciones lutáceas bioturbadas hacia arriba y en parte micáceas. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

² **Calcáreo**: Aquel material u organismo que en su estructura contiene un alto porcentaje de carbonato de calcio.

1.2 FACTORES QUE PRODUCEN LA OBSTRUCCIÓN EN LAS PAREDES DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

1.2.1 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIÓN

Incrustación es la capa de residuos minerales que se forma en la superficie de un cuerpo, la cual es producto de reacciones químicas que dan origen a los precipitados³, los mismos que causan un exceso en la solubilidad de los componentes del sistema. Esto forma un depósito muy adherente en la superficie rugosa de la tubería, en los poros de la formación, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. (Landes, 1977)

1.2.2 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES

Las incrustaciones suceden por la precipitación de los minerales presentes en el agua de formación, ya sea por reacción química, o como resultado de la sobresaturación de los componentes minerales en el agua producida. Lo cual puede deberse a la mezcla de dos aguas incompatibles que se encuentran en el fondo del pozo o a cambios de temperatura y en menor medida de presión. (Corbella et. al., 2007)

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta una tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. Una complejidad adicional es la solubilidad de carbonatos⁴ en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO₂] y el ácido sulfhídrico [H₂S], la misma que aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto en el CO₂ como H₂S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. (Crabtree et. al., 1999)

³ **Precipitados:** Son los sólidos que se produce en una disolución por efecto de cristalización o de una reacción química.

⁴ **Carbonatos:** Son las sales del ácido carbónico o ésteres con el grupo R-O-C(=O)-O-R'.

1.2.3 FORMACIÓN DE DEPOSITOS CALCÁREOS

Se han estandarizado tres tipos de formaciones de depósitos calcáreos, esto son:

1.2.3.1 Por depósitos de sedimentos

Los carbonatos pueden viajar como sólidos suspendidos hasta su punto de deposición, y se puede dar debido a que en algún punto saturaron el agua y se convirtieron de bicarbonatos solubles a carbonatos insolubles.

La siderita⁵ puede o no adherirse a la superficie metálica protegiéndola de la corrosión, se debe a la formación preferencial de carbonatos de hierro sobre calcio. Mientras que la pirita⁶ y otros sulfuros de hierro son productos de reacción del hierro disuelto en el agua, con sulfuros de hidrógeno presente en el agua. (GPA, 2012)

1.2.3.2 Incrustación de tipo cristalino o verdadero

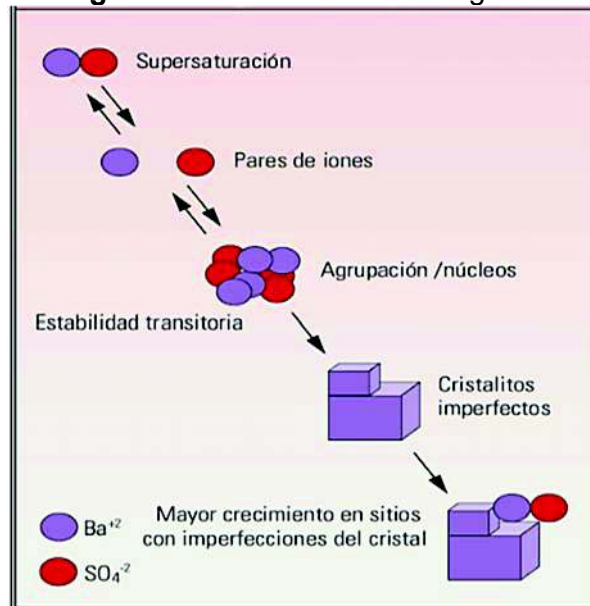
Se forman a partir de un proceso de nucleación⁷, por condiciones de sobresaturación salina y elevada presión. La formación de incrustaciones resulta de dos procesos que se realizan en forma paralela, los mismos que se describen a continuación:

Nucleación homogénea: Es la formación de cristales en el seno de la solución cuando se incrementa la solubilidad relativa de los iones presentes. Formando grupos de átomos inestables los cuales dan origen a pequeños cristales, véase la figura 1.3. (Crabtree et. al., 1999)

⁵ **Siderita:** Es un carbonato de hierro (II) del grupo de la calcita.

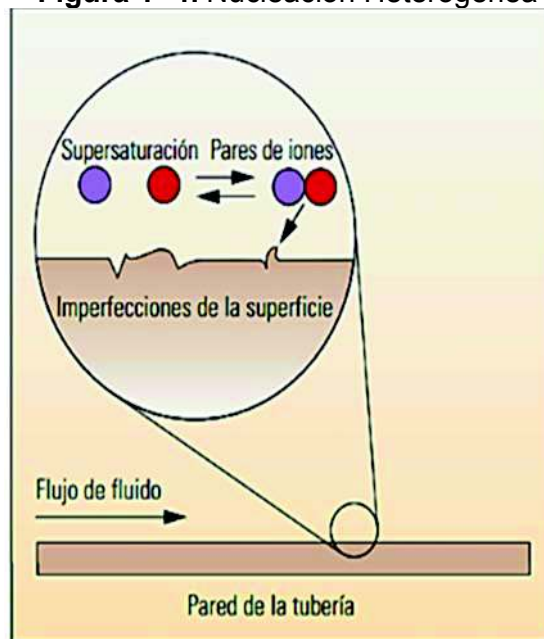
⁶ **Pirita:** Mineral constituido por sulfuro de hierro, de brillo metálico y color amarillo.

⁷ **Nucleación:** Es la primera etapa de un cambio de fase, donde se generan pequeñas superficies de fase distinta a la existente, llamadas núcleos.

Figura 1- 3: Nucleación Homogénea

Fuente: Oilfield Review Schlumberger
 Elaborado por: Cabtree Mike

Nucleación heterogénea: Ocurre sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos de la tubería en contacto con el líquido, véase figura 1.4.

Figura 1- 4: Nucleación Heterogénea

Fuente: Oilfield Review Schlumberger
 Elaborado por: Cabtree Mike

1.2.3.3 Incrustación de tipo amorfas

A diferencia de la incrustación de tipo cristalino es menos adherente, es porosa y blanda al tacto, su nucleación se da de manera desordenada y heterogénea, puede ser removida con facilidad por agentes químicos.

Su mecanismo de formación es la pérdida parcial o total de la solubilidad del sólido, generalmente de sólidos suspendidos combinados con la dureza permanente del agua. También existe la posibilidad de que el lodo se forme a causa de agentes dispersantes. (Lima et. al., 2014)

1.2.4 TIPOS DE INCRUSTACIONES MINERALES

En los Campos Shushufindi y Libertador es muy evidente la formación de incrustaciones minerales a partir de la presencia de producción de agua, debido a que el agua es buen solvente y agente transportador de muchos materiales como fragmentos líticos⁸ y cementos en gran cantidad, dando lugar a fluidos ricos en iones, que forman incrustaciones. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

El Campo Shushufindi al producir de las arenas U y T con presencia de feldespatos, la disolución o deterioro de los mismos a través de un proceso llamado caolinización (descomposición de feldespatos) que se produce en ambientes húmedos y cargados de CO₂, convierte el CO₂ en CO₃⁻ que se combina con el potasio, calcio o sodio, formando carbonatos.

El granito está constituido por silicatos alumínicos hidratados (caolín), cuarzo y mica. Del cual al descomponerse la mica por un proceso de meteorización química, se obtienen iones de hierro y magnesio, derivando la formación de escalas de magnesio. (ECURED, 2010)

⁸ **Fragmentos Líticos:** fragmentos de roca constituidos por muchos minerales distintos.

El Campo Libertador al producir de las arenas U y T, a diferencia del Campo Shushufindi, este se caracteriza por el ambiente de depositación sin circulación, alta salinidad y con presencia de glauconita, la cual pudo originarse de la descomposición de los feldespatos, en un ambiente salino y con poco oxígeno, lo cual origina un ambiente somero con baja evaporación lo cual ocasiona un exceso de concentración de cloruros. (Baby, Rivadeneida & Barragan, 2004)

En ambos campos el carbonato de calcio es común por el cemento de la arena y minerales de descomposición, razón por la cual para la formación de escalas debe haber gran concentración de estos elementos pasando el punto de saturación. Además la presencia de iones de sulfatos y cloruros se obtiene de la composición de los hidrocarburos y el agua de formación que son transportados por la tubería de producción y reaccionan con los minerales transportados antes mencionados.

A continuación se detalla de manera general algunos factores que influyen en la formación de incrustaciones minerales presentes en el trabajo:

1.2.4.1 Carbonato de calcio (CaCO_3)

Para la solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del CO_2 , temperatura y concentración de sales en solución. Los factores que influyen en la formación de la incrustación de CaCO_3 son:

- Se incrementa cuando la temperatura aumenta, ya que hay menor solubilidad.
- Se incrementa cuando la presión parcial del CO_2 disminuye.
- Se incrementa cuando el pH aumenta.
- Se incrementa cuando la presión total disminuye. (Rojas, 2014)

1.2.4.2 Sulfato de calcio (CaSO₄)

La formación de escalas a partir del sulfato de calcio se puede dar por factores como: la presión, las condiciones de flujo, velocidad de precipitación y de acuerdo con Oddo y Tomson se lo encuentre en tres diferentes escalas las más probables a partir de salmueras serán:

- A temperaturas menores de 176°F se forma el yeso⁹.
- En un rango entre 176°F - 250°F, en un sistema no-turbulento y con altas fuerzas iónicas, se forma el hemihidrato.
- A temperaturas por encima de 250°F, la escala formada será seguramente la anhidrita. (Patton, 1986)

1.2.4.3 Cloruro de sodio (NaCl)

Se forman a partir de salmueras de alta salinidad (sobresaturación) que sufren descensos de temperatura pronunciados o incluso aumentos si hay evaporación de agua. La forma de las incrustaciones pueden ser permeables, impermeables, blandas, densas o una combinación de estas.

Las incrustaciones impermeables se dan por desarrollo lento del cristal que tiene pocas imperfecciones y la estructura de entrelace es muy compacta. Las incrustaciones permeables y blandas frecuentemente son depositadas rápidamente y contienen imperfecciones en el entrelace de sus cristales. (Morales, 1975)

1.2.4.4 Otros depósitos

1.2.4.4.1 Fuentes del hierro en el agua

Pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra debido a la corrosión de las estructuras metálicas.

⁹ **Yeso:** Es un mineral constituido por sulfato cálcico.

Las aguas de formación¹⁰ normalmente contienen una concentración baja de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}). Es raro encontrar aguas de formación con concentraciones elevadas de hierro.

Compuestos de hierro ocasionados por el O_2

Pueden formar incrustación o permanecer en el agua como coloides en suspensión. Los depósitos incrustantes de óxidos son muy comunes y son llamadas herrumbres, pueden ser duras, densas y bastantes adherentes.

En cambio otras son simplemente depósitos blandos, pocos adherentes y porosos, también se encuentran en distintos colores: rojizos (Fe_2O_3 coloidal) y negros ($\text{FeO}(\text{Fe}_2\text{O}_3)$ coloidal), el cual es bastante magnético.

Compuestos de hierro ocasionados por el CO_2

El bicarbonato de hierro, se forma debido a que las concentraciones disueltas de dióxido de carbono entran en contacto con el hierro soluble del agua de formación.

Este se precipita en lugares donde se presente una caída de presión drástica. (Fernandez et. al., 2001)

1.2.4.4.2 Incrustaciones de MgCO_3 y $\text{Mg}(\text{OH})_2$

Se forman en sistemas que posean agua de mar y salmueras superficiales con elevadas concentraciones de magnesio en solución, estos depósitos se presentan cuando ocurre una evaporación o el pH aumenta. El carbonato de magnesio es cuatro veces más soluble que el carbonato de calcio y para su remoción se emplea ácidos. (Rojas, 2014)

¹⁰ **Agua de formación:** Agua presente en los yacimientos petroleros, ya sea emulsionada con el crudo o no.

1.2.4.4.3 Depósitos biológicos

Se presentan simultáneamente con otras incrustaciones y sistemas que manejan aguas superficiales. Para su remoción se la realiza con agentes oxidantes fuertes tales como cloro e hipoclorito de sodio. (Fernandez et. al., 2001)

1.3 PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

1.3.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN

Es una medida que indica la fuerza potencial disponible para que ocurra una precipitación. Este índice no predice la cantidad de sales que se precipitaran, más bien indica la probabilidad de que dicha precipitación ocurra. (Patton, 1995)

Los rangos del índice de saturación nos permiten determinar el tipo de tendencia incrustante y corrosiva, véase en la tabla 1.1:

Tabla 1- 1: Rangos del Índice de Saturación y Tendencia Incrustante

I_s	INDICACIÓN	TENDENCIA
$-0,5 < I_s \leq 0$	Equilibrada con leve corrosión	Leve
$0 < I_s < 0,5$	Formación leve de incrustaciones y corrosiva	Moderada
$0,5 < I_s < 2$	Formación severa de Incrustaciones pero no corrosiva	Severa

Fuente: Lenntech

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

1.3.2 MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE EN EL AGUA DE FORMACIÓN

Existen varios modelos de predicción, los cuales se basan en la medición de la solubilidad¹¹ de un compuesto en específico. Los cálculos de solubilidad han sido realizados para dos sales (carbonatos y sulfatos), las cuales forman depósitos incrustantes con mayor frecuencia. (Ostroff, 1979)

¹¹ **Solubilidad:** Capacidad de una sustancia o un cuerpo para disolverse al mezclarse con un líquido.

Para que los cálculos sean confiables, estos deben considerar la medición de los parámetros que se emplean en el cálculo. Dichos parámetros se ven afectados por:

- Temperatura, debido a que es crítica en la formación de todas las precipitaciones, por lo cual debe ser medida inmediatamente en sitio.
- pH, debido a que en el instante en que la presión es reducida, los gases disueltos empezarán a escapar y el pH comenzará a aumentar.
- Iones Bicarbonato y Carbonato, las pérdidas de CO_2 disuelto tendrán un efecto directo en la concentración de estos iones; por esta razón, los análisis de bicarbonatos y carbonatos deberán ser determinadas lo antes posible. (Pérez, 2000)

1.3.3 MODELO DE ODDO Y TOMSON

Este modelo considera el efecto de la presión total y de la presión parcial de CO_2 , también incorpora correcciones empíricas para determinar la presencia de dos o tres fases (agua, gas y petróleo). (Ostroff, 1979)

El modelo de Oddo y Tomson planteó tres escenarios para el cálculo del índice de solubilidad, los cuales son:

1. Para cualquier sistema (con o sin gas) donde el pH es conocido.
2. Fase gas ausente.
3. Fase gas presente y pH desconocido. (Pérez, 2000)

Debido a la naturaleza de los pozos seleccionados para nuestra investigación, el estudio se enfoca al escenario de Fase Gas Presente y pH desconocido.

1.3.3.1 Fase gas presente y pH desconocido

Para realizar el cálculo del pH e índice de saturación tanto de los carbonatos (carbonato de calcio) como de los sulfatos (yeso, hemihidrita¹², anhidrita¹³), se deben seguir los siguientes pasos: (Patton, 1995)

1. Cálculo del coeficiente de fugacidad¹⁴ (f_g) del CO₂ en estado gaseoso

$$f_g = e^{[P(2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{T+460})]} \quad (1.1)$$

2. Cálculo de la fracción molar de CO₂ en estado gaseoso (y_g) a las condiciones de presión y temperatura.

$$y_g = \frac{y_t}{1 + \frac{P f_g (5BAPD + 10BPPD) \cdot 10^{-5}}{MMscf}} \quad (1.2)$$

3. Cálculo de la fuerza iónica¹⁵ en mol/L (μ)

$$\mu = (2,2Na^{++} + 5Ca^{++} + 8,2Mg^{++} + 1,5Ba^{++} + 2,3Sr^{++} + 1,4Cl^{-} + 2,1SO_4^{--} + 0,8HCO_3^{-}) \quad (1.3)$$

4. Cálculo de Constante de estabilidad (K_{st})

$$\log K_{st} = 1,86 + 4,5 \cdot 10^{-3}T - 1,2 \cdot 10^{-6}T^2 + 10,7 \cdot 10^{-5}P - 2,38\sqrt{\mu} + 0,58\mu - 1,3 \cdot 10^{-3}\sqrt{\mu}T \quad (1.4)$$

$$K_{st} = 10^{\log K_{st}} \quad (1.5)$$

5. Suma de las concentraciones de los cationes medidos en mol/L ($CatSum$)

$$CatSum = \frac{Ca^{++}}{40080} + \frac{Mg^{++}}{24305} + \frac{Sr^{++}}{87620} + \frac{Ba^{++}}{137330} \quad (1.6)$$

¹² **Hemihidrita:** Es un producto obtenido mediante la calcinación del yeso bajo una presión de vapor de agua.

¹³ **Anhidrita:** Es un mineral compuesto de sulfato de calcio anhidro.

¹⁴ **Coefficiente de fugacidad:** Es el factor de corrección que recoge la desviación del gas de la idealidad.

¹⁵ **Fuerza iónica:** Es una función de la concentración de todos los iones presentes en el fluido.

6. Cálculo de la concentración del sulfato libre en mol/L ($[SO_4^{--}]$)

$$[SO_4^{--}] = \frac{-[1+K_{st}(\frac{CatSum-SO_4^{--}}{96060})] + \sqrt{[1+K_{st}(\frac{CatSum-SO_4^{--}}{96060})]^2 + 4K_{st}\frac{SO_4^{--}}{96060}}}{2K_{st}} \quad (1.7)$$

7. Cálculo de las concentraciones del ion calcio libre en mol/L ($[Ca^{++}]$)

$$[Ca^{++}] = \frac{\frac{Ca^{++}}{40080}}{1+K_{st}[SO_4^{--}]} \quad (1.8)$$

8. Cálculo del Índice de saturación (I_s)

a. Del carbonato de calcio

$$I_s = \log \left\{ \frac{\left(\frac{Ca^{++}}{40080} \right) \left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)^2}{Pygfg} \right\} + 5,85 + 15,19 * 10^{-3}T - 1,64 * 10^{-6}T^2 - 5,27 * 10^{-5}P - 3,334\sqrt{\mu} + 1,431\mu \quad (1.9)$$

b. Del yeso

$$I_s = \log\{[Ca^{++}][SO_4^{--}]^2\} + 3,47 + 1,8 * 10^{-3}T - 2,5 * 10^{-6}T^2 - 5,9 * 10^{-5}P - 1,13\sqrt{\mu} + 0,37\mu - 2 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T \quad (1.10)$$

c. De la hemihidrita

$$I_s = \log\{[Ca^{++}][SO_4^{--}]^2\} + 4,04 + 1,9 * 10^{-3}T - 11,9 * 10^{-6}T^2 - 6,9 * 10^{-5}P - 1,66\sqrt{\mu} + 0,49\mu - 0,66 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T \quad (1.11)$$

d. De la anhidrita

$$I_s = \log\{[Ca^{++}][SO_4^{--}]^2\} + 2,52 + 9,98 * 10^{-3}T - 0,97 * 10^{-6}T^2 - 3,07 * 10^{-5}P - 1,09\sqrt{\mu} + 0,5\mu - 3,3 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T \quad (1.12)$$

9. Cálculo del pH

$$pH = \log \left\{ \frac{\left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)^2}{Pygfg} \right\} + 8,6 + 5,31 * 10^{-3}T - 2,253 * 10^{-6}T^2 - 2,237 * 10^{-5}P - 0,99\sqrt{\mu} + 0,658\mu \quad (1.13)$$

Donde:

f_g = Coeficiente de fugacidad

y_g = Fracción molar de CO₂ en estado gaseoso a una presión y temperatura especificado

y_t = Fracción molar de CO₂ en estado gaseoso en superficie

I_s = Índice de saturación

μ = Fuerza iónica [Moles/L]

K_{st} = Constante de estabilidad

$CatSum$ = Suma de las concentraciones de los cationes medidos [Moles/L]

$[SO_4^{--}]$ = Concentración del ion sulfato libre [Moles/L]

$[Ca^{++}]$ = Concentración del calcio ion libre [Moles/L]

P = Presión [psi]

T = Temperatura [°F]

$BAPD$ = Barriles de agua por día [Bls/día]

$BPPD$ = Barriles de petróleo por día [Bls/día]

$MMscf$ = Millones de pies cúbicos estándar por día [MMPCS/día]

Ca^{++} = Concentración del catión calcio [mg/L]

HCO_3^- = Concentración del anión bicarbonato [mg/L]

SO_4^{--} = Concentración del anión sulfato [mg/L]

CO_2 = Fracción molar de dióxido de carbono [%] (Patton, 1995)

1.3.3.2 Ejemplo de cálculo

Para realizar el cálculo del pH e índice de saturación basado en el Modelo de Oddo y Tomson, se realiza el siguiente ejercicio práctico:

Datos:

- Calcio 600 mg/L
- Magnesio 311,70 mg/L
- Bario 0 mg/L
- Estroncio 0 mg/L

- Sodio 5949,91 mg/L
- Bicarbonato 1668,96 mg/L
- Sulfato 100 mg/L
- Cloruro 10100 mg/L
- CO₂ en gas 7%
- Temperatura de Cabeza 120 °F
- Presión de Cabeza 90 psi
- Barriles de petróleo por día 37 BPPD
- Barriles de agua por día 303 BAPD
- Millones de pies cúbicos estándar por día 0,050 MMscf

1. Cálculo del coeficiente de fugacidad (f_g) del CO₂ en estado gaseoso.

$$f_g = e^{[P(2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{T+460})]}$$

$$f_g = e^{[90 \cdot (2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{120+460})]}$$

$$f_g = 0,986$$

2. Cálculo de la fracción molar de CO₂ en estado gaseoso (y_g) a las condiciones de presión y temperatura.

$$y_g = \frac{y_t}{1 + \frac{P f_g (5BAPD + 10BPPD) \cdot 10^{-5}}{MMscf}}$$

$$y_g = \frac{0,07}{1 + \frac{90 \cdot 0,986 \cdot (5 \cdot 303 + 10 \cdot 37) \cdot 10^{-5}}{0,05}}$$

$$y_g = 0,066$$

3. Cálculo de la fuerza iónica (μ)

$$\mu = (2,2Na^{++} + 5Ca^{++} + 8,2Mg^{++} + 1,5Ba^{++} + 2,3Sr^{++} + 1,4Cl^{-} + 2,1SO_4^{--} + 0,8HCO_3^{-})$$

$$\mu = (2,2 \cdot 5949,91 + 5 \cdot 600 + 8,2 \cdot 311,70 + 1,5 \cdot 0 + 2,3 \cdot 0 + 1,4 \cdot 10100 + 2,1 \cdot 100 + 0,8 \cdot 1668,96)$$

$$\mu = 0,343 \text{ mol/L}$$

4. Cálculo de Constante de estabilidad (K_{st})

$$\log K_{st} = 1,86 + 4,5 * 10^{-3}T - 1,2 * 10^{-6}T^2 + 10,7 * 10^{-5}P - 2,38\sqrt{\mu} + 0,58\mu - 1,3 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$$

$$\log K_{st} = 1,86 + 4,5 * 10^{-3} * 120 - 1,2 * 10^{-6} * 120^2 + 10,7 * 10^{-5} * 90 - 2,38\sqrt{0,343} + 0,58 * 0,343 - 1,3 * 10^{-3}\sqrt{0,343} * 120$$

$$\log K_{st} = -0,095$$

$$K_{st} = 10^{\log K_{st}}$$

$$K_{st} = 10^{-0,095}$$

$$K_{st} = 0,802$$

5. Suma de las concentraciones de los cationes medidos ($CatSum$)

$$CatSum = \frac{Ca^{++}}{40080} + \frac{Mg^{++}}{24305} + \frac{Sr^{++}}{87620} + \frac{Ba^{++}}{137330}$$

$$CatSum = \frac{600}{40080} + \frac{311,70}{24305} + \frac{0}{87620} + \frac{0}{137330}$$

$$CatSum = 0,229 \text{ mol/L}$$

6. Cálculo de la concentración del sulfato libre ($[SO_4^{--}]$)

$$[SO_4^{--}]$$

$$= \frac{-\left[1 + K_{st} \left(CatSum - \frac{SO_4^{--}}{96060}\right)\right] + \sqrt{\left[1 + K_{st} \left(CatSum - \frac{SO_4^{--}}{96060}\right)\right]^2 + 4K_{st} \frac{SO_4^{--}}{96060}}}{2K_{st}}$$

$$[SO_4^{--}]$$

$$= \frac{-\left[1 + 0,802 * \left(0,229 - \frac{100}{96060}\right)\right] + \sqrt{\left[1 + 0,802 * \left(0,229 - \frac{100}{96060}\right)\right]^2 + 4 * 0,802 * \frac{100}{96060}}}{2 * 0,802}$$

$$[SO_4^{--}] = 0,000615 \text{ mol/L}$$

7. Cálculo de las concentraciones del ion calcio libre ($[Ca^{++}]$)

$$[Ca^{++}] = \frac{Ca^{++}}{1 + K_{st}[SO_4^{--}]}$$

$$[Ca^{++}] = \frac{600}{1 + 0,802 * 0,000615}$$

$$[Ca^{++}] = 0,187 \text{ mol/L}$$

8. Cálculo del Índice de saturación (I_s)

a. Del carbonato de calcio

$$I_s = \log \left\{ \frac{\left(\frac{Ca^{++}}{40080} \right) \left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)^2}{P y_g f_g} \right\} + 5,85 + 15,19 * 10^{-3} T - 1,64 * 10^{-6} T^2 - 5,27$$

$$* 10^{-5} P - 3,334 \sqrt{\mu} + 1,431 \mu$$

$$I_s = \log \left\{ \frac{\left(\frac{600}{40080} \right) \left(\frac{1668,96}{61000} \right)^2}{90 * 0,066 * 0,986} \right\} + 5,85 + 15,19 * 10^{-3} * 120 - 1,64 * 10^{-6} * 120^2$$

$$- 5,27 * 10^{-5} * 90 - 3,334 \sqrt{0,343} + 1,431 * 0,343$$

$$I_s = 0,039$$

b. Del yeso

$$I_s = \log \{ [Ca^{++}] [SO_4^{--}]^2 \} + 3,47 + 1,8 * 10^{-3} T - 2,5 * 10^{-6} T^2 - 5,9 * 10^{-5} P$$

$$- 1,13 \sqrt{\mu} + 0,37 \mu - 2 * 10^{-3} \sqrt{\mu} T$$

$$I_s = \log \{ 0,187 * 0,000615^2 \} + 3,47 + 1,8 * 10^{-3} * 120 - 2,5 * 10^{-6} * 120^2 - 5,9$$

$$* 10^{-5} * 90 - 1,13 \sqrt{0,343} + 0,37 * 0,343 - 2 * 10^{-3} \sqrt{0,343} * 120$$

$$I_s = -1,437$$

c. De la hemihidrita

$$I_s = \log \{ [Ca^{++}] [SO_4^{--}]^2 \} + 4,04 + 1,9 * 10^{-3} T - 11,9 * 10^{-6} T^2 - 6,9 * 10^{-5} P$$

$$- 1,66 \sqrt{\mu} + 0,49 \mu - 0,66 * 10^{-3} \sqrt{\mu} T$$

$$I_s = \log \{ 0,187 * 0,000615^2 \} + 4,04 + 1,9 * 10^{-3} * 120 - 11,9 * 10^{-6} * 120^2 - 6,9$$

$$* 10^{-5} * 90 - 1,66 \sqrt{0,343} + 0,49 * 0,343 - 0,66 * 10^{-3} \sqrt{0,343} * 120$$

$$I_s = -1,440$$

d. De la anhidrita

$$I_s = \log \{ [Ca^{++}] [SO_4^{--}]^2 \} + 2,52 + 9,98 * 10^{-3} T - 0,97 * 10^{-6} T^2 - 3,07 * 10^{-5} P$$

$$- 1,09 \sqrt{\mu} + 0,5 \mu - 3,3 * 10^{-3} \sqrt{\mu} T$$

$$I_s = \log \{ [0,187] * 0,000615^2 \} + 2,52 + 9,98 * 10^{-3} * 120 - 0,97 * 10^{-6} * 120^2 - 3,07$$

$$* 10^{-5} * 90 - 1,09 \sqrt{0,343} + 0,5 * 0,343 - 3,3 * 10^{-3} \sqrt{0,343} * 120$$

$$I_s = -1,439$$

9. Cálculo del pH

$$pH = \log \left\{ \frac{\left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)^2}{Py_g f_g} \right\} + 8,6 + 5,31 * 10^{-3}T - 2,253 * 10^{-6}T^2 - 2,237 * 10^{-5}P$$

$$- 0,99\sqrt{\mu} + 0,658\mu$$

$$pH = \log \left\{ \frac{\left(\frac{1668,96}{61000} \right)^2}{90 * 0,066 * 0,986} \right\} + 8,6 + 5,31 * 10^{-3} * 120 - 2,253 * 10^{-6} * 120^2$$

$$- 2,237 * 10^{-5} * 90 - 0,99\sqrt{0,343} + 0,658 * 0,343$$

$$pH = 6,150$$

1.4 DISOLVENTES O REMOVEDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIONES

Son por lo general, el primer sistema utilizado y el más económico, en especial cuando las incrustaciones son de difícil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos.

Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y se pueden disolver con menor dificultad. Mientras que las incrustaciones duras de sulfatos son difíciles de eliminar debido a que tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. (Franco, 2006)

1.4.1 PARA PARAFINAS Y ASFALTENOS

Para remover este tipo de incrustación es necesario un solvente de hidrocarburos o surfactante¹⁶, debido a que las parafinas y asfaltenos pueden interferir con la acción de un ácido o un removedor de escala, es por ello que estos deben ser removidos. El solvente más usado en nuestro medio es el Xileno. (Larrea, 1999)

¹⁶ **Surfactante:** También conocido como tensoactivo, son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases.

1.4.2 PARA CARBONATO DE CALCIO

Como se dijo anteriormente se pueden usar ácidos, los cuales pueden ser:

- a) El ácido clorhídrico (HCl)

Es recomendado como la manera más sencilla y económica para disolver calcita (CaCO_3), dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] y otros compuestos calcáreos bajo la mayoría de condiciones. Normalmente se utilizan concentraciones de 5, 10, 15 % HCl en peso, comercialmente el ácido clorhídrico está disponible a concentración del orden del 32% al 34% en peso y se lo conoce como ácido muriático.

A continuación en la tabla 1.2, se detalla la cantidad de CaCO_3 la cual será disuelta por diferentes concentraciones de HCl. (Manrique & Cordova, 2010)

Tabla 1- 2: Carbonato diluido por galón de ácido a diferentes porcentajes en peso

HCl [%]	Lbs de CaCO_3 diluido por Galón de ácido
5	0,586
7,5	0,890
10	1,201
15	1,844
28	3,659

Fuente: Estudio de problemas de incrustaciones

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

- b) Ácidos Inhibidos

Conocidos como disolventes de incrustaciones quelantes, se utilizan para tratar incrustaciones que no son solubles en ácidos minerales o inorgánicos. La baja corrosión y la baja toxicidad hace que el producto puede ser manejado con bomba, equipo standard y equipo de protección personal no ácido.

Por ejemplo el U105 es una formulación optimizada en base al EDTA¹⁷, el cual reacciona con las incrustaciones de carbonatos por una combinación de liberación de protones y quelación¹⁸, proporcionando una reacción ligeramente menor que el ácido clorhídrico al 15% y una capacidad de disolución mayor que el ácido fórmico o ácido acético.

c) EDTA (etildiaminotetraacético)

Es un material el cual “kela” o coloidiza con el ion calcio, en medio de otros, formando un complejo soluble. Sin embargo, es demasiado caro para usar en operaciones normales de limpieza. Se necesita de 7,4 ppm de EDTA para kelar 1.0 ppm de Ca⁺⁺. (Larrea, 1999)

1.4.3 PARA SULFATO DE CALCIO

Para remover este tipo de escalas no se debe usar ácido clorhídrico, a falta de ello se pueden usar los siguientes productos químicos:

a) Convertidores Inorgánicos

Son usualmente carbonatos o hidróxidos los cuales reaccionan con el sulfato de calcio transformándolo en un carbonato de calcio o hidróxido de calcio, mismos que se eliminan fácilmente con el ácido clorhídrico. Estos químicos son costosos y requieren algunas horas de tiempo de contacto para trabajar sobre depósitos gruesos, además deben ser chequeados sobre una muestra de escala antes de utilizarlos. (Manrique & Cordova, 2010)

b) EDTA

Funciona igual que en las escalas de carbonato de calcio.

¹⁷ **EDTA:** El ácido etildiaminotetraacético, es una sustancia utilizada como agente quelante.

¹⁸ **Quelación:** Sustancia de naturaleza química que tiene la facultad de unirse a los iones metálicos.

1.4.4 PARA COMPUESTOS DE HIERRO

Los compuestos de hierro pueden originarse, ya sea por los iones de hierro presentes en el agua de producción y otra es el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas con contenidos de hierro, para la remoción se utiliza lo siguiente:

a) El ácido clorhídrico

Remueve los compuestos de hierro, el cual debe ser acompañado por inhibidores de corrosión¹⁹ y agentes estabilizadores de hierro, para prevenir la precipitación de compuestos de hierro una vez el ácido se gaste. Los estabilizadores son de dos tipos:

- Agentes reductores²⁰: se usa el ácido eritórico que solubiliza a veces más el ion férrico que el ácido cítrico.
- Agentes secuestrantes²¹: reaccionan con el ion férrico para formar compuestos solubles en agua. Estos son: ácido cítrico, ácido acético, mezcla de los dos, EDTA.

b) El ácido cítrico

Se aplica para remover compuestos de hierro, pero no es de uso común en los campos petroleros.

c) El uso de un biocida²² llamado acreoleina

Cuando un pozo inyector este taponado por sulfuro de hierro, el cual lo removerá y destapará el pozo. (Crabtree, 1999)

¹⁹ **Inhibidor de Corrosión:** Aditivo que sirve para impedir la formación de óxido.

²⁰ **Agente Reductor:** Es aquel que cede electrones a un agente oxidante.

²¹ **Agente Secuestrante:** Son compuestos químicos que tienen la propiedad de poder asociarse a los iones de los metales formando complejos estables.

²² **Biocida:** Químico que mata organismos vivos o detienen su desarrollo.

CAPÍTULO II

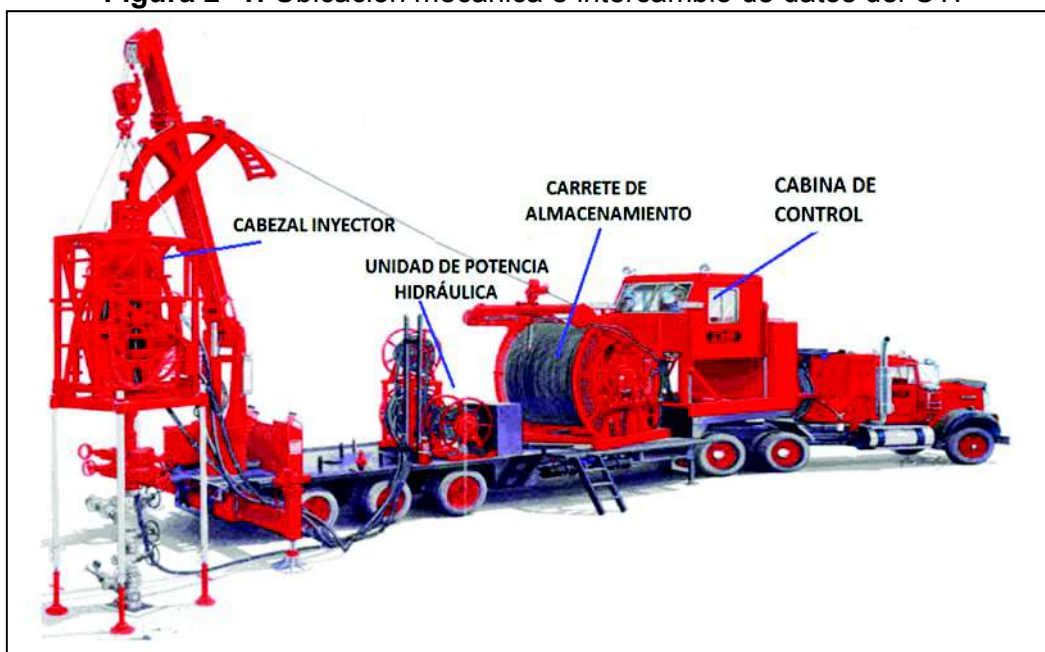
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA CONVENCIONALES, NUEVAS TECNOLOGÍAS Y UTILIZACIÓN DE TRATAMIENTOS ÁCIDOS.

2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

2.1.1 UNIDAD DE COILED TUBING

El Coiled Tubing es una herramienta que mejora el desempeño de los yacimientos, se define como una cadena de tubería continua flexible de diámetro pequeño, la cual puede tener una longitud de 31000 ft o superior. Según el tamaño del carrete o el diámetro del tubo, que oscila entre 1 y 4 ½ ", une una serie de equipos en superficie, asociando trabajos como: perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, usándose tanto en ambientes terrestres como marinos.

Figura 2- 1: Ubicación mecánica e intercambio de datos del CT.



Fuente: Manual de Tubería Flexible.
Elaborado por: BAKER HUGHES BJ

Posee una unidad motriz hidráulica, la misma que es manejada en superficie desde la consola instalada en la cabina de control central, la cual acciona el cabezal del inyector en el fondo para desplegar y recuperar la tubería Coiled Tubing. El gran carrete de almacenamiento también aplica peso sobre la tubería. (S.S.O, 2003)

A continuación se detallan los principales componentes de la Unidad de Coiled Tubing, véase figura 2.1.:

- **Carrete de Almacenamiento:** Sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería flexible.
- **Cabezal Inyector:** Sirve para suministrar y proporcionar el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería flexible.
- **Cabina de Control:** Cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se esté llevando a cabo.
- **Unidad de Potencia Hidráulica:** Se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los otros componentes hidráulicos y neumáticos requeridos para operar la unidad de Coiled Tubing. (PRESSURE PUMPING, 2012)

2.1.1.1 Límites operacionales del Coiled Tubing

Las cargas externas a las que está sometido el Coiled Tubing en las diversas operaciones causan esfuerzos que limitan su vida útil. Estos esfuerzos pueden ser; axiales, radiales y tangenciales, véase figura 2.2. (Fuentes & Ortiz, 2014)

Esfuerzos Axiales (σ_a): Son ocasionados por el doblamiento (compresión) y estiramiento (tensión) que sufre el Coiled Tubing en diferentes puntos cuando se mete o se saca del pozo, dando como resultado fatiga. (Goñas, 1995)

Figura 2- 2: Distribución de los esfuerzos presentes en la tubería flexible



Fuente: Desarrollo y ventajas operacionales de la tecnología CT
Elaborado por: Edgar Fuentes y Gerardo Ortiz

Esfuerzos Radiales (σ_r): Son ocasionado por la presión interna o externa a la que es sometido el Coiled Tubing. Una presión diferencial a través de la pared del segmento crea un esfuerzo radial, que varía con la posición radial. (Martínez, 2010)

Esfuerzos Tangenciales (σ_h): Es el esfuerzo ocasionado por el posible torque aplicado sobre el Coiled Tubing. (Fuentes & Ortiz, 2014)

2.1.1.2 Ventajas del uso del Coiled Tubing

- Movilización rápida de equipo.
- Reducción de logística y manipulación.
- Capacidad de carga razonablemente grande en alcances verticales más profundos y de ángulo alto.
- Flexibilidad de trabajar bajo presión en pozos activos.
- Capacidad de bombear fluidos en cualquier momento independiente de la posición dentro del pozo o la dirección del viaje.

2.1.1.3 Desventajas del uso del Coiled Tubing

- El peso de las herramientas es una limitante para el equipo de tubería flexible y no puede ser rotada.
- La longitud de la sarta con tubería flexible está limitada principalmente por el diámetro y el peso del carrete debido al transporte de los carretes.
- Debido a los efectos de fatiga por doblado la resistencia del material se ve reducida.
- Debido a los diámetros pequeños y longitudes considerables, las pérdidas de presión son muy altas al estar bombeando fluido a través de la tubería flexible. (Afghoul et. al., 2004)

2.1.2 HERRAMIENTAS DE LAVADO

El tipo de herramienta empleada en el lavado de la tubería depende de la aplicación. Las cuales van desde el desplazamiento de un fluido simple, la eliminación del filtrado de lodo, hasta la eliminación de escala. El tipo y tamaño de la completación determinará la elección de los jets²³ de limpieza. Los principales mecanismos utilizados para la limpieza; ya sea en forma aislada o combinada es la siguiente:

- **Erosión:** El fluido golpea el depósito.
- **Estrés cíclico:** Se aplica presión para remover escalas.
- **Cavitación:** Cuando la escala es localizada el líquido vaporizado tiene la función de crear un bolsillo, el mismo que se derrumba y los líquidos a alta presión atacan. (Baker Hughes, 2008)

Las distintas herramientas de limpieza disponibles han sido diseñadas para tomar ventaja de todos estos mecanismos a mayor o menor grado, con la excepción de la cavitación, debido a que es un mecanismo extremadamente eficaz en jets superficiales, pero es prácticamente inexistente en jets de fondo del pozo, debido a las altas presiones. (Cobb & Zublin, 1985)

²³ **Jet:** Motor que emite chorros de fluidos a altísimas velocidades.

2.1.2.1 Teoría básica del jet

Los fluidos de limpieza convergen a medida que fluyen, puesto que es imposible un cambio instantáneo en la dirección de flujo, hasta que las corrientes son paralelas a un punto más allá del orificio.

En el aire, este flujo se produce en paralelo aproximadamente a la mitad del diámetro del orificio más allá del punto de salida. El chorro se diverge nuevamente más allá de esta sección paralela, así que este es el punto donde el área de la sección transversal del flujo de fluido es minimizado y se le llama la vena contracta, este es el punto en el que la velocidad está al máximo nivel.

La efectividad y velocidad del jet disminuye con la distancia. Aproximadamente, la velocidad del chorro es proporcional a la raíz cuadrada de la cabeza de presión.

$$V = \sqrt{2gh} \quad (2.1)$$

Donde:

V = Velocidad (ft/seg)

g = Gravedad (ft/seg²)

h = Altura (ft)

Debido a los efectos de fricción y contracción, la descarga desde el orificio será menor que el valor ideal. El coeficiente de la descarga C_d se define como la relación del radio actual y el ideal.

$$C_d = \frac{\text{Descarga actual}}{\text{Descarga ideal}} \quad (2.2)$$

Los valores de los coeficientes se obtienen experimentalmente. Para un pequeño orificio de bordes afilados, C_d está en el rango de 0,6 hasta 0,65. Puesto que no hay un método directo para cuantificar la capacidad de limpieza, la presión de impacto de la corriente del jet es proporcional a la energía cinética.

En el caso de inyección por tubería flexible, esto se puede hacer mediante la minimización de las pérdidas por fricción mediante la optimización del diseño del orificio para obtener la más alta Cd y una maximización efectiva de las distancias de separación. (Massey, 1968)

2.1.2.2 Jet Vórtex

Este diseño de jet usa cuatro nozzles tangencialmente compensados y opcionalmente un jet orientado hacia abajo, esta configuración entrega un fluido con un vórtex de alta potencia, ideal para la remoción de lodos, geles, parafinas, asfáltenos, incrustaciones ligeras y revoque del lodo.

Las velocidades del jet a menudo exceden los 460 ft/s. La velocidad de rotación del vórtex excede las 8000 RPM, esto sirve para atrapar las partículas y agregar abrasión²⁴ al mecanismo de limpieza. (Latos, 1994)

Componentes:

El Jet Vórtex se encuentra constituido de cuatro partes esenciales que se detallarán a continuación, véase figura 2.3:

1. Roll On Connector: Es un conector estándar diseñado para soportar la misma presión del coiled tubing en uso y el 80% de las cargas de tensión y torque
2. Motor Head: Motor de cabeza que proporciona la energía al nozzle para acelerar los fluidos que están siendo bombeados.
3. Magnetic Filter: Es un separador para líquidos, de alta intensidad diseñado para operar en las líneas de transferencia a presión para proporcionar protección contra la contaminación ferrosa y paramagnética.
4. Vórtex Nozzle: herramienta rígida de lavado. (Baker Hughes, 2008)

²⁴ **Abrasión:** Acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material.

Detalles operacionales

- Los jets vórtex están disponible en varios tamaños: 1 3/4 “, 2 1/8” y 2 7/8 “, con 3 tamaños del orificio del jet (A, B, o C).
- Con el jet vórtex se debe utilizar siempre un filtro magnético de fondo de pozo.
- Los jets vórtex se colocan por debajo de las válvulas de retención y herramienta de desconexión hidráulica. (Baker Hughes, 2008)

2.1.2.3 Jet Rotatorio

La herramienta tiene dos diferentes tamaños de jets, uno se dirige hacia abajo a 45 grados (R45) al eje de la herramienta y el otro es a 90 (R90) grados o perpendicular al eje de la herramienta, está diseñada para limpiar depósitos de pozos verticales y horizontales, que posean: escamas duras, ceras y filtrado de lodo.

El control de la velocidad es la clave para reducir la dispersión del chorro del jet e inducir tensiones cíclicas en las incrustaciones lo cual conduce a una eficiente limpieza del tubular. La rotación controlada, alta velocidad y alta acción hidrodinámica del jet, provee una limpieza más efectiva de las incrustaciones en la tubería. En una sola pasada limpia mucho más que los jets estáticos convencionales. (Latos, 1994)

Componentes:

El Jet Rotatorio se encuentra constituido de ocho partes esenciales que se detallarán a continuación, véase figura 2.3:

- 1- Filter: Filtro depurador que sirve para remover polvo, finos, herrumbre y otros materiales que van a ingresar en el Jet Rotatorio.
- 2- Governor Top Sub: válvula gobernadora superior que regula la presión general del sistema.

- 3- Governor: Sección que gobierna la circulación de fluido.
- 4- Upper Bearing/ Seal Module: cojinete superior o sello del módulo, herramienta que brinda un bajo torque de arranque y capacidad de partida en seco. Se elimina el inconveniente de pre-lubricar con agua las fallas que se pueden producir si se interrumpe momentáneamente el flujo de líquido.
- 5- Turbine: turbina que genera el movimiento del fluido dentro del jet.
- 6- Lower Bearing Seal Module: son juntas diseñadas para proporcionar un anclaje positivo de la tubería de producción e impedir el movimiento hacia arriba de la tubería debido a la presión o la conexión.
- 7- Shroud: camisa de circulación que se coloca en la sección interior del revestidor de producción.
- 8- Rotary Nozzle: herramienta rotatoria para lavado. (Baker Hughes, 2008)

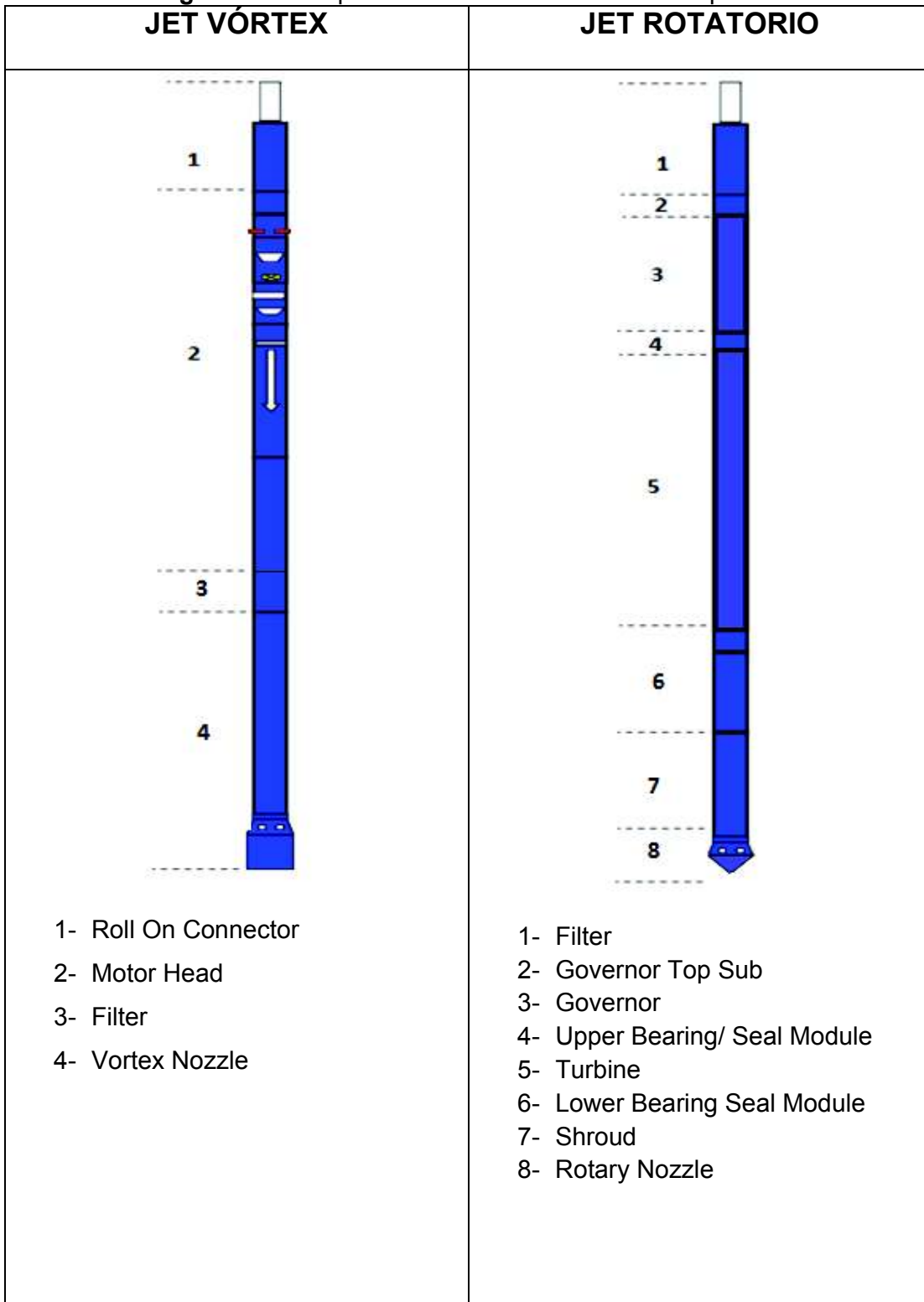
Detalles operacionales

- El Jet Rotatorio está disponible en un diámetro externo de 2 1/8”.
- Todos los tipos de líquidos o fluidos nitrificados pueden ser bombeados a través de la herramienta, excepto el tolueno.
- El nitrógeno reduce la coherencia y eficacia de la corriente del chorro. El separador de fondo de pozo debe ser considerado para su uso con la herramienta Roto-Jet cuando es necesario el nitrógeno. (Baker Hughes, 2008)

2.2 UTILIZACIÓN DE TRATAMIENTOS ÁCIDOS

Un tratamiento ácido debe ser seleccionado con cuidado, haciendo hincapié en la optimización del pozo y no en la maximización de las ganancias. Ya que un tratamiento ácido mal aplicado es costoso e ineficaz, y a menudo crea más problemas de los que resuelve. (Rogers, Burk, & Stonecipher, 1998)

Figura 2- 3: Esquema de las herramientas de limpieza.



Fuente: BAKER HUGHES BJ

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

2.2.1 TIPOS DE ÁCIDOS

Aunque muchos compuestos ácidos están disponibles para la industria del petróleo, solamente los siguientes tipos han demostrado ser eficaces económicamente:

Ácidos Inorgánicos (fuertes):

- Ácido clorhídrico (HCl).
- El ácido fluorhídrico (HCl: HF).
- Los demás ácidos inorgánicos incluyen sulfúrico, ácido sulfúrico y nítrico.

Ácidos Orgánicos (débiles):

- Ácido acético, ácido acético glacial y anhídrido acético
- Ácido cítrico.
- Ácido fórmico.

Sin embargo en el presente trabajo se destaca el ácido clorhídrico a distintas concentraciones, como tratamiento efectivo en la remoción de incrustaciones, cuya velocidad de reacción dictara la selección de aditivos y mezclas de otros componentes químicos, que se detallarán a continuación.

2.2.2 QUÍMICOS EMPLEADOS EN LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS

Para la remoción de incrustaciones describiremos tres etapas básicas de limpieza que serán empleadas en el presente trabajo, véase anexo 1:

Primera etapa:

Es también llamada como etapa de lavado cuya finalidad es remover los asfáltenos y parafinas, presentes en la tubería de producción los mismos que retardan la acción del ácido, con el objetivo de mejorar la limpieza y optimizar los tiempos de reacción.

La etapa de lavado del pozo productor consiste en desplazar 10 Bls de una mezcla de:

- JP1: Solvente base diésel empleado mayoritariamente en un 84% de porcentaje en peso de la solución, debido a que sirve para disolver trazas de crudo y eliminar posible emulsión presente en la zona productora, previa la inyección de un tratamiento ácido.
- Paravan 25: Con una concentración del 7,5% de porcentaje en peso es empleado como un removedor de parafinas, debido a su contenido de limoneno es capaz de limpiar el aceite o depósitos orgánicos de manera efectiva.
- NE-110W: Se emplea con una baja concentración del 1% de porcentaje en peso, debido a la poca presencia del fluido de la formación, actúa como un surfactante no iónico que evita la reacción entre el fluido de limpieza y las parafinas presentes en la tubería de producción.
- US-2: Es un solvente mutual (surfactante multifuncional), empleado en un 7,5% de concentración en peso para remover sólidos aceitosos en la tubería, el cual muchas veces puede funcionar como un limpiador de filtraciones.

Segunda etapa:

Es también llamada como etapa de limpieza ácida cuya finalidad es la remoción de las incrustaciones mineralógicas mencionadas en el Capítulo 1, para los cuales la concentración del ácido se dictara de acuerdo al tipo de tendencia incrustante presente en la tubería de producción.

La etapa de limpieza ácida del pozo productor consiste en desplazar una mezcla de 30 Bls de:

- Agua Fresca: Solvente que permite la interacción con los solutos de la mezcla de manera más fuerte. Es empleado en la mayor concentración cuyo porcentaje en peso depende de la concentración del HCl empleado en el tratamiento químico.

- CI-25: Constituye un inhibidor de corrosión empleado en el menor porcentaje en peso 0,6%, debido a que se añaden para reducir la reacción destructiva del ácido con los metales. Protege las tuberías y los equipos de fondo con una solución ambientalmente responsable, inhibe la corrosión por ácido en aceros J-55, N-80, y CR-13.
- Ferrotrol: En su forma base, con una concentración del 1,5% de porcentaje en peso es empleado como un inhibidor de corrosión que se utiliza principalmente en los fluidos de tratamiento de limpieza y estimulación ácida para evitar la precipitación de hidróxido férrico.
- Ferrotrol 300L: Actúa como agente Secuestrante del hierro y es empleado en un 1% de porcentaje en peso.
- HCl: El ácido clorhídrico es el químico más empleado en la remoción de escala, debido a que es muy reactivo sus concentraciones varían de acuerdo al tipo de incrustación presente, por lo tanto, este penetrará y disolverá las incrustaciones rápidamente.
- NE-118: Empleado en un 0,4% de porcentaje en peso, como un sistema surfactante no iónico diseñado para evitar la emulsificación de los fluidos del yacimiento con los fluidos de tratamiento.
- Clay Master 5C: Es un estabilizador de arcilla que previene la inflamación, el desprendimiento y la migración de materiales de arcilla en la matriz de la roca, empleado en un 0,4% de porcentaje en peso.

Tercera etapa:

Es también llamada como etapa desplazamiento y lavado cuya finalidad es la remoción de los sólidos y residuos ocasionados debido al empleo del tratamiento ácido.

La etapa de desplazamiento y lavado del pozo productor consiste en desplazar una mezcla de 80 Bls de:

- Agua fresca: Empleado en 99,4% de porcentaje en peso sirve como un agente removedor de los residuos y fluidos productos del tratamiento ácido.
- NE-118: Empleado en un 0,4% de porcentaje en peso.
- Clay Master 5C: Con el menor porcentaje en peso del 0,2%, se emplea para evitar la migración de arcillas por el proceso de limpieza.

2.2.3 DISCUSIÓN DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS

En la formulación de los tratamientos químicos las concentraciones del Ferrotrol, Ferrotrol 300L, NE-118 y Clay Master 5C, son iguales debido a que son aplicaciones estándar de limpieza y se utiliza de acuerdo a las características descritas en la parte de los químicos empleados en los tratamientos ácidos.

La aplicación CI-25 al ser un inhibidor de corrosión se emplea de acuerdo al porcentaje en peso del HCl por ejemplo:

- Si la concentración de HCL es mayor al 15% se requiere 8GPT de CI-25.
- Si la concentra de HCl es menor al 15% se requiere de 6GPT de CI-25.

El agua fresca conjuntamente con el ácido Clorhídrico constituyen el 97,6% de porcentaje en peso de la mezcla y sus concentraciones individuales varían de acuerdo a la concentración de disolución del ácido, para información detallada véase anexo 1.

2.2.4 PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES

Una vez que las unidades de Coiled Tubing estén en locación, tratar de ubicar los equipos a una distancia que permita el movimiento seguro del personal y los pasos a seguir son los siguientes:

1. Realizar reunión de seguridad operacional y hacer asignación de actividades.
2. Verificar las condiciones del pozo: Presión de cabeza, estrangulador, pozo fluyente o cerrado, presión de línea, condiciones de la mesa del rig (si aplica). Verificar si hay alguna fuga de fluido.
3. Realizar el armado de los equipos de Coiled Tubing y de bombeo.
4. Test de funcionamiento de los RAMs del BOP²⁵, verificar que funcionen normalmente y no haya pérdidas en el sistema hidráulico de tuberías.
5. Conectar la línea de bombeo desde la unidad de bombeo hasta el carrete del coiled tubing y probar las mismas contra la válvula del carrete con 200 psi durante 5 min. Luego probar con 4000 psi, durante 10 min. Chequear junta rotaria por fugas. Registrar y reportar.
6. Chequear estado físico del rollon conector en punta de CT, espesor de pared 0.109 in. Rehacer si es necesario y probar con 15000 lbs durante 5 min, Registrar y reportar.
7. Probar String de CT con 400 psi durante 5 min y 4000 psi durante 5 min.
8. Conectar BHA²⁶: motor head de 1 11/16 in + Standing Valve.
9. Instalar BOP y cabeza inyectora en cabezal del pozo.
10. Hacer el 0 de la celda de peso, correlacionar profundidades con respecto a la elevación de la mesa rotaria.
11. Con autorización de Company Man se procederá a realizar las mezclas de volúmenes de las formulaciones de los fluidos de limpiezas.
12. RIH²⁷: asegurarse de que la válvula maestra y BOP estén abiertas, contar las vueltas para abrir y registrar.

²⁵ **BOP**: Válvula utilizada para controlar los fluidos del pozo.

²⁶ **BHA**: porción inferior de la sarta de perforación.

²⁷ **RIH**: Conectar entre sí las tuberías y bajar el tramo conectado en el pozo de manera controlada.

13. Bombear el tratamiento de acuerdo a la siguiente secuencia y parámetros descrita en la tabla 2.1, y véase detalles de los químicos empleados en el tratamiento de limpieza en anexo 1.

Tabla 2- 1: Secuencia del tratamiento de limpieza.

ETAPA	TIPO DE FLUIDO	VOL (BLS)
1	Solvente Base JP1	10
2	HCl	30
3	Desplazamiento CT	80

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

14. Extracción de la sarta de perforación.

- A 300 ft de superficie reducir la velocidad a 300 ft/min.
- A 150 ft de superficie reducir la velocidad a 15 ft/min.
- A 75 ft de superficie reducir la velocidad de 8 ft/min, hasta que el conector contacte el stripper.
- Asegurar el equipo a superficie.

15. Desarmado de los equipos: Ubicado el coiled tubing en superficie, cerrar la válvula master (contar las vueltas) y desvestir la cabeza inyectora, equipo CT.

CAPÍTULO III

ESTUDIO COMPARADO DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, hemos recurrido a la información obtenida de cada uno de los 10 pozos de los Campos Shushufindi y Libertador; con la finalidad de realizar el respectivo estudio comparado de las herramientas de limpieza.

De acuerdo con la teoría presentada en el Capítulo 1 la presencia de escalas en la tubería de producción para los pozos en estudio se ven afectadas de acuerdo al análisis mineralógico del subtema 1.2.4. Además de la mineralogía, la producción de hidrocarburo con un alto BSW se puede evidenciar en las tablas 3.1 y 3.11 siendo este un factor que ocasiona el tránsito de iones formadores de precipitados.

Para la selección de los pozos antes mencionados previamente se analizaron los historiales de reacondicionamiento, que están resumidos en las tablas 3.2 hasta la 3.7 (jet vórtex) y de la 3.12 hasta la 3.15 (roto jet), evidenciándose que durante la vida productiva de los pozos se ha hecho cambios de tubería y equipos de levantamiento artificial, debido a que se han visto afectados por la presencia de escalas.

La presencia de incrustaciones en los pozos productores originó una caída de producción que puede verificarse en las gráficas desde la 3.1 hasta la 3.6 (jet vórtex) y desde las 3.7 hasta la 3.10 (roto jet), lo cual nos permite fijar las fechas en las cuales se realizó el proceso de limpieza con unidad de Coiled Tubing en los distintos pozos productores tanto con Jets Rígidos como Jets Rotatorios.

Para determinar el tipo de tendencia incrustante presente en la tubería de producción, se realizan los respectivos análisis físicos químicos detallados en las tablas 3.8 (jet vórtex) y 3.16 (roto jet), en los cuales se aplican el modelo de Oddo y Tomson. De acuerdo con este modelo, el índice de saturación (Is), presentado en el subtema 1.3.1, nos permite reconocer el tipo de tendencia incrustante con el propósito de formular el fluido de limpieza más adecuado.

A partir de la predicción del tipo de tendencia incrustante se procede a la formulación del fluido de limpieza basado en el subtema 2.2.2, el cual detalla las tres etapas básicas para la limpieza de los pozos productores que pueden ser verificadas en el Anexo 1. Para lo cual en las tablas 3.9 (jet vórtex) y 3.17 (roto jet), se detalla el empleo de la concentración de ácido clorhídrico de acuerdo a los siguientes rangos de tendencia incrustante:

- Para tendencia incrustante leve, se emplea HCl al 7% y 7,5%.
- Para tendencia incrustante moderada, se emplea HCl al 10%.
- Y para tendencia incrustante severa, se emplea HCl al 12,5% y 15%.

Una vez habiendo encontrado el tipo de incrustación a ser removida y el fluido de limpieza a ser usado, se procede a realizar la simulación de las fuerzas de la herramienta empleada, véase anexo 5, y las presiones de impacto del BHA de limpieza detalladas en las tablas 3.10 (jet Vórtex) y 3.18 (roto jet), con el propósito de determinar el mejor empleo de los jets de limpieza para cada pozo.

Las fuerzas experimentadas por la sarta de trabajo varían a lo largo de su longitud de acuerdo con un gran número de variables, algunas de las cuales se muestran en las gráficas 5.1 y 5.2 del anexo 5, con las siguientes características distintivas:

- Línea Negra: Limite operacional del peso que puede soportar la unidad de Coiled Tubing para que la tubería no tienda a desprenderse.
- Línea Verde: Representa los parámetros óptimos de la fricción permitida al momento del ingreso del Coiled Tubing.

- Línea Roja: Constituye el límite operacional de la herramienta, el cual no debe ser sobrepasado, para así evitar pérdidas de los equipos de limpieza.

Finalmente se presenta el análisis técnico económico basado en indicadores financieros (TIR, VAN Y B/C), con tres escenarios: optimista, real y pesimista, los cuales se detallan en las tablas desde la 3.19 a la 3.21 (jet vórtex) y desde la 3.22 hasta la 3.24 (roto jet), con el propósito de recomendar el jet de limpieza más idóneo que garantice la reducción de costos en la productividad Ecuatoriana.

3.2 TRABAJOS DE LIMPIEZA CON UNIDAD DE COILED TUBING Y JET VORTÉX.

3.2.1 ANTECEDENTES

En la tabla 3.1 se detallan los antecedentes más importantes de los pozos en estudio, véase anexo 2 para detalles de las completaciones.

Tabla 3- 1: Antecedentes de los pozos en estudio.

POZO	CAMPO	BSW	API	ARENA PRODUCTORA	FECHA DE COMPLETACIÓN
LB-Y1	Libertador	88	26,2	Us	09/10/2013
LB-Y2	Libertador	90	29,2	Ti	15/11/2004
LB-Y3	Libertador	91	30,2	Ui	03/11/1994
SH-X1	Shushufindi	86	29	Ui	03/04/2012
SH-X2	Shushufindi	68	31,9	Ti	29/06/1972
SH-X3	Shushufindi	88	26,2	Ti	28/11/1972

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.3 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS

Una vez iniciadas las operaciones de producción, se realizaron varios reacondicionamientos con la finalidad de contrarrestar la presencia de escala en la tubería de producción.

Aunque el Pozo LB-Y1 es nuevo, como se puede observar en la tabla 3.2 este presenta problema de atascamiento de tubería y problemas en el equipo BES debido a presencia de escala en la tubería de producción.

Tabla 3- 2: Historial de Reacondicionamiento del Pozo LB-Y1.

POZO : LB-Y1			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	06-mar-14	Bajar equipo Bes. Desconectan On-Off. Sale tubería en mal estado presencia de escala.	Sin éxito
2	02-jul-14	Cambio de equipo BES	Buenos
3	03-mar-15	Cambio de Completación por comunicación Casing Tubing.	Exitoso

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Se ha evidenciado que en el Pozo LB-Y2 existe presencia de incrustaciones al momento de cambio de tubería y rediseño del BES, véase tabla 3.3.

Tabla 3- 3: Historial de Reacondicionamiento del LB-Y2.

POZO : LB-Y2			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
3	29-nov-05	Punzonar arena "U inf". Evaluar. Tomar Build-Up. Diseñar BES	Exitoso
4	19-feb-07	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing	Buenos
14	20-abr-10	Realizar Squeeze a "U inf". Correr registro GR espectral a "U inf" y "U sup". Diseñar BES	Buenos
15	23-abr-12	Moler CIBP a 9500' y 9384'. Realizar Squeeze a "T inf", "U inf" + "U sup". Punzonar "T sup" y "U m". Evaluar por separado las arenas. Completar para BES. Bomba superior con presencia de sólidos.	Buenos

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo LB-Y3 hay presencia de escala en todo el equipo BES y corrosión debido a que se ha producido con un alto BSW durante un tiempo prolongado, véase tabla 3.4.

Tabla 3- 4: Historial de Reacondicionamiento del Pozo LB-Y3.

POZO : LB-Y3			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
7	18-ene-05	Reparar BES, por fases a tierra	Buenos
8	06-abr-05	Reparar BES (eje roto). Escala en todo el quipo	Sin éxito
12	14-jun-06	Repara BES	Buenos
15	26-may-08	Repara BES. Escala en Equipo	Sin éxito
24	23-dic-14	Reparar equipo BES. Presencia de corrosión	Buenos
26	05-oct-15	Reparar y rediseñar equipo BES	Buenos

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo SH-X1 se realizaron trabajos de reacondicionamiento para aislar posibles entradas de agua e incrementar la presión fluyente del pozo productor, que con el tiempo presento formación de escalas. Véase tabla 3.5.

Tabla 3- 5: Historial de Reacondicionamiento del Pozo SH-X1

POZO : SH-X1			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	08-may-12	Cambio de completación por comunicación tubing-casing	Exitosa
3	21-sep-12	Aislar Hollin, recompletar U y T	Sin éxito
4	18-nov-12	Aislar posible entrada de agua en arena Ui, evaluar Hs, medir Pwf y rediseñar BES	Sin éxito
5	06-feb-13	Aislar posible entrada de agua en arena Ui, bajar BES	Sin éxito
7	01-dic-2014	Cambio de completación a BES. Presencia de escala	Exitosa

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo SH-X2 se realizaron trabajos de reacondicionamiento como: aislar entradas de agua y cambios de completación por comunicación Tubing-Casing, debido a presencia de corrosión y escala, véase la tabla 3.6.

Tabla 3- 6: Historial de Reacondicionamiento del Pozo SH-X2

POZO :		SH-X2	
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
3	06-jul-92	Cambio de completación por hueco bajo packer a 9125 cambiar tubería de 2 7/8 por 2 3/8, tubería tiene escala entre 8850 y 9000	Exitosa
7	07-ago-97	cambio de completación por posible hueco en tubería, tubería con corrosión severa y escala	Exitosa
9	04-dic-97	cambio por comunicación tubing-casing, Al sacar tubería, sale rota a 2670' por corrosión	Exitosa
10	29-jun-02	cambio por comunicación tubing-casing, Al sacar tubería, sale rota a 7173' por corrosión	Exitosa
13	06-oct-13	Cambio de tubería por presencia de escala y corrosión	Exitosa

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo SH-X3, se realizaron trabajos varios trabajos de reacondicionamiento por presencia de escala en equipos BES y leve corrosión en tubería, véase la tabla 3.7.

Tabla 3- 7: Historial de Reacondicionamiento del Pozo SH-X3

POZO :		SH-X3	
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
11	26-feb-03	Cambio de completación BES por fases a tierra, motor inferior y superior con corrosión	Exitoso
12	10-dic-03	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing	Exitoso
13	02-may-06	Repara BES por presencia de sólidos	Exitoso
16	28-abr-09	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing, presencia de escala en quipo BES	Exitoso
17	23-may-11	Repara BES por presencia leve de corrosión	Exitoso
18	06-ene-14	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing, presencia de escala en quipo BES	Exitoso

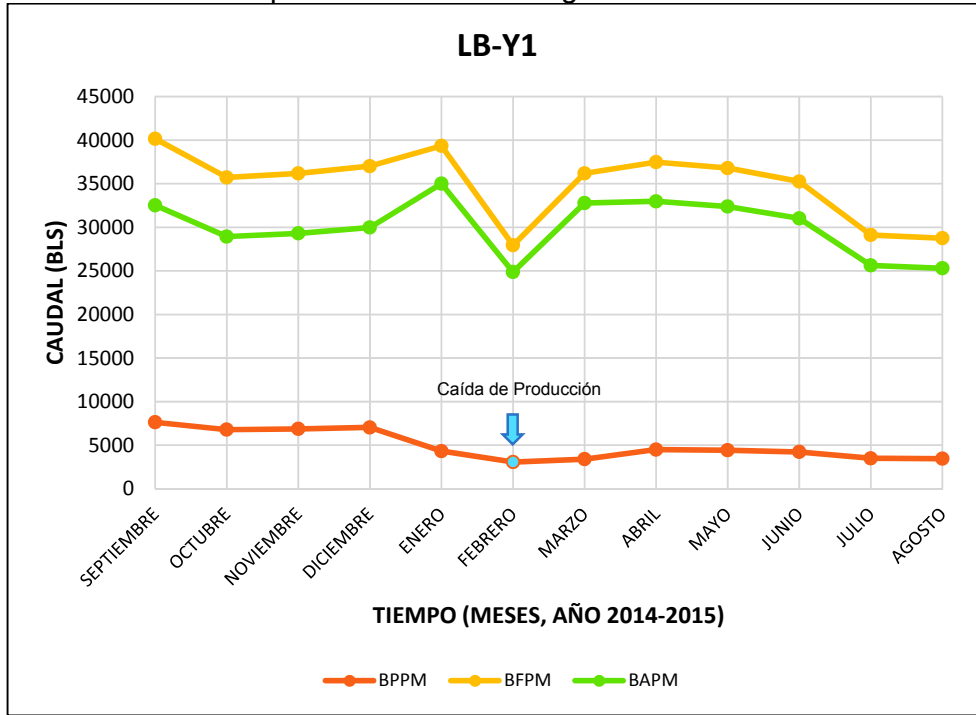
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.4 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

En las gráficas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 se muestran las producciones acumuladas mensual antes y después de haberse efectuado el proceso de limpieza al pozo productor con Unidad de CT y jet vórtex, para información más detallada véase tablas de datos en el anexo 3.

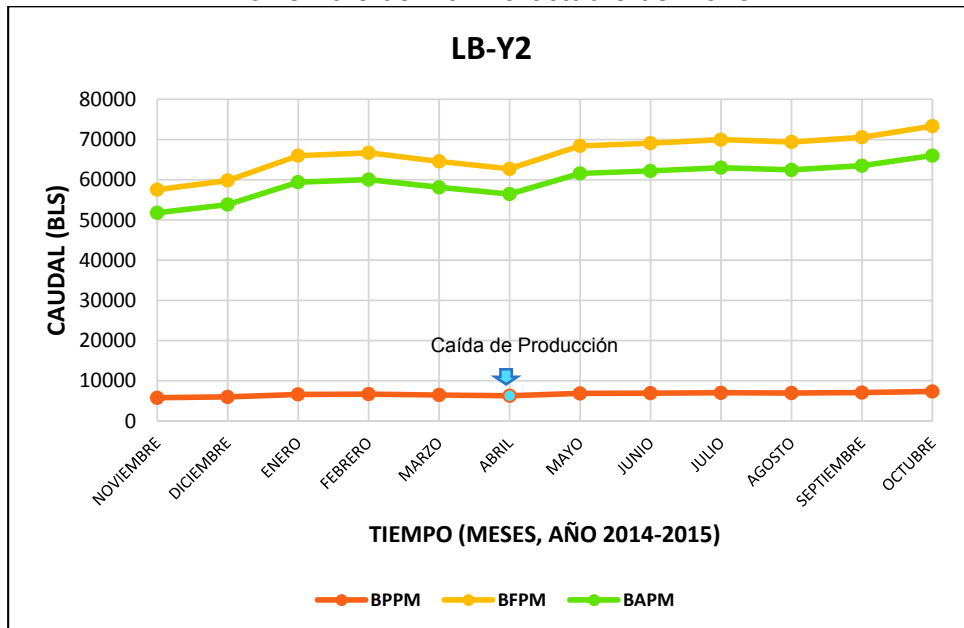
Figura 3- 1: Producción acumulada mensual del Pozo LB-Y1 del periodo septiembre del 2014 a agosto del 2015



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

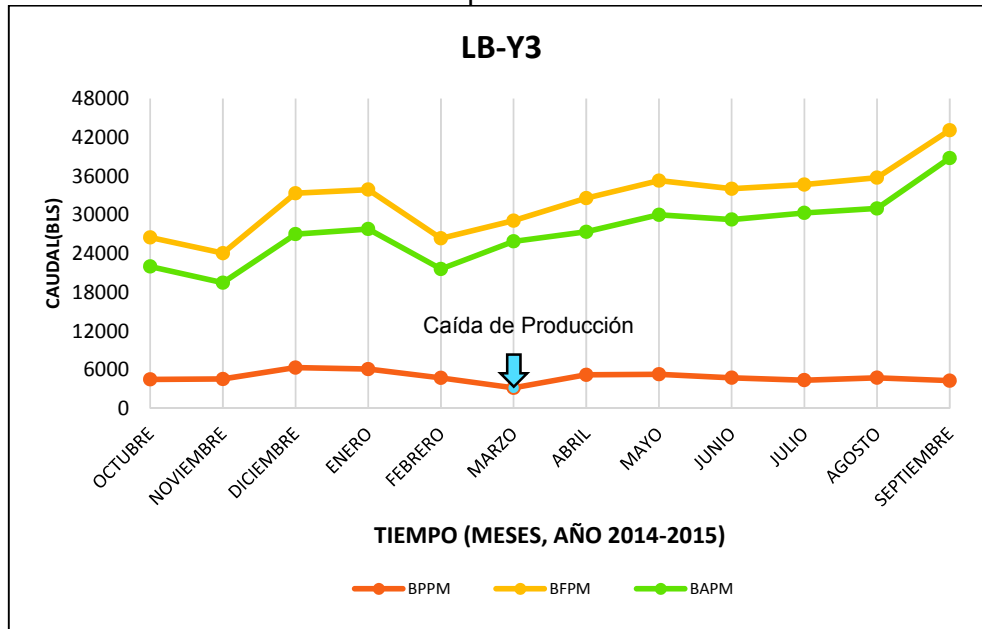
Figura 3- 2: Producción acumulada mensual del Pozo LB-Y2 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

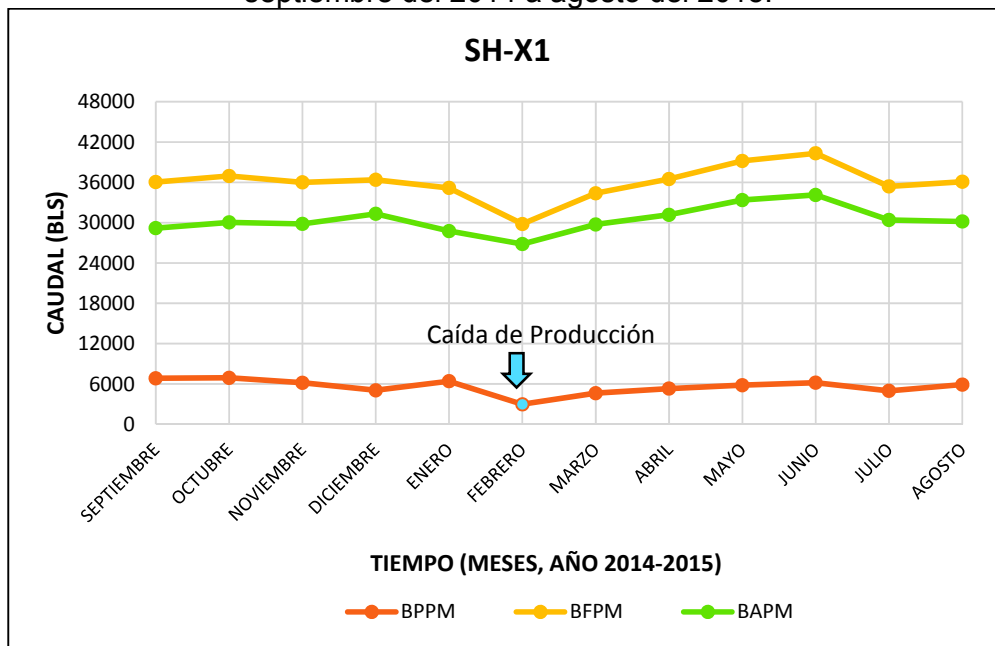
Figura 3- 3: Producción acumulada mensual del Pozo LB-Y3 del periodo octubre del 2014 a septiembre del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

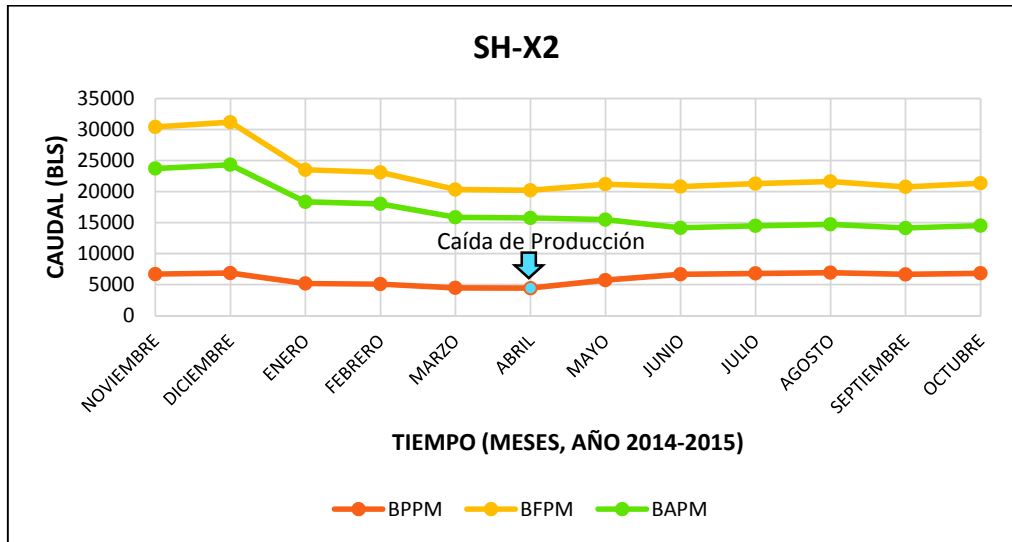
Figura 3- 4: Producción acumulada mensual del Pozo SH-X1 del 27 del periodo septiembre del 2014 a agosto del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

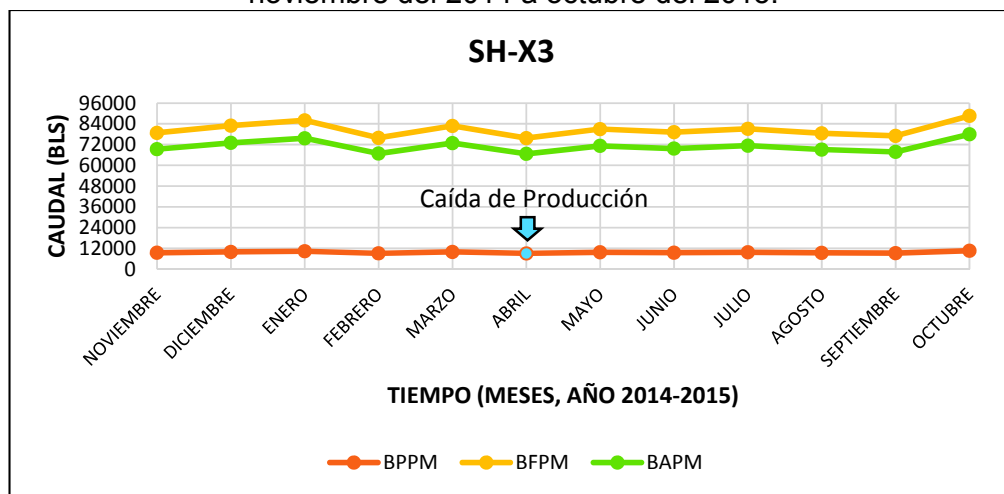
Figura 3- 5: Producción acumulada mensual del Pozo SH-X2 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Figura 3- 6: Producción acumulada mensual del Pozo SH-X3 del periodo noviembre del 2014 a octubre del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.5 ANÁLISIS FÍSICOS-QUÍMICOS DE LOS POZOS

En la tabla 3.8 se detallan los datos obtenidos de los análisis físicos-químicos de laboratorio, lo cual nos permite determinar las condiciones de Operación de las herramientas y la tendencia incrustante de Fondo de los pozos de estudio, para información más detallada véase anexo 4.

Tabla 3-8: Análisis Físicos-Químicos de los pozos limpiados con Jet Vórtex

NOMBRE	UNIDAD	LB-Y1	LB-Y2	LB-Y3	SH-X1	SH-X2	SH-X3
pH, condiciones normales	---	6,52	7,87	5,84	6,15	6,63	5,76
Calcio [Ca ⁺⁺]	mg/L	600	552	3920	7536	520	1560
Magnesio [Mg ⁺⁺]	mg/L	311,70	144	576	1010,88	24,30	194,40
Bario [Ba ⁺⁺]	mg/L	0	0	0	0	0	0
Estroncio [Sr ⁺⁺]	mg/L	0	0	0	0	0	0
Sodio [Na ⁺]	mg/L	5949,91	4892,17	21065,08	31134,72	6543,66	14093,69
Bicarbonato [HCO ₃ ⁻]	mg/L	1668,96	1598,20	439	851,56	1512,80	1549,40
Sulfato [SO ₄ ⁻]	mg/L	100	420	125	70	270	210
Cloruro [Cl ⁻]	mg/L	10100	7700	40750	63750	10000	24000
CO ₂ en gas	%	7	5	10	12	12	26
Temperatura de Cabeza	[°F]	120	185	176	100	154	150
Presión de Cabeza	[psi]	90	108	182	92	50	190
Temperatura de Fondo	[°F]	190	220	232	200	220	215
Presión de Fondo	[psi]	1650	1305	1670	1550	1601	1615
Índice de Saturación de CaCO ₃ , en la cabeza	I _{sc}	0,46	2,50	0,03	0,04	0,84	0,04
Índice de Saturación de CaCO ₃ , en el fondo	I _{sf}	0,45	2,88	0,10	0,32	0,34	0,29
Tendencia	---	Moderada	Severa	Leve	Leve	Severa	Leve

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.6 RECETAS QUÍMICAS EMPLEADAS EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS

Debido a que la tendencia incrustante de cada pozo fue determinada en tres rangos: leve, moderada y severa, en la tabla 3.9 se detallan las concentraciones de ácido clorhídrico empleado en la formulación del fluido de limpieza, para más detalles de todos los componentes de las etapas de la receta química empleadas véase anexo 1.

Tabla 3- 9: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza

POZO	CONCENTRACIÓN DE HCl (%)
LB-Y1	10
LB-Y2	15
LB-Y3	7
SH-X1	7,5
SH-X2	12,5
SH-X3	7

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.7 SIMULACIONES DEL JET VORTÉX EMPLEADO EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS

En la tabla 3.10 se detallan las presiones de circulación obtenido por el empleo del Jet Vórtex para la limpieza de los pozos. Para información más detallada véase en el anexo 5 los límites operacionales del BHA de limpieza y las simulaciones de las presiones de circulación.

Tabla 3- 10: Presiones de circulación del jet vórtex.

POZO	Presión de Circulación (psi)
LB-Y1	4060,1
LB-Y2	4099,8
LB-Y3	4119,3
SH-X1	4302,6
SH-X2	3974,2
SH-X3	3654,9

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.3 TRABAJOS DE LIMPIEZA CON UNIDAD DE COILED TUBING Y ROTOJET

3.3.1 ANTECEDENTES

En la tabla 3.11 se detallan los antecedentes más importantes de los pozos en estudio, véase anexo 2 para detalles de las completaciones.

Tabla 3- 11: Antecedentes de los campos de estudio con limpieza de Roto Jet.

POZO	CAMPO	BSW	API	ARENA PRODUCTORA	FECHA DE COMPLETACIÓN
LB-Y4	Libertador	10	30,5	Us	13/01/2009
LB-Y5	Libertador	79	27,9	Ui	11/09/1990
SH-X4	Shushufindi	73	20,5	Ui	12/04/1993
SH-X5	Shushufindi	36	28,6	Ti	16/05/2012

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.3.3 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS

Una vez iniciadas las operaciones de producción, se realizaron varios reacondicionamientos con la finalidad de contrarrestar la presencia de escala en la tubería de producción.

En el Pozo LB-Y4 se realizaron reacondicionamientos como: Squeeze y pruebas Build-Up, con la finalidad de bajar la completación adecuada y buen diseño del BES por atascamiento del mismo debido a presencia de escala, véase tabla 3.12.

Tabla 3- 12: Historial de Reacondicionamiento del Pozo LB-Y4

POZO :		LB-Y4	
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	22-may-10	Realizar Squeeze y punzonar a Basal Tena. Evaluar y diseñar BES	Sin Problemas
3	20-nov-12	Repunzonar Arena "Us". Evaluar con Build-Up. Completar de acuerdo a resultado	Exitoso
4	19-may-13	Cambio de completación por BES atascada por presencia de escala	Buenos
6	10-jul-14	Cambio de Completación para bombeo hidráulico. Presencia de escala	Buenos

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo LB-Y5 con la finalidad de recuperar la productividad del pozo se realizaron reacondicionamientos como: chequeo de obstrucciones, punzonado de las arenas productoras y cambio del tipo de bombeo, véase la tabla 3.13.

Tabla 3- 13: Historial de Reacondicionamiento del Pozo LB-Y5

POZO :		LB-Y5	
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
3	14-dic-93	Chequear obstrucción a 4550'. Realizar Squeeze y evaluar arenas "Us" y "BT". Completar para gas lift "Ui" Y "BT" separadamente.	Buenos
5	25-feb-11	Recuperar completación PPH con cañones convencionales, Punzonar "Tsup" 9240-9246 (6), 9269-9282 (13') a 5 DPP. Repunzonar "Usup" 8994'-9018' a 5 DPP. Evaluar por separado, completar de acuerdo a resultados.	Buenos
6	20-jun-11	Inicia Producción con Power Oil	Buenos

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el pozo SH-X4 se realizaron varios trabajos de reacondicionamiento por presencia de escala en la tubería de producción y comunicación Casing-Tubing, véase la tabla 3.14.

Tabla 3- 14: Historial de Reacondicionamiento del Pozo SH-X4

POZO :		SH-X4	
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
2	19-feb-00	Reparar BES por presencia de escala en el cable	Exitoso
3	12-jul-01	Cambio de completación BES por presencia de escala	Exitoso
4	10-sep-01	Cambio de completación BES, presencia de escala en la tubería	Exitoso
8	05-jul-08	Cambio de completación BES por comunicación Casing-tubing, 4 cuellos corroídos	Exitoso
11	20-abr-13	Cambio de completación BES por comunicación Casing-tubing	Exitoso

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

En el Pozo SH-X5 se realizaron trabajos de reacondicionamiento como reparación de equipos BES por presencia de escala y corrosión en la tubería de producción, véase la tabla 3.15.

Tabla 3- 15: Historial de Reacondicionamiento del Pozo SH-X5

POZO : SH-X5			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	17-abr-13	Reparar BES por presencia de escala en el equipo y presencia de corrosión en la tubería	Exitoso
2	21-ene-14	Bajar completación inteligente para las arena "Ui" y "Ti", presencia de corrosión desde 9980 a 9206	Exitoso
4	09-sep-15	Reparar equipo BES, presencia de corrosión	Exitoso

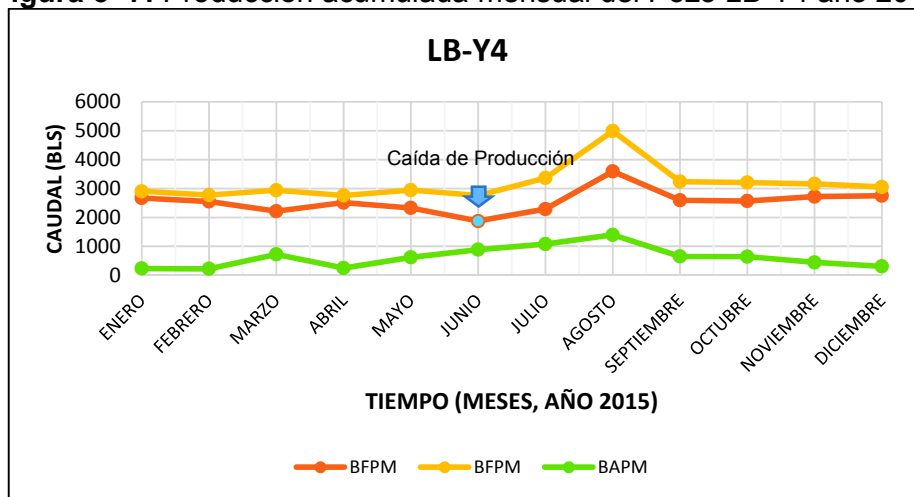
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.4 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

En las gráficas 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 se muestran las producciones acumuladas mensuales antes y después de haberse efectuado el proceso de limpieza al pozo productor con Unidad de CT y Roto-jet, para información más detallada véase tablas de datos en el anexo 6.

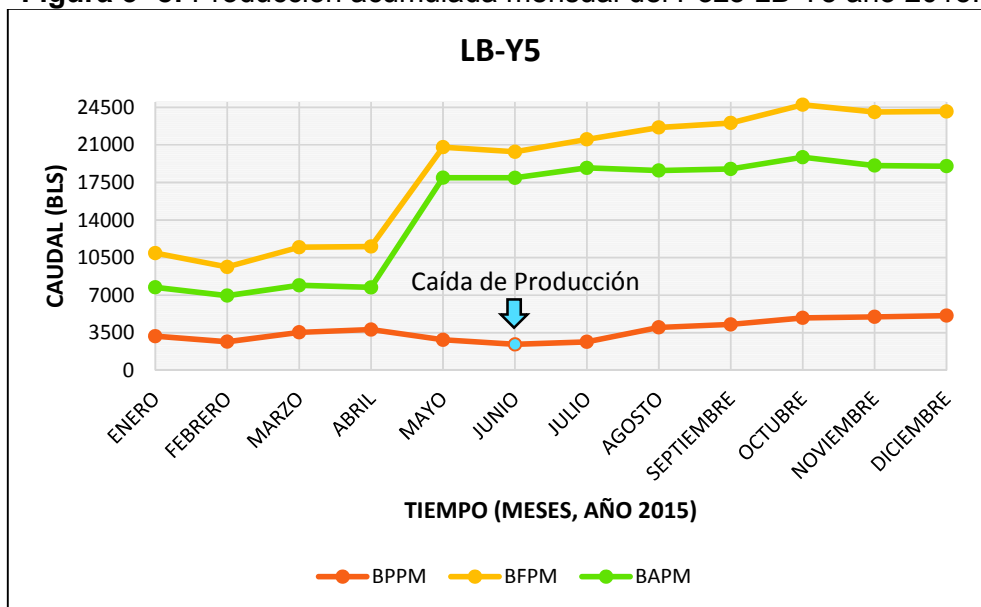
Figura 3- 7: Producción acumulada mensual del Pozo LB-Y4 año 2015



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

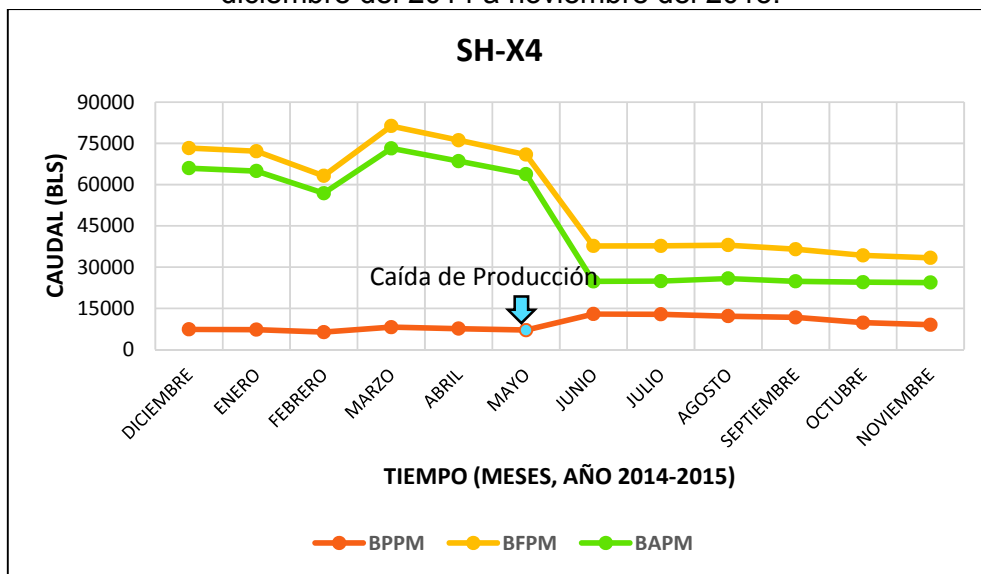
Figura 3- 8: Producción acumulada mensual del Pozo LB-Y5 año 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

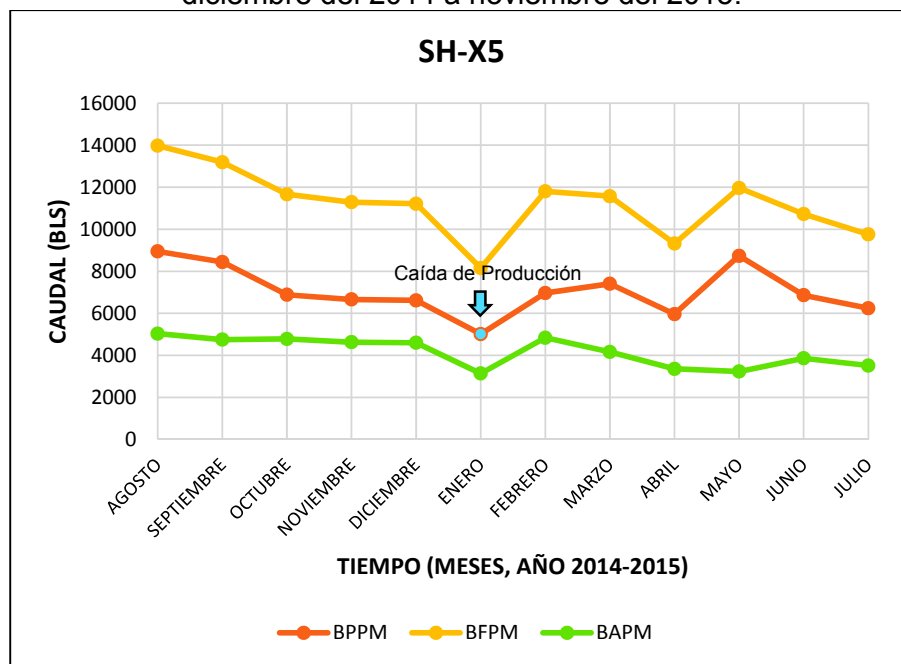
Figura 3- 9: Producción acumulada mensual del Pozo SH-X4 del periodo diciembre del 2014 a noviembre del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Figura 3- 10: Producción acumulada mensual del Pozo SH-X5 del periodo diciembre del 2014 a noviembre del 2015.



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.2.5 ANÁLISIS FÍSICOS-QUÍMICOS DE LOS POZOS

En la tabla 3.16 se detallan los datos obtenidos de los análisis físicos-químicos obtenidos experimentalmente en laboratorio, lo cual nos permite determinar las condiciones de operación de las herramientas y la tendencia incrustante de fondo de los pozos de estudio, para información más detallada véase anexo 7.

3.2.6 RECETAS QUÍMICAS EMPLEADAS EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS

Debido a que la tendencia incrustante de cada pozo fue determinada en tres rangos: leve, moderada y severa, la tabla 3.17 detalla las concentraciones ácido Clorhídrico empleados en la formulación del fluido de limpieza, para más detalles de todos los componentes de las etapas de la receta química empleadas véase anexo 1.

Tabla 3- 16: Análisis Físicos-Químicos de los pozos limpiados con Roto-Jet

NOMBRE	UNIDAD	LB-Y4	LB-Y5	SH-X4	SH-X5
pH, condiciones normales	---	6,31	6,68	6,04	6,65
Calcio [Ca ⁺⁺]	mg/L	856	4456	416	5416
Magnesio [Mg ⁺⁺]	mg/L	96,00	556,80	87,48	505,44
Bario [Ba ⁺⁺]	mg/L	0	0	0	0
Estroncio [Sr ⁺⁺]	mg/L	0	0	0	0
Sodio [Na ⁺]	mg/L	13644,04	26519,79	5001,52	19587,26
Bicarbonato [HCO ₃ ⁻]	mg/L	2854,80	1451,80	1488,40	1266,36
Sulfato [SO ₄ ⁻]	mg/L	25	75	185	40
Cloruro [Cl ⁻]	mg/L	21150	49500	7700	40500
CO ₂ en gas	%	15	5	20	5
Temperatura de Cabeza	[°F]	140	107	176	118
Presion de Cabeza	[psi]	90	90	160	80
Temperatura de Fondo	[°F]	250	224	230	226
Presion de Fondo	[psi]	1854	1074	1454	1074
Indice de Saturación de CaCO ₃ , en la cabeza	ISC	0,74	0,70	0,45	0,85
Indice de Saturación de CaCO ₃ , en el fondo	ISF	1,28	1,47	0,39	1,31
Tendencia	---	Severa	Severa	Moderado	Severa

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Tabla 3- 17: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza

POZO	CONCENTRACIÓN DE HCl (%)
LB-Y4	12,5
LB-Y5	15
SH-X4	10
SH-X5	15

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.3.7 SIMULACIONES DEL JET VORTÉX EMPLEADO EN LA LIMPIEZA DE LOS POZOS

En la tabla 3.18 se muestra la presión de circulación obtenido por el empleo del Roto-Jet para la limpieza de los pozos. Véase en el anexo 5 los límites operacionales del BHA de limpieza y las simulaciones de las presiones de circulación.

Tabla 3- 18: Concentraciones de HCl que componen los fluidos de limpieza

POZO	Presión de Circulación (psi)
LB-Y4	4119,9
LB-Y5	4276,2
SH-X4	3709,9
SH-X5	4308,1

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

3.4.1 JET VÓRTEX

Los resultados de los indicadores económicos del presente trabajo: TIR, VAN y B/C se detallan a continuación en las tablas 3.19, 3.20 y 3.21, de acuerdo a tres escenarios optimista, real y pesimista en los cuales se realizó la limpieza con jet vórtex, para más detalles véase anexo 8.

Tabla 3- 19: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo de barril de \$ 70.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y1	598340,15	302,26%	4,98	22 días
LB-Y2	133974,50	99,83%	3,36	1 mes 18 días
LB-Y3	494458,27	276,71%	5,16	1 mes
SH-X1	575354,17	254,47%	5,30	1 mes
SH-X2	403766,18	166,87%	5,67	1 mes 11 días
SH-X3	171070,68	148,35%	3,85	1 mes 5 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Tabla 3- 20: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo real de barril.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y1	399984,01	207,80%	3,66	1 mes 2 días
LB-Y2	72828,10	74,98%	2,28	1 mes 27 días
LB-Y3	330221,62	213,55%	3,78	1 mes 3 días
SH-X1	393110,73	183,12%	3,94	1 mes 6 días
SH-X2	244162,38	139,58%	3,82	1 mes 14 días
SH-X3	104465,04	115,62%	2,74	1 mes 10 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Tabla 3- 21: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con jet vórtex para un costo de barril de \$ 25.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y1	117128,41	100,50%	1,78	1 mes 18 días
LB-Y2	11289,50	22,51%	1,20	4 meses 9 días
LB-Y3	100231,24	97,05%	1,84	1 mes 16 días
SH-X1	119445,70	93,63%	1,89	1 mes 22 días
SH-X2	88566,51	70,82%	2,02	2 meses 7 días
SH-X3	22472,53	37,72%	1,37	2 meses 23 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

3.4.2 ROTO JET

Los resultados de los indicadores económicos del presente trabajo: TIR, VAN y B/C se detallan a continuación en las tablas 3.22, 3.23 y 3.24, de acuerdo a tres escenarios optimista, real y pesimista en los cuales se realizó la limpieza con roto-jet, para más detalles véase anexo 9.

Tabla 3- 22: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y4	168582,97	97,47%	4,18	2 meses 2 días
LB-Y5	326725,93	110,17%	4,70	2 meses 5 días
SH-X4	902432,95	315,25%	6,43	1 mes 2 días
SH-X5	303575,45	141,45%	5,19	1 mes 11 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Tabla 3- 23: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y4	68864,26	59,06%	2,30	2 meses 11 días
LB-Y5	137557,25	71,97%	2,56	2 meses 16 días
SH-X4	534168,94	261,90%	4,22	1 mes 3 días
SH-X5	197958,64	101,46%	3,73	1 mes 20 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

Tabla 3- 24: Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$25.

Pozo	VAN (Semestral)	TIR (Semestral)	B/C (Semestral)	Retorno de la inversión
LB-Y4	26123,21	32,40%	1,49	2 meses 29 días
LB-Y5	59957,96	44,35%	1,68	3 meses 9 días
SH-X4	215539,45	134,12%	2,30	1 mes 11 días
SH-X5	61842,76	53,51%	1,85	2 meses 10 días

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES GENERALES

- ✓ Se identificó que los factores como la presión total, presión parcial de CO₂, temperatura, pH, contenido de sales disueltas y condiciones de flujo influyen en la formación de escalas que producen la obstrucción de las paredes del tubing durante la vida productiva del pozo, además dichos factores actúan de manera directa con la solubilidad de las mismas frente a los tratamientos ácidos de limpieza.
- ✓ Se determinó que entre las tecnologías de limpieza que sirven para la remoción de incrustaciones destaca el empleo de Coiled Tubing debido a la flexibilidad de trabajar bajo presión en los pozos y su capacidad de bombear fluidos en cualquier momento independiente de la posición dentro del pozo o la dirección del viaje. Además este se puede complementar con los jets de limpieza tanto vórtex como rotatorios para repotenciar su efectividad en la remoción de incrustaciones, cuya selección se determina a partir del tipo, tamaño de la completación y de las pérdidas de presión que estos deben superar para la generación del jeteo.
- ✓ Se determinó que entre los diferentes tipos de tratamientos ácidos para la limpieza de la tubería de producción destaca el ácido clorhídrico debido a su poder reactivo y bajo costo, este disuelve rápidamente las incrustaciones, y su concentración se determina a partir del tipo de tendencia de escala presente en la tubería.
- ✓ De acuerdo con el modelo de Oddo Tomson, para un medio donde las concentraciones de las sales disueltas en el agua de formación son constantes, la tendencia incrustante dependerá de la variación de presión y temperatura que se da a lo largo de la tubería que va a ser limpiada.

- ✓ Se estableció que el porcentaje en peso de ácido clorhídrico empleado en el tratamiento químico se formula de acuerdo a la tendencia incrustante de las escalas presentes a lo largo de la tubería, calculada con el índice de saturación de Oddo Tomson, Es decir, si la tendencia es severa se emplea HCl en un rango entre el 15 % o 12% de concentración, mientras que si es moderada se emplea HCl al 10% y si es leve se emplea HCl en un rango entre el 7,5% o 7% de concentración.
- ✓ A partir del análisis económico se logró determinar que aunque el roto es más costoso que el vórtex, su costo infiere de acuerdo a los químicos usados en la limpieza. Además los indicadores financieros dependerán tanto del incremento de producción como el precio del petróleo.
- ✓ Se determinó que el Roto-jet es teóricamente más efectivo debido a que tiene mayor impacto al momento de remover incrustaciones, pero su uso infiere en el costo de la herramienta, el diámetro del jet y la elevada presión de circulación que debe ser suministrada para que supere las pérdidas de presión tanto hidrostáticas como de fricción, razón por la cual se utiliza el vórtex como medida sustitutiva más eficiente y menos costosa.

4.2 CONCLUSIONES PARA LOS POZOS LIMPIADOS CON JET VÓRTEX

4.2.1 POZO LB-Y1

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,45$ y $I_{SC}=0,46$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia moderada, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 10%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 4060 psi.
- ✓ El Pozo LB-Y1 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 579,04 Bls.

- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR= 302,26%, VAN=598440,15 y B/C=4,98, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 22 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR= 207,80%, VAN=399984,01 y B/C=3,66, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 2 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR= 100,5%, VAN=117128,41 y B/C=1,78, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 18 días.

4.2.2 POZO LB-Y2

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=2,88$ y $I_{Sc}=2,5$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia severa, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 15%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 4091psi.
- ✓ El Pozo LB-Y2 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 140,83 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR= 89,83%, VAN=133974,5 y B/C=3,36, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 18 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=74,89%, VAN=72828,1 y B/C=2,28, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 27 días.

- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR= 22,51%, VAN=11289,50 y B/C=1,2, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 4 meses y 9 días.

4.2.3 POZO LB-Y3

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,1$ y $I_{Sc}=0,3$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia leve, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 7%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 4119 psi.
- ✓ El Pozo LB-Y3 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 370,8 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR= 276,71%, VAN=494458,27 y B/C=5,16, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=213,55%, VAN=330221,62 y B/C=3,78, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 3 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR= 97,05%, VAN=100231,24 y B/C=1,84, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 16 días.

4.2.4 POZO SH-X1

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,32$ y $I_{Sc}=0,04$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia leve, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 7,5%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 4303 psi.
- ✓ El Pozo SH-X1 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 379,39 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR= 254,47%, VAN=575354,17 y B/C=5,3, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=183,2%, VAN=393110,73 y B/C=3,94, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 6 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR= 93,63%, VAN=119445,7 y B/C=1,89, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 22 días.

4.2.5 POZO SH-X2

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,34$ y $I_{Sc}=0,84$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia severa, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 12,5%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 3974 psi.

- ✓ El Pozo SH-X2 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 52,61 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=166,87%, VAN=403766,18 y B/C=5,67, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 11 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=139,58%, VAN=244162,38 y B/C=3,82, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 14 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR= 70,82%, VAN=88566,51 y B/C=2,02, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 7 días.

4.2.6 POZO SH-X3

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,29$ y $I_{SC}=0,04$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia leve, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 7%, y un jet vórtex con una presión de circulación de 3655 psi.
- ✓ El Pozo SH-X3 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 264,58 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=148,35%, VAN=171070,68 y B/C=3,85, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 5 días.

- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=115,62%, VAN=104465,04 y B/C=2,74, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 10 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR=33,72%, VAN=22472,53 y B/C=1,37, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 23 días.

4.3 CONCLUSIONES PARA LOS POZOS LIMPIADOS CON ROTO-JET

4.3.1 POZO LB-Y4

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=1,28$ y $I_{SC}=0,74$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia severa, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 12,5%, y un roto-jet con una presión de circulación de 4120 psi.
- ✓ El Pozo LB-Y4 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 17,92 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=97,47%, VAN=168582,97 y B/C=4,18, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 2 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=59,06%, VAN=68864,26 y B/C=2,3, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 11 días.

- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR=32,4%, VAN=26123,21 y B/C=1,49, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 29 días.

4.3.2 POZO LB-Y5

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Oddo y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=1,47$ y $I_{Sc}=0,7$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia severa, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 15%, y un roto-jet con una presión de circulación de 4276 psi.
- ✓ El Pozo LB-Y5 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 56,93 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=110,17%, VAN=326725,93 y B/C=4,7, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 5 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=71,97%, VAN=137557,25 y B/C=2,56, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 16 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR=44,35%, VAN=59957,96 y B/C=1,68, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 3 meses y 9 días.

4.3.3 POZO SH-X4

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Odco y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=0,39$ y $I_{Sc}=0,45$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia moderada, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 10%, y un roto-jet con una presión de circulación de 3710 psi.
- ✓ El Pozo SH-X4 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presentó un incremento de producción mensual de 110,72 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=315,25%, VAN=902432,95 y B/C=6,43, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 2 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=261,90%, VAN=534168,94 y B/C=4,22, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 3 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR=134,12%, VAN=215539,45 y B/C=2,3, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 11 días.

4.3.4 POZO SH-X5

- ✓ A partir del análisis físico químico realizado, aplicando el modelo de Odco y Tomson, se obtuvo un $I_{SF}=1,31$ y $I_{Sc}=0,85$, lo cual determinó que el tipo de incrustación presente en la tubería de producción es de tendencia severa, la cual se removerá con ácido clorhídrico al 15%, y un roto-jet con una presión de circulación de 4308 psi.

- ✓ El Pozo SH-X5 después de haberse efectuado el proceso de limpieza de tubería de producción presento un incremento de producción mensual de 39,98 Bls.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario optimista, donde el precio de petróleo es de \$70, se obtienen valores del TIR=331,45%, VAN=303575,45 y B/C=5,19, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 11 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario real, se obtienen valores del TIR=101,46%, VAN=197958,64 y B/C=3,73, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 1 mes y 20 días.
- ✓ De acuerdo con los indicadores económicos realizados en un escenario pesimista, donde el precio de petróleo es de \$25, se obtienen valores del TIR=53,51%, VAN=61842,76 y B/C=1,85, siendo así rentable el trabajo con un periodo de recuperación de 2 meses y 10 días.

4.4 RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda que al momento de realizar la toma de muestras para el análisis físico químico, es necesario adquirir datos reales como: temperatura debido a que es crítica para la formación de incrustaciones, el pH ya que un aumento del mismo y una reducción de presión ocasionarán que los gases disueltos se empiecen a escapar del agua de formación, generando así una mala apreciación del Índice de saturación, dando como resultado una mala elección del fluido de limpieza.
- ✓ Se recomienda el uso de equipo de protección completo, es decir, casco, lentes, overol, botas y guantes de nitrilo, mascarillas para vapores o polvo según sea el caso al manipular los químicos empleados en la mezcla de productos químicos.

- ✓ Es recomendable tomar en cuenta siempre los límites operacionales del BHA de limpieza y de la presión de circulación obtenidos del Simulador Circa, para evitar daños tanto en la unidad de Coiled Tubing como en la tubería de producción a ser limpiada.

- ✓ Para pozos que presentan un alto BSW, es recomendable realizar periódicamente limpieza de la tubería de producción, para así evitar pérdidas de producción debido a la reducción del diámetro interno de la tubería.

- ✓ Se recomienda realizar trabajos de limpieza de la tubería de producción únicamente en los pozos que se demuestre que el incremento de producción justifique el retorno de la inversión en un tiempo prudente.

GLOSARIO

Abrasión: Acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material.

Agente Reductor: Es aquel que cede electrones a un agente oxidante.

Agente Secuestrante: Son compuestos químicos que tienen la propiedad de poder asociarse a los iones de los metales formando complejos estables.

Agua de formación: Agua presente en los yacimientos petroleros, ya sea emulsionada con el crudo o no.

Anhidrita: Es un mineral compuesto de sulfato de calcio anhidro.

Arenisca: es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre.

BHA: porción inferior de la sarta de perforación.

Biocida: Químico que mata organismos vivos o detienen su desarrollo.

BOP: Válvula utilizada para controlar los fluidos del pozo.

Calcáreo: Aquel material u organismo que en su estructura contiene un alto porcentaje de carbonato de calcio.

Carbonatos: Son las sales del ácido carbónico o ésteres con el grupo $R-O-C(=O)-O-R'$

Coefficiente de fugacidad: Relación que existe entre la fugacidad y la presión del componente como gas ideal.

EDTA: El ácido etildiaminotetraacético, es una sustancia utilizada como agente quelante que puede crear complejos con un metal que tenga una estructura de coordinación octaédrica.

Fragmentos Líticos: fragmentos de roca constituidos por muchos minerales distintos.

Fuerza iónica: Es una función de la concentración de todos los iones presentes en el fluido.

Hemihidrita: Es un producto obtenido mediante la calcinación del yeso bajo una presión de vapor de agua.

Inhibidor de corrosión: Aditivo que sirve para impedir la formación de óxido.

Jets: Motores que emiten chorros de fluidos a altísimas velocidades.

Nucleación: Es la primera etapa de un cambio de fase, donde se generan pequeñas superficies de fase distinta a la existente, llamadas núcleos.

Pirita: Mineral constituido por sulfuro de hierro, de brillo metálico y color amarillo

Precipitados: Son los sólidos que se produce en una disolución por efecto de cristalización o de una reacción química.

Quelación: Sustancia de naturaleza química que tiene la facultad de unirse a los iones metálicos.

RIH: Conectar entre sí las tuberías y bajar el tramo conectado en el pozo de manera controlada.

Siderita: Es un carbonato de hierro (II) del grupo de la calcita.

Solubilidad: Capacidad de una sustancia o un cuerpo para disolverse al mezclarse con un líquido.

Surfactante: También conocido como tensoactivo, son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases.

Yeso: Es un mineral constituido por sulfato cálcico

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Afghoul, A., et. al. (2004). Tubería flexible: la próxima generación. *Oilfield Review*, Vol. 16, pp. 40-61.

Baby, P., Rivadeneida, M., & Barragan, R. (2004). *Historia de la exploración y principales campos petroleros de la petroproducción*. En La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (pp. 205-229). Quito: Travaux de 'Institut Français d'Études Andines.

Baker Hughes. (2008). *Coiled Tubing Equipment Technical Correspondence Course*. Estados Unidos: Baker Hughes.

Cobb, C., & Zublin, C. (1985, noviembre 1). New coiled tubing jet cleaning system reduces costs. *Pet. Eng. Int.*, Vol. 57, p. 11.

Corbella, M., et. al. (2007, agosto 15). Disolución y precipitación de carbonatos en sistemas hidrotermales. Implicaciones en la génesis de depósitos tipo MVT. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 59(1), pp. 83-99.

Crabtree, M. et al. (1999). La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. *Oilfield Review*, Vol. 11, pp. 30-49.

EP Petroecuador. (2011). *Archivos técnicos Campo Lago Agrio*. Quito: EP Petroecuador.

ECURED. (2010). *Feldespatos*. Julio 6, 2016, de ECURED Sitio web: <http://www.ecured.cu/Feldespatos>

Fuentes, E., & Ortiz, G. (2014). *Operaciones de reparaciones con tubería flexible*. En Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros (pp. 72-79). México: UNAM.

Goñas, H. (1995). *La tecnología del Coiled Tubing aplicada en los Campos del Noreste Peruano*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.

GPA. (2012). *Incrustaciones Orgánicas e Inorgánicas en equipos de procesos*. Diciembre 10, 2016, de Estudios y servicios petroleros Sitio web: <https://alemansistem.files.wordpress.com/2012/05/08-incrustaciones-orgc3a1nicas-e-inorgc3a1nicas-en-equipos-de-proceso.pdf>

Landes, K. (1977). *Geología del petróleo*. 3° Ed. Barcelona, España: Omega.

Latos, G. (1994). *Performance and Economy in Downhole Jetting to Remove Deposits Gulf*. Houston: Conference and Exhibition on Coiled Tubing Technology: Operations, Services, Practices.

Lenntech, B. (2015). *Calculadora del Índice de Saturación Langelier*. Junio 16, 2016, de Universidad técnica de Delft Sitio web: <http://www.lenntech.es/calculadoras/Langelier/langelier.Htm>

Lima, C., et. al.. (2014, julio 8). Analysis of Petroleum Oily Sludge Produced from Oil-Water Separator. *Revista Virtual de Química*, 6(5), p. 1162.

Manrique, J., & Cordova, N. (2010). *Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción*. Villavicencio: Corporación Internacional del Petróleo.

Martínez, J. (2010). *Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros*. México: UNAM.

Ochoa, J. (2001). *Estudio Integral del Campo Shushufindi Aguarico*. Ecuador: Petroproducción.

Ostroff, A. (1979). *Introduction to Oilfield Water Technology*. Estados Unidos: NACE.

Patton, C. (1995). *Applied Water Technology*. Estados Unidos: Campbell Petroleum Series.

Pérez, R. (2000). *Predicción de incrustaciones de CaCO₃ en líneas de producción de crudo*. Venezuela: Universidad del Zulia.

PRESSURE PUMPING, (2012). *Coiled Tubing Services*. Houston, Texas: BAKER HUGHES.

Rogers, B., Burk, M., & Stonecipher, S. (1998). *Designing a Remedial Acid Treatment for Gulf of Mexico Deepwater Turbidite Sands Containing Zeolite Cement*. Louisiana: SPE.

ANEXOS

ANEXO N° 1

**Componentes de las etapas de los Tratamiento Químicos
empleados en la remoción de Incrustaciones.**

1.1 ETAPAS Y COMPONENTES DEL TRATAMIENTO QUIMICO

Primera etapa 10 Bbls de Solvente JP1

10 BBLs	SOLVENTE BASE JP1	
	Concentración	TOTAL
ADITIVO		
JP1	840 GPT	353 GALS
PARAVAN 25	75 GPT	32 GALS
NE-110W	10 PPTG	4 GALS
US-2	75 GPT	32 GALS

Tercera etapa 80 Bbls de fluido de limpieza

80 Bbls	FLUIDO LIMPIEZA	
	Concentración	TOTAL
ADITIVO		
AGUA FRESCA	994 GPT	978 GALS
NE-118	4 GPT	8 GALS
CLAY MASTER 5C	2 GPT	5 GALS

Segunda etapa 30 Bbls de ácido clorhídrico al 7, 7.5, 10, 12.5 y 15 %

30 BBLs	HCl 7%		HCl 7.5%		HCl 10 %		HCl 12.5 %		HCl 15 %	
	Concentración	TOTAL	Concentración	TOTAL	Concentración	TOTAL	Concentración	TOTAL	Concentración	TOTAL
ADITIVO										
AGUA FRESCA	760 GPT	958 GALS	776 GPT	978 GALS	714 GPT	900 GALS	627 GPT	790 GALS	553 GPT	697 GALS
CI-25	6 GPT	8 GALS	6 GPT	8 GALS	6 GPT	8 GALS	6 GPT	8 GALS	8 GPT	10 GALS
FERROTROL	15 PPTG	19 LBS	15 PPTG	19 LBS	15 PPTG	19 LBS	15 PPTG	19 LBS	15 PPTG	19 LBS
FERROTROL 300L	10 GPT	13 GALS	10 GPT	13 GALS	10 GPT	13 GALS	10 GPT	13 GALS	10 GPT	13 GALS
HCl 33%	220 GPT	278 GALS	200 GPT	252 GALS	262 GPT	330 GALS	349 GPT	440 GALS	421 GPT	530 GALS
NE-118	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS
CLAY MASTER 5C	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	4 GPT	5 GALS	5 GPT	5 GALS

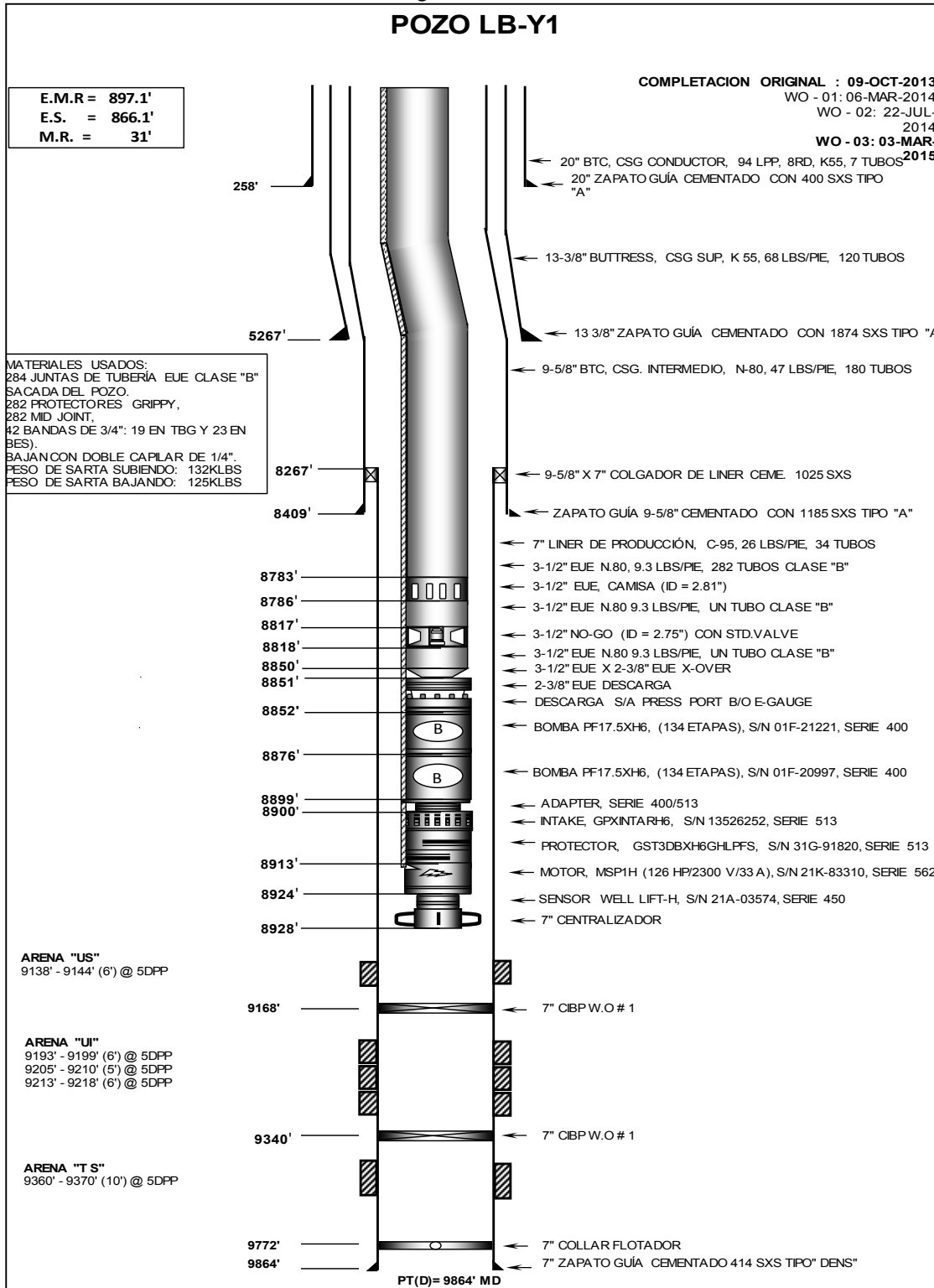
Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 2

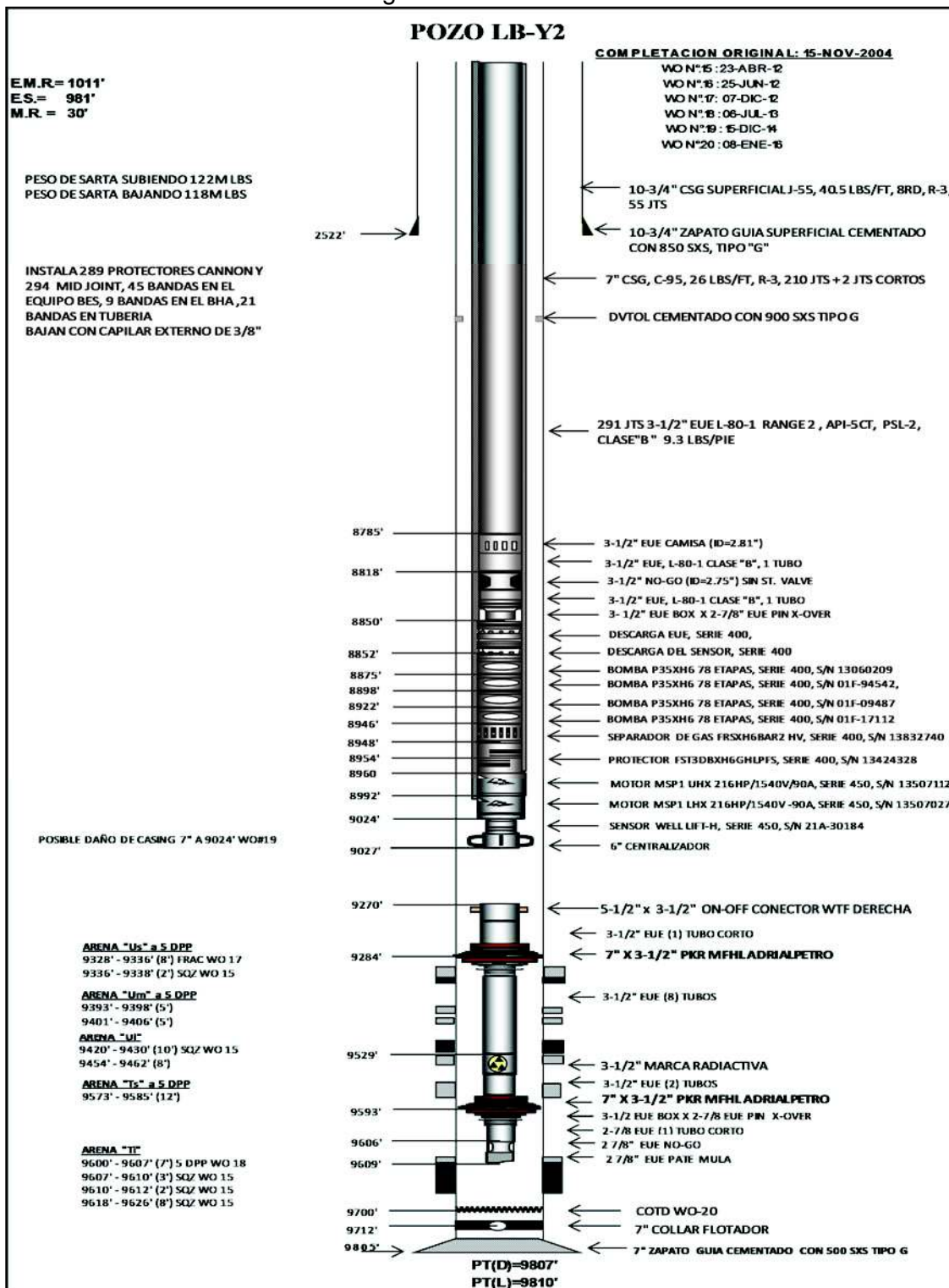
Diagramas de los pozos

2.1 Diagrama del Pozo LB-Y1



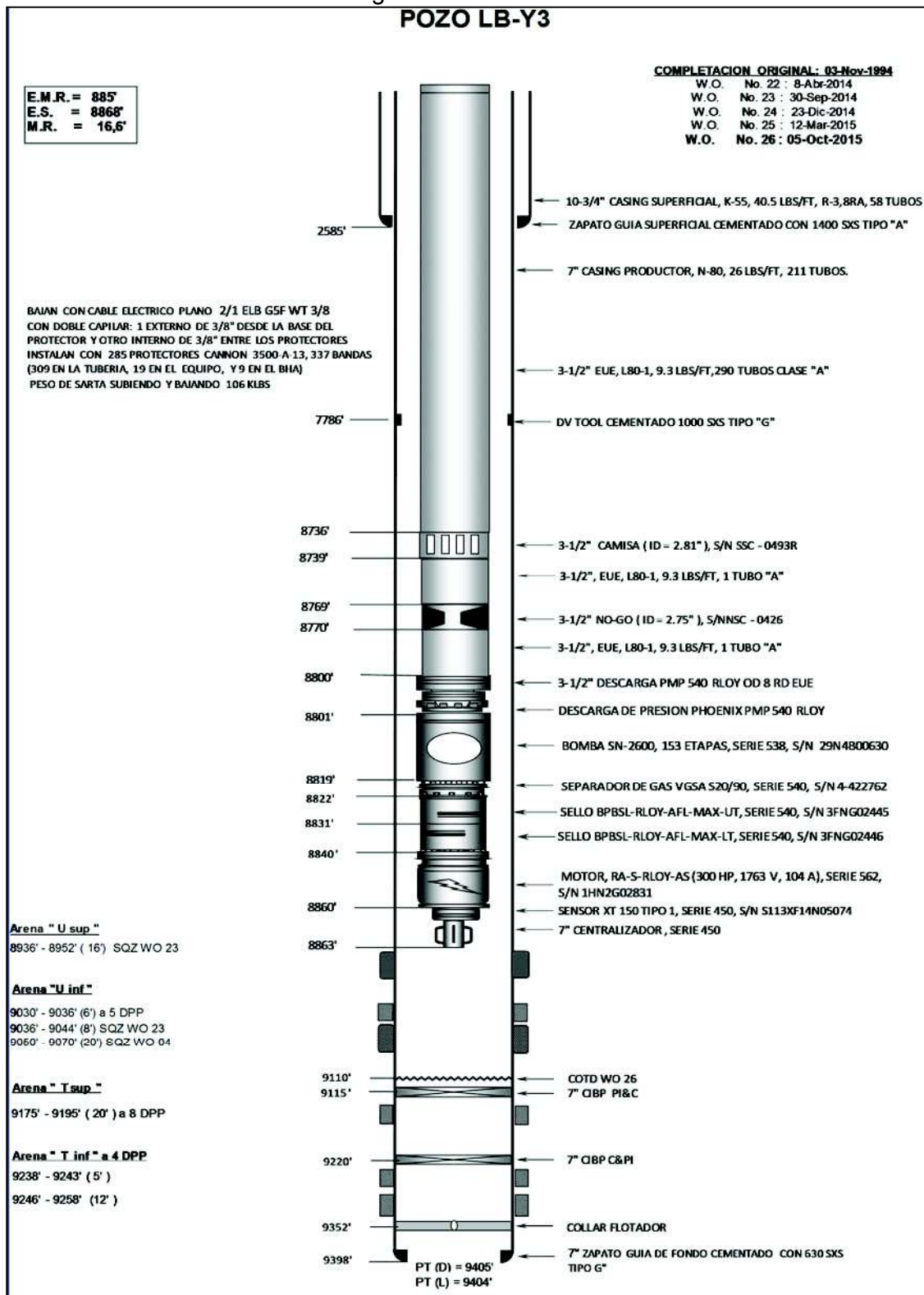
Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 201
Elaborado por: PETROAMAZON'AS EP

2.2 Diagrama del Pozo LB-Y2



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
 Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

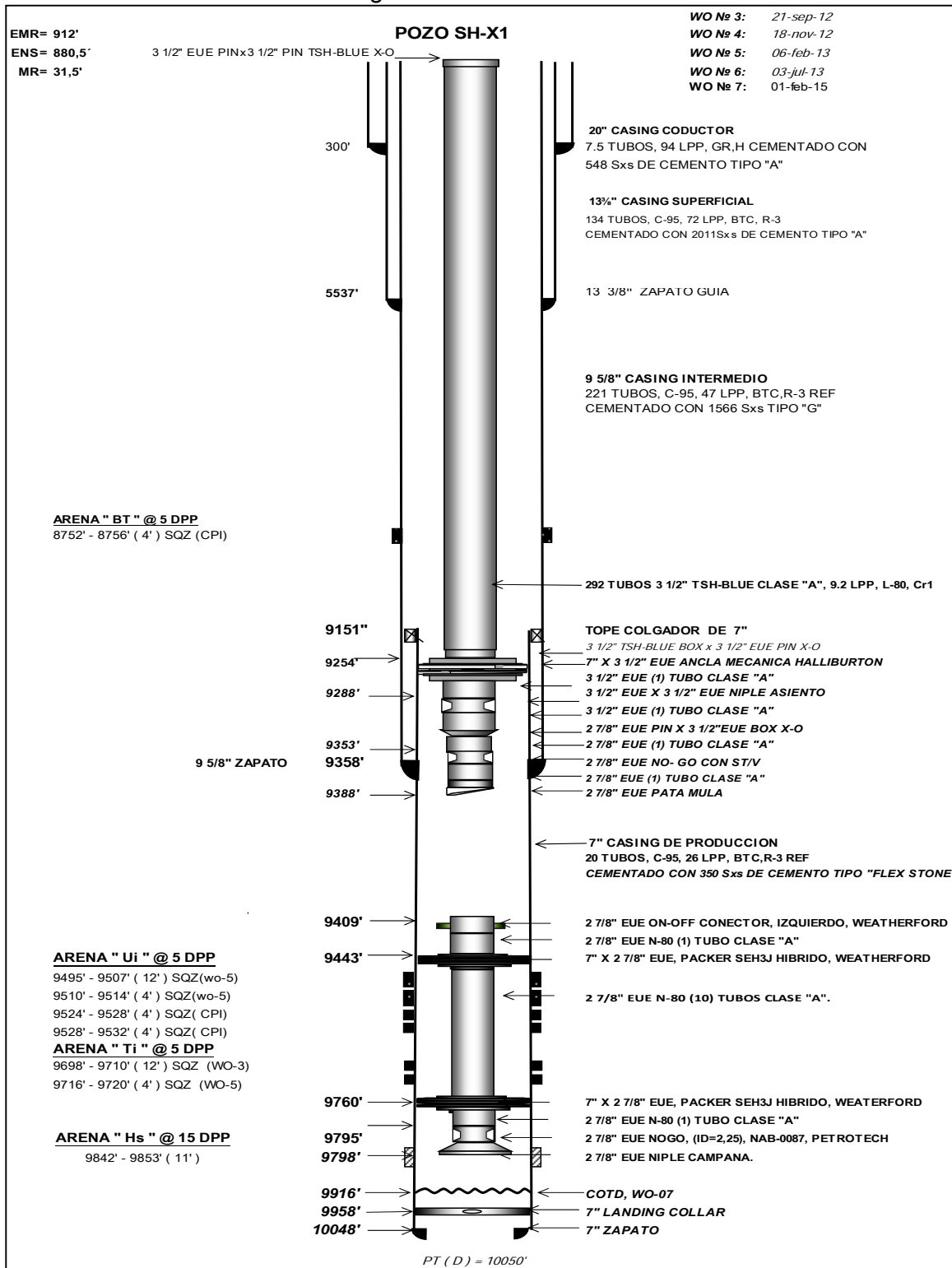
2.3 Diagrama del Pozo LB-Y3



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015

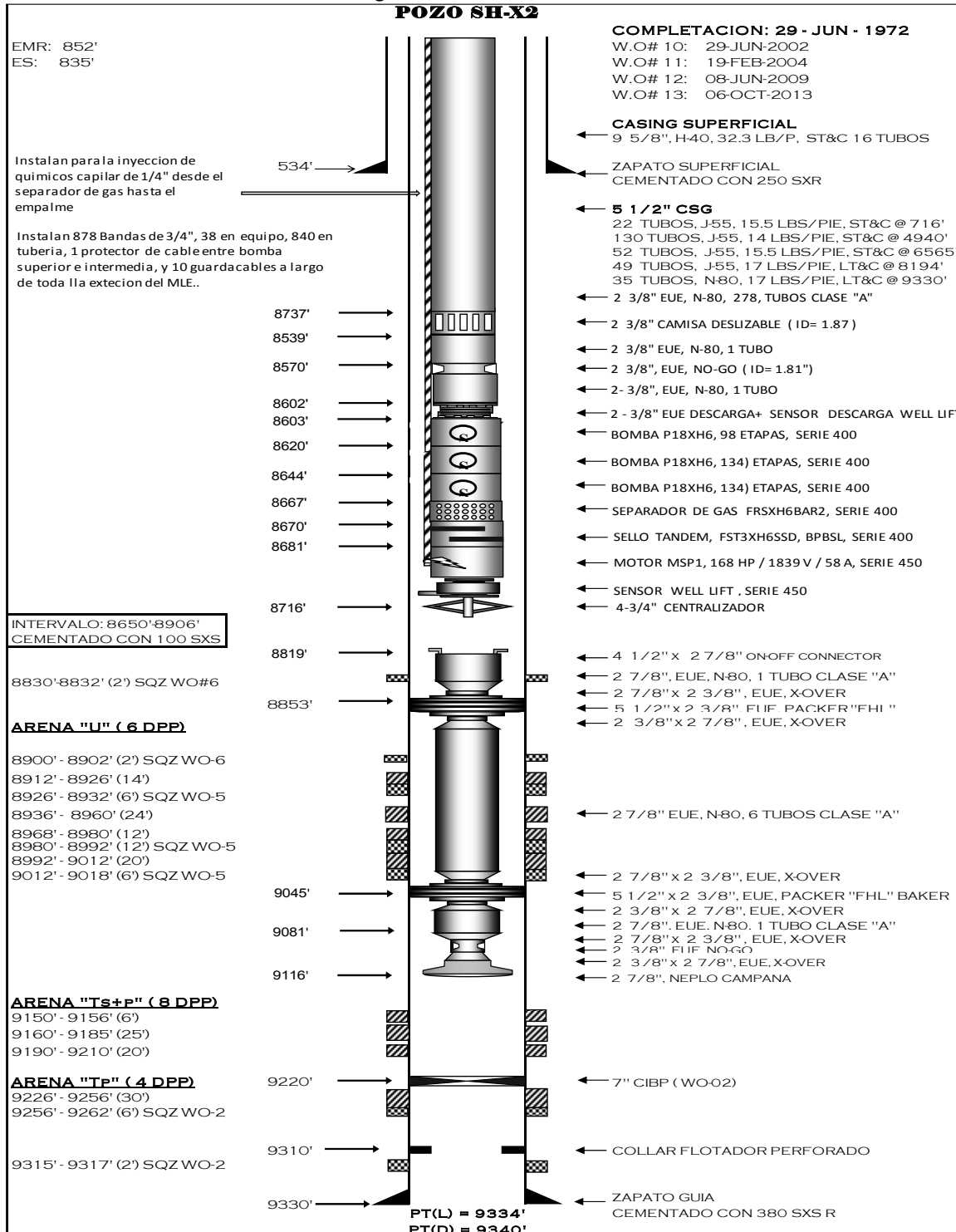
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

2.4 Diagrama del Pozo SH-X1



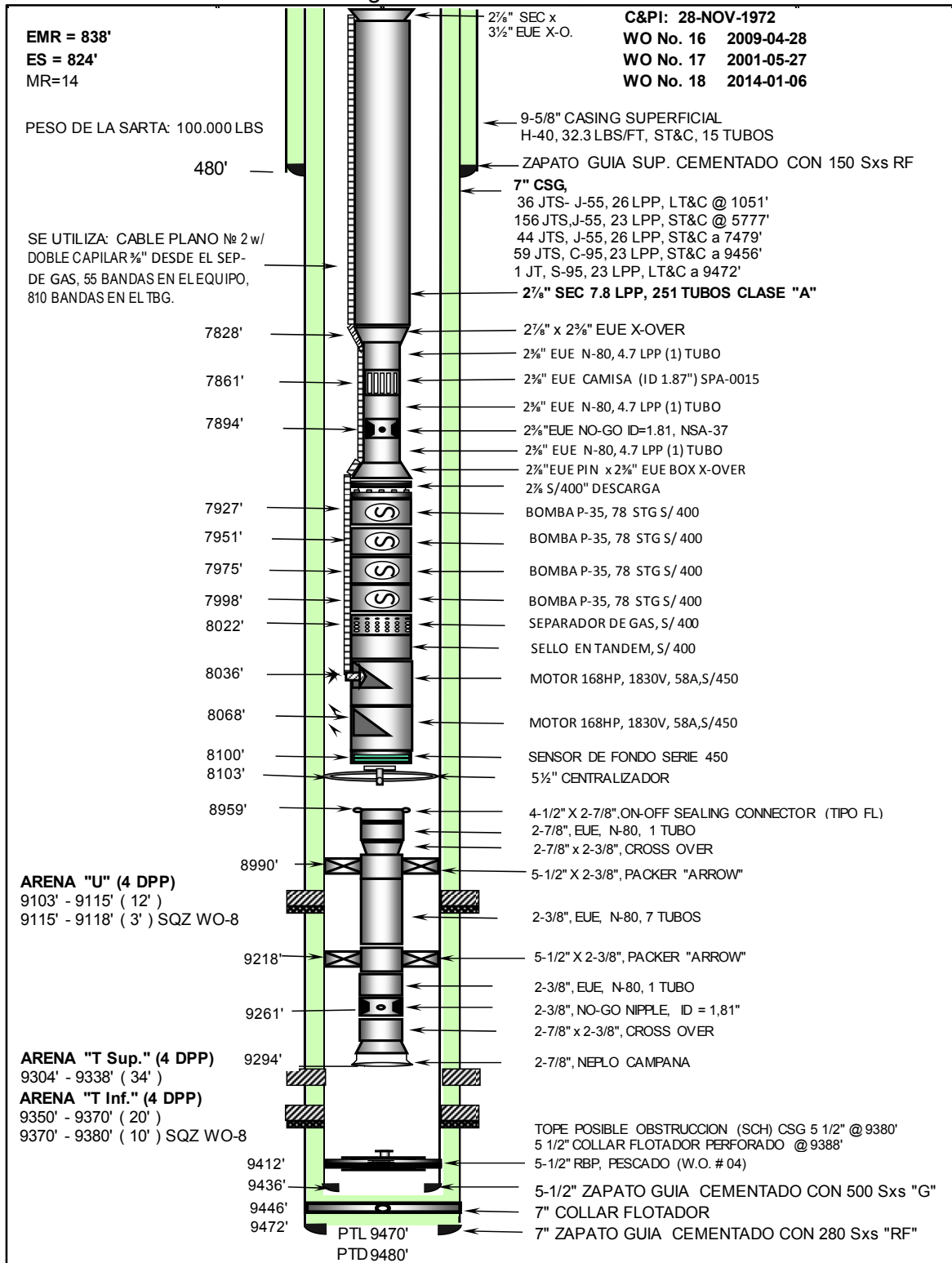
Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
 Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

2.5 Diagrama del Pozo SH-X2



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

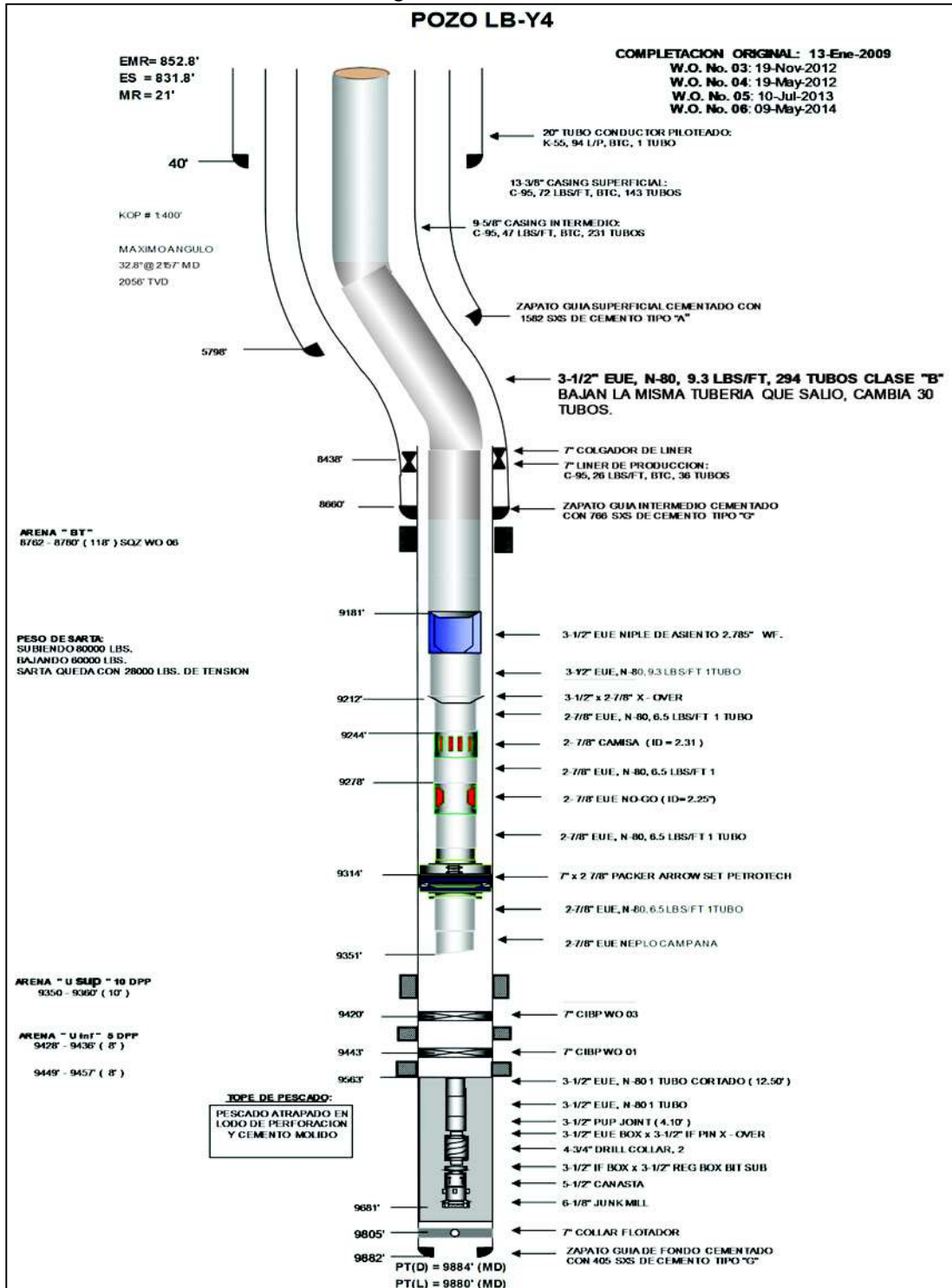
2.6 Diagrama del Pozo SH-X3



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015

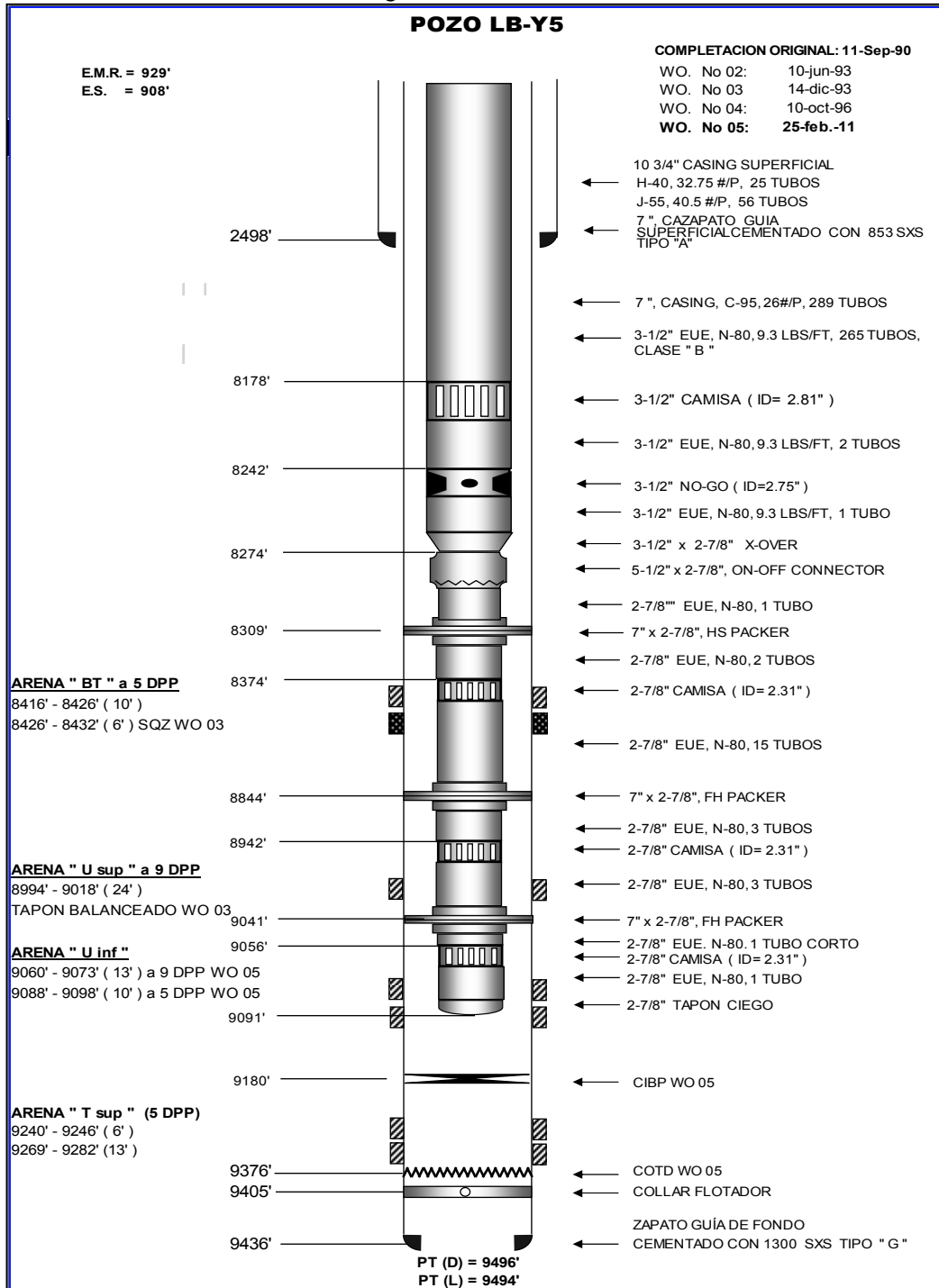
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

2.7 Diagrama del Pozo LB-Y4



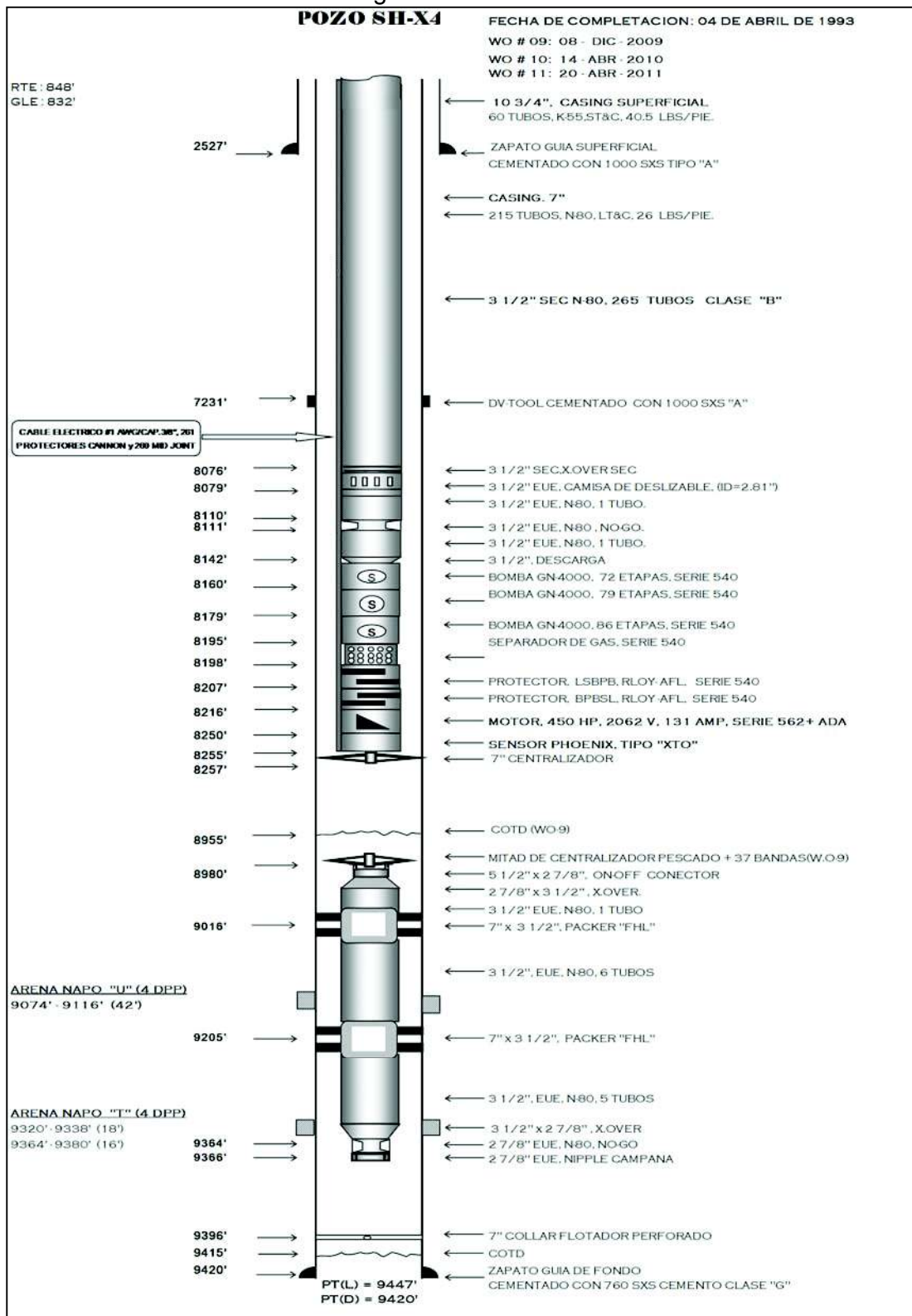
Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
 Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

2.8 Diagrama del Pozo LB-Y5



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
 Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

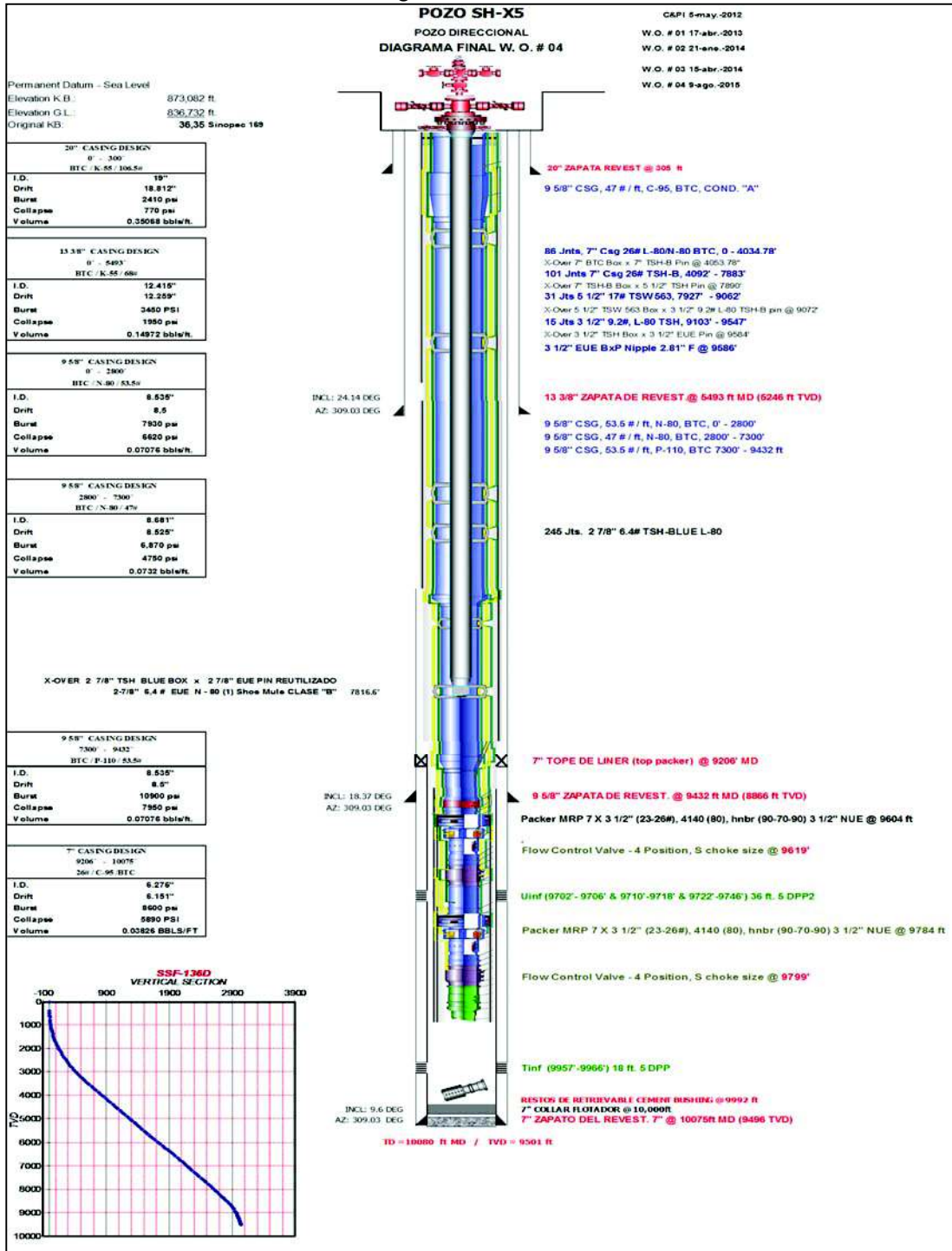
2.9 Diagrama del Pozo SH-X4



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015

Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

2.10 Diagrama del Pozo SH-X5



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2015
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

ANEXO N° 3

**Tablas de datos de los historiales de Producción Mensuales de
los Pozos limpiados con Jet Vórtex.**

3.1 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DETALLADOS DE POZOS LIMPIADOS CON JET VÓRTEX.

POZO LB-Y1						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	SEPTIEMBRE	7630,4	40160,2	32529,8	81	26,2
2014	OCTUBRE	6787,4	35723,1	28935,7	81	26,2
2014	NOVIEMBRE	6874,2	36180,0	29305,8	81	26,2
2014	DICIEMBRE	7032,7	37014,0	29981,3	81	26,2
2015	ENERO	4327,3	39339,0	35011,7	89	26,2
2015	FEBRERO	3073,8	27944,0	24870,2	89	25,1
2015	MARZO	3401,9	36186,3	32784,4	91	26,2
2015	ABRIL	4497,0	37475,0	32978,0	88	26,2
2015	MAYO	4415,6	36797,0	32381,4	88	26,2
2015	JUNIO	4231,2	35260,0	31028,8	88	26,2
2015	JULIO	3494,3	29119,3	25625,0	88	26,2
2015	AGOSTO	3450,0	28750,4	25300,4	88	26,2

POZO LB-Y2						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	NOVIEMBRE	5752,5	57525,0	51772,5	90	29,2
2014	DICIEMBRE	5980,3	59803,4	53823,1	90	29,2
2015	ENERO	6599,1	65991,3	59392,1	90	29,2
2015	FEBRERO	6670,0	66700,0	60030,0	90	29,2
2015	MARZO	6455,8	64557,5	58101,8	90	29,2
2015	ABRIL	6271,0	62710,0	56439,0	90	29,2
2015	MAYO	6841,7	68417,0	61575,3	90	29,2
2015	JUNIO	6909,0	69090,0	62181,0	90	29,2
2015	JULIO	6998,3	69982,5	62984,3	90	29,2
2015	AGOSTO	6939,0	69390,0	62451,0	90	29,2
2015	SEPTIEMBRE	7056,0	70560,0	63504,0	90	29,2
2015	OCTUBRE	7333,6	73335,7	66002,1	90	29,2

POZO LB-Y3						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	OCTUBRE	4504,1	26494,7	21990,6	83	30,2
2014	NOVIEMBRE	4570,6	24056,0	19485,4	81	30,2
2014	DICIEMBRE	6333,7	33335,3	27001,6	81	30,2
2015	ENERO	6102,7	33903,7	27801,0	82	30,2
2015	FEBRERO	4742,6	26348,0	21605,4	82	30,1
2015	MARZO	3200,0	29088,3	25888,3	89	30,1
2015	ABRIL	5212,8	32580,0	27367,2	84	30,1
2015	MAYO	5294,0	35293,5	29999,5	85	30,1
2015	JUNIO	4764,2	34030,0	29265,8	86	30,1
2015	JULIO	4393,9	34689,0	30295,1	87	30,1
2015	AGOSTO	4765,7	35743,0	30977,3	87	30,1
2015	SEPTIEMBRE	4310,0	43100,0	38790,0	90	30,1

POZO SH-X1						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	SEPTIEMBRE	6852,4	36040,0	29187,6	81	28,1
2014	OCTUBRE	6917,4	36952,0	30034,6	81	28,1
2014	NOVIEMBRE	6186,6	36000,0	29813,4	83	28,1
2014	DICIEMBRE	5059,5	36373,3	31313,8	86	28,7
2015	ENERO	6418,4	35169,5	28751,1	82	28,1
2015	FEBRERO	2985,1	29801,3	26816,2	90	28,1
2015	MARZO	4636,3	34368,7	29732,3	87	28,1
2015	ABRIL	5325,4	36500,0	31174,7	85	28,1
2015	MAYO	5820,1	39184,0	33363,9	85	28,1
2015	JUNIO	6197,2	40320,0	34122,8	85	28,1
2015	JULIO	4983,3	35386,5	30403,2	86	28,1
2015	AGOSTO	5914,2	36084,0	30169,8	84	28,1

Fuente: PETROAMAZONAS EP
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

POZO SH-X2						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	NOVIEMBRE	6692,4	30420,0	23727,6	78	33,1
2014	DICIEMBRE	6860,9	31186,0	24325,1	78	33,3
2015	ENERO	5173,4	23515,4	18342,0	78	33,3
2015	FEBRERO	5083,2	23105,6	18022,4	78	33,3
2015	MARZO	4473,9	20336,0	15862,1	78	31,9
2015	ABRIL	4443,5	20197,6	15754,1	78	31,9
2015	MAYO	5724,6	21202,1	15477,6	73	31,9
2015	JUNIO	6657,6	20805,0	14147,4	68	31,9
2015	JULIO	6810,1	21281,5	14471,4	68	31,9
2015	AGOSTO	6924,2	21638,0	14713,8	68	31,9
2015	SEPTIEMBRE	6643,6	20761,2	14117,6	68	31,9
2015	OCTUBRE	6830,1	21344,1	14514,0	68	31,9

POZO SH-X3						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	NOVIEMBRE	9458,4	78820,0	69361,6	88	26,4
2014	DICIEMBRE	9956,6	82971,5	73014,9	88	26,4
2015	ENERO	10320,8	86006,4	75685,6	88	26,4
2015	FEBRERO	9112,3	75936,0	66823,7	88	26,4
2015	MARZO	9938,0	82816,5	72878,5	88	26,9
2015	ABRIL	9092,2	75768,0	66675,8	88	26,9
2015	MAYO	9716,6	80972,0	71255,4	88	26,9
2015	JUNIO	9503,3	79194,0	69690,7	88	26,9
2015	JULIO	9738,0	81150,3	71412,2	88	26,9
2015	AGOSTO	9426,5	78554,0	69127,5	88	26,9
2015	SEPTIEMBRE	9244,8	77040,0	67795,2	88	26,9
2015	OCTUBRE	10633,4	88611,9	77978,4	88	26,9

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 4

Análisis físicos químicos de los Pozos limpiados con Jet Vórtex.

4.1 POZO LB-Y1

Variación de Is con la P & T

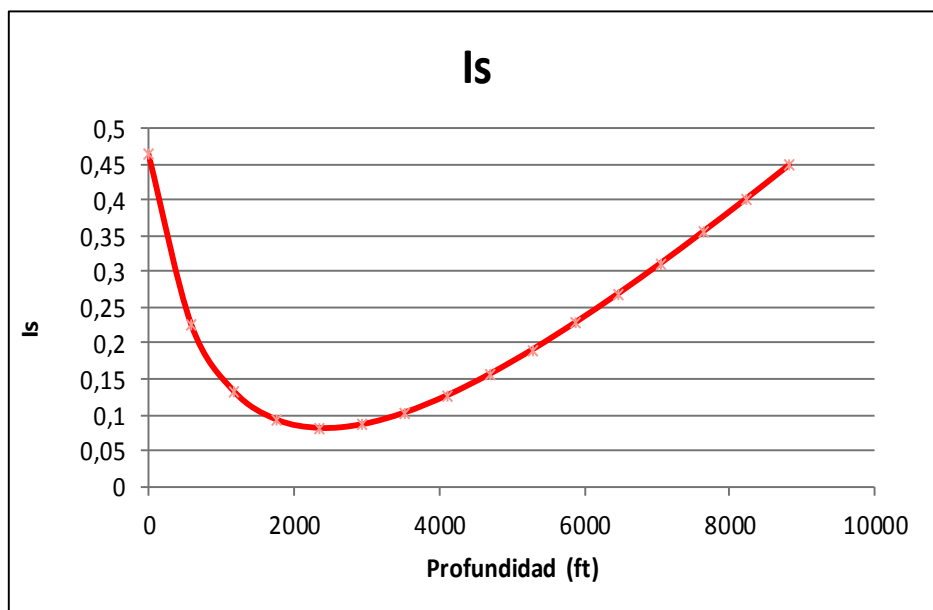
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
120	90	0,46	0
125	194	0,22	588
129	298	0,13	1176
134	402	0,09	1763
139	506	0,08	2351
143	610	0,09	2939
148	714	0,10	3527
153	818	0,13	4115
157	922	0,16	4702
162	1026	0,19	5290
167	1130	0,23	5878
171	1234	0,27	6466
176	1338	0,31	7054
181	1442	0,36	7641
185	1546	0,40	8229
190	1650	0,45	8817

Resultados

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	0
Gypsum	-2
Hemi-Hidrate	-2
Anhidrite	-2

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	0
pH *	7
T. Cabeza	120
P. Cabeza	90
T. Fondo	190
P. Fondo	1650



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

4.2 POZO LB-Y2

Variación de Is con la P & T

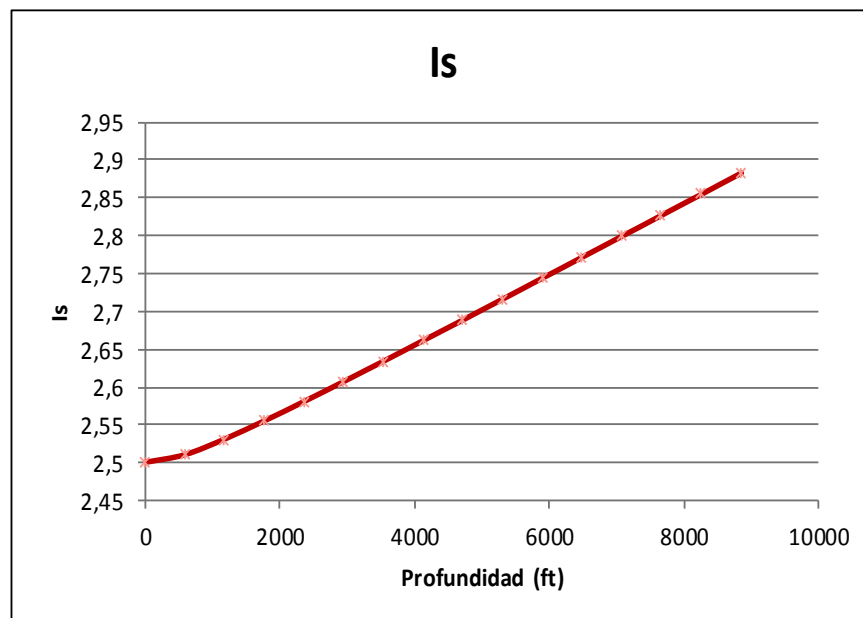
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
185	108	2,50	0
187	188	2,51	590
190	268	2,53	1180
192	347	2,56	1770
194	427	2,58	2360
197	507	2,61	2950
199	587	2,63	3540
201	667	2,66	4130
204	746	2,69	4720
206	826	2,72	5310
208	906	2,74	5900
211	986	2,77	6490
213	1066	2,80	7080
215	1145	2,83	7670
218	1225	2,85	8260
220	1305	2,88	8850

Resultados

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	3
Gypsum	-1
Hemi-Hidrate	-1
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	0
pH *	8
T. Cabeza	185
P. Cabeza	108
T. Fondo	220
P. Fondo	1305



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

4.3 POZO LB-Y3

Variación de Is con la P & T

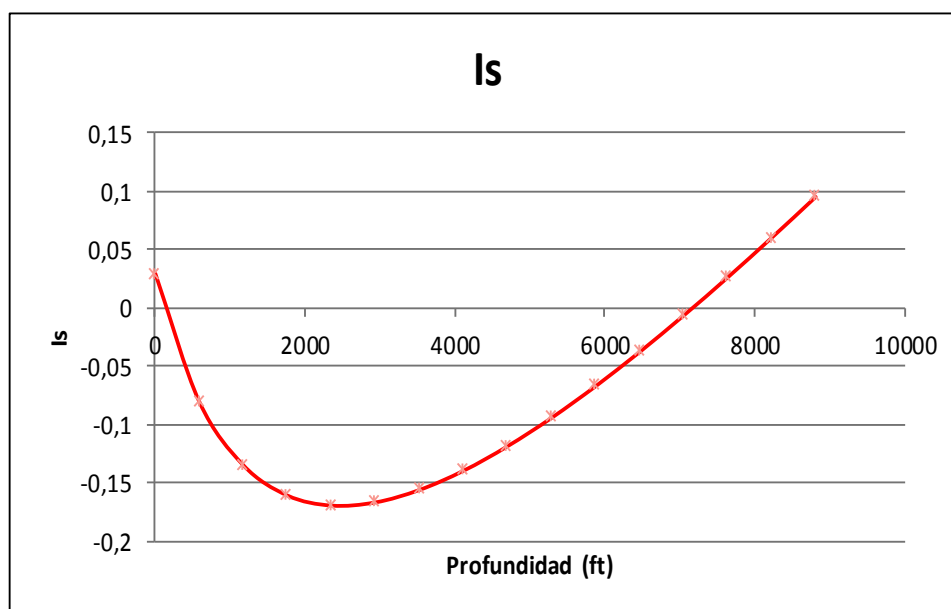
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
176	182	0,03	0
180	281	-0,08	587
183	380	-0,13	1173
187	480	-0,16	1760
191	579	-0,17	2347
195	678	-0,17	2934
198	777	-0,16	3520
202	876	-0,14	4107
206	976	-0,12	4694
210	1075	-0,09	5281
213	1174	-0,07	5867
217	1273	-0,04	6454
221	1372	-0,01	7041
225	1472	0,03	7628
228	1571	0,06	8214
232	1670	0,10	8801

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	0
Gypsum	-1
Hemi-Hidrate	-1
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	6
T. Cabeza	176
P. Cabeza	182
T. Fondo	232
P. Fondo	1670



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

4.4 POZO SH-X1

Variación de Is con la P & T

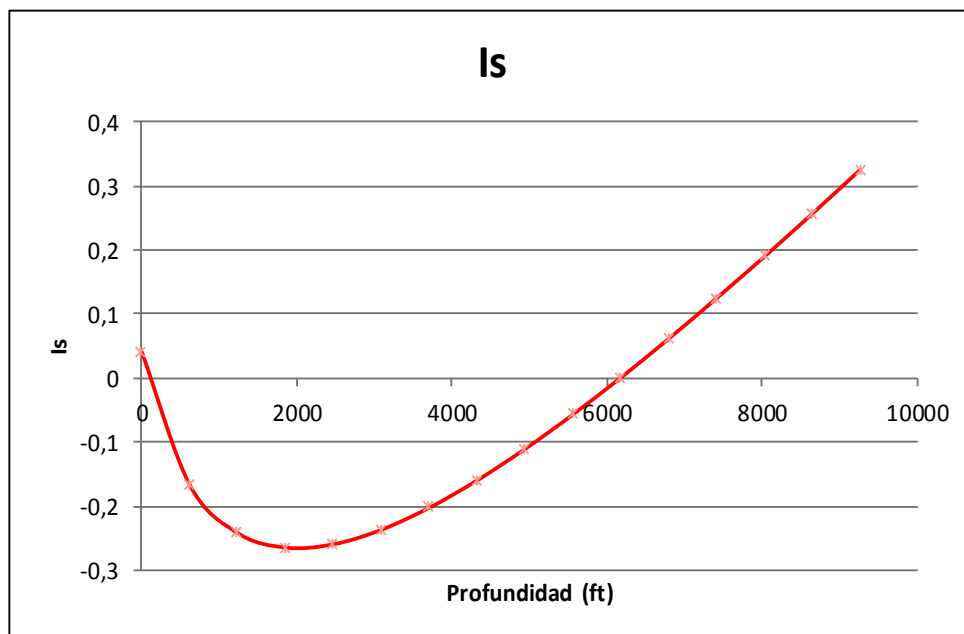
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
100	92	0,04	0
107	189	-0,17	619
113	286	-0,24	1237
120	384	-0,27	1856
127	481	-0,26	2474
133	578	-0,24	3093
140	675	-0,20	3711
147	772	-0,16	4330
153	870	-0,11	4948
160	967	-0,06	5567
167	1064	0,00	6185
173	1161	0,06	6804
180	1258	0,12	7422
187	1356	0,19	8041
193	1453	0,26	8659
200	1550	0,32	9278

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	0
Gypsum	-1
Hemi-Hidrate	-1
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	6
T. Cabeza	100
P. Cabeza	92
T. Fondo	200
P. Fondo	1550



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

4.5 POZO SH-X2

Variación de Is con la P & T

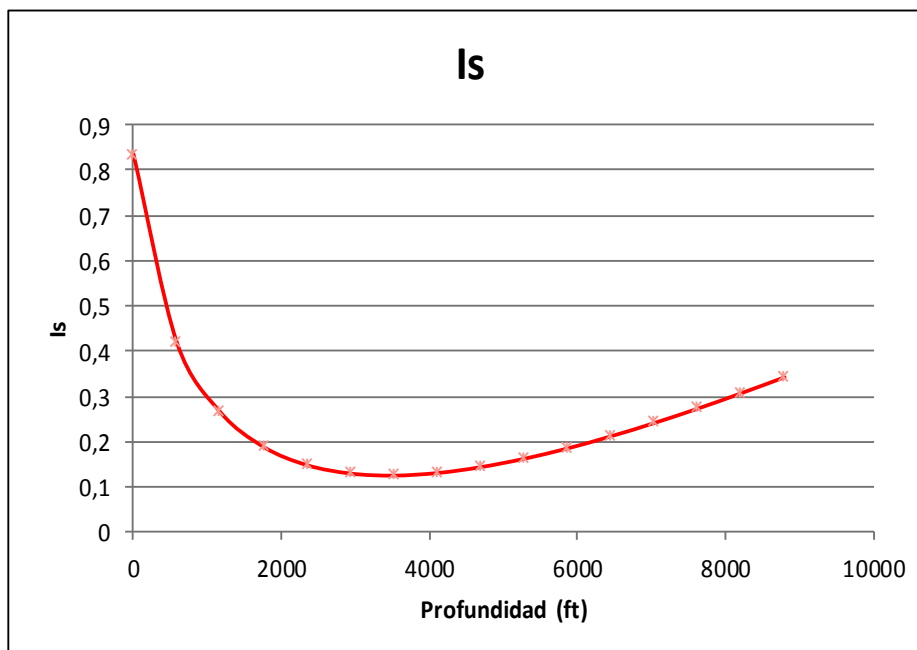
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
154	50	0,84	0
158	153	0,42	587
163	257	0,27	1173
167	360	0,19	1760
172	464	0,15	2347
176	567	0,13	2934
180	670	0,13	3520
185	774	0,13	4107
189	877	0,15	4694
194	981	0,16	5281
198	1084	0,19	5867
202	1187	0,21	6454
207	1291	0,24	7041
211	1394	0,27	7628
216	1498	0,31	8214
220	1601	0,34	8801

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	1
Gypsum	-1
Hemi-Hidrate	-1
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	7
T. Cabeza	154
P. Cabeza	50
T. Fondo	220
P. Fondo	1601



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

4.6 POZO SH-X3

Variación de Is con la P & T

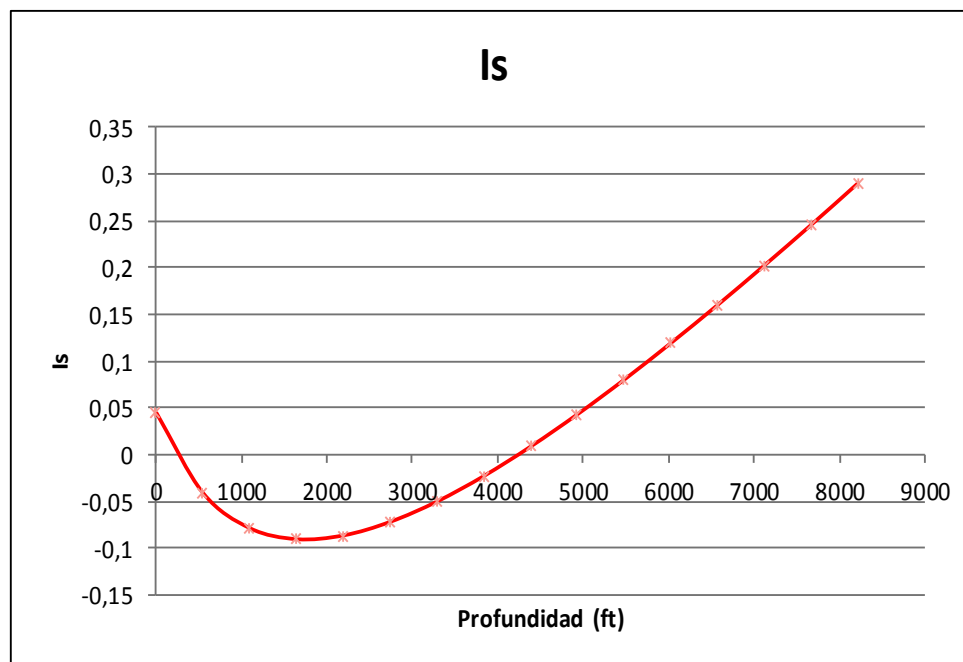
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
150	190	0,04	0
154	285	-0,04	549
159	380	-0,08	1097
163	475	-0,09	1646
167	570	-0,09	2194
172	665	-0,07	2743
176	760	-0,05	3292
180	855	-0,02	3840
185	950	0,01	4389
189	1045	0,04	4937
193	1140	0,08	5486
198	1235	0,12	6035
202	1330	0,16	6583
206	1425	0,20	7132
211	1520	0,25	7680
215	1615	0,29	8229

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	0
Gypsum	-1
Hemi-Hidrate	-1
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	6
T. Cabeza	150
P. Cabeza	190
T. Fondo	215
P. Fondo	1615

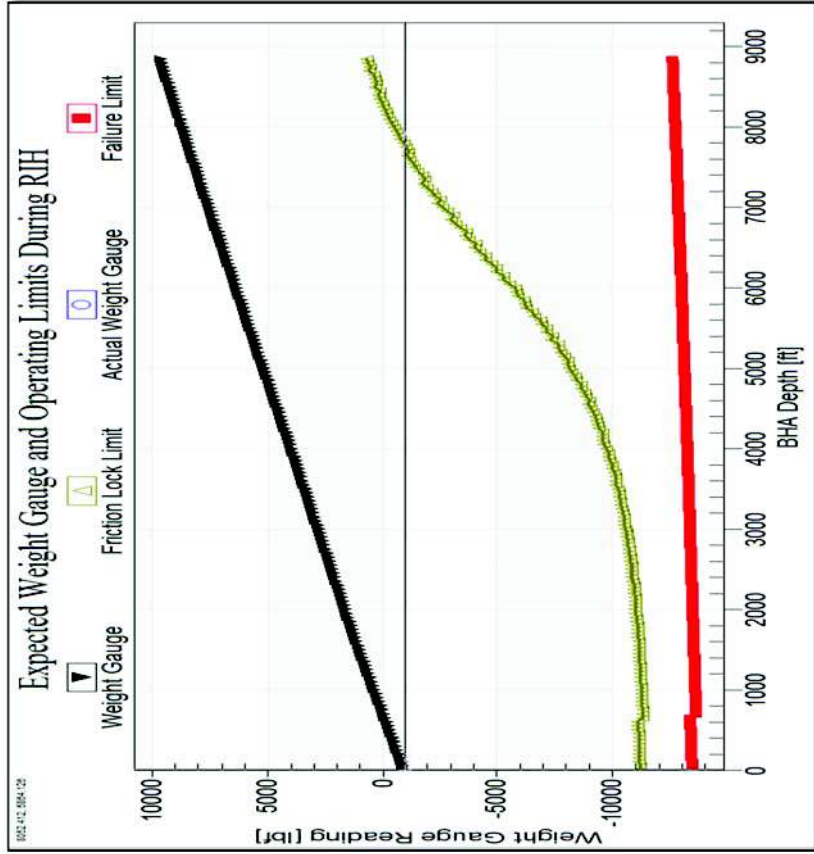


Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 5

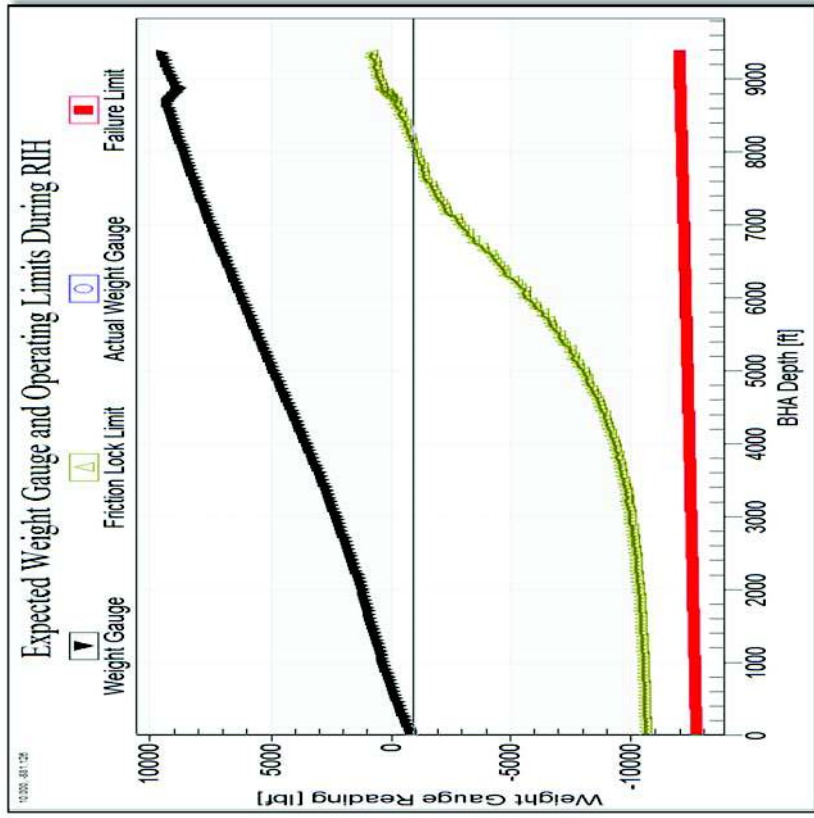
**Simulaciones de los Límites Operacionales de los BHA de
limpieza y las presiones de circulación de los jets.**

5.1 VÓRTEX JET



Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.2 ROTO-JET



Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.3 POZO LB-Y1

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo LB-Y1

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				50.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				3934.9 psi	
Friction pressure loss.....				74.9 psi	
Kinetic pressure loss.....				0.1 psi	
Restriction pressure loss.....				0.1 psi	
Perforation Pressure.....				4060.1 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				0.5 psi	
Bottom Hole Pressure.....				4060.5 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				2963.2 psi	
Friction pressure loss on reel.....				788.2 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				2175.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-3933.8 psi	
Friction pressure loss.....				1247.5 psi	
BHA total pressure loss.....				801.2 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-0.4 psi	
BHA Friction loss.....				0.1 psi	
Vortex Nozzle.....				801.5 psi	
Circulation Point pressure.....				4060.1 psi	

S
Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.4 POZO LB-Y2

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo LB-Y2

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				25.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				3976.5 psi	
Friction pressure loss.....				98.3 psi	
Perforation Pressure.....				4099.8 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				17.9 psi	
Bottom Hole Pressure.....				4117.7 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4023.9 psi	
Friction pressure loss on reel.....				1092.6 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				2931.4 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-3975.3 psi	
Friction pressure loss.....				1690.9 psi	
BHA total pressure loss.....				1116.0 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-0.4 psi	
BHA Friction loss.....				0.2 psi	
Vortex Nozzle.....				1116.2 psi	
Circulation Point pressure.....				4099.8 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.5 POZO LB-Y3

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo LB-Y3

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....					25.0 psi
Hydrostatic pressure loss.....					3985.5 psi
Friction pressure loss.....					108.7 psi
Perforation Pressure.....					4119.3 psi
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....					4489.3 psi
Friction pressure loss on reel.....					1211.8 psi
Pressure inside WS at Gooseneck.....					3277.6 psi
Hydrostatic pressure loss.....					-3984.3 psi
Friction pressure loss.....					1890.1 psi
BHA total pressure loss					1252.4 psi
BHA Hydrostatic loss					-0.4 psi
BHA Friction loss					0.2 psi
Vortex Nozzle.....					1252.7 psi
Circulation Point pressure					4119.3 psi

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
 Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.6 POZO SH-X1

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo SH-X1

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....					20.0 psi
Hydrostatic pressure loss.....					4198.7 psi
Friction pressure loss.....					84.0 psi
Kinetic pressure loss.....					-0.1 psi
Restriction pressure loss.....					0.1 psi
Perforation Pressure.....					4302.6 psi
Hydrostatic pressure loss.....					3.5 psi
Bottom Hole Pressure.....					4306.2 psi
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....					2884.8 psi
Friction pressure loss on reel.....					681.1 psi
Pressure inside WS at Gooseneck.....					2203.8 psi
Hydrostatic pressure loss.....					-4197.4 psi
Friction pressure loss.....					1301.8 psi
BHA total pressure loss					796.7 psi
BHA Hydrostatic loss					-0.4 psi
BHA Friction loss					0.1 psi
Vortex Nozzle.....					797.1 psi
Circulation Point pressure					4302.6 psi

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
 Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.7 POZO SH-X2

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo SH-X2

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				20.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				3853.4 psi	
Friction pressure loss.....				100.7 psi	
Restriction pressure loss.....				0.1 psi	
Perforation Pressure.....				3974.2 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				1.3 psi	
Bottom Hole Pressure.....				3975.6 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4116.7 psi	
Friction pressure loss on reel.....				1162.0 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				2954.7 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-3852.3 psi	
Friction pressure loss.....				1687.5 psi	
BHA total pressure loss.....				1145.1 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-0.4 psi	
BHA Friction loss.....				0.2 psi	
Vortex Nozzle.....				1145.4 psi	
Circulation Point pressure.....				3974.2 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.8 POZO SH-X3

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo SH-X3

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				20.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				3538.6 psi	
Friction pressure loss.....				96.6 psi	
Kinetic pressure loss.....				-0.2 psi	
Perforation Pressure.....				3654.9 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				4.4 psi	
Bottom Hole Pressure.....				3659.4 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4158.4 psi	
Friction pressure loss on reel.....				1347.3 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				2811.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-3537.5 psi	
Friction pressure loss.....				1590.5 psi	
BHA total pressure loss.....				1143.0 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-0.4 psi	
BHA Friction loss.....				0.2 psi	
Vortex Nozzle.....				1143.2 psi	
Circulation Point pressure.....				3654.9 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.9 POZO LB-Y4

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo LB-Y4

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				25.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				4030.6 psi	
Friction pressure loss.....				65.6 psi	
Kinetic pressure loss.....				-1.1 psi	
Restriction pressure loss.....				0.4 psi	
Perforation Pressure.....				4120.4 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4662.2 psi	
Friction pressure loss on reel.....				487.1 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				4175.1 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-4025.5 psi	
Friction pressure loss.....				925.2 psi	
BHA total pressure loss.....				3155.4 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-3.9 psi	
BHA Friction loss.....				1.0 psi	
BHA Kinetic loss.....				0.1 psi	
Roto-Jet.....				3158.3 psi	
Circulation Point pressure.....				4119.9 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.10 POZO LB-Y5

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo LB-Y5

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				25.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				4119.8 psi	
Friction pressure loss.....				1344.9 psi	
Kinetic pressure loss.....				-3.7 psi	
Restriction pressure loss.....				0.2 psi	
Perforation Pressure.....				4276.2 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				4.5 psi	
Bottom Hole Pressure.....				4280.6 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				3936.9 psi	
Friction pressure loss on reel.....				550.0 psi	
Pressure inside WS at Gooseneck.....				3387.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-4115.1 psi	
Friction pressure loss.....				945.7 psi	
BHA total pressure loss.....				2280.2 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-3.9 psi	
BHA Friction loss.....				1.0 psi	
BHA Kinetic loss.....				0.1 psi	
Roto-Jet.....				2283.0 psi	
Circulation Point pressure.....				4276.2 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing
Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.11 POZO SH-X4

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo SH-X4

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				20.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				3636.2 psi	
Friction pressure loss.....				55.0 psi	
Kinetic pressure loss.....				-1.3 psi	
Perforation Pressure.....				3709.9 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				0.4 psi	
Bottom Hole Pressure.....				3710.3 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4171.2 psi	
Friction pressure loss on reel.....				605.0 psi	
Pressure inside WS at Goose-neck.....				3566.3 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-3631.7 psi	
Friction pressure loss.....				742.1 psi	
BHA total pressure loss.....				2745.9 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-3.9 psi	
BHA Friction loss.....				0.9 psi	
BHA Kinetic loss.....				0.1 psi	
Roto-Jet.....				2748.9 psi	
Circulation Point pressure.....				3709.9 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

5.12 POZO SH-X5

Presión de impacto del BHA de limpieza del Pozo SH-X5

Messages	TFA Summary	Rotoljet Confidential	Rotoljet Customer	Flow Summary	Pressure Summary
SUMMARY OF PRESSURE RESULTS					
COMPLETION:					
Wellhead Pressure.....				20.0 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				4050.0 psi	
Friction pressure loss.....				240.6 psi	
Kinetic pressure loss.....				-2.5 psi	
Perforation Pressure.....				4308.1 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				0.4 psi	
Bottom Hole Pressure.....				4308.6 psi	
WORKSTRING:					
Pressure at reel rotating joint.....				4687.6 psi	
Friction pressure loss on reel.....				582.0 psi	
Pressure inside WS at Goose-neck.....				4305.6 psi	
Hydrostatic pressure loss.....				-4045.5 psi	
Friction pressure loss.....				1214.8 psi	
BHA total pressure loss.....				2828.1 psi	
BHA Hydrostatic loss.....				-3.8 psi	
BHA Friction loss.....				1.2 psi	
BHA Kinetic loss.....				0.1 psi	
Roto-Jet.....				2830.6 psi	
Circulation Point pressure.....				4308.1 psi	

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 6

**Tablas de datos de los historiales de Producción Mensuales de
los Pozos limpiados con Roto-Jet**

6.1 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DETALLADOS DE POZOS LIMPIADOS CON ROTO JET

POZO LB-Y4						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2015	ENERO	2671,4	2903,7	232,3	8	30,5
2015	FEBRERO	2550,2	2772,0	221,8	8	30,5
2015	MARZO	2215,9	2938,8	722,9	25	30,5
2015	ABRIL	2511,6	2760,0	248,4	9	30,5
2015	MAYO	2326,6	2945,0	618,5	21	30,5
2015	JUNIO	1876,8	2760,0	883,2	32	30,5
2015	JULIO	2287,2	3363,5	1076,3	32	30,5
2015	AGOSTO	3593,5	4991,0	1397,5	28	30,5
2015	SEPTIEMBRE	2592,0	3240,0	648,0	20	30,5
2015	OCTUBRE	2566,8	3208,5	641,7	20	30,5
2015	NOVIEMBRE	2719,3	3162,0	442,7	14	30,5
2015	DICIEMBRE	2748,2	3053,5	305,4	10	30,5

POZO LB-Y5						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2015	ENERO	3183,4	10919,8	7736,4	71	27,9
2015	FEBRERO	2670,0	9636,0	6966,0	72	27,9
2015	MARZO	3545,4	11470,0	7924,6	69	27,9
2015	ABRIL	3801,1	11530,0	7728,9	67	27,9
2015	MAYO	2848,7	20785,5	17936,8	86	27,9
2015	JUNIO	2425,3	20355,0	17929,7	88	27,9
2015	JULIO	2658,7	21514,0	18855,3	88	27,9
2015	AGOSTO	4008,1	22622,3	18614,2	82	27,9
2015	SEPTIEMBRE	4278,5	23040,0	18761,5	81	27,9
2015	OCTUBRE	4888,2	24738,0	19849,8	80	27,9
2015	NOVIEMBRE	4987,6	24060,0	19072,4	79	27,9
2015	DICIEMBRE	5096,1	24118,0	19021,9	79	27,9

POZO SH-X4						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	DICIEMBRE	7328,9	73289,1	65960,2	90	29,8
2015	ENERO	7213,7	72137,0	64923,3	90	29,8
2015	FEBRERO	6316,8	63168,0	56851,2	90	29,8
2015	MARZO	8130,3	81302,7	73172,4	90	29,8
2015	ABRIL	7614,0	76140,0	68526,0	90	29,8
2015	MAYO	7089,7	70897,4	63807,6	90	29,8
2015	JUNIO	12902,8	37672,5	24769,7	66	11,175
2015	JULIO	12812,4	37683,6	24871,2	66	27,94
2015	AGOSTO	12161,9	38006,0	25844,1	68	20,5
2015	SEPTIEMBRE	11673,6	36480,0	24806,4	68	20,5
2015	OCTUBRE	9762,7	34255,0	24492,3	72	20,5
2015	NOVIEMBRE	9007,2	33360,0	24352,8	73	20,5

POZO SH-X5						
AÑO	MESES	BPPM	BFPM	BAPM	BSW	API
2014	AGOSTO	8945,7	13977,6	5031,9	36	28,6
2014	SEPTIEMBRE	8443,0	13192,2	4749,2	36	28,6
2014	OCTUBRE	6882,9	11665,9	4783,0	41	28,6
2014	NOVIEMBRE	6660,9	11289,6	4628,7	41	28,6
2014	DICIEMBRE	6616,6	11214,6	4598,0	41	28,6
2015	ENERO	5014,5	8153,6	3139,1	39	28,6
2015	FEBRERO	6964,8	11804,8	4840,0	41	28,6
2015	MARZO	7405,1	11570,4	4165,4	36	28,6
2015	ABRIL	5964,7	9319,8	3355,1	36	28,6
2015	MAYO	8735,2	11966,0	3230,8	27	28,6
2015	JUNIO	6864,1	10725,1	3861,0	36	28,6
2015	JULIO	6244,0	9756,3	3512,3	36	28,6

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 7

Análisis físicos químicos de los trabajos realizados con Roto-Jet.

7.1 POZO LB-Y4

Variación de Is con la P & T

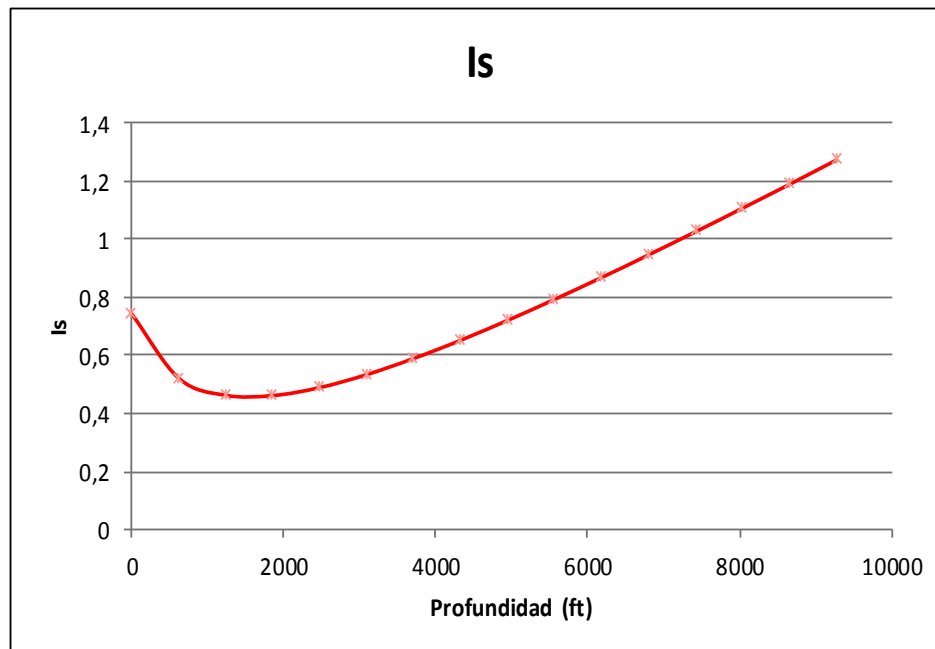
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
140	90	0,74	0
147	208	0,52	619
155	325	0,46	1237
162	443	0,46	1856
169	560	0,49	2474
177	678	0,54	3093
184	796	0,59	3711
191	913	0,65	4330
199	1031	0,72	4948
206	1148	0,80	5567
213	1266	0,87	6185
221	1384	0,95	6804
228	1501	1,03	7422
235	1619	1,11	8041
243	1736	1,19	8659
250	1854	1,28	9278

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	1
Gypsum	-2
Hemi-Hidrate	-2
Anhidrite	-2

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	7
T. Cabeza	140
P. Cabeza	90
T. Fondo	250
P. Fondo	1854



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

7.2 POZO LB-Y5

Variación de Is con la P & T

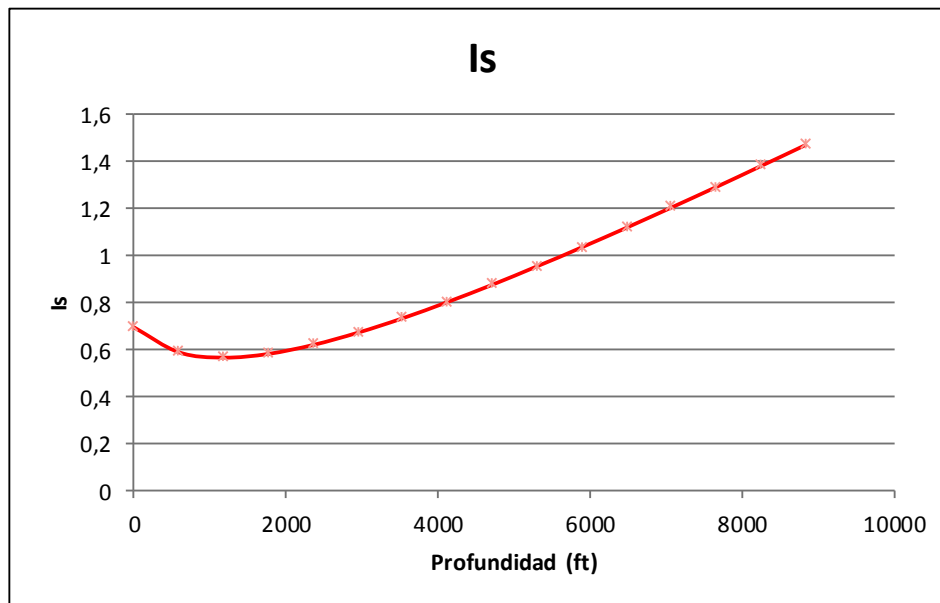
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
107	90	0,70	0
115	156	0,59	590
123	221	0,57	1179
130	287	0,58	1769
138	352	0,62	2358
146	418	0,67	2948
154	484	0,74	3538
162	549	0,80	4127
169	615	0,88	4717
177	680	0,96	5306
185	746	1,04	5896
193	812	1,12	6486
201	877	1,21	7075
208	943	1,29	7665
216	1008	1,38	8254
224	1074	1,47	8844

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	1
Gypsum	-2
Hemi-Hidrate	-2
Anhidrite	-2

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	7
T. Cabeza	107
P. Cabeza	90
T. Fondo	224
P. Fondo	1074



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

7.3 POZO SH-X4

Variación de Is con la P & T

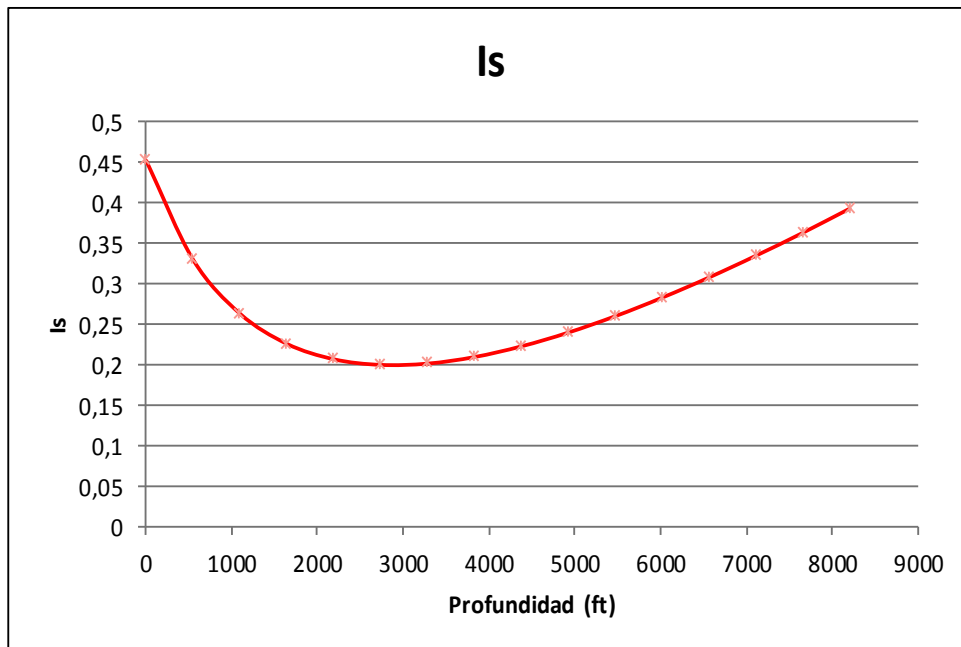
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
176	160	0,45	0
180	246	0,33	547
183	333	0,26	1093
187	419	0,23	1640
190	505	0,21	2187
194	591	0,20	2734
198	678	0,20	3280
201	764	0,21	3827
205	850	0,22	4374
208	936	0,24	4921
212	1023	0,26	5467
216	1109	0,28	6014
219	1195	0,31	6561
223	1281	0,34	7108
226	1368	0,36	7654
230	1454	0,39	8201

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	0
Gypsum	-2
Hemi-Hidrate	-2
Anhidrite	-1

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	6
T. Cabeza	176
P. Cabeza	160
T. Fondo	230
P. Fondo	1454



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

7.4 POZO SH-X5

Variación de Is con la P & T

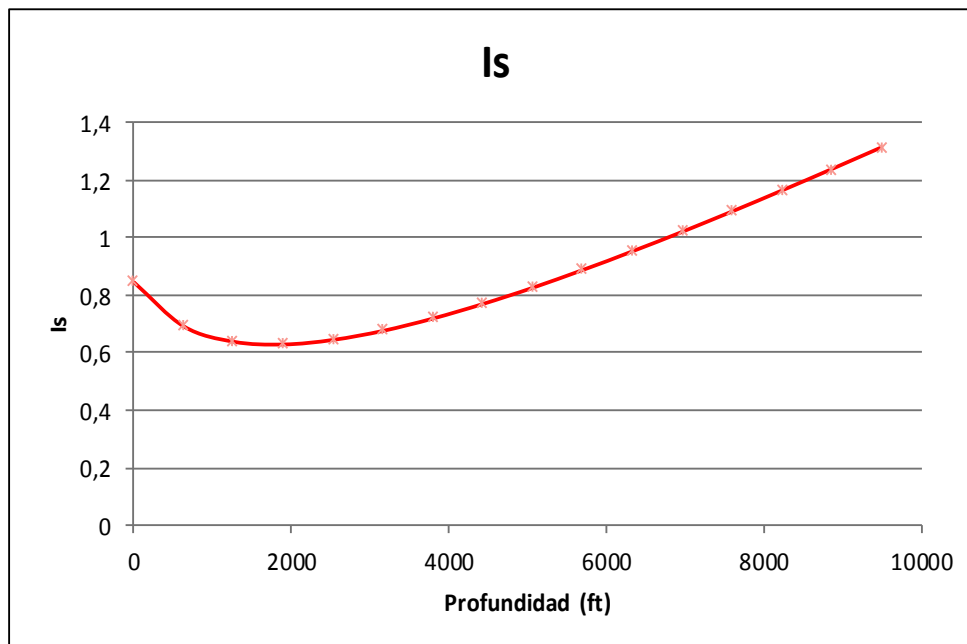
Temperatura	Presión	Is	Profundidad
118	80	0,85	0
125	146	0,69	634
132	213	0,64	1268
140	279	0,63	1901
147	345	0,65	2535
154	411	0,68	3169
161	478	0,72	3803
168	544	0,77	4437
176	610	0,83	5070
183	676	0,89	5704
190	743	0,95	6338
197	809	1,02	6972
204	875	1,09	7606
212	941	1,16	8239
219	1008	1,24	8873
226	1074	1,31	9507

Resultados de Is & PTB

Tipo de Escala	Is
Carbonato de calcio	1
Gypsum	-2
Hemi-Hidrate	-2
Anhidrite	-2

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	
pH *	7
T. Cabeza	118
P. Cabeza	80
T. Fondo	226
P. Fondo	1074



Elaborado por: Jessica Armijos y Ricardo Morales

ANEXO N° 8

**Cálculos de los indicadores económicos de los trabajos
realizados con Jet Vórtex.**

8.1 POZO LB-Y1

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21483,37	-21483,37	-21483,37	-21483,37	0	-21483,37	-21483,37
FEBRERO	40532,8	-7044,2848	33488,5152	30444,1047	8325,14182	36848	-6403,895273	8960,73473
MARZO	182857,22	-33798,762	149058,458	123188,808	9211,87678	151121,6694	-27932,86118	132149,543
ABRIL	236250	-39780	196470	147610,819	3018,44655	177498,1217	-29887,30278	279760,362
MAYO	227936,8	-38380,2155	189556,585	129469,698	723,972162	155683,9014	-26214,20358	409230,06
JUNIO	217644	-36647,104	180996,896	112384,832	171,850131	135139,8004	-22754,9683	521614,892
JULIO	163444,4	-27520,9237	135923,476	76725,2588	32,0825561	92260,10281	-15534,84398	598340,151
			VAN	598340,151	5,185E-09	748551,5958	-150211,4451	
			d=0,1	TIR	3,02257594	B/C	4,983319316	

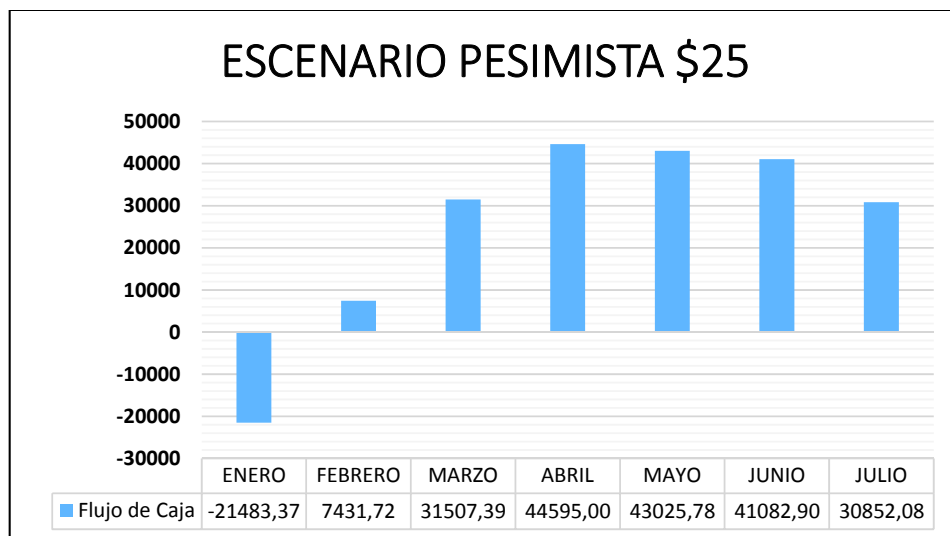
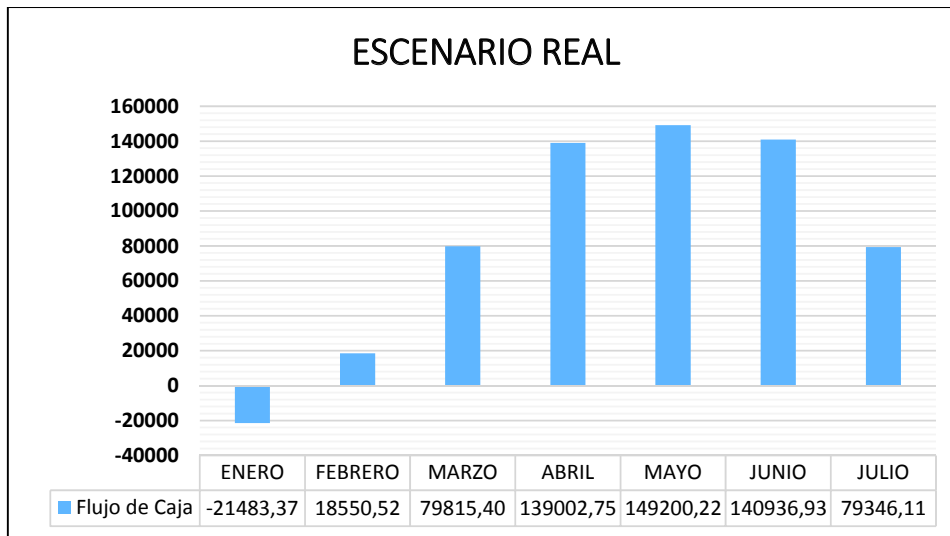
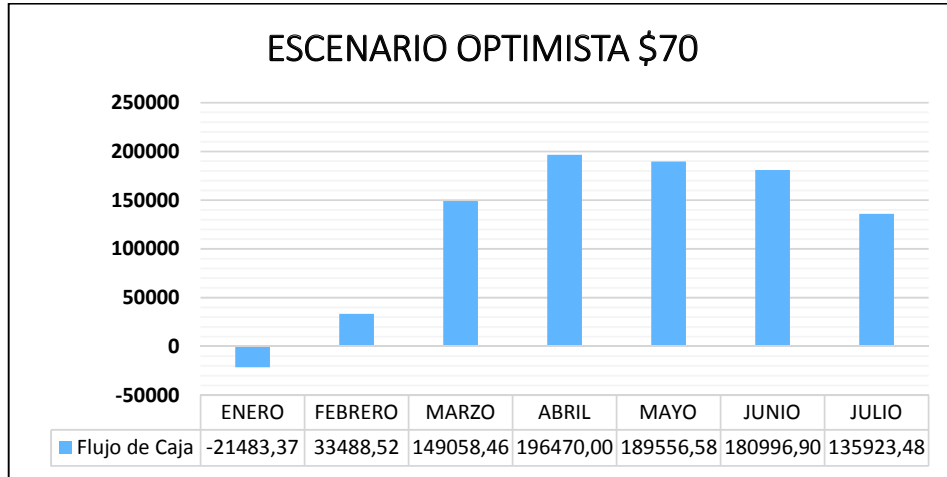
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21483,37	-21483,37	-21483,37	-21483,37	0	-21483,37	-21483,37
FEBRERO	25594,8088	-7044,2848	18550,524	16864,1127	6026,75646	23268,008	-6403,895273	-4619,25727
MARZO	113614,162	-33798,762	79815,4005	65963,1409	8424,45117	93896,00205	-27932,86118	61343,8836
ABRIL	178782,75	-39780	139002,75	104434,823	4766,56778	134322,1262	-29887,30278	165778,707
MAYO	187580,432	-38380,2155	149200,217	101905,755	1662,18475	128119,959	-26214,20358	267684,462
JUNIO	177584,031	-36647,104	140936,927	87510,7431	510,107958	110265,7114	-22754,9683	355195,206
JULIO	106867,029	-27520,9237	79346,1051	44788,8078	93,3018757	60323,65174	-15534,84398	399984,013
			VAN	399984,013	5,8691E-12	550195,4584	-150211,4451	
			d=0,1	TIR	2,07802781	B/C	3,662806506	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21483,37	-21483,37	-21483,37	-21483,37	0	-21483,37	-21483,37
FEBRERO	14476	-7044,2848	7431,7152	6756,10473	3706,67068	13160	-6403,895273	-14727,2653
MARZO	65306,15	-33798,762	31507,388	26039,1636	7837,94643	53972,02479	-27932,86118	11311,8983
ABRIL	84375	-39780	44595	33504,8835	5533,13165	63392,18633	-29887,30278	44816,7819
MAYO	81406	-38380,2155	43025,7845	29387,1898	2662,61625	55601,39335	-26214,20358	74203,9717
JUNIO	77730	-36647,104	41082,896	25509,2461	1268,04824	48264,21444	-22754,9683	99713,2178
JULIO	58373	-27520,9237	30852,0763	17415,1927	474,956752	32950,03672	-15534,84398	117128,411
			VAN	117128,411	3,5813E-08	267339,8556	-150211,4451	
			d=0,1	TIR	1,00495696	B/C	1,779756898	

8.1.1 FLUJOS DE CAJA DEL POZO LB-Y1



8.2 POZO LB-Y2

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-22462,51	-22462,51	-22462,51	-22462,51	0	-22462,51	-22462,51
ABRIL	9858,33333	-1777,31667	8081,01667	7346,37879	4043,86966	8962,121212	-1615,74242	-15116,1312
MAYO	37541	-6768,106	30772,894	25432,1438	7706,02891	31025,61983	-5593,47603	10316,0126
JUNIO	56490	-10184,34	46305,66	34790,1277	5802,66527	42441,7731	-7651,64538	45106,1403
JULIO	48499,5	-8743,767	39755,733	27153,7006	2493,0119	33125,81108	-5972,11051	72259,8409
AGOSTO	60543	-10915,038	49627,962	30815,0598	1557,33547	37592,43966	-6777,37984	103074,901
SEPTIEMBRE	66780	-12039,48	54740,52	30899,5965	859,598796	37695,56905	-6795,97259	133974,497
			VAN	133974,497	0	190843,3339	-56868,8368	
			d= 0,1	TIR	0,99833757	B/C	3,35585084	

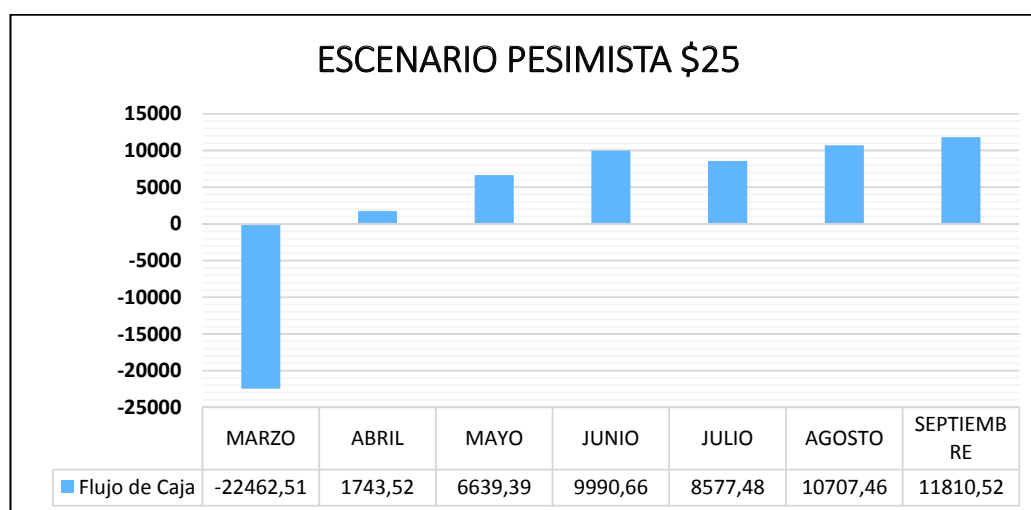
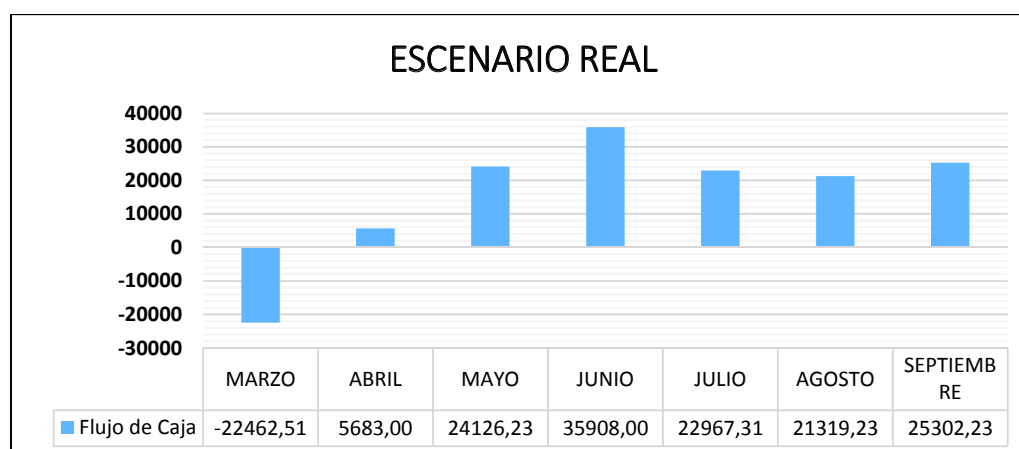
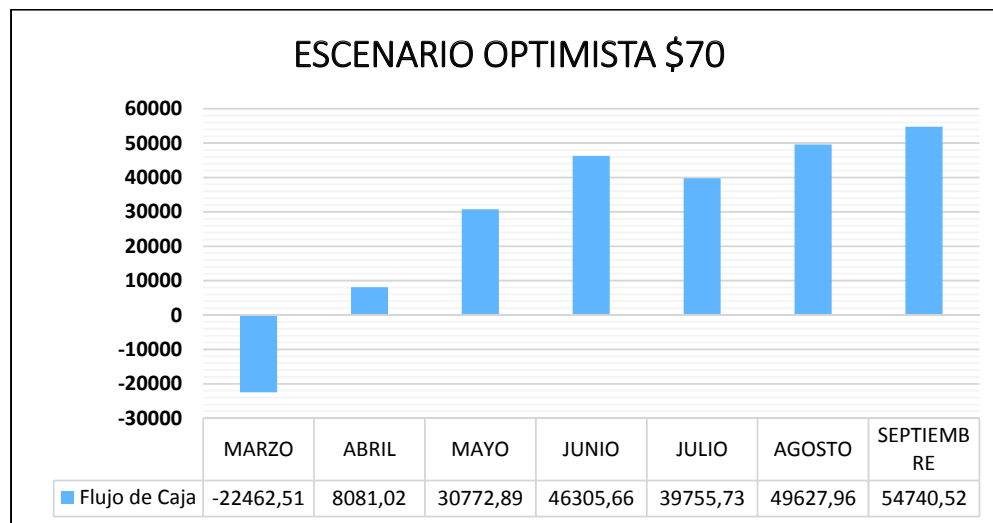
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-22462,51	-22462,51	-22462,51	-22462,51	0	-22462,51	-22462,51
ABRIL	7460,31722	-1777,31667	5683,00056	5166,36414	3247,88059	6782,106566	-1615,74242	-17296,1459
MAYO	30894,34	-6768,106	24126,234	19939,0364	7880,14566	25532,5124	-5593,47603	2642,89051
JUNIO	46092,343	-10184,34	35908,003	26978,2141	6702,83174	34629,8595	-7651,64538	29621,1046
JULIO	31711,074	-8743,767	22967,307	15686,9797	2450,18849	21659,09023	-5972,11051	45308,0843
AGOSTO	32234,265	-10915,038	21319,227	13237,5626	1299,82004	20014,94247	-6777,37984	58545,647
SEPTIEMBRE	37341,7142	-12039,48	25302,2342	14282,4516	881,643481	21078,42417	-6795,97259	72828,0986
			VAN	72828,0986	-1,9327E-12	129696,9353	-56868,8368	
			d= 0,1	TIR	0,74975662	B/C	2,28063282	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-22462,51	-22462,51	-22462,51	-22462,51	0	-22462,51	-22462,51
ABRIL	3520,83333	-1777,31667	1743,51667	1585,01515	1423,18092	3200,757576	-1615,74242	-20877,4948
MAYO	13407,5	-6768,106	6639,394	5487,10248	4423,80995	11080,57851	-5593,47603	-15390,3924
JUNIO	20175	-10184,34	9990,66	7506,13073	5433,7069	15157,77611	-7651,64538	-7884,26164
JULIO	17321,25	-8743,767	8577,483	5858,5363	3807,99092	11830,64681	-5972,11051	-2025,72534
AGOSTO	21622,5	-10915,038	10707,462	6648,49147	3880,22214	13425,87131	-6777,37984	4622,76613
SEPTIEMBRE	23850	-12039,48	11810,52	6666,73064	3493,59918	13462,70323	-6795,97259	11289,4968
			VAN	11289,4968	-1,4097E-11	68158,33355	-56868,8368	
				TIR	0,22508435	B/C	1,19851816	

8.2.1 FLUJOS DE CAJA DEL POZO LB-Y2



8.3 POZO LB-Y3

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
FEBRERO		-21274,69	-21274,69	-21274,69	-21274,69	0	-21274,69	-21274,69
MARZO	25905,5067	-4502,0053	21403,5014	19457,7285	5681,71244	23550,4606	-4092,73209	-1816,96148
ABRIL	195174	-29959,209	165214,791	136541,15	11642,2729	161300,826	-24759,6769	134724,188
MAYO	194974,5	-30508,867	164465,633	123565,464	3076,51073	146487,228	-22921,7633	258289,652
JUNIO	163772	-26183,4663	137588,534	93974,8198	683,219008	111858,48	-17883,6598	352264,472
JULIO	131993,867	-21811,7384	110182,128	68414,4329	145,23901	81957,8063	-13543,3734	420678,905
AGOSTO	156051,933	-25347,2926	130704,641	73779,3622	45,7359342	88087,2481	-14307,8859	494458,267
			VAN	494458,267	4,0217E-11	613242,049	-118783,781	
			d=0,1	TIR	2,76708635	B/C	5,16267492	

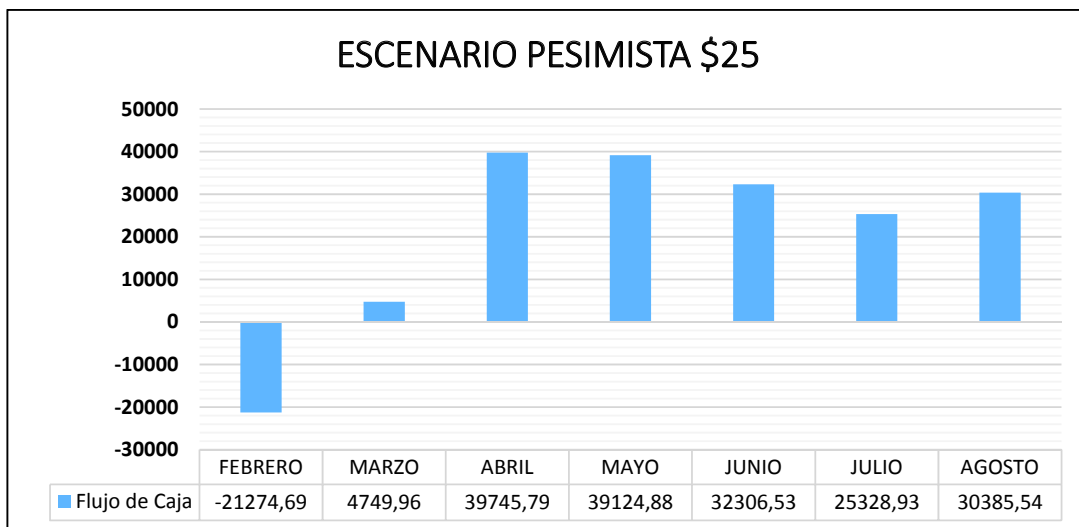
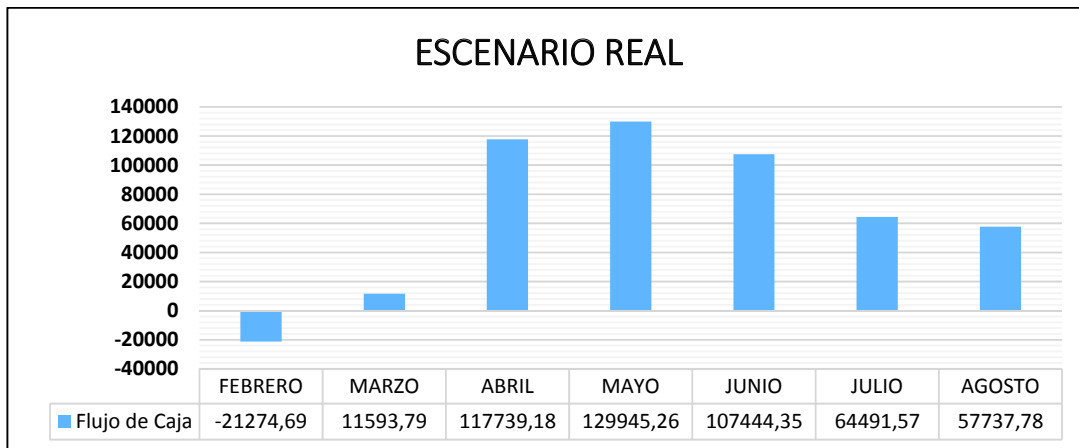
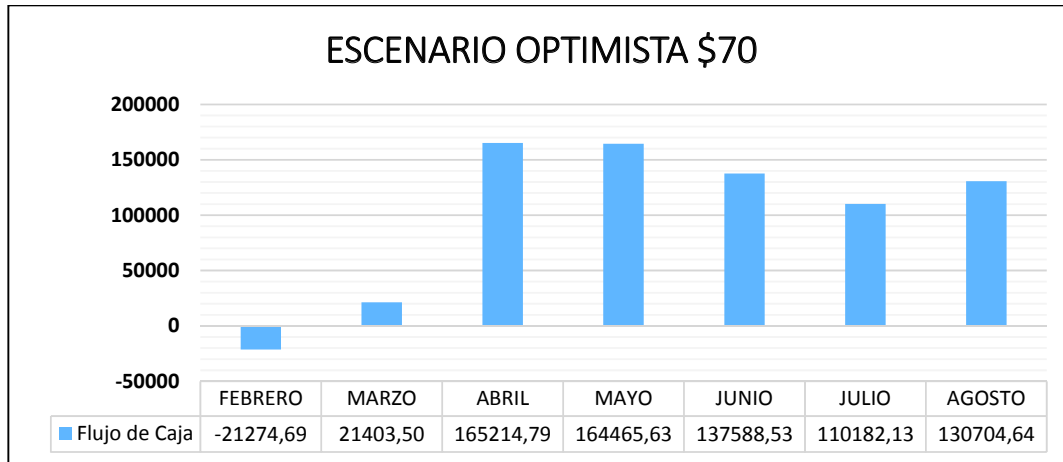
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
FEBRERO		-21274,69	-21274,69	-21274,69	-21274,69	0	-21274,69	-21274,69
MARZO	16095,7956	-4502,0053	11593,7903	10539,8094	3697,63955	14632,5415	-4092,73209	-10734,8806
ABRIL	147698,389	-29959,209	117739,18	97305,1076	11976,2063	122064,784	-24759,6769	86570,227
MAYO	160454,13	-30508,867	129945,263	97629,7994	4215,58495	120551,563	-22921,7633	184200,026
JUNIO	133627,814	-26183,4663	107444,347	73385,935	1111,68078	91269,5948	-17883,6598	257585,961
JULIO	86303,3077	-21811,7384	64491,5694	40044,1906	212,813218	53587,564	-13543,3734	297630,152
AGOSTO	83085,0697	-25347,2926	57737,7771	32591,4699	60,7651878	46899,3558	-14307,8859	330221,622
			VAN	330221,622	6,1446E-08	449005,403	-118783,781	
			d=0,1	TIR	2,13545714	B/C	3,78002281	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
FEBRERO		-21274,69	-21274,69	-21274,69	-21274,69	0	-21274,69	-21274,69
MARZO	9251,96667	-4502,0053	4749,96137	4318,1467	2410,53425	8410,87879	-4092,73209	-16956,5433
ABRIL	69705	-29959,209	39745,791	32847,7612	10236,1726	57607,438	-24759,6769	15891,2179
MAYO	69633,75	-30508,867	39124,883	29395,1037	5113,55272	52316,867	-22921,7633	45286,3215
JUNIO	58490	-26183,4663	32306,5337	22065,7972	2142,80809	39949,457	-17883,6598	67352,1188
JULIO	47140,6667	-21811,7384	25328,9283	15727,2717	852,575715	29270,6451	-13543,3734	83079,3904
AGOSTO	55732,8333	-25347,2926	30385,5407	17151,8456	519,046589	31459,7315	-14307,8859	100231,236
			VAN	100231,236	1,4913E-09	219015,017	-118783,781	
			d=0,1	TIR	0,97050151	B/C	1,84381247	

8.3.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO LB-Y3



8.4 POZO SH-X1

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21256,55	-21256,55	-21256,55	-21256,55	0	-21256,55	-21256,55
FEBRERO	26557,44	-4784,7707	21772,6693	19793,3357	6142,25322	24143,12727	-4349,79155	-1463,21427
MARZO	145212,06	-23496,2432	121715,817	100591,584	9686,77246	120009,9669	-19418,3828	99128,3699
ABRIL	198197,3	-31278,3789	166918,921	125408,656	3747,60397	148908,565	-23499,909	224537,026
MAYO	227227,21	-35662,4918	191564,718	130841,28	1213,3321	155199,2419	-24357,9618	355378,306
JUNIO	259530,6	-40312,8526	219217,747	136116,974	391,702111	161148,0835	-25031,1098	491495,28
JULIO	176769,828	-28208,6916	148561,136	83858,8883	74,8861414	99781,95924	-15923,071	575354,168
			VAN	575354,168	1,2704E-08	709190,9438	-133836,776	
			d=0,1	TIR	2,54473652	B/C	5,2989243	

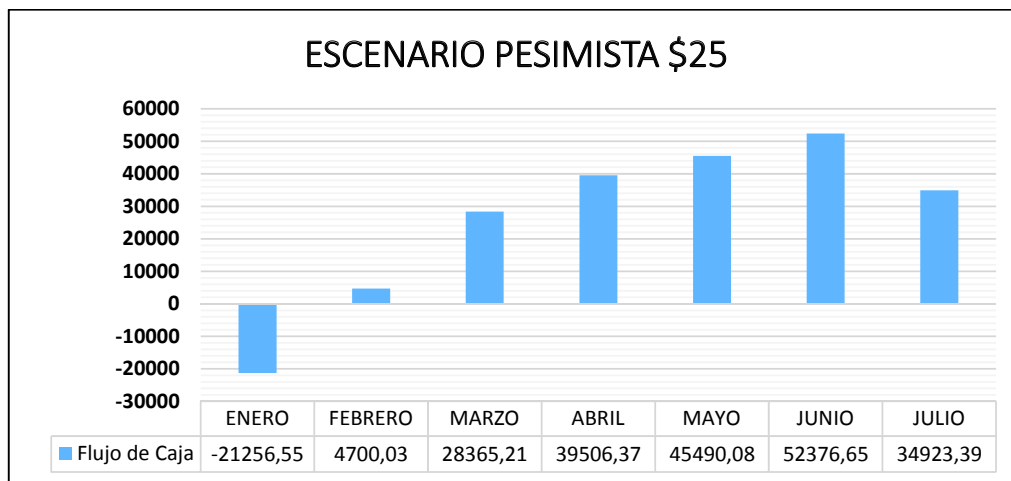
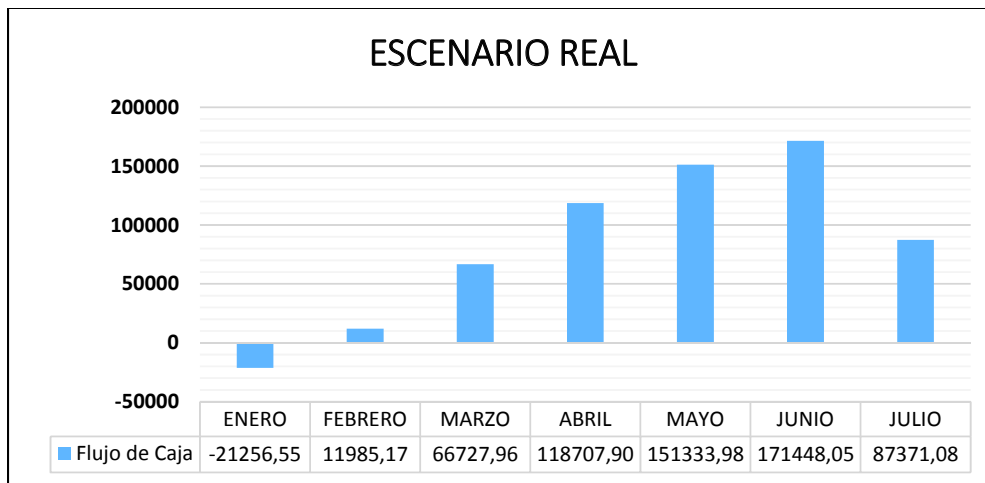
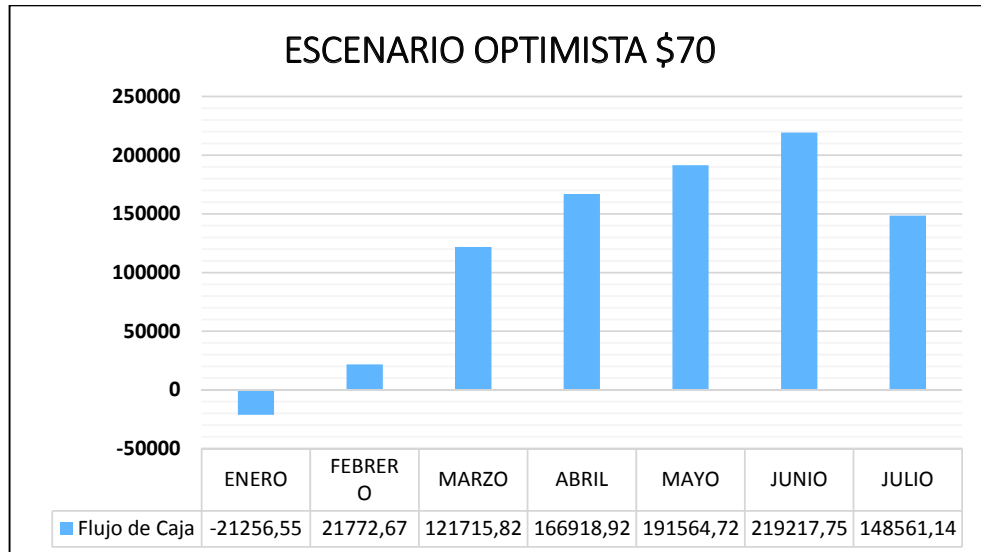
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21256,55	-21256,55	-21256,55	-21256,55	0	-21256,55	-21256,55
FEBRERO	16769,9394	-4784,7707	11985,1687	10895,6079	4233,27588	15245,39944	-4349,79155	-10360,9421
MARZO	90224,201	-23496,2432	66727,9578	55147,0726	8324,77831	74565,4554	-19418,3828	44786,1305
ABRIL	149986,279	-31278,3789	118707,9	89187,0021	5230,90564	112686,9111	-23499,909	133973,133
MAYO	186996,475	-35662,4918	151333,984	103363,147	2355,40803	127721,1088	-24357,9618	237336,28
JUNIO	211760,903	-40312,8526	171448,051	106455,751	942,528867	131486,8603	-25031,1098	343792,03
JULIO	115579,771	-28208,6916	87371,079	49318,6963	169,653268	65241,76731	-15923,071	393110,726
			VAN	393110,726	1,3387E-11	526947,5024	-133836,776	
			d=0,1	TIR	1,83118063	B/C	3,93723996	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ENERO		-21256,55	-21256,55	-21256,55	-21256,55	0	-21256,55	-21256,55
FEBRERO	9484,8	-4784,7707	4700,0293	4272,75391	2427,27297	8622,545455	-4349,79155	-16983,7961
MARZO	51861,45	-23496,2432	28365,2068	23442,3197	7565,22871	42860,70248	-19418,3828	6458,52358
ABRIL	70784,75	-31278,3789	39506,3711	29681,7213	5441,53342	53181,63035	-23499,909	36140,2449
MAYO	81152,575	-35662,4918	45490,0832	31070,3389	3235,85422	55428,30066	-24357,9618	67210,5838
JUNIO	92689,5	-40312,8526	52376,6474	32521,7772	1924,10144	57552,88697	-25031,1098	99732,361
JULIO	63132,0813	-28208,6916	34923,3897	19713,343	662,559239	35636,41402	-15923,071	119445,704
			VAN	119445,704	6,7113E-08	253282,4799	-133836,776	
			d=0,1	TIR	0,93634147	B/C	1,89247296	

8.4.1 FLUJO DE CAJA POZO DEL POZO SH-X1



8.5 POZO SH-X2

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21930,07	-21930,07	-21930,07	-21930,07	0	-21930,07	-21930,07
ABRIL	1038,66	-146,788287	891,871713	810,792466	334,190844	944,2363636	-133,443898	-21119,2775
MAYO	83870,5	-11348,6993	72521,8007	59935,3725	10182,4642	69314,46281	-9379,09033	38816,0949
JUNIO	158451,3	-20785,4152	137665,885	103430,417	7242,73845	119046,8069	-15616,3901	142246,512
JULIO	158872,21	-20840,6295	138031,58	94277,4267	2721,11621	108511,8571	-14234,4304	236523,939
AGOSTO	166857,81	-21888,1691	144969,641	90014,7412	1070,87271	103605,5721	-13590,8309	326538,68
SEPTIEMBRE	157469,9	-20656,6765	136813,223	77227,4979	378,687543	88887,65332	-11660,1554	403766,178
			VAN	403766,178	-3,0127E-12	490310,5887	-86544,411	
			d=0,1	TIR	1,66874969	B/C	5,66542175	

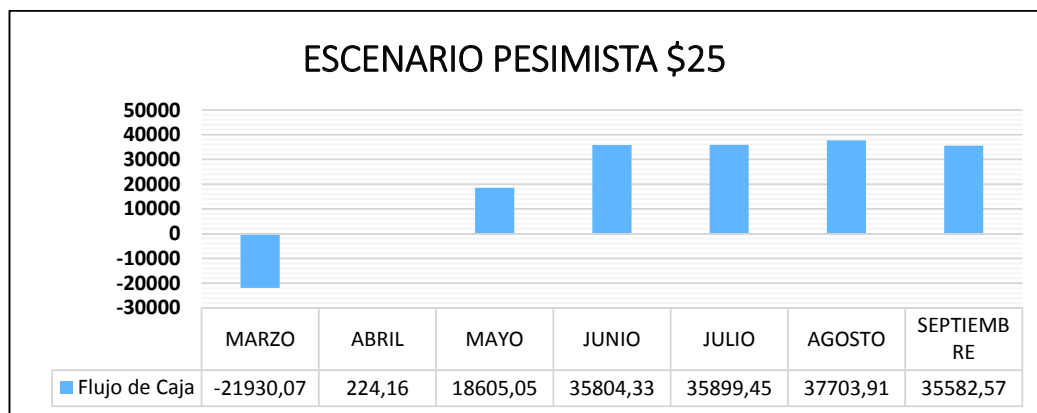
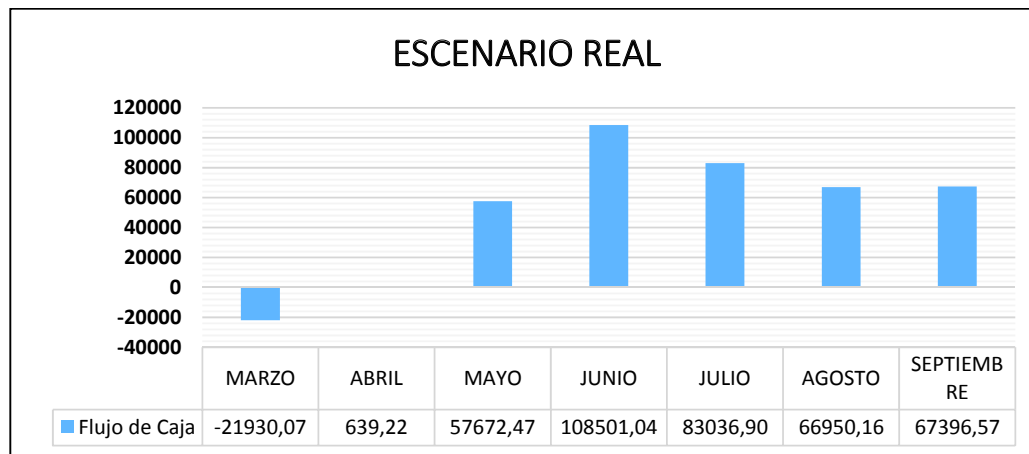
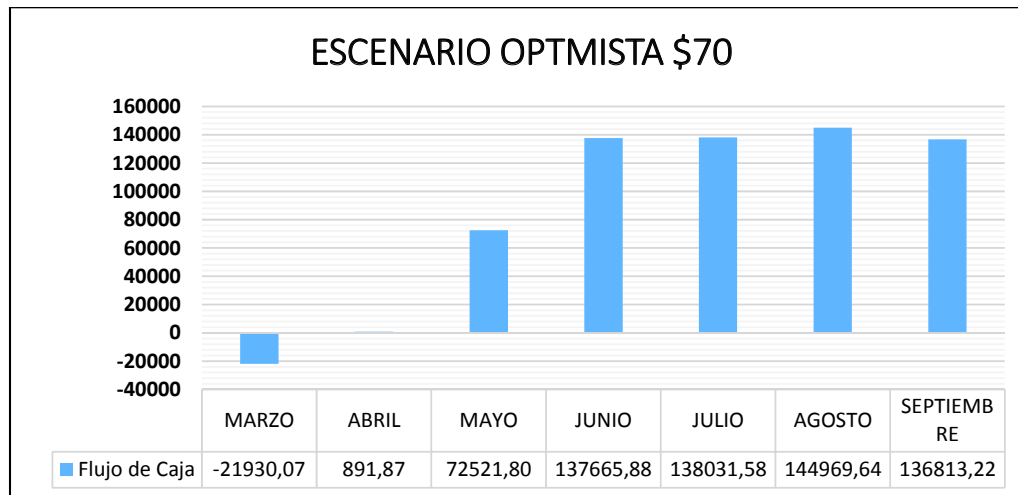
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21930,07	-21930,07	-21930,07	-21930,07	0	-21930,07	-21930,07
ABRIL	786,008428	-146,788287	639,220141	581,109219	266,810642	714,5531164	-133,443898	-21348,9608
MAYO	69021,17	-11348,6993	57672,4707	47663,1989	10047,8687	57042,28926	-9379,09033	26314,2381
JUNIO	129286,452	-20785,4152	108501,037	81518,4348	7890,27208	97134,82488	-15616,3901	107832,673
JULIO	103877,533	-20840,6295	83036,9034	56715,3223	2520,47233	70949,75269	-14234,4304	164547,995
AGOSTO	88838,3276	-21888,1691	66950,1584	41570,7809	848,232864	55161,61188	-13590,8309	206118,776
SEPTIEMBRE	88053,2495	-20656,6765	67396,5729	38043,6084	356,413378	49703,76378	-11660,1554	244162,385
			VAN	244162,385	9,2308E-10	330706,7956	-86544,411	
			d=0,1	TIR	1,39578203	B/C	3,82123804	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21930,07	-21930,07	-21930,07	-21930,07	0	-21930,07	-21930,07
ABRIL	370,95	-146,788287	224,161713	203,783375	131,224478	337,2272727	-133,443898	-21726,2866
MAYO	29953,75	-11348,6993	18605,0507	15376,075	6375,84416	24755,16529	-9379,09033	-6350,21166
JUNIO	56589,75	-20785,4152	35804,3348	26900,3267	7182,83455	42516,71675	-15616,3901	20550,115
JULIO	56740,075	-20840,6295	35899,4455	24519,8043	4216,00785	38754,23468	-14234,4304	45069,9193
AGOSTO	59592,075	-21888,1691	37703,9059	23411,1591	2592,11002	37001,99005	-13590,8309	68481,0784
SEPTIEMBRE	56239,25	-20656,6765	35582,5735	20085,4351	1432,04894	31745,59047	-11660,1554	88566,5135
			VAN	88566,5135	9,4587E-11	175110,9245	-86544,411	
			d=0,1	TIR	0,70823093	B/C	2,02336491	

8.5.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO SH-X2



8.6 POZO SH-X3

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21160,29	-21160,29	-21160,29	-21160,29	0	-21160,29	-21160,29
ABRIL	18520,32	-3118,46912	15401,8509	14001,6826	6201,69075	16836,65455	-2834,971927	-7158,60738
MAYO	66662,4	-11224,6784	55437,7216	45816,2988	8988,34549	55092,89256	-9276,593719	38657,6915
JUNIO	71517,6	-12042,2016	59475,3984	44684,7471	3882,835	53732,2314	-9047,484298	83342,4386
JULIO	68159,7	-11476,7952	56682,9048	38715,1867	1490,05008	46553,99221	-7838,805546	122057,625
AGOSTO	46351,2	-7804,6592	38546,5408	23934,3691	408,010529	28780,44843	-4846,079316	145991,994
SEPTIEMBRE	53424	-8995,584	44428,416	25078,6826	189,358141	30156,45524	-5077,772654	171070,677
			VAN	171070,677	9,5213E-12	231152,6744	-60081,99746	
			d=0,1	TIR	1,48349224	B/C	3,847286778	

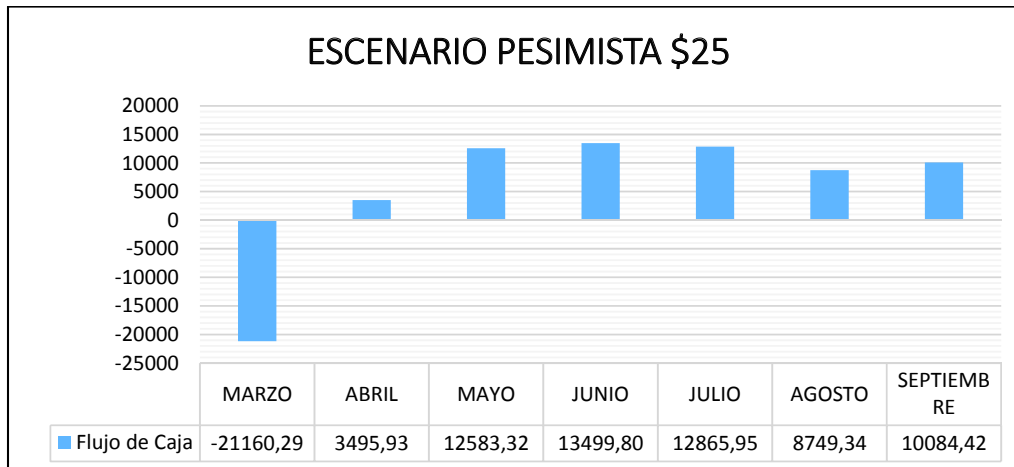
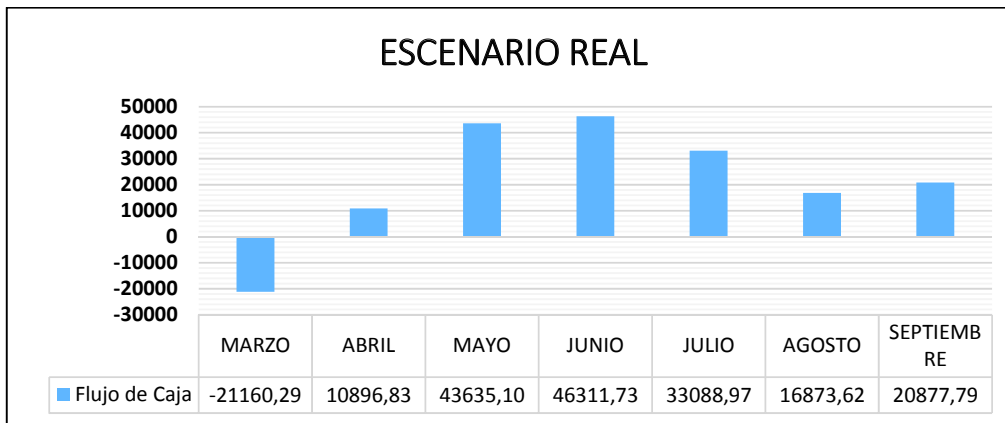
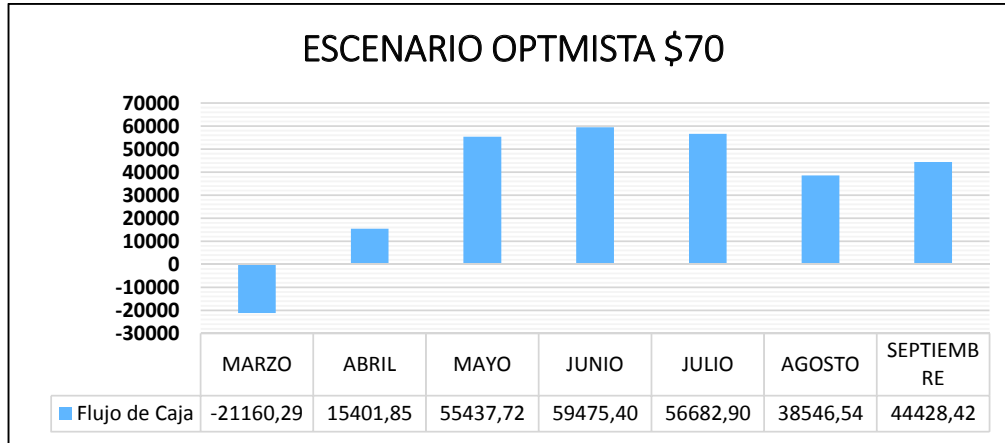
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21160,29	-21160,29	-21160,29	-21160,29	0	-21160,29	-21160,29
ABRIL	14015,2963	-3118,46912	10896,8271	9906,20649	5053,78548	12741,17841	-2834,971927	-11254,0835
MAYO	54859,776	-11224,6784	43635,0976	36062,0641	9385,7598	45338,65785	-9276,593719	24807,9806
JUNIO	58353,9343	-12042,2016	46311,7327	34794,6902	4619,99234	43842,17455	-9047,484298	59602,6709
JULIO	44565,7644	-11476,7952	33088,9692	22600,2112	1530,91192	30439,01673	-7838,805546	82202,8821
AGOSTO	24678,276	-7804,6592	16873,6168	10477,1885	362,069458	15323,26778	-4846,079316	92680,0705
SEPTIEMBRE	29873,3714	-8995,584	20877,7874	11784,9667	207,770996	16862,73933	-5077,772654	104465,037
			VAN	104465,037	1,2206E-09	164547,0347	-60081,99746	
			d=0,1	TIR	1,15617129	B/C	2,738707793	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MARZO		-21160,29	-21160,29	-21160,29	-21160,29	0	-21160,29	-21160,29
ABRIL	6614,4	-3118,46912	3495,93088	3178,11898	2538,38779	6013,090909	-2834,971927	-17982,171
MAYO	23808	-11224,6784	12583,3216	10399,4393	6634,15422	19676,03306	-9276,593719	-7582,73168
JUNIO	25542	-12042,2016	13499,7984	10142,5983	5167,88313	19190,08264	-9047,484298	2559,86667
JULIO	24342,75	-11476,7952	12865,9548	8787,62024	3576,20623	16626,42579	-7838,805546	11347,4869
AGOSTO	16554	-7804,6592	8749,3408	5432,65227	1765,83858	10278,73158	-4846,079316	16780,1392
SEPTIEMBRE	19080	-8995,584	10084,416	5692,38993	1477,82005	10770,16259	-5077,772654	22472,5291
			VAN	22472,5291	4,7748E-12	82554,52657	-60081,99746	
			d=0,1	TIR	0,3772249	B/C	1,374030992	

8.6.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO SH-X3



ANEXO N° 9

**Cálculos de los indicadores económicos de los trabajos
realizados con Roto-Jet.**

9.1 POZO LB-Y4

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-26810,658	-26810,658	-26810,658	-26810,658	0	-26810,658	-26810,658
JUNIO	1254,4	-149,726871	1104,67313	1004,2483	559,410777	1140,363636	-136,1153369	-25806,4097
JULIO	29902,6	-3569,21454	26333,3855	21763,1285	6753,06257	24712,89256	-2949,764084	-4043,28122
AGOSTO	121259,6	-14402,9458	106856,654	80282,9859	13876,9073	91104,13223	-10821,14637	76239,7046
SEPTIEMBRE	55440	-6530,04	48909,96	33406,1608	3216,51412	37866,26597	-4460,105184	109645,865
OCTUBRE	49476	-5827,566	43648,434	27102,2434	1453,62994	30720,70338	-3618,459991	136748,109
NOVIEMBRE	63882	-7484,5934	56397,4066	31834,8658	951,133255	36059,7236	-4224,857849	168582,975
			VAN	168582,975	-1,4097E-11	221604,0814	-53021,10682	
			d=0,1	TIR	0,97470834	B/C	4,179544613	

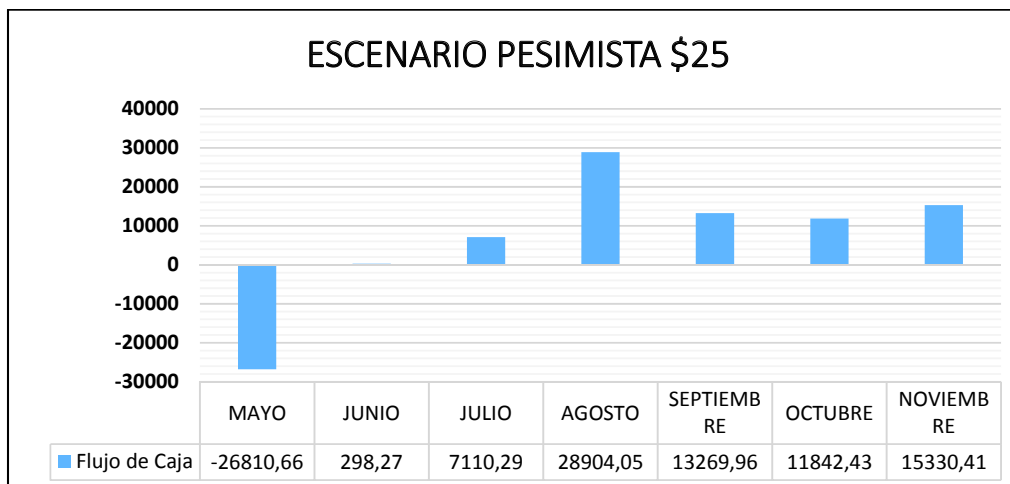
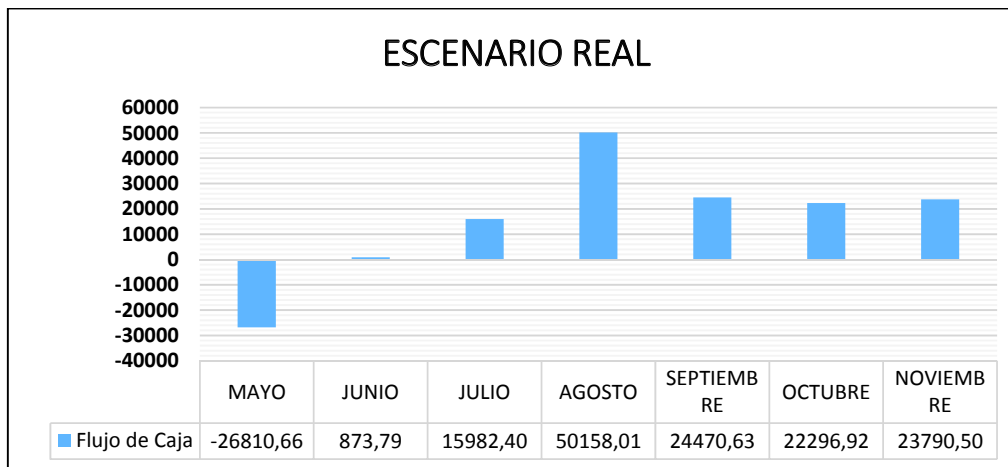
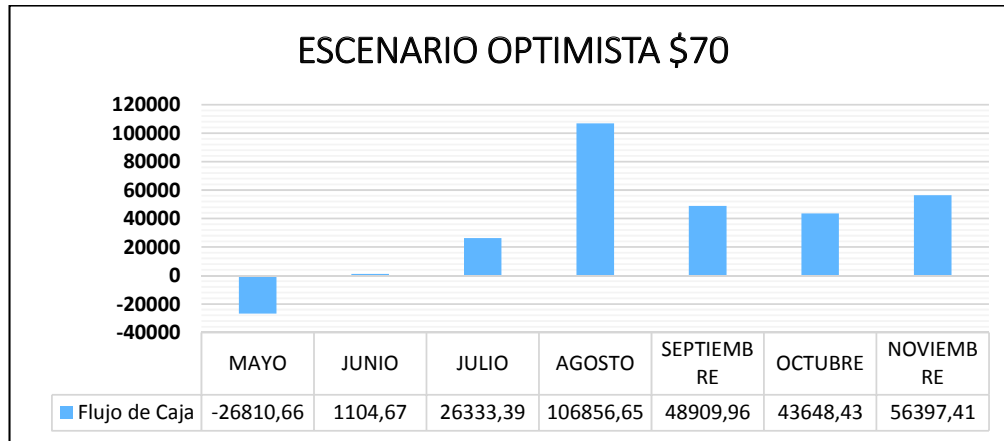
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-26810,658	-26810,658	-26810,658	-26810,658	0	-26810,658	-26810,658
JUNIO	1023,51275	-149,726871	873,785876	794,350796	549,331869	930,4661333	-136,1153369	-26016,3072
JULIO	19551,6152	-3569,21454	15982,4007	13208,5956	6316,86453	16158,35967	-2949,764084	-12807,7116
AGOSTO	64560,958	-14402,9458	50158,0122	37684,4569	12463,2022	48505,60331	-10821,14637	24876,7453
SEPTIEMBRE	31000,6684	-6530,04	24470,6284	16713,7684	3822,64723	21173,87363	-4460,105184	41590,5138
OCTUBRE	28124,484	-5827,566	22296,918	13844,6318	2189,74584	17463,09182	-3618,459991	55435,1456
NOVIEMBRE	31275,0964	-7484,5934	23790,503	13429,1187	1468,86632	17653,97657	-4224,857849	68864,2643
			VAN	68864,2643	6,3788E-08	121885,3711	-53021,10682	
			d=0,1	TIR	0,59063387	B/C	2,298808502	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25.

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-26810,658	-26810,658	-26810,658	-26810,658	0	-26810,658	-26810,658
JUNIO	448	-149,726871	298,273129	271,15739	225,283353	407,2727273	-136,1153369	-26539,5006
JULIO	10679,5	-3569,21454	7110,28546	5876,26897	4056,17776	8826,033058	-2949,764084	-20663,2316
AGOSTO	43307	-14402,9458	28904,0542	21716,0437	12453,8513	32537,19008	-10821,14637	1052,81207
SEPTIEMBRE	19800	-6530,04	13269,96	9063,56123	4318,46595	13523,66642	-4460,105184	10116,3733
OCTUBRE	17670	-5827,566	11842,434	7353,21979	2910,82322	10971,67978	-3618,459991	17469,5931
NOVIEMBRE	22815	-7484,5934	15330,4066	8653,61487	2846,0564	12878,47271	-4224,857849	26123,208
			VAN	26123,208	4,166E-08	79144,31478	-53021,10682	
			d=0,1	TIR	0,32399099	B/C	1,492694505	

9.1.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO LB-Y4



9.2 POZO LB-Y5

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-27246,498	-27246,498	-27246,498	-27246,498	0	-27246,498	-27246,498
JUNIO	3985,17	-672,718962	3312,45104	3011,31913	1576,08921	3622,88182	-611,562693	-24235,1789
JULIO	19188,876	-3197,95287	15990,9231	13215,639	3620,23025	15858,5752	-2642,93625	-11019,5399
AGOSTO	114286,305	-17048,3633	97237,9417	73056,3048	10474,4142	85864,9925	-12808,6877	62036,7649
SEPTIEMBRE	138329,625	-20378,9472	117950,678	80561,9	6045,40993	94480,9952	-13919,0952	142598,665
OCTUBRE	175633,29	-25467,7413	150165,549	93240,9912	3662,07261	109054,455	-15813,4636	235839,656
NOVIEMBRE	187945,8	-26935,2196	161010,58	90886,2751	1868,28182	106090,504	-15204,2293	326725,931
			VAN	326725,931	3,3264E-08	414972,404	-88246,4727	
			d=0,1	TIR	1,10169007	B/C	4,70242482	

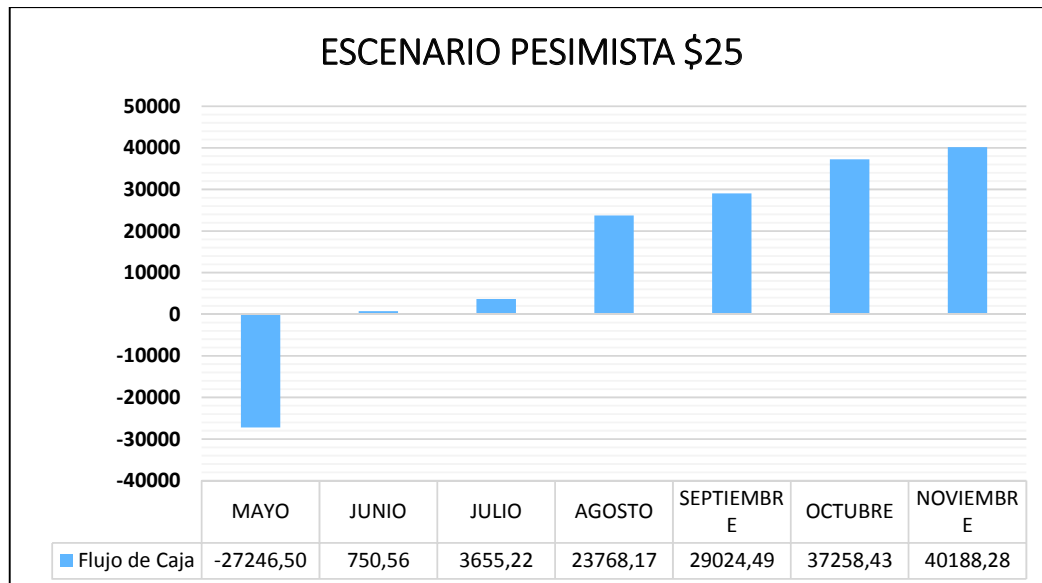
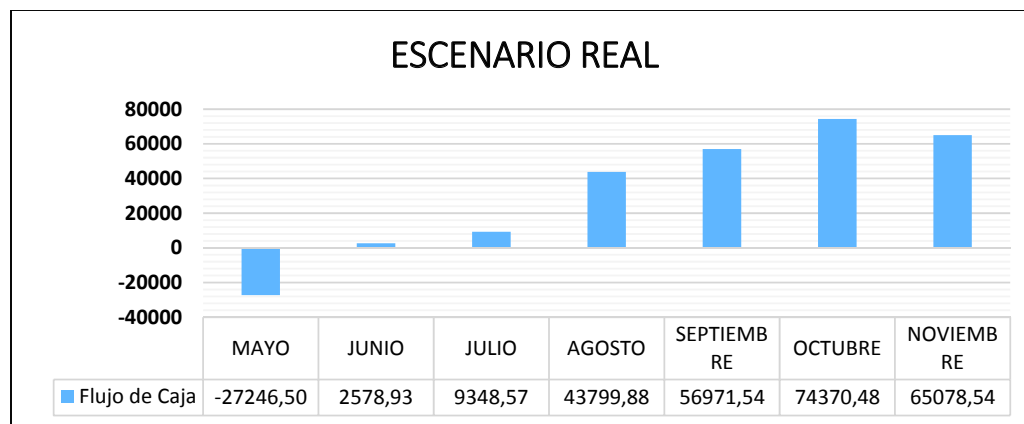
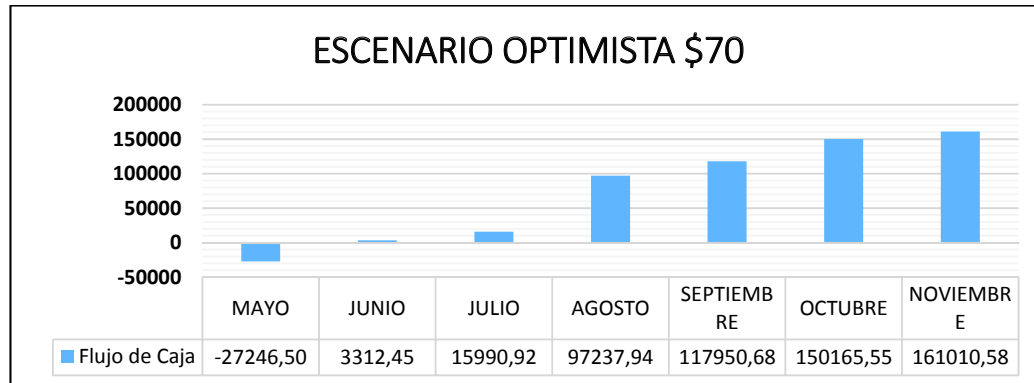
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-27246,498	-27246,498	-27246,498	-27246,498	0	-27246,498	-27246,498
JUNIO	3251,65202	-672,718962	2578,93306	2344,4846	1499,62332	2956,04729	-611,562693	-24902,0134
JULIO	12546,5184	-3197,95287	9348,56548	7726,08718	3161,03429	10369,0234	-2642,93625	-17175,9262
AGOSTO	60848,2408	-17048,3633	43799,8774	32907,4962	8611,90527	45716,1839	-12808,6877	15731,57
SEPTIEMBRE	77350,484	-20378,9472	56971,5368	38912,3262	6513,67971	52831,4213	-13919,0952	54643,8961
OCTUBRE	99838,2176	-25467,7413	74370,4763	46178,2146	4944,37207	61991,6782	-15813,4636	100822,111
NOVIEMBRE	92013,7599	-26935,2196	65078,5403	36735,1394	2515,88335	51939,3687	-15204,2293	137557,25
			VAN	137557,25	1,1222E-08	225803,723	-88246,4727	
			d=0,1	TIR	0,71972056	B/C	2,55878468	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
MAYO		-27246,498	-27246,498	-27246,498	-27246,498	0	-27246,498	-27246,498
JUNIO	1423,275	-672,718962	750,556038	682,323671	519,947224	1293,88636	-611,562693	-26564,1743
JULIO	6853,17	-3197,95287	3655,21713	3020,84061	1754,14489	5663,77686	-2642,93625	-23543,3337
AGOSTO	40816,5375	-17048,3633	23768,1742	17857,381	7901,76745	30666,0687	-12808,6877	-5685,95269
SEPTIEMBRE	49403,4375	-20378,9472	29024,4903	19824,1174	6684,50366	33743,2126	-13919,0952	14138,1647
OCTUBRE	62726,175	-25467,7413	37258,4337	23134,556	5944,36269	38948,0196	-15813,4636	37272,7207
NOVIEMBRE	67123,5	-26935,2196	40188,2804	22685,2366	4441,77208	37889,4658	-15204,2293	59957,9572
			VAN	59957,9572	1,057E-08	148204,43	-88246,4727	
			d=0,1	TIR	0,4435235	B/C	1,67943744	

9.2.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO LB-Y5



9.3 POZO SH-X4

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ABRIL		-26145,358	-26145,358	-26145,358	-26145,358	0	-26145,358	-26145,358
MAYO	7750,62355	-1397,3267	6353,29685	5775,72441	1529,97795	7046,02141	-1270,297	-20369,6336
JUNIO	378735	-49126,5501	329608,45	272403,678	19114,8275	313004,132	-40600,4547	252034,044
JULIO	358314,74	-46532,7394	311782,001	234246,432	4354,20738	269207,168	-34960,7359	486280,476
AGOSTO	312675,3	-41016,2992	271659,001	185546,753	913,625459	213561,437	-28014,6842	671827,228
SEPTIEMBRE	295869	-38811,6728	257057,327	159612,376	208,190115	183711,371	-24098,9952	831439,604
OCTUBRE	145216,4	-19447,3512	125769,049	70993,3493	24,529569	81970,872	-10977,5227	902432,953
				VAN	902432,953	1,121E-08	1068501	-166068,048
			d=0,1	TIR	3,15254145	B/C	6,43411551	

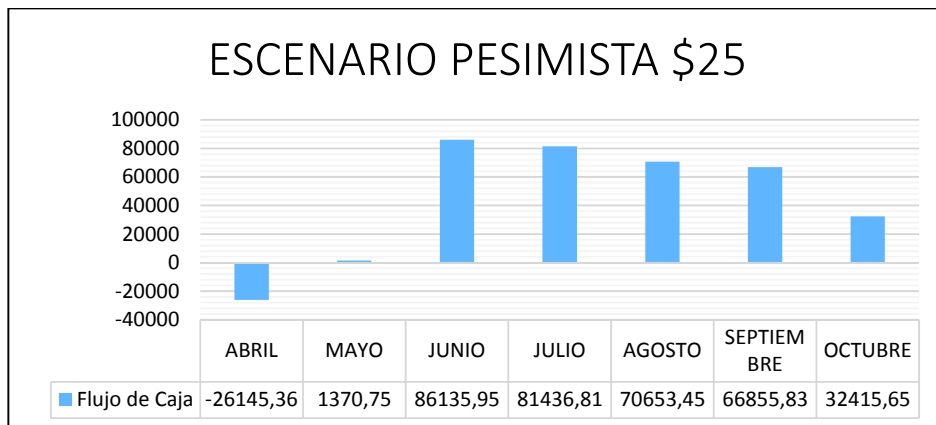
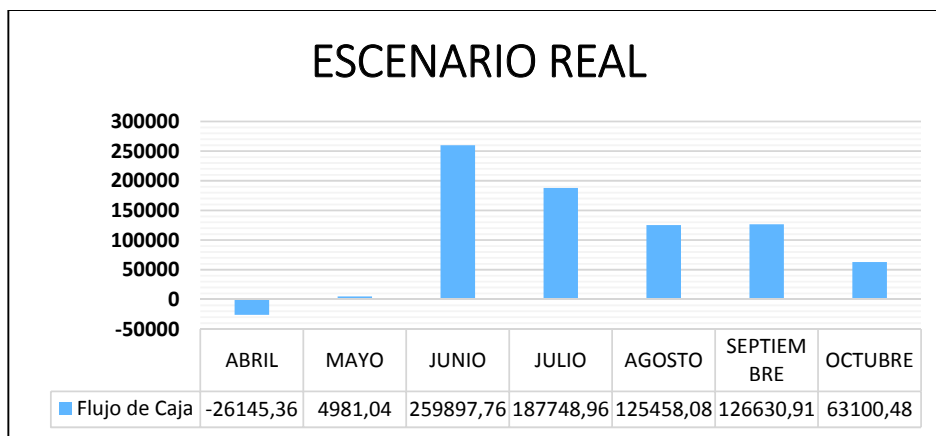
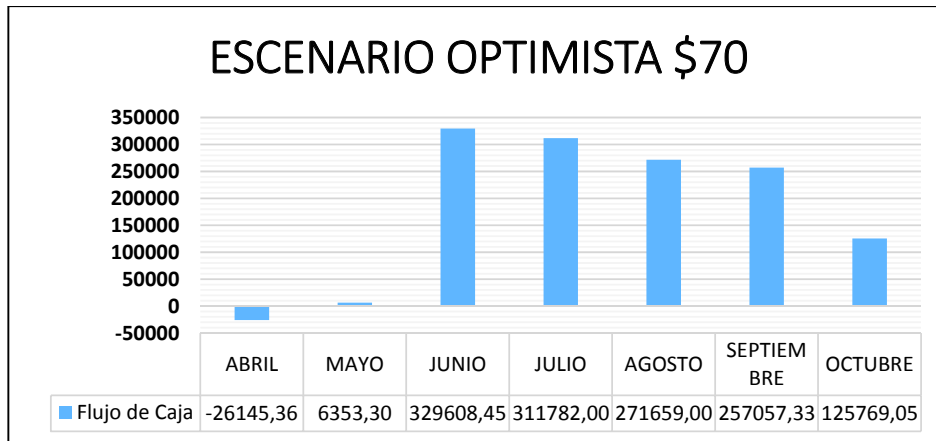
Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ABRIL		-26145,358	-26145,358	-26145,358	-26145,358	0	-26145,358	-26145,358
MAYO	6378,37029	-1397,3267	4981,04359	4528,22144	1376,37497	5798,51845	-1270,297	-21617,1366
JUNIO	309024,315	-49126,5501	259897,764	214791,541	19844,2821	255391,995	-40600,4547	193174,404
JULIO	234281,698	-46532,7394	187748,959	141058,572	3961,20036	176019,308	-34960,7359	334232,976
AGOSTO	166474,382	-41016,2992	125458,082	85689,5583	731,415807	113704,243	-28014,6842	419922,534
SEPTIEMBRE	165442,582	-38811,6728	126630,909	78627,8318	203,996092	102726,827	-24098,9952	498550,366
OCTUBRE	82547,8276	-19447,3512	63100,4764	35618,5739	28,0886705	46596,0967	-10977,5227	534168,94
				VAN	534168,94	4,8175E-12	700236,988	-166068,048
			d=0,1	TIR	2,61895827	B/C	4,21656663	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
ABRIL		-26145,358	-26145,358	-26145,358	-26145,358	0	-26145,358	-26145,358
MAYO	2768,07984	-1397,3267	1370,75314	1246,13921	585,491904	2516,43622	-1270,297	-24899,2188
JUNIO	135262,5	-49126,5501	86135,9499	71186,7354	15714,7595	111787,19	-40600,4547	46287,5166
JULIO	127969,55	-46532,7394	81436,8106	61184,6811	6346,08222	96145,417	-34960,7359	107472,198
AGOSTO	111669,75	-41016,2992	70653,4508	48257,2576	2351,6894	76271,9418	-28014,6842	155729,455
SEPTIEMBRE	105667,5	-38811,6728	66855,8273	41512,2087	950,489879	65611,2039	-24098,9952	197241,664
OCTUBRE	51863	-19447,3512	32415,6488	18297,7887	196,845094	29275,3114	-10977,5227	215539,453
				VAN	215539,453	5,3149E-12	381607,5	-166068,048
			d=0,1	TIR	1,34119913	B/C	2,2978984	

9.3.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO SH-X4



9.4 POZO SH-X5

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 70

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
DICIEMBRE		-27379,098	-27379,098	-27379,098	-27379,098	0	-27379,098	-27379,098
ENERO	2728,32	-328,684925	2399,63508	2181,48643	993,836428	2480,29091	-298,804477	-25197,6116
FEBRERO	95710,72	-11577,5209	84133,1991	69531,5695	14431,3455	79099,7686	-9568,19913	44333,9579
MARZO	136783,78	-16416,4962	120367,284	90433,7219	8551,01348	102767,678	-12333,9565	134767,68
ABRIL	48263,25	-5792,45184	42470,7982	29008,1266	1249,59496	32964,4491	-3956,32255	163775,806
MAYO	154504	-18330,6448	136173,355	84552,9399	1659,36027	95934,8281	-11381,8882	248328,746
JUNIO	111221,46	-13348,5613	97872,8987	55246,6998	493,947409	62781,6146	-7534,91486	303575,446
			VAN	303575,446	3,1793E-09	376028,63	-72453,1838	
			d=0,1	TIR	1,41451712	B/C	5,18995315	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo real de barril .

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
DICIEMBRE		-27379,098	-27379,098	-27379,098	-27379,098	0	-27379,098	-27379,098
ENERO	1638,84022	-328,684925	1310,15529	1191,05027	650,341132	1489,85474	-298,804477	-26188,0477
FEBRERO	60437,4131	-11577,5209	48859,8922	40380,0762	12038,9718	49948,2753	-9568,19913	14192,0284
MARZO	84987,4815	-16416,4962	68570,9854	51518,3962	8386,78927	63852,3528	-12333,9565	65710,4247
ABRIL	36523,3294	-5792,45184	30730,8775	20989,6028	1865,7298	24945,9254	-3956,32255	86700,0275
MAYO	127148,96	-18330,6448	108818,315	67567,6122	3279,39879	78949,5005	-11381,8882	154267,64
JUNIO	90749,8262	-13348,5613	77401,2649	43690,9962	1157,86717	51225,9111	-7534,91486	197958,636
			VAN	197958,636	4,5475E-12	270411,82	-72453,1838	
			d=0,1	TIR	1,01456625	B/C	3,73222825	

Indicadores económicos de los trabajos de limpieza con roto-jet para un costo de barril de \$ 25

MES	INGRESOS	EGRESOS	FC	VA	VA	VA [ingresos]	VA [egresos]	SUMATORIA
DICIEMBRE		-27379,098	-27379,098	-27379,098	-27379,098	0	-27379,098	-27379,098
ENERO	974,4	-328,684925	645,715075	587,013705	420,639429	885,818182	-298,804477	-26792,0843
FEBRERO	34182,4	-11577,5209	22604,8791	18681,7182	9592,68746	28249,9174	-9568,19913	-8110,36607
MARZO	48851,35	-16416,4962	32434,8538	24368,7857	8966,42057	36702,7423	-12333,9565	16258,4197
ABRIL	17236,875	-5792,45184	11444,4232	7816,695	2060,96265	11773,0176	-3956,32255	24075,1147
MAYO	55180	-18330,6448	36849,3552	22880,5504	4322,89971	34262,4386	-11381,8882	46955,6651
JUNIO	39721,95	-13348,5613	26373,3887	14887,0904	2015,48818	22422,0052	-7534,91486	61842,7554
			VAN	61842,7554	2,5586E-08	134295,939	-72453,1838	

9.4.1 FLUJO DE CAJA DEL POZO SH-X5

