



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“OPTIMIZACIÓN DE LA INYECTIVIDAD DE LOS POZOS REINYECTORES
DEL ACTIVO SHUSHUFINDI”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

GINA CARLINA ESPÍN REYES

GUAYAQUIL-ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A mis padres Gina y Dalton por ser la guía y el ejemplo para llevar un camino hacia la excelencia académica y por su apoyo incondicional a lo largo de este trayecto universitario.

A mis hermanas Sofía y Erika por ser el referente de superación y por su motivación constante. A mí querido hijo Joaquín por su comprensión y su alegría a lo largo de esta etapa.

A los amigos que fueron parte de esta senda del conocimiento.

Gina Carlina Espín Reyes

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser mi sustento, mi ayuda y por sus grandes bendiciones. Y a mi familia por su incondicional apoyo.

A los profesores de la Facultad de Ciencias de la Tierra por sus conocimientos impartidos todos estos años.

Al alma máter Escuela Superior Politécnica del Litoral, al MSc. Fabian Vera y MSc. Fidel Chuchuca por sus conocimientos brindados.

Gina Carlina Espín Reyes.

TRIBUNAL DE PROYECTO

MSc. Romel Angel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fabián Elías Vera Rosales
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Gina Carlina Espín Reyes

RESUMEN

El presente trabajo consiste en el análisis de un estudio de tratamientos realizados de Limpieza con Unidad de Coiled Tubing de los pozos reinyectores de Shushufindi Aguarico con el objetivo de mejorar los futuros tratamientos y optimizar los trabajos realizados en base de los casos de estudio revisados.

En el Capítulo 1 se detalla el planteamiento del problema, se explica la justificación y los objetivos que se persiguen alcanzar, la metodología de estudio, se describe al campo, su ubicación y geología.

En el Capítulo 2 se recopila material de lectura necesaria para la explicación del proyecto, componentes básicos de la Unidad de Coiled Tubing, Método Gráfico de Hall para supervisar el comportamiento de un pozo inyector.

El Capítulo 3 muestra el procesamiento de datos en base a las presiones y caudales registrados para realizar las gráficas de Hall y el análisis de las pendientes para la evaluación de la estimulación del desempeño antes y después de los pozos reinyectores. Y se propone nuevos diseños de tratamientos químicos para la estimulación.

El Capítulo 4 genera el análisis de resultados, donde se explica el diagnóstico de la inyectividad de cada pozo y su modificación.

Y por último el Capítulo 5 sintetiza conclusiones del proyecto y las recomendaciones.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
CAPÍTULO 1	19
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Preámbulo	20
1.2 Planteamiento del Problema	20
1.3 Justificación	21
1.4 Propuesta	22
1.5 Objetivos	22

1.5.1	Objetivo general	22
1.5.2	Objetivos específicos.....	22
1.6	Metodología de estudio.....	23
1.7	Descripción del Campo.....	23
1.7.1	Antecedentes del Campo	23
1.7.2	Ubicación del Campo	28
1.8	Geología	29
1.8.1	Estructura Geológica	29
1.9	Estratigrafía	30
CAPÍTULO 2	32
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	32
2.1	Flujo Radial en Estado Estacionario	33
2.2	Estimulaciones Ácidas.....	35
2.3	Unidad de Coiled Tubing	36
2.4	Pruebas de Presión para Inyectividad	38
2.4.1	Pruebas de Disipación de Presión (Fall-Off).....	39
2.4.2	Método de Horner aplicado a pozos inyectores.....	40
2.4.3	Pruebas de Caudales Múltiples	41
2.5	Monitoreo de la Inyectividad	43
2.5.1	Método Gráfico de Hall.....	44
2.6	Prueba de Inyección de Fractura (DFIT).....	48
CAPÍTULO 3	49
METODOLOGÍA	49

3.1	Selección de la Metodología.....	50
3.2	Producción del Campo.....	50
3.3	Diagnóstico Previo Mediante Método Gráfico de Hall.....	52
3.3.1	Pozo Shushufindi RW-047.....	55
3.3.2	Pozo Shushufindi RW-104.....	60
3.3.3	Pozo Shushufindi RW-108.....	63
3.3.4	Pozo Shushufindi RW-113.....	66
3.4	Aplicación de Trabajos de Limpieza y de Estimulación Matricial con Coiled Tubing.....	70
3.5	Procedimiento Operacional General de Limpieza y Estimulación Matricial.....	70
3.5.1	Pozo Shushufindi RW-047.....	71
3.5.2	Pozo Shushufindi RW-104.....	78
3.5.3	Pozo Shushufindi RW-108.....	84
3.5.4	Pozo Shushufindi RW-113.....	88
3.5.5	Sistemas Utilizados	92
3.6	Prueba de Caudales Múltiples post Estimulación	93
3.7	Evaluación de Pozos Reinyectores post Estimulación Usando el Método Gráfico de Hall	93
3.8	Mejoras y Optimización de los Trabajos realizados con base en los casos de estudio revisados.....	101
CAPÍTULO 4.....		106
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS		106
4.1	Evaluación de Resultados	107

CAPÍTULO 5	117
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
5.1 Conclusiones	118
5.2 Recomendaciones	119
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

BAIPD	Barriles de Agua Inyectada Por Día
BAPD	Barriles de Agua Por Día
BPM	Barriles por minuto
CTU	Unidad de Coiled Tubing
PSI	Pound per Square Inch
MD	Measured Depth
TVD	True Vertical Depth
PC	Presión de Cabeza
BOP	Blow Out Preventor
SDRT	Step Rate Test
DFIT	Diagnostic Fracture Injection Test
BBL	Barriles
MBBL	Miles de Barriles
TY	Tiyuyacu
RW	Reinyector de Agua

SIMBOLOGÍA

P_{iwf}	Presión de inyección en la cara de la formación, lpc.
r_e	Radio exterior de drenaje, pies.
r_w	Radio del pozo, pies.
K_w	Permeabilidad al agua, (absoluta), md.
h	Espesor de la formación, pies.
\bar{p}	Presión promedia del yacimiento alrededor del pozo inyector.
P_{tf}	Presión de inyección en el cabezal, lpc.
ΔP_{tw}	Presión de la columna de agua frente a la cara de la arena.
D	Profundidad de referencia utilizada, pies.
P_e	Presión del reservorio, pies
A	Área
P_{wf}	Presión de fondo fluyente

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Metodología de trabajo.	23
Figura 1. 2 Well Pad Shushufindi.	26
Figura 1. 3 Ubicación de Campo Shushufindi.	28
Figura 2. 1 Unidad de Coiled Tubing.	38
Figura 2. 2 Prueba Fall-Off.	40
Figura 2. 3 Prueba Caudal Múltiple.	43
Figura 2. 4 Gráfico de Hall en Comportamiento Diferentes de Inyección.	47
Figura 3. 1 Flujo Continuo SHS-047.	53
Figura 3. 2 Flujo Continuo SHS-104.	54
Figura 3. 3 Flujo Continuo SHS-108.	54
Figura 3. 4 Flujo Continuo SHS-113.	55
Figura 3. 5 Hall Plot SHS-047.	57
Figura 3. 6 Análisis de Pendientes SHS-047.	59
Figura 3. 7 Hall Plot SHS-104.	61
Figura 3. 8 Análisis de Pendientes.	62
Figura 3. 9 Hall Plot SHS-108.	64
Figura 3. 10 Análisis de Pendientes SHS-108.	66
Figura 3. 11 Hall Plot SHS-113.	67
Figura 3. 12 Análisis de Pendientes SHS-113.	69
Figura 3. 13 Prueba de Presión Pozo SHS-047.	73

Figura 3. 14	Descenso de CTU en el Pozo SHS-047.	74
Figura 3. 15	Limpieza de Punzados en el Pozo SHS-047.	75
Figura 3. 16	Prueba de Admisión en el Pozo SHS-047	75
Figura 3. 17	Estimulación Matricial Pozo SHS-047.....	78
Figura 3. 18	Prueba de Presión Pozo SHS-104.....	79
Figura 3. 19	Descenso de CTU en el Pozo SHS-104.	80
Figura 3. 20	Limpieza de Punzados.....	81
Figura 3. 21	Prueba de Admisión Pozo SHS-104.	82
Figura 3. 22	Estimulación Matricial Pozo SHS-104.....	83
Figura 3. 23	Prueba de Presión Pozo SHS-108.....	85
Figura 3. 24	Limpieza de Punzados Pozo SHS-108.	86
Figura 3. 25	Prueba de Admisión Pozo SHS-108.	86
Figura 3. 26	Estimulación Matricial Pozo SHS-108.....	88
Figura 3. 27	Prueba de Presión Pozo SHS-113.....	89
Figura 3. 28	Prueba de Admisión Pozo SHS-108.	90
Figura 3. 29	Estimulación Matricial Pozo SHS-108.....	92
Figura 3. 30	Post Estimulación SHS-047.	94
Figura 3. 31	Post Estimulación SHS-104.	96
Figura 3. 32	Post Estimulación SHS-108.	98
Figura 3. 33	Post Estimulación SHS-113.	99
Figura 4. 1	Reinyección Antes y Después de Estimulación.	107
Figura 4. 2	Historial de Reinyección.....	110

Figura 4. 3 Hall Plot AGRA-003.	112
Figura 4. 4 Hall Plot SHS-033	113
Figura 4. 5 Hall Plot SHS-021.	113
Figura 4. 6 Hall Plot SHS-005.	114
Figura 4. 7 Hall Plot SHS-001.	115
Figura 4. 8 Hall Plot SHS-127.	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Cierre de Producción de 9 de Agosto de 2017.....	51
Tabla II. Porcentaje de Producción de Agua por Día.....	51
Tabla III. Pozos Reinyectores.....	52
Tabla IV. Datos para los cálculos de Hall Plot.....	63
Tabla V. Datos para cálculos de Hall Plot.....	67
Tabla VI. Datos del Reservorio Tiyuyacu.....	71
Tabla VII. Prueba de Tensión de CTU.....	72
Tabla VIII. Bache de Químico para Limpieza de Punzados.....	74
Tabla IX. Químicos para Estimulación Matricial Pozo SHS-047.....	76
Tabla X. Tratamiento Químico para pozo SHS-047.....	77
Tabla XI. Datos del Reservorio SHS 104.....	78
Tabla XII. Bache de Químico Limpieza de Punzados SHS-104.....	80
Tabla XIII. Químicos para Estimulación SHS-104.....	82
Tabla XIV. Tratamiento Químico SHS-104.....	83
Tabla XV. Datos del Reservorio Pozo SHS-108.....	84
Tabla XVI. Bache de Químico Limpieza de Punzados SHS-108.....	85
Tabla XVII. Químicos para Estimulación SHS-108.....	87
Tabla XVIII. Tratamiento Químico Para SHS-108.....	87
Tabla XIX. Datos del Reservorio del Pozo SHS-113.....	88
Tabla XX. Bache de Limpieza SHS-113.....	89

Tabla XXI. Químicos para la Estimulación SHS-113.....	91
Tabla XXII. Tratamiento Químico SHS-113.....	91
Tabla XXIII. Sistemas Químicos Utilizados.....	92
Tabla XXIV. Datos de Completación.	101
Tabla XXV. Datos Adicionales para Reservorios.....	102
Tabla XXVI. Tratamiento Propuesto.	102
Tabla XXVII. Resultado de la Simulación.	103
Tabla XXVIII. Minerales.....	103
Tabla XXIX. Tratamiento Propuesto.	104
Tabla XXX. Tratamiento Propuesto.	104
Tabla XXXI. Tratamiento Propuesto.	105
Tabla XXXII. Skin Antes y Después de la Estimulación con CTU.	110

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

En este documento se establece la importancia de mantener en condiciones óptimas a los pozos reinyectores, debido que el campo Shushufindi tiene una producción alta de agua de formación, aproximadamente es un 70% de BAPD del Activo que comprende las estaciones: Aguarico, Cobra, Drago, Shushufindi Central, Norte, Sur y Suroeste. Por lo que es necesario reinyectar el agua para no mantenerla en superficie.

Una medida de realizar inspección a los pozos reinyectores es mediante el método grafico de Hall que permite evidenciar el comportamiento de la inyección de agua, además realizar el tratamiento de limpieza y estimulación con coiled tubing es mucho más económico que realizar operaciones con torre de reacondicionamiento por tanto, se estudiara los procesos de estimulación matricial usados para los pozos SHS-047, SHS-104, SHS-108 y SHS-113 para establecer un posible tratamiento químico que mejore la admisión y reduzca el daño de sus formaciones respectivas.

1.2 Planteamiento del Problema

En la actividad de producción de un yacimiento petrolero no solo se extrae petróleo sino que también se recuperan grandes cantidades de

agua generalmente después de un tiempo de producción el porcentaje del corte de agua aumenta pero si aun sigue siendo rentable producir, se puede implementar pozos de reinyección de agua, o como norma ambiental se debe tener pozos de reinyección para no disponer de toda esa gran cantidad de agua en superficie, debido que se completan pozos reinyectores estos a su vez, al ser sometidos a condiciones altamente corrosivas entre otras, se taponan las tuberías y también los punzados por lo que se requieren trabajos de limpieza a los pozos reinyectores para obtener una mejora en admisibilidad de inyección de agua.

1.3 Justificación

Debido a la alta tasa de producción de agua de formación en el Activo Shushufindi se realizan trabajos de reinyección de agua, las mismas que cumplen con la responsabilidad Ambiental del artículo 29 numeral b y c del Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas para no disponer de aguas con residuos de petróleos en superficie. Muchos pozos reinyectores presentan taponamientos con residuos y partículas propias de la admisión de estas aguas de formación por lo que requieren de trabajos de limpieza con lo cual incrementaría la admisión de agua al yacimiento, dichos trabajos son realizados con Sistemas de Coiled Tubing el cual posee las siglas de CTU. Se desarrolla la evaluación y monitoreo de los pozos mediante Hall.

1.4 Propuesta

Se requiere un detallado estudio del proceso de los trabajos de limpieza de las perforaciones a los pozos reinyectores con Unidades de Coiled Tubing ya que son mucho más económicos en comparación a intervenir al pozo con Taladros de Reacondicionamiento. Para su implementación en los pozos reinyectores del Activo Shushufindi.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

- Realizar un estudio de los trabajos de Coiled Tubing en los pozos reinyectores del Activo Shushufindi.

1.5.2 Objetivos específicos

- Establecer un diagnóstico de los pozos reinyectores que requieren trabajos de limpieza con Coiled Tubing
- Realizar Grafico de Hall para Pozos Reinyectores
- Plantear tratamiento químico para estimulaciones

1.6 Metodología de estudio

Es necesario establecer el alcance del presente proyecto y la estrategia para el desarrollo del mismo, como se muestra a continuación:

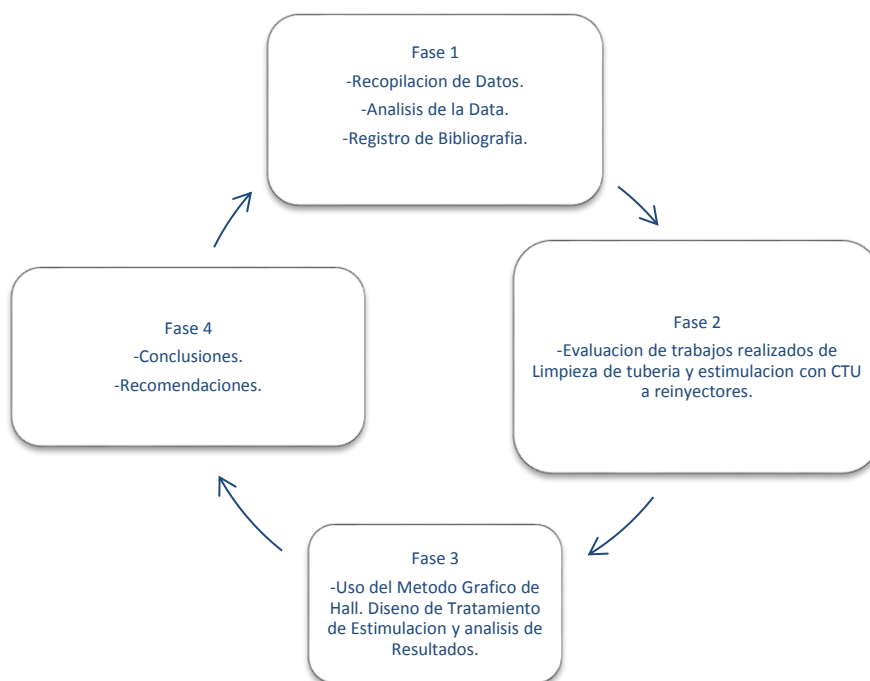


Figura 1. 1 Metodología de trabajo.
Fuente: Espín, G. (2017).

1.7 Descripción del Campo

1.7.1 Antecedentes del Campo

El Activo Shushufindi está conformado por los Campos de Shushufindi, Aguarico, Cobra, Drago y Condorazo. El Campo

Shushufindi-Aguarico fue descubierto en el año de 1968 con el pozo Shushufindi 1, la producción oficial inicia en agosto de 1968, alcanzando su máxima producción promedio diaria de 126.400 barriles de petróleo (BOP) en agosto de 1986.

Está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente o Llanura Amazónica, que es toda la región plana que se extiende hacia el oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera. Forma parte del corredor Sacha Shushufindi y se localiza en la provincia de Sucumbíos a 250 Km al Este de Quito y 35 Km al Sur de Colombia.

Su producción proviene de los reservorios T y U, pertenecientes a la formación Napo de edad cretácica o precretácico en la edad mesozoica lecho de un mar antiguo hace cien millones de años. En la etapa de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original en sitio (POES) era aproximadamente 3500 millones de barriles de petróleo y las reservas originales se calcularon en 1589,25 millones de barriles de petróleo.

El Campo Shushufindi-Aguarico cuenta 186 pozos y con las estaciones:

- Aguarico
- Norte
- Central
- Sur
- Suroeste

Las mismas que desde la estación Shushufindi Central bombean el crudo hacia la estación Lago Agrio de donde el crudo se envía hacia el SOTE.

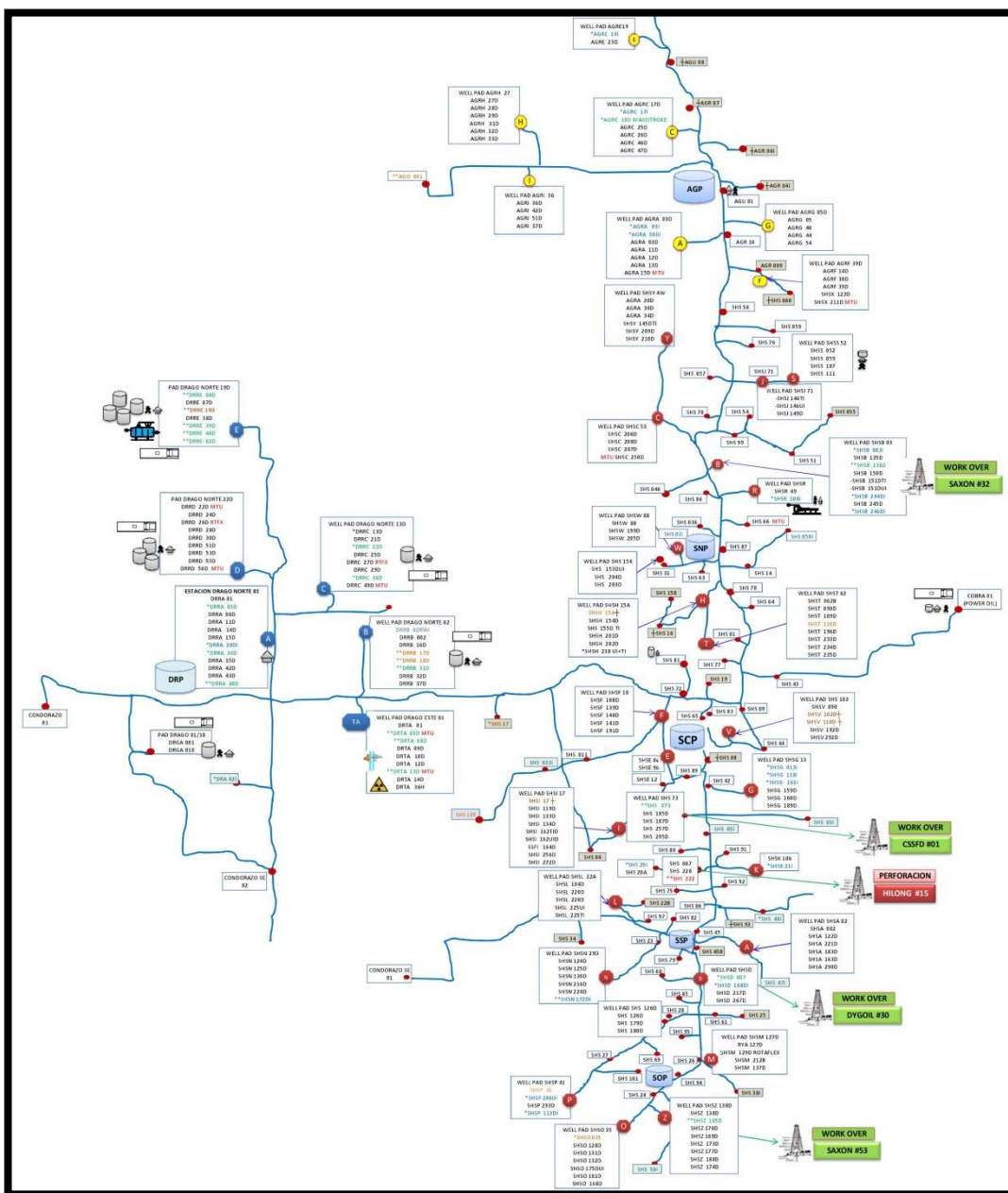


Figura 1. 2 Well Pad Shushufindi.
Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Las pruebas iniciales fueron de 2496 BPPD en el reservorio U con 26,6° API y de 2621 BPPD en el reservorio T con 32,5° API. Los dos yacimientos son sub-saturados y tienen empuje lateral de agua. Los reservorios del campo Shushufindi-Aguarico poseen una distribución de discontinua de la deposición de los cuerpos de arena.

Es el campo con petróleo liviano más grande del oriente ecuatoriano tanto por la producción de crudo liviano, gas y por las reservas existentes. Su producción diaria equivale a la tercera parte de la producción de la producción total del país y de las reservas calculadas han sido extraídas más de 17 854 393,91 BP en cerca de 40 años de producción, por estudios anteriores se esperaba producir petróleo con tasas altas hasta el año 2020, sin embargo desde el año 1994 el campo ha entrado a su etapa de madurez después de una producción promedia de 100 mil barriles diarios. En la actualidad este campo plantea dos grandes retos, determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de depleción final y controlar la producción de agua que en los últimos años se ha incrementado dificultando los procesos de producción, tanto en las instalaciones, como en los trabajos de operación debido a la corrosión de las líneas de flujo, obstrucción

por depósitos de escala, incremento en el consumo de químicos, mayor demanda de energía eléctrica y problemas para el ambiente. (Benavides & Nuñez, 2011)

1.7.2 Ubicación del Campo

El campo Shushufindi-Aguarico se encuentra en la provincia de Sucumbíos, geográficamente se extiende desde los 00°00'00" a los 00°19'32" de latitud Sur y desde los 76°35'58" hasta los 76°42'26" de longitud Oeste.

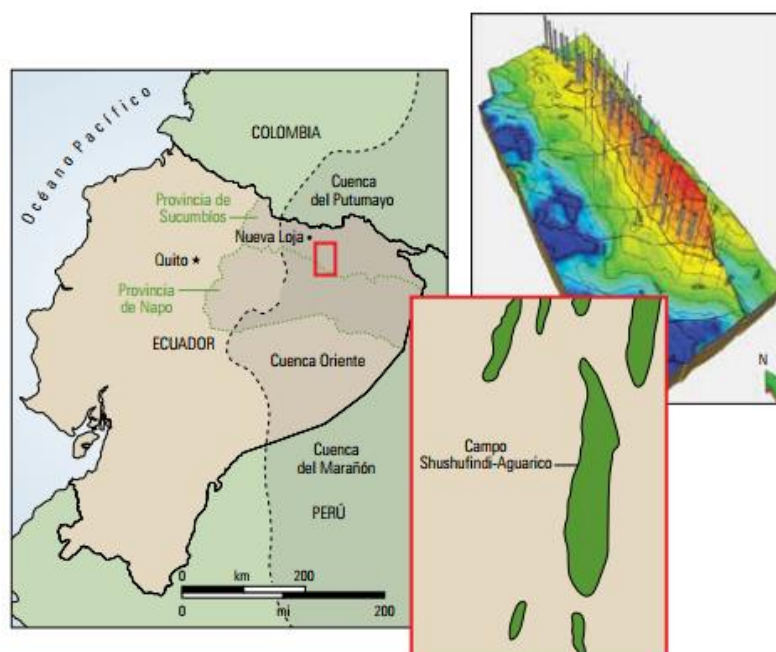


Figura 1. 3 Ubicación de Campo Shushufindi.
Fuente: Oilfield Review, (2014).

Los ríos que lo delimitan son: al norte desde el río Conambo hasta el río Eno, al este desde el río Aguarico hasta el río Payayacu, al sur desde el río Tiputini hasta el río N° 5, al oeste desde el río Tiputini hasta el río Añangu Cocha. Los campos que delimitan al campo Shushufindi – Aguarico son: Libertador y Atacapi al norte, Limoncocha y Pacay al sur, al oeste el Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, Está orientado en dirección norte-sur, con una área de 43200 acres o 174.83 km²

1.8 Geología

1.8.1 Estructura Geológica

El campo Shushufindi-Aguarico estructuralmente es un anticlinal asimétrico con una longitud aproximada de 30 Km en dirección norte-sur y un eje secundario de dirección este-oeste de 7 Km de ancho con un cierre vertical de 370 pies.

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi-Aguarico están definidos como anticlinales de orientación norte-sur limitados en el flanco este por fallas no completamente sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente. Estos acuíferos son muy activos en los extremos

norte y sur del campo. El modelo estructural del sistema de fallas permite determinar la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables U y T. Este sistema de fallas constituye una vía de comunicación entre los fluidos. (Benavides & Nuñez, 2011)

1.9 Estratigrafía

La mayoría del petróleo conocido a la fecha en la Cuenca Oriente proviene de reservorios del Cretácico; los reservorios U y T, tienen analogía con reservorios formados a latitudes similares con sedimentaciones semejantes como en el Medio Oriente, Oeste de África y en varias otras localidades.

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio: Las Formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U y M-1) y depósitos del Cretácico Superior: las areniscas Basal Tena.

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior.

La arena Basal Tena está separada de U-superior por aproximadamente 600 pies de lutitas, roca-no reservorio y la caliza A en su base. Inmediatamente por debajo de U-superior está la unidad de arena U-inferior, la cual esta separada de T-superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base.

La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T, de igual manera, la caliza A marca el fin del ciclo de sedimentación de U. Ambas calizas son el resultado de depositación durante periodos de máxima subida del nivel del mar.

En este campo se tiene como reservorios principales a U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena, clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

La formación Hollín no es productiva en Shushufindi Aguarico, sin embargo en el pozo exploratorio Condorazo SE-01 perforado en enero del 2006 dio resultados positivos para la formación Hollín superior (profundidad total 10.340' TVD). (Pabón & Loayza, 2008)

CAPÍTULO 2
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Flujo Radial en Estado Estacionario

Por lo general este tipo de flujos se dan en situaciones de reinyección de agua al yacimiento, donde la presión del reservorio será constante, es decir:

$$P_e = \text{constante} \quad \text{EC. 2.1}$$

Este tipo de flujo también es llamado steady state o flujo continuo, donde la variación de la presión con respecto al tiempo es cero. Además, establece que el yacimiento es homogéneo para facilidad de cálculos. Con estos parámetros la Ley de Darcy para flujo radial se expresa como (Drake L.P, 1998):

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad \text{EC. 2.2}$$

Donde:

$$A = 2\pi rh \quad \text{EC. 2.3}$$

La ecuación 2.1 al ser radial y considerar el caudal constante, puede reescribirse:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad \text{EC. 2.4}$$

Aplicación de la integral:

$$\int_{P_{wf}}^P dP = \frac{q\mu}{2\pi kh} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r} \quad \text{EC. 2.5}$$

Resolviendo la integral y considerando $r = r_e$, tenemos lo siguiente:

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad \text{EC. 2.6}$$

Ordenando, se muestra la ecuación de flujo estacionario:

$$q = \frac{kh}{141.2\mu\beta} \frac{(P_e - P_{wf})}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \text{EC. 2.7}$$

2.2 Estimulaciones Ácidas

Al realizar un trabajo de reacondicionamiento o intervenir en el pozo se puede producir daños en la formación por el agua de matado usada para las operaciones dentro del pozo. Lo cual puede ocasionar taponamiento en la tubería y en la formación.

La presencia de químicos en la formación si bien busca disminuir el daño en la formación, puede ocasionar un cambio en la mojabilidad de la formación. Por ello, se requiere un extremo estudio para elegir qué tipo de estimulación se debe realizar, entre ellas tenemos (Ayala & Garcia, 2016):

- **Estimulación Matricial:** Se inyecta fluidos a tasas y presiones inferiores para vencer la resistencia mecánica de la roca con el objetivo de recuperar el valor de la permeabilidad y disminuir el daño de formación.
- **Fracturamiento Ácido:** Se bombea fluido con alta presión para fracturar la formación, para incrementar la permeabilidad de la formación y eliminar el daño.

2.3 Unidad de Coiled Tubing

La unidad de Coiled Tubing es una estructura fácilmente trasladable sencilla de instalar, cuenta con una tubería enrollable en un carrete y su fuerza motriz es hidráulica, está diseñada para desplazarse al interior de un pozo dentro del casing o tubing para efectuar trabajos pertinentes.

Posee algunos de los componentes de una unidad de Workover, entre los elementos principales de la Unidad de Coiled Tubing tenemos las siguientes (Tamayo, 2011):

- **Cabeza de Inyección:** Es el equipo encargado de proveer el agarre necesario para la tubería del CTU y resistir la fuerza para soportar el desdoble y la recuperación de la tubería.
- **Cuello de Ganso:** Se ubica por encima del inyector y proporciona la estabilidad necesaria para recibir la tubería flexible con el mismo radio de curvatura de la bobina usada. Es también llamado ensamble de guía del tubing.
- **Carreto de Tubería:** Se utiliza para enrollar la tubería flexible al transporte de un lugar de trabajo a otro, bombea fluidos y mantiene la circulación al momento de estar en funcionamiento. La rotación se da por un motor hidráulico.

El carrito puede medir entre 5 a 6 pies de diámetro, y enrolla hasta 2.600 pies de tubería.

- **Válvulas de Seguridad (Stack BOP's):** BOP es el preventor de reventones que da la seguridad en cada operación, posee cuatro arietes hidráulicos que trabajan con presiones de hasta de 10.000 psi.
- **Unidad de Potencia Hidráulica:** Ensamblada con un motor que funciona con diesel y bombas con sistemas hidráulicos lo cual permite el movimiento del carrito.
- **Consola de Control:** Equipo que sirve para maniobrar la unidad CTU, posee los controles necesarios para activar el BOP, medidores exteriores de presión en el cabezal, válvula maestra de bloqueo.

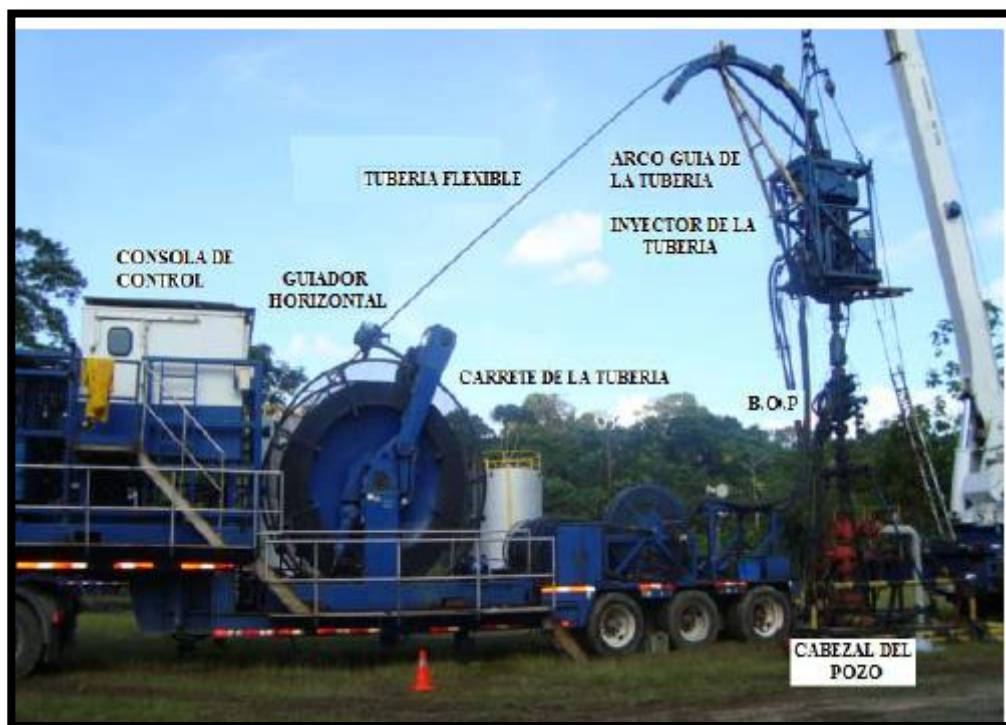


Figura 2. 1 Unidad de Coiled Tubing.
Fuente: (Tamayo, 2011).

2.4 Pruebas de Presión para Inyectividad

Es importante conocer el estado del yacimiento para evaluar el caudal correcto de reinyección de agua y las demás características del subsuelo, ya que una alta inyección puede ocasionar taponamientos y problemas de daño a la formación. Así como una baja inyección podría indicar fugas de fluido y fracturamiento. Las pruebas de presión nos ayudan a calificar las variaciones del flujo de los fluidos, si bien pueden ser por causas naturales o por causas artificiales; el análisis de estas pruebas nos permite obtener diversos datos del yacimiento para el diseño o

modificación del proceso con el fin de lograr su optimización, tales como los siguientes parámetros (Blanco & Delgadillo, 2006):

- Eficiencia de Tratamientos de Estimulaciones
- Verificación de Daño de Formación
- Permeabilidad Efectiva de la Formación
- Presencia de Fracturas Naturales
- Presencia de Condiciones de Fractura en la Pared del Pozo
- Pérdidas de Agua Inyectadas en Otras Zonas

2.4.1 Pruebas de Disipación de Presión (Fall-Off)

Esta prueba es equivalente a una prueba de restauración de presión en pozos productores, ya que se requiere cerrar el pozo en un tiempo determinado y registrar la presión en el fondo del pozo. (CIED – PDVSA, 1997)

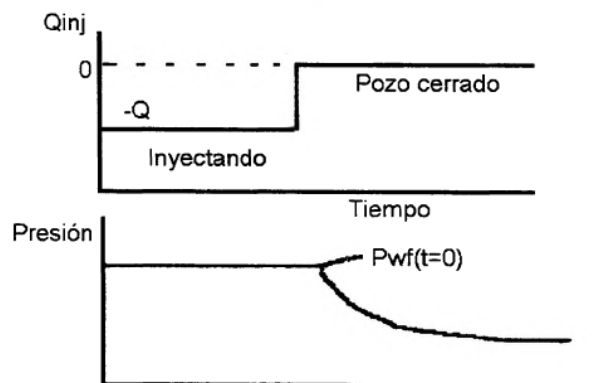


Figura 2. 2 Prueba Fall-Off.
Fuente: (CIED – PDVSA, 1997).

2.4.2 Método de Horner aplicado a pozos inyectoros

Se puede aplicar para monitorear el comportamiento de presión en la cara de la arena durante una prueba de disipación con la ecuación (CIED – PDVSA, 1997):

$$P_{ws} = p^* + m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{EC. 2.1}$$

Se ilustra una gráfica de una línea recta donde la pendiente es:

$$m = - \frac{162.6qB\mu}{Kh} \quad \text{EC. 2.2}$$

Con este método se puede realizar los cálculos para hallar la permeabilidad, el factor de daño y la eficiencia de flujo:

$$K = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad \text{EC. 2.3}$$

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=0) - P_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu C_{tr}^2} + 3.23 \right] \quad \text{EC. 2.4}$$

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad \text{EC. 2.5}$$

2.4.3 Pruebas de Caudales Múltiples

Estas pruebas se pueden realizar a pozos reinyectores con el objetivo de determinar parámetros de inyección en el intervalo de la formación deseada que ha sido sometida a un tratamiento de estimulación. Se utilizan para optimizar la reinyección en los pozos y saber cuál es el caudal y presión óptimos para poder depositar el agua en los pozos.

Se bombea a tasas de flujo variable, y se monitorea la presión.

-Procedimiento a continuación:

Los equipos en este caso de la compañía Halliburton se instalan en la locación del pozo en el cabezal y a través de las líneas de flujo que se tienen desde la estación hacia el pozo se proporciona agua de formación, para el llenado de tanques y se pueda desplazar el agua hacia los pozos.

Con los equipos de Halliburton se realiza la simulación del sistema de la planta, una vez llenado los tanques se empieza a reinyectar a los pozos con diferentes caudales.

Se prueba con 2bpm, luego 4bpm, y así van paulatinamente para determinar cuál es el caudal máximo que puede admitir los pozos reinyectores con la presión del sistema que se tiene en el campo que son 1800 psi a 1900 psi de descarga de las unidades.

Previo a estos trabajos la compañía Halliburton, solicita los parámetros con los cuales se estaba reinyectando normalmente como:

- Frecuencia del equipo de la bomba
- La presión de descarga
- La presión de succión
- El amperaje

- El voltaje
- Presión de cabeza del pozo

Una vez finalizada la prueba se realiza una simulación para identificar el caudal que se debe enviar a los pozos reinyectores y la presión, para poder realizar la mayor depositación de agua en los pozos reinyectores y así poder optimizar los equipos de Petroamazonas y tener un historial del índice de taponamiento de los pozos reinyectores.

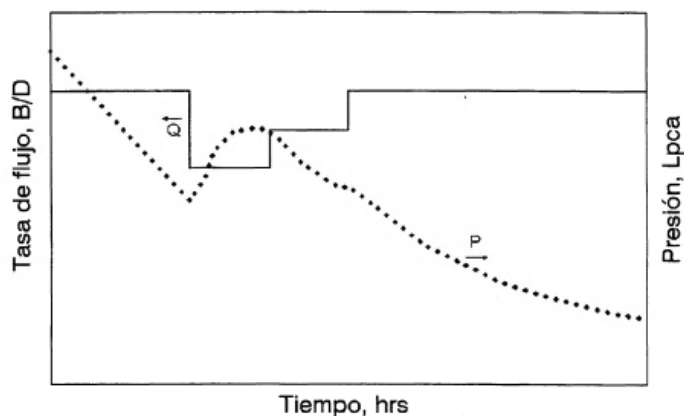


Figura 2. 3 Prueba Caudal Múltiple.
Fuente: (CIED – PDVSA, 1997).

2.5 Monitoreo de la Inyectividad

Es fundamental el monitoreo de la capacidad de inyección de agua en los pozos reinyectores del campo. Debido a que cualquier cambio en la inyectividad de los pozos de reinyección puede representar un efecto en la presión del yacimiento y en la eficiencia de barrido, por lo tanto,

afectara la tasa de producción de petróleo. Además, la pérdida de inyectividad conllevaría al requerimiento de una mayor capacidad de la bomba, a realizar trabajos de reacondicionamiento o como analizaremos en este estudio de realizar trabajos de estimulación y limpieza con tubería flexible.

Es necesario monitorear eficazmente la inyectividad ya que ésta nos puede indicar que problema se está dando y corregirlo de manera oportuna para evitar valores mayores de perdidas en la inyección. Para lo cual contamos con los siguientes métodos (Blanco & Delgadillo, 2006):

- Monitoreo Continuo de la Presión de Inyección y de la Tasa de Inyección.
- Monitoreo del Índice de Inyectividad.
- Índice de Inyectividad Reciproca.
- Método Gráfico de Hall.
- Prueba de Inyección Transitoria.

Para este proyecto se escogió el Método Gráfico de Hall, que se explica a continuación.

2.5.1 Método Gráfico de Hall

El método Gráfico de Hall es fácil para indicar el comportamiento de un pozo inyector. Este método es muy eficaz y factible de ejecutar debido a que se utiliza presiones variables con el tiempo y también caudales de inyección de agua con el tiempo. Se realiza para el flujo radial de flujo continuo y se necesita los siguientes datos (Blanco & Delgadillo, 2006):

-Un promedio de la presión de fondo a partir de cada mes.

-Un promedio de la presión del yacimiento.

-Un mensual del caudal de agua inyectada.

-Los días en el mes de agua inyectada.

Este método parte de la ecuación de Darcy, de la siguiente manera:

$$q = \frac{0,00708k_{wh}}{u_w \ln \frac{r_e}{r_w}} (p_{iwf} - \bar{p}) \quad \text{EC. 2-6}$$

Obtenemos que la presión de inyección en la cara de la formación es dada por la suma entre la presión de inyección en

el cabezal y la variación de presión de la columna de agua frente a la cara de la arena.

Además, se puede describir la variación de la presión de la columna de agua frente a la cara de la arena, con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{tw} = (\text{gradiente del agua}) * D \quad \text{EC. 2-7}$$

Debemos calcular el volumen de agua inyectada acumulada, W_i , para proceder a graficar dicho valor. Con la siguiente ecuación (Madrid, 2015):

$$W_i = \int_0^t q \, dt = \frac{0,00708 k_w h}{u_w \ln \frac{r_e}{r_w}} \int_0^t (p_{iwf} - \bar{p}) \, dt \quad \text{EC. 2-8}$$

$$\int_0^t (p_{iwf} - \bar{p}) \, dt = \left[\frac{141,2 u_w \ln \frac{r_e}{r_w}}{k_w h} \right] W_i \quad \text{EC. 2.9}$$

Realizando las hipótesis de que la viscosidad del agua, el espesor del yacimiento y el logaritmo del radio exterior para el radio del pozo son constantes. Y considerando la definición de sumatoria, tenemos:

$$\sum \Delta (p_{iwf} - \bar{p}) \Delta t \cong m_H W_i$$

EC. 2.10

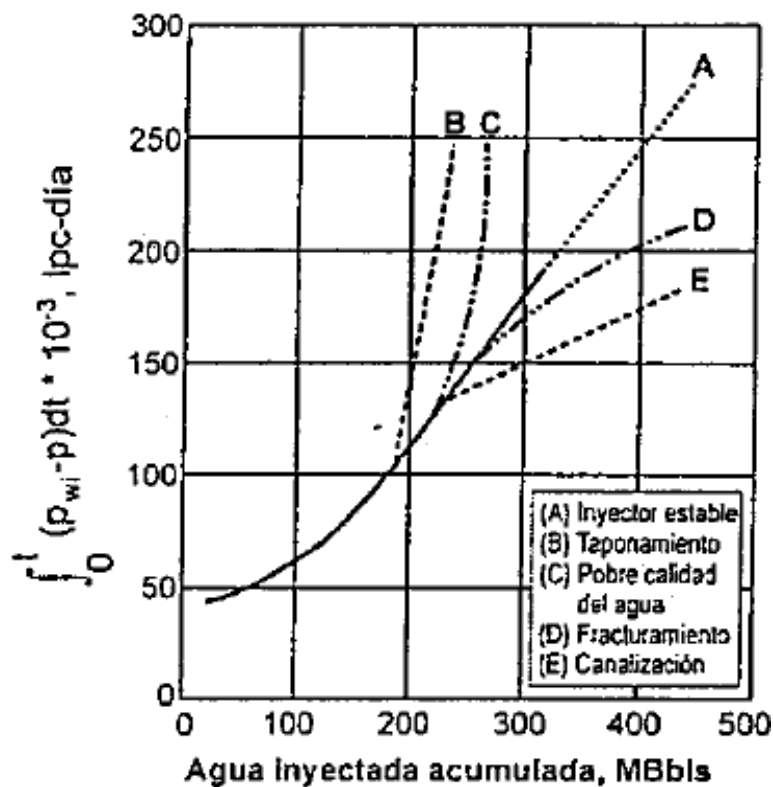


Figura 2. 4 Gráfico de Hall en Comportamiento Diferentes de Inyección.
Fuente: Paris de Ferrer, M. (2001).

Podemos deducir que la grafica será lineal, siempre que se mantengan las condiciones, hallando la permeabilidad mediante la pendiente:

$$m_H = \frac{141,2 u_w \ln \frac{r_e}{r_w}}{k_w h}$$

EC. 2.11

2.6 Prueba de Inyección de Fractura (DFIT)

DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test) es básicamente una mini fractura que se genera al momento de bombear fluido a la formación (<100BBLS), para hallar la eficiencia del fluido y el coeficiente de fractura.

Entre otros parámetros de diseño de fractura como (Halliburton, 2012):

- Tiempo de cierre
- Presión de cierre
- Presión neta

CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA

3.1 Selección de la Metodología

Este trabajo se realiza usando Metodología Cuantitativa, ya que se requiere evaluar la inyectividad de los pozos reinyectores del Campo Shushufindi-Aguarico, mediante el estudio de trabajos realizados con CTU donde se podrá verificar la optimización mediante el método Gráfico de Hall.

Se obtuvo la base de datos de la empresa pública Petroamazonas de los datos de los historiales de reinyección y volumen de inyección de los pozos reinyectores del Campo Shushufindi. Además de los trabajos realizados de Limpieza y Estimulación Matricial con CTU.

3.2 Producción del Campo

El campo Shushufindi es uno de los campos con mayor producción en la parte de operaciones norte, aquí se presenta un cierre de producción a la fecha del 9 de Agosto de 2017, donde se puede evidenciar la producción de petróleo conjuntamente con la producción de agua de todo el Activo Shushufindi. Mostrando una gran cantidad de barriles de agua producida por día (BAPPD).

Tabla I. Cierre de Producción de 9 de Agosto de 2017.

CAMPO	FUIDO (BPFD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPPD)	GRAV (API°)	BSW%
AGUARICO	44.208,553	10.437,153	33.771,400	28,6	76,4
COBRA	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0
DRAGO	170,771	33,834	136,937	28,1	80,2
DRAGO ESTE	2.920,150	1.158,527	1.761,623	26,3	60,3
DRAGO NORTE	19.565,590	14.228,749	5.336,841	27,0	27,3
SHUSHUFINDI CENTRAL	41.757,033	10.912,050	30.844,983	28,8	73,9
SHUSHUFINDI NORTE	62.365,658	17.916,197	44.449,461	27,0	71,3
SHUSHUFINDI SUR	56.766,188	10.639,690	46.126,498	29,0	81,3
SHUSHUFINDI SUR OESTE	53.431,000	10.479,780	42.951,220	19,2	80,4
Total SHS	281.184,94	75.805,98	205.378,96		

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

Realizando cálculos básicos se observa los porcentajes de cada Estación del campo Shushufindi producidos de agua por día:

Tabla II. Porcentaje de Producción de Agua por Día.

CAMPO	AGUA (BAPPD)	% AGUA (BAPPD)
AGUARICO	33.771,400	16,44
COBRA	0,000	0,00
DRAGO	136,937	0,07
DRAGO ESTE	1.761,623	0,86
DRAGO NORTE	5.336,841	2,60
SHUSHUFINDI CENTRAL	30.844,983	15,02
SHUSHUFINDI NORTE	44.449,461	21,64
SHUSHUFINDI SUR	46.126,498	22,46
SHUSHUFINDI SUR OESTE	42.951,220	20,91
Total SHS	205.378,96	100,00

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Es por ello que requiere realizar limpiezas en los pozos reinyectores del campo Shushufindi y se propone estimulaciones matriciales ácidas para disminuir el daño de formación y aumentar la admisión de agua de formación.

3.3 Diagnóstico Previo Mediante Método Gráfico de Hall

El análisis mediante el gráfico de Hall se realizará a cuatro pozos reinyectores con el historial de reinyección antes de los trabajos de estimulación matricial con unidad de Coiled Tubing a los intervalos que se muestran a continuación:

Tabla III. Pozos Reinyectores.

Pozo Reinector	Ubicación	Yacimiento	Intervalo
SHS-047	Estación Sur	Tiyuyacu	7160'- 7500'(349')
SHS-104	Estación Sur	Hollín	9783'- 9867'(84')
SHS-108	Estación Central	Hollín	10004'- 10062'(58')
SHS-113	Estación Suroeste	Hollín	10794'- 10854'(60')

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Se parte de la premisa de que la reinyección de agua se comporta en el yacimiento con flujo continuo o steady state. Para lo cual, se muestra a continuación las gráficas de cada pozo con su flujo estacionario, donde

$$\frac{dP}{dt} = 0 \text{ como ya se ha indicado en el capítulo anterior.}$$

Se muestra para el yacimiento Tiyuyacu en el pozo SHS-047 un régimen de flujo estacionario donde P_e es constante, debido a que se está reinyectando agua haciendo que la presión no decline.

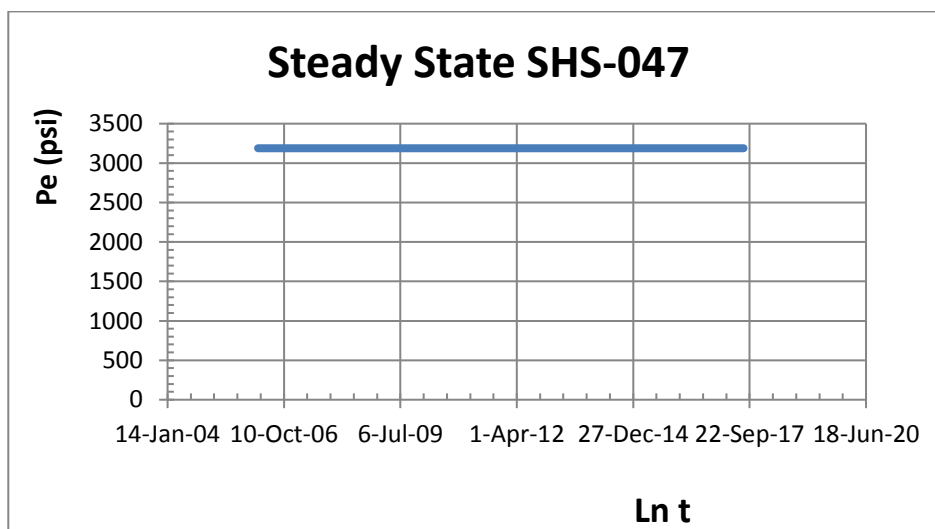


Figura 3. 1 Flujo Continuo SHS-047.
Fuente: Espín, G. (2017).

Se ilustra para el yacimiento Hollín los pozos SHS-104, SHS-108 y SHS-113, los cuales se encuentran con flujo continuo donde P_e es constante, debido a que se está reinyectando agua a un acuífero activo, estos yacimientos también son denominados yacimientos abiertos.

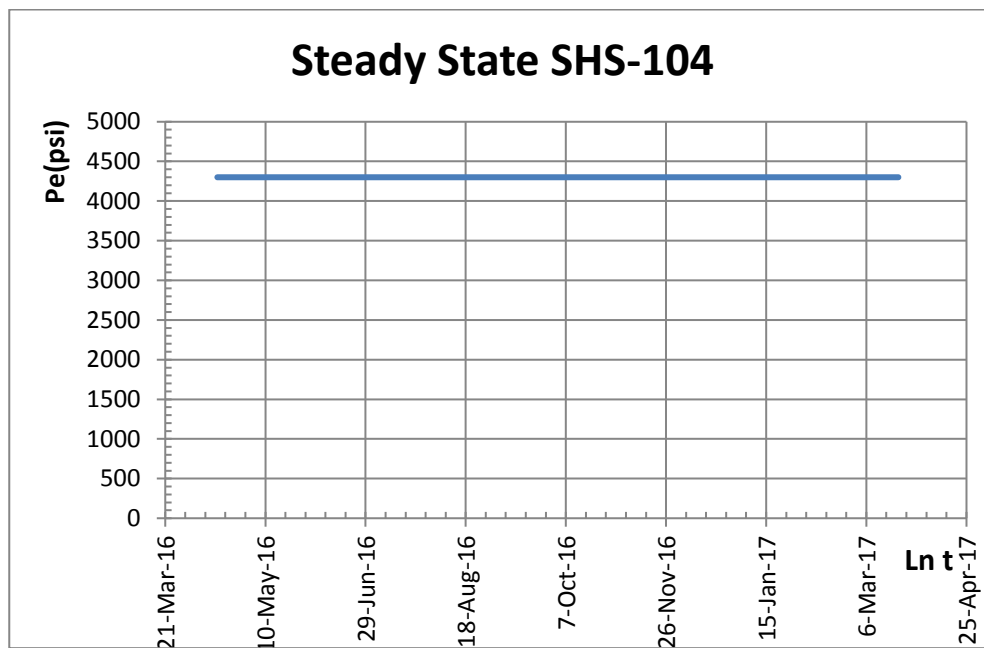


Figura 3. 2 Flujo Continuo SHS-104.
Fuente: Espín, G. (2017).

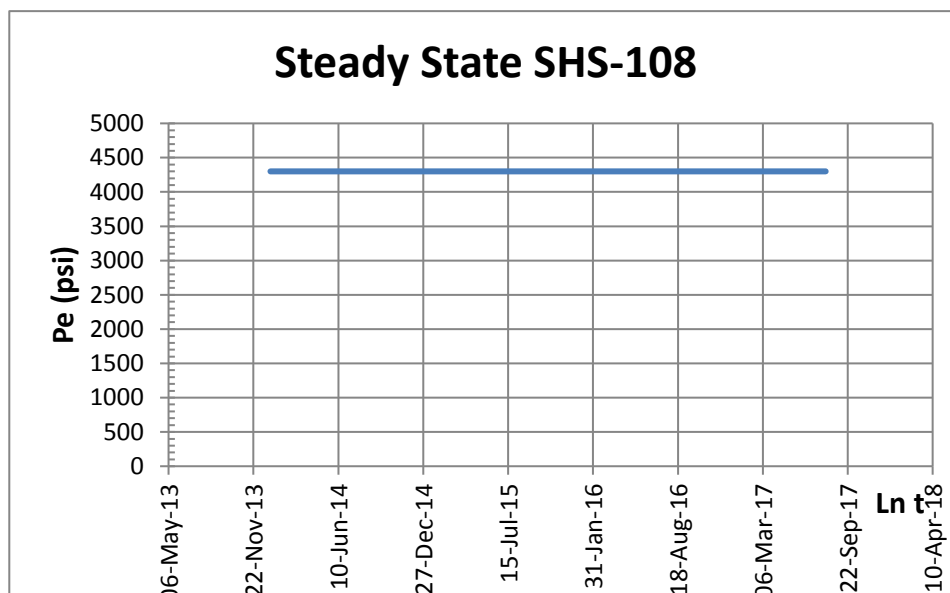


Figura 3. 3 Flujo Continuo SHS-108.
Fuente: Espín, G. (2017).

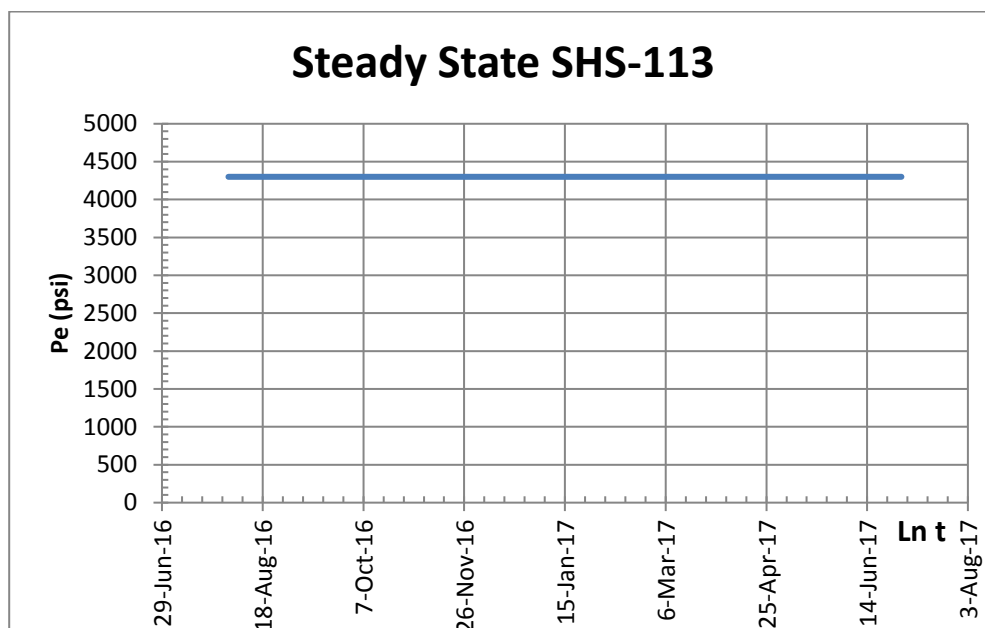


Figura 3. 4 Flujo Continuo SHS-113.

Fuente: Espín, G. (2017).

De esta manera ya se puede comenzar con los cálculos para los pozos reinyectores, ahora se explicará de manera detallada las gráficas de Hall aplicadas a cada pozo mencionado, donde se estima un ΔS en cada pozos para tener una idea de la variación de daño que ha ido a travesando cada formación antes de realizarse la estimulación.

3.3.1 Pozo Shushufindi RW-047

El pozo SHS-047 se encuentra en la estación Sur, se procede a la realización del estudio del pozo reinyector SHS-047 mediante

la data del historial de reinyección desde el año 2006 hasta abril del 2017, donde se obtiene el Volumen por día de reinyección (BAIPD) y la Presión del cabezal de reinyección (Pc) en psi.

Para la evaluación se requiere generar el promedio del volumen de reinyección mensual multiplicando el volumen por día promedio de reinyección por la cantidad de días que posee cada mes, así también se genera un promedio de la presión de inyección en el cabezal.

Tal como se indico en el capítulo 2.4.1 se requiere conocer la presión de inyección en la cara de la formación, la cual está dada por:

$$P_{iwf} = P_{tf} + \Delta P_{tw} \quad \text{EC. 3.1}$$

En este caso usaremos para todos los pozos el gradiente del agua de 0,433 psi/ft. D será igual a la profundidad de los punzados de la arena, en este pozo usaremos el tope del yacimiento Tiyuyacu a estimular que es de 7160 pies.

La gráfica de Hall obtenida en Excel, se muestra a continuación:

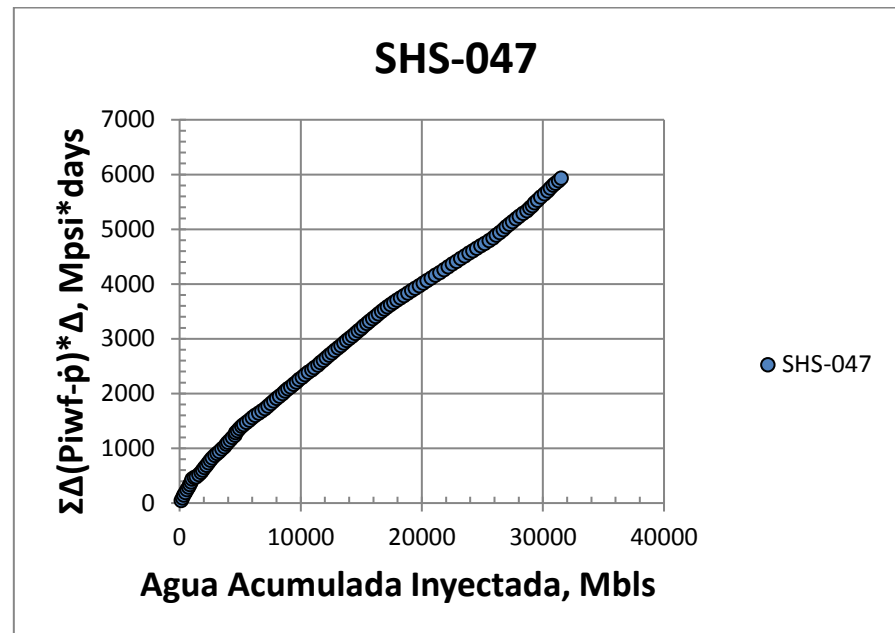


Figura 3. 5 Hall Plot SHS-047.
Fuente: Espín, G. (2017).

Para el análisis de Hall Plot se grafica dos líneas rectas y se procede analizar las pendientes del gráfico de Hall y realizar la comparación de las mismas, obteniendo del despeje de la ecuación de ellas e igualarlas, la variación de daño de formación.

Se toma dos puntos de la recta para hallar la pendiente m_1 y dos puntos de la siguiente recta para hallar la pendiente m_2 :

Para Hallar m1	
x	y
10200	2580
15000	3200

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m1 = \frac{(3200 - 2580)}{(15000 - 10200)}$$

$$m1 = 0,129$$

Para Hallar m2	
x	y
16650	5000
30100	5700

$$m2 = \frac{(5700 - 5000)}{(30100 - 16650)}$$

$$m2 = 0,052$$

Partiendo de la ecuación de Flujo Radial de flujo continuo (2-7), como ya la hemos estudiado, agregándole el valor de skin, tenemos para cada pendiente:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141,2\mu\beta ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S_1\right)}$$

EC. 3.2

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141,2\mu\beta\ln\left(\frac{r_e}{r_w + S_2}\right)} \quad \text{EC. 3.3}$$

Como tienen iguales propiedades se puede igualar la pendiente.

Estimando $\beta_w = 1$ para cada pozo. Y estableciendo $S_1 = 0$ para idealizar la primera línea recta y hallar el ΔS , lo cual se considerará para cada pozo reinyector, quedaría:

$$\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{m_1} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w + \Delta S}\right)}{m_2} \quad \text{EC. 3.4}$$

Igualando las pendientes m_1 y m_2 , se tiene:

$$\Delta S = 2,718281828 \frac{m_2}{m_1} \quad \text{EC. 3.5}$$

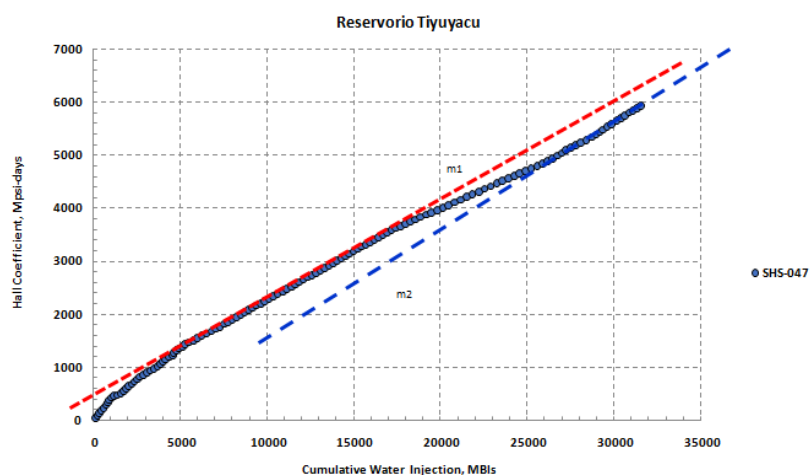


Figura 3. 6 Análisis de Pendientes SHS-047.
Fuente: Espín, G. (2017).

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,052}{0,129}}$$

$$\Delta S = 1,49$$

3.3.2 Pozo Shushufindi RW-104

Este pozo se encuentra en la estación Sur, la data del historial de reinyección obtenida es desde el año 2016 a marzo del 2017. Este pozo se encuentra reinyectando agua a la formación Hollín que posee una presión promedio del reservorio de 4300 pies, donde la profundidad de referencia (D) utilizada de la arena es 9783 pies, en este caso el tope de la formación. Y la columna de presión de agua frente a la cara de la arena es:

$$\Delta P_{tw} = (\text{Gradiente del agua}) * D = 0,433 * 9783' = 4236 \text{ pies.}$$

La gráfica de Hall obtenida es la siguiente:

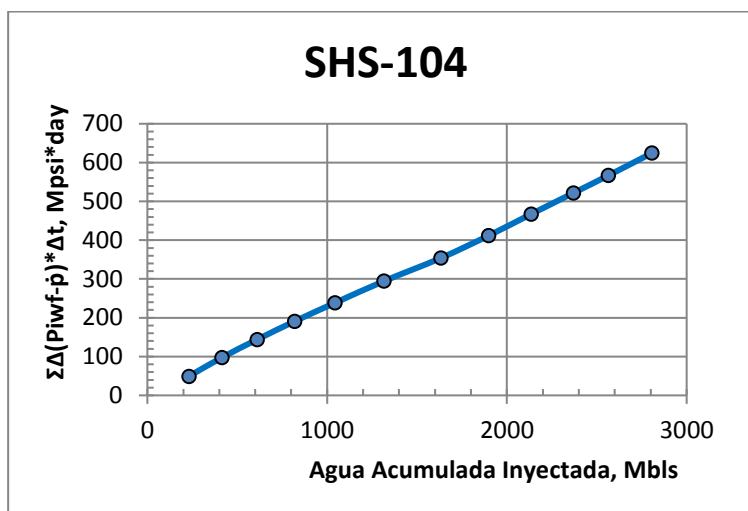


Figura 3. 7 Hall Plot SHS-104.
Fuente: Espín, G. (2017).

Se realizan los cálculos para hallar la pendiente m_1 y m_2 .

Para Hallar m_1	
x	y
1200	240
1450	320

$$m_1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_1 = \frac{(320 - 240)}{(1450 - 1200)}$$

$$m_1 = 0,32$$

Para Hallar m_2	
x	y
2040	445
2500	550

$$m_2 = \frac{(550 - 445)}{(2500 - 2040)}$$

$$m_2 = 0,228$$

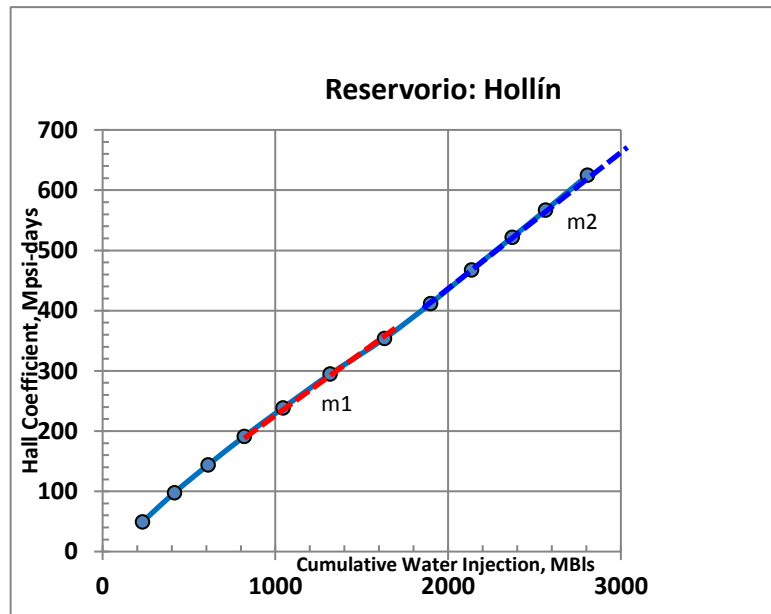


Figura 3. 8 Análisis de Pendientes.
Fuente: Espín, G. (2017).

Igualando las pendientes:

$$\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{m_1} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S_2\right)}{m_2}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,228}{0,32}}$$

$$\Delta S = 2,04$$

3.3.3 Pozo Shushufindi RW-108

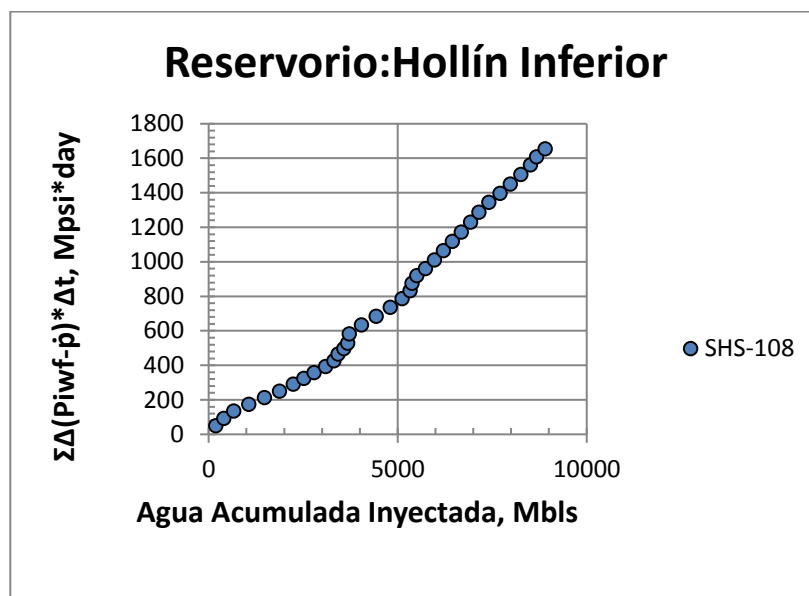
El pozo SHS-108 se encuentra ubicado en la estación Central, la data del Historial de reinyección y del Volumen de agua inyectada por día que se obtuvo es desde el año 2014 hasta marzo de 2017. Se reinyecta agua a la formación Hollín Inferior, el tope de la misma está a 10004 pies.

Tabla IV. Datos para los cálculos de Hall Plot.

Formación	Pprom (psi)	D (ft)	ΔP_{tw} (psi)
Hollín Inferior	4300	10004	4331

Elaborado por: Espín, G. (2017).

De la data del historial de reinyección se calcula el volumen reinyectado mensual en promedio para realizar el acumulado en el “eje x”, en el “eje y” se calcula el acumulado de la presión de inyección en la cara de la formación por los días inyectados en el mes.



Para aplicar el análisis de pendientes y poder comparar las rectas en la gráfica mediante el método de Hall, se calcula m_1 y m_2 :

Para Hallar m_1	
x	y
3050	400
3620	530

$$m_1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_1 = \frac{(530 - 400)}{(3620 - 3050)}$$

$$m_1 = 0,228$$

Para Hallar m2	
X	y
7000	1240
8180	1500

$$m2 = \frac{(1500 - 1240)}{(8180 - 7000)}$$

$$m2 = 0,220$$

$$m1 = \frac{141,2\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_1 \right)}{k_w h}$$

$$m2 = \frac{141,2\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_2 \right)}{k_w h}$$

Igualando las ecuaciones de las pendientes de la recta:

$$\frac{141,2\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_1 \right)}{k_w h} = \frac{141,2\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_2 \right)}{k_w h}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,228}{0,220}}$$

$$\Delta S = 2,81$$

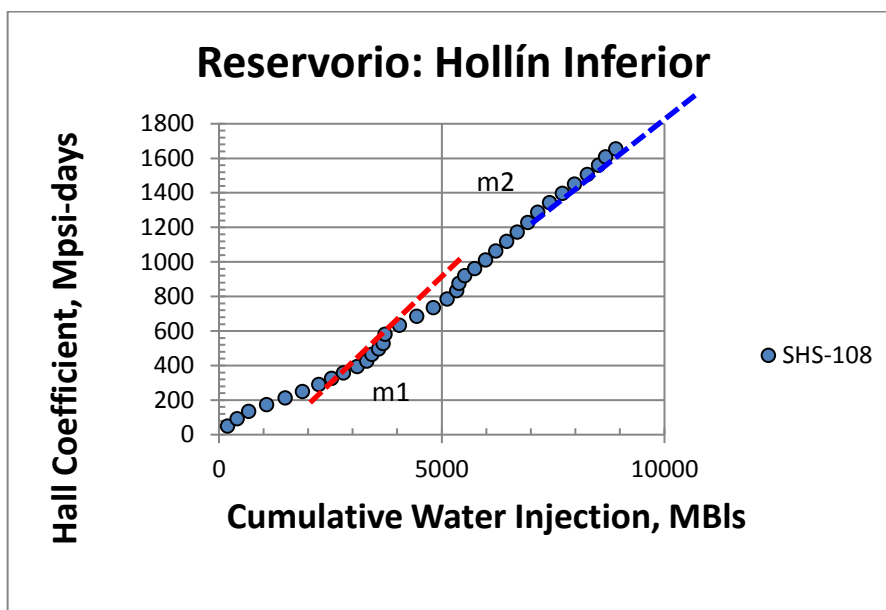


Figura 3. 10 Análisis de Pendientes SHS-108.
Fuente: Espín, G. (2017).

3.3.4 Pozo Shushufindi RW-113

El pozo SHS-113 se encuentra ubicado en la estación Suroeste, reinyecta agua al reservorio Hollín. La presión promedio del reservorio es de 4300 pies y el tope de los punzados es de 10794 pies.

Se genera la gráfica de Hall, con los datos obtenidos en campo de las mediciones que se recogen de forma rutinaria como la presión de cabeza de reinyección y el volumen de reinyección. Con estos datos se calculan los parámetros ya establecidos para

obtener el Hall Plot. La data estudiada presenta valores tomados desde el año 2016 hasta abril del 2017.

Tabla V. Datos para cálculos de Hall Plot.

Consideraciones			
Formación	P _{prom} (psi)	D (ft)	ΔP_{tw} (psi)
Hollín	4300	10794	4673

Elaborado por: Espín, G. (2017).

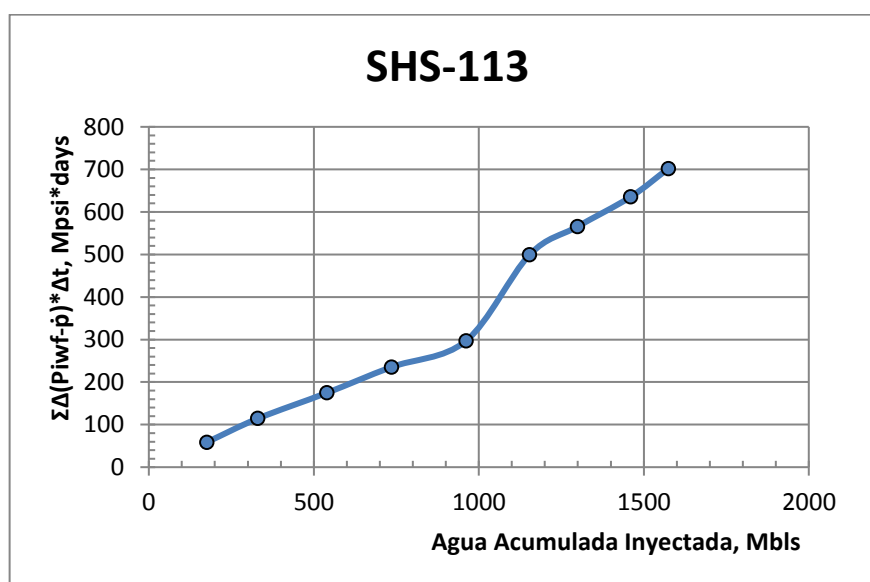


Figura 3. 11 Hall Plot SHS-113.

Fuente: Espín, G. (2017).

Identificamos dos posibles rectas, para hallar las pendientes y proceder al análisis de pendientes o también llamado método de Hall Modificado, como ya se ha realizado para los pozos antes mencionados.

Para Hallar m1	
x	y
1110	460
1160	500

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m1 = \frac{(500 - 460)}{(1160 - 1110)}$$

$$m1 = 0,8$$

Para Hallar m2	
x	y
1450	630
1570	700

$$m2 = \frac{(700 - 630)}{(1570 - 1450)}$$

$$m2 = 0,583$$

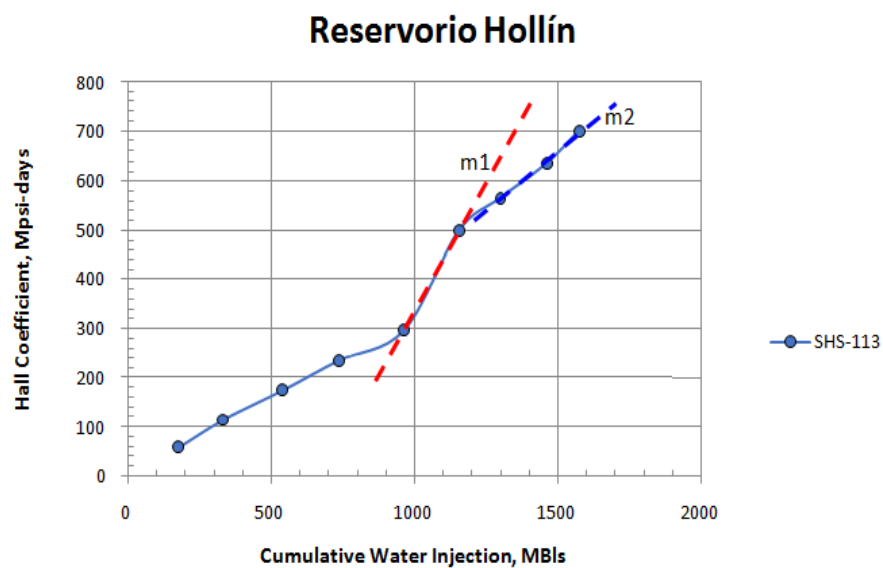


Figura 3. 12 Análisis de Pendientes SHS-113.
Fuente: Espín, G. (2017).

Se iguala las ecuaciones de pendiente.

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,583}{0,8}}$$

$$\Delta S = 2,07$$

3.4 Aplicación de Trabajos de Limpieza y de Estimulación Matricial con Coiled Tubing

Los pozos reinyectores SHS-47, SHS-104, SHS-108 y SHS-113 fueron sometidos a trabajos con Slickline con herramienta parafincutter donde se obtuvo muestras con sand bailer que indicaron presencia de sólidos, taponamiento de formación; por lo que se realizan los trabajos de limpieza y estimulación con coiled tubing, a continuación se describe de manera resumida y general el proceso que se lleva a cabo en el trabajo mencionado.

3.5 Procedimiento Operacional General de Limpieza y Estimulación Matricial

-Armar la Unidad de Coiled Tubing y de Bombeo. Realizar pruebas.

-Bajar tubería flexible con circulación hasta llegar a la profundidad objetivo.

-Bombeo para limpieza de punzados a la formación objetivo con el químico establecido.

-Esperar un tiempo prudencial para decantación de sólidos, bajar tubería flexible hasta llegar a la profundidad objetivo, realizar prueba de admisión a la formación.

-Mezclar el tratamiento químico diseñado para estimulación matricial y desplazar el tratamiento para estimulación matricial a la formación.

-Sacar Coiled Tubing. Desarmar equipos. Finalizar operaciones.

3.5.1 Pozo Shushufindi RW-047

El pozo SHS-047 es un pozo reinyector cuya capacidad de inyección ha ido declinando a lo largo del tiempo como consecuencia del daño de formación, por lo que se procede a la estimulación matricial en la arena Tiyuyacu en el intervalo: 7160' ft - 7500' ft. Mediante los siguientes intervalos que se ilustran en la Tabla VI.

Tabla VI. Datos del Reservorio Tiyuyacu.

Nombre	Top e (ft)	Base (ft)	Per (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Daño
Tiyuyacu	7160	7190	150	14	3115	20
Tiyuyacu	7210	7380	180	14	3136	20
Tiyuyacu	7395	7450	140	14	3217	20
Tiyuyacu	7465	7500	200	14	3247	20
Tiyuyacu						
Tiyuyacu						

Elaborado por: Espín, G. (2017).

El trabajo de limpieza de completación y estimulación con ksa y spincat utilizando tubería continua de 1.5 pulgadas se realizó durante los días 5 y 6 de Mayo de 2017. Con las siguientes pruebas iniciales:

Tabla VII. Prueba de Tensión de CTU.

Prueba	Trabajo	Presión	Tiempo
1	Prueba de Tensión a conector de CTU	14000 LB	
2	Prueba de Presión a la Línea	300 psi	5 min
3	Prueba de Presión a la Línea	4500 psi	5 min

Elaborado por: Espín, G. (2017).

SHUSHUFINDI 47_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ ARENA TIYUYACU_PETROAMAZONAS
PRUEBA DE PRESIÓN

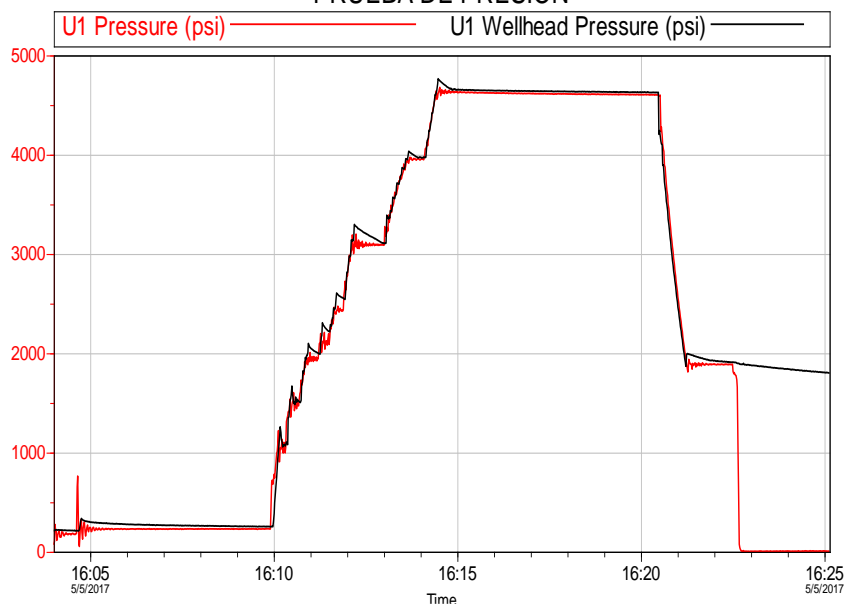


Figura 3. 13 Prueba de Presión Pozo SHS-047.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Inició de descenso de CT. Mezclando 100 bbl de CLAYFIX 5 para mantener bombeo durante el descenso de la tubería.

SHUSHUFINDI 47_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ ARENA TIYUYACU_PETROAMAZONAS
DESCENSO DE CT

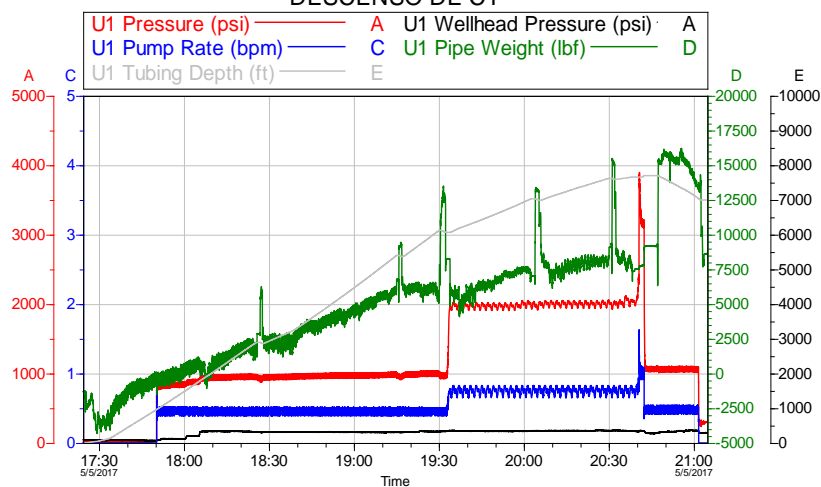


Figura 3. 14 Descenso de CTU en el Pozo SHS-047.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Limpieza de Punzados

Mezcla para la limpieza de punzados:

Tabla VIII. Bache de Químico para Limpieza de Punzados.

Químico	Barriles
HCL 15%	15
CLAYFIX 5	80

Elaborado por: Petroamazonas EP (2017).

SHUSHUFINDI 47_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ ARENA TIYUYACU_PETROAMAZONAS
 LIMPIEZA DE PUNZADOS

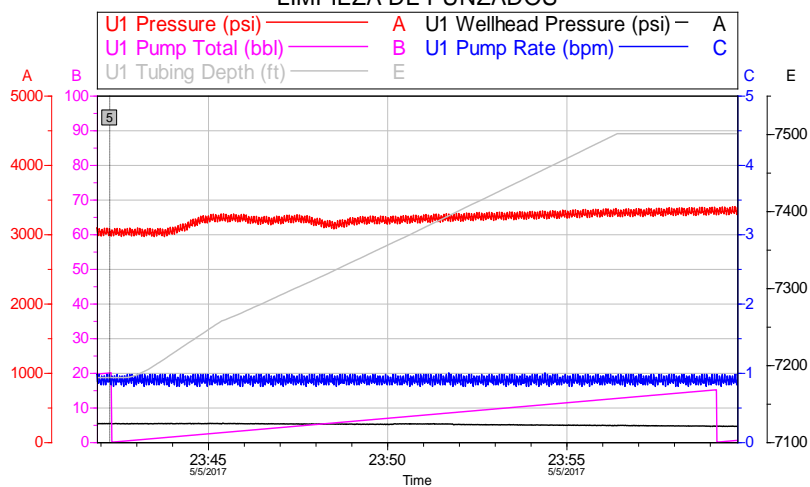


Figura 3. 15 Limpieza de Punzados en el Pozo SHS-047.
 Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Prueba de Admisión

Prueba de admisión con 10 bbl de CLAYFIX 5.

SHUSHUFINDI 47_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ ARENA TIYUYACU_PETROAMAZONAS
 PRUEBA DE ADMISIÓN

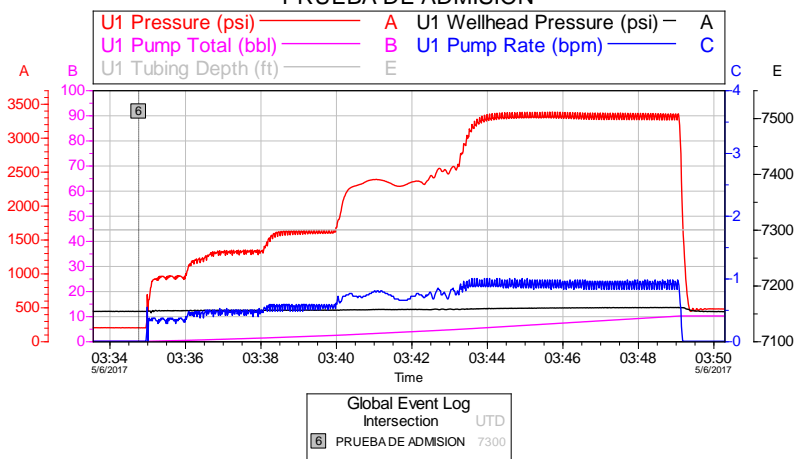


Figura 3. 16 Prueba de Admisión en el Pozo SHS-047.
 Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

La prueba de admisión se realizó a un caudal de 0.5 bpm alcanzando una presión de inyección (WellHead Pressure) de 450 psi y una presión generada por las fricciones generadas por el CT y la Herramienta de SPINCAT de 1000 psi (presión de bomba en directa a través del CT). Incrementó caudal progresivamente hasta 1 bpm donde se obtuvo una presión de inyección de 500 psi.

Estimulación Matricial

Mezcla de los tratamientos para estimulación matricial:

Tabla IX. Químicos para Estimulación Matricial Pozo SHS-047.

SISTEMA	VOLUMEN
N VER SPERSE O	30
CLAYFIX 5	80
HCL 15%	80
KSA	50

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

El bombeo de tratamiento se dió a través del siguiente tren de fluidos:

Tabla X. Tratamiento Químico para pozo SHS-047.

ETAPA	SISTEMA	VOLUMEN
PRE-FLUJO	N VER SPERSE O	30
PRE-FLUJO	CLAYFIX 5	40
PRE-FLUJO	HCL 15%	40
SISTEMA PRINCIPAL	KSA	50
POST-FLUJO	HCL 15%	40
POST-FLUJO	CLAYFIX 5	40

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

Se inició la estimulación matricial con el forzamiento del solvente N VER SPERSE O hasta un caudal de 1.2 bpm alcanzando una presión de inyección (WellHead Pressure) de 575 psi. Al realizar el forzamiento de pre-flujos de CLAYFIX 5 y HCL 15% el caudal disminuyó a 1 bpm por alcanzar la presión máxima permitida por el CT (4500 psi). La presión de inyección disminuyó con el efecto del ácido hasta los 450 psi.

SHUSHUFINDI 47_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ ARENA TIYUYACU_PETROAMAZONAS
ESTIMULACIÓN MATRICIAL

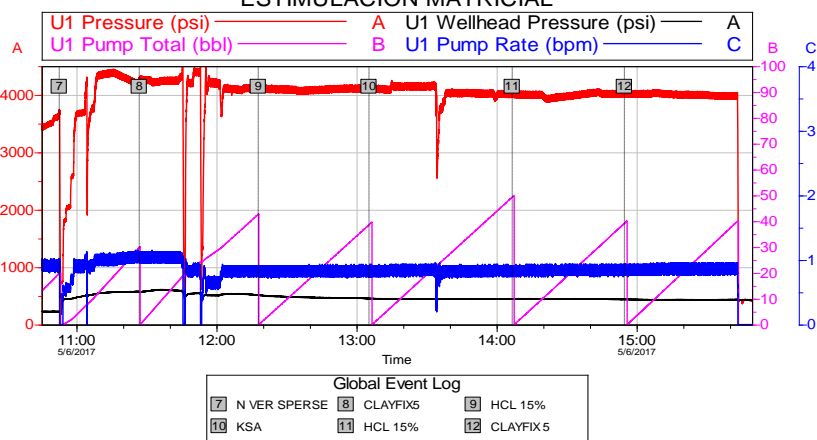


Figura 3. 17 Estimulación Matricial Pozo SHS-047.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Durante el forzamiento el sistema principal KSA cuya potente combinación permite disolución de carbonatos y aluminosilicatos la presión se mantuvo con los 450 psi a un caudal de 1 bpm. En los post-flujos de HCL 15% y CLAYFIX 5, la presión se mantuvo con 450 psi y 1 bpm. Concluida la estimulación, se sacó el CT a superficie y se desarmó equipos.

3.5.2 Pozo Shushufindi RW-104

Tabla XI. Datos del Reservorio SHS 104.

Nombre	Tope (ft)	Base (ft)	Per (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Daño
Hollín	9783	9867	700	14	4256	20

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

El trabajo de limpieza de completación y estimulación con ksa y spincat utilizando tubería continua de 1.5 pulgadas se realizó durante los días 6 y 7 de Abril de 2017.

Se realizó prueba de tensión a conector del coiled tubing con 15000 LB y prueba de presión a líneas con 300/4200 psi durante 5 minutos para evaluar hermeticidad del sistema.

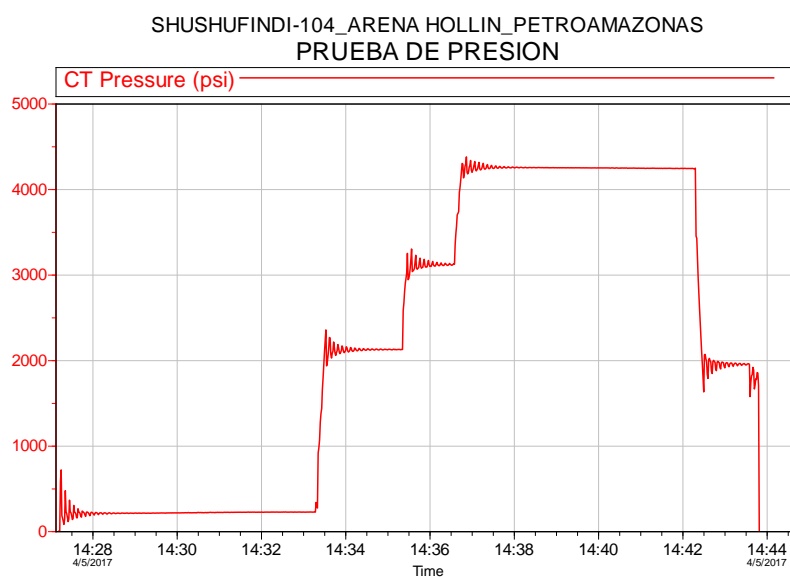


Figura 3. 18 Prueba de Presión Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Inició descenso de CT. Realizó mezcla de 100 bbl de CLAYFIX

5.

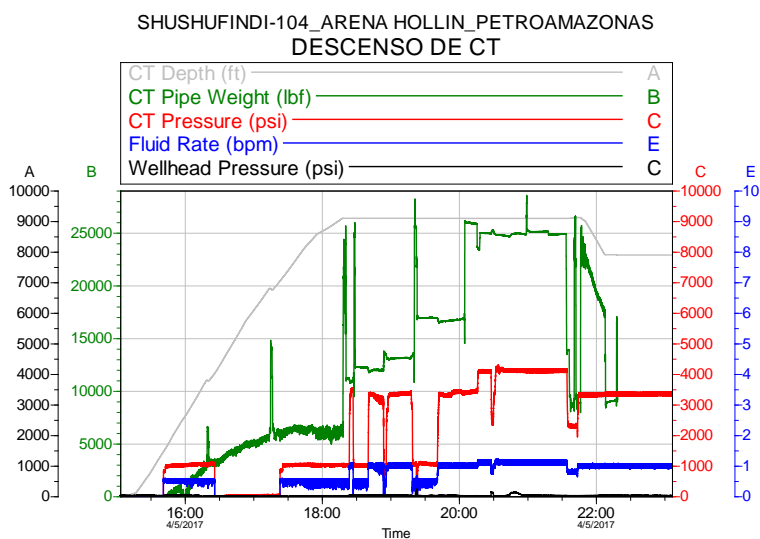


Figura 3. 19 Descenso de CTU en el Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

LIMPIEZA DE PUNZADOS

Con CT posicionado a 8000 ft, realizó mezcla:

Tabla XII. Bache de Químico Limpieza de Punzados SHS-104.

Químico	Barriles
PAD ACID	15
PAD ACID	5
N VER SPERSE O	21
GEL LINEAL	21

Elaborado por: Espín, G. (2017).

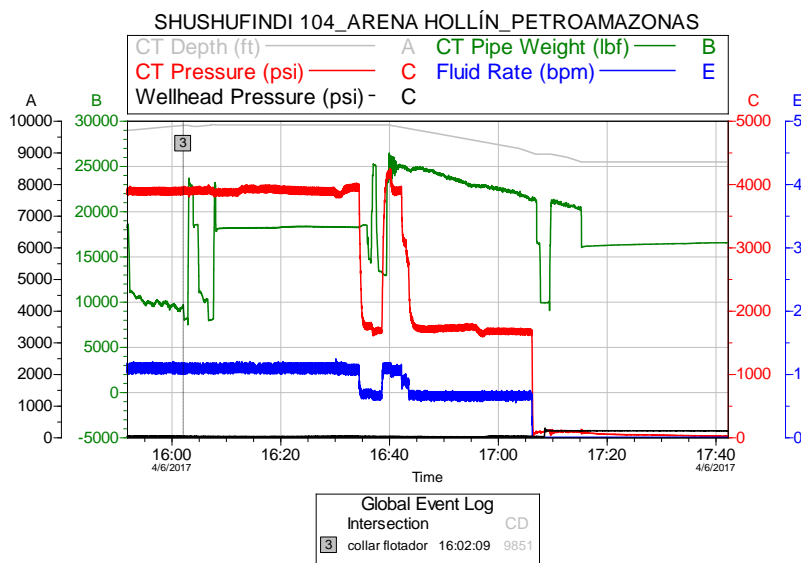


Figura 3. 20 Limpieza de Punzados en el Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

PRUEBA DE ADMISIÓN

Realizó prueba de admisión con 10 bbl de CLAYFIX 5.

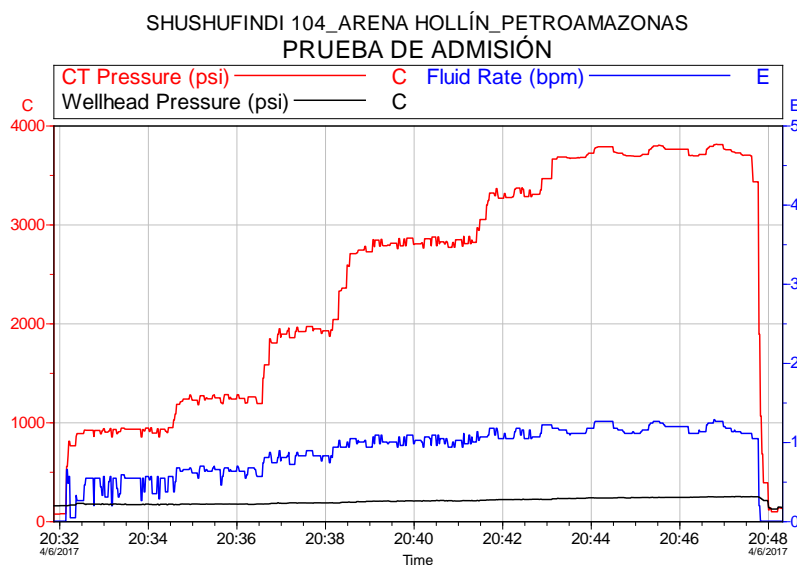


Figura 3. 21 Prueba de Admisión Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Inició prueba de admisión con 0.5 bpm y una presión de inyección (Wellhead pressure) de 170 psi. Incrementó caudal a los 0.8 bpm con una presión de inyección de 210 psi y con un caudal de 1 bpm una presión de 240 psi.

ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Tabla XIII. Químicos para Estimulación SHS-104.

SISTEMA	VOLUMEN
N VER	24
SPERSE O	
CLAYFIX 5	100
HCL 15%	64
KSA	55

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

Realizó bombeo de tratamiento a través del siguiente tren de fluidos:

Tabla XIV. Tratamiento Químico SHS-104.

ETAPA	SISTEMA	VOLUMEN
PRE-FLUJO	N VER SPERSE O	24
PRE-FLUJO	CLAYFIX 5	30
PRE-FLUJO	HCL 15%	32
SISTEMA PRINCIPAL	KSA	55
POST-FLUJO	HCL 15%	32
POST-FLUJO	CLAYFIX 5	70

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

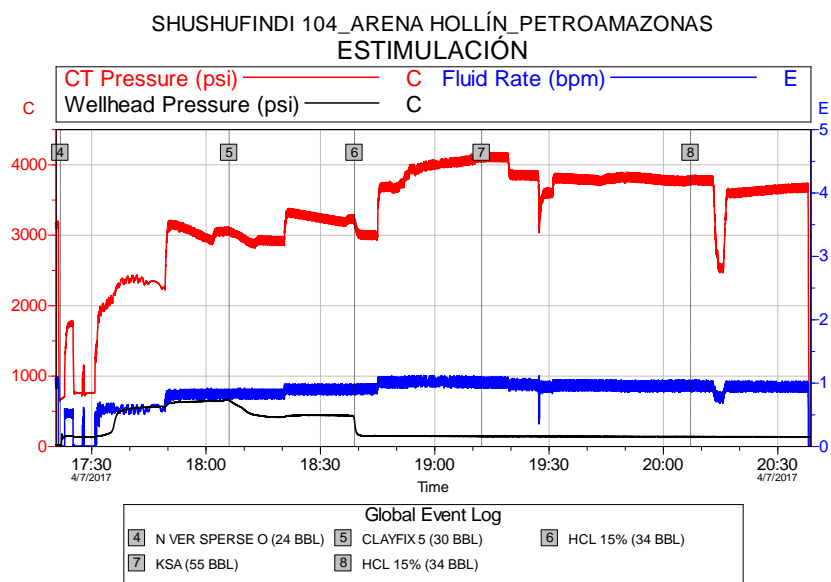


Figura 3. 22 Estimulación Matricial Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

En el bombeo del solvente N VER SPERSE O, se inició a un caudal de 0.5 bpm con una presión de inyección (Wellhead pressure) de 500 psi. Incrementó caudal a 0.8 bpm con una presión de 640 psi. Se bombeo de CLAYFIX 5 a un caudal de 1 bpm alcanzando una presión de inyección de 170 psi, incrementó gradualmente hasta alcanzar los 4 bpm con una presión de 800 psi. Concluida la estimulación, sacó CT a superficie y desarmó equipos.

3.5.3 Pozo Shushufindi RW-108

Se realizo el trabajo de Limpieza y Estimulación durante los días 2 y 3 de Abril de 2017.

Datos de Reservorio

Tabla XV. Datos del Reservorio Pozo SHS-108.

Nombre	Tope (ft)	Base (ft)	Per (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Daño
Hollín Inf	10004	10062	800	13	4288	20

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

Prueba de presión a líneas con 300/4200 psi durante 5 minutos para evaluar hermeticidad del sistema.

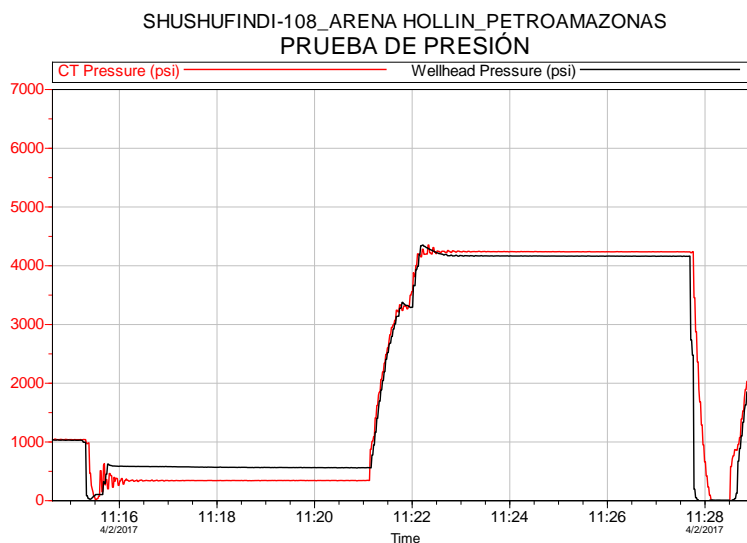


Figura 3. 23 Prueba de Presión Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Inició descenso de CT. Realizó mezcla de 160 bbl de CLAYFIX 5 para mantener bombeo durante el descenso de la tubería.

LIMPIEZA DE PUNZADOS

Tabla XVI. Bache de Químico Limpieza de Punzados SHS-108.

Químico	Barriles
CLAYFIX 5	120
HCL 15%	5
GEL LINEAL	10
CLAYFIX 5	100

Elaborado por: Espín, G. (2017).

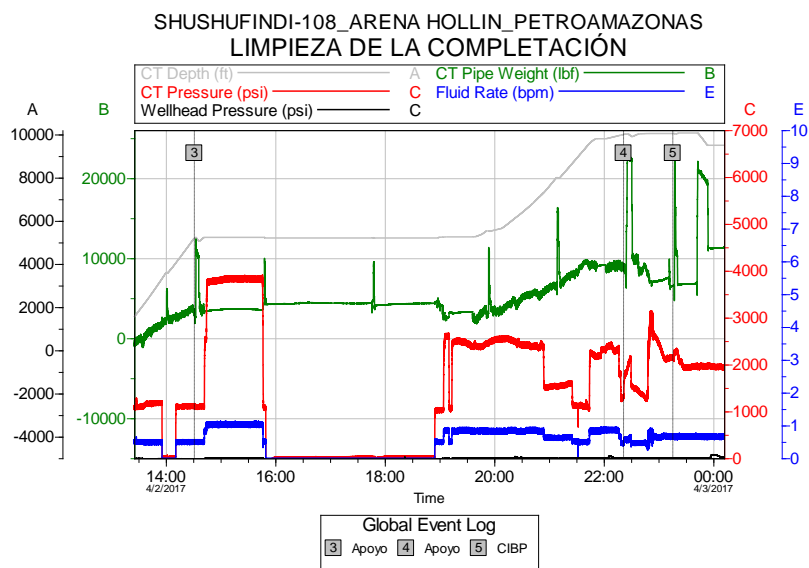


Figura 3. 24 Limpieza de Punzados Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

PRUEBA DE ADMISIÓN

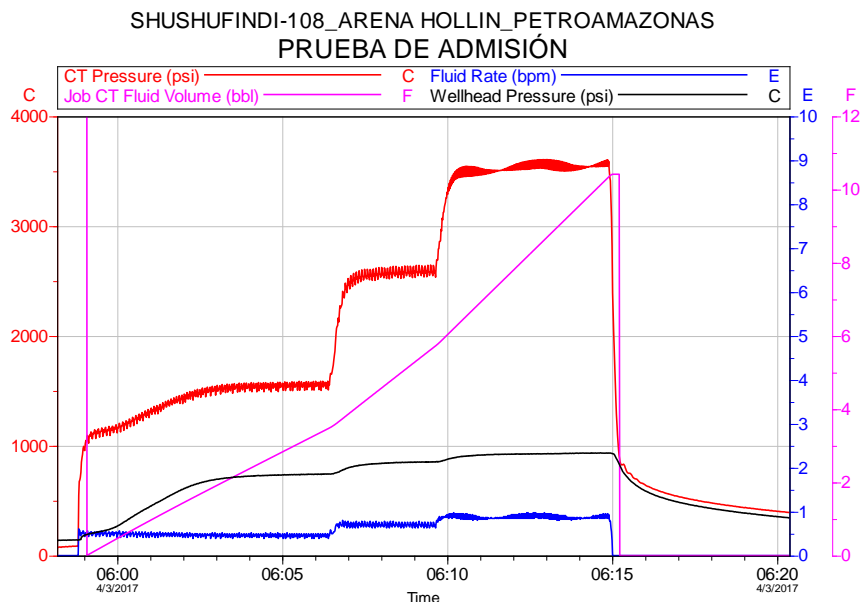


Figura 3. 25 Prueba de Admisión Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Tabla XVII. Químicos para Estimulación SHS-108.

SISTEMA	VOLUMEN
N VER SPERSE O	30
CLAYFIX 5	100
HCL 15%	60
KSA	35

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

Realizó bombeo de tratamiento a través del siguiente tren de fluidos:

Tabla XVIII. Tratamiento Químico Para SHS-108.

ETAPA	SISTEMA	VOLUMEN
PRE-FLUJO	N VER SPERSE O	30
PRE-FLUJO	CLAYFIX 5	30
PRE-FLUJO	HCL 15%	30
SISTEMA PRINCIPAL	KSA	35
POST-FLUJO	HCL 15%	30
POST-FLUJO	CLAYFIX 5	70

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

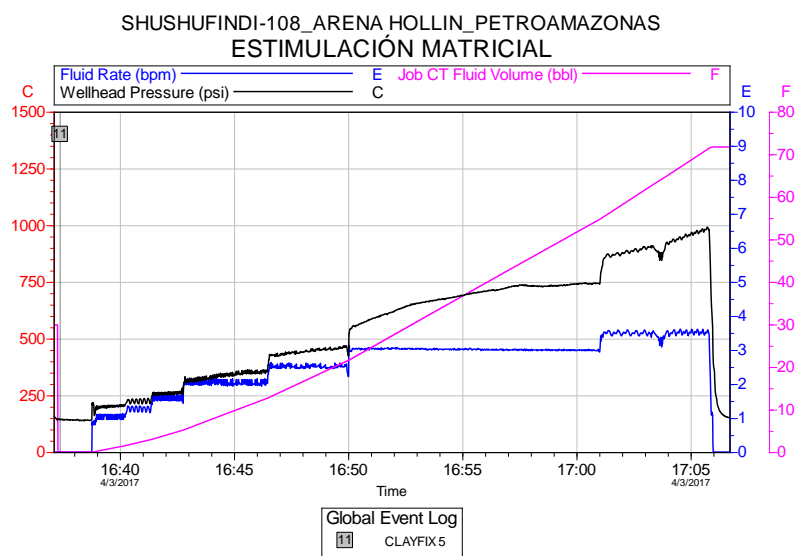


Figura 3. 26 Estimulación Matricial Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Concluida la estimulación, sacó CT a superficie y desarmó equipos.

3.5.4 Pozo Shushufindi RW-113

Comienza el trabajo de Limpieza y Estimulación con Spincat en los días 9 y 10 de Mayo de 2017.

Tabla XIX. Datos del Reservorio del Pozo SHS-113.

Nombre	Tope (ft)	Base (ft)	Per (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Daño
Hollín	10794	10854	600	14	4691	20

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

Se empezó con prueba de tensión a conector de coiled tubing con 14000 LB. Prueba de presión a líneas con 300 y 4500 psi durante 5 minutos para evaluar hermeticidad del sistema..

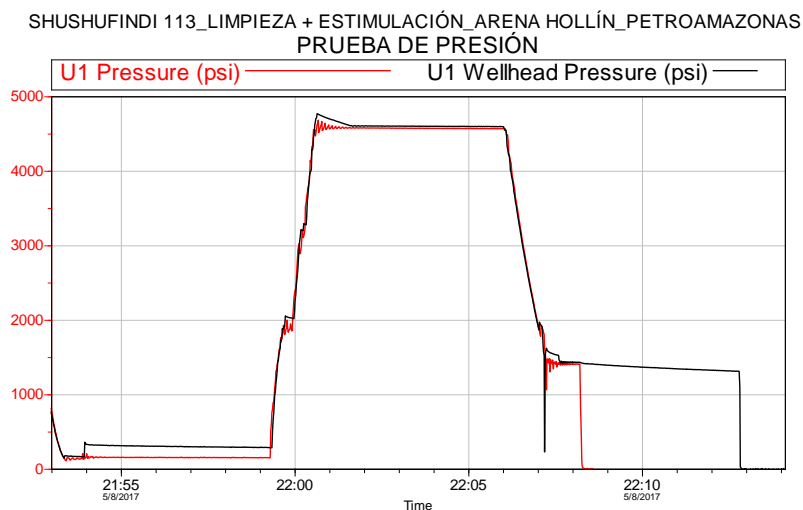


Figura 3. 27 Prueba de Presión Pozo SHS-113.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Inició descenso de CT. Realizó mezcla de 100 bbl de CLAYFIX 5 para mantener bombeo durante el descenso de la tubería.

LIMPIEZA DE PUNZADOS

Tabla XX. Bache de Limpieza SHS-113.

Químico	Barriles
HCL 15%	20
CLAYFIX 5	80

Elaborado por: Espín, G. (2017).

PRUEBA DE ADMISIÓN

Inicio prueba de admisión a un caudal de 0.5 bpm alcanzando una presión de inyección (WellHead Pressure) de 130 psi y una presión generada por las fricciones generadas por el CT y la Herraienta de SPINCAT de 900 psi (Pressure: presión de bomba en directa a través del CT). Incrementó caudal progresivamente hasta 1.2 bpm donde la presión de inyección se mantuvo constante en 130 psi.

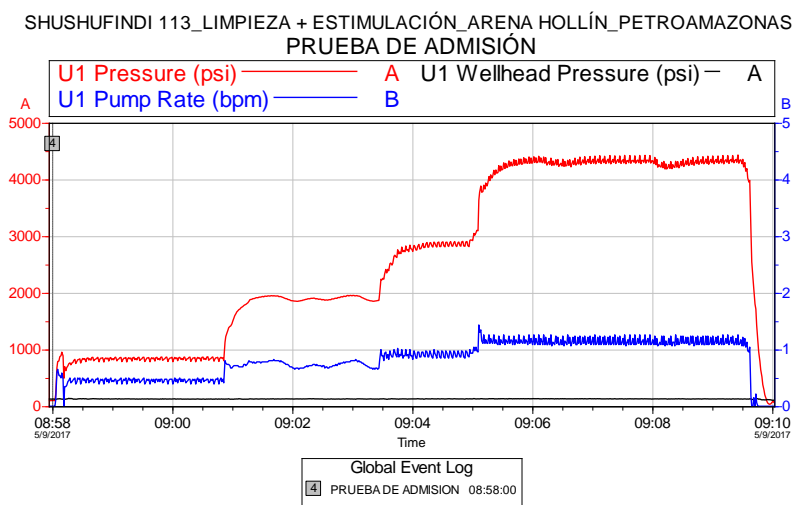


Figura 3. 28 Prueba de Admisión Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Se realiza mezcla de tratamientos:

Tabla XXI. Químicos para la Estimulación SHS-113.

SISTEMA	VOLUMEN
N VER SPERSE O	30
CLAYFIX 5	80
HCL 15%	60
KSA	50

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Con el siguiente tren de fluidos

Tabla XXII. Tratamiento Químico SHS-113.

ETAPA	SISTEMA	VOLUMEN
PRE-FLUJO	N VER SPERSE O	30
PRE-FLUJO	CLAYFIX 5	30
PRE-FLUJO	HCL 15%	30
SISTEMA PRINCIPAL	KSA	50
POST-FLUJO	HCL 15%	30
POST-FLUJO	CLAYFIX 5	50

Elaborado por: Espín, G. (2017).

SHUSHUFINDI 113_LIMPIEZA + ESTIMULACIÓN_ARENA HOLLÍN_PETROAMAZONAS
ESTIMULACIÓN MATRICIAL

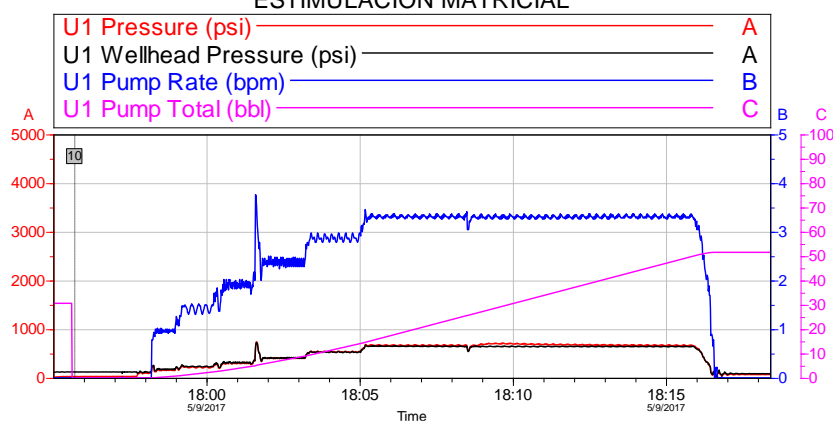


Figura 3. 29 Estimulación Matricial Pozo SHS-108.
Fuente: Petroamazonas EP, (2017).

Concluida la estimulación, se retira CT a superficie y desarma equipos.

3.5.5 Sistemas Utilizados

Tabla XXIII. Sistemas Químicos Utilizados.

Clayfix 5	HCl 15%	N Ver Sperser O	KSA
Fluido a base de cloruro de amonio que permite estabilización de las arcillas que flocculan al contacto de agua	Sistema a base de HCl que permite alto poder de disolución de carbonatos	Solvente a base de Xileno con alto poder de disolución de precipitados orgánicos o emulsiones	Sistema a base de HF y HCl con alto poder en disolución de carbonatos y material silíceo

Elaborado por: Petroamazonas EP, (2017).

3.6 Prueba de Caudales Múltiples post Estimulación

Luego de la estimulación matricial, inmediatamente se realiza la prueba de caudales múltiples para verificar la admisión de agua a la formación y con qué presión y caudal se inyectará. A continuación se realiza de una manera general el procedimiento de esta prueba:

Procedimiento Operacional General

- Armar equipo y líneas. Probar y llenar tanques con agua de formación.

- Presurizar anular con la presión indicada. Iniciar bombeo de agua de formación deseada para diagnostic fracture injection test.

- Se realiza prueba de caudales múltiples a la formación utilizando agua de formación. Se lleva a cabo prueba de inyectividad a la formación.

- Desarma líneas y quipos. Finaliza operaciones.

3.7 Evaluación de Pozos Reinyectores post Estimulación Usando el Método Gráfico de Hall

Se debe graficar la integral de la variación de presión por el tiempo de inyección vs la inyección acumulada como se indicó anteriormente, para realizar el gráfico de Hall con historial de reinyección antes y después del

trabajo de limpieza y estimulación matricial para los cuatro pozos reinyectores estudiados previamente. Donde se estudia los valores de pendientes de cada línea recta, teniendo en cuenta que si $m_2 > m_1$ el trabajo de estimulación es exitoso.

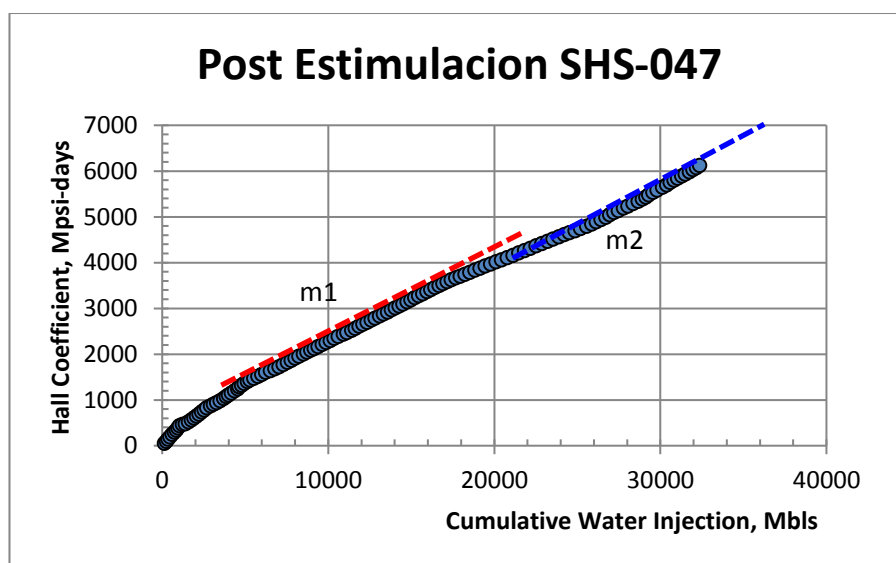


Figura 3. 30 Post Estimulación SHS-047.
Fuente: Espín, G. (2017).

Se calcula ambas pendientes de las líneas rectas generadas, obteniendo valores en el “eje x” y en el “eje y”.

Para Hallar m1	
x	y
12000	2800
1600	3400

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m1 = \frac{(3400 - 2800)}{(16000 - 12000)}$$

$$m1 = 0,15$$

Para Hallar m2	
X	y
29000	5400
32000	6100

$$m2 = \frac{(6100 - 5400)}{(32000 - 29000)}$$

$$m2 = 0,23$$

Al analizar las pendientes del gráfico, se obtiene que:

$$m2 > m1$$

Lo que representa que la estimulación matricial fue exitosa.

Estimando $\beta_w = 1$ para cada pozo. Y estableciendo $S_1 = 0$ para idealizar la primera línea recta y hallar el ΔS , lo cual se considerará para cada pozo reinyector.

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{0,23}$$

$$\Delta S = 4,71$$

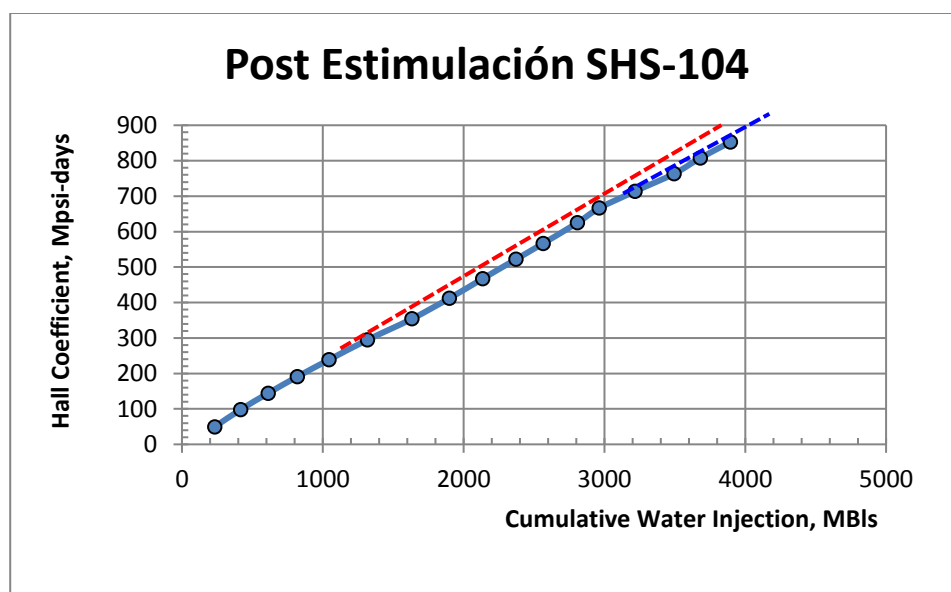


Figura 3. 31 Post Estimulación SHS-104.
Fuente: Espín, G. (2017).

Para Hallar m1	
x	y
2200	460
2300	500

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_1 = \frac{(500 - 460)}{(2300 - 500)}$$

$$m_1 = 0,4$$

Para Hallar m2	
x	y
3350	740
3575	780

$$m_2 = \frac{(780 - 740)}{(3575 - 3350)}$$

$$m_2 = 0,5$$

Al analizar las pendientes del gráfico, se obtiene que:

$$m_2 > m_1$$

Para la recta 1 y 2 e igualando las pendientes, se tiene:

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,5}{0,4}}$$

$$\Delta S = 5$$

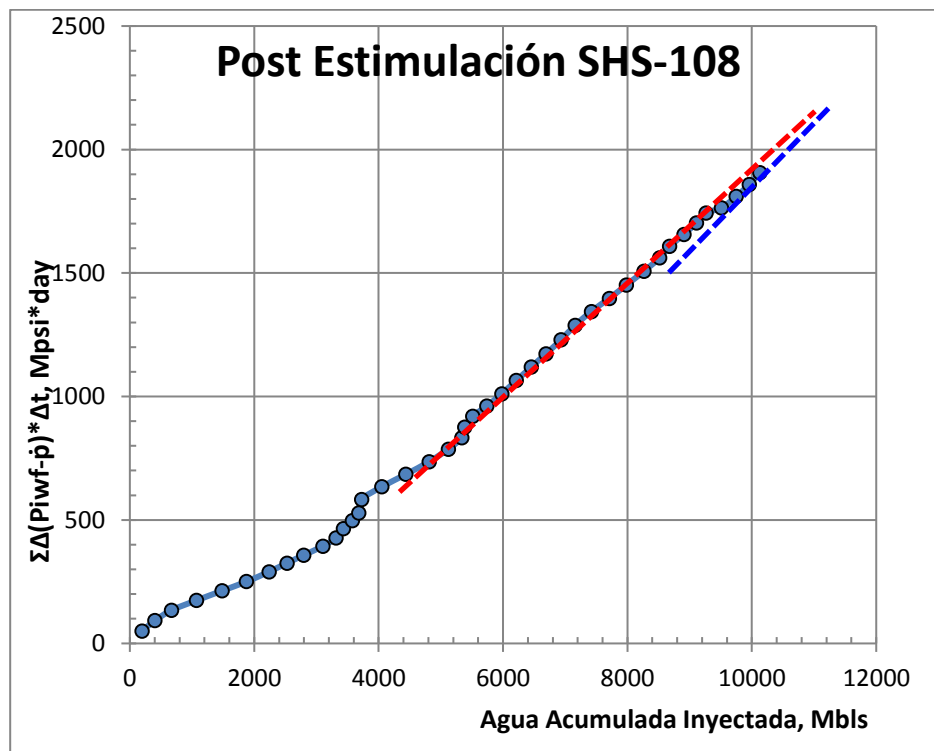


Figura 3. 32 Post Estimulación SHS-108.
Fuente: Espín, G. (2017).

Para Hallar m1	
x	y
6550	1290
7600	1390

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m1 = \frac{(1390 - 1290)}{(7600 - 6550)}$$

$$m1 = 0,09$$

Para Hallar m2	
X	y
9600	1790
10000	1895

$$m2 = \frac{(1895 - 1790)}{(10000 - 9600)}$$

$$m2 = 0,26$$

Al analizar las pendientes del gráfico, se obtiene que:

$$m2 > m1$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,26}{0,09}}$$

$$\Delta S = 15.64$$

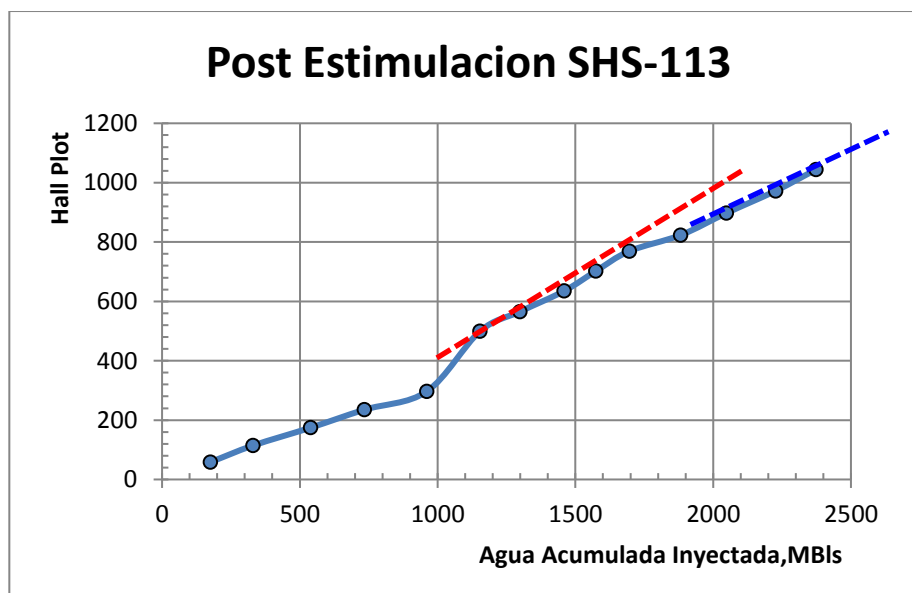


Figura 3. 33 Post Estimación SHS-113.

Fuente: Espín, G. (2017).

Para Hallar m1	
x	y
1520	630
1640	665

$$m1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m1 = \frac{(665 - 630)}{(1640 - 1520)}$$

$$m1 = 0,29$$

Para Hallar m2	
x	y
2020	880
2400	1020

$$m2 = \frac{(1010 - 870)}{(2300 - 2150)}$$

$$m2 = 0,36$$

Al analizar las pendientes del gráfico, se obtiene que:

$$m2 > m1$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{m_2}{m_1}}$$

$$\Delta S = 2,718281828^{\frac{0,36}{0,29}}$$

$$\Delta S = 3,5$$

3.8 Mejoras y Optimización de los Trabajos realizados con base en los casos de estudio revisados

Se procede a diseñar un tratamiento químico para cada pozo de estudio mediante la simulación en el software Stim2001 de Halliburton que brinda estos servicios a Petroamazonas Ep para lo cual se tomaran los valores de daño obtenidos del análisis de pendientes realizado con Hall Plot después de la estimulación. Se requieren ingresar los siguientes datos:

Tabla XXIV. Datos de Completación.

Datos de Completación			
Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Diámetro (in)	Desviación
7700	7583	9	10
Tubería de Revestimiento			
Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Grado	Peso (lb/ft)
7	6,276	N-80	26
Tubería de Producción			
Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Grado	Peso (lb/ft)
3,5	2,992	N-80	9,2

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

Los siguientes datos de reservorio así como los ya establecidos con anterioridad, se tomaran para los pozos mencionados debido a un estudio realizado previamente por la empresa Petroamazonas EP donde

dio como resultado los siguientes parámetros para los cuatro pozos del estudio:

Tabla XXV. Datos Adicionales para Reservorios.

Datos de Reservorio			
Bottomhole T (°F)	Radio de Drenaje	Gradiente de Fractura	Kv/Kh
175	3280,8	0,707	0,10

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

Con estos datos establecemos el nuevo tratamiento químico para la estimulación matricial donde se quiere reducir el daño de formación, mediante la simulación, se obtiene el siguiente tren de flujo:

Pozo Shushufindi 47

Tabla XXVI. Tratamiento Propuesto.

Etapas de Flujo	Químico	Volumen Total (gal)	Promedio de Cobertura (gal/ft)
Pre Flujo	PARAGON	1450	5
Pre Flujo	CLAYFIX 5	1740	6
Pre Flujo	15% DOUBLE STR	1740	6
Sistema Principal	SANDSTONE COM	1740	6
Post-Flujo	DIESEL	1740	6

Elaborado por: Espín, G. (2017).

De la simulación se obtuvo el siguiente resultado:

Tabla XXVII. Resultado de la Simulación.

Intervalo	Daño Total Antes	Daño Total Después	% Afluencia Antes	%Afluencia Después
Tiyuyacu	4.71	0.98	9.04	8.93
Tiyuyacu	4.71	0.87	61.45	61.49
Tiyuyacu	4.71	0.94	15.46	15.35
Tiyuyacu	4.71	0.77	14.06	14.23

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Pozo Shushufindi 104

Los datos ingresados al software para realizar la estimulación de un nuevo tratamiento químico para disminuir el daño de la formación Hollín son datos del reservorio, mineralogía, datos de la completación.

Tabla XXVIII. Minerales.

Mineral	Hollín Inf a 10004 ft	%Promedio de contenido al Pozo
Dolomita	5	5
Caolinita	2	2
Cuarzo	93	93

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

En este caso se escoge el dato del daño de formación de 20, al realizar la simulación se obtiene los siguientes resultados.

Tabla XXIX. Tratamiento Propuesto.

Etapa de Flujo	Químico	Volumen Total (gal)	Promedio de Cobertura (gal/ft)
Pre Flujo	N-VER-SO	1512	18
Pre Flujo	CLAYFIX 5	6972	83
Pre Flujo	15% HCL	1344	16
Sistema Principal	K-SPAR A	1428	17
Post-Flujo	2% AMMO	1050	---

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Disminuyendo de 5 a 1.76 el Daño Total.

Pozo Shushufindi 108

Se realiza la simulación para obtener los siguientes químicos:

Tabla XXX. Tratamiento Propuesto.

Químico	Volumen Total (gal)	Promedio de Cobertura (gal/ft)
CLAYFIX 5	1512	20.8
15% Double	6972	98.3
15% HCL	1344	21.5
Diesel	1428	89.6

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Se obtuvo en la simulación una disminución del daño de 15.64 a 0.93.

Pozo Shushufindi 113

Tabla XXXI. Tratamiento Propuesto.

Químico	Volumen Total (gal)	Promedio de Cobertura (gal/ft)
PARAGON	2940	51.0
15% Double	1680	28.3
Sandstone C	5820	97.7
Diesel	3360	58.0
Diesel	1050	7.0

Elaborado por: Espín, G. (2017).

Disminuyendo el daño de 3.5 a -0.01.

CAPÍTULO 4
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 Evaluación de Resultados

Después del tratamiento de Limpieza y Estimulación a la formación Tiyuyacu en el caso del pozo Shushufindi 047 y Hollín para el caso de los pozos Shushufindi 104, Shushufindi 108 y Shushufindi 113; se obtienen los siguientes resultados:

REINYECCION DE AGUA SHS-047						
YACIMIENTO	FECHA	P. Cab PSI	P. Desc.	BAIPD	BPM	
TIYUYACU	02-may-17	1500	1600	3327	2,3	ANTES DE TRATAMIENTO
TIYUYACU	12-may-17	1600	1700	7980	5,5	DESPUES DE TRATAMIENTO

REINYECCION DE AGUA SHS-104						
YACIMIENTO	FECHA	P. Cab PSI	P. Desc.	BAIPD	BPM	
HOLLIN	23-mar-17	1750	2000	7522	---	ANTES DE TRATAMIENTO
HOLLIN	09-abr-17	1760	1600	14400	---	DESPUES DE TRATAMIENTO

REINYECCION DE AGUA SHS-108						
YACIMIENTO	FECHA	P. Cab PSI	P. Desc.	BAIPD	BPM	
HOLLIN	07-mar-17	1600	1750	7980	---	ANTES DE TRATAMIENTO
HOLLIN	11-abr-17	1325	1500	5319	---	DESPUES DE TRATAMIENTO

REINYECCION DE AGUA SHS-113						
YACIMIENTO	FECHA	P. Cab PSI	P. Desc.	BAIPD	BPM	
HOLLIN	03-may-17	1900	2060	2055	1,4	ANTES DE TRATAMIENTO
HOLLIN	13-may-17	1000	1220	7584	5,3	DESPUES DE TRATAMIENTO

Figura 4. 1 Reinyección Antes y Después de Estimulación.
Fuente: Espín, G, (2017).

Los resultados obtenidos después de la prueba de caudales múltiples fueron los siguientes:

SHS-047

Comunicación existente a través de la tubería de producción.

SHS-104

La arena inyectora después del tratamiento ácido realizado con CTU y posterior a las pruebas, aumento la admisión con una tasa de inyección de 17280 bapd @ 1900 psi.

SHS-108

Previo a la estimulación matricial el pozo admitía 6300 bapd @ 1500 psi.

Posterior a la estimulación 7920 bapd @ 1500 psi.

SHS-113

Se alcanzó un caudal de 15 bpm con una presión de inyección de 3400 psi. A la presión de inyección de 1800 psi - 1900 psi se registró un caudal

de 11 bpm. Lo cual mostró una mejora en comparación a las condiciones iniciales de inyección del pozo (+/- 6 bpm @ 1800 psi).

Resultados de Análisis de Hall Plot

En el análisis mediante Hall Plot se evidenció que la variación de pendientes después de la estimulación aumento para los pozos SHS-47, SHS-108 y SHS-113; mientras que en el caso del pozo SHS-104 los resultados de la comparación de pendientes no presento aumento. Por lo que, indicaría posiblemente que el trabajo de estimulación no obtuvo los resultados deseados.

Resultados de Daño

En todos los casos el tratamiento matricial produjo una disminución de daño en la formación lo que significó una recuperación de la permeabilidad y se pudo incrementar la admisión del yacimiento para la reinyección de agua de formación de los pozos reinyectores. A pesar que el trabajo de estimulación en el pozo Shushufindi 108 no produjo el aumento en la admisión esperado. En la Tabla se detalla el daño de formación antes y después de los trabajos realizados.

Tabla XXXII. Skin Antes y Después de la Estimulación con CTU.

Yacimiento	Pozo	Skin pre Estimulación	Skin post Estimulación
Tiyuyacu	SHS-047	20	4.02
Hollín	SHS-104	20	5.43
Hollín	SHS-108	20	0.58
Hollín	SHS-113	20	6.48

Elaborado por: Petroamazonas EP. (2017).

Resultados del Historial de Reinyección

Se presenta las gráficas del Historial de Reinyección para cada pozo estudiado, con datos antes y después de la estimulación para la verificación del comportamiento de la reinyección.

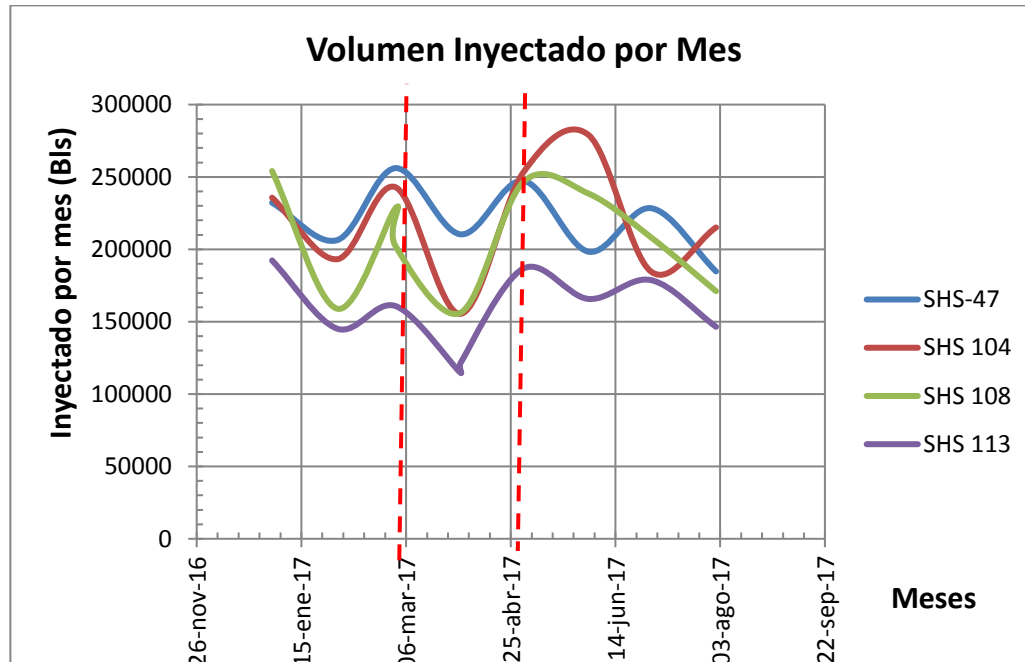


Figura 4. 2 Historial de Reinyección.

Fuente: Espín, G. (2017).

Se observa que la reinyección de agua con el paso del tiempo estuvo declinando, es decir que se encontraba con problemas de sólidos en la tubería y además con daño en las formaciones, por lo que realizar la limpieza y estimulación matricial para reducir el daño de formación es un trabajo eficiente además al utilizar la herramienta coiled tubing se disminuyen costos de operación al realizar el trabajo sin taladro de reacondicionamiento.

Resultados de la Simulación para Nuevo Tratamiento Químico

Mediante los tratamientos químicos realizados en la simulación se puede verificar la disminución de daño. Y resultados posibles de realizar para un próximo trabajo de coiled tubing.

Resultados del Análisis de Hall Plot de otros Pozos Reinyectores del Activo que no han sido estimulados

De la data revisada se pudo realizar el análisis para 6 pozos reinyectores con el gráfico de Hall, que no se les ha realizado trabajos de estimulación con CTU. Por lo que se puede diagnosticar si requieren trabajos de limpieza mediante el monitoreo del comportamiento de la reinyección graficado a continuación:

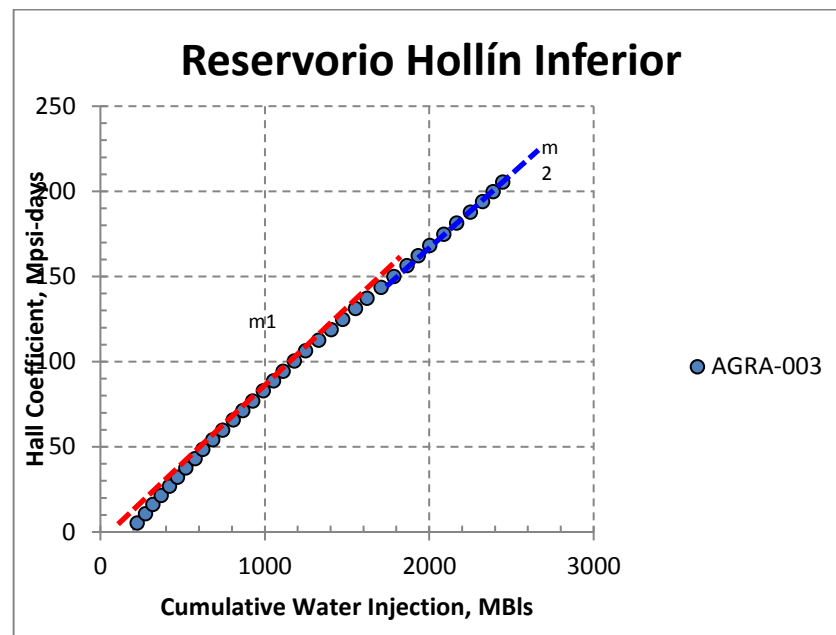


Figura 4. 3 Hall Plot AGRA-003.
Fuente: Espín, G. (2017).

En el pozo Aguarico-003 se puede evidenciar que la gráfica se encuentra por debajo de la línea idealizada, puede ser por comunicación con otra zona.

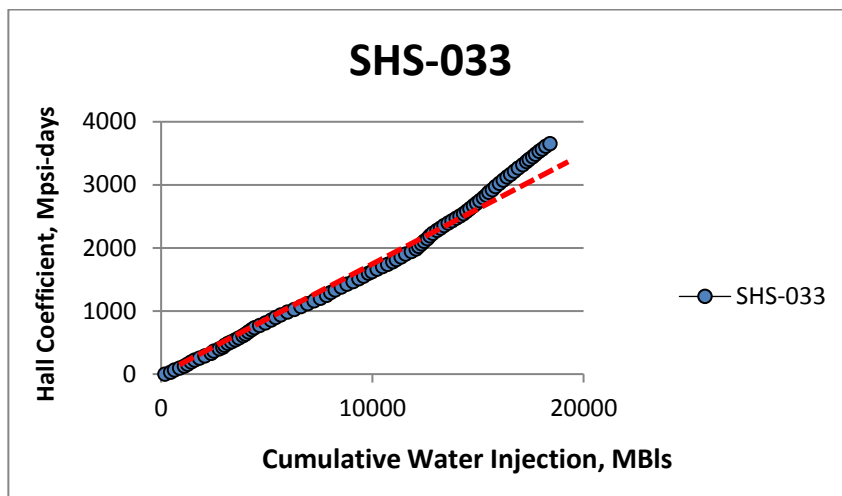


Figura 4. 4 Hall Plot SHS-033
Fuente: Espín, G. (2017).

En el pozo Shushufindi 033 se observa un posible taponamiento en el hoyo del pozo.

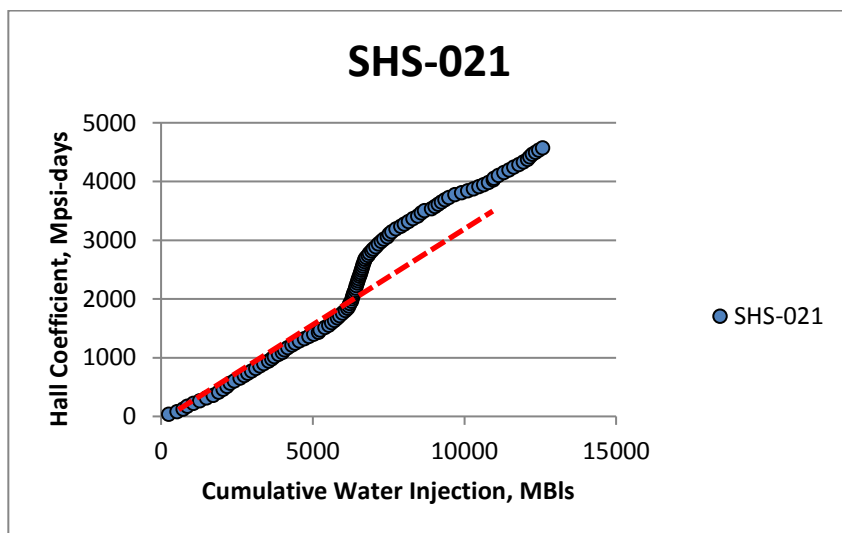


Figura 4. 5 Hall Plot SHS-021.
Fuente: Espín, G. (2017).

En el pozo Shushufindi se puede ver un posible taponamiento mediante a la gráfica.

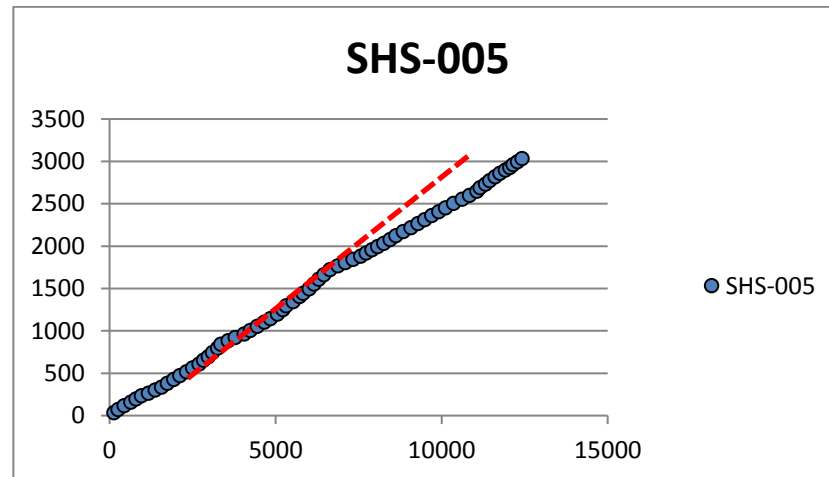


Figura 4. 6 Hall Plot SHS-005.
Fuente: Espín, G. (2017).

En el pozo Shushufindi 005 al idealizar una línea recta, se observa que la grafica de hall está por debajo de la idealización lo que podría significar una posible filtración a otra zona.

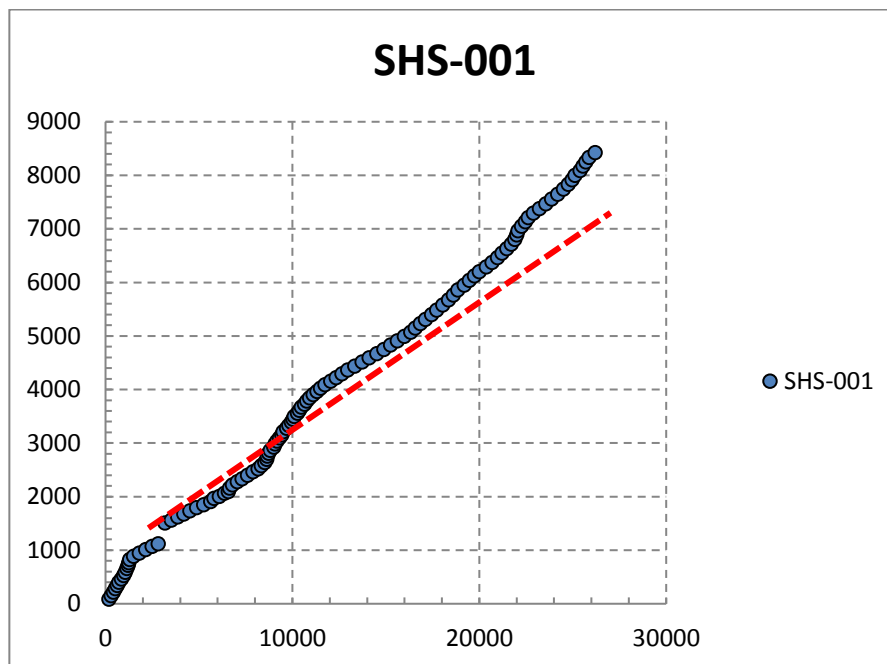


Figura 4. 7 Hall Plot SHS-001.
Fuente: Espín, G. (2017).

Se muestra un cambio en la inyección de agua, podría significar un taponamiento en el hoyo.

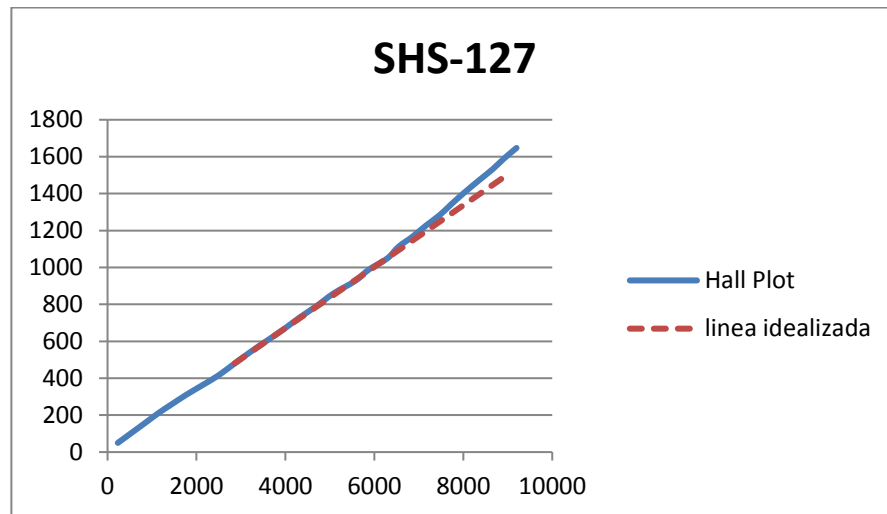


Figura 4. 8 Hall Plot SHS-127.
Fuente: Espín, G. (2017).

En el pozo reinyector Shushufindi 127 se observa un posible taponamiento o pobre calidad del agua.

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El Método Gráfico de Hall se pudo realizar para los pozos reinyectores del Activo Shushufindi, para evaluar el desempeño del proceso de reinyección de agua con datos que se recogen de forma diaria en campo lo cual no necesita parar operaciones para realizar esta prueba. La admisión promedio del campo es de 15000 BAIP con una presión de cabeza de 1800 psi. Mediante los gráficos de Hall se pudo verificar los cambios en la inyectividad en los pozos AGRA-003, SHS-033, SHS-021, SHS-005, SHS-001 y SHS-127 concluyendo que requieren trabajos de coiled tubing para incrementar su admisión. Estos presentan posible comunicación cercana en el caso del pozo AGRA-003, Taponamiento en el hoyo el pozo SHS-033, SHS-021, SHS-001, SHS-127 y posible filtraciones el pozo SHS-005.

Mediante el análisis de pendientes a los pozos SHS-047, SHS-104, SHS-108 y SHS-113 se pudo comprobar la presencia de daños en las formaciones antes de realizar el trabajo de limpieza y estimulación, por presencia de sólidos, además realizando el análisis del método gráfico de Hall después de la estimulación demuestra que se realizó un trabajo exitoso para los cuatro pozos revisados.

Para el nuevo tratamiento propuesto de estimulación matricial se verifica que puede realizarse una mayor disminución de daño. Y con datos factibles para un mejor resultado en la siguiente intervención a los pozos con trabajos de Coiled Tubing donde se puede aplicar estimulación matricial para aumentar la admisión de los pozos reinyectores y así reinyectar más agua de formación debido a que el Activo Shushufindi tiene grandes cantidades de agua junto con la producción.

RECOMENDACIONES

El Activo Shushufindi cuenta con grandes cantidades de producción de agua junto con la producción de petróleo, aproximadamente un 70% de

la producción es agua, por ello se recomienda realizar la limpieza y estimulación matricial a los pozos reinyectores del Activo para incrementar su admisión a la formación y disminuir el daño de los pozos.

Realizar revisiones periódicas a las condiciones mecánicas del pozo, como asentamiento de los packers para asegurar hermeticidad entre el espacio anular y el tubing. La presión anular en la prueba de presión no debe aumentar o significaría comunicación en la tubería. Los pozos reinyectores del Activo no deben sobrepasar la presión de cabeza que en este campo es de unos 1800 – 1900 psi, para asegurar la admisión de la formación y no forzar la presión de las bombas HPS en superficie.

El agua reinyectada debe cumplir con los estándares y estudios establecidos por la secretaría de protección ambiental según lo dispuesto en el Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas en el artículo 29, debido a que los problemas de taponamiento en los pozos reinyectores o la baja admisión es debió a incompatibilidad del agua inyectada con el yacimiento.

Para llevar a cabo la evaluación de los pozos mediante el método gráfico de Hall se recomienda tener los datos de reinyección desde que el pozo fue completado como reinyector para un mejor análisis de la gráfica,

donde se pueda apreciar el tiempo de llene del pozo, la línea recta y verificar el comportamiento de la inyektividad.

El monitoreo constante de los pozos reinyectores para evitar problemas de comunicación o filtración de agua a otras formaciones.

ANEXOS

ANEXO A

DIAGRAMA DE POZOS REINYECTORES

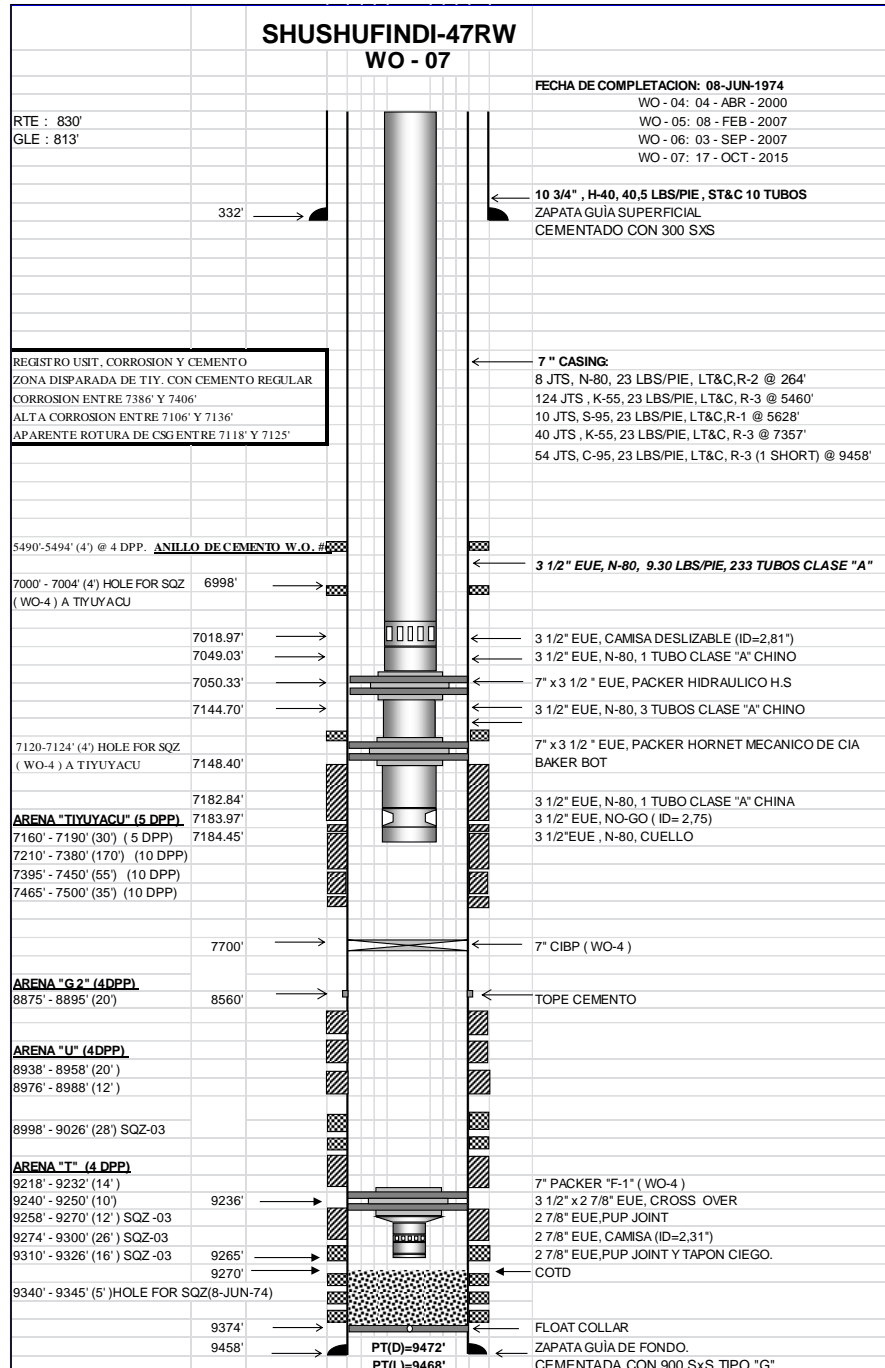


Diagrama del Pozo SHS-047.
Fuente: Petroamazonas EP. (2017).



Petroamazonas EP
SHUSHUFINDI-104DWDW WO#4
 DIAGRAMA FINAL
 05 DE DICIEMBRE 2015



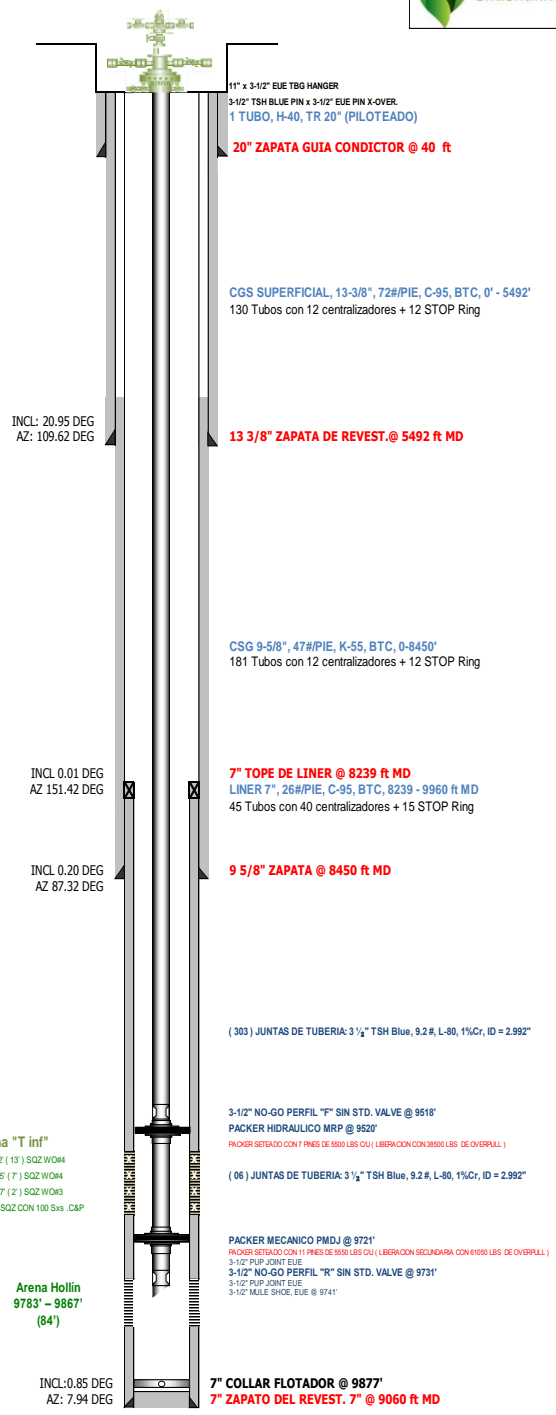
Permanent Datum - Sea Level
 Elevation K.B.: 865 ft.
 Elevation G.L.: 828.5 ft.
 Original KB: 36.5

20" CASING DESIGN	
0' - 40'	
H-40 / 94 #	
I.D.	19.124"
Drift	18.936"
Burst	1530 psi
Collapse	520 psi
Volume	0.355277 bbls/ft

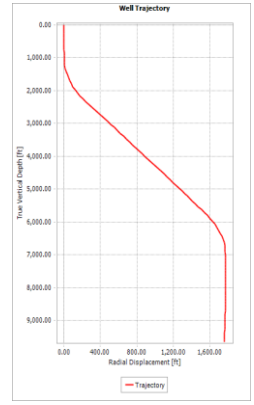
13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 5492'	
BTC / C-95 / 72#	
I.D.	12.347"
Drift	12.191"
Burst	6390 psi
Collapse	2820 psi
Volume	0.148092 bbls/ft

9 5/8" CASING DESIGN	
0' - 8450'	
BTC / N-80 / 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6870 psi
Collapse	4750 psi
Volume	0.073206 bbls/ft

7" CASING DESIGN	
8239' - 9960'	
BTC / C-95 / 26#	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	8600 psi
Collapse	5890 psi
Volume	0.038262 bbls/ft



Inclinacion Maxima: 22.91° @ 2641.91' MD / 2593.71' TVD



Arena "T inf"
 9569 - 9582 (13) SQZ W/O#4
 9588 - 9595 (7) SQZ W/O#4
 9595 - 9597 (2) SQZ W/O#3
 9600 - 9604 (4) SQZ CON 100 Sxs .CAP

Arena Hollin
 9783' - 9867'
 (84')

Elaborado Por: Jessica Paccha
 Actualizado por: Mario Duante

TD =9960 MD / 9660.44' TVD

Diagrama del Pozo SHS-104.
Fuente: Petroamazonas EP. (2017).

TE: 868,9 PIES
 LE: 838,4 PIES
 MR: 30,5 PIES

SHUSHUFINDI-108-D
W.O # 05

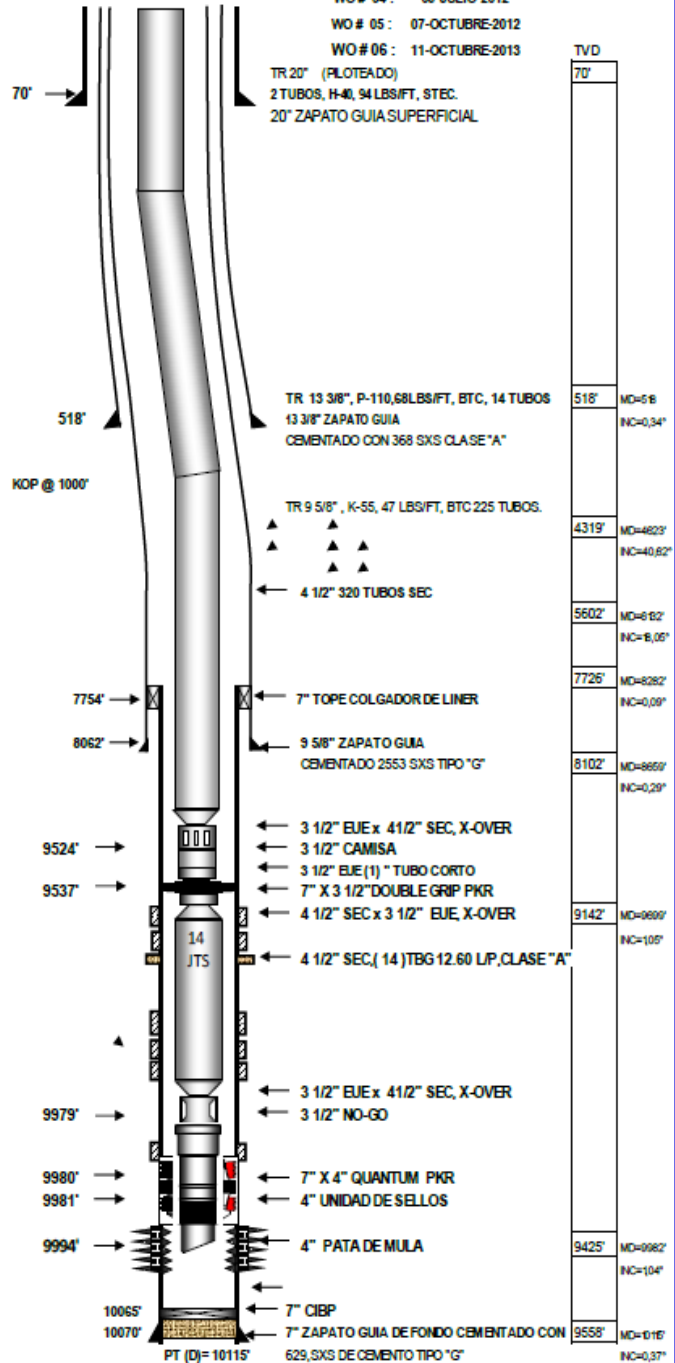
COMPLETACION: 06-JUNIO-2008

WO # 03 : 18-ABRIL-2012

WO # 04 : 09-JULIO-2012

WO # 05 : 07-OCTUBRE-2012

WO # 06 : 11-OCTUBRE-2013



ARENA "U" @ 10 DPP
 9623'-9626' (3) 5DPP
 9626'-9642' (16) 15DPP
 9642'-9648' (6) SQZ

ARENA "T" @ 10 DPP
 9752'-9776' (24)
 9788'-9798' (10)
 9808'-9822' (16)

ARENA "Hsup" @ 8 DPP
 9960'-9968' (8)

ARENA "Hinf" @ 5 DPP
 10004'-10062' (58)

Diagrama de Pozo SHS-108.
 Fuente: Petroamazonas EP. (2017).

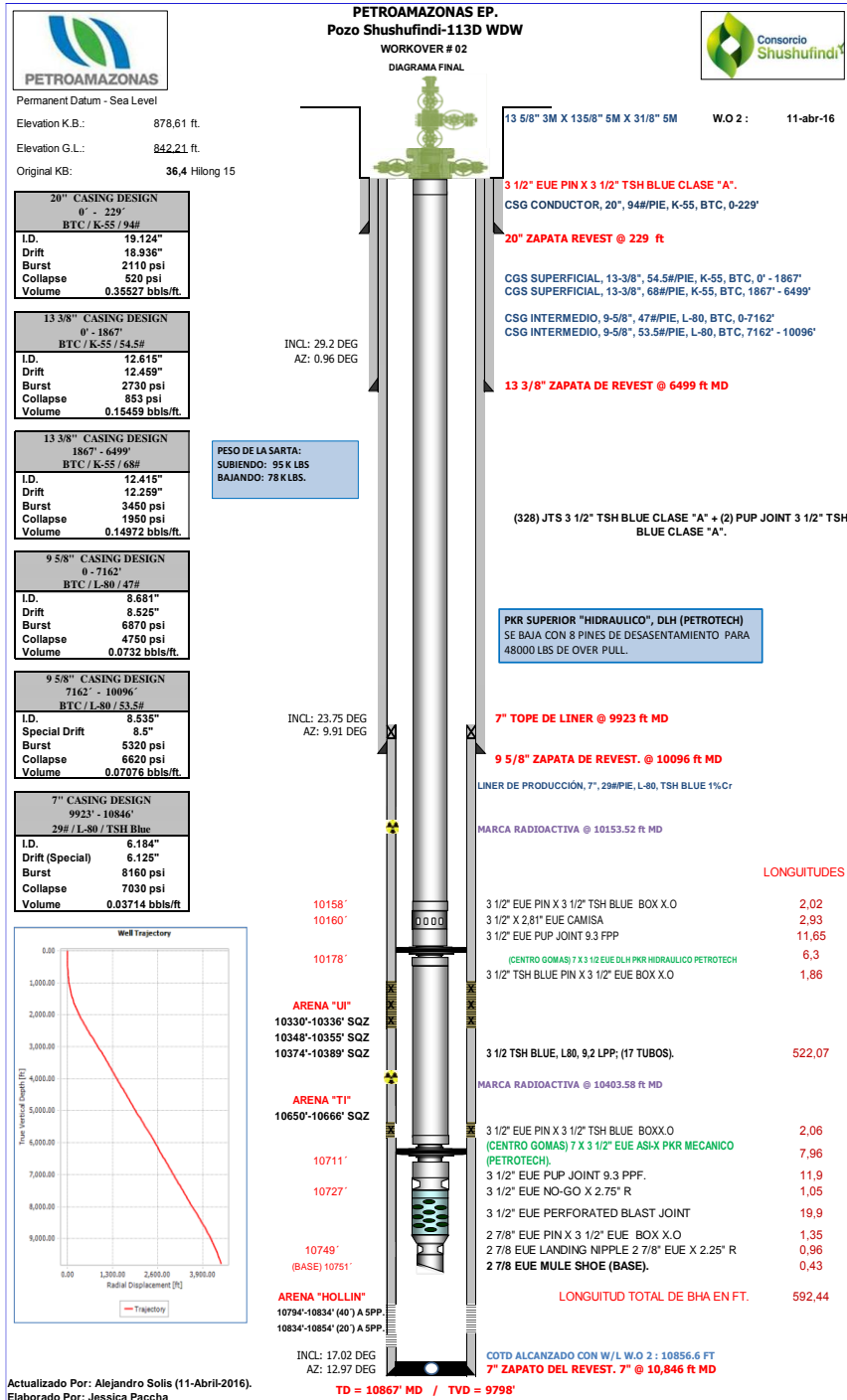


Diagrama de Pozo SHS-113.
Fuente: Petroamazonas EP. (2017).

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Ayala, R., & García, M. (2016). *Análisis Técnico y Económico de una Estimulación Matricial con Coiled Tubing Unit para el pozo RM-01 del Campo ESPOL* (Tesis Pregrado) Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador.

Benavides, X., & Nuñez, S. (2011). *Estudio Técnico Económico del Tratamiento Químico para la Deshidratación de Crudo en el Campo Shushufindi*. (Tesis Pregrado) Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Blanco, J., & Delgadillo, C. (2006). *Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de agua Desarrollado en un Campo Petrolero*. (Pregrado). Universidad Industrial de Santander, Argentina.

CIED – PDVSA. (1997). Prueba de Pozos. Venezuela

Halliburton. (2012). *Diagnostic Fracture Tests in Ultra Low Permeability Formations*. Pag 1-6.

Pabón, E., & Loayza, F. (2008). *Actualización de las Reservas en Base a los Nuevos Factores de Recobro del Campo Shushufindi* (Tesis Pregrado) Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

París de Ferrer, M. 2001. *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.

Ramirez, L. F. (2015). *Evolución para la conversión de los pozos Jivino-A-018 y Limoncocha D-012 en Reinyectores de Agua de Formacion, incluyendo la ingeniería de facilidades de superficie para incrementar la capacidad de reinyección de los campos Indillana y Yanaquincha en la Central CPF y en el Campo Limoncocha en la Central LPT.* (Tesis de Pregrado) Universidad Central del Ecuador, Ecuador.

Silin D. B., (2005). *Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited.* SPE Journal. Pag2-8.

Tamayo, C. (2011). *Aplicaciones de Coiled Tubing (CTU) en la Limpieza de Perforaciones en un Pozo Inyector* (Tesis pregrado) Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.